

# UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE “SANTA ELENA”



FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO PACOA-BLOQUE1, MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN”.

Proyecto previo a la obtención del Título de  
INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

GLORIA YASMIN RODRÍGUEZ GRANADO  
CINTHYA CAROLINA TOMALÁ TOMALÁ

Director:  
Ing. HÉCTOR ROMÁN.

La Libertad, abril 2012

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE  
“SANTA ELENA”**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS  
DEL CAMPO PACOA-BLOQUE1, MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA  
TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA  
PRODUCCIÓN”.**

**Proyecto previo a la obtención del Título de  
INGENIERO EN PETRÓLEO**

**Presentado por:**

**GLORIA YASMIN RODRÍGUEZ GRANADO  
CINTHYA CAROLINA TOMALÁ TOMALÁ**

**Director:**

**Ing. HÉCTOR ROMÁN.**

**La Libertad, abril 2012**

## DECLARACIÓN EXPRESA

Nosotras, Gloria Yasmin Rodríguez Granado y Cinthya Carolina Tomalá Tomalá declaramos que el trabajo aquí descrito corresponde exclusivamente a sus autoras, y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluye en este proyecto de tesis.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual de este trabajo a la Universidad Estatal Península de “Santa Elena”

---

Gloria Rodríguez Granado

---

Cinthya Tomalá Tomalá

## DEDICATORIA

A mi familia que me ha apoyado siempre, pero sobre todo dedico todo mi esfuerzo a mis padres quienes fueron mis primeros maestros y con quienes inicié mi aprendizaje en la vida, aquellas personas infaltables que siempre están cuando más se los necesita.

*Gloria Rodríguez Granado.*

## DEDICATORIA

A mi Dios que con su bendición he logrado alcanzar las metas que me he propuesto en la vida.

A mis padres Alcívar y Rocío, apoyo incondicional que me brindaron a lo largo de la carrera y por enseñarme desde pequeña a luchar por mis sueños y que hoy en día es una realidad.

A mi hermanita Karencita, quien me inspiró a seguir adelante, a no rendirme y que ella pueda ver en mí un buen ejemplo de superación.

*Cinthy Carolina Tomalá Tomalá.*

## AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradezco a Dios, quien ha sido mi guía incondicional durante todos los años de mi vida y me ha brindado la fuerza necesaria para seguir adelante.

A mis maestros quienes me han transmitido sus conocimientos en mis años de estudio.

A mis compañeros de clases que han sido aquellos amigos con los que se comparten momentos inolvidables.

A los ingenieros Héctor Román y Juan Pablo Freire por la ayuda brindada para la realización de este proyecto.

Pero sobre todo quiero agradecer a mi compañera de tesis, mi amiga Cinthya Tomalá porque a pesar de las adversidades ha sido una gran compañera y un gran apoyo durante los meses de trabajo y con quien he culminado con éxito este proceso.

*Gloria Rodríguez Granado.*

## AGRADECIMIENTO

A Dios, quien es mi despertar y mi atardecer, mi vida y sustento, mi fuerza y esperanza, todo se lo debo a Él, quien con su Espíritu Santo y bondad me ha sabido llenar de fuerza y sabiduría para culminar con éxito esta carrera.

A mi compañera de proyecto de titulación, Gloria, que más que una compañera es una gran amiga.

Al Ing. Héctor Román director del presente proyecto, que ha sido de gran ayuda incondicional para la culminación del presente proyecto.

Al Ing. Juan Pablo Freire que siempre contribuyo para la realización de este trabajo investigativo.

Y como olvidar a mis compañeros de clases, con quien compartí buenos momentos dentro y fuera de las aulas durante todos estos años de estudios.

*Cinthya Carolina Tomalá Tomalá.*

## **TRIBUNAL DE GRADUACIÓN**

---

Ing. Ramón Muñoz Suárez  
**DECANO DE LA FACULTAD  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA.**

---

Ing. Alamir Álvarez Loor.  
**DIRECTOR DE LA CARRERA  
INGENIERÍA EN PETRÓLEO.**

---

Ing. Carlos Portilla Lazo  
**PROFESOR DE ÁREA**

---

Ing. Héctor Román Franco.  
**TUTOR DE TESIS**

---

Milton Zambrano Coronado.  
**SECRETARIO-PROCURADOR GENERAL**

## RESUMEN

En el capítulo I, se presenta la estructura general del proyecto.

En el capítulo II, se detallan los aspectos generales del Campo Pacoa, su ubicación, los niveles productores, las reservas, los mecanismos y condiciones actuales de producción además de la descripción de las facilidades de superficie.

En el capítulo III, se definen los conceptos de Análisis Nodal y de cada uno de los componentes, el procedimiento de evaluación y las condiciones de operación e índice de productividad. Adicional a esto se puntualiza el tipo de yacimiento que en este caso es subsaturado, la aplicación de la curva de Vogel.

En el capítulo IV, se describen cada una de las correlaciones empleadas para el cálculo de las propiedades PVT de los fluidos, la secuencia para determinar las caídas de presiones en cada uno de los componentes del sistema de producción, se realiza el Análisis Nodal en los pozos seleccionados tomando en cuenta cada uno de los parámetros tanto de la roca como de fluidos, se evalúan las líneas de flujo y finalmente se hace el rediseño de bomba de tres pozos seleccionados.

En el capítulo V, se efectúa el Análisis Técnico-Económico para determinar la factibilidad del proyecto.

En el capítulo VI, se describe la evaluación de Impacto Ambiental en el campo Pacoa, mostrando la matriz de identificación de aspectos e impactos ambientales.

Finalmente en el capítulo VII se presentan las Conclusiones y Recomendaciones obtenidas en el estudio de este proyecto.

## PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación consiste en realizar un análisis de los sistemas de producción existentes en el Campo Pacoa con el propósito de incrementar la producción de los pozos seleccionados para el estudio.

Los parámetros actualizados de producción, presiones, propiedades de la roca y del fluido son importantes para entender el comportamiento de los pozos, siendo la base para el análisis nodal.

Se evalúa el sistema actual de red de tuberías para optimizar el sistema de distribución y eliminar las pérdidas de presión y fluido que se presentan, además se muestra un análisis comparativo de las pérdidas actuales con las producidas si se realizara un nuevo rediseño de las líneas de flujo.

Para la optimización del sistema actual de producción, bombeo mecánico, se seleccionaron 3 pozos para rediseñar la bomba de subsuelo.

Finalmente se presentan los escenarios posibles, determinando mediante el análisis técnico y económico la alternativa más viable para el incremento de la producción.

# ÍNDICE GENERAL

## CAPÍTULO I

### 1. MARCO METODOLÓGICO

<b>1.1.Introducción</b> .....	1
<b>1.2.Antecedentes</b> .....	1
<b>1.3.Planteamiento del problema</b> .....	2
1.3.1.Formulación del problema.....	2
1.3.2.Sistematización del problema .....	3
<b>1.4.Justificación del tema</b> .....	3
<b>1.5.Objetivos</b> .....	4
1.5.1.Objetivo General .....	4
1.5.2.Objetivos Específicos.....	4
<b>1.6.Hipótesis</b> .....	4
1.6.1.VARIABLES de la hipótesis .....	5
<b>1.7.Metodología</b> .....	5
1.7.1.Diseño de la investigación .....	5
1.7.2.Método de la investigación.....	6
1.7.3.Técnica e instrumentación para la recolección de la información. ....	6
1.7.3.1.Técnica para el tratamiento de la información.....	7
1.7.4.Operacionalización de las variables de la hipótesis. ....	8
1.7.4.1.Variable Independiente. ....	8
1.7.5.Variable dependiente. ....	9

## CAPÍTULO II

### 2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

<b>2.1.Antecedentes</b> .....	10
2.1.1.Características del Campo Pacoa.....	11

<b>2.2.Ubicación Geográfica</b> .....	12
<b>2.3.Geología</b> .....	13
<b>2.3.1.Estructura</b> .....	13
2.3.2.Estratigrafía y Litología .....	14
<b>2.4.PVT del campo</b> .....	20
<b>2.5.Reservas</b> .....	21
<b>2.6.Historial de producción</b> .....	21
<b>2.7.Historial de presiones</b> .....	23
<b>2.8.Estado actual del campo</b> .....	24
2.8.1.Estado actual de los pozos .....	24
2.8.2.Descripción general del proceso de producción del Campo Pacoa. ....	25
<b>2.9.Mecanismos de producción</b> .....	26
2.9.1.Tipos de Completaciones.....	30
2.9.1.1.Completación de pozos de Bombeo Mecánico .....	30
2.9.1.2.Completación de pozos de Swab o pistoneo .....	31
2.9.2.Facilidades centrales de producción superficie.....	32

## **CAPÍTULO III**

### **3. ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN**

<b>3.1. Análisis Nodal</b> .....	36
3.1.1.Introducción. ....	36
3.1.2.Concepto de Análisis Nodal. ....	36
3.1.3.Componentes del Análisis Nodal .....	37
3.1.4.Procedimiento de evaluación. ....	38
3.1.5.Punto de Análisis- Condiciones de operación.....	41
3.1.6.Parámetros necesarios .....	42

<b>3.2. Comportamiento de afluencia de fluido de formaciones productoras (IPR)</b> .....	43
3.2.1. Índice de productividad (IP) .....	44
3.2.2. Eficiencia de flujo .....	45
3.2.3. IPR en yacimientos sub-saturados. ....	46
3.2.3.1. Ecuación de Vogel. ....	46

## **CAPITULO IV**

### **4. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL AL CAMPO PACOA.**

<b>4.1. Introducción.</b> .....	48
4.1.1. Aplicación.....	48
<b>4.2. Recopilación y análisis de la Información</b> .....	48
<b>4.3. Análisis Nodal en los pozos</b> .....	63
4.3.1. Pozos Seleccionados.....	63
4.3.2. Análisis por pozo.....	65
<b>4.4. Análisis Nodal en las líneas de flujo.</b> .....	71
<b>4.5. Análisis de Resultados</b> .....	75
<b>4.6. Optimización de los sistemas de producción actuales</b> .....	76
<b>4.7. Aplicación del mejor Sistema de producción</b> .....	80

## **CAPÍTULO V**

### **5. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO**

<b>5.1. Análisis Técnico</b> .....	81
<b>5.2. Análisis económico.</b> .....	82
5.2.1. Criterios De Evaluación.....	82
5.2.1.1. Ingresos .....	82

5.2.1.2.Egresos.....	82
5.2.2.Indicadores Económicos.....	82
5.2.2.1.Valor Actual Neto (V.A.N).....	82
5.2.2.2.Tasa Interna de Retorno (TIR).....	83
5.2.2.3.Relación Beneficio/Costo.(R.B.C).....	83
<b>5.3.Propuesta</b> .....	<b>84</b>

## **CAPÍTULO VI**

### **6. IMPACTO AMBIENTAL EN EL CAMPO PACOA**

<b>6.1.Definición de la Evaluación Ambiental</b> .....	<b>98</b>
<b>6.2.Identificación de los aspectos ambientales.</b> .....	<b>98</b>
6.2.1.Evaluación de los Impactos Ambientales.....	99
<b>6.3.Acción Correctiva</b> .....	<b>105</b>

## **CAPÍTULO VII**

### **7.CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

<b>7.1.Conclusiones.</b> .....	<b>109</b>
<b>7.2.Recomendaciones</b> .....	<b>110</b>

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	112
---------------------------------	-----

ANEXOS.....	113.
-------------	------

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.- Parámetros PVT por niveles .....	20
Tabla 2.2.- Reserva del Campo por niveles .....	21
Tabla 2.3.- Presiones por nivel productor .....	24
Tabla 2.4. -Estado actual de los pozos .....	25
Tabla 2.5. - Mecanismo de producción de los pozos .....	25
Tabla 3.1. - Escala Típica de Índices de productividad.....	45
Tabla 4.1. - Pozos seleccionados para Análisis Nodal .....	63
Tabla 4.2 .-Caída de Presión en cada componente .....	64
Tabla 4.3.- Pérdidas de caudal y presión en las líneas de flujo actuales. 72	
Tabla 4.4.- Pérdidas de caudal y presión en las líneas de flujo individuales .....	74
Tabla 4.5 .-Resumen de pérdidas de caudal y presión a diferentes diámetros .....	75
Tabla 4.6 .- Barriles de petróleo a recuperar .....	76
Tabla 4.7 .-Información de parámetros de la bomba de pozos seleccionados .....	77
Tabla 4.8 .- Factores para rediseño de bombeo mecánico .....	79
Tabla 4.9.- Barriles producidos a diferentes eficiencias .....	79
Tabla 5.1.- Cantidad de Tubería requerida: polypipe y de acero 2 3/8”	85
Tabla 5.2.- Manifold o Skid, medidores de flujos y accesorios para su instalación.....	86
Tabla 5.3.- Costos estimados de tubería polypipe y de acero para el escenario 1. ....	86
Tabla 5.4.- Costos estimados de tubería polypipe y de acero para el escenario 2. ....	87

Tabla 5.5.- Costos estimados de manifold, medidores de flujo, válvulas para ambos escenarios.....	87
Tabla 5.6.- Inversión requerida para cada escenario.....	89
Tabla 5.7.- Inversión total requerida para cada escenario.....	90
Tabla 5.8.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería polypipe en todo el Campo @ \$ 90.....	91
Tabla 5.9.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería polypipe en todo el Campo @ \$ 70.....	92
Tabla 5.10.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería de acero 2 3/8" en todo el Campo @ \$ 90.....	93
Tabla 5.11.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería de acero 2 3/8 " en todo el Campo @ \$ 70.....	94
Tabla 5.12.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería de acero 2 3/8" y polypipe en todo el Campo @ \$ 90.....	95
Tabla 5.13.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería de acero 2 3/8" y polypipe en todo el Campo @ \$ 70.....	96
Tabla 6.1 Matriz de identificación y evaluación de aspectos e Impactos ambientales. .	100
Tabla 6.2.-Matriz de identificación y evaluación de aspectos e Impactos ambientales. .	101
Tabla 6.3.-Nivel de Importancia del Impacto producido. ....	102
Tabla 6.4.- Importancia del Impacto.....	103
Tabla 6.5.- Acciones correctivas en la fase de producción de hidrocarburos. ....	106
Tabla 6.6.- Acciones correctivas en la fase de conducción de hidrocarburos. ....	107
Tabla 6.7.- Acciones correctivas en la fase de tratamiento de hidrocarburos. ....	108

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Ubicación del Campo Pacoa .....	12
Figura 2.2.- Columna estratigráfica .....	19
Figura 2.3.- Historial de producción del campo Pacoa.....	21
Figura 2.4.- Equipo de superficie de Bombeo Mecánico .....	27
Figura 2.5.- Completación por Bombeo Mecánico .....	30
Figura 2.6.- Completación por Swab o pistoneo .....	31
Figura 2.7.- Estación Central .....	34
Figura 3.1.- Segmentación de los componentes del sistema de producción .....	39
Figura 3.2.- Perfil de presiones .....	40
Figura 3.3.- Curva Oferta y Demanda .....	41
Figura 3.4.- Nodo en el fondo del pozo .....	42
Figura 3.5.- Representación de las Curvas de Comportamiento Presión versus Caudal .....	44
Figura 3.6.- Curva IPR para 2 secciones: $P_{wf} \geq P_b$ y $P_{wf} < P_b$ .....	46
Figura 3.7.- Curva IPR para $P_{wf} < P_b$ .....	47
Figura 4.1.- Correlaciones de flujo Multifásico .....	49
Figura 4.2.- Análisis de producción del Pacoa-01 a diferentes eficiencias	65
Figura 4.3.- Análisis en el fondo del pozo Pacoa-01 .....	66
Figura 4.4.- Análisis en la cabeza del pozo Pacoa-01 .....	66
Figura 4.5.- Análisis de producción del Pacoa-10 a diferentes eficiencias	67
Figura 4.6.- Análisis en el fondo del pozo Pacoa-10.....	68
Figura 4.7.- Análisis en la cabeza del pozo Pacoa-10 .....	68
Figura 4.8.- Análisis de producción del Pacoa-42 a diferentes eficiencias	69
Figura 4.9.- Análisis en el fondo del pozo Pacoa-42.....	70
Figura 4.10.- Análisis en la cabeza del pozo Pacoa-42 .....	70
Figura 4.11.- Rediseño de Bombeo Mecánico .....	78

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1.-Parámetros petrofísicos.....	114
Anexo 2.- Cálculo de las propiedades PVT de los fluidos del Pacoa-1..	115
Anexo 3.-Propiedades PVT del petróleo.....	122
Anexo 4.- Propiedades PVT del agua.....	123
Anexo 5.- Propiedades PVT del gas .....	124
Anexo 6.- Propiedades de la mezcla .....	125
Anexo 7.- Diagramas de Análisis Nodal: Cabeza del pozo .....	127
Anexo 8.-Distribución actual de las líneas de flujo.....	138
Anexo 9.- Distribución propuesta líneas de flujo individuales .....	141
Anexo 10.-Resultado rediseño de Bombeo Mecánico .....	144
Anexo 11.- Producción a diferentes eficiencias con bomba actual .....	146
Anexo 12.- Producción a diferentes eficiencias con bomba 1 ¾”.....	147
Anexo 13.- Producción a diferentes eficiencias con bomba 1 ½”.....	148
Anexo 14.- Diagrama de manifolds de la Estación Norte.....	149
Anexo 15.- Diagrama de manifolds de la Estación Sur.....	150
Anexo 16.- Diagrama de manifolds de la Estación Central.....	151
Anexo 17.-Datos de Inflación anual y mensual.....	152
Anexo 18.- Producción mensual estimada para cada escenario propuesto.....	153
Anexo 19.- Fotos del estado actual de las líneas de flujo. ....	154
Anexo 20.-Normativa Legal aplicable en el plan de manejo ambiental..	159

## ABREVIATURAS

$P$	Presión
$P_b$	Presión de burbuja
$IP$	Índice de productividad
$PIP$	Presión de la entrada de la bomba
$P_r$	Presión promedio del reservorio
$P_{ws}$	Presión de fondo
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyente
$q_o$	Caudal del pozo en la superficie
$R_s$	Gas en solución
Scf	Pies cúbicos a condiciones estándar
Stb	Barriles por día a condiciones estándar
T	Temperatura
V	Volumen
Z	Factor de compresibilidad
API	American Petroleum Institute
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
OD	Diámetro externo de la varilla
ID	Diámetro interno del tubing
Rw	Radio del pozo
Ft	Pies
Psi	Libras por pulgadas cuadradas
BSW	Porcentaje de agua y sedimento
PRI	Período de recuperación de la inversión.

