

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA EL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE  
TRANSFERENCIA DE FLUIDOS PRODUCIDOS DESDE LA ESTACIÓN TORO  
SENTADO AL CLUSTER BENGALA EN EL BLOQUE CARACARA**

**MICHEL CORTES GUTIÉRREZ  
ANGELICA MARÍA MEDINA SARMIENTO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA EL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE  
TRANSFERENCIA DE FLUIDOS PRODUCIDOS DESDE LA ESTACIÓN TORO  
SENTADO AL CLUSTER BENGALA EN EL BLOQUE CARACARA.**

**MICHEL CORTES GUTIÉRREZ  
ANGELICA MARÍA MEDINA SARMIENTO**

**Proyecto Integral de grado para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
JUAN ENRIQUE LÓPEZ URIBE  
Ingeniero de Petróleos**

**Asesor  
JAIME FERNANDO AMARIZ ORTIZ  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

**Nota de aceptación:**

---

---

---

---

---

---

---

---

**PRESIDENTE DEL JURADO**

---

**JURADO 1**

---

**JURADO 2**

Bogotá, Marzo de 2017

## **DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano General Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

**Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

Este logro se lo dedico a mi familia, a mi madre Liliana Sarmiento quien ha sido mi mentora, mi amiga y mi confidente gracias a ella pude cumplir esta meta, a mi papa Edgar Medina por ser mi ejemplo a seguir y a mis dos hermanos Nicolás y Camilo Medina por llenarme de grandes alegrías en cada momento de dificultad.

A Dios que hizo que esta parte de camino estuviera llena de grandes bendiciones, me dio la oportunidad de conocer personas muy especiales que me llenaron de grandes enseñanzas, me dio la fuerza necesaria con ayuda de mi familia para superar cada uno de los obstáculos. A mi profesor Alex Nieto quien con su apoyo incondicional estuvo en cada momento de mi tesis y a María Martínez por su apoyo y cariño brindado.

A todas y a cada una de las personas que estuvieron conmigo en este proceso muchas gracias por su apoyo para cumplir uno de tantos sueños que es el de ser una ingeniera.

Angélica María Medina Sarmiento

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Ingeniero Juan Enrique López, CEPESA SAS, por su orientación, disponibilidad y apoyo en la elaboración de este proyecto. Al Ingeniero Alex Fabián Nieto Velásquez por aportar su enorme conocimiento al desarrollo de este trabajo, por su paciencia y su gran voluntad. Al Ingeniero Jaime Amaris, Orientador Técnico, Universidad América, por su apoyo y dedicación durante el proyecto. A mi esposa y mi familia por el apoyo brindado durante el proceso de la carrera.

A CEPESA SAS, por el respaldo y suministro de información para la realización del proyecto. A las Directivas, Cuerpo Docente y Personal Administrativo de la Universidad de América, por el apoyo y la capacitación recibida durante la Carrera.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS TORO SENTADO, TORO SENTADO NORTE, TORO SENTADO WEST, RANCHO QUEMADO Y ELIZITA DEL BLOQUE CARACARA	27
1.1 HISTORIA DEL BLOQUE	27
1.1.1 Campos Toro Sentado, Toro Sentado West, Toro Sentado Norte y Rancho Quemado	27
1.1.2 Campo Elizita	28
1.2 LOCALIZACIÓN	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Columna estratigráfica	31
1.3.2 Estratigrafía	31
1.3.2.1 Formación Une	32
1.3.2.2 Formación Gachetá	32
1.3.2.3 Formación Guadalupe	32
1.3.2.4 Formación Cuervos	33
1.3.2.5 Formación Barco	33
1.3.2.6 Formación Mirador	33
1.3.2.7 Formación Carbonera	34
1.3.2.8 Formación León	35
1.3.2.9 Formación Guayabo	35
1.3.2.10 Formación Necesidad	36
1.3.3 Geología estructural	36
1.3.4 Geología del petróleo	36
1.3.4.1 Roca Generadora	37
1.3.4.2 Roca reservorio	37
1.3.4.3 Migración	37
1.3.4.4 Trampas	38
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	38
1.4.1 Método de producción	38
1.4.2 Tiempo de producción	38
1.4.3 Número de pozos	38
1.4.4 Gráfica de producción acumulada	39
2. OPERACIONES DE PRODUCCION EMPLEADAS EN LA ESTACIÓN TORO SENTADO Y CLUSTER BENGALA	41
2.1 Levantamiento artificial	41
2.1.1 Equipos de subsuelo	42
2.1.2 Equipos de superficie	42
2.1.3 Sensor	43



2.1.4 Motor	44
2.1.5 Protector	45
2.1.6 Separador de gas	46
2.1.7 Seccion de admision del fluido (Intake)	47
2.1.8 Bomba centrífuga	48
2.1.9 Cable de Potencia	48
2.1.10 Cabezal de descarga	49
2.1.11 Penetrador del Empacador	50
2.1.12 Caja de venteo	51
2.1.13 Variadores de frecuencia	52
2.1.14 Transformadores	54
2.2 PARÁMETROS GENERALES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (ESP) EN LOS POZOS DEL CLÚSTER BENGALA Y ESTACIÓN TORO SENTADO	55
2.3 ESQUEMA DE PRODUCCIÓN	57
2.3.1 Filosofía de operación en redes en la estación Toro Sentado	58
2.3.2 Condiciones de tratamiento y manejo de fluidos de la estación Toro Sentado	67
2.4 PRODUCTOS QUIMICOS UTILIZADOS	76
2.4.1 Desemulsificantes	77
2.4.2 Clarificantes	77
2.4.3 Filosofía de operación en redes en el Clúster Bengala	78
2.5 CONDICIONES DE TRATAMIENTO Y MANEJO DE FLUIDOS DEL CLUSTER BENGALA	84
2.6 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA	85
2.7 LIMITACIONES	86
2.8 PRODUCTOS QUIMICOS UTILIZADOS (TIPO Y DOSIS)	87
3. ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS DE LOS TORO SENTADO, TORO SENTADO NORTE, TORO SENTADO WEST, RANCHO QUEMADO Y BENGALA.	88
3.1 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL	88
3.1.1 Liberación diferencial	89
3.1.2 Liberación Instantánea o Flash	89
3.1.3 Solución del Análisis Nodal para el pozo Bengala	92
3.2 PROSPER	94
3.2.1 Simulación de pozo	95
3.2.2 Primer recuadro (numero 1)	95
3.2.3 Segundo recuadro (numero 2)	99
3.2.4 Tercer recuadro (número 3)	101
3.2.5 Cálculos realizados	103
3.2.6 Cuarto recuadro (numero 4)	107
3.2.7 Quinto recuadro (número 5)	111
3.2.8 Sexto recuadro (numero 6)	112
4. DISEÑO DE LINEA DE TRANSFERENCIA DE LA ESTACION TORO SENTADO AL CLUSTER BENGALA	118

4.1. ANÁLISIS DE LAS VELOCIDADES CRÍTICAS	118
4.2 SENSIBILIDAD DE PÉRDIDA DE PRESIÓN POR DIÁMETRO DE LÍNEA DE ESTACIÓN TORO SENTADO A CLÚSTER BENGALA	120
4.3 SOFTWARE GAP	122
4.4 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO PARA LA LÍNEA DE TRANSFERENCIA	132
4.5 PERDIDAS DE PRESION EN TRAYECTO TORO SENTADO A LA ESTACION JAGUAR	132
5. IMPACTOS	138
5.1 ESTADO DE LOS EQUIPOS ESP	138
5.1.1. Comportamiento de producción	139
5.2. BENEFICIOS IMPACTOS TECNICOS	139
5.2.1. Energía	140
5.2.2. Menor operación en la estación toro sentado	140
5.3. BENEFICIOS SOCIALES	140
5.4. BENEFICIOS ECONÓMICOS	140
5.5. REQUERIMIENTO DE EQUIPOS PARA LA IMPLEMENTACION	141
6. ANÁLISIS FINANCIERO	142
6.1 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	144
6.1.1 Proceso actual.	144
6.1.2 Proceso propuesto	144
6.2 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	146
6.2.1 Proceso actual	146
6.2.2 Proceso propuesto	150
6.3 ANALISIS DE INGRESOS	151
6.3.1 Proceso actual	152
6.3.2 Proceso propuesto	153
6.4. EVALUACION FINANCIERA	154
6.4.1 Valor presente neto (vpn)	154
6.4.2 Proceso actual	155
6.4.3 Proceso propuesto	158
7. CONCLUSIONES	161
8. RECOMENDACIONES	162
BIBLIOGRAFÍA	163

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación del Bloque Caracara	30
<b>Figura 2.</b> Columna Estratigráfica Cuenca Llanos Orientales	31
<b>Figura 3.</b> Partes de una instalación de un sistema ESP	42
<b>Figura 4.</b> Vista transversal de un sensor	44
<b>Figura 5.</b> Corte transversal de un motor	45
<b>Figura 6.</b> Vista transversal del protector	46
<b>Figura 7.</b> Detalles del separador de gas	47
<b>Figura 8.</b> Sección de admisión de flujos	47
<b>Figura 9.</b> Visión interna de la bomba	48
<b>Figura 10.</b> Tipos de cable de potencia	49
<b>Figura 11.</b> Penetrador del empacador	50
<b>Figura 12.</b> Cabezal de pozo en Bombeo electrosumergible.	52
<b>Figura 13.</b> Variadores de potencia	54
<b>Figura 14.</b> Transformador	55
<b>Figura 15.</b> Red de producción Toro Sentado	59
<b>Figura 16.</b> Imagen satelital de las líneas de flujo	66
<b>Figura 17.</b> Diagrama de tratamiento de crudo	68
<b>Figura 18.</b> Diagrama del tratamiento de agua	70
<b>Figura 19.</b> Imagen Gun Barrel	71
<b>Figura 20.</b> Imagen Franc Tank	72
<b>Figura 21.</b> Imagen de tanque de almacenamiento	73
<b>Figura 22.</b> Imagen de estación de cargadero	74
<b>Figura 23.</b> Imagen de un tanque de Micro flotación	75
<b>Figura 24.</b> Imagen tanque de filtración	76
<b>Figura 25.</b> Red de producción Clúster Bengala	79
<b>Figura 26.</b> Imagen satelital de las líneas de flujo	83
<b>Figura 27.</b> Diagrama de tratamiento de crudo	85
<b>Figura 28.</b> Diagrama de tratamiento del agua	86

<b>Figura 29.</b> Nodos en sistema de producción.	90
<b>Figura 30.</b> Ventana principal Prosper	96
<b>Figura 31.</b> Ventana System Sumary	98
<b>Figura 32.</b> Ventana datos PVT	99
<b>Figura 33.</b> Ventana de emulsiones en flujo de tuberías	101
<b>Figura 34.</b> Ventana de relación de desempeño de influjo	102
<b>Figura 35.</b> Calculo de IPR	105
<b>Figura 36.</b> Selección de variables a graficar	106
<b>Figura 37.</b> Grafica IPR	107
<b>Figura 38.</b> Trayectoria del pozo	108
<b>Figura 39.</b> Venta equipos de fondo	109
<b>Figura 40.</b> Ventana de Gradiente Geotérmico	110
<b>Figura 41.</b> Ventana de Capacidades calóricas promedios	111
<b>Figura 42.</b> Ventana Datos Bomba ESP	112
<b>Figura 43.</b> Ventana ESP Quicklook	113
<b>Figura 44.</b> Ventana calculo ESP Quicklook	114
<b>Figura 45.</b> Venta Grafica ESP Quicklook	115
<b>Figura 46.</b> Ventana	116
<b>Figura 47.</b> Diagrama estación Toro Sentado	123
<b>Figura 48.</b> Información de pozo	124
<b>Figura 49.</b> Información propiedades de fluido	125
<b>Figura 50.</b> Generador VLP	125
<b>Figura 51.</b> VLP	127
<b>Figura 52.</b> Environment	128
<b>Figura 53.</b> Descripción	129
<b>Figura 54.</b> Diámetro	130

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Historia de perforación en los campos Toro Sentados y Rancho Quemado	28
<b>Tabla 2.</b> Historia de perforación en el Campo Elizita	29
<b>Tabla 3.</b> Datos de las bombas de los pozos Bengala	55
<b>Tabla 4.</b> Datos de las bombas de los pozos Toro Sentado	56
<b>Tabla 5.</b> Datos de carga de los pozos Bengala	57
<b>Tabla 6.</b> Datos de carga de los pozos Toro Sentado	57
<b>Tabla 7.</b> Especificaciones de las líneas de flujo	64
<b>Tabla 8.</b> Consumo de productos químicos Toro Sentado.	77
<b>Tabla 9.</b> Especificaciones de las líneas de flujo	82
<b>Tabla 10.</b> Datos para graficar curva IPR	93
<b>Tabla 11.</b> Datos para cálculo de Pwf	103
<b>Tabla 12.</b> Datos software Prosper	116
<b>Tabla 13.</b> Datos Software Prosper	117
<b>Tabla 14.</b> Datos de Hidráulica	120
<b>Tabla 15.</b> Tabla de datos	121
<b>Tabla 16.</b> Tabla de pérdidas de presión	121
<b>Tabla 17.</b> Datos para VLP	126
<b>Tabla 18.</b> Datos de resultados de las diferentes líneas	131
<b>Tabla 19.</b> Resultados de las pérdidas de presión en toda la trayectoria	133
<b>Tabla 20.</b> Aumento de cabeza de presión.	134
<b>Tabla 21.</b> Representación de pérdidas de presión en el Clueter Bengala - Jaguar	136
<b>Tabla 22.</b> Estado de bombas Toro Sentado	138
<b>Tabla 23.</b> Bombas Clúster Bengala	139
<b>Tabla 24.</b> Costo de instalación de tubería por metro lineal	145
<b>Tabla 25.</b> Costo de inversión de instalación de tubería	145
<b>Tabla 26.</b> Costo de inversión asociado a servidumbre	145

<b>Tabla 27.</b> Costo de bomba de empuje	146
<b>Tabla 28.</b> Costo de inversión	146
<b>Tabla 29.</b> Proyección de tarifa	147
<b>Tabla 30.</b> Volumen a transportar, proceso actual	147
<b>Tabla 31.</b> Costo de transporte	148
<b>Tabla 32.</b> Proyección Lifting Cost	148
<b>Tabla 33.</b> Costos de producción	149
<b>Tabla 34.</b> Costos de operación, proceso actual	149
<b>Tabla 35.</b> Proyección Lifting Cost, proceso propuesto	150
<b>Tabla 36.</b> Costos de operación, proceso propuesto	150
<b>Tabla 37.</b> Régimen de Regalías Escalonado, Ley 756 de 2002	152
<b>Tabla 38.</b> Producción Neta actual	152
<b>Tabla 39.</b> Ingresos, proceso actual	153
<b>Tabla 40.</b> Producción neta propuesta	153
<b>Tabla 41.</b> Ingresos, proceso propuesto	154

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Ecuación de Dary	91
<b>Ecuación 2</b> .Índice de productividad de formación.	92
<b>Ecuación 3.</b> Ecuación general de Darcy	93
<b>Ecuación 4.</b> Gravedad especifica del petróleo	103
<b>Ecuación 5.</b> Gravedad especifica de la mezcla	103
<b>Ecuación 6.</b> diferencial de alturas	104
<b>Ecuación 7.</b> gradiente de la mezcla	104
<b>Ecuación 8.</b> presión hidráulica	104
<b>Ecuación 9.</b> presión de fondo	105
<b>Ecuación 10.</b> Ecuación Máxima velocidad erosiva	118
<b>Ecuación 11.</b> Ecuación Reemplazo en la ecuación Máxima velocidad erosiva para los 3 tramos.	119
<b>Ecuación 12.</b> Ecuación de Velocidad critica	119
<b>Ecuación 13.</b> Ecuación Delta de presión	121
<b>Ecuación 14.</b> Ecuación de Pérdidas de Presión	133
<b>Ecuación 15.</b> Ecuación del análisis nodal con Bomba	135
<b>Ecuación 16.</b> Valor Presente Neto (VPN)	154
<b>Ecuación 17.</b> Valor Presente Neto, proceso actual	157
<b>Ecuación 18.</b> Valor Presente Neto, Proceso propuesto	160

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Producción de agua y petróleo Estación Toro Sentado	39
<b>Gráfica 2.</b> Producción de agua y petróleo Campo Elizita	40
<b>Gráfica 3.</b> Curva IPR	94
<b>Gráfica 4.</b> Perdidas de presión trayecto Bengala-Jaguar	136
<b>Gráfica 5.</b> Representación de pérdidas de presión en tramo total	137
<b>Gráfica 6.</b> Flujo de caja, proceso actual	156
<b>Gráfica 7.</b> Flujo de caja neto, proceso actual	157
<b>Gráfica 8.</b> Flujo de caja, proceso propuesto	159
<b>Gráfica 9.</b> Flujo de caja neto, Proceso propuesto	160



## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Tabla de resultados Toro Sentado	167
<b>Anexo B.</b> Diagrama de Moody	168
<b>Anexo C.</b> Grafica de bomba del pozo Rancho Quemado Z	169
<b>Anexo D.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado Y	170
<b>Anexo E.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado YA	171
<b>Anexo F.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado X	172
<b>Anexo G.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado V	173
<b>Anexo H.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado T	174
<b>Anexo I.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado Norte Z	175
<b>Anexo J.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado Norte X	176
<b>Anexo K.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado West Z	177
<b>Anexo L.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado West Y	178
<b>Anexo M.</b> Grafica de bomba del pozo Toro Sentado West W	179
<b>Anexo N.</b> Grafica de bomba del pozo Bengala Y	180
<b>Anexo O.</b> Grafica de bomba del pozo Bengala X	181
<b>Anexo P.</b> Grafica de bomba del pozo Bengala W	182
<b>Anexo Q.</b> Grafica de bomba del pozo Bengala V	183
<b>Anexo R.</b> Grafica de bomba del pozo Bengala R	184
<b>Anexo S.</b> Grafica de bomba del pozo Bengala TST	185
<b>Anexo T.</b> Grafica de bomba del pozo Bengala S	186
<b>Anexo U.</b> Grafica de bomba del pozo Bengala R	187
<b>Anexo V.</b> Grafica de bomba del pozo Bengala Q	188

## GLOSARIO

**ACUÍFERO:** roca porosa y permeable que permite la retención del agua en cantidades suficientes para su posterior extracción en beneficio del hombre. Los acuíferos se clasifican en: acuíferos confinados, acuíferos artesianos, acuíferos semi artesianos, acuíferos termales, etc.

**ACUMULACIÓN:** proceso mediante el cual se realiza la depositación de los materiales transportados por los agentes de erosión o cualquier otro medio. Acumulación fluvial, eólica, alaciaría, marina, lacustre, gravedad o volcánica. Sinónimo: deposición, depositación, sedimentación.

**AMBIENTE COSTERO:** es la zona de transición entre dos ambientes distintos, el medio acuático y el medio terrestre, está afectado por la acción de oleaje, que determina sus límites. La costa queda comprendida entre el límite superior de la influencia marina y el lugar donde termina la plataforma continental.

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** es una parte de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos y se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes. Los procesos sedimentarios son los causantes del transporte y depósito de los sedimentos. En un medio sedimentario o en parte del mismo puede producirse erosión, no depósito o sedimentación, normalmente alternando en diferentes etapas. El número de medios sedimentarios actuales es finito y pueden ser clasificados.

**ANTICLINAL:** plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen), los anticlinales tienen los estratos más antiguos en el núcleo.

**ARCILLA:** roca sedimentaria, cuya textura es detrítica, sus granos poseen un diámetro de 0.002 mm, las arcillas son silicatos alumínicos complejos hidratados, contienen potasio, sodio, calcio, magnesio, hierro, etc.

**ARENISCA:** roca sedimentaria, cuya textura es detrítica, sus granos poseen un diámetro entre 0.062 a 4 mm, contiene cuarzo, feldespato y otros fragmentos de minerales.

**CABALGAMIENTO:** término usado para referirse a un plegamiento fallado (falla inversa) en el cual el bloque inferior o cabalgante se encuentra encima del bloque superior o cabalgado (bloque techo), dando lugar a que rocas más antiguas se encuentren sobre yaciendo a rocas más modernas.

**CALCÁREO LITOGRAFICO:** es una caliza o mármol de textura muy fina y homogénea, que puede soportar un pulimento especial, separada en planchas pueden ser usadas para realizar grabaciones (artes gráficas). Las primeras

grabaciones de imprenta se realizaron con base a este tipo de roca, por lo que la técnica se denomina litografía, aunque hoy en día no se use ya la piedra caliza.

**CAMPO:** un campo petrolífero es una zona con abundancia de pozos de los que se extrae hidrocarburos del subsuelo.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** es una representación gráfica de la historia de la tierra. También se denomina Escala Geológica, o Geograma. La columna estratigráfica se prepara partiendo de la época más antigua a la más reciente.

**CONGLOMERADO:** es una roca sedimentaria de tipo detrítico formada por clastos redondeados, Dichos clastos pueden corresponder a cualquier tipo de roca. Tienen un tamaño de grano mayor a 4 mm.

**DEPÓSITO EPICONTINENTAL:** llamase así a los materiales depositado en un mar de poca profundidad.

**DEPÓSITO TRANSGRESIVO:** llamase así a los materiales sedimentos depositados durante la invasión marina.

**DISCONTINUIDAD:** cambio de la velocidad de las ondas sísmicas en el interior del globo terrestre.

**EDAD:** subdivisión cronológica del tiempo geológico correspondiente a un período de tiempo inferior a Época y superior a Fase y Crono. En cuanto a la escala estratigráfica corresponde a Piso. Varios cronos forman una edad.

**EROSIÓN:** destrucción de los materiales de la corteza terrestre por acción de los procesos geológicos. La erosión implica los siguientes procesos: fracturamiento, fisuramiento, alteración física y/o química hasta el momento de arranque de los materiales, sin considerar el transporte. Los agentes erosivos son: el agua, el viento, el hielo, la acción del sol dilatando las rocas durante el día y contrayéndolas durante la noche, la humedad, etc. La erosión es un proceso geológico destructivo, tiende a nivelar la superficie de la corteza terrestre, las salientes y las montañas se desgastan, disminuyendo sus dimensiones.

**ESPESOR:** se mide perpendicularmente al techo y al piso de estrato.

**ESTRATIGRAFÍA:** es la ciencia que estudia la secuencia o sucesión de las capas o estratos que se han formado a través del tiempo geológico. El estudio estratigráfico debe estar íntimamente ligado al paleontológico, pues en las regiones plegadas o falladas o imbricadas es muy dudosa la datación en las capas sin una buena base paleontológica. La estratigrafía es, por consiguiente, la historia física de la tierra narrada a través del examen de los terrenos sedimentarios y de los fósiles que pueden

**FALLA ANTITÉTICA:** es una falla secundaria, que normalmente forma parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas. Los conjuntos de fallas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de las fallas directas.

**FALLA INVERSA:** falla cuya componente principal es la de desplazamiento de inclinación, en la que el labio elevado está en el bloque levantado. Si el desplazamiento de la falla es pequeño, se utiliza el término falla cabalgante o de cabalgamiento (ver abajo). Algunas veces las fallas inversas se denominan fallas de compresión, pero la utilización de este término tampoco es aconsejable (ver «falla normal», arriba).

**FALLA NORMAL:** falla cuya componente principal es la de desplazamiento de inclinación, en la que el labio elevado está en el bloque hundido. Algunas veces las fallas normales se refieren tanto a fallas de tensión como de gravedad, pero no es aconsejable utilizar estos términos, puesto que implican un origen no siempre justificable.

**FALLA:** superficie de fracturamiento a lo largo de la cual se puede observar un desplazamiento.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** la geología del petróleo es la aplicación de la geología en la exploración y explotación de yacimientos del petróleo y gas.

**GLAUCONITA:** hidrosilicato de hierro y potasio, de coloración verde (glauco = verde). Es un mineral característico de los depósitos marinos, formado entre profundidades de 200 a 2000 m., mezclado con concreciones fosfatadas. Se utiliza como fertilizante por su alto contenido de potasio.

**INFRAYACENTE:** que está por debajo de algo.

**LIFTING COST:** se refiere al costo de producción de petróleo y gas después de la perforación del pozo. Los costos de levantamiento incluyen costo de transporte, costos de supervisión, campamento, costo de funcionamiento de las bombas, electricidad, etc.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria, cuya textura es clástica, el tamaño de este se encuentra entre 1/16 y 1/256 mm y está compuesta arcillas y limo.

**LIMONITA:** es una mezcla de minerales de clase óxido de hierro hidratado,  $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot (\text{H}_2\text{O})_n$ . Es el resultado de la alteración de la hematita, pirita y de otros minerales de hierro. Su color es rojizo amarillento. La limonita puede presentarse bajo el aspecto fibroso, o en granos pequeños (oolitos), o en granos más desarrollados (pisolitos).

**LITOLOGÍA:** ciencia que estudia el origen, evolución y clasificación de las rocas. Se podría considerar como un sinónimo de petrología.

**LODOLITA:** rocas sedimentarias constituidas por granos del tamaño de lodo, formadas por mezclas de arcilla y limo, que al litificarse no presentan fisilidad. El tamaño de grano es de hasta 0.0625 mm.

**LUTITA O SHALE:** roca sedimentaria, de textura detrítica, principalmente se compone de minerales arcillosos, Algunos componentes adicionales son hematita, limonita, calcita, dolomita, yeso y los sulfuros. Su tamaño de grano se encuentra entre 1/256mm y 1/16 mm de diámetro.

**MIGRACIÓN:** el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. El movimiento de los hidrocarburos recién generados fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento ulterior de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente.

**MONOCLINAL:** dicese de una estructura inclinada de rocas estratificadas que siguen un rumbo definido, que cambian de buzamiento en determinado trecho y luego recuperan el buzamiento original.

**PLEGAMIENTO O PLIEGUE:** deformación de las rocas estratificadas, debido a los esfuerzos de compresión, a las propiedades plásticas de éstas y a las condiciones de elevada presión reinantes, tomando formas onduladas. Los plegamientos pueden clasificarse en estructuras arqueadas o convexas y cóncavas o en cubetas.

**RESERVORIO:** tipo de roca porosa y permeable que permite el almacenamiento de agua, petróleo y/o gas natural. Los reservorios que contienen grandes cantidades de estos materiales constituyen los yacimientos que con la debida tecnología permite su explotación económica.

**ROCAS SILÍCEAS O ROCAS ÁCIDAS:** es una denominación general para el subconjunto de las rocas sedimentarias cuya característica común es el alto contenido en óxido de silicio.

**SEDIMENTO:** material fragmentario originado por la erosión y/o alteración de las rocas pre-existentes susceptible de ser transportado y depositado en los fondos marinos, fondos lacustres y depresiones continentales. Los sedimentos se

clasifican de acuerdo al ambiente de deposición, al tipo de deposición y a la granulometría.

**SELLO:** una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento. Un sello es un componente crítico de un sistema petrolero completo. La permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre  $10^{-6}$  y  $10^{-8}$  darcies.

**SISTEMA PETROLÍFERO:** es el conjunto que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

**TOPE:** término usado en estratigrafía para referirse a la parte más superior de una unidad litológica, especialmente en geología del petróleo.

**TRAMPA PETROLÍFERA:** terreno con condiciones geológicas favorables para la formación de yacimientos petrolíferos. Trampa estructural, trampa anticlinal, trampa de falla.

## ABREVIATURAS

<b>°API:</b>	American Petroleum Institute.
<b>°F:</b>	Grados Fahrenheit (Medida de temperatura).
<b>BFPD:</b>	Barriles de fluido por Día.
<b>BOPD:</b>	Barriles de Aceite por Día.
<b>BS&amp;W:</b>	Porcentaje agua y sedimento.
<b>BWPD:</b>	Barriles de agua por día.
<b>Cp:</b>	Centipoise (gr/cm*sec)
<b>ESP:</b>	Bombas electrosumergible.
<b>ft:</b>	Pies.
<b>GOR:</b>	Relación gas petróleo.
<b>Gpd:</b>	Galones por Día
<b>In:</b>	Pulgadas.
<b>IP:</b>	Índice de productividad.
<b>Km<sup>2</sup>:</b>	Kilómetros cuadrados.
<b>Km:</b>	Kilómetros.
<b>Kw/h:</b>	Kilowatt hora.
<b>Kw:</b>	Kilowatt.
<b>m:</b>	Metros.
<b>Ma:</b>	Millones de años.
<b>mD:</b>	MiliDarcys.
<b>MD:</b>	Profundidad medida.
<b>OD:</b>	Diámetro externo.
<b>PIP:</b>	Pressure Intake Pump (presión en la entrada de la bomba).
<b>Ppm:</b>	Partes por millón.
<b>Psi:</b>	Pound square inch (libra por pulgada cuadrada).
<b>PVT:</b>	Presión, volumen y temperatura.
<b>Pwf:</b>	Presión de fondo fluyente.
<b>rpm:</b>	Revoluciones por minuto.
<b>SMB:</b>	Sistema de generación de micro burbujas.
<b>STB/Bbl:</b>	Barriles estándar en tanque/ barriles.
<b>VLP:</b>	Vertical Lift Performance.
<b>VDF:</b>	Variador de frecuencia.
<b>CD:</b>	Corriente directa
<b>DC:</b>	Direct current.
<b>SUT:</b>	Step Up Transformer (Trasformador de alta Corriente)
<b>SDT:</b>	Step Down Transformer (Trasformador de Baja Corriente)
<b>IPR:</b>	Curva de comportamiento de pozo.

## RESUMEN

En este proyecto se hace la evaluación técnico-financiera para el diseño una línea de transferencia de la Estación Toro Sentado al Clúster Bengala, con la finalidad de aprovechar las líneas existentes de transferencia entre el Clúster Bengala y la Estación Jaguar, garantizando un transporte de fluidos continuo, con menores riesgos asociados a las operaciones de campo, y redundando en mayor rentabilidad a la compañía en comparación del sistema existente de producción de por carro-tanques utilizados.

Se describe el sistema actual de las operaciones de producción de los Campos Toro Sentado West, Toro Sentado Norte, Rancho Quemado y Elizita, tipo de sistema de levantamiento, con una breve descripción de la bomba utilizada en cada uno de los pozos. También se habla de condiciones de tratamiento que tienen los fluidos extraídos de los pozos, proceso que tienen estos dentro de las facilidades de producción, tipos y dosis de químicos utilizados en la separación de fluidos.

Para plantear el nuevo esquema de producción se realiza un análisis Nodal con el software Prosper, utilizando los datos de condiciones de yacimiento, condiciones del fluido, tipo y especificaciones de las bombas y sus tipos de motor, diseño de la tubería de completamiento de los pozos de producción. Obteniendo los índices de productividad a la que deben trabajar los pozos de producción (IPR) y nos indica las frecuencias y caudales a los que puede trabajar a bomba.

Con lo anterior, se realiza el diseño de la línea de transferencia de fluidos mediante el software Gap. Esta simulación se hace con el fin de verificar como es el comportamiento de cada uno de los pozos en operación continua e integral con los demás pozos en una misma red. Se tiene en cuenta que el caudal y la presión de cabeza sea la estimada para una correcta operación.

Posteriormente se hace un análisis de los beneficios (técnicos, sociales y económicos) que trae la construcción de la línea entre el Campo Toro Sentado y el Clúster Bengala.

Finalmente se determinaron los costos de implementación y el margen de rentabilidad del proyecto.

**Palabras clave:** Línea de transferencia, Estación Toro Sentado, Clúster Bengala, Cuenca Llanos Orientales.



## INTRODUCCIÓN

El Bloque Caracará se encuentra ubicado en el sur-este de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el Departamento del Meta y en el municipio de Puerto Gaitán, ocupando un área aproximada de 405.000 hectáreas, en donde se divide en 12 Campos llamados: Campo Toro Sentado, Campo Toro Sentado West, Campo Toro Sentado Norte, Rancho Quemado, Elizita, Peguita I, Peguita II, Peguita III, Peguita SW, Caracara Sur A, Caracara Sur BC y Unuma.

En este proyecto solo se contemplará los Campos Toro Sentado West, Toro Sentado Norte, Rancho Quemado y Elizita ya que son los Campos de interés para este proyecto.

Actualmente los fluidos provenientes de 12 pozos los cuales están distribuidos en los Campos Toro Sentado West, Toro Sentado Norte y Rancho Quemado son reunidos y tratados química y mecánicamente en las facilidades de producción existentes en el Campo Toro Sentado, dando el respectivo tratamiento al fluido para la separación del agua y del crudo, esto se hace con el fin de cumplir con las normas ambientales para el agua y condiciones de comercialización para el crudo. Luego de tener el crudo a condiciones de comercialización es transportado mediante carro tanques hasta la estación Jaguar ubicado en el Campo Peguita.

En el Campo Elizita se tiene un Manifold principal el cual reúne los fluidos provenientes de 9 pozos para ser enviados por una línea de 10 pulgadas existente entre el Clúster Bengala y la Estación Jaguar. Allí se hacen la respectiva separación de agua y crudo mediante proceso químico y mecánicos para cumplir con las mismas normas anteriormente mencionadas.

En este trabajo de grado se hace la evaluación técnico-financiera para el diseño una línea de transferencia de la Estación Toro Sentado al Clúster Bengala (aproximadamente 14 kilómetros de distancia), con la finalidad de aprovechar las líneas existentes de transferencia entre el Clúster Bengala y la Estación Jaguar (10", 5 1/2" y 4 1/2 ) permitiendo así ahorrar 10 kilómetros de tubería, garantizando un transporte de fluidos continuo, con menores riesgos asociados sobre las operaciones de campo, y redundando en mayor rentabilidad a la compañía.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico-financieramente el diseño de una línea de flujo apropiada para la transferencia de la producción de fluidos de la Estación Toro Sentado al Clúster Bengala del Bloque Caracara.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir Generalidades de los Campos Toro Sentado, Toro Sentado West, Rancho Quemado y Elizita en el Bloque Caracara.
2. Describir las Operaciones de producción realizadas en la Estación Toro Sentado y Clúster Bengala.
3. Establecer las condiciones de tratamiento y manejo de fluidos de la Estación Toro Sentado y Clúster Bengala.
4. Realizar Análisis Nodal de las condiciones actuales en la Estación Toro Sentado y Clúster Bengala mediante software Prosper.
5. Diseñar la línea de transferencia de fluidos entre la Estación Toro Sentado y Clúster Bengala.
6. Analizar los beneficios del diseño de una línea de forma global (impactos técnicos, sociales y económicos).
7. Determinar la viabilidad financiera del proyecto utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

# **1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS TORO SENTADO, TORO SENTADO NORTE, TORO SENTADO WEST, RANCHO QUEMADO Y ELIZITA DEL BLOQUE CARACARA**

En esta sección se encuentra una breve descripción del Bloque Caracara asociada a su historia, localización, marco geológico e historia de producción.

## **1.1 HISTORIA DEL BLOQUE**

En el año 2001 Hupecol LLC suscribió el Contrato de Asociación Caracara para un área de 405.000 hectáreas, que incluyó el área constituida por el antiguo contrato Río Planas y un área adicional tanto al norte como al sur de este antiguo contrato. Durante los años 2001 al 2007 se hicieron estudios de sísmica y exploración en varias zonas del Bloque Caracara, con el fin de descubrir nuevas zonas productoras y así mismo proceder a la perforación para la extracción de hidrocarburos, dando inicio a nuevos pozos por tanto a la explotación de nuevos campos.

La historia de los campos Toro Sentado proviene del contrato anterior y se descubrieron a partir de la perforación del pozo TS-Z en mayo de 1994. En el año 2007 se perforó el pozo RQ\_DZ que dio inicio a la explotación comercial del Campo Rancho Quemado, adicionalmente a esto, se realizaron perforaciones de otros dos pozos BNG-Z y BGN-Y, dando inicio a la actividad en el Campo Elizita. Tras los buenos resultados de producción exhibidos por el Campo Elizita, en el 2005 se decide realizar la perforación de cinco (5) pozos más, los cuales al 12 de junio del 2016 estaban en producción de fluidos en su totalidad. En el año 2008, CEPCOLSA adquirió la totalidad de los derechos de Hupecol LLC sobre el Campo Caracara, quedando así con su operación. A continuación, se presenta un resumen de los campos objeto de este estudio, e igualmente se ilustra en tabla el histórico en cuanto a perforaciones por campo.

**1.1.1 Campos Toro Sentado, Toro Sentado West, Toro Sentado Norte y Rancho Quemado.** El primer pozo perforado del Campo Toro Sentado fue el pozo TS-Z en mayo de 1994 por la compañía AIPCC, el cual resultó seco. En el año 2007, se llevó a cabo la perforación del pozo RQ\_DZ con producción de hidrocarburos. A continuación, en la Tabla No. 1 Se presenta la historia de perforación de los Campos Toro Sentado, Toro Sentado West, Toro Sentado Norte y Rancho Quemado. Cuya área a julio del 2016 es de 3,5 Km<sup>2</sup>.

**Tabla 1.** Historia de perforación en los campos Toro Sentados y Rancho Quemado

Pozo	Año de perfora.	Empresa operadora	Estado	Unidad productora	Campo
TS-Z	1994	AIPCC	Seco	-	Toro Sentado
RQ_DZ	2007	HUPECOL	En produc.	C7-2	Rancho Quemado
TS-Y	2007	HUPECOL	En produc.	C7-2A,2B Y3	Toro Sentado
TSW	2007	HUPECOL	Seco/cancel.	-	Toro Sentado
TS-YA	2007-2008	HUPECOL	En produc.	C7-1	Toro Sentado
TS-X	2009	CEPCOLSA	En produc.	C7-3 SUP	Toro Sentado
TSW-Z	2009	CEPCOLSA	En produc.	C7-1	Toro Sentado West
TSN-Z	2009	CEPCOLSA	En produc.	C7-3 INF	Toro Sentado Norte
TSN-Y	2009	CEPCOLSA	En produc.	C7-M	Toro Sentado Norte
TSN-X	2010	CEPCOLSA	En produc.	C7-M	Toro Sentado Norte
TS-T	2010	CEPCOLSA	En produc.	C7-3	Toro Sentado
TSW-Y	2011	CEPCOLSA	En produc.	C7-M	Toro Sentado West
TSW-W	2012	CEPCOLSA	En produc.	C7-3 Y C7-M	Toro Sentado West
TSW-X	2013	CEPCOLSA	En produc.	C7-M	Toro Sentado West

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

**1.1.2 Campo Elizita.** En Abril de 2004 se llevó acabo la perforación del pozo BNG-Y, posteriormente en enero del 2005 se perforó el pozo de avanzada BNG-W, el cual se encontró productora la zona C7-3 y C7-1, sin embargo, la unidad C7-1 se halló sin desarrollo de arenas; este hecho puso en evidencia la discontinuidad areal de la unidad C7-1. A continuación la Tabla No. 2 relaciona cronológicamente las perforaciones en el Campo Elizita. Cuya área en junio del 2016 es de 2,82 Km<sup>2</sup>.

**Tabla 2.** Historia de perforación en el Campo Elizita

Pozo	Año de perfo.	Empresa operadora	Estado	Unidad productora	Campo
BNG-Z	2004	HUPECOL	Cerrado	-	Bengala
BGN-Y	2004	CEPCOLSA	En producción	C7-1 Y C7-3	Bengala
BNG-W	2005	CEPCOLSA	En producción	C7-3	Bengala
BNG-V	2005	CEPCOLSA	En producción	C7-3	Bengala
BNG-U	2005	CEPCOLSA	En producción	C7-3	Bengala
BNG-TST	2005	CEPCOLSA	En producción	C7-1 Y C7-3	Bengala
BNG-S	2005	CEPCOLSA	En producción	-	Bengala
BNG-R	2008	CEPCOLSA	En producción	C7A	Bengala
BNG-X	2009	CEPCOLSA	En producción	C7-3 Y C7-A	Bengala
BNG-Q	2010	CEPCOLSA	En producción	C7-3	Bengala

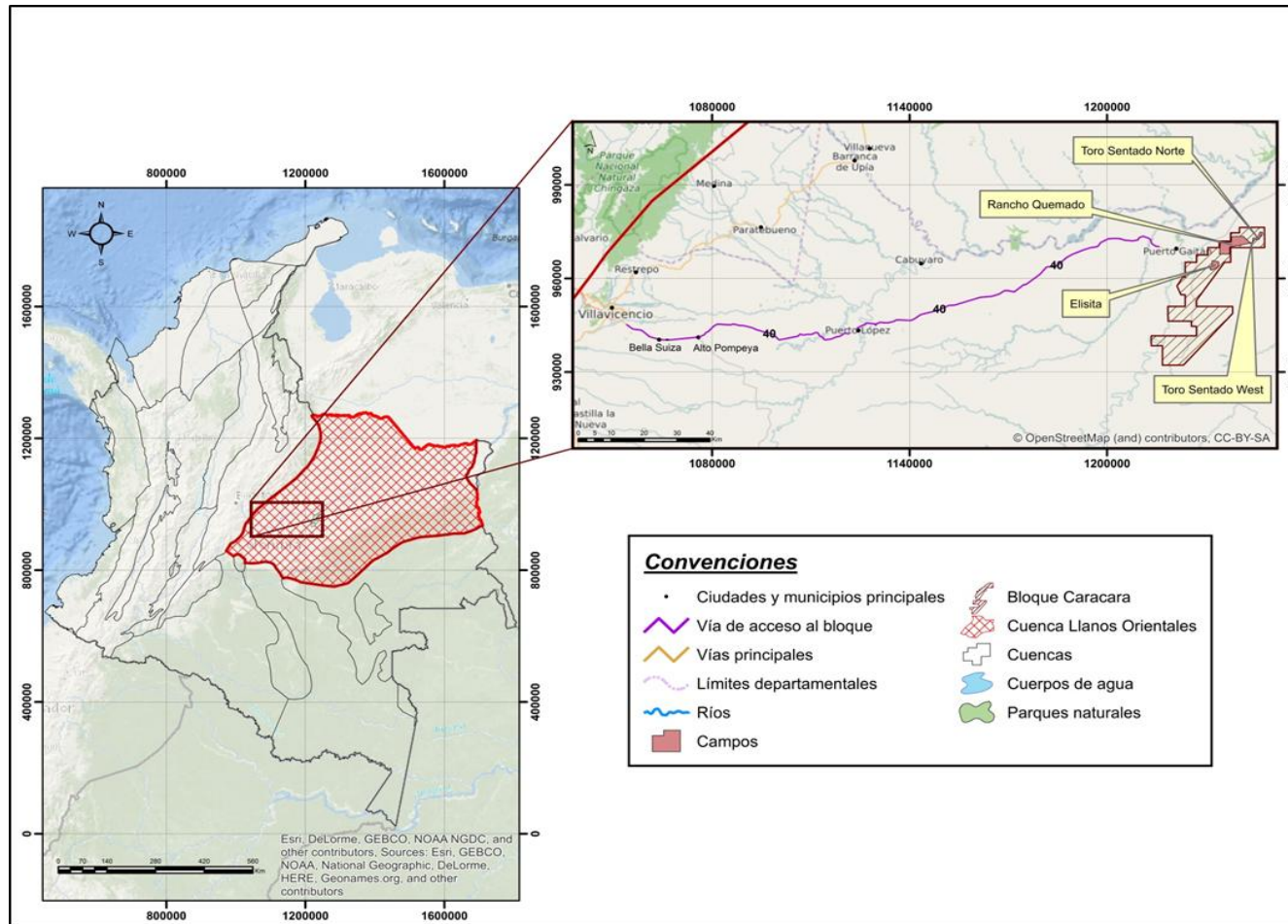
**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A.

## 1.2 LOCALIZACIÓN

El Bloque Caracara se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el departamento del Meta, Municipio de Puerto Gaitán, aproximadamente a 344 km al Sur Este de la ciudad de Bogotá D.C y a 194 km de la ciudad de Villavicencio. La Figura No. 1 presenta la ubicación general del Bloque Caracara en Colombia.

Para acceder al Bloque Caracara a partir de la ciudad Bogotá D.C por vía terrestre se toma la siguiente vía de acceso; partiendo desde el sur de la ciudad de Bogotá tomando la ruta 40 recorriendo aproximadamente 126 km al Sur Este pasando por los municipios de Chipaque, Quetame y Guayabetal hasta llegar a ciudad de Villavicencio, posteriormente siguiendo la misma ruta 40 se transitan 194 km al Este pasando por Puerto López hasta llegar a Puerto Gaitán, en Puerto Gaitán se toma la primera salida en dirección CI 18/Puerto Gaitán- San Pedro de Arimena, avanzando 24 km al Noreste hasta llegar al Bloque Caracara. También se puede llegar por vía aérea partiendo de la ciudad de Bogotá D.C a la ciudad de Villavicencio y de allí seguir la ruta antes descrita.

**Figura 1. Ubicación del Bloque Caracara**



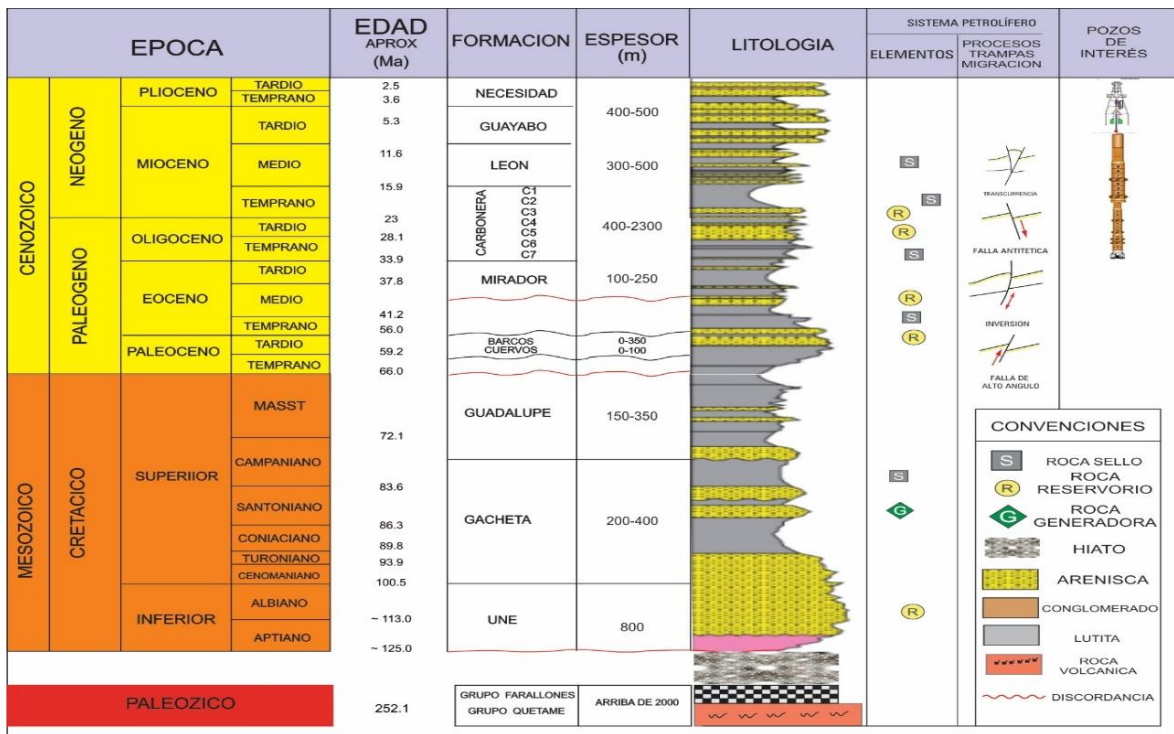
**Fuente:** Mapa tomado de ARCGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en: < <http://www.esri.com/> >. Modificado por los autores.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

Esta sección describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo de los campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West, Rancho Quemado y Elizita en la cuenca de los Llanos Orientales.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** En la **Figura 2** se presenta la columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos Orientales, y los principales elementos involucrados en un sistema petrolífero de la cuenca, los campos de interés, particularmente los campos objeto de estudio y las formaciones involucradas en el sistema petrolífero de la cuenca.

**Figura 2.** Columna Estratigráfica Cuenca Llanos Orientales



**Fuente:** Imagen tomado de ANH, Open round Colombia Llanos Orientales. (2010). Modificado por los autores.

**1.3.2 Estratigrafía.** En este segmento se describen las formaciones pertenecientes a la secuencia litoestratigráfica presente en el Bloque Caracara, la secuencia sedimentaria atravesada por los pozos de los Campos objeto de este estudio integrada por rocas que van desde el Paleozoico Inferior hasta el Cenozoico (Neógeno- Plioceno).

**1.3.2.1 Formación Une.** “Edad Aptiano al Cemoniano del Cretácico inferior y superior (BURGL, 1961). Está constituida de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso de color negro por lo general, sin embargo, se pueden encontrar capas de color claro”<sup>1</sup>. También tiene intercalaciones menores de lutitas negras y de limolitas carbonosas. Tiene una un espesor de 300 a 600 pies. El ambiente de depositación es marítimo y se encuentra en contacto concordante con la formación Gachetá que la infrayace y en contacto concordante con la formación Basamento que la suprayace.

**1.3.2.2 Formación Gachetá.** “Esta formación se ubica en la edad Cenomaniano al Cretácico superior del Campaniano. Está constituida principalmente de shales negros a gris oscuros, arcillosos, silíceos, ricos en materia orgánica, con delgadas intercalaciones de hasta 10-15 pies de espesor de areniscas de grano fino a medio, normalmente arcillosos y calcáreos. Tiene un espesor de 200 a 500 pies y su ambiente de depositación es marino”<sup>2</sup>.

La formación Gachetá se encuentra en contacto concordante con la formación Guadalupe que la infrayace y en contacto concordante con la formación Une que la suprayace.

**1.3.2.3 Formación Guadalupe.** “Esta formación se ubica en la edad Campaniano al Masst del Cretácico superior. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. Tiene un espesor de 200 a 400 pies y su ambiente de depositación es costero a transicional”<sup>3</sup>.

La formación Guadalupe se encuentra en contacto erosivo con la formación Cuervos que la infrayace y en contacto concordante con la formación Gachetá que la suprayace.

---

<sup>1</sup> VILLAMIL CHAPARRO, Ángela María. Formación Une. [En Línea], Colombia. 2014. p. 1. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <http://es.slideshare.net/angelamariavillamilchaparro/formacin-une>.

<sup>2</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. INTEGRACION GEOLOGICA DE LA DIGITALIZACION Y ANÁLISIS DE NUCLEOS. [En Línea], Colombia. 2012. p. 50. [Consultado 18, Agosto 2016]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

<sup>3</sup> Ibíd., p. 60.



**1.3.2.4 Formación Cuervos.** “Esta formación se ubica en la edad Paleoceno Tardío del Paleógeno. Está compuesta por lodolitas y arcillolitas de color gris, moteados, mantos de carbón, lodolitas carbonosas y arenitas sublíticas de grano fino cementadas”<sup>4</sup>. Tiene un espesor que varía entre los 600 a 800 pies y su ambiente de depositación es continental.

La formación Cuervos se encuentra en contacto concordante con la formación Barco que la infrayace y en contacto erosivo con la formación Guadalupe que la suprayace.

**1.3.2.5 Formación Barco.** “Esta formación se ubica en la edad Paleoceno Tardío del Paleógeno. Está compuesta de areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas”<sup>5</sup>. Tiene un espesor entre los 400 a 650 pies y su ambiente de depositación es continental.

La formación Barcos se encuentra en contacto discordante con la formación Mirador que la infrayace y en contacto concordante con la formación Cuervos que la suprayace.

**1.3.2.6 Formación Mirador.** “Esta formación se ubica en las edades Eoceno medio y tardío del Paleógeno. Está compuesta de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente grano decreciente de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia”<sup>6</sup>. Tiene un espesor 600 a 800 pies y su ambiente de depositación es continental.

La formación Mirador se encuentra en contacto concordante con la formación Carbonera que la infrayace y en contacto erosivo con la formación Barcos que la suprayace.

