

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

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

### **REDISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE CRUDOS DE LOS CAMPOS CULEBRA - YULEBRA – ANACONDA HACIA EL CPF**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS**

**CINTHYA PAOLA SOLÓRZANO ULLOA**

**pao\_solorzano06@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. VLADIMIR CERÓN**

**ivcgoil@yahoo.es**

**QUITO, NOVIEMBRE 2010**

## DECLARACIÓN

Yo, Cinthya Paola Solórzano Ulloa, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis 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 normatividad institucional vigente.

---

Cinthya Paola Solórzano Ulloa

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Cinthya Paola Solórzano Ulloa, bajo mi supervisión.

---

Ing. Vladimir Cerón G.

**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, por permitirme culminar un anhelado sueño en mi vida.*

*A mis padres, por su cariño, comprensión y apoyo incondicional en todas las metas que he decidido alcanzar.*

*A mis hermanos, por sus palabras de aliento y amor.*

*A la Empresa Estatal Petroecuador y a sus profesionales, por su colaboración para la recolección de la información y con sus conocimientos para la realización de este proyecto. En especial al personal de Ingeniería en Yacimientos y Archivo Técnico, así como también al equipo de trabajo del Área AUCA, Estaciones Culebra, Yulebra y Anaconda por su colaboración desinteresada. Les quedo muy agradecida por su apoyo y amistad.*

*A la Escuela Politécnica Nacional, a la Facultad de Ingeniería en Petróleos, a los Ingenieros Johnny Zambrano, Gerardo Barros, Vinicio Melo y Raúl Valencia por sus enseñanzas y sabios consejos durante mi formación académica.*

*Un agradecimiento especial a mi director, Ing. Vladimir Cerón, por guiarme en la realización de este proyecto.*

*Pao S.U.*



## DEDICATORIA

*A DIOS, POR SU INFINITO AMOR.*

*A AQUELLOS SERES, LLAMADOS PADRES, QUE DIOS ACERTADAMENTE LOS ELIGIÓ PARA GUIARME POR EL CAMINO DE LA HONESTIDAD, TRABAJO Y DEDICACIÓN PARA ALCANZAR MIS SUEÑOS. USTEDES MIS QUERIDOS PADRES, MILTON SOLÓRZANO Y ELEIZA ULLOA, QUIENES CON SU EJEMPLO Y AMOR, HOY PUEDEN VER SU ESFUERZO DE DÍA A DÍA, HECHO REALIDAD.*

*A MIS HERMANOS, JESSY Y DIEGO, POR SU CARIÑO Y APOYO INCONDICIONAL. MIS QUERIDOS ALIADOS Y MEJORES AMIGOS EN LOS DÍAS DIFÍCILES.*

*Y A MIS SOBRINITOS, LA MÁZ TIERNA ILUSIÓN QUE HA LLEGADO A MI HOGAR.*

*PAO S.U.*

## CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN.....</b>	<b>II</b>
<b>CERTIFICACIÓN.....</b>	<b>III</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>IV</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>V</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>XII</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>XV</b>
<b>ÍNDICE DE MAPAS .....</b>	<b>XVII</b>
<b>ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS .....</b>	<b>XVIII</b>
<b>SIMBOLOGÍA.....</b>	<b>XX</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>XXII</b>
<b>PRESENTACIÓN.....</b>	<b>XXIV</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1.2 RESEÑA HISTÓRICA .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1.3 ESTRUCTURA .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1.4 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES.....</b>	<b>4</b>
1.1.4.1 Formación Tena (Maestrichtiano-Paleoceno).....	4
1.1.4.2 Formación Napo .....	5
1.1.4.3 Formación Hollín.....	5
<b>1.1.5 PARÁMETROS TÉCNICOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES..</b>	<b>5</b>
1.1.5.1 Propiedades de la roca.....	6
1.1.5.2 Propiedades de los fluidos.....	7
<b>1.1.6 TOPES Y BASES .....</b>	<b>9</b>

<b>1.1.7 CROMATOGRAFÍA DE LOS GASES .....</b>	<b>10</b>
<b>1.1.8 MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS.....</b>	<b>11</b>
<b>1.2 DATOS BÁSICOS DEL RESERVORIO .....</b>	<b>15</b>
<b>1.2.1 RESERVAS ACTUALES DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA.....</b>	<b>17</b>
<b>1.3 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA .....</b>	<b>20</b>
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>21</b>
<b>EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS ACTUALES DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE CRUDO.....</b>	<b>21</b>
<b>2.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA .....</b>	<b>21</b>
<b>2.2 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA .....</b>	<b>22</b>
<b>2.3 FUNDAMENTOS TÉCNICOS DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN</b>	<b>26</b>
<b>2.3.1 MÚLTIPLE .....</b>	<b>26</b>
<b>2.3.2 SEPARADORES .....</b>	<b>27</b>
2.3.3.1 Componentes del Separador .....	28
2.3.3.3 Factores que influyen en la Separación.....	28
2.3.3.4 Clasificación de los Separadores.....	29
<b>2.3.3 SISTEMA DE GAS .....</b>	<b>30</b>
<b>2.3.4 TANQUES .....</b>	<b>31</b>
2.3.4.1 Normas de Diseño .....	31
2.3.4.2 Tanques de Lavado .....	32
2.3.4.3 Tanques de Surgencia (Estabilización) .....	32
2.3.4.4 Tanques de Almacenamiento .....	32
2.3.4.4.1 Partes del Tanque de Almacenamiento .....	32
2.3.4.4.2 Clasificación de los tanques de almacenamiento.....	35
2.3.4.5 Material de fabricación de los tanques .....	36
2.3.4.5.1 Materiales a emplear en tanques de almacenamiento.....	36
2.3.4.6 Pruebas del tanque.....	37
2.3.4.7 Identificación de los Tanques .....	37

<b>2.3.5 SISTEMA DE MEDICIÓN: UNIDAD LACT .....</b>	<b>38</b>
2.3.5.1 Elementos del Sistema de Medición .....	39
<b>2.3.6 SISTEMA DE BOMBEO.....</b>	<b>41</b>
2.3.6.1 De Desplazamiento Positivo (BDP) .....	41
2.3.6.2 Dinámicas .....	41
<b>2.3.7 SISTEMAS DE TUBERÍAS .....</b>	<b>43</b>
2.3.7.1 Normas de diseño.....	44
2.3.7.2 Presión de diseño .....	44
2.3.7.3 Temperatura de diseño.....	44
2.3.7.4 Grado de tuberías.....	45
2.3.7.5 Material de fabricación de la tubería.....	45
2.3.7.6 Tolerancias de fabricación .....	46
2.3.2.7 Pruebas .....	47
<b>2.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CULEBRA01 .....</b>	<b>47</b>
<b>2.5 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN YULEBRA 01 .....</b>	<b>50</b>
<b>2.5.1 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN YULEBRA</b> <b>.....</b>	<b>53</b>
<b>2.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN ANACONDA .....</b>	<b>55</b>
<b>CAPITULO 3 .....</b>	<b>62</b>
<b>PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y</b> <b>ANACONDA .....</b>	<b>62</b>
<b>3.1 CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....</b>	<b>62</b>
3.1.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL .....	63
3.1.2 DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO E INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CULEBRA .....	64
3.1.3 DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO E INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO YULEBRA .....	66
3.1.4 DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO E INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO ANACONDA.....	68

<b>3.2 DETERMINACIÓN DEL CAUDAL INICIAL DE PETRÓLEO DE LOS POZOS A PERFORARSE EN EL PERÍODO 2009-2012.....</b>	<b>70</b>
3.2.1 ESTADOS DE FLUJO .....	70
3.2.2 PERMEABILIDAD Y LEY DE DARCY.....	73
3.2.2.1 Flujo Lineal .....	75
3.2.2.2 Flujo Radial.....	75
3.2.2.3 Flujo Hemisférico .....	76
3.2.3 CÁLCULO DEL CAUDAL INICIAL DE PETRÓLEO .....	77
<b>3.3 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA .....</b>	<b>78</b>
<b>3.4 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN POR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS EN EL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA.....</b>	<b>80</b>
<b>CAPITULO 4.....</b>	<b>87</b>
<b>REDISEÑO Y MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE.....</b>	<b>87</b>
4.1 INTRODUCCIÓN.....	87
4.2 REDIMENSIONAMIENTO Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS EXISTENTES Y NUEVOS EN LA ESTACIÓN YULEBRA-01 .....	88
4.2.1 CÁLCULOS DE BOTA DE GAS, TANQUE DE LAVADO, TANQUE DE SURGENCIA, SISTEMA DE BOMBEO Y LÍNEAS DE TRANSFERENCIA .....	90
4.2.1.1 Bota de gas.....	90
4.2.1.2 Sistema de Almacenamiento .....	93
4.2.1.2.1 Tanque de Lavado .....	95
4.2.1.2.2 Tanque de Surgencia.....	98
4.2.1.3 Sistema de Medición .....	100
4.2.1.4 Sistema de Bombeo .....	101
4.2.1.4.1 Evaluación mecánica de las Bombas booster y transferencia de la Estación Cul-01 .....	105
4.2.1.4.2 Evaluación mecánica de las Bombas booster y transferencia de la Estación Yul-01 .....	105
4.2.1.4.3 Evaluación mecánica de las Bombas booster y transferencia de la Estación Ana-01 .....	107

4.2.1.5 Diseño de líneas de flujo desde Wellpads hacia la Estación de Producción Yul-02 .....	107
4.2.1.5.1 Patrones de Flujo .....	108
4.2.1.5.2 Correlaciones de Flujo de Beggs y Brill.....	110
4.2.1.5.3 Cálculos y Selección del diámetro de Líneas de Transferencia de flujo.....	116
4.2.1.6 Sistema SCADA .....	121
4.2.1.6.1 Funciones Principales del Sistema .....	123
4.2.1.6.2 Pantallas de proceso.....	126
<b>4.2.2 RESUMEN GENERAL DE LOS EQUIPOS PROPUESTOS A IMPLEMENTARSE EN LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN “YUL-02” .....</b>	<b>127</b>
4.2.2.1 Civil.....	127
4.2.2.2 Mecánica .....	127
4.2.2.3 Eléctrica.....	129
4.2.2.4 Sistema de Control SCADA.....	129
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>131</b>
<b>ANÁLISIS FINANCIERO .....</b>	<b>131</b>
<b>5.1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>131</b>
<b>5.2 PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA .....</b>	<b>131</b>
<b>5.2.1 PRECIO.....</b>	<b>131</b>
<b>5.2.2 COSTOS DE OPERACIÓN .....</b>	<b>132</b>
<b>5.2.3 IMPUESTO A LAS UTILIDADES .....</b>	<b>133</b>
<b>5.2.4 INVERSIONES .....</b>	<b>133</b>
<b>5.2.5 INGRESOS.....</b>	<b>134</b>
<b>5.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....</b>	<b>134</b>
<b>5.3.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....</b>	<b>135</b>
<b>5.3.2 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (T.I.R.) .....</b>	<b>136</b>
<b>5.3.3 RELACIÓN COSTO – BENEFICIO (RCB) .....</b>	<b>136</b>
<b>5.3.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....</b>	<b>137</b>
<b>5.4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA .....</b>	<b>137</b>

**CAPÍTULO 6 ..... 142**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ..... 142**

**6.1 CONCLUSIONES ..... 142**

**6.2 RECOMENDACIONES ..... 144**

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS ..... 144**

**ANEXOS ..... 142**

**ANEXO 1..... 142**

**ANEXO 2..... 142**

**ANEXO 3..... 142**

**ANEXO 4..... 142**

**ANEXO A.4.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS..... 198**

**ANEXO A.4.2 EVALUACIÓN MECÁNICA DE UNA BOMBA BOOSTER DE LA ESTACIÓN CULEBRA 01 ..... 201**

**ANEXO A.4.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN Y VELOCIDAD DE FLUJO EN UNA TUBERÍA DE 6 5/8 in, CÉDULA 40 PARA EL PAD CUL-06 A CUL-01 ..... 201**

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Coordenadas UTM .....	1
Tabla 1.2	Parámetros Petrofísicos .....	7
Tabla 1.3	Análisis PVT disponibles del campo Culebra, Yulebra y Anaconda ..	8
Tabla 1.4	Propiedades de los Fluidos .....	9
Tabla 1.5.	Topes y Bases Promedio .....	10
Tabla 1.6	Cromatografía de los gases.....	11
Tabla 1.7	Mecanismos de Empuje .....	12
Tabla 1.8	Reservas de Petróleo por Reservorio.....	19
Tabla 1.9	Reservas remanentes de Petróleo y Factor de recobro actual.....	19
Tabla 2.1.	Estado actual de los pozos del campo Culebra, Yulebra y Anaconda .....	21
Tabla 2.2.	Situación actual de los pozos del campo Culebra Yulebra y Anaconda .....	23
Tabla 2.3	Producción acumulada a Marzo del 2010 .....	24
Tabla 2.4	Ventajas de los separadores horizontales y verticales .....	29
Tabla 2.5	Materiales más comunes y esfuerzos permisibles (Kg/cm <sup>2</sup> ).....	33
Tabla 2.6	Espesor del cuello, tapa plana y brida de la Entrada de Hombre .....	34
Tabla 2.7	Requerimientos de diversos estándares para tanques de fondo plano .....	36
Tabla 2.8	Ventajas y desventajas del Medidores de Desplazamiento Positivo y del Probador Bidireccional de Esfera .....	40
Tabla 2.9	Diferencias entre BDP y Bombas Dinámicas.....	42
Tabla 2.10	Reducción de Temperatura para componentes sin aislamiento .....	45
Tabla 2.11	Composición química .....	46
Tabla 2.12	Propiedades mecánicas .....	46
Tabla 2.13	Unidades Booster y de Alta Presión .....	53
Tabla 2.14	Prueba de ratas múltiples en el pozo reinector Yul-06 .....	54
Tabla 2.15	Prueba de ratas múltiples en el pozo reinector Yul-01 .....	54
Tabla 3.1	Parámetros pozo Cul-11.....	77
Tabla 3.2	Caudal inicial de petróleo de los 23 pozos nuevos a ser perforados	78
Tabla 3.3	Proyecciones de producción en cada estación.....	79



Tabla 3.4 Proyecciones de producción del campo Culebra, Yulebra y Anaconda .....	79
Tabla 3.5 Proyecciones de producción incremental más actual de cada estación .....	81
Tabla 3.6 Proyecciones de producción incremental más actual del campo Culebra, Yulebra y Anaconda.....	82
Tabla 4.1 Topografía del Área AUCA.....	88
Tabla 4.2 Valores máximos de producción de la Estación Yul-02 entre los años 2009-2025 .....	89
Tabla 4.3 Parámetros a considerar para la Bota de Gas.....	91
Tabla 4.4 Parámetros a considerar para el Tanque de Lavado.....	95
Tabla 4.5 Resultados del dimensionamiento de altura y diámetro del Tanque de Lavado.....	96
Tabla 4.6 Resultados del dimensionamiento del tiempo de retención del Tanque de Lavado.....	97
Tabla 4.7 Especificaciones de Tanques de Lavado y Surgencia .....	100
Tabla 4.8 Capacidad de los Medidores vs Tiempo de medición .....	101
Tabla 4.9 Capacidad vs Tiempo de bombeo .....	102
Tabla 4.10 Evaluación mecánica sistema de bombeo en Cul-01 .....	105
Tabla 4.11 Evaluación mecánica sistema de bombeo en Yul-01 .....	106
Tabla 4.12 Evaluación mecánica sistema de bombeo en Ana-01 .....	107
Tabla 4.13 Constantes del modelo de Beggs y Brill .....	113
Tabla 4.14 Datos utilizados en el cálculo de capacidades .....	117
Tabla 4.15 Diámetro de Tubería.....	118
Tabla 4.16 Caída de Presión en líneas de transferencia para “Cul-06”.....	119
Tabla 4.17 Resultados de la evaluación hidráulica .....	120
Tabla 4.18 Caída de Presión en líneas de transferencia desde “Yul-02” al Oleoducto Secundario.....	120
Tabla 4.19 Especificaciones de Líneas de Transferencia .....	121
<b>Tabla 4.20 Sistema SCADA y Fabricante.....</b>	<b>126</b>
<b>Tabla 4.21 Resumen general de los equipos propuestos .....</b>	<b>128</b>
Tabla 5.1 Desembolso operacional 2010 -2025 .....	133
Tabla 5.2 Inversiones .....	134
Tabla 5.3 Ingresos por venta de crudo .....	138

Tabla 5.4 Costos de Producción .....	138
Tabla 5.5 Utilidades e Impuestos .....	139
Tabla 5.6 Flujo Neto de Caja.....	140
Tabla 5.7 Resultado de la Evaluación Económica .....	140
Tabla 6.1 Resultados de la evaluación hidráulica .....	144
Tabla A.1.1. Análisis PVT de las Arenas BT, U, T, Hollín Superior y Hollín Inferior de los pozos ubicados un el Campo Culebra, Yulebra Y Anaconda ..	158
Tabla A.1.2. Análisis de Crudo del Distrito Amazónico. ACT´S Campo Auca. ....	161
Tabla A.1.3. Análisis físico- químico del Agua de formación.....	162
Tabla A.1.4. Resumen cromatografía Área Auca. ....	163
Tabla A.1.5 Cronograma de Perforación 2009 del Campo Culebra, Yulebra y Anaconda .....	164
Tabla A.1.6 Cronograma de Perforación 2010 del Campo Culebra, Yulebra y Anaconda .....	165
Tabla A.1.7 Cronograma de Perforación 2011 del Campo Culebra, Yulebra y Anaconda .....	166
Tabla A.1.8 Cronograma de Perforación 2012 del Campo Culebra, Yulebra y Anaconda .....	167
Tabla A.2.1 Tubería de acero al carbono API 5L/ ASTM A53/A106.....	172
Tabla A.2.2. Datos Informativos .....	173
Tabla A.2.3. Laboratorio .....	174
Tabla A.2.4. Obras Civiles.....	174
Tabla A.3.1. Caudal inicial de los 23 pozos a perforarse.....	174

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mecanismos de Producción, Reservorio Basal Tena.....	13
Figura 1.2 Mecanismos de Producción, Reservorio U .....	14
Figura 1.3 Mecanismos de Producción, Reservorio Hi .....	14
Figura 2.1 Distribución producción acumulada de gas del campo Culebra, Yulebra y Anaconda por Reservorio .....	24
Figura 2.2 Distribución producción acumulada de petróleo del campo Culebra, Yulebra y Anaconda por Reservorio .....	25
Figura 2.3 Distribución producción acumulada de agua del campo Culebra, Yulebra y Anaconda por Reservorio .....	25
Figura 2.4 Separador de Agua Libre FWKO .....	30
Figura 2.5 Sistema de Medición, Prueba y Calidad .....	38
Figura 2.6 Probador Bidireccional de Esfera .....	40
Figura 2.7 Estación de Producción Culebra .....	50
Figura 2.8 Estación de Producción Yulebra.....	55
Figura 3.1 Proyección de producción de petróleo del campo Culebra .....	65
Figura 3.2 Proyección de producción de agua del campo Culebra. ....	66
Figura 3.3 Proyección de producción de petróleo del campo Yulebra.....	67
Figura 3.4 Proyección de producción de agua de Yulebra.....	68
Figura 3.5 Proyección de producción de petróleo del campo Anaconda .	69
Figura 3.6 Proyección de producción de agua del campo Anaconda. ....	69
Figura 3.7 Estado Estable.....	70
Figura 3.8 Estado Inestable.....	71
Figura 3.9 Estado Inestable / Estado Pseudoestable $q_2$ a $q_5$ .....	72
Figura 3.10 Principales geometrías de flujo encontrados en yacimientos	73
Figura 3.11 Proyección de producción de petróleo del campo Culebra, Yulebra y Anaconda.....	84
Figura 3.12 Proyección de producción de agua del campo Culebra, Yulebra y Anaconda.....	85
Figura 3.13 Proyección de producción de gas del campo Culebra, Yulebra y Anaconda.....	86
Figura 4.1 Constante K .....	98

<b>Figura 4.2 Bota de gas y Tanque de lavado .....</b>	<b>98</b>
<b>Figura 4.3 Transferencia de crudo desde el tanque de reposo a Bombas Booster.....</b>	<b>106</b>
<b>Figura 4.4 Patrones deFlujo .....</b>	<b>106</b>
<b>Figura 4.5 Mapa de patrones de flujo horizontal .....</b>	<b>106</b>
<b>Figura 4.6. Factor de fricción de dos fases de la correlación de Beggs y Brill. ....</b>	<b>111</b>
<b>Figura 4.7 Esquema de los elementos de un Sistema SCADA.....</b>	<b>122</b>
<b>Figura 4.8 Vista general de procesos .....</b>	<b>123</b>
<b>Figura 4.9 Control remoto de compresor .....</b>	<b>124</b>
<b>Figura 4.10 Alarma. Nivel bajo desgasificador .....</b>	<b>125</b>
<b>Figura 4.11 Históricos Tren de agua de río.....</b>	<b>125</b>
<b>Figura 4.11 Diagrama de equipos y tuberías de la propuesta realizada para la Estación de Producción Yul-02.....</b>	<b>125</b>

## ÍNDICE DE MAPAS

Mapa A.1.1. Mapa Geográfico de la Ubicación del Campo Culebra, Yulebra y Anaconda en el Distrito Amazónico.....	150
Mapa A.1.2. Columna de los Componentes Estratigráficos y Litológicos del Campo Culebra, Yulebra Y Anaconda. Sección de Interés, Formación Napo	151
Mapa A.1.3. Mapa y Sección Estructural de la Cuenca Oriente.....	152
Mapa A.1.4. Sección Sísmica Estructural Oeste-Este al tope de la Arenisca “U”, Culebra – Yulebra.....	153
Mapa A.1.5. Sección Sísmica Estructural Norte-Sur al tope de la Arenisca “U”, Principal Anaconda .....	154
Mapa 1.6. Columna Estratigráfica del Campo Culebra, Yulebra y Anaconda .....	155
Mapa A.1.7. Correlación entre pozos Yulebra-06 y Bogi-1.....	156
Mapa A.2.1. Ubicación actual de los pozos del Campo Culebra, Yulebra y Anaconda. ....	170
Mapa A.3.1 Mapa estructural referido al tope “Arenisca U Principal”. Campos Culebra - Yulebra. ....	191
Mapa A.3.2 Ubicación pozos propuestos. Campos Culebra – Yulebra - Anaconda .....	192

## ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

Foto A.2.1. Múltiple. Estación Culebra .....	176
Foto A.2.2. Botas de Gas. Estación Culebra .....	176
Foto A.2.3. Sistema de Almacenamiento. Estación Culebra .....	177
Foto A.2.4. Sistema de Medición y Transferencia. Estación Culebra .....	177
Foto A.2.5. Líneas de Transferencia desde el Múltiple a los Tanques. Estación Culebra.....	178
Foto A.2.6. Múltiple - Separadores. Estación Yulebra .....	179
Foto A.2.7. Área de Inyección de Químicos. Estación Yulebra .....	179
Foto A.2.8. Placa de Identificación del Separador de Producción. Estación Yulebra .....	180
Foto A.2.9. Depurador de Gas. Estación Yulebra .....	180
Foto A.2.10. Sistema de Almacenamiento y Tanque de Agua de Formación. Estación Yulebra .....	181
Foto A.2.11. Sistema de Reinyección de Agua, Tanque de Agua de Formación. Estación Yulebra. ....	181
Foto A.2.12. Sistema de Reinyección de Agua, Sistema de Bombeo. Estación Yulebra.....	182
Foto A.2.13. Sistema de Reinyección de Agua, Sistema de Transferencia. Estación Yulebra. ....	182
Foto A.2.14. Área del Sistema de Medición, Bombeo y Transferencia. Estación Yulebra.....	183
Foto A.2.15. Sistema de Medición (ACT'S). Estación Yulebra.....	183
Foto A.2.16. Sistema de Bombeo. Estación Yulebra.....	184
Foto A.2.17. Líneas de Transferencia de Crudo y Agua (Línea Verde) hacia Oleoducto Secundario Auca Sacha y Pozo Reinyector Yul-06. ....	184
Foto A.2.18. Mini Estación de Producción Anaconda.....	185
Foto A.2.19. Múltiple. Estación Anaconda.....	185
Foto A.2.20. Botas de Gas. Estación Anaconda .....	186
Foto A.2.21. Sistema de Almacenamiento. Estación Anaconda.....	186
Foto A.2.22. Sistema de Medición. Estación Anaconda .....	187
Foto A.2.23. Sistema de Bombeo. Estación Anaconda .....	187

Foto A.2.24. Línea de Transferencia Anaconda-Yulebra 01. Estación Anaconda

..... 188

## SIMBOLOGÍA

<b>A</b>	Área, acres
<b>ACT</b>	Automatic custody transfer
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BES</b>	Bombeo eléctrico sumergible
<b>BAPD</b>	Barriles de agua por día
<b>BFPD</b>	Barriles de fluido por día
<b>BPPD</b>	Barriles de fluido por día
<b>Bo</b>	Factor volumétrico del petróleo, BI/BF
<b>BSW</b>	Basemen solids and water
<b>°C</b>	Grados Celsius
<b>D</b>	Diámetro, in
<b>dm</b>	Diámetro de la partícula, micrones
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>FNC</b>	Flujo neto de caja
<b>fr</b>	Factor de recobro
<b>ft</b>	Pies
<b>FWKO</b>	Free water knockout
<b>Geo</b>	Gravedad específica del petróleo
<b>Gew</b>	Gravedad específica del agua
<b>GOR</b>	Relación Gas – Petróleo
<b>h</b>	Altura, ft
<b>HP</b>	Horse power
<b>in</b>	Pulgadas
<b>Km</b>	Kilómetro
<b>LACT</b>	Unidad Automática de Custodia, Carga y Transferencia
<b>m</b>	metros
<b>MBIs</b>	Miles de barriles
<b>MMPCSD</b>	Millones de pies cúbicos estándar por día
<b>PCSD</b>	Pies cúbicos estándar por día
<b>Pb</b>	Presión de burbuja, psi
<b>POES</b>	Petróleo original en sitio, BF



<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>psi</b>	Libra fuerza por pulgada cuadrada
<b>Q<sub>o</sub></b>	Caudal de petróleo, BPPD
<b>Q<sub>w</sub></b>	Caudal de agua, BAPD
<b>Q<sub>f</sub></b>	Caudal de fluido, BFPD
<b>T</b>	Temperatura, °F
<b>tr</b>	Tiempo de retención, min
<b>z</b>	Factor de desviación del gas

## RESUMEN

En el proyecto de titulación denominado “REDISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE CRUDOS (SATC) DE LOS CAMPOS CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA HACIA EL CPF” se evalúan los equipos existentes en Yulebra-01, Culebra-01 y Anaconda 01, con el fin de determinar si es necesario el rediseño o ampliación de los equipos de la estación de producción.

El primer capítulo hace referencia a la descripción y ubicación del campo Culebra, Yulebra y Anaconda. El reservorio más productor es la arena Napo U. El Petróleo Original En Sitio (POES) calculado es de 348,08 MMBIs. Las Reservas Probadas de petróleo, son de 95,46 MMBIs. En el cronograma de perforación se ha planificado la perforación de 23 nuevos pozos en 5 Wellpads.

En el segundo capítulo constan los fundamentos técnicos para el proceso de tratamiento de hidrocarburos y la descripción de los equipos existentes en las tres estaciones de producción del campo.

La producción promedia en la mini Estación de Producción Culebra 01 es de 3451 BFPD y 2994 BPPD. El fluido no tratado adecuadamente por lo que es enviado al oleoducto hacia Sacha con un porcentaje de BSW de alrededor del 13%.

La Estación de Producción Yulebra recibe la producción de 10 pozos, cuya producción actual es de 5.931 BFPD y 3.201 BPPD al mes de marzo del 2010. El crudo es transferido oleoducto secundario Auca-Sacha con BSW entre el 3 y 5%.

La producción que maneja la mini Estación de Producción Anaconda es de 793 BFPD y 776 BPPD. El fluido se descarga hacia la Estación Yulebra para el proceso de deshidratación de crudo.

Las proyecciones de producción se lo realizan en el tercer capítulo. La máxima producción de petróleo esperada por la perforación de nuevos pozos es de 12.617 BPPD en el año 2012. A partir de este año, la producción declinará

hasta 4.412 BPPD en el año 2025, con una producción máxima de agua de 20.562 BAPD.

En el cuarto capítulo, se evalúan los equipos existentes. La bota de gas es de 68 in de diámetro por 50ftde altura. La bota de gas puede manejar sin inconveniente la producción de gas esperada. El sistema de deshidratación contará con un tanque de lavado y un tanque de surgencia. El *tanque de lavado* sería de 36ft altura x 60ftde diámetro. El *tanque de surgencia* (tanque de almacenamiento) de 38.250 Bls de capacidad, de 36 ft altura x 84 ft de diámetro.

Se recomienda instalar una *UNIDAD LACT*, con el fin de incorporar un nivel de automatización a los equipos de medición.

La producción máxima de petróleo se tendrá en el año 2012, por lo que no será necesario instalar bombas de mayor capacidad, pero si será necesario cambiarlos por equipos más actualizados.

Las líneas de transferencia desde los Wellpads, hasta las estaciones de producción más cercana son determinados con el método de Beggs y Brill.

El nivel de automatización para la Estación incluye la instalación de instrumentación y control necesarios para que la operación sea automática, mediante un Sistema SCADA. Este sistema incorpora los equipos principales de la estación: múltiple de producción, separadores de producción y prueba, bota de gas, calentador de agua, tanque de lavado, tanque de reposo, Unidad LACT, sistema de transferencia de crudo y líneas de flujo.

El análisis financiero se presenta en el quinto capítulo. El ingreso estimado en el período 2010-2025 asciende a 3365,7 MMUSD. La inversión inicial de este proyecto es de 89,97 MMUSD. La recuperación de la inversión del proyecto sería en 123 días.

En el sexto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones que se ha generado en este estudio.

## PRESENTACIÓN

Esta investigación pretende presentar, de manera ordenada el análisis y redimensionamiento de los equipos existentes en las 3 Estaciones ubicadas en Culebra-1, Yulebra-1 y Anaconda-1. Debido a que, el objetivo de Petroproducción es centralizar el fluido producido de el campo en una Estación de Producción (CPF), moderna y eficiente, hacia el Oleoducto Auca-Sacha.

Este proyecto se limita al estudio de sistemas específicos, que son: sistema de almacenamiento, medición, bombeo y transferencia de crudo. El presente trabajo se ha estructurado en seis capítulos.

En el primer capítulo se describe al campo Culebra, Yulebra y Anaconda. Se presenta la estratigrafía y litología de los yacimientos productores, y las propiedades de roca y fluidos. En este capítulo se calculan las reservas remanentes y el factor de recobro actual.

En el segundo capítulo constan los fundamentos técnicos para el proceso de tratamiento de hidrocarburos y la evaluación mecánica de los equipos existentes en las tres estaciones de producción del campo.

En el tercer capítulo se encuentra la proyección de producción por la perforación de nuevos pozos, utilizando las constantes de declinación dadas por el programa OFM.

En el cuarto capítulo, se presenta la problemática existente en los tanques utilizados actualmente, por lo que se propone la implementación de tanques con mayor capacidad. Para el dimensionamiento de las tuberías desde los 5 Well pads hacia el CPF, se utiliza correlaciones de flujo para determinar caídas de presión y velocidad de la mezcla, donde se escoge las mejores opciones de diámetro y longitud de líneas, al identificar mejores condiciones de transferencia de crudo. El análisis realizado en los sistemas de medición y bombeo, revelan su capacidad de contabilización y transferencia de fluido.

El análisis financiero se presenta en el quinto capítulo. Finalizando el presente trabajo con las conclusiones y recomendaciones que se ha generado en este estudio.

## CAPÍTULO 1

### DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA

#### 1.1 CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA

##### 1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Culebra, Yulebra y Anaconda se localiza aproximadamente a 12 Km al Este de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca), al sur del Campo Sacha, en la Provincia de Orellana, en el Oriente Ecuatoriano y a 80 Km al Sur de la frontera con Colombia. Inicialmente se consideraban como 3 campos independientes. El área de los campos cubre una superficie de 120  $Km^2$ , en el área Auca. La ubicación de los campos se puede observar en el **Mapa A.1.1** del **ANEXO 1**.

Se encuentran dentro de las coordenadas UTM según en la **Tabla 1.1**.

**Tabla 1.1 Coordenadas UTM**

Coordenadas	Mínimo	Máximo
X	280.000	300.000
Y	9'939.000	9'954.400

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa  
**Fuente:** Petroproducción. Archivo Técnico

##### 1.1.2 RESEÑA HISTÓRICA

El primer pozo Culebra 1 fue perforado por el consorcio CEPE – TEXACO, el 8 de noviembre de 1973. Alcanzó una profundidad de 10.626 ft, con una producción total de 460 BPPD a flujo natural de los yacimientos “U” Inferior (360 BPPD, 19° API) y “T” Inferior (100 BPPD, 26° API); también produjo durante las pruebas de pistoneo de Hollín 60 BPPD.

En 1980, Texaco perforó el pozo Yulebra 1. Alcanzó una profundidad de 10.345 ft. Se obtuvo una producción de 1.803 BPPD a flujo natural de los yacimientos “Basal Tena” (1.614 BPPD, 23.3° API) y “Hollín” Inferior (189 BPPD). Por pistoneo se obtuvo una producción adicional de 252 BPPD de 22° API de “U” Inferior.

La ex Filial Petroamazonas en 1991 perforó el pozo Anaconda 1, el cual alcanzó una profundidad de 10.410 ft, con una producción inicial en la arenisca “U” Inferior de 640 BPPD de 25 °API, en “Hollín” Superior con 451 BPPD de 25 °API y en “Hollín” Inferior de 423 BPPD de 24° API.

En este campo se han perforado 25 pozos, 9 en Culebra, 12 en Yulebra y 4 en Anaconda, de los cuales se hallan en producción 20 pozos: 8 en Culebra, 10 en Yulebra y 2 en Anaconda, además de 2 pozos re-inyectores en Yulebra. La Producción acumulada durante el mes de Marzo del 2010 es de 216.101 Bls de Petróleo, 99.355 Bls de Agua y 29,174 MMPCSD de Gas.

Los campos Culebra, Yulebra y Anaconda constituyen un solo campo, desde la revisión del modelo geológico y los trabajos de simulación realizados en los años 1997 - 1998.

En este trabajo se considera a los campos Culebra, Yulebra y Anaconda como un solo campo y, en los capítulos 3 y 4, Proyecciones de Producción y Diseño de Equipos, respectivamente, se basará en la producción total del campo como la suma de producción de cada uno de ellos en función de las propiedades de los fluidos.

El campo Culebra, Yulebra y Anaconda inició su producción en febrero de 1981, con la producción de Cul-01 y Yul-01 de 231 BPPD. Posteriormente se incorporaron nuevos pozos a la producción mostrando una tendencia incremental, permitiendo alcanzar una producción diaria de 7.000 a 8.000 BPPD, entre diciembre de 1995 y principios del 2003.

En junio de 1997 alcanza su máximo histórico de producción de 8.328 BPPD, iniciándose luego una declinación de producción.

La sección de interés económico de este campo corresponde a los sedimentos depositados durante el *Cretácico Intermedio*: la formación Hollín (Superior e Inferior), además de la arenisca U y la arenisca T de la formación Napo y el *Cretácico Superior* representado por la Arenisca Basal Tena de la formación Tena.

El mejor yacimiento desarrollado corresponde a la arenisca “U” inferior. Las areniscas Basal Tena y Hollín Inferior de la formación Hollín aportan pero con menor cantidad de hidrocarburos, mientras que Hollín Superior y “T” Inferior no se encuentran en producción. En el **ANEXO 1** se puede observar el **Mapa A.1.2 Columna Estratigráfica** de los componentes estratigráficos del campo Culebra, Yulebra y Anaconda.

### 1.1.3 ESTRUCTURA

Define el marco geométrico básico de la trampa de hidrocarburos, constituido principalmente por Fallas y Superficies Geológicas.

**Fallas Principales:** son aquellas que limitan los bloques más grandes del yacimiento.

**Superficies Geológicas:** delimitan a las principales formaciones geológicas del yacimiento.

El campo se halla localizado al centro oeste de la Cuenca Oriente, al sur del campo Sacha, alineándose en el eje estructural principal, Norte – Sur, conformado por: Lago Agrio, Sacha, Culebra, Yulebra y Auca, y constituye un anticlinal asimétrico con una tendencia preferencial Oeste – Este y un eje secundario de dirección Sur – Este en el que se encuentra el alto Anaconda, limitados con rumbo norte - sur por fallas con salto de baja magnitud, que podrían ser considerados como flexuras al oeste por un límite inferior de petróleo (LIP) a 8.786 ft (Pozo Culebra 6) y al este por un contacto agua petróleo (CAP) a 8.759 ft (Pozo Yulebra 6). El Mapa Estructural al tope de la Arenisca “U” Principal se puede observar en el **Mapa A.1.3 del ANEXO 1**.

La estructura del campo Culebra y Yulebra constituyen un anticlinal asimétrico con dos altos estructurales separados por una silla estructural localizada a la altura de los pozos Culebra 2 y Yulebra 2, y lo separan de la estructura Anaconda por una derivación hacia el sur siguiendo la dirección noroeste - sureste. La sección sísmica estructural Oeste-Este al tope de la Arenisca "U" Principal del campo Culebra y Yulebra se visualiza en el **Mapa A.1.4** del **ANEXO 1**.

Anaconda es el tercer alto estructural que se encuentra limitado en sus flancos Norte, Este y Sur por bajos estructurales bien definidos. Estos altos estructurales se expresan en todos los niveles de la columna estratigráfica. La sección sísmica estructural Norte-Sur al tope de la Arenisca "U" Principal del campo Anaconda se puede observar en el **Mapa A.1.5** del **ANEXO 1**.

#### **1.1.4 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES**

La **Estratigrafía** es el estudio e interpretación de las rocas sedimentarias estratificadas, y de la identificación, descripción y secuencia, tanto vertical como horizontal, de las unidades estratificadas de rocas.

La **Litología** es la parte de la geología que trata de las rocas, especialmente de su tamaño de grano, del tamaño de las partículas y de sus características físicas y químicas.

La columna estratigráfica exhibe las formaciones presentes en el campo que son Basal Tena, Napo U, Napo T, Hollín Superior y Hollín Inferior. Los principales yacimientos son Basal Tena y Napo U. Estos yacimientos serán descritos a continuación. El **Mapa A.1.6** con la Columna Estratigráfica se encuentra en el **ANEXO 1**.

##### **1.1.4.1 Formación Tena (Maestrichtiano-Paleoceno).**

**Basal Tena:** el ambiente depositacional considerado es de rellenos de valles y canales fluviales, con zonas transicionales influenciadas por mareas en un



ambiente transicional. Está constituido por areniscas de cuarzo de grano fino a muy fino, subangulares a redondeados, con regular a buena selección, con presencia de circón, rutilo y glauconita.

#### 1.1.4.2 Formación Napo

**“U” superior y “T” superior:** el ambiente de depósito es de plataforma marina, que constituyen Yacimientos de mala calidad.

**Caliza B:** son rocas calcáreas arcillosas con materia orgánica, glauconita, fosfato y fragmentos de conchas de moluscos.

**Arenisca “U” Inferior:** son areniscas cuarzosas de color marrón por la presencia de hidrocarburos, de grano fino a medio, de regular a buena clasificación, cemento silíceo a veces calcáreo – siderético, ocasionalmente glauconítico hacia el tope, con presencia de carbón, azufre y yeso.

**T Inferior:** ambiente de depósito estuarino influenciado por mareas, con subambientes de canales influenciados por mareas, depósitos de barra de marea y planicie arenosa. Son areniscas cuarzosas de grano muy fino, matriz caolinita, cemento silíceo, calcáreo y siderético con porosidad primaria intergranular.

#### 1.1.4.3 Formación Hollín

**Hollín Superior:** ambiente estuarino, con tendencia a un ambiente más continental hacia el oeste y mayor influencia marina hacia el este. Son areniscas de cuarzo de granos muy finos, subangulares a redondeados, de buena clasificación, con presencia de glauconita, materia orgánica y pirita, con cemento calcáreo.

**Hollín Inferior:** ambiente fluvial, de canales entrelazados.

#### 1.1.5 PARÁMETROS TÉCNICOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

Las rocas reservorio están saturadas con petróleo, agua y gas; por lo que es importante el cálculo de la cantidad de fluidos almacenados y la transmisibilidad

de estos fluidos en la roca reservorio. El almacenamiento y la transmisibilidad dependen de la roca, y de las características y distribución de los fluidos.

#### 1.1.5.1 Propiedades de la roca

Las propiedades fundamentales de la roca son:

**Porosidad:** es la medida del espacio vacío de la roca. Es una propiedad que describe la capacidad de almacenamiento de una roca.

**Permeabilidad:** es la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados, no puede existir permeabilidad.

**Saturación de Fluidos:** es la medida de la distribución de los fluidos en la roca. Se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca debe ser igual a 1; es decir:

$$\boxed{S_o + S_w + S_g = 1} \quad (1.1)$$

Los Yacimientos del campo Culebra, Yulebra y Anaconda presentan variaciones en los valores de sus parámetros petrofísicos y propiedades de los fluidos, los que se determinaron en base a la información de núcleos de corona de los pozos: CUL-1, CUL-2, CUL-3, CUL-4, YUL-1, YUL-3, YUL-6, YUL-7, ANA-1, ANA-2 y ANA-3.

En la **Tabla 1.2** se presentan los parámetros petrofísicos determinados en el análisis de los núcleos de los pozos anteriormente mencionados, en donde “ $\Phi$ ” representa la porosidad efectiva, “ $S_w$ ” representa la saturación de agua y “ $K$ ” representa la permeabilidad.

**Tabla 1.2 Parámetros Petrofísicos**

Yacimiento	Área (Acres)	Espesor (ft)	Porosidad $\Phi$ (%)	Sw (%)	K (md)	Salinidad del Agua (ppm NaCl)	Resistividad del Agua (Ohm-m)	T. (°F)
Basal Tena	5195,53	10	15 – 20	23.2	900	50.000	0,05	214
“U”	7.742,29	31,9	14 – 19	16.6	814	50.000	0,05	235
“T”	4.461,2	5,6	12 – 18	39	251	20.000 – 25.000	0,091	238
Hollín Superior	5.795,31	10,3	10 -16	15,3	61	8.000 – 12.000	0.16 – 0,23	240
Hollín Inferior	659,9	32	14 – 17	15.1	371	800 – 1.000	1,6 – 2,2	241

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

### 1.1.5.2 Propiedades de los fluidos

Los fluidos encontrados en los yacimientos petrolíferos son esencialmente mezclas complejas de compuestos de hidrocarburos, que contienen con frecuencia impurezas como nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno.<sup>1</sup>

La densidad y la presión son dos de las propiedades más esenciales de los fluidos. Estas propiedades juegan un papel importante a medida que van evolucionando los fluidos en un yacimiento de hidrocarburo, tomando como base fundamental el comportamiento termodinámico de fases y parámetros que permiten reconocer la relación gas-líquido, gravedad API y color del líquido.

**Análisis PVT:** son necesarios para llevar a cabo el diseño de instalaciones de producción y diversas actividades de la Ingeniería de Yacimientos, ya que permiten obtener cálculos como el POES, predecir su vida productiva y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados.

El muestreo de fluidos se lleva a cabo al inicio de la vida productiva del yacimiento. Existen dos formas de recolectar las muestras de fluidos:

<sup>1</sup> CRAFT, B.C Y HAWKINS, M.F. Ingeniería Aplicada de Yacimientos petrolíferos. Pág. 134.

- Muestreo de fondo
- Muestreo por recombinación superficial.

En campo se han realizado análisis PVT de los pozos que se detallan en la **Tabla 1.3**.

**Tabla 1.3 Análisis PVT disponibles del campo Culebra, Yulebra y Anaconda**

Número	Pozo	Yacimiento	Fecha
1	Anaconda 1	BT	05/09/08
2	Anaconda 2	T	10/03/09
3	Culebra 1	U	16/04/01
4	Culebra 2	U	06/09/98
5	Culebra 4	Ui	11/05/05
6	Culebra 6	Ui	14/07/08
7	Culebra 7	U	11/06/09
8	Culebra 9D	T	30/08/07
9	Culebra 10H	U	30/10/09
10	Yulebra 1	BT	19/09/95
11	Yulebra 2	U	12/04/96
12	Yulebra 3	U	22/07/97
13	Yulebra 4	Ui	07/04/09
14	Yulebra 5	Ui	25/01/06
15	Yulebra 7	Ui	04/11/02
16	Yulebra 9D	U	10/07/09
17	Yulebra 15	Ui	20/12/09
18	Yulebra 16	U	30/10/09

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Petroproducción. Área Auca.

Los análisis PVT de los pozos referidos en la **Tabla 1.3** constan en el **ANEXO 1, Tabla A.1.1**.

Los resultados de los análisis PVT de las arenas BT, U, T, Hollín Superior y Hollín Inferior del campo Culebra-Yulebra–Anaconda se detallan en la **Tabla 1.4**.

**Tabla 1.4 Propiedades de los Fluidos**

Yacimiento	Presión inicial (psi)	Presión actual (psi)	Presión burbuja (psi)	Boi (BI/BF)	Bob (BI/BF)	Rsi (PCS/BF)	°API
<b>Basal Tena</b>	3.720	2.000 @ 2.006	890	1,1254	1,134	108	21,2
<b>“U”</b>	3.955	2.000 @ 2.004	860	1,1689	1,199	163	21,3
<b>“T”</b>	4.270	3.855 @ 1.997 Inactivo	860	1,1526	1,169	128	25,2
<b>Hollín Superior</b>	4.390	3.983 @ 1.997	206	1,1479	1,152	40	27,2
<b>Hollín Inferior</b>	4.500	4.500	206	1,1479	1,152	40	27,2

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

Además de los análisis PVT, también se realizaron análisis de crudo y análisis físico químico del agua de formación, cuyos valores son presentados en las **Tablas A.1.2** y **A.1.3**, respectivamente, en el **ANEXO 1**.

### 1.1.6 TOPES Y BASES

La determinación de las características estratigráficas, entre ellas Topes y Bases de los intervalos de interés anteriormente anotados, se realizó a partir de núcleos convencionales y especiales cortados parcialmente dentro de los intervalos de interés así como de los registros eléctricos respectivos. Las correlaciones estratigráficas entre pozos permite la definición de los Topes y Bases.

La correlación realizada por PETROPRODUCCIÓN ha sido entre el pozo Cul-06, considerado representativo por cubrir toda la columna, y el pozo BOGI 1, representativo de la cuenca, muestran los marcadores estratigráficos y los espesores de la columna. En el **Mapa A.1.7** del **ANEXO 1** se puede apreciar estos marcadores estratigráficos.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> NCT Energy Group. “Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los Campos de PETROPRODUCCIÓN ubicados en el Distrito Amazónico. Campo CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA”. Abril 2009

Tomando en consideración la evaluación petrofísica de los pozos y los datos de núcleos de corona en los yacimientos de interés, se generaron rangos de valores de Topes y Bases. En la **Tabla 1.5** se presentan los resultados promedios por reservorio en ft.

**Tabla 1.5. Topes y Bases Promedio**

Yacimiento	Culebra		Yulebra		Anaconda	
	Tope (ft)	Base (ft)	Tope (ft)	Base (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
<b>Basal Tena</b>	8.926	8.948	8.825	8.824	8.862	8.881
<b>U</b>	9.665	9.725	9.571	9.628	9.632	9.667
<b>T</b>	9.916	9.973	9.832	9.878	9.887	9.944
<b>Hollín Superior</b>	10.088	10.129	9.983	10.031	10.054	10.103
<b>Hollín Inferior</b>	10.129	10.242	10.031	10.134	10.103	10.287

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos.

### 1.1.7 CROMATOGRAFÍA DE LOS GASES

El análisis de la cromatografía de los gases permite obtener la distribución de componentes de la muestra de acuerdo a las características estructurales de los compuestos (hidrocarburos normales o parafinas y ramificados o isoparafinas) de una mezcla de referencia de composición conocida. Como resultado de esta aplicación se puede evaluar la continuidad de Yacimientos, identificar problemas de producción en pozos y asignar las cantidades producidas en intervalos específicos, como complemento de las herramientas tradicionales de la geología de Yacimientos y de la ingeniería de producción.<sup>3</sup>

El resumen de la cromatografía realizada en el Área Auca se encuentra en la **Tabla A.1.2** del **ANEXO 1**. En la **Tabla 1.6** se encuentran los resultados de la Cromatografía de los Gases realizado en 2008 por PETROPRODUCCIÓN. El resumen de la cromatografía realizada en el Área Auca se encuentra en la **Tabla A.1.4** del **ANEXO 1**.

<sup>3</sup> Labayén, Inés; Illiano, Silvia. “Reservorios Multicapas. Determinación del Aporte de las diferentes capas a la producción global.” INLAB.

**Tabla 1.6 Cromatografía de los gases**

Componente	Moles %
Dióxido de carbono, CO <sub>2</sub>	6.35
Nitrógeno, N <sub>2</sub>	2.93
Metano, C <sub>1</sub>	64.99
Etano, C <sub>2</sub>	6.71
Propano, C <sub>3</sub>	10.57
iso-Butano, iC <sub>4</sub>	2.77
n- Butano, nC <sub>4</sub>	2.35
iso-Pentano, iC <sub>5</sub>	0.52
n-Pentano, nC <sub>5</sub>	0.82

<b>Presión (psi)</b>	28
<b>Temperatura (°F)</b>	80
<b>Peso molecular</b>	25,251
<b>Poder calórico del gas (Btu/ft<sup>3</sup>)</b>	178895
<b>Octanaje (calculado)</b>	102535

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroproducción. Área Auca.

### 1.1.8 MECANISMOS DE EMPUJE DE LOS YACIMIENTOS

La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural del yacimiento. El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria.

En muchos yacimientos pueden operar; simultáneamente varios mecanismos de producción; pero generalmente predomina uno o dos. Durante la vida del yacimiento la predominancia puede cambiar de un mecanismo a otro, ya sea natural o artificialmente.

La producción de los yacimientos se debe a los siguientes mecanismos:

- **Hidráulico:** cuando se presenta agua proveniente de un acuífero adyacente.

- **Gas en solución:** los fluidos gaseosos ayudan a producir la fase líquida cuando el gas intenta liberarse del seno del crudo.
- **Capa de gas:** no hay distribución uniforme de los fluidos.
- **Expansión de roca y fluidos**
- **Gravedad o segregación gravitacional:** común en yacimientos con espesor considerable y que tienen buena comunicación vertical o en yacimientos que tienen alto buzamiento que permiten la migración del gas a la parte superior de la estructura.
- **Combinado**

En la **Tabla 1.7** se puede observar la relación entre la eficiencia de recobro y los diferentes mecanismos de producción primarios basados en estadísticas internacionales.

**Tabla 1.7 Mecanismos de Empuje**

Mecanismo	Presión de Reservoirio	Relación Gas-Petróleo GOR	Producción de Agua $W_p$	Eficiencia	Otros
<b>Expansión roca y fluido</b>	Declina rápida y continuo $P_i > P_b$	Permanece bajo y cte	No, excepto alto $Sw$	1-10% Prom: 3%	
<b>Gas en solución</b>	Declina rápida y continuo	Alto, incrementa y cae	No, excepto alto $Sw$	5-35% Prom: 20%	Requiere bombeo temprano
<b>Capa de gas</b>	Cae lenta y continuo	Crece cont. en formaciones inclinadas	Despreciable	20-40% Prom: 25%	Ruptura temprana de gas indica m
<b>Empuje de agua</b>	Permanece alta. $P$ depende del caudal	Permanece bajo si $P$ es alta	Pozos bajos tienen $W_p$ que crece	35-80% Prom: 50%	N de Balance de Materiales crece si $We = 0$
<b>Segregación gravitacional</b>	Declina rápida y continuo	Bajo en form. poco inclinado. Alto en form. Inclinadas	Despreciable	40-80% Prom: 60%	Se presenta si la $K$ es mayor a 200md, el buzamiento mayor a $10^\circ$ y la $\mu$ baja.

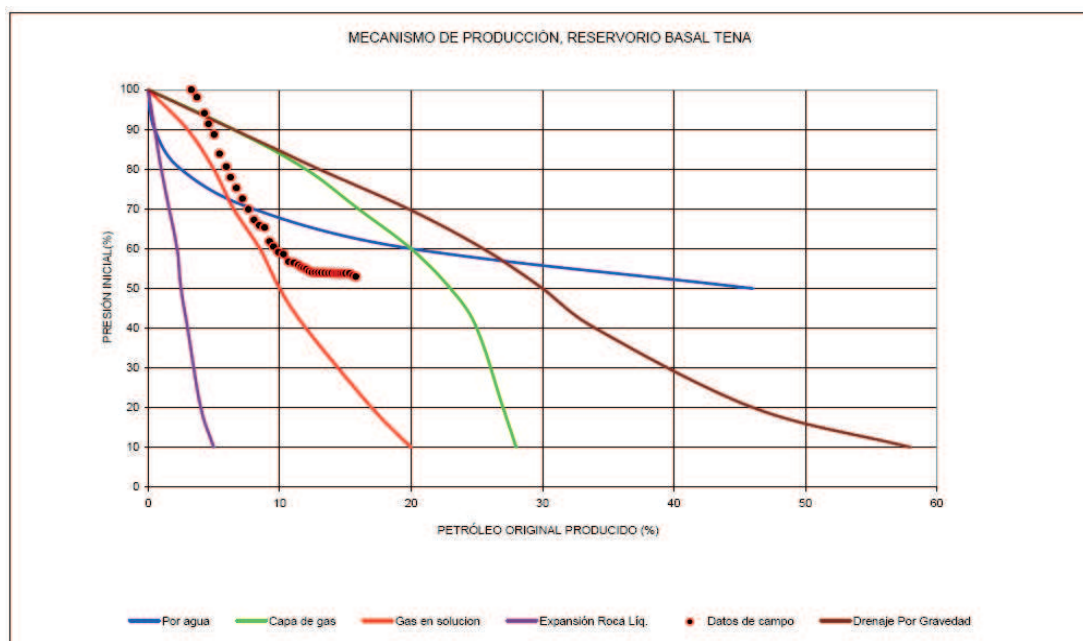
**Fuente:** Comunidad Petrolera



A partir del análisis del comportamiento productivo de cada reservorio se estima los diferentes mecanismos de producción que predominan, los que se explican a continuación:

**Reservorio Basal Tena:** este reservorio se encuentra sólo en ciertas áreas de la Cuenca Estratigráfica. Los mecanismos principales de producción son Expansión Roca-Fluido y Gas en Solución. Ver **Figura 1.1**

**Figura 1.1 Mecanismos de Producción, Reservorio Basal Tena**



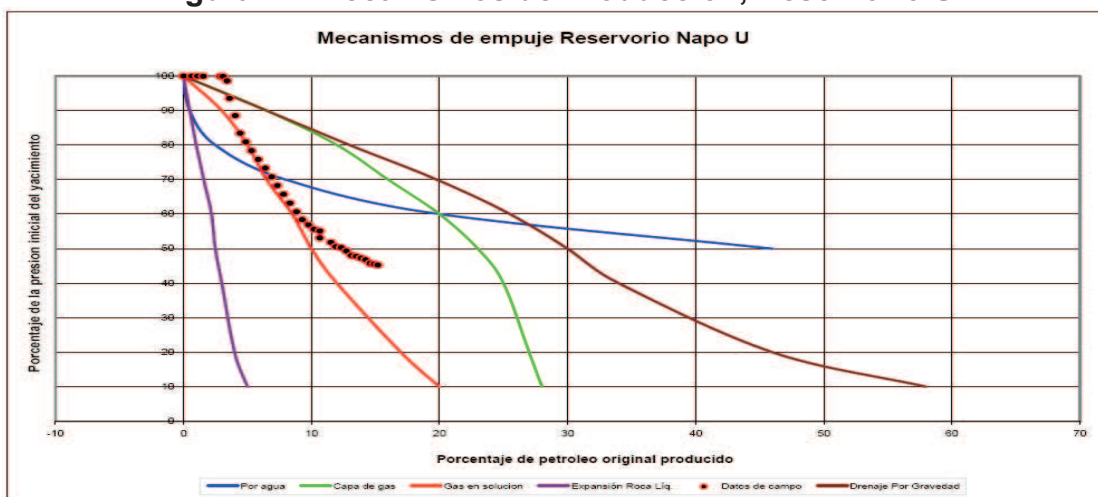
**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos.