## NOMENCLATURA

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>	<b>Unidades</b>
$A_g$	Área que ocupa el gas en la tubería	$in^2$
$A_L$	Área que ocupa el líquido en la tubería	$in^2$
$A_p$	Área de la sección transversal de la tubería	$in^2$
$\beta_g$	Factor volumen del gas	$PCY/PCN$
$\beta_o$	Factor volumen del aceite	$bls/BN$
$\beta_{ob}$	Factor volumen del aceite a la Pb	$bls/BN$
$\beta_w$	Factor volumen del agua	$bls/BN$
$\beta_{wp}$	Factor volumen del agua pura	$bls/BN$
$\beta_{wb}$	Factor volumen del agua a Pb	$bls/BN$
$C_o$	Compresibilidad del aceite	$psi^{-1}$
$C_w$	Compresibilidad del agua	$psi^{-1}$
$f_o$	Flujo fraccional del petróleo	<i>Adimensional</i>
$f_w$	Flujo fraccional del agua	<i>Adimensional</i>
$f_T, f_{TP}$	Factor de fricción de las dos fases	<i>Adimensional</i>
$G$	Aceleración de la gravedad	$ft/.seg^2$
$g_c$	Factor de conversión en la Segunda Ley de Newton	$lb_m$ $- ft/lb_f \cdot seg^2$
$H$	Profundidad	$Ft$
$H_L$	Colgamiento de líquido	<i>Adimensional</i>
$L$	Longitud	$Ft$
$N_{Re}$	Número de Reynolds	<i>Adimensional</i>
$P_{wh}$	Presión en la cabeza del pozo	$psi$
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyente	$psi$
$\Delta P$	Caída de presión	$(lb_f/in^2 \text{ o } psia)$
$\Delta P_f$	Caída de presión por fricción	$(lb_f/in^2 \text{ o } psia)$
$RGL$	Relación gas-líquido	$ft_g^3 \text{ a c.s.} / bl_L \text{ a c.s.}$
$Rs$	Relación de solubilidad	$PCN/BN$

$T$	Temperatura	$^{\circ}F$
$\bar{T}$	Temperatura media	$^{\circ}F$
$V_L$	Velocidad real del líquido	$ft/seg$
$V_m$	Velocidad de la mezcla	$ft/seg$
$V_{sg}$	Velocidad superficial del gas	$ft/seg$
$WOR$	Relación agua-aceite	$lb_w \text{ a c.s.} / bl_o \text{ a c.s.}$
$Z$	Factor de compresibilidad del gas	<i>Adimensional</i>
$\gamma_g$	Densidad relativa del gas producido	<i>Adimensional</i>
$\gamma_{gd}$	Densidad relativa del gas disuelto	<i>Adimensional</i>
$\gamma_{gf}$	Densidad relativa del gas libre	<i>Adimensional</i>
$\gamma_L$	Densidad relativa del líquido	<i>Adimensional</i>
$\gamma_o$	Densidad relativa del petróleo	<i>Adimensional</i>
$\gamma_w$	Densidad relativa del agua	<i>Adimensional</i>
$\lambda$	Colgamiento de líquido sin resbalamiento	<i>Adimensional</i>
$\mu_g$	Viscosidad del gas	$Cp$
$\mu_L$	Viscosidad del líquido	$Cp$
$\mu_m$	Viscosidad de la mezcla considerando resbalamiento	$Cp$
$\mu_{ns}$	Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento	$Cp$
$\mu_o$	Viscosidad del aceite	$Cp$
$\mu_{oD}$	Viscosidad del aceite muerto	$Cp$
$\mu_{ob}$	Viscosidad del aceite a la $P_b$	$cp$
$\mu_m$	Viscosidad del aceite muerto	$cp$
$\mu_w$	Viscosidad del aceite muerto	$cp$
$\bar{\rho}$	Densidad media del fluido	$lb_m/ft^3$
$\rho_g$	Densidad del gas	$lb_m/ft^3$
$\rho_L$	Densidad del líquido	$lb_m/ft^3$
$\rho_m$	Densidad real de la mezcla	$lb_m/ft^3$
$\rho_{ns}$	Densidad de la mezcla sin resbalamiento	$lb_m/ft^3$
$\rho_o$	Densidad del aceite	$lb_m/ft^3$

# **CAPÍTULO I**

## **1. MARCO METODOLÓGICO**

### **1.1. Introducción**

Para el desarrollo de un proyecto se requiere la formulación del mismo con la finalidad de estructurarlo basándose en el análisis de los objetivos trazados mediante el planteamiento de la problemática actual.

### **1.2. Antecedentes**

El presente proyecto surge de la necesidad de buscar nuevas alternativas que contribuyan al incremento de la producción de hidrocarburos del Bloque-1 que ha ido declinando al transcurrir los años.

Como antecedente se tiene que la vida productiva del Campo Pacoa empezó en septiembre de 1991 con la perforación del pozo Pacoa 01 cuya producción inicial fue de 348 BPPD, en la actualidad la producción promedio es de 60 BPPD.

Mediante este proyecto se analiza cada uno de los componentes del sistema de producción mediante la aplicación de una de los métodos más empleado por ser eficiente y económico.

Este método se denomina Análisis Nodal.

### **1.3. Planteamiento del problema**

Uno de los problemas principales en el campo Pacoa es la baja producción de petróleo que se debe a las pérdidas de fluido y de presión originadas por diversas causas como:

Los efectos gravitacionales, de fricción y cambios de energía cinética, ocasionados durante el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta la superficie que comprende los componentes del sistema en general que son: el reservorio, la tubería de producción, el cabezal y las líneas de flujo.

Otra de las causas de pérdidas de fluido en superficie son los problemas mecánicos como los liqueos o pequeños derrames provocados por válvulas deterioradas, fugas entre las uniones de tuberías mal enroscadas, pérdidas de presión debido a cambios bruscos de diámetros de líneas de flujo que no son adecuados para el caudal que se maneja. Adicional a esto existe contrapresión en algunos pozos que se encuentran conectados a un sistema de red de tuberías donde el fluido que circula tiende a regresarse por tener menor presión que el proveniente de la línea del otro pozo.

#### **1.3.1. Formulación del problema**

¿De qué manera las pérdidas de presión y fluido influyen en la disminución de la producción del petróleo?

**Variable independiente:** Pérdidas de presión y fluido.

**Variable dependiente:** Disminución de la producción.

### **1.3.2. Sistematización del problema**

¿De acuerdo a la declinación de la producción del Campo Pacoa es necesario realizar el Análisis Nodal?

¿Se cuenta con los parámetros necesarios para realizar el análisis Nodal en el Campo Pacoa?

¿Con los resultados obtenidos de la aplicación de la técnica de Análisis Nodal se optimizará el sistema actual de producción?

¿Es factible el cambio del sistema de red de tuberías a líneas de flujo individuales en cada uno de los pozos?

### **1.4. Justificación del tema**

El desarrollo del presente proyecto tiene importancia en la vida útil del campo Pacoa ya que está orientado a reflejar el verdadero potencial de producción de los pozos seleccionados aplicando la técnica del análisis nodal.

Con los resultados del estudio de los parámetros de producción obtenidos mediante el empleo de esta técnica se podrán determinar alternativas confiables y viables, que contribuirán a la disminución de las pérdidas de presión y fluido en los componentes evaluados del sistema de producción, tales como: reservorio, tubería de producción y líneas de flujo; siendo este último componente, al que se le da un mayor enfoque,

por encontrarse en superficie, requerimiento una inversión y un estudio menos complejo que en los otros elementos.

## **1.5. Objetivos**

### **1.5.1. Objetivo General**

- ✓ Optimizar la producción de los pozos del Campo Pacoa mediante el estudio de parámetros obtenidos en el análisis nodal aplicado a los componentes del sistema total de producción.

### **1.5.2. Objetivos Específicos**

- ✓ Establecer las condiciones actuales y técnicas de los sistemas de producción que funcionan en el campo.
- ✓ Identificar los mecanismos que afectan en la caída de presión de cada componente del sistema.
- ✓ Detectar restricciones al flujo, la interacción entre ellos y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.
- ✓ Evaluar resultados obtenidos para elegir la solución adecuada.

## **1.6. Hipótesis**

Si se disminuyen las pérdidas de presión y fluido inciden en el incremento de la producción del petróleo.

### **1.6.1. Variables de la hipótesis**

**Variable independiente:** Pérdidas de presión y fluido

**Variable dependiente:** Incremento de la producción

## **1.7. Metodología**

### **1.7.1. Diseño de la investigación**

El diseño de la investigación se basa en la estrategia metodológica cuantitativa que se basa en medidas numéricas de ciertos aspectos de los fenómenos; parte de casos concretos para llegar a una descripción general.

Para la investigación se emplearon dos modalidades que son:

**Modalidad de campo.-** Se considera en la investigación porque algunos datos fueron validados con la medición de las líneas de flujo y la toma de datos de presiones de cabeza en cada uno de los pozos seleccionados para el estudio.

**Modalidad bibliográfica-documental.-** Esta modalidad ha servido como apoyo a la anterior ya que la investigación para el presente estudio se realizó mediante la recopilación de la información de cada pozo, la revisión de archivos físicos y digitales, historiales de producción y el plan de desarrollo actual del Campo Pacoa. Además se empleó como recurso los textos, páginas web confiables, papers, cuyos datos obtenidos han sido revisados, complementando de esta manera base teórica de este trabajo.

### **1.7.2. Método de la investigación**

El método empleado para la investigación es de carácter inductivo.

**Método Inductivo:** Obtiene conclusiones generales a partir de premisas particulares, se caracteriza por cuatro etapas básicas.

- ✓ La observación
- ✓ Registro de todos los hechos
- ✓ La derivación inductiva de una generalización a partir de los hechos
- ✓ contrastación.

En el Campo Pacoa se realizó la inspección visual del estado de los equipos y líneas de flujo empleados para la conducción de hidrocarburos.

Toda la información necesaria para el desarrollo del proyecto fueron tomadas de registros eléctricos y archivos de producción de cada pozo.

### **1.7.3. Técnica e instrumentación para la recolección de la información.**

Para la recopilación de la información necesaria se empleó la técnica de recolección secundaria basada en la selección de información de múltiples archivos y fuentes de datos que suelen encontrarse diseminadas, por lo que los instrumentos son textos con contenido afín al proyecto propuesto para el complemento en el marco teórico, así como páginas de internet y archivos del Campo.

#### **1.7.3.1. Técnica para el tratamiento de la información**

El procesamiento de toda la información lograda se realizó mediante:

- ✓ La revisión crítica y minuciosa de los datos recopilados depurándola para de esta manera obtener datos confiables e información completa, desechando la defectuosa, contradictoria, incompleta, no pertinente, etc.
- ✓ Tabulación o cuadros para el manejo de la información y la presentación de los resultados obtenidos.
- ✓ Graficación de los resultados para una presentación más clara e ilustrativa de los hallazgos derivados del estudio.
- ✓ Análisis e interpretación de los resultados reflejados en tablas, en función del marco teórico y los antecedentes de investigación.

### 1.7.4. Operacionalización de las variables de la hipótesis.

#### 1.7.4.1. Variable Independiente.

ABSTRACTO		CONCRETO- TANGIBLE- OPERACIONAL		
CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORÍAS	INDICADORES	ITEMS	TECN- INSTRUM
Pérdida de energía debido a la fricción de las partículas del fluido entre sí y contra las paredes de la tubería que las contiene.	<p><b>Continúas</b>, a lo largo conductos regulares.</p> <p><b>Accidentales o Localizadas.-</b> debido a situaciones particulares, como un estrechamiento, un cambio de dirección o la presencia de una válvula, etc.</p>	Cálculos de la caída de presión mediante correlaciones.	<p>¿De acuerdo a la declinación de la producción del Campo Pacoa es necesario realizar el Análisis Nodal?</p> <p>¿Se cuenta con los parámetros necesarios para realizar el análisis Nodal en el Campo Pacoa?</p>	Con los resultados obtenidos de la aplicación de la técnica de análisis nodal se podrán determinar alternativas confiables y viables que contribuirán en la disminución de las pérdidas de presión y fluido en los componentes evaluados para optimizar la producción.

### 1.7.5. Variable dependiente.

ABSTRACTO		CONCRETO- TANGIBLE- OPERACIONAL		
CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORÍAS	INDICADORES	ITEMS	TECN- INSTRUM
Aumento de la producción de barriles de petróleo por días.	Disminuyendo pérdidas de presión y fluido.	Barriles de petróleo recuperados	<p>¿Con los resultados obtenidos de la aplicación del método del Análisis Nodal se optimizará el sistema actual de producción?</p> <p>¿Es factible el cambio del sistema de red de tuberías a líneas de flujo individuales en cada uno de los pozos?</p>	Con los resultados obtenidos de la aplicación de la técnica de análisis nodal se podrán determinar alternativas confiables y viables que contribuirán en la disminución de las pérdidas de presión y fluido en los componentes evaluados para optimizar la producción.

## **CAPÍTULO II**

### **2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO**

#### **2.1. Antecedentes**

Los primeros pozos exploratorio del Bloque 1 fueron perforados por la Compañía Anglo Ecuatorian Oil Fields; estos son: Carrizal, Aragón -1, Aragón-2, Centinela, América y Aragón-3. Ninguna de estas perforaciones permitió el descubrimiento de yacimientos comerciales de hidrocarburos.

BELCO, después de 20 años de exploración, perforó cuatro pozos exploratorios entre 1988 y 1989 y que corresponde a tres pozos costa afuera, que son: Dorado XI, Montañita X1 y North Salinas, sin hallazgo de hidrocarburos y solamente el pozo San Pablo, perforado costa adentro presentó manifestaciones de hidrocarburos en la formación Socorro.

En el año 1989 TRIPETROL, adquirió la concesión del bloque y perforó en total 5 pozos exploratorios que definieron la estructura Pacoa: La Mata Chivato (1990), Pacoa 1 (1991), Guayacán (1991), Palo Santo (1991) y Pechiche (1992). Para desarrollar el campo se perforó 43 nuevos pozos de desarrollo entre 1992 y 1995 con una profundidad promedio de 2500 ft.

El descubrimiento del Campo Pacoa, con la perforación del pozo Pacoa 01, alcanzó una profundidad de 6642 ft., y una producción inicial de 348.6 BPPD. A partir de Septiembre de 1991, la producción del Campo Pacoa ha contribuido para el desarrollo socio-económico del país.

El 18 de Diciembre de 1998, CANADÁ GRANDE LIMITED adquiere el 50% de la participación que tenía TRIPETROL. El actual operador del Bloque 1 es la empresa EP PETROECUADOR.

Hasta la presente fecha se han perforado un total de 46 pozos de los cuales 44 son productores, uno es reinyector de aguas de formación (PAC-027) y un pozo resultó seco (PAC-019).

### **2.1.1. Características del Campo Pacoa**

Actualmente la producción promedio del Campo de 60 BPPD con un BSW aproximado de 65%, proveniente de los niveles B, C, D y E de la formación Socorro, en los Miembros Socorro y Clay Pebbles Beds.

La calidad del crudo promedio es de 31° API y el GOR es 106 pcs/bl.

La extracción de petróleo en este campo se realiza a través de dos sistemas de levantamiento artificial.

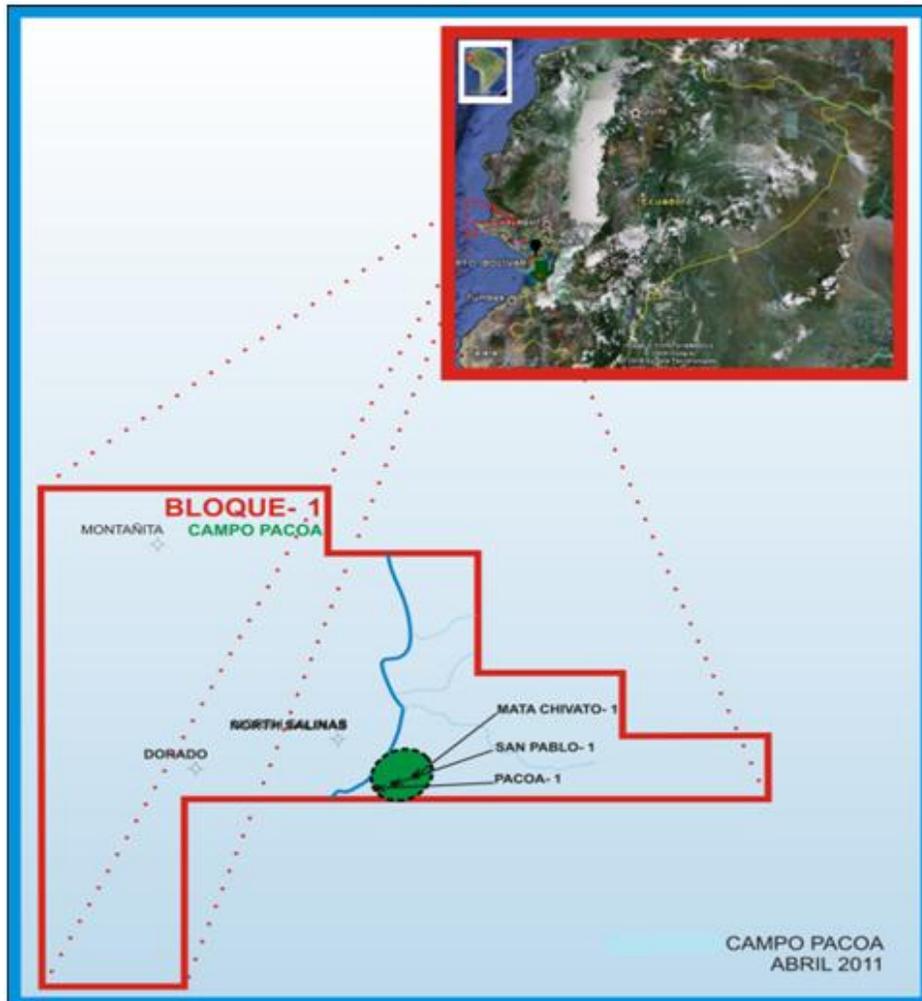
- ✓ Bombeo mecánico en 29 de los cuales 4 funcionan mediante motor eléctrico (PAC-02, PAC-04, PAC-32, PAC-36) y 25 con gas combustible. Actualmente 4 pozos están cerrados esperando reacondicionamientos.
- ✓ Pistoneo o achique en 14 pozos,

Un Pozo produce a flujo natural, La Matachivato,

Existe un Pozo Reinector de aguas de formación (PAC-027).

## 2.2. Ubicación Geográfica

El campo Pacoa se encuentra localizado en la parte Sur meridional del Bloque 1 en el suroeste ecuatoriano, aproximadamente a 120 km de la ciudad de Guayaquil por vía terrestre, concesión que comprende 400.000 hectáreas, de las cuales 300.000 se encuentran en mar territorial y 100.000 hectáreas costa a dentro. Correspondiendo un estimado de 75% costa afuera (Figura 2.1).



**Figura 2.1. -Ubicación del Campo Pacoa**

**Fuente:** Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo.2011.

### **2.3. Geología**

La geología de la Península de Santa Elena ha sido estudiada por más de 90 años, sin embargo a pesar de la abundancia de afloramientos e información de subsuelo su complejidad no fue resuelta.

El bloque 1 geográficamente está localizada al sur de la falla Colonche que separa la Cordillera Chongón Colonche de Levantamiento Santa Elena / Cuenca Progreso.

Dentro del Bloque 1 se definen dos campos de mayor y menor productividad:

- ✓ El Campo Pacoa ,
- ✓ El área Monteverde.

Respectivamente ambas ubicadas en la parte Sur-Central del Bloque 1.

#### **2.3.1. Estructura**

En el área de estudio (Bloque 1) y colindantes a ella se identifican 3 unidades estructurales:

- ✓ El levantamiento de Santa Elena
- ✓ La cordillera Chongón Colonche
- ✓ La Cuenca Progreso.

El Bloque 1 se ubica parte en el sector norte del levantamiento de Santa Elena comprendiendo la parte norte de la Cuenca Progreso.