---

<sup>4</sup> GONZALEZ SANCHEZ, Fabián Armando. Caracterización geoquímica y estratigráfica del intervalo Paleoceno Superior para una transecta entre el Pozo Coporo-1 y Gibraltar-1, Piedemonte Llanero. [En Línea], Colombia. 2005. p. 25. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/>.

<sup>5</sup> Ibíd., p. 26.

<sup>6</sup> Ibíd., p. 28.

**1.3.2.7 Formación Carbonera.** Esta formación se ubica en las edades Oligocenas tempranas y tardías, y en el Mioceno temprano en el Paleógeno y Neógeno respectivamente. Está compuesta de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985). Tiene un espesor de alrededor de 6000 pies y su ambiente de depositación corresponde a marino somero.

La formación Carbonera se encuentra en contacto concordante con la formación León que la infrayace y en contacto concordante con la formación Mirador que la suprayace. ELF AQUITAINE dividió esta unidad en 7 miembros o unidades operacionales (C1 a C7). A continuación, se hará una breve descripción de cada una de estas unidades operacionales en orden cronológico de la unidad más antigua a la más reciente.

- **Unidad C7.** Esta unidad se ubica en la edad Oligoceno temprano del Paleógeno. Está compuesta de areniscas de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolitas de color gris a verduzco. Tiene un espesor de 250 a 280 pies y su ambiente de depositación es marino somero. La Unidad C7 se encuentra en contacto concordante con la Unidad C6 que la infrayace y en contacto concordante con la formación Mirador que la suprayace.
- **Unidad C6.** Esta unidad se ubica en la edad Oligoceno temprano del Paleógeno. Está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. Tiene un espesor entre 100 a 150 pies y su ambiente de depositación es marino somero. La Unidad C6 se encuentra en contacto concordante con la Unidad C5 que la infrayace y en contacto concordante con la Unidad C7 que la suprayace.
- **Unidad C5.** Esta unidad se ubica en la edad Oligoceno tardía del Paleógeno. Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolitas y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano predominante medio a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Tiene un espesor de 50 a 300 pies y un ambiente de despositación marino somero. La Unidad C5 se encuentra en contacto concordante con la Unidad C4 que la infrayace y en contacto concordante con la Unidad C6 que la suprayace.
- **Unidad C4.** Esta unidad se ubica en la edad Oligoceno tardío del Paleógeno. En esta unidad no es evidente la litología, se dice que está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. Tiene un espesor máximo reportado de 700 pies y su ambiente de despositación es marino somero. La Unidad C4 se encuentra en contacto concordante con la Unidad C3 que la infrayace y en contacto concordante con la Unidad C5 que la suprayace.

- **Unidad C3.** Esta unidad se ubica en la edad Mioceno temprano del Neógeno. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca. Tiene un espesor de 150 a 700 pies y su ambiente de depositación es marino somero. La Unidad C3 se encuentra en contacto concordante con la Unidad C2 que la infrayace y en contacto concordante con la Unidad C4 que la suprayace.
- **Unidad C2.** Esta unidad se ubica en la edad Mioceno temprano del Neógeno. Tiene una composición exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas en la parte media de la cuenca. Presenta un espesor que llega a los 900 pies y tiene un ambiente de depositación marino somero. La Unidad C2 se encuentra en contacto concordante con la Unidad C1 que la infrayace y en contacto concordante con la Unidad C3 que la suprayace.
- **Unidad C1.** La unidad C1 es de la edad Mioceno temprano del Neógeno. Según la ANH esta unidad presenta unas alternancias de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Presenta un espesor máximo de 2000 pies. La Unidad C1 se encuentra en contacto concordante con la Formación León que la infrayace y en contacto concordante con la Unidad C2 que la suprayace.

**1.3.2.8 Formación León.** La formación es del Mioceno medio del Neógeno, presenta una secuencia de shales gris verdosos, arcillosos, ocasionalmente limosos y silíceos. Esta formación tiene un espesor máximo mayor de 2500 pies y su ambiente de depositación es marino.

La Formación León se encuentra en contacto concordante con la Formación Guayabo que la infrayace y en contacto concordante con la Unidad C1 que la suprayace.

**1.3.2.9 Formación Guayabo.** Esta formación se ubica en la edad Mioceno tardía del Neógeno, según la ANH está compuesta por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, ocasionalmente, hacia el tope presentan niveles carbonosos. El espesor de esta formación está entre los 2000 a 8000 pies y su ambiente de depositario varía, en la base tiene influencia marina y hacia el tope, fluvial marino a continental.<sup>7</sup>

La Formación Guayabo se encuentra en contacto concordante con la Formación Necesidad que la infrayace y en contacto concordante con la Unidad León que la suprayace.

---

<sup>7</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. Cit., p. 65.

**1.3.2.10 Formación Necesidad.** “El nombre de esta formación proviene de Playa Necesidad del Río de Oro, su edad fue establecida en Plioceno temprana y tardía del Neoceno (Serv. Geol. Nal. & Inv. Min. Nal. 1967)”<sup>8</sup>. Presenta una composición de arcillas de color rojo azulado alternando con areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados. No se presenta información de espesor y ambiente de sedimentación.

La Formación Necesidad se encuentra en contacto concordante con la Formación Guayabo que la suprayace.

**1.3.3 Geología estructural.** En la Cuenca de los Llanos Orientales la estructura de los Campos Toro Sentado y Elizita está caracterizada por ser un anticlinal limitado hacia el Oriente, por una falla normal antitética a trenes de fallas sintéticas del mismo tipo que viajan en dirección NE-SW. Esta falla normal antitética afecta unidades Cretácicas hasta Miocenas Tempranas, sobre las cuales por medio del fallamiento se ponen en contacto horizontalmente con litologías con propiedades como reservorio contra unidades sellantes, dando lugar a la formación de una trampa estructural. Este sistema de fallas normales sintéticas y antitéticas está siendo segmentado a través del rumbo por otras fallas en ocasiones con movimientos en la horizontal.

Este tipo de play es muy común y se considera como uno de los más productivos en la zona central de los llanos, cuyas estructuras monoclinales a anticlinales son formados en los bloques altos de fallas normales con sentidos de rumbo NE – SE aproximadamente y que son cortadas por otro sistema de fallas casi perpendiculares, haciendo de estas estructuras pequeños prospectos por la falta de continuidad de estas fallas.

**1.3.4 Geología del petróleo.** En la siguiente sección se describen los principales aspectos del sistema petrolífero asociado a los campos Toro Sentado, Toro Sentado West, Toro Sentado Norte, Rancho Quemado y Elizita.

---

<sup>8</sup>SERV. GEOL. NAL. & INV. MIN. NAL. 1967 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 380.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** Según la “ANH en la Cuenca Llanos Orientales y por lo tanto en los Campos Toro Sentado, Toro Sentado West, Toro Sentado Norte, Rancho Quemado y Elizita, las principales rocas generadoras corresponden a lutitas marinas y continentales de la secuencia del Cretácico superior de la formación Gachetá con un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3%”<sup>9</sup>. y un espesor efectivo entre 150 a 200 ft, tal como se muestra en la Figura No. 2.

**1.3.4.2 Roca reservorio.** Las principales rocas reservorios de hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales corresponden a las abundantes areniscas en la sección Cretácica, las cuales incluyen las formaciones Une y Guadalupe, así como las areniscas de la sección terciaria de la Formación Carbonera (Unidades C-7, C-5 y C-3), Formación Mirador y Formación Barcos. Para los campos Toro Sentado, Toro Sentado West, Toro Sentado Norte, Rancho Quemado y Elizita, las principales rocas reservorios corresponden a la Formación Carbonera de las Unidades C-7, C-5 y C-3, las cuales tienen una porosidad promedio de 30%, 20% y 28% respectivamente con buena continuidad y permeabilidades promedio de 600 mD<sup>10</sup> y tiene un espesor que varía entre los 150 y 200 pies.

**1.3.4.3 Migración.** Según la ANH, existen dos pulsos de migración que han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad. La migración se produjo por subsidencia y adicionalmente por un aumento en la temperatura y presión, que favorecieron en la maduración de la materia orgánica y por ende se dio paso a un primer pulso de expulsión y migración de hidrocarburos hacia la cuenca de los Llanos. La segunda fase se produjo por levantamientos de bloques en la parte central de la Cordillera Oriental y adicionalmente por movimientos compresionales, los cuales originaron plegamientos, fallas inversas y de cabalgamiento.

“Es posible atribuir a estos últimos movimientos, períodos de remigración de los hidrocarburos entre las estructuras y trampas estratigráficas en las cuales estaban almacenadas hacia las nuevas trampas y estructuras formadas usando las fallas como canales de migración hacia rocas almacenadoras situadas más altas estratigráficamente”<sup>11</sup>.

---

<sup>9</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES. Bogotá, Colombia, 2009. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20(PDF).pdf). p. 13.

<sup>10</sup> *Ibíd.*, p. 18.

<sup>11</sup> *Ibíd.*, p. 21.

**1.3.4.4 Trampas.** Según la “ANH en la Cuenca Llanos Orientales las posibles trampas exploradas son de tipo estructural, probadas como fallas normales antitéticas. Sin embargo, también se contemplan los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas”<sup>12</sup>. Pero en el caso de los campos objetivos de este estudio es de tipo estructural asociado a un anticlinal limitado hacia el Oriente y falla normal antitética.

## **1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN**

Esta sección describe el método de producción, tiempo de producción, números de pozos y graficas de producción acumulada de los campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West, Rancho Quemado y Elizita.

**1.4.1 Método de producción.** Los Campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West, Rancho Quemado y Elizita presentan un mecanismo de producción de tipo acuífero activo, este tipo de mecanismo no alcanza a ser suficiente por la despresurización que tiene el yacimiento haciendo que no fuera suficiente para producir el crudo, por lo tanto, se implementaron métodos de levantamiento artificial; desde el inicio de su explotación, se han empleado Bombas Electrosumergible como sistema de levantamiento artificial, estas bombas se encargan de manejar altos volúmenes de fluido con cortes de agua altos que es el caso de estos campos.

**1.4.2 Tiempo de producción.** La historia de producción de los Campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West, Rancho Quemado inició con la comercialización del crudo producido del primer productor perforado, RQ\_DZ (2007), que tuvo una producción inicial de 798 barriles diarios. Mientras la historia de producción del campo Elizita inició con la comercialización del crudo del primero productor perforado en el mismo año que el pozo nombrado anteriormente que fue el BGN-Y, que tuvo una producción inicial de 484 barriles diarios.

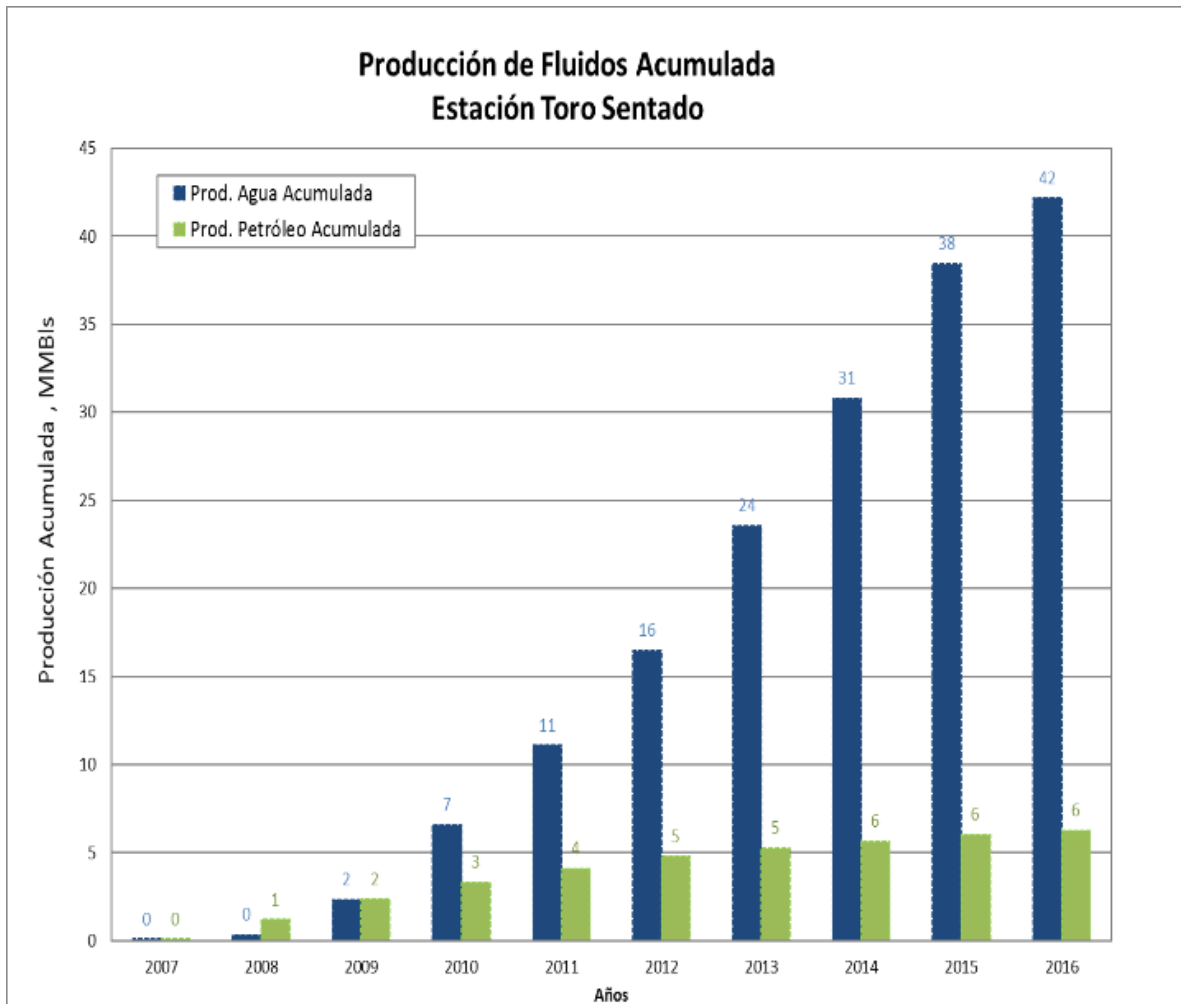
**1.4.3 Número de pozos.** El total de pozos de todos los campos de este proyecto es de 21 pozos, nueve (9) correspondiente al campo Elizita, cinco (5) del Campo Toro Sentado, cuatro (4) del Campo Toro Sentado West, dos (2) del Campo Toro Sentado Norte y uno (1) del Campo Rancho Quemado. También existen dos (2) pozos de disposición de inyección de agua, estos pozos corresponden uno al Campo Toro Sentado Norte y el otro al Campo Toro Sentado.

---

<sup>12</sup> *Ibíd.*, p. 30.

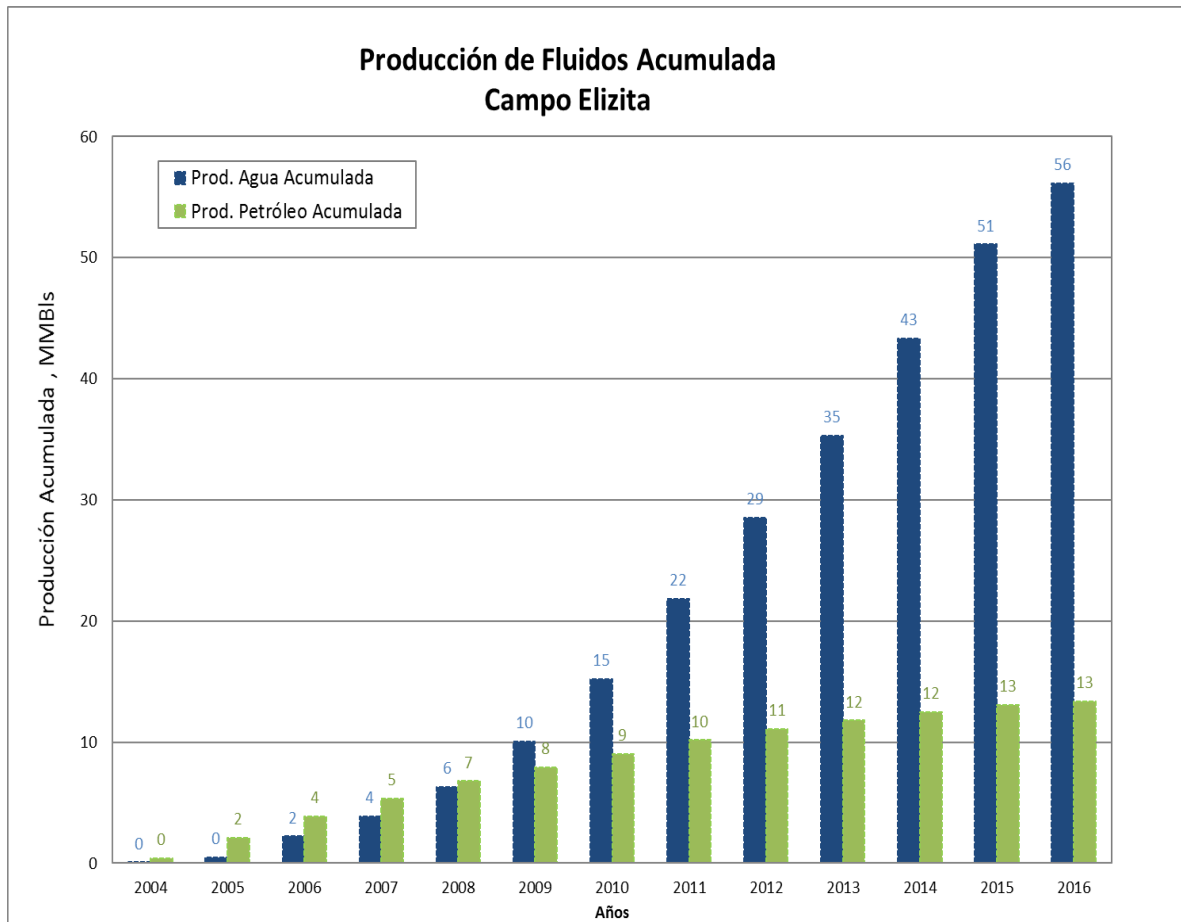
**1.4.4 Gráfica de producción acumulada.** La gráfica muestra la producción de petróleo acumulada de la estación Toro Sentado y Clúster Bengala a través de los años, observando el incremento y declinación que se ha presentado. (Ver **Gráfica 1 y 2**).

**Gráfica 1.** Producción de agua y petróleo Estación Toro Sentado



**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

**Gráfica 2.** Producción de agua y petróleo Campo Elizita



**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A



## 2. OPERACIONES DE PRODUCCION EMPLEADAS EN LA ESTACIÓN TORO SENTADO Y CLUSTER BENGALA

A continuación, se hará una descripción de las operaciones realizadas en la Estación Toro Sentado y el Clúster Bengala como parte del proceso de producción, partiendo desde el sistema de levantamiento de los pozos hasta superficie, donde se realiza el proceso de separación primario en la Estación Toro Sentado.

### 2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En la actualidad los pozos manejados por la Estación Toro Sentado y el Clúster Bengala se encuentran completados mediante levantamiento artificial, mecanismo empleado con el fin de “aumentar el flujo de fluidos provenientes del yacimiento cuando este no tiene la suficiente energía para hacerlo de manera natural, o simplemente para optimizar la producción como objetivo financiero para la empresa”<sup>13</sup>. Existen diferentes mecanismos de levantamiento artificial entre los cuales encontramos: Bombeo Mecánico, Gas Lift, Bombeo mediante Cavidades Progresivas y Bombeo Electrosumergible (ESP por sus siglas en inglés), este último sistema es el que se encuentra implementado en la actualidad en todos los pozos referentes a este proyecto.

Rick Von Flatern <sup>14</sup> indica que la bomba electrosumergible fue creada en el año 1911 por el ingeniero ruso Armais Arutunoff, él desarrollo el primer motor eléctrico que podía operar en agua; esto se logró al implementarle bombas centrifugas y tubería a un motor, después de este gran desarrollo, Armais decide migrar hasta los estados unidos donde ahí fundo la empresa Russian Electrical Dynamo of Arutunoff o también conocida como REDA.

Rick Von Flatern<sup>15</sup> afirma que este sistema de levantamiento está constituido por dos componentes, los de fondo de pozo y los de superficie; los componentes de fondo de pozo están diseñados con un diámetro y una longitud adecuado para generar los caballos de fuerza necesarios para obtener el caudal de fluido deseado mientras que los de superficies son los encargados de entregar la energía eléctrica y control a la bomba que se encuentra en fondo; Los equipos que hacen parte de cada uno de los componentes nombrados anteriormente.

---

<sup>13</sup> VON FLATERN, Rick. Electrical Submersible Pumps. [En Línea], Colombia. 2008. p.2. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en la página web :[http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/defining\\_series/Defining-ESP.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-ESP.ashx)

<sup>14</sup> *Ibíd.*, p. 2.

<sup>15</sup> Von Flatern. *Op. cit.*, p. 1.

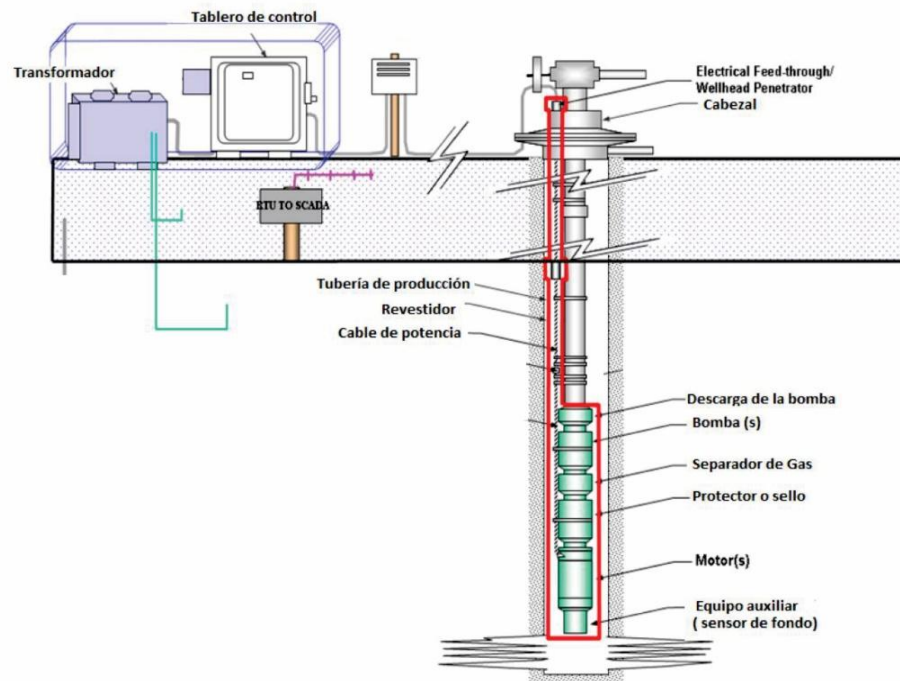
**2.1.1 Equipos de subsuelo.** Estos son los equipos que se encuentran dentro del pozo y está conformado por:

- Cable de potencia
- Bomba centrífuga
- Sección de admisión de fluidos (Intake)
- Separador de gas
- Protector
- Motor eléctrico
- Sensor

**2.1.2 Equipos de superficie.** Estos son los equipos que se encuentran en cabeza de pozo y está conformado por:

- Cabezal de descarga
- Penetrador del empaquetador
- Caja de venteo
- Variador de frecuencia (Tablero de control)
- Transformador eléctrico [SUT - Step Up Transformer, SDT - Step Down Transformer]

**Figura 3.** Partes de una instalación de un sistema ESP



**Fuente:** ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosumergible (BES): Producción de Hidrocarburos I, Madrid. 2015. [Archivo pdf]. p.2.

“La ESP es una bomba centrífuga multifase que tiene una configuración en fondo por etapas, para cada uno de los pozos se utilizan diferentes números de etapas dependiendo de los requerimientos de producción y el diseño de completamiento que se tenga. Cada una de las etapas está conformada por un impulsor rotatorio y un difusor estacionario hecho de hierro con un alto contenido de níquel para evitar los daños de corrosión y abrasión”<sup>16</sup>.

Según Von Flatern <sup>17</sup> dice que el fluido que se encuentra en el yacimiento se dirige a fondo de pozo y pasa por el sensor, motor eléctrico y el sello o protector de la ESP, al pasar esto llega a la sección de admisión para entrar al sistema de separación de gas donde se realiza una separación de todo el gas que se encuentra presente en el crudo, el gas que se separa se dirige afuera de la bomba ESP, mientras que el crudo sigue en la bomba hasta llegar a la bomba centrífuga, en ésta, el crudo pasa por un impulsor en donde el fluido tiene un centrifugado radial hacia afuera generándole una energía en forma de velocidad.

La bomba centrífuga trabaja con un impulsor interno con el que se puede alcanzar una operación mayor de 5.000 rpm, esto cuando se usa un variador de velocidad. Después de salir de impulsor, el fluido es forzado hacer un giro brusco para entrar al difusor, el fluido en esta sección va convirtiendo la velocidad en presión, el anterior proceso se da en cada una de las etapas que tenga la bomba generando así la presión necesaria para que el fluido tenga la energía necesaria para llegar hasta la superficie.

Para mayor entendimiento del proceso de la Bomba ESP se mostraran las imágenes de cada uno de los componentes desde fondo hasta superficie:

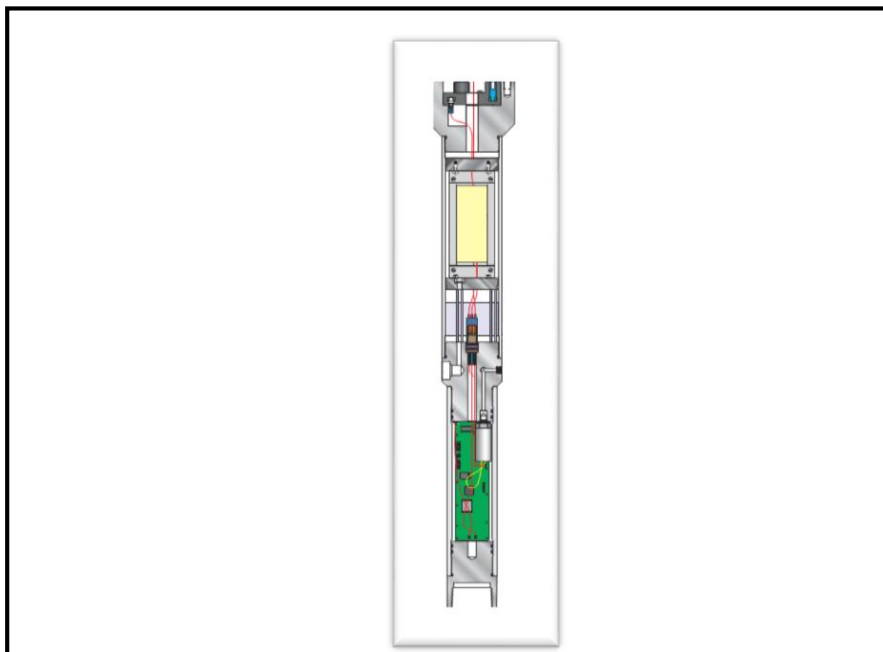
**2.1.3 Sensor.** El sensor hace parte del sistema de monitoreo, se encuentra en la parte inferior de la Bomba ESP, este se encargar de llevar un registro de ciertas variables relevantes para poder realizar evaluaciones y efectuar diagnosticos. Entre las variables usualmente registradas encontramos presión y temperatura. El sensor recibe y entrega una señal digital a superficie, y se encuentra conectado al motor a través de un adaptador, el motor se encarga de entregarle la potencia eléctrica. En la **Figura 4** que se encuentra a continuación se observa el sensor de manera transversal.

---

<sup>16</sup> Von Flatern. Op. cit., p. 1

<sup>17</sup> Ibíd., p. 1

**Figura 4.** Vista transversal de un sensor



**Fuente:** WOOD GROUP ESP. Electric Submersible Pumps for the Petroleum Industry. Estados Unidos, 2004. [archivo pdf]. p. 10.

**2.1.4 Motor.** “El motor es el encargado de transformar la energía eléctrica que se suministra desde superficie en energía mecánica, también se le conoce como transformador giratorio, porque induce voltaje y corrientes en el rotor. Los motores utilizados en la bombas ESP son trifásicos tipo jaula de ardilla de dos polos. Los motores tienen una oscilación de 230 y 5000 Voltios de voltaje de operación y un amperaje entre 12 y 200 Amperios”<sup>18</sup>.

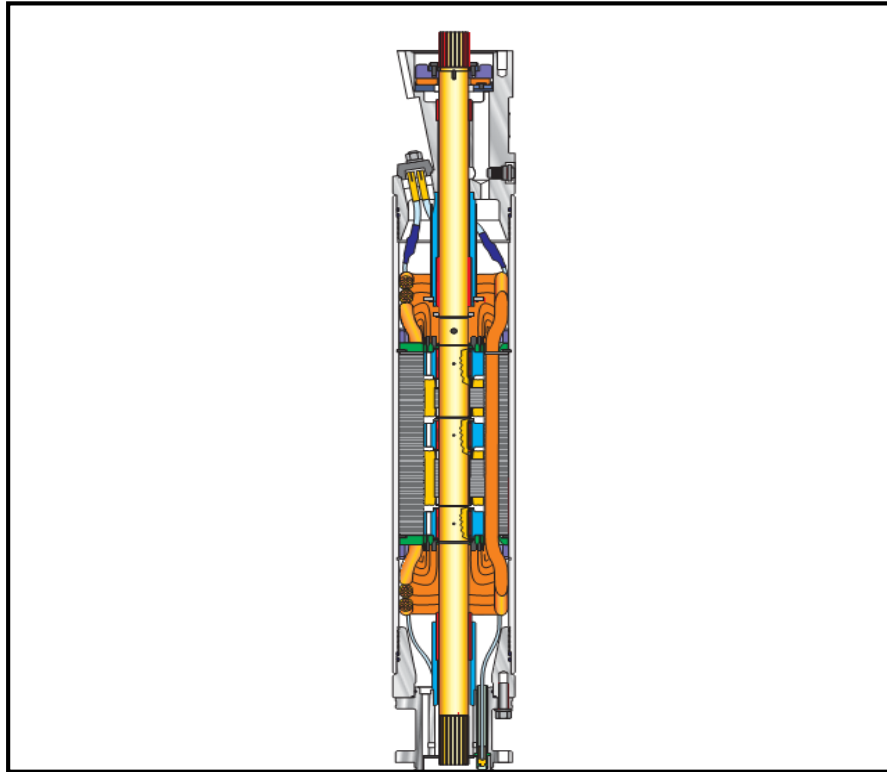
En la **Figura 5.** la Guia-4-BES-SEP-2015<sup>19</sup> se puede apreciar un corte transversal del motor exhibiendo su configuración interna.

---

<sup>18</sup> WOOD GROUP ESP. Electric Submersible Pumps for the Petroleum Industry. [archivo pdf], Estados Unidos. 2004. p.7. [Consultado 15, Agosto 2016].

<sup>19</sup> ESCALANTE, Sharon. Bombeo electrosumergible [archivo], Madrid. p.6. . [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bombeo-electrosumergible-disenio.html>

**Figura 5.** Corte transversal de un motor

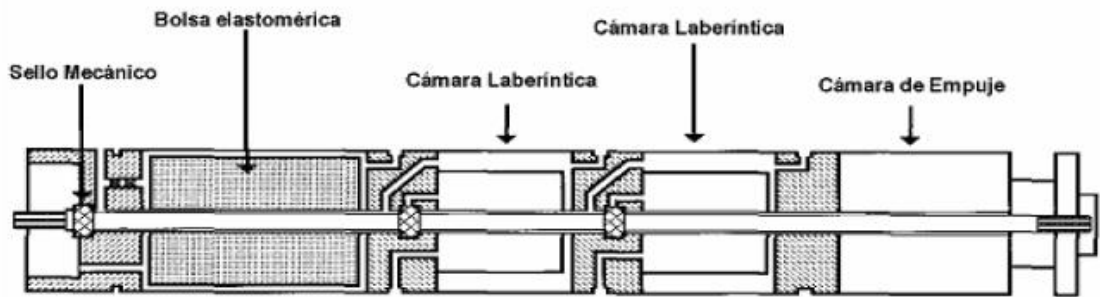


**Fuente:** WOOD GROUP ESP. Electric Submersible Pumps for the Petroleum Industry. Estados Unidos, 2004. [archivo pdf]. p. 7.

**2.1.5 Protector.** El protector es el encargado de la protección del sistema ESP, se encuentra conectado en la parte inferior al eje del motor y en la parte superior a la bomba. El protector se encarga de:

- Absorbe las cargas axiales de la bomba impidiendo que estas se reflejen en el motor.
- Compensa la expansión o contracción del motor por el efecto del calentamiento o enfriamiento.
- No permite la entrada del fluido del pozo al motor.

**Figura 6.** Vista transversal del protector



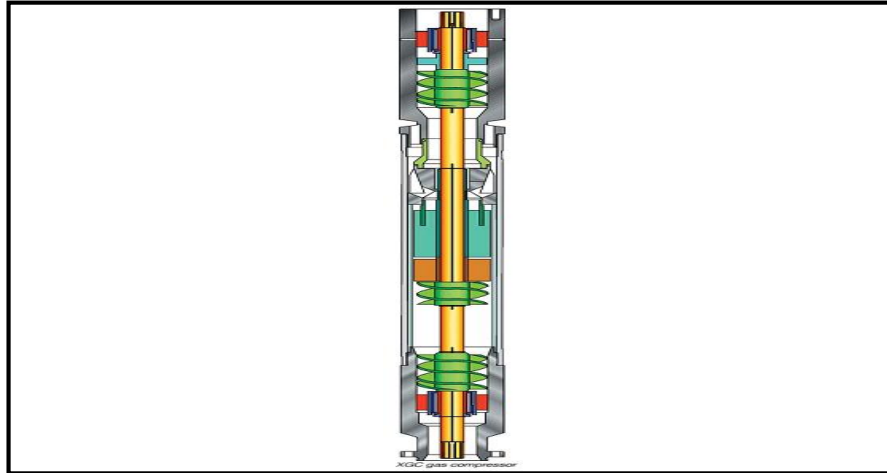
**Fuente:** ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosumergible (BES): Producción de Hidrocarburos I, Madrid. 2015. [archivo pdf]. p. 9.

**2.1.6 Separador de gas.** Este elemento se encarga de hacer una separación del gas, esto se logra gracias a la diferencia de densidades y flotabilidad entre el gas y las fases líquidas. Los separadores de gas mecánicos se pueden clasificar en dos tipos:

- Separadores estáticos o laberínticos: que al igual que los sellos, el arreglo mecánico interno que tienen estos separadores permiten que el gas tomado en la admisión del separador continúe su migración ascendente orientándolo hacia el anular, mientras fuerzan al fluido del pozo a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidad, nuevamente, para luego ser impulsados hacia arriba.
- “Separadores centrífugos: la separación se realiza gracias al proceso de centrifugación que obliga al gas a pegarse a la flecha mientras separa al fluido por diferencia de gravedad específica hacia las paredes del dispositivo separador para luego orientar este gas separado del fluido hacia el anular, el fluido a su vez es dirigido hacia las bombas”<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> RAMIREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. [archivo]. p.26... [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-electrosumergible.pdf>

**Figura 7.** Detalles del separador de gas



**Fuente:** WOOD GROUP ESP. Electric Submersible Pumps for the Petroleum Industry. Estados Unidos, 2004. [archivo pdf]. p. 12.

**2.1.7 Sección de admisión del fluido (Intake).** Esta sección es la que se encarga de dejar entrar el fluido hacia la bomba, normalmente es un tubo ranurado que sirve como filtro para separar algunos sólidos. En la **Figura 8** se muestra la imagen de una sección de admisión de flujo.

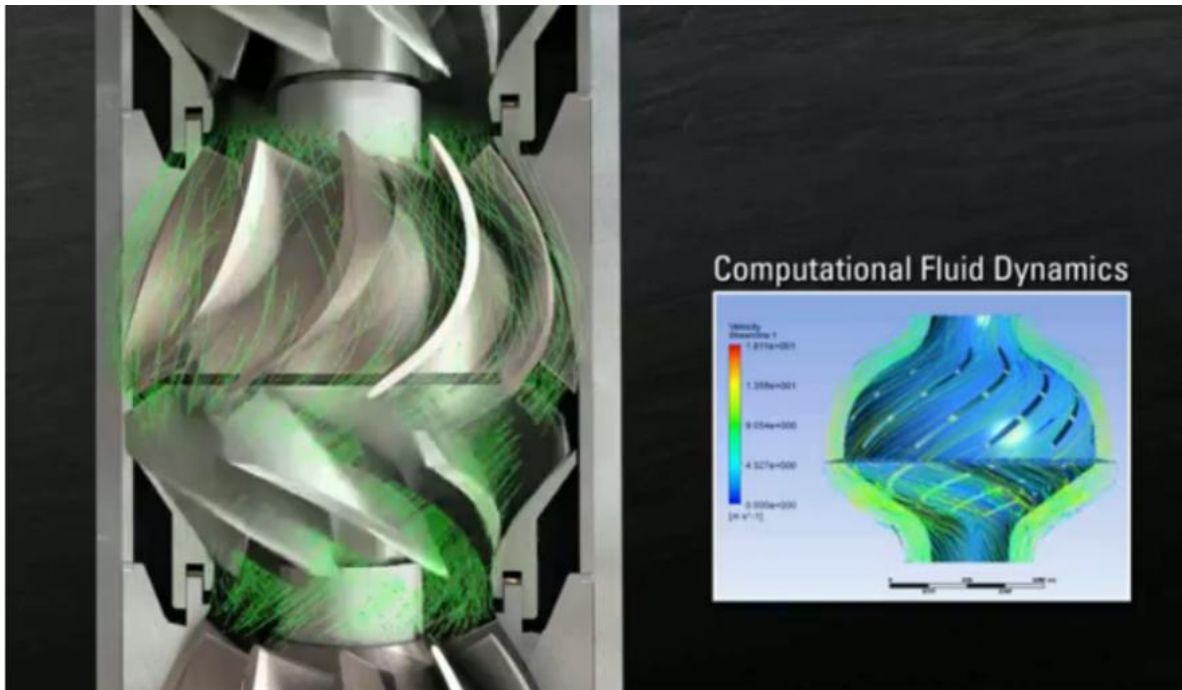
**Figura 8.** Sección de admisión de flujos



**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A, Bloque Caracara. 2005

**2.1.8 Bomba centrífuga.** Según la Guía-4-BES-SEP-2015 <sup>21</sup> dice que las bombas electrosumergibles son bombas centrífugas multietapas, cada etapa consta de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El rendimiento de la bomba depende del diseño de la etapa según su tamaño, velocidad de rotación y el fluido que se bombea. El movimiento de rotación del motor se transfiere a través del eje al impulsor la longitud total de una sección de la bomba solo se limita a 25-30 pies para facilitar el montaje, el transporte y la manipulación; Cada etapa consta de un impulsor y un difusor, el impulsor giratorio lleva los fluidos e imparte energía cinética del eje de rotación a los fluidos, por otra parte el difusor estacionario convierte la energía cinética de los fluidos en presión. En la **Figura 9** se puede ver la composición interna de un motor.

**Figura 9.** Visión interna de la bomba



**Fuente:** SHLUMBERGER. High-Efficiency Electric Submersible Pumps (ESP). [En línea]. Disponible en: [http://www.slb.com/services/production/artificial\\_lift/submersible/esp\\_components/high\\_efficiency\\_pumps.aspx](http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/esp_components/high_efficiency_pumps.aspx)

**2.1.9 Cable de Potencia.** Es trifásico, transmite la energía eléctrica al sistema, los conductores son de tipo sólido o trenzado, pueden ser de diferente diámetro de acuerdo a la aplicación requerida, normalmente para la alimentación de potencia se requiere cable #1 y el de conexión al motor suele ser #5, #4, #6.

<sup>21</sup> Guía-4-BES-SEP-2015. Op. cit., p. 9

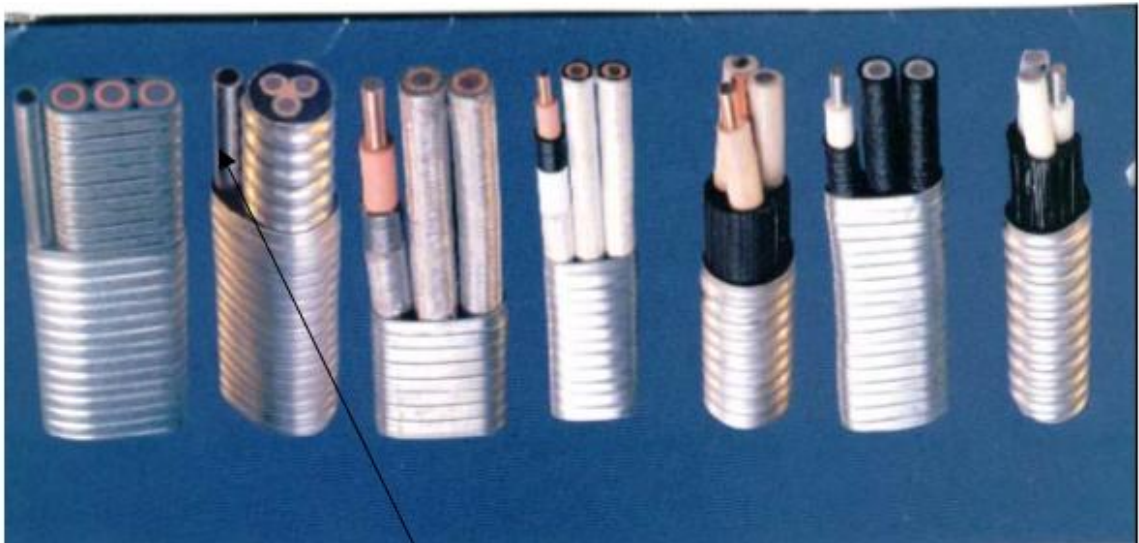


Su configuración puede ser plana o redonda, se sabe que el cable redondo ayuda a eliminar el desbalance entre las fases. Su uso depende de factores mecánicos y de diámetros.

Tienen protección mecánica por una carcasa. El cable normalmente va cubierto por un blindaje de acero galvanizado, aunque se fabrican con blindaje de monel para contrarrestar el ataque de elementos corrosivos, como el ácido sulfhídrico o corrosión.

El aislamiento y la cubierta están diseñados especialmente para que resistan la penetración de gases y agua. El cable representa una parte considerable de la inversión total en la unidad de bombeo eléctrico y es diseñado y fabricado para condiciones de diferentes temperaturas.

**Figura 10.** Tipos de cable de potencia



**Fuente:** RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Taller de Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004.

**2.1.10 Cabezal de descarga.** La instalación de la válvula de venteo se realiza al mismo tiempo cuando se instala el penetrador del empacador.

La función de la válvula de venteo es facilitar la migración del gas libre del fondo del pozo al espacio anular. La operación es accionada por la consola Baker a través de la línea de control de  $\frac{1}{4}$ " y se mantiene la válvula de venteo siempre abierta durante la operación del sistema ESP junto con la válvula de tormenta.

Tanto la válvula de venteo como la válvula de tormenta se puede volver a usar, previo mantenimiento y revisión de sus componentes.

**2.1.11 Penetrador del Empacador.** Las características de este dispositivo son solamente las de conexión de una etapa del aparejo a la siguiente manteniendo aislado ambos lados de la conexión.

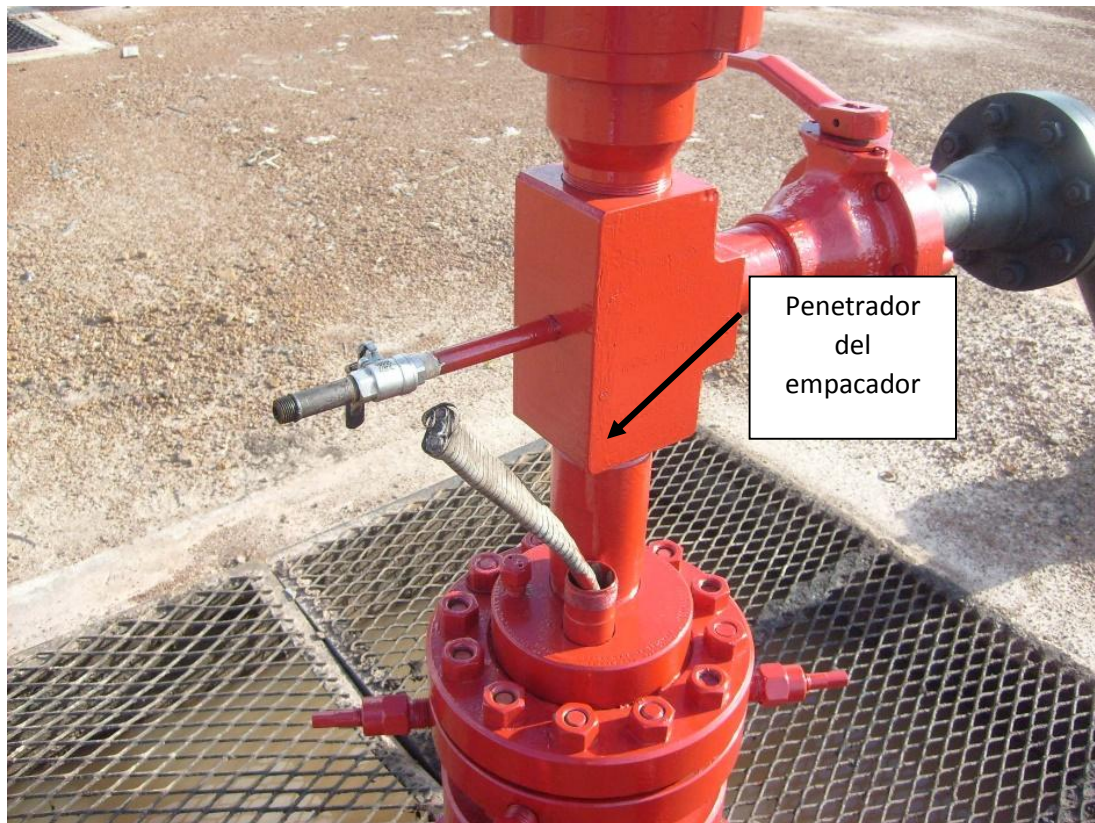
El penetrador no es mas que un dispositivo tubular con tres (3) fases eléctricas tipo enchufe trifásico a largo de todo el cuerpo, aisladas con una resina epóxica con determinado coeficiente di-eléctrico.

Una extensión de cable (5 pies aproximadamente) puede estar conectada en ambos extremos de este tubular, los cuales a su vez se conectaran (empalmaran) con el cable de potencia de la siguiente etapa.

La extensión de cable puede ser de un solo extremo o simplemente no tener extensiones de cable.

El coeficiente di-eléctrico del epoxy depende de la aplicación a la que es sometida el penetrador. Se recomienda usar penetradores que soporten el voltaje aplicado y un 15% mas altos del máximo amperaje estimado.

**Figura 11.** Penetrador del empacador

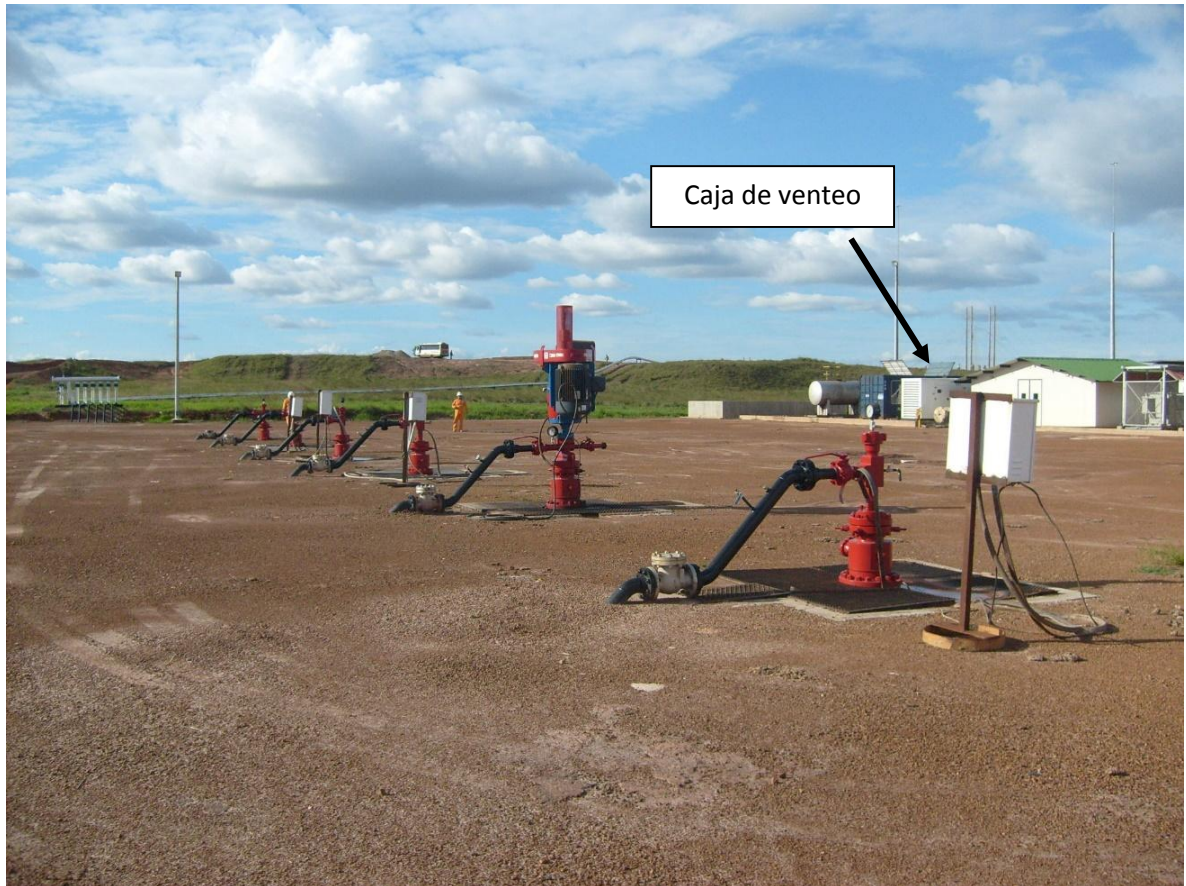


**Fuente:** AMARIZ, Jaime. Campo Rubiales, 2009

**2.1.12 Caja de venteo.** La caja de venteo (conexiones) tiene tres funciones:

- Funciona como un punto de conexión entre el penetreador del cabezal, el cable de potencia y el cable de superficie permanente, permitiendo que los espacios internos de estos cables esté completamente sellados para prevenir la migración de gases desde el cabezal al cuarto de control.
- Permite el acceso al sistema eléctrico del cabezal para pruebas de rutina y la localización de averías; así como facilitar un medio local de aislamiento fuera de línea.
- Funciona como punto de desconexión del equipo del cabezal desde el sistema eléctrico de superficie durante una intervención o reparación del pozo.

**Figura 12.** Cabezal de pozo en Bombeo electrosumergible.



**Fuente:** AMARIZ, Jaime. Campo Rubiales, 2009

**2.1.13 Variadores de frecuencia.** El sistema de bombeo electrosumergible (ESP) es inflexible cuando opera a una velocidad fija porque se limita el gasto de producción a un rango fijo y la carga de salida a un valor fijo para cada gasto.

El variador de frecuencia (VDF) es un controlador de motor que permite operar el sistema ESP en un rango amplio de frecuencia en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. Así el gasto de producción, la carga o ambos se pueden ajustar, dependiendo de la aplicación, al variar la velocidad de la bomba, sin modificaciones en el equipo de fondo.

La operación básica del VDF es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa DC. Luego, usando semiconductores de potencia como interruptores de estado sólido, invierte la corriente directa a una salida alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable

El propósito principal para usar el VDF en el sistema ESP es la flexibilidad en el bombeo, pero también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la

vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad controlada automáticamente, supresión de transitorios de línea y eliminación de estrangulamientos superficiales.