**Reservorio T:** no se puede determinar el mecanismo de producción principal ya que no se dispone de historia suficiente. Sin embargo, se toma en cuenta la historia de la Cuenca Estratigráfica y se deduce que su mecanismo es por Expansión Roca-Fluido y Gas en Solución.

**Reservorio Hollín Superior:** no se puede determinar el mecanismo de producción principal ya que no se dispone de historia suficiente. Sin embargo, se toma en cuenta la historia de la Cuenca Estratigráfica y se deduce que su mecanismo es por Expansión Roca-Fluido y Gas en Solución.

**Reservorio U:** la caída de presión de este reservorio y la poca producción de agua indica que no tiene un acuífero muy activo. Los mecanismos de producción principales son por Gas en Solución y Expansión de Roca-Fluido. Ver **Figura 1.2**

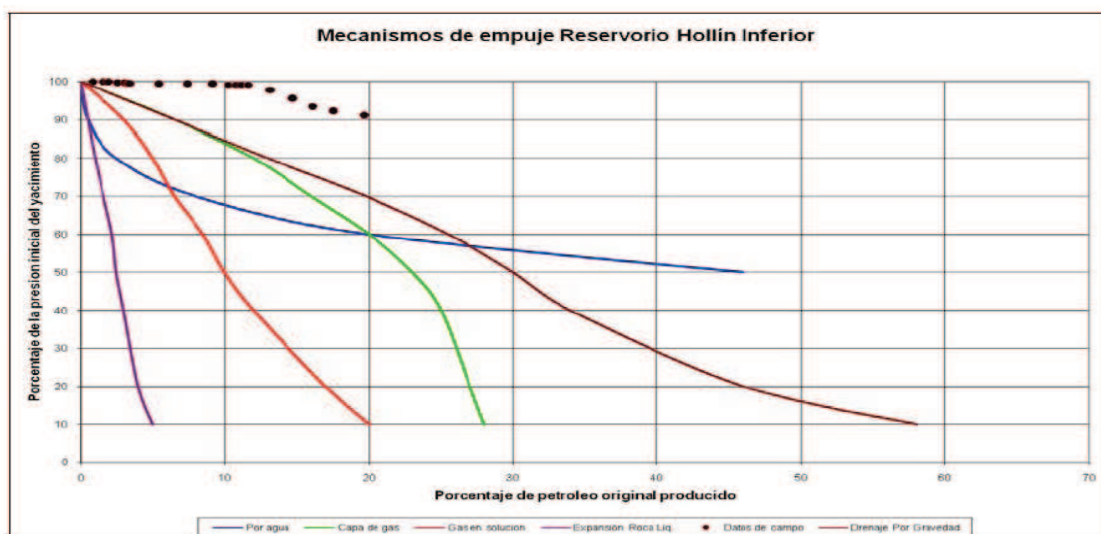
**Figura 1.2 Mecanismos de Producción, Reservorio U**



Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos.

**Reservorio Hollín Inferior:** la producción de agua indica la presencia de un acuífero muy activo. El mecanismo de producción principal es por Gas en Solución y Empuje Hidráulico.<sup>4</sup> Ver **Figura 1.3**.

**Figura 1.3 Mecanismos de Producción, Reservorio Hi**



Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos.

<sup>4</sup> NCT Energy Group. "Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los Campos de PETROPRODUCCIÓN ubicados en el Distrito Amazónico. Campo CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA". Abril 2009

De acuerdo al Mecanismo de Producción de cada reservorio, y al Potencial de Producción registrado en el mes de Marzo del 2010, se puede intuir cual es el mecanismo de cada área del campo Culebra, Yulebra y Anaconda.

Teniéndose la siguiente clasificación:

**Culebra:** en esta área producen actualmente 8 pozos, todos de la arenisca U y Ui. El BSW promedio es del 13.15%, que se lo considera relativamente bajo. En esta área prevalecen Gas en Solución y Expansión de Roca-Fluido.

**Yulebra:** la producción proviene de 10 pozos, dos de ellos de la arenisca Basal Tena y los restantes de la arenisca U y Ui. El BSW promedio es del 44.36%, el más alto de las 3 áreas consideradas de este campo. En esta área influyen los mecanismos conocidos como Gas en Solución y Expansión de Roca-Fluido.

**Anaconda:** la producción de esta área ha sido de Basal Tena, T, y Hollín, siendo esta última sellada ante el bajo aporte de hidrocarburos. En esta área producen actualmente 2 pozos de las arenas Basal Tena y Ti. El BSW promedio registrado es el menor de las tres áreas; es del 2.08%. Anaconda produce por los mecanismos de producción de Gas en Solución y Expansión de Roca-Fluido.

## 1.2 DATOS BÁSICOS DEL RESERVORIO

La viabilidad económica de un proyecto de recuperación de petróleo está influenciada por el comportamiento de la producción bajo las actuales y futuras condiciones operacionales, y esto es un importante tema en el proceso de manejo de yacimientos. Simuladores clásicos de evaluaciones volumétricas, balance de materiales y curvas de declinación, y modelos modernos de simulación primaria y mejorada, se aplican para estimar el comportamiento del yacimiento y estimar sus reservas. Los simuladores juegan un papel importante en la formulación inicial del plan de desarrollo, el ajuste a historia y la optimización de las producciones futuras, así como en la planeación y diseño de planes de recuperación mejorada.

**Petróleo Original En Sitio "POES":** el petróleo original en sitio es "la cantidad estimada de barriles de petróleo crudo que existe en depósitos (yacimientos) conocidos antes de cualquier producción, (Douglas M. Considine, 1977).

El petróleo original en sitio puede ser evaluado por la ecuación (1.2):

$$POES = 7758 * \frac{V_b * \phi_e * (1 - S_w)}{\beta_{oi}} \quad (1.2)$$

Donde:

POES: Petróleo original in situ, BF

$V_b$ : Volumen bruto, acre-pie

$\phi_e$ : Porosidad efectiva, fracción

$S_w$ : Saturación inicial de agua, fracción

$B_{oi}$ : Factor volumétrico inicial del petróleo, BI/BF

7758: Factor de conversión de unidades, BI/acre-pie

**Reservas Probadas:** es la cantidad de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Las reservas probadas pueden ser sub-divididas en desarrolladas y no desarrolladas. Los métodos para determinar las reservas probadas son varios, entre los cuales se tiene:

- ✓ Método volumétrico,
- ✓ Curvas de declinación de producción de pozos,
- ✓ Balance de materiales,
- ✓ Simulación matemática.

**Reservas remanentes:** es el volumen de hidrocarburos recuperables como resultado de la diferencia entre las reservas iniciales probadas y de la producción acumulada de un determinado yacimiento al momento de la estimación. Este volumen es un indicativo del potencial de un yacimiento, así como una referencia para realizar operaciones futuras en un campo.

**Reservas no probadas:** están basadas en datos de geología y/o ingeniería, similares a los usados en el estimado de las reservas probadas; pero incertidumbre técnicas, contractuales, económicas o de regulación hacen que estas reservas no sean clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden ser sub-clasificadas como probables y posibles.

**Reservas probables:** son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas.

**Reservas posibles:** son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables.

### **1.2.1 RESERVAS ACTUALES DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA**

Para el cálculo de las Reservas Remanentes existentes en el campo, se realiza una diferencia entre el POES por el Factor de Recobro (Reservas Probadas) y la producción acumulada del campo para determinarla.

El POES ha sido determinado de cálculos volumétricos basados en los mapas estructurales, isoíndices de hidrocarburos y espesor neto de pago, obteniendo un valor de **348'087.342** Bls de petróleo para las areniscas Basal Tena, "U", "T", Hollín Superior y Hollín Inferior; según el informe "Informes 1 al 5 de Simulación Campos Culebra, Yulebra y Anaconda" presentado por GEOQUEST para Petroproducción que se encuentra en Archivo Técnico.

Las **Reservas Probadas** de petróleo de un yacimiento se determinan con la siguiente ecuación:

$$\boxed{\text{Reservas Probadas} = \text{POES} * \text{Fr}} \quad (1.3)$$

Donde:

*POES*: Petróleo original en sitio, BF

*Fr*: Factor de recobro, fracción

Las **Reservas Remanentes** son el resultado de la diferencia entre las reservas probadas y la producción acumulada hasta marzo del 2010, fecha de cierre del estudio.

$$\boxed{\text{Reservas Remanentes} = \text{Reservas Probadas} - \text{Producción Acumulada}} \quad (1.4)$$

El **Factor de Recobro Actual ( $FR_a$ )** es la relación entre la producción acumulada y el petróleo original en sitio. El  $FR_a$  revela el estado actual de la recuperación de los yacimientos. Se lo expresa con la siguiente ecuación:

$$\boxed{FR_a = \frac{N_p}{POES}} \quad (1.5)$$

Donde:

$FR_a$ : Factor de recobro actual, fracción

$N_p$ : Producción acumulada, BF

*POES*: Petróleo original en sitio, BF

En la **Tabla 1.8** se muestra en resumen el comportamiento de producción de los diferentes yacimientos.

**Tabla 1.8 Reservas de Petróleo por Reservorio**

Reservorio	POES (MMBIs)	Fr (%)	Reservas Probadas (MMBIs)	Producción Acumulada (MMBIs)
Basal Tena	49,3	31,1	15,33	9,95
“U”	224,3	28,2	63,25	35,83
“T”	10,92	20	2,18	0,440
Hollín Superior	44,67	20,2	9,02	0,056
Hollín Inferior	18,88	30	5,66	5,34
<b>TOTAL</b>	<b>348,08</b>		<b>95,46</b>	<b>51,62</b>

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroproducción.

En la **Tabla 1.9** se proporciona información de las Reservas Remanentes de Petróleo hasta el 31 de marzo del 2010, fecha de cierre de este estudio, en el campo Culebra, Yulebra y Anaconda.

**Tabla 1.9 Reservas remanentes de Petróleo y Factor de recobro actual**

Reservorio	Reservas Remanentes (MMBIs)	Fra (%)
BT	5,38	20,2
U	27,42	16,0
T	1,75	4,0
HS	8,97	0,1
HI	0,32	28,3
TOTAL	43,84	

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroproducción.

La producción del campo Culebra, Yulebra y Anaconda, con respecto al resto de campos del  rea Auca conformada por los campos Armadillo, Auca, Auca Este, Auca Sur, Conga, Conga Sur, Cononaco, Puma, Rumiyacu y Yuca en el mes de marzo del 2010 constituyó el 19,99% de la producción de crudo.

De acuerdo al Reporte General de la Subgerencia de Operaciones de PETROPRODUCCIÓN, la producción promedia del campo Culebra, Yulebra y Anaconda representa el 5,19% de la producción total de crudo de los campos de Operación Directa de PPR.

### **1.3 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA**

En el cronograma de perforación del campo Culebra, Yulebra y Anaconda se ha planificado perforación de 23 nuevos pozos en 5 Wellpads entre los años 2009 hasta el año 2012.

De acuerdo a este cronograma, se concluye que en el área Culebra se perforarán 12 pozos, de los cuales 3 pozos ya han sido perforados hasta Marzo del 2010; en Yulebra 8 pozos, quedando 5 pozos por perforar a partir del mes de Abril del 2010; y, en Anaconda 3 pozos. Según el cronograma se tienen que perforar 17 pozos más desde el mes de Abril del 2010 hasta el año 2012.

Los pozos correspondientes al PAD 1 "CUL" tendrán por plataforma el pozo Cul-6. A esta plataforma llegarán 6 pozos. La plataforma para los pozos del PAD 2 "YUL" será en Yul-2. Esta plataforma recibirá a 4 pozos.

Los pozos del PAD 3 "CUL" estarán en Cul-8. Se localizará en esta plataforma a 6 nuevos pozos. El PAD 4 "YUL" se ubicará en la plataforma del pozo Yul-4. Estará conformado por 4 pozos. Los pozos del PAD 5 "ANA" serán en la plataforma del pozo Ana-1. La plataforma contará con 3 nuevos pozos.

El objetivo principal de cada locación es bombear por una sola línea de flujo toda la producción de los pozos ligadas a dicha locación, hacia la locación de deshidratación principal; reduciendo el impacto ambiental y generando ahorro de tubería.

Este programa de perforación tiene gran influencia en este estudio ya que en el Capítulo 3 se considera el incremento de producción debido para la perforación de nuevos pozos para realizar los cálculos correspondientes a las Proyecciones de Producción y el análisis para el redimensionamiento y modernización de los equipos de la Estación de Producción de Yul-1.

En las **Tablas A.1.5, A.1.6, A.1.7 y A.1.8** del **ANEXO 1** se encuentra el cronograma de perforación de los años 2009, 2010, 2011 y 2012, respectivamente.



## CAPÍTULO 2

### EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS ACTUALES DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE CRUDO

El estado actual de los Sistemas de Almacenamiento, Medición, Bombeo y Oleoductos existentes en las sub estaciones Culebra, Yulebra y Anaconda, así como los pozos que han sido perforados y se encuentran en producción, se presentan en este capítulo.

#### 2.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA

Al mes de Marzo del 2010, en el campo Culebra, Yulebra y Anaconda, se han perforado 25 pozos, de los cuales 23 han sido productores y 2 pozos reinyectores de agua de formación ubicados en Yulebra. El método de producción de los 20 pozos es por el Sistema de Bombeo Electro Sumergible. El pozo Yul-6 es utilizado como pozo reinjector. Esta información se encuentra en la **Tabla 2.1**

**Tabla 2.1. Estado actual de los pozos del campo Culebra, Yulebra y Anaconda**

Áreas	Pozos				
	Perforados	Productores	Cerrados	Reinyectores	Reinyectores Cerrados
Culebra	9	8	1		
Yulebra	12	10		1	1
Anaconda	4	2	2		
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>20</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa  
Fuente: Petroproducción.

En la **Tabla 2.1** se observa que existen en total 5 pozos cerrados. En el área Culebra se encuentra cerrado el Pozo Cul-7D, por trabajos de

reacondicionamiento. En el área Yulebra, el pozo Yul-01RW fue cerrado por la perforación del pozo Yul-02RW, el que resultó ser un pozo productor. En el área Anaconda fueron cerrados los pozos Ana-03 y Ana-04 por el no aporte de la arena productora “H” y por daño en la bomba eléctrica, respectivamente.

La Estación de Producción ubicada en Yulebra, y las Mini Estaciones ubicadas en Culebra y Anaconda reciben la producción de 20 pozos, con una producción total de 10348 BFPD; según los datos de FORECAST correspondiente al mes de marzo del 2010.

En la Prueba de Producción FORECAST realizada durante un mes de producción a todos los pozos se determinan los barriles de producción real de cada pozo, el BSW, la densidad del crudo, la arena productiva, el sistema de levantamiento artificial utilizado y algunas observaciones importantes.

En la **Tabla 2.2** se sintetiza el estado de los pozos. En el **ANEXO 2, Mapa A.2.1** se ubican los pozos actuales del campo Culebra, Yulebra y Anaconda.

## **2.2 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA**

Los datos de producción total acumulado de petróleo, agua y gas de cada yacimiento, hasta el mes de Marzo del 2010, del campo Culebra, Yulebra y Anaconda, son presentados en la **Tabla 2.3**, así como también el porcentaje de producción de Petróleo, Agua y Gas que aporta cada arena, obtenidas del Software OFM.

La zona más productora corresponde a la arena Napo U, la que ha generado la mayor parte de producción de petróleo y gas para el campo Culebra, Yulebra y Anaconda. Luego le siguen las arenas Napo U Inferior y Basal Tena, en el orden correspondiente.

**Tabla 2.2. Situación actual de los pozos del campo Culebra Yulebra y Anaconda**

Pozo	Método	Arena	Presiones (psi)	Producción Real			BSW	API	TIPO DE BOMBA	OBSERVACIONES	
			Pc	Pwf	BFPD	BPPD	BAPD	%			
ANA 01	B.E.S	BT	10	134.2	370	366	4	1	21	PG-400	Hz = 55
ANA 02	B.E.S	TI	15	305.2	435	422	13	3	27	P8XH6	Hz = 49
CUL 01	B.E.S	U	10	734.6	308	154	154	50	14.4	FC-450	Hz = 59
CUL 02	B.E.S	U	95	DES	494	445	49	10	17.6	FC-400	Hz = 57
CUL 03	B.E.S	UI	100	N/R	552	524	28	5	19.1	DN-1000	
CUL 04	B.E.S	UI	80	906.5	300	162	138	46	16.5	P - 4160	Hz = 56
CUL 05	B.E.S	U	10	1047.2	395	393	2	0.6	19.4	P4 X H6	Hz = 60
CUL 06	B.E.S	U	10	854.4	331	324	7	2	19.4	FC-450	Hz = 56
CUL 07D	B.E.S	T									E.W.O
CUL 09	B.E.S	U	S/M	1005.3	573	544	29	5	27.8	PX6	Hz = 50
CUL 10 H	B.E.S	U	S/M	802	582	524	58	10	16.5	PX8	Hz = 52
YUL 01	B.E.S	BT	45	839.8	338	304	34	10	22.5	FC-650	Hz = 50
YUL 02 REINY	B.E.S	BT	70	762.2	600	552	48	8	27.5	DN-725	Hz = 55
YUL 02	B.E.S	U	50	N7R	676	270	406	60	20.9	FC-925	Hz = 55
YUL 03	B.E.S	U	60	DESC	456	447	9	2	24.4	DN-725	Hz = 55
YUL 04	B.E.S	UI	130	668.3	946	246	700	74	18.4	DN-1100	Hz = 60
YUL 05	B.E.S	U	80	811.9	998	180	818	82	22.8	DN-1100	Hz = 55
YUL 07	B.E.S	UI	100	N/R	766	276	290	64	21.8	CEN-P6	Hz = 64
YUL 09	B.E.S	U	S/M	1149.7	481	423	58	12	16.2	DN-725	Hz = 60
YUL 15	B.E.S	U	100	859.7	314	298	16	5	17.4	P8-X	Hz = 50
YUL 16	B.E.S	U	125	803.4	433	346	87	20	18.2	DN-725	Hz = 50
<b>TOTAL</b>					<b>10348</b>	<b>7200</b>	<b>3148</b>	<b>19.86</b>	<b>21.8</b>		

Elaborado por: Operadores de Producción Área Auca al 22 de Marzo del 2010

Fuente: Petroproducción

**Tabla 2.3 Producción acumulada a Marzo del 2010**

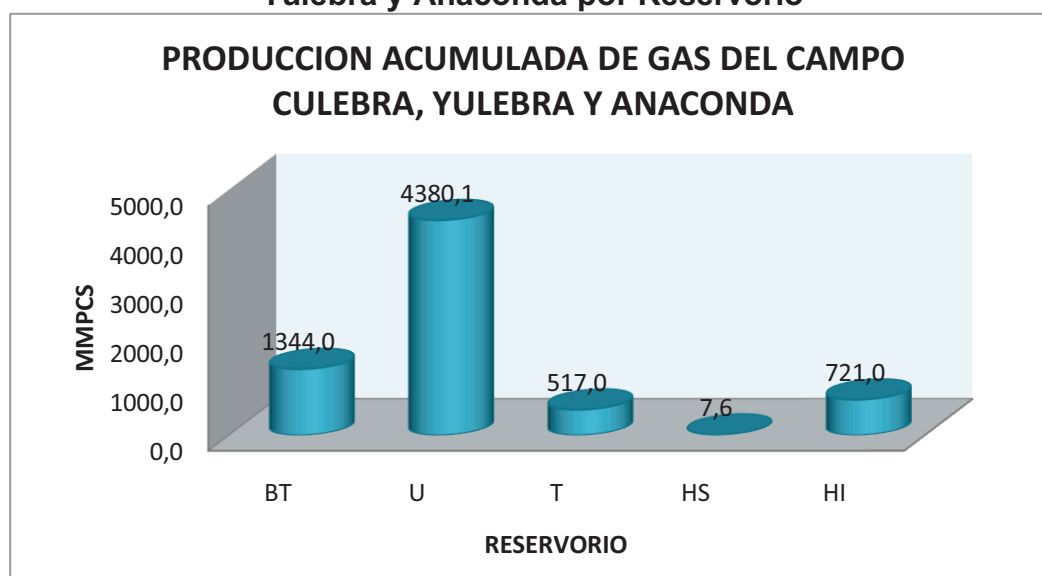
Reservorio	Petróleo (MMBIs)	Gas (MMPCS)	Agua (MMBIs)	Producción de Petróleo (%)	Producción de Gas (%)	Producción de Agua (%)
Basal Tena	9,95	1344,0	1,82	19,28	19,28	10,13
U	32,44	4380,1	11,011	62,84	62,84	61,25
T	3,82	517,0	0,61	7,42	7,42	3,44
Hollín Superior	0,056	7,6	0,0049	0,11	0,11	0,03
Hollín Inferior	5,34	721,0	4,52	10,35	10,35	25,16
<b>TOTAL</b>	<b>51,62</b>	<b>6969,7</b>	<b>17,98</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroproducción

Graficando los datos tabulados en la **Tabla 2.3** se obtienen las distribuciones de producción de petróleo, gas y agua que aparecen en las **Figuras 2.1, 2.2, 2.3**.

**Figura 2.1 Distribución producción acumulada de gas del campo Culebra, Yulebra y Anaconda por Reservorio**



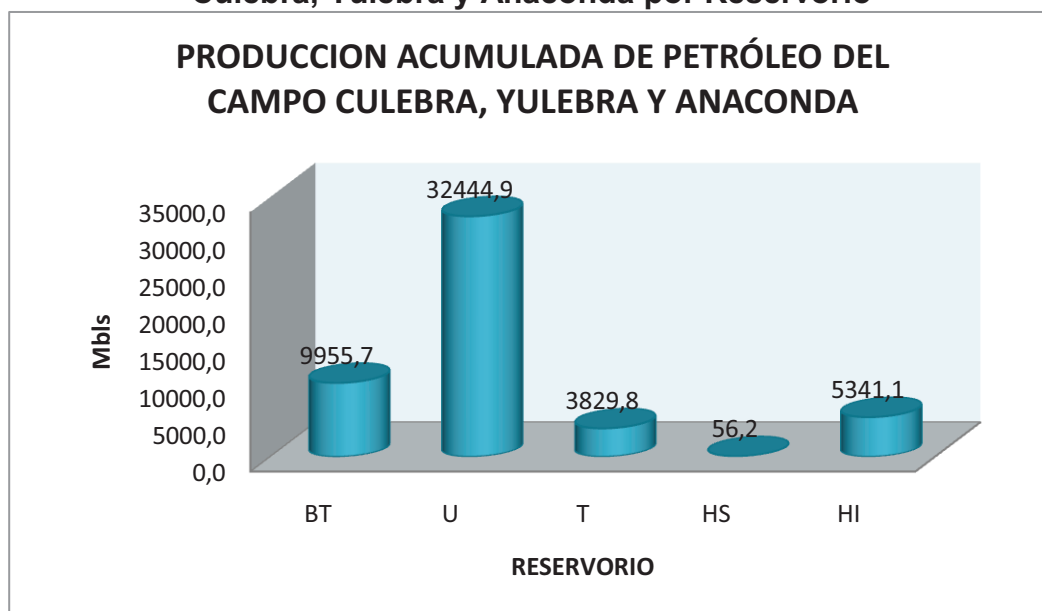
Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroproducción

La contribución de las arenas en porcentaje, tanto en gas como en petróleo, ha sido similar, teniendo la arena "U" el porcentaje más alto (63%) del total de la producción acumulada de gas y petróleo en el campo; la arena Basal Tena

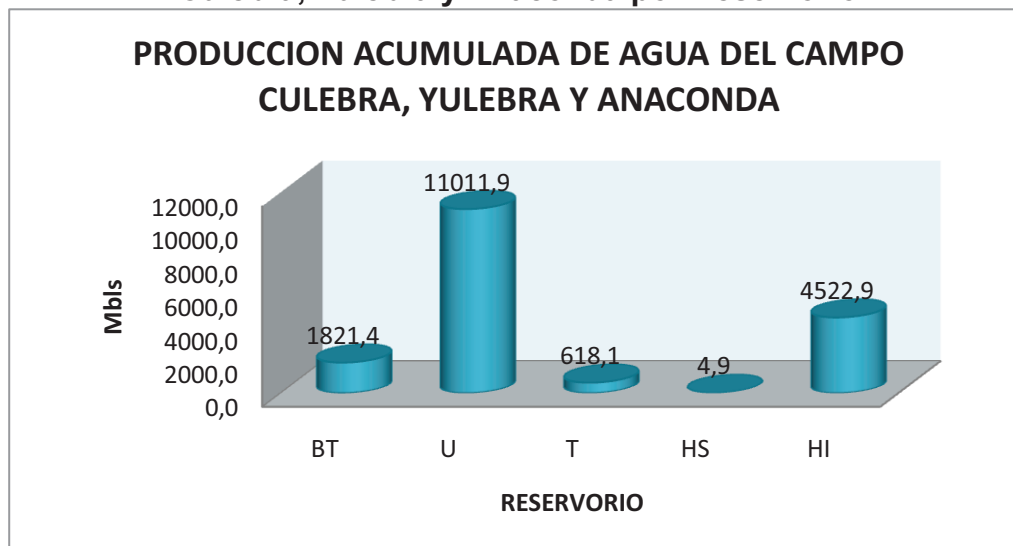
tiene una producción del 19%, mientras que la contribución de las arenas “Hollín” y “T” no presentan un valor significativo de aporte en la producción.

**Figura 2.2 Distribución producción acumulada de petróleo del campo Culebra, Yulebra y Anaconda por Reservorio**



Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa  
Fuente: Petroproducción

**Figura 2.3 Distribución producción acumulada de agua del campo Culebra, Yulebra y Anaconda por Reservorio**



Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa  
Fuente: Petroproducción

La contribución porcentual de agua de cada arena, tiene un comportamiento diferente, ya que la arena “Basal Tena” tiene una contribución baja (10%) con

respecto al petróleo y gas, y la arena “Hollín” presenta una contribución superior de agua (25%) que su contribución de petróleo y gas; sin embargo, la arena “U” tiene el más alto porcentaje de producción de agua (61%) registrado en el historial de producción.

## **2.3 FUNDAMENTOS TÉCNICOS DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN**

Las Facilidades de Producción tienen por objetivo la separación de los fluidos del pozo a las presiones óptimas, en sus tres componentes básicos: petróleo, gas y agua, para el posterior tratamiento de los hidrocarburos, con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización del petróleo y gas.

El proceso de tratamiento en la estación se realiza mediante una serie de sub-procesos; entre ellos tenemos separación, deshidratación, almacenamiento, bombeo y transferencia.

Todas las Estaciones de Flujo, para realizar el proceso de tratamiento, necesitan la interrelación operativa de una serie de componentes básicos, como son:

- Múltiple
- Separadores de petróleo y gas
- Calentadores
- Tanques
- Bombas
- Sistemas de Tuberías

### **2.3.1 MÚLTIPLE**

Un Múltiple (Manifold) es un conjunto de válvulas y tuberías que permiten controlar y direccionar la producción de los diferentes pozos hacia los

separadores de pruebas a través de tuberías de 4in de diámetro, o hacia los separadores de producción mediante tuberías de 6in, 8in, 10in, 12in de diámetro y cédula 40, que conducen la mezcla multifásica y, consecuentemente, a las demás facilidades de producción. La presión de operación en las líneas varía entre los 20 a 40 psi.

El Múltiple está constituido por los siguientes componentes: válvula de retención, válvula de tres vías, válvulas tipo mariposa o bola, puntos de inyección de químicos, indicadores de presión o registro.

El diseño del múltiple depende de tres factores importantes, que son: presión de trabajo, pérdidas de presión, velocidad de flujo.

Es común probar el pozo durante 24 horas, manipulando las válvulas en el múltiple. Un pozo se pone a prueba para determinar su producción de petróleo, gas y agua, midiendo por separado cada corriente.

### 2.3.2 SEPARADORES

Los separadores son recipientes metálicos que sirven para separar la fase líquida de la fase gaseosa del hidrocarburo, proveniente del múltiple mediante un proceso mecánico, para lo cual el fluido permanece en reposo dentro del recipiente por un período de tiempo para que la separación física ocurra.

Los separadores pueden ser referidos como de baja, de media, o de alta presión. Los separadores de *baja presión* usualmente operan a presiones en el rango de 10 a 20 psi hasta 180 a 225 psi. Los separadores de *presión media* usualmente operan a presiones desde 230 a 250 psi hasta 600 a 700 psi. Los separadores de *alta presión* generalmente operan en un amplio rango de presión que va desde 750 a 1500 psi.

Los separadores pueden ser de *dos* o *tres fases*.

- **Separador de dos fases:** Sirve para separar los gases de los líquidos
- **Separador de tres fases:** Sirve para separar crudo, agua y gas.

Los separadores también pueden ser clasificados por su configuración en *verticales* u *horizontales*.

### 2.3.3.1 Componentes del Separador

El separador de dos fases incluye:

- **Sección de separación primaria:** en esta sección se remueve la mayor parte del líquido de la corriente que entra.
- **Sección de separación secundaria:** ocurre la separación gravitacional de las gotas mayores a los 200 micrones. La velocidad de separación varía desde 40 hasta 300 ft/s. La velocidad más común de operación está entre 80 y 120 ft/s.
- **Sección de acumulación del líquido:** en esta sección los líquidos experimentan una perturbación mínima por parte de la corriente del fluido que entra.
- **Sección de extracción de la neblina del aceite:** las partículas más pequeñas de líquido que pueden ser separadas son esferas de 10 micrones (0,00039 in) de diámetro
- **Dispositivos de control y seguridad:** entre ellos se encuentran: el orificio de escape, y la válvula de escape o disco de ruptura.

### 2.3.3.3 Factores que influyen en la Separación

- **Tamaño de la partícula:** incide directamente en la velocidad de asentamiento, e indica la velocidad máxima que debe tener el gas, para permitir que partículas de este diámetro o mayores se separen.
- **Velocidad del gas:** depende de las propiedades físicas del líquido y el gas.
- **Presión de operación del separador:** depende de la presión de flujo y de las cantidades relativas de crudo y gas natural.



- **Temperatura:** la temperatura de operación de 60 °F está sobre el punto de burbuja del petróleo y el punto de hidratación del gas.
- **Eficiencia de separación:** depende de las densidades del gas y del líquido.
- **Viscosidad del gas:** Por la ley de Stokes, se deduce que a medida que aumenta la viscosidad del gas, disminuye la velocidad de asentamiento y por consiguiente la eficiencia de operación del separador.

#### 2.3.3.4 Clasificación de los Separadores

En la **Tabla 2.4** se resume las ventajas de los separadores horizontales y verticales.

**Tabla 2.4 Ventajas de los separadores horizontales y verticales**

<i>Horizontales</i>	<i>Verticales</i>
<b>Usado en la manipulación de petróleo espumoso (placas rompe espumas)</b>	El control del nivel de líquido no es crítico
<b>Más barato que el separador vertical</b>	Tiene mayor capacidad de líquido de surgencia
<b>Más fácil de montar sobre deslizadores</b>	Fácil de limpiar
<b>Más económico y eficiente para procesar grandes volúmenes de gas</b>	Puede soportar grandes cantidades de arena, lodo o cualquier material sólido
<b>Menor diámetro para una determinada capacidad de gas</b>	Menor tendencia de revaporización de líquidos
<b><i>Diámetro:</i> 10 a 12 in; <i>Longitud:</i> 4 a 5 ft</b>	<b><i>Diámetro:</i> 10 a 12 ft; <i>Longitud:</i> 15 a 25 ft</b>
<b><i>Diámetro:</i> 15 a 16 ft; <i>Longitud:</i> 60 a 70 ft</b>	

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa  
**Fuente:** Pazmiño, Jorge.

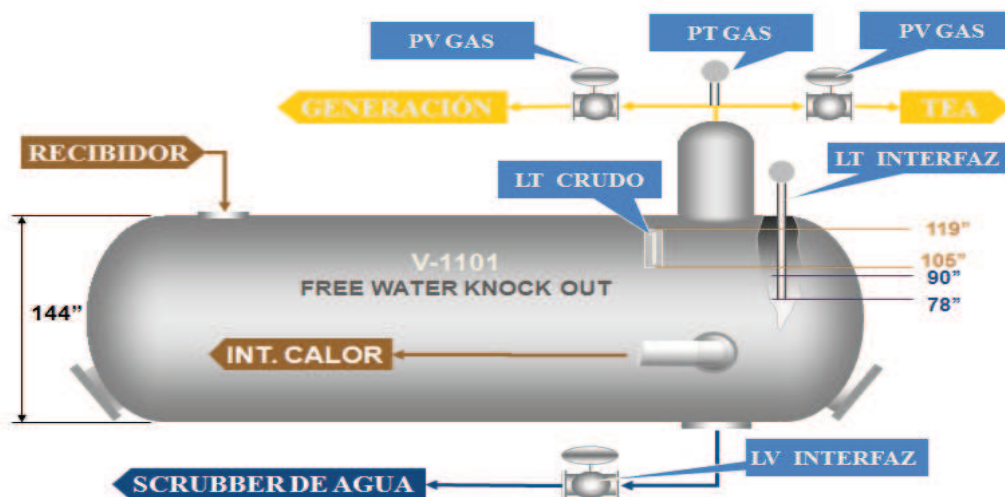
**Deshidratador de Agua Libre (FREE WATER KNOCKOUT):** Pueden ser recipientes verticales u horizontales. Usado para separar aproximadamente el 80% del agua que llega desde los pozos. El petróleo queda con un 5 % - 10% de agua lo que da la pauta para agregar otro sistema de separación.

FWKO se utiliza con fluidos de elevado porcentaje de agua libre y GOR, y bajo porcentaje de emulsiones y sólidos.

Las moléculas de 500 micrones son las que se precipitan y forman el paquete de agua libre. Las partículas más pequeñas engrosan la película de emulsión.

- **Partes Internas:** Deflector, coalescedor, baffles perforados, sand jet, vortex breaker, eliminador de neblina.
- **Partes Externas:** Válvulas neumáticas o eléctricas, mirillas, manómetros, válvula de seguridad, sello de ruptura, cuesta de inspección, válvula de contrapresión, válvula de by-pass.

**Figura 2.4 Separador de Agua Libre FWKO**



Fuente: Pazmiño, Jorge.

### 2.3.3 SISTEMA DE GAS

**Depurador de gas o Scrubber:** este equipo extrae los líquidos que se forman por la condensación de gas, que vienen de los separadores, para luego ser enviado a la bota de gas, mientras que el líquido se elimina por la parte inferior del recipiente.

**Bota de Gas:** en este equipo, el gas que sale de los separadores es liberado por un proceso de expansión brusca. Las botas internamente tienen unas placas colocadas alternadamente que facilitan la separación del gas. El crudo

que ingresa a las botas, sigue su camino hacia los tanques y el gas ingresa al sistema de recuperación de gases y condensados.

**Calentadores:** consisten de tubos concéntricos internos que son calentados con los gases de combustión para transferir temperatura al agua de formación, proveniente generalmente del tanque de lavado. En este equipo el crudo alcanza una temperatura de 190 °F aproximadamente. El tiempo de residencia varía entre 3 y 5 minutos. Luego el crudo con el agua caliente es desplazado hasta el tanque de lavado impulsado por el gas que se suministra por la parte superior del calentador. Las funciones del calentador son:

- Calentar la emulsión hasta el punto requerido para conseguir la fácil separación de petróleo y el agua.
- Eliminar la mayor parte del gas de la emulsión.
- Reduce la viscosidad de la fase continua, un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de dos.

Un calentador requiere 350 BTU para calentar un barril de agua 1 °F, pero solamente requiere 150 BTU para calentar un barril de crudo 1 °F.

**Tea:** estos dispositivos reciben el gas remanente del sistema de gas para ser quemado. Se ubican generalmente a 50m de la estación.

### 2.3.4 TANQUES

Son recipientes cerrados diseñados para almacenar o procesar fluidos, generalmente a presión atmosférica o a presiones internas relativamente bajas.

#### 2.3.4.1 Normas de Diseño

El diseño y cálculo de tanques de almacenamiento, se basa en las Normas *STANDAR A.P.I. 650*, para tanques de almacenamiento a presión atmosférica y *STANDAR A.P.I. 620*, para tanques de almacenamiento sometidos a presiones internas cercanas a 1 Kg/cm<sup>2</sup> (14lb/in<sup>2</sup>).

El estándar *A.P.I. 650* sólo cubre aquellos tanques en los cuales se almacenan fluidos líquidos y están contruidos de acero con el fondo uniformemente soportado por una cama de arena, grava, concreto, asfalto, etc, diseñados para soportar una presión de operación atmosférica o 15 psi y una temperatura de operación no mayor de 90 °C (200 °F).

#### **2.3.4.2 Tanques de Lavado**

El Tanque de Lavado es también conocido como "Wash Tank". El Tanque de Lavado permite separar el agua del petróleo por diferencia de densidades, atrapando las gotas separadas en el colchón de agua. El tiempo de residencia varía entre 4 y 36 horas, con el fin de que el químico demulsificante actúe rompiendo la emulsión agua-petróleo.

Por la parte inferior se drena el agua de formación para enviarla al sistema de reinyección, y por la parte superior el petróleo con un BSW entre el 3 o 4% es enviado al Tanque de Reposo.

#### **2.3.4.3 Tanques de Surgencia (Estabilización)**

El Tanque de Surgencia es también conocido como "Tanque de Reposo". Es un tanque de almacenamiento, en el cual se elimina el agua que ha quedado en el petróleo, con BSW máximo del 1%. El dimensionamiento se lo realiza con la Norma *A.P.I. 650*.

#### **2.3.4.4 Tanques de Almacenamiento**

Los tanques de almacenamiento permiten además de almacenar los productos, medir sus propiedades y realizar tratamientos con el fin de optimizar la calidad del producto antes de salir al mercado.

##### ***2.3.4.4.1 Partes del Tanque de Almacenamiento***

El tanque cuenta con 3 secciones principales que son:

- **Base:** la resistencia permisible del suelo deberá ser por lo menos de 1,465 Kg/cm<sup>2</sup> (3,000lb/pie<sup>2</sup>). El espesor mínimo nominal de las placas son de 6.3mm. (¼ in), 49.8 Kg/m<sup>2</sup> (10.2lb/pie<sup>2</sup>).
- **Cuerpo:** el esfuerzo máximo permisible de diseño (Sd) y de prueba hidrostática (St), se muestra en la **Tabla 2.5**, recomendado por el estándar API 650 en el diseño de tanques de almacenamiento.
- **Techo:** se clasifican en techos fijos, techos flotantes y sin techo.

**Tabla 2.5 Materiales más comunes y esfuerzos permisibles (Kg/cm<sup>2</sup>)**

ESPECIFICACION	GRADO	ESFUERZO EN PUNTO CEDENCIA	ESFUERZO A LA TENSION	ESFUERZO DE DISEÑO	ESFUERZO DE PRUEBA
ASTM					
A-283	C	2110	3670	1410	1580
A-285	C	2110	3670	1410	1580
A-131	A,B,CS	2390	4080	1600	1750
A-36		2530	4080	1630	1750
A-131	EH36	2580	4990	1200	2140
A-442	55	2110	3670	1410	1580
A-442	60	2250	4220	1500	1690
A-573	58	2250	4080	1500	1690
A-573	65	2460	4570	1640	1850
A-573	70	2950	4920	1970	2110
A-516	55	2110	3670	1410	1580
A-516	60	2250	4220	1500	1690
A-516	65	2460	4570	1640	1850
A-516	70	2670	4920	1780	2000
A-662	B	2810	4570	1830	1960
A-662	C	3020	4920	1970	2110
A-537	1	3510	4920	1970	2110
A-537	2	4220	5620	2250	2410
A-633	C,D	3510	4920	1970	2110
A-678	A	3510	4920	1970	2110
A-678	B	4220	5620	2250	2410
A-737	B	3510	4920	1970	2110
A-678	A	3510	4920	1970	2110
A-678	B	4220	5620	2250	2410
A-737	B	3510	4920	1970	2110

Fuente: NORMA API 650.

Además se encuentran los siguientes *Accesorios* importantes para el buen funcionamiento y manejo del mismo:

**Boquillas:** los tanques de almacenamiento deben estar provistos de boquillas, como se enlista a continuación:

- Entradas de productos.
- Salidas de productos.
- Drene (con o sin sumidero).
- Venteos.

- Entradas de hombre.
- Conexiones para indicador y/o control de nivel.

**Entrada hombre y accesorios:** los tanques de almacenamiento contarán, por lo menos con un *manhole* en el cuerpo o en el techo con la finalidad de poder realizar limpieza, revisiones o reparaciones en el interior del tanque.

**Tabla 2.6 Espesor del cuello, tapa plana y brida de la Entrada de Hombre**

**ENTRADA DE HOMBRE (mm.)**

Altura Máxima del Tanque	Presión Hidrostática (Kg/cm <sup>2</sup> )	Espesor Mínimo de la Tapa Plana				Espesor mínimo del cuello y brida del registro			
		Registro de 508	Registro de 610	Registro de 762	Registro de 914	Registro de 508	Registro de 610	Registro de 762	Registro de 914
6400	0.64	7.93	9.52	11.11	12.7	6.35	6.35	7.93	9.52
8230	0.82	9.52	11.11	12.7	14.28	6.35	7.93	9.52	11.11
9754	0.97	9.52	11.11	14.28	15.87	6.35	7.93	11.11	12.7
12192	1.21	11.11	12.7	15.87	17.46	7.93	9.52	12.7	14.28
13716	1.37	12.7	14.28	15.87	19.05	9.52	11.11	12.7	15.87
16459	1.64	12.7	14.28	17.46	20.63	9.52	11.11	14.28	17.46
19812	1.98	14.28	15.87	19.05	22.22	11.11	12.7	15.87	19.05
22860	2.28	15.87	17.46	20.63	23.81	12.7	14.28	17.46	20.63

NOTA:

Presión hidrostática debida a la columna de agua.

Fuente: NORMA API 650.

**Venteos:** se instala con la finalidad de que dentro del tanque no se genere presión interna al ser llenado o vaciado, el cual debe colocarse de ser posible, en la parte más alta del tanque.

**Drenes y sumideros:** utilizado para el drenado de lodos, la cual podrá estar al ras del fondo, dirigidas a un sumidero o por debajo del tanque.

**Escaleras y plataformas:** utilizadas para situar al personal que así lo requiera en una zona del tanque que necesite de constante mantenimiento o supervisión, generalmente sobre el techo donde se localizan diversas *boquillas* y la *entrada hombre*, además de brindar protección y seguridad al personal. Los requerimientos especificados en la Norma API 650 se enlistan a continuación.

- Todos los componentes deberán ser metálicos y el piso antiderrapante.
- El ancho mínimo del piso será de 610mm. (24 pulg.).
- La altura del barandal a partir del piso será de 1,067mm. (42 pulg.).

- La estructura completa tendrá que ser capaz de soportar una carga viva concentrada de 453 Kg. (1,000 lb), aplicada en cualquier dirección y en cualquier punto del barandal.

#### **2.3.4.4.2 Clasificación de los tanques de almacenamiento**

Los tanques de almacenamiento se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso posterior y/o comercialización.

Los tanques de almacenamiento, se clasifican en:

- Cilíndricos Horizontales.
- Cilíndricos Verticales de Fondo Plano.

**Tanques Cilíndricos Horizontal:** Son de volúmenes relativamente bajos, debido a que presentan problemas por fallas de corte y flexión. Se usan para almacenar volúmenes pequeños.

**Tanques Cilíndricos Verticales de Fondo Plano:** Almacenan grandes cantidades volumétricas con un costo bajo. Estos tanques solo se pueden usar a presión atmosférica o presiones internas relativamente pequeñas.

Estos tipos de tanques se clasifican en:

- **Techo Fijo:** Se emplean para contener productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros (no inflamables) como son: agua, diesel, asfalto, petróleo crudo, etc.
- **Techo Flotante:** Se emplea para almacenar productos con alto contenido de volátiles como son: alcohol, gasolinas y combustibles en general.
- **Tanques sin Techo:** Se usan para almacenar productos en los cuales no es importante que éste se contamine o que se evapore a la atmósfera como el caso del agua cruda, residual, contra incendios, etc.



### 2.3.4.5 Material de fabricación de los tanques

En la **Tabla 2.7** se muestra los diferentes requerimientos de diversos estándares para la fabricación de tanques de almacenamiento.

**Tabla 2.7 Requerimientos de diversos estándares para tanques de fondo plano**

Tabla 1.1	A.P.I. 650			A.P.I. 620			A.N.S.I.	AWWA
	Básico	Apéndice A	Apéndice F	Básico	Apéndice R	Apéndice Q	B96.1	
Presión Interna Máxima	Atm.	Atm.	0.17 Kg/cm <sup>2</sup>	1 Kg/cm <sup>2</sup>	1 Kg/cm <sup>2</sup>	1 Kg/cm <sup>2</sup>	Atm.	Atm.
Temperatura Mínima	NS	(-)28.8°C	NS	(-)45.5°C	(-)54.4°C	(-)167°C	(-)28.8°C	(-)48.3°C
Temperatura Máxima	93.3°C	93.3°C	93.3°C	93.3°C	(-)40°C	93.3°C	204°C	RT
Espesor Máximo del Cuerpo	44.4 cm.	12.7 cm.	44.4 mm.	NS	NS	NS	NS	50.8 mm.
Espesor Mínimo del Cuerpo								
D < 15.2 m.	4.76 mm.			4.76 mm.			4.76 mm.	
15.2 m. < D > 36.5 m.	6.35 mm.			6.35 mm.			6.36 mm.	
36.5 m. < D > 60.9 m.	7.93 mm.			7.93 mm.			7.93 mm.	
D > 60.9 m.	9.52 mm.			9.52 mm.				9.52 mm.
Espesor Mínimo del Techo	4.76 mm.			NS			4.76 mm.	4.76 mm.
Espesor Máximo del Techo	6.35 mm. + CA			NS			6.35 mm.	NS
Ángulo Mínimo de Coronamiento								
D < 10.6 m.	50.8 mm. x 50.8 mm. x 4.76 mm.			NS		63.5 mm. x 63.5 mm. x 6.35 mm.		NS
10.6 m. < D > 18.2 m.	50.8 mm. x 50.8 mm. x 6.35 mm.			NS		63.5 mm. x 63.5 mm. x 7.93 mm.		NS
D > 18.2 m.	76.2 mm. x 76.2 mm. x 9.52 mm.			NS		76.2 mm. x 76.2 mm. x 9.52 mm.		NS

NS: Sin Especificación CA: Corrosión Permisible RT: Temperatura Ambiente

Fuente: NORMA API 650.

#### 2.3.4.5.1 Materiales a emplear en tanques de almacenamiento.

Se selecciona el material adecuado para la manufactura de tanques de almacenamiento de una lista de materiales que a continuación se describen:

**Acero estructural: A-36** Para espesores iguales o menores de 38 mm. (1 ½ in)

**A-131** GRADO A para espesor menor o igual a 12.7 mm (½ in)

GRADO B para espesor menor o igual a 25.4 mm. (1 in)

GRADO C para espesores iguales o menores a 38 mm. (1 ½ in)

GRADO EH36 para espesores iguales o menores a 44.5 mm. (1 ¾ in)



***Placa de acero al carbón con medio y bajo esfuerzo a la tensión:***

**A-283** GRADO C para espesores iguales o menores a 25 mm. (1 pulg.). Este material es el más utilizado, se puede emplear tanto para perfiles estructurales como para la pared, techo, fondo y accesorios del tanque.

**A-285** GRADO C para espesores iguales o menores de 25.4 mm. (1 pulg.). Es el material recomendable para la construcción del tanque (cuerpo, fondo, techo y accesorios principales), el cual no es recomendable para elementos estructurales debido a que tiene un costo relativamente alto comparado con los anteriores.

**2.3.4.6 Pruebas del tanque**

Los tanques, previamente desconectados y cerrados herméticamente de todas sus boquillas, se les colocarán refuerzos temporales en la parte baja de éste, con el fin de evitar deformaciones permanentes, durante las siguientes pruebas.

**Prueba neumática:** se aplica una presión interna de 0.14 a 0.21  $Kg/cm^2$  (2–3psi) en tanques con diámetro mayor a 12 ft, y de 0.35  $Kg/cm^2$  (5psi) en diámetros menores.

**Presión manométrica:** el incremento en la presión interna del tanque de almacenamiento debe ser menor 0.175  $Kg/cm^2$  (2.5 psi), según el estándar API 650.

**2.3.4.7 Identificación de los Tanques**

La identificación es muy importante y esta se hace por medio de colores los cuales indica el tipo de producto almacenado.

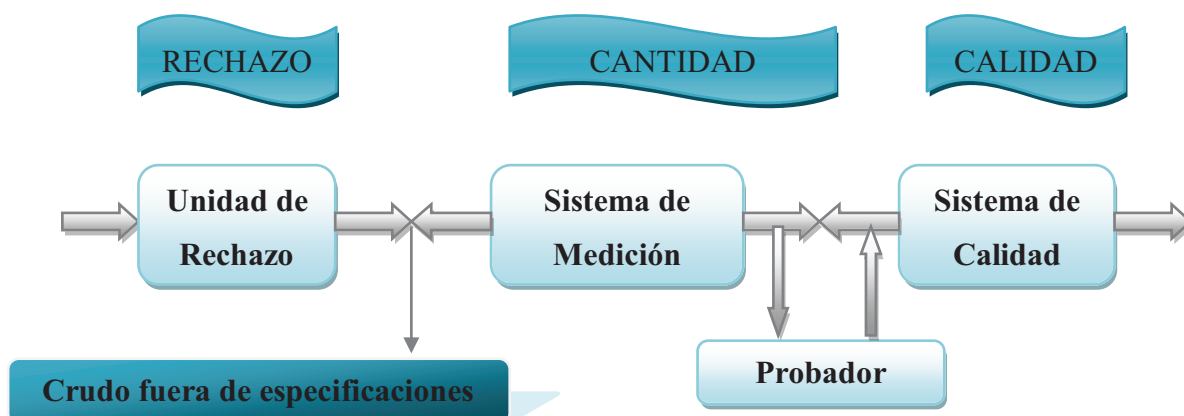
Los colores claros se utilizan para tanques que traten crudo liviano y los colores oscuros se utilizan para aumentar temperaturas y facilitar el transporte de productos pesados.

### 2.3.5 SISTEMA DE MEDICIÓN: UNIDAD LACT

*Unidad LACT* (Lease Automatic Custody Transfer / Unidad Automática de Custodia, Carga y Transferencia) es un conjunto de componentes y tuberías montados sobre un patín, diseñada para medir de manera precisa, tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo, el cual es comercialmente explotable. La Unidad LACT se caracteriza por su proceso automatizado, controla y previene la transferencia de volúmenes de petróleo comercialmente inaceptable. La entrada ingresa de la línea de descarga del tanque de almacenamiento que a su vez ingresa a la succión de las bombas multifásicas.

Este Sistema de Medición, además de ser de prueba y calidad tiene por objetivo minimizar la incertidumbre y consiste de 3 etapas, *rechazo*, *cantidad* y *calidad*, permitiendo transferir el crudo según las normas que lo exige la DNH. Ver **Figura 2.5**.

**Figura 2.5 Sistema de Medición, Prueba y Calidad**



Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa  
Fuente: FERRUM. Seminario: Medidores de Flujo

Son tres los parámetros en los que se ubica un sistema de medición, estos son descritos a continuación:

**Exactitud:** se refiere a que tan cercano esté el promedio de las lecturas del medidor al valor real de la variable.

**Precisión:** se refiere a que tan cercanos estén entre sí un grupo de lecturas de un medidor obtenidas bajo las mismas condiciones.

**Incertidumbre:** se refiere al rango o intervalo dentro del cual se espera que esté el valor real de una variable con cierto grado de confiabilidad (95%).

### 2.3.5.1 Elementos del Sistema de Medición

Para la selección del sistema apropiado se toma en consideración las características del fluido, características del proceso, caída de presión, el costo del sistema y el mantenimiento que este requiere.