### 2.3.2. Estratigrafía y Litología

Estratigráficamente la columna geológica ha sido dividida en tres unidades principales:

- Eoceno medio
- Paleoceno
- Cretáceo.

Esta división ha sido establecida a partir de estudios bioestratigráficos y su reconocimiento ha permitido una mejor comprensión de la geología del subsuelo y una correcta evaluación de prospectos con potencial petrolífero

La Cuenca Pacoa comprende la siguiente columna estratigráfica (Figura 2.2).

1. El basamento oceánico, Piñón.
  2. Cobertura volcánico - clástico de edad cretácico superior- paleoceno: formación Cayo, formación Santa Elena/ Rosario.
  3. Depósitos turbidíticos del Grupo Ancón: CPB, Socorro Seca y Punta Ancón.
  4. El Grupo Azúcar no aflora en este Campo y tampoco aparece en el subsuelo.
- **Formación Piñón**

No aflora en el campo y no fue alcanzado en ninguna perforación.

- **Formación Cayo**

No aflora, pero fue encontrada en los pozos Aragón 2 y Aragón 3, como rocas basálticas a una profundidad de 1390.5 m (4561 ft) y 480 m (1573 ft) respectivamente. Su composición volcánica, clástica y su cementación disminuyen su potencial como prospecto petrolero.

- **Formación Santa Elena.**

Los valores muy bajos de los registros de rayos gama (10° API), los valores muy altos de los registros de inducción eléctrica y los bajos valores de los registros de velocidad sónica (DT) , son consecuencia de alto grado de compactación y cementación que impiden generalmente la presencia de hidrocarburos.

- **Formación El Rosario (Paleoceno Superior Eoceno Inferior)**

En el informe de Canadá Grande (1999) que concluye que la “Formación El Rosario” es como una “brecha” de diferenciación del tope de la Formación Santa Elena por los siguientes rasgos:

- ✓ El proceso de brechamiento, causado por meteorización que ha producido la llamada “Formación El Rosario” ha afectado por lo menos a 2 niveles estratigráficos ya que esta, es litológicamente similar con el miembro Superior Santa Elena del Paleoceno, en el pozo La Mata Chivato y es muy similar con el miembro Inferior Santa Elena en el pozo Palo Santo.
- ✓ Por lo tanto los 2 niveles de la “formación El Rosario” constituyen atractivos intervalos para la exploración de petróleo.

- **Formación Socorro (Eoceno medio y superior)**

La formación Socorro es el principal reservorio de petróleo, con un espesor promedio de 451 m (1480 ft). En esta formación se distinguen 4 Niveles productores empezando desde arriba: Nivel D, C, B y E.

Ocurre en la zona de Ancón y Pacoa, en la península de Santa Elena. Está integrada por dos miembros: El miembro Clay Pebble Beds, que es el más antiguo, y el miembro Socorro.

- **Miembro Clay Pebble Beds (Eoceno Medio Inferior)**

Se encuentra entre la Formación Rosario y el miembro Socorro, como una secuencia interestratificada de lutitas gris verdosas y limolitas gris tobácea.

Se trata de brechas sedimentarias, del piso superior del Eoceno Medio. Están conformadas por fragmentos de gijarros de arcillas, cuarzo, cuarcitas, conglomerados, chert, rocas ígneas, calizas y olistolitos de areniscas turbidíticas, derivados de las formaciones preexistentes, aglutinados en una matriz de arcilla verde grisácea.

- **Miembro Socorro (Eoceno Medio Superior)**

Es la unidad superior de la Formación Socorro, emplazada en contacto fallado, con el infrayacente Miembro Clay Pebble Beds (CPB). Se caracteriza por la presencia común de deformaciones sin genéticas, debido a deslizamientos y fallas.

Estratigráficamente es un flysch compuesto de capas delgadas de areniscas finas con secuencia turbidítica A, B y C, alternadas con lutitas de color gris

verde. Su espesor se estima en 700 metros. Se encuentra entre el Miembro CPB y la Formación Seca.

✓ **Nivel “D”**

El Nivel D presenta una distribución continua. La salinidad del agua de formación es de 46200 ppm de ClNa, con resistividades de agua de formación (Rw) de 0,15 ohm-m. Presenta valores de porosidad en el orden de 20%, espesor neto petrolífero en el orden de 40 pies.

✓ **Nivel “C”**

Esta arenisca está considerada como el principal evento clástico de la secuencia arenosa Socorro y su reservorio más importante.

Presentan valores de resistividad de 10 a 20 ohm-m y lecturas de rayos gamma de 24 a 32 unidades; el registro sónico presenta valores promedios de 30 y 50 ft. La porosidad no es primaria.

Presenta porosidades alrededor de 33.5%, con un espesor neto petrolífero de 22.5 pies.

No se encuentran entradas de índice

✓ **Nivel “B”**

El nivel B presenta valores de porosidad promedio de 25,40% y espesores netos de 25 ft.

## ✓ Nivel “E”

La naturaleza de estos depósitos es clastos líticos y feldespáticos con poca porosidad saturadas por hidrocarburos. Se ha determinado la presencia de 2 niveles denominados “E” superior y “E” inferior. De este Nivel no se cuenta con mucha información.

- **Formación Seca (Eoceno Medio Superior)**

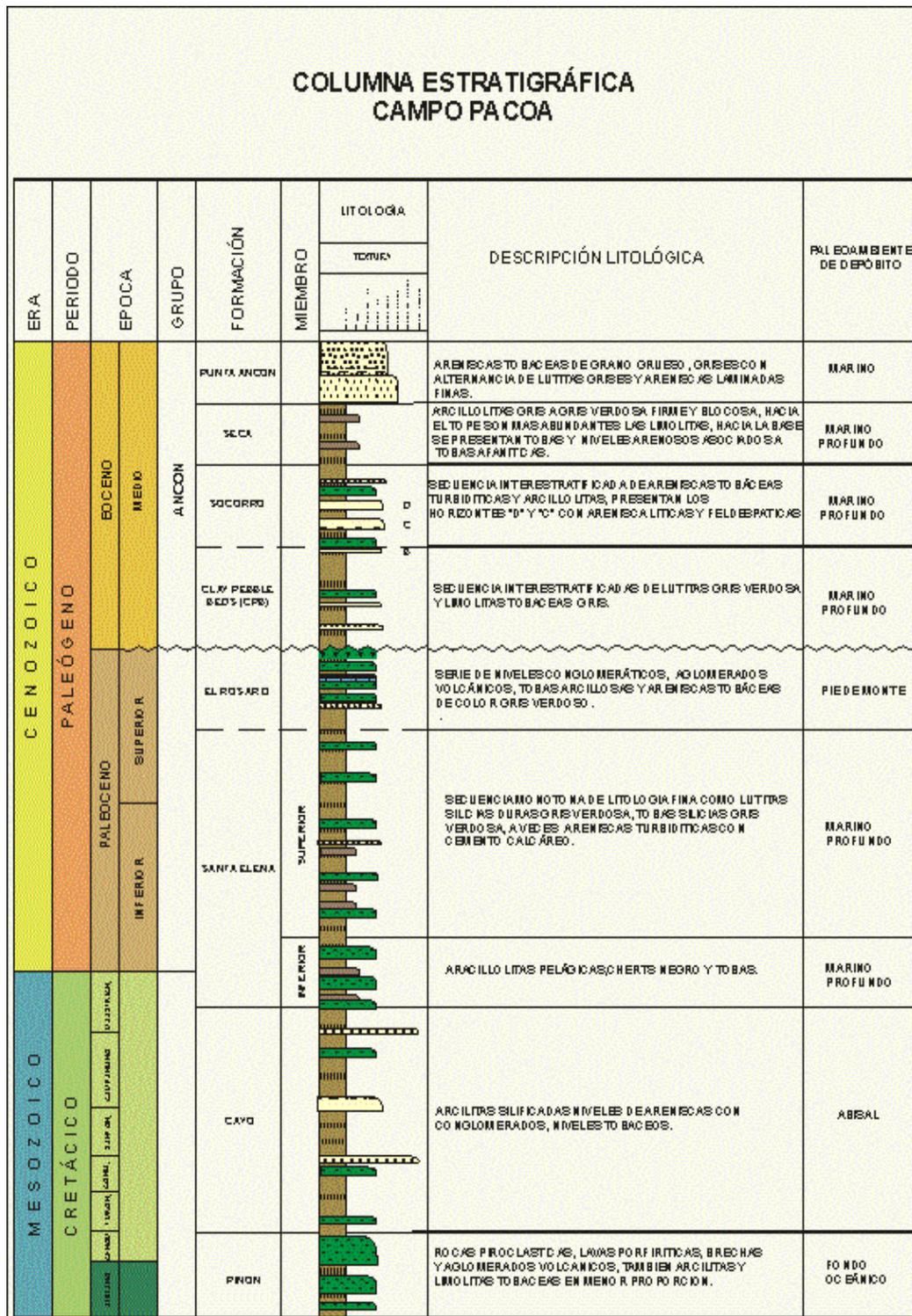
Constituye la roca sello de los niveles arenosos de la formación Socorro. Aflora en la cuenca Ancón. Se reconocen dos miembros de esta unidad: Lutitas secas, que es el más antiguo, y Punta Ancón, que es el superior.

El espesor es de 503 m (1650 ft). En el Campo Pacoa esta formación está ausente en la mayoría de los pozos, ya sea por efectos erosivos o tectónicos.

## **PROSPECTOS PETROLEROS**

Las formaciones Cayo y Santa Elena no constituyen prospectos para la exploración en Pacoa.

La Formación El Rosario constituye un buen prospecto en el Campo, a pesar de que es litológicamente similar a la formación Santa Elena , tiene diferentes rasgos petrofísicos debido a la condición de brechamiento que la convierten favorables para la prospección petrolera.



**Figura 2.2.- Columna Estratigráfica del Campo Pacoa**

**Fuente: Archivos de Pacoa Plan de desarrollo.**

## 2.4. PVT del campo

El análisis PVT se presenta en la Tabla 2.1 con datos promedios de cada nivel productor, no se cuentan con datos en el nivel E.

PVT DEL CAMPO PACOA			
PARÁMETROS	RESERVORIOS		
	D	C	B
Presión Inicial, psi	649	966	968
Presión Actual, psi	320	520	490
Presión de Burbuja, psi	260	455	400
RGP	106	106	106
$\beta_o$ (BY/BN)	1,089	1,072	1,079
$\beta_g$ (BY/BN)	1.023	1.023	1.023
T (°F)	97	93	96.5

**Tabla 2.1.-Parámetros PVT por niveles.**

*Fuente: Archivos del Campo Pacoa, Plan de desarrollo. 2011*

## 2.5. Reservas

El POES oficial del campo es de 45, 412 MMBls, las reservas probadas originales han sido estimadas en 4,8 MMBls.

La producción acumulada al 15 de abril de 2011 es 1,6 MMBls. y las reservas remanentes 3,2 MMBls.

Los detalles de reservas por nivel se presentan en la Tabla 2.2:

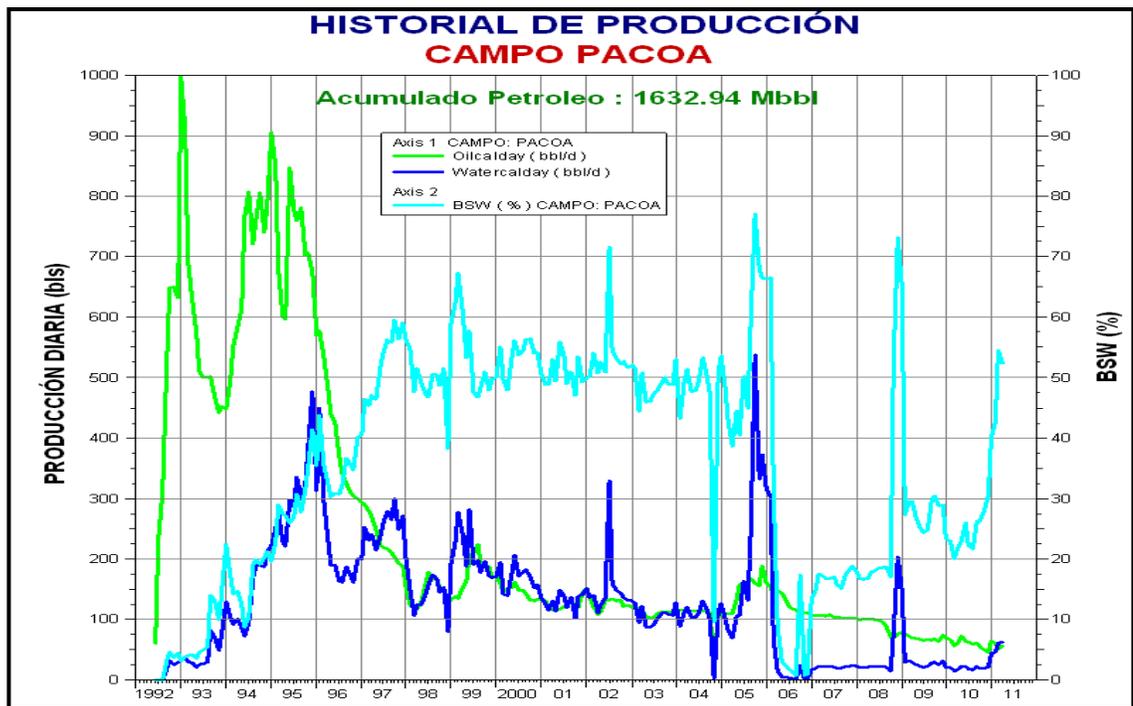
NIVELES	Petróleo in situ (MMBIs)	Reservas Originales (MMBIs)	Factor de recobro inicial (%)	Producción Acumulada
D	16618.45	1.371.02	8.25	1.6 MMBIs
C	15944.90	1.825.69	11.45	
B	9961.06	1.345.74	13.51	
E	4746.04	474.60	10	

**Tabla 2.2.-Reserva del Campo por niveles.**

*Fuente: Archivos Campo Pacoa, Plan de desarrollo. 2011*

## 2.6. Historial de producción.

El Campo Pacoa ha alcanzado una producción máxima de 190 BPPD, con una declinación de producción actual del campo es aproximadamente del 30%.



**Figura 2.3 Historial de producción del Campo Pacoa.**

*Fuente: Archivos Campo Pacoa, Plan de desarrollo. 2011*

## **PRODUCCIÓN POR RESERVORIO**

### **✓ Nivel D**

La arenisca de la Sección D de la Formación Socorro inició la producción en junio de 1992 con una tasa de 37 BPPD, proveniente del pozo PAC-001.

La sección D tiene una producción acumulada de 523, 730 Bls de petróleo de 34,3 °API hasta la fecha actual. Este reservorio ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 76 BPPD con cortes de agua promedio de 37%.

### **✓ Nivel C**

La arenisca de la Sección C de la Formación Socorro inició la producción en junio de 1992 con una tasa de 23 BPPD, proveniente del pozo PAC-001.

La sección C tiene una producción acumulada de 561, 090 Bls de petróleo de 34 °API. Este reservorio ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 80 BPPD con cortes de agua promedio de 38%.

### **✓ Nivel B**

La arenisca de la Sección B de la Formación Socorro inició la producción en octubre de 1992 con una tasa de 66 BPPD y 21 % de BSW, proveniente del pozo PAC-008.

La sección B tiene una producción acumulada de 420, 680.0 Bls de petróleo de 40,8 °API, para el 30 de Abril de 2011. Este reservorio ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 62 BPPD con cortes de agua promedio de 36%.

## ✓ Nivel E

La arenisca de la Sección E de la Formación Socorro inició la producción en abril de 1995 con una tasa de 20 BPPD y 12 % de BSW, proveniente del pozo PAC-010.

La sección E tiene una producción acumulada de 81, 620.0 Bls. de petróleo, para el 30 de Abril de 2011. Este reservorio ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 14 BPPD con cortes de agua promedio de 20%.

## 2.7. Historial de presiones

### Análisis de Presiones

Se dispone de poca información de presiones desde el año 1991. Los modelos utilizados por la compañía Halliburton para el análisis de presiones fueron:

- ✓ Pozo en un arreglo múltiple, mostrando flujo radial hacia el inicio del mismo.
- ✓ Pozo hidráulicamente fracturado con efecto de almacenamiento y skin lineal en la fractura.
- ✓ Pozo naturalmente fracturado con efecto de almacenamiento al inicio de la prueba, una etapa de transición producto de la restauración de presión del sistema de fracturas naturales al sistema total (matriz más fractura) y un levantamiento en la presión que indicaría flujo restringido de la matriz hacia la fractura o discontinuidad en la red de fracturas naturales.

PRESIONES DEL CAMPO PACOA				
PARÁMETROS	RESERVORIOS			
	D	C	B	E
Presión Inicial, psi	649	966	968	-
Presión Actual, psi	320	520	490	-
Presión de Burbuja, psi	260	455	400	-
Caudal Total Producido, Mbls	74860,78	86533,17	77314,25	5631,13
Caudal Acumulado Petróleo, Mbls	530,54	555,39	399,30	90,57

**Tabla 2.3.-Presiones por nivel productor.**

*Fuente: Archivos Campo Pacoa, Plan de desarrollo. 2011*

## 2.8. Estado actual del campo

La producción actual promedio es de 60 BPPD con un BSW de 65 %.

### 2.8.1. Estado actual de los pozos

Debido al tipo de producción por flujo multifásico, comportamiento intermitente, poca energía del yacimiento y a la baja producción de los pozos, actualmente se extrae el crudo mediante 2 mecanismos de producción:

- Bombeo Mecánico, es el sistema de levantamiento más empleado en el campo.
- Swab o pistoneo, que generalmente en la industria petrolera se lo emplean como método de limpieza de pozos.

A continuación se detallan el número de pozos de acuerdo al sistema de producción (Tabla 2.4):

MÉTODO	ESTACION		
	NORTE	CENTRAL	SUR
Bombeo Mecánico	11	5	13
Swab o Pistoneo	8	2	4
Flujo Natural	1	0	0
Total por zona	20	7	17
<b>TOTAL DE POZOS</b>	<b>44</b>		

**Tabla 2.4.-Estado actual de los pozos.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá*

En la tabla 2.5 se describen la distribución de los pozos de acuerdo a los mecanismos de producción y a la estación donde se encuentran ubicados.

MÉTODO	ZONA		
	NORTE	CENTRAL	SUR
<b>Productores</b>	20	7	17
<b>Reinyector</b>	0	1	0
<b>Seco</b>	1	0	0
<b>Total por zona</b>	21	8	17
<b>TOTAL DE POZOS</b>	<b>46</b>		

**Tabla 2.5.-Mecanismos de producción de los pozos.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá*

### **2.8.2. Descripción general del proceso de producción del Campo Pacoa.**

La producción de los pozos es direccionada hasta múltiple de las diferentes estaciones mediante una red de líneas de flujo.

El Campo cuenta con tres estaciones que recolectan la producción total de los pozos.

- ✓ Estación Norte
- ✓ Estación Central
- ✓ Estación Sur

En el manifold se direcciona el flujo a las cisternas de cada una de las estaciones donde se recolecta toda la producción, la cual es luego bombeada a los tanques de almacenamiento donde se deshidrata el crudo y se lo almacena cuando cumpla con los parámetros para ser transportado a la Refinería La Libertad, la cual se la realiza una vez al mes; donde es depositado y fiscalizado en tanques asignados para la recepción (TM-18 con capacidad de 3,000 barriles).