El VDF aísla la carga de switcheos y transitorios de alumbrado, balancea los voltios de salida para reducir el calentamiento del motor, ignora la inestabilidad de frecuencia del generador y minimiza los esfuerzos de arranque. También, dependiendo de la aplicación, el VDF puede ayudar a mejorar la eficiencia del sistema, a reducir el tamaño requerido del generador, a reducir el tamaño de la unidad de fondo. Además el VDF provee funciones de control, que el usuario puede seleccionar para maximizar la producción.

Los variadores de frecuencia (VDF's) existen en varios tipos con diferentes topologías y diferentes formas de onda asociadas con cada tipo de topología.

Un variador de frecuencia (VDF) se compone de tres secciones básicas: la sección convertidora, la de enlace de CD y la inversora.

La sección convertidora, consiste en dispositivos rectificadores (SCR's ó diodos) reconectados en configuración de puente rectificador trifásico de onda completa. En esta sección se rectifica la potencia trifásica de entrada (480-4160VAC, 60 Hz).

La sección enlace de CD, consiste en inductores y condensadores conectados al bus de corriente directa DC en serie y paralelo respectivamente. Como se menciono anteriormente, en la sección conversora se convierten las tres fases de entrada en corriente directa, sin embargo, existe una gran cantidad de rizado (ripple) que se incrementa con la carga. El propósito de los componentes del enlace DC es filtrar el rizado del voltaje del bus DC y por ello a esta sección también se le conoce con el nombre de filtro.

**Figura 13.** Variadores de potencia

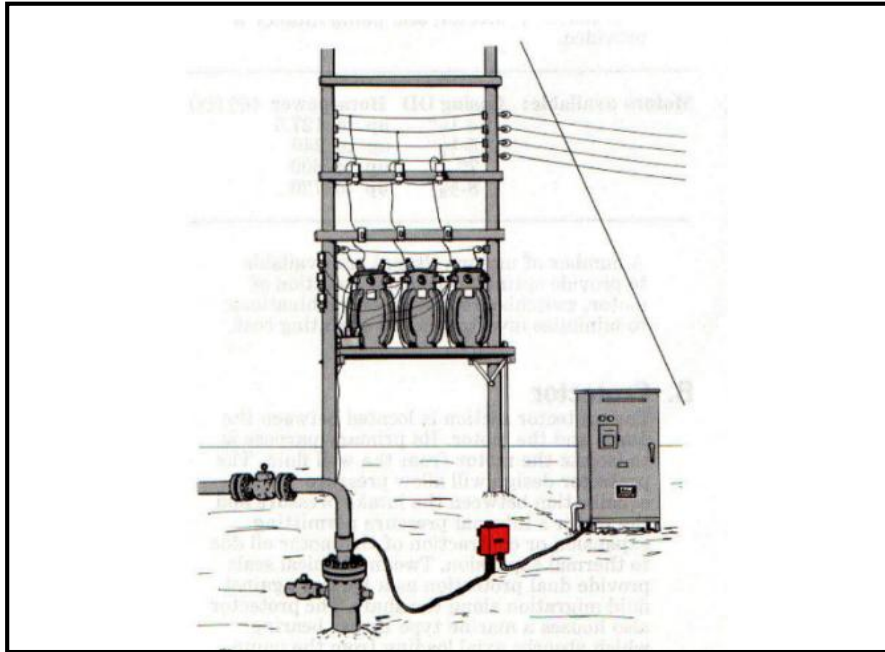


**Fuente:** RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Taller de Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. Maturín Edo. Monagas – Venezuela.

**2.1.14 Transformadores.** Los transformadores son unidades por medio de las cuales el voltaje de un sistema de corriente alterna puede ser cambiado y constan de un centro de lámina de hierro rodeada por alambres de cobre. Generalmente el centro y los alambres son sumergidos en aceite, el cual sirve como aislante y ayuda a enfriar el transformador, adicionalmente es necesario para obtener el voltaje adecuado para la operación del equipo.

En el mercado se pueden conseguir de diferentes tipos: monofásicos, bifásicos y trifásicos, los cuales están diseñados para convertir el voltaje primario de la línea eléctrica en el voltaje requerido por el motor correspondiente. En la **Figura 14** que se muestra a continuación se puede apreciar un diagrama típico de un transformador. Los transformadores empleados en este sistema son de dos tipos diferentes en cuanto a su función; SDT (Reductor) y SUT (Elevador). Guia-4-BES-SEP-2015 Bombeo electro sumergible 3 pagina (archivo)

**Figura 14.** Transformador



**Fuente:** RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Taller de Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. Maturín Edo. Monagas –Venezuela.

## **2.2 PARÁMETROS GENERALES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (ESP) EN LOS POZOS DEL CLÚSTER BENGALA Y ESTACIÓN TORO SENTADO**

En las **Tablas 3** y **4** que se muestran a continuación se pueden apreciar los parámetros generales de los sistemas de levantamiento, tales como profundidad a la cual se encuentra la bomba, referencia, frecuencia de extracción y número de etapas en cada uno de los pozos que conforman el Clúster Bengala y la Estación Toro Sentado.

**Tabla 3.** Datos de las bombas de los pozos Bengala

<b>Datos Bomba</b>				
<b>Pozo</b>	<b>Profun. Bomba</b>	<b>Ref. Bomba</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Etapas</b>
<b>BNG_Y</b>	4248	REDA SN3600	43,5	143
<b>BNG_X</b>	4908	REDA DN800	60	239
<b>BNG_W</b>	4818	REDA SN2600	35	126
<b>BNG_V</b>	4647	REDA D2400N	60	219
<b>BNG_U</b>	5048	REDA D1150N	42,5	255
	4724,65	REDA S6000N	39,5	130
<b>BNG_Tst</b>				
<b>BNG_S</b>	5112	REDA S600N	36	132
<b>BNG_R</b>	5199	REDA S600N	54	148
<b>BNG_Q</b>	4498	REDA SN2600	49,5	189

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A

**Tabla 4.** Datos de las bombas de los pozos Toro Sentado

<b>Datos bomba</b>				
<b>Pozo</b>	<b>Profun. Bomba</b>	<b>Ref. Bomba</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Etapas</b>
<b>RQ_DZ</b>	4955,48	REDA D1400N	60	293
<b>TS_Y</b>	5426	REDA SN3600	39,5	184
<b>TS_X</b>	4794	CENTRILIFT CENTURION-400	54	196
<b>TS_V</b>	5530	REDA S6000N	52	79
<b>TS_T</b>	4385	REDA S8000N	30	63
<b>TS_YA</b>	5580,31	REDA S6000N	45	108
<b>TSN_Z</b>	4512	REDA S6000N	45	96
<b>TSN_X</b>	4394	REDA D1050N	60	144
<b>TSW_Z</b>	5376	REDA S6000N	30	97
<b>TSW_Y</b>	4198	REDA S6000N	53	58
<b>TSW_X</b>	5259	WOOD GRUP TE 3300	49,5	189
<b>TSW_W</b>	4500	SN2602	49,5	189

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A.

En los campos Toro Sentado y Elizita la energía suministrada a las bombas ESP está dada por generadores eléctricos de 220 KW que se encuentran impulsados por un motor Diésel, estos generadores se encuentran en plataformas o locaciones de cada uno de los pozos, además esta generación de energía eléctrica alimenta el sistema de iluminación y demás servicios. Este sistema consta de dos generadores: uno principal, que se encuentra en servicio y otro



adicional de respaldo o backup, en la eventualidad de falla o mantenimiento. En las **Tablas 5 y 6** que se encuentran a continuación se muestran los datos de cargas de cada uno de los Campos de interés.

**Tabla 5.** Datos de carga de los pozos Bengala

<b>Datos de carga</b>			
<b>Pozo</b>	<b>Voltaje</b>	<b>Amperaje</b>	<b>Kwh</b>
<b>BNG_Y</b>	1456,3	58,0	117,0
<b>BNG_X</b>	2417,7	23,7	79,3
<b>BNG_W</b>	1276,0	34,7	61,33
<b>BNG_V</b>	1402,3	70,7	137,3
<b>BNG_U</b>	1255,3	33,9	58,9
<b>BNG_Tst</b>	2443,7	39,3	133,0
<b>BNG_S</b>	1875,3	73,8	191,8
<b>BNG_R</b>	1440,7	80,0	159,7
<b>BNG_Q</b>	1212,0	80,1	134,5

Fuente: CEPSA COLOMBIA S.A

**Tabla 6.** Datos de carga de los pozos Toro Sentado

<b>Datos de carga</b>			
<b>Pozo</b>	<b>Voltaje</b>	<b>Amperaje</b>	<b>Kwh</b>
<b>RQ_DZ</b>	2076,3	32,7	94,0
<b>TS_Y</b>	1270,7	56,1	98,8
<b>TS_X</b>	1292,0	77,3	138,0
<b>TS_V</b>	1254,3	10,8	18,76
<b>TS_T</b>	1522,0	34,8	73,36
<b>TS_YA</b>	1689,3	55,7	130,3
<b>TSN_Z</b>	1293,0	75,9	136,0
<b>TSN_X</b>	2003,0	15,6	43,4
<b>TSW_Z</b>	1601,0	35,3	78,4
<b>TSW_Y</b>	1682,0	25,0	58,3
<b>TSW_X</b>	1115,0	43,0	66,4
<b>TSW_W</b>	1522,0	34,8	73,36

Fuente: CEPSA COLOMBIA S.A

### 2.3 ESQUEMA DE PRODUCCIÓN

Después de que el fluido es producido del pozo llega hasta el cabezal, a partir de este punto, debe ser llevado a las facilidades de la estación donde se le realiza un

tratamiento para cumplir con las condiciones de calidad de entrega. En esta sección del capítulo se desarrollará una descripción de las redes de conexión que llevan los fluidos producidos desde los pozos hasta la Estación Toro Sentado o al Clúster Bengala respectivamente, adicionalmente se mostrarán los equipos utilizados para el tratamiento del crudo y fiscalización, inyección de agua en pozos de disposición, los límites operacionales de los equipos y los químicos utilizados en este proceso en la Estación Toro sentado.

**2.3.1 Filosofía de operación en redes en la estación Toro Sentado.** La industria de los hidrocarburos está compuesta por dos actividades fundamentales, la primera es la actividad de exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, todos los procesos de esta fase se les llama “aguas arriba”, y la segunda actividad que está compuesta por las etapas de tratamiento, transporte y comercialización del hidrocarburo, conocida como “aguas abajo”.

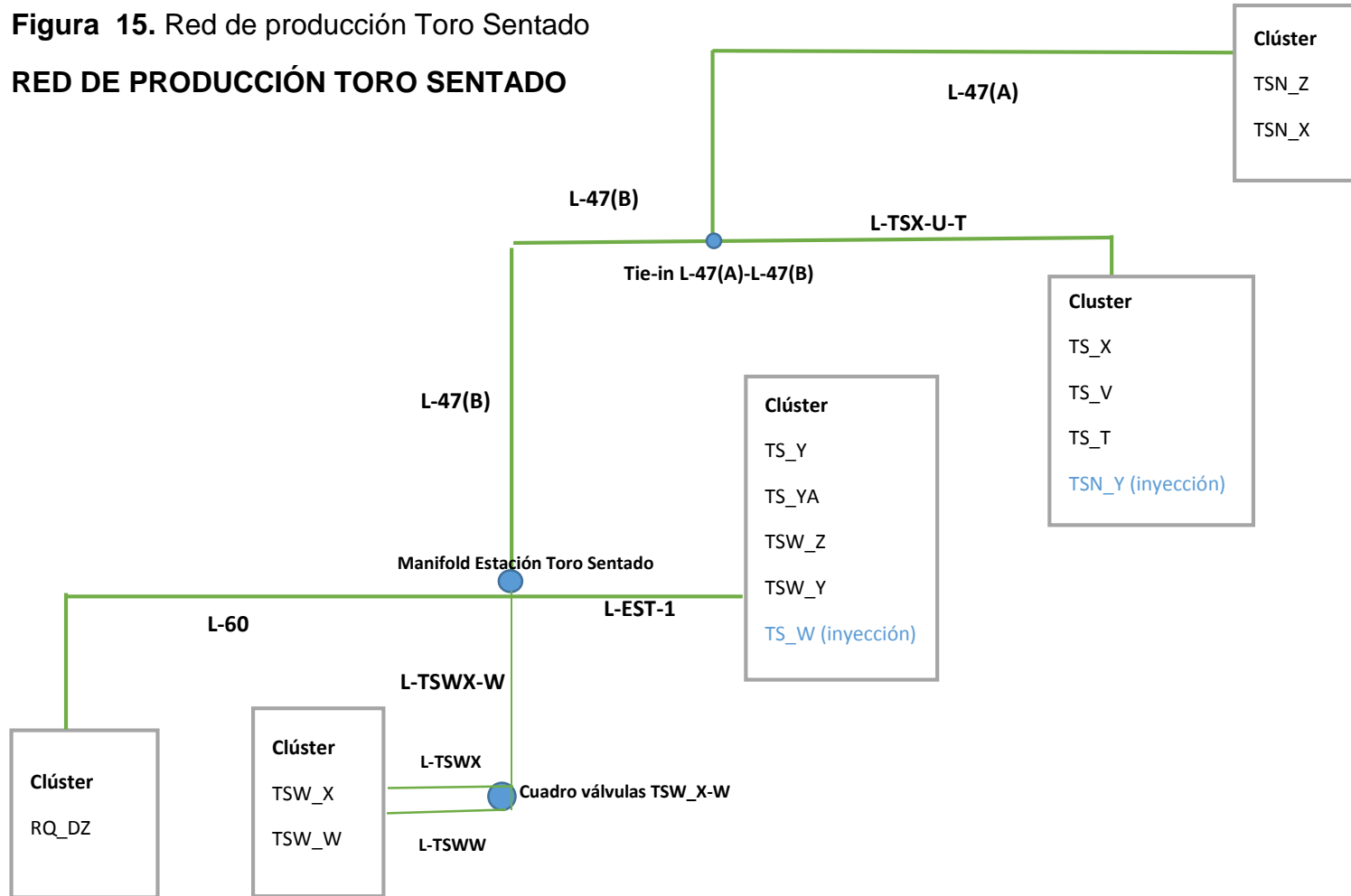
El transporte de hidrocarburos comprende aquella actividad que sucede a la explotación de un yacimiento, y consiste en la transferencia de los fluidos a las estaciones o refinerías para su tratamiento y procesamiento, para luego ser entregado en condiciones de comercialización. Generalmente, la actividad de transporte del hidrocarburo en el mundo se efectúa por oleoductos y/o por redes de flujo o líneas multifásicas de transferencia, los oleoductos son canalizaciones de acero que pueden estar enterradas o en superficie que se encargan de transportar grandes cantidades de hidrocarburo, los oleoductos solo envían los hidrocarburos en condiciones de comercialización, las líneas de flujo multifásico al igual que los oleoductos son canalizaciones de acero que pueden ir enterradas o en superficie, pero difiere en que se utilizan para transportar fluido que es la mezcla de crudo, agua y gas que se extrae del pozo a la estación donde se realiza el tratamiento necesario, y se caracterizan por ser líneas internas del campo.

Actualmente la estación Toro Sentado está compuesta por una red de flujo que reúne la producción de fluidos de los campos Toro Sentado, Toro Sentado West, Toro Sentado Norte y Rancho Quemado, el total de pozos que componen estos cuatro campos son doce (12) pozos. Las líneas principales y sus ramales se encuentran en superficie y llegan hasta el Manifold de dicha Estación.

En el **Figura 15** se puede apreciar las líneas de flujo multifásico de la Estación Toro Sentado, en los recuadros del diagrama se observa la ubicación de los diferentes pozos y las líneas con sus respectivos nombres. En secciones posteriores se detallarán las características de cada una de las troncales; como el diámetro, distancia de la línea y especificaciones de las tuberías.

**Figura 15.** Red de producción Toro Sentado

**RED DE PRODUCCIÓN TORO SENTADO**



**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A, Red de producción TS. Bogotá, 2014

**2.3.1.1 Línea de pozo TS\_Z al Manifold L-47(A).** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,04739 kilómetros (47.39 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-47(A)
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.2 Línea de pozo TSN\_X al Manifold L-47(A).** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,03233 kilómetros (32,33 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-47(A)
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.3 Línea de Manifold L-47(A) al Manifold Tie-in L-47(A)-L-47(B).** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 8,0" de diámetro externo y 0,322" espesor de pared
- Longitud: 3,5344 kilómetros (3.534,40 metros) aproximadamente del Manifold L-47(A) hasta el Manifold L-47(A)
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.4 Línea de pozo TS\_X al Manifold L-TSX-U-T.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,03228 kilómetros (32,28 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-TSX-U-T
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.5 Línea de pozo TS\_V al Manifold L-TSX-U-T.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,04745 kilómetros (47,45 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-TSX-U-T
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.6 Línea de pozo TS\_T al Manifold L-TSX-U-T.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,03233 kilómetros (32,33 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-TSX-U-T
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.7 Línea de Manifold L-TSX-U-T al Manifold Tie-in L-47(A)-L-47(B).** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 6,0" de diámetro externo y 0.280" espesor de pared
- Longitud: 0,05455 kilómetros (54,55 metros) aproximadamente del Manifold L-TSX-U-T hasta el Manifold Tie-in L-47(A)-L-47(B)
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.8 Línea de pozo TS\_Y al Manifold L-EST-1.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,03818 kilómetros (38,18 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-TSX-U-T
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.9 Línea de pozo TS\_YA al Manifold L-EST-1.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,04745 kilómetros (47,45 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-TSX-U-T
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.10 Línea de pozo TS\_Z al Manifold L-EST-1.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,04513 kilómetros (45,13 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-TSX-U-T
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.11 Línea de pozo TSW\_Y al Manifold L-EST-1.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,05774 kilómetros (57,74 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-TSX-U-T
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.12 Línea de pozo TSW\_Y al Manifold L-EST-1.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,06857 kilómetros (68,57 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold L-TSX-U-T
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.13 Línea de Manifold L-EST-1 al Manifold Estación Toro Sentado.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 4,0" de diámetro externo y 0.237" espesor de pared
- Longitud: 0,16131 kilómetros (161,31 metros) aproximadamente del Manifold L-EST-1 hasta el Manifold Estación Toro Sentado
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.14 Línea de pozo TSW\_X al cuadro válvulas TSW\_X-W.** a continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,04172 kilómetros (41,72 metros) aproximadamente del pozo hasta el cuadro válvulas TSW\_X-W
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.15 Línea de pozo TSW\_W al cuadro válvulas TSW\_X-W.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,0" de diámetro externo y 0.216" espesor de pared
- Longitud: 0,04172 kilómetros (41,72 metros) aproximadamente del pozo hasta el cuadro válvulas TSW\_X-W
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.16 Línea de cuadro válvulas TSW\_X-W al Manifold Estación Toro Sentado.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 8,0" de diámetro externo y 0,322" espesor de pared
- Longitud: 0.93228 kilómetros (932,28 metros) aproximadamente del cuadro válvulas TSW\_X-W hasta el Manifold
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.3.1.17 Línea de pozo RQ\_DZ (L-60) al Manifold Estación Toro Sentado.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,5" de diámetro externo y 0.256" espesor de pared
- Longitud: 0.93228 kilómetros (932,28 metros) aproximadamente del pozo RQ\_DZ hasta el Manifold Estación Toro Sentado
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

A continuación, se muestra la **Tabla 7**, donde se resume las especificaciones de las líneas de flujo descritas anteriormente y la **Figura 16** con la imagen satelital de las líneas correspondiente a los campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West y Rancho Quemado.

**Tabla 7.** Especificaciones de las líneas de flujo

Ubicación		Especificación de línea			Distancia	
Inicio	Llegada	Od	Espesor	Especificación de línea	Metros	Kilometros
Pozo TS_Z	Manifold L-47(A)	3,0"	0,216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	47,39	0,047
Pozo TSN_X	Manifold L-47(A)	3,0"	0,216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	32,33	0,032
Manifold L-47(A)	manifold Tie-in L-47(A)-L-47(B)	8,0"	0,322"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	3.534,40	3,534
Pozo TS_X	Manifold L-TSX-U-T	3,0"	0.216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	32,28	0,032
Pozo TS_V	Manifold L-TSX-U-T	3,0"	0.216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	47,45	0,047
Pozo TS_T	Manifold L-TSX-U-T	3,0"	0.216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	32,33	0,032
Manifold L-TSX-U-T	manifold Tie-in L-47(A)-L-47(B)	6,0"	0.280"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	54,55	0,055
Pozo TS_Y	Manifold L-EST-1	3,0"	0,216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	38,18	0,038
Pozo TS_YA	Manifold L-EST-1	3,0"	0,216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	47,45	0,047
pozo TSW_Z	Manifold L-EST-1	3,0"	0,216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	45,13	0,045
pozo TSW_Y	Manifold L-EST-1	3,0"	0,216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	57,74	0,058
Manifold L-EST-1	Manifold Estación Toro Sentado	4,0"	0.237"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	161,31	0,161



**Tabla 7.** (Continuación)

<b>Ubicación</b>		<b>Especificación de línea</b>			<b>Distancia</b>	
<b>Inicio</b>	<b>Llegada</b>	<b>Od</b>	<b>Espesor</b>	<b>Especificación de línea</b>	<b>Metros</b>	<b>Kilometros</b>
<b>pozo TSW_X</b>	cuadro válvulas TSW_X-W	3,0"	0,216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	41,72	0,042
<b>pozo TSW_W</b>	cuadro válvulas TSW_X-W	3,0"	0,216"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	41,72	0,042
<b>cuadro válvulas TSW_X-W</b>	Manifold Estación Toro Sentado	8,0"	0,322"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	932,28	0.932
<b>Pozo RQ_DZ (L- 60)</b>	Manifold Estación Toro Sentado	3,5"	0.256"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	4.914,11	4,914

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A. Inicios de exploración. Bogotá, 2008.

**Figura 16.** Imagen satelital de las líneas de flujo



**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A

**2.3.2 Condiciones de tratamiento y manejo de fluidos de la estación Toro Sentado.** Se presenta una descripción del proceso al cual son sometidos los fluidos en superficie luego de ser extraídos de fondo de pozo.

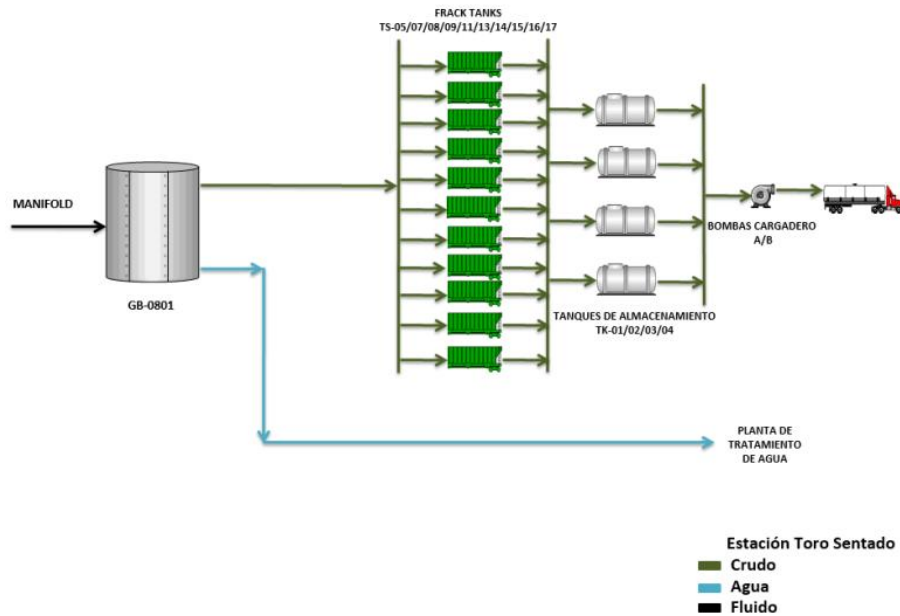
**2.3.2.1 Descripción de las facilidades de producción.** Al campo Toro Sentado llegan los fluidos provenientes de doce (12) pozos, los cuales están distribuidos en diferentes campos: Toro Sentado Norte, Toro Sentado West y Rancho Quemado. Estos fluidos se reúnen dentro de este campo debido a que cuenta con equipos de deshidratación y tratamiento de crudo producido para realizar el respectivo proceso de separación de fases de los fluidos y poder ser transportado y comercializado.

Los fluidos provenientes de los campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West y Rancho Quemado son transportados mediante líneas de transferencia hasta llegar a un Manifold instalado en la estación Toro Sentado donde se conecta a un tanque de deshidratación (Gun Barrel), el cual tiene una capacidad de 3.000 barriles nominal y está diseñado para manejar 15.000 barriles diarios de fluido. Este equipo cuenta con un sistema de calentamiento (serpentín de vapor de agua) que va conectado a un intercambiador de calor, que a su vez se encuentra enlazado con una caldera para alcanzar la temperatura de tratamiento que es de 170°F.

Durante la llegada del fluido al tanque de lavado se le adicionan químicos tipo rompedores directos o inversos de emulsiones para disminuir el tiempo de separación de fases. La aplicación de estos químicos (rompedor directo o inverso) es importante realizarse cuando el agua libre ha sido separada del crudo, ya que dichos rompedores son solubles en agua y al ser agregados antes de la separación bifásica, se perdería eficiencia y habría que emplear mayor cantidad de rompedor para poder cumplir con la norma de fiscalización y comercialización. Después de que los fluidos reunidos de los diferentes campos, mencionados anteriormente, pasan por el tanque de deshidratación, el crudo y el agua toman rumbos diferentes.

El crudo obtenido después de pasar por el tanque de deshidratación (Gun Barrel) debe cumplir con un porcentaje de agua y sedimentos (BS&W) menor al 0,5% y otros parámetros de calidad, para así poder ser llevado a cuatro (4) tanques de almacenamiento cilíndricos que se encuentran ubicados dentro de las facilidades del campo. Estos tanques tienen una capacidad de almacenamiento de 500 barriles. El crudo obtenido en la estación es transportado por carro-tanques con una capacidad de 180 barriles; estos carro-tanques recorren un trayecto de 24 kilómetros hasta llegar a la Estación Jaguar, donde son depositados en tanques de almacenamiento para después ser enviados por un ducto hasta su comprador. En la Figura 17 se observa el diagrama del tratamiento de la estación Toro Sentado.

**Figura 17.** Diagrama de tratamiento de crudo



**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A. Inicios de exploración: Estación Toro Sentado. Bogotá, 2008.

La corriente agua que sale del tanque de tratamiento (Gun Barrel) es enviada por tuberías hasta un recipiente que sirve de tanque de almacenamiento o tanque acumulador de volumen para el sistema de bombeo de alimentación a la planta de tratamiento de agua. Antes de ingresar al tanque acumulador, la corriente pasa por un sistema de medición de flujo llamado FLOWMETER, con el fin de determinar y controlar el caudal que fluye por los recipientes y equipos que se encuentran en etapas posteriores del proceso de clarificación del agua.

El tanque acumulador tiene un medidor de nivel continuo que en conjunto con el FLOWMETER se utilizan para ejercer un control sobre las bombas de alimentación B1, B2 y B3 (cada una con capacidad de transportar 11.000 BWPD). Estas bombas están controladas con variadores de velocidad y responden a las señales enviadas por el FLOWMETER. Dos de estas bombas, con la previa aplicación de rompedor de emulsión inverso, se encargan de transportar el fluido hasta las unidades de tratamiento a través de dos líneas de tubería que tienen instaladas válvulas de control de fluido, esto con el fin de controlar que los caudales, que circulan por las dos líneas, sean iguales. La tercera bomba se tiene como respaldo en caso de que una de las dos bombas en operación presente un daño o deba realizársele un mantenimiento. Estas líneas se encargan de llevar el fluido hasta dos tanques de tratamiento de agua por micro flotación o desnatador, los cuales tienen capacidad de tratamiento de 16.500 BWPD cada uno.

A estos tanques de tratamiento está conectado un generador de nitrógeno, el cual ayuda a desnatar el agua y así separar partículas pequeñas de crudo que quedan en la fase agua. En los tanques de tratamiento existen tres paquetes de placas coalescedoras con doble inclinación sinusoidal recta que permiten remover gotas de aceite de hasta 20 $\mu$ m. Además, con ayuda de la turbina regenerativa de micro burbujas, el equipo remueve gotas hasta 5 $\mu$ m. Este sistema remueve entre el 95% y 99% de grasas y aceites dependiendo de la concentración de entrada. Una vez recuperado el aceite, la unidad de tratamiento de agua por micro flotación se vale del sistema de generación de micro burbujas (SMB) principal para remover los sólidos suspendidos, limos y arcillas, presentes en el agua de producción. Los tanques de tratamiento de agua por micro flotación tienen dos (2) medidores de nivel continuos para controlar el proceso de recuperación de aceite y remoción de sólidos, permitiendo la precipitación de arenas, arcillas y limos suspendidos, los cuales periódicamente deben removerse empleando las bombas neumáticas y enviarse al decantador. Estos equipos a la salida se comunican con una línea de tubería que tiene la función de alimentar las bombas de filtración. El sistema de recuperación de aceite funciona de manera automática, de manera que cuando el espesor que forma el crudo alcanza cierto nivel, se activan los raspadores y entra en funcionamiento la bomba de crudo que envía el aceite hacia el tanque de crudo recuperado.

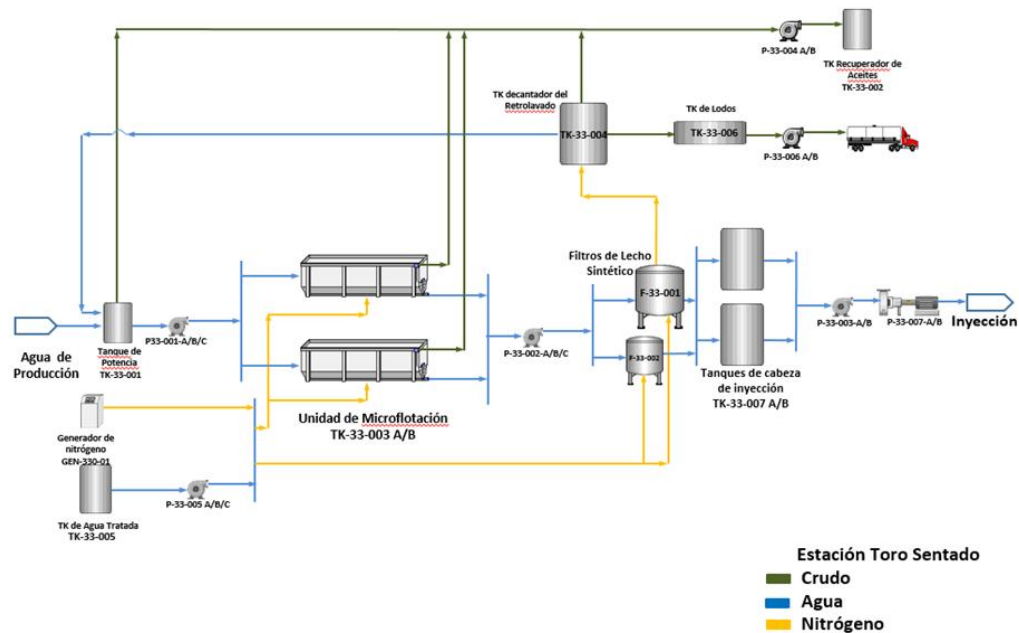
El agua que sale de los tanques de tratamiento por micro flotación después de su procedimiento es dirigida por líneas, las cuales contienen un juego de válvulas automáticas, que a su vez se encuentran enlazadas con el medidor de flujo continuo y el FLOWMETER, llegando al sistema de bombeo de filtración compuesto por cuatro (4) bombas, cada una con capacidad de segregar 11.000 BWPD a 60 psi. Tres de estas bombas son para el servicio de bombeo a los sistemas de filtración y la cuarta se emplea en retroalimentación de las unidades de filtración.

El sistema de filtración incluye un filtro de doble lecho sintético en el cual la corriente de agua atraviesa primero el lecho de 80 mesh (173 $\mu$ m) para retener los sólidos más grandes y posteriormente pasa por un lecho de 200mesh (74 $\mu$ m) para retener los sólidos de menor tamaño. Este sistema está controlado por un medidor de presión diferencial y válvulas automáticas que se comunican con el sistema de bombeo de filtración, de manera que cuando se incrementa el delta de presión entre la entrada y la salida del filtro, estos medidores y controladores activan el sistema cerrando la alimentación y dan inicio al proceso de retrolavado, enviando el agua residual hacia el decantador. Si la corriente de agua en la etapa final contiene partículas de crudo, es redirigida al inicio del proceso para ser tratada nuevamente.

Finalmente, el agua después de estos procesos de micro flotación y filtración, es dirigida a tanques de cabeza de inyección los cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 500 barriles. Los fluidos son llevados mediante bombas hasta

los pozos de inyección. En la **Figura 18.** se muestra en un diagrama todo el tratamiento de agua de la Estación Toro Sentado descrito anteriormente.

**Figura 18.** Diagrama del tratamiento de agua



**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A. Inicios de exploración: Estación Toro Sentado. Bogotá, 2008.

**2.3.2.2 Limitaciones.** Aquí se puede apreciar los equipos que conforman la Estación Toro Sentado con una breve descripción

- **Gun barrel.** El Gun Barrel o también llamado tanque de lavado como se muestra en la **Figura 19** es utilizado para el tratamiento de fluidos extraídos del subsuelo. Este equipo es comúnmente utilizado para crudos livianos, su operación se realiza mediante un método mecánico el cual, por diferencias de densidades y de peso específico, el crudo se deposita en la parte superior y el agua en la parte inferior del tanque. Este equipo de separación primaria cuenta con un sistema de calentamiento (serpentín de vapor de agua) el cual va conectado a un intercambiador de calor y a una caldera, para hacer el tratamiento a una temperatura adecuada de 170°F. Tiene una capacidad de tratamiento de 3.000 barriles nominal y 15.000 barriles diarios.

**Figura 19.** Imagen Gun Barrel



**Fuente:** AMARIZ, Jaime Fernando. Bateria Campo Valdivia – Almagro. Empresa Petrotesting. 2007.

- **Frac Tank.** Son tanques de almacenamiento de crudo como se muestra en la **Figura 20**. Dentro de la Estación Toro Sentado se encuentran instalados once (11) tanques, los cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 200 barriles cada uno. Estos tanques se encuentran como alternativa de uso, ya que los volúmenes de crudo producidos pueden depositarse directamente en los tanques de almacenamiento.

**Figura 20.** Imagen Franc Tank



**Fuente:** AMARIZ, Jaime Fernando. .Bateria Campo Valdivia – Almagro. Empresa Petrotesting. 2007.

- **Tanques de Almacenamiento.** Estos tanques, como se muestra en la **Figura 21** son utilizados para el almacenamiento de crudo proveniente de procesos de limpieza previos. Dentro de la estación Toro Sentado se cuenta con cuatro (4) tanques cilíndricos con capacidad de almacenamiento de 500 barriles cada uno, los cuales alimentan la estación de cargadero al carro-tanque.



**Figura 21.** Imagen de tanque de almacenamiento



**Fuente:** AMARIZ Jaime Fernando. Batería Campo Valdivia – Almagro. Empresa Petrotesting, 2007.

- **Estación de Cargadero.** En la estación de cargadero o despacho, como se muestra en la **Figura 22**, se hace el respectivo llene de los carro-tanques para ser despachados o transportados al punto de entrega o hacia otra estación. El crudo que se encuentra en los tanques de almacenamiento de la Estación Toro Sentado es llevado mediante tuberías a dos islas conformadas por cuatro bahías, cada carro-tanque tiene la capacidad de transportar 180 barriles de crudo por cada recorrido y cada uno hace tres (3) recorridos por día.

**Figura 22.** Imagen de estación de cargadero



**Fuente** AMARIZ, Jaime Fernando. Batería Campo Valdivia – Almagro. Empresa Petrotesting. 2007.

- **Tanque De Micro flotación.** Estos equipos operan a cierta presión o a presión atmosférica, son diseñados para proporcionar un alto tiempo de retención durante el cual pueda ocurrir el efecto de coalescencia y la separación gravitacional. “Este equipo cuenta con tres paquetes de placas coalescedoras con doble inclinación sinusoidal recta que permiten remover gotas de aceite de hasta 20 $\mu$ m. Además, con ayuda de la turbina regenerativa de micro burbujas el equipo remueve gotas de hasta 5 $\mu$ m. Este sistema permite entre el 95% y 99% de remoción de grasas y aceites, dependiendo de la concentración de entrada”<sup>22</sup>. A continuación, en la **Figura 23** se muestra la imagen de un tanque de micro flotación.

---

<sup>22</sup> GOMEZ CASALLAS, Alexander; OCAMPO MORALES, Andrés y OCHO IBAÑEZ, Jaime Enrique. Proceso de tratamiento de aguas residuales. Proyecto de grado. Puerto López. Corporación Institucional del petróleo .2010. p. 36. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <http://www.ucn.edu.co/sistema-investigacion/documents/cuadro%20comparativo%20sobre%20citaci%C3%B3n%20y%20referenci%C3%B3n%20apa-icontec-mla.pdf>

**Figura 23.** Imagen de un tanque de Micro flotación



**Fuente:** ECO-TEC. Advances Resource Recovery & Purification Solution. [En línea]. Disponible en la página web: <http://ecotec.com/products/microflotacion-2/>

- **Tanque de Filtración.** Estos tanques como se muestra en la **Figura 24** se utilizan para la separación de sólidos suspendidos dentro del agua; este equipo cuenta con un filtro de doble lecho sintético en el cual la corriente pasa primero por el lecho de 80 mesh ( $173\mu\text{m}$ ) para retener los sólidos más grandes y posteriormente pasa por un lecho de 200mesh ( $74\mu\text{m}$ ) para retener los sólidos de menor tamaño. El fin de este equipo es que el agua salga con la menor cantidad de sólidos posible para ser inyectada en los pozos.

**Figura 24.** Imagen tanque de filtración



**Fuente:** BOLLAND. Productos y Servicios: Tratamiento de agua, Petróleo, Gas y Efluentes. [En línea]. Disponible en: <http://www.bolland.com.ar/tratamiento-de-agua-petroleo-gas-y-efluentes/sistemas-de-filtrado.htm>

## 2.4 PRODUCTOS QUIMICOS UTILIZADOS

La utilización de productos químicos es muy importante a la hora de tratar las emulsiones presentes en los fluidos de pozo, y lograr la separación de fases (crudo y agua). Es mandatorio que el porcentaje de agua en el crudo sea menor a 0.5, para poder ser comercializado y enviado a las estaciones de bombeo y/o refinerías. El agua debe contener menos de 5 ppm de grasas y aceites, y su contenido de sólidos debe estar por debajo de 10 ppm (según distribución de tamaño de partícula) para poder ser llevada a los pozos de inyección<sup>23</sup>

Una emulsión es una mezcla de dos fases inmiscibles en donde uno de los componentes se comporta como fase continua y el otro componente esa en fase dispersa. Generalmente las emulsiones son tratadas mediante efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos. En la estación Toro

---

<sup>23</sup> LOURDES DE LA CABADA, Gabriela Rubiera. Deshidratación y desalado: Definiciones fundamentales. Estudio y tratamiento de emulsiones agua/crudo (W/O). [Online]. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/75251786/Deshidratacion-y-Desalado-de-Crudos>

Sentado las emulsiones se rompen agregando agentes desemulsificantes en una dosis adecuada para que el efecto rompedor sea eficiente.

**2.4.1 Desemulsificantes.** En el tratamiento del crudo es usualmente una molécula de carácter hidrofílico/lipofílico, prácticamente soluble en la fase continua (aceite) y fase dispersa (agua). Esto permite que el agente desemulsificante se posicione en la interface de la emulsión ocasionando ruptura de la película interfacial que rodea la fase dispersa, normalmente la eficiencia del desemulsificante tiene relación directa con el peso molecular.

**2.4.2 Clarificantes.** Estos químicos tienen una gran importancia en el tratamiento de agua, ya que las normas ambientales exigen a toda industria petrolera que el agua extraída del subsuelo a superficie debe contener cantidades mínimas de grasas y sólidos para ser dispuesta. Las partículas que se producen con los fluidos de un pozo son demasiadas pequeñas y su velocidad de asentamiento es lenta. Esto se debe a que los sólidos poseen la misma carga eléctrica creando fuerzas de repulsión entre ellas, impidiendo que estas partículas se puedan agrupar en partículas más grandes para aumentar su velocidad de asentamiento. Las partículas mayores a 100 micras pueden observarse a simple vista y se les considera como sólidos asentables. En el intervalo de 10 a 100 micras se les considera como grano muy fino o turbidez. Por debajo de 10 micras se les considera que están en mezcla con el agua (coloidal).

En la **Tabla 8** se identificarán los tipos de productos químicos y las dosis de cada uno utilizados en la Estación Toro Sentado.

**Tabla 8.** Consumo de productos químicos Toro Sentado.

<b>CONSUMO TOTAL DE PRODUCTOS QUIMICOS TORO SENTADO</b>			
<b>PRODUCTO</b>	<b>REFERENCIA</b>	<b>CONSUMO DIARIO</b>	<b>DOSIS</b>
		GPD	Ppm
<b>ROMPEDOR DIRECTO</b>	PROCHEM EB8154L	8	217,4
<b>CLARIFICADOR</b>	EMBREAK CDM2916	4	7,2
<b>ROMPEDOR INVERSO</b>	KLARAID PC2710	3	5,4

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

**2.4.3 Filosofía de operación en redes en el Clúster Bengala.** Actualmente el Clúster Bengala está compuesto por una red de flujo que reúne la producción de fluidos del campo Elizita, el total de pozos que componen este campo es de nueve (9). Las líneas principales con sus ramales se encuentran en superficie y llegan hasta el Manifold que se encuentra ubicado en la locación del pozo BNG\_Y.

En el **Figura 25** se puede apreciar las líneas de flujo multifásico del Clúster Bengala, en los recuadros se observa la ubicación de los diferentes pozos y las líneas con sus respectivos nombres. A continuación, se detallan las características de cada una de las troncales; como el diámetro, distancia de la línea y especificaciones de las tuberías.

**2.4.3.1 Línea de pozo BNG\_W al Tie-in L4-L4(1).** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,5" de diámetro externo y 0.256" espesor de pared.
- Longitud: 0,37807 kilómetros (378.07 metros) aproximadamente del pozo hasta el Tie-in L4-L4(1).
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD.

**2.4.3.2 Línea de pozo BNG\_R al Tie-in L4-L4(1).** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,5" de diámetro externo y 0.256" espesor de pared.
- Longitud: 0,71859 kilómetros (718.59 metros) aproximadamente del pozo hasta el Tie-in L4-L4(1).
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD.

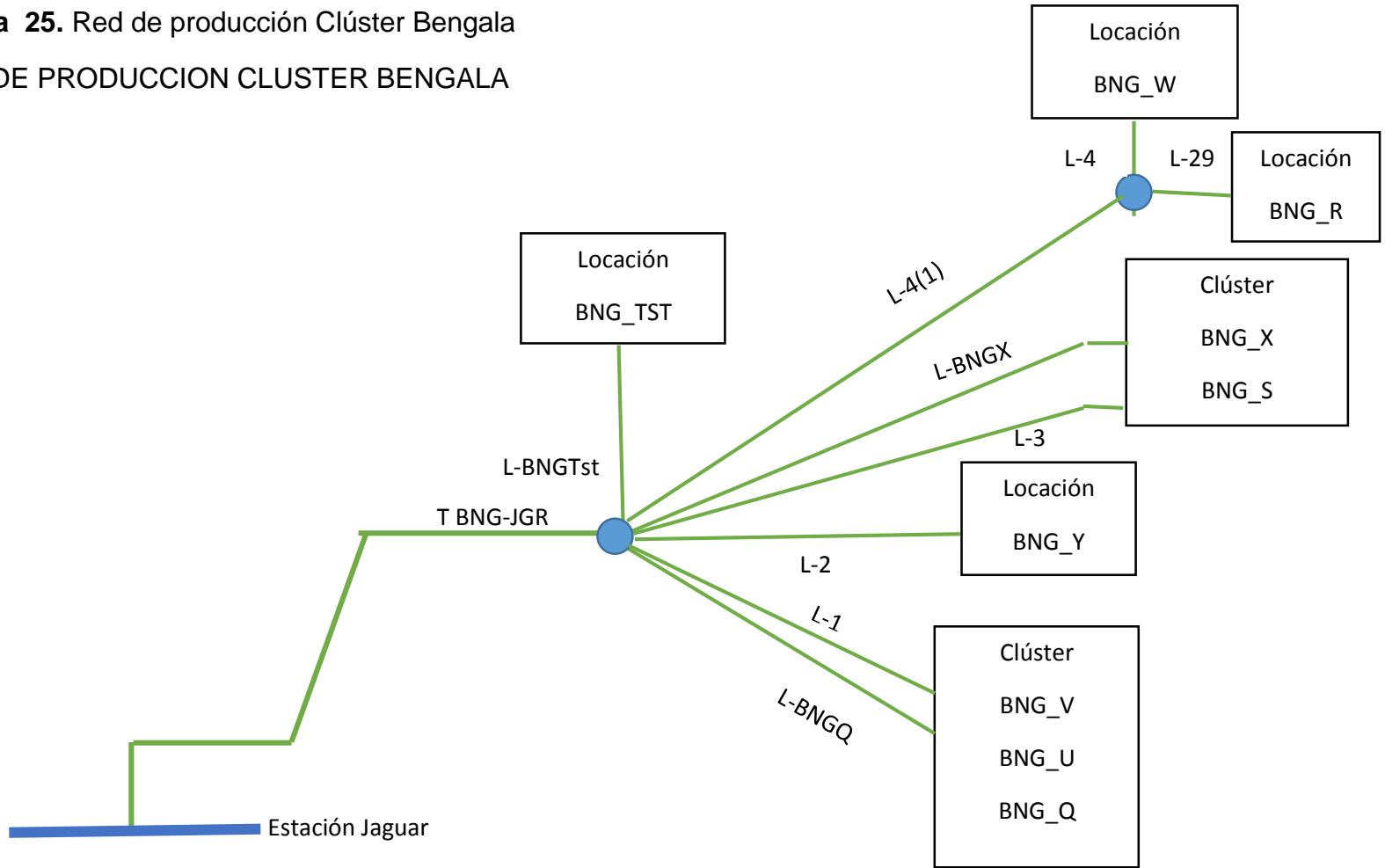
**2.4.3.3 Línea de Manifold Tie-in L4-L4(1) al Manifold BNG\_Y.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,5" de diámetro externo y 0,256" espesor de pared.
- Longitud: 0,60035 kilómetros (600,35 metros) aproximadamente del Tie-in L4-L4(1) hasta el Manifold BNG\_Y.
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD.

**2.4.3.4 Línea de pozo BNG\_X al Manifold BNG\_Y.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,5" de diámetro externo y 0.256" espesor de pared.
- Longitud: 0,99595 kilómetros (995,95 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold BNG\_Y.
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD.

**Figura 25.** Red de producción Clúster Bengala  
 RED DE PRODUCCION CLUSTER BENGALA



**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A. Red de producción JGR-BNG. Bogotá, 2015.

**2.4.3.5 Línea de pozo BNG\_S al Manifold BNG\_Y.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,5" de diámetro externo y 0.256" espesor de pared.
- Longitud: 0,99993 kilómetros (999,3 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold BNG\_Y.
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD.

**2.4.3.6 Línea de pozo BNG\_Y al Manifold BNG\_Y.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 3,5" de diámetro externo y 0.256" espesor de pared.
- Longitud: 0,11602 kilómetros (116,02 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold BNG\_Y.
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD.

**2.4.3.7 Línea de pozo BNG\_V al Manifold BNG\_Y.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 4,5" de diámetro externo y 0.250" espesor de pared
- Longitud: 1,51943 kilómetros (1519,43 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold BNG\_Y
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

**2.4.3.8 Línea de pozo BNG\_U al Manifold BNG\_Y.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 4,5" de diámetro externo y 0.250" espesor de pared.
- Longitud: 1,51943 kilómetros (1519,43 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold BNG\_Y.
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD.

**2.4.3.9 Línea de pozo BNG\_Q al Manifold BNG\_Y.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 4,0" de diámetro externo y 0.237" espesor de pared.
- Longitud: 1,55913 kilómetros (1559,13 metros) aproximadamente del pozo hasta el Manifold BNG\_Y.
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD.

**2.4.3.10 Línea de Manifold BNG\_Y al Manifold Estación Jaguar.** A continuación se hace la descripción de la tubería en el trayecto del fluido de producción:

- Diámetro tubería: 10" de diámetro externo y 0,256" espesor de pared



- Longitud: 9,69755 kilómetros (9,69755 metros) aproximadamente Manifold BNG\_Y del hasta el Manifold Estación Jaguar.
- Especificaciones tubería: Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD

A continuación, se muestra la **Tabla 9**, donde se resumen las especificaciones de las líneas de flujo descritas anteriormente, y la **Figura 26** con la imagen satelital de las líneas correspondiente al Campo Elizita.

**Tabla 9.** Especificaciones de las líneas de flujo

<b>Ubicación</b>		<b>Especificación de línea</b>			<b>Distancia</b>	
<b>Inicio</b>	<b>Llegada</b>	<b>Od</b>	<b>Espesor</b>	<b>Especificación de línea</b>	<b>Metros</b>	<b>Kilómetros</b>
<b>Pozo BNG_W</b>	Tie-in L4-L4(1)	3,5"	0.256"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	4378,07	0,438
<b>Pozo BNG_R</b>	Tie-in L4-L4(1)	3,5"	0.256"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	718.59	0,719
<b>manifold Tie-in L4-L4(1)</b>	Manifold BNG_Y	3,5"	0.256"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	600,35	0,600
<b>Pozo BNG_X (L-BNG3)</b>	Manifold BNG_Y	3,5"	0.256"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	999,95	0,996
<b>Pozo BNG_S (L-3)</b>	Manifold BNG_Y	3,5"	0.256"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	999,93	0,999
<b>Pozo BNG_Y</b>	Manifold BNG_Y	3,5"	0.256"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	116,02	0,116
<b>Manifold BNG_V-U</b>	Manifold BNG_Y	4,5"	0.250"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	1519,43	1,519
<b>Pozo BNG_Q</b>	Manifold BNG_Y	4,0"	0.237"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	1559,13	1,559
<b>Pozo BNG_TST</b>	Manifold BNG_Y	3,5"	0.256"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	500	0,500
<b>Manifold BNG_Y</b>	Manifold Estación Jaguar	10"	0.256"	Acero API 5CT - J55 – EUE - 8RD	9697,55	9,698

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A

**Figura 26.** Imagen satelital de las líneas de flujo



**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A

## 2.5 CONDICIONES DE TRATAMIENTO Y MANEJO DE FLUIDOS DEL CLUSTER BENGALA

El Clúster Bengala reúne los fluidos provenientes de nueve (9) pozos que se encuentran en su cercanía. Los fluidos son enviados mediante una línea de flujo que conecta con la Estación Jaguar. Actualmente se tienen tres (3) líneas a disposición, de 4 ½ pulgadas, de 5 ½ pulgadas y 10 pulgadas, respectivamente. Se usa solo la línea de 10" debido que es la única que cumple con los estándares de la industria del petróleo, ya que las otras son tuberías roscadas y CEPSA instaló la de 10" para tener flujos regulados y con opción de limpieza internas. Los fluidos llegan a un Manifold que se encuentran en la Estación Jaguar donde se reúne con los fluidos provenientes de los pozos de Jaguar; Jaguar Sur, Jaguar West. Estos fluidos pueden ser llevados hacia un proceso de separación o a un segundo Manifold instalado encargado de transportar los fluidos hacia el sistema de tanques de despacho.