Tomando en cuenta estas características, se podría seleccionar los equipos e instrumentos que mejor se ajusten a las necesidades del campo, teniendo a los siguientes elementos como los principales en un Sistema de Medición:

- **Computador de flujo de petróleo neto:** calcula el flujo total, monitorea y controla los componentes del sistema.
- **Sistema SCADA**
- **Unidad de medición LACT:**
  - **Indicador y transmisor de temperatura:** con señal de 4–20 mA.
  - **Indicador y transmisor de presión:** con señal de 4 – 20 mA.
  - **Filtro desgasificador:** impide el ingreso del aire o gas a los medidores. El material generalmente es *acero al carbono* y bridado.
  - **Monitor de BSW:** provee un monitoreo continuo del BSW del flujo de crudo que ingresa. Rango de medición: 0-3% de su capacidad. Exactitud: 0,1%
  - **Válvula de alivio:** previene la sobrepresión causada por la expansión térmica del fluido dentro de la línea.
  - **Válvula de control de flujo:** controla la variación del caudal.
  - **Válvula de 3 vías:** desvía el crudo fuera de especificación a un tanque de reproceso.
  - **Equipo toma muestras SAMPLER:** sistema automático de toma muestras.
  - **Medidor de Desplazamiento Positivo**

- **Probador Bidireccional de Esfera:** en la **Tabla 2.8** se sintetiza las ventajas y desventajas del Medidor de Desplazamiento Positivo y del Probador Bidireccional de Esfera. Ver **Figura 2.6**.

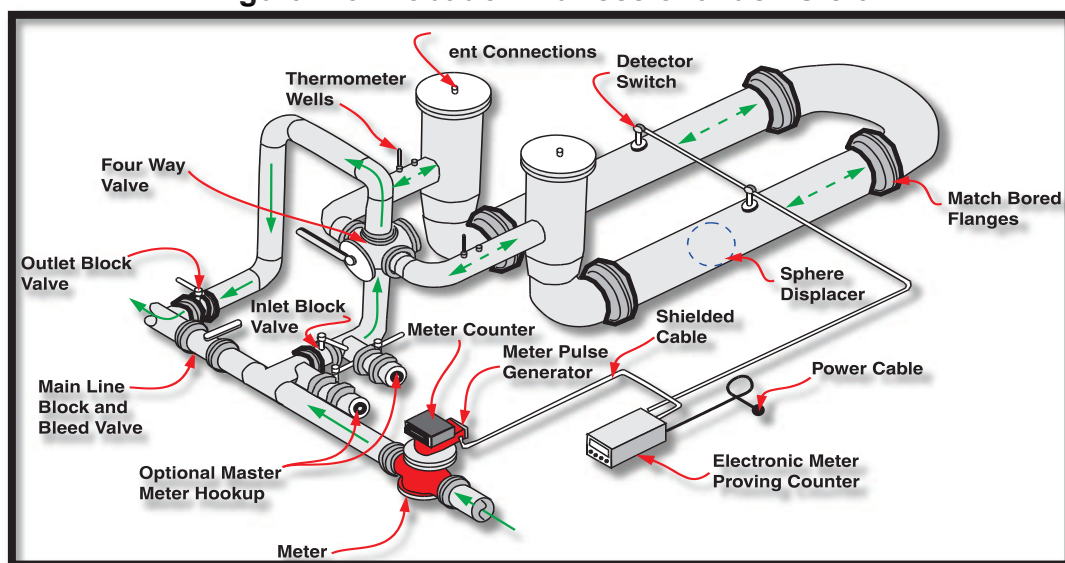
**Tabla 2.8 Ventajas y desventajas del Medidores de Desplazamiento Positivo y del Probador Bidireccional de Esfera**

MEDIDOR	PROBADOR
<b>VENTAJAS</b>	
Inmune a cambios de viscosidad	Calibrado contra un Patrón Certificado
Extremadamente estable	Repetibilidad de $\pm 0,02\%$
Requiere menos calibraciones	Sumamente sencillo
Genera poca caída de presión	Bajo Mantenimiento
Maneja altas / medianas viscosidades	Práctico en el Campo
<b>DESVENTAJAS</b>	
Costo inicial	Tamaño Voluminoso
Sensible al mantenimiento	Rangoabilidad de 10 : 1
Sensible a "bolsas" de Gas / Aire	Flujo Máximo 15.000 BPH

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa  
Fuente: FERRUM. Seminario: Medidores de Flujo

En la **Figura 2.6** se puede apreciar un probador bidireccional junto a un medidor de desplazamiento positivo, sistema utilizado comúnmente en las estaciones de producción de petróleo.

**Figura 2.6 Probador Bidireccional de Esfera**



Fuente: FMC. Energy Systems. Seminario: Medidores de Flujo

### 2.3.6 SISTEMA DE BOMBEO

Una bomba es un dispositivo que permite transferir líquidos de un punto a otro. Recibe energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico o térmico y la convierte en energía cinética, lo cual permite mover líquidos.

Hay dos tipos básicos de bombas: *de desplazamiento positivo* y *dinámicas* o de intercambio de cantidad de movimiento.

#### 2.3.6.1 De Desplazamiento Positivo (BDP)

Estas bombas tienen un contorno móvil que, por cambios de volumen, obligan al fluido a avanzar a través de la máquina. Suministran un caudal pulsante o periódico, como consecuencia de que la cavidad se abre, atrapa y expulsa al fluido. Su gran ventaja es que pueden bombear cualquier fluido, independientemente de su viscosidad. Estas bombas se pueden clasificar como sigue:

- **Reciprocantes:** Pistón o embolo y Diafragma.
- **Rotativas:** Rotor simple (Paletas deslizantes, tornillo) y Rotor múltiple (Engranaje, lóbulos, tornillo, pistones múltiples).

#### 2.3.6.2 Dinámicas

Estas bombas añaden cantidad de movimiento al fluido por medio de paletas o álabes giratorios. El fluido aumenta su cantidad de movimiento mientras se mueve a través de pasajes abiertos, para convertir después su alta velocidad en incremento de presión al salir del difusor. Las bombas dinámicas pueden clasificarse como sigue:

- **Rotativas:** Centrifugas, flujo axial y flujo mixto.
- **Diseños especiales:** Bomba de chorro, bombas electromagnéticas para metales líquidos y actuadores.

Una *bomba dinámica* proporciona grandes caudales (hasta 300.000 GPM) con bajos incrementos de presión, mientras que las *BDP* pueden funcionar a presiones muy altas (300 atm), pero normalmente proporcionan caudales bajos (100 GPM).

La diferencia entre los dos tipos de bombas se resume en la **Tabla 2.9**:

**Tabla 2.9 Diferencias entre BDP y Bombas Dinámicas**

Condición	BDP	Dinámica
<b>Velocidad constante</b>	Caudal constante	Máximo caudal, si cero $\Delta$ Presión
	Incremento de presión	Máximo $\Delta$ Presión, sin caudal
	Ligero efecto de la viscosidad	Viscosidad degrada rendimiento de la bomba
<b>Variación de velocidad</b>	Se modifica el caudal	

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa  
**Fuente:** White, Frank. Mecánica de Fluidos

Las bombas son accionadas por motores a diesel o eléctricos, en la mayoría de los casos son conectados a la bomba eléctrica a velocidades de 1200, 1750 o 3600 RPM. Dependiendo de las condiciones, una bomba puede operar en un rango de eficiencia de 20 a 90%. Las eficiencias son indicadas por el fabricante.

Las bombas que incrementan presión (booster) y de transferencia se encuentran instaladas en todas las Estaciones de Producción del Distrito Oriente. Estas bombas se describen a continuación:

**Bombas booster:** pueden ser centrífugas o reciprocantes, instaladas en serie o paralelo. Estas bombas levantan la presión del crudo almacenado en el tanque de almacenamiento para suministrar mínima presión al cabezal de succión de las bombas de transferencia.

**Bombas de transferencia:** son bombas horizontales de desplazamiento positivo, de media o alta presión que transfieren el crudo en especificación hacia una estación central donde se unirá con el crudo del resto de las estaciones.

**Bombas de Inyección de químicos:** tienen la función de prevenir la formación o eliminar la espuma. Este equipo está constituido por un recipiente que contiene una mezcla de silicón y gasoil, una bomba con su respectivo contador acoplado al recipiente, la cual inyecta esa mezcla en un sitio determinado. El sitio de inyección de químicos varía de una instalación a otra. La inyección se hace en el múltiple de producción, antes o después de los separadores de producción o en las tuberías de entrada de los fluidos a los tanques de almacenamiento temporal.

La mayoría de las bombas de inyección de sustancias químicas se fabrican para superar las presiones que comúnmente se encuentran en las líneas de flujo de los pozos de petróleo.

### 2.3.7 SISTEMAS DE TUBERÍAS

Las tuberías conducen los fluidos desde el múltiple hasta los equipos de tratamiento, intercomunican tanques, sirven de succión y descarga de bombas y compresores, o de drenajes y venteo.

Se denomina línea de flujo a la tubería que se conecta desde el cabezal de un pozo hasta el múltiple de producción de su correspondiente estación de flujo. Las líneas de flujo transportan el flujo en forma bifásica.

En el diseño de las líneas de flujo se toma en cuenta, los siguientes pasos:

- Establecimiento de las condiciones de diseño incluyendo *presión, temperatura* y otras condiciones, tales como la *velocidad del viento, movimientos sísmicos, choques de fluido, gradientes térmicos y número de ciclos de varias cargas*.
- Determinación del *diámetro de la tubería*, el cual depende fundamentalmente de las condiciones del proceso, es decir, del *caudal, la velocidad y la presión del fluido*.
- Selección de los *materiales de la tubería* con base en *corrosión, fragilización y resistencia*.

- Cálculo del *espesor mínimo de pared (Schedule)* para las *temperaturas y presiones de diseño*, de manera que la tubería sea capaz de soportar los esfuerzos tangenciales producidos por la presión del fluido.

#### 2.3.7.1 Normas de diseño

Las normas más utilizadas en el análisis de sistemas de tuberías son las normas conjuntas del American Estándar Institute y la American Society of Mechanical Engineers ANSI/ ASME, *B31.1*. (1989), entre otras.

Todas las normas son muy parecidas, existiendo algunas discrepancias con relación a las condiciones de diseño, al cálculo de los esfuerzos y a los factores admisibles

#### 2.3.7.2 Presión de diseño

La presión de diseño no será menor que la presión a las condiciones más severas de presión y temperatura coincidentes (mayor espesor requerido), externa o internamente, que se espere en operación normal.

#### 2.3.7.3 Temperatura de diseño

La temperatura de diseño es la temperatura del metal que representa la condición más severa de presión y temperatura coincidentes. Los requisitos para determinar la temperatura del metal de diseño para tuberías son como sigue:

- Para componentes de tubería con aislamiento externo, la temperatura del metal para diseño será la máxima temperatura de diseño del fluido contenido.
- Para componentes de tubería sin aislamiento externo y sin revestimiento interno, con fluidos a temperaturas de 32°F (0°C) y mayores, la temperatura del metal para diseño será la máxima temperatura de diseño del fluido reducido, según los porcentajes de la **Tabla 2.10**.



**Tabla 2.10 Reducción de Temperatura para componentes sin aislamiento**

Componente	$\sigma T\%$
Válvulas, tubería, uniones solapadas y accesorios soldados	5
Accesorios bridados	10
Bridas (en línea)	10
Bridas de uniones solapadas	15
Empacaduras (en uniones en línea)	10
Pernos (en uniones en línea)	20
Empacaduras (en casquetes de válvulas)	15
Pernos (en casquete de válvulas)	30

Fuente: NORMA ASTM A53.

Para temperaturas de fluidos menores de 32°F (0°C), la temperatura del metal para el diseño, será la temperatura de diseño del fluido contenido.

#### 2.3.7.4 Grado de tuberías

Las regulaciones francesas definen las siguientes 3 categorías:

- **Categoría A:** desierto o áreas montañosas, prados, áreas cultivadas, bosques, zonas rurales.
- **Categoría B:** las zonas especificadas bajo A, pero situadas a menos de 75 m de las plantas o de edificios especificados, bajo la categoría de hidrocarburos líquidos.  
-Terrenos públicos o zonas administradas por autoridades regionales.
- **Categoría C:** localizaciones en zonas densamente pobladas. Sin embargo, si la densidad por hectárea es menor a 40, las localizaciones deben ser clasificadas en la categoría B.

#### 2.3.7.5 Material de fabricación de la tubería

Los tubos de alta presión (SCH 40) son fabricados con acero al carbono de calidad estructural. Los tubos de acero conducen a alta presión agua, gas,

vapor, petróleo, aire presurizado y fluidos no corrosivos. El acero tiene la composición química indicado en la **Tabla 2.11**.

**Tabla 2.11 Composición química**

<i>Composición, %</i>			
	<b>Grado A</b>	<b>Grado B</b>	<b>Grado C</b>
<i>Carbono, máx.</i>	0,25	0,30	0,35
<i>Manganeso</i>	0,27-0,93	0,29-1,06	0,29-1,06
<i>Fósforo, máx.</i>	0,035	0,035	0,035
<i>Azufre, máx.</i>	0,035	0,035	0,035
<i>Silicio, mín.</i>	0,10	0,10	0,10
<i>Cromo, máx.</i>	0,40	0,40	0,40
<i>Cobre, máx.</i>	0,40	0,40	0,40
<i>Molibdeno, máx.</i>	0,15	0,15	0,15
<i>Níquel, máx.</i>	0,40	0,40	0,40
<i>Vanadio, máx.</i>	0,08	0,08	0,08

Fuente: NORMA ASTM A53.

Las *Propiedades mecánicas* del acero se resumen en la siguiente **Tabla 2.12**.

**Tabla 2.12 Propiedades mecánicas**

	Grado A	Grado B
<i>Esfuerzo de fluencia: psi (min)</i>	30.000	35.000
<i>Esfuerzo de tensión: psi (min)</i>	48.000	60.000
<i>Porcentaje de elongación:</i>	20% en promedio	20% en promedio

Fuente: NORMA ASTM A53.

#### 2.3.7.6 Tolerancias de fabricación

**Peso:** El peso de cualquier tubería no deberá variar en más del 10% por encima y del 3,5% por debajo del valor nominal.

**Diámetro:** La tolerancia para variar el diámetro externo no debe variar en más del 1% por encima o por debajo del diámetro especificado en tablas.

**Longitudes:** Las longitudes de tubería se definen con conformidad a la siguiente práctica:

- Si la longitud definitiva no es necesaria, la tubería puede ser: de 16 a 22 ft (4,8 a 6,7 m), de 12 a 16 ft (3,7 a 4,8 m).
- En doble longitud, el promedio es de 35 ft (10,7 m) o de una longitud mínima de 22 ft.

**Espesor:** El espesor no deberá variar en +/- 12% del espesor nominal de pared.

### 2.3.2.7 Pruebas

**Prueba de Doblado:** La tubería deberá soportar estar dobladas en frío 90° alrededor de un mandril cilíndrico, cuyo diámetro es de doce veces el diámetro externo de la tubería, sin desarrollar grietas, fisuras o fallar.

**Pruebas de achatamiento:** una sección de la tubería no inferior a 2 ½ pulgadas (63,5 mm) de diámetro será aplanado en frío entre placas paralelas hasta que el frente de las paredes de la tubería se encuentran.

**Prueba Hidrostática:** la prueba hidrostática tiene la capacidad de encontrar defectos que permita la fuga del fluido de prueba a través de la pared del tubo y puede ser revelado ya sea visualmente o detectados por una pérdida de presión.

En la **Tabla A.2.1, ANEXO 2** se encuentra la información sintetizada respecto a diámetro nominal, espesor, cédula, peso del tubo y su relación con el grado de la tubería y presión de prueba, según las Normas API 5L/ ASTM A53/ A106.

## 2.4 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CULEBRA 01

La mini Estación de Producción Culebra 01 cuenta con un múltiple de 5 entradas que recibe la producción de 4 pozos directamente y 1 línea con la producción de la Locación CUL-5 (Cul-5, Cul-6 y Cul-7). La producción de cada

pozo (crudo, agua y gas) es direccionada por líneas independientes de 4in desde el cabezal de producción hacia el múltiple. Ver **Foto A.2.1, ANEXO 2**. La presión para que el fluido llegue a la mini Estación Culebra, es proporcionada por la bomba electrosumergible de cada pozo. La producción promedia que recibe esta estación durante el mes de Marzo del 2010, fecha de cierre de este proyecto, es de 3451 BFPD y 2994 BPPD.

En la Locación CUL-5 se almacena el crudo en 3 tanques de 500Bls, con el fin de no perder la producción por la distancia de las líneas de flujo hasta la Estación Cul-01. La producción recibida en el CUL-05 se transfiere al CUL-01 por una bomba de transferencia. En esta locación se realizan las pruebas de producción de los pozos Cul-5, Cul-6 y Cul-7.

Esta Estación no posee separadores y no se los puede ubicar porque el espacio físico es muy reducido; el espacio existente está destinado para un taladro de reacondicionamiento en el Pozo Cul-1. El tratamiento de deshidratación se realiza mediante la inyección de demulsificante de acción continua **DAC** (10GPD a la salida del Múltiple, 10 GPD a la descarga de la bomba de transferencia) y antiparafínico **AP** (2GPD a la salida del Múltiple), así como también de 2 GPD de anticorrosivo **AC** en el pozo Cul-01. Las líneas de descarga del múltiple, se dirigen hacia 2 Botas de Gas, donde se produce la separación líquido-gas; los líquidos (crudo, agua y gas remanente) van hacia los 2 tanques y por la parte superior se direcciona el gas separado de la bota de gas hacia la tea, donde se quema. Ver **Foto A.2.2, ANEXO 2**.

El tanque de prueba de 500 Bls de capacidad recibe la producción de un solo pozo por una línea de 6in y el tanque de almacenamiento de 1500 Bls recibe la producción de todos los pozos, por una línea de 8in. Existe un By-Pass que se presta para recibir la producción de todos los pozos cuando el tanque de almacenamiento entra en mantenimiento.

La válvula de compuerta de 4in ubicada en la entrada del Tanque de Almacenamiento es utilizada para realizar un proceso de recirculación de crudo. Si se tiene crudo pesado en el tanque de prueba, se lo envía a las Bombas Booster y, con un juego de válvulas, se realiza la recirculación al

Tanque de 1500 Bls por esta línea, es decir, se mezcla el crudo pesado con el crudo liviano. Ver **Foto A.2.3, ANEXO 2**.

Existe una válvula de Compuerta de 4in ubicada en la descarga a 1ft de altura y a 3ft de distancia de la válvula de descarga de 8in. Se colocó previendo un Sistema Contra Incendios (SCI) para bombear agua o espuma, pero no ha sido utilizada ya que nunca se implementó el SCI.

Una válvula de Bola de 4in se ubica a 6.5ft de la válvula del SCI; la que se utiliza para receptor los desperdicios (crudo) del sumidero que se encuentra en la estación.

El crudo proveniente de los 2 tanques se descarga por una sola tubería de 12in ubicada a 3ft de altura, por lo que no existe separación del crudo con el agua.

La descarga se une a una sola línea de 6in para abastecer a 2 Bombas Booster, una eléctrica y otra a diesel. El crudo succionado se envía por líneas de 6in hacia los contadores ACT´S, los que registran el caudal por minuto a ser bombeado. Luego, el fluido es succionado por las Bombas de Transferencia, y a la vez descargan por una línea de 4in a una línea de 6in, la que ingresa al oleoducto con dirección al campo Sacha. Ver **Foto A.2.4 y Foto A.2.5, ANEXO 2**.

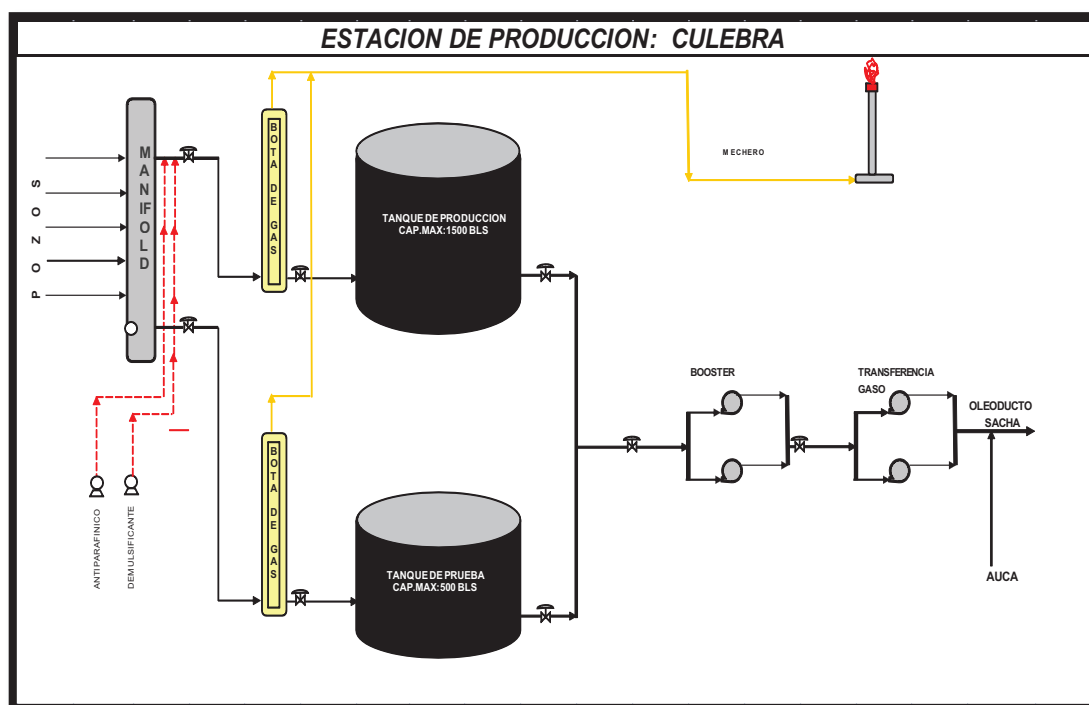
Cuando no existe contrapresión solo con las bombas booster (eléctrica o a diesel) se desplaza el crudo al oleoducto a una rata de 10 BPM; cuando existe contrapresión, indispensablemente se encienden las bombas de transferencia con desplazamiento de 7 BPM.

La mini Estación no cuenta con las instalaciones necesarias para el proceso de separación de petróleo, agua y gas. Todo el fluido es enviado al oleoducto hacia Sacha con un porcentaje de BSW de alrededor del 13%.

La mini Estación Culebra no dispone de Generación Eléctrica.

La **Figura 2.7** representa el diagrama general de las Facilidades de Producción de la Estación Culebra-01, así como el proceso de producción desde el múltiple hasta el oleoducto secundario Auca- Sacha.

**Figura 2.7 Estación de Producción Culebra**



Fuente: Área Auca. Estación de Producción Culebra-01

La evaluación técnica realizada a los equipos de la Estación Culebra-01 se enlista en las **Tablas 2.16 a 2.21**.

## 2.5 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN YULEBRA 01

La Estación de Producción Yulebra recibe la producción de 10 pozos, completados con el sistema de Bombeo Electro Sumergible, cuya producción actual es de 5.931 BFPD y 3.201 BPPD al mes de marzo del 2010, fecha de cierre de este proyecto.

El fluido producido de los pozos llega a un múltiple de 13 entradas (2 están disponibles), por líneas de 4in, de donde se direcciona el fluido a los separadores. En la descarga del múltiple se inyectan: demulsificante de acción continua **DAC** (10 GPD a la salida del Múltiple, 2 GPD a los pozos Yul-1, 2, 3, 4, 5, 7, 9, 15, 16 y reiny 2), antiparafínico **AP** (2 GPD a la salida del múltiple),

antiespumante **AE** (2 GPD a la salida del Múltiple, 3 GPD a los pozos Yul-1, 2, 3, 4, 5, 7, 9, 15, 16 y reiny 2) y **PAO-72** (5 GPD a la salida del múltiple) en el tratamiento de deshidratación. En el Pozo Yul-01 se inyecta 1 GPD de antiescala **AEC** y en el Tanque de Almacenamiento de agua de reinyección se inyectan 2 GPD de Corrcontrol **CC** y 2 GPD de Biocida **BC**. Adicionalmente se trata a todos los pozos con problemas de emulsiones. Ver **Fotos A.2.6 y A.2.7, ANEXO 2.**

La línea de ingreso a los separadores tiene dos usos, recibir la descarga del múltiple y continuar con el proceso de deshidratación del petróleo o direccionar la producción hacia la bota de gas en el caso de que cualquiera de los 2 separadores estén fuera de servicio por daño o por mantenimiento.

El fluido (crudo, agua y gas) se puede direccionar hacia los 2 separadores, un separador de prueba de 5.000 BIs y un separador de producción de 10.000 BIs que trabajan en un rango de presiones de 25 a 30 psi y una temperatura de 110 °F en promedio, y que reciben el fluido desde el múltiple por líneas de 6in y 8in, respectivamente. Ver **Foto A.2.8, ANEXO 2.**

En estos recipientes se produce la separación líquido-gas. El tiempo de residencia en el separador de prueba es de 7 BPM aproximadamente y de 10 a 15 BPM en el de producción. La descarga de líquidos (crudo, agua y gas remanente) se direcciona a la bota de gas, o por un by-pass se puede dirigir hacia el tanque de surgencia. La descarga de gas se direcciona hacia la tea, donde se quema. El gas libre es enviado hacia el scrubber, utilizado para eliminar el agua a la entrada del calentador donde el gas es quemado. Ver **Foto A.2.9, ANEXO 2.** El calentador de 1100 BIs de capacidad y temperatura de 102-120 °F, se ubica a la entrada del tanque de lavado. Estos equipos no se encuentran trabajando por falta de mantenimiento. El líquido (crudo y agua) proveniente de la bota de gas ingresa al tanque de lavado de 10.000 BIs de capacidad y 24ft de altura.

La entrada del fluido se encuentra a 3ft de altura. El crudo se separa del agua por diferencia de densidades, formando un colchón de agua de 8ft y con un tiempo de residencia de 37 horas. La temperatura es de 104°F. El crudo

deshidratado se descarga por una línea a 22' al tanque de reposo o surgencia; la descarga de agua del tanque al sistema de reinyección se realiza por otra línea a 3' de altura. El calentador horizontal era abastecido con el agua del colchón de agua en el que la temperatura se incrementaba en 10 °F aproximadamente e ingresaba nuevamente al tanque de lavado. Ver **Foto A.2.10, ANEXO 2.**

El fluido proveniente del tanque de lavado llega al tanque de reposo de 5.000 Bls de capacidad y 24ft de altura. Las entradas al tanque se ubican a 1ftde altura, provenientes del tanque de lavado y de los separadores. El crudo en condiciones óptimas es desalojado del tanque por la parte superior a 21ft y 2ftde altura. El crudo es direccionado hacia los medidores ACTs o hacia las bombas booster.

El crudo abastece a 2 bombas Booster, una eléctrica y otra a diesel; de las cuales solo una trabaja y la otra se mantiene en reserva. Después, el petróleo pasa a dos unidades de transferencia que también operan igual que las boosters y que transportan todo el fluido por una línea de 6in al oleoducto Auca-Sacha mediante un juego de válvulas conformada por 1 válvula Check de 6in y 1 válvula de Bola de 6in. Ver **Foto A.2.14, ANEXO 2.**

La descarga del tanque de surgencia se encuentra a 2ft de altura cuya línea de 6in se empata con una línea de 8in que lleva el fluido a un filtro de 12inx3ft, 275 psi para eliminar impurezas. Luego se une a un pulmón de 12inx20ft que sirve de almacenamiento de crudo antes de dirigirse a las bombas booster. El fluido pasa por los contadores ACT'S que tienen una presión de entrada de 50 psi. Aquí se contabiliza de 4000 a 4500 BPPD en 8 horas (8,7 BPM) por un solo contador, dado que funciona uno por día. Luego de esta contabilización el crudo pasa a las bombas de transferencia. El sistema cuenta con 2 líneas para calibrar los contadores. Ver **Foto A.2.15, ANEXO 2.**

Las bombas booster alimentan al pulmón de succión de las bombas de transferencia. El incremento de presión que experimenta el crudo es de 75 psi a 600 psi en la descarga hacia la línea de transferencia de 4in. Sólo trabaja una bomba por día. Ver **Fotos A.2.16 y A.2.17, ANEXO 2.**



El crudo es transferido por las bombas de alta presión al oleoducto secundario Auca-Sacha en el punto de recepción ubicado en la Estación Cul-01, con BSW entre el 3 y 5%. El proceso de deshidratación del crudo no cumple con la ley de Hidrocarburos según la DNH.

### 2.5.1 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN YULEBRA

Está diseñado para el manejo adecuado del agua residual proveniente del tanque de lavado, mediante la reinyección; controlando así los problemas de contaminación. El tratamiento de deshidratación se lleva a cabo por reposo en el tanque de almacenamiento de agua de formación, que depende de la calidad de los químicos inyectados y de la operación del nivel de agua. El fluido se desplaza por las unidades booster a los equipos de alta presión.

El agua residual llega al tanque de almacenamiento de agua de formación por una línea de 6in. La entrada se ubica a un 1ft de altura controlando el fluido con una válvula de compuerta de 6in. La capacidad del tanque es de 2.260 BIs y la altura es de 24ft. Ver **Foto A.2.11, ANEXO 2**. La descarga se ubica a 3ft con una válvula de compuerta de 6in y la línea que transporta el fluido hacia las Booster es de 6in. El agua producida es de 2.731 BAPD en el mes de marzo de 2010. Actualmente, el agua se reinyecta por el pozo reinector Yul-06.

**Tabla 2.13 Unidades Booster y de Alta Presión**

N° de Bomba / Marca	Unidades Booster		Unidades de Alta Presión	
	Booster1 / DURCO	Booster2/ DURCO	Reda Horizontal	Reda Horizontal
<b>Control</b>	Manométrico	Manométrico	Manométrico	Manométrico
<b>Tipo de Bomba</b>	Centrífuga 2K4x3-13/150 RV120	Centrífuga 2K4x3-10 RV100	# 1 J 200 N	# 2 J 200 N
<b>Capacidad</b>	20 GPM	20 GPM	12.000 BAPD	12.000 BAPD
<b>Motor</b>	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico
<b>Potencia</b>	25 HP	30 HP	1.250HP,	2.400HP
<b>SCI</b>	No		No	
<b>Iluminación</b>	Si		Si	
<b>Cerramientos</b>	No		Malla	
<b>Sumideros</b>	No		No	

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Estación Yul-01. Operador: Sr. Juan Malacatos

Las unidades booster y de alta presión utilizadas en este sistema se presentan en la **Tabla 2.13**. En las **Fotos A.2.12 y A.2.13**, del **ANEXO 2**, se observan los Sistemas de Bombeo y el Sistema de Transferencia, respectivamente. Ver **Foto A.2.12 y A.2.13, ANEXO 2**.

La capacidad de admisión de agua de formación de la arena “Tiyuyacu” del pozo reinyector Yul-06 varía entre 2.880 BIPD - 700 psi y 14.400 BIPD - 1850 psi, de acuerdo a la prueba de ratas múltiples realizada el 24 de abril del 2009; tal como se indica en la **Tabla 2.14**.

**Tabla 2.14 Prueba de ratas múltiples en el pozo reinyector Yul-06**

BPM	Total Inyectado (Bl)	Presión final (psi)	Tiempo (min)	BIPD
2	60	700	30	2880
4	117	1032	30	5760
6	131	1300	30	8640
8	163	1616	15	11520
10	157	1850	15	14400

**Fuente:** Área Auca. Departamento de Yacimientos.

El pozo reinyector Yul-01, de acuerdo a la prueba de ratas múltiples realizada el 19 de julio del 2007, presenta los resultados anotados en la **Tabla 2.15**

**Tabla 2.15 Prueba de ratas múltiples en el pozo reinyector Yul-01**

BPM	Total Inyectado (Bl)	Presión final (psi)	BIPD
9,8	294	3400	14112
8,2	245	2300	11808
7,1	213	1500	10224
6,2	186	1100	8928
5,2	104	900	7488

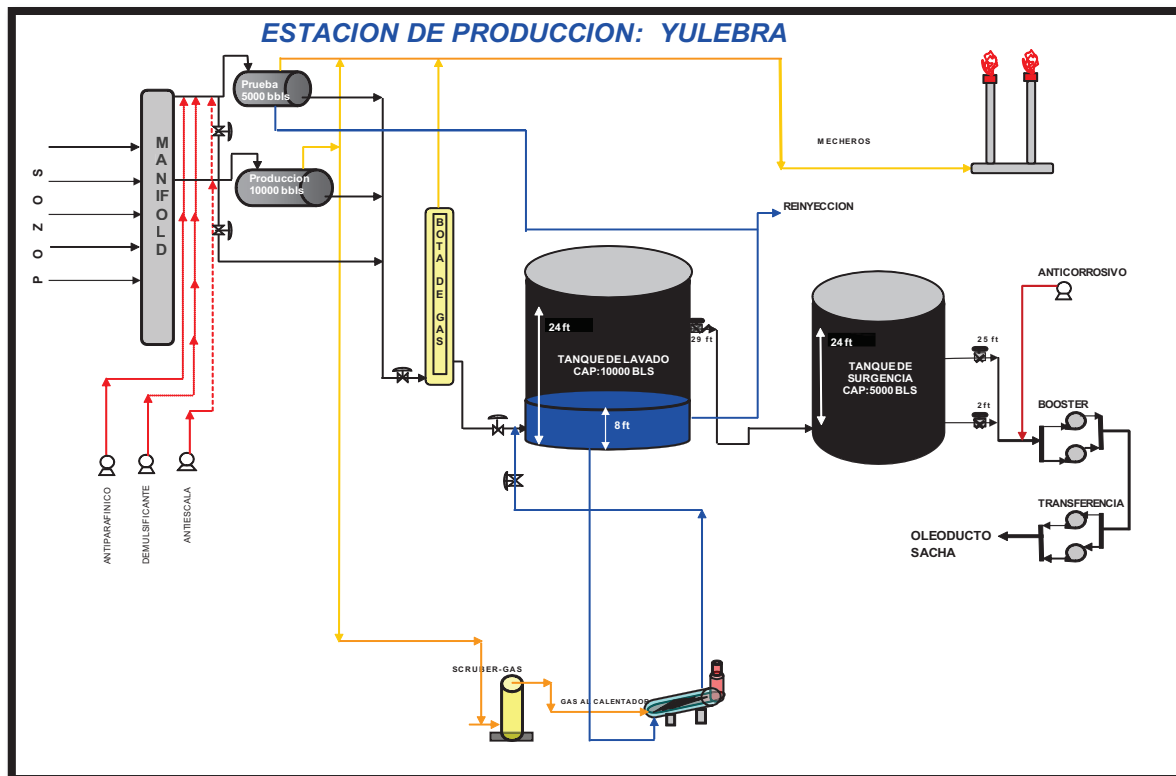
**Fuente:** Área Auca. Departamento de Yacimientos.

Según la anterior Tabla, se concluye que la capacidad máxima de admisión es de 14.112 BIPD – 3400 psi y la mínima es de 7.488 BIPD – 900 psi en la arena “Hollín Inferior”. Actualmente, este pozo se encuentra cerrado.

En la **Fig 2.8** se presenta la Estación de Producción Yul-01, en el cual de forma general se aprecian los equipos existentes en dicha estación, partiendo desde el múltiple hasta el sistema de transferencia.

La evaluación técnica realizada a los equipos de las Estación Yulebra-01 se enlista en las **Tablas 2.16 a 2.21**.

**Figura 2.8 Estación de Producción Yulebra**



Fuente: ÁREA AUCA. Estación Yul-01.

## 2.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN ANACONDA

A la mini Estación de Producción Anaconda se direcciona la producción de los pozos desde el cabezal por líneas independientes de 4" a un múltiple de 4 entradas, que reciben la producción del pozo Ana-01 y de la Locación ANA-02 (Ana-02) completados por el sistema de Bombeo Electro Sumergible. La producción fue de 793 BFPD y 776 BPPD en el mes de Marzo del 2010. Ver **Foto A.2.18, ANEXO 2**.

La Locación ANA-2 posee un Generador a diesel que trabaja las 24 hr del día, con una presión de 64 psi y 178 °F. Se lo utiliza para alimentar a la bomba Electro Sumergible del pozo y a la locación. Su consumo es de 800 GPD de

diesel. En el pozo se inyecta 1 GPD de demulsificante y 1 GPD de antiparafrínico.

El fluido está direccionado desde el múltiple hacia una bota desgasificadora de 36ft. El gas obtenido es quemado en la tea ubicada en la parte posterior del campo. Se ubica una segunda bota de gas de menor capacidad y de 34ft que realiza el mismo trabajo que la anterior. Ver **Fotos A.2.19 y A.2.20, ANEXO 2.**

La producción proveniente de las botas de gas llega al tanque de crudo de 600 Bls y 18ft de altura. Es un tanque bota cuya producción entra por una línea de 4". La descarga se realiza por una línea de 4" hacia los ACT'S.

El segundo tanque está suspendido, solo es de reserva. Es de 300 Bls y 15ftde altura. La entrada se ubica a 2ftde altura y la descarga a 1ft de altura.

El tercer tanque es de 500 Bls de capacidad y 16ft de altura. La salida llega a los ACT'S. En los tanques de almacenaje ocurre el proceso de deshidratación de petróleo que se lo realiza tipo bach directamente. Ver **Foto A.2.21, ANEXO 2.**

La mini Estación Anaconda dispone de 1 bomba booster y 2 Bombas de Transferencia. Para el bombeo se utiliza un equipo y el otro listo para arrancar.

El fluido ingresa a una bomba booster y se dirige a uno de los contadores ACT'S. Ver **Foto A.2.22, ANEXO 2.** Cuenta con un SAMPLER para tomar las muestras que son llevadas por los operadores a los Laboratorios de Yuca o Yulebra.

El fluido llega a la Unidad de transferencia (eléctrica o diesel) y se descarga por una línea de 8" cuyo manómetro registra un incremento de presión a 90 psi. Junto a este está un Hidril para romper la velocidad y bombear el fluido por una línea de 4in a la línea de transferencia de 6in de Anaconda a Yulebra.

El fluido llega a la Estación Yulebra para el proceso de deshidratación de crudo. Ver **Fotos A.2.23 y A.2.24, ANEXO 2.**

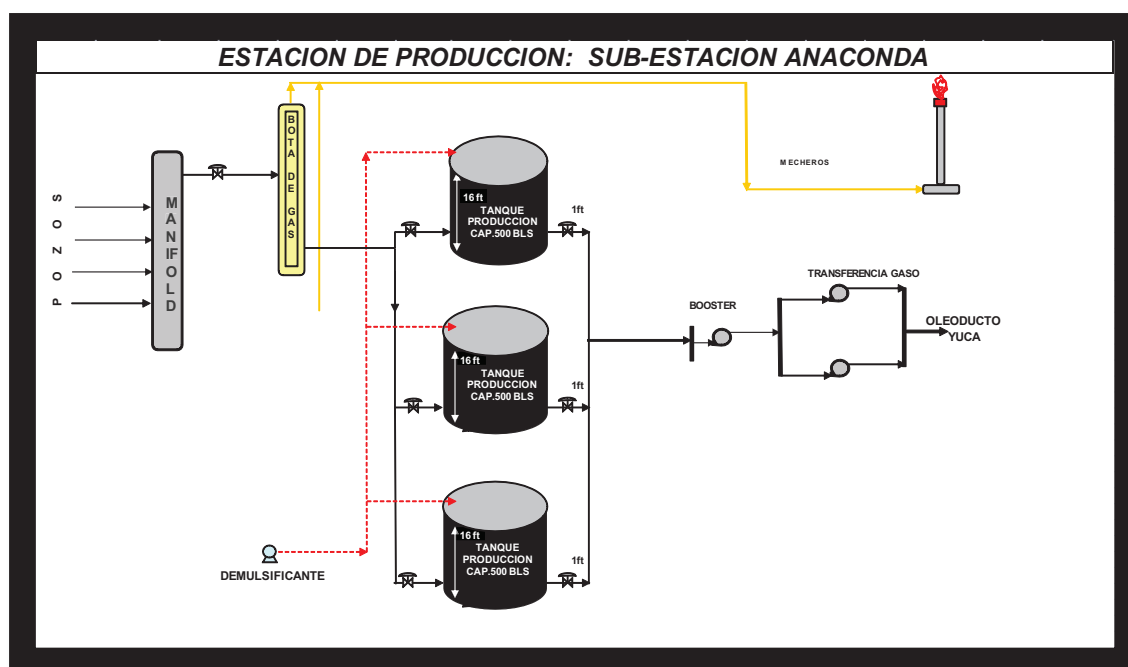
La calibración de los ACT'S se lo realiza al hacer pasar el fluido por una línea de 4in con 1 manómetro (30 psi), un medidor de temperatura (102 °F), una

válvula Check (4in, 150 psi) y una válvula de Bola (4in, 150 psi). La calibración cuenta con una línea de entrada y otra de salida.

La mini estación Anaconda dispone de un generador KATO de 500 KW y su motor CATERPILLAR es de 755 HP.

En las **Tablas A.2.2, A.2.3 y A.2.4** del **ANEXO 2** se presentan las tablas correspondientes a Datos Informativos, Obras Civiles y Laboratorio de las Estaciones en Culebra, Yulebra y Anaconda según el informe entregado por la DNH.

**Figura 2.9 Estación de Producción Anaconda.**



Fuente: Área Auca. Estación de Producción Anaconda-01

En la **Fig 2.9** se presenta el esquema de la Estación de Producción Ana-01; en forma general se aprecian los equipos implementados existentes en la estación, partiendo desde el Múltiple hasta el Sistema de Transferencia.

La evaluación técnica realizada a los equipos de las Estación Anaconda-01 se enlista en las **Tablas 2.16 a 2.21**.

**Tabla 2.16 Evaluación Técnica de Múltiples de las Estaciones Cul-01, Yul-01 y Anaconda-01**

EVALUACIÓN TÉCNICA DE MÚLTIPLES			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	CULEBRA	YULEBRA	ANACONDA
Tipo de conexión	Brida	Brida	Brida
Presión (psi)	-	30	-
Temperatura (° F)	-	115	-
Diámetro líneas de flujo a la entrada (in)	4	4	4
Número de líneas de flujo	5	13	4
Número de líneas de flujo disponibles	0	2	2
Válvulas entrada al Múltiple	Mariposa	Bloqueo	Compuerta / Bola
Cantidad / Diámetro (in)	5 / 4	13 / 4	2 / 4 ; 2 / 4
Diámetro líneas de flujo a la salida (in)	4	3; 6; 8	6
Número de líneas de flujo	2	6	2
Válvulas salida del Múltiple	Mariposa	Mariposa/Bola/Volante	Mariposa/Volante
Cantidad / Diámetro (in)	10 / 4	8 / 4; 8 / 4; 10 / 4	1 / 4 ; 1 / 4
Inyección química			
DAC / AE / AC / AP (GPD)	20; 0; 2; 2	30; 32; 0; 2	-
PAO 72 / AEC / CC / BC (GPD)	-	5; 1; 2; 2	-
Válvulas salida del Múltiple	Aguja	Aguja	-
Cantidad / Diámetro (in)	2 / 4	4 / ½	-
Válvulas descarga Bombas Transf.	Aguja	-	-
Cantidad / Diámetro (in)	1 / 4	-	-
Válvulas Tanque Agua de Reiny.	-	Aguja	-
Cantidad / Diámetro (in)	-	2 / ½	-
Válvulas en los pozos	Aguja	Aguja	-
Cantidad / Diámetro (in)	1 / 4	13 / ½	-

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

**Tabla 2.17 Evaluación Técnica de Separadores de la Estación Yul-01**

EVALUACIÓN TÉCNICA DE SEPARADORES		
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	YULEBRA	
Norma de Construcción	ASME VIII – I	
Fabricante	Industria Acero de los Andes	
Tipo de Separador	Prueba	Producción
Orientación	Horizontal	Horizontal
Año	1992	1997
Peso vacío (Kg)	6875	7400
Capacidad (Bl)	5.000	10.000
Tipo	Bifásico	Bifásico
Corrosión permitida de diseño (in)	0,125	0,125
Presión de diseño (psi)	100	125
Presión de prueba (psi)	123	185
Presión actual de operación (psi)	28	28
Temperatura de operación/diseño (°F)	125	150
Flujo (BPD)	10000	20000
Diámetro líneas de flujo a la entrada (in)	6	8
Diámetro líneas de flujo a la salida (in)	6	8

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

**Tabla 2.18 Evaluación Técnica de Botas de Gas de las Estaciones Cul-01, Yul-01 y Anaconda-01.**

EVALUACIÓN TÉCNICA DE BOTA DE GAS					
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	CULEBRA		YULEBRA	ANACONDA	
<b>Diámetro (in)</b>	48	24	68	14	10
<b>Altura (ft)</b>	48	31	50	36	34
<b>Presión (psi)</b>	-	-	14,7	-	-
<b>Temperatura (°F)</b>	-	-	100	-	-
<b>Capacidad (Bls)</b>	3000	1100	15000	-	-
Diámetro líneas de flujo a la entrada (in)	8	8	6	6	6
<b>Número de líneas de flujo</b>	1	1	1	1	1
<b>Válvulas de entrada</b>	Compuerta	Compuerta	Bloqueo	Mariposa	Volante
<b>Cantidad / Diámetro (in)</b>	1 / 8	1 / 6	1 / 6	1 / 4	1 / 4
Diámetro líneas de flujo a la salida (in)	8	8	4; 6; 2½	6	6
<b>Número de líneas de flujo</b>	1	1	3	1	1
<b>Válvulas de salida</b>	Compuerta	Compuerta	C; C; Mariposa	Compuerta	Compuerta
<b>Cantidad / Diámetro (in)</b>	1 / 8	1 / 6	1 / 4; 1 / 6; 1 / 2 ½	1 / 8	1 / 8

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Tabla 2.19 Evaluación Técnica de Medidores de las Estaciones Cul-01, Yul-01 y Anaconda-01.**

EVALUACIÓN TÉCNICA DE MEDIDORES			
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	CULEBRA	YULEBRA	ANACONDA
<b>Denominación</b>	Smith Meter F4-S1	SM F4-S1	SM F4-S1
<b>Tipo</b>	Desplazamiento Positivo AO-Smith	Desplazamiento Positivo AO-Smith	Desplazamiento Positivo AO-Smith
<b>Capacidad máxima (GPM)</b>	600	600	720 / 600
<b>Serie</b>	PL53103	LA041268	HB139787 / MA 45109
<b>Frecuencia de calibración</b>	Mensual	Mensual	Mensual
<b>Método</b>	Medidor Master	Medidor Master	Medidor Master

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Tabla 2.20 Evaluación Técnica del Sistema de Almacenamiento de las Estaciones Cul-01, Yul-01 y Anaconda-01**

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	CULEBRA API 650			YULEBRA API 650			ANACONDA API 650		
<b>Norma de construcción</b>	Prueba Crudo			Lavado Crudo			Surgencia Crudo		
<b>Función</b>	Soldado			Empernado			Empernado		
<b>Fluido</b>	Soldado			Empernado			Empernado		
<b>Tipo</b>	Soldado			Empernado			Empernado		
<b>Diámetro (in)</b>	168			660			468		
<b>Altura (ft)</b>	16			24			24		
<b>Capacidad (Bls)</b>	500			10000			5000		
<b>Corrosión permitida de diseño (in)</b>	0,125			0,125			0,125		
<b>Espesor mínimo de diseño (in)</b>	0,15			0,27			0,23		
<b>Presión (psi)</b>	Atm			atm			atm		
<b>Temperatura (°F)</b>	119			104			98		
<b>Tiempo de retención actual (hr)</b>				36,8					
<b>Diámetro líneas de flujo a la entrada (in)</b>	6			8			8		
<b>Número de líneas de flujo</b>	1			1			2		
<b>Válvulas de entrada</b>	Compuerta			Compuerta			Compuerta		
<b>Cantidad / Diámetro (in)</b>	1 / 6			2 / 8			1 / 8; 1 / 8		
<b>Diámetro líneas de flujo a la salida (in)</b>	6			8; 6			8; 6		
<b>Número de líneas de flujo</b>	1			2			2		
<b>Válvulas de salida</b>	Compuerta			Compuerta			Compuerta		
<b>Cantidad / Diámetro (in)</b>	1 / 6			1 / 8; 1 / 4			1 / 6; 1 / 6		

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa



**Tabla 2.21 Evaluación Técnica de Sistema de Bombeo de crudo de las Estaciones Cul-01, Yul-01 y Anaconda-01**

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA									
CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	CULEBRA			YULEBRA			ANACONDA		
	Durco	Durco	Durco	Durco	Durco	Durco	Durco	Durco	Durco
<b>Marca</b>									
<b>Norma de construcción</b>	API 610	API 610	API 610	API 610	API 610	API 610	API 610	API 610	API 610
<b>Función</b>	Booster	Transferencia	Transferencia	Booster	Transferencia	Transferencia	Booster	Transferencia	Transferencia
<b>Fluido</b>	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo
<b>Tipo</b>	Centrifuga	Despl. Positivo	Despl. Positivo	Centrifuga	Despl. Positivo	Despl. Positivo	Centrifuga	Centrifuga	Despl. Positivo
<b>Diámetro succión (in)</b>	4	4	4	4	4	4	4	4	4
<b>Diámetro de descarga (in)</b>	6	6	6	6	4	4	4	4	6
<b>Presión de succión (psi)</b>	70	70	70	75	75	75	30	30	30
<b>Presión de descarga (psi)</b>	70	200	200	75	600	600	30	30	90
<b>Capacidad de flujo (GPM)</b>	294	294	294	378	378	378	160	160	160
<b>Potencia de motor (HP)</b>	50	100	100	50	200	200	30	30	60
<b>RPM</b>	-	-	-	3540	3540	3540	3545	3545	880
<b>Tipo de motor</b>	Diesel/Elect.	Diesel	Diesel	Diesel/Elect	Diesel/Elect	Diesel/Elect	Elect.	Elect.	Diesel/Elect

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** ÁREA AUCA. Estación Cul-01. Operador: Sr. Jonny Tasigchana.

Estación Yul-01. Operadores: Sr. Juan Malacatos y Sr. Javier Sánchez.

Estación Ana-01. Operador: Sr. José Calva y Sr. Orlando Jiménez.

## **CAPITULO 3**

### **PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA**

Las proyecciones de producción permiten conocer la declinación de producción de petróleo, así como el incremento de la producción de agua. Es importante conocer el fluido que se espera producir, con la finalidad de dimensionar adecuadamente las facilidades de producción.

#### **3.1 CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN**

Las curvas de declinación, mediante la representación gráfica de la información de la producción, muestran la disminución de la producción de petróleo con el tiempo, debido a la depletación de los pozos. Mediante la extrapolación de esta curva se obtienen las proyecciones de producción.

La curva del historial de producción del campo es representada por la función lineal. La pendiente de esta curva será el porcentaje de la declinación del campo. Las 2 curvas más importantes son el Historial de Producción, que relaciona el caudal y el tiempo, y la Curva de Declinación, que proporciona la predicción de la producción.

Los cambios en el comportamiento de la producción se deben a los siguientes factores:

- Decrecimiento en la eficiencia de los equipos de levantamiento.
- Reducción del índice de productividad como resultado de la depletación natural del yacimiento.
- Cambios en las condiciones de fondo como: presión, BSW, GOR, etc.

### 3.1.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL

La tasa de producción matemáticamente puede ser expresada como:

$$\boxed{\frac{\partial q}{qt} = -\frac{1}{\alpha} q} \quad (3.1)$$

La tasa de declinación ( $1/\alpha$ ) puede ser constante o variable con el tiempo. Se la representa como una línea recta para la extrapolación.

Asumiendo la declinación constante, se integra esta expresión:

$$\begin{aligned} \frac{\partial q}{q} &= -\frac{1}{\alpha} \partial t \\ \int \frac{\partial q}{q} &= -\int \frac{1}{\alpha} \partial t \\ \int \frac{\partial q}{q} &= -\frac{1}{\alpha} \int \partial t \\ \ln q &= -\frac{1}{\alpha} t + c \end{aligned}$$

Si  $t = 0$  y  $q = q_0$ , se encuentra el valor de la constante de integración  $c$ , reemplazando estas condiciones iniciales en la ecuación anterior.

$$\begin{aligned} \ln q_0 &= -\frac{1}{\alpha}(0) + c \\ \ln q_0 &= c \end{aligned}$$

Por lo tanto, al reemplazar el valor de la constante  $c$  se deduce:

$$\begin{aligned} \ln q &= -\frac{1}{\alpha} t + \ln q_0 \\ \ln q - \ln q_0 &= -\frac{1}{\alpha} t \\ \ln\left(\frac{q}{q_0}\right) &= -\frac{1}{\alpha} t \\ \frac{q}{q_0} &= e^{-\frac{1}{\alpha} t} \\ q &= q_0 e^{-\frac{1}{\alpha} t} \end{aligned}$$

La ecuación para la declinación exponencial se expresa de la siguiente forma:

$$q = q_o e^{-\frac{1}{\alpha}t} \quad (3.2)$$

Si  $1/\alpha = d$ , entonces se tiene que:

$$q = q_o e^{-dt} \quad (3.3)$$

Donde:

$q$  : Caudal de producción al tiempo  $t$  (BPPD)

$q_o$  : Caudal de producción al tiempo  $t = 0$  (BPPD)

$d$  : Declinación exponencial (1/año)

$t$  : Tiempo en años

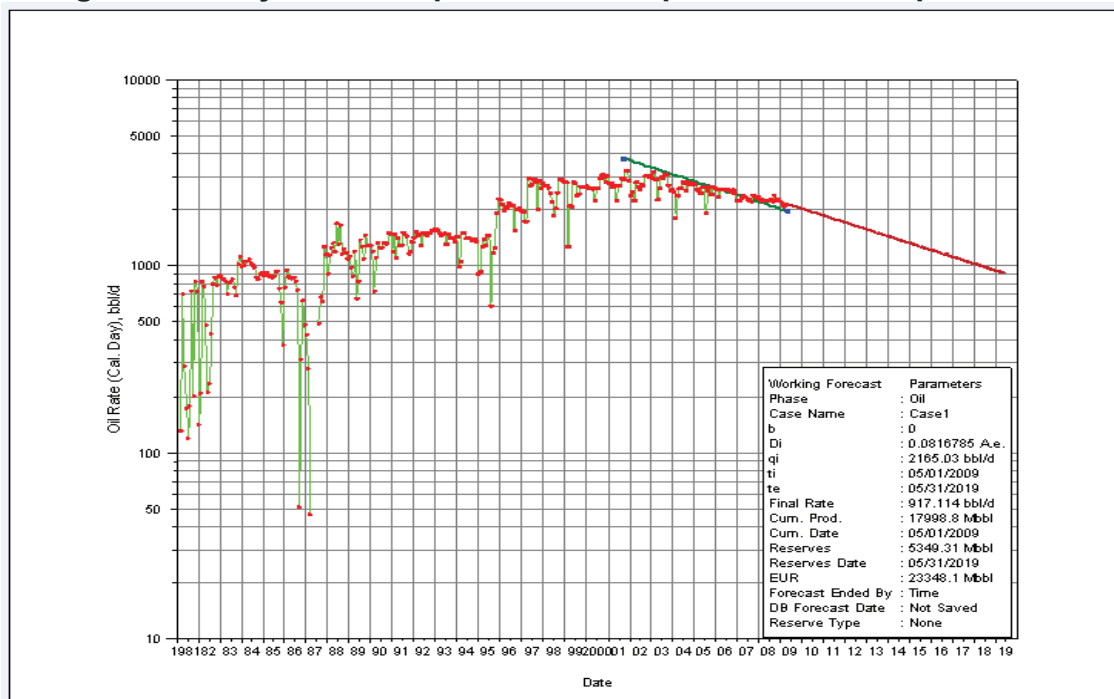
### 3.1.2 DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO E INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CULEBRA

La constante de la declinación exponencial de petróleo es de **8,16785%** anual, de acuerdo al valor obtenido en el programa OFM (Oil Field Management).