## **2.9. Mecanismos de producción.**

Los mecanismos de producción o extracción disponibles en el campo Pacoa son:

- **Bombeo Mecánico**

Este sistema de levantamiento artificial es el más empleado en el Campo principalmente por los bajos costos operativos y de mantenimiento, facilidad de producción, bajo riesgo de derrames por ser una operación a baja presión y trabajan a profundidades someras.

Los pozos del Campo en un 66 % están produciendo con éste sistema.



*Figura 2.4.- Equipo de superficie de Bombeo Mecánico*

## **UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO**

El equipo de bombeo mecánico mediante varillas se puede clasificar en:

- Equipo de subsuelo.
- Equipo de superficie.

El equipo de subsuelo, adaptado a la completación original del pozo, que representa las limitaciones de diseño.

Sus componentes son:

- ✓ Tubería de producción
- ✓ Cabillas o Varillas
- ✓ Bomba de subsuelo
- ✓ Ancla de gas
- ✓ Ancla de tubería

El equipo de superficie se conforma de la siguiente manera:

- ✓ Unidad de bombeo
- ✓ Motor de la unidad
- ✓ Cabezal del pozo

El funcionamiento en conjunto de todos estos elementos constituyen el sistema de bombeo mecánico, utilizado para transmitir la energía adicional al pozo y transportar el fluido desde el fondo hasta la superficie.

- **Swab o Pistoneo**

Es una técnica tipo pistón que consiste en alivianar y levantar una columna de fluido a través de la tubería de producción o casing, desde una profundidad determinada hasta la superficie, utilizando un cable de acero enrollado a un tambor.

Este sistema se aplica en pozos marginales, puesto que la presión de formación no es lo suficientemente mayor como para vencer la columna hidrostática que existe y poder expulsar el líquido drenado.

Los pozos del Campo en un 32 % están produciendo con éste sistema.

La herramienta utilizada para este sistema es una válvula de retención (standing valve), la cual es componente de una bomba mecánica de subsuelo, muy útil en "operaciones de tubing swab", para extraer en forma rápida el volumen de fluido, realizando jaladas o carreras sucesivas y hasta obtener una columna de fluido adecuada para realizar el ascenso.

Un pozo se suabea para:

- ✓ Evaluar formaciones
- ✓ Extraer petróleo con fines de producción
- ✓ Aligerar una columna de fluido para que el pozo fluya
- ✓ Extraer fluidos contaminados con arena de formación o de fractura.
- ✓ Evaluar pozos de baja energía.

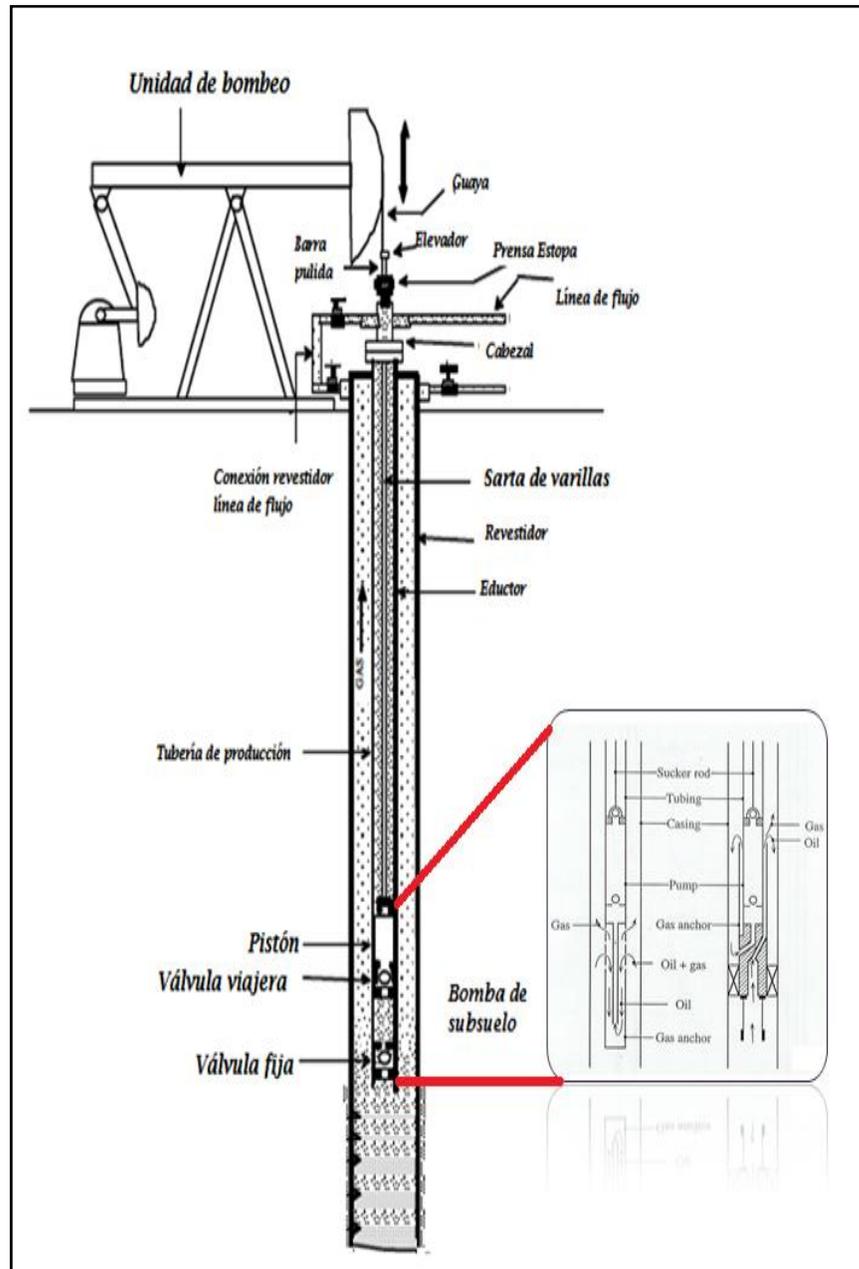
## **EQUIPOS EMPLEADOS**

- ✓ Tambor
- ✓ Motor auxiliar
- ✓ Cable de 9/16
- ✓ Guardacabo
- ✓ Swivel con caja  $\frac{3}{4}$
- ✓ Varillón 1  $\frac{1}{4}$  x 12
- ✓ Tubular jar
- ✓ Copas ,porta copas
- ✓ Standing valve
- ✓ Lubricador (Stuffing box)
- ✓ Bomba hidráulica
- ✓ Caucho lubricador
- ✓ Copas de bronce
- ✓ Acoples rápidos
- ✓ Manguera hidráulica de 2" o 4"

## 2.9.1. Tipos de Completaciones.

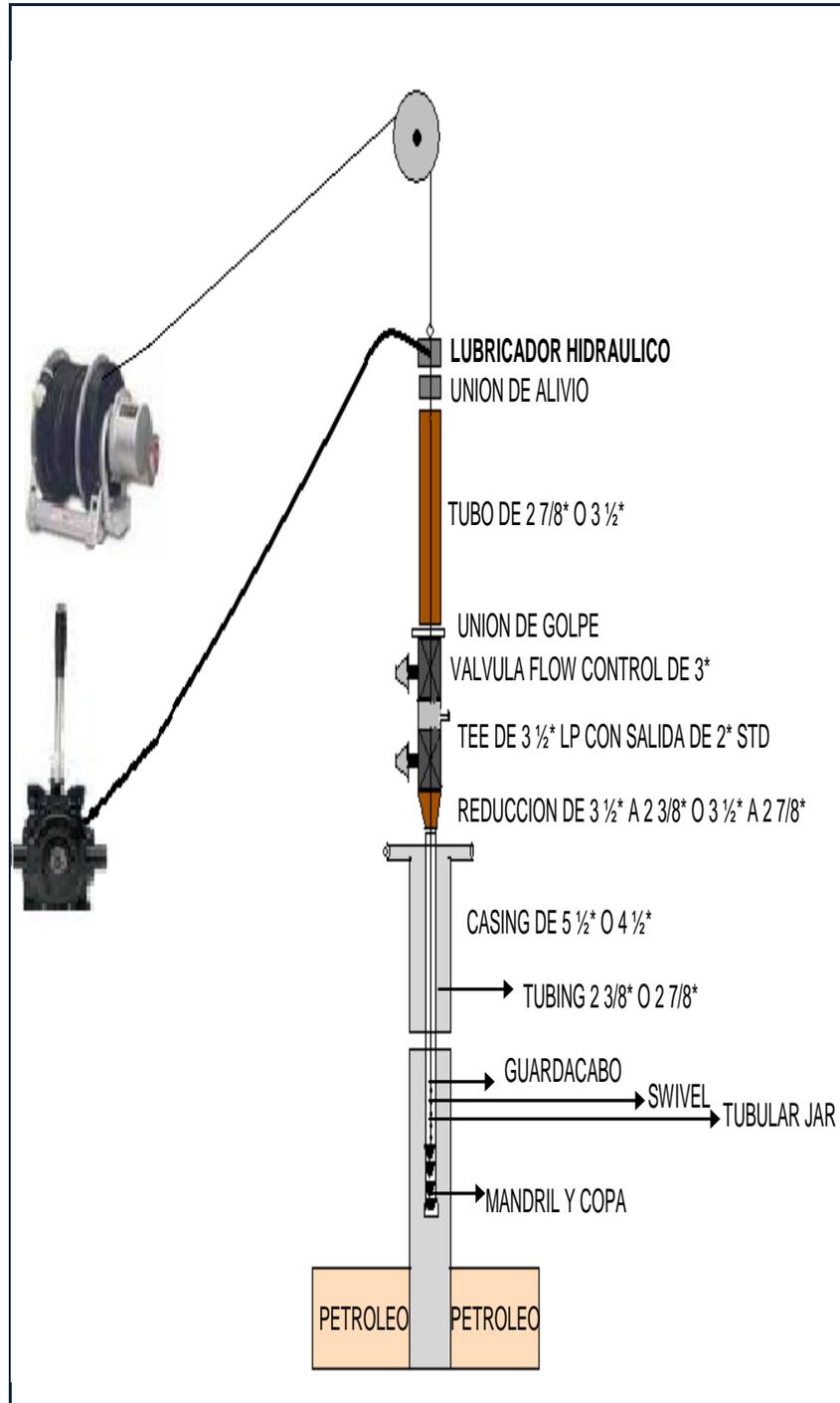
En el Campo Pacoa la completación de los pozos es Vertical.

### 2.9.1.1. Completación de pozos de Bombeo Mecánico



**Figura 2.5.- Completación por Bombeo Mecánico**

### 2.9.1.2. Completación de pozos de Swab o pistoneo



**Figura 2.6.- Completación por Swab o pistoneo.**

## 2.9.2. Facilidades centrales de producción superficie

### ESTACIÓN NORTE

La Estación Norte, está conformado por 10 pozos activos que aportan a la producción de crudo, los que se encuentran conectados a la estación con tubería PVC 2" , tubería de acero de 2 7/8" y 3 1/2", con una longitud total aproximada de 4374.04 mts (14350.48 ft).

La Estación Norte tiene la capacidad de almacenar 2,418.08 BFPD.

#### Descripción de la Estación Norte

Consta de:

- ✓ 4 Tanques de 500 bls c/u.
  - 1 tanque de lavado
  - 2 tanques de surgencia.
  - 1 tanque de descarga

Capacidad Total de almacenamiento 2,000 bls.

- ✓ Manifold o Múltiple

Cuenta con 5 entradas que reciben la producción de los 10 pozos.

- Entrada 1: PAC-015, PAC-037
- Entrada 2: PAC-014, PAC-030, PAC-025, PAC-031, PAC-034.
- Entrada 3: PAC-017
- Entrada 4: PAC-021
- Entrada 5: PAC-018.

- ✓ 1 Cisterna de recepción de producción diaria de 418.7 Bls
- ✓ 1 Bomba de Cisterna (Marca Lister)
- ✓ 1 Piscina para drenaje con capacidad de 13,000 bls, se almacena el agua de formación que es reinyectado en el pozo PAC-027.

## **ESTACIÓN CENTRAL**

La Estación Central , está conformado por 6 pozos activos que aportan a la producción de crudo, los que se encuentran conectados a la estación con tubería PVC 2" y tubería de acero de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2", con una longitud total aproximada de 2366.4 mts (7763.76 ft).

La Estación Central tiene la capacidad de almacenar 3,188.32 Bls.

### **Descripción de la Estación Central**

Consta de:

- ✓ 5 Tanques de 500 bls c/u.
  - 1 tanque de lavado
  - 2 tanques de surgencia.
  - 1 tanque de descarga
  - 1 tanque de reserva

Capacidad Total de almacenamiento 2,500 bls.

- ✓ 3 Cisternas de recepción de producción diaria de 229.44 Bls c/u.
- ✓ 1 Bomba de Cisterna (Marca Lister)

La estación no cuenta con un manifold y la producción pasa directamente a la cisterna.



*Figura 2.7.- Estación Central del Campo Pacoa.*

## **ESTACIÓN SUR**

La Estación Sur está conformado por 13 pozos activos que aportan a la producción de crudo, los que se encuentran conectados a la estación con tubería PVC 2", tubería de acero de 2 7/8" y 3 1/2", con una longitud total aproximada de 5483.22 mts (17989.51 ft).

La Estación Sur tiene la capacidad de almacenar 2,441.6 Bls.

### **Descripción de la Estación.**

Consta de:

- ✓ 4 Tanques de 500 bls c/u.
  - 1 tanque de lavado
  - 2 tanques de surgencia.
  - 1 tanque de descarga

Capacidad Total de almacenamiento 2,000 bls.

- ✓ Manifold o Múltiple

Las 5 entradas reciben la producción de 10 pozos.

- Entrada 1: PAC-11
- Entrada 2: PAC-005, PAC-010, PAC-022, PAC-042, PAC-043, PAC-044.
- Entrada Línea 3: No se conecta a ningún pozo.
- Entrada 4: PAC-009, PAC-040, PAC-041.
- Entrada 5: No se conecta a ningún pozo.

Los pozos PAC-002, y PAC-001 ingresan directamente a las cisternas de recolección de crudo.

- ✓ 2 Cisternas de recepción de producción diaria de 220.8 Bls c/u.
- ✓ 1 Bomba de Cisterna (Marca Lister)

## **RECOLECCIÓN DE CRUDO DE POZOS DE SWAB**

La mayoría de los pozos pistoneados no están conectados a las estaciones mediante líneas de flujo, a excepción del PAC-22, PAC-43 y PAC-30, pero además existen casos como el PAC-46 que producen por bombeo mecánico a los que también se recoge la producción mediante tanques portátiles de 50 bls. y 220 bls (Auto-tanquero con Bomba).

Estos pozos se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

En la Estación Norte: PAC-016, PAC-023, PAC-024, PAC-028, PAC-029, PAC-033, PAC-035 y San Pablo

En la Estación Central: PAC-003, PAC-038.

En la Estación Sur: PAC-006, PAC-007, PAC-008, PAC-044.

## **CAPÍTULO III**

### **3. ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.**

#### **3.1. Análisis Nodal.**

##### **3.1.1. Introducción.**

La optimización del sistema integral de producción, permite maximizar la producción diaria de hidrocarburos, acelerando el recobro de las reservas recuperables, con el objetivo de obtener resultados que sean económicamente rentables.

Una de las técnicas más empleadas es el Análisis Nodal, la cual ofrece un medio de optimización más eficiente y económica. Con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar en el tanque el verdadero potencial de producción de los pozos.

##### **3.1.2. Concepto de Análisis Nodal.**

El Análisis Nodal es un método o técnica que mediante la evaluación completa del sistema de producción: Comportamiento del pozo, predicción de la tasa óptima de flujo y diagnóstico de posibles mejoras del sistema, que permitan incrementar la producción de hidrocarburos. Analiza el rendimiento actual del pozo en función de la afluencia del reservorio, en los componentes de la completación y facilidades de superficie los cuales interactúan entre sí.

Permite detectar restricciones al flujo, pérdidas de energía en forma de presión en cada componente, que dependen de:

- ✓ Las características de los fluidos producidos y
- ✓ Caudal de flujo transportado.

Además de cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.

Como resultado de este análisis, se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y línea de descarga, por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación, permitiendo la definición de la verdadera capacidad de producción de un pozo y mostrando como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento.

### **3.1.3. Componentes del Análisis Nodal**

Existiendo una gran variedad de configuraciones de pozos o componentes de un sistema de producción, las cuales pueden ser muy complejas, debido a las diferentes sistemas de terminación; para nuestro caso consideraremos los siguientes componentes:

- ✓ Separador
- ✓ Cabeza de pozo
- ✓ Perforaciones
- ✓ Reservorios

Los resultados de la evaluación de cada uno de estos componentes están representados numérica y gráficamente por:

- ✓ Curva de Oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve),
- ✓ Curva de Demanda de energía la instalación (Outflow Curve).

- **Curva de Oferta**

La Curva de Oferta o también conocida como Curva Inflow es la representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción de energía del yacimiento.

- **Curva de Demanda**

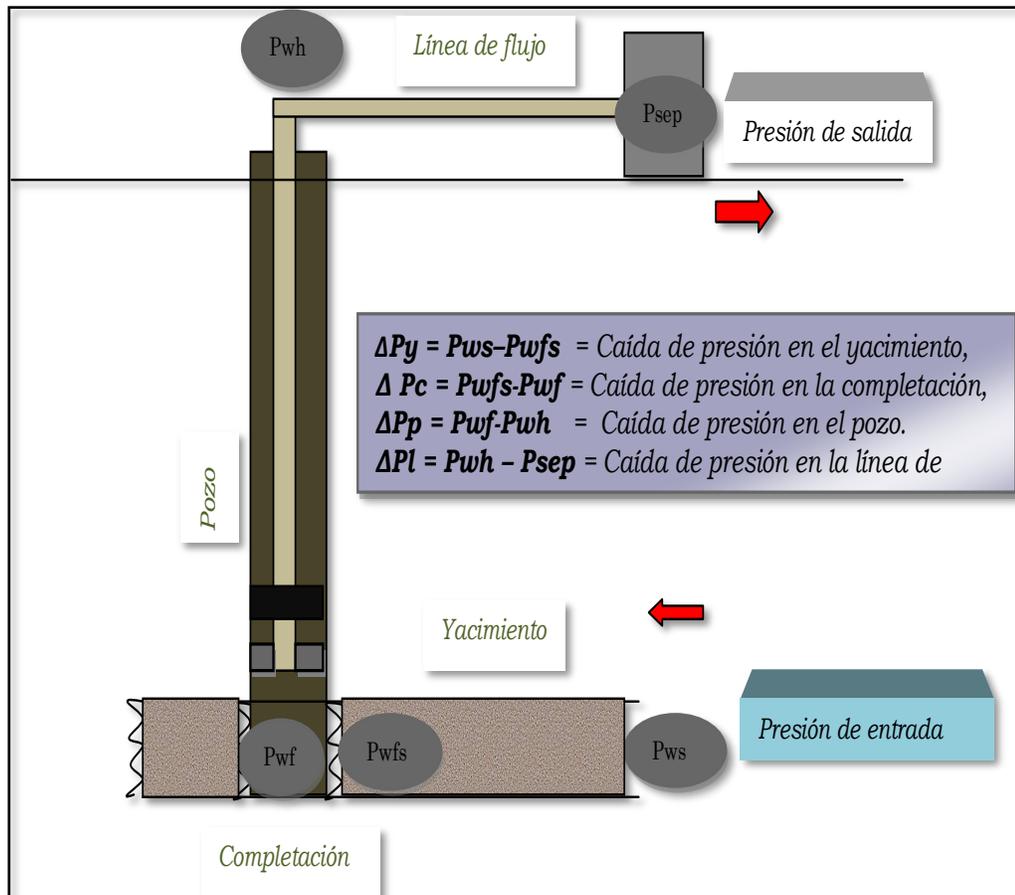
La Curva de Demanda de energía de la instalación o Curva Outflow es la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción.