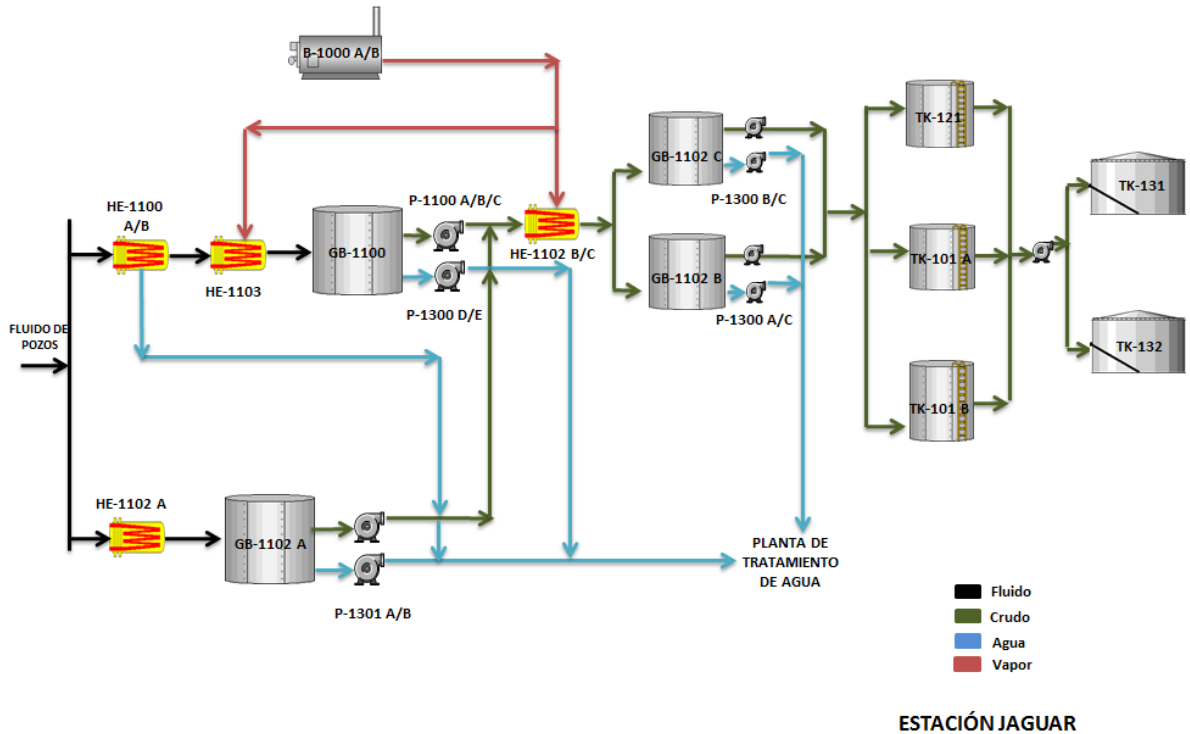
Los fluidos son tratados previamente por un sistema de separación de crudo y agua conformado por tres (3) Gun Barrel, cada uno con capacidad de manejar 3.000 barriles nominales y 15.000 barriles diarios. En este proceso se separa el crudo del agua mediante el calentamiento y la adición de desmulsificantes, acelerando el proceso de separación. El fluido que sale de los Gun Barrel se transfiere con un BS&W de 15 a 25% aproximadamente hacia los Frac Tank, una vez el crudo cumple con las especificaciones de calidad (BS&W menos a 0,5) es transferido a los tanques de almacenamiento para ser despachado al Oleoducto Jaguar-Santiago o a los tanques de consumo interno de calderas.

El sistema de tratamiento de crudo en la estación Jaguar tienen las siguientes condiciones de operación:

- Presión y temperatura de llegada de pozos: 35 psig y 80°F.
- Capacidad de manejo de fluido: 85.000 BFPD
- Capacidad de manejo de agua: 75.000 BWPD
- Producción de crudo: 10.000 BOPD

En la **Figura 27** se observa el diagrama con el proceso de tratamiento de fluido de la estación Jaguar que recibe los fluidos del Campo Elizita.

**Figura 27.** Diagrama de tratamiento de crudo



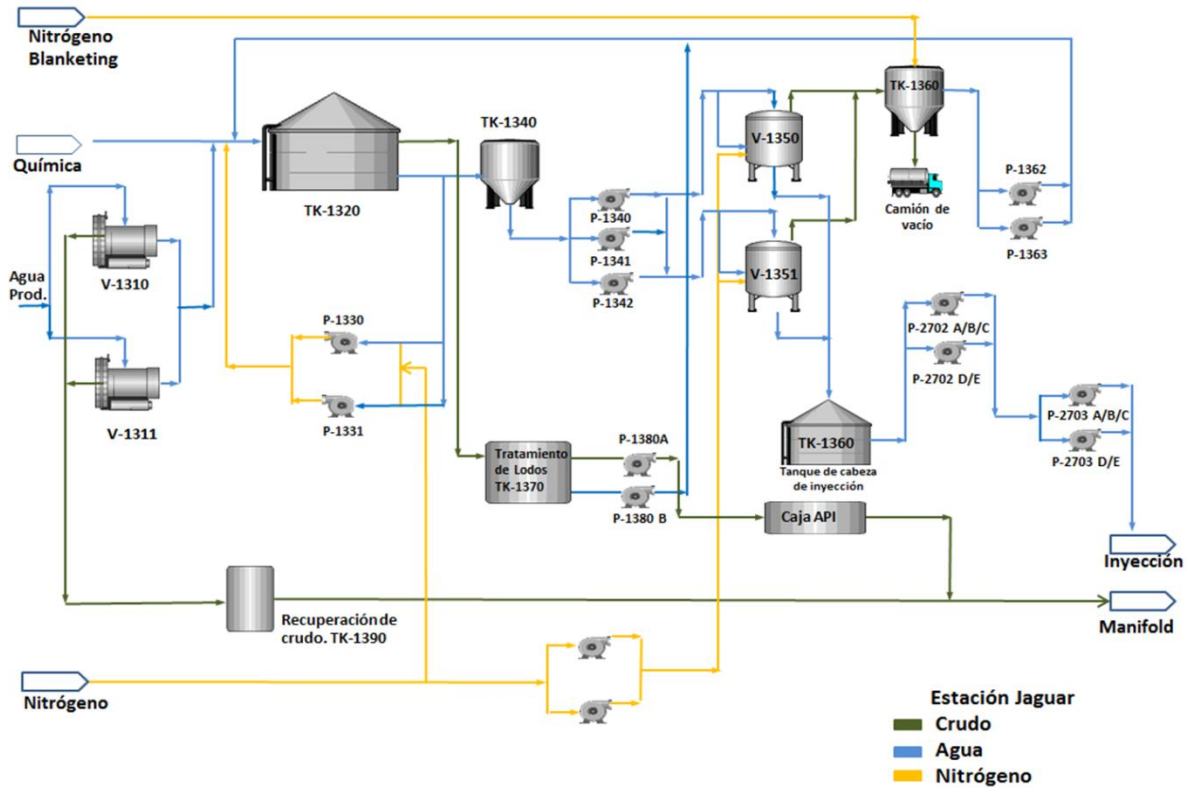
**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A. Inicios de exploración: Estación Jaguar. [archivo pdf]. Bogotá, 2008.

## 2.6 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA

En el proceso de tratamiento de agua las facilidades de superficie tienen la capacidad de tratar 75.000 barriles de agua por día con un límite permitido de 700 ppm de aceite. Las aguas provenientes de los Gun Barrel mencionadas anteriormente ingresan a la primera etapa que consiste de dos (2) hidrociclones los cuales son utilizados para eliminar hasta un 50% de concentración de crudo en el agua. Luego estos fluidos son dirigidos a un tanque de micro flotación, en el que se busca eliminar residuos de aceites y sólidos en suspensión. Adicionalmente la remoción de estas partículas se acelera y aumenta su eficiencia con la adición de productos químicos y micro burbujas de nitrógeno.

Después de que los fluidos salen del tanque de micro flotación pasan a unos tanques de filtración donde se retiene el aceite contenido por el agua y partículas sólidas, con el fin de mejorar la calidad del agua, cumpliendo con las normas ambientales para poder ser llevada a los pozos de inyección o disposición. El diagrama de este proceso se puede observar en la **Figura 28**.

**Figura 28.** Diagrama de tratamiento del agua



**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A. Inicios de exploración: Estación Jaguar. [archivo pdf]. Bogotá, 2008.

La planta de tratamiento de agua cuenta con un sistema de tres etapas principales:

- Remoción mecánica de aceite utilizando hidrociclones.
- Remoción de aceite utilizando sistema de micro flotación.
- Remoción de aceite utilizando torres empacadas con material oleófilico.

## 2.7 LIMITACIONES

Los equipos que se encuentran en la estación Jaguar presentan las mismas limitaciones de los equipos de la estación Toro Sentado (descritas en la sección anterior). Sin embargo, existe mayor capacidad instalada en la Estación Jaguar, esto se debe a que la cantidad de fluido a tratar es mucho mayor en esta estación, debido a que no solo recibe los fluidos provenientes del Clúster Bengala, sino también los fluidos de los Campos Peguita. Esta sección no será detallada a mayor profundidad como en el caso de la estación Toro Sentado debido a que no es parte del alcance del proyecto.

## **2.8 PRODUCTOS QUIMICOS UTILIZADOS (TIPO Y DOSIS)**

Como se mencionó anteriormente, la utilización de químicos en el proceso de separación del fluido es importante debido a que facilitan la separación proporcionando mejores condiciones de crudo y agua. Los químicos que se utilizan en la estación Jaguar son los mismos empleados en la estación Toro Sentado, sin embargo, las cantidades necesarias son mayores debido a los volúmenes de fluido a tratar, como se comentó en la sección previa de limitaciones. Las especificaciones de estos químicos se detallaron en la sección anterior.

### **3. ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS DE LOS TORO SENTADO, TORO SENTADO NORTE, TORO SENTADO WEST, RANCHO QUEMADO Y BENGALA**

Se describe de forma detallada el procedimiento para realizar un análisis nodal mediante el método numérico para un pozo del Clúster Bengala, su respectiva simulación mediante el software PROSPER, y finalmente se muestra la tabla resumen de los datos de mayor relevancia y los resultados de índice de productividad (IP) para las corridas de los demás pozos.

#### **3.1 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL**

El análisis nodal es utilizado para simular y predecir el comportamiento actual de un pozo, analizando el sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes. Como resultado, se obtienen datos e información que sirven como base para desarrollar estrategias de implementación, que ayuden a mejorar la producción de fluidos, la eficiencia del flujo, definición de parámetros como el diámetro adecuado de las tuberías de producción y líneas de descarga por las cuales debe fluir dicho pozo. Igualmente predice el comportamiento del flujo y la presión para diferentes condiciones de operación del yacimiento<sup>24</sup>.

El análisis nodal evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres (3) componentes básicos:

- El flujo a través del yacimiento o del medio poroso, tomando en cuenta el daño ocasionado por los trabajos realizados en el lodo de perforación, cemento, etc.
- El flujo a través de la tubería de producción, considerando cualquier restricción como empaques válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- El flujo a través de la línea de descarga, teniendo en cuenta el manejo de estranguladores de superficie.

Para realizar un análisis nodal numérico, se deben analizar los datos de los fluidos y del yacimiento obtenidos en el análisis PVT. Estos análisis son un conjunto de pruebas realizadas en los laboratorios, con el fin de determinar las propiedades de los fluidos de un yacimiento y su comportamiento con la variación de la presión. Para el interés del análisis se emplean dos tipos de pruebas PVT, de cada una de ellas se obtienen datos de diferentes propiedades como se muestra a continuación:

---

<sup>24</sup> Hirschfeldt, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL. [Online]. Argentina. p. 1. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: [http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf)



**3.1.1 Liberación diferencial.** Es aquella donde la composición total del sistema varia durante el proceso, es decir, el gas liberado es removido total o parcialmente del contacto con el condensado retrogrado. Inicialmente, la celda contiene una cantidad de gas condensado a una presión mayor o igual a la de burbuja ( $P_1 \geq P_b$ ) y a una temperatura  $T$ . El gas se expande hasta llegar a una presión  $P_2$  ( $P_2 < P_1$ ), luego el gas es retirado por el tope a  $P_2$  constante hasta lograr el volumen inicial. Cuando  $P_2$  está por debajo de la presión de rocío, ocurre la condensación retrograda, en la parte inferior se forma líquido. La presión sigue disminuyendo a volumen constante hasta llegar a una presión de abandono.

**3.1.2 Liberación Instantánea o Flash.** En este tipo de separación todo el gas permanece en contacto con el líquido, es decir, la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión. La disminución de presión se obtiene retirando el pistón de la celda. La presión inicial del petróleo es mayor que la presión de burbujeo ( $P_1 > P_b$ ) y la temperatura inicial es igual a la temperatura del yacimiento. El petróleo es expandido isotérmicamente en varias etapas hasta alcanzar la presión de burbujeo. Luego isotérmicamente el petróleo se expande en varias etapas por debajo de la presión de burbuja y el gas liberado se mantiene dentro de la celda en contacto con el líquido.

Adicionalmente se debe identificar en que régimen de flujo se encuentra el pozo. Existen 3 tipos de régimen de flujo, los cuales son:

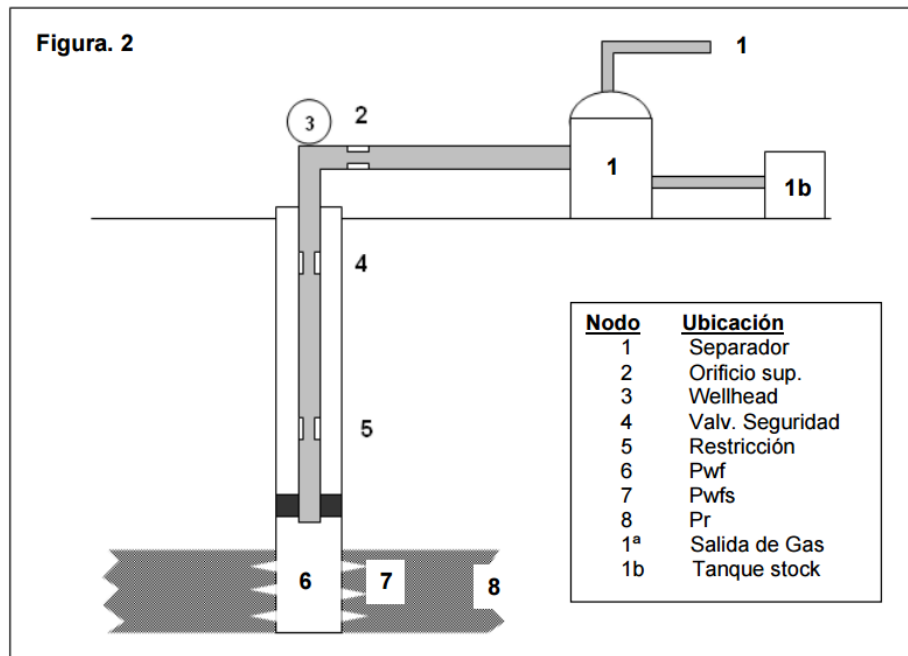
- Flujo no continuo. Este tipo de flujo se presenta cuando la distribución de presión a través del área de drenaje cambia con el tiempo. ( $dP/dt \neq 0$ )
- Flujo continuo. En este tipo de flujo se presenta cuando la distribución de presión no cambia con el tiempo. ( $dP/dt=0$ )
- Flujo semicontinuo este tipo de flujo se presenta cuando la distribución de presión a través del área de drenaje cambia con el tiempo, pero a una tasa constante. ( $dP/dt= Cte$ )

Igualmente, es necesario conocer características del pozo como: comportamiento, si se cuenta con un sistema de levantamiento o fluye naturalmente, si tiene control de arenas y que equipos y/o herramientas tiene instalados.

Los pozos que se estudian en este proyecto, cuentan con un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosurgible y presentan un régimen de flujo continuo.

Luego de conocer detalladamente las características anteriormente mencionadas, se procede a escoger un punto o nodo en el sistema de producción, como se muestra en la **Figura 29**.

**Figura 29.** Nodos en sistema de producción.



**Fuente:** HIRSCHFELT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL. p. 3.

En el caso de estudio los pozos cuentan con un sistema de levantamiento artificial, por lo tanto, el nodo de solución se selecciona en la presión de descarga de la bomba, ya que es la que va a generar el levantamiento del pozo. En un dado caso que el pozo fluyera naturalmente se debe utilizar la presión de fondo fluyente, que es el equivalente a la anteriormente mencionada en el bombeo electrosumergible. Cuando el nodo ha sido seleccionado se deben calcular las presiones de entrada y de salida que afectan este nodo (inflow y outflow).

Para la construcción de la IPR (inflow performance relationship) se debe tener como base la ecuación de flujo continuo de Darcy mostrada en la **Ecuación 1** Esta ecuación se usa con presiones mayores a la presión de burbuja del yacimiento, es decir, para yacimientos subsaturados.

### Ecuación 1. Ecuación de Dary

$$Q_o = \frac{0,00708 * K * h * (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o * B_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S + a'q_o}$$

**Fuente:** RUIZ, Marco A. Análisis Nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. [archivo pdf]. p. 4.

Dónde:

Q<sub>o</sub>: Caudal de aceite, BOPD.

K<sub>o</sub>: Permeabilidad del aceite, md.

H: Espesor de arena neta productora, ft.

P<sub>ws</sub>: Presión estática de yacimiento, psi.

P<sub>wf</sub>: Presión de fondo fluente, psi.

μ<sub>o</sub>: Viscosidad del aceite, cp.

B<sub>ob</sub>: Factor volumétrico en el punto de burbuja, STB/Bbl

R<sub>e</sub>: Radio externo del yacimiento, in.

R<sub>w</sub>: Radio del pozo, in.

S: Daño de formación, adimensional.

a'q<sub>o</sub>: factor de turbulencia de flujo se incluye para considerar flujos no Darcianos alrededor del pozo, adimensional.

En esta ecuación, la P<sub>ws</sub> se conoce debido a las pruebas MDT (Modular Formation Dynamic tester) realizadas en el pozo, los parámetros de los fluidos y de la formación como viscosidad, factor volumétrico son conocidos gracias a las pruebas PVT. Los datos de los radios son conocidos por las pruebas de presión, la permeabilidad se conoce mediante el uso de correlaciones porosidad-permeabilidad determinados por las muestras de corazonamiento. El espesor de arena es conocido por medio de registros eléctricos, y el factor de turbulencia se incluye para considerar flujos no Darcianos, este tipo de flujo generalmente se presenta en pozos de gas. Los pozos analizados tienen una producción de gas nula, por lo cual este factor no se tiene en cuenta y por ende la ecuación de Vogel no se aprecia en este análisis nodal.

El índice de productividad (IP) corresponde al potencial que tiene el yacimiento de producir los fluidos. Para realizar el cálculo se emplea el caudal de aceite (Q<sub>o</sub>) obtenido en el paso anterior y se hace uso de la **Ecuación 2** como se ve a continuación;

**Ecuación 2** .Índice de productividad de formación.

$$J = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

**Fuente:** RUIZ, Marco A. Análisis Nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. [archivo pdf]. p.11

Donde:

IP: Índice de productividad.

Qo: Caudal de aceite producido a una Pwf, BOPD

Pws: Presión estática de yacimiento, psi

Pwf: Presión de fondo fluyente, psi.

Se asumen diferentes valores de Pwf mayores al valor de la presión de burbuja (Pb) del yacimiento. Los caudales se reemplazan en la Figura No. 34 para hallar los caudales. Con los resultados obtenidos, se construye la curva de oferta IPR hasta alcanzar la Presión de burbuja.

**3.1.3 Solución del Análisis Nodal para el pozo Bengala.** A continuación se realiza el cálculo para un pozo seleccionado anteriormente.

Datos iniciales:

Presión de yacimiento. Pws: 1030 psi  
Presión de fondo fluyente. Pwf: 463,3 psi  
Viscosidad del crudo. Uo: 5,775 cp  
Factor volumétrico. Bo: 1,064 BY/BN  
Permeabilidad. K: 1755 md  
Radio externo. Re: 820,2 ft  
Radio de pozo. Rw: 0,5833 ft  
Espesor de arena de interés. H: 5,24 ft  
Factor de daño. S: 0

Teniendo la ecuación general de Darcy para un flujo continuo.

### Ecuación 3. Ecuación general de Darcy

$$Q = \frac{C * K_o * h * \Delta P}{\mu * \beta_o * [\text{Ln}(r^e/r_w) + S]}$$

**Fuente:** RUIZ, Marco A. Análisis Nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. [archivo pdf]. p. 11.

Reemplazando los valores iniciales que se tienen para el pozo en la **Ecuación 3** obtenemos:

$$Q = \frac{0,0078 * 1755 * 5,24 * (1030 - 463,3)}{5,775 * 1,064 * [\text{Ln}\left(\frac{820,2}{0,5833}\right) + 0]} = 831,29 \text{ Bbl}$$

Para hallar el índice de productividad (IP) se emplea la **Ecuación 2**.

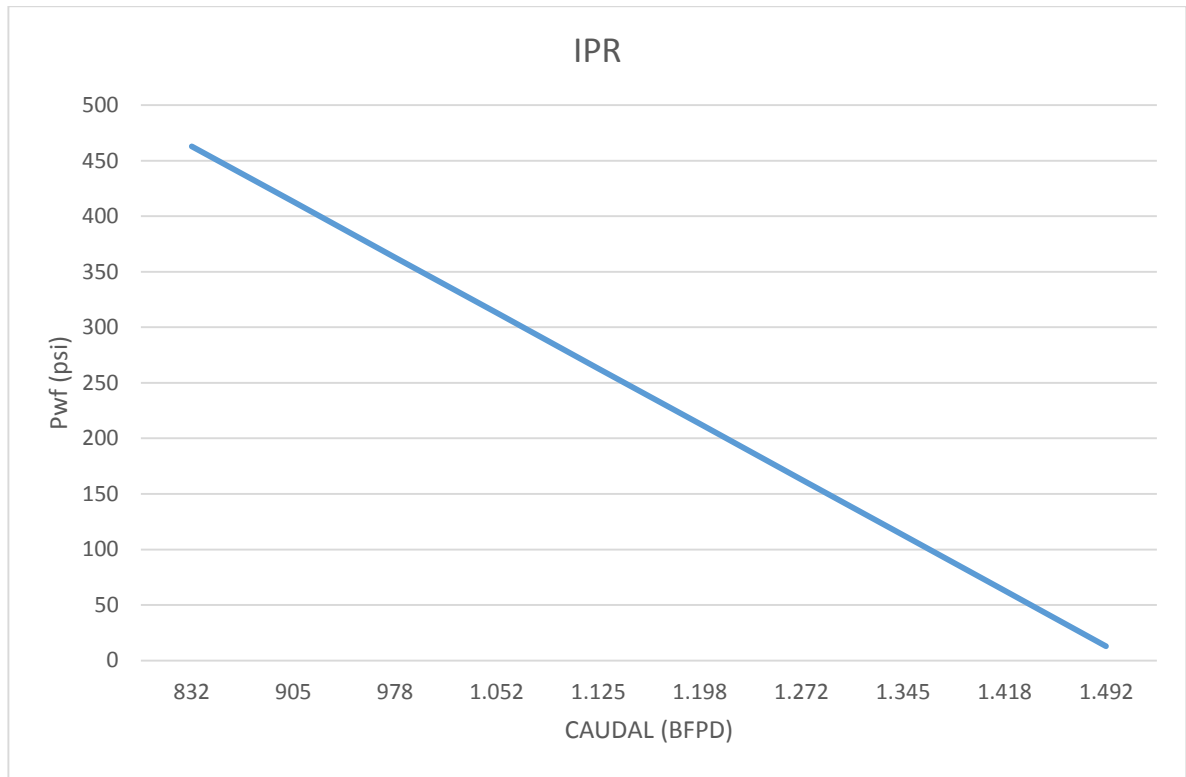
$$J = \frac{674,768}{(1030 - 463,33)} = 1,46$$

Asumiendo valores para la Pwf se construye la gráfica de IPR para presentar las tasas a dichas Pwf y su respectivo IP como se muestra en la Tabla No.10.

**Tabla 10.** Datos para graficar curva IPR

DATOS PARA GRAFICA IPR		
Pwf	Qo	IP
463	831,73	1,47
413	905,08	1,6
363	978,42	1,73
313	1.051,77	1,86
263	1.125,11	1,99
213	1.198,46	2,11
163	1.271,80	2,24
113	1.345,15	2,37
63	1.418,49	2,5
13	1.491,84	2,63
0	1.510,91	2,67

**Gráfica 3. Curva IPR**



### **3.2 PROSPER**


En esta era moderna la tecnología ha sido uno de los mayores aportes para la industria, esta ha permitido la creación de software y herramientas computacionales que ayudan a la realización de diversos análisis de los diferentes fenómenos involucrados en cada una de las partes del proceso de producción de hidrocarburos, incluyendo desde el modelamiento del desempeño del yacimiento, análisis de los fluidos en el pozo hasta el cabezal mediante análisis nodal y su comportamiento cuando son dirigidos a las facilidades por las líneas.

En el mercado existen muchos programas que nos ayudan a realizar estos diversos análisis, la empresa que está brindando el apoyo a este proyecto utiliza el programa IMP (Integrated Production Modelling), este programa fue desarrollado por la casa de software Petroleum Exports Limited, y está compuesto por las siguientes herramientas de análisis: GAP, PROSPER, MBAL, PVT, REVEAL y RESOLVE. Los dos softwares utilizados para este proyecto fueron POSPER y GAP; PROSPER se describirá en este capítulo, mientras que GAP se desarrollará en el siguiente.

PROSPER es un software que ayuda los ingenieros de yacimientos o de producción para predecir la hidráulica y temperatura en el pozo y tuberías de

producción con precisión y velocidad. Las características de cálculo son de gran sensibilidad, permitiendo la optimización de diseños existentes y la cuantificación de los efectos de todos los cambios futuros que puedan darse en los parámetros del sistema a ser evaluado.

Mediante el modelamiento individual de cada elemento del sistema de producción del pozo, se permite al usuario verificar cada subsistema mediante el ajuste de desempeño; PROSPER<sup>25</sup> asegura que los cálculos sean tan precisos como es posible. Una vez el sistema ha sido ajustado a la información real de campo, PROSPER puede ser usado de manera confiable para modelar el pozo en diferentes escenarios y realizar predicciones de la presión del yacimiento con base en los datos de producción de superficie.

**3.2.1 Simulación de pozo.** En esta sección se realizará la descripción del proceso de simulación realizado en cada uno de los pozos. Para ilustrar el procedimiento se seleccionó el mismo pozo del método analítico (BNG\_U). Lo primero que se debe hacer es abrir el software desde un computador que tenga su respectiva licencia; el equipo de trabajo tiene el siguiente icono  en la parte superior del escritorio, al abrirse el programa debe aparecer la ventana como se muestra en la **Figura 30**.

Esta ventana se encuentra dividida en 6 partes (numeradas de 1 a 6 para referenciarlas en la descripción), cada una de las subdivisiones se debe completar con información que se muestra a continuación en su respectivo orden.

**3.2.2 Primer recuadro (numero 1).** Corresponde al resumen del sistema (System Summary), y en él se ingresa la información principal como descripción del fluido, separación, método de análisis, si presenta algún tipo de levantamiento y la información general como: nombres de los campos, pozos y persona que realiza la corrida, a continuación, se detallará cada una de las secciones mencionadas anteriormente y sus respectivas opciones seleccionadas de acuerdo a las condiciones del pozo. En la **Figura 31** se puede ver esta ventana.

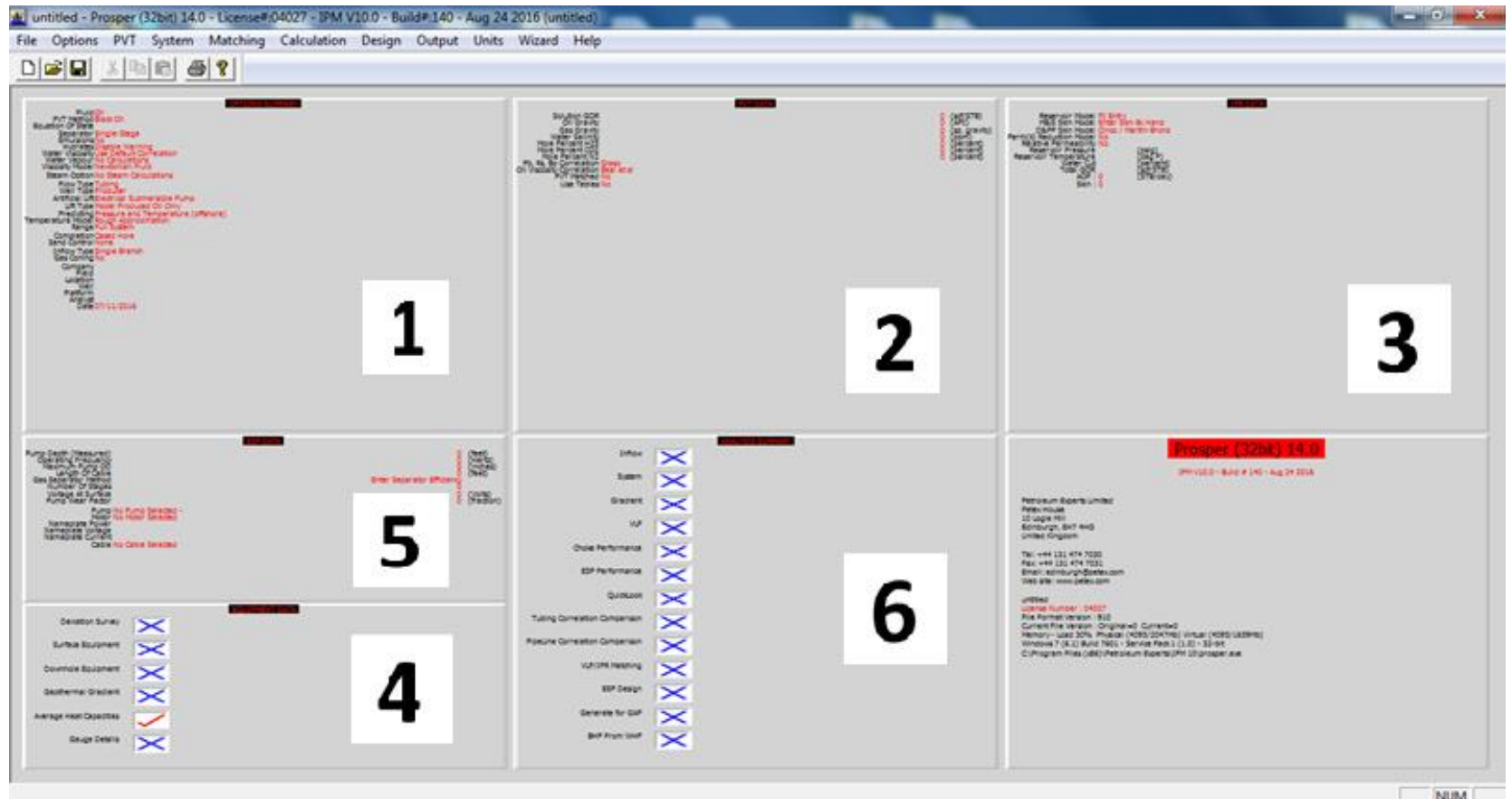
Descripción del fluido (Fluid Description): la información que se registró en esta sección se empleó para todas las corridas del presente proyecto. A continuación, se citan las opciones escogidas para cada uno de los items:

- Fluido (Fluid): crudo y agua (Oil and Water)

---

<sup>25</sup> PROSPER. Single well Systems Analysis. Disponible en: [http://www.fanarco.net/books/reservoir/Prosper\\_Complete.pdf](http://www.fanarco.net/books/reservoir/Prosper_Complete.pdf)

**Figura 30.** Ventana principal Prosper



**Fuente:** software prosper versión 14.0, CEPSA COLOMBIA S.A.



- Método (Method): crudo negro (Black Oil).
- Separador (Separator): separador de una solo etapa (Single-Stage Separator).
- Emulsiones (Emulsions): emulsiones + correlación de viscosidad de la bomba (Emulsions + Pump Viscosity Correlation).
- Advertencias PVT (PVT Warning): deshabilitar advertencia (Disable Warning).
- Viscosidad del agua (Water viscosity): usar correlación por defecto (Use Default correlation).
- Modelo de viscosidad (Viscosity Model): fluido Newtoniano (Newtonian Fluid)

Información de pozo (Well): la información que se registró en esta parte fue la misma que se registró en todas las corridas restantes. A continuación, se citan las opciones escogidas para cada uno de los items:

- Tipo de flujo (Flow Type): flujo en tubería (Tubing Flow)
- Tipo de pozo (Well type): productor (Productor)

Levantamiento artificial (Artificial Lift): la información que se registró en esta sección se empleó para todas las corridas del presente proyecto. A continuación, se citan las opciones escogidas para cada uno de los items:

- Bomba electrosumergible (Electrical Submersible Pumps)

Información del usuario (User Information): en esta categoría se ingresan los datos generales del pozo: compañía, campo, ubicación, nombre del interprete y fecha de análisis como se muestra a continuación:

- Compañía (Company): Cepsa
- Campo (Field): Caracara
- Locación (Location): Bengala
- Pozo (Well): BNG\_U
- Plataforma (Platform): BNG
- Analistas (analyst): Angélica Medina-Michel Cortes
- Fecha: martes, 14 de julio de 2016

**Figura 31.** Ventana System Summary

The screenshot shows the 'System Summary (BENG\_006.Out)' window with the following settings:

- Fluid Description:** Fluid: Oil and Water; Method: Black Oil
- Separator:** Single-Stage Separator
- Emulsions:** Emulsion + Pump Viscosity Correction
- PVT Warnings:** Disable Warning
- Water Viscosity:** Use Default Correlation
- Viscosity Model:** Newtonian Fluid
- Well:** Flow Type: Tubing Flow; Well Type: Producer
- Artificial Lift:** Method: Electrical Submersible Pump; Type: Model Produced Oil Only
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (on land); Model: Rough Approximation; Range: Full System
- Well Completion:** Type: Cased Hole; Sand Control: None
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch; Gas Coning: No
- User information:** Company: CEPSA; Field: Caracara; Location: Bengala; Well: BENG\_006; Platform: BENG; Analyst: ANGELICA MEDINA-MICHEL CORTES; Date: martes, 14 de junio de 2016
- Comments:** (Empty text area)

**Fuente:** Software prosper versión 14.0, CEPSA COLOMBIA S.A.

Tipo de cálculo (Calculation Type): A continuación, se muestran las opciones seleccionadas y empleadas para todas las corridas del presente trabajo.

- Predicción (predict): presión y temperatura (en tierra)
- Modelo (Model): Aproximación rigurosa (Rough Approximation)
- Rango (Range): Sistema completo (full system)

Completamiento de pozo (Well Completion): esta información se mantuvo igual para todas las corridas realizadas.

- Tipo (type): pozo entubado (Cased Hole)
- Control de arenas (Sand Control): Ninguno (None)

Reservorio (Reservoir): para nuestro caso de estudio, se definió el tipo de entrada de una sola rama y no se contempló conificación de gas.

- Tipo de entrada (Inflow Type): solo una rama (Single Branch)
- Conificación de gas (Gas Coning): No

**3.2.3 Segundo recuadro (numero 2).** Este corresponde a los datos PVT (PVT Data), en él se ingresa la información como parámetros de entrada, impurezas, correlaciones para generar el modelo de fluidos PVT. En la **Figura 32** se muestra la imagen correspondiente a esta ventana.

**Figura 32.** Ventana datos PVT

The screenshot shows the 'PVT - INPUT DATA (BENG\_006.Out) (Oil - Black Oil)' window. It features a menu bar with options like 'Done', 'Cancel', 'Tables', 'Match Data', 'Matching', 'Correlations', 'Calculate', 'Save', 'Import', 'Composition', and 'Help'. Below the menu bar, there is a 'Use Tables' checkbox and an 'Export' button. The main area is divided into several sections:

- Input Parameters:** Includes fields for Solution GOR (10 scf/STB), Oil Gravity (21.6 API), Gas Gravity (0.7 sp. gravity), and Water Salinity (100 ppm).
- Correlations:** Includes dropdown menus for Pb, Rs, Bo (set to 'Glaso') and Oil Viscosity (set to 'Beal et al').
- Emulsion Data:** Includes a field for Water Cut (82 percent) and a dropdown for Emulsion Occurrence (set to 'No Emulsion Corrections').
- Impurities:** Includes fields for Mole Percent H2S, CO2, and N2, all set to 0 percent.
- Pump Data:** Includes a dropdown for Viscosity Correction (set to 'Internal').

**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPISA COLOMBIA S.A.

Parametros de entrada (Input Parameters): la información que se registró en esta parte corresponde a los datos representativos de cada campo. La información introducida en cada ítem, para el pozo seleccionado, es la siguiente:

- Solucion GOR (solution GOR): 10 scf/STB
- Gravedad del crudo (Oil Gravity): 21,6 °API
- Gravedad del gas (Gas Gravity): 0,7 sp.gravity
- Salinidad del agua (Water salinity): 100 ppm

Impurezas (Impurities): esta información no fue ingresada en ninguna de las corridas debido a que en ninguno de los pozos se tiene gas y esto hace que no haya ningún tipo de impurezas.

Correlación (correlation): En nuestro caso se seleccionaron las correlaciones de Glaso y Beal et al, para la estimación de las propiedades PVT del fluido, como se muestra a continuación.

- Pb, Rs y Bo: Glaso
- Viscosidad del crudo (Oil Viscosity): Beal et al

Datos de emulsiones (Emulsion Data): esta información varía dependiendo de la información y el comportamiento de cada uno de los pozos.

- Corte de agua (Water Cut): 82 %
- Existencia de emulsiones (Emulsion Occurrence): No corrección de emulsiones (No Emulsion Correction).
- Datos de emulsiones en flujo de tubería (Flowline Emulsion Data): se debe dar doble click en este botón que lleva este nombre y debe abrirse una nueva ventana como se muestra en la **Figura 33**.

La ventana correspondiente a los datos de emulsiones está dividida en tres secciones que son; datos de emulsión (Emulsion Data), parámetros experimentales (Experimental Data) y parámetros de ajuste (Match Parameters). A continuación, se detalla la información ingresada en cada una de estas secciones.

- Datos de emulsión (Emulsion Data): en esta sección se ingresó una tabla de datos experimentales, obtenidos de las curvas reológicas que realiza la empresa a cada uno de los fluidos de los yacimientos. Esta prueba está comprendida por diferentes curvas que se realizan a diferentes relaciones de mezcla de agua y crudo, generando así una tabla de resultados de viscosidades a diferentes temperaturas que varían de los 120°F hasta los 180°F con un paso de 20°F, el valor tomado de cada una de las tablas fue la viscosidad a la temperatura de 180°F a las diferentes mezclas que representan los diferentes porcentajes de corte de agua.

**Figura 33.** Ventana de emulsiones en flujo de tuberías

The screenshot shows a software window titled "FLOWLINE EMULSION DATA (BENG\_006.Out)". At the top, there are buttons for "Done", "Cancel", "Main", "Help", "Match", "Plot", "Export", and "Transfer". The window is divided into three main sections:

- Emulsion Data:** A table with 10 rows and 3 columns: "Point", "Water Cut (percent)", and "Emulsion Viscosity (centipoise)".
 

Point	Water Cut (percent)	Emulsion Viscosity (centipoise)
1	20	17.4
2	40	24.4
3	50	40.7
4	60	138
5	80	7.3
6	95	11.3
7		
8		
9		
10		
- Experimental Parameters:** A table with 4 rows and 3 columns: "Parameter Name", "Value", and "Unit".
 

Experimental Pressure	14	psig
Experimental Temperature	180	deg F
Min Water Cut For Maximum Viscosity	60	percent
Max Water Cut For Maximum Viscosity	75	percent
- Match Parameters:** A table with 5 rows and 3 columns: "Parameter Name", "Value", and "Unit".
 

Match Parameter 1	1	
Match Parameter 2	-39.68	
Match Parameter 3	100.541	
Match Parameter 4	0	
Match Parameter 5	0	
Standard Deviation	13.2275	

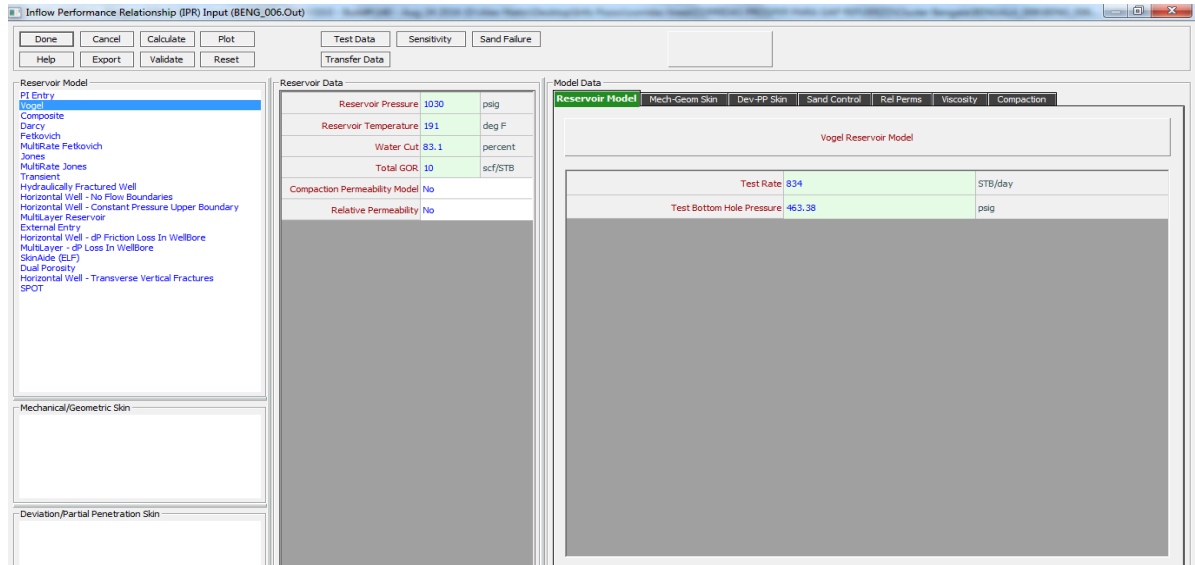
**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPISA COLOMBIA S.A

Parámetros experimentales (Experimental Data): en esta sección se introdujo la presión a la cual se realizó la prueba, correspondiente a la presión de reservorio, la temperatura experimental (180°F) y los valores máximos y mínimos de viscosidad.

- Parámetros de ajuste (Match Parameters): en esta sección se ingresan los factores que permiten cotejar los datos experimentales y los calculados. Al completar la información de las emulsiones, se carga y se vuelve a la ventana anterior para terminar de diligenciar los demás ítems.
- Datos de la bomba: esta información es la misma para todos los campos analizados, y se seleccionó como se muestra a continuación:
- Corrección de viscosidad (Viscosity correction): Interno (Internal)

**3.2.4 Tercer recuadro (número 3).** Corresponde a la sección de relación de desempeño de influjo (Inflow Performance Relationship), aquí se crea la curva IPR seleccionando el método a utilizar e introduciendo la información necesaria, a continuación, se muestra, en la **Figura 34** la ventana que aparece con la información requerida para el análisis.

**Figura 34.** Ventana de relación de desempeño de influjo



**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

**Modelo de Reservorio:** se seleccionó el modelo de Vogel para todas las corridas que se realizaron debido a que es el modelo que mejor logra representar la curva IPR a bajos contenidos de gas (punto de burbuja bajo) que tienen los fluidos de yacimiento.

**Datos del reservorio:** Datos generales de cada reservorio, tales como presión, temperatura, corte de agua y GOR. Los siguientes datos corresponden al caso seleccionado para la ilustración del procedimiento:

- Presión de reservorio (Reservoir Pressure): 1030 psig
- Temperatura del reservorio (Reservoir Temperature): 191 °F
- Corte de agua (Cut wáter): 82%
- GOR: 10 scf/STB

**Datos del modelo:** esta información cambia en cada una de las corridas que se le realizo a cada uno de los pozos. En el caso del pozo seleccionado, los parámetros son:

- Tasa de prueba (Test Rate): 830 STB/day, dato obtenido de los reportes diarios de producción; para este proyecto se tomó del reporte del 12 de junio del 2016.
- Prueba de presión de fondo de pozo (Test Bottom Hole Pressure): 463,38 Psig; Este valor fue calculado mediante el procedimiento mostrado a continuación:

Datos necesarios para calcular  $P_{wf}$  se muestra en la **Tabla 11**.

**Tabla 11.** Datos para cálculo de Pwf

DATOS CALCULO PWF				
<b>PIP</b>	233	psi	@	4895 ft
<b>BS&amp;W</b>	82	%		
<b>API</b>	21,6	°		
<b>Profundidad perfo.</b>	5434,4	ft		
<b>Gradiente del agua</b>	0,433	psi/ft		

**3.2.5 Cálculos realizados.** a continuacion se realizan los cálculos para hallar Pwf para un pozo seleccionado.

**Ecuación 4.** Gravedad especifica del petróleo

$$G_{Eo} = \frac{141,5}{^{\circ}API + 131,5}$$

**Fuente:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Método de prueba estándar para la determinación de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados. Norma ASTM D287. Dallas, 1991. p.1.

Donde:

$G_{Eo}$  = Gravedad especifica del crudo.

$^{\circ}API$  = Gravedad API

Reemplazo de valores par gravedad especifica del petróleo.

$$G_{Eo} = \frac{141,5}{21,6 + 131,5} = 0,92423$$

**Ecuación 5.** Gravedad especifica de la mezcla

$$G_{Em} = G_{Eo} * (1 - BS\&W) + G_{ew} * BS\&W$$

**Fuente:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Metodo de prueba estandar para la determinacion de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados. Norma ASTM D287. Dallas, 1991. p. 3.

Donde:

$GEm$  = Gravedad específica de la mezcla.

BS&W = Porcentaje de agua y crudo.

$GEw$  = Gravedad específica del agua.

reemplazo de la ecuación de gravedad específica de la mezcla obtenemos:

$$GEm = 0,92423 * (1 - 0,82) + 1 * 0,82 = 0,98636$$

**Ecuación 6.** diferencial de alturas

$$\Delta h = \text{Profundidad de perforados} - \text{Profundidad del sensor}$$

**Fuente:** RUIZ, Marco A. Análisis Nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. [archivo pdf]. p. 3.

Donde:

$\Delta h$  = diferencial de presión, ft.

Reemplazo en la ecuación de diferencia de altura obtenemos

$$\Delta h = 5434,4 - 4895 = 539,4\text{ft}$$

**Ecuación 7.** gradiente de la mezcla

$$\nabla m = \nabla \text{agua} * GEm$$

**Fuente:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Metodo de prueba estandar para la determinacion de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados. Norma ASTM D287. Dallas, 1991. p. 5.

Donde:

$\nabla m$  = Gradiente de mezcla, psi/ft

$\nabla \text{Agua}$  = Gradiente de mezcla, psi/ft

Reemplazo gravedad de la mezcla

$$\nabla m = 0,433 * 0,9870 = 0,4271$$

**Ecuación 8.** presión hidráulica

$$Ph = \nabla m * \Delta h$$



**Fuente:** RUIZ, Marco A. Análisis Nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. [archivo pdf]. p. 4.

Reemplazo Presión hidráulica se obtiene:

$$P_h = 0,4271 * 539,4 = 230,3749 \text{ psi}$$

**Ecuación 9.** presión de fondo

$$P_{wf} = PIP + P_h$$

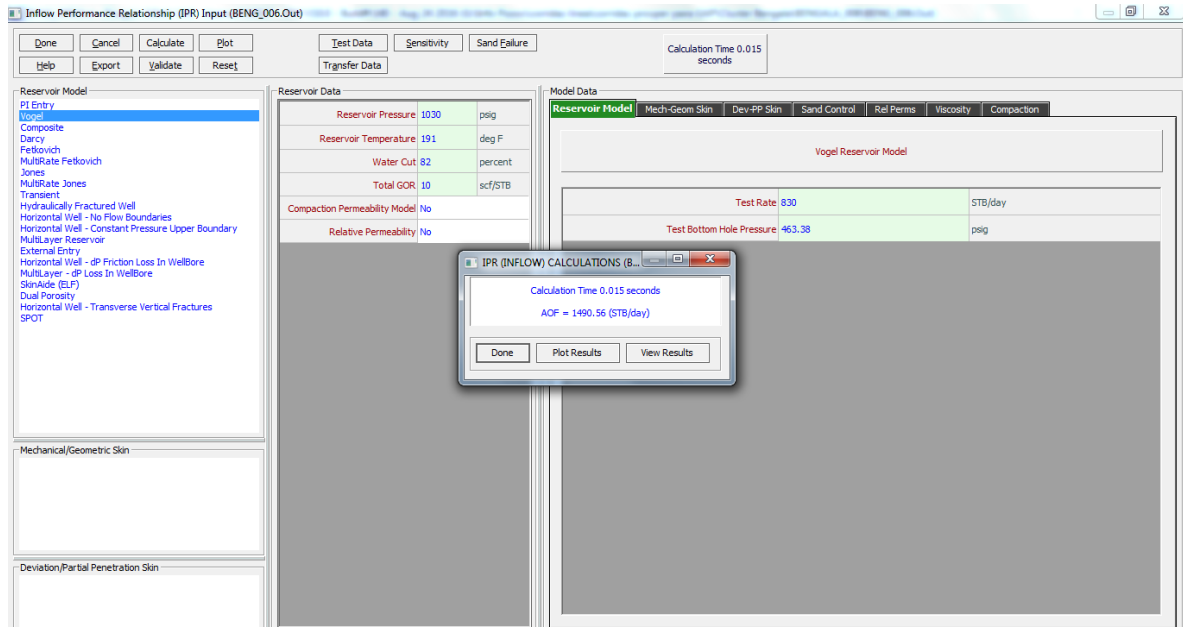
**Fuente:** RUIZ, Marco A. Análisis Nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. [archivo pdf]. p 3.

Reemplazo presión de fondo se obtiene:

$$P_{wf} = 233 + 230,3749 = 463,38 \text{ psi}$$

Al haber ingresado toda la información mencionada anteriormente se da calcular y debe aparecer el recuadro que se ilustra en la **Figura 35**.

**Figura 35.** Calculo de IPR

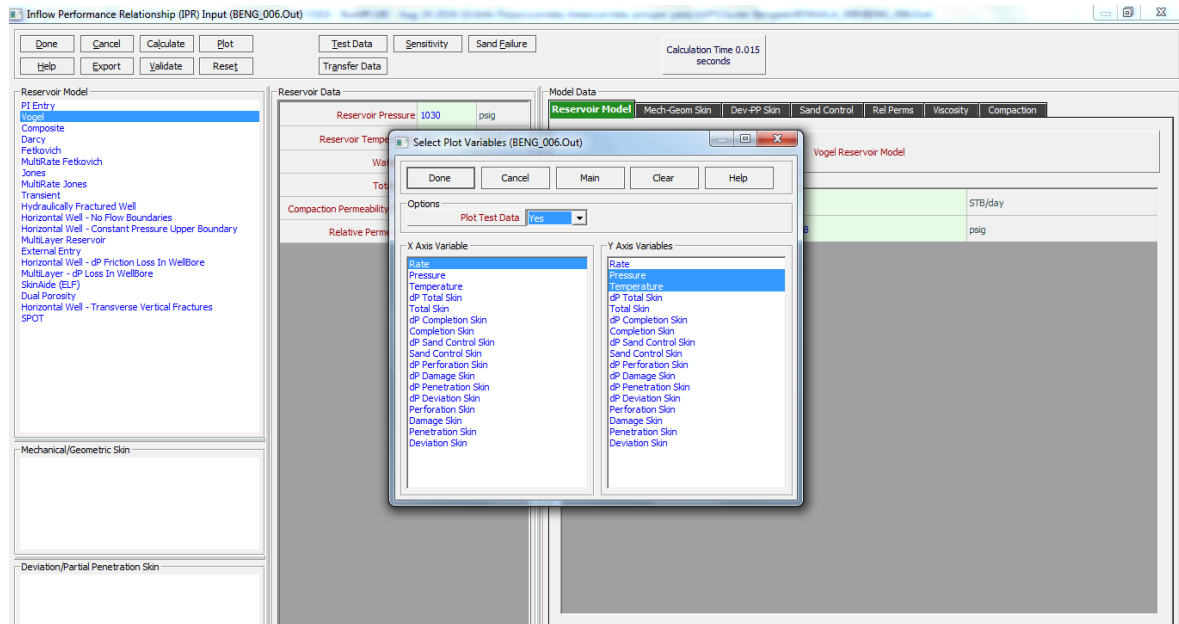


**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

El recuadro corresponde al cálculo de IPR (IPR Calculations), el cual muestra el tiempo de cálculo y el AOF (Absolute Open Flow, tasa de flujo a máxima caída de

presión), después de validar esta información se procede a graficar donde aparece la ventana como se ilustra en la **Figura 36**.