La **Figura 3.1** representa el historial de producción en el Campo Culebra desde el inicio de la producción en el año 1981 hasta el año 2009. La curva de declinación de petróleo se encuentra a partir de este año.

Con el valor de la pendiente de declinación de la producción y el valor de producción de petróleo correspondiente al mes de marzo del 2010, se calculará la proyección de producción.

**Figura 3.1 Proyección de producción de petróleo del campo Culebra**



Elaborado por: Programa OFM

Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

La ecuación de la curva de declinación de la producción de petróleo es:

$$q = 3070e^{-0,0816785t} \quad (3.4)$$

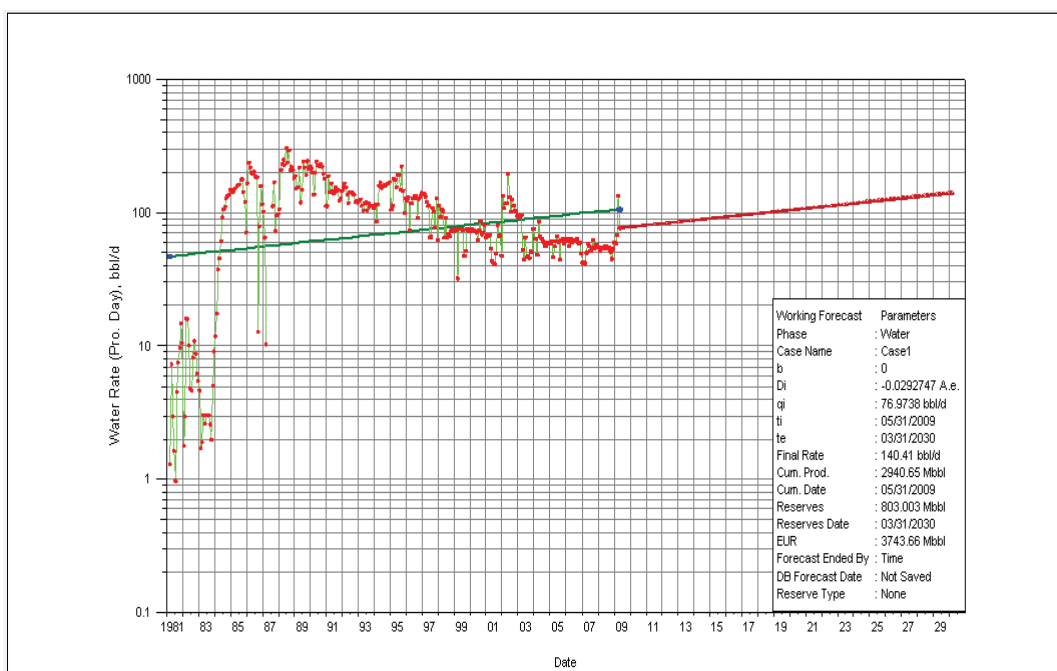
La **Figura 3.2** representa el historial de producción de agua del Campo Culebra desde el inicio de la producción en el año 1981 hasta el año 2009. En el programa OFM (Oil Field Management) se puede observar que la constante de la declinación exponencial de agua es de **2,92747%** anual.

La ecuación de la curva de declinación de la producción de agua es:

$$q = 465e^{0,0292747t} \quad (3.5)$$

Se calcula la producción esperada de agua hasta el año 2025 con la pendiente dada por el Programa OFM; el último caudal producido de agua registrado en la grafica correspondiente a marzo del año 2010.

**Figura 3.2 Proyección de producción de agua del campo Culebra.**



**Elaborado por:** Programa OFM

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

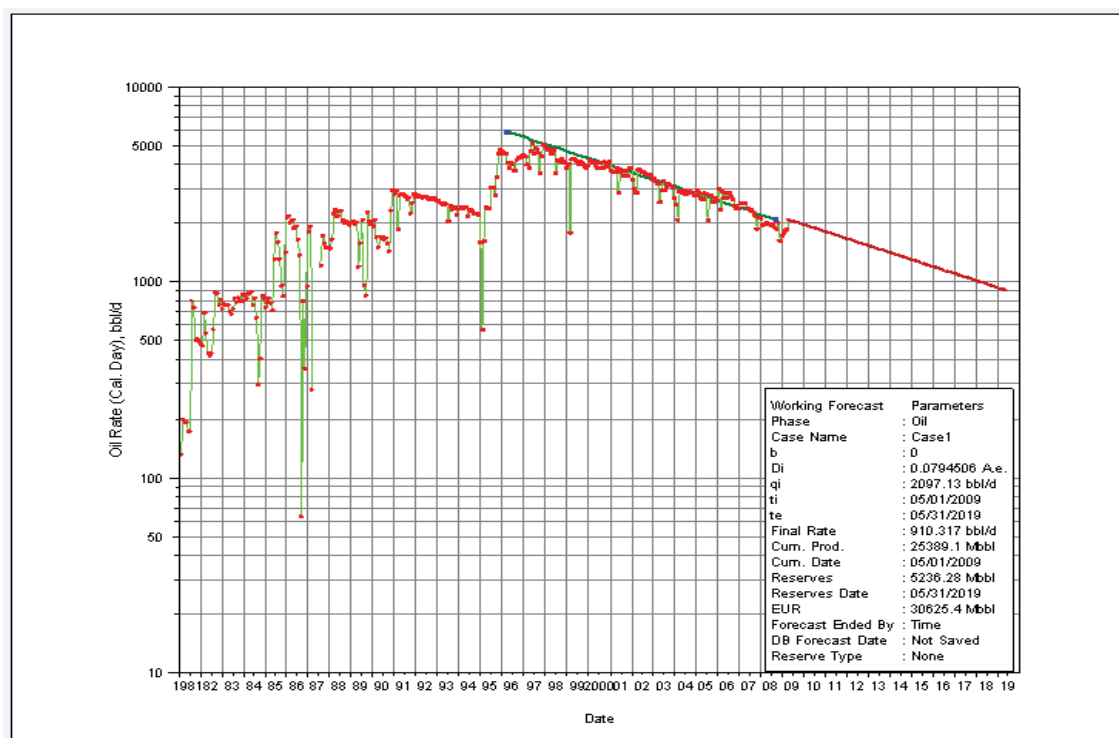
### 3.1.3 DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO E INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO YULEBRA

La **Figura 3.3** representa el historial de producción de petróleo del Campo Yulebra desde el inicio de la producción en el año 1981 hasta el año 2009; donde se ubica la curva de declinación. Del programa OFM (Oil Field Management) se obtiene la constante de la declinación exponencial de petróleo de **7,94506%** anual.

La ecuación de la curva de declinación de la producción de petróleo es:

$$q = 3342e^{-0,0794506t} \quad (3.6)$$

**Figura 3.3 Proyección de producción de petróleo del campo Yulebra.**



**Elaborado por:** Programa OFM

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

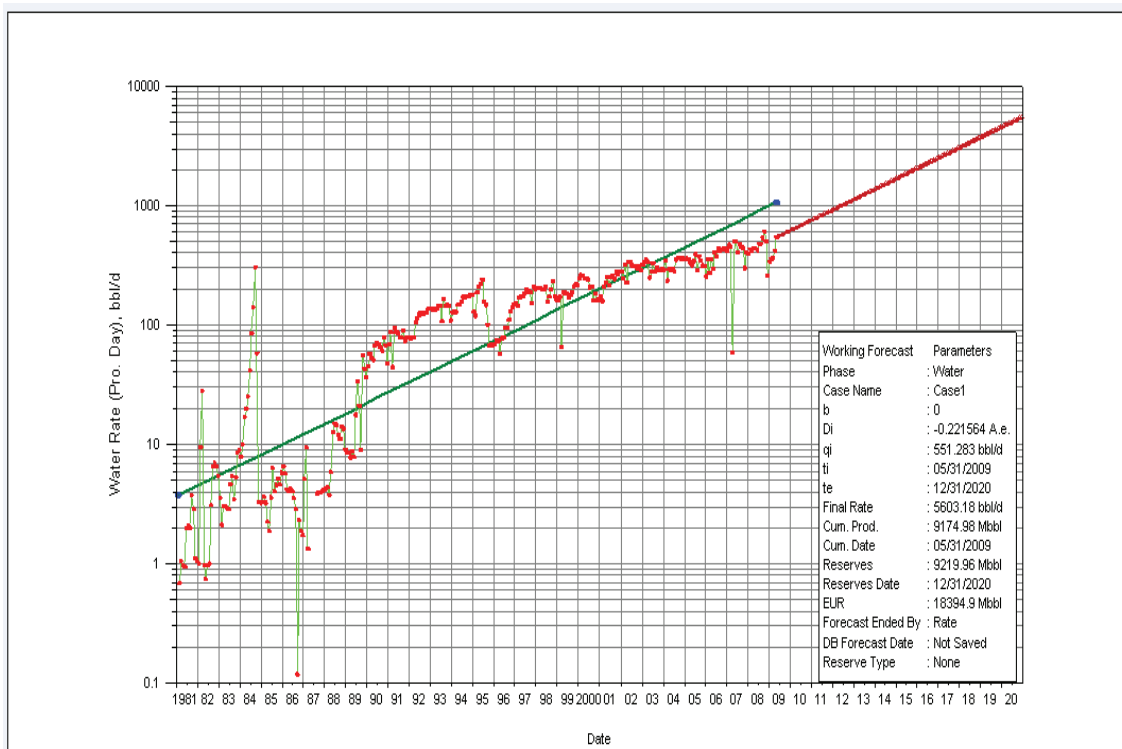
La constante de la declinación exponencial de agua es de **22,1564%** anual de acuerdo al valor observado en la gráfica realizada por el programa OFM. La **Figura 3.4** representa el historial de producción de agua entre los años 1981 y 2009 del Campo Yulebra.

La ecuación de la curva de declinación de la producción de agua es:

$$q = 2666e^{0,221564t} \quad (3.7)$$

Las ecuaciones para la declinación exponencial de petróleo y agua del Campo Culebra, Yulebra y Anaconda se la realizan con el valor de producción del mes de marzo del 2010 y con la constante de declinación dada por el programa OFM. Estas ecuaciones permitirán calcular los valores para las gráficas de proyecciones de producción hasta el año 2025. La proyección de producción de gas se la realiza en base a la producción estimada de petróleo y GOR de 135.

**Figura 3.4 Proyección de producción de agua de Yulebra.**



**Elaborado por:** Programa OFM

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

### 3.1.4 DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO E INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO ANACONDA

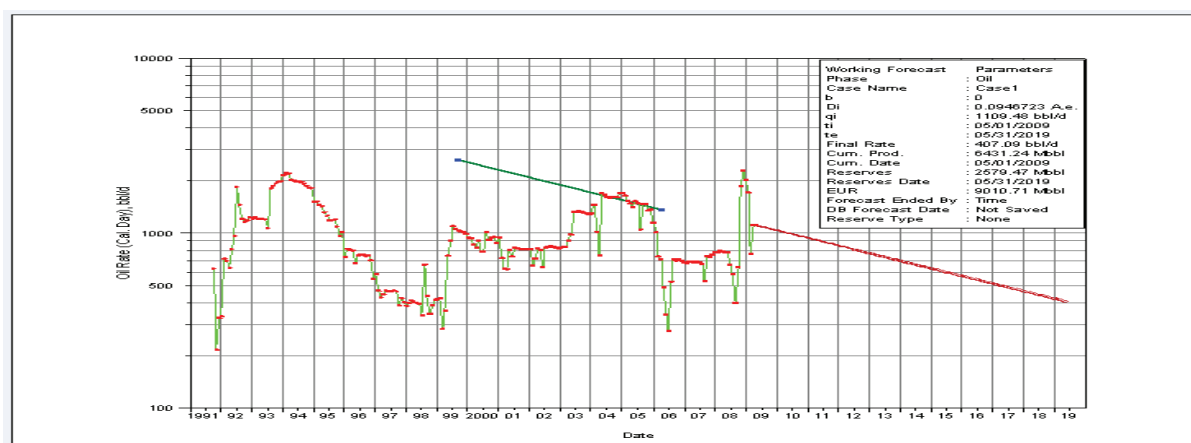
La constante de la declinación exponencial de petróleo es de **9,46723%** anual. En base a los datos del historial de producción de agua se obtiene la **Figura 3.5** realizada en el programa OFM.

La ecuación de la curva de declinación de la producción de petróleo es:

$$q = 788e^{-0,0946723t} \quad (3.8)$$



**Figura 3.5 Proyección de producción de petróleo del campo Anaconda**

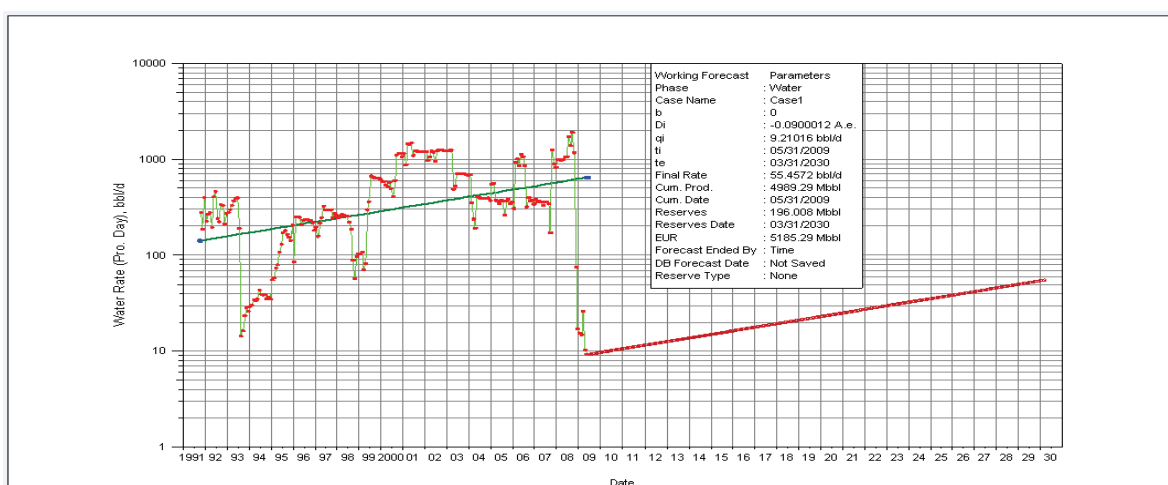


Elaborado por: Programa OFM

Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

La **Figura 3.6** representa el historial de producción de agua del Campo Anaconda en el mismo período que los 2 campos antes descritos; entre los años 1981 y 2009.

**Figura 3.6 Proyección de producción de agua del campo Anaconda.**



Elaborado por: Programa OFM

Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

La constante de la declinación exponencial de agua es de **9,00012%** anual de acuerdo al programa OFM. La ecuación de la curva de declinación de la producción de agua es:

$$q = 17e^{0,0900012t} \quad (3.9)$$

## 3.2 DETERMINACIÓN DEL CAUDAL INICIAL DE PETRÓLEO DE LOS 23 POZOS A PERFORARSE EN EL PERÍODO 2009-2012

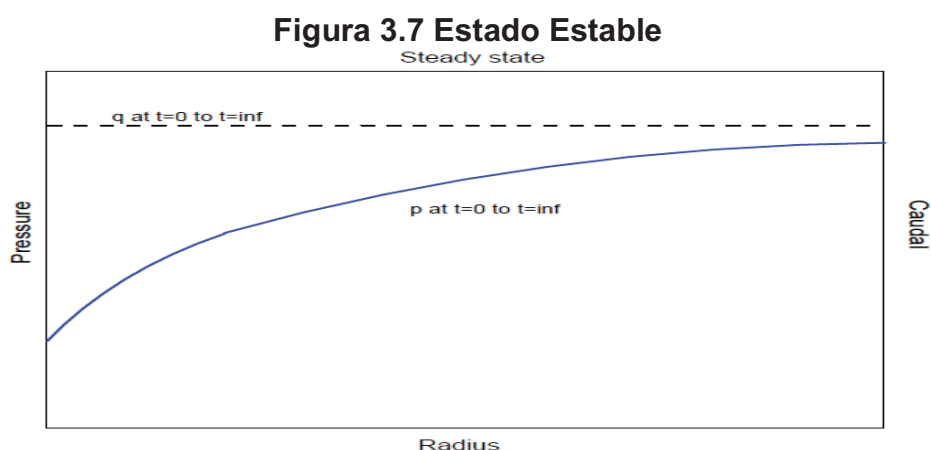
El plan de desarrollo de perforación suministrado por Petroproducción contempla la perforación de 23 pozos, entre verticales, horizontales y direccionales. Los caudales iniciales de los pozos nuevos son calculados con la Ley de Darcy, para lo cual es necesario determinar el estado de flujo del yacimiento.

### 3.2.1 ESTADOS DE FLUJO

De acuerdo con la variación de una propiedad con respecto al tiempo existen principalmente tres estados de flujo a saber: *flujo estable*, *flujo pseudoestable* y *flujo inestable*.

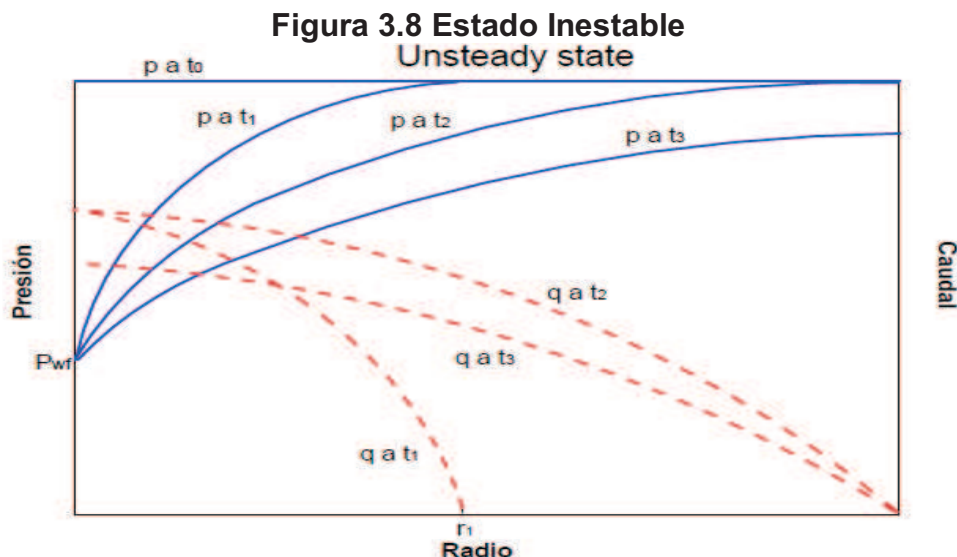
El **flujo estable** se caracteriza por que la presión del yacimiento no cambia con el tiempo en un punto dado e indica que cada unidad de masa retirada está siendo reemplazada por una misma cantidad que se adiciona al sistema.

Este toma lugar en yacimientos con *empuje de agua o capa de gas*. Además, puede aplicarse sin un margen de error significativo en las zonas aledañas al pozo.



El **flujo inestable** presenta variaciones de la presión con el tiempo. El pozo se somete a producción a condiciones de presión de fondo constantes. Es decir

que si se desea mantener este valor, se debe variar la rata de flujo. Inicialmente la presión avanza dentro del yacimiento y drena una cantidad determinada de fluidos.



**Fuente:** Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Escobar, Freddy.

Más allá de ese punto no existe movimiento de fluidos. A medida que la presión avanza, el movimiento de fluidos es más interno, aunque menor, dentro del yacimiento. Una vez que la presión llega a la frontera, no existe un soporte para sostener la presión y esta debe caer a otro punto de modo que se mantenga la presión del pozo constante.

El **flujo pseudoestable** (falso estable o semiestable) es un flujo inestable que se puede considerar temporalmente estable. El estado estable se da cuando se toca la frontera y un barril de petróleo se reemplaza por uno de agua, si los factores volumétricos son iguales a 1.0.

El flujo en estado pseudoestable es causado por *expansión del fluido*. Si  $P_{wf}$  es constante:

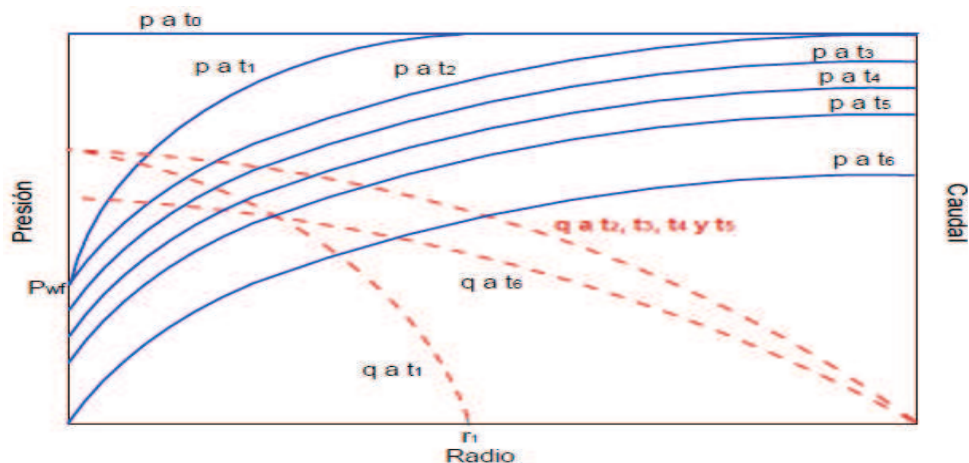
$$\boxed{c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P}} \quad (3.10)$$

luego,

$$\boxed{dV = -cVdP} \quad (3.11)$$

Para que haya expansión tiene que haber una caída de presión. Mientras que la presión no afecte la frontera el comportamiento es infinito. *Todos los yacimientos tienen ese comportamiento.*

**Figura 3.9 Estado Inestable / Estado Pseudoestable  $q_2$  a  $q_5$**



**Fuente:** Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Escobar, Freddy.

En el estado pseudoestable el caudal en el fondo del pozo se mantiene constante lo que indica que para que esto ocurra tienen que haber líneas de presión paralelas.

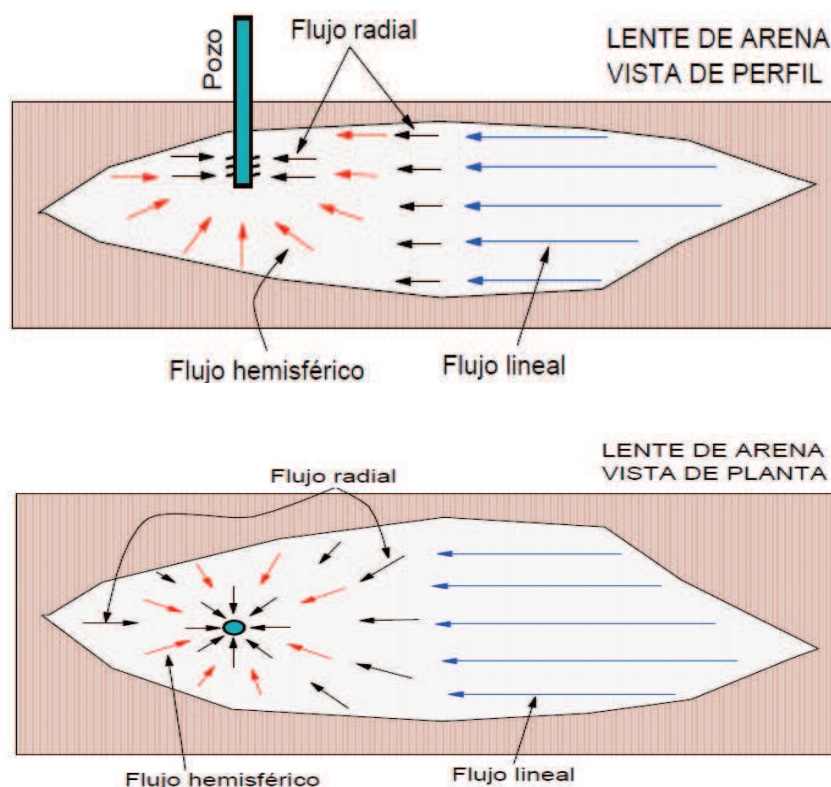
El principio es similar al estado inestable, pero cuando la presión afecta las fronteras, en todo punto del yacimiento  $dP/dt$  es el mismo y se obtienen líneas paralelas. Matemáticamente,  $dP/dt$  es constante y entonces la rata será constante hasta que la presión de fondo fluyente no se pueda mantener.

Existen otras clasificaciones de los estados de flujo de acuerdo con la geometría que presenten las líneas isobáricas que son: *flujo radial*, *lineal*, *esférico*, etc.

El **flujo radial** es la geometría de flujo más importante en un yacimiento. Este consta de líneas de flujo que se dirigen hacia el centro.

El **flujo lineal** se presente mediante líneas de corrientes paralelas que fluyen dentro del yacimiento. Este régimen no es muy común a menos que el yacimiento presente forma alargada, en lentes de arena o fracturas hidráulicas. Sin embargo, esta geometría es muy importante en análisis de laboratorio.

**Figura 3.10 Principales geometrías de flujo encontrados en yacimientos**



**Fuente:** Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Escobar, Freddy.

Cuando el pozo penetra una pequeña porción de la formación productora toma lugar el **flujo hemisférico** el cual está formado por líneas tridimensionales que se dirigen hacia el pozo en forma de una semiesfera o hemiesfera. Este flujo es importante para determinar la capacidad de flujo de la formación en la dirección vertical.

Cuando el pozo se completa en una pequeña parte en el interior del estrato, la geometría de una esfera puede tomar lugar. Este se le llama **flujo esférico**.

### 3.2.2 PERMEABILIDAD Y LEY DE DARCY

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. Para *flujo lineal* la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy

requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y flujo homogéneo y laminar ocurra.

Sin embargo, no es posible resolver todos los problemas de Ingeniería utilizando la Ley de Darcy, por lo que debe aplicarse a condiciones muy particulares.

$$q = -cA \frac{k}{\mu} [\Delta P + \rho g h \sin \theta] \quad (3.12)$$

Donde  $c = 1.127$  para conversión. En unidades de campo esta ecuación se escribe como:

$$\begin{aligned} v &= -0,00127 \frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial P}{\partial S} - 0,433 \gamma \cos \theta \right) \\ v &= -0,00127 \frac{k}{\mu} \frac{\partial P_{\text{flujo}}}{\partial S} \\ \Delta P_{\text{flujo}} &= \Delta P \pm 0,433 \gamma \Delta D \end{aligned} \quad (3.13)$$

Donde:

$v$ : Velocidad aparente, Bls/día-ft<sup>2</sup>

$k$ : Permeabilidad, md

$\mu$ : Viscosidad, cp

$P$ : Presión, psia

$s$ : Distancia a lo largo del flujo

$\gamma$ : Gravedad específica

$\theta$ : Angulo medido en sentido horario desde la vertical a la posición  $s$  de la dirección.

$\Delta D$ : Diferencia de altura

### 3.2.2.1 Flujo Lineal

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta X} \quad (3.14)$$

El signo negativo se debe a que si  $x$  es medido en la dirección de flujo,  $P$  decrece cuando  $x$  crece.

$$q_o = \frac{1,127kA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (3.15)$$

### 3.2.2.2 Flujo Radial

Para flujo radial ( $c = 7.08$ ), se tiene:

$$q = \frac{2\pi k r h}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta r} \quad (3.16)$$

Integrando

$$\int_{P_w}^{P_e} \partial P = \frac{q\mu}{2\pi k h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{\partial r}{r}$$

Integrando y despejando  $q$ :

$$q = \frac{7,08kh}{\mu} \frac{(P_e - P_w)}{\ln(r_e/r_w)} \quad (3.17)$$

$$q_o = \frac{7,08kh}{\mu\beta_o} \frac{(P_i - P_{wf})}{\ln(r_e/r_w)}$$

Donde:

$q_o$ : Caudal inicial de petróleo, BPPD.

$k$ : Permeabilidad, D.

$h$ : Espesor de la formación, ft.

$P_i$ : Presión inicial del reservorio, psi.

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente, psi.

$\mu$ : Viscosidad, cp.

$\beta_o$  : Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

$r_w$ : Radio del pozo, ft.

$r_e$ : Radio de drenaje, ft.

### 3.2.2.3 Flujo Hemisférico

El flujo hemisférico para fluidos compresible e incompresibles se tiene que la sección transversal de flujo es  $2\pi r^2$  (media esfera).

$$q_o = \frac{7,08kh (P_i - P_{wf})}{\mu\beta_o (1/r_1 - 1/r_2)} \quad (3.18)$$

El radio interno  $r_1$  no es el radio del pozo. Es una función del radio del pozo y el intervalo perforado. Esta se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$r_{1hemisférico} = \sqrt{r_w h} \quad (3.19)$$

Los mecanismos de producción en el campo Culebra, Yulebra y Anaconda son principalmente por Gas en solución y Expansión de roca-fluido, este último permite el estado de flujo pseudoestable en el yacimiento. La caída de presión existente en el yacimiento no es brusca, característica de un estado pseudoestable. Además, la geometría de flujo relacionada a este mecanismo es el flujo radial, lo que permite decidir la ecuación de la Ley de Darcy que se utilizará para el cálculo del caudal inicial de petróleo.

Debido a que el *estado pseudoestable* se presenta en todos los yacimientos y siendo el *flujo radial* la geometría de flujo más importante, se recurre a la



**Ecuación 3.17** para el cálculo del caudal inicial de petróleo de los pozos a perforarse entre los años 2009-2012.

### 3.2.3 CÁLCULO DEL CAUDAL INICIAL DE PETRÓLEO

En el **Mapa A.3.1** del **ANEXO 3** se ubican los pozos Cul-5 y Cul-6 cercanos al pozo Cul-11 y con los datos PVT de estos pozos se determinan los parámetros para el pozo Cul-11; los que se presentan en la **Tabla 3.1**.

Los datos PVT utilizados para la determinación del caudal inicial de los pozos se encuentran en la **Tabla A.1.1** en el **ANEXO 1**.

**Tabla 3.1 Parámetros pozo Cul-11**

POZO CUL-11			
<i>K</i>	0,41	<i>u</i>	21,62
<i>H</i>	51,03	<i>Bo</i>	1,19
<i>Pi</i>	1620	<i>re</i>	550
<i>Pwf</i>	1100	<i>rw</i>	0,30
Q (BPPD)	<b>398,44</b>		

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

Reemplazando los valores de la **Tabla 3.1** en la **Ec 3.17** se tiene que el caudal inicial de petróleo es de **398 BPPD**.

$$q_o = \frac{7.08 * 0,41 * 51,03 * (1620 - 1100)}{21,62 * 1,19 * \ln\left(\frac{550}{0,3}\right)} = 398$$

El **re** se determina en el **Mapa A.3.2** del **ANEXO 3**, que representa la distancia entre el pozo Cul-11 y el pozo Cul-06.

Este procedimiento se realiza para los demás pozos. Los parámetros usados en esta ecuación son presentados en el **ANEXO 3, Tabla A.3.1**.

El caudal de gas esperado se estima con la producción de petróleo calculado y GOR de 135.

En la **Tabla 3.2** se presenta el caudal inicial calculado para los 23 nuevos pozos a ser perforados.

**Tabla 3.2 Caudal inicial de petróleo de los 23 pozos nuevos a ser perforados**

POZOS								
	<b>CUL-7</b>	<b>CUL-8</b>	<b>CUL-9</b>	<b>CUL-10</b>	<b>CUL-11</b>	<b>CUL-12</b>	<b>CUL-13</b>	<b>CUL-14</b>
CAUDAL INICIAL (BPPD)	367	455	521	388	398	570	614	540
	<b>CUL-15</b>	<b>CUL-16</b>	<b>CUL-17</b>	<b>CUL-18</b>	<b>YUL-8</b>	<b>YUL-9</b>	<b>YUL-10</b>	<b>YUL-12</b>
CAUDAL INICIAL (BPPD)	540	464	581	574	328	432	420	390
	<b>YUL-13</b>	<b>YUL-14</b>	<b>YUL-15</b>	<b>YUL-16</b>	<b>ANA-5</b>	<b>ANA-6</b>	<b>ANA-7</b>	
CAUDAL INICIAL (BPPD)	367	390	287	358	210	406	396	

*Elaborado por:* Cinthya Solórzano Ulloa

### 3.3 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA

De acuerdo a la información proporcionada por Petroproducción, el campo tiene 20 pozos produciendo, con una producción acumulada de 51,6 MMBIs al mes de Marzo del 2010.

La proyección de producción de petróleo y agua hasta el año 2025 en el campo Culebra, Yulebra y Anaconda se la realiza con la ecuación de declinación exponencial para cada área, tomando los valores de declinación anual determinados por el Programa OFM y el caudal que corresponde a la producción del mes de marzo del 2010.

En la **Tabla 3.3** se presentan las proyecciones de producción de cada estación y en la **Tabla 3.4** el promedio de producción total anual.

La producción de petróleo en el año 2025 será de 661 BPPD en el área Culebra, 655 BPPD en el área Yulebra y 199 BPPD en el área Anaconda. La producción de agua máxima en el año 2025 se registraría en Yulebra, por tener un alto corte de agua.

**Tabla 3.3 Proyecciones de producción en cada estación**

AÑO	CULEBRA		YULEBRA		ANACONDA	
	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>
2009	2441	405	2334	2475	904	20
2010	2250	417	2156	2708	822	22
2011	2073	429	1991	2963	748	24
2012	1911	442	1839	3242	680	26
2013	1761	455	1699	3547	619	29
2014	1623	469	1569	3882	563	31
2015	1495	483	1449	4247	512	34
2016	1378	497	1338	4647	466	38
2017	1270	512	1236	5085	424	41
2018	1170	527	1142	5564	386	45
2019	1079	543	1055	6088	351	49
2020	994	559	974	6661	319	54
2021	916	575	900	7288	290	59
2022	844	593	831	7974	264	64
2023	778	610	767	8725	240	71
2024	717	628	709	9547	218	77
2025	661	647	655	10446	199	84

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

La producción de petróleo en el campo disminuirá hasta 1.514 BPPD en el año 2025, mientras que el agua alcanzará los 11.178 BAPD. Ante estos valores, Petroproducción ha considerado la perforación de nuevos pozos.

**Tabla 3.4 Proyecciones de producción del campo Culebra, Yulebra y Anaconda**

AÑO	PRODUCCIÓN TOTAL			
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>PCSD</b>
2009	8579	5679	2900	766665
2010	8375	5228	3147	705730
2011	8229	4812	3416	649656
2012	8141	4430	3711	598053
2013	8110	4078	4031	550564
2014	8136	3755	4382	506859

**Tabla 3.4 Proyecciones de producción del campo Culebra, Yulebra y Anaconda (Continuación)**

AÑO	PRODUCCIÓN TOTAL			
	BFPD	BPPD	BAPD	PCSD
2015	8221	3457	4764	466636
2016	8364	3182	5182	429617
2017	8568	2930	5638	395544
2018	8833	2698	6136	364183
2019	9163	2484	6679	335317
2020	9561	2287	7273	308747
2021	10028	2106	7922	284289
2022	10571	1939	8631	261775
2023	11192	1786	9406	241050
2024	11897	1644	10253	221971
2025	12692	1514	11178	204407

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

### 3.4 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN POR LA PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS EN EL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA

El plan de desarrollo presentado por Petroproducción se sustenta en la producción de 14 pozos activos y 23 pozos a perforar en el período 2009-2012.

Para el mantenimiento de la producción de los pozos, Petroproducción tiene previsto trabajos de reacondicionamiento, principalmente limpiezas y reparaciones de las bombas electro sumergibles.

El pronóstico de producción corresponde a la producción de los 14 pozos activos, y el desarrollo de los 23 nuevos pozos, de los cuales 6 ya han sido perforados y su aporte de producción ha sido tomado en cuenta en las **Tablas 3.3 y 3.4**.

De acuerdo al cronograma de perforación presentado en el **Capítulo 1**, a partir del mes de abril del 2010 se perforarán 17 pozos, cuyo aporte de producción individual ha sido calculado para determinar el incremento de producción que se tendría en el campo hasta el año 2025.

El cálculo de las proyecciones de producción se lo realiza con la ecuación de declinación exponencial, teniendo la misma constante de declinación anual para cada estación y el caudal inicial de producción será el correspondiente al promedio del año 2010.

En la **Tabla 3.5** se presentan los resultados correspondientes al incremento de petróleo, agua y gas de cada estación, más la producción actual que se tendrá en el campo.

**Tabla 3.5 Proyecciones de producción incremental más actual de cada estación**

AÑO	CULEBRA			YULEBRA			ANACONDA		
	<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>
2009	2572	2180	392	4249	2116	2133	1022	1001	21
2010	4759	4070	689	5441	3033	2407	650	635	15
2011	6923	5721	1202	7670	4192	3479	720	702	19
2012	8384	6781	1604	8488	4459	4029	1436	1378	58
2013	8019	6259	1760	8555	4102	4453	1569	1494	75
2014	7641	5778	1863	8695	3774	4921	1446	1366	80
2015	7330	5334	1996	8910	3472	5439	1334	1248	86
2016	7123	4924	2199	9205	3194	6011	1233	1141	92
2017	6971	4545	2426	9581	2938	6643	1141	1042	99
2018	6875	4196	2679	10045	2703	7342	1059	953	106
2019	6837	3873	2964	10601	2487	8114	984	871	114
2020	6859	3575	3284	11255	2288	8967	918	796	122
2021	6944	3300	3643	12015	2105	9910	858	727	131
2022	7095	3047	4048	12889	1937	10952	805	665	140
2023	7318	2812	4505	13886	1782	12104	758	607	151
2024	7617	2596	5021	15017	1639	13377	717	555	161
2025	8001	2397	5605	16292	1508	14784	681	507	173

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

En la **Tabla 3.6** se puede observar la producción esperada de petróleo, agua y gas en el campo Culebra, Yulebra y Anaconda por la perforación de los nuevos pozos ubicados en los 5 PAD'S.

**Tabla 3.6 Proyecciones de producción incremental más actual del campo Culebra, Yulebra y Anaconda**

PRODUCCIÓN TOTAL (Base + Incremental)				
	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>PCSD</b>
2009	7843	5297	2546	715095
2010	10849	7738	3111	1044657
2011	15314	10615	4699	1432998
2012	18308	12617	5691	1703326
2013	18143	11855	6288	1600457
2014	17782	10917	6865	1473819
2015	17575	10053	7521	1357218
2016	17560	9258	8302	1249858
2017	17693	8526	9167	1151005
2018	17979	7852	10127	1059983
2019	18422	7231	11191	976171
2020	19032	6659	12373	898997
2021	19817	6133	13684	827935
2022	20789	5648	15141	762499
2023	21962	5202	16760	702243
2024	23351	4791	18560	646756
2025	24974	4412	20562	595661

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

La máxima producción de petróleo esperada es de 12.617 BPPD en el año 2012. A partir de este año, la producción declinará hasta 4.412 BPPD en el año 2025, con una producción máxima de agua de 20.562 BAAPD.

Las **Figuras 3.11, 3.12 y 3.13** se prepararon con los valores calculados en las **Tablas 3.4 y 3.6**.

La **Figura 3.11** representa la producción esperada de petróleo vs la producción incremental debido a la perforación de nuevos pozos en los 5 PAD'S.

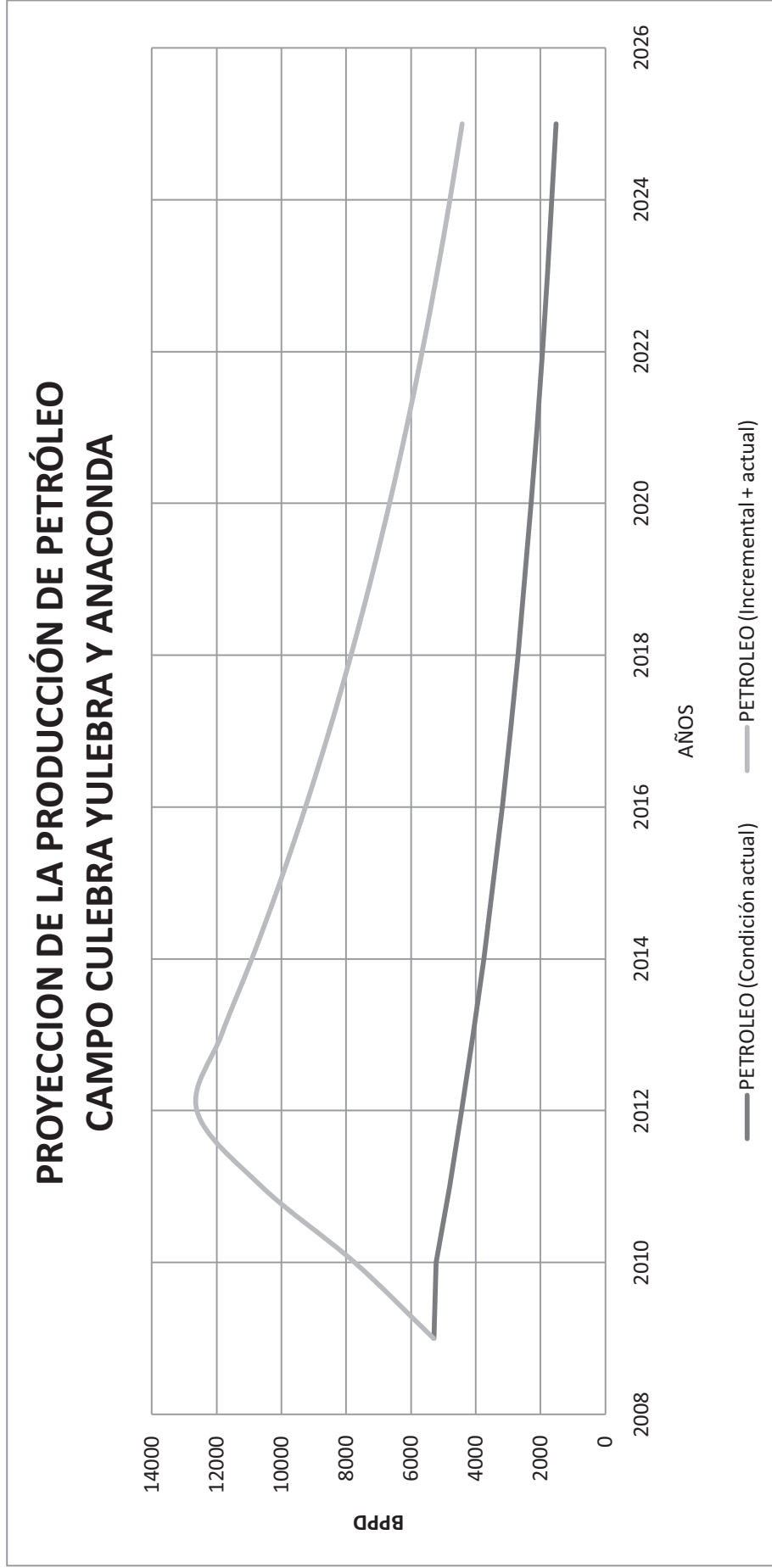
La producción de agua en el campo Culebra, Yulebra y Anaconda será de 20.562 BAPD en el año 2025. En la **Figura 3.12** se puede observar este incremento, al igual que la producción esperada de agua sin la perforación de los pozos.

La producción de Gas será de 595.661 PCSD. La producción de gas esperada con y sin la perforación de los pozos se observa en la **Figura 3.13**.

Los valores que cuentan en la **Tabla 3.6** permitirán realizar el análisis de las facilidades de producción para la estación de producción del campo Culebra, Yulebra y Anaconda.

Los sistema de almacenamiento, medición, transporte y bombeo serán determinados de acuerdo a la producción de petróleo, agua y gas esperada hasta el año 2025.

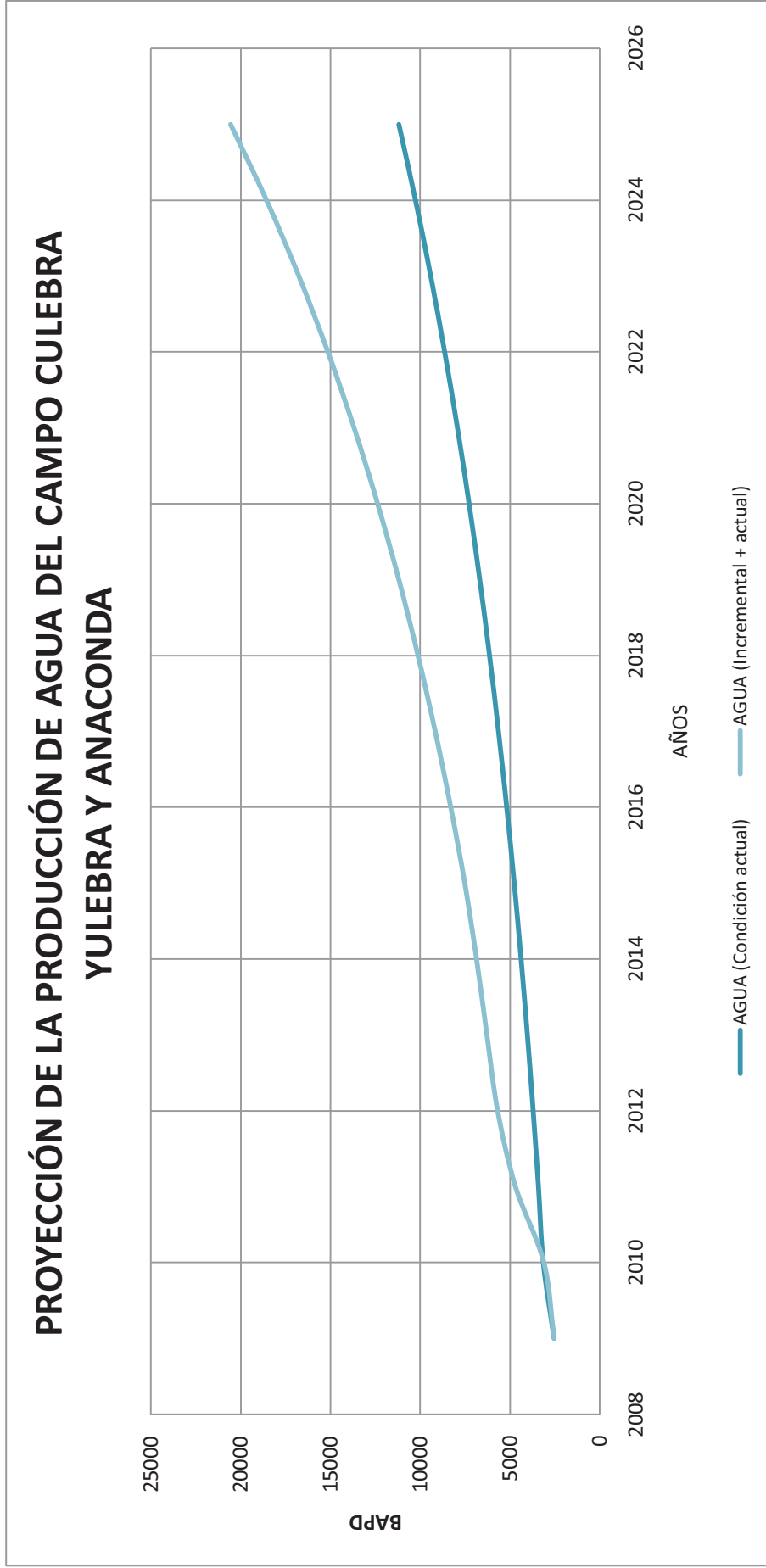
Figura 3.11 Proyección de producción de petróleo del campo Culebra, Yulebra y Anaconda



**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa  
**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

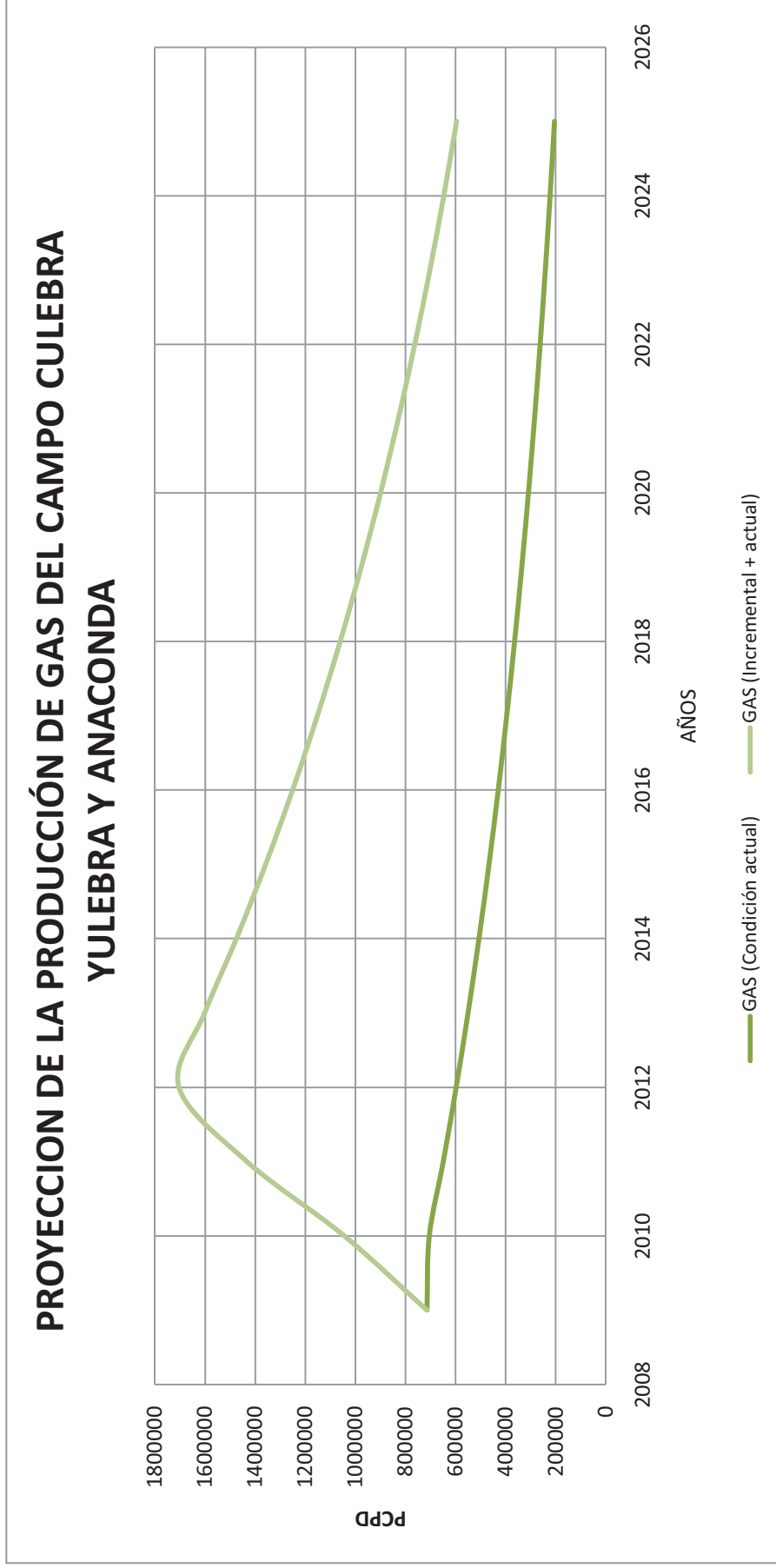


Figura 3.12 Proyección de producción de agua del campo Culebra, Yulebra y Anaconda



**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa  
**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

Figura 3.13 Proyección de producción de gas del campo Culebra, Yulebra y Anaconda



**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa  
**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

## **CAPITULO 4**

### **REDISEÑO Y MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

El propósito fundamental de las estaciones producción Yulebra-01 y las mini estaciones Culebra-1 y Anaconda-1 es separar el gas, el agua y los sedimentos que arrastra el petróleo cuando es extraído de los yacimientos; pero este objetivo no se ha cumplido adecuadamente ya que las estaciones de flujo no están conformadas por los equipos necesarios, y varios ya son obsoletos.

El crudo no ha sido tratado y deshidratado antes de ser bombeado por el oleoducto secundario Auca-Sacha; por lo que, no cumple con las especificaciones de calidad exigidas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos. El área de construcción de las estaciones es relativamente pequeña, dificultando la ubicación de nuevos equipos en estas áreas.

Conforme al objetivo de Petroproducción de centralizar el fluido producido de este campo en una sola estación de producción, se cuenta con una extensa área de 13 hectáreas ubicada en la plataforma del pozo Yul-02.

Por ello, aquí se evaluarán los equipos existentes en Yulebra-01, con el fin de maximizar el uso de estos equipos y minimizar los problemas operativos. La modernización u optimización, e implementación de nuevas facilidades de producción y transporte de crudo permitirá obtener máxima seguridad en las operaciones, máxima operatividad y simplicidad de diseño, construcción y operación, mínimo impacto ambiental y afectación a terceros, mínimos costos de inversión, de operación y mantenimiento.

Además, las facilidades deberán ser diseñadas con una flexibilidad operacional tal que permita evitar el cierre de producción y la parada total de las estaciones en caso de presentarse fallas puntuales en los sistemas.

Las facilidades a ser diseñadas deberán de cumplir con los requerimientos de las regulaciones nacionales y locales vigentes, en particular las de seguridad y los aspectos de protección del ambiente.

Entre las Leyes vigentes en Ecuador y las Normas Internacionales se tienen a las normas ASME, API, NFPA (National Fire Protection Association), Normas de Seguridad e Higiene Industrial en el Sistema de PETROECUADOR.

## 4.2 REDIMENSIONAMIENTO Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS EXISTENTES Y NUEVOS EN LA ESTACIÓN YULEBRA-01

El diseño de los equipos incluye los datos generales del sitio, la vida útil de los equipos y el caudal máximo de fluido a ser tratado, que son presentados a continuación.