Esta curva puede ser determinada con las correlaciones de flujo multifásico y la completación mecánica, las cuales se encuentran influenciadas por dos fenómenos que ocurren a nivel del pozo: el primero es el efecto de resbalamiento de líquido (holdup) producido dentro del tubing y el segundo factor es el efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo como niples de asiento, válvulas, estranguladores, etc.

#### **3.1.4. Procedimiento de evaluación.**

Para predecir el comportamiento del sistema de producción, se calcula la caída de presión en cada componente, dividiendo el sistema en puntos clave, llamados nodos o secciones (Figura 3.1).

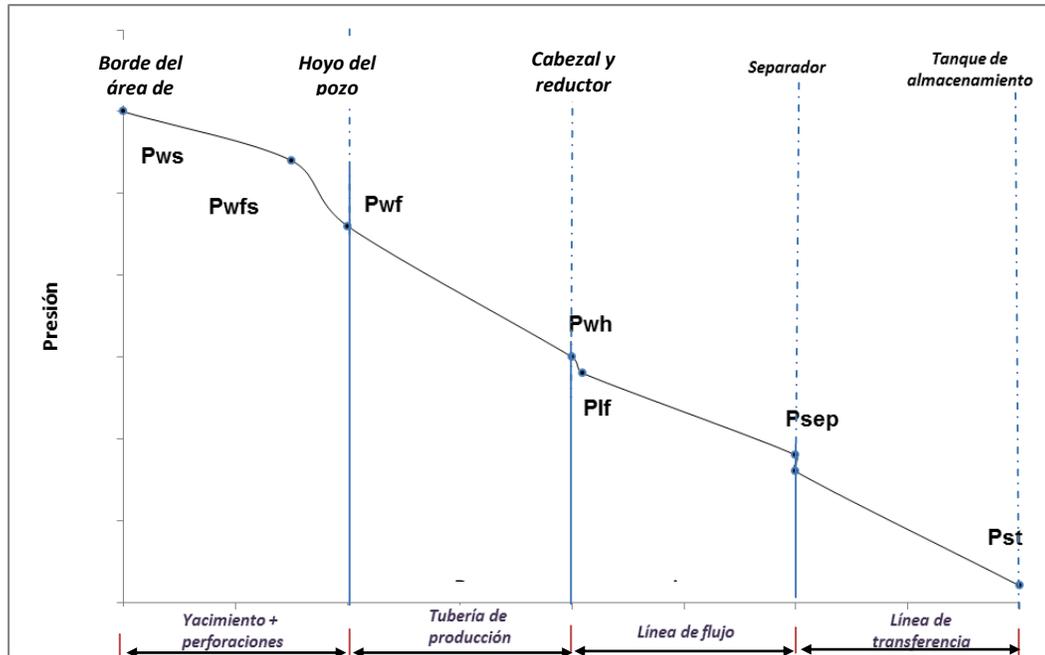
El cálculo de la caída de presión entre dos nodos, desde el reservorio al separador (yacimiento – completación – pozo – cabezal – línea - separador) o viceversa, se realiza variando los caudales, empleando un método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado a las condiciones presentes.



**Figura 3.1.-Segmentación de los Componentes del sistema de producción**  
**Fuente:** Optimización de producción mediante Análisis Nodal.

En estos componentes la caída de presión se origina durante el desplazamiento de los fluidos desde el yacimiento ( $P_{ws}$ ) hasta la cara de la arena ( $P_{wfs}$ ), luego atraviesan la completación al fondo del pozo ( $P_{wf}$ ), ascienden por la tubería de producción, llegan al cabezal ( $P_{wh}$ ) y finalmente

atravesan la línea de flujo (Plf), llegando al separador en la estación (Psep).  
 Figura 3.2.



**Figura 3.2.- Perfil de presiones**

**Fuente:** Optimización de producción mediante Análisis Nodal.

Una vez definido cada uno de los componentes y seleccionado un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, la presión estática del yacimiento ( Pws ) y la presión de separación en la superficie ( Psep ). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

### 3.1.5. Punto de Análisis- Condiciones de operación.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a la presión en el separador.

Sí el nodo esta en el fondo del pozo:

Presión de llegada al nodo:  $P_{wf} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$

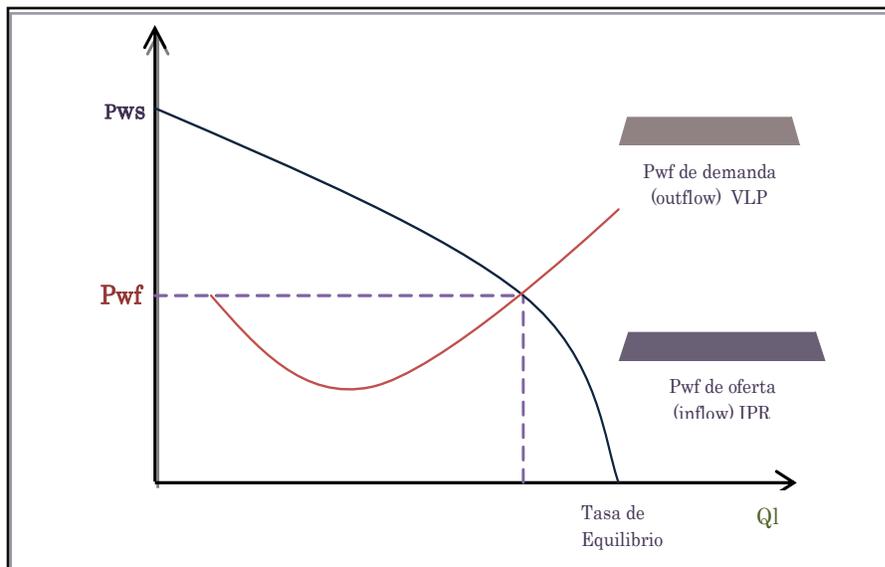
Presión de salida del nodo:  $P_{wf} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I + \Delta P_p$

En cambio, si el nodo esta en el cabezal del pozo:

Presión de llegada al nodo:  $P_{wh} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p$

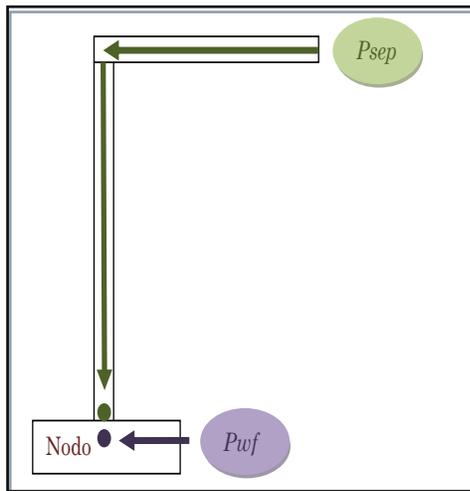
Presión de salida del nodo:  $P_{wh} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I$

Si el nodo es el fondo del pozo, la curva de oferta es la IPR (Inflow Performance Relationships) y la de demanda es la VLP (Vertical Lift Performance) (Figura 3.3).



**Figura 3.3.- Curva oferta y Demanda**

Todos los componentes aguas arriba del nodo solución comprenden la sección de “Inflow”, mientras que la sección de “Outflow” consiste de todos los componentes aguas abajo del nodo.



**Figura 3.4.- Nodo en el fondo del pozo.**

**Fuente:** Optimización de producción mediante Análisis Nodal.

### 3.1.6. Parámetros necesarios

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- ✓ Características del yacimiento.
- ✓ Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- ✓ Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- ✓ Porcentaje de agua producido
- ✓ Relación gas-líquido
- ✓ Longitud de las tuberías.
- ✓ Temperatura
- ✓ Características de los fluidos a manejar
- ✓ Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- ✓ Grado de desviación del pozo.

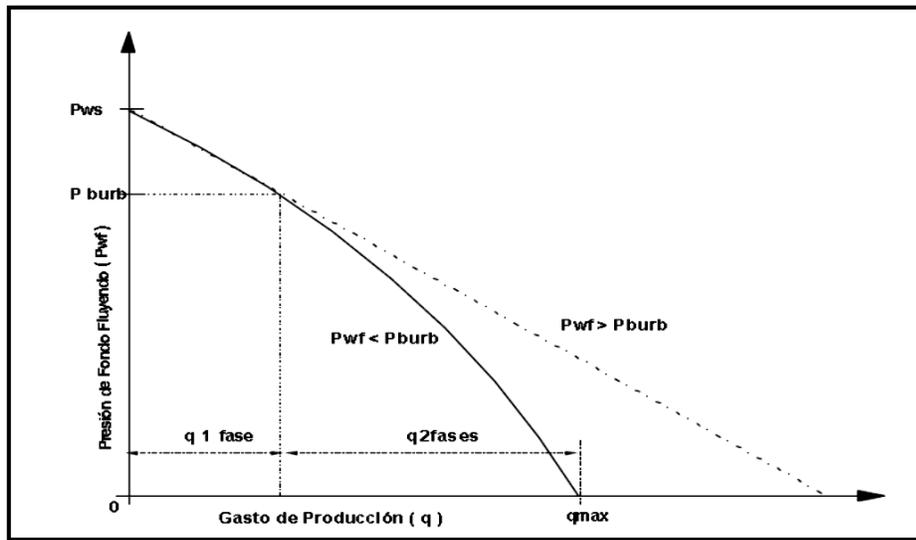
La selección del nodo o nodos iniciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable.

### **3.2. Comportamiento de afluencia de fluido de formaciones productoras (IPR)**

Para analizar el comportamiento de afluencia de fluido se grafica la presión de fondo fluyente en función del caudal (IPR), curvas que permiten conocer el potencial de la formación, factor muy importante en la evaluación del pozo.

Para el diseño de un apropiado sistema de producción, se requiere conocer con exactitud el caudal y la presión del fondo fluyente del reservorio. En cualquier diseño de los diferentes sistemas de levantamiento artificial es de vital importancia estimar la productividad del pozo a la profundidad deseada de operación. Esta tasa de producción no debe exceder ni tener agotamiento del nivel del fluido, para lo cual:

- ✓ Se considera el flujo similar al flujo de una sola fase cuando la  $P_{wf}$  es mayor al  $P_b$ , el comportamiento está determinado por la IP constante.
- ✓ Cuando la  $P_{wf}$  es menor que la  $P_b$ , se tiene flujo Multifásico; y en reservorios por empuje de gas en solución, se utiliza la ecuación de Vogel para determinar la relación del comportamiento de afluencia IPR.



**Figura 3.5.- Representación de las Curvas de comportamiento Presión versus Caudal.**

### 3.2.1. Índice de productividad (IP)

Definido como el caudal de producción en barriles por día que puede lograrse por cada libra por pulgada cuadrada de reducción en la presión de fondo del pozo, es decir la constante de proporcionalidad de la producción aportada por el yacimiento a la diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo.

El índice de productividad ha sido utilizado para estimar la capacidad de los pozos, siendo por lo tanto una medida de su potencial o de su capacidad de producir.

Se lo representa con la siguiente fórmula:

$$IP = \frac{Q}{\Delta P} \quad \text{Ec. 3.1}$$

**Donde:**

IP = Índice de productividad.

Q = Tasa de flujo, BPPD.

$\Delta P$  ( $P_{ws}-P_{wf}$ ) = Diferencial de presión de fondo, psi.

La Tabla 3.1 muestra una escala típica de valores de índice de productividad en bls/psi:

ESCALA	J
Baja productividad	$IP < 0.5$
Productividad media	$0.5 < IP > 1$
Alta productividad0.	$1 < IP > 2$
Excelente productividad	$IP > 2$

**Tabla 3.1** Escala típica de índices de productividad.  
*Elaborado por:* Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá.

### 3.2.2. Eficiencia de flujo

Cuando no existe daño ( $S=0$ ) el índice de productividad (IP), reflejara la verdadera productividad del pozo y recibe el nombre de IP ideal. Definiéndose como eficiencia de flujo a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal, siendo esta una medida cuantitativa de la condición del pozo:

$$EF = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}} = \frac{P_r - P'_{wf}}{P_r - P_{wf}} = \frac{P_r - P_{wf} - \Delta P_s}{P_r - P_{wf}} \quad Ec. 3.2$$

Donde:

- P'wf** = Presión de fondo fluyente sin daño
- Pwf** = Presión de fondo fluyente actual
- Pr** = Presión de reservorio.

### 3.2.3. IPR en yacimientos sub-saturados.

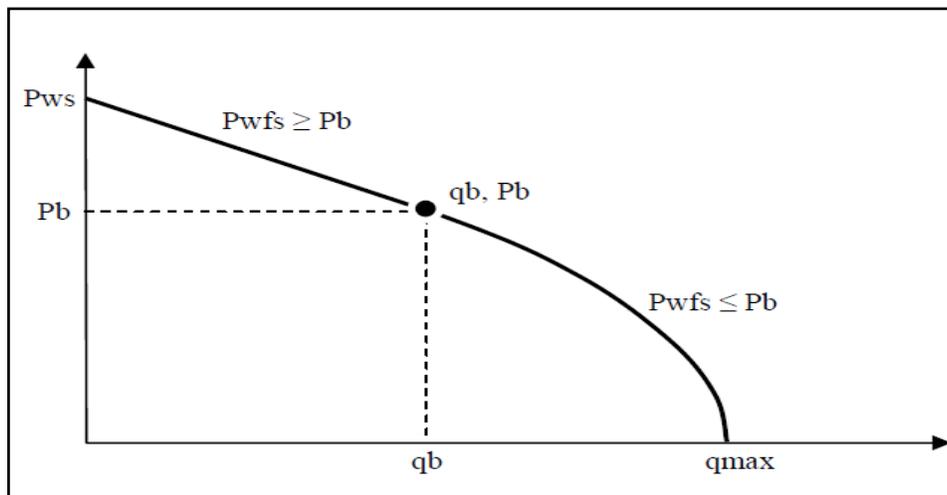
En yacimientos sub saturados, el IPR tendrá un comportamiento combinado, debido a que la presión de fondo fluyente es menor a la presión de burbuja ( $P_{wf} < P_b$ ), por lo tanto existirá flujo bifásico (líquido y gas).

#### 3.2.3.1. Ecuación de Vogel.

El trabajo de Vogel, para determinar el comportamiento de un pozo, cuando su presión de fondo fluyente está por debajo de la presión de burbuja, dio como resultado la construcción de una curva referencial (Curva IPR) que puede utilizarse como solución general para predecir los caudales de producción y las presiones del fondo del pozo, en la cual:

- ✓ La IPR tendrá un comportamiento lineal para  $P_{wf} \geq P_b$
- ✓ Un comportamiento tipo Vogel para  $P_{wf} < P_b$

Dado que la IPR consta de dos secciones, para cada una de ellas existen ecuaciones particulares como se muestran en la Figura 3.6.



**Figura 3.6.- Curva IPR, para dos secciones:  $P_{wf} \geq P_b$  &  $P_{wf} < P_b$**   
**Fuente:** Optimización de producción mediante Análisis Nodal.

**En la sección  $P_{wf} > P_b$ ,  $q < q_b$  (Comportamiento lineal)**

Cumple la definición de índice de productividad, es decir:

$$Q = IP(P_r - P_{wf}) \quad \text{Ec. 2.3}$$

En la que IP, puede ser determinado de una prueba de flujo, donde  $P_{wf} > P_b$

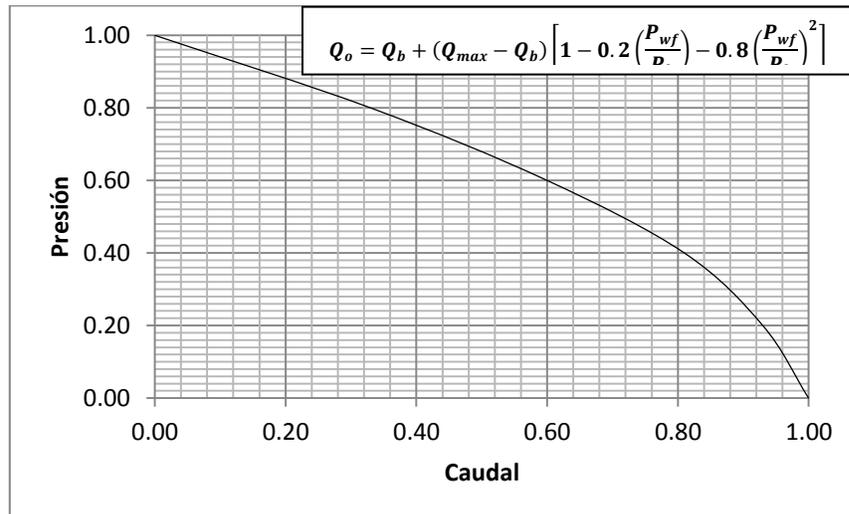
**En la sección  $P_{wf} < P_b$ ,  $q > q_b$**

Como resultado de su trabajo Vogel publicó la siguiente ecuación para considerar flujo bifásico en el yacimiento:

La fórmula de comportamiento de afluencia al pozo, IPR, está dada por:

$$Q_o = Q_b + (Q_{max} - Q_b) \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. 2.4}$$

La representación gráfica de la ecuación anterior es la curva IPR adimensional presentada por Vogel, y que se muestra a continuación:



**Figura 3.7.- Curva IPR para  $P_{wf} < P_b$**

**Fuente:** Optimización de producción mediante Análisis Nodal.

## **CAPÍTULO IV**

### **4. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL AL CAMPO PACOA.**

#### **4.1. Introducción.**

Debido a que los pozos del Campo Pacoa presentan pérdidas de presión considerables a lo largo de todo el sistema de producción, la aplicación del análisis nodal desde el yacimiento, completación, líneas de producción, hasta las facilidades de producción, determinará en que componente existe una mayor pérdida de presión ( $\Delta P$ ). Esto nos permitirá evaluar el desempeño de los pozos, comprender el comportamiento y la sensibilidad del sistema de producción, estableciendo su capacidad real.

##### **4.1.1. Aplicación**

Para la aplicación de la técnica del análisis Nodal en cada uno de los pozos, se tomó en consideración la cabeza del pozo como el nodo principal, para evaluar el efecto que tiene el diámetro de la tubería horizontal en las pérdidas de presión a lo largo de toda su longitud, debido a los cambios de diámetros existentes, causa principal de las bajas producciones.

De esta manera se toma en cuenta su desempeño para establecer un diámetro óptimo para el caudal de fluido requerido.