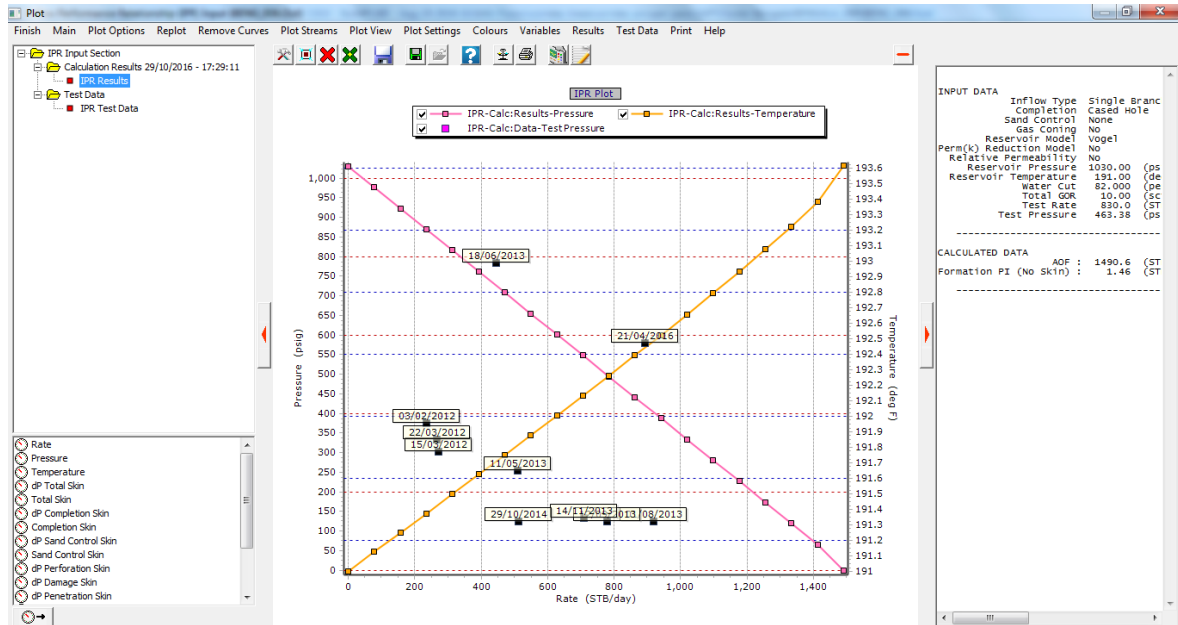
**Figura 36.** Selección de variables a graficar



**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Esta ventana corresponde a la selección de variables a graficar (Select Plot Variables) en este caso y en las demás simulaciones, la variable del eje X seleccionada fue de tasa o caudal que corresponde a la tabla de lado izquierda, y en el eje Y, tabla a la derecha, se seleccionaron las variables de presión y temperatura (estas variables vienen seleccionadas por defecto al abrirse la ventana, dicha selección puede ser modificada), una vez realizada la selección se prosigue a graficar la curva IPR, la ventana con la gráfica correspondiente a esta curva se ilustra en la **Figura 37**.

**Figura 37. Grafica IPR**



**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Esta ventana se encuentran las secciones de interés, la primera sección corresponde a la gráfica de IPR en ella se puede observar la línea IPR de caudal vs presión (esta curva es la más importante para este proyecto) que se identifica por tener un color rosado y la de caudal vs temperatura que se identifica por tener el color amarillo. En la segunda sección se puede apreciar un recuadro en el que se encuentra la información digitada anteriormente para realizar este cálculo y los dos últimos valores representan los datos que se calcularon, el valor de mayor importancia es el valor de índice de productividad (IP) de formación, se evalúa conceptualmente el valor obtenido, se cierra la ventana y se continua el análisis en las demás secciones.

**3.2.6 Cuarto recuadro (numero 4).** Corresponde a la sección de datos del equipo (Equipment Data) y está conformada por seis ítems: trayectoria del pozo (Deviation Survey), Equipos de superficie (Surface Equipment), Equipo de fondo (DownHole Equipment), gradiente geotérmico (Geothermal Gradient), Capacidad Calórica promedio (Average Heat Capacities) y detalles de medición (Gauge details). A continuación, se muestra la información cargada en algunos de los ítems y la imagen de la pantalla de cada uno de ellos.

- Trayectoria del pozo (Deviation Survey): En este ítem se introduce la información de la trayectoria que tuvo el pozo al momento de la perforación. En la **Figura 38** se ilustra su respectiva ventana.

**Figura 38.** Trayectoria del pozo

Point	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	542	541.95	7.3619	0.77826
3	730	729.37	22.118	4.50178
4	854	852.34	38.0673	7.39003
5	1040	1034.58	75.2773	11.5401
6	1226	1214.12	123.871	15.1448
7	1413	1391.23	183.88	18.7175
8	1537	1507.11	228.014	20.8499
9	1846	1793.27	344.605	22.1676
10	2473	2377.45	572.339	21.2976
11	2935	2807.81	740.37	21.3277
12	3496	3332.25	939.577	20.7992
13	3960	3777.52	1070.08	16.335
14	4426	4233.63	1165.58	11.8253
15	4612	4417.5	1193.64	8.67933
16	4799	4603.32	1214.62	6.44001
17	5105	4908.45	1237.68	4.32155
18	5260	5063.14	1247.47	3.62431
19	5482	5284.78	1260.11	3.2634
20	5661	5463.6	1268.14	2.56971

**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

Esta ventana está compuesta por una tabla en la cual se introducen los valores de profundidad dados en pies. Los pozos analizados corresponden a pozos productores verticales, de los cuales, con base a la información suministrada por la compañía operadora, 17 pozos cuentan con registros de trayectoria (información cargada al software), en los casos restantes, se asume una desviación despreciable, y se define las coordenadas del pozo constantes a lo largo de su profundidad.

Equipo de superficie (Surfice Equipment): este ítem no fue empleado en ninguna de las corridas que se hicieron.

Equipo de fondo (DownHole equipment): en este ítem se introduce la información del completamiento que tiene el pozo. Esto se realiza con ayuda del estado mecánico de cada uno de ellos, la ventana correspondiente a este ítem se ilustra en la **Figura 39**. Esta ventana está comprendida por una tabla que se completó con la siguiente información:

- Clasificación (Label): se indica la nomenclatura de la tubería que tiene el pozo en este caso T1 Y C2
- Tipo (Type): se selecciona la clase de tubería instalada en este caso fue de producción y de revestimiento Tubing y Casing respectivamente.

- Profundidad Medida (Measured Depth): se ingresa la profundidad de las sartas; en este caso es de 5048,23 ft de tubing y 5238 ft de casing.
- Diámetro interno del Tubing (Tubing Inside Diameter): 2,992 pulgadas.
- Rugosidad externa del Tubing y del Casing (Tubing and Casing Inside Roughness): se asumió el valor por defecto (0,0006) para todas las corridas.
- Diámetro externo de tubing (Tubing Outside Diameter): 3,5 pulgadas
- Diámetro interno del Casing (Casing Inside Diameter): 6,184 pulgadas
- Caudal múltiple (Rate Multiple): este valor es 1 para todas las corridas realizadas y se encuentra cargado por defecto.

**Figura 39.** Venta equipos de fondo

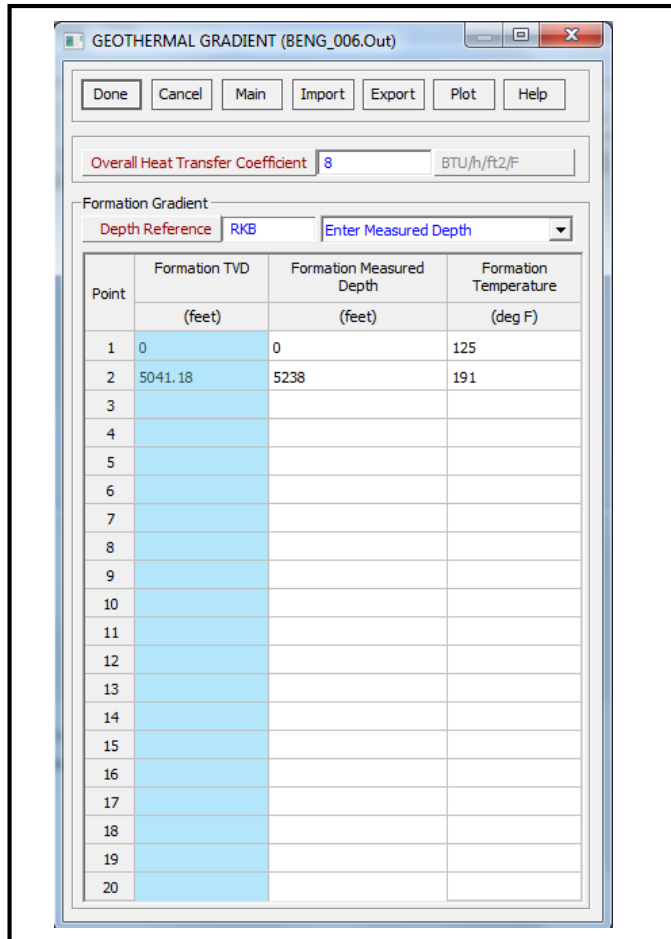
Point	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	Top	Xmas Tree	0							
2	T1	Tubing	5048.23	2.992	0.0006	3.5	0.0006	6.184	0.0006	1
3	C2	Casing	5238					6.184	0.0006	1
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										

**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Gradiente geotérmico (Geothermal Gradient): en este ítem se registra la variación de temperatura con profundidad en el pozo. En la **Figura 40** se ilustra la ventana de este ítem, que consta de una tabla donde se introduce la siguiente información:

- Profundidad Vertical Real de la formación (Formation TVD): corresponde a la profundidad vertical, la cual se obtiene de la información de la trayectoria del pozo y la profundidad medida. Para el caso selecciona corresponde a 0 ft en cabeza de pozo y 5238 ft al tope de la formación.

**Figura 40.** Ventana de Gradiente Geotérmico



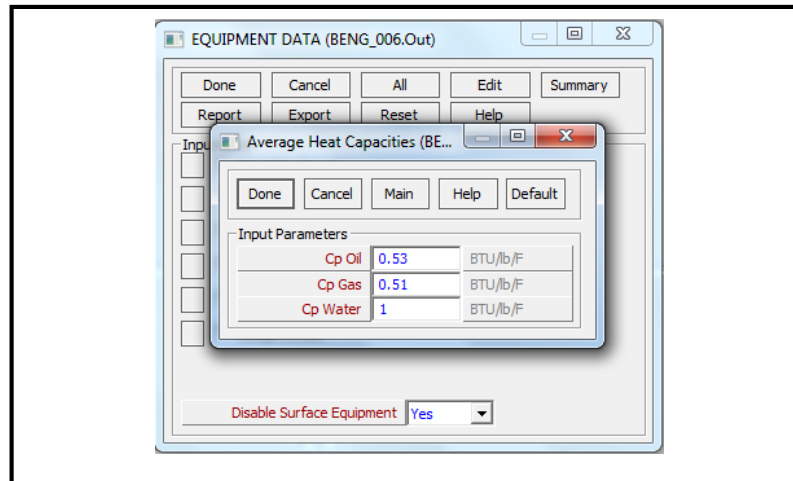
**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Temperatura de formación (Formation Temperature): la información que ingresada en esta columna corresponde a la temperatura en el cabezal de pozo igual a 125 °F y la temperatura del reservorio de 191 °F.

Coefficiente global de transferencia de calor (Overall Heat Transfer Coefficient): este valor para todos los casos de simulación que se realizaron para este proyecto fue de 8 BTU/h/ft<sup>2</sup>/F.

Capacidades Calóricas Promedio (Average Heat Capacities): en este ítem se introducen los datos de capacidad calóricas de cada uno de los fluidos como el crudo, gas y agua. La **Figura 41** ilustra la ventana correspondiente. Los datos que se encuentran digitados en esta sección viene cargados por defecto, debido a que son datos convencionales, por esta razón se mantuvieron los mismos valores para todas las corridas realizadas para este proyecto.

**Figura 41.** Ventana de Capacidades calóricas promedios



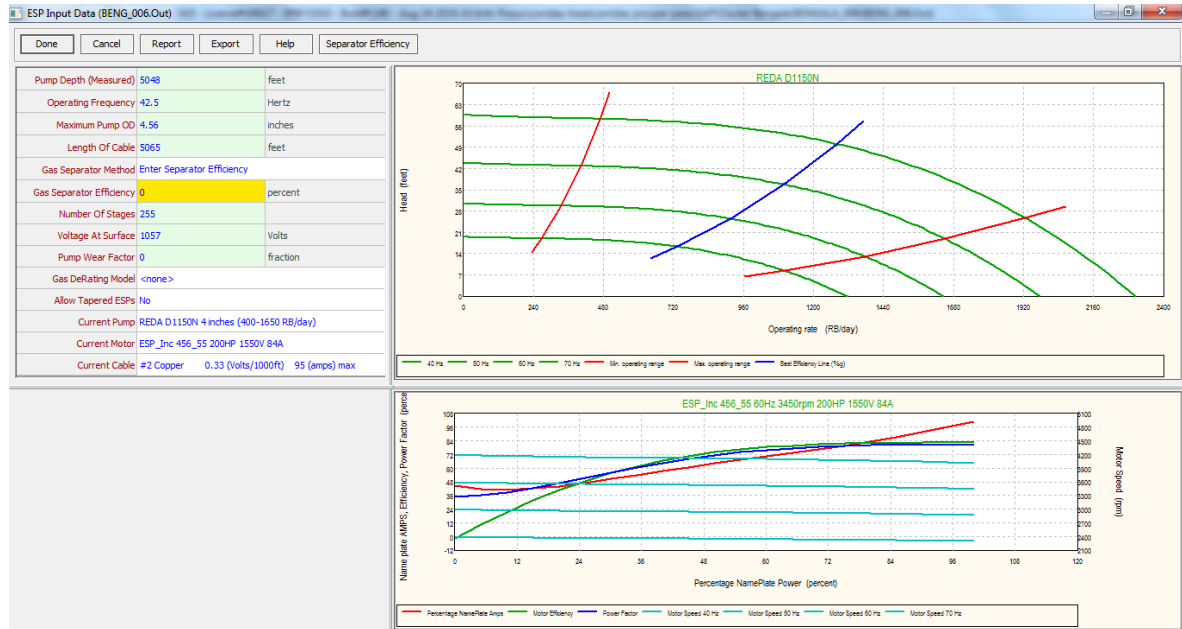
**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

Detalles de medición (Gauge Details): este ítem no se ingresó en ninguna de las corridas que se realizaron.

**3.2.7 Quinto recuadro (número 5).** Corresponde a la información de la Bomba ESP (ESP Input Data) en la que se deben ingresar los datos necesarios y básicos de la bomba ESP, y la gráfica de caudal de operación versus altura (head), a continuación, se detallará cada uno de los datos ingresado y se ilustra en la **Figura 42.**

- Profundidad de la bomba (Pump Depth): 5048 pies, esta información varía en cada uno de los pozos y es tomada del reporte de la empresa.
- Frecuencia de operación (Operating Frequency): 42,5 Hertz
- OD máximo de la bomba (Maximum Pump OD): 4,56 pulgadas.
- Longitud del cable (Length of Cable): 5065 ft.
- Método de separación de gas (Gas Separator Method): eficiencia a la entrada del separador (Enter Separator efficiency)
- Eficiencia del separador de gas (Gas Separator Efficiency): 0%
- Numero de etapas (number of stage): 255
- Voltaje en superficie (Voltage at Surface): 1057 volts
- Desgaste de la bomba (Pump Wear Factor): 0 fraccion
- Modelo del derateo del gas (Gas derating Model): ninguno (none)
- (Allow Tapered ESPs): no
- Bomba eléctrica (Current Pump): REDA D1150N 4 inches (400-1650 RB/Day).
- Motor eléctrico (Current Motor): ESP\_Inc 456\_55 200HP 1550V 84A.
- Cable eléctrico (Current Cable): #2 Copper 0,33 (Volts/1000ft) 95 (amps) max.

**Figura 42.** Ventana Datos Bomba ESP



**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

**3.2.8 Sexto recuadro (numero 6).** Corresponde al resumen del análisis (Analysis Summary). Esta sección tiene diferentes ítems, pero solo dos fueron utilizados en las corridas: el ESPs Quicklook y análisis de sensibilidad del sistema (System Sensitivity Analysis), a continuación, se detallará cada uno de estos ítems con la información digitada en cada uno de ellos.

ESP Quicklook: este corresponde a la herramienta para validar las consideraciones tomadas para modelar el pozo, dicha validación es realizada a través del cálculo de gradiente de presión desde dos puntos de inicio diferentes, a continuación en la **Figura 43** se ilustra la ventana correspondiente a este ítem, no se hará una descripción de los datos digitados, ya que la mayoría de los datos fueron anteriormente descritos en las otras secciones, los únicos valores nuevos requeridos son la Presión en cabeza (Tubing Head Pressure) que es de 160 psig, tasa de líquido (Liquid Rate) de 834 STB/day, los valores de profundidad de cabeza de pozo y de la de la bomba con sus respectivas presiones y por último la selección de la correlación a emplear, en las corridas realizadas para este proyecto se utilizaron tres correlaciones diferentes que se explicaran brevemente a continuación.

- Petroleum expert 2 y Petroleum expert 3: Son correlaciones propias del software, y corresponden a relaciones obtenidas mediante modificaciones realizadas a las correlaciones existentes. La información específica no está disponible en los manuales de usuario de la herramienta.



- Hagedorn y Brown: los autores desarrollaron la correlación utilizando la densidad de la mezcla promedio corregida a condiciones de fondo de pozo para calcular el gradiente de presión. El hold up del líquido es función de cuatro números adimensionales, número de velocidad líquida ( $N_{V_L}$ ), número de velocidad del gas ( $N_{V_G}$ ), número de diámetro de la tubería ( $N_D$ ) y número de viscosidad líquida ( $N_L$ )
- La correlación fue desarrollada para rangos de diámetros de tubería de 1 a 2 pulgadas, gravedad del petróleo de 40 a 56 °API, para relaciones gas – líquido no mayores a 5000 Scf/STB y para una amplia gama de cortes de agua. (desarrollo de algoritmos para análisis integral de pozos con bombeo electro sumergible y bombeo hidráulico tipo jet, pg 117)

**Figura 43.** Ventana ESP Quicklook

The screenshot shows the 'ESP Quicklook (BENG\_006.Out)' window with the following data:

Input Data			DownHole Data		
Tubing Head Pressure	160	psig	Point	Measured Depth (feet)	Pressure (psig)
Liquid Rate	834	STB/day	1	5048	384.54
Water Cut	83.1	percent	2	0	160
Produced GOR	10	scf/STB	3		
Static Bottom Hole Pressure (Pres)	1030	psig	4		
Pump Depth (Measured)	5048	feet	5		
Operating Frequency	42.5	Hertz	6		
Length Of Cable	5065	feet	7		
Gas Separation Efficiency	0	percent	8		
Number Of Stages	255		9		
Pump Wear Factor	0	fraction	10		
Emulsion	No Emulsion Corrections		11		

Surface Data			Correlation
Current		amps	Petroleum Experts 3
Surface Voltage		Volts	
Power		kW	

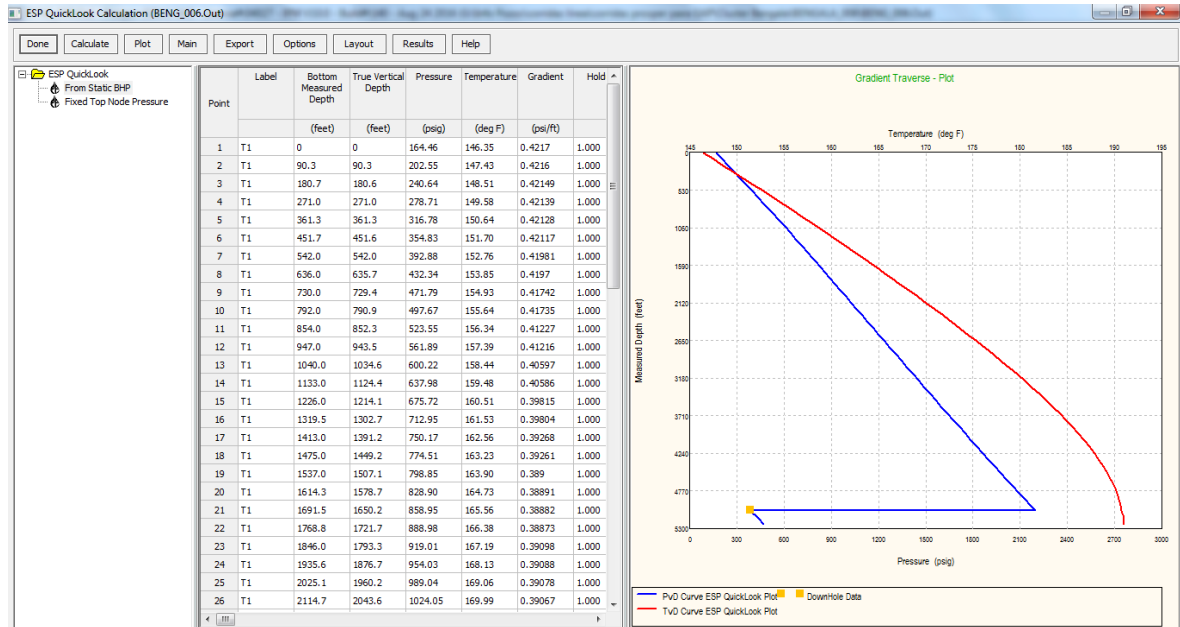
  

Equipment		
Select Pump	REDA D 1150N 4 inches (400-1650 RB/day)	
Select Motor	ESP_Inc 456_55 200HP 1550V 84A	
Select Cable	#2 Copper 0.33 (Volts/1000ft) 95 (amps) max	

**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Cuando se tienen todos los datos pertenecientes a la ventana anteriormente descrita se procede a calcular, este debe mostrar una nueva ventana como se ilustra en la **Figura 44** en ella se tiene una tabla de resultados de presión, temperatura y gradiente de presión a diferentes profundidades además de su respectiva gráfica.

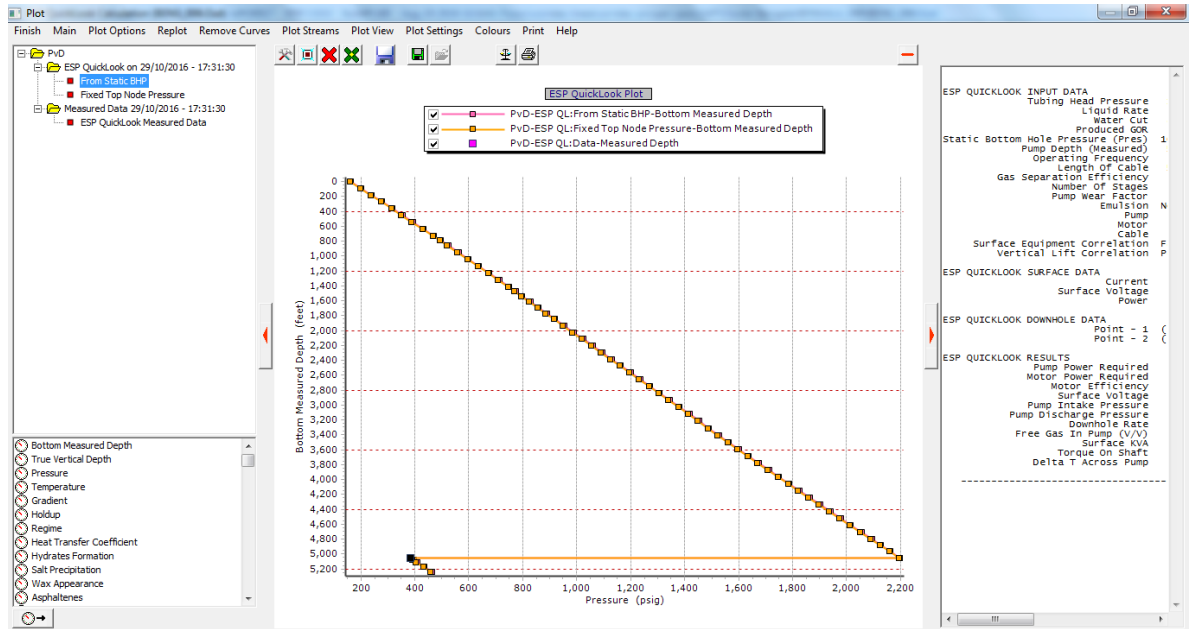
**Figura 44.** Ventana calculo ESP Quicklook



**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Al tener presente los resultados descritos anteriormente se pasa a ver la graficar de manera detallada como se muestra en la **Figura 45** en ella se aprecia las curvas de presión vs profundidad, la curva de color rosado representa el comportamiento del reservorio mientras que la amarilla representa el comportamiento de la bomba, estas dos curvas deben quedar sobrepuestas para para asegurar el ajuste, como se muestra en la Figura.

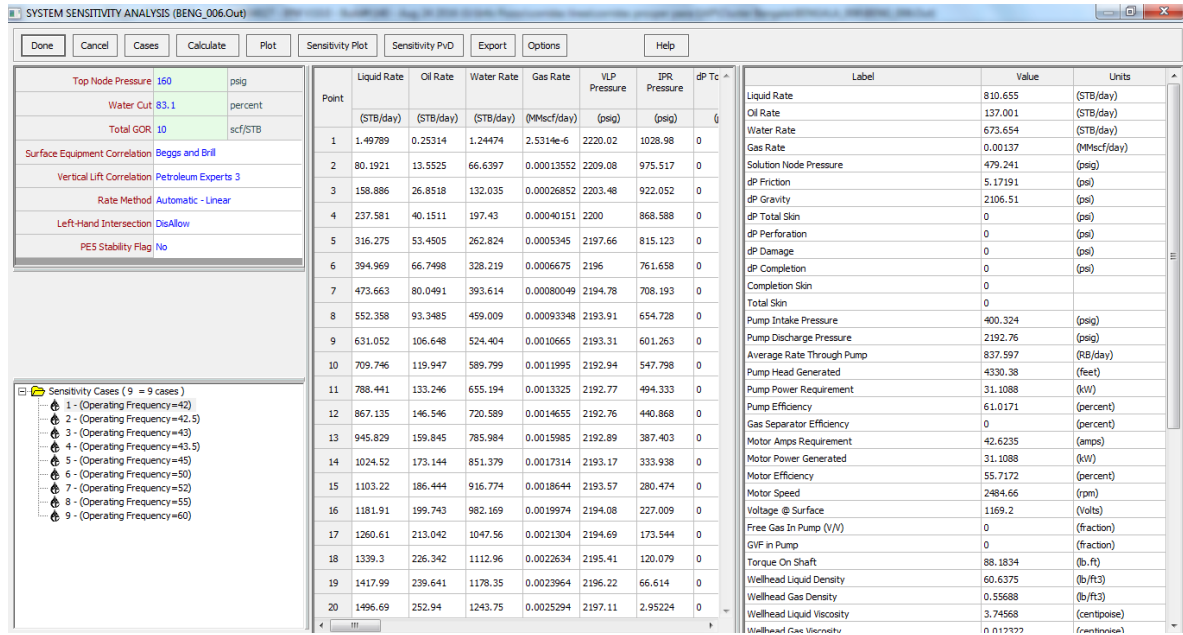
**Figura 45.** Venta Grafica ESP Quicklook



**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

Análisis de sensibilidad del sistema (System sensitivity analysis): esta sección permite predecir el comportamiento del equipo actual presente en cada uno de los pozos a diferentes condiciones o escenarios. En esta sección se requieren los valores de presión de cabeza (Top Node Pressure), corte de agua (Water Cut), GOR y frecuencia a la que trabaja el equipo. En la **Figura 46** se ilustra la ventana correspondiente a esta ventana.

**Figura 46.** Ventana sensibilidad análisis del sistema



**Fuente:** Software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

En las Tablas No. 12 y 13 que se encuentran a continuación se muestran los datos de interés más relevantes utilizados para las simulaciones y el resultado arrojado de IP.

**Tabla 12.** Datos software Prosper

DATOS PROSPER						
	CAUDAL	P. CABEZA	W/CUT	PIP	FRECUENCIA	IP
POZO	STB/day	Psig	%	Psig	Hz	-
BNG_Y	2253	160	82	130	43,5	1,62
BNG_X	1414	143	93,12	238	60	0,813
BNG_W	700	130	97,5	927	35	1,39
BNG_V	2548	173	94,13	363	60	1,83
BNG_U	830	160	82	233	42,5	1,46
BNG_TST	3669	153	96,52	968	39,5	6,2
BNG_S	4163	170	95,89	1488	36	9,7
BNG_R	5773	210	98,04	1362	54	19,5
BNG_Q	2045	158	91,5	86	49,5	1,36

**Fuente:** software prosper versión 14.0, realizado por los autores.

**Tabla 13.** Datos Software Prosper

<b>DATOS PROSPER</b>						
	<b>CAUDAL</b>	<b>P. CABEZA</b>	<b>W/CUT</b>	<b>PIP</b>	<b>FREC.</b>	<b>IP</b>
<b>POZO</b>	STB/day	Psig	%	Psig	Hz	-
<b>RQ_DZ</b>	1479	79	88,85	122	60,2	0,79
<b>TS_Y</b>	1397	44	87,87	133	39,5	1,17
<b>TS_X</b>	449	79	85,01	462	45	0,347
<b>TS_V</b>	207	30	95,51	384	53	0,148
<b>TS_T</b>	981	30	98,97	1267	38	1,58
<b>TS_YA</b>	1053	280	100	1779	30	43
<b>TSN_Z</b>	5224	46	95,57	1874	45	59,84
<b>TSN_X</b>	731	82	94,46	1522	30	9,3
<b>TSW_Z</b>	1234	79	95,64	860	40	1,38
<b>TSW_X</b>	3691	80	95,62	1369	40	7,83
<b>TRW_W</b>	1277	300	95,51	1807	30	98,23

**Fuente:** Software Prosper versión 14.0. realizado por los autores

#### 4. DISEÑO DE LINEA DE TRANSFERENCIA DE LA ESTACION TORO SENTADO AL CLUSTER BENGALA

Con el objetivo de definir el diámetro adecuado de la línea de transferencia de fluidos se realizó la simulación mediante el software GAP para diámetros de 6, 8 y 10 pulgadas, dichos diámetros fueron seleccionados teniendo en cuenta el comportamiento de la velocidad erosiva y las pérdidas de presión, sin afectar las tasas de producción.

##### 4.1. ANÁLISIS DE LAS VELOCIDADES CRÍTICAS

La velocidad de un fluido a través de una tubería es una variable de suma importancia, debido a que si ésta es demasiado alta se pueden presentar problemas de desgaste en las paredes por fricción, la cual puede deteriorar la película de inhibidor que en algunos casos protege la pared de la tubería dejándola expuesta a la corrosión o en casos donde la fricción es muy alta se puede presentar desgaste por abrasión; por otra parte si la velocidad es demasiado baja se pueden presentar problemas de depositación de sólidos, reduciendo el diámetro de la tubería .

Para hallar el máximo valor permitido de velocidad erosiva se hace mediante la solución de la **Ecuación 10**.

**Ecuación 10.** Ecuación Máxima velocidad erosiva

$$V_{max} = \frac{125}{\sqrt{\rho_{mezcla}}}$$

**Fuente:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practice for design and Installation of Offshore Production Platform Piping System. Norma API 14E. Dallas, 1991. p. 16

Dónde:

$V_{max}$ : Velocidad erosiva máxima

$\rho_{mezcla}$ : Densidad de la mezcla

La densidad de la mezcla se obtiene de la división de la densidad total sobre el caudal total. Estos cálculos se pueden observar en el Anexo A. reemplazando la **Ecuación 11** se obtiene:

**Ecuación 11.**Ecuación Remplazo en la ecuación Máxima velocidad erosiva para los 3 tramos.

Toro Sentado - Bengala

$$V_{emax} = \frac{125}{\sqrt{61,938}} = 15,882 ft/sg$$

Bengala - Jaguar

$$V_{emax} = \frac{125}{\sqrt{61,990}} = 15,876 ft/sg$$

Toro Sentado - Jaguar

$$V_{emax} = \frac{125}{\sqrt{61,968}} = 15,879 ft/sg$$

Teniendo en cuenta los resultados anteriormente se toma la decisión de trabajar como valor de velocidad de fluido máximo 15,88 ft/sg.

Según la norma API 14E el valor mínimo de velocidad critica para que no haya depositación de sedimentos es de 3 ft/sg.

Se tomaron como referencia los diámetros de 2, 4, 6, 8, 10 y 12 pulgadas para verificar el comportamiento de la velocidad erosiva y poder determinar cuál de estos diámetros es el más óptimo para simular en el software GAP. Para demostrar como es el comportamiento de la velocidad critica ver **Ecuación 12.**

**Ecuación 12.**Ecuación de Velocidad critica

$$V_e = \frac{(Qf * 5,615)/86400}{\pi * \left(\frac{D}{24}\right)^2}$$

**Fuente:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practice for desing and Installation of Offshore Production Plataform Piping Sistem. Norma API 14E. Dallas, 1991. p. 15

Dónde:

Ve: Velocidad critica (Ft/s)

Qf: Caudal de fluido (BFD)

D: Diámetro de tubería (Ff)

En la siguiente tabla se presenta los resultados de velocidad erosiva para cada uno de los diámetros dentro de la simulación.

**Tabla 14.** Datos de Hidráulica

<b>DATOS DE HIDRAULICA</b>		
<b>TUBERIA</b>	<b>ID</b>	<b>V erosiva</b>
<b>6''</b>	6,065	5,750253
<b>8''</b>	7,981	3,320733
<b>10''</b>	10,02	2,10675
<b>Q fluido</b>	17751	

Con los resultados obtenidos en la tabla anterior se puede concluir que los diámetros de 2 y de 12 pulgadas se descartan porque están por fuera de los límites de velocidad crítica mencionados anteriormente. El diámetro de 4 pulgadas también se descarta porque está dentro del límite máximo de velocidad, por lo tanto, se toma decisión de trabajar con los diámetros de 6, 8 y 10 pulgadas.

#### **4.2 SENSIBILIDAD DE PÉRDIDA DE PRESIÓN POR DIÁMETRO DE LÍNEA DE ESTACIÓN TORO SENTADO A CLÚSTER BENGALA**

A medida que un fluido fluye por una tubería ocurren pérdidas de energía debido a la fricción que genera el líquido en la pared de la tubería; tales energías traen como resultado una disminución de la presión entre dos puntos del sistema de flujo.

En la instalación de trayectos extensos de tuberías las pérdidas por fricción son muy importantes, ya que este puede generar restricción al paso del fluido al punto de interés y por ende se hacen los respectivos análisis y cálculos para estimar las caídas de presión en longitudes extensas.

Teniendo en cuenta los diámetros de 6, 8 y 10 pulgadas seleccionados anteriormente se hace el cálculo para determinar la caída de presión a lo largo de la tubería que conecta la Estación Toro Sentado y el Clúster Bengala. Según la norma API 14E hace referencia a que un máximo valor de pérdida de presión de 10 psi/1000 ft y un mínimo valor ideal sería no tener pérdidas de presión.

Para el cálculo del delta de presión dentro de la tubería se utiliza la Ecuación Delta de presión.



**Ecuación 13.** Ecuación Delta de presión

$$\Delta p = \frac{0,00115 * F * Qf^2 * GEm}{D^5}$$

**Fuente:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practice for desing and Installation of Offshore Production Plataform Piping Sistem. Norma API 14E. Dallas, 1991. p. 15

Dónde:

$\Delta p$  = delta de presión (psi/10ft)

F= Factor de Moody (adimensional). La grafica correspondiente a este factor se puede (Ver Anexo B).

Qf= Caudal de fluido (BFD)

GEm= Gravedad especifica de la mezcla

D= diámetro de la tubería (Ft)

En la **Tabla 15** se presenta los datos necesarios para el cálculo de delta de presión y en la **Tabla 16** se presentan resultados del delta de presión a lo largo del trayecto para los diferentes diámetros:

**Tabla 15.** Tabla de datos

<b>Datos iniciales</b>	
<b>Q</b>	<b>17751</b>
<b>F</b>	<b>0,0225</b>
<b>Gem</b>	<b>0,9921194</b>

**Tabla 16.** Tabla de pérdidas de presión

<b>Resultados hidraulica</b>		
<b>Tuberia (pulgadas)</b>	<b>Id (pulgadas)</b>	<b><math>\Delta</math>presión Psi/cada 1000 ft</b>
<b>6</b>	6,065	9,857576
<b>8</b>	7,981	3,88618232
<b>10</b>	10,02	0,872105

Con los resultados de pérdidas de presión obtenidos anteriormente se puede estimar que los diámetros apropiados para transportar los fluidos de la Estación Toro Sentado al Clúster Bengala son los de 10 y 8 pulgadas.

### **4.3 SOFTWARE GAP**

Este software fue creado por Petex en 1990 con el fin de contribuir en la industria petrolera, debido a que existían complicaciones en el transporte de fluidos por tuberías superficiales con múltiples pozos, alterándose las condiciones de producción de los pozos, orientación y presiones a la llegada del punto principal.

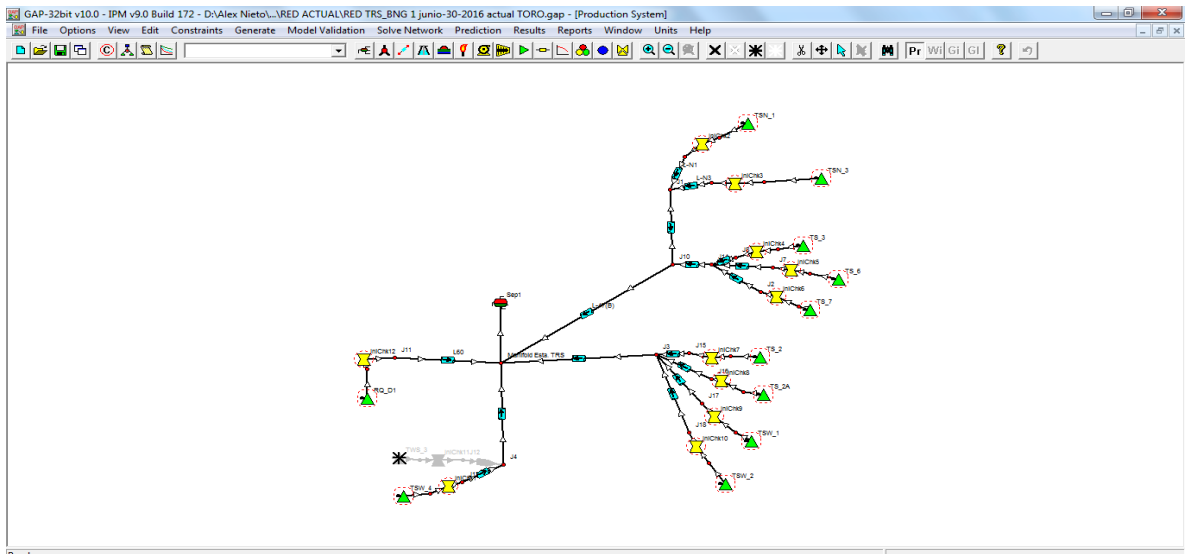
GAP es capaz de considerar la respuesta a una red de fases múltiples con múltiples pozos que producen sus fluidos en una red en común, donde se analiza como la producción de un pozo afectaría a otro u otros pozos conectados en una línea de flujo común.

En la actualidad GAP es el software más sofisticado y optimizador que existe en la industria, ya que permite a los ingenieros maximizar la producción de fluidos sin alterar condiciones de cada uno de los pozos.

En este proyecto se utilizará dicho software, para el diseño de una línea de transferencia de fluidos del Campo Toro Sentado al Clúster Bengala, que tiene una distancia aproximada de 14 km. Para dicho diseño se utilizarán datos que se han manejado previamente en el software Prosper e información adicional que será mencionada a continuación.

Para inicializar la simulación en el Campo Toro Sentado se debe realizar el diseño o representación mediante un símbolo (triángulo verde) de los pozos con la orientación y posición real dentro de los Campos. Luego se procede a diseñar las líneas de transferencia de fluidos que conectan los pozos hasta llegar al separador como se muestra en la **Figura 47**. Estas líneas se deben construir con las dimensiones, rugosidad y tipo de material, las cuales ya han sido especificadas por la empresa Cepsa.

**Figura 47.** Diagrama estación Toro Sentado



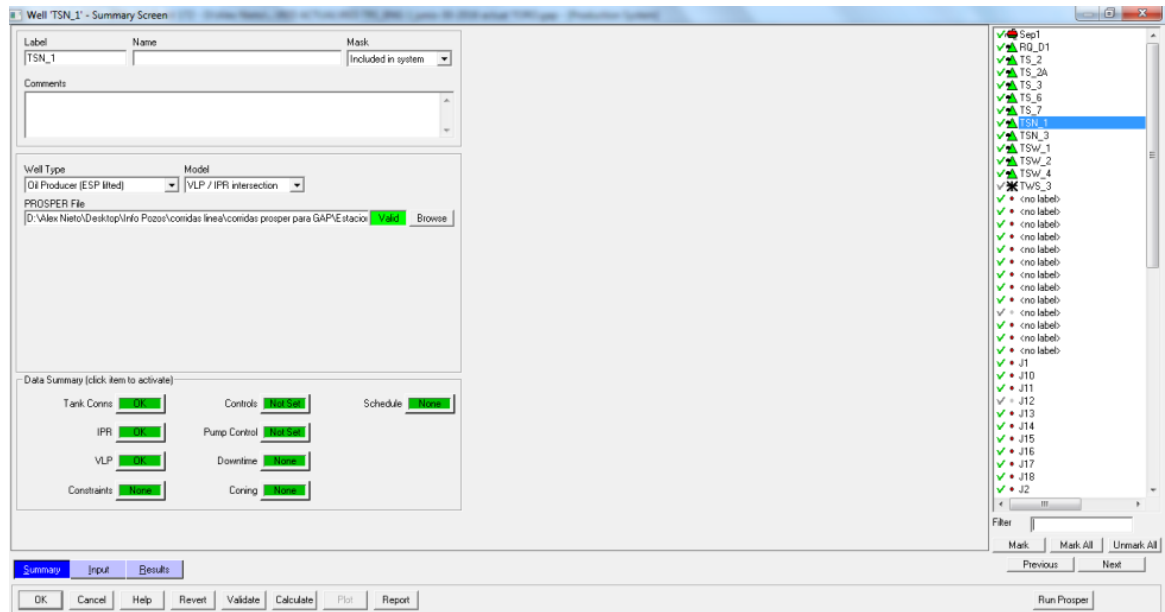
**Fuente:** Software Gap 32 bit versión 10.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Teniendo el montaje total del Campo Toro Sentado se procede a ingresar los datos de cada pozo, esta demostración se realizó con el pozo TSN\_Z.

- Se nombra el pozo.
- Se carga la simulación de Prosper.

La ventana correspondiente a la información anteriormente descrita se lustra en la **Figura 48.**

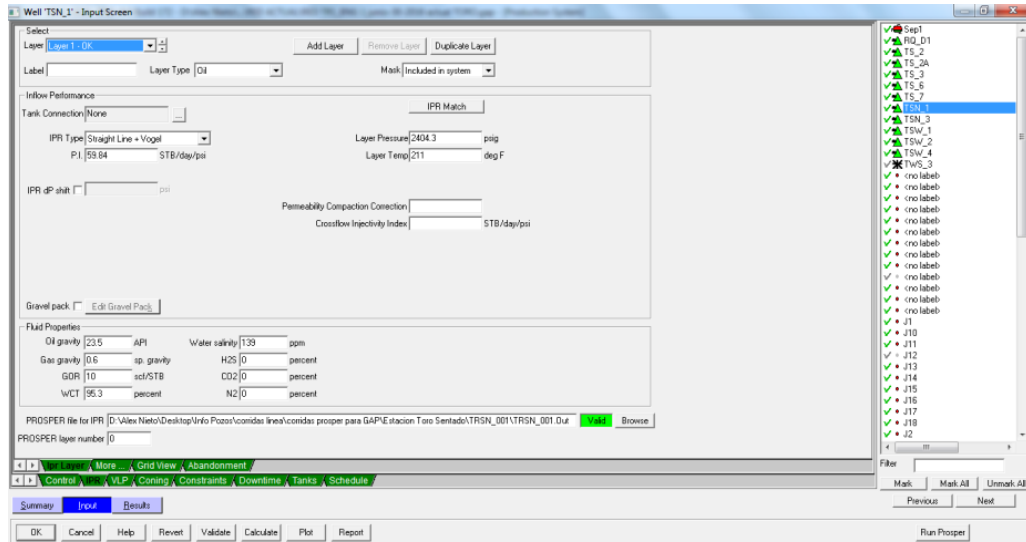
**Figura 48.** Información de pozo



**Fuente:** Software Gap 32 bit versión 10.0. CEPESA COLOMBIA S.A

En el siguiente paso se incluyen las condiciones de Yacimiento (presión y temperatura), las condiciones del fluido (API, GEgas, GOR, WCT y Salinidad) y nuevamente se carga la simulación realizada en Prosper, esta información se observa en la **Figura 49**.

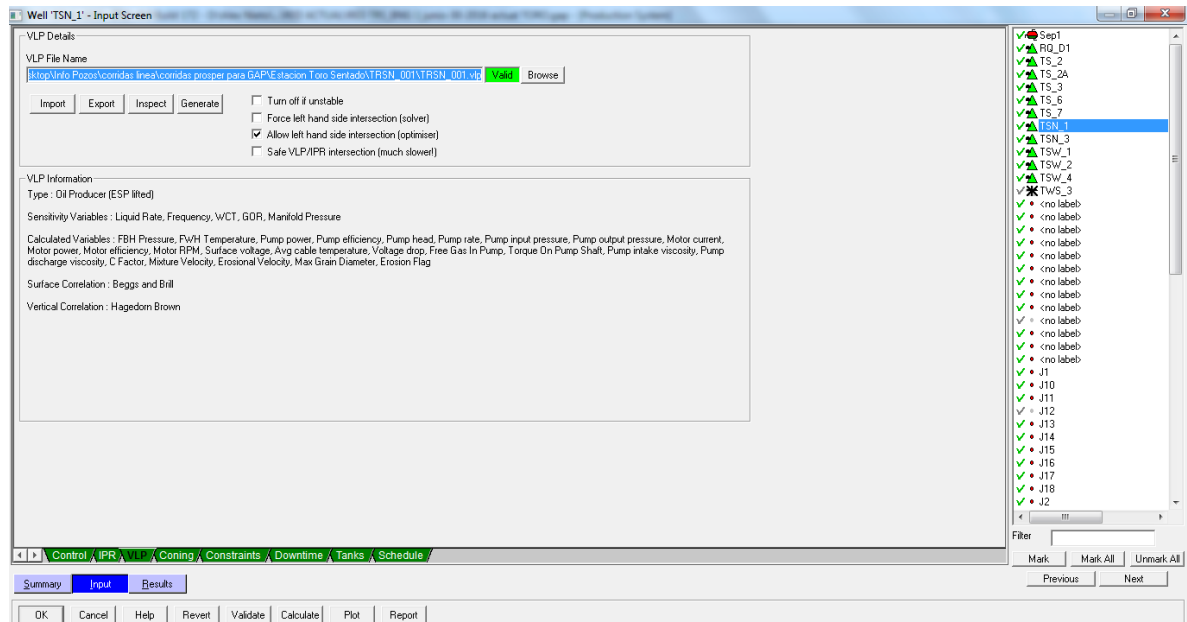
**Figura 49.** Información propiedades de fluido



**Fuente:** Software Gap 32 bit versión 10.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Luego de ingresar estos datos, se selecciona la opción VLP (vertical lift performance) en el recuadro verde parte inferior izquierda y se genera la VLP, la curva de desempeño vertical como se muestra en la **Figura No. 50**.

**Figura 50.** Generador VLP



**Fuente:** Software Gap 32 bit versión 10.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Para la generación de la VLP se tienen en cuenta las siguientes variables con sus respectivos intervalos como se muestra en la **Tabla 17**.

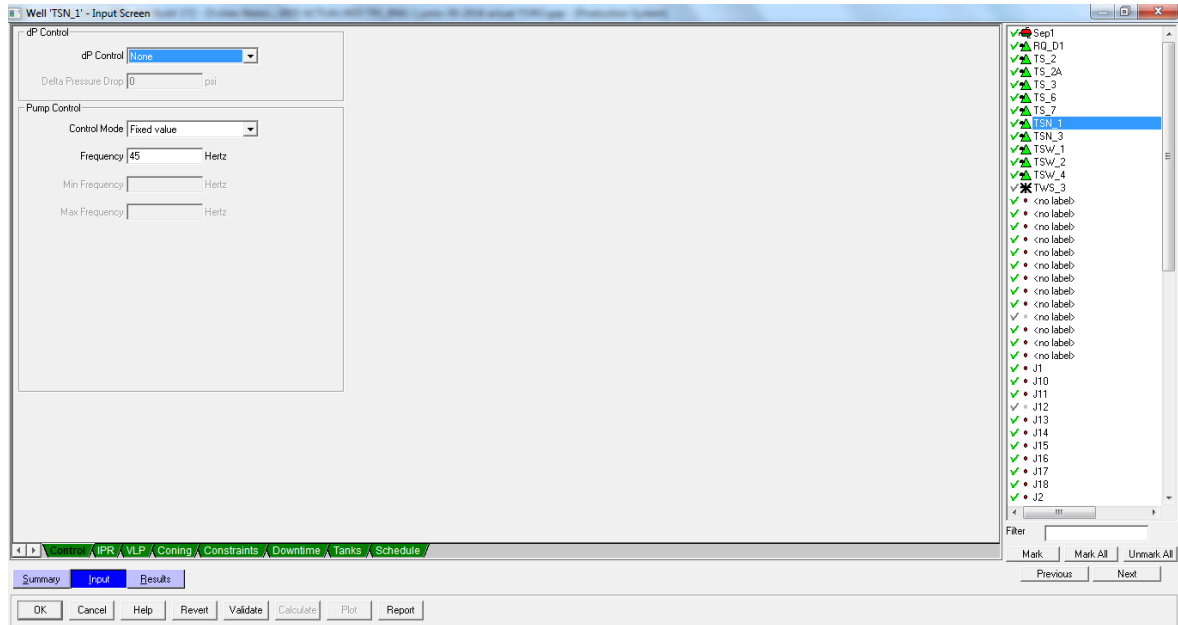
**Tabla 17.** Datos para VLP

<b>Datos de VLP</b>				
<b>Caudal</b>	<b>Presión de cabeza</b>	<b>GOR</b>	<b>Corte de agua</b>	<b>Frecuencia</b>
<b>5000</b>	65	5	75	30
<b>5250</b>	70	10	81	37
<b>5500</b>	75	15	88	44
<b>5750</b>	80	20	93	51
<b>6000</b>	85	25	99	65

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

Después de haber generado la VLP, se procede a digitar la frecuencia a la que bomba (ESP) instalada en el pozo opera, como se muestra en la **Figura 51**.