**Topografía del terreno:** en la **Tabla 4.1** se resume las particularidades que presenta el terreno en su configuración superficial.

**Tabla 4.1 Topografía del Área AUCA**

Datos generales del sitio	Valor
Elevación sobre el nivel del mar (m)	200
Presión atmosférica (psi)	14,36
Temperatura mín - máx ( ° F )	70 – 102
Velocidad del viento (km/h)	96
Pluviosidad (mm/año)	3099
Humedad relativa (%)	76-95
Zona sísmica	2 A

**Fuente:** Petroproducción

**Producción:** se resume en la **Tabla 4.2**, el volumen máximo de producción de petróleo, gas y agua en la nueva Estación de Producción Yul-02, según el Pronóstico de Producción 2009 – 2025 presentado en el Capítulo 3. Se considera un margen de seguridad del 20%, además de un segundo escenario con la producción máxima del fluido en el año 2012.

La temperatura promedio considerada es de 100 °F.

**Tabla 4.2 Valores máximos de producción de la Estación Yul-02 entre los años 2009-2025**

Petróleo (BPPD)			Gas (MMPCSD)	Agua (BAPD)
1%	20%	Máx	20%	20%
12.750	15.200	18.308	2,05	25.000

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

### ***Propuesta de Equipos a instalarse en la Estación de producción Yul-2***

La nueva Estación de producción deberá contar con un Múltiple de al menos 10 entradas, para recibir la producción de 5 pozos que fluirán de forma individual y de 3 líneas más para recibir la producción de la Estación Cul-1, y de 2 plataformas multifásicas, Yul-2 y Yul 4.

El dimensionamiento de estas líneas se presenta en la sección correspondiente a Líneas de Flujo, donde se estima que las condiciones de llegada tanto de los pozos individuales, como las líneas multifásicas de producción serán muy similares a las condiciones actuales (Presión: 25-35 psi; Temperatura: 70-102°F).

El sistema de separación primaria consta de los separadores de prueba y producción. Los separadores con los que cuenta actualmente la Estación de Producción Yul-01 deberán ser evaluados, para determinar su eficiencia de operación, así como también su capacidad. La presión de operación del sistema de separación es de 28 psi.

Se evaluará la capacidad de los siguientes equipos, y de esto dependerá su re-instalación en la nueva Estación de producción. Se trata de mantener el mismo esquema existente actualmente para optimizar el uso de los equipos.

El sistema de gas de la Estación será evaluado para determinar si la bota de gas existente debe ser redimensionada.

El sistema de deshidratación contará con un tanque de lavado y un tanque de surgencia. Se considera que el BSW del crudo a la salida del tanque de lavado será de máximo 1%.

El Sistema de bombeo de las 3 estaciones existentes será evaluado para determinar su capacidad de bombeo para la producción incremental en cada sub-estación.

Las líneas de transferencia desde los Wellpads, hasta las estaciones de producción más cercana son determinados en el presente capítulo.

#### **4.2.1 CÁLCULOS DE BOTA DE GAS, TANQUE DE LAVADO, TANQUE DE SURGENCIA, SISTEMA DE BOMBEO Y LÍNEAS DE TRANSFERENCIA**

Se presenta a continuación los cálculos de los equipos, para la determinación de la capacidad operativa de la bota, de los tanques y de las bombas, así como también la caída de presión en las líneas de transferencia.

##### **4.2.1.1 Bota de gas**

En la **Tabla 4.3** se detallan los parámetros que se considerarán para determinar la capacidad operativa de la bota de gas. La presión de operación de este separador vertical es la Presión atmosférica, ya que tiene una línea de descarga del gas.

**Tabla 4.3 Parámetros a considerar para la Bota de Gas**

Parámetros	Valor
<b>Díámetro (pulg), D</b>	68
<b>Altura (ft), H</b>	50
<b>Presión de operación (psi), Pop</b>	14,36
<b>Temperatura de operación (° R), Top</b>	560
<b>Gravedad específica del gas, GE</b>	0,872
<b>Factor de desviación del gas, Z</b>	0,894
<b>GOR (PCN/BN)</b>	135
<b>API</b>	21,76

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa  
Fuente: Área AUCA.

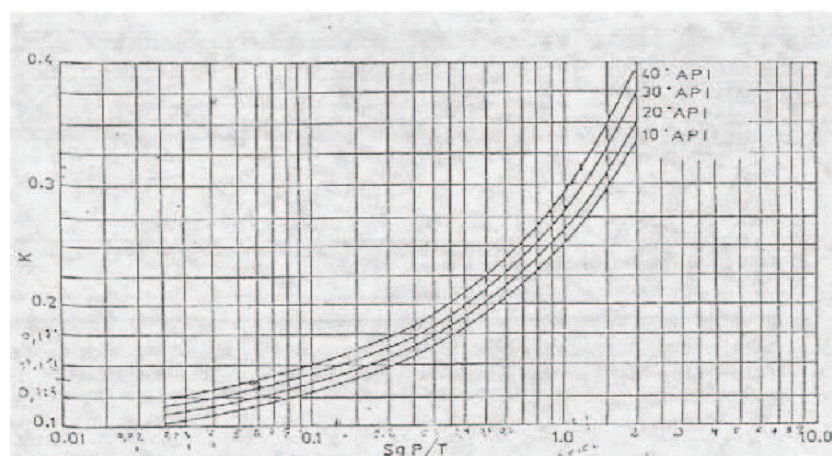
La constante K se determina en la **Figura 4.1** con el valor S que se calcula a continuación y el valor del grado API promedio.

$$S = \frac{P_{op} \times GE}{T_{op}} \quad (4.1)$$

$$S = \frac{14,36 \times 0,872}{560} = 0,02236$$

El valor obtenido de K es 0,118

**Figura 4.1 Constante K**



Fuente: Petroproducción

Con el valor de k y los parámetros de la **Tabla 4.3** se calcula la capacidad operativa para el manejo del gas con la siguiente ecuación.

$$\boxed{\text{Capacidad operativa para manejo de gases} = \frac{D^2 \times P_{op}}{504 \times T_{op} \times Z \times K}} \quad (4.2)$$

$$\text{Capacidad operativa para manejo de gases} = 2,23 \text{ MMPCSD}$$

El caudal diario promedio de gas manejado en el año 2009 fue de 0,715 MMPCSD.

$$\boxed{Q_g = \text{GOR} \times Q_o} \quad (4.3)$$

Donde:

$Q_g$ : Producción de gas

GOR: Relación Gas-Petróleo

$Q_o$ : Producción de petróleo

$$Q_g = 135 \times 5.297 = 0,715 \text{ MMPCSD}$$

El caudal máximo de gas esperado por día en el año 2012 será de **2,052 MMPCSD**.

$$Q_g \text{ esperado} = \text{GOR} \times Q_o \text{ esperado}$$

$$Q_g = 135 \times 15.200 = 2,052 \text{ MMPCSD}$$

Si se considera un ingreso del 10% de gas a la bota, operando los separadores eficientemente, la bota debería manejar 0,2052 MMPCSD en el año 2012; valor inferior a su capacidad operativa.

La capacidad operativa de la bota de gas es de 2,23 MMPCSD; es decir, la bota puede manejar sin inconveniente alguno la producción de gas actual de 0,715 MMPCSD, así como el gas esperado por la perforación de nuevos pozos de 2,052 MMPCSD; lo que permite concluir que la bota de gas no necesita ser redimensionada. Ver **Figura 4.2**.



Al realizar el dimensionamiento de la Bota de gas, considerándola como un separador vertical, se obtiene que las dimensiones recomendadas sean de 78 in de diámetro por 24 ft de altura. Estos valores cumplen con la relación de Slenderness (3-4). Con las dimensiones actuales, esta relación es superior a 4. Sin embargo, el gas producido en la Estación no reingresaría a la línea de flujo, provocando ondas. El cálculo de la Bota de gas se encuentra en el **ANEXO 4**.

#### 4.2.1.2 Sistema de Almacenamiento

El Sistema de Almacenamiento contará con los siguientes equipos: un tanque de lavado y un tanque de surgencia.

Al conocer el diámetro y la altura del recipiente, así como la cantidad de líquido que se ha de recibir, se procede a dimensionar el equipo según la norma API 650.

Se seleccionará el diámetro comercial y se calculará la altura del tanque, teniendo en cuenta si es preferible mantener el mismo diámetro o la altura del tanque que se dispone.

El objetivo del redimensionamiento es calcular y seleccionar los tanques que mejor se ajusten a los requerimientos del campo.

Utilizando las siguientes ecuaciones, se analizará la capacidad de manejo de fluidos.

##### 1. Diámetro de la partícula asumiendo un corte de agua del 1%

$$\boxed{d_{m1\%} = 200\mu^{0,25}} \quad (4.4)$$

Donde:

$d_{m1\%}$ : Diámetro de la partícula de agua a ser removida asumiendo un corte de agua del 1%.

$\mu_o$ : Viscosidad el petróleo.

## 2. Diámetro de la partícula a cualquier corte de agua

$$\frac{d_m}{d_{m\%}} = Wc^{0,33} \quad (4.5)$$

Donde:

$d_m$ : Diámetro de la partícula de agua a ser removida a cualquier corte de agua, micrones.

$d_{m\%}$ : Diámetro de la partícula de agua a ser removida asumiendo un corte de agua del 1%, micrones.

Wc: Corte de agua, %.

## 3. Diámetro mínimo del Tanque

$$d = 81,8 \left[ \frac{Q_o x \mu_o}{\Delta SG x d_m^2} \right]^{1/2} \quad (4.6)$$

Donde:

$d$ : Diámetro mínimo del tanque, pulg.

$Q_o$ : Caudal de petróleo, BPPD.

$\mu_o$ : Viscosidad del petróleo, cp.

$\Delta SG$ : Diferencia entre la gravedad específica del agua y del petróleo.

$d_m$ : Diámetro de la partícula de agua a ser removida, a cualquier corte de agua, micrones.

#### 4. Cálculo del diámetro y la altura

$$d^2 \times h = \frac{t_r \times Q_o}{0,12} \quad (4.7)$$

Donde:

$d$ : Diámetro del tanque, in.

$h$ : Altura del tanque, in.

$t_r$ : Tiempo de retención, min.

$Q_o$ : Caudal de petróleo, BPPD.

#### 5. Cálculo del tiempo de retención

$$d^2 \times h = \frac{t_r \times Q_o}{0,12} \quad (4.8)$$

##### 4.2.1.2.1 Tanque de Lavado

Los parámetros a considerar se presentan en la **Tabla 4.4**.

**Tabla 4.4 Parámetros a considerar para el Tanque de Lavado**

Parámetros	Valor
Viscosidad del petróleo (cp), $\mu$	19,5
Gravedad específica del agua, SGw	1,07
Corte de Agua (%), WOR	0,45
Tiempo de retención (min), $t_r$	1440
API	21,76

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

Establecidos los parámetros, se sigue la secuencia de cálculos para determinar la capacidad de los tanques.

1.  $d_{m\%} = 200 \times 19,5^{0,25} = 420,28 \text{ micrones}$
2.  $d_m = 420,28 \times 0,45^{0,33} = 323 \text{ micrones}$

El fluido que tratará el tanque depende de la eficiencia de los separadores. Se tendrá 15.200 BPPD en el tanque de lavado si los separadores trabajan óptimamente, teniendo en cuenta un 20% por seguridad al llegar agua emulsionada al tanque, pero se debe prever posibles problemas en los separadores, teniendo así una producción de 18.308 BFPD al considerar el fluido máximo producido en el año 2012, siendo este un segundo escenario al que se lo debe tener en cuenta.

$$3. \quad d = 81,8 \left[ \frac{15200 \times 19,5}{0,147 \times 323^2} \right]^{1/2} = 359,609'' = 29,97 \text{ ft}$$

$$d = 81,8 \left[ \frac{18308 \times 19,5}{0,147 \times 323^2} \right]^{1/2} = 394,66'' = 32,88 \text{ ft}$$

El diámetro actual del tanque es mayor al diámetro mínimo calculado para ambos casos, el tanque puede recibir esta producción.

$$4. \quad d^2 \times h = \frac{1440 \times 15200}{0,12} = 182'400.000 \text{ in}^3$$

$$d^2 \times h = \frac{1440 \times 18308}{0,12} = 219'696.000 \text{ in}^3$$

En la **Tabla 4.5** se presenta los valores obtenidos de  $d$  al asumir diferentes valores de  $h$ .

**Tabla 4.5 Resultados del dimensionamiento de altura y diámetro del Tanque de Lavado**

Altura		15.200 BFPD		18.308 BFPD	
		Diámetro		Diámetro	
ft	in	ft	in	ft	in
<b>24</b>	288	66,25	796	72,75	873
<b>30</b>	360	59,3	712	65,08	781
<b>36</b>	432	54,15	650	59,4	713

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

5. El tiempo de retención se calcula con la Ecuación 4.8 teniendo como datos los valores de  $h$  y  $d$  de la **Tabla 4.5**.

$$d^2 \times h = \frac{t_r \times Q_o}{0,12} \quad (4.8)$$

Los resultados correspondientes al tiempo de retención son presentados en la **Tabla 4.6**. Los diámetros obtenidos para ambos casos son ordenados con los valores de altura con los que se trabajó en la Tabla anterior, obteniéndose el tiempo de retención del fluido en el tanque de lavado.

**Tabla 4.6 Resultados del dimensionamiento del tiempo de retención del Tanque de Lavado**

Altura		Diámetro		T. de retención (hr)	
ft	in	ft	in	15200 BPPD	18308 BPPD
24	288	55	660	16,5	13,7
		55	660	16,5	13,7
24	288	66	792	23,7	19,7
		72	864	28,3	23,5
30	360	60	720	24,6	20,4
		66	792	29,7	24,5
36	432	54	648	23,8	19,8
		60	720	29,5	24,5

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

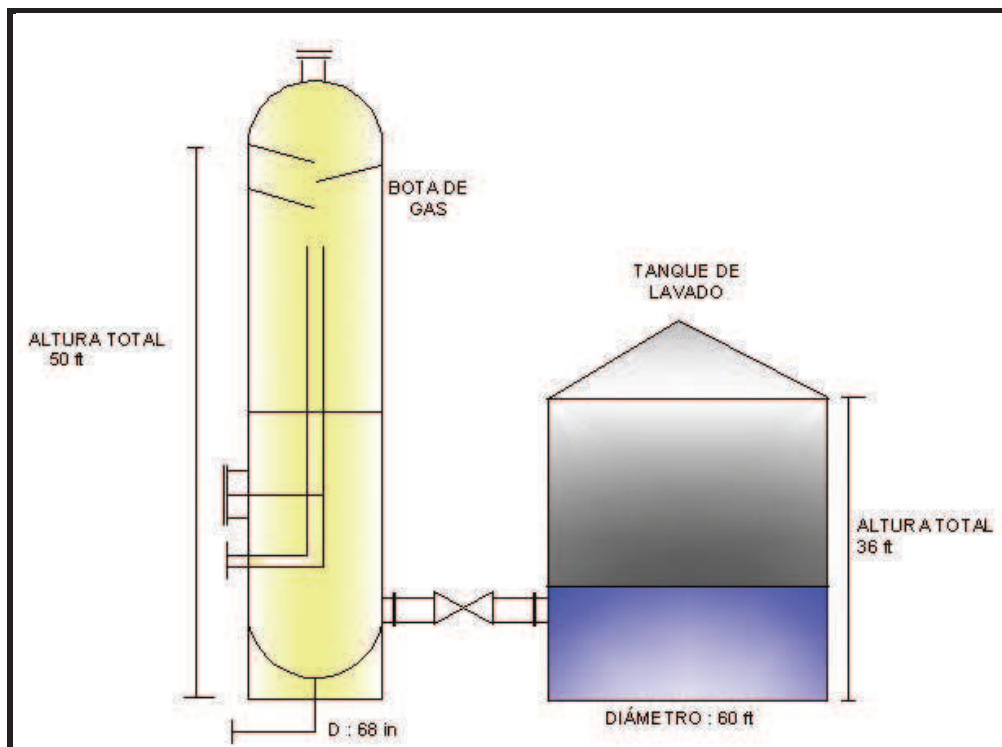
El tiempo de retención debe estar en un rango de 4 a 36 horas para romper la emulsión de agua y petróleo, por lo que todas las combinaciones presentadas cumplen con este requisito.

Como se puede observar en los resultados obtenidos en las **Tablas 4.5 y 4.6**, se escoge la altura correspondiente a 36ft x 60ft de diámetro, el diámetro es mayor al diámetro mínimo del tanque y el tiempo de retención obtenido satisface el requerimiento antes mencionado.

El tiempo de retención varía entre 24,5 horas, siendo este el tiempo mínimo que permanecería el fluido en el tanque en el caso que se tenga un caudal de 18308 BPPD, o máximo de 29,5 horas si el caudal a tratarse de fluido fuera de 15200 BPPD.

No se podría mantener las dimensiones actuales del tanque, 24ft x 55ft dado que el tiempo de retención disminuiría de 37 hr con el caudal actual que maneja a 14 hr. En la **Figura 4.2** se observa el esquema del Tanque de Lavado y la Bota de Gas.

**Figura 4.2 Bota de gas y Tanque de lavado**



**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa  
**Fuente:** Petroproducción. Departamento de TIC

#### **4.2.1.2.2 Tanque de Surgencia**

La producción máxima de petróleo será de 12.750 BPPD, considerando un BSW máximo de 1%. Este tanque es considerado a la vez como un tanque de almacenamiento, por lo que debe mantener la producción varios días en el caso de existir algún problema con la transferencia, entre 3 o 4 días.

Por consiguiente, la capacidad de almacenamiento del tanque será de 38.250 Bls.

El diámetro del tanque se calcula mediante el despeje de la ecuación del volumen presentada a continuación. La altura se asume de 24 ft y 36 ft.

El diámetro del tanque se calcula mediante el despeje de la ecuación del volumen presentada a continuación. La altura se asume de 24 ft y 36 ft.

$$V = \frac{\pi * D^2}{4} * h * \frac{1Bl}{5.6ft^3} \quad (4.9)$$

Despejando D se obtiene:

$$D = \sqrt{\frac{4 * 5,6 * V}{\pi * h}} \quad (4.10)$$

Donde:

D: Diámetro del tanque, ft.

V: Volumen de fluido, Bls

h: Altura del tanque, ft.

Al asumir una altura de 24 ft, el diámetro será de 106 ft y si la altura es de 36 ft el diámetro debe ser de 87ft.

Por lo tanto, se recomienda construir un tanque de almacenamiento de: **36 ft altura x 84 ft diámetro.**

Se escoge esta altura, por ser la misma que se selecciona para el tanque de lavado, manteniendo el mismo nivel y disminuyendo el área de operación al requerir un diámetro de tanque más pequeño.

El diámetro es de 84 ft, porque este es un valor comercial, a pesar de ser 3 ft menos que el calculado.

Las especificaciones de los Tanques de de Lavado y Surgencia se resumen en la **Tabla 4.7.**

**Tabla 4.7 Especificaciones de Tanques de Lavado y Surgencia**

	<i>Tanque de Lavado</i>	<i>Tanque de Surgencia</i>
<b>Norma aplicable</b>	API 650	API 650
<b>Tipo de Techo</b>	Cónico (almacena productos con presión de vapor baja, ejm: crudo, diesel, queroseno)	
<b>Capacidad Nominal</b>	18128 Bls	35625 Bls
<b>Dimensiones</b>	D: 60ft H: 36ft	D: 84ft H: 36ft
<b>Temperatura de operación</b>	102 ° F	102 ° F
<b>Producto almacenado</b>	Petróleo crudo + agua de formación	Petróleo crudo + 1% BSW máx
<b>API</b>	21,76	21,76
<b>Zona sísmica</b>	2 A	2 A
<b>Factor de zona</b>	0,15	0,15
<b>Velocidad del viento</b>	96 km/h	96 km/h
<b>MATERIAL</b>	Placa de acero al carbón A-283 Grado C	Placa de acero al carbón A-283 Grado C
<b>Espesor mínimo del cuerpo</b>	6,35 mm	6,35 mm
<b>Espesor mínimo del techo</b>	4,78 mm	4.78 mm
<b>Espesor máximo del techo</b>	6,35 mm + 1/8in	6,35 mm + 1/8in
<b>Temperatura máxima</b>	199,9 °F	199,9 °F
<b>Esfuerzo en punto cedencia</b>	2110 kg/cm <sup>2</sup>	2110 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Esfuerzo a la tensión</b>	3870 kg/cm <sup>2</sup>	3870 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Esfuerzo de diseño</b>	1410 kg/cm <sup>2</sup>	1410 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Escalera y plataforma</b>	1	1

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Norma API 650.

#### 4.2.1.3 Sistema de Medición

Es preciso conocer las condiciones actuales y futuras del proceso y las características del fluido para seleccionar los equipos adecuados.

En la **Tabla 4.8** se presenta la capacidad máxima de fluido que puede contabilizar cada Medidor ubicado en las tres estaciones de producción.

Los 5 Medidores con los que cuenta este campo tienen similares especificaciones técnicas. Los medidores son del tipo de desplazamiento positivo.



**Tabla 4.8 Capacidad de los Medidores vs Tiempo de medición**

Estación de Producción	Capacidad de Medición		
	BPH	BPD	Total BPD
<b>Culebra</b>	850	20400	20400
<b>Yulebra</b>	850	20400	40800
<b>Anaconda</b>	1000	24000	48000

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Área Auca. Operadores estaciones Culebra, Yulebra y Anaconda

Los medidores instalados en las 3 Estaciones de Producción tienen suficiente capacidad para contabilizar el caudal actual de crudo a ser transferido, como el incremental debido a la perforación de nuevos pozos.

Sin embargo, estos equipos deben ofrecer mejor repetibilidad, estabilidad y confiabilidad dado que a la larga ofrecerán los mejores resultados.

El método que garantiza la más alta precisión en un Sistema de Medición es el empleo de un probador para la calibración del medidor, la que se realiza en el mismo sitio en el cual se ubica el medidor.

Se recomienda instalar una *UNIDAD LACT* como la descrita en el Capítulo 2, sección 2.3.5.1, formado por dos Medidores de Desplazamiento Positivo y un Probador Bidireccional de Esfera en la Estación de Producción Yul-2, con el fin de incorporar un nivel de automatización a los equipos de medición.

#### **4.2.1.4 Sistema de Bombeo**

Actualmente, el fluido transferido desde la estación Yul-01 es de 4.200 BPPD correspondiente a Yulebra y Anaconda, mientras que desde la estación Cul-01 se está transfiriendo al oleoducto secundario 3.535 BFPD.

Al centralizar el fluido producido por Culebra, Yulebra y Anaconda en una misma estación de producción, es decir en Yul-02, el fluido promedio en este año a ser transferido sería de 7.735 BPPD, considerando el 1% de agua emulsionada en Yul-01.

La capacidad de transferencia de las bombas de alta presión de las 3 estaciones, así como las especificaciones técnicas de operación y el tiempo que cada bomba necesita para transferir la producción actual y la producción actual + incremental de crudo se detalla en la **Tabla 4.9**.

**Tabla 4.9 Capacidad vs Tiempo de bombeo**

Estación de Producción	BOMBAS DE TRANSFERENCIA					Caudal de Bombeo actual	Tiempo de bombeo	Caudal de Bombeo actual + incremental	Tiempo de bombeo
	Pres. succ (psi)	Pres. desc (psi)	HP	BPM	GPM	BFPD	HORAS	BFPD	HORAS
<b>Culebra -01</b>	70	200	-	7	294	3535	8,41	9987	23,7
<b>Yulebra -01</b>	75	600	200	9	378	4200	7,7	12743	23,6
<b>Anaconda -01</b>	-	90	60	3,8	160	796	3,5	1734	7,6

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Área Auca. Operadores estaciones Culebra, Yulebra y Anaconda

El tiempo actual requerido de transferencia de crudo de cada bomba es inferior a 10 horas diarias, manteniendo a la segunda bomba en reserva.

La producción máxima de petróleo se tendrá en el año 2012, para transferir el fluido se necesitaría que la bomba de transferencia de Culebra este trabajando por 24 hr aproximadamente, teniendo a la otra bomba de reserva; al igual que sucedería con las bombas de Yulebra, 1 bomba trabajaría por día, mientras que el tiempo de transferencia en la Estación Anaconda sigue siendo inferior a 10 hr. Sin embargo este sistema de bombeo actual se puede seguir manteniendo en las 3 Estaciones de producción, pero automatizado.

En los años siguientes, el tiempo de bombeo disminuirá, tanto para la producción actual como para la producción incremental debido a la perforación de los nuevos pozos, por lo que no será necesario instalar bombas de mayor capacidad.

A continuación, se evaluará el estado mecánico de estas bombas teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

**Cabeza Neta de Succión Positiva (NPSH):** es la cabeza de succión total, en ft de líquido menos la presión de vapor absoluta del líquido que está siendo bombeada.

El NPSH disponible de las bombas deberá ser al menos tres (3) ft más que el requerido por la bomba.

El **NPSHR** es determinado por el fabricante de la bomba.

El **NPSHA** depende de la distribución del sistema y debe ser siempre igual o mayor que el NPSHR.

Es la energía de succión de la bomba menos la presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo.

**Cabeza Total o Cabeza diferencial total (Ep):** es la energía impartida por la bomba para transferir el fluido.

$$E_p = (P_2 - P_1) + (Z_2 - Z_1) + \frac{Q^2}{32,18} \left( f_1 \frac{L_e}{D^5} + f_2 \frac{L_e}{D^5} \right) \quad (4.11)$$

Donde:

$P_1 / P_2$ : Presión recipiente 1 / 2 (psi); ft

$Z_1 / Z_2$ : Elevación recipiente 1 / 2 (psi); ft

$f_1 / f_2$ : Factor de fricción (0,018 tubería de acero; 0,02 tubería no nueva)

$L_{e1} / L_{e2}$ : Distancia lado succión / lado descarga

$Q$ : Capacidad de bombeo (GPM).

**Presión de succión ( $P_s$ ):** es determinada de acuerdo a la ecuación de Bernoulli.

$$\boxed{P_1 + Z_1 + \frac{V_1^2}{2g} - H_{fs} = P_s + Z_s + \frac{V_2^2}{2g}} \quad (4.12)$$

Donde:

$H_{fs}$ : Representa todas las pérdidas por fricción del punto 1 al punto 2.

$$H_{fs} = \frac{Q^2}{32,18} \left( f_1 \frac{L_e}{D^5} \right), \text{ ft}$$

$Z_s$ : Elevación bomba; ft

$$V_s = \frac{Q}{2,448D^2}, \text{ ft/seg; GPM; in}$$

$V_1$ : Velocidad del nivel de líquido en los tanques, es considerado casi cero, ya que esta velocidad sea en los puntos inicial o final, es mínimo durante la operación de bombeo.

**Horse Power requerido (HP):** está representado por el trabajo total realizado por unidad de tiempo en transferir un caudal dado (Q) para una cabeza diferencial total (Ep).

**Líneas de Succión y Descarga:** las pérdidas totales de la tubería de succión y descarga de las bombas deben calcularse para el flujo de diseño, en base al HP de trabajo realizado.

**Brake Horse Power (BHP):** es el Horse Power al eje de de la bomba. Es la suma del HP requerido y el HP pérdidas en la bomba. El motor tendrá un HP estándar (disponible en el mercado) mayor al calculado.

**Temperatura de Diseño:** la temperatura de diseño de la bomba será 50 °F por encima de la temperatura máxima de operación. cima de la temperatura máxima de operación.

#### 4.2.1.4.1 Evaluación mecánica de las Bombas booster y transferencia de la Estación Cul-01

Desde el tanque de almacenamiento, se succiona el crudo mediante una bomba booster a una presión aún más baja que la especificada en la Tabla 4.9 (alrededor de 75 psi). El BHP requerido es de alrededor 20 Hp, y el de diseño es de 50 Hp. El fluido debe ser contabilizado en la Unidad de Medición “ACT” y enviado a las bombas de transferencia con una presión mínima de succión de 70 psi, igual a la especificada. Las pérdidas de presión y el Hp requerido son de 28Hp. Estas bombas cumplen con las especificaciones requeridas. Ver **Tabla 4.10**. En el **ANEXO A.4.2**, se presenta un ejemplo de cálculo de la evaluación mecánica que se ha realizado para cada bomba de las tres estaciones.

**Tabla 4.10 Evaluación mecánica sistema de bombeo en Cul-01**

<i>BOMBAS BOOSTER</i>				<i>BOMBAS DE TRANSFERENCIA</i>			
<i>Datos</i>		<i>Resultados</i>		<i>Datos</i>		<i>Resultados</i>	
<b>GPM</b>	294	<i>Ep (ft)</i>	162	<b>GPM</b>	294	<i>Ep (ft)</i>	248
<b>Geo</b>	0,94	<i>Ep (psi)</i>	66,06	<b>Geo</b>	0,94	<i>Ep (psi)</i>	101
<b>D succión (in)</b>	4	<i>Ps (psi)</i>	3,74	<b>D succión (in)</b>	6	<i>Ps (psi)</i>	70,2
<b>D descarga (in)</b>	6	<i>Pd (psi)</i>	70,3	<b>D descarga (in)</b>	8	<i>Pd (psi)</i>	171,2
<b>Leff succ (ft)</b>	140	<i>NPSHA (ft)</i>	12,24	<b>Leff succ (ft)</b>	30	<i>NPSHA (ft)</i>	174
<b>Leff desc (ft)</b>	20	<i>Hfs (ft)</i>	13,37	<b>Leff desc (ft)</b>	9184	<i>Hfs (ft)</i>	0,13
<b>Eficiencia (%)</b>	80	<i>HP</i>	13,1	<b>Eficiencia (%)</b>	80	<i>HP</i>	18,4
<b>Pvapor (psi)</b>	13,7	<i>HP pérdidas</i>	7,1	<b>Pvapor (psi)</b>	13,7	<i>HP pérdidas</i>	4,6
<b>Hvapor (ft)</b>	33,7	<i>BHP</i>	20,2	<b>Hvapor (ft)</b>	33,7	<i>BHP</i>	23

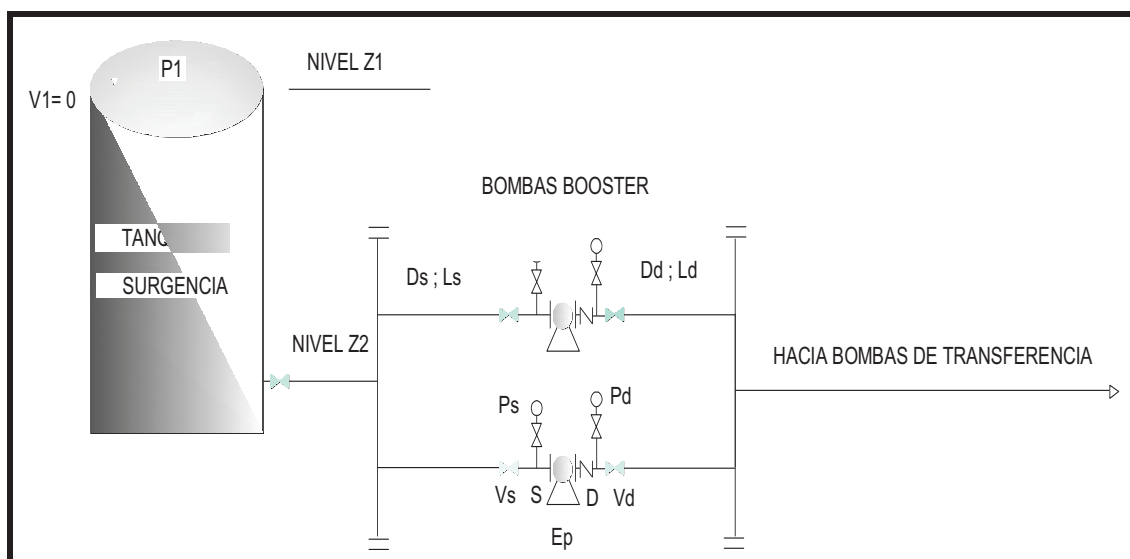
Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Área Auca. Operadores estaciones Culebra, Yulebra y Anaconda

#### 4.2.1.4.2 Evaluación mecánica de las Bombas booster y transferencia de la Estación Yul-01

Desde el tanque de surgencia el crudo es succionado por 1 bomba booster a una presión de 75psi (presión superior a la requerida por la bomba), será contabilizado en la Unidad LACT, para ser succionado a una presión de alrededor de 75 psi por las bombas de transferencia de crudo. Ver **Fig 4.3**

**Figura 4.3 Transferencia de crudo desde el tanque de reposo a Bombas Booster**



**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa  
**Fuente:** Petroproducción. Área Auca

El crudo es bombeado a una presión de 600 psi para su envío final al oleoducto AUCA-SACHA. El BHP requerido es de 44 Hp inferior al q provee la bomba. Las bombas pueden seguir trabajando en las condiciones deseadas.

**Tabla 4.11 Evaluación mecánica sistema de bombeo en Yul-01**

BOMBAS BOOSTER				BOMBAS DE TRANSFERENCIA			
Datos		Resultados		Datos		Resultados	
<b>GPM</b>	378	<b>Ep (ft)</b>	152,46	<b>GPM</b>	378	<b>Ep (ft)</b>	299
<b>Geo</b>	0,92	<b>Ep (psi)</b>	60,9	<b>Geo</b>	0,92	<b>Ep (psi)</b>	119,5
<b>D succión (in)</b>	8	<b>Ps (psi)</b>	14,5	<b>D succión (in)</b>	6	<b>Ps (psi)</b>	89,5
<b>D descarga (in)</b>	6	<b>Pd (psi)</b>	75	<b>D descarga (in)</b>	8	<b>Pd (psi)</b>	194
<b>Leff succ (ft)</b>	150	<b>NPSHA (ft)</b>	38,09	<b>Leff succ (ft)</b>	30	<b>NPSHA (ft)</b>	189,88
<b>Leff desc (ft)</b>	30	<b>Hfs (ft)</b>	0,41	<b>Leff desc (ft)</b>	9184	<b>Hfs (ft)</b>	0,32
<b>Eficiencia (%)</b>	80	<b>HP</b>	14,6	<b>Eficiencia (%)</b>	80	<b>HP</b>	28,6
<b>Pvapor (psi)</b>	13,7	<b>HP pérdidas</b>	3,64	<b>Pvapor (psi)</b>	13,7	<b>HP pérdidas</b>	7,14
<b>Hvapor (ft)</b>	34,28	<b>BHP</b>	18,2	<b>Hvapor (ft)</b>	34,28	<b>BHP</b>	35,7

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa  
**Fuente:** Área Auca. Operadores estaciones Culebra, Yulebra y Anaconda

#### 4.2.1.4.3 Evaluación mecánica de las Bombas booster y transferencia de la Estación Ana-01

Una bomba booster succiona el crudo desde uno de los 3 tanques de almacenamiento a 30 psi (7psi). El crudo pasa por el sistema de medición, que al igual que en Yulebra-02, tendrá un incremento en el nivel de automatización.

La presión de succión de la bomba de transferencia es de 30 psi, incrementando su presión de descarga hasta los 90 psi. Las pérdidas de presión calculadas son bajas, por lo que el BHP requerido es 8 HP. Las bombas pueden seguir trabajando en las condiciones deseadas.

**Tabla 4.12 Evaluación mecánica sistema de bombeo en Ana-01**

BOMBAS BOOSTER				BOMBAS DE TRANSFERENCIA			
Datos		Resultados		Datos		Resultados	
<b>GPM</b>	160	<b>Ep (ft)</b>	59,5	<b>GPM</b>	160	<b>Ep (ft)</b>	123,7
<b>Geo</b>	0,91	<b>Ep (psi)</b>	23,45	<b>Geo</b>	0,91	<b>Ep (psi)</b>	48,8
<b>D succión (in)</b>	4	<b>Ps (psi)</b>	6,83	<b>D succión (in)</b>	4	<b>Ps (psi)</b>	30
<b>D descarga (in)</b>	4	<b>Pd (psi)</b>	30,29	<b>D descarga (in)</b>	8	<b>Pd (psi)</b>	78,6
<b>Leff succ (ft)</b>	40	<b>NPSHA (ft)</b>	19,28	<b>Leff succ (ft)</b>	15	<b>NPSHA (ft)</b>	78,5
<b>Leff desc (ft)</b>	15	<b>Hfs (ft)</b>	0,38	<b>Leff desc (ft)</b>	19155	<b>Hfs (ft)</b>	0,15
<b>Eficiencia (%)</b>	80	<b>HP</b>	2,4	<b>Eficiencia (%)</b>	80	<b>HP</b>	5
<b>Pvapor (psi)</b>	13,7	<b>HP pérdidas</b>	0,6	<b>Pvapor (psi)</b>	13,7	<b>HP pérdidas</b>	1,25
<b>Hvapor (ft)</b>	34,8	<b>BHP</b>	3	<b>Hvapor (ft)</b>	34,8	<b>BHP</b>	6,25

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Área Auca.

Cabe recalcar, que las Unidades de Transferencia tienen un tiempo de vida alto, por lo que se debería cambiar estos equipos por modelos más actualizados, ya que los actuales presentan deterioro. El sistema requiere de un nivel de automatización para su implementación.

#### 4.2.1.5 Diseño de líneas de flujo desde Wellpads hacia la Estación de Producción Yul-02

Cuando en una tubería fluyen simultáneamente petróleo, gas y agua, se denomina flujo multifásico en tuberías; donde el análisis del comportamiento del flujo se ha hecho absolutamente necesario en los últimos años.

La presencia de gas en el crudo disminuye la viscosidad y densidad del mismo, facilitando así su transporte.

La mezcla de fluidos en el interior de la tubería puede presentarse en diversos arreglos conocidos como *patrones de flujo* que dependen de las velocidades superficiales y propiedades de cada sustancia, así como de la inclinación de la tubería.

Los patrones de flujo tienen gran influencia en la caída de presión que experimenta la mezcla. Además, existe otro factor llamado radio volumétrico o *holdup* que representa el volumen de líquido o gas presente en una sección volumétrica de tubería.

Las caídas de presión están en función de tres variables principales, que son: relación gas-líquido, GOR, diámetro de la tubería,  $d$ , y gasto del líquido,  $q$ .

De acuerdo a la ubicación que tenga la tubería en el terreno, pueden ser horizontales, verticales o inclinadas, siendo las más comunes las dos primeras; y el flujo puede ser paralelo ascendente, paralelo descendente o contracorriente.

El objetivo de esta sección es dimensionar las líneas de flujo desde los 5 Wellpads hacia la estación de producción Yul-02. Para la selección del diámetro se considera la caída de presión y la velocidad de flujo, siendo estos parámetros determinantes para el diseño.

#### ***4.2.1.5.1 Patrones de Flujo***

Para las tuberías horizontales se presentan los patrones de flujo mostrados en la **Figura 4.4**.

##### ***4.2.1.5.1.1 Flujo Segregado***

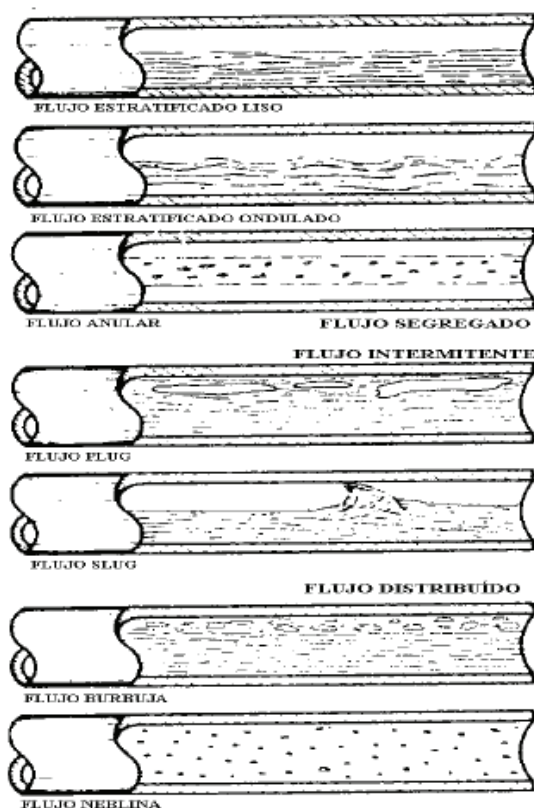
**Flujo Estratificado:** las fases se separan y el gas corre por la parte superior del tubo, mientras el líquido corre por la inferior. Hay dos tipos: **Ondulado**, que se caracteriza por la aparición de una especie de olas en la interfaz líquida por



efecto de la velocidad del gas; y, el **Liso** que presenta una interfaz gas-líquido calmada.

**Flujo Anular:** si el gas se incrementa, existe un punto tal que el líquido en forma de gotas (niebla) es arrastrado por la parte central de la tubería.

**Figura 4.4 Patrones de Flujo**



**Fuente:** Patrones de Flujo en tuberías horizontales (Beggs y Brill; 1973)

#### 4.2.1.5.1.2 Flujo Intermitente

**Flujo Plug:** se presenta cuando el caudal de gas aumenta y las burbujas coalescen para formar burbujas más grandes y alargadas (siempre en la parte superior de la tubería) sin forma definida, separadas por un tapón líquido.

**Flujo Tapón o Slug:** se manifiesta en el momento en el que las burbujas grandes y alargadas van formando una fase casi continua de gas, interrumpido por tapones (*slugs*) de líquido; burbujas que presentan la forma de una medusa en la parte superior de la tubería.

#### 4.2.1.5.1.3 Flujo Distribuido

**Flujo Burbuja:** en este tipo de flujo el gas se presenta en forma de burbujas grandes o pequeñas en la parte superior del área de flujo de la tubería.

**Flujo Neblina:** se produce cuando la tubería está completamente colmada por el gas con pequeñas gotas de líquido suspendidas uniformemente.

Existe mucha similitud entre el flujo multifásico en tuberías horizontales y verticales, ya que la diferencia radica en que las caídas de presión por elevación no son consideradas en el flujo horizontal. Debido a la topografía del terreno, la línea se considera horizontal, sin elevaciones, para efectos de cálculo de caídas de presión.

Los modelos desarrollados empíricamente para flujo multifásico en tuberías horizontales establecen relaciones entre variables observadas experimentalmente.

Varias de estas correlaciones consideran el *colgamiento con resbalamiento*, por lo que existen formulaciones para  $H_L$  y para el *factor de fricción en dos fases* que dependen del patrón de flujo existente.

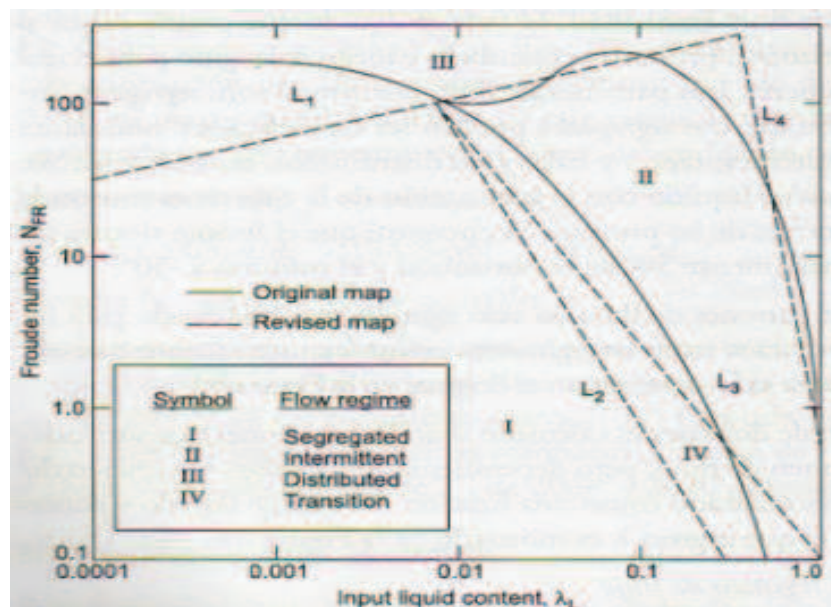
Los modelos empíricos para la predicción de la caída de presión y el *holdup* de líquido son: Beggs y Brill (1973), Mukherjee y Brill (1985), y Aziz *et al.* (1972), entre otros.

En algunos casos se han establecido correlaciones híbridas, la combinación de dos o más correlaciones. En este estudio se analizará los resultados mediante la aplicación de la correlación de Beggs y Brill, únicamente.

#### 4.2.1.5.2 Correlaciones de Flujo de Beggs y Brill

El mapa original de *patrones de flujo* ha sido ligeramente modificado para incluir una zona de transición entre los regímenes segregado e intermitente, como se muestra en la **Figura 4.5**.

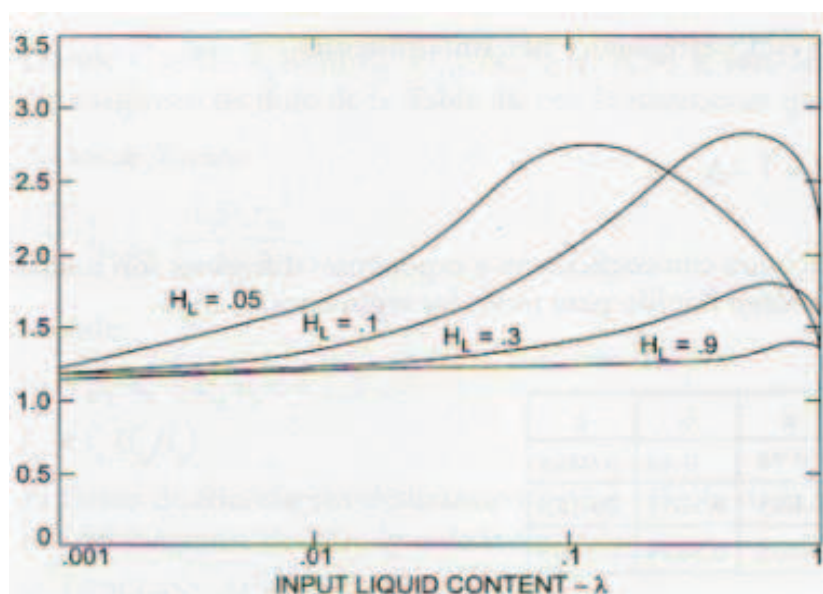
**Figura 4.5. Mapa de patrones de flujo horizontal**



**Fuente:** Brown y Beggs. 1978.

El factor de fricción de dos fases es calculado usando ecuaciones que son independientes del *régimen de flujo*, pero dependientes del *holdup*. Un gráfico del *factor de fricción* normalizado como una función del *holdup líquido* y contenido de líquido en el que ingresa  $\lambda$  es mostrado en la **Figura 4.6**.

**Figura 4.6. Factor de fricción de dos fases de la correlación de Beggs y Brill.**



**Fuente:** Brown y Beggs. 1978.

#### 4.2.1.5.2.1 Determinación del régimen de flujo

Se emplean las siguientes variables para determinar qué régimen de flujo puede existir si la tubería es horizontal. Este régimen es un parámetro de correlación.

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{gd} \quad (4.13)$$

Donde:

$N_{FR}$ : Número de Froude.

$V_m$ : Velocidad de la mezcla, ft/seg.

$g$ : Gravedad, ft/seg<sup>2</sup>.

$d$ : Diámetro interno de la tubería, ft.

$$\lambda_L = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad (4.14)$$

Donde:

$\lambda_L$ : Colgamiento del líquido sin resbalamiento.

$V_{SL}$ : Velocidad del líquido, ft/seg.

$V_m$ : Velocidad de la mezcla, ft/seg.

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302} \quad (4.15)$$

$$L_2 = 0.0009252\lambda_L^{2.4684} \quad (4.16)$$

$$L_3 = 0.1\lambda_L^{1.4516} \quad (4.17)$$

$$L_4 = 0.5\lambda_L^{6.738} \quad (4.18)$$

Los límites para el régimen del flujo horizontal son:

➤ *Segregado*

$$\begin{array}{l} \text{Límites } \lambda_L < 0.01yN_{FR} < L_1 \\ \text{o, } \lambda_L \geq 0.01yN_{FR} < L_2 \end{array}$$

➤ *Transición*

$$\text{Límites } \lambda_L \geq 0.01yL_2 < N_{FR} \leq L_3$$

➤ *Intermitente*

$$\begin{array}{l} \text{Límites } 0.01 \leq \lambda_L < 0.4yL_3 < N_{FR} \leq L_3 \\ \lambda_L \geq 0.4yL_3 < N_{FR} \leq L_4 \end{array}$$

➤ *Distribuido*

$$\text{Límites } \lambda_L < 0.4yN_{FR} \geq L_1, \text{o, } \lambda_L \geq 0.4yN_{FR} \geq L_4$$

Cuando el flujo cae en el régimen de *transición*, el holdup líquido se calcula empleando ambas ecuaciones de flujo *segregado* e *intermitente* e interpolando, usando los siguientes factores:

$$H_L(\text{transición}) = AH_L(\text{segregado}) + BH_L(\text{intermitente}) \quad (4.19)$$

Donde:

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2}; B = 1 - A \quad (4.20)$$

Las mismas ecuaciones, con coeficientes y exponentes diferentes, se emplean para calcular el *holdup* líquido para todos los regímenes de flujo; ver **Tabla 4.13**.

**Tabla 4.13 Constantes del modelo de Beggs y Brill**

Patrón de flujo	a	b	C
<b>Segregado</b>	0.98	0.48	0.0868
<b>Intermitente</b>	0.845	0.5251	0.0173
<b>Distribuido</b>	1.065	0.5824	0.0609

**Fuente:** Beggs y Brill

#### 4.2.1.5.2.2 Densidad de dos fases

La densidad de dos fases se determina con:

$$H_L = H_L \Psi \quad (4.21)$$

Donde:

HL: es el *holdup* que existiría en las mismas condiciones del flujo horizontal.

También se calcula a partir de:

$$H_L = \frac{a \lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad (4.22)$$

Donde: a, b y c se escogen para cada patrón flujo en la **Tabla 4.13**, con la restricción de .

#### 4.2.1.5.2.3 Factor de fricción

Se calcula mediante la expresión:

$$\left[ \frac{dP}{dh} \right]_{fricción} = \frac{f_{tp} \rho_m V_m^2}{2gd} \quad (4.23)$$

Donde:

$f_{tp}$ : factor de fricción normalizado.

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla, lb/ft<sup>3</sup>.

$V_m$ : Velocidad de la mezcla, lb/ft<sup>2</sup>.

$g$ : Gravedad, ft/seg<sup>2</sup>.

$d$ : Diámetro interno de la tubería, ft.

El gradiente de pérdida de presión también puede ser calculado por la siguiente ecuación, en unidades de campo.

$$\frac{\Delta P_f}{\Delta L} = \frac{f_{tp} * \rho_m * V_m^2}{288 * g * D / 12} \quad (4.24)$$

Donde:

$f_{tp}$ : factor de fricción normalizado.

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla, lb/ft<sup>3</sup>.

$V_m$ : Velocidad de la mezcla, ft/seg.

$g$ : Gravedad, ft/seg<sup>2</sup>.

$d$ : Diámetro interno de la tubería, in.

Los parámetros antes anotados se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g H_g \quad (4.25)$$

El factor de fricción sin deslizamiento,  $f_n$ , se calcula de la curva de tubería lisa en el diagrama de Moody o con la fórmula:

$$f_n = 1 / [2 \log(N_{Re} / 4.5223 \log N_{Re} - 3.8215)]^2 \quad (4.26)$$

Usando el siguiente Número de Reynolds, se tiene:

$$N_{Re} = \frac{\rho_m V_m d}{\mu_m} \quad (4.27)$$

Donde:

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla, lb/ft<sup>3</sup>.

$V_m$ : Velocidad de la mezcla, ft/seg.

$d$ : Diámetro interno de la tubería, ft.

$\mu$ : Viscosidad de la mezcla, lb/ft-seg.

El Número de Reynolds puede ser calculado por la siguiente ecuación, en unidades de campo.

$$N_{Re} = 92,1 * \frac{\rho_n * D * V_m}{\mu_m} \quad (4.28)$$

Donde:

$\rho_n$ : Densidad de la mezcla, lb/ft<sup>3</sup>.

$V_m$ : Velocidad de la mezcla, ft/seg.

$d$ : Diámetro interno de la tubería, in.

$\mu$ : Viscosidad de la mezcla, cp.

Donde:

$$\mu_m = \mu_L^{H_L} + \mu_G^{H_G} \quad (4.29)$$

es calculado de:

$$f_{ip} / f_n = e^s \quad (4.30)$$

Donde:

$$s = [\ln x] / \{ -0.0523 + 0.0182 \ln x - 0.8725 [\ln x]^2 + 0.1853 [\ln x]^4 \} \quad (4.31)$$

$$x = \frac{\lambda_L}{[H_L]^2} \quad (4.32)$$

#### 4.2.1.5.3 Cálculos y Selección del diámetro de Líneas de Transferencia de flujo.

**Capacidades de Diseño:** las capacidades de diseño (incluyendo 10% de sobre-diseño) para los 5 Wellpads, se toman considerando todos los datos aportados por la organización de Yacimientos. Los datos correspondientes a viscosidad de petróleo y API son un dato promedio de los pozos productores cercanos a cada plataforma. La temperatura promedio de operación será de 100 °F y la presión de operación del sistema de separación de 35 a 40 psi.



La distancia estimada entre la estación Yul-02 y los 5 PADS ha sido determinada por Petroecuador. Los resultados se ubican en la **Tabla 4.14**.

**Tabla 4.14 Datos utilizados en el cálculo de capacidades**

PAD	Plataforma		Caudal (BFPD)		API	Distancia m
	Desde	Hasta	BSW promedio	BSW máx		
1	Cul-06	Cul-01	3054	3922	19	2388
2	Yul-02	Yul-02	1853	1845	21	100
3	Cul-08	Cul-01	4580	4312	19	2800
4	Yul-04	Yul-02	3944	3073	21	3000
5	Ana-01	Yul-04	1734	665	24	5840
6	Cul-01	Yul-02	9987	9542	19	2800

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Petroecuador

**Línea de Transferencia:** se estableció anteriormente las características del crudo, agua y gas, como también se cuenta con un plan de perforación con pronósticos de producción que permitirán un adecuado desarrollo de la ingeniería. Para la estimación preliminar de la línea de transferencia desde los PADS 1, 2, 3, 4 y 5 a la Estación de Producción Yul-02 se evaluaron las siguientes opciones:

**Tabla 4.15 Diámetro de tuberías**

Diámetro Nominal	Cédula 40		Cédula 80	
	Espesor	Diámetro Interno	Espesor	Diámetro Interno
in	in	in	in	in
6 5/8	0,280	6,065	0,432	5,761
8 5/8	0,322	7,981	0,500	7,625
10 3/4	0,365	10,020	0,365	9,562

Fuente: ASME B36. 10M

Para la selección del diámetro de líneas es necesario considerar la caída de presión y la velocidad de flujo. En el **ANEXO A.4.1** se describe el procedimiento para el dimensionamiento de líneas según el modelo de Beggs y Brill para el PAD 1, Cul-06, diámetro nominal de 6 5/8 in, diámetro interno igual a 6,065 in y cédula 40.