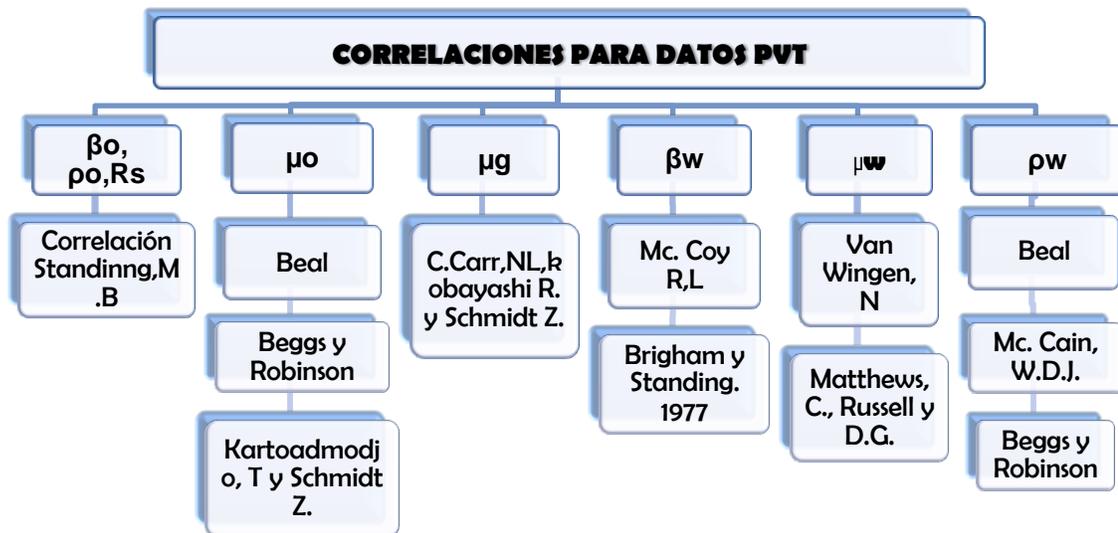
#### **4.2. Recopilación y análisis de la Información**

La información que se requirió para el análisis de los pozos, fue la siguiente:

- ✓ Historial Presiones de reservorio de cada nivel (D, C, B)
- ✓ Producción mensual.

- ✓ Análisis PVT
- ✓ Diagramas de Completación
- ✓ Datos de Líneas de flujo:
  - Longitud, Diámetro, Espesor, Rugosidad, etc.

Los pozos del Campo Pacoa, en su mayoría, no cuentan con pruebas de restauración de presiones, ni análisis PVT, por lo que se hizo necesario obtener los datos de presiones, permeabilidades y daños de formación, con datos promedios de cada uno de los niveles de la arena productora disponibles en el campo (Anexo 1) y, las propiedades de los fluidos, se obtuvieron mediante correlaciones para flujo Multifásico (Figura 4.1).



**Figura 4.1.- Correlaciones de flujo Multifásico.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

### **Cálculo de las propiedades de los fluidos.**

Para determinar las propiedades de los fluidos se emplearon correlaciones de acuerdo al tipo de yacimiento, para nuestro caso los pozos del Campo Pacoa son yacimientos subsaturado, donde de la  $P_{ws} > P_b$ . (Anexo 2)

## CORRELACIONES PARA PROPIEDADES DEL PETRÓLEO.

Las correlaciones empleadas fueron seleccionadas, considerando si cumplían con las características del sistema de producción, yacimiento y fluido de producción, permitiendo obtener resultados cercanos a los reales. (Anexo 3)

- **Gravedad específica**

Calculada de la fórmula general de grados API.

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 - API} \quad \text{Ec. 4.1}$$

- **Razón de solubilidad**

- Obtenida mediante la Correlación Standing, M.B

$$R_s = \gamma_g * \left[ \left( \frac{P}{18} \right) * \frac{10^{0,00125 * API}}{10^{0,00091 * T}} \right]^{\frac{1}{0,83}} \quad \text{Ec. 4.2}$$

- **Factor Volumétrico ( $\beta_o$ )**

- Correlación Standing, M.B

$$\beta_o = 0,972 + 0,000147 * F^{1,175} \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$F = R_s * \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25 * T \quad \text{Ec. 4.3.1}$$

Factor volumétrico a presiones mayores a la presión de burbuja.

$$\beta_o = \beta_{ob} \text{EXP}[C_o(P_b - P)] \quad \text{Ec. 4.4}$$

- **Compresibilidad del petróleo**

- Correlación de Petrosky, G.E, Jr y Farshad F. F.

$$C_o = 1,705 * 10^{-7} R_s^{0,69357} * \gamma_g^{0,1885} * \text{API}^{0,3272} * T^{0,6729} * P^{-0,5906} \quad \text{Ec. 4.5}$$

- **Viscosidad del petróleo**

- Correlación de Kartoatmodjo, T. Y Schmidt, Z.

$$\mu_o = 1,00081 * \mu_{ob} + 1,127 * 10^{-3} * (P - P_b) * (-65,17 * 10^{-4} * \mu_{ob}^{1,8148} + 0,038 * \mu_{ob}^{1,59})$$

La obtención de la viscosidad implica determinar la viscosidad del petróleo en el punto de burbuja.

- ✓ **Viscosidad del petróleo en el punto de burbuja**

- Correlación de Beggs y Robinson

$$\mu_{ob} = a * (\mu_{od})^b \quad \text{Ec. 4.7}$$

$$a = 10,715 * (R_s + 100)^{-0,515} \quad \text{Ec. 4.7.1}$$

$$b = 10,715 * (R_s + 150)^{-0,338} \quad \text{Ec. 4.7.2}$$

✓ **Viscosidad del petróleo muerto**

- Correlación de Beal.

$$\mu_{od} = 10^{10^{(1,8653 - 0,025086 * API - 0,5644 * LOG(TF))}} - 1 \quad \text{Ec. 4.8}$$

• **Densidad del petróleo**

- Calculada mediante la Correlación Standing, M.B

$$\rho_{ob} = \frac{350 * \gamma_o + 0,0764 * \gamma_{gd}}{5.615 * \beta_0} \quad \text{Ec. 4.9}$$

**CORRELACIONES PARA PROPIEDADES DEL AGUA**

• **Factor volumétrico del agua**

- Correlación Mc Coy R.L.

$$\beta_{wp} = A + BPb + CPb^2 \quad \text{Ec. 4.10}$$

Para agua pura saturada con gas

$$A = 0.9911 + 6.35 * 10^{-5}T + 8.5 * 10^{-7}T^2 \quad \text{Ec. 4.10.1}$$

$$B = -1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9}T + 4.57 * 10^{-12}T^2 \quad \text{Ec. 4.10.2}$$

$$C = -5.0 * 10^{-11} + 6.429 * 10^{-13}93 - 1.43 * 10^{-15} * 93^2 \quad \text{Ec. 4.10.3}$$

✓ **Factor de corrección por salinidad**

- Correlación Brigham y Standing. 1977

$$\frac{\beta_{wb}}{\beta_{wp}} = 1 + S[5.1 * 10^{-8}Pb + (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10}Pb)(T - 60) - (3.23 * 10^{-8} - 8.5 * 10^{-13})(T - 60)^2]$$

✓ **Factor volumétrico del agua  $\beta_w$ , a  $P > P_b$**

$$\beta_w = \beta_{wb} \text{EXP}[C_w(P_b - P)] \quad \text{Ec. 4.12}$$

Donde:

S = Salinidad en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1%=10000ppm)

- **Densidad del agua**

A condiciones normales, en función del porcentaje de sólidos disueltos:

- Correlación de Mc Caín, w.d. Jr.

$$\rho_{wcn} = 62.368 + 0.43860 * S + 1.60074 * 10^{-3} * S^2 \quad \text{Ec. 4.13}$$

- **Viscosidad del agua**

- Correlación de Van Wingen, N.

$$\mu_w = \text{EXP}(1.003 - 1.479 * 10^{-2}T + 1.982 * 10^{-5}T^2) \quad \text{Ec. 4.14}$$

Los resultados se muestran en el Anexo 4

## CORRELACIONES PARA PROPIEDADES DEL GAS

Las propiedades del gas se deben calcular en base al análisis PVT, por no estar disponible, se utilizaron correlaciones empíricas apropiadas. (Anexo 5)

- **Factor de Compresibilidad**

$$Z = \left\{ 1 + \left[ \frac{3444400 * P - 10^{1.785 * \gamma_g}}{T^{3.825}} \right] \right\}^{-1} \quad \text{Ec. 4.15}$$

- **Factor volumétrico del gas**

$$\beta_g = \frac{0.02827 * Z * T}{P} \quad \text{Ec. 4.16}$$

- **Densidad del gas**

$$\rho_g = \frac{2.7 * \gamma_g * P}{Z * T} \quad \text{Ec. 4.17}$$

Donde:

P= Presión del sistema, psi

T= Temperatura del sistema ° R

#### 4.2.1. Secuencia de cálculo para Análisis Nodal del Sistema

La relación de presión a lo largo de todo el sistema esta descrita de la siguiente manera:

$$P_{ws} - \Delta P_{yac} - \Delta P_c + \Delta P_{bomba} - \Delta P_{tv} - \Delta P_{th} - P_{manifold} = 0$$

- **Caída de presión en el yacimiento**

Se consideran las pérdidas de energía que afectan el desplazamiento del fluido a través del medio poroso, producidos por diferentes factores, ya sean naturales, como la viscosidad, que dependiendo de la característica del fluido, presentará una mayor o menor restricción al flujo, o los ocasionados durante la perforación, como daño de formación y, en donde exista baja capacidad de flujo ( $K_o \cdot h$ ).

El diferencial de Presión en el yacimiento se basa en la Ecuación de Darcy, la cual está dada por:

$$\Delta P_{yac} = \frac{q_o * \mu_o * \beta_o * [Ln(re/rw) - 0.75 + S]}{0.00708 * K_o * h} \quad Ec. 4.18$$

Donde:

- qo = Tasa de producción, bppd.
- $\mu_o$  = Viscosidad, cps
- $\beta_o$  = Factor volumétrico del petróleo, by/bn.
- re = Radio de drenaje, ft.
- rw = Radio del pozo, ft.
- S = Factor de daño, adim.
- Ko = Permeabilidad efectiva al petróleo, md.
- h = Espesor de arena neta petrolífera, ft.

- **Caída de presión en la completación**

Representa la pérdida de presión durante el desplazamiento del fluido a través de la interface entre el yacimiento y el pozo.

La magnitud dependerá de:

- ✓ La poca área expuesta al flujo (Completación: Empaque con grava).
- ✓ La sobrecompactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración (Completación: Revestidor de producción cementado y perforado).

Siendo este ultimo el tipo de Completación de los pozos del Campo Pacoa.

El diferencial de presión está dado por:

$$\Delta P_c = \left[ \frac{2.3 \cdot 10^{-14} \cdot \beta \cdot \beta_o^2 \cdot \rho_o \cdot \left[ \frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right]}{L_p^2 \cdot TPP^2 \cdot h_p^2} \right] \cdot q_o^2 - \left[ \frac{\mu_o \cdot \beta_o \cdot \ln\left(\frac{r_c}{r_p}\right)}{0.00708 \cdot 10^{-3} \cdot L_p \cdot K_p} \right] \cdot \frac{q_o}{TPP \cdot h_p}$$

Debido a la falta de datos de las perforaciones no se empleó esta ecuación y se lo determinó de la siguiente manera:

$$\Delta P_c = P_{ws} - \Delta P_{yac} \quad \text{Ec. 4. 20}$$

- **Caída de presión tubería vertical**

Para determinar el gradiente de presión en la tubería de producción, se deberá obtener la presión de descarga y el desplazamiento de la bomba de subsuelo, de bombeo mecánico, la cual proporciona energía adicional para

vencer la fuerza de gravedad y la fricción producida por las paredes internas de la tubería.

- **Cálculo del desplazamiento de la Bomba.**

Se realiza el cálculo para poder levantar los fluidos hasta la superficie, conociendo la presión requerida en la cabeza y que se produce por el anular entre el diámetro interno del tubing y el diámetro externo de la sarta de varillas.

Para calcular las pérdidas por fricción por cada 1000 pies de tubería se considera la fórmula de Hazen-Williams:

$$\frac{Ft}{1000'} = 2.083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} \frac{Q^{1.85}}{I.D.^{4.8655}} \quad Ec. 4.21$$

$$ft_{fr} = \frac{Ft}{1000} * Prof_{bomba} \quad Ec. 4.22$$

Se transforma los pies de pérdidas por fricción a presión con la siguiente ecuación:

$$P_{fr} = \frac{ft_{fr} * SG_m}{2.31 ft/psi} \quad Ec. 4.23$$

El último parámetro que debemos considerar es la diferencia de presión debida a la gravedad, calculando la columna de presión causada por la columna de fluido a la profundidad de asentamiento de la bomba.

Primero calculamos el gradiente causado por el fluido a la profundidad de la bomba:

$$G_f = SG_m * 0.433 \text{ psi/ft} \quad \text{Ec. 4.24}$$

$$P_{gravedad} = G_f * Prof_{bomba} \quad \text{Ec. 4.25}$$

Obtenemos la Presión de descarga de la bomba con la siguiente ecuación:

$$P_{descarga} = P_{wh} + P_{fr} + P_{gravedad} \quad \text{Ec. 4.26}$$

El desplazamiento de la bomba esta dado por:

$$\Delta P_{bomba} = P_i - P_{descarga} \quad \text{Ec. 4.27}$$

Finalmente se obtiene la caída de presión en la tubería vertical

$$\Delta P_{tv} = P_{descarga} - P_{wh} \quad \text{Ec. 4.28}$$

- **Caída de presión tubería horizontal**

Para evaluar el gradiente de presión en el trayecto del flujo, desde la cabeza del pozo hasta el múltiple de producción, se seleccionó la correlación de Dukler, cuyas recopilaciones consistían en datos de laboratorio de tubería corta y datos de campo de largos tramos de tubería con aceite, la cual toma en cuenta un amplio rango en el diámetro de la tubería y considera el colgamiento de líquido aun cuando las pérdidas de presión por aceleración se consideran despreciables.

El gradiente de presión por fricción está dada por:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{fr} = \frac{f_{tp} * \rho_k * v^2 m}{2 * d * g_c} \quad \text{Ec. 4.29}$$

Donde,

$$\Delta P_{th} = \frac{f_{tp} * \rho_k * v^2 m}{2 * d * g_c} * \Delta L \quad \text{Ec. 4.30}$$

Para obtener las pérdidas en la línea de flujo se deben determinar los siguientes parámetros, teniendo como consideración que se maneja flujo bifásico.

- **Velocidad superficial**

Definida como la velocidad que exhibiría la fase líquida o gaseosa si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería y se obtiene de acuerdo a la fase existente.

- **Fase líquida**  $V_{sg} = \frac{0.002122 * q_o (R - R_s) * \beta_g}{ID^2} \quad \text{Ec. 4.31}$

- **Fase gaseosa.**  $V_{sl} = \frac{0.01191 (q_o * \beta_o + q_w * \beta_w)}{ID^2} \quad \text{Ec. 4.32}$

- **Velocidad de la mezcla**  $V_m = V_{sL} + V_{sg} \quad \text{Ec. 4.33}$

- **Fracción del volumen del líquido.**

Se calcula a partir de las condiciones de Presión y Temperatura de flujo existentes, considerando las producciones obtenidas en la superficie.

$$\lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad \text{Ec. 4. 34}$$

- **Colgamiento del líquido**

Se produce cuando el líquido tiende a estancarse en la parte baja de la tubería debido a que el gas viaja más rápido.

De acuerdo al patrón de flujo está dada por:

$$H_L = \frac{1}{1 + 0,3264 * V_{sg}^{1,006}} \quad \text{Ec. 4. 35}$$

- **Flujo fraccional**

Se calcula la fracción de agua y petróleo a través de las tasas de flujo in situ.

- **Petróleo**  $f_o = \frac{q_o * \beta_o}{q_w * \beta_w + q_o * \beta_o} \quad \text{Ec. 4. 36}$

- **Agua**  $f_w = 1 - f_o \quad \text{Ec. 4. 37}$

- **Viscosidad del líquido**

La viscosidad de la mezcla de aceite y agua está definida por:

$$\mu_L = \mu_o * f_o + \mu_w * f_w \quad \text{Ec. 4.38}$$

- **Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento**

La siguiente ecuación ha sido usada para calcular una viscosidad bifásica sin deslizamiento:

$$\mu_{ns} = \mu_L * \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad \text{Ec. 4.39}$$

- **Densidad del líquido**

La densidad de la mezcla de aceite y agua está dada por:

$$\rho_L = \rho_o * f_o + \rho_w * f_w \quad \text{Ec. 4.40}$$

- **Densidad bifásica**

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold-up de líquido, con o sin deslizamiento.

$$\rho_K = \frac{\rho_L * \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g * (1 - \lambda_L)^2}{1 - H_L} \quad \text{Ec. 4.41}$$

- **Número de Reynolds**

Determina si el flujo es Laminar o Turbulento.

$$Re_k = 1488 * \frac{\rho_k * V_m * d}{\mu_{ns}} \quad Ec. 4. 42$$

- **Factor de fricción.**

Es un factor adimensional que relaciona la turbulencia del fluido, la viscosidad y el grado de rugosidad de la tubería.

- **Normalizado**

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = 1 + \frac{y}{1,281 - 0,478 * 0,2192 + 0,444 * 0,2192^2 - 0,094 * 0,2192^3}$$

Donde;  $y = -Ln(\lambda_L) \quad Ec. 4. 44$

- **Fase simple**  $f_n = 0,0056 + 0,5 * Re_k^{-0,32} \quad Ec. 4. 45$

- **Relación para flujo en dos fases**  $f_{tp} = f_n * \frac{f_{tp}}{f_n} \quad Ec. 4. 46$

Los resultados obtenidos se muestran en el Anexo 6.

### 4.3. Análisis Nodal en los pozos.

#### 4.3.1. Pozos Seleccionados

Se han seleccionado los pozos que producen por medio del bombeo mecánico (Tabla 4.1), realizando un previo análisis del índice de productividad ( $IP < 0,5$ ). Por medio del análisis nodal se discutieron los problemas que presentaban cada uno de los pozos escogidos y se determinaron las tasas óptimas de producción de cada pozo (Tabla 4.2).