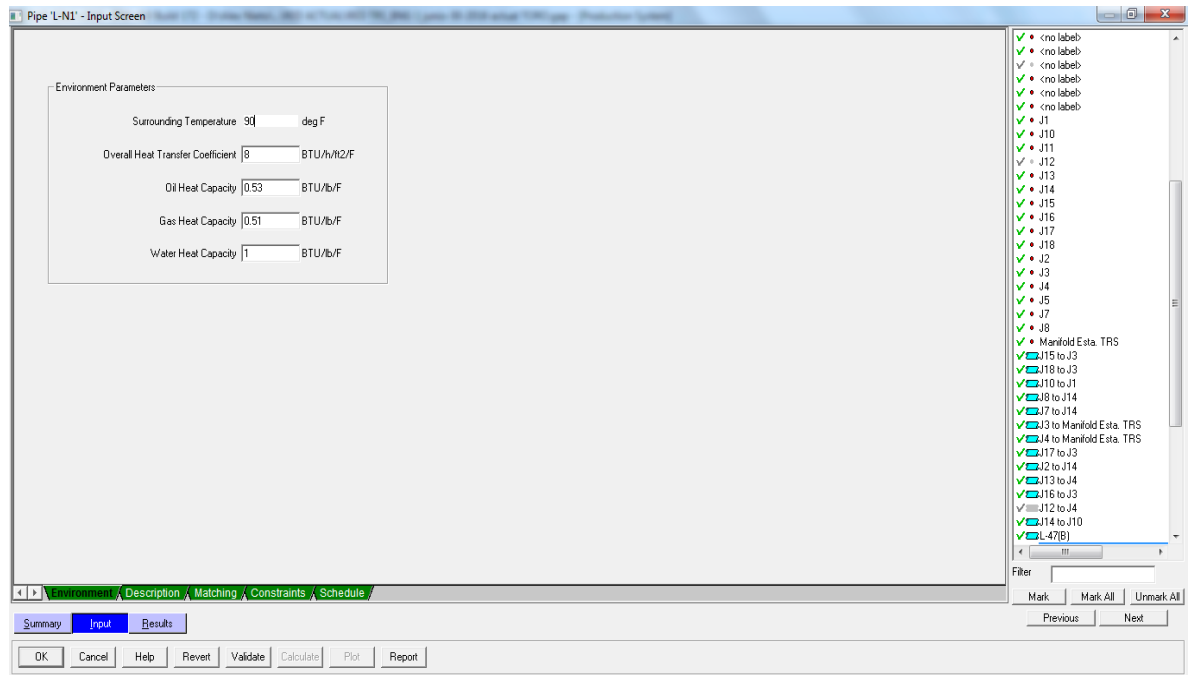
**Figura 51. VLP**



**Fuente:** Software Gap 32 bit versión 10.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Teniendo los parámetros de cada uno de los pozos y su respectiva bomba digitados, se pasa de nuevo a la ventana correspondiente a la Figura No. 1 con el diseño de la tubería mencionado anteriormente, se selecciona o se hace click sobre la tubería (rectángulo azul), abriendo la ventana como se muestra en la **Figura 72**. En esta ventana se selecciona el recuadro Environment (Ambiente), donde se digita la temperatura ambiente, capacidad calorífica del crudo, gas y agua. Este procedimiento se repite para cada una de las líneas provenientes de los pozos.

**Figura 52. Environment**



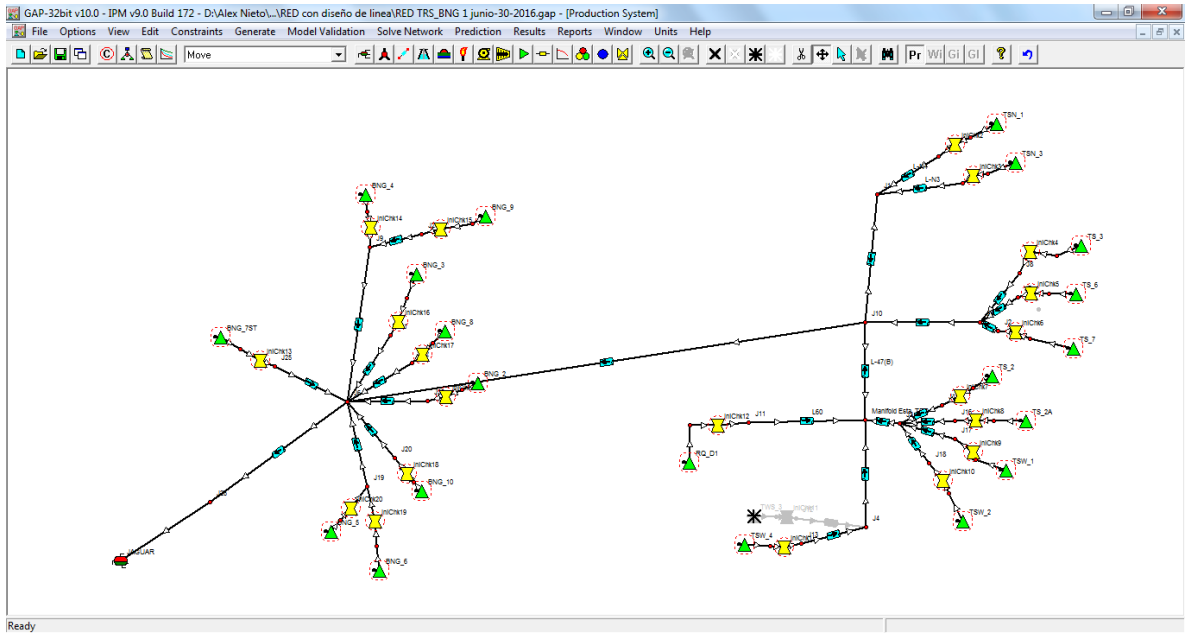
**Fuente:** Software Gap 32 bit versión 10.0. CEPESA COLOMBIA S.A

Al tener digitada la sección anteriormente descrita se pasa a llenar el recuadro que lleva por nombre “Description” (Descripción). En la **Figura 53** se muestra la ventana correspondiente a esta sección, en ella se deben digitar los parámetros de tubería como longitud, diámetro interno y rugosidad.





**Figura 54. Diámetro**



**Fuente:** Software Gap 32 bit versión 10.0. CEPESA COLOMBIA S.A

**Tabla 18.** Datos de resultados de las diferentes líneas

TABLA DE RESULTADOS A DIFENTES DIAMETROS																
POZO	ACTUAL				LINEA DE 6 PULGADAS				LINEA DE 8 PULGADAS				LINEA DE 10 PULGADAS			
	Q TOTAL Bbl	FREC. Hz	P. CABEZA Psi	MOTOR Kw/h	Q TOTAL Bbl	P. CABEZA Psi	FREC. Hz	MOTOR Kw/h	Q TOTAL Bbl	P. CABEZA Psi	FREC. Hz	MOTOR Kw/h	Q TOTAL Bbl	P. CABEZA Psi	FREC. Hz	MOTOR Kw/h
RQ_Z	1481	60,2	83,4	67,286	1485,29	379,31	62,5	75,99	1482,8	272,54	61,6	72,6	1482,24	236,08	61,3	71,48
TS_Y	1402,5	39,5	42,22	60,3884	1405,31	346,7	42,4	73,16	1406,17	239,19	41,4	68,61	1400,44	203,43	41	66,76
TS_YA	455,8	45	77,08	64,8894	454,014	381,58	49,2	84,28	457,219	274,07	47,8	77,51	455,219	238,31	47,2	74,688
TS_X	208,8	53	30,02	30,1162	208,151	334,18	58,1	39,65	208,201	226,53	56,4	36,3	208,023	190,67	55,08	35,17
TS_V	984,3	38	29,88	30,98	980,856	333,93	45	50,24	983,59	226,3	42,7	43,27	984,055	190,46	41,9	41,01
TS_T	1053,1	30	279,63	49,9	1057,05	578,4	41,7	34,27	1036,16	472,27	38,4	27,07	1052,43	433,74	37,2	24,83
TSN_Z	5228,4	45	46,38	55,8299	5230,22	343,71	54	96,4204	5228,7	238,15	50,28	78,94	5224,48	203,02	49,7	73,65
TSN_X	732,2	30	81,96	39,6	732,031	384,4	39	8,68	732,765	277,28	36,1	6,55	734,538	241,61	35,1	5,87
TSW_Z	1237,2	40	79,02	47,51	1240,19	383,46	45,4	68,0175	1240,9	275,97	43,6	60,69	1234,26	240,21	42,9	57,93
TSW_Y	3690,6	40	83,37	24,03	3680,06	365,3	45,7	37,12	3698,47	265,24	43,8	32,34	3692,06	232,14	43,1	30,7
TSW_W	1277,8	30	298,61	20,5	1287,63	588,06	37,3	18,89	1281,23	480,25	34,7	15,53	1268,18	450,31	33,9	14,54

**Fuente:** Software Gap 32 bit versión 10.0.

#### 4.4 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO PARA LA LÍNEA DE TRANSFERENCIA

De acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla No. 18, se concluye que el diámetro adecuado de la tubería que va a transportar los fluidos de la Estación Toro Sentado al Clúster Bengala es de 8 pulgadas. Los criterios para escoger este diámetro son:

- Capacidad de transportar los fluidos: Esta tubería tiene la capacidad de transportar 40.000 barriles de fluidos, los cuales la Estación Toro Sentado está produciendo 17.700 barriles de fluido y brinda una opción ante un posible aumento en la rata de producción.
- Consumo de potencia: Este ítem es de suma importancia ya que la empresa Cepsa busca reducir costos con la construcción de esta línea de transporte; entre menos consumo de potencia tenga el motor, el uso del generador de potencia (diésel) se reducirá.
- El factor económico: Haciendo un comparativo entre el diámetro de 8 y de 10 pulgadas, el segundo es el más adecuado para la construcción de la línea de transporte, ya que genera menos pérdidas de presión a lo largo de los 14 kilómetros de tubería. El consumo de potencia en los motores es más bajo, por ende, el consumo de diésel es menor. Sin embargo, no se selecciona este diámetro debido a que una tubería de 8 pulgadas es más económica con respecto a una de 10 pulgadas.

#### 4.5 PERDIDAS DE PRESION EN TRAYECTO TORO SENTADO A LA ESTACION JAGUAR

Para contemplar cómo va ser el comportamiento de los fluidos durante el recorrido desde el Manifold principal del Campo Toro Sentado hasta la Estación Jaguar, se realiza un análisis nodal superficial para especificar las pérdidas de presión, transportando el total de los fluidos de la estación Toro Sentado por la tubería de 8 pulgadas y la recopilación de los fluidos totales de la estación Toro Sentado y los fluidos totales del Clúster Bengala por la tubería de 10 pulgadas hasta llegar a la estación Jaguar. Con la **Ecuación 14** se calcula las pérdidas de presión totales en los dos tramos de tubería, de 8 y 10 pulgadas.

**Ecuación 14.** Ecuación de Pérdidas de Presión

$$Pp'' = \frac{L * 3281 * \Delta P}{1000}$$

**Fuente:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practice for design and Installation of Offshore Production Platform Piping System. Norma API 14E. Dallas, 1991. p. 15

Donde:

$Pp''$ : Pérdidas de presión total en línea, Psi

L: Longitud total de línea, Km

$\Delta p$ : Diferencial de presión por cada 1000 pies en la línea

3281: constante para hacer la conversión de metros a pies.

**Tabla 19.** Resultados de las pérdidas de presión en toda la trayectoria

DIAMETRO Pulgadas	LONGITUD (km)	$\Delta P$ (Psi/FT)	PERDIDAS DE PRESION (Psi)
8	14	3,88618232	178,5078986
10	10	5,47059246	179,4901387

A continuación, se representa **Tabla 20** con incremento en la presión de cabeza para los pozos de los campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West y Rancho Quemado.

**Tabla 20.** Aumento de cabeza de presión.

LINEA DE 8"				
POZO	Q TOTAL	FREC.	P.	MOTOR
	BFPD	Hz	CABEZA Psi	Kw/h
RQ_Z	1482,8	61,6	272,54	72,6
TS_Y	1406,17	41,4	239,19	68,61
TS_YA	457,219	47,8	274,07	77,51
TS_X	208,201	56,4	226,53	36,3
TS_V	983,59	42,7	226,3	43,27
TS_T	1036,16	38,4	472,27	61,6
TSN_Z	5228,7	50,28	238,15	78,94
TSN_X	732,765	36,1	277,28	29,5
TSW_Z	1240,9	43,6	275,97	60,690
TSW_Y	3698,47	43,8	265,24	32,34
TSW_W	1281,23	34,7	480,25	25,7

Con base a los resultados obtenidos por el cálculo de pérdidas de presión como se muestra en la **Tabla 19** para la línea de 8 y de 10 pulgadas, se realiza un análisis con base a la presión de cabeza que tiene cada pozo que llega al Manifold principal del Campo Toro Sentado y el recorrido hasta el Clúster Bengala.

Podemos determinar que el fluido llega con presión 0 Psig (cero) hasta este punto, debido que en su recorrido hasta el Clúster principal del Campo Toro sentado pierde presión según las condiciones de tubería instalada y desde el Manifold principal del Campo Toro Sentado hasta el Clúster Bengala pierde 196,97 psi (obtenidos por el software Gap).

Trabajando con el pozo TS\_Y tenemos una presión de cabeza de 239,19 Psi, en el trayecto hasta el manifold principal del Campo Toro Sentado hay un  $\Delta p$  de 42,22 Psi y del Manifold principal del Campo toro sentado hasta el Clúster Bengala hay un  $\Delta p$  de 196,97 Psi. Lo que nos da como resultado cero Psig (0) a la entrada del Cluster Bengala y una restricción en el flujo del fluido del Clúster Bengala a la estación Jaguar.

Debido a la inconsistencia nombrada anteriormente, se ve la necesidad de instalar una bomba de empuje y otra de back up (esta bomba sirve de apoyo a la bomba instalada en caso de daño o mantenimiento) entre el Clúster Bengala y la estación Jaguar para que el fluido pueda fluir y llegar hasta su punto final con una presión de 60 Psi que es la requerida para entrar al primer equipo de las facilidades de la estación Jaguar.

Las características a tener en cuenta en la bomba a instalar son capacidad de manejar el caudal y un aporte de presión para que el fluido llegue sin complicaciones a su destino final.

Para la instalación de la bomba hay que tener en cuenta la capacidad de manejar 42.000 barriles de fluido y que aporte mínimo 240 Psi de presión a la corriente y 30 Psi máximo adicional de requerimiento para la succión de la bomba en cabeza de pozo. Realizando el análisis nodal con la bomba instalada, se muestra en las Figuras No. 82.

**Ecuación 15.** Ecuación del análisis nodal con Bomba

$$PLEJ = APB - \Delta PL_{10''}$$

Donde:

PLEJ: Presión de llegada Estación Jaguar  
 $\Delta PL$ : Pérdidas de presión línea de 10 pulgadas  
APB: Aporte de presión de la Bomba al sistema

Solucionando la ecuación anterior llegamos:

$$PLEJ = 179,49 - 240 = 60,03 \text{ Psi}$$

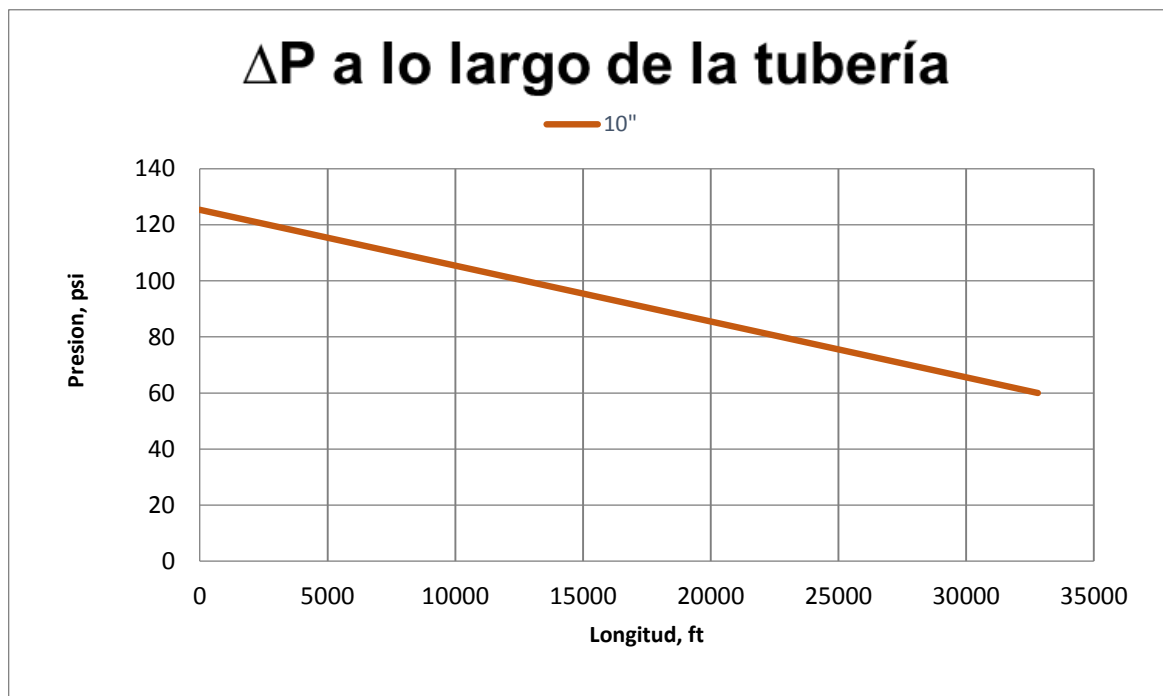
Con la instalación de la bomba entre el Clúster Bengala y la Estación Jaguar se puede concluir que los fluidos van a llegar satisfactoriamente y sin ningún tipo de restricción.

A continuación, se presenta la **Tabla. 21** que muestra el comportamiento de las pérdidas de presión durante el tramo del Cluster Bengala a la estación Jaguar y en **Grafica 5** se muestra el comportamiento de las pérdidas de presión Manifold principal de Toro Sentado a la Estación Jaguar.

**Tabla 21.** Representación de pérdidas de presión en el Clueter Bengala - Jaguar

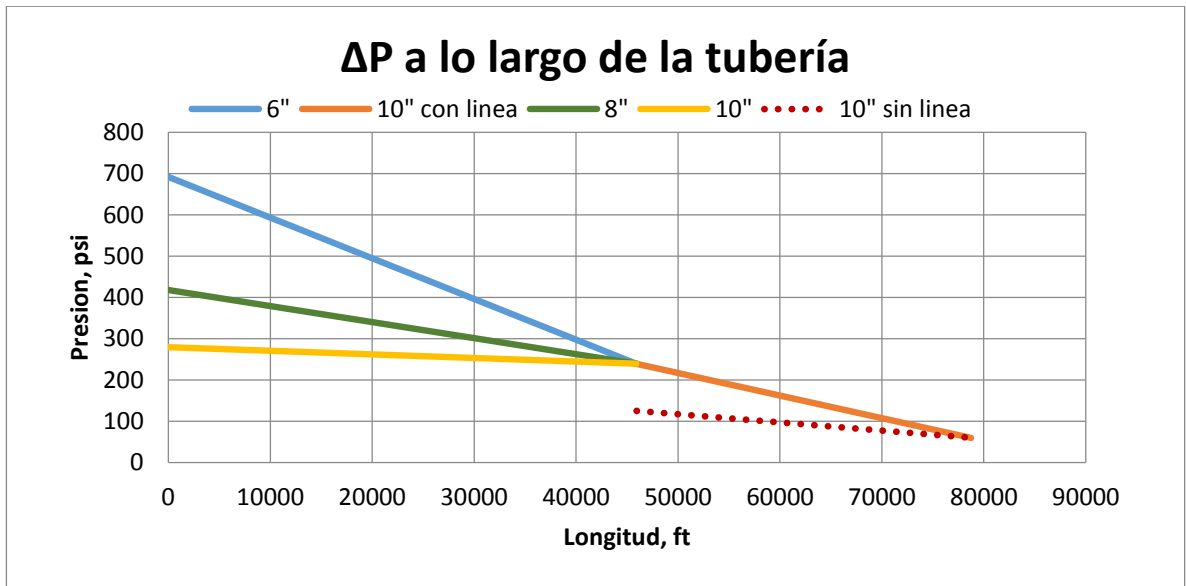
Distancia Bengala		
Distancia, m	Distancia, ft	Presión, psi
0	0	125
1000	3281	119
2000	6562	112
3000	9843	106
4000	13124	99
5000	16405	93
6000	19686	86
7000	22967	80
8000	26248	73
9000	29529	67
10000	32811	60

**Gráfica 4.** Perdidas de presión trayecto Bengala-Jaguar





**Gráfica 5.** Representación de pérdidas de presión en tramo total



## 5. IMPACTOS

La implementación de la línea de transferencia de fluidos que conecta la Estación Toro Sentado con el Clúster Bengala generaría impactos positivos y negativos para la empresa Cepsa.

### 5.1 ESTADO DE LOS EQUIPOS ESP

En el estudio de este proyecto ha sido evidente la importancia que tiene cada bomba en la extracción de los fluidos de fondo de pozo a superficie. Se realizó un análisis para verificar el estado de operación en el cual se encontraba cada bomba instalada en los 21 pozos de estudio y se concluyó que a 4 de estas bombas hay que hacer estudio ya que están subdimensionadas para manejar la tasa de flujo que se tiene estimada. A continuación, se presenta en las **Tablas 22 y 23** con los pozos y sus respectivas bombas.

**Tabla 22.** Estado de bombas Toro Sentado

<b>Datos estado de bomba</b>				
<b>Pozo</b>	<b>Q total Bbl</b>	<b>Actual</b>		
		<b>Frecuencia Hz</b>	<b>P. Cabeza Psi</b>	<b>Motor Kw/h</b>
<b>RQ_Z</b>	1481	60,2	83,4	1485,29
<b>TS_Y</b>	1402,5	39,5	42,22	1405,31
<b>TS_YA</b>	455,8	45	77,08	454,014
<b>TS_X</b>	208,8	53	30,02	208,15
<b>TS_V</b>	984,3	38	29,88	980,86
<b>TS_T</b>	1053,1	30	279,63	1057,05
<b>TSN_Z</b>	5228,4	45	46,38	5230,22
<b>TSN_X</b>	732,2	30	81,96	732,031
<b>TSW_Z</b>	1237,2	40	79,02	1240,19
<b>TSW_Y</b>	3690,6	40	83,37	3680,06
<b>TSW_W</b>	1277,8	30	298,61	1287,63

**Tabla 23.** Bombas Clúster Bengala

<b>Datos estado de bomba</b>				
<b>Pozo</b>	<b>Actual</b>			
	<b>Q total Bbl</b>	<b>Frecuencia Hz</b>	<b>P. Cabeza Psi</b>	<b>Motor Kw/h</b>
<b>BNG_Y</b>	2256,3	43,4	159,65	2254,14
<b>BNG_X</b>	1414,4	60	144,21	1414,22
<b>BNG_W</b>	702,6	35	130,93	701,973
<b>BNG_V</b>	2548,4	60	171,8	2550,09
<b>BNG_U</b>	832	42,5	158,8	831,812
<b>BNG_TS</b>	3669,4	39,5	152,34	3667,95
<b>BNG_S</b>	4163,7	36	175,56	4165,31
<b>BNG_R</b>	5775,7	54	210,55	5778,78
<b>BNG_Q</b>	2098,24	49,5	157,71	99,4736

**BOMBAS EN BUEN ESTADO**

**BOMBAS PARA CAMBIO**

**5.1.1. Comportamiento de producción.** En la simulación de la línea de 8 pulgadas que conecta la Estación Toro Sentado con el Clúster Bengala se deduce que se pueden transportar los 17,871 barriles de fluido que produce la Estación Toro Sentado, ya que esta tubería tiene la capacidad de transportar 40,000 barriles de fluido.

Dentro de la simulación que se realizó para la línea de diámetro de 8 pulgadas se estimó el caudal máximo que podría transportarse en la línea y como resultado se obtuvo una tasa de 42,500 barriles de fluido, lo cual permitiría manejar 24,629 barriles más de los cuales se obtendría 2088 barriles de crudo adicional.

## **5.2. BENEFICIOS IMPACTOS TECNICOS**

La implementación de una línea de transporte de 8 pulgadas que conecte la Estación Toro Sentado con el Clúster Bengala tiene beneficios como eliminar las facilidades de producción de la Estación Toro Sentado, reduciendo el consumo de energía, minimizando personal de supervisión y riesgos de transporte.

**5.2.1. Energía.** Con la implementación de la línea de transferencia de fluidos se busca eliminar o reducir a un máximo los costos operacionales. Las facilidades de producción serían un factor a eliminar, ya que los fluidos serían transportados mediante la tubería hasta el Clúster Bengala y de allí hasta la Estación Jaguar. En esta Estación se haría su respectivo procedimiento de separación y tratamiento. El consumo energético se reduciría en un 40% proporcionando un gran ahorro a la empresa Cepsa, ya que la estación existente en el Campo Toro Sentado ya no sería de utilidad.

**5.2.2. Menor operación en la estación toro sentado.** Al implementar la línea de transporte entre la Estación Toro sentado y el Clúster Bengala habría una reducción del personal operativo encargado del funcionamiento óptimo de los equipos y de su operación a las condiciones adecuadas. Al eliminar las facilidades de producción, el personal encargado sería excluido de la operación, disminuyendo los costos por personal. Con la implementación de la línea, el personal encargado de supervisión estará comprendido por entre 1 a 3 personas para verificar el estado de las tuberías y verificar presiones de cabeza de cada uno de los pozos.

### **5.3. BENEFICIOS SOCIALES**

La problemática que más se evidencia dentro del Bloque Caracara es el transporte de los fluidos por carro tanques de la Estación Toro Sentado a la Estación Jaguar, debido a que los bloqueos por parte de la comunidad indígena Wacoyo impiden el cumplimiento de tiempos de entrega y retrasan la operación, viéndose afectada la empresa económicamente.

Con la implementación de la línea de transporte de fluidos, este problema se verá solucionado ya que los tiempos de entrega serán cumplidos y la comunidad indígena Wacoyo no se verá afectada por el paso de los carros tanques por zonas cercanas a su población.

### **5.4. BENEFICIOS ECONÓMICOS**

En la implementación de la línea de transferencia de fluidos que conecta la Estación Toro Sentado y el Clúster Bengala hace que para la empresa Cepsa haya una reducción económica, disminuyendo cantidad de personal operativo en la Estación Toro Sentado y disminuyendo costo de transporte de fluidos por medio de carro tanques. Sin embargo, se debe considerar la inversión necesaria para la implementación de la línea de transferencia de fluidos. El análisis económico del proyecto se realiza en el capítulo financiero.

## **5.5. REQUERIMIENTO DE EQUIPOS PARA LA IMPLEMENTACION**

Con la implementación de la línea de transferencia de fluidos de 8 pulgadas observamos que la eficiencia en las bombas instaladas en los pozos de estudio no se modifica con respecto a lo que se tiene actualmente, lo que nos lleva a que las bombas mencionadas anteriormente en la Tablas No. 20 y 21 tendrían que cambiarse para no tener problemas de producción en un futuro (ver Anexo B y Q).

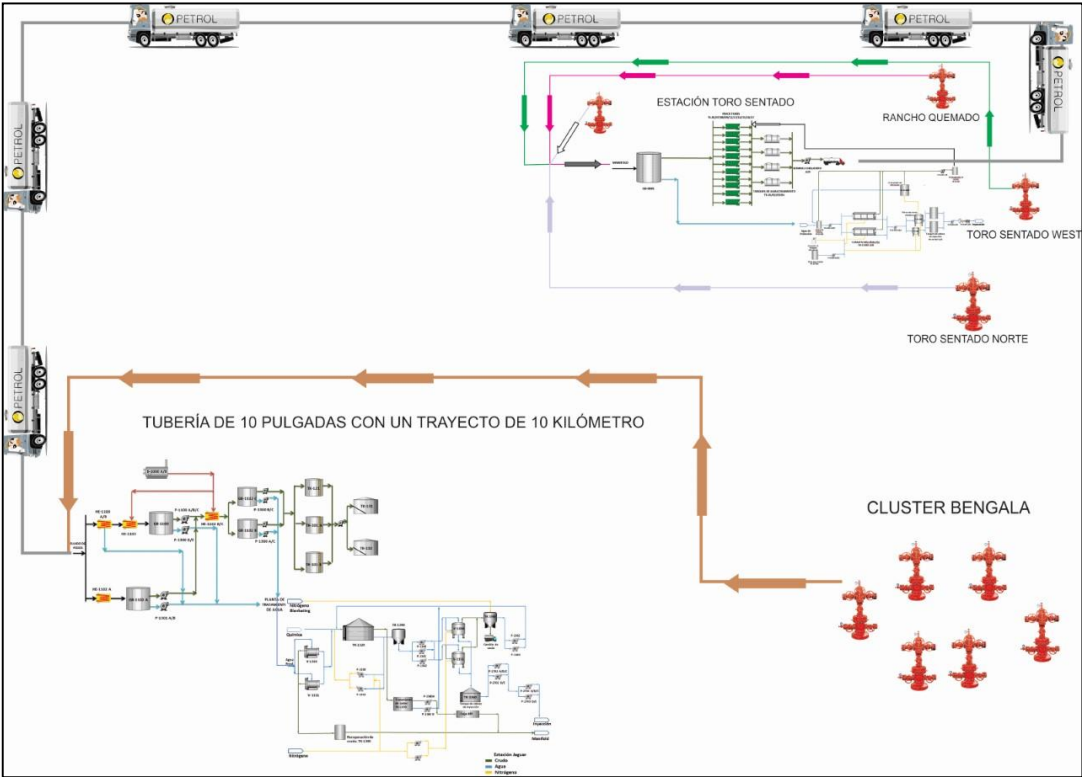
## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

El Bloque Caracara, operado por la compañía Cepsa Colombia S.A, localizado en el oeste de la Cuenca Llanos Orientales, se encuentra en estado de producción en asociación con Ecopetrol S.A, hacia el norte del bloque se sitúan los Campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West y Rancho Quemado. La producción conjunta es trasladada a Estación Toro Sentado para ser procesada en las facilidades de producción, una vez son separados los fluidos, el petróleo es transportado por medio de carro-tanque a Estación Jaguar, el modelo de transporte entre estaciones presenta un alto riesgo socio-ambiental, por otro lado, la compañía desea aumentar la capacidad de envío para optimizar la producción de los campos. Con base en las necesidades de la corporación, se diseñó una línea de transferencia de fluidos de 8" la cual permite transferir la producción desde Estación Toro Sentado hasta Clúster Bengala, para luego bombear el fluido a través de una línea de 10" ya instalada hasta Estación Jaguar. La capacidad de transporte aumenta a 40.000 Bbl/D con un máximo de 42.500 Bbl/D.

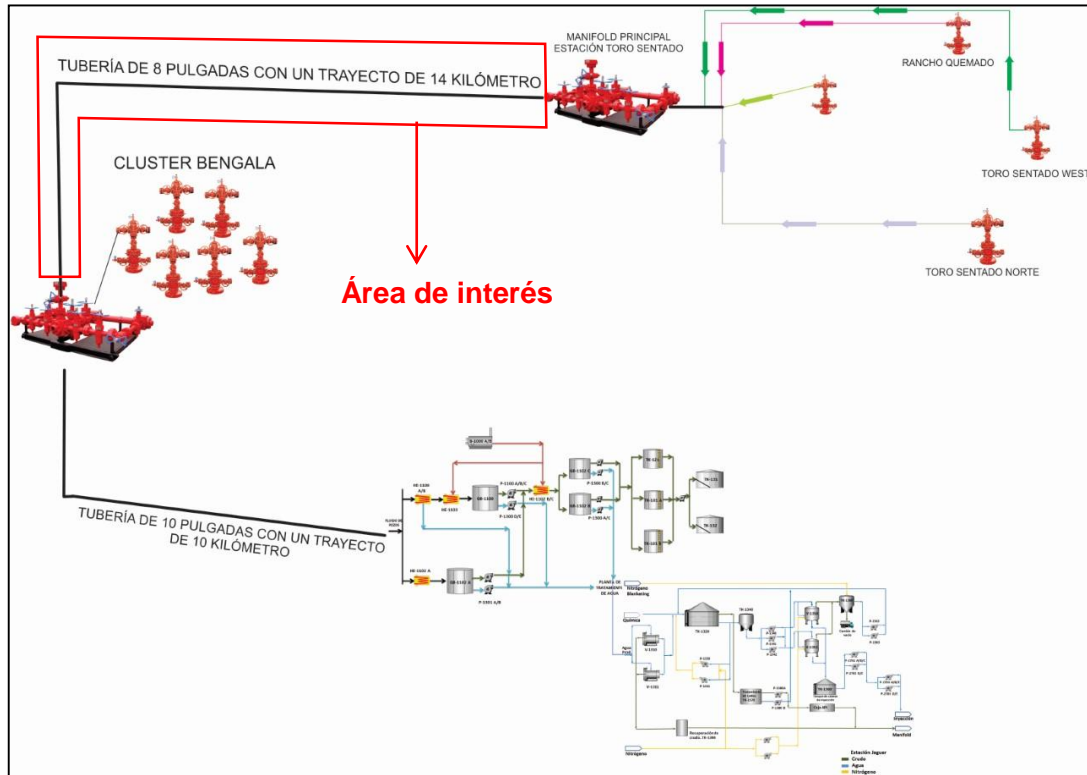
En la **Figura 86** se presenta tanto el modelo de transporte actual como el propuesto, la línea diseñada de 8" se encuentra enmarcada.

Para la evaluación financiera, desde la posición de Cepsa Colombia S.A., se realizó análisis de costos de inversión, costos de operación y de ingresos. El tiempo de evaluación correspondió a 8 años compuesto por periodos anuales. La unidad monetaria de valor corriente a utilizar es el Peso Colombiano. La tasa mínima de ganancia es denominada Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), establecida en 9,50% E.A. La evaluación se desarrolló por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

Figura No. 1 Modelo de transporte actual y propuesto



**Figura No. 2** Área de interés



## 6.1 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión corresponden a las inversiones que realiza la empresa con el propósito de mejorar la calidad de un servicio y aumentar la eficiencia de las operaciones.

**6.1.1 Proceso actual.** De continuar la compañía con el modelo de transporte actual, no requiere ningún tipo inversión.

**6.1.2 Proceso propuesto.** El costo de inversión estuvo asociado a la instalación de la línea de transferencia de fluidos de 8" desde Estación Toro Sentado a Clúster Bengala, los respectivos costos de servidumbre y una bomba de empuje a ser instalada en la línea de 10" en Clúster Bengala. La inversión para la instalación de la línea está representada por los estudios previos requeridos, compra de material y, construcción y supervisión de la línea. En la **Tabla 24** se presenta el costo de instalación de tubería por metro lineal.



**Tabla 24.** Costo de instalación de tubería por metro lineal

<b>Factor</b>	<b>COP</b>
<b>Estudios previos</b>	30.000
<b>Compras</b>	147.000
<b>Construcción</b>	654.000
<b>Supervisión</b>	84.000
<b>Total</b>	<b>915.000</b>

**Fuente** CEPESA COLOMBIA S.A

La distancia entre Estación Toro Sentado y Clúster Bengala corresponde a 14.000 metros aproximadamente. En la **Tabla 25** se presenta el costo de inversión asociado a instalación de la línea.

**Tabla 25.** Costo de inversión de instalación de tubería

<b>Costo por Metro Lineal (COP/m)</b>	<b>Distancia</b>	<b>COP</b>
<b>915.000</b>	14.000	12 810'000.000

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

Según el Código Civil en su Artículo 879, se define la servidumbre como un gravamen impuesto sobre un predio, en utilidad de otro predio de distinto dueño, acorde con la compañía, la tarifa aplicada para el costo de servidumbre corresponde a COP \$2.000 por 1 m<sup>2</sup>, el costo está representado por el área de contacto superficial de la línea con los predios, acorde con la compañía, el área de contacto superficial de la línea corresponde a 8.937,2 m<sup>2</sup>. En la **Tabla 26** se observa el costo de inversión asociado a servidumbre.

**Tabla 26.** Costo de inversión asociado a servidumbre

<b>Área de contacto superficial (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Costo por m<sup>2</sup></b>	<b>COP</b>
<b>8.937,2</b>	2.000	17'874.400

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

Según Cepsa S.A, la bomba de empuje tiene un costo de COP \$240'000.000 En la **Tabla 27** se presenta la inversión para la compra de la bomba.

**Tabla 27.** Costo de bomba de empuje

ITEM	Costo	Cantidad	COP
<b>Bomba de empuje</b>	240'000.000	2	480'000.000

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A

**Tabla 28.** Costo de inversión

Periodo	Instalación de tubería	Servidumbre	Bomba de empuje	COP
<b>0</b>	12 810'000.000	17'874.400	480'000.000	13 307'874.400

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A

## 6.2 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación corresponden a los costos asumidos por la empresa día a día con el propósito de mantener en funcionamiento un proyecto.

**6.2.1 Proceso actual.** Costos asociados al transporte por medio de carro-tanque, están representados por la contratación del servicio a una tarifa de \$2.900 por barril transportado y el Lifting Cost, este incluye costo de levantamiento, tratamiento en facilidades de producción en Estación Toro Sentado, campamento, sistema de reinyección, talento humano, suministros y reparaciones.

“Para la proyección de los costos de transporte, se ajustó la tarifa a una tasa de 4,22% por periodo, equivalente al promedio de la variación porcentual anual de los índices del precio al consumidor del lapso correspondiente a 2007 – 2015”<sup>26</sup>.

En la **Tabla 29** se presenta la proyección de la tarifa de transporte por periodo.

<sup>26</sup> Colombia, Índice de Precios al Consumidor. DANE.

**Tabla 29.** Proyección de tarifa

<b>Periodo</b>	<b>Tarifa (COP/Bbl)</b>
1	2.900,00
2	3.022,38
3	3.149,92
4	3.282,85
5	3.421,38
6	3.565,77
7	3.716,24
8	3.873,07

En la **Tabla 30** se presenta el volumen de crudo a transportar por periodo.

**Tabla 30.** Volumen a transportar, proceso actual

<b>Periodo</b>	<b>Volumen promedio diario (Bbl/D)</b>	<b>Volumen (Bbl)</b>
1	942,76	344.108
2	762,99	278.492
3	709,20	258.859
4	660,95	241.245
5	612,61	223.603
6	569,42	207.839
7	529,28	193.188
8	493,27	180.043

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

En la **Tabla 31** se presenta la proyección del costo de transporte por periodo.

**Tabla 31.** Costo de transporte

<b>Periodo</b>	<b>Tarifa (COP/Bbl)</b>	<b>Volumen (Bbl)</b>	<b>COP</b>
<b>1</b>	2.900,00	344.108	997'913.200,00
<b>2</b>	3.022,38	278.492	841'708.650,96
<b>3</b>	3.149,92	258.859	815'386.289,58
<b>4</b>	3.282,85	241.245	791'971.449,13
<b>5</b>	3.421,38	223.603	765'032.524,78
<b>6</b>	3.565,77	207.839	741'106.097,07
<b>7</b>	3.716,24	193.188	717'934.059,72
<b>8</b>	3.873,07	180.043	697'319.356,25

**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A

La operadora pronostica que el Lifting Cost corresponde a COP \$16.690, se estipuló que el costo aumenta cada periodo a una tasa de 22,41%, dicho valor fue determinado por la compañía con base en la experiencia de otras operaciones. En la **Tabla 32** se observa la proyección por periodo del Lifting Cost.

**Tabla 32.** Proyección Lifting Cost

<b>Periodo</b>	<b>COP</b>
<b>1</b>	16.690,00
<b>2</b>	20.430,23
<b>3</b>	25.008,64
<b>4</b>	30.613,08
<b>5</b>	37.473,47
<b>6</b>	45.871,28
<b>7</b>	56.151,03
<b>8</b>	68.734,48

**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A

Con base en la declinación de la producción de cada periodo determinada por la evaluación técnica, se determinó el costo asociado a Lifting Cost, en la **Tabla 33** se presentan los respectivos valores.

**Tabla 33.** Costos de producción

Periodo	Producción (Bbl)	Lifting Cost (COP/Bbl)	COP
1	344.108	16.690,00	5 743´162.520,00
2	278.492	20.430,23	5 689´655.613,16
3	258.859	25.008,64	6 473´711.541,76
4	241.245	30.613,08	7 385´252.484,60
5	223.603	37.473,47	8 379´180.312,41
6	207.839	45.871,28	9 533´840.963,92
7	193.188	56.151,03	10 847´705.183,64
8	180.043	68.734,48	12 375´161.982,64

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

En la **Tabla 34** se observan los costos de operación.

**Tabla 34.** Costos de operación, proceso actual

Periodo	Transporte	Costos de producción	COP
1	997´913.200,00	5 743´162.520,00	6 741´075.720,00
2	841´708.650,96	5 689´655.613,16	6 531´364.264,12
3	815´386.289,58	6 473´711.541,76	7 289´097.831,34
4	791´971.449,13	7 385´252.484,60	8 177´223.933,73
5	765´032.524,78	8 379´180.312,41	9 144´212.837,19
6	741´106.097,07	9 533´840.963,92	10 274´947.060,99
7	717´934.059,72	10 847´705.183,64	11 565´639.243,36
8	697´319.356,25	12 375´161.982,64	13 072´481.338,89

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

**6.2.2 Proceso propuesto.** Costo de transporte utilizando las líneas de transferencia de 8" y 10", está asociado a Lifting Cost, este incluye costo de levantamiento, transferencia de fluidos por la nueva línea, tratamiento en facilidades de producción en Estación Jaguar, talento humano, suministros y reparaciones.

La operadora pronostica que el Lifting Cost corresponde a COP \$6.641,51, se estipuló que aumenta cada periodo a una tasa de 22,41%, el Lifting Cost disminuye frente al proceso actual debido a que el proceso propuesto no conlleva la utilización de campamento y un sistema de reinyección además de una disminución del personal trabajando en el área.

En la **Tabla 35** se observa la proyección por periodo del Lifting Cost.

**Tabla 35.** Proyección Lifting Cost, proceso propuesto

<b>Periodo</b>	<b>COP</b>
<b>1</b>	6.641,51
<b>2</b>	8.129,87
<b>3</b>	9.951,78
<b>4</b>	12.181,97
<b>5</b>	14.911,95
<b>6</b>	18.253,72
<b>7</b>	22.344,38
<b>8</b>	27.351,75

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

Con base en la declinación de la producción de cada periodo determinada por la evaluación técnica, se determinó el costo asociado a Lifting Cost, en la **Tabla 36** se presentan los costos de operación.

**Tabla 36.** Costos de operación, proceso propuesto

<b>Periodo</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Lifting Cost (COP/Bbl)</b>	<b>COP</b>
<b>1</b>	471.364	6.641,51	3 130´568.719,64
<b>2</b>	485.303	8.129,87	3 945´451.460,97
<b>3</b>	361.737	9.951,78	3 599´925.882,07
<b>4</b>	317.704	12.181,97	3 870´260.588,40
<b>5</b>	277.506	14.911,95	4 138´155.442,50
<b>6</b>	243.103	18.253,72	4 437´533.440,38
<b>7</b>	212.966	22.344,38	4 758´592.244,00
<b>8</b>	187.041	27.351,75	5 115´898.650,12

**Fuente:** CEPSA COLOMBIA S.A

### **6.3 ANALISIS DE INGRESOS**

El ingreso está asociado a la producción de crudo utilizando ambos modelos de transporte. La compañía tomo como precio de referencia Brent COP \$128.750/Bbl, correspondiente al pronóstico dentro de su plan de inversiones para los próximos 8 años. La producción neta corresponde a la disminución de regalías de la producción. En la **Tabla 37** se presenta el Régimen de Regalías Escalonado.

**Tabla 37.** Régimen de Regalías Escalonado, Ley 756 de 2002

<b>Producción diaria promedio mes</b>	<b>Porcentaje</b>
<b>Producción igual o menor a 5.000 BPD</b>	8%
<b>Producción mayor a 5.000BPD e inferior o igual a 125.000 BPD</b>	X%
<b>X% = 8 + (producción KBPD – 5.000 BPD) * 0.10</b>	
<b>Producción mayor a 125.000 BPD e inferior o igual a 400.000 BPD</b>	20%

**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Las regalías en el sector petrolero. Bogotá, 2008. Realizado por los autores.

**6.3.1 Proceso actual.** Ingresos asociados a producción utilizando carro-tanque como servicio de transporte. En la **Tabla 38** se presenta la declinación estimada de la producción.

**Tabla 38.** Producción Neta actual

<b>Periodo</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Regalías (Bbl)</b>	<b>Producción neta (Bbl)</b>
1	344.108	27.528	316.580
2	278.492	22.279	256.210
3	258.859	20.708	238.150
4	241.245	19.299	221.950
5	223.603	17.888	205.710
6	207.839	16.627	191.210
7	193.188	15.455	177.730
8	180.043	14.403	165.640

**Fuente:** CEPESA COLOMBIA S.A

El porcentaje de regalías equivale a 8%. En la **Tabla 39** presenta la declinación de la producción neta y los respectivos ingresos.



**Tabla 39.** Ingresos, proceso actual

Periodo	Precio Venta COP	Producción neta (Bbl)	COP
1	128.750	316.580	40 759'592.600
2		256.210	32 987'377.400
3		238.150	30 661'848.550
4		221.950	28 575'470.250
5		205.710	26 485'775.350
6		191.210	24 618'529.550
7		177.730	22 883'118.600
8		165.640	21 326'093.350

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A

**6.3.2 Proceso propuesto.** Ingresos asociados a declinación estimada de producción utilizando como servicio de transporte las líneas de transferencia. La producción aumenta puesto que la capacidad de transporte de la tubería aumenta permitiendo aumentar la cantidad producida de los campos. En la Tabla 40 se presenta la declinación de la producción.

**Tabla 40.** Producción neta propuesta

Periodo	Producción (Bbl)	Regalías (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	471.364	37.709	433.654
2	485.303	38.824	446.478
3	361.737	28.938	332.798
4	317.704	25.416	292.287
5	277.506	22.200	255.305
6	243.103	19.448	223.654
7	212.966	17.037	195.928
8	187.041	14.963	172.077

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A

El porcentaje de regalías equivale a 8%. En la **Tabla 41** se presenta la declinación de producción neta y los respectivos ingresos.

**Tabla 41.** Ingresos, proceso propuesto

Periodo	Precio Venta COP	Producción neta (Bbl)	COP
1		433.654	55 833'065.800
2		446.478	57 484'140.350
3		332.798	42 847'747.650
4	128.750	292.287	37 632'038.800
5		255.305	32 870'585.700
6		223.654	28 795'550.350
7		195.928	25 225'822.700
8		172.077	22 155'006.450

#### 6.4. EVALUACION FINANCIERA

La evaluación financiera fue desarrollada por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

**6.4.1 Valor presente neto (vpn).** Indicador financiero que representa a día de hoy tanto los ingresos como egresos futuros del proyecto, cuando el VPN es mayor a cero, el proyecto es atractivo para el inversionista ya que los ingresos son mayores a los egresos, entre mayor sea el valor del VPN, hace más atractivo el proyecto, si el VPN es menor a cero, los egresos son mayores a los ingresos y el proyecto no es atractivo y, cuando el VPN es igual a cero, el proyecto es indiferente. El Valor Presente Neto fue calculado por medio de la **Ecuación 16**.

**Ecuación 16.** Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum F_n (1+i)^{-n}$$

n = Periodo de tiempo

i = Tasa de Inversión de Oportunidad (TIO)

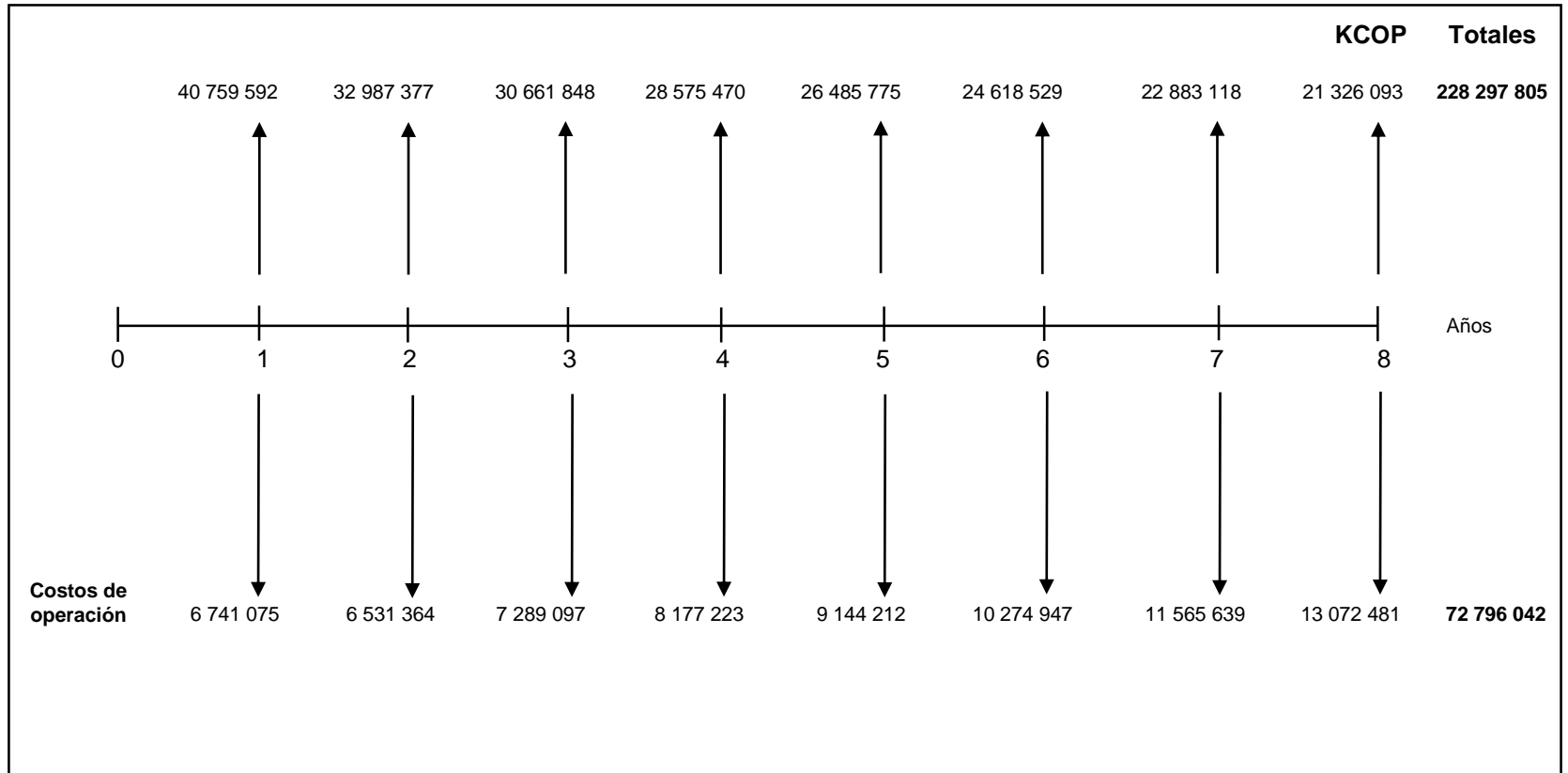
F<sub>n</sub> = Flujo neto de caja

**Fuente:** BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF]

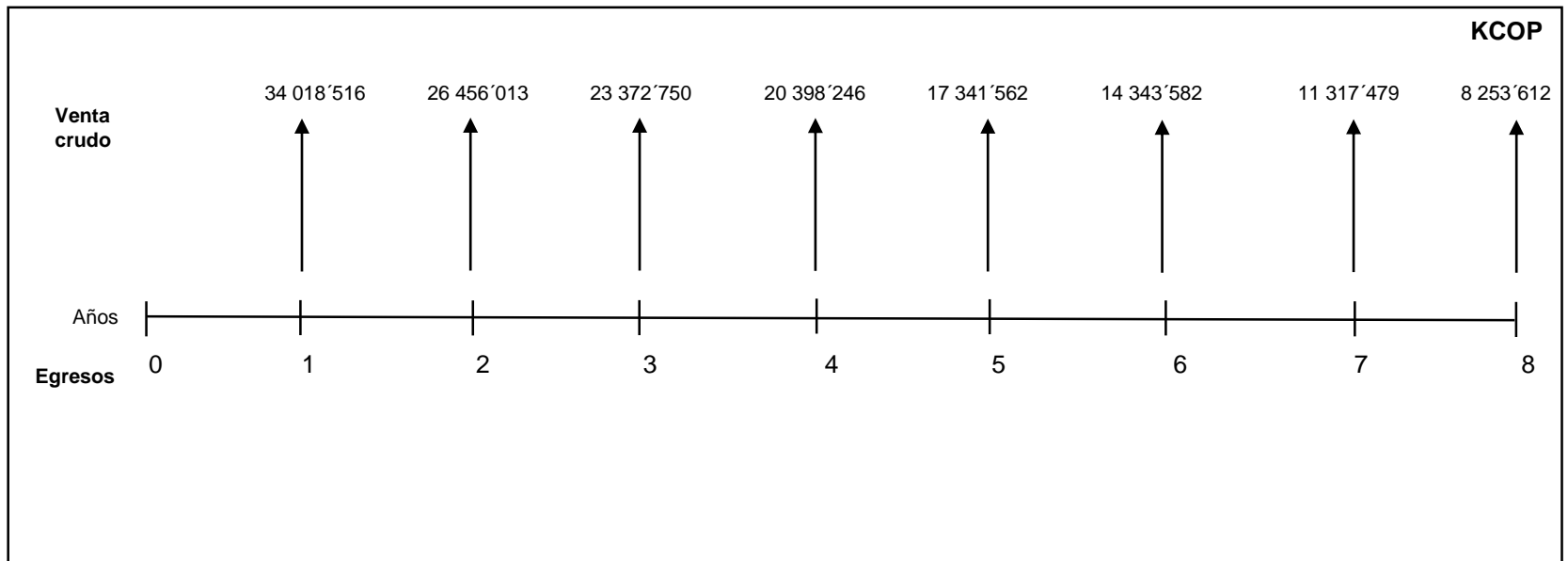
**6.4.2 Proceso actual.** Evaluación financiera utilizando carro-tanque como servicio de transporte. Cada periodo se estableció el estado financiero del proyecto por medio de un flujo de caja el cual permitió representar las salidas y entradas de efectivo. Las flechas en la parte superior de la línea del tiempo representan ingresos mientras los egresos son ubicados en la parte inferior. En la **Gráfica 6** se presenta el flujo de caja.