El Gradiente de Presión es de 0,0062 psi/ft en la línea de 6 5/8 in, cédula 40 para las propiedades del fluido que producirían los pozos pertenecientes al PAD 1 “Cul-06”.

La distancia entre el PAD 1 “Cul-06” y la Estación de Producción “Cul-01” es de 2388 m, obteniendo una pérdida total de presión en la línea de transferencia de **48,78 psi** y requiriendo presión de descarga de **121,14 psi**, valor con 30% de seguridad.

La producción de los PADs “Cul-06”, “Cul-08” y demás pozos existentes en esta locación se centralizará y despachará desde la Estación de Producción “Cul-01”, la cual posee instalaciones de almacenamiento y despacho de crudo hacia la Estación de Producción “Yul-02”.

Se realiza el procedimiento descrito en el **ANEXO 4** para una tubería de 6 5/8in, #80; 8 5/8in # 40 y # 80 calculando sus caídas de presión y pérdidas totales de presión indicadas en la **Tabla 4.16**. Se tiene que la mínima pérdida de presión es de **19,08 psi** en la línea de flujo de 8 5/8in # 40.

**Tabla 4.16 Caída de Presión en líneas de transferencia para “Cul-06”**

PAD	Tubería	Dext	Dint	Ql	Qo	$\Delta P_f/\Delta d$	Distancia	Pérdida Total	Presión de descarga
	Cédula	in	in	BFPD	BPPD	psi/ft	m	psi	psi
<b>CUL-06</b>	<b>BSW actual (8%)</b>								
	40	6 5/8	6,065	3054	2800	0,0062	2388	48,78	121,14
		8 5/8	7,981	3054	2800	0,0024	2388	19,08	93,27
	80	6 5/8	5,761	3054	2800	0,0074	2388	58,22	128,95
		8 5/8	7,625	3054	2800	0,0028	2388	22,30	96,59
	<b>BSW máximo (79,63%)</b>								
	40	6 5/8	6,065	3922	799	0,0029	2388	22,84	98,34
		8 5/8	7,981	3922	799	0,0011	2388	8,51	82,16
	80	6 5/8	5,761	3922	799	0,0036	2388	27,85	103,89
		8 5/8	7,625	3922	799	0,0012	2388	9,69	83,19

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

Al realizar el mismo análisis pero para un caudal diferente, con 80% de BSW máximo que podría producir este PAD 1, se calculan diferentes caídas de presión, teniendo **22,84 psi** en la línea de 6 5/8in #40, y **8,51 psi** en la línea de 8 5/8in # 40.

A pesar de obtener mayor caída de presión en la línea de 6 5/8in, #40 a la que se obtuvo en la línea del mismo diámetro, 6 5/8in #80, se debería instalar la primera, debido a que una línea de menor diámetro representa un menor valor en la inversión.

Para los Wellpads 2, 3, 4 y 5 se realizaron el mismo cálculo para líneas de flujo de diámetros 6 5/8in y 8 5/8in cédulas 40 y 80, así como para BSW actual y BSW máximo.

El diámetro de la línea de transferencia que presenta menor caída de presión en el Pad 2 “Yul-02” es la línea de 8 5/8in, #40, sin embargo la línea de 6 5/8in, #40 proporciona también una mínima caída de presión. La línea utilizada para este Pad debería ser de 6 5/8in, #40, ya que los costos son inferiores a una línea de mayor diámetro.

El Pad 3 “Cul-08” tiene la producción más alta y se encuentra alejada de la estación de producción “Yul-02” a 6565 m, por lo que su producción será recolectada en la estación de producción “Cul-01” a 3765 m. La opción más apropiada es una línea de 8 5/8in, # 40, necesitando **123,82 psi** en la descarga.

La presión de descarga calculada para la línea de transferencia desde el Pad 4 “Yul-04” ubicada a 3000 m es de **81,75 psi** para una línea de 8 5/8in, #40, y de **98,26 psi** para una línea de 6 5/8in, #40, ubicándose este valor dentro de un rango aceptable. La producción máxima será de 3944 BFPD, porque por esta línea de producción se transferirá la producción de “Yul-04” y la producción de “Ana-01”, con el fin de minimizar la instalación de líneas por el mismo trayecto.

El Pad 5 “Ana-01” se encuentra a 8000 m de “Yul-02” y a 5840 m de “Yul-04” en donde se podría empatar esta línea. Debido a su baja producción, las caídas de presión también son bajas. Se puede transferir la producción de este Wellpads por una línea de 6 5/8in, # 40.

Los resultados de la evaluación hidráulica de las líneas de transferencia de los Wellpads a la estación Yulebra-02, se puede resumir en la siguiente **Tabla 4.17**:

**Tabla 4.17 Resultados de la evaluación hidráulica**

TRAMO	Tubería	Diámetro	Ql	Qo	$\Delta Pf/\Delta L$	Distancia	Pérdida Total	Presión de descarga
	Cédula	in	BFPD	BPPD	psi/ft	m	psi	psi
Cul-06 a Cul-01	40	6 5/8	3054	2800	0,0062	2388	48,78	121,14
Yul-02 a Yul-02	40	6 5/8	1853	1535	0,0021	100	1	72
Cul-08 a Cul-01	40	8 5/8	4580	3954	0,0043	3765	53,39	123,82
Yul-04 a Yul-02	40	6 5/8	3944	3389	0,008	3000	79,16	144,88
Ana-01 a Yul-04	40	6 5/8	1734	1665	0,0018	5840	33,86	107,83
Cul-01 a Yul-02	40	8 5/8	9987	8644	0,0184	2800	168,89	177,21

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

El esquema de producción propuesto para esta estación, contempla la transferencia total del crudo de la Estación “Yul-02” al Oleoducto Secundario Auca-Sacha ubicada a 2800 m. La transferencia deberá contar con las bombas de transferencia en la Estación de Producción “Yul-01”.

La evaluación hidráulica realizada para las líneas de transferencia de cédula 40 desde la Estación de Producción “Yul-02” al Oleoducto Secundario Auca-Sacha se presenta en la **Tabla 4.18**. Se considera que la línea de 8 5/8 in, #40 debería ser utilizada para soportar la velocidad erosional del fluido.

**Tabla 4.18 Caída de Presión en líneas de transferencia desde “Yul-02” al Oleoducto Secundario**

PAD	Dext	Dint	Ql	Qo	$\Delta Pf/\Delta d$	Distancia	Pérdida Total	Presión de descarga
	in	in	BFPD	BPPD	psi/ft	m	psi	psi
YUL-02 A OLEODUCTO	8 5/8	7,981	12743	12617	0,0006	2800	5,64	397,33
AUCA SACHA	10 3/4	10,02	12743	12617	0,0002	2800	1,81	392,35

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

Las especificaciones de las Líneas de Transferencia desde los Wellpads a las Estaciones más cercanas, así como la Línea desde la Estación de Producción “Yul-02” al Oleoducto Secundario Auca-Sacha se resumen en la **Tabla 4.19**.

**Tabla 4.19 Especificaciones de Líneas de Transferencia**

	Cul-06 a Cul- 01	Yul-02 a Yul- 02	Cul-08 a Cul- 01	Yul-04 a Yul- 02	Ana-01 a Yul- 04	Cul-01 a Yul-02	Yul-02 a Oleoducto
<b>Capacidad (BFPD)</b>	3054	1853	4580	3944	1734	9987	12617
<b>Diámetro (in)</b>	6 5/8	6 5/8	8 5/8	6 5/8	6 5/8	8 5/8	8 5/8
<b>Cédula</b>	40	40	40	40	40	40	40
<b>Temperatura de operación ( °F )</b>	100	100	100	100	100	100	100
<b>Producto transferido</b>	Crudo + agua + gas						Crudo + 1% BSW máx
<b>MATERIAL</b>	Acero ala carbono						
<b>Grado</b>	A	A	A	A	A	A	A
<b>Espesor de pared (in)</b>	0,28	0,28	0,322	0,28	0,28	0,322	0,322
<b>Peso del tubo (lb/ft)</b>	18,97	18,97	28,55	18,97	18,97	28,55	28,55
<b>Longitud (ft)</b>	22-35	22-35	22-35	22-35	22-35	22-35	22-35
<b>Presión de prueba (psi)</b>	1520	1520	1340	1520	1520	1340	1340

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

#### 4.2.1.6 Sistema SCADA

SCADA proviene de las siglas de Supervisory Control And Data Acquisition (Adquisición de datos y supervisión de control) es una aplicación de software, diseñada con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos.

El software SCADA debe permitir visualizar en la pantalla del computador al operador de planta cada una de las cinco Plataformas de Producción y la Estación de Producción “Yul-02”, los estados de éstas, las situaciones de alarma y tomar acciones físicas sobre algún equipo lejano, la comunicación se

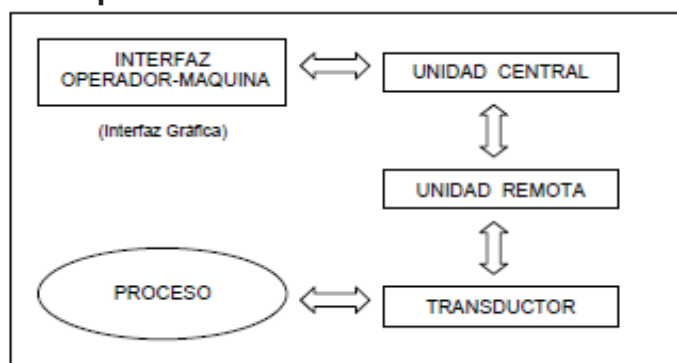
debe realizar mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto será ejecutado en tiempo real.

Estos sistemas actúan sobre los dispositivos instalados en la planta, como son los controladores, autómatas, sensores, actuadores, registradores, etc.

Un sistema SCADA está conformado por:

- Interfaz Operador Máquinas
- Unidad Central (MTU)
- Unidad Remota (RTU)
- Sistema de Comunicaciones
- Transductores
- Período de Escaneo

**Figura 4.7 Esquema de los elementos de un Sistema SCADA**



**Fuente:** Introducción a SCADA. Varios Autores.

El Sistema SCADA a ser implementado deberá cumplir varios requisitos básicos:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.
- Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión).
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario

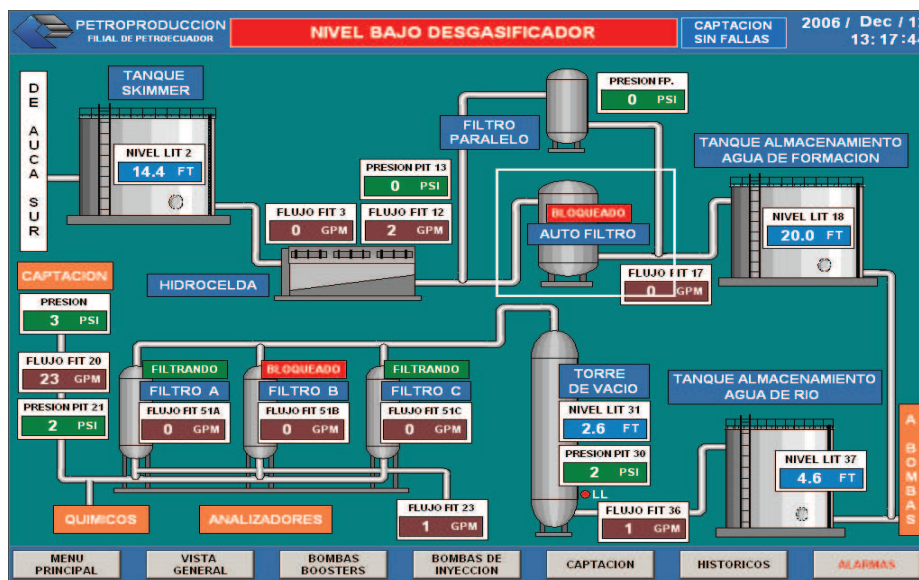
#### 4.2.1.6.1 Funciones Principales del Sistema

El Campo Auca cuenta con el proyecto del Software SCADA para el Sistema de Inyección de Agua realizada por la empresa *Ponce Hermanos* en 2006.

Las imágenes realizadas por esta empresa son utilizadas para hacer referencia a las funciones principales con las que debería contar el Sistema SCADA en la Estación de Producción Yul-02.

**Supervisión remota de instalaciones y equipos:** permite al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.

**Figura 4.8 Vista general de procesos**



Elaborado por: PONCE hnos. S.A. Ingeniería Electrónica.

Fuente: Área Auca.

**Procesamiento de datos:** El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.

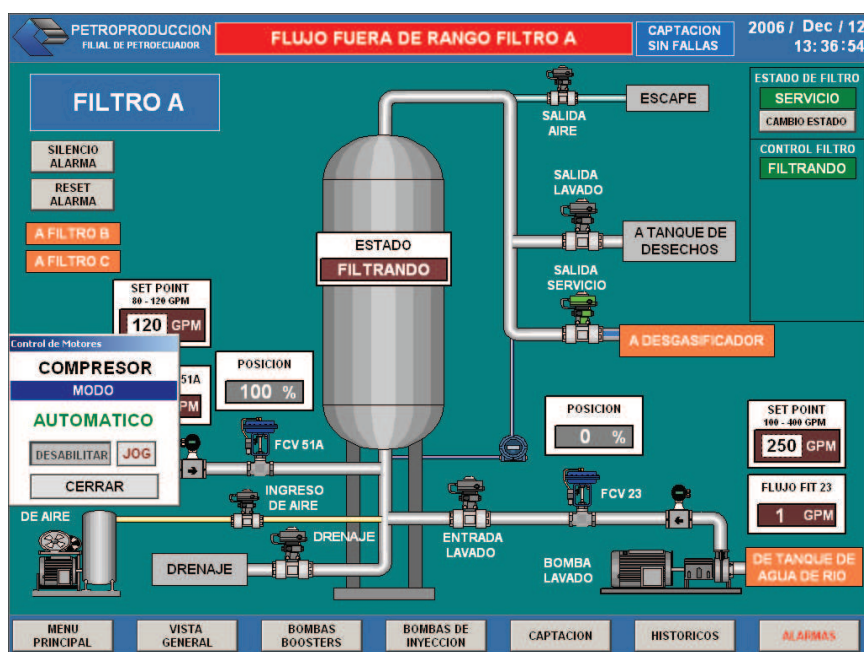
**Visualización gráfica dinámica:** El sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos



gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo.

**Control remoto de instalaciones y equipos:** mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, prender motores, etc.), de manera automática y también manual. Además es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, etc.

**Figura 4.9 Control remoto de compresor**



Elaborado por: PONCE hnos. S.A. Ingeniería Electrónica.  
Fuente: Área Auca.

**Generación de reportes:** el sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.

**Programación de eventos:** esta referido a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

**Representación se señales de alarma:** a través de las señales de alarma se logra alertar al operador frente a una falla o la presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable. Estas señales pueden ser tanto visuales como sonoras.



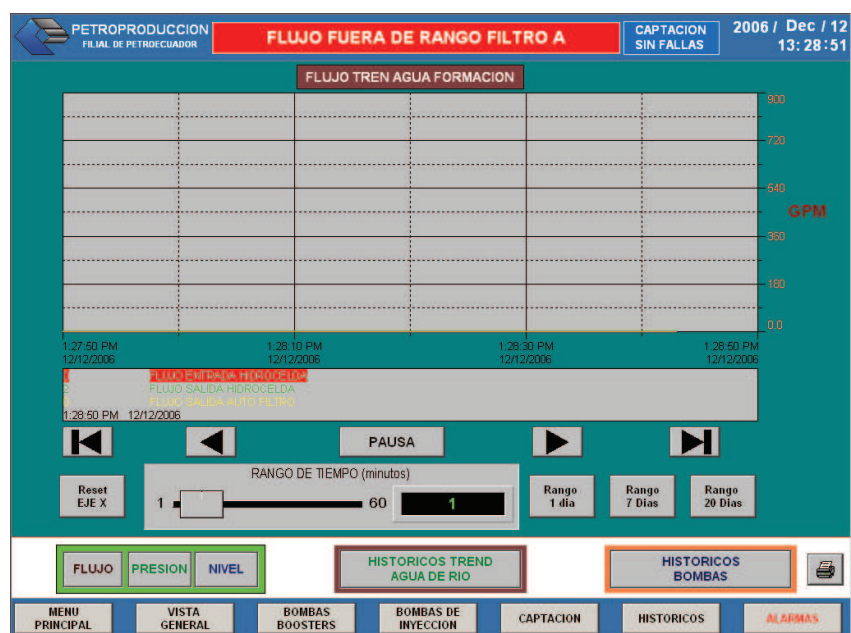
**Figura 4.10 Alarma. Nivel bajo desgasificador**



Elaborado por: PONCE hnos. S.A. Ingeniería Electrónica.  
Fuente: Área Auca.

**Almacenamiento de información histórica:** se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.

**Figura 4.11 Históricos Tren de agua de río.**



Elaborado por: PONCE hnos. S.A. Ingeniería Electrónica.  
Fuente: Área Auca.

#### 4.2.1.6.2 Pantallas de proceso

El sistema de control operará en tiempo real, con una jerarquía de niveles de control y comunicaciones entre procesos. Se tendrá un gran número de puntos de control y por lo tanto, de procesos para controlarlos. A continuación se enlista los procesos que serán controlados por el Sistema SCADA en la Estación de Producción Yul-02, por medio de pantallas de proceso.

- Pozos
- Múltiple
- Separadores
- Bota de Gas
- Tanque de Lavado
- Tanque de Surgencia
- Sistema de Medición. Unidad LACT
- Bombas Booster
- Bombas de Transferencia
- Reinyección de Agua
- Sistema Contra Incendios
- Generación Eléctrica
- Históricos
- Alarmas

Existen diferentes softwares SCADA, que a continuación se muestran en una lista junto con su fabricante:

**Tabla 4.20 Sistema SCADA y Fabricante**

<i>SCADA</i>	<i>Fabricante</i>
<b>Aimax</b>	Desin Instruments S. A.
<b>CUBE</b>	Orsi España S. A.
<b>FIX</b>	Intellution.
<b>Lookout</b>	National Instruments.
<b>Monitor Pro</b>	Schneider Electric.
<b>Scada InTouch</b>	LOGITEK.
<b>SYSMAC SCS</b>	Omron
<b>Coros LS-B/Win</b>	Siemens.
<b>CIRNET</b>	CIRCUTOR S.A.
<b>FIXDMACS</b>	Omron-Intellution.
<b>GENESIS32</b>	Iconics

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Fuente: Área Auca.

En conclusión, los controladores neumáticos serán reemplazados por un controlador electrónico que manejará todos los lazos de control del proceso y estará integrado al sistema de supervisión, control y adquisición de datos SCADA.

Los controladores de paneles locales de unidades paquete, sean estas unidades de generación, compresores, bombas u otros, serán integrados al sistema SCADA, siempre y cuando tengan un puerto de comunicaciones y presten facilidad para integrarlos.

El sistema SCADA que se instalará en esta Estación de producción será la utilizada en la mayoría de los campos de Petroproducción.

#### **4.2.2 RESUMEN GENERAL DE LOS EQUIPOS PROPUESTOS A IMPLEMENTARSE EN LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN “YUL-02”**

A continuación se describen las principales áreas que conforman la Estación de Producción “Yul-02”. Se clasifican en 4 disciplinas, para exponer las nuevas condiciones de operación en las que se ha planteado el rediseño o modernización de los equipos propuestos.

##### **4.2.2.1 Civil**

El área Civil debe contemplar, por lo menos, la construcción de lo siguiente:

Plataforma de Estación, Fundaciones de equipos y patines, Cuarto de control, Oficinas operadores, Laboratorio, Garita de vigilancia, Vialidad interna, Diques para los tanques, Casetas para Unidad LACT, Sistema de Transferencia, Bombas de Químicos y Generadores, Cerca perimetral de la Estación.

##### **4.2.2.2 Mecánica**

En forma general, en la **Tabla 4.21** se resume la propuesta de las nuevas instalaciones a ser construidas en “Yul-02”, que incluye las condiciones de operación. Ver **Figura 4.12**.

**Tabla 4.21 Resumen general de los equipos propuestos**

SISTEMA	EQUIPOS	CAPACIDAD	CANTIDAD	CARACTERISTICAS
<b>Múltiple de Producción</b>	Válvulas automatizadas e instrumentación	8 Líneas de producción y 2 de prueba	5 entradas de pozos y 3 Well Pads	P = 25-35 psi T = 72-102 °F
<b>Sistema de Separación</b>	Separador de prueba	5000 Bls	2	P = 30-40 psi T = 72-102 °F
	Separador de producción Bifásico y FWKO	10000Bls 15000 Bls	1 1	P = 30-40 psi T = 72-102 °F
<b>Sistema de Gas</b>	Bota de Gas	15000 Bls	1	P = 14,36 psi T = 100 °F
	Depurador de Gas		1	
	Mechero		2	
<b>Sistema de Deshidratación</b>	Tanque de Lavado	18128 Bls D:60ftx H:36ft	1	P = 14,7 psi T = 72-102 °F
	Calentador de Agua		1	Tmín: 140 °F
<b>Sistema de Almacenamiento</b>	Tanque de Surgencia	35635 Bls D:84ftx H:36ft	1	P = 14,7 psi T = 72-102 °F
<b>Sistema de Medición</b>	Unidad LACT	600 GPM	1	Crudo en especificación. BSW ≤ 1 %
<b>Sistema de Bombeo</b>	Bombas Booster	378 GPM 50 HP	2	Psuc = 75 psi Pdesc = 75 psi
	Bombas de Transferencia	378 GPM 200 HP	2	Psuc = 75 psi Pdesc = 600 psi
<b>Líneas de Flujo</b>	Cul-06 a Cul-01	3054 BFPD	2388 m; 6 5/8 # 40	ΔP = 48,78 psi Pdesc = 121,14 psi
	Yul-02 a Yul-02	1853 BFPD	100 m; 6 5/8 # 40	ΔP = 1 psi Pdesc = 72 psi
	Cul-08 a Cul-01	4580 BFPD	3765 m; 8 5/8 # 40	ΔP = 53,39 psi Pdesc = 123,82 psi
	Yul-04 a Yul-02	3944 BFPD	3000 m; 6 5/8 # 40	ΔP = 79,16 psi Pdesc = 144,88 psi
	Ana-01 a Yul-04	1734 BFPD	5840 m; 6 5/8 # 40	ΔP = 33,86 psi Pdesc = 107,83 psi
	Cul-01 a Yul-02	9987 BFPD	2800 m; 8 5/8 # 40	ΔP = 168,89 psi Pdesc = 177,21 psi
	Yul-02 a Oleod.	12617 BPPD	2800 m; 8 5/8 # 40	ΔP = psi Pdesc = psi

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

#### **4.2.2.3 Eléctrica**

La capacidad individual de los equipos de generación viene determinados por los siguientes criterios:

- Por el tamaño de su componente más grande que permita su movilización y transporte de acuerdo a la logística disponible del lugar.
- El tiempo requerido para el mantenimiento.
- La potencia nominal de una unidad debe cubrir la demanda del campo según esta vaya creciendo.

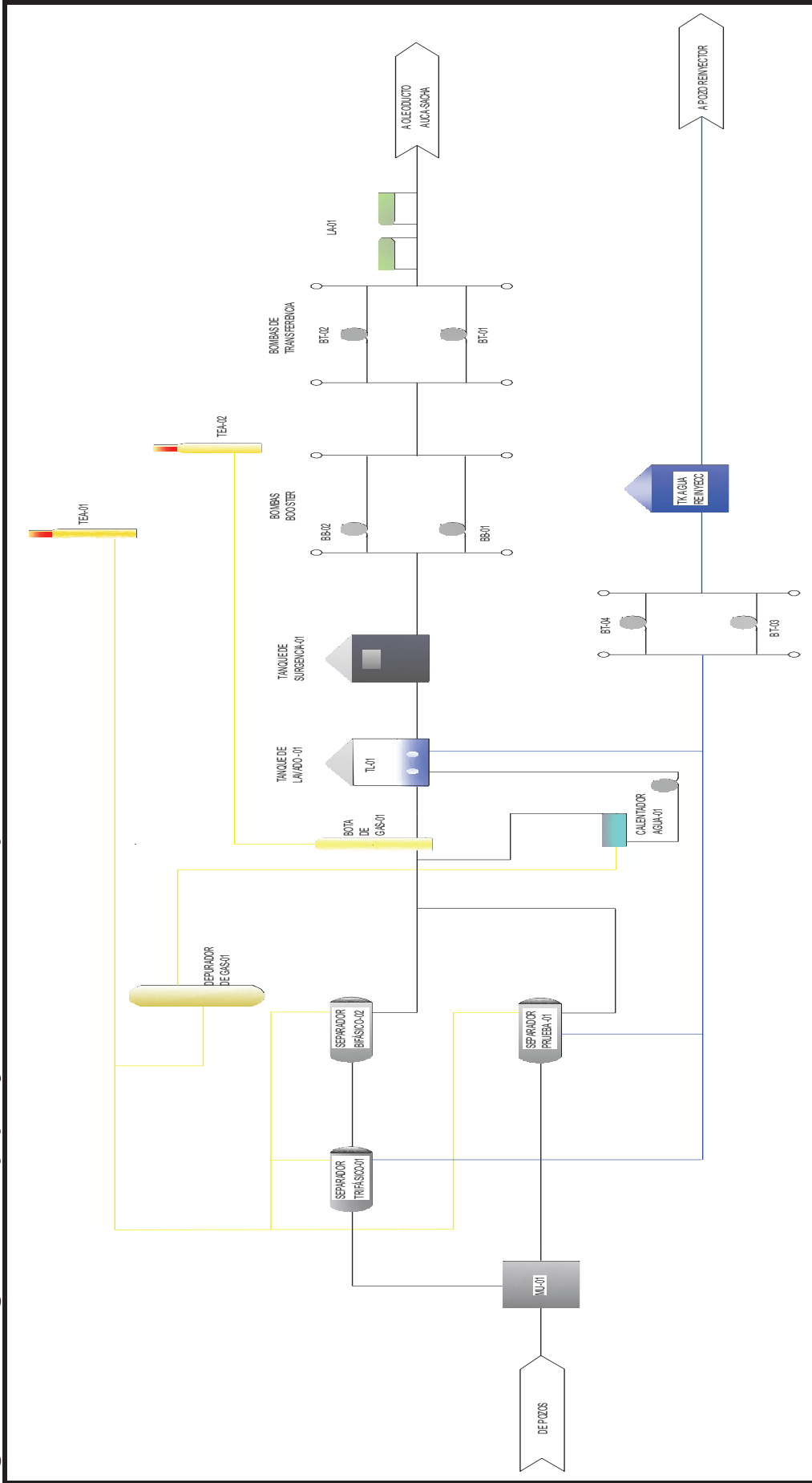
En base a esto, la generación eléctrica debe cubrir la demanda y potencia requerida del Campo. Entre sus equipos se cuenta transformadores, tableros de control y el alumbrado a la Estación.

#### **4.2.2.4 Sistema de Control SCADA**

El nivel de automatización para la Estación incluye la instalación de instrumentación y control necesarios para que la operación sea segura y eficiente.

Este sistema incorpora los equipos principales de la estación: múltiple de producción, separadores de producción y prueba, bota de gas, calentador de agua, tanque de lavado, tanque de reposo, Unidad LACT, sistema de transferencia de crudo y líneas de flujo.

Figura 4.12 Diagrama de equipos y tuberías de la Estación de Producción “Yul-02”



Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

## CAPÍTULO 5

### ANÁLISIS FINANCIERO

#### 5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta el análisis financiero para las facilidades propuestas para este campo debido a que es muy importante analizar la rentabilidad y viabilidad del proyecto. Las variables utilizadas son el precio del crudo, costos de operación, costos de inversión, costos de transporte, impuestos a la utilidades, ente otros que son detallados en esta evaluación económica.

En el **Capítulo 3** se presento el Caso Base y los Pronósticos de Producción para el período 2010-2025, base de este análisis económico. Con la producción estimada y el precio del crudo se determinará los ingresos del Campo.

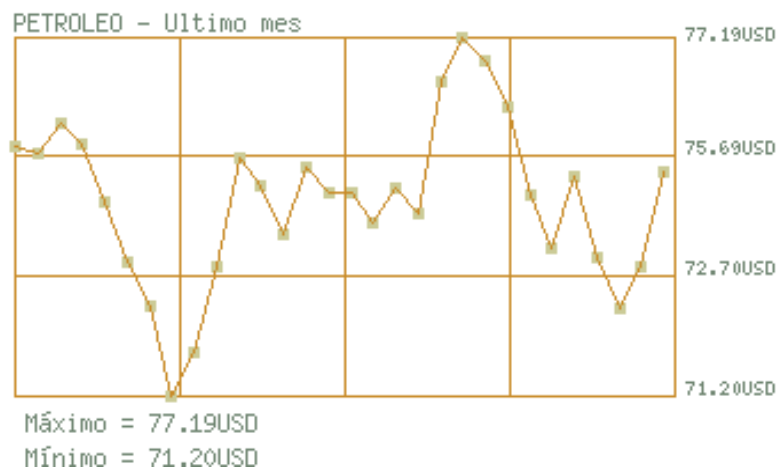
El análisis técnico realizado en el **Capítulo 4**, para el redimensionamiento de los equipos existentes, así como también de la modernización y optimización de la Estación de Producción, permite fijar la inversión requerida para este proyecto.

#### 5.2 PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

##### 5.2.1 PRECIO

El precio referencial del crudo es el proporcionado por la WTI, que determina un disminución en el valor del crudo del Campo por ajuste de calidad y por cada grado API de diferencia. El precio utilizado es de **71,20 USD/ Barril producido**, valor registrado en el mes de Septiembre del 2010.

**Figura 5.1 Comportamiento del precio del barril de petróleo en el mes de septiembre**



**Fuente:** Banco Central del Ecuador

**WTI:** es la mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el New York Mercantile Exchange y que sirve de referencia en los mercados de derivados de los EE.UU.

**BRENT:** la mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el International Petroleum Exchange y sirve de referencia en los mercados de derivados de Europa y Asia.

### 5.2.2 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación incluyen los siguientes aspectos:

**Costo de Producción:** son los costos provenientes de la producción de un barril de petróleo, entre los cuales se anota la extracción, deshidratación, almacenamiento, mantenimiento de pozos, disposición de agua y transporte del crudo. Este costo es de aproximadamente *6 USD/Barril*.

**Transporte de crudo:** corresponde al costo de transportar un barril de crudo desde el SOTE al puerto de Balao. El valor es de *1,33 USD/Barril*.



**Gastos administrativos:** referente a las unidades de apoyo del campo. Este valor corresponde a *0,425 USD/Barril*.

Para el período de operación entre los años 2010-2025, el costo total asciende a **380,2 MMUSD** como se resume en la **Tabla 5.1**.

**Tabla 5.1 Desembolso operacional 2010 -2025**

COSTO DE PRODUCCIÓN	Unidad	Valor	MMUSD
<b>Costo de producción + Gasto administrativo</b>	USD/BI	6,425	304,9
<b>Transporte de crudo</b>	USD/BI	1,33	62,9
<b>Costo Inyección de agua</b>	USD/BI	0,20	12,4
<b>TOTAL</b>	MMUSD		<b>380,2</b>

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

### 5.2.3 IMPUESTO A LAS UTILIDADES

Es un valor establecido destinado a apoyar el Eco desarrollo Amazónico, gastos por remediación ambiental y desarrollo comunal, aportes a la DNH y a la Contraloría. Este valor es de 1,6%.

### 5.2.4 INVERSIONES

La propuesta planteada en el **Capítulo 4** contempla el redimensionamiento de los equipos, la construcción de nuevos, y la implementación de instrumentos de control y automatización en los existentes para su modernización.

Además, el Plan de Desarrollo de PETROPRODUCCIÓN contempla la perforación de 23 nuevos pozos, de los cuales quedan 17 pozos aún por perforar, con el fin de incrementar la producción en el Campo Culebra, Yulebra y Anaconda. La inversión de este proyecto asciende a **89,968 MMUSD**.

Los equipos planteados y el precio de cada uno de ellos se muestran en la siguiente **Tabla 5.2**.

Tabla 5.2 Inversiones

INVERSIONES			
EQUIPOS	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO FINAL
		USD	USD
Línea 6 in (m)	11328	27	305856
Línea 8 in (m)	9365	36	337140
Separador Trifásico	1	400000	400000
Tanque de Lavado	1	700000	700000
Tanque de Surgencia	1	700000	700000
Calentador de Agua	1	400000	400000
Unidad LACT	1	75000	75000
Sistema SCADA	1	400000	400000
Reinyección de Agua	1	1400000	1400000
Sistema Contra Incendios	1	100000	100000
Ingeniería	1	400000	400000
Obra Civil	1	100000	100000
Obra Eléctrica y Electrónica	1	600000	600000
Arranque y puesta en marcha	1	50000	50000
Well Pad	5	1500000	7500000
Perforación de nuevos pozos	17	4500000	76500000
<b>TOTAL INVERSIÓN MMUSD</b>			<b>89,968</b>

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

### 5.2.5 INGRESOS

En el **Capítulo 3** se presentó la Proyección de Producción para el período 2009-2025 de los nuevos pozos a ser perforados. Se prevé un incremento de producción que se presenta en la **Tabla 5.3**. Esta Tabla considera la producción base y la incremental.

### 5.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Existen diversos métodos o modelos de valoración de inversiones. Los parámetros más usados para calcular la viabilidad de un proyecto son:

- El Valor Actual Neto (VAN)
- La Tasa de Rentabilidad Interna (TIR)
- Relación Costo-Beneficio (RCB)

- Período de Recuperación de la Inversión (PRI)

En realidad estos métodos son complementarios, puesto que cada uno de ellos aclara o contempla un aspecto diferente del problema. Usados simultáneamente, pueden dar una visión más completa.

### 5.3.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El **VAN** es la diferencia entre el valor actual de los beneficios brutos y el valor actual de los costos y las inversiones. Expresa, en \$ del Momento 0, cuánto más rico será el inversor si hace el proyecto.

El **VAN** mide lo que queda para el accionista del proyecto luego de computar:

- Los ingresos
- Los costos de operación y otros
- Las inversiones

La fórmula para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$\boxed{VAN = -I + \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+r)^k} = 0} \quad (5.1)$$

Donde:

I: Inversión

F<sub>nc</sub>k: Flujo neto de caja del año k

r: Tasa de actualización de la empresa (r = 12%, valor utilizado en PETROECUADOR)

n: el número de años de la inversión

Entre los criterios de decisión se anotan los siguientes:

- Si  $VAN > 0$ , el proyecto es rentable.
- Se debe elegir el proyecto con mayor VAN. Siempre que todos los VAN sean positivos.
- Si  $VAN = 0$ , significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

Por lo tanto, representa la riqueza adicional que se consigue con el proyecto sobre la mejor alternativa (Renta económica).

### 5.3.2 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (T.I.R.)

La **TIR** es un indicador de *rentabilidad relativa del proyecto*, o la rentabilidad del capital que continúa invertido. La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN de los flujos de un proyecto sea igual a cero. La TIR de un proyecto es aquella tasa de interés que satisface la siguiente ecuación:

$$\boxed{VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1 + TIR)^k} = 0} \quad (5.2)$$

Los criterios de selección son los siguientes:

- Si el TIR es alto, el proyecto es rentable.
- Si el TIR es bajo, el proyecto no es rentable.

### 5.3.3 RELACIÓN COSTO – BENEFICIO (RCB)

Este criterio para clasificar inversiones es uno de los más utilizados. La relación Costo-Beneficio se calcula dividiendo, el valor presente de los beneficios (ingresos) entre el valor presente de los costos (costos + inversión).

$$RCB = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos} + \text{Inversión}} \quad (5.3)$$

Según este criterio se requiere que:

- $RCB \geq 1$ , para que el proyecto sea aceptable. Indica que el valor actualizado de los ingresos cubre el valor actualizado de los costos.
- Si  $RCB < 1$ , el proyecto no es aceptable.

#### 5.3.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Es el número de años que se tarda en recuperar la inversión. Cuanto más corto sea el periodo de recuperación de la inversión mejor será el proyecto.

Un límite arbitrario sitúa en un máximo el número de años, y sólo el proyecto que preste suficientes beneficios dentro del período, se aceptan.

$$SFNC = \sum_{n=0}^{PRI} FNK_n = 0 \quad (5.4)$$

Donde:

SFNC: Suma acumulada de los Flujos netos de caja.

PRI: Período de la recuperación de la inversión.

FNK: Flujo neto de caja al año K.

## 5.4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

El resultado de la evaluación económica considera en la **Tabla 5.3** los ingresos por venta de crudo tanto de la producción actual como el incremento que se generaría por la perforación de los nuevos pozos. El precio es de 71,2 USD/BL respecto al comportamiento de precios del crudo WTI. Como puede apreciarse

en el cuadro, el impacto económico total de la propuesta de perforación es un aumento del valor total de ingresos de **3365,7 MMUSD**, siendo el 62,7% aportado por las reservas a ser explotadas.

**Tabla 5.3 Ingresos por venta de crudo**

PERÍODO	INGRESOS POR VENTA DE CRUDO			
	PRECIO U USD/BPPD	BASE MMUSD	INCREMENT MMUSD	Base+Inc. MMUSD
2009	71,2	0,00	0,0	0
2010	71,2	135,86	65,2	201,10
2011	71,2	125,06	150,8	275,86
2012	71,2	115,13	212,8	327,90
2013	71,2	105,99	202,1	308,09
2014	71,2	97,57	186,1	283,72
2015	71,2	89,83	171,4	261,27
2016	71,2	82,70	157,9	240,60
2017	71,2	76,14	145,4	221,57
2018	71,2	70,11	133,9	204,05
2019	71,2	64,55	123,4	187,92
2020	71,2	59,43	113,6	173,06
2021	71,2	54,73	104,7	159,38
2022	71,2	50,39	96,4	146,78
2023	71,2	46,40	88,8	135,18
2024	71,2	42,73	81,8	124,50
2025	71,2	39,35	75,3	114,67
		<b>1256,0</b>	<b>2109,7</b>	<b>3365,7</b>

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

La optimización del costo de producción representa una reducción superior del 11% anual, debido al desembolso por costo de operación, costo de transporte e inyección de agua, cuyo detalle se resume en la **Tabla 5.4**.

**Tabla 5.4 Costos de Producción**

PERÍODO	COSTOS DE PRODUCCIÓN			
	COSTO O. MMUSD	COSTO T. MMUSD	COSTO I.A MMUSD	TOTAL MMUSD
2009	0	0	0	0
2010	18,22	3,76	0,23	22,21
2011	24,99	5,15	0,34	30,49
2012	29,70	6,13	0,42	36,24

**Tabla 5.4 Costos de Producción (Continuación)**

<b>COSTOS DE PRODUCCIÓN</b>				
<b>PERÍODO</b>	<b>COSTO O. MMUSD</b>	<b>COSTO T. MMUSD</b>	<b>COSTO I.A MMUSD</b>	<b>TOTAL MMUSD</b>
<b>2013</b>	27,91	5,76	0,46	<b>34,12</b>
<b>2014</b>	25,70	5,30	0,50	<b>31,50</b>
<b>2015</b>	23,67	4,88	0,55	<b>29,10</b>
<b>2016</b>	21,80	4,49	0,61	<b>26,90</b>
<b>2017</b>	20,07	4,14	0,67	<b>24,88</b>
<b>2018</b>	18,48	3,81	0,74	<b>23,04</b>
<b>2019</b>	17,02	3,51	0,82	<b>21,35</b>
<b>2020</b>	15,68	3,23	0,90	<b>19,81</b>
<b>2021</b>	14,44	2,98	1,00	<b>18,41</b>
<b>2022</b>	13,30	2,74	1,11	<b>17,14</b>
<b>2023</b>	12,25	2,53	1,22	<b>16,00</b>
<b>2024</b>	11,28	2,33	1,35	<b>14,96</b>
<b>2025</b>	10,39	2,14	1,50	<b>14,03</b>
	<b>304,9</b>	<b>62,9</b>	<b>12,4</b>	<b>380,2</b>

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

Con el fin de descontar los Flujos de caja futuros, se considera un costo promedio de impuesto al capital de 1,6%. Siendo este nuevo valor la Utilidad después de los impuestos (UDI).

**Tabla 5.5 Utilidades e Impuestos**

<b>UTILIDADES E IMPUESTO</b>		
<b>UTILIDAD AI MMUSD</b>	<b>IMPUESTOS MMUSD</b>	<b>UTILIDAD DI MMUSD</b>
<b>178,89</b>	2,86	176,03
<b>245,37</b>	3,93	241,45
<b>291,65</b>	4,67	286,99
<b>273,97</b>	4,38	269,59
<b>252,21</b>	4,04	248,18
<b>232,17</b>	3,71	228,46
<b>213,71</b>	3,42	210,29
<b>196,69</b>	3,15	193,55
<b>181,01</b>	2,90	178,12
<b>166,57</b>	2,67	163,90
<b>153,25</b>	2,45	150,79
<b>140,97</b>	2,26	138,71
<b>129,64</b>	2,07	127,57
<b>119,19</b>	1,91	117,28
<b>109,54</b>	1,75	107,79
<b>100,64</b>	1,61	99,03
		<b>2937,70</b>

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

El Flujo neto de caja del proyecto de 16 años es de **2847,73 MMUSD**, tal como se detalla en la **Tabla 5.6**.

El Flujo neto de caja considera el resultado de descontar la inversión inicial a los ingresos generados después de los impuestos.

**Tabla 5.6 Flujo Neto de Caja**

PERÍODO	FLUJO DE CAJA
	MMUSD
2009	-89,968
2010	176,03
2011	241,45
2012	286,99
2013	269,59
2014	248,18
2015	228,46
2016	210,29
2017	193,55
2018	178,12
2019	163,90
2020	150,79
2021	138,71
2022	127,57
2023	117,28
2024	107,79
2025	99,03
	<b>2847,73</b>

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa

El resultado de la Evaluación Económica que se obtiene a través de las **Tablas 5.3, 5.4, 5.5, y 5.6**, se presenta a continuación en la **Tabla 5.7**.

**Tabla 5.7 Resultado de la Evaluación Económica**

Método de evaluación	Unidad	Valor
<b>VAN</b>	MMUSD	74,86
<b>TIR</b>	%	222
<b>RCB</b>		7
<b>PRI</b>	Días	123

Elaborado por: Cinthya Solórzano Ulloa



El VAN al ser un valor positivo, indica que el proyecto es rentable. Otro indicador de este criterio es el TIR, con un valor de 222%. La  $RCB \geq 1$ , es decir, los ingresos son mayores que los egresos, asegurando la recuperación de la inversión del proyecto en 123 días.

El plan de redimensionamiento y modernización propuesto es cubierto por el plan de perforación, que es lo suficientemente rentable para justificar su ejecución.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

- Con la evaluación mecánica de los equipos, se llega a la conclusión que estos necesitan ser adecuados a las nuevas condiciones del proceso, redimensionados e implementando un sistema automático de medición y custodia.
- La Estación de producción Yul-01 no admite la instalación de nuevos equipos en su área, debido a que esta es reducida, razón que obliga al traslado de los equipos existentes a la nueva plataforma.
- El sistema de separación actual cuenta con dos separadores, uno de prueba de 5000 Bls y otro de producción de 10000 Bls. Sus tiempos de retención se encuentran dentro del rango recomendado (7 y 10 min, separadores de prueba y producción, respectivamente), dado que estos manejan actualmente un caudal máximo de 6724 BFPD (15% de agua). Sin embargo, estos equipos no son aptos para trabajar con el fluido máximo esperado de 24974 BFPD y con un corte de agua de 82,33%.
- El análisis de capacidad para manejo de gas de la bota desgasificadora existente, revela que esta puede seguir trabajando sin necesidad de ser redimensionada. Las dimensiones son de 68 in de diámetro por 50 ft de altura. El gas que se extrae en este recipiente será enviado hacia las 2 teas existentes, donde se quema.

- Los tanque de lavado y surgencia deben ser cambiados, porque las dimensiones actuales no se encuentran en capacidad de manejar la producción de fluido proyectada. El tiempo de residencia en el tanque de lavado actual se vería afectado con una disminución de 3 veces el tiempo actual.
- El sistema de deshidratación requiere de un tanque de lavado de 18128 Bls (D: 60ft; H: 36ft) de capacidad, obteniendo un tiempo de retención superior a 24 hr. La capacidad actual del tanque es de 10000 Bls, y su tiempo de retención sería inferior a 14 hr, disminuyendo la eficiencia del tanque. Se requiere además del funcionamiento de un calentador de agua.
- La capacidad del tanque de surgencia debe ser de 35635 Bls (D: 84ft; H: 36ft). Esto permitirá almacenar el fluido por al menos 3 días, en el caso de existir problemas en la transferencia. Los costos de estos tanques es de 700.000 USD cada uno.
- Se concluye que el sistema de medición con las 2 unidades ACT's que cuenta, está en la capacidad de contabilizar el petróleo a ser transferido. El fluido máximo será de 12750 BPPD y la capacidad máxima de estos medidores es de 20400 BPD. Un medidor puede trabajar por día y el otro de reserva. A estos equipos se les debe incorporar un nivel de automatización.
- Mediante la evaluación económica realizada en el Capítulo 5, se determino que la inversión en este proyecto se podría recuperar en el primer año de ejecución del mismo, en 123 días. El costo total de inversión en el redimensionamiento y modernización de las facilidades, así como en la perforación de 17 nuevos pozos es de 89,96 MMUSD. El VAN es un valor positivo, es decir, el proyecto es rentable. El valor es de 74,86 MMUSD, y el TIR de 222%.

- En la siguiente Tabla se presenta el diámetro de las líneas que se deberían instalar desde los 5 Well pads hacia las estaciones más cercana Cul-01 y Ana-01; así como el empate de la línea de Ana-01 a Yul-04. En esta evaluación se optimizó el uso de tuberías por el mismo trayecto, requiriendo menor cantidad de longitud de líneas.

**Tabla de Resultados de la evaluación hidráulica**

TRAMO	Tubería	Diámetro	Ql	Qo	$\Delta Pf/\Delta L$	Distancia	Presión de descarga
	<b>Cédula</b>	<b>in</b>	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>psi/ft</b>	<b>m</b>	<b>psi</b>
Cul-06 a Cul-01	40	6 5/8	3054	2800	0,0062	2388	121,14
Yul-02 a Yul-02	40	6 5/8	1853	1535	0,0021	100	72
Cul-08 a Cul-01	40	8 5/8	4580	3954	0,0043	3765	123,82
Yul-04 a Yul-02	40	6 5/8	3944	3389	0,008	3000	144,88
Ana-01 a Yul-04	40	6 5/8	1734	1665	0,0018	5840	107,83
Cul-01 a Yul-02	40	8 5/8	9987	8644	0,0184	2800	177,21

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

- El desarrollo de ingeniería hidráulica permitió determinar el diámetro de línea a ser utilizada desde la Estación de Producción Yul-02 al Oleoducto Auca-Sacha, de 8 5/8 in, # 40 para transferir el crudo tratado del campo Culebra, Yulebra y Anaconda.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- El gas que se extrae de los separadores debe ser enviado hacia el depurador de gas existente, para que este a la vez alimente al calentador de agua, a ser utilizado en el sistema de deshidratación del crudo.

- El calentador actual es de fabricación artesanal, por lo cual se recomienda reemplazarlo por un nuevo calentador diseñado bajo la norma API. Se estima que la temperatura del agua a su salida sea mayor a 140 °F. Su costo bordea los 400.000 USD.
- El sistema de separación debería contar con un Deshidratador de agua libre (Free Water Knockout) de 15000 BFPD, para trabajar con altos cortes de agua. El precio aproximado es de 400.000 USD.
- El agua libre que se obtendría de los separadores FWKO y de la deshidratación del crudo en el tanque de lavado debe transferirse hacia el sistema de tratamiento y reinyección de agua.
- El sistema de medición cuenta con el equipo incompleto para cumplir con sus objetivos, por eso se recomienda la instalación un probador bidireccional de esfera, dos medidores de desplazamiento positivo y el incremento del nivel de automatización.
- Se recomienda instalar un sistema de control SCADA, para conocer el desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la Estación. Este sistema permitirá monitorear parámetros de presión, temperatura, nivel y flujo en tiempo real desde una sala de control, que facilitará la adquisición de datos, para un eficiente manejo de información.
- El sistema de reinyección debe ser evaluado, para manejar adecuadamente la producción de agua esperada. Por esta razón se recomienda la perforación de dos nuevos pozos reinyectores. La arena Hollín tiene una máxima capacidad de admisión de 18000 BAPD, que cubriría el requerimiento del campo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- PETROPRODUCCIÓN, Archivo Técnico. “Ubicación Campos: Culebra – Yulebra – Anaconda y Yuca”. Quito. Marzo 2004.
- PETROPRODUCCIÓN, Archivo Técnico. “Caracterización de Yacimientos Campo Yulebra - Culebra”. Quito. Noviembre 2000.
- PETROPRODUCCIÓN, Archivo Técnico. “Estudio de Simulación de Yacimientos. Campos Culebra - Yulebra - Anaconda”. Quito. 1998.
- CRAFT, B.C; HAWKINS, M.F. “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”. 1ª Edición. Editorial Tecnos, S.A. Madrid, España. 1977.
- ESCOBAR, Freddy. “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”. 1ª Edición. Editorial Universidad Surcolombiana. Colombia.
- PAZMIÑO, Jorge. “Sistemas para diseñar Instalaciones Superficiales de Producción”. 1ª Edición. Ecuador. 1993.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. “Welded Steel Tanks for Oil Storage. API Standard 650”. Tenth Edition. Washington, D.C. 1998.
- PETROECUADOR, CÁCERES, José. “Manual Práctico para diseño de Sistemas de Bombeo en Refinerías”. Quito. 1991.
- WHITE, Frank. “Mecánica de Fluidos”. 6ª Edición. Mc Graw Hill. 2008.
- CARRILLO, Santiago; YUNDA, Marco. Redimensionamiento de las Facilidades de Producción del campo VHR. Quito. 2008.