POZO	API	BFPD	BPPD	BAPD	IP	NIVEL
PACOA - 1	29.2	17.05	2.99	14.06	0.0257	C
PACOA - 2	26.90	6.97	0.77	6.20	0.0230	B
PACOA - 4	29.80	5.43	3.09	2.34	0.0151	C
PACOA - 5	33.90	3.94	2.55	1.40	0.0105	C
PACOA - 9	38.70	4.98	3.33	1.65	0.0190	B
PACOA - 10	36.40	10.60	8.86	1.74	0.0224	C
PACOA - 11	31.50	2	0.90	1.10	0.0068	B
PACOA - 12	27.50	3.02	1.81	1.21	0.0310	C
PACOA - 14	26.00	5.43	0.70	4.73	0.0554	C
PACOA - 15	22.60	13.93	0.81	13.12	0.0310	D
PACOA - 17	24.00	3.36	1.19	2.18	0.0068	D
PACOA - 18	23.70	18.68	1.64	17.04	0.0113	C
PACOA - 21	23.90	3.17	0.91	2.26	0.0237	D
PACOA - 25	25.40	4.13	1.54	2.59	0.0131	C
PACOA - 26	25.80	5.86	1.10	4.76	0.0224	C
PACOA - 30	22.60	1.97	1.97	0	0.0147	C
PACOA - 31	25.70	3.25	1.19	2.07	0.0113	C
PACOA - 32	29.90	5.96	1.03	4.94	0.0249	B
PACOA - 36	29.40	2.96	1.71	1.26	0.0154	C
PACOA - 37	31.20	3.08	1.26	1.82	0.0237	C
PACOA - 39	27.70	2.33	1.49	0.84	0.0034	B
PACOA - 40	35.50	2.64	2.64	0	0.0073	D
PACOA - 41	35.40	6.80	2.49	4.31	0.0312	B
PACOA - 42	42.10	8.81	8.81	1.38	0.0424	B

**Tabla 4.1. Pozos seleccionados para Análisis Nodal.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

## RESULTADO DE CAÍDA DE PRESIÓN OBTENIDAS

POZO #	Pws	$\Delta P$ Yacimiento	Pwfs	Pwf	PIP	P descarga	$\Delta P$ Pozo (Vertical)	Pwh	$\Delta P$ Pozo (Horizontal)
PACOA 1	882,00	11,27	870,73	85,00	85,00	892,64	882,64	10,00	5,81
PACOA 2	490,00	20,68	469,32	88,00	88,00	1063,27	1057,27	6,00	0,98
PACOA 4	520,00	16,10	503,90	190,00	190,00	656,94	653,94	3,00	1,33
PACOA 5	520,00	35,18	484,82	104,00	104,00	691,47	682,47	9,00	1,74
PACOA 9	490,00	17,67	472,00	167,00	167,00	962,00	956,00	8,00	2,00
PACOA 10	520,00	198,00	322,00	25,00	25,00	786,00	778,00	9,00	4,54
PACOA 11	490,00	20,00	470,00	90,00	90,00	878,00	869,00	9,00	0,71
PACOA 12	520,00	7,00	513,00	218,00	218,00	827,00	821,00	6,00	0,51
PACOA 14	520,00	6,00	514,00	205,00	205,00	868,00	862,00	6,00	1,28
PACOA 15	567,00	50,00	517,00	13,00	13,00	652,00	646,00	8,00	2,37
PACOA 17	649,00	42,00	607,00	115,00	115,00	746,00	740,00	4,00	2,15
PACOA 18	567,00	46,00	521,00	118,00	118,00	866,00	860,00	7,00	1,00
PACOA 21	490,00	17,00	473,00	88,00	88,00	1060,00	1054,00	6,00	1,30
PACOA 25	520,00	24,00	496,00	62,00	62,00	985,00	978,00	7,00	2,60
PACOA 26	520,00	8,00	512,00	188,00	188,00	848,00	839,00	9,50	1,00
PACOA 30	520,00	56,00	464,00	386,00	386,00	890,00	881,00	8,00	5,00
PACOA 31	520,00	40,00	480,00	127,00	127,00	1085,00	1077,00	8,00	4,00
PACOA 32	490,00	11,00	479,00	211,00	211,00	996,00	987,00	9,00	5,00
PACOA 36	520,00	18,00	502,00	305,00	305,00	1200,00	1189,00	8,00	4,00
PACOA 37	520,00	22,00	498,00	385,00	385,00	857,00	851,00	4,00	1,00
PACOA 39	320,00	15,00	305,00	202,00	202,00	1268,00	1261,00	7,00	2,00
PACOA 40	649,00	48,00	601,00	285,00	285,00	725,00	717,00	9,00	5,00
PACOA 41	490,00	12,00	478,00	245,00	245,00	1602,00	1600,00	7,00	2,00
PACOA 42	490,00	212,00	278,00	210,00	210,00	1082,00	1066,00	16,00	12,00

**Tabla 4.2.- Caída de Presión en cada componente.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá,*

A continuación se presenta un análisis detallado de tres pozos, seleccionados por tener mayor IP, de los escogidos para el estudio, los cuales son: PACOA-01, PACOA-10 y PACOA-42, teniendo como base las gráficas obtenidas mediante los cálculos realizados.

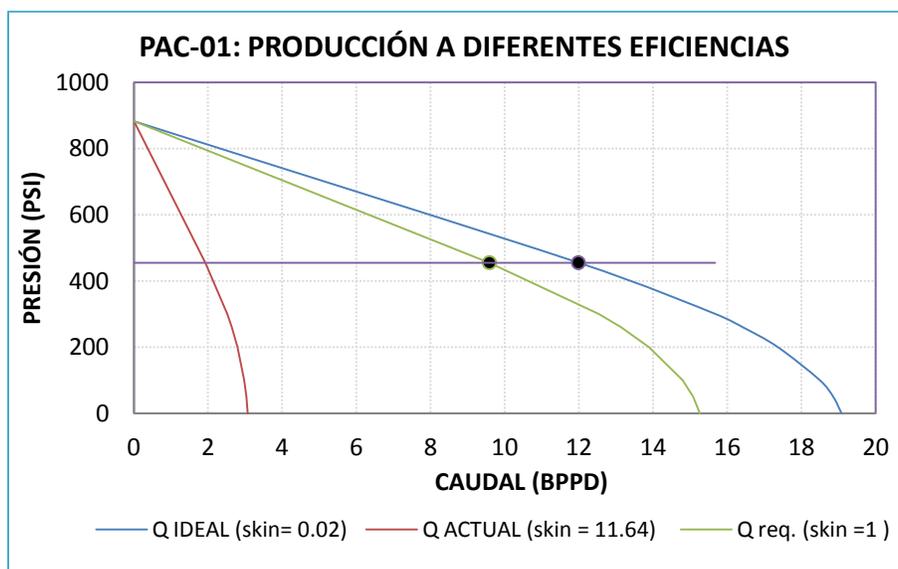
Los pozos restantes se ilustrarán los resultados, mediante una tabla.

### 4.3.2. Análisis por pozo

#### PACOA 01

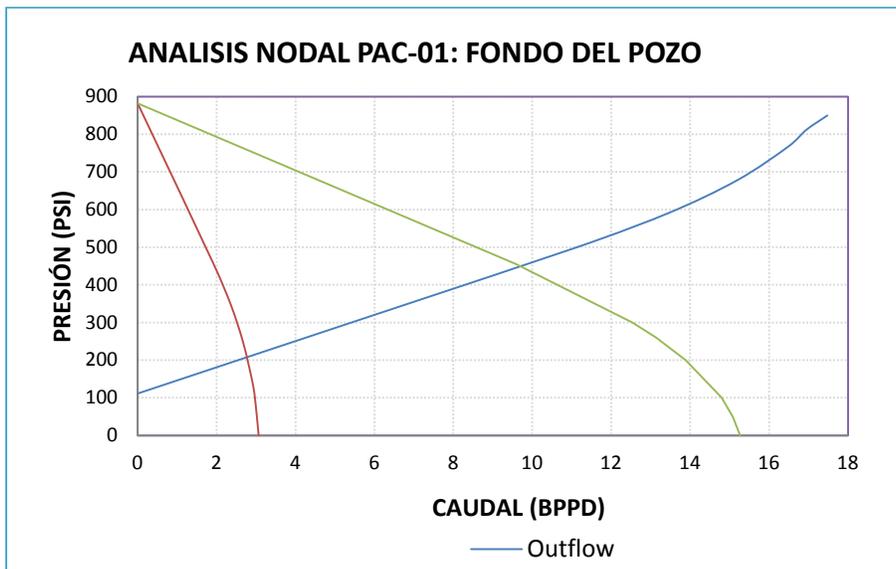
El Pacoa 01 produce por el Nivel C de la Formación Socorro, con los siguientes datos:

Pws	Pb	Pwf	qo (BPPD)	qt (BFPD)
882	455	85	2.99	17.05



**Figura 4.2 Análisis de Producción del Pacoa-01 a diferentes eficiencias.**  
*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

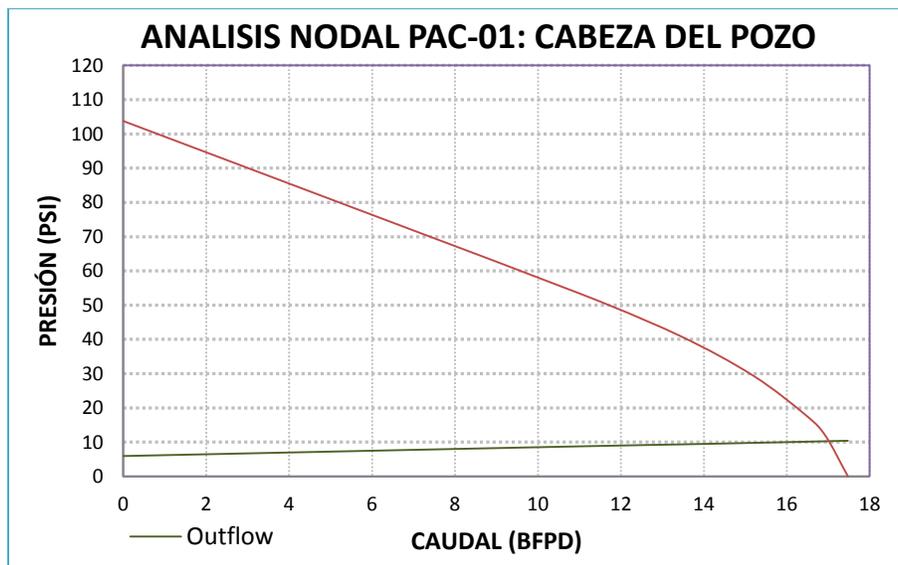
Partiendo de datos del campo, se determinó la IPR actual, la requerida y la ideal que de acuerdo a la grafica ilustrada (Figura 4.2), se observa que el daño actual de la formación del pozo es 11.64, removiendo el daño a un skin requerido se obtendría un índice de productividad ideal de 0.02.



**Figura 4.3.- Análisis en el fondo Pacoa-01.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

De acuerdo a la grafica ilustrada de la Figura 4.3, en el fondo del pozo no se presentan mayores problemas, pero se recomendaría rediseñar la bomba para poder incrementar la producción.



**Figura 4.4.-Análisis en la cabeza del pozo Pacoa-01**

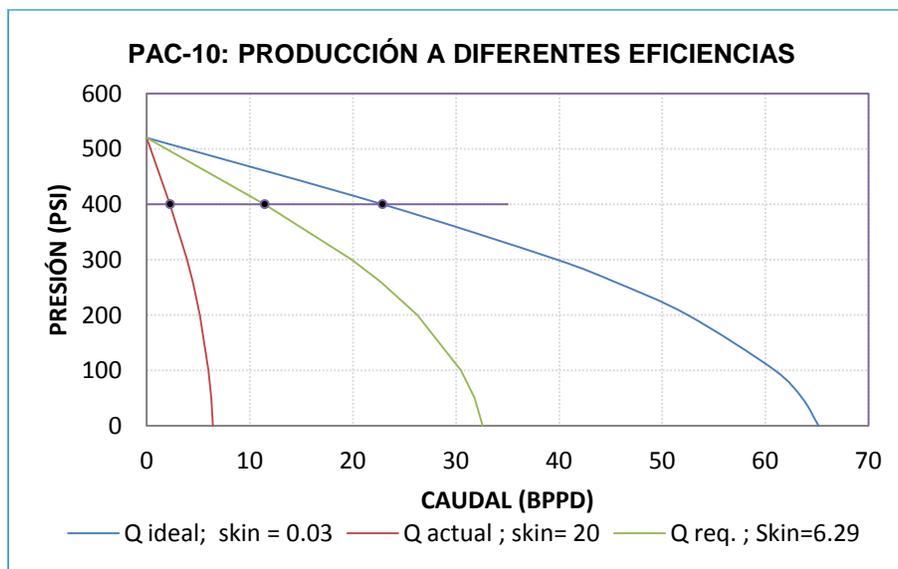
*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

Del análisis en la cabeza del pozo Pacoa-01, se observa (Figura 4.4) que la línea de flujo presenta pérdidas de presión, debido a los cambios de diámetros, tramos de 2 3/8" y 2 7/8", lo que afecta su producción.

## PACOA 10

El Pacoa 10 produce por el Nivel C de la Formación Socorro, con los siguientes datos:

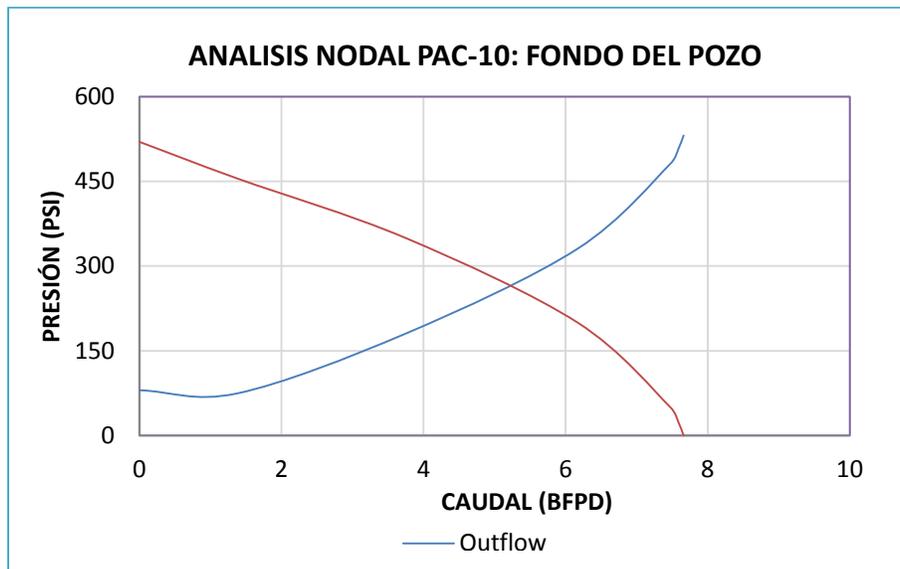
Pws	Pb	Pwf	qo (BPPD)	qt (BFPD)
520	400	25	8.86	10.60



**Figura 4.5 Análisis de Producción del Pacoa-10 a diferentes eficiencias.**

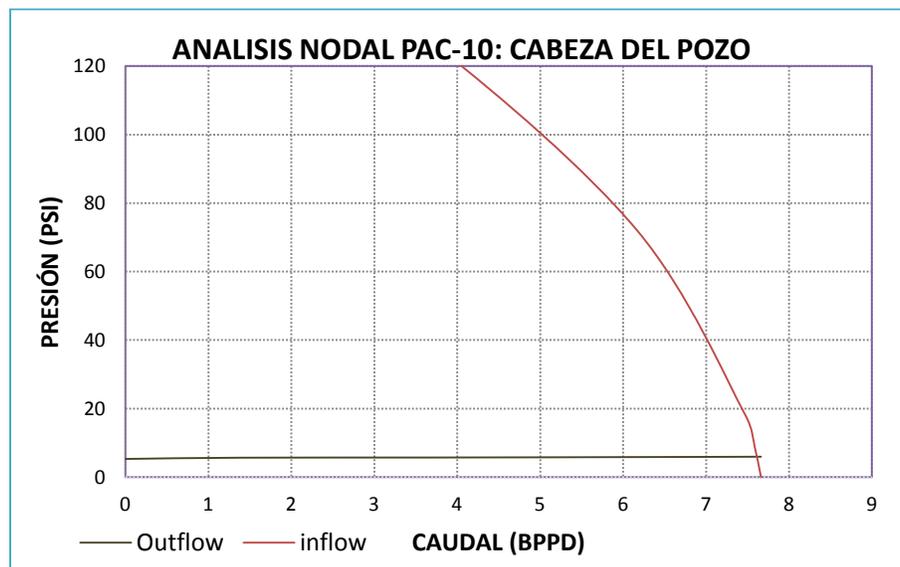
*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

En la obtención de la curva IPR actual se observa que tiene un daño de 20, por lo que para incrementar la producción en el yacimiento se requeriría remover el daño a 6.29, con lo que obtendría una producción aproximada de 32 barriles (Figura 4.5).



**Figura 4.6 Análisis en el fondo del pozo Pacoa -10.**  
 Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.

De acuerdo a la gráfica ilustrada en el fondo del pozo (Figura 4.6), no se presentan mayores problemas, pero se recomendaría rediseñar la bomba para poder incrementar la producción.



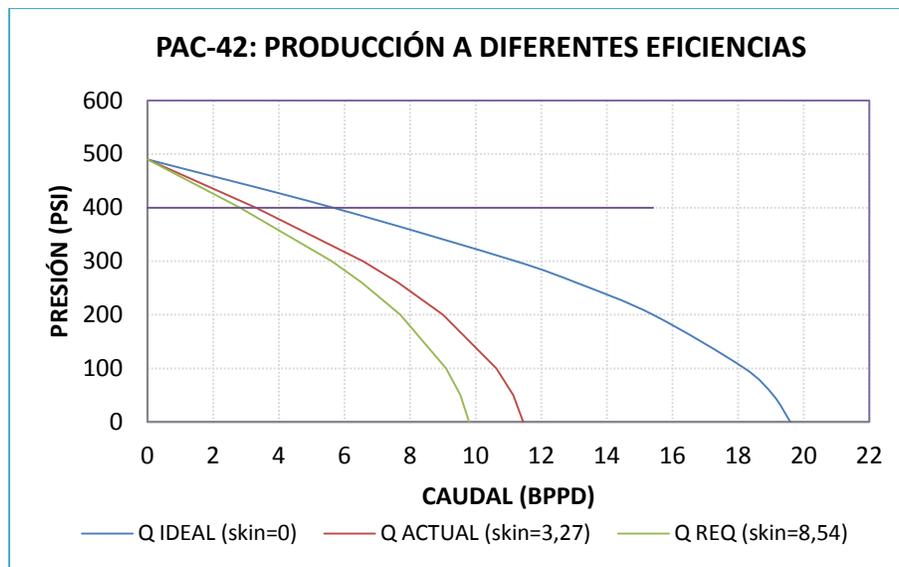
**Figura 4.7.-Análisis en la cabeza Pacoa-10.**  
 Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.

En la Figura 4.7 se observa que en la línea de flujo, debido a los cambios de diámetros, donde se tienen tramos extensos de 2 7/8” y distancias menores de 2 3/8”, se producen pérdidas de presión.