En la **Grafica 7** se presenta el flujo de caja neto, la flecha hacia arriba simboliza un periodo de ganancia mientras la flecha hacia abajo un periodo de pérdida.

**Gráfica 6. Flujo de caja, proceso actual**



**Gráfica 7.** Flujo de caja neto, proceso actual

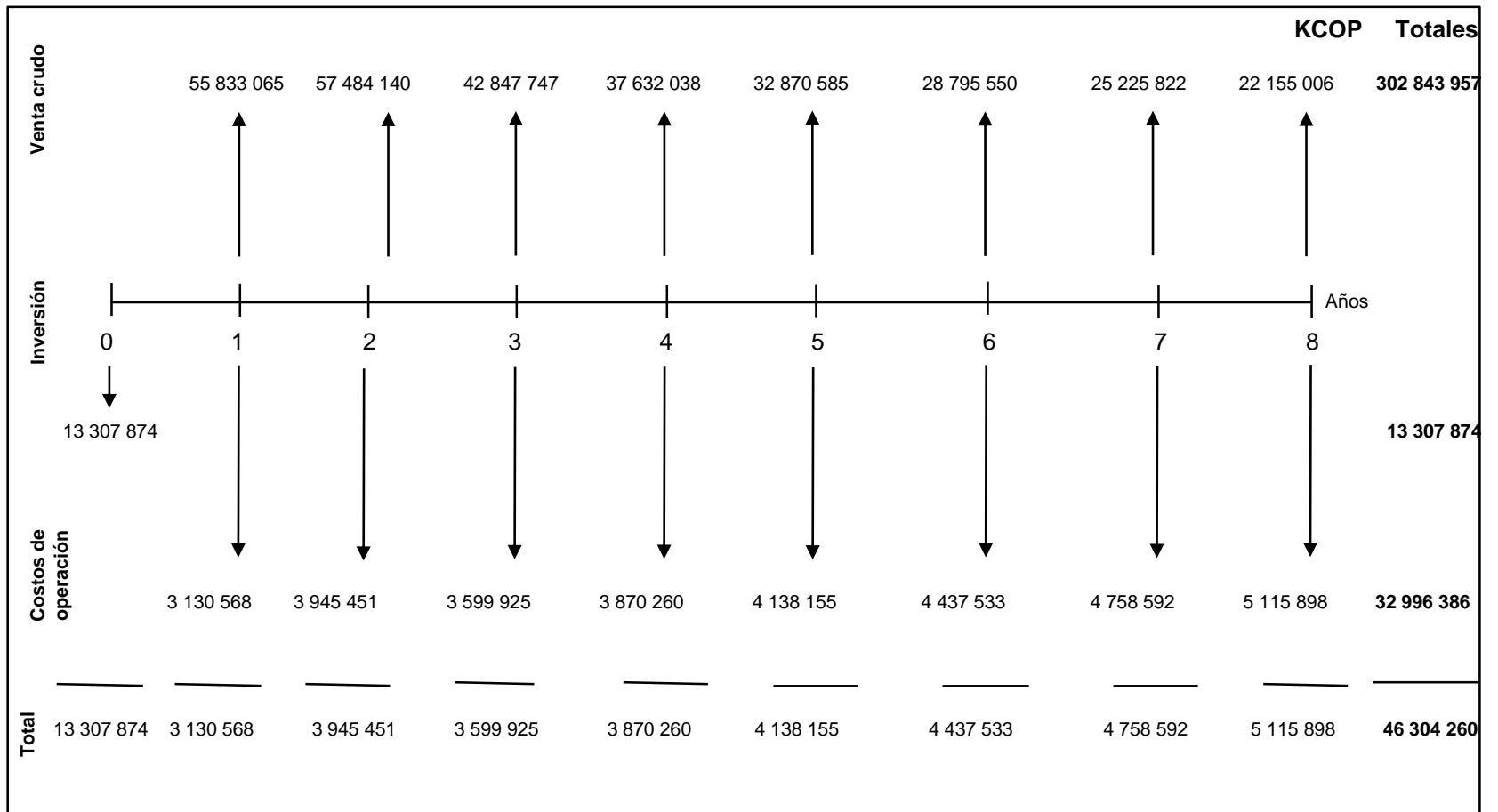


**Ecuación 17.** Valor Presente Neto, proceso actual

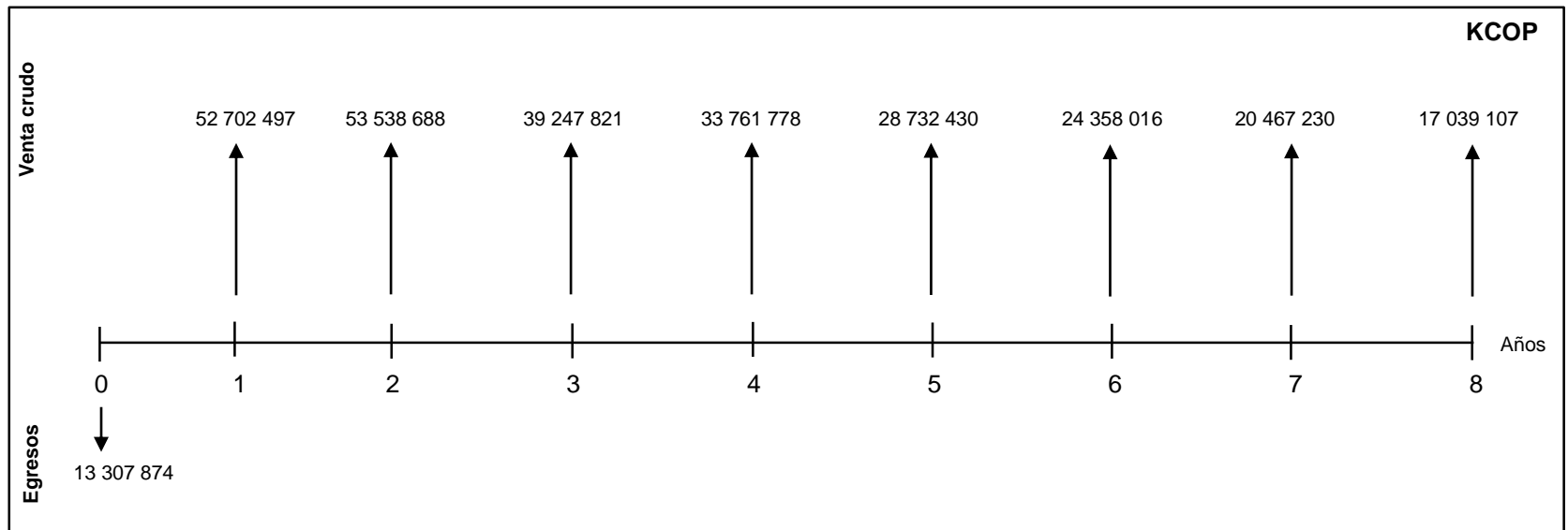
$$\begin{aligned}
 VPN (0,095) = & \frac{34\,018'516.880}{(1 + 0,095)^1} + \frac{26\,456'013.136}{(1 + 0,095)^2} + \frac{23\,372'750.719}{(1 + 0,095)^3} + \frac{20\,398'246.317}{(1 + 0,095)^4} + \frac{17\,341'562.513}{(1 + 0,095)^5} \\
 & + \frac{14\,343'582.490}{(1 + 0,095)^6} + \frac{11\,317'479.357}{(1 + 0,095)^7} + \frac{8\,253'612.012}{(1 + 0,095)^8} \\
 & = 114\,448'119.479
 \end{aligned}$$

**6.4.3 Proceso propuesto.** Evaluación financiera asociada al servicio de transporte por medio de la línea de transferencia.

**Gráfica 8.** Flujo de caja, proceso propuesto



**Gráfica 9.** Flujo de caja neto, Proceso propuesto



**Ecuación 18.** Valor Presente Neto, Proceso propuesto

$$\begin{aligned}
 VPN(0,095) &= -13\,307\,874.400 + \frac{52\,702\,497.081}{(1+0,095)^1} + \frac{53\,538\,688.890}{(1+0,095)^2} + \frac{39\,247\,821.768}{(1+0,095)^3} + \frac{33\,761\,778.212}{(1+0,095)^4} \\
 &+ \frac{28\,732\,430.258}{(1+0,095)^5} + \frac{24\,358\,016.910}{(1+0,095)^6} + \frac{20\,467\,230.456}{(1+0,095)^7} + \frac{17\,039\,107.800}{(1+0,095)^8} \\
 &= 184\,320\,509.319
 \end{aligned}$$



## 7. CONCLUSIONES

- El desarrollo de la evaluación técnico-financiera del diseño de una línea de transferencia de fluidos entre la Estación Toro Sentado y el Cluster Bengala, demuestra la viabilidad del proyecto debido a las optimizaciones que se tendrían a través de la disminución de personal operativo, eliminación de las facilidades de producción y la eliminación de transporte por carro tanque hasta la Estación Jaguar; manteniendo los caudales que tiene cada pozo.
- El diámetro seleccionado y recomendado para la construcción de la línea de transferencia mencionada es el de ocho (8) pulgadas de acuerdo a los resultados de los cálculos hidráulicos ( $V_f$  y  $\Delta p$ ) verificados mediante el software GAP.
- Según el análisis de hidráulica de los dos tramos que conectan la Estación Toro Sentado con el Clúster Bengala y a su vez con la estación Jaguar, muestra como es el comportamiento de caída de presión para la tubería de 8" (196,95 Psi) y 10" (179,49 Psi), en el tramo completo, donde se transporta un caudal de 17.751 BFPD para Toro Sentado y 23.460 BFPD para el Clúster Bengala. Con lo anterior se justifica la necesidad de la instalación de una bomba de empuje entre el Clúster Bengala y la Estación Jaguar para que los fluidos lleguen con las condiciones que se requiere a la entrada de esta Estación y al mismo tiempo evitar que los pozos de Bengala asuman todas las perdidas hasta la estación Jaguar excediendo el límite establecido por Cepsa de 600 psi en cabeza. Dicha bomba debe ser instalada en Bengala.
- Luego del ejercicio económico, se concluye que la implementación de este proyecto en los próximos ocho años generaría para Cepsa, una ganancia extraordinaria de 37,90%, representado en una suma de COP\$ 69.872'389.840 frente al proceso actual, debido a la reducción en costos de transporte, facilidades y personal.

## 8. RECOMENDACIONES

- Implementar la línea de transferencia que conecta la estación Toro Sentado y el Clúster Bengala, debido al beneficio económico expresado en las conclusiones.
- Adecuar las redes eléctricas que soportan parte del funcionamiento de los motores y las plantas generadoras de energía del Campo Toro Sentado, ya que actualmente la mayor parte de la generación de energía se obtiene con Diésel (\$650 Kw/h), combustible que eleva el costo de los procesos en comparación con la generación obtenida a través de red eléctrica (\$360 Kw/h).
- Realizar un estudio complementario para este proyecto a fin de eliminar la bomba de empuje, determinando cuáles de los pozos de los campos Toro sentado, Toro sentado West, Toro sentado Norte y Rancho Quemado serían candidatos para optimización de su diseño de producción actual y aumentar sus presiones en cabeza, aumentando la rentabilidad del proyecto y su viabilidad.
- Revisar los diseños actuales ESP de los pozos de la estación Toro Sentado resaltados de color rojo en la tabla No 20, para optimizar las aplicaciones y por tanto la producción del campo.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. INTEGRACION GEOLOGICA DE LA DIGITALIZACION Y ANÁLISIS DE NUCLEOS. [En Línea], Colombia. 2012. p. 50. [Consultado 18, Agosto 2016]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Las regalías en el sector petrolero. Bogotá, 2008. Realizado por los autores.

AMARIZ, Jaime. Campo Rubiales, 2009.

AMARIZ, Jaime Fernando. Bateria Campo Valdivia – Almagro. Empresa Petrotesting. 2007.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Método de prueba estándar para la determinación de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados. Norma ASTM D287. Dallas, 1991. p.1.

\_\_\_\_\_. Metodo de prueba estandar para la determinacion de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados. Norma ASTM D287. Dallas, 1991. p. 3.

\_\_\_\_\_. Metodo de prueba estandar para la determinacion de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados. Norma ASTM D287. Dallas, 1991. p. 5.

\_\_\_\_\_. Metodo de prueba estandar para la determinacion de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados. Norma ASTM D287. Dallas, 1991. p. 15.

\_\_\_\_\_. Metodo de prueba estandar para la determinacion de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados. Norma ASTM D287. Dallas, 1991. p. 16.

BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF]

BOLLAND. Productos y Servicios: Tratamiento de agua, Petróleo, Gas y Efluentes. [En línea]. Disponible en: <http://www.bolland.com.ar/tratamiento-de-agua-petroleo-gas-y-efluentes/sistemas-de-filtrado.htm>

CEPSA COLOMBIA S.A.

\_\_\_\_\_. Red de producción TS. Bogotá, 2014.

\_\_\_\_\_. Inicios de exploración. Bogotá, 2008.

\_\_\_\_\_. Inicios de exploración: Estación Toro Sentado. Bogotá, 2008.

\_\_\_\_\_. Red de producción JGR-BNG. Bogotá, 2015.

\_\_\_\_\_. Inicios de exploración: Estación Jaguar. [archivo pdf]. Bogotá, 2008.

ECO-TEC. Advances Resource Recovery & Purification Solution. [En línea]. Disponible en la página web: <http://eco-tec.com/products/microfoltacion-2/>

ESCALANTE, Sharon. Bombeo Electrosumergible (BES): Producción de Hidrocarburos I, Madrid. 2015. [Archivo pdf]. p.2.

GOMEZ CASALLAS, Alexander; OCAMPO MORALES, Andrés y OCHO IBAÑEZ, Jaime Enrique. Proceso de tratamiento de aguas residuales. Proyecto de grado. Puerto López. Corporación Institucional del petróleo .2010. p. 36. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <http://www.ucn.edu.co/sistema-investigacion/documents/cuadro%20comparativo%20sobre%20citaci%C3%B3n%20y%20referenciaci%C3%B3n%20apa-icontec-mla.pdf>

GONZALEZ SANCHEZ, Fabián Armando. Caracterización geoquímica y estratigráfica del intervalo Paleoceno Superior para una transecta entre el Pozo Coporo-1 y Gibraltar-1, Piedemonte.

HIRSCHFELT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL. p. 3.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado de investigación. NTC 1486.Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2008, p. 70.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998, 12 p.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 1998, 8 p.

LOURDES DE LA CABADA, Gabriela Rubiera. Deshidratación y desalado: Definiciones fundamentales. Estudio y tratamiento de emulsiones agua/crudo (W/O). [Online]. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/75251786/Deshidratacion-y-Desalado-de-Crudos>

RAMIREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. [archivo]. p.26. . [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-electrosumergible.pdf>

RAMSAY, Jorge y HUBER, Mark. Folds and fractures. Academic Press. The techniques of modern structural geology. Volumen 2. 1987. p. 700.

RAMÍREZ, Marto. Bombeo Electrosumergible: Taller de Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004.

RUIZ, Marco A. Análisis Nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. [archivo pdf]. p. 4.

RUIZ, Marco A. Análisis Nodal y el flujo en un sistema de producción. Medellín, 1999. [archivo pdf]. p. 3.

SCHLUMBERGER. Geología y Geofísica 2016. [Pagina web]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/seal.aspx>.

SHLUMBERGER. High-Efficiency Electric Submersible Pumps (ESP). [En línea]. Disponible en: [http://www.slb.com/services/production/artificial\\_lift/submersible/esp\\_components/high\\_efficiency\\_pumps.aspx](http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/esp_components/high_efficiency_pumps.aspx).

SERV GEOL, Nal. & INVMIN, Nal. 1967 citado por de Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 380.

SOFTWARE PROSPER versión 14.0, CEPSA COLOMBIA S.A.

SOFTWARE GAP 32 bit versión 10.0. CEPSA COLOMBIA S.A.

VILLAMIL CHAPARRO, Angela Maria. Formación Une. [En Línea], Colombia. 2014. p. 1. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: <http://es.slideshare.net/angelamariavillamilchaparro/formacin-une>.

VON FLATERN, Rick. Electrical Submersible Pumps. [En Línea], Colombia. 2008. p.2. [Consultado 15, Agosto 2016]. Disponible en: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/defining\\_series/Defining-ESP.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-ESP.ashx)

WOOD GROUP ESP. Electric Submersible Pumps for the Petroleum Industry. Estados Unidos, 2004. [archivo pdf]. p. 10.

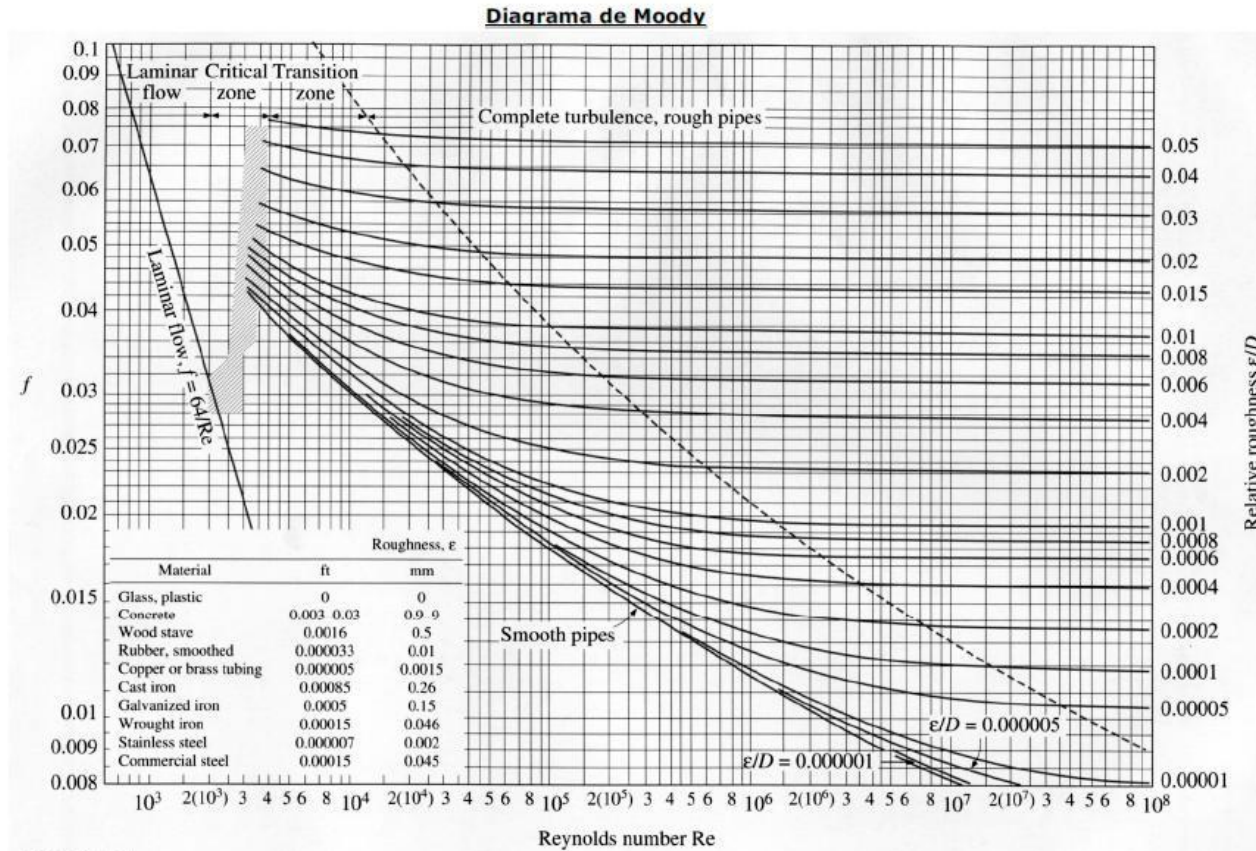
# **ANEXOS**

## ANEXO A.

### TABLA DE RESULTADOS TORO SENTADO

Pozos	Qo	Qw	Ql	BSW	% Pet	API	GE	Dens Mezcla	Den * Caudal	GE Mezcla	GE Mez*Caudal	API	TEM CABEZA	Z	Y	X	Viscosidad	Visq*caudal
RQ_D1	165,1	1249,8	1481	84,4%	15,6%	24,1	0,909383033	61,5468477	91150,8814	0,985853719	1460,049357	24,1	176	2,544857	350,636401	0,85768096	6,2057793	9190,75915
TS_2	170,1	1203,1	1402,5	85,8%	14,2%	22	0,921824104	61,7361134	86584,8991	0,988885366	1386,911726	22	178	2,58734	386,669574	0,93347252	7,57970824	10630,5408
TS_2A	68,3	387	455,8	84,9%	15,1%	25,1	0,90357599	61,5213583	28041,4351	0,985445432	449,1660281	25,1	166	2,524627	334,677873	0,87627676	6,52102028	2972,28104
TS_3	9,4	200,1	208,8	95,8%	4,2%	25	0,904153355	62,1806789	12983,3258	0,99600639	207,9661342	25,1	170	2,524627	334,677873	0,85234399	6,11777069	1277,39052
TS_6	18,3	966	984,3	98,1%	1,9%	24	0,909967846	62,3255004	61346,9901	0,99832613	982,6524116	24	170	2,54688	352,273521	0,89715587	6,89143299	6783,23749
TS_7	1,1	1052,5	1053,1	99,9%	0,1%	26,3	0,896704689	62,4263259	65741,1638	0,999941148	1053,038023	26,3	170	2,500351	316,483447	0,80600717	5,39745395	5684,05876
TSN_1	245,7	4984,3	5228,4	95,3%	4,7%	23,5	0,912903226	62,1761399	325081,73	0,995933685	5207,139677	23,5	192	2,556995	360,574492	0,79710525	5,26765745	27541,4202
TSN_3	40,6	694,4	732,2	94,8%	5,2%	23	0,915857605	62,1588121	45512,6822	0,995656129	729,0194175	23	139	2,56711	369,071067	1,18791068	14,4138341	10553,8093
TSW_1	53,9	1183,3	1237,2	95,6%	4,4%	25,5	0,901273885	62,1614815	76906,1849	0,995698887	1231,878662	25,5	176	2,516535	328,499717	0,80353309	5,36111274	6632,76868
TSW_2	161,6	3173,6	3690,6	86,0%	14,0%	25,8	0,89955499	61,5515536	227162,164	0,985929098	3638,66993	25,8	182	2,510466	323,941061	0,76208423	4,78208181	17648,7511
TSW_4	13,7	1162,6	1277,8	91,0%	9,0%	27,2	0,891619408	61,8199935	78993,5877	0,990228953	1265,314556	27,2	173	2,482144	303,489731	0,75734957	4,71938811	6030,43412
	947,8	16256,7	17751,7	91,58%	8,42%				1099505,04		17611,80592							104945,451

## ANEXO B. DIAGRAMA DE MOODY.

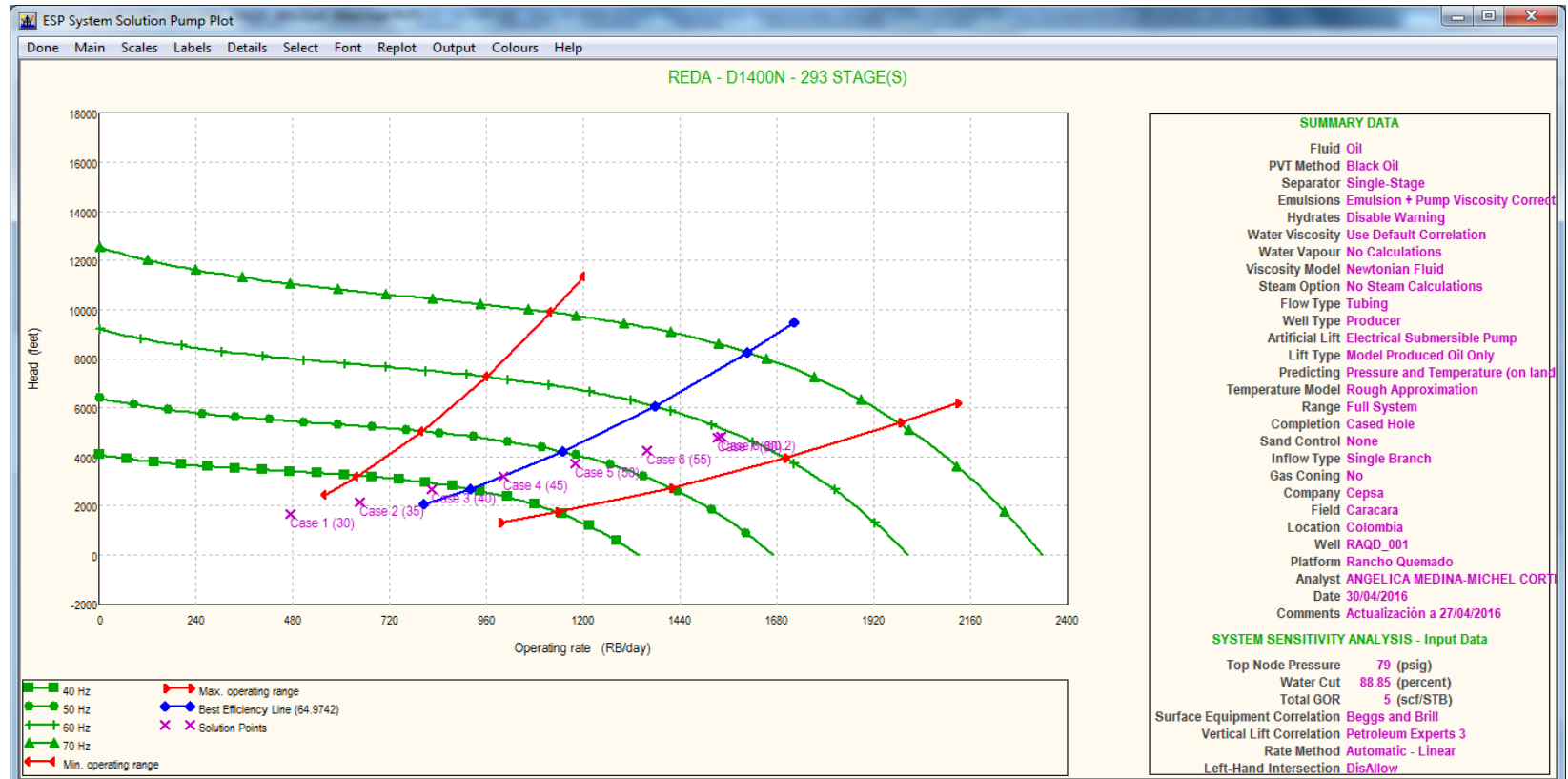


**Fuente:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practice for desing and Installation of Offshore Production Plataform Piping Sistem. Norma API 14E. Dallas, 1991.



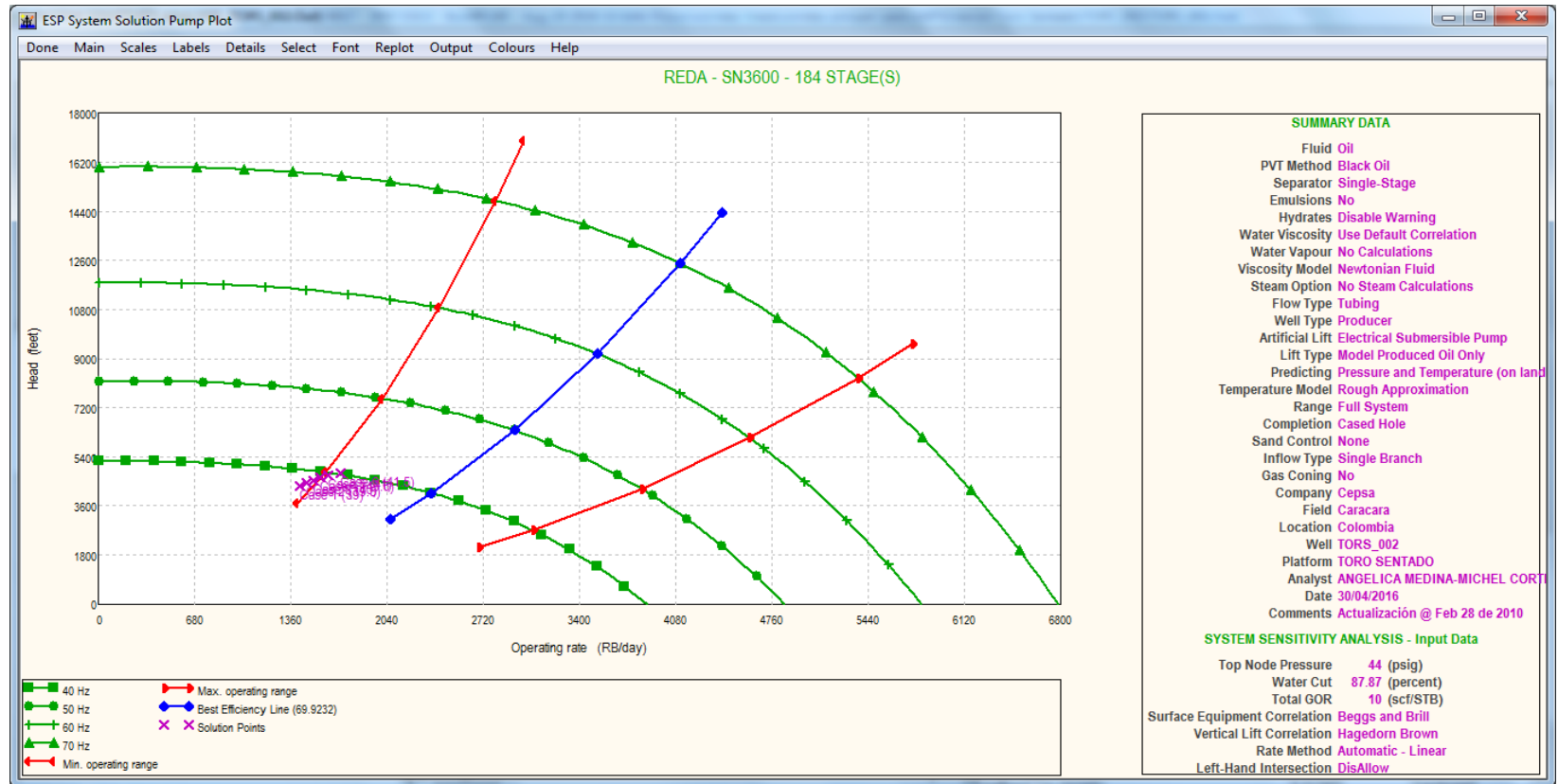
## ANEXO C.

### GRAFICA DE BOMBA DEL POZO RANCHO QUEMADO Z.



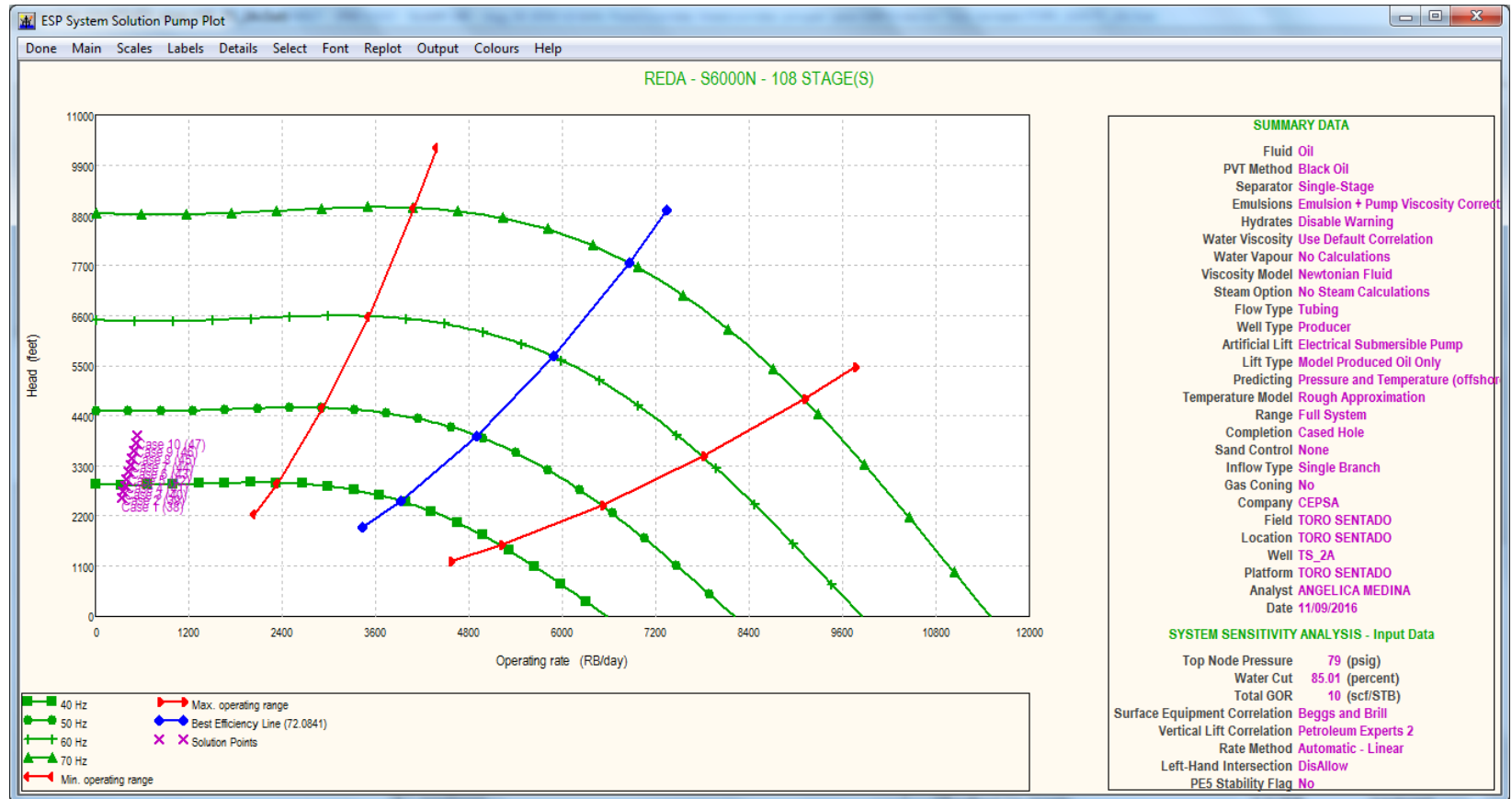
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

## ANEXO D. GRAFICA DE BOMBA TORO SENTADO Y.



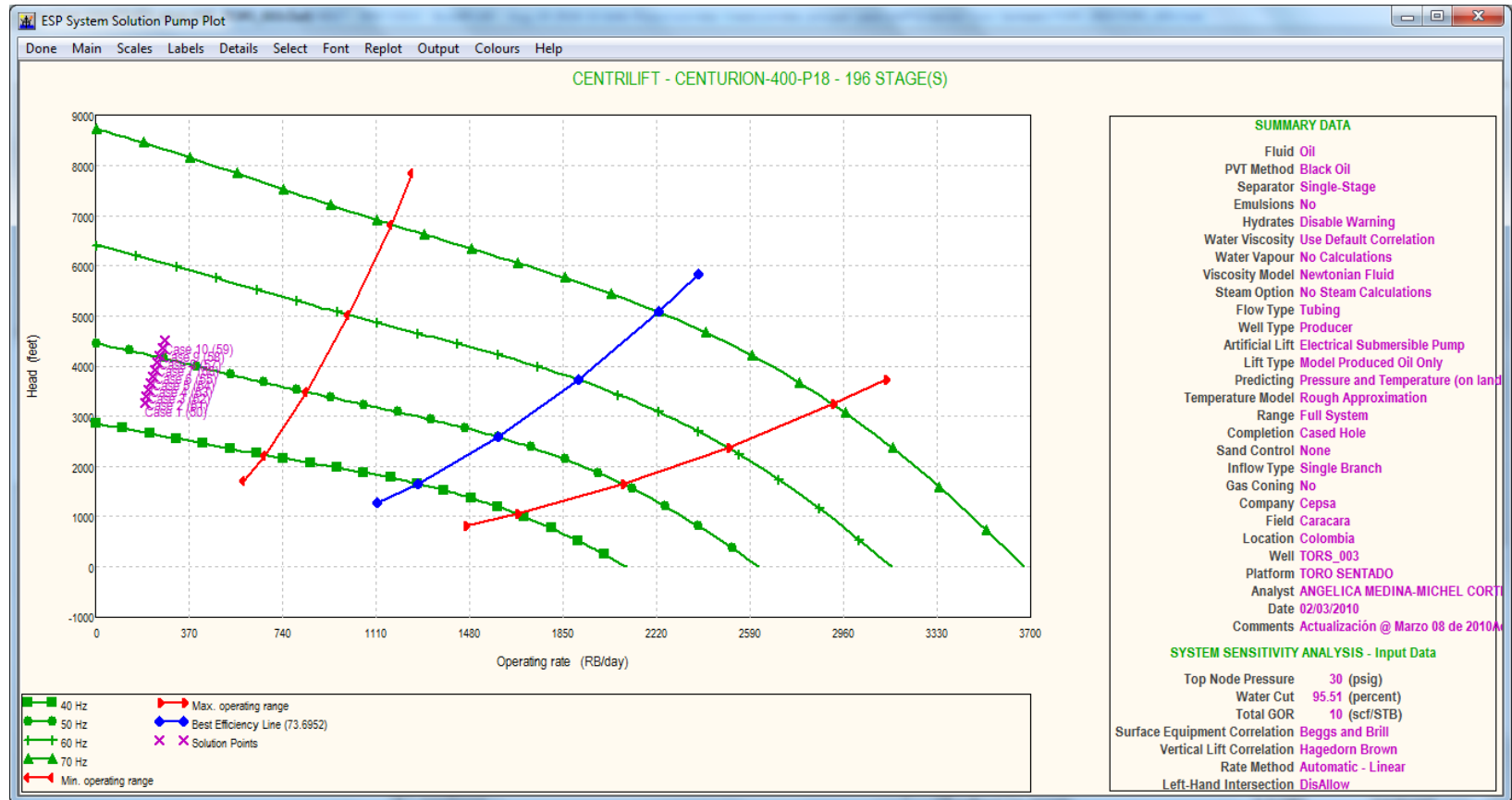
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

## ANEXO E. GRAFICA DE LA BOMBA TORO SENTADO YA.



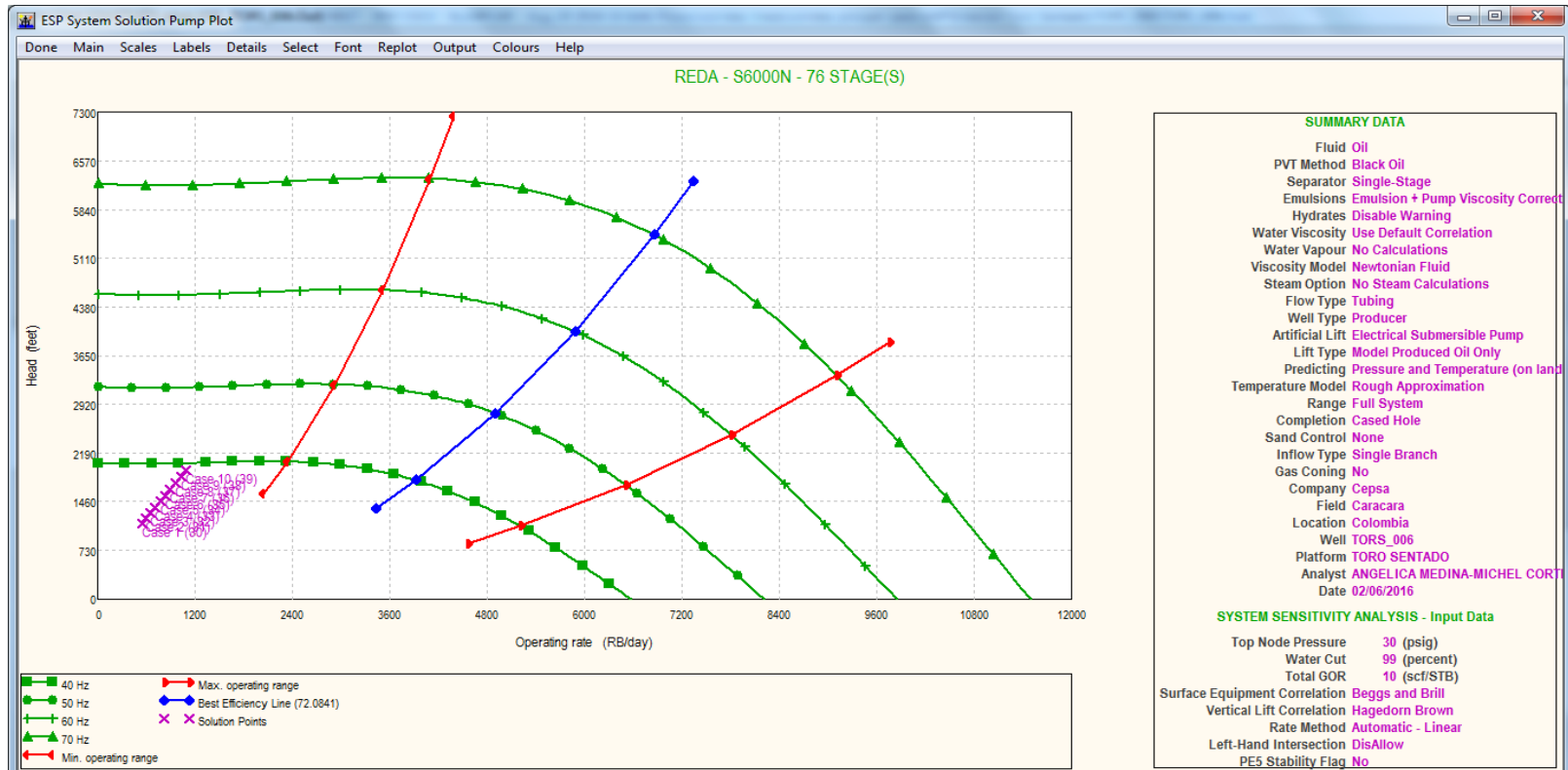
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

## ANEXO F. GRAFICA DE LA BOMBA TORO SENTADO X.



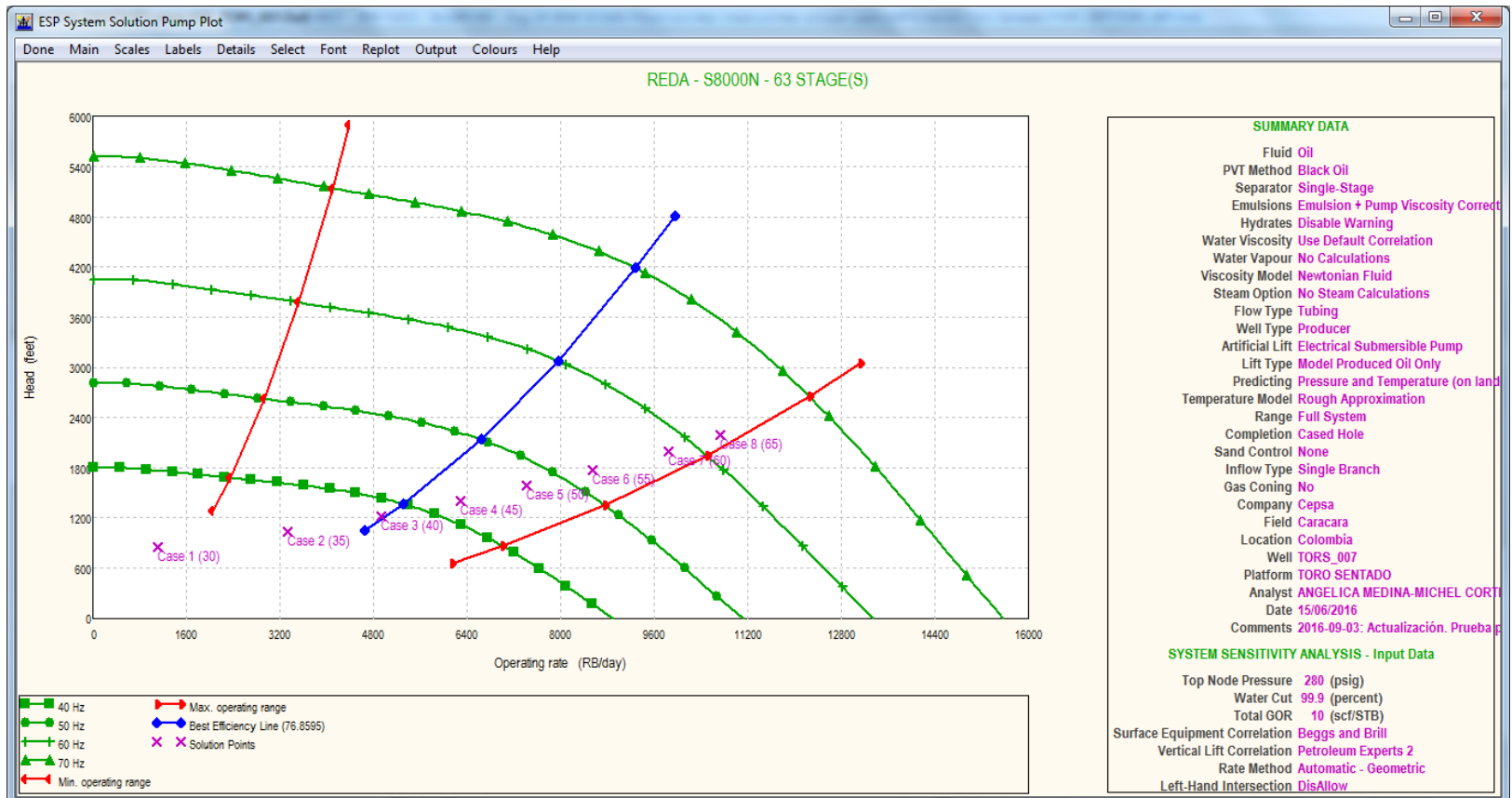
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

## ANEXO G. GRAFICA DE LA BOMBA TORO SENTADO V.



Fuente: software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

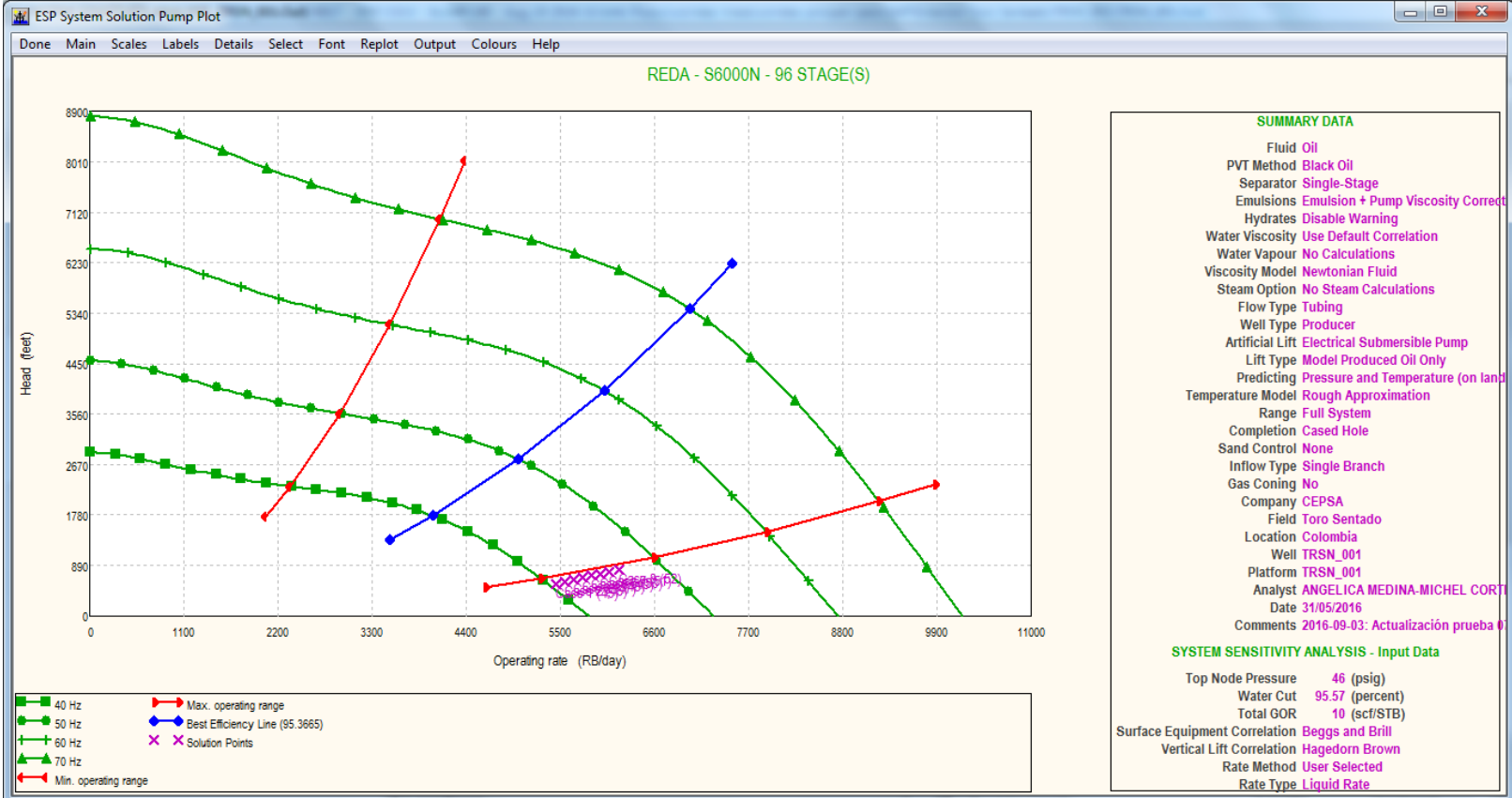
## ANEXO H. GRAFICA DE LA BOMBA TORO SENTADO T.



Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

# ANEXO I.

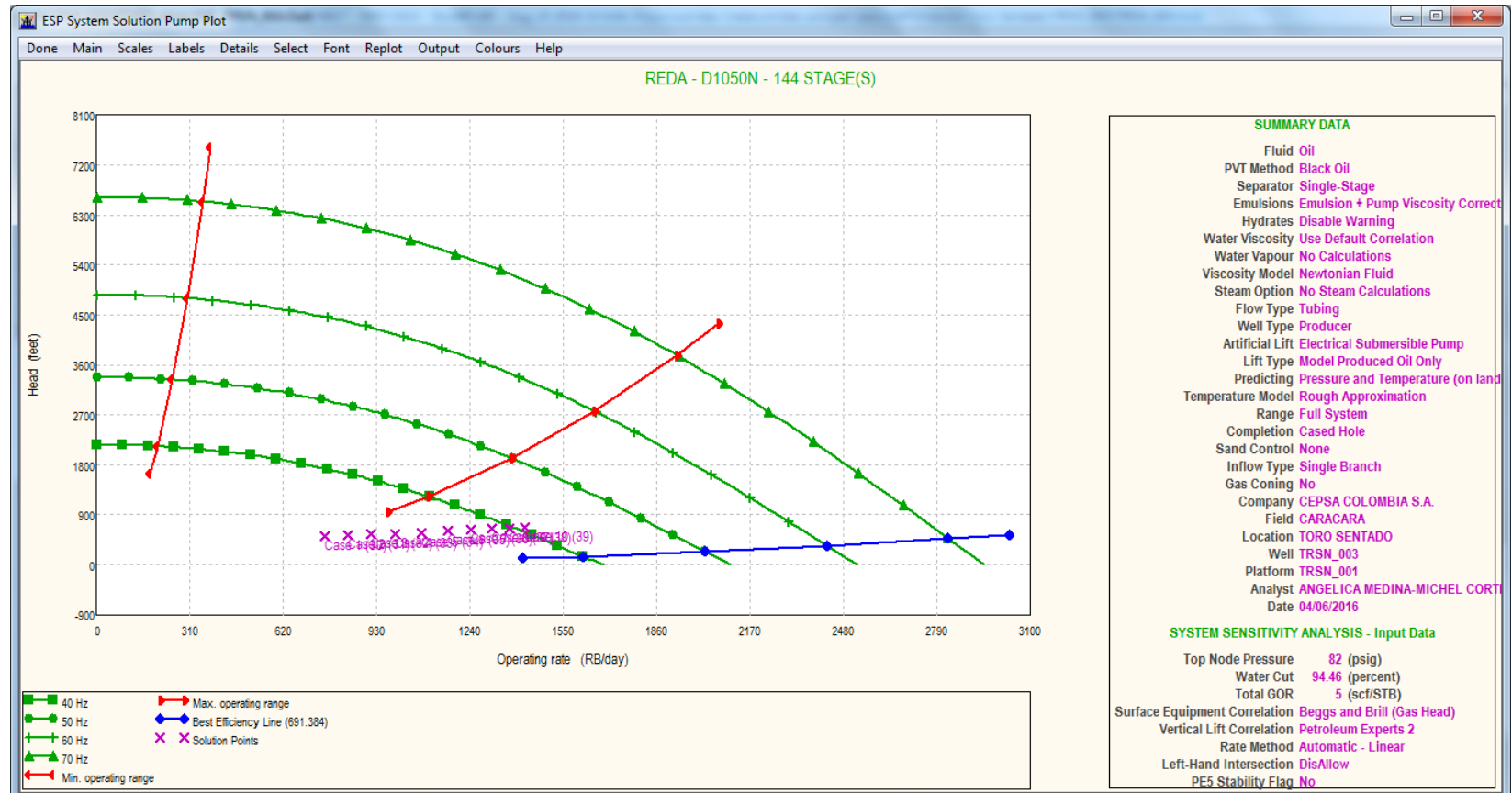
## GRAFICA DE LA BOMBA TORO SENTADO NORTE Z.



Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

## ANEXO J.

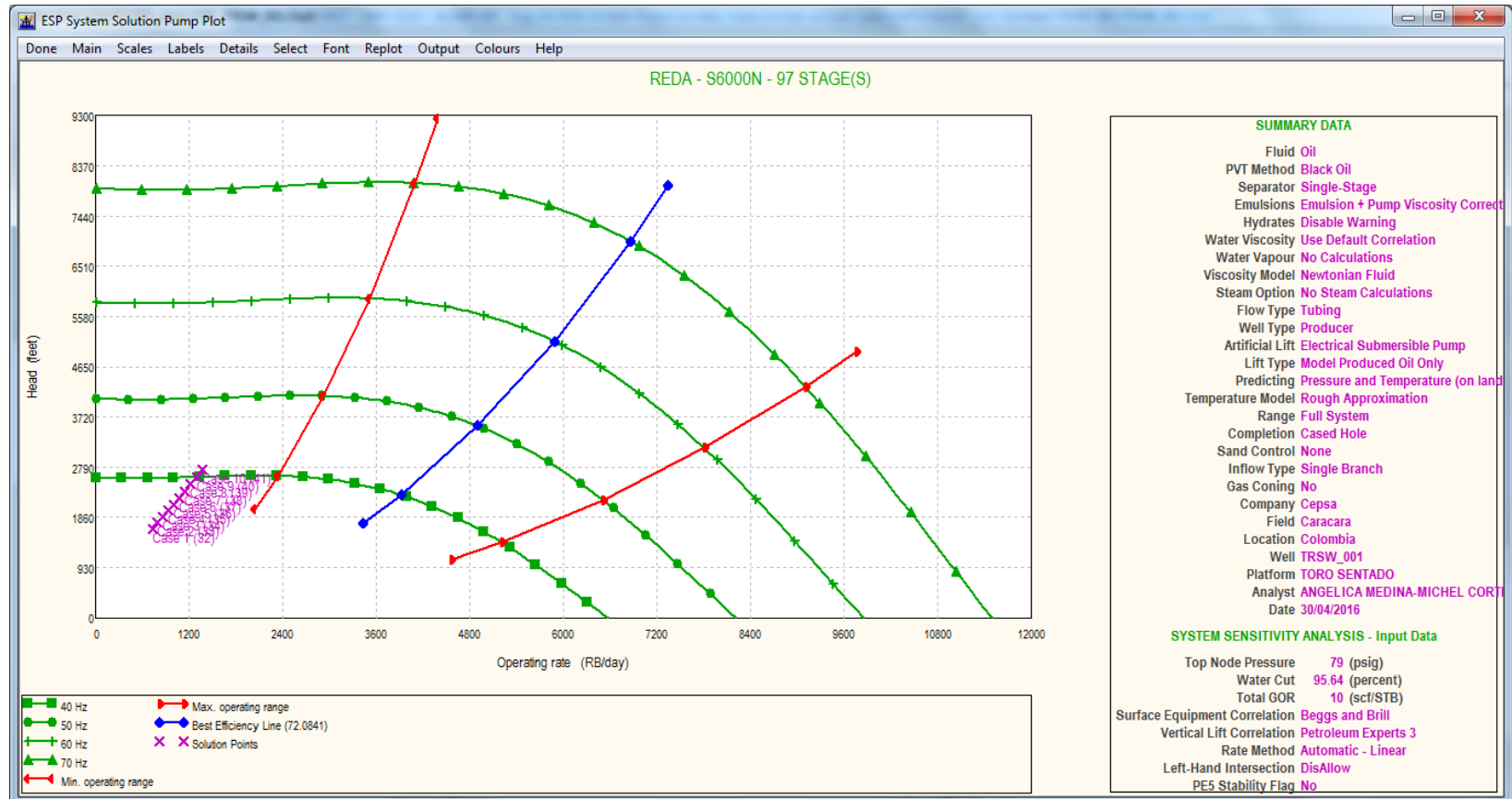
### GRAFICA DE LA BOMBA TORO SENTADO NORTE X.



Fuente: software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

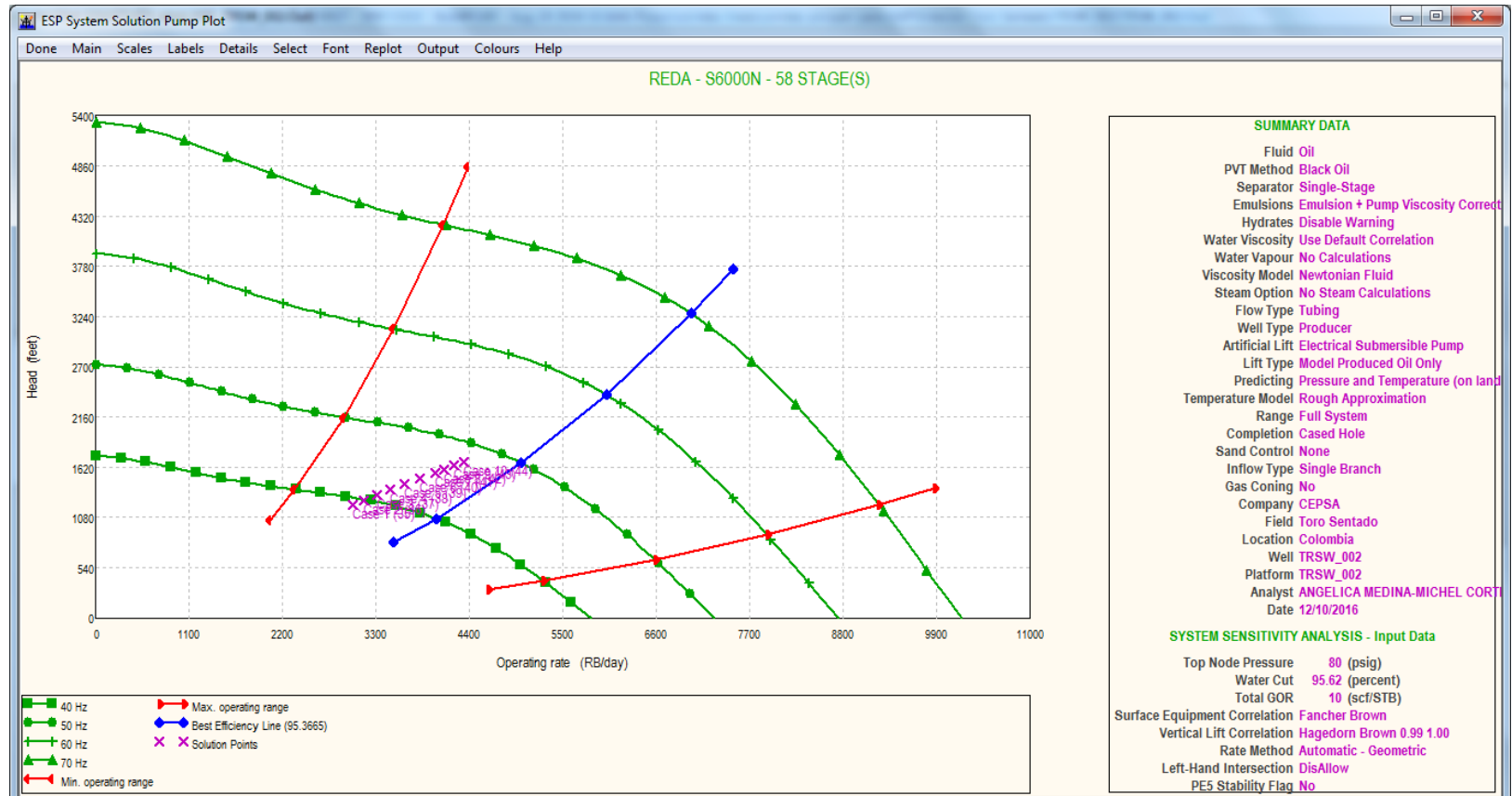


## ANEXO K. GRAFICA DE LA BOMBA TORO SENTADO WEST Z.



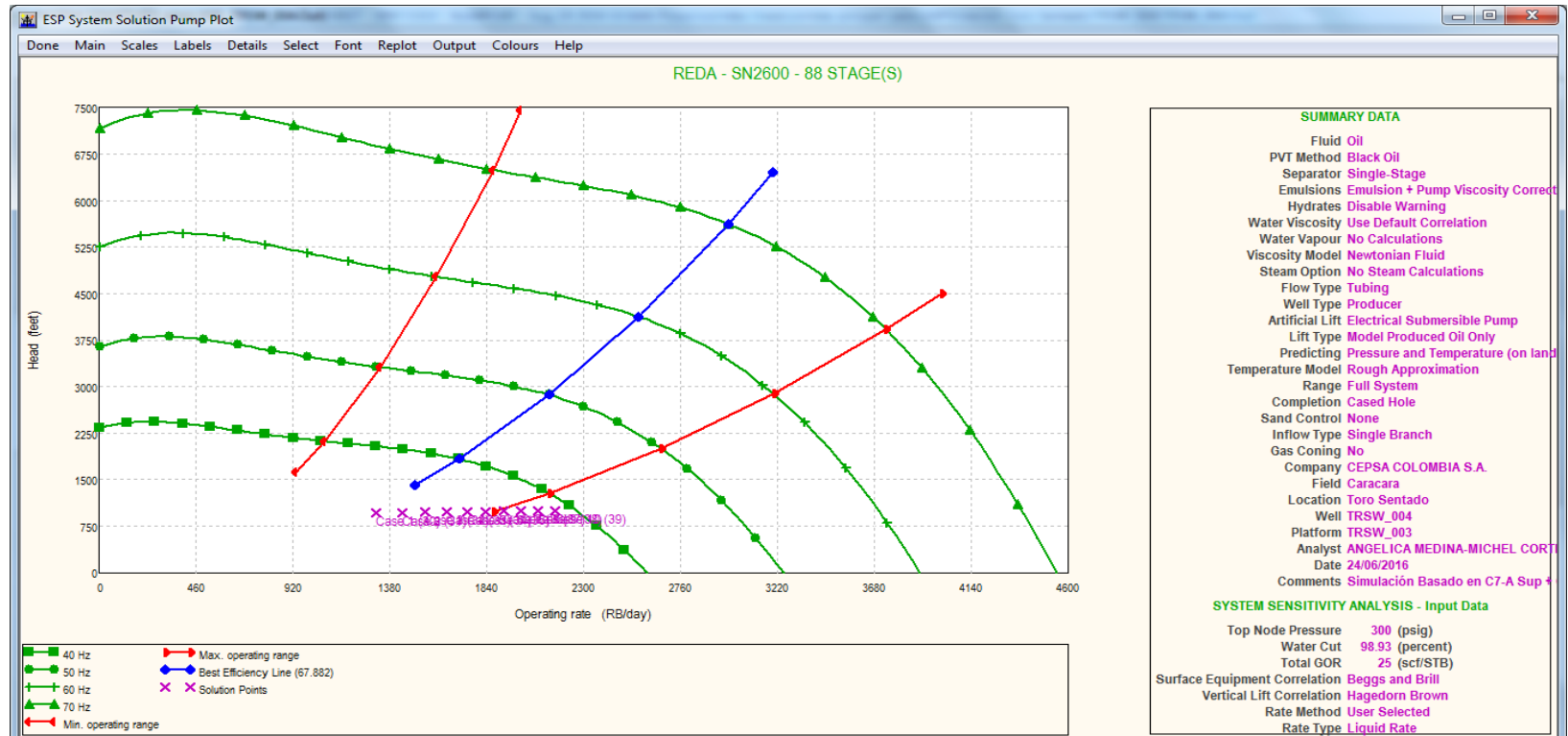
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

## ANEXO L. GRAFICA DE LA BOMBA TORO SENTADO WEST Y.



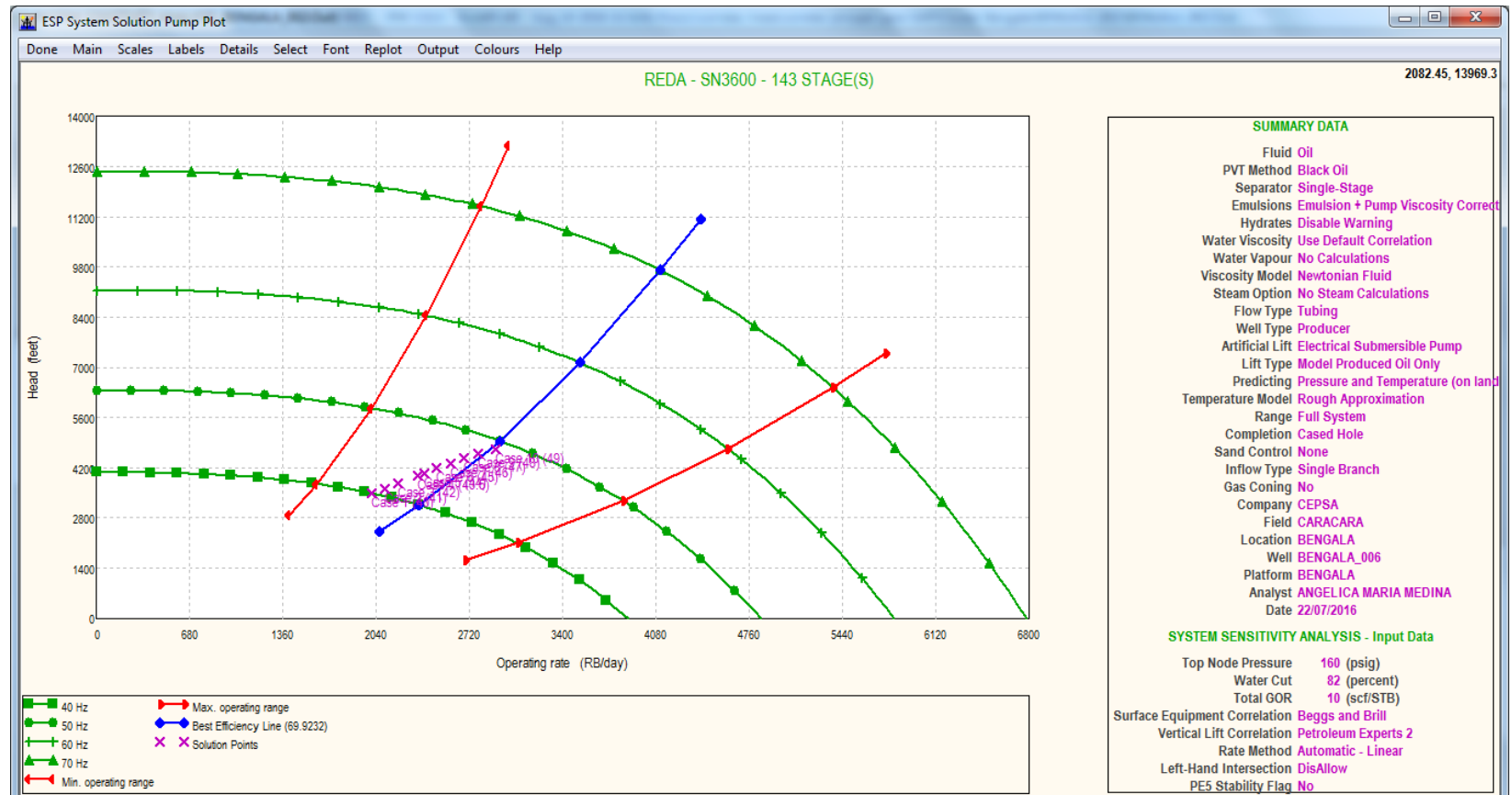
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

## ANEXO M. GRAFICA DE LA BOMBA TORO SENTADO WEST W.



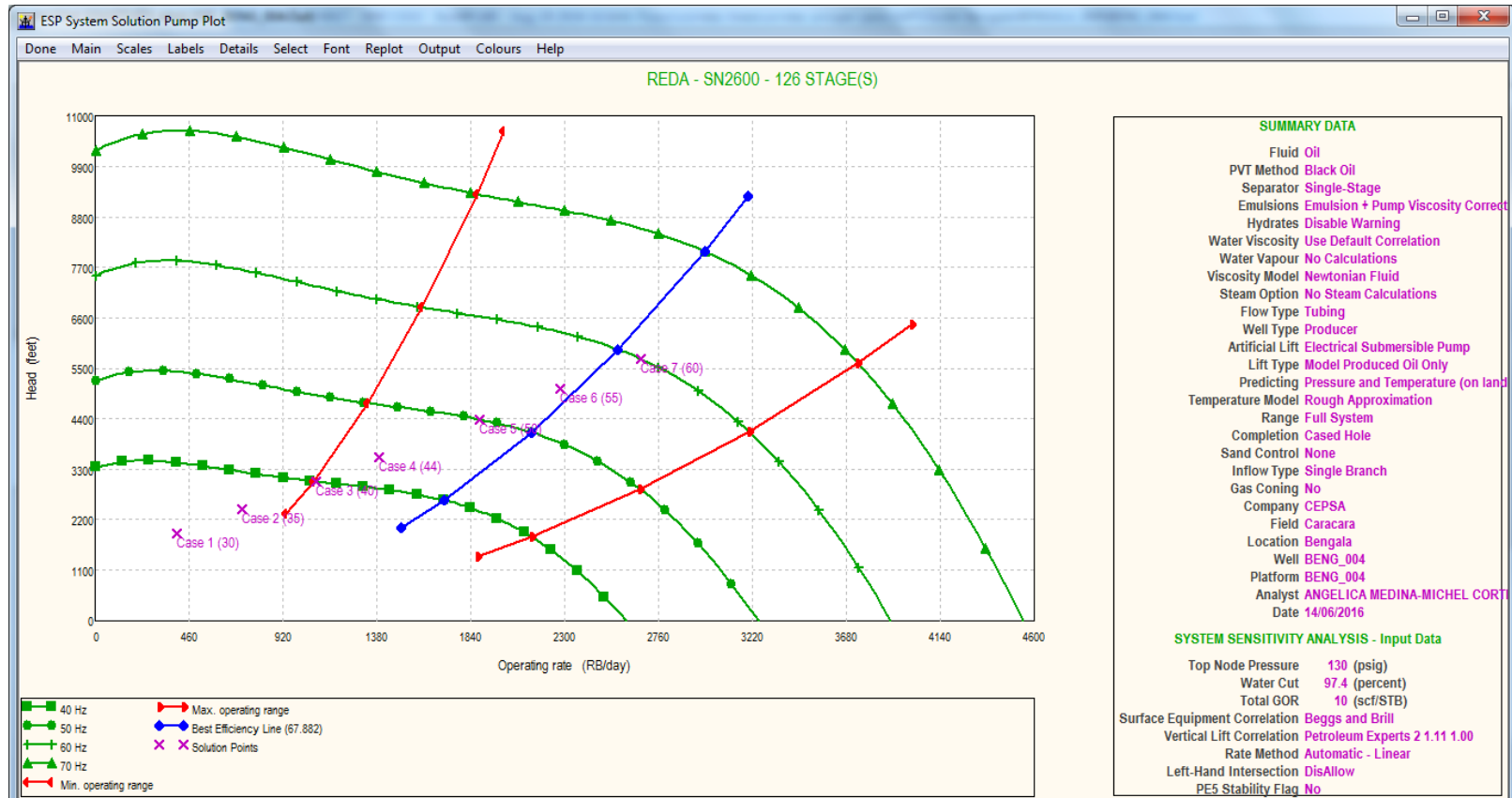
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

## ANEXO N. GRAFICA DE LA BOMBA DEL POZO BENGALA Y.



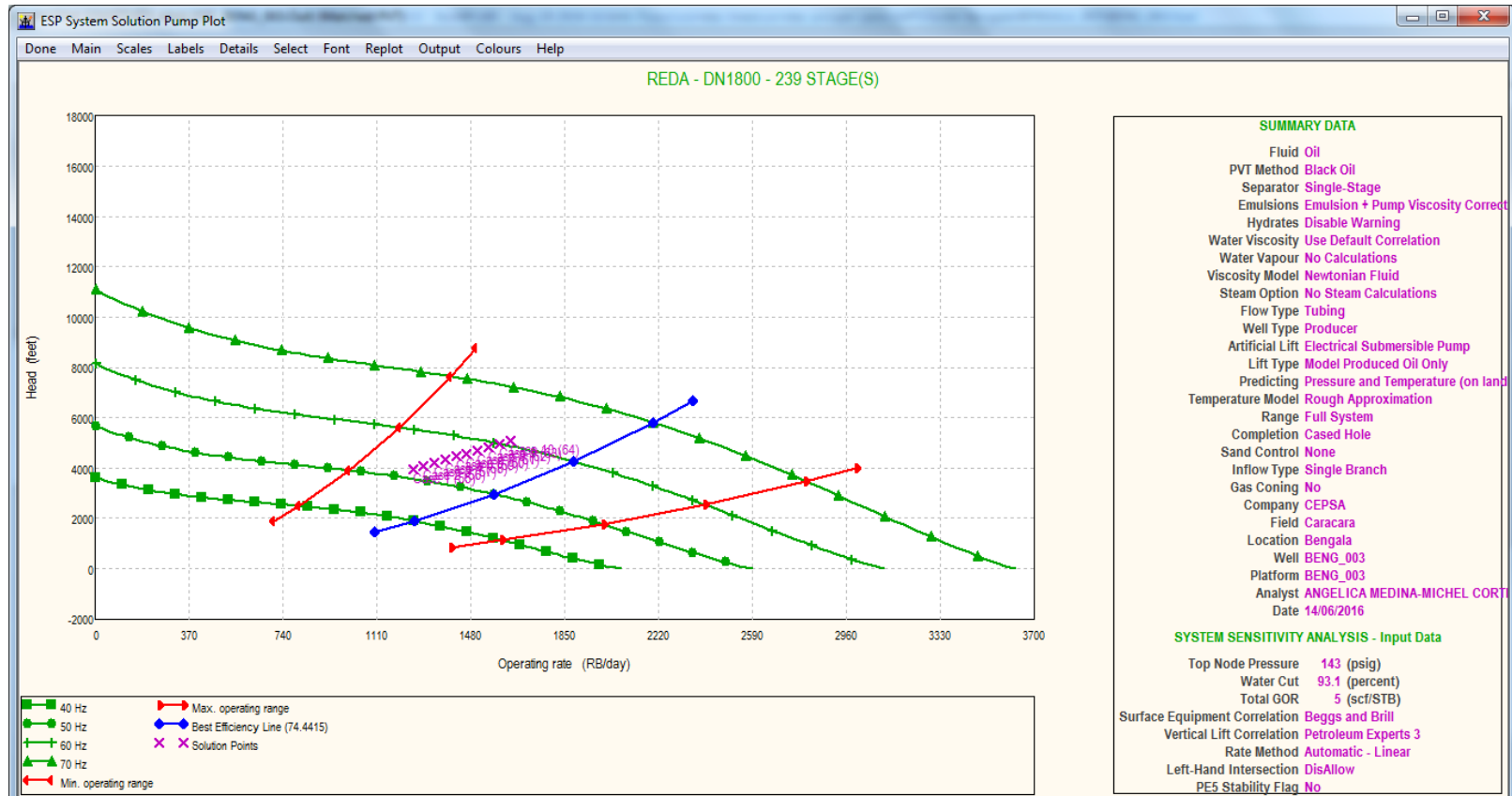
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

## ANEXO O. GRAFICA DE LA BOMBA DEL POZO BENGALA X.



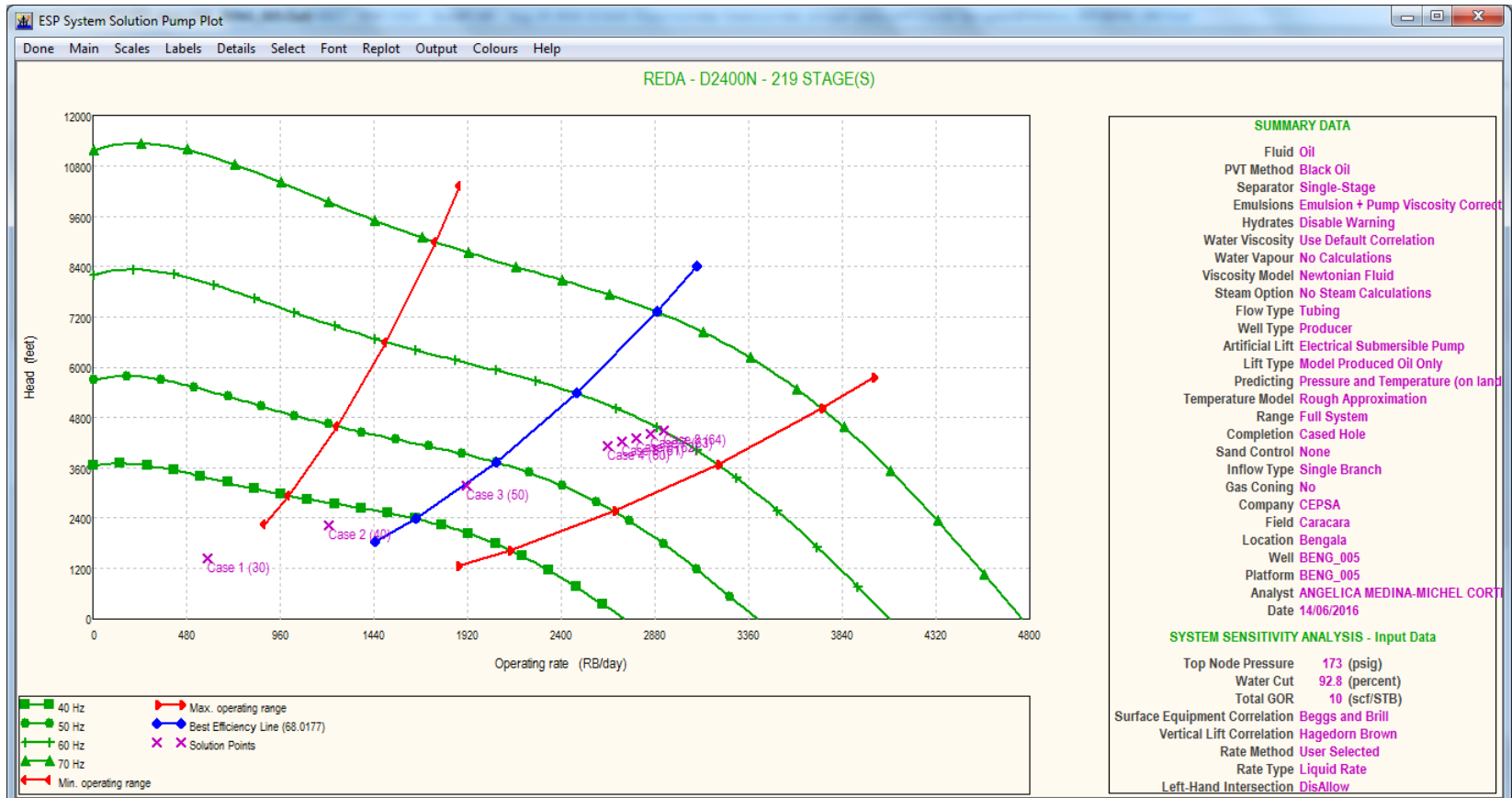
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

## ANEXO P. GRAFICA DE LA BOMBA DEL POZO BENGALA W.



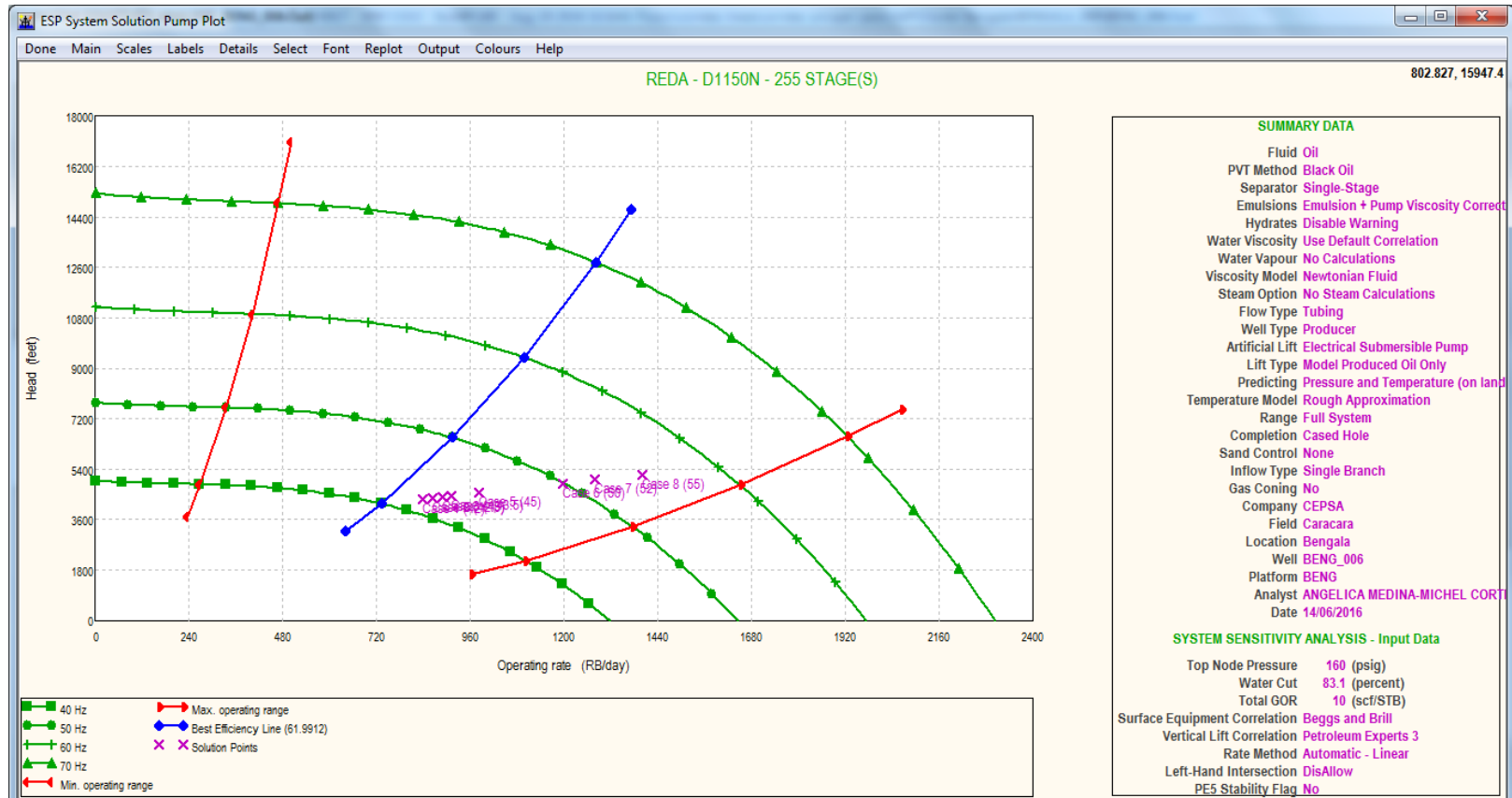
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

## ANEXO Q. GRAFICA DE LA BOMBA DEL POZO BENGALA V.



Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

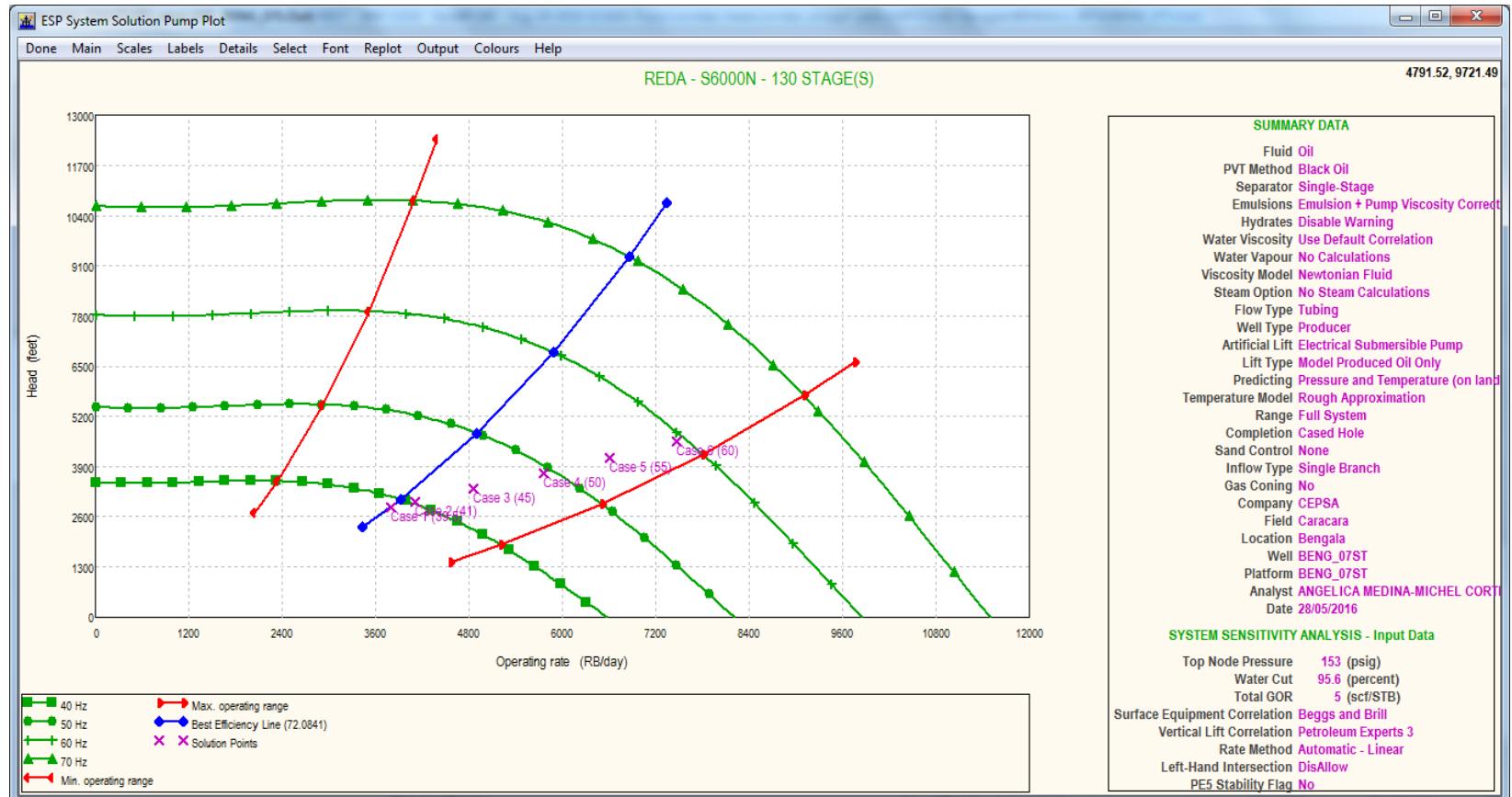
## ANEXO R. GRAFICA DE LA BOMBA DEL POZO BENGALA U.



Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

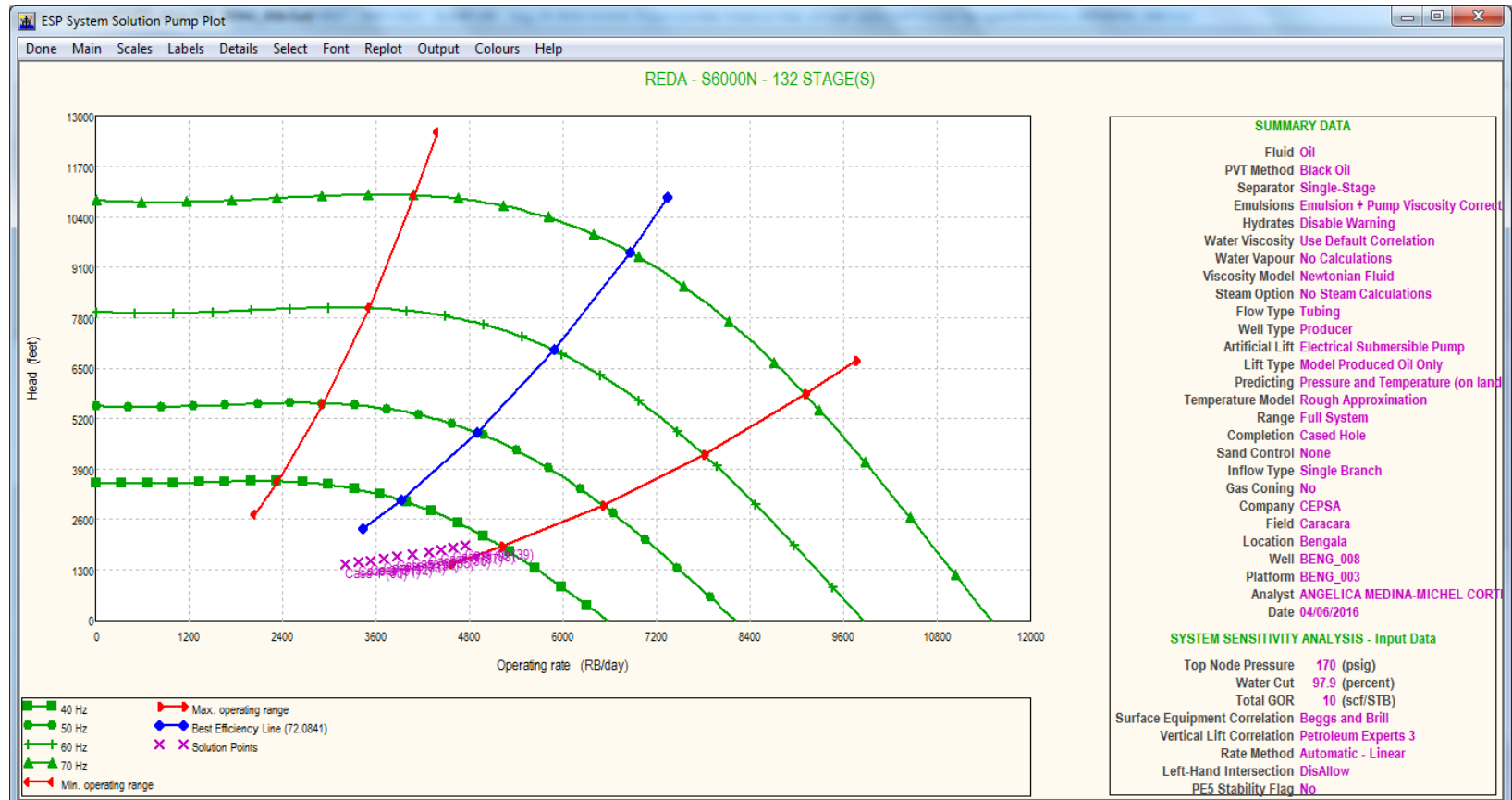


## ANEXO S. GRAFICA DE LA BOMBA DEL POZO BENGALA TST.



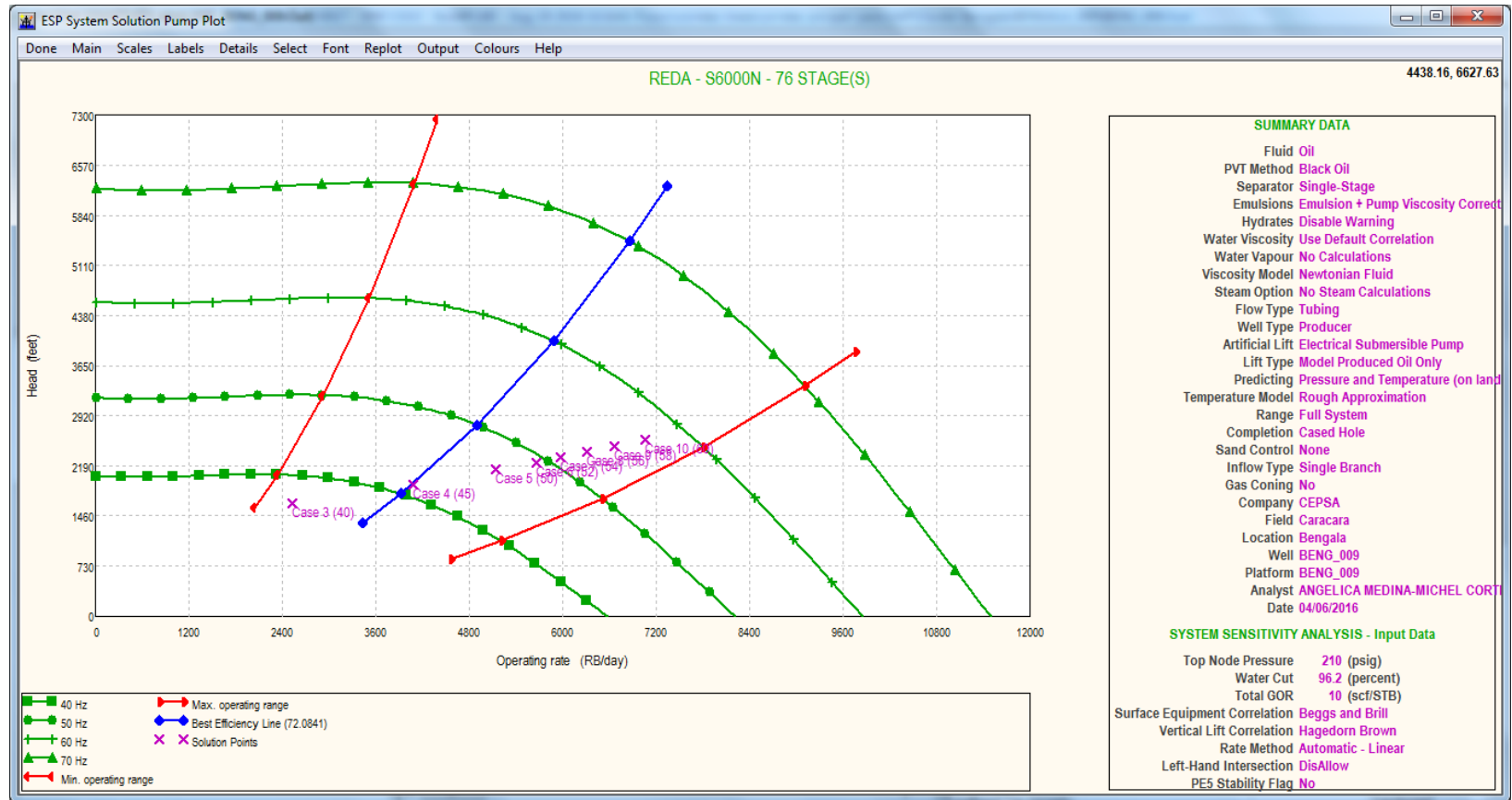
Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

## ANEXO T. GRAFICA DE LA BOMBA DEL POZO BENGALA S.



Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

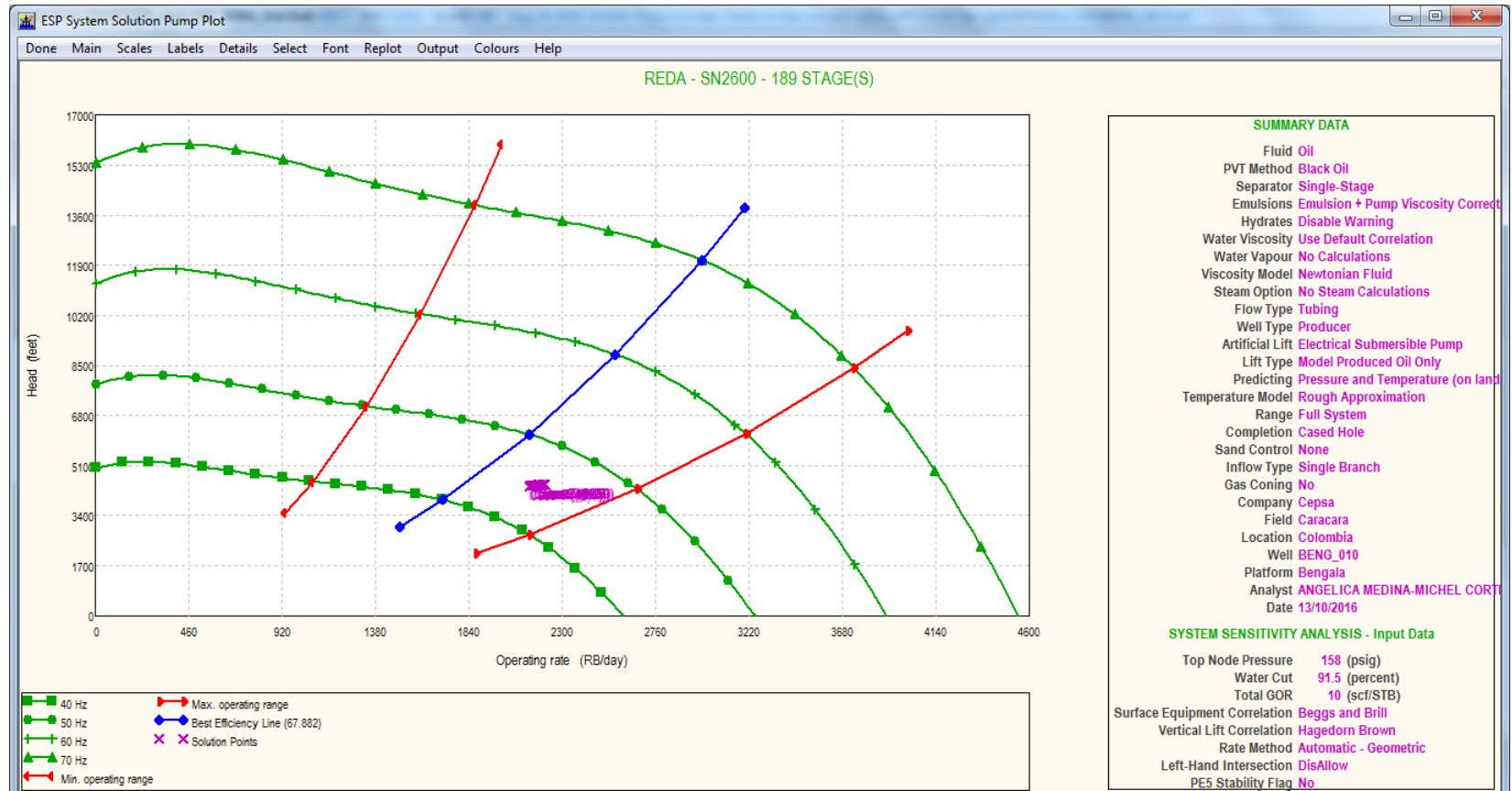
## ANEXO U. GRAFICA DE LA BOMBA DEL POZO BENGALA R.




Fuente: software prosper versión 14.0. CEPSA COLOMBIA S.A

## ANEXO V.

### GRAFICA DE LA BOMBA DEL POZO BENGALA Q.



Fuente: software prosper versión 14.0. CEPESA COLOMBIA S.A

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **Michel Cortes Gutiérrez y Angélica María Medina Sarmiento** en calidad de titulares de la obra **Evaluación técnico-financiera para el diseño de una línea de transferencia de fluidos producidos desde la estación Toro Sentado al Cluster Bengala en el Bloque Caracas**, elaborada en el año **2016**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establezco establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:


AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 18 días del mes de Marzo del año 2017.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

Nombres	Apellidos
Michel	Cortes Gutiérrez
Documento de identificación No	Firma
1.020.730.132	

##### Autor 2

Nombres	Apellidos
Angélica María	Medina Sarmiento
Documento de identificación No	Firma
1.020.780.460	