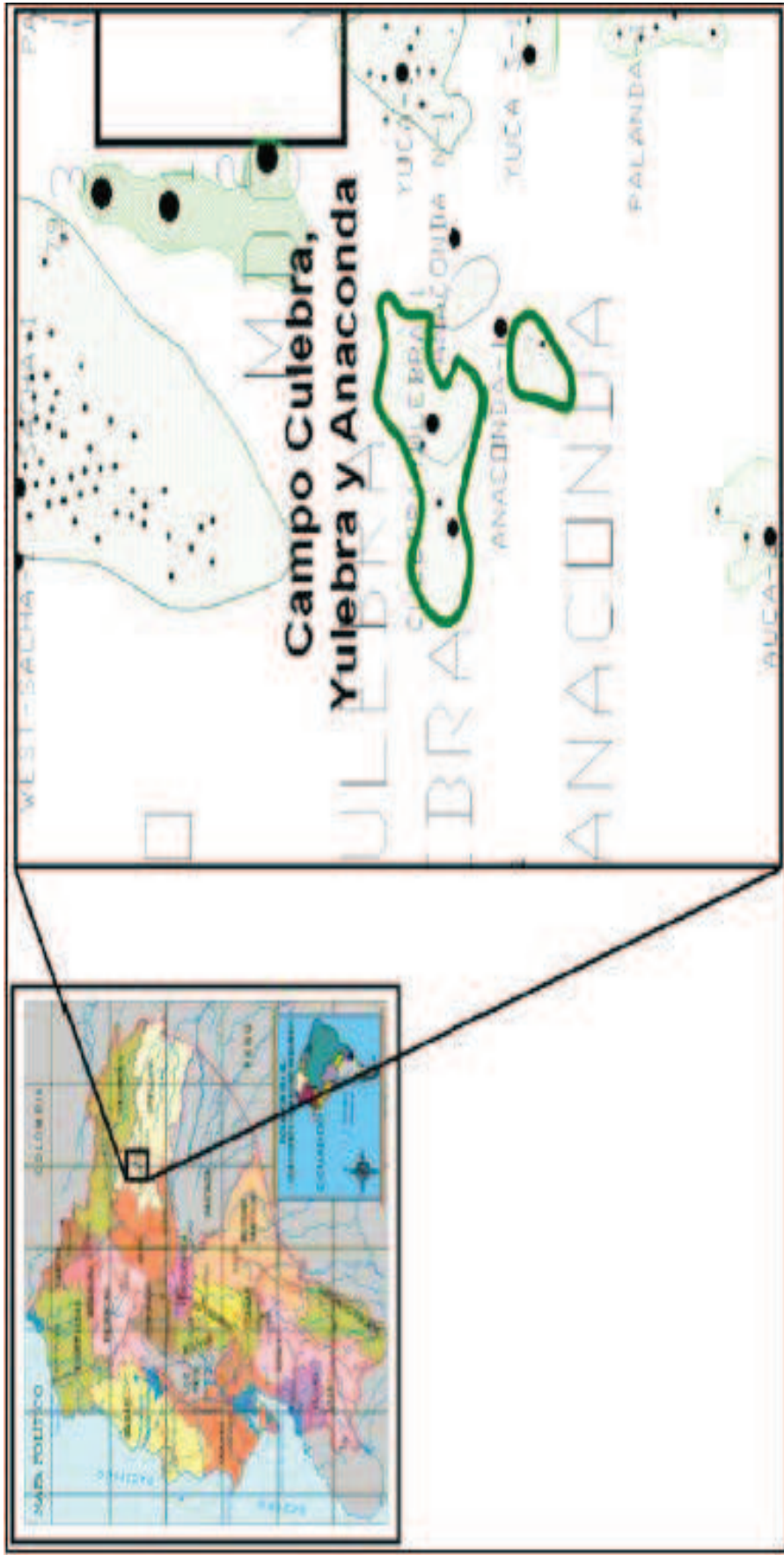
# ANEXOS

# **ANEXO 1**



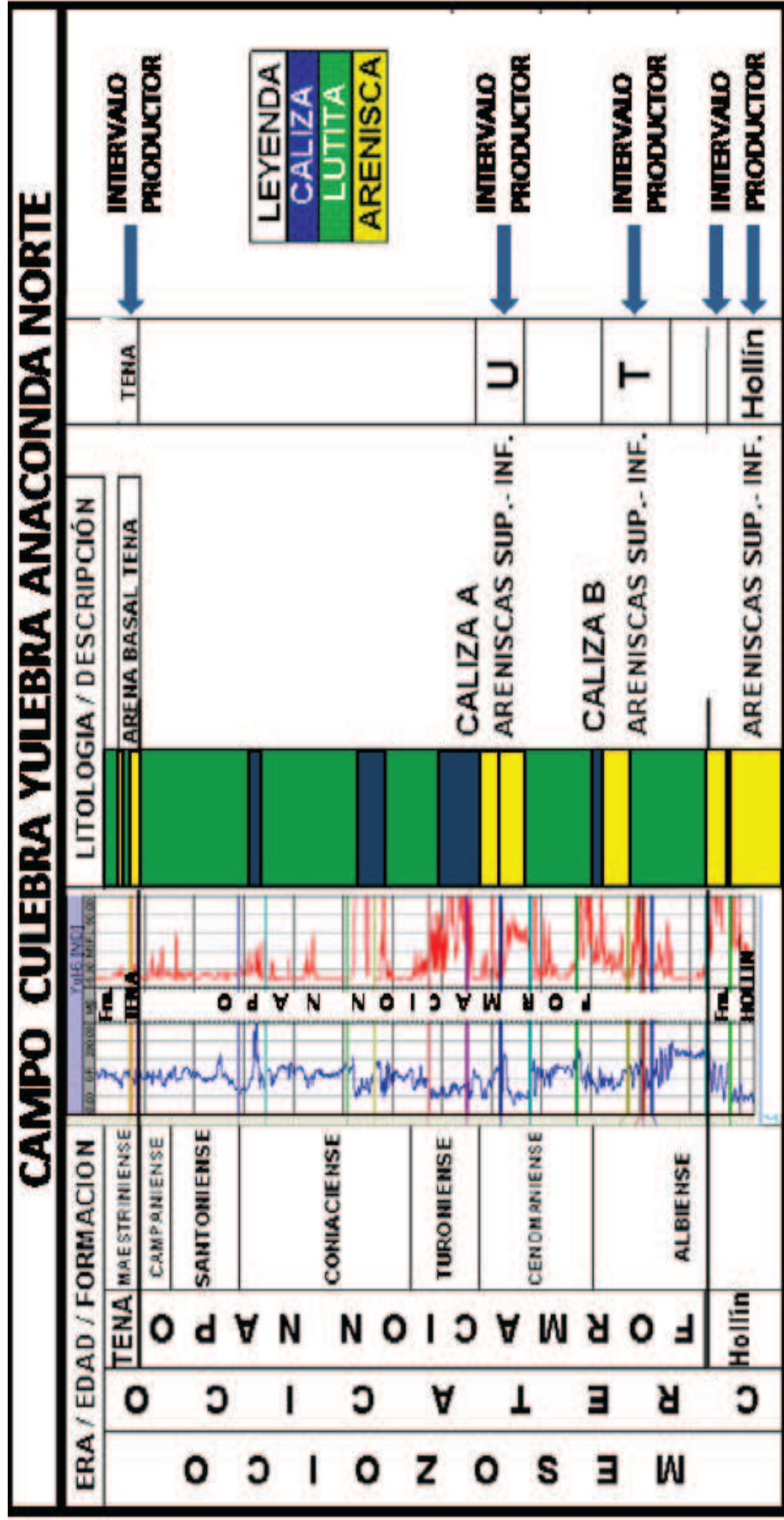
# MAPAS

MAPA A.1.1. MAPA GEOGRÁFICO DE LA UBICACIÓN DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA EN EL DISTRITO AMAZÓNICO



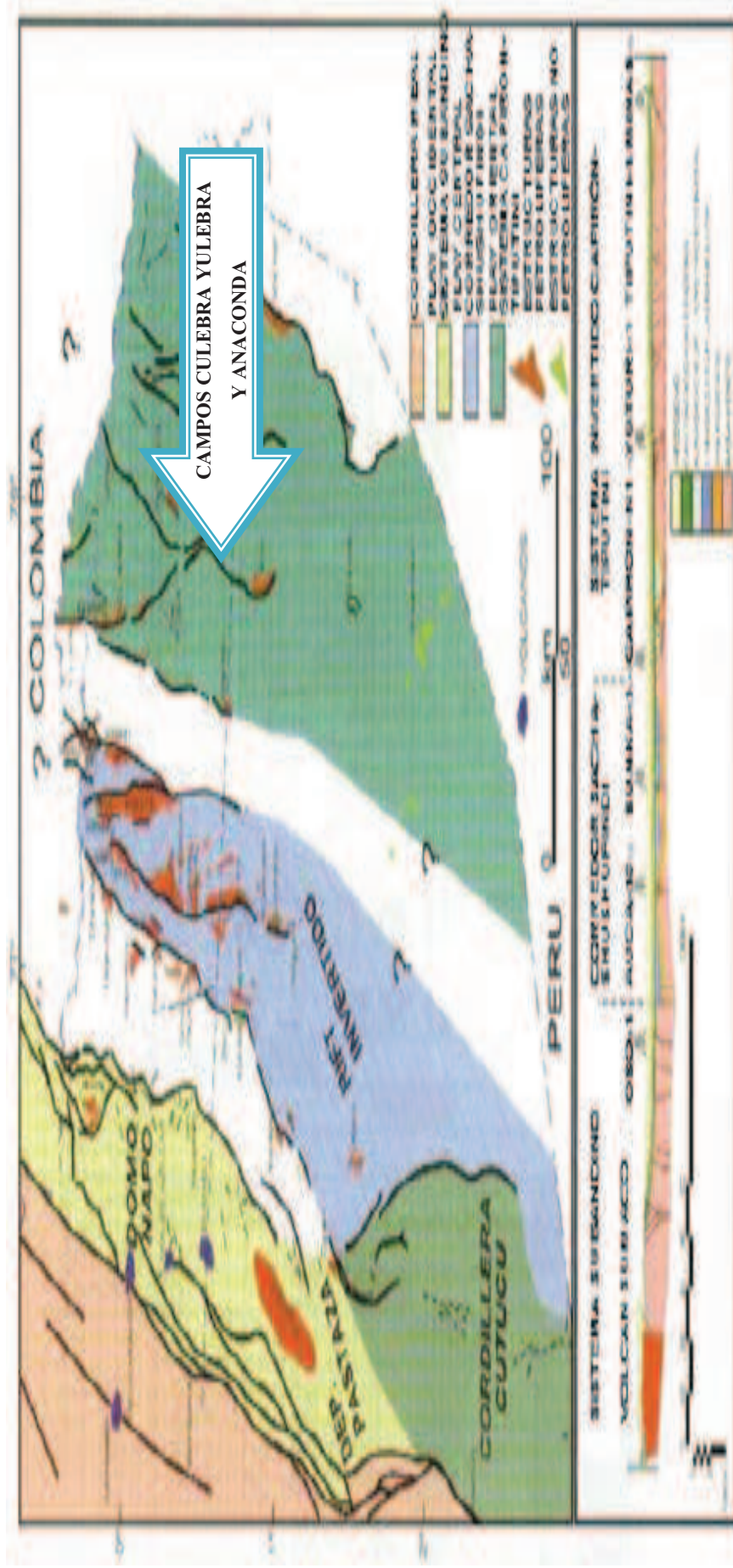
Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

MAPA A.1.2. COLUMNA DE LOS COMPONENTES ESTRATIGRAFICOS Y LITOLÓGICOS DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA. SECCIÓN DE INTERÉS, FORMACIÓN NAPO



Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

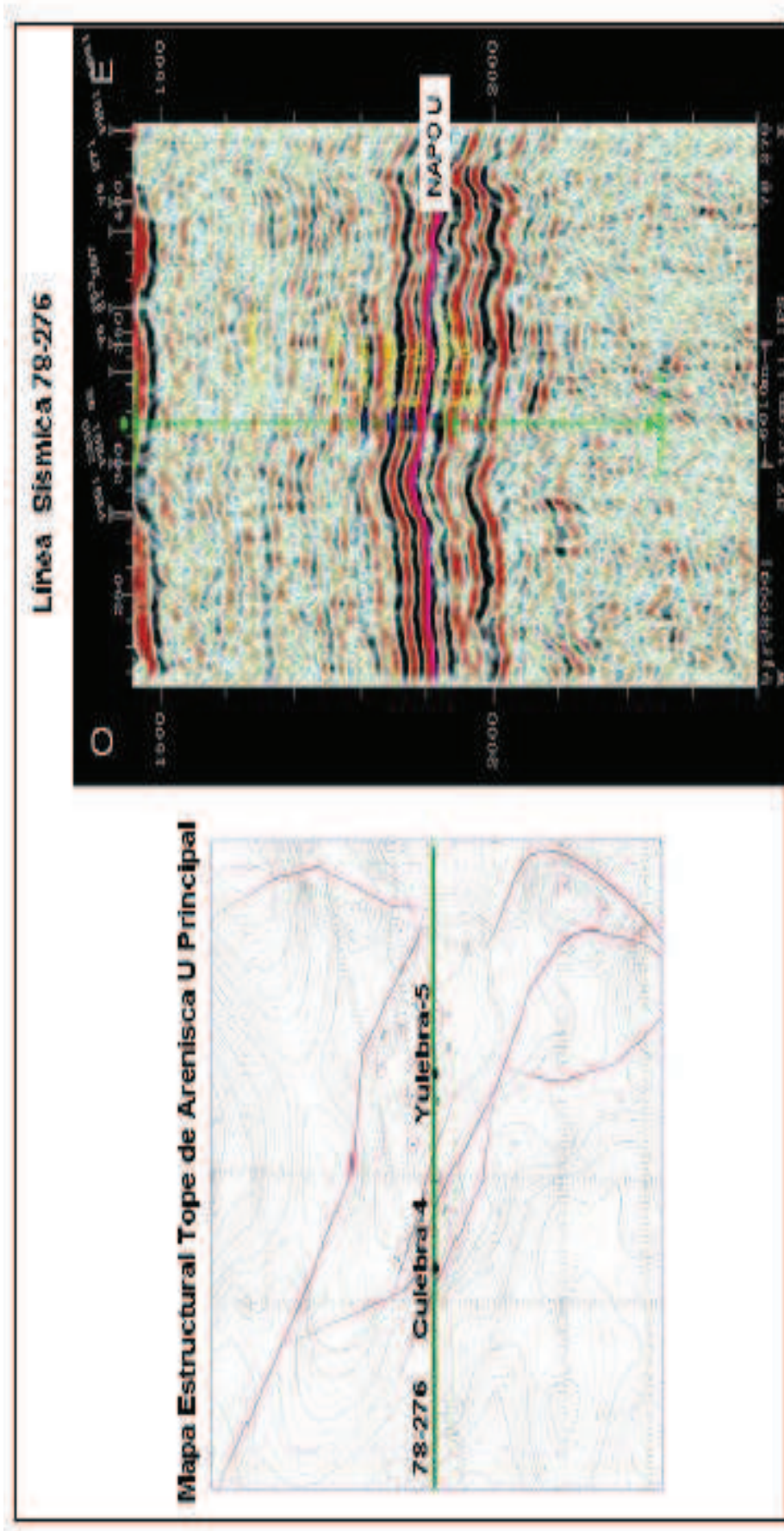
MAPA A.1.3. MAPA Y SECCIÓN ESTRUCTURAL DE LA CUENCA ORIENTE



Tomado de P. Baby, M. Ribadeneira y P. Barragán  
Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

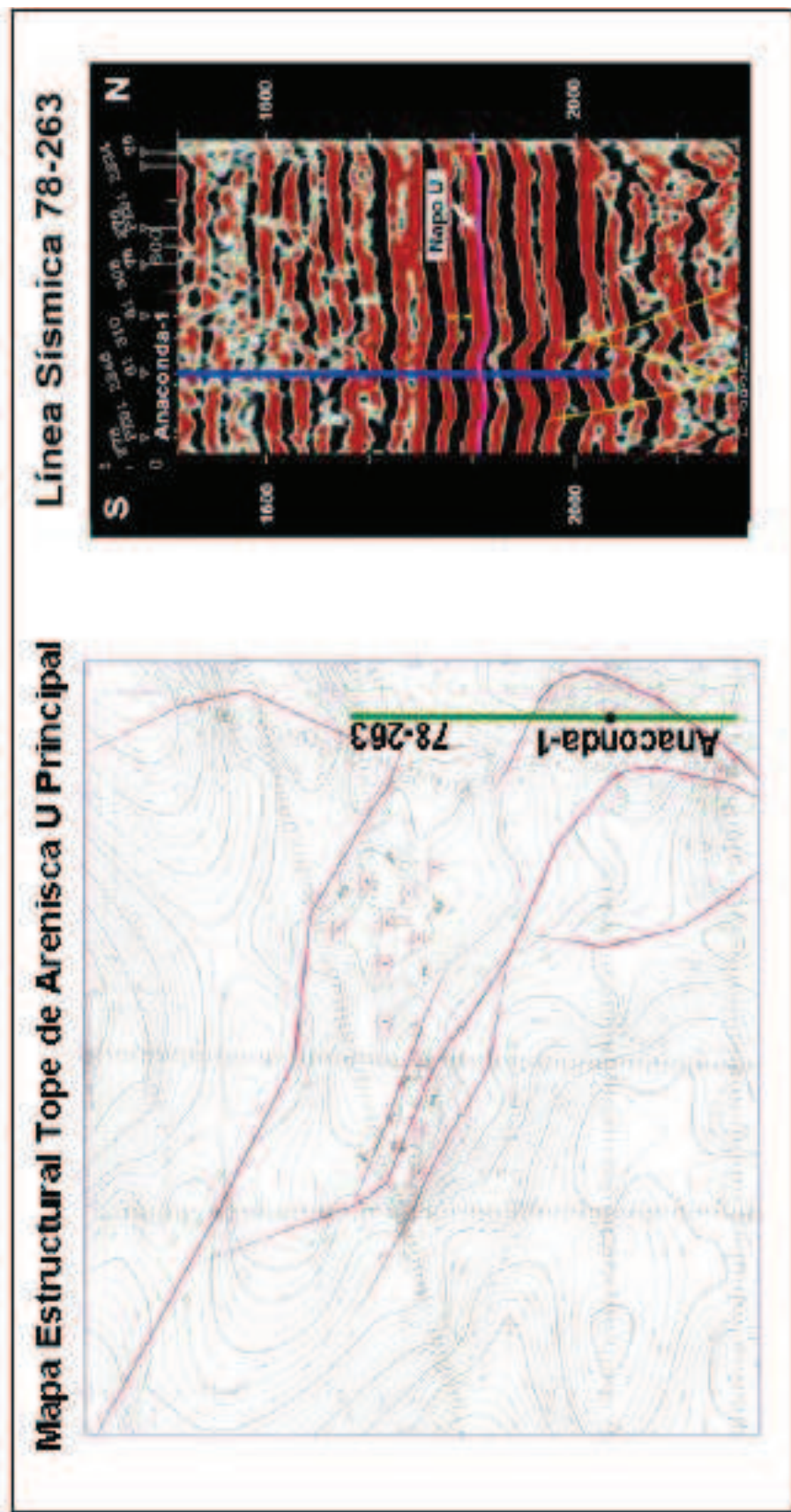


**MAPA A.1.4. SECCIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL OESTE-ESTE AL TOPE DE LA ARENISCA "U", CULEBRA – YULEBRA – YULEBRA**



**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos

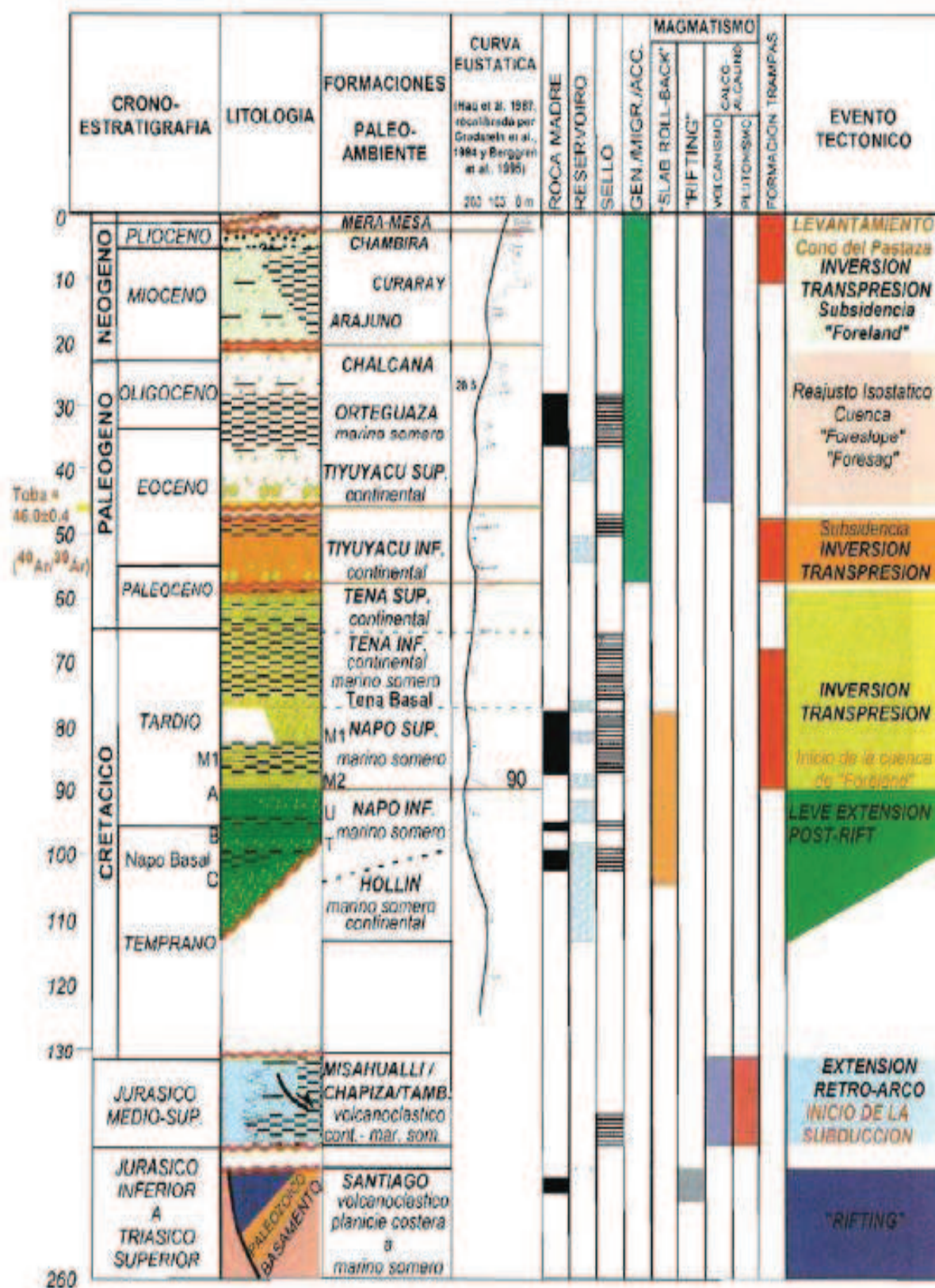
MAPA A.1.5. SECCIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL NORTE-SUR AL TOPE DE LA ARENISCA “U”, PRINCIPAL ANACONDA



Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

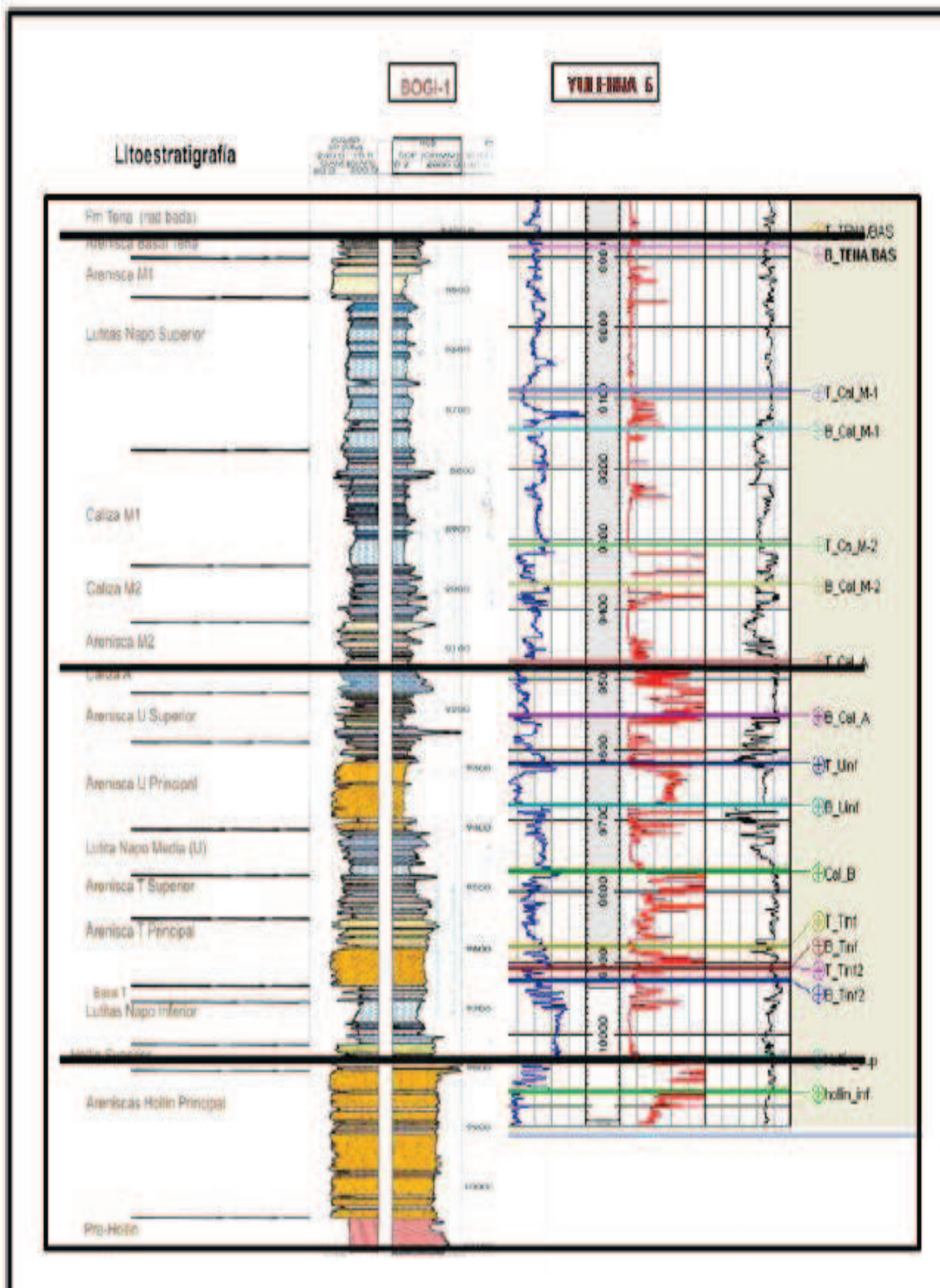


MAPA 1.6. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA



Tomado de P. Baby, M. Ribadeneira y P. Barragán

MAPA A.1.7. CORRELACIÓN ENTRE POZOS YULEBRA-06 Y BOGI-1



Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos



# TABLAS

**TABLA A.1.1. ANÁLISIS PVT DE LAS ARENAS BT, U, T, HOLLÍN SUPERIOR Y HOLLÍN INFERIOR DE LOS POZOS UBICADOS EN EL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA**

**ANACONDA**

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>ANA- 1</b>	BT	1151	694	120	21
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,07313	---	18	8,0396	17	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
1,25	90	14	0,41		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>ANA- 2</b>	Tinferior	1757	1258	750	28
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,1176	---	13	1,8	120	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
1,2551	58,88	60	0,29		

**CULEBRA**

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>CUL- 1</b>	U	1863	1240	200	18
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,066	---	20,8	8,040	170	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
0,65	176,5	17,125	0,29		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>CUL- 2</b>	U	2439	1807	1130	18,5
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,1472	---	17,4	6,36	175	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
0,95	737	33,75	0,411		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>CUL- 4</b>	Ui	1620	1167	920	21,1
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,1616	1.04465	16	1,97	183	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
1,027	296	34,21	0,291		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>CUL- 6</b>	Ui	1640	1240	920	19
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,097	---	16,7	29	120	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
1,027	522	67,86	0,29		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>CUL- 7</b>	U	1429	959	920	18
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,1262	1,041	17	3,1572	117	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
0,948	191,5	44	0,29		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>CUL- 9</b>	T	3840	1380	700	24,2
$\gamma_{gas}$	GOR (PCS/BN)				
0,87	200				

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>CUL- 10</b>	U	1836	1590		18
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,1479	1,0402	14	7,5	146	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
1,028	207	50	0,41		

## YULEBRA

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>YUL- 1</b>	BT	3181	2210	860	16,2
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,082		19,58	23	147	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
0,9	714	9,57	0,29		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>YUL- 2</b>	U	2562	1787	860	18
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,08		17,6	20	147	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
0,9	612	20,6	0,41		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>YUL- 3</b>	U	2642	1774	860	18,1
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,09		16,88	20	147	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
0,9	54	45,45	0,41		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>YUL- 4</b>	Ui	2597	1930	830	23
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,15		16,16	8,33	114	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
0,95	709	13,52	0,29		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>YUL- 5</b>	Ui	2536	1835	830	18,5
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,13	1,045	13,34	3,05	144	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
0,9438	230	15,64	0,41		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>YUL- 7</b>	Ui	3181	2210	830	21,7
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,11		16,7	3,036	147	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
0,65	35	17,64	0,3		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>YUL- 9D</b>	U	1515	1416	830	22
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,1858	1,0485	16	2,9	114	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
1,2686	174	62	0,41		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>YUL-15</b>	Ui	1459,7	1047,5	830	20
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,15		13	8,33	114	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
1,1295	32	44	0,29		

POZO	ARENA	Pws (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	API
<b>YUL-16</b>	U	1667	902	830	19
$\beta_o$ (BY/BN)	$\beta_w$ (BY/BN)	$\phi$ (%)	$\mu_o$ (cp)	GOR (PCS/BN)	
1,1496	1,0462	12	5,4	114	
$\gamma_{gas}$	k (md)	ho (ft)	rw (ft)	re (ft)	
1,024	14,5	16	0,41		

**TABLA A.1.2. ANÁLISIS DE CRUDO DEL DISTRITO AMAZÓNICO. ACT'S CAMPO AUCA.**



**PETROPRODUCCION**  
**LABORATORIO DE CORROSIÓN L.A**  
**ANÁLISIS DE CRUDO DEL DISTRITO AMAZONICO**

PARAMETROS	UNIDADES	NORMA ASTM	ACT'S CAMPO AUCA					
			AUCA SUR	AUCA CENTRAL	YULEBRA	CULEBRA	YUCA	CONONACO
API 60 °F	%API	D - 287	24,6	25,4	21,2	16,4	22,4	28,4
API SECO	%API	D - 1298	24,67	25,44	21,24	17,80	22,44	28,41
AGUA LIBRE	%		0,2	0,1	0,3	7	0,3	0,1
EMULSION	%		0,4	0,2	0,1	12	0	0
SEDIMENTOS	%		TRAZAS	0	0	0	0	0
PARAFINA	%		0	0	0	0,1	0	0,1
BSW	%	D - 88	0,6	0,3	0,4	18	0,3	0,1
BSW POR DESTILACION	%	D - 86	0,075	0,035	1,40	18	0,30	0,015
AZUFRE	% PESO	D - 4294	1,650	1,650	1,770	2,035	1,700	1,155
GRAVEDAD ESPECIFICA	G / E	D - 1298	0,9064	0,9018	0,0000	0,8849	0,9194	0,8849
PODER CALORIFICO	BTU / lb	D - 240	18800	18800	18600	18500	18750	19000
VISCOSIDAD cSt 80 °F	cSt	D - 445	137	45,81	204,68	525,28	152,38	22,14
VISCOSIDAD cSt 104 °F	cSt	D - 445	85,85	35,9	120,42	504,11	90,5	15,9
VISCOSIDAD cSt 120 °F	cSt	D - 445	57,14	28,21	75,77	120,42	57,72	12,18
CENIZAS	% PESO	D - 482	0,0591	0,0127	0,0314	0,0095	0,1321	0,0005
CARBON CONRADSON	% PESO	D - 189	0,1141	0,0822	0,1222	0,0199	5,0286	0,0743
DESCOMPOSICION TERMICA (FK)			609	545	608	619	540	514
TEMPERATURA MEDIA VOLUMEN	°F		479,75	436,25	482,5	476,5	456,25	424,5
REL. CARBON HIDROGENO	C / H		7,8	7,8	8,2	8,5	7,8	7,5
FACTOR DE CARÁCTER	Kuop		10,85	10,8	10,6	10,35	10,75	10,9
CALOR LATENTE VAPORIZACION	BTU		111	115	110	107	113	108
PESO MOLECULAR	G / MOL		183	170	180	172	170	160
DESTILACION	°F	D - 86	PEI = 185 °F	PEI = 155 °F	PEI = 170 °F	PEI = 145 °F	PEI = 160 °F	PEI = 149 °F
DESTILACION	°F	D - 86	5% = 265 °F	5% = 205 °F	5% = 224 °F	5% = 209 °F	5% = 230 °F	5% = 245 °F
DESTILACION	°F	D - 86	10% = 330 °F	10% = 290 °F	10% = 349 °F	10% = 347 °F	10% = 315 °F	10% = 300 °F
DESTILACION	°F	D - 86	20% = 410 °F	20% = 410 °F	20% = 427 °F	20% = 418 °F	20% = 445 °F	20% = 385 °F
DESTILACION	°F	D - 86	30% = 540 °F	30% = 500 °F	30% = 546 °F	30% = 522 °F	30% = 525 °F	30% = 499 °F
DESTILACION	°F	D - 86	37% = 609 °F	34% = 545 °F	35% = 608 °F	36% = 619 °F	34% = 540 °F	34% = 514 °F
DESTILACION	°F	D - 86						

**Fuente:** PETROPRODUCCIÓN. Área Auca.  
**Realizado por:** Laboratorio de Corrosión y Tratamiento Químico.

TABLA A.1.3. ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN.

  
**INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**  
**LABORATORIO DE CORROSIÓN AUCA**  
**ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN**

**LUGAR DE MUESTREO:** CAMPO AUCA  
**PUNTO DE MUESTREO:** TANQUE DE LAVADO  
**FECHA DE TOMA DE LA MUESTRA:** 1 OCTUBRE DEL 2008  
**FECHA DEL ANÁLISIS :** 3 OCTUBRE DEL 2008

PARÁMETROS	UNIDADES	CONONACO	AUCA CENTRAL	AUCA SUR	YULEBRA	YUCA
PH:	-	6,65	6,4	6,6	6,6	6,44
TEMPERATURA	°F	98	98	91	106	116
ALCALINIDAD TOTAL	Como ppm CaCO3	310	300	280	320	350
ALCALINIDAD POR CARBONATOS	Como ppm CaCO3	0	0	0	0	0
ALCALINIDAD POR BICARBONATOS	Como ppm CaCO3	310	300	280	320	350
ALCALINIDAD POR HIPOXIDROS	Como ppm CaCO3	0	0	0	0	0
B CARBONATOS	Como ppm HCO3	378,2	439,2	353,8	390,4	427
DUREZA TOTAL	Como ppm CaCO3	200	1700	2700	2000	9200
DUREZA CALCICA	Como ppm CaCO3	140	1300	1600	2000	7800
DUREZA MAGNÉSICA	Como ppm CaCO3	60	400	800	600	1400
CLORUROS	ppm Cl	2250	2600	23000	25500	43700
HIERRO	Como ppm Fe	6,3	4,21	6,32	23	26,6
SULFATOS	Como ppm SO4	30	30	16	50	20
HCS EN AGUA	ppm	2	3	2	2	1
ACEITE EN AGUA	ppm	5,61	10,5	6,78	25,15	4,12
DENSIDAD	g/cm3	1,004	1,012	1,015	1,022	1,044
SOLIDOS TOTALES (TDS)	ppm	5150	19700	28125	35005	68163
SOLIDOS SUSPENDIDOS (TSS)	ppm	4	26	43	143	141

**Fuente:** PETROPRODUCCIÓN. Área Auca.  
**Realizado por:** Laboratorio de Corrosión y Tratamiento Químico.

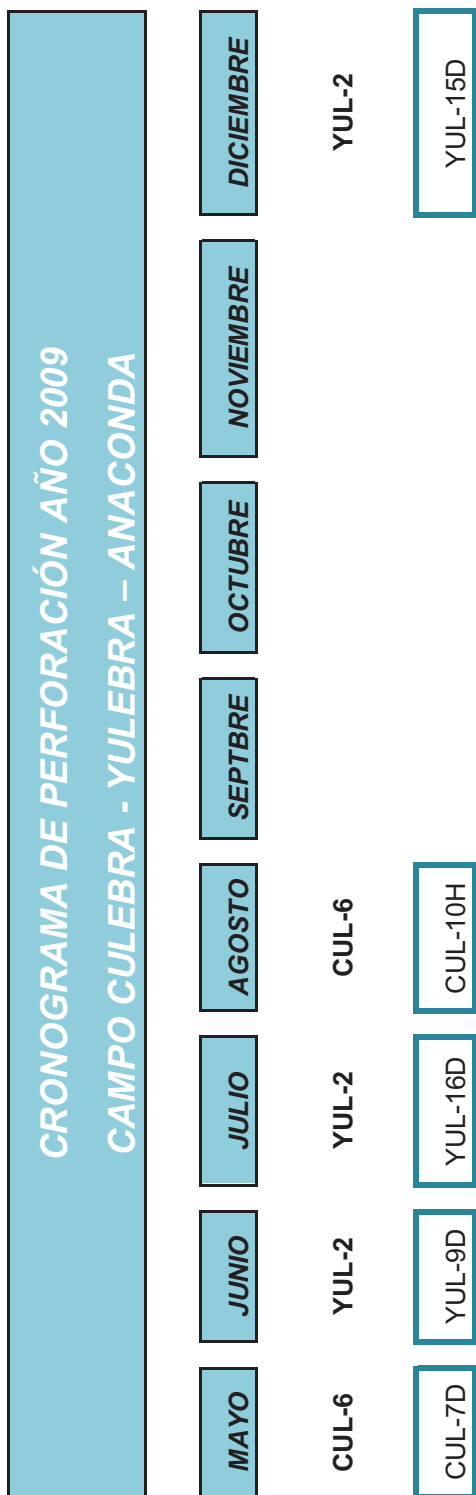


TABLA A.1.4. RESUMEN CROMATOGRFÍA ÁREA AUCA.

**INGENIERIA DE PETROLEOS  
LABORATORIO DE CORROSION Y TRATAMIENTO QUIMICO LAGO AGRIO  
RESUMEN CROMATOGRFIA CAMPO AUCA**

CAMPO	ERFACION	LUGAR	FECHA	RT min	CO <sub>2</sub> %v	N <sub>2</sub> %v	CH <sub>4</sub> %v	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> %v	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> %v	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> %v	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> %v	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> %v	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> %v	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> %v	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub> %v	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> %v	C <sub>11</sub> H <sub>24</sub> %v	C <sub>12</sub> H <sub>26</sub> %v	C <sub>13</sub> H <sub>28</sub> %v	C <sub>14</sub> H <sub>30</sub> %v	C <sub>15</sub> H <sub>32</sub> %v	C <sub>16</sub> H <sub>34</sub> %v	C <sub>17</sub> H <sub>36</sub> %v	C <sub>18</sub> H <sub>38</sub> %v	C <sub>19</sub> H <sub>40</sub> %v	C <sub>20</sub> H <sub>42</sub> %v	C <sub>21</sub> H <sub>44</sub> %v	C <sub>22</sub> H <sub>46</sub> %v	C <sub>23</sub> H <sub>48</sub> %v	C <sub>24</sub> H <sub>50</sub> %v	C <sub>25</sub> H <sub>52</sub> %v	C <sub>26</sub> H <sub>54</sub> %v	C <sub>27</sub> H <sub>56</sub> %v	C <sub>28</sub> H <sub>58</sub> %v	C <sub>29</sub> H <sub>60</sub> %v	C <sub>30</sub> H <sub>62</sub> %v	C <sub>31</sub> H <sub>64</sub> %v	C <sub>32</sub> H <sub>66</sub> %v	C <sub>33</sub> H <sub>68</sub> %v	C <sub>34</sub> H <sub>70</sub> %v	C <sub>35</sub> H <sub>72</sub> %v	C <sub>36</sub> H <sub>74</sub> %v	C <sub>37</sub> H <sub>76</sub> %v	C <sub>38</sub> H <sub>78</sub> %v	C <sub>39</sub> H <sub>80</sub> %v	C <sub>40</sub> H <sub>82</sub> %v	C <sub>41</sub> H <sub>84</sub> %v	C <sub>42</sub> H <sub>86</sub> %v	C <sub>43</sub> H <sub>88</sub> %v	C <sub>44</sub> H <sub>90</sub> %v	C <sub>45</sub> H <sub>92</sub> %v	C <sub>46</sub> H <sub>94</sub> %v	C <sub>47</sub> H <sub>96</sub> %v	C <sub>48</sub> H <sub>98</sub> %v	C <sub>49</sub> H <sub>100</sub> %v	C <sub>50</sub> H <sub>102</sub> %v	C <sub>51</sub> H <sub>104</sub> %v	C <sub>52</sub> H <sub>106</sub> %v	C <sub>53</sub> H <sub>108</sub> %v	C <sub>54</sub> H <sub>110</sub> %v	C <sub>55</sub> H <sub>112</sub> %v	C <sub>56</sub> H <sub>114</sub> %v	C <sub>57</sub> H <sub>116</sub> %v	C <sub>58</sub> H <sub>118</sub> %v	C <sub>59</sub> H <sub>120</sub> %v	C <sub>60</sub> H <sub>122</sub> %v	C <sub>61</sub> H <sub>124</sub> %v	C <sub>62</sub> H <sub>126</sub> %v	C <sub>63</sub> H <sub>128</sub> %v	C <sub>64</sub> H <sub>130</sub> %v	C <sub>65</sub> H <sub>132</sub> %v	C <sub>66</sub> H <sub>134</sub> %v	C <sub>67</sub> H <sub>136</sub> %v	C <sub>68</sub> H <sub>138</sub> %v	C <sub>69</sub> H <sub>140</sub> %v	C <sub>70</sub> H <sub>142</sub> %v	C <sub>71</sub> H <sub>144</sub> %v	C <sub>72</sub> H <sub>146</sub> %v	C <sub>73</sub> H <sub>148</sub> %v	C <sub>74</sub> H <sub>150</sub> %v	C <sub>75</sub> H <sub>152</sub> %v	C <sub>76</sub> H <sub>154</sub> %v	C <sub>77</sub> H <sub>156</sub> %v	C <sub>78</sub> H <sub>158</sub> %v	C <sub>79</sub> H <sub>160</sub> %v	C <sub>80</sub> H <sub>162</sub> %v	C <sub>81</sub> H <sub>164</sub> %v	C <sub>82</sub> H <sub>166</sub> %v	C <sub>83</sub> H <sub>168</sub> %v	C <sub>84</sub> H <sub>170</sub> %v	C <sub>85</sub> H <sub>172</sub> %v	C <sub>86</sub> H <sub>174</sub> %v	C <sub>87</sub> H <sub>176</sub> %v	C <sub>88</sub> H <sub>178</sub> %v	C <sub>89</sub> H <sub>180</sub> %v	C <sub>90</sub> H <sub>182</sub> %v	C <sub>91</sub> H <sub>184</sub> %v	C <sub>92</sub> H <sub>186</sub> %v	C <sub>93</sub> H <sub>188</sub> %v	C <sub>94</sub> H <sub>190</sub> %v	C <sub>95</sub> H <sub>192</sub> %v	C <sub>96</sub> H <sub>194</sub> %v	C <sub>97</sub> H <sub>196</sub> %v	C <sub>98</sub> H <sub>198</sub> %v	C <sub>99</sub> H <sub>200</sub> %v	C <sub>100</sub> H <sub>202</sub> %v	C <sub>101</sub> H <sub>204</sub> %v	C <sub>102</sub> H <sub>206</sub> %v	C <sub>103</sub> H <sub>208</sub> %v	C <sub>104</sub> H <sub>210</sub> %v	C <sub>105</sub> H <sub>212</sub> %v	C <sub>106</sub> H <sub>214</sub> %v	C <sub>107</sub> H <sub>216</sub> %v	C <sub>108</sub> H <sub>218</sub> %v	C <sub>109</sub> H <sub>220</sub> %v	C <sub>110</sub> H <sub>222</sub> %v	C <sub>111</sub> H <sub>224</sub> %v	C <sub>112</sub> H <sub>226</sub> %v	C <sub>113</sub> H <sub>228</sub> %v	C <sub>114</sub> H <sub>230</sub> %v	C <sub>115</sub> H <sub>232</sub> %v	C <sub>116</sub> H <sub>234</sub> %v	C <sub>117</sub> H <sub>236</sub> %v	C <sub>118</sub> H <sub>238</sub> %v	C <sub>119</sub> H <sub>240</sub> %v	C <sub>120</sub> H <sub>242</sub> %v	C <sub>121</sub> H <sub>244</sub> %v	C <sub>122</sub> H <sub>246</sub> %v	C <sub>123</sub> H <sub>248</sub> %v	C <sub>124</sub> H <sub>250</sub> %v	C <sub>125</sub> H <sub>252</sub> %v	C <sub>126</sub> H <sub>254</sub> %v	C <sub>127</sub> H <sub>256</sub> %v	C <sub>128</sub> H <sub>258</sub> %v	C <sub>129</sub> H <sub>260</sub> %v	C <sub>130</sub> H <sub>262</sub> %v	C <sub>131</sub> H <sub>264</sub> %v	C <sub>132</sub> H <sub>266</sub> %v	C <sub>133</sub> H <sub>268</sub> %v	C <sub>134</sub> H <sub>270</sub> %v	C <sub>135</sub> H <sub>272</sub> %v	C <sub>136</sub> H <sub>274</sub> %v	C <sub>137</sub> H <sub>276</sub> %v	C <sub>138</sub> H <sub>278</sub> %v	C <sub>139</sub> H <sub>280</sub> %v	C <sub>140</sub> H <sub>282</sub> %v	C <sub>141</sub> H <sub>284</sub> %v	C <sub>142</sub> H <sub>286</sub> %v	C <sub>143</sub> H <sub>288</sub> %v	C <sub>144</sub> H <sub>290</sub> %v	C <sub>145</sub> H <sub>292</sub> %v	C <sub>146</sub> H <sub>294</sub> %v	C <sub>147</sub> H <sub>296</sub> %v	C <sub>148</sub> H <sub>298</sub> %v	C <sub>149</sub> H <sub>300</sub> %v	C <sub>150</sub> H <sub>302</sub> %v	C <sub>151</sub> H <sub>304</sub> %v	C <sub>152</sub> H <sub>306</sub> %v	C <sub>153</sub> H <sub>308</sub> %v	C <sub>154</sub> H <sub>310</sub> %v	C <sub>155</sub> H <sub>312</sub> %v	C <sub>156</sub> H <sub>314</sub> %v	C <sub>157</sub> H <sub>316</sub> %v	C <sub>158</sub> H <sub>318</sub> %v	C <sub>159</sub> H <sub>320</sub> %v	C <sub>160</sub> H <sub>322</sub> %v	C <sub>161</sub> H <sub>324</sub> %v	C <sub>162</sub> H <sub>326</sub> %v	C <sub>163</sub> H <sub>328</sub> %v	C <sub>164</sub> H <sub>330</sub> %v	C <sub>165</sub> H <sub>332</sub> %v	C <sub>166</sub> H <sub>334</sub> %v	C <sub>167</sub> H <sub>336</sub> %v	C <sub>168</sub> H <sub>338</sub> %v	C <sub>169</sub> H <sub>340</sub> %v	C <sub>170</sub> H <sub>342</sub> %v	C <sub>171</sub> H <sub>344</sub> %v	C <sub>172</sub> H <sub>346</sub> %v	C <sub>173</sub> H <sub>348</sub> %v	C <sub>174</sub> H <sub>350</sub> %v	C <sub>175</sub> H <sub>352</sub> %v	C <sub>176</sub> H <sub>354</sub> %v	C <sub>177</sub> H <sub>356</sub> %v	C <sub>178</sub> H <sub>358</sub> %v	C <sub>179</sub> H <sub>360</sub> %v	C <sub>180</sub> H <sub>362</sub> %v	C <sub>181</sub> H <sub>364</sub> %v	C <sub>182</sub> H <sub>366</sub> %v	C <sub>183</sub> H <sub>368</sub> %v	C <sub>184</sub> H <sub>370</sub> %v	C <sub>185</sub> H <sub>372</sub> %v	C <sub>186</sub> H <sub>374</sub> %v	C <sub>187</sub> H <sub>376</sub> %v	C <sub>188</sub> H <sub>378</sub> %v	C <sub>189</sub> H <sub>380</sub> %v	C <sub>190</sub> H <sub>382</sub> %v	C <sub>191</sub> H <sub>384</sub> %v	C <sub>192</sub> H <sub>386</sub> %v	C <sub>193</sub> H <sub>388</sub> %v	C <sub>194</sub> H <sub>390</sub> %v	C <sub>195</sub> H <sub>392</sub> %v	C <sub>196</sub> H <sub>394</sub> %v	C <sub>197</sub> H <sub>396</sub> %v	C <sub>198</sub> H <sub>398</sub> %v	C <sub>199</sub> H <sub>400</sub> %v	C <sub>200</sub> H <sub>402</sub> %v	C <sub>201</sub> H <sub>404</sub> %v	C <sub>202</sub> H <sub>406</sub> %v	C <sub>203</sub> H <sub>408</sub> %v	C <sub>204</sub> H <sub>410</sub> %v	C <sub>205</sub> H <sub>412</sub> %v	C <sub>206</sub> H <sub>414</sub> %v	C <sub>207</sub> H <sub>416</sub> %v	C <sub>208</sub> H <sub>418</sub> %v	C <sub>209</sub> H <sub>420</sub> %v	C <sub>210</sub> H <sub>422</sub> %v	C <sub>211</sub> H <sub>424</sub> %v	C <sub>212</sub> H <sub>426</sub> %v	C <sub>213</sub> H <sub>428</sub> %v	C <sub>214</sub> H <sub>430</sub> %v	C <sub>215</sub> H <sub>432</sub> %v	C <sub>216</sub> H <sub>434</sub> %v	C <sub>217</sub> H <sub>436</sub> %v	C <sub>218</sub> H <sub>438</sub> %v	C <sub>219</sub> H <sub>440</sub> %v	C <sub>220</sub> H <sub>442</sub> %v	C <sub>221</sub> H <sub>444</sub> %v	C <sub>222</sub> H <sub>446</sub> %v	C <sub>223</sub> H <sub>448</sub> %v	C <sub>224</sub> H <sub>450</sub> %v	C <sub>225</sub> H <sub>452</sub> %v	C <sub>226</sub> H <sub>454</sub> %v	C <sub>227</sub> H <sub>456</sub> %v	C <sub>228</sub> H <sub>458</sub> %v	C <sub>229</sub> H <sub>460</sub> %v	C <sub>230</sub> H <sub>462</sub> %v	C <sub>231</sub> H <sub>464</sub> %v	C <sub>232</sub> H <sub>466</sub> %v	C <sub>233</sub> H <sub>468</sub> %v	C <sub>234</sub> H <sub>470</sub> %v	C <sub>235</sub> H <sub>472</sub> %v	C <sub>236</sub> H <sub>474</sub> %v	C <sub>237</sub> H <sub>476</sub> %v	C <sub>238</sub> H <sub>478</sub> %v	C <sub>239</sub> H <sub>480</sub> %v	C <sub>240</sub> H <sub>482</sub> %v	C <sub>241</sub> H <sub>484</sub> %v	C <sub>242</sub> H <sub>486</sub> %v	C <sub>243</sub> H <sub>488</sub> %v	C <sub>244</sub> H <sub>490</sub> %v	C <sub>245</sub> H <sub>492</sub> %v	C <sub>246</sub> H <sub>494</sub> %v	C <sub>247</sub> H <sub>496</sub> %v	C <sub>248</sub> H <sub>498</sub> %v	C <sub>249</sub> H <sub>500</sub> %v	C <sub>250</sub> H <sub>502</sub> %v	C <sub>251</sub> H <sub>504</sub> %v	C <sub>252</sub> H <sub>506</sub> %v	C <sub>253</sub> H <sub>508</sub> %v	C <sub>254</sub> H <sub>510</sub> %v	C <sub>255</sub> H <sub>512</sub> %v	C <sub>256</sub> H <sub>514</sub> %v	C <sub>257</sub> H <sub>516</sub> %v	C <sub>258</sub> H <sub>518</sub> %v	C <sub>259</sub> H <sub>520</sub> %v	C <sub>260</sub> H <sub>522</sub> %v	C <sub>261</sub> H <sub>524</sub> %v	C <sub>262</sub> H <sub>526</sub> %v	C <sub>263</sub> H <sub>528</sub> %v	C <sub>264</sub> H <sub>530</sub> %v	C <sub>265</sub> H <sub>532</sub> %v	C <sub>266</sub> H <sub>534</sub> %v	C <sub>267</sub> H <sub>536</sub> %v	C <sub>268</sub> H <sub>538</sub> %v	C <sub>269</sub> H <sub>540</sub> %v	C <sub>270</sub> H <sub>542</sub> %v	C <sub>271</sub> H <sub>544</sub> %v	C <sub>272</sub> H <sub>546</sub> %v	C <sub>273</sub> H <sub>548</sub> %v	C <sub>274</sub> H <sub>550</sub> %v	C <sub>275</sub> H <sub>552</sub> %v	C <sub>276</sub> H <sub>554</sub> %v	C <sub>277</sub> H <sub>556</sub> %v	C <sub>278</sub> H <sub>558</sub> %v	C <sub>279</sub> H <sub>560</sub> %v	C <sub>280</sub> H <sub>562</sub> %v	C <sub>281</sub> H <sub>564</sub> %v	C <sub>282</sub> H <sub>566</sub> %v	C <sub>283</sub> H <sub>568</sub> %v	C <sub>284</sub> H <sub>570</sub> %v	C <sub>285</sub> H <sub>572</sub> %v	C <sub>286</sub> H <sub>574</sub> %v	C <sub>287</sub> H <sub>576</sub> %v	C <sub>288</sub> H <sub>578</sub> %v	C <sub>289</sub> H <sub>580</sub> %v	C <sub>290</sub> H <sub>582</sub> %v	C <sub>291</sub> H <sub>584</sub> %v	C <sub>292</sub> H <sub>586</sub> %v	C <sub>293</sub> H <sub>588</sub> %v	C <sub>294</sub> H <sub>590</sub> %v	C <sub>295</sub> H <sub>592</sub> %v	C <sub>296</sub> H <sub>594</sub> %v	C <sub>297</sub> H <sub>596</sub> %v	C <sub>298</sub> H <sub>598</sub> %v	C <sub>299</sub> H <sub>600</sub> %v	C <sub>300</sub> H <sub>602</sub> %v	C <sub>301</sub> H <sub>604</sub> %v	C <sub>302</sub> H <sub>606</sub> %v	C <sub>303</sub> H <sub>608</sub> %v	C <sub>304</sub> H <sub>610</sub> %v	C <sub>305</sub> H <sub>612</sub> %v	C <sub>306</sub> H <sub>614</sub> %v	C <sub>307</sub> H <sub>616</sub> %v	C <sub>308</sub> H <sub>618</sub> %v	C <sub>309</sub> H <sub>620</sub> %v	C <sub>310</sub> H <sub>622</sub> %v	C <sub>311</sub> H <sub>624</sub> %v	C <sub>312</sub> H <sub>626</sub> %v	C <sub>313</sub> H <sub>628</sub> %v	C <sub>314</sub> H <sub>630</sub> %v	C <sub>315</sub> H <sub>632</sub> %v	C <sub>316</sub> H <sub>634</sub> %v	C <sub>317</sub> H <sub>636</sub> %v	C <sub>318</sub> H <sub>638</sub> %v	C <sub>319</sub> H <sub>640</sub> %v	C <sub>320</sub> H <sub>642</sub> %v	C <sub>321</sub> H <sub>644</sub> %v	C <sub>322</sub> H <sub>646</sub> %v	C <sub>323</sub> H <sub>648</sub> %v	C <sub>324</sub> H <sub>650</sub> %v	C <sub>325</sub> H <sub>652</sub> %v	C <sub>326</sub> H <sub>654</sub> %v	C <sub>327</sub> H <sub>656</sub> %v	C <sub>328</sub> H <sub>658</sub> %v	C <sub>329</sub> H <sub>660</sub> %v	C <sub>330</sub> H <sub>662</sub> %v	C <sub>331</sub> H <sub>664</sub> %v	C <sub>332</sub> H <sub>666</sub> %v	C <sub>333</sub> H <sub>668</sub> %v	C <sub>334</sub> H <sub>670</sub> %v	C <sub>335</sub> H <sub>672</sub> %v	C <sub>336</sub> H <sub>674</sub> %v	C <sub>337</sub> H <sub>676</sub> %v	C <sub>338</sub> H <sub>678</sub> %v	C <sub>339</sub> H <sub>680</sub> %v	C <sub>340</sub> H <sub>682</sub> %v	C <sub>341</sub> H <sub>684</sub> %v	C <sub>342</sub> H <sub>686</sub> %v	C <sub>343</sub> H <sub>688</sub> %v	C <sub>344</sub> H <sub>690</sub> %v	C <sub>345</sub> H <sub>692</sub> %v	C <sub>346</sub> H <sub>694</sub> %v	C <sub>347</sub> H <sub>696</sub> %v	C <sub>348</sub> H <sub>698</sub> %v	C <sub>349</sub> H <sub>700</sub> %v	C <sub>350</sub> H <sub>702</sub> %v	C <sub>351</sub> H <sub>704</sub> %v	C <sub>352</sub> H <sub>706</sub> %v	C <sub>353</sub> H <sub>708</sub> %v	C <sub>354</sub> H <sub>710</sub> %v	C <sub>355</sub> H <sub>712</sub> %v	C <sub>356</sub> H <sub>714</sub> %v	C <sub>357</sub> H <sub>716</sub> %v	C <sub>358</sub> H <sub>718</sub> %v	C <sub>359</sub> H <sub>720</sub> %v	C <sub>360</sub> H <sub>722</sub> %v	C <sub>361</sub> H <sub>724</sub> %v	C <sub>362</sub> H <sub>726</sub> %v	C <sub>363</sub> H <sub>728</sub> %v	C <sub>364</sub> H <sub>730</sub> %v	C <sub>365</sub> H <sub>732</sub> %v	C <sub>366</sub> H <sub>734</sub> %v	C <sub>367</sub> H <sub>736</sub> %v	C <sub>368</sub> H <sub>738</sub> %v	C <sub>369</sub> H <sub>740</sub> %v	C <sub>370</sub> H <sub>742</sub> %v	C <sub>371</sub> H <sub>744</sub> %v	C <sub>372</sub> H <sub>746</sub> %v	C <sub>373</sub> H <sub>748</sub> %v	C <sub>374</sub> H <sub>750</sub> %v	C <sub>375</sub> H <sub>752</sub> %v	C <sub>376</sub> H <sub>754</sub> %v	C <sub>377</sub> H <sub>756</sub> %v	C <sub>378</sub> H <sub>758</sub> %v	C <sub>379</sub> H <sub>760</sub> %v	C <sub>380</sub> H <sub>762</sub> %v	C <sub>381</sub> H <sub>764</sub> %v	C <sub>382</sub> H <sub>766</sub> %v	C <sub>383</sub> H <sub>768</sub> %v
-------	----------	-------	-------	-----------	-----------------------	----------------------	-----------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

**TABLA A.1.5 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2009 DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA**



**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos.



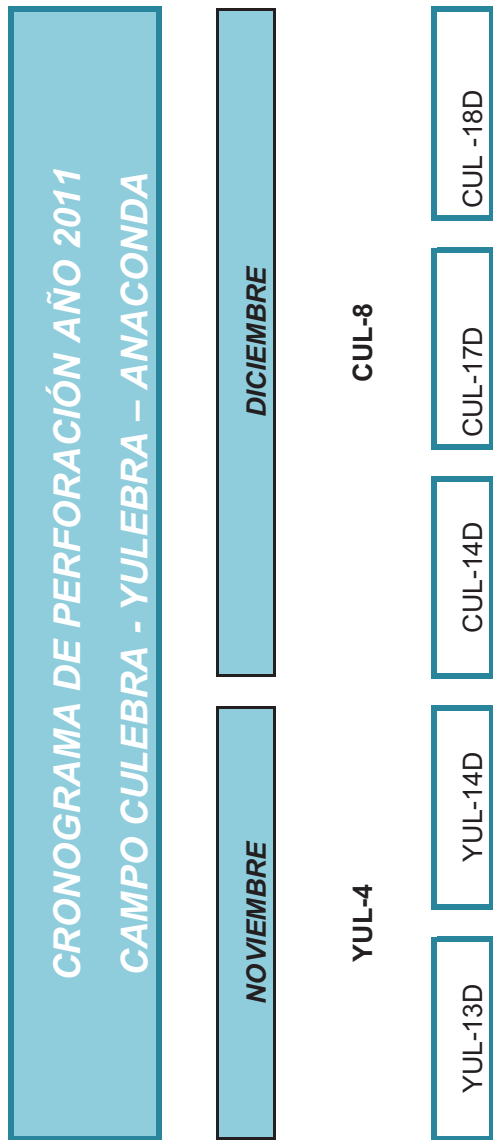
**TABLA A.1.6 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2010 DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA**

CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN AÑO 2010 CAMPO CULEBRA - YULEBRA - ANACONDA											
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTBRE	OCTUBRE	NOVBRE	DICIEMBRE
CUL-6	YUL-2			CUL-6	V	YUL-04	CUL-8	CUL-8	YUL-4	CUL-8	
CUL-9D	YUL-8D			CUL -16H	CUL-8	YUL-10D	CUL-12D	CUL-12D	YUL-12D	CUL-15D	
CUL-6	CUL-6										
CUL-11D	CUL-13H										

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos.