## PACOA 42

El Pacoa 42 produce por el Nivel C de la Formación Socorro, con los siguientes datos:

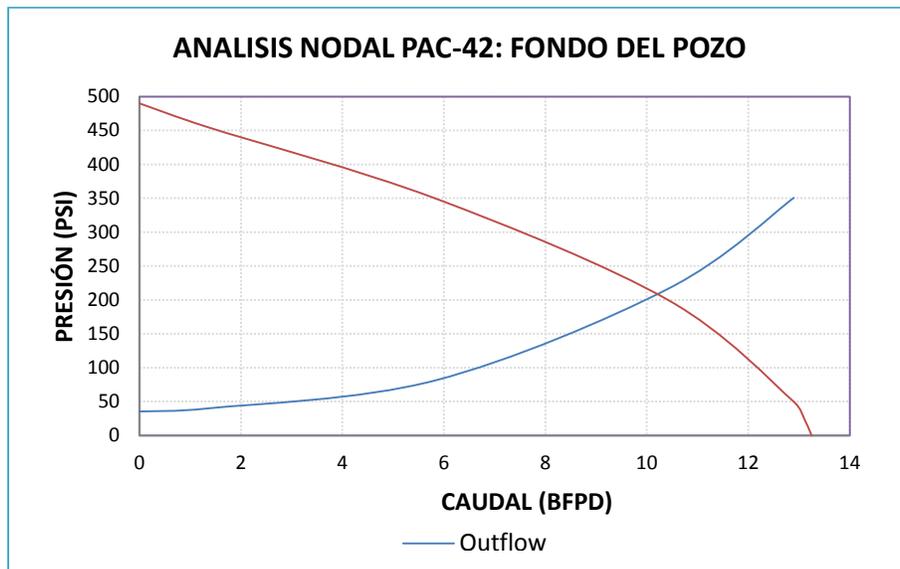
Pws	Pb	Pwf	qo (BPPD)	qt (BFPD)
490	400	210	8.81	10.19



**Figura 4.8 Análisis de Producción del Pacoa-42 a diferentes eficiencias.**

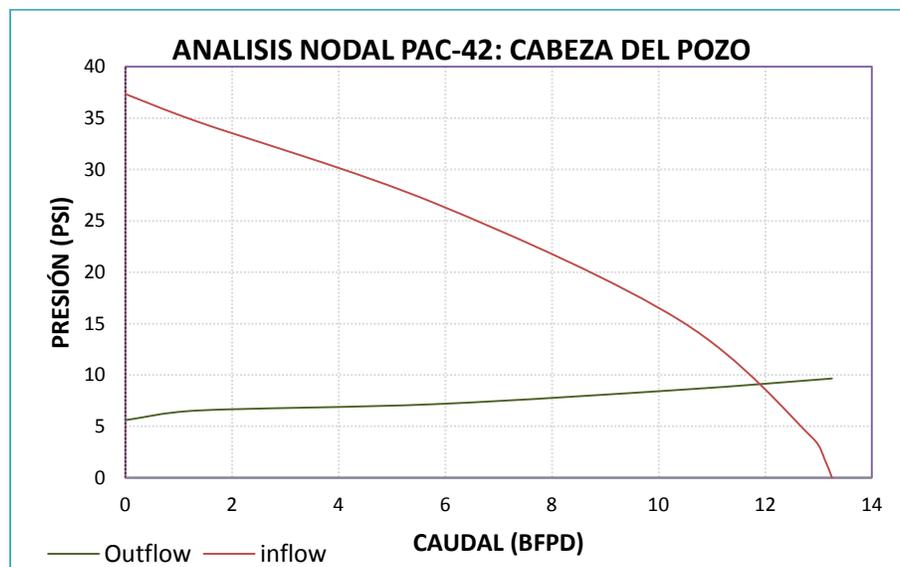
*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

La IPR actual presenta un daño de formación de 3.27, por lo que se requiere estimulación en el pozo para aumentar su producción a un skin de 8.54, lo que incrementaría el índice de productividad a 0.03 (Figura 4.8, 4.9 y 4.10).



**Figura 4.9** Análisis en el fondo Pac-42.

Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.



**Figura 4.10** Análisis en la cabeza Pac-42.

Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.

El Pac-42 es el pozo que mas problema presenta con las líneas de flujo, debido a que se tienen grandes tramos de tubería plástica PVC, las cuales, debido al tiempo de instalación, presentan elongaciones; su longitud total es de 2733.82 ft hasta llegar al manifold de la Estación Sur. Es necesario realizar el cambio de línea a metálica con un solo diámetro de tubería adecuada para manejar el caudal actual.

Los diagramas del Análisis Nodal en la cabeza del pozo se muestran en el Anexo 7.

#### **4.4. Análisis Nodal en las líneas de flujo.**

##### **Evaluación Red de líneas de flujo actuales.**

Actualmente las líneas de flujo de cada estación se encuentran distribuidas mediante un sistema de red de tuberías, cuya configuración ocasiona grandes pérdidas de energía y de caudal, disminuyendo la producción del petróleo, además de que en ciertos tramos de tubería existe un sinnúmero de variaciones de diámetro.

Otra de las razones por la que incrementa esta pérdida se debe a pozos que tiene una presión menor al de la línea madre, lo que provoca que el fluido tenga contrapresión y no produzca a su caudal óptimo. En cada Estación se han considerado los pozos cuya producción es transferida mediante líneas de flujo.

Los valores se han obtenido mediante la correlación de Dukler y se ha considerado la mezcla de los fluidos de los pozos que se va conectando a la línea madre a lo largo del trayecto cuando se transporta el fluido al múltiple de producción.

A continuación en la tabla 4.3 se detallan las pérdidas de presión y caudal de cada pozo y las conexiones en las diferentes estaciones.

POZOS	$\Delta P$ (PSI)	$\Delta Q$ (BLS)	PRESIÓN DE LLEGADA	CAUDAL DE LLEGADA
<b>ESTACIÓN NORTE</b>				
PAC- 14	0,15	0,55	4,85	0,15
PAC- 15	0,19	0,65	4,81	0,16
PAC- 17	4,15	0,25	1,85	0,93
PAC- 18	0,11	0,02	5,89	1,61
PAC- 21	0,27	0,21	5,73	0,56
PAC- 25	0,07	0,13	6,93	1,41
PAC- 26	0,06	0,26	9,94	0,84
PAC- 30	3,53	0,10	4,47	1,87
PAC- 31	0,29	0,27	7,71	0,92
PAC- 34	0,27	0,32	11,73	0,40
PAC- 37	0,07	0,07	5,93	1,19
C. 31,34,25,30,14	1,44	1,51	4,18	0,25
C. 37 , 15 y 26	0,20	0,64	7,45	1,11
<b>ESTACIÓN CENTRAL</b>				
PAC – 4	0,48	0,16	2,52	2,49
PAC- 12	0,15	0,06	5,85	1,75
PAC- 32	0,64	0,36	7,36	0,67
PAC- 36	0,11	0,11	11,89	1,60
PAC- 38	0,09	0,05	1,91	1,59
PAC- 39	0,09	0,02	6,91	1,47
C. 38,39,32,36,12	1,71	0,35	4,29	6,41
<b>ESTACIÓN SUR</b>				
PAC- 1	1,55	0,81	8,45	2,18
PAC- 2	0,47	0,11	5,53	0,67
PAC- 5	0,64	0,32	8,36	1,69
PAC- 9	0,31	0,13	5,69	3,20
PAC- 10	0,32	0,22	4,68	6,11
PAC- 11	0,09	0,04	4,91	0,86
PAC- 40	0,63	0,16	8,37	2,48
PAC- 41	0,49	0,52	6,51	1,98
PAC- 42	0,57	0,45	15,43	8,35
PAC- 44	0,13	0,01	11,87	1,03
C. 41 ,9 Y 40	3,48	0,80	8,37	2,48

**Tabla 4.3.-Pérdidas de Caudal y Presión en las líneas de flujo actuales.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

En base a los análisis realizados se puede apreciar que en algunos pozos existe una pérdida considerable de presión por fricción, debido a que la línea de flujo posee una mezcla de varios diámetros de tubería de producción de 2 3/8", 2 7/8" y PVC, siendo esta última la que más influye en la disminución de energía, porque la superficie interna presenta mayor restricción al flujo, además de las grandes longitudes que recorre el fluido.

En otros pozos se observa una pequeña disminución en la presión por la fricción pero una elevada pérdida de caudal con respecto a los demás, como es el caso del Pacoa 15 y el 41, donde existen tramos de tubería que tienen un diámetro muy grande para el caudal que se maneja.

En cambio en las líneas que transportan el fluido de varios pozos es donde se aprecian las mayores pérdidas de caudal, debido a las contrapresiones generadas. Los únicos pozos que tienen líneas individuales son:

- ✓ En la estación Norte el Pacoa-17, Pacoa-18 y Pacoa-21,
- ✓ Estación sur el Pacoa-01, Pacoa-02 y Pacoa-11,
- ✓ Estación Central el Pacoa-4

Los demás pozos se conectan a una línea matriz. (Anexo 8)

### **Evaluación para líneas de flujo individuales.**

El objetivo de este análisis es determinar el caudal de petróleo que se puede recuperar al cambiar el sistema de red a líneas individuales para cada pozo (Anexo 9), para esto se han tomado en cuenta 3 diferentes diámetros de tubería de distinto material que son: acero de 2 3/8" y 2 7/8" y la tercera opción es la

tubería plástica polypipe de 2 3/8”, ideal para trabajar a bajas presiones y en pozos que están expuestos a una alta salinidad.

TUBERÍA	2 3/8		2 7/8		POLYPIPE	
POZOS	$\Delta P$	$\Delta Q$	$\Delta P$	$\Delta Q$	$\Delta P$	$\Delta Q$
<b>NORTE</b>						
<b>PAC- 14</b>	1,44	0,29	0,56	0,25	1,89	0,30
<b>PAC- 15</b>	1,42	0,35	0,55	0,41	1,85	0,36
<b>PAC- 17</b>	1,56	0,07	0,73	0,07	1,95	0,07
<b>PAC- 18</b>	0,12	0,01	0,05	0,01	0,16	0,01
<b>PAC- 21</b>	1,36	0,11	0,54	0,14	1,77	0,12
<b>PAC- 25</b>	1,58	0,06	0,70	0,07	2,01	0,06
<b>PAC- 26</b>	0,59	0,21	0,07	0,08	0,77	0,22
<b>PAC- 30</b>	3,20	0,02	1,57	0,03	3,92	0,02
<b>PAC- 31</b>	1,84	0,04	0,82	0,05	2,32	0,04
<b>PAC- 34</b>	3,98	0,18	2,03	0,34	4,83	0,18
<b>PAC- 37</b>	0,27	0,02	0,11	0,03	0,35	0,02
<b>CENTRAL</b>						
<b>PAC – 4</b>	1,07	0,16	0,48	0,16	1,35	0,17
<b>PAC- 12</b>	0,50	0,03	0,22	0,03	0,64	0,03
<b>PAC- 32</b>	1,79	0,13	0,74	0,12	2,32	0,13
<b>PAC- 36</b>	1,20	0,06	0,55	0,06	1,50	0,05
<b>PAC- 38</b>	0,60	0,01	0,28	0,02	0,75	0,01
<b>PAC- 39</b>	0,49	0,01	0,21	0,01	0,62	0,01
<b>SUR</b>						
<b>PAC- 1</b>	3,74	0,43	1,45	0,38	4,90	0,45
<b>PAC- 2</b>	0,47	0,11	0,19	0,10	0,62	0,11
<b>PAC- 5</b>	0,60	0,02	0,24	0,02	0,78	0,02
<b>PAC- 9</b>	1,07	0,07	0,44	0,06	1,38	0,07
<b>PAC- 10</b>	3,35	0,22	1,44	0,22	4,28	0,23
<b>PAC- 11</b>	0,20	0,03	0,09	0,04	0,24	0,03
<b>PAC- 40</b>	3,62	0,15	1,78	0,16	4,43	0,14
<b>PAC- 41</b>	3,18	0,26	1,37	0,26	4,07	0,27
<b>PAC- 42</b>	5,47	0,23	2,21	0,21	7,10	0,24
<b>PAC- 44</b>	0,24	0,01	0,12	0,01	0,29	0,01

**Tabla 4.4.- Pérdidas de Caudal y Presión en las líneas de flujo individuales.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

Con estos cálculos se ha evaluado con cuál de las tres tuberías existirá menores pérdidas de presión y caudal, para posteriormente realizar el análisis económico de cada una de ellas.

#### 4.5. Análisis de Resultados.

Como se puede observar en la tabla 4.4, la pérdida diaria de producción ( $\Delta Q$ ) del campo, con la red actual de líneas de producción, con el método de bombeo mecánico, es de 16.15 bppd, lo que daría una pérdida mensual de producción de 439.5 barriles.

Con el cambio de líneas se tendría una pérdida menor, permitiendo incrementar la producción.

PÉRDIDAS A DIFERENTES DIÁMETROS								
ESTACIÓN	ACTUAL		2 3/8 "		2 7/8 "		POLYPIPE 2 3/8"	
	$\Delta Q$	$\Delta$ PROD. MENSUAL	$\Delta Q$	$\Delta$ PROD. MENSUAL	$\Delta Q$	$\Delta$ PROD. MENSUAL	$\Delta Q$	$\Delta$ PROD. MENSUAL
NORTE	8,43	227,5	1,38	37,2	1,48	40,0	1,41	39,2
CENTRAL	1,43	35,8	0,40	10,1	0,40	9,9	0,41	10,2
SUR	6,29	176,2	1,54	43,3	1,45	40,7	1,58	44,7
<b>TOTAL</b>	<b>16,15</b>	<b>439,5</b>	<b>3,3</b>	<b>90,5</b>	<b>3,33</b>	<b>90,6</b>	<b>3,39</b>	<b>94,0</b>

*Tabla 4.5. Resumen de pérdidas de Caudal y Presión a diferentes diámetros.*

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

Si se cambia todo el sistema de red de líneas de producción a la tubería de 2 3/8", individual para cada pozo, el incremento de producción ( $\Delta Q$ ) sería de 3.3 bppd y la pérdida mensual de 90.5 bppd, recuperando de esta manera 12 bppd.

Con respecto a la tubería de 2 7/8" y polypipe, el incremento en la producción sería muy similar (tabla 4.6) , igual para líneas individuales, ya que la diferencia entre los resultados obtenidos es mínima, por lo que para el cambio del diámetro óptimo y más rentable será determinado con el análisis económico.

<b>BARRILES DE PETRÓLEO RECUPERADOS A DIFERENTES DIÁMETROS DE TUBERÍA</b>						
<b>ESTACIÓN</b>	<b>2 3/8 "</b>		<b>2 7/8 "</b>		<b>POLYPIPE 2 3/8"</b>	
	<b>BPPD RECUPERADOS</b>	<b><math>\Delta</math> PROD. MENSUAL</b>	<b>BPPD RECUPERADOS</b>	<b><math>\Delta</math> PROD. MENSUAL</b>	<b>BPPD RECUPERADOS</b>	<b><math>\Delta</math> PROD. MENSUAL</b>
<b>NORTE</b>	7,05	196,03	6,94	193,09	7,02	195,18
<b>CENTRAL</b>	1,03	25,71	1,04	25,90	1,02	25,60
<b>SUR</b>	4,75	134,39	4,84	136,96	4,72	133,44
<b>TOTAL</b>	<b>12,83</b>	<b>356,13</b>	<b>12,82</b>	<b>355,95</b>	<b>12,76</b>	<b>354,22</b>

*Tabla 4.6. Barriles de petróleo a recuperar.*

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

#### **4.6. Optimización de los sistemas de producción actuales**

Se seleccionaron los tres mejores pozos para el cálculo de la producción de fluido, de acuerdo al cambio de diámetro de la bomba de subsuelo.

En la Tabla 4.7 se presenta la información requerida de los pozos seleccionados para el ingreso de datos:

	POZO	PAC- 09	PAC- 10	PAC- 42
Unidad de Bombeo	L. de la carrera del vástago pulido.(in)	36"	48"	48"
	Golpes por minuto (GPM)	6	6	6
Varillas y Tubing.	Ø Varillas (in)	¾"	¾"	¾"
	ID Tubing (in)	2"	2"	2"
	Profundidad de varillas	2470	2043	2924
Bomba	Profundidad asentamiento (ft)	1996	2056	2928
	Tipo de Bomba	RWAC	RWAC	RWAC
	Ø nominal (in)	1 ¼	1 ¼	1 ¼
	Longitud del barril (ft)	8	8	8

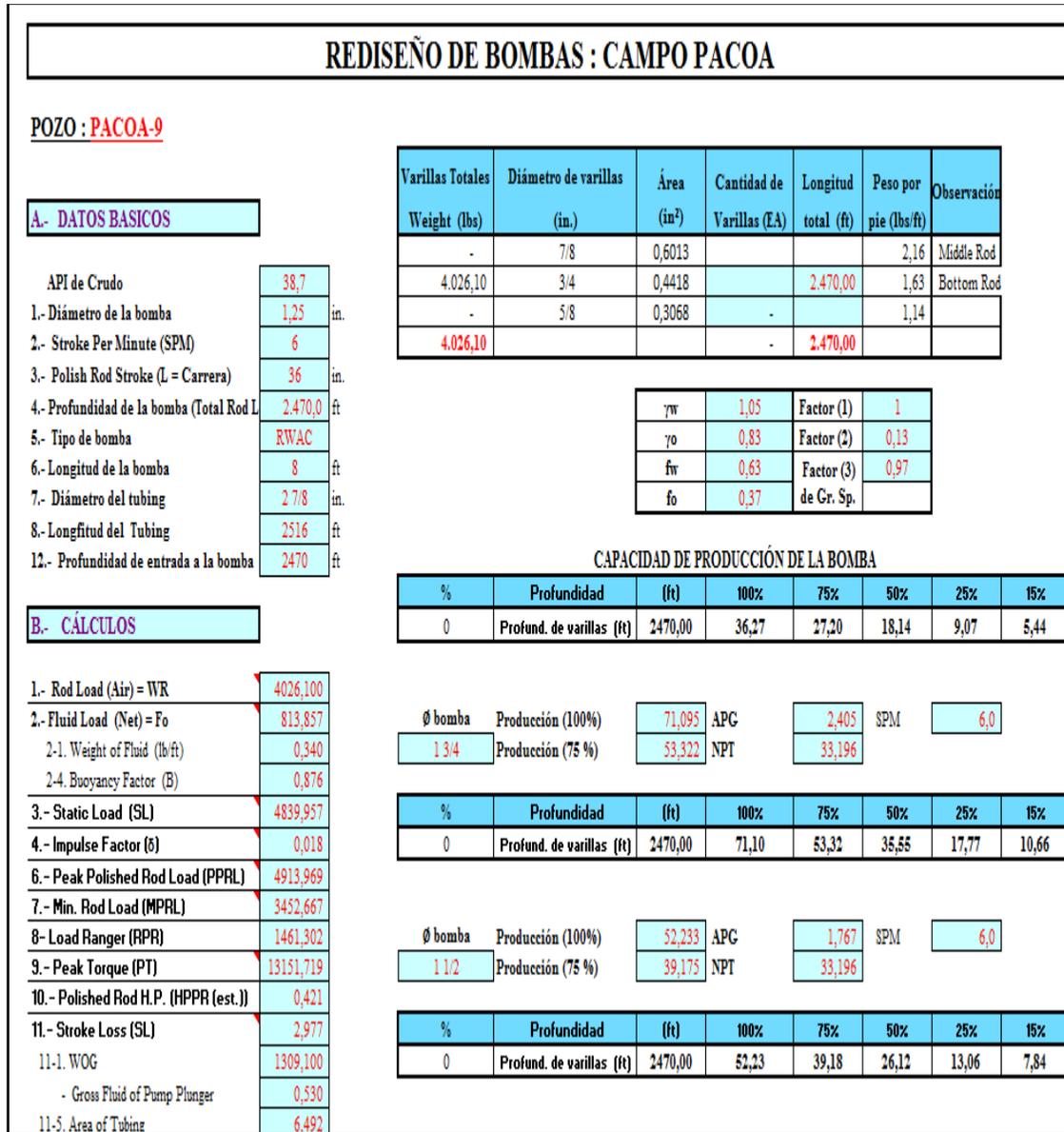
**Tabla 4.7.- Información de parámetros de la bomba de pozos seleccionados.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

Para obtener la producción a diferentes diámetros de bomba y eficiencia requerida se rediseño el sistema actual de producción, calculando los siguientes parámetros:

- ✓ Carga de varillas en aire
- ✓ Carga del fluido
- ✓ Carga estática
- ✓ Factor de Impulso

- ✓ Carga máxima del Varillón pulido.
- ✓ Carga mínima del Varillón pulido
- ✓ Torque