**TABLA A.1.7 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2011 DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA**



**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos.

**TABLA A.1.8 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2012 DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA**



**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

**Fuente:** Petroproducción. Departamento de Yacimientos.

## **ANEXO 2**

# MAPAS

MAPA A.2.1. UBICACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA.



Fuente: Petroproducción. Departamento de Ing. Civil.

# TABLAS

TABLA A.2.1 TUBERÍA DE ACERO AL CARBONO API 5L/ ASTM A53/A106.

Diámetro Nominal NPS DN		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	(mm.)	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm <sup>2</sup>	psi	Kg/cm <sup>2</sup>
1/2	15	0.840	21.3	0.109	2.77	STD	40	0.85	1.27	700	49	700	49
				0.147	3.73	XS	80	1.09	1.62	850	60	850	60
3/4	20	1.050	26.7	0.113	2.87	STD	40	1.13	1.69	700	49	700	49
				0.154	3.91	XS	80	1.47	2.20	850	60	850	60
1	25	1.315	33.4	0.133	3.38	STD	40	1.68	2.50	700	49	700	49
				0.179	4.55	XS	80	2.17	3.24	850	60	850	60
1-1/4	32	1.660	42.2	0.140	3.56	STD	40	2.27	3.39	1200	84	1300	91
				0.191	4.85	XS	80	3.00	4.47	1800	127	1900	134
1-1/2	40	1.900	48.3	0.145	3.68	STD	40	2.72	4.05	1200	84	1300	91
				0.200	5.08	XS	80	3.63	5.41	1800	127	1900	134
2	50	2.375	60.3	0.154	3.91	STD	40	3.65	5.44	2300	162	2500	176
				0.218	5.54	XS	80	5.02	7.48	2500	176	2500	176
2-1/2	65	2.875	73	0.203	5.16	STD	40	5.79	8.63	2500	176	2500	176
				0.276	7.01	XS	80	7.66	11.41	2500	176	2500	176
				0.375	9.52	-	160	-	-	2500	176	2500	176
				0.552	14.02	XXS	-	-	-	2500	176	2500	176
3	80	3.500	88.9	0.125	3.18	-	-	4.51	6.72	1290	91	1500	105
				0.156	3.96	-	-	5.57	8.29	1600	112	1870	131
				0.188	4.78	-	-	6.65	9.92	1930	136	2260	159
				0.216	5.49	STD	40	7.58	11.29	2220	156	2500	176
				0.250	6.35	-	-	8.68	12.93	2500	176	2500	176
				0.281	7.14	-	-	9.66	14.40	2500	176	2500	176
				0.300	7.62	XS	80	10.25	15.27	2500	176	2500	176
4	100	4.500	114.3	0.125	3.18	-	-	5.84	8.71	1000	70	1170	82
				0.156	3.96	-	-	7.24	10.78	1250	88	1460	103
				0.188	4.78	-	-	8.66	12.91	1500	105	1750	123
				0.219	5.56	-	-	10.01	14.91	1750	123	2040	143
				0.237	6.02	STD	40	10.79	16.07	1900	134	2210	155
				0.250	6.35	-	-	11.35	16.90	2000	141	2330	164
				0.281	7.14	-	-	12.66	18.87	2250	158	2620	184
				0.312	7.92	-	-	13.98	20.78	2500	176	2800	197
				0.337	8.56	XS	80	14.98	22.32	2700	190	2800	197
				0.438	11.13	-	120	19.00	28.32	2800	197	2800	197
				0.531	13.49	-	160	22.51	33.54	2800	197	2800	197
0.674	17.12	XXS	-	27.54	41.03	2800	197	2800	197				
5	125	5.563	141.3	0.188	4.78	-	-	10.79	16.09	1220	86	1420	100
				0.219	5.56	-	-	12.50	18.61	1420	100	1650	116
				0.258	6.55	STD	40	14.62	21.77	1670	117	1950	137
				0.281	7.14	-	-	15.85	23.62	1820	128	2120	149
				0.312	7.92	-	-	17.50	26.05	2020	142	2360	166
				0.344	8.74	-	-	19.17	28.57	2230	157	2600	183
6	150	6.625	168.3	0.188	4.78	-	-	12.92	19.27	1020	72	1190	84
				0.219	5.56	-	-	14.98	22.31	1190	84	1390	98
				0.250	6.35	-	-	17.02	25.36	1360	96	1580	111
				0.280	7.11	STD	40	18.97	28.26	1520	107	1780	125
				0.312	7.92	-	-	21.04	31.32	1700	120	1980	139
				0.344	8.74	-	-	23.08	34.39	1870	131	2180	153
				0.375	9.52	-	-	25.02	37.28	2040	143	2380	167
				0.432	10.97	XS	80	28.57	42.56	2350	165	2740	193
				0.562	14.27	-	120	36.39	54.20	2800	197	2800	197
				0.719	18.26	-	160	45.35	67.56	2800	197	2800	197
				0.864	21.95	XXS	-	53.16	79.22	2800	197	2800	197



Diámetro Nominal NPS		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
8	200	8.625	219,1	0.188	4.78	-	-	16.94	25.26	780	55	920	65
				0.203	5.16	-	-	18.26	27.22	850	60	1000	70
				0.219	5.56	-	-	19.66	29.28	910	64	1070	75
				0.250	6.35	-	20	22.36	33.31	1040	73	1220	86
				0.277	7.04	-	30	24.70	36.81	1160	82	1350	95
				0.312	7.92	-	-	27.70	41.24	1300	91	1520	107
				0.322	8.18	STD	40	28.55	42.55	1340	94	1570	110
				0.344	8.74	-	-	30.42	45.34	1440	101	1680	118
				0.375	9.52	-	-	33.04	49.20	1570	110	1830	129
				0.406	10.31	-	60	35.64	53.08	1700	120	2000	141
				0.438	11.13	-	-	38.30	57.08	1830	129	2130	150
				0.500	12.70	XS	80	43.39	64.64	2090	147	2430	171
				0.594	15.09	-	100	50.95	75.92	2500	176	2800	197
				0.719	18.26	-	120	60.71	90.44	2800	197	2800	197
				0.812	20.62	-	140	67.76	100.92	2800	197	2800	197
				0.875	22.22	XXS	-	72.42	107.88	2800	197	2800	197
0.906	23.01	-	160	74.69	111.27	2800	197	2800	197				
10	250	10.750	273,0	0.188	4.78	-	-	21.21	31.62	630	44	730	51
				0.203	5.16	-	-	22.87	34.08	680	48	800	56
				0.219	5.56	-	-	24.63	36.67	730	51	860	60
				0.250	6.35	-	20	28.04	41.75	840	59	980	69
				0.279	7.09	-	-	31.20	46.49	930	65	1090	77
				0.307	7.80	-	30	34.24	51.01	1030	72	1200	84
				0.344	8.74	-	-	38.23	56.96	1150	81	1340	94
				0.365	9.27	STD	40	40.48	60.29	1220	86	1430	101
				0.438	11.13	-	-	48.19	71.87	1470	103	1710	120
				0.500	12.70	XS	60	54.71	81.52	1670	117	1950	137
				0.594	15.09	-	80	64.43	95.97	1990	140	2320	163
				0.719	18.26	-	100	77.03	114.70	2410	169	2800	197
				0.844	21.44	-	120	89.29	133.00	2800	197	2800	197
				1.000	25.40	XXS	140	104.13	155.09	2800	197	2800	197
				1.125	28.57	-	160	115.65	172.21	2800	197	2800	197
				12	300	12.750	323,8	0.203	5.16	-	-	27.20	40.55
0.219	5.56	-	-					29.31	43.63	620	44	720	51
0.250	6.35	-	20					33.38	49.71	710	50	820	58
0.281	7.14	-	-					37.42	55.75	790	56	930	65
0.312	7.92	-	-					41.45	61.69	880	62	1030	72
0.330	8.38	-	30					43.77	65.18	930	65	1090	77
0.344	8.74	-	-					45.58	67.90	970	68	1130	79
0.375	9.52	STD	-					49.52	73.78	1060	75	1240	87
0.406	10.31	-	40					53.52	79.70	1150	81	1340	94
0.438	11.13	-	-					57.59	85.82	1240	87	1440	101
0.500	12.70	XS	-					65.42	97.43	1410	99	1650	116
0.562	14.27	-	60					73.15	108.92	1590	112	1850	130
0.688	17.28	-	80					88.63	132.04	1940	136	2270	160
0.844	21.44	-	100					107.32	159.86	2390	168	2780	195
1.000	25.40	XXS	120					125.49	186.91	2800	197	2800	197
1.125	28.57	-	140					139.68	208.00	2800	197	2800	197
1.312	33.32	-	160	160.27	238.68	2800	197	2800	197				

Fuente: Vemacero C.A.

TABLA A.2.2. DATOS INFORMATIVOS

	CULEBRA	YULEBRA	ANACONDA
Operadora	PETROPRODUCCION	PETROPRODUCCION	PETROPRODUCCION
Estación	Estación Culebra	Estación Yulebra 01	Estación Anaconda

Productos Almacenados	Crudo	Crudo	Crudo
Fecha de Inspección	01-09-2009	01-09-2009	01-09-2009

**TABLA A.2.3. LABORATORIO**

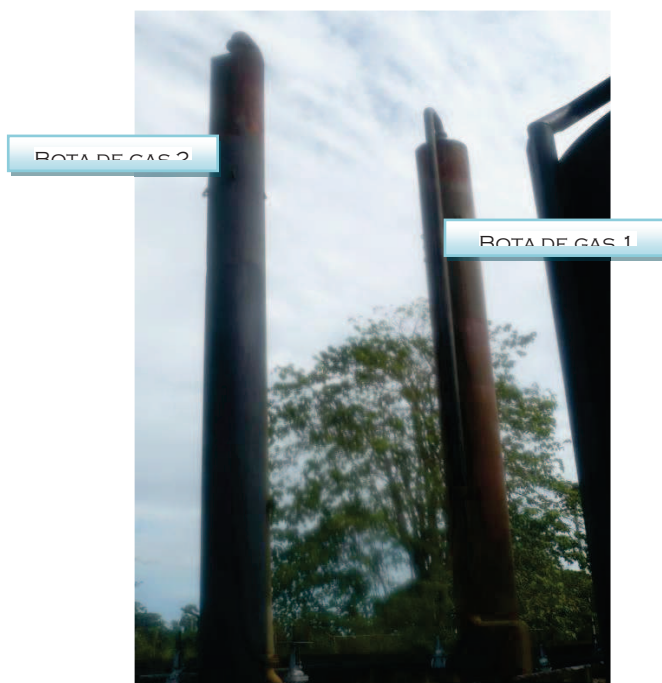
	<b>CULEBRA</b>	<b>YULEBRA</b>	<b>ANACONDA</b>
Área de construcción	No registra	No registra	No registra
Métodos utilizados BSW	Centrífuga	Centrífuga	Centrífuga
Estado general de Equipos	Regular	Regular	No registra
Plan de mantenimiento	No Existe	No Existe	No Existe
Señales de Seguridad	No Existe	No Existe	No Existe
Guía de Almacenamiento	No Existe	No Existe	No Existe
Iluminación / Material Pisos	Buena/Regular	Buena/Regular	No registra
ECl/Botiquín 1ros Auxilios	No Existe	No Existe	No Existe

**TABLA A.2.4. OBRAS CIVILES**

	<b>CULEBRA</b>	<b>YULEBRA</b>	<b>ANACONDA</b>
SISTEMAS DE COMUNICACIÓN			
Radio de Comunicación / Estado	Si /OK	Si /OK	Si / OK
Teléfono, Internet	No	No	No
DISPENSARIO MEDICO	No Existe	No Existe	No Existe
CAMPAMENTOS	No Existe	No Existe	No Existe
SISTEMA DE AGUA POTABLE	No Existe	No Existe	No Existe
OFICINAS	No Existe	No Existe	No Existe
RELLENO SANITARIO	No Existe	No Existe	No Existe

# FOTOS

**Fuente:** Archivo personal

**FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CULEBRA****FOTO A.2.1. MÚLTIPLE. ESTACIÓN CULEBRA****FOTO A.2.2. DOS BOTAS DE GAS. ESTACIÓN CULEBRA**



**FOTO A.2.3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO. ESTACIÓN CULEBRA****FOTO A.2.4. SISTEMA DE MEDICIÓN Y TRANSFERENCIA. ESTACIÓN CULEBRA**

**FOTO A.2.5. LÍNEAS DE TRANSFERENCIA DESDE EL MÚLTIPLE A LOS  
TANQUES. ESTACIÓN CULEBRA**



## FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN YULEBRA

FOTO A.2.6. MÚLTIPLE - SEPARADORES. ESTACIÓN YULEBRA

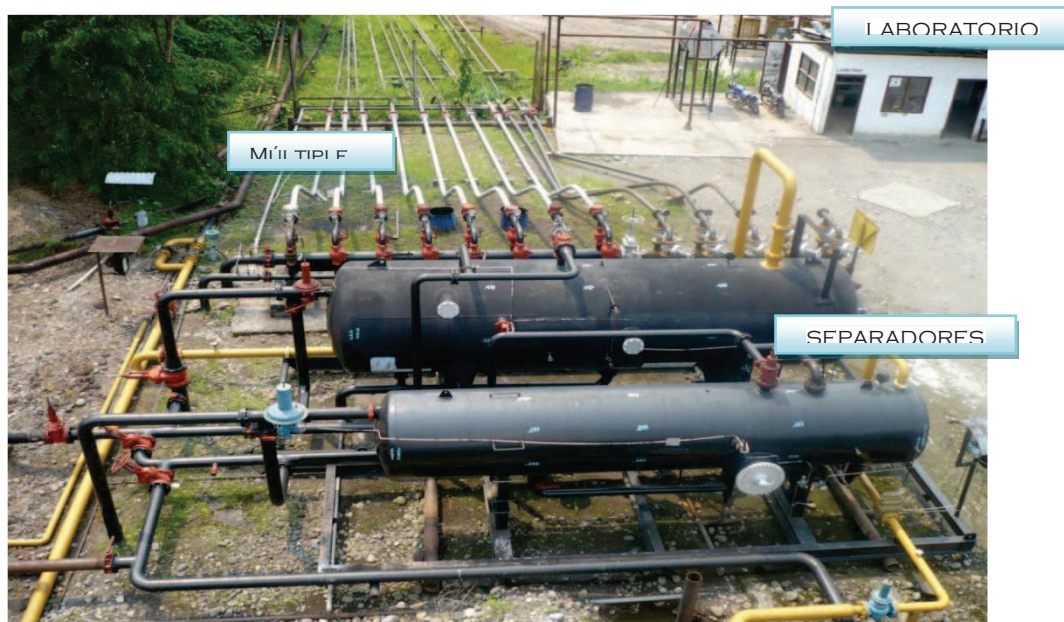


FOTO A.2.7. ÁREA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS. ESTACIÓN YULEBRA





FOTO A.2.8. PLACA DE IDENTIFICACIÓN DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN. ESTACIÓN YULEBRA



FOTO A.2.9. DEPURADOR DE GAS. ESTACIÓN YULEBRA





**FOTO A.2.10. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y TANQUE DE AGUA DE FORMACIÓN. ESTACIÓN YULEBRA**



**FOTO A.2.11. SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA, TANQUE DE AGUA DE FORMACIÓN. ESTACIÓN YULEBRA.**



**FOTO A.2.12. SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA, SISTEMA DE BOMBEO. ESTACIÓN YULEBRA.**



**FOTO A.2.13. SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA, SISTEMA DE TRANSFERENCIA. ESTACIÓN YULEBRA.**





**FOTO A.2.14. ÁREA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN, BOMBEO Y TRANSFERENCIA. ESTACIÓN YULEBRA.**



**FOTO A.2.15. SISTEMA DE MEDICIÓN (ACT'S). ESTACIÓN YULEBRA.**



**FOTO A.2.16. SISTEMA DE BOMBEO. ESTACIÓN YULEBRA.**



**FOTO A.2.17. LÍNEAS DE TRANSFERENCIA DE CRUDO Y AGUA (LÍNEA VERDE) HACIA OLEODUCTO SECUNDARIO AUCA SACHA Y POZO REINYECTOR YUL-06, RESPECTIVAMENTE.**





## FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN ANACONDA

FOTO A.2.18. MINI ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN ANACONDA



FOTO A.2.19. MÚLTIPLE. ESTACIÓN ANACONDA



**FOTO A.2.20. BOTAS DE GAS. ESTACIÓN ANACONDA****FOTO A.2.21. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO. ESTACIÓN ANACONDA**



**FOTO A.2.22. SISTEMA DE MEDICIÓN. ESTACIÓN ANACONDA**



**FOTO A.2.23. SISTEMA DE BOMBEO. ESTACIÓN ANACONDA**



**FOTO A.2.24. LÍNEA DE TRANSFERENCIA ANACONDA-YULEBRA 01.  
ESTACIÓN ANACONDA**

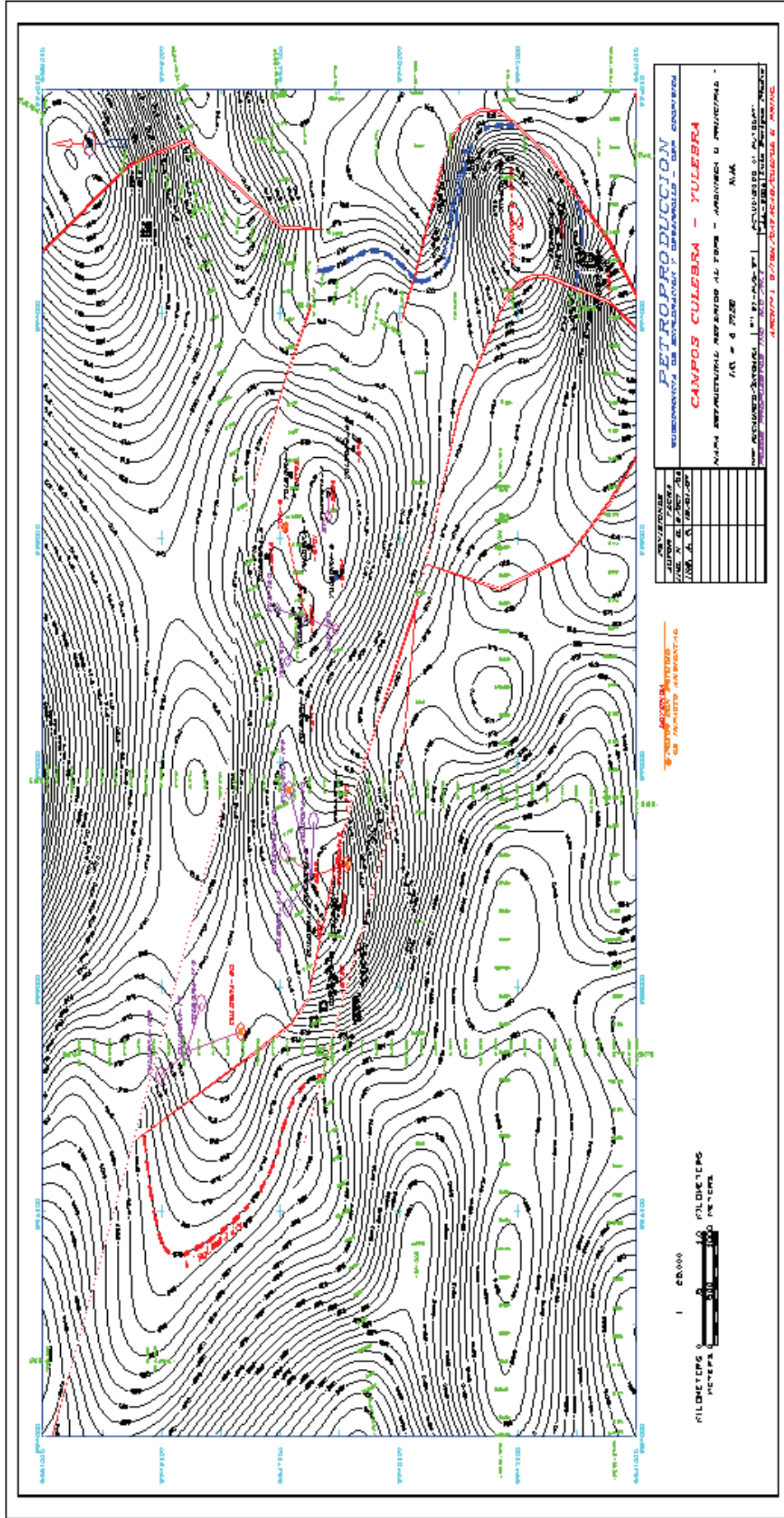




## **ANEXO 3**

# MAPAS

MAPA A.3.1 MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE “ARENISCA U PRINCIPAL”. CAMPOS CULEBRA - YULEBRA.



Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos.



# TABLAS

TABLA A.3.1 CAUDAL INICIAL DE LOS 23 POZOS A PERFORARSE

PARAMETROS PARA CUL-7			
<b>K</b>	0,522	D	numerador 69849,864
<b>H</b>	42		denominador 190,41
<b>U</b>	21,62		Q= 367
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	500		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1700		
<b>Pwf</b>	1250		
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809		
<b>Pi-Pwf</b>	450		

POZO CUL-8			
<b>K</b>	0,584	D	numerador 102726,54
<b>H</b>	59,58		denominador 225,99
<b>U</b>	21,62		Q= 455
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	2000		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1741		
<b>Pwf</b>	1324		
<b>ln(re/rw)</b>	8,8048753		
<b>Pi-Pwf</b>	417		

PARAMETROS PARA CUL-9			
<b>K</b>	0,8611	D	numerador 101570,8
<b>H</b>	34,21		denominador 195,09
<b>U</b>	21,62		Q= 521
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	600		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1700		
<b>Pwf</b>	1213		
<b>ln(re/rw)</b>	7,6009025		
<b>Pi-Pwf</b>	487		

PARAMETROS PARA CUL-10			
<b>K</b>	0,5295		numerador 78641,336
<b>H</b>	39,58		denominador 202,47
<b>U</b>	21,62		Q= 388
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	800		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1981		
<b>Pwf</b>	1451		
<b>ln(re/rw)</b>	7,8885845		
<b>Pi-Pwf</b>	530		

PARAMETROS PARA CUL-11			
<b>K</b>	0,409	D	numerador 76839,668
<b>H</b>	51,03		denominador 192,85
<b>U</b>	21,62		Q= 398
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	550		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1620		
<b>Pwf</b>	1100		
<b>ln(re/rw)</b>	7,5138911		
<b>Pi-Pwf</b>	520		

PARAMETROS PARA CUL-12			
<b>K</b>	0,6745	D	numerador 118645,64
<b>H</b>	59,58		denominador 208,20
<b>U</b>	21,62		Q= 570
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	1000		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1741		
<b>Pwf</b>	1324		
<b>ln(re/rw)</b>	8,1117281		
<b>Pi-Pwf</b>	417		

PARAMETROS PARA CUL-13			
<b>K</b>	0,63	D	numerador 116942,59
<b>H</b>	50,81		denominador 190,41
<b>U</b>	21,62		Q= 614
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	500		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	2040		
<b>Pwf</b>	1524		
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809		
<b>Pi-Pwf</b>	516		

PARAMETROS PARA CUL-14			
<b>K</b>	0,584	D	numerador 102726,54
<b>H</b>	59,58		denominador 190,41
<b>U</b>	21,62		Q= 540
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	500		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1741		
<b>Pwf</b>	1324		
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809		
<b>Pi-Pwf</b>	417		

PARAMETROS PARA CUL-15			
<b>K</b>	0,584	D	numerador 102726,54
<b>H</b>	59,58		denominador 190,41
<b>U</b>	21,62		Q= 540
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	500		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1741		
<b>Pwf</b>	1324		
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809		
<b>Pi-Pwf</b>	417		

PARAMETROS PARA CUL-16			
<b>K</b>	0,56	D	numerador 88315,92
<b>H</b>	45		denominador 190,41
<b>U</b>	21,62		Q= 464
<b>Bo</b>	1,18715		
<b>re</b>	500		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1835		
<b>Pwf</b>	1340		
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809		
<b>Pi-Pwf</b>	495		

PARAMETROS PARA CUL-17				
<b>K</b>	0,6293	D	numerador	110694,88
<b>H</b>	59,58		denominador	190,41
<b>U</b>	21,62		Q=	581
<b>Bo</b>	1,18715			
<b>re</b>	500			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	1741			
<b>Pwf</b>	1324			
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809			
<b>Pi-Pwf</b>	417			

PARAMETROS PARA CUL-18				
<b>K</b>	0,6293	D	numerador	110694,88
<b>H</b>	59,58		denominador	192,85
<b>U</b>	21,62		Q=	574
<b>Bo</b>	1,18715			
<b>re</b>	550			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	1741			
<b>Pwf</b>	1324			
<b>ln(re/rw)</b>	7,5138911			
<b>Pi-Pwf</b>	417			

## YULEBRA

PARAMETROS PARA YUL-8				
<b>K</b>	0,4537	D	numerador	40810,95
<b>H</b>	35		denominador	124,60
<b>U</b>	13,5		Q=	328
<b>Bo</b>	1,17			
<b>re</b>	800			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	1964			
<b>Pwf</b>	1601			
<b>ln(re/rw)</b>	7,8885845			
<b>Pi-Pwf</b>	363			

PARAMETROS PARA YUL-9				
<b>K</b>	0,45	D	numerador	11039,49
<b>H</b>	35		denominador	25,55
<b>U</b>	2,9		Q=	432
<b>Bo</b>	1,1875			
<b>re</b>	500			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	1515			
<b>Pwf</b>	1416			
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809			
<b>Pi-Pwf</b>	99			

PARAMETROS PARA YUL-10				
<b>K</b>	0,4923	D	numerador	72846,616
<b>H</b>	25		denominador	173,59
<b>U</b>	20		Q=	420
<b>Bo</b>	1,17			
<b>re</b>	500			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	2807			
<b>Pwf</b>	1971			
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809			
<b>Pi-Pwf</b>	836			

PARAMETROS PARA YUL-12				
<b>K</b>	0,4923	D	numerador	72846,616
<b>H</b>	25		denominador	186,61
<b>U</b>	21,5		Q=	390
<b>Bo</b>	1,17			
<b>re</b>	500			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	2807			
<b>Pwf</b>	1971			
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809			
<b>Pi-Pwf</b>	836			

PARAMETROS PARA YUL-13				
<b>K</b>	0,4923	D	numerador	72846,616
<b>H</b>	25		denominador	198,44
<b>U</b>	21,5		Q=	367
<b>Bo</b>	1,17			
<b>re</b>	800			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	2807			
<b>Pwf</b>	1971			
<b>ln(re/rw)</b>	7,8885845			
<b>Pi-Pwf</b>	836			

PARAMETROS PARA YUL-14				
<b>K</b>	0,4923	D	numerador	72846,616
<b>H</b>	25		denominador	186,61
<b>U</b>	21,5		Q=	390
<b>Bo</b>	1,17			
<b>re</b>	500			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	2807			
<b>Pwf</b>	1971			
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809			
<b>Pi-Pwf</b>	836			

PARAMETROS PARA YUL-15				
<b>K</b>	0,3235	D	numerador	21195,36
<b>H</b>	19,12		denominador	73,78
<b>U</b>	8,5		Q=	287
<b>Bo</b>	1,17			
<b>re</b>	500			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	2262			
<b>Pwf</b>	1778			
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809			
<b>Pi-Pwf</b>	484			

PARAMETROS PARA YUL-16				
<b>K</b>	0,421	D	numerador	26385,695
<b>H</b>	15,64		denominador	73,78
<b>U</b>	8,5		Q=	358
<b>Bo</b>	1,17			
<b>re</b>	500			
<b>rw</b>	0,3			
<b>Pi</b>	2436			
<b>Pwf</b>	1870			
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809			
<b>Pi-Pwf</b>	566			

## ANACONDA

PARAMETROS PARA ANA-5			
<b>K</b>	0,18	D	numerador 13441,683
<b>H</b>	13,86		denominador 64,00
<b>U</b>	8,0396		Q= 210
<b>Bo</b>	1,07313		
<b>re</b>	500		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1151		
<b>Pwf</b>	390		
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809		
<b>Pi-Pwf</b>	761		

PARAMETROS PARA ANA-6			
<b>K</b>	0,059	D	numerador 6053,5147
<b>H</b>	58,2		denominador 14,92
<b>U</b>	1,8		Q= 406
<b>Bo</b>	1,1176		
<b>re</b>	500		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1507		
<b>Pwf</b>	1258		
<b>ln(re/rw)</b>	7,4185809		
<b>Pi-Pwf</b>	249		

PARAMETROS PARA ANA-7			
<b>K</b>	0,059	D	numerador 6053,5147
<b>H</b>	58,2		denominador 15,29
<b>U</b>	1,8		Q= 396
<b>Bo</b>	1,1176		
<b>re</b>	600		
<b>rw</b>	0,3		
<b>Pi</b>	1507		
<b>Pwf</b>	1258		
<b>ln(re/rw)</b>	7,6009025		
<b>Pi-Pwf</b>	249		



## **ANEXO 4**

## ANEXO A.4.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOTA DE GAS

### DATOS

<b>Qg (MMPCSD)</b>	2,052	<b>Qo (BPPD)</b>	15200
<b>Psep (psi)</b>	14,36	<b>T (°F)</b>	100
<b>dm (micrones)</b>	323	<b>Tretención (min)</b>	8
<b>μg (cp)</b>	0,0105	<b>Z</b>	0,984
<b>ρg (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	0,23	<b>ρo (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	57,61

### CÁLCULOS

#### ➤ Coeficiente de arrastre Cd

#### Velocidad de Líquido

Calcular velocidad de líquido, asumiendo Cd = 0,34 (valor mínimo)

$$Vl = 0,0204 \left[ \frac{(\rho_l - \rho_g) dm}{\rho_g} \right]^{1/2}$$

$$Vl = 0,0204 \left[ \frac{(57,61 - 0,23) * 323}{0,23} \right]^{1/2} = 5,79 \text{ ft / seg}$$

#### Cálculo de Reynolds

$$Re = 0,0049 \frac{\rho_g * dm * Vl}{\mu}$$

$$Re = 0,0049 \frac{0,23 * 323 * 5,79}{0,0105} = 198,86$$

#### Cd

$$Cd = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34$$

$$Cd = 0,67$$

Si Cd calculada no es igual a Cd asumida, entonces se repite el procedimiento con la siguiente ecuación de Vl.

$$Vl = 0,0119 \left[ \frac{(\rho l - \rho g) * dm}{\rho g Cd} \right]^{1/2}$$

$$Vl = 0,0119 \left[ \frac{(57,61 - 0,23) * 323}{0,23 * 0,67} \right]^{1/2} = 4,116 \text{ ft / seg}$$

Cuando Cd asumida sea igual a Cd calculada, entonces está será el valor requerido. El valor de Cd es 0,78.

➤ **Diámetro mínimo de la Bota de gas**

$$d^2 = 5040 * \left( \frac{TZQg}{P} \right) \left[ \left( \frac{\rho g}{\rho l - \rho g} \right) \frac{Cd}{dm} \right]^{1/2}$$

$$d^2 = 5040 * \left( \frac{560 * 0,984 * 2,052}{14,36} \right) \left[ \left( \frac{0,23}{57,61 - 0,23} \right) \frac{0,78}{323} \right]^{1/2}$$

$$d = 33,49 \text{ in}$$

➤ **Capacidad del líquido**

$$d^2 x h = \frac{trxQl}{0,12}$$

$$d^2 x h = \frac{8x15200}{0,12} = 1'013.333,33$$

➤ **Longitud de costura a costura**

Para diámetros menores o iguales a 36 in.

$$Ls / s = \frac{h + 76}{12}$$

Si d = 36 in, h = 781,89 in

$$Ls / s = \frac{781,89 + 76}{12} = 71,49 \text{ ft}$$

Para diámetros mayores a 36 in.

$$Ls/s = \frac{h + d + 40}{12}$$

Si  $d = 68$  in,  $h = 219,12$  in

$$Ls/s = \frac{219,12 + 68 + 40}{12} = 28,22 \text{ ft}$$

➤ **Resultados del dimensionamiento de la Bota de gas**

<b>Diámetro</b>	<b>Altura</b>	<b>Ls/s</b>	<b>(12*Ls/s)/d</b>
<b>in</b>	<b>ft</b>	<b>ft</b>	
36	65,15	71,49	23,83
68	18,26	27,26	4,8
78	13,88	23,71	3,6

**Elaborado por:** Cinthya Solórzano Ulloa

Las dimensiones óptimas para este separador deberían ser de 78 in de diámetro por 24 ft de altura, ya que estos valores cumplen con la relación de Slenderness. El diámetro actual de la Bota de gas se encuentra fuera de rango, su valor es de 4,8. La capacidad actual de esta bota se encuentra sobredimensionada, es decir, la bota a pesar de los inconveniente que pueda presentar por recirculación de gas a la línea de flujo, esta puede seguir operando.

## ANEXO A.4.2 EVALUACIÓN MECÁNICA DE UNA BOMBA BOOSTER DE LA ESTACIÓN CULEBRA 01.

### DATOS

<b>Qo (GPM)</b>	294	<b>Pvapor (psia)</b>	13,7
<b>Geo</b>	0,94	<b>Hvapor (ft)</b>	33,66
<b>Dsucción (in)</b>	3,55	<b>P1 (psia)</b>	14,36
<b>Ddescarga (in)</b>	6,07	<b>H1 (ft)</b>	35,28
<b>Leff succion (ft)</b>	140	<b>P2 (psia)</b>	84,7
<b>Leff desc (ft)</b>	20	<b>Hvapor (ft)</b>	208,15
<b>Z1 (ft)</b>	24	<b>f1</b>	0,02
<b>Z2 (ft)</b>	0	<b>f2</b>	0,0018
<b>Eficiencia (%)</b>	80		

### CÁLCULOS

#### ➤ Cabeza diferencial total

$$Ep = (P_2 - P_1) + (Z_2 - Z_1) + \frac{Q^2}{32,18} \left( f_1 \frac{L_e}{D^5} + f_2 \frac{L_e}{D^5} \right)$$

$$Ep = (208,15 - 35,28) + (0 - 24) + \frac{294^2}{32,18} \left( 0,02 \frac{140}{3,55^5} + 0,018 \frac{20}{6,07^5} \right) = 162,35 \text{ ft}$$

$$P = \frac{H * Geo}{2,31} = \frac{162,35 * 0,94}{2,31} = 66,06 \text{ psi}$$

#### ➤ Pérdidas por fricción

$$Hfs = \frac{294^2}{32,18} \left( 0,02 \frac{140}{3,55^5} \right) = 13,37 \text{ ft}$$

$$Hfd = \frac{294^2}{32,18} \left( 0,0018 \frac{20}{6,07^5} \right) = 0,11 \text{ ft}$$

#### ➤ Velocidad de succión

$$Vs = \frac{294}{2,448 * 3,55^2} = 9,54 \text{ ft / seg}$$

$$Vd = \frac{294}{2,448 * 6,07^2} = 3,25 \text{ ft / seg}$$

➤ **Nivel de energía en la succión**

$$S = H_1 + Z_1 - H_{fs} = 45,19 \text{ ft} \Rightarrow 18,68 \text{ psia}$$

➤ **Presión de succión (Ps)**

$$P_1 + Z_1 + \frac{V_1^2}{2g} - H_{fs} = P_s + Z_s + \frac{V_s^2}{2g}$$

$$P_s = P_1 + Z_1 - H_{fs} - \frac{V_s^2}{2g} = 35,28 + 24 - 13,37 - 1,41 = 44,49 \text{ ft} \Rightarrow 18,1 \text{ psia} \Rightarrow 3,74 \text{ psi (manómetro)}$$

➤ **NPSHA**

$$NPSHA = S - H_{vapor} = 12,24 \text{ ft}$$

➤ **Presión de descarga**

$$P_1 + Z_1 + \frac{V_1^2}{2g} E_p - H_{fs} = P_d + Z_d + \frac{V_d^2}{2g}$$

$$P_d = 35,28 + 24 + 0 + 162,35 - 13,37 - 0,16 = 208,09 \text{ ft} \Rightarrow 84,6 \text{ psia} \Rightarrow 70 \text{ psi (manómetro)}$$

Se tiene que considerar las pérdidas en la bomba y en el accionador, cuando se calcula el gasto de energía para transferir el fluido de un punto a otro.

➤ **Pérdidas internas de la bomba**

$$H = \frac{E_p}{\text{Eficiencia}} = \frac{162,35}{0,8} = 202,98 \text{ ft} \Rightarrow 81 \text{ psi}$$

La bomba requiere 162,35 ft de crudo para transferir por si mismo y 40,6 ft para vencer las pérdidas internas de la bomba.

➤ **Trabajo hecho (Horse power)**

$$\text{Trabajohecho} = 294 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{1 \text{ Bl}}{42 \text{ gal}} * \frac{5,61 \text{ pc}}{1 \text{ Bl}} * 62,33 \frac{\text{lbs}}{\text{pc}} * 162,35 \text{ ft} * \frac{1 \text{ HP}}{33000 \text{ ft} - \text{lb} / \text{min}} = 12 \text{ HP}$$

El Horse Power requerido (HP) está representado por el trabajo total realizado por unidad de tiempo en transferir los 294 GPM para una cabeza de 162,35 ft.

➤ **Brake Horse Power (BHP)**

$$\frac{12HP}{162,35 ft} = 0,07HP / ft$$

En la misma línea se requerirá para las pérdidas de la bomba.

$$40,6 ft * 0,07HP / ft = 3,01HP$$

El HP total requerido por la bomba = 12 HP + 3,01 HP = 15,01 HP

El Horse Power al eje de la bomba se llama BRAKE HORSE POWER. En este caso **BHP = 15,01HP**

El motor de la bomba booster para la Estación Culebra -01 requiere de un motor superior al calculado de 15 HP. La bomba actual dispone de un motor de 50HP.

La bomba actual demanda de una presión de succión de 3,74psi, teniendo en la especificación de la bomba una presión máxima de succión de 75 psi. La presión de descarga es de 75 psi, mismo valor que el especificado. Esta bomba cumple con las necesidades de transferencia de crudo calculado.

Esta bomba instalada cumple con los requerimientos mecánicos y de capacidad, por lo que no requiere ser cambiada por otra.

**ANEXO A.4.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN Y VELOCIDAD DE FLUJO EN UNA TUBERÍA DE 6 5/8 in, CÉDULA 40 PARA EL PAD CUL-O6 A CUL-O1.**

**DATOS**

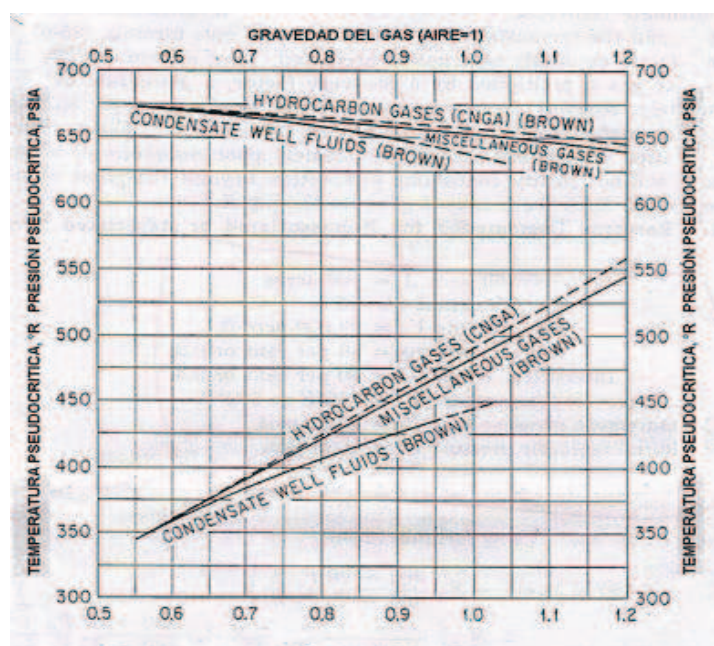
<b>Q<sub>i</sub> (BFPD)</b>	3054	<b>Q<sub>o</sub> (BPPD)</b>	2800
<b>P<sub>sep</sub> (psia)</b>	54,7	<b>T (°F)</b>	100
<b>D<sub>ext</sub> (in)</b>	6 5/8	<b>D<sub>int</sub> (in)</b>	6,065
<b>R<sub>si</sub> (ft<sup>3</sup>/bl)</b>	163	<b>°API</b>	19
<b>γ<sub>g</sub></b>	0,872	<b>γ<sub>w</sub></b>	1,07
<b>BSW (%)</b>	8,32	<b>Distancia (m)</b>	2388

**CÁLCULOS**

➤ **Factor de Compresibilidad Z**

El gráfico de correlación de la **Figura A.4.1** se usa para calcular la presión y temperatura pseudocríticas. Los valores leídos corresponden a 660 psia y 449°R respectivamente.

**Figura A.4.1 Propiedades pseudocríticas de fluidos de pozos de condensado y de varios gases naturales.**



*Tomado de* Brown, Katz, Oberfell y Alden.





$$Mo = 73,11 * (^{\circ}API - 1,562) \text{ Si } ^{\circ}API \geq 40$$

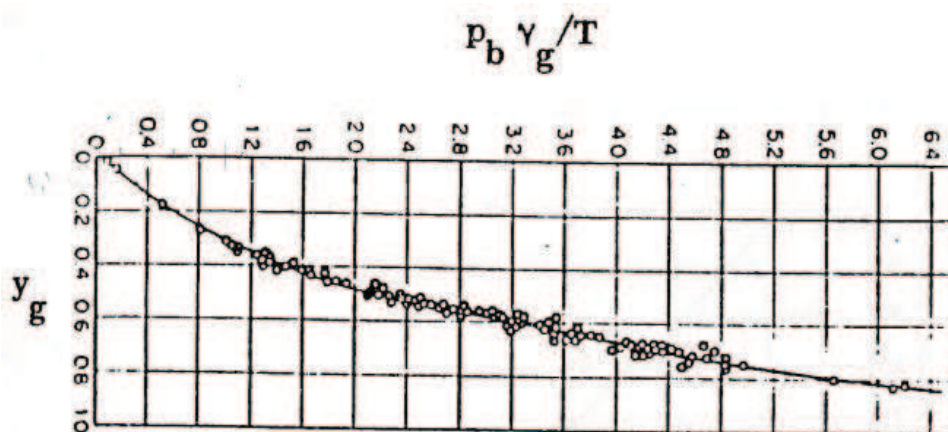
### **Fracción molar del gas**

$$Y_g = \frac{\frac{R_{si}}{379,3}}{\frac{R_{si}}{379,3} + 350 \frac{\gamma_o}{Mo}} = \frac{\frac{163}{379,3}}{\frac{163}{379,3} + 350 \frac{0,94}{440}} = 0,365$$

En la **Figura A.4.3** se lee el valor de  $P_b \gamma_g / T$  de 1,01 con el valor calculado  $Y_g$ .

**Figura A.4.3 Factor de presión de burbujeo con la fracción molar del gas.**

**Lasater**



Tomado de Brown, Katz, Oberfell y Alden.

### **Presión de burbuja**

$$P_b = \frac{\left(\frac{P_b \gamma_g}{T}\right) T}{Y_g} = \frac{1,01 * 560}{0,365} = 1550 \geq P_{sep} \Rightarrow \text{Yacimiento Saturado}$$

### ➤ **Razón de Solubilidad**

#### **Factor $P_b$**

$$P_{b1} = \frac{P_{sep} \gamma_g}{T} = \frac{54,7 * 0,872}{560} = 0,085$$

Con este factor  $Pb_1$  se lee la Fracción molar del gas  $Y_g = 0,033$  en la **Figura A.4.3.**

### **Razón de Solubilidad**

$$R_s = \left( \frac{379,3 * 350 * \gamma_o}{M_o} \right) * \left( \frac{Y_g}{1 - Y_g} \right) * C = \left( \frac{379,3 * 350 * 0,94}{440} \right) * \left( \frac{0,033}{1 - 0,033} \right) * 1 = 9,68 \text{ ft}^3 / \text{bl}$$

### ➤ **Factor Volumétrico del petróleo $\beta_o$**

Se usa la correlación de Standing, porque el Yacimiento es Saturado.

### **Factor F**

$$F = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25T = 9,68 \left( \frac{0,872}{0,94} \right)^{0,5} + 1,25(100) = 134,23$$

### **$\beta_o$**

$$\beta_o = 0,972 + 0,000147 F^{1,175} = 1,019 \text{ m}^3 / \text{m}^3$$

### ➤ **Factor Volumétrico del gas $\beta_g$**

$$\beta_g = 0,0283 \frac{zT}{P_{sep}} = 0,287 \text{ m}^3 / \text{m}^3$$

### ➤ **Densidad del petróleo**

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0764 \frac{\gamma_g R_s}{5,614}}{\beta_o} = 57,71 \text{ lbm} / \text{ft}^3$$

### ➤ **Densidad del líquido**

$$\rho_l = f_o \rho_o + f_w \rho_w = 58,46 \text{ lbm} / \text{ft}^3$$

➤ **Densidad del gas**

$$\rho_g = 2,7 \frac{P \gamma_g}{zT} = 0,232 \text{ lbm} / \text{ft}^3$$

➤ **Viscosidad del petróleo**

Se utiliza la correlación de Beggs y Robinson.

**Viscosidad del aceite muerto**

$$\mu_{OD} = 10^x - 1 = 124,63$$

$$z = 3,0324 - 0,02023^\circ \text{ API} = 2,65$$

$$y = 10^z = 444,66$$

$$x = y * T^{-1,163} = 2,10$$

**Viscosidad del aceite vivo**

$$\mu_o = A * \mu_{OD}^B = 107,52 \text{ cp}$$

$$A = 10,715(Rs + 100)^{-0,515} = 0,95$$

$$B = 5,44(Rs + 150)^{-0,338} = 0,98$$

➤ **Viscosidad del agua (T=°F)**

$$\mu_w = \text{Exp}(1,003 - 1,479 * 10^{-2} * T + 1,982 * 10^{-2} * T^2) = 0,76$$

➤ **Viscosidad del líquido**

$$\mu_l = \mu_o \left( 1 - \frac{BSW}{100} \right) + \mu_g \frac{BSW}{100} = 98,6 \text{ cp}$$

➤ **Viscosidad del gas (T = °F;  $\rho_g = 0,0037211 \text{ g/cm}^3$ ; Mg = 25,26)**

Se utiliza la correlación de LEE, et.al.

$$\mu_g = K * 10^{-4} \exp(x \rho_g^y) = 0,011 \text{ cp}$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02Mg)T^{1,5}}{209 + 19Mg + T} = 105,1$$

$$x = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01Mg = 5,51$$

$$y = 2,4 - 0,2x = 1,297$$

➤ **Velocidad del gas**

$$V_g = \frac{Q_o * (R_{si} - R_s) \beta g}{A} = \frac{2800 * (163 - 9,68) * 0,287}{\pi(6,065^2 / 4)} * \frac{5,615 \text{ ft}^3 / \text{bl}}{1 \text{ m}^3 / \text{m}^3} * \frac{1 \text{ día}}{86400 \text{ seg}} = 7,1 \text{ ft} / \text{seg}$$

(4.33)

➤ **Velocidad del líquido**

$$V_l = \frac{Q_l \beta_o}{A} = 1,008 \text{ ft} / \text{seg}$$

(4.34)

➤ **Velocidad de la mezcla**

$$V_M = V_L + V_G = 8,11 \text{ ft} / \text{seg}$$

(4.35)

➤ **Determinación del Régimen de Flujo**

**Número de Froude**

$$N_{FR} = \frac{V_M^2}{d * g} = \frac{(8,11 \text{ ft} / \text{seg})^2}{6,065 \text{ in} * 32,15236 \text{ ft} / \text{seg}} * \frac{12 \text{ in}}{1 \text{ ft}} = 4,05$$

**Colgamiento de Líquido**

$$\lambda_L = \frac{V_L}{V_M} = 0,12$$

➤ **Parámetros para el régimen de flujo horizontal**

$$L_1 = 168,32 \qquad L_2 = 0,16$$

$$L_3 = 2,06 \qquad L_4 = 634093$$

Se compara los valores obtenidos correspondientes al Número de Froude, colgamiento de líquido y los parámetros L1, L2, L3 Y L4 dando como resultado que el patrón de flujo en la tubería es *Intermitente*.

➤ **Densidad de 2 fases: Holdup líquido**

$$Hl = 0,28$$

➤ **Densidad de la mezcla**

$$\rho_m = \rho_l * \lambda_L + \rho_g * \lambda_g = 7,47 \text{ lb} / \text{ft}^3$$

➤ **Viscosidad de la mezcla**

$$\mu_m = \mu_l \lambda_l + \mu_g \lambda_g = 12,26 \text{ cp}$$

➤ **Número de Reynolds:** Este valor es calculado utilizando la siguiente fórmula con los datos en unidades de campo.

$$N_{Re} = 1488 * \frac{\rho_m * D * V_m}{\mu_m} = 1488 \frac{7,47 \text{ lb} / \text{ft}^3 * (6,065 \text{ in} / 12) * 8,11 \text{ ft} / \text{seg}}{12,26 \text{ cp}} = 3714,14$$

➤ **Factor de Fricción**

$$f_n = \frac{1}{\left[ 2 \log \left( \frac{N_{Re}}{4,5223 \log N_{Re} - 3,8215} \right) \right]^2} = 0,041$$

$$x = \frac{\lambda_L}{H_L^2} = 1,63$$

$$s = 0,38$$

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = e^s \Rightarrow f_{tp} = f_n * e^s = 0,06$$

➤ **Gradiente de presión**

$$\Delta P_f / \Delta L = 0,0062 \text{ psi} / \text{ft}$$

➤ **Caída de presión en la línea**

$$\Delta P_f = 0,0062 \text{ psi} / \text{ft} * 2388 \text{ mt} * \frac{3,28 \text{ ft}}{1 \text{ mt}} = 48,78 \text{ psi}$$

➤ **Nueva presión de separador**

$$P_{sep2} = P_{sep1} + \Delta P_f = 40 + 48,78 = 88,78 \text{ psi}$$

➤ **Presión promedio en el separador**

$$\overline{P_{sep}} = \frac{P_{sep1} + P_{sep2}}{2} + 14,7 = \frac{40 + 88,78}{2} + 14,7 = 79,09 \text{ psia}$$

Con la nueva presión promedio en el separador se realiza todos los cálculos anteriores hasta llegar al valor real de pérdida de presión en la línea.

Caída de Presión (psi) = **121,14psi**, tomando en cuenta 30% de seguridad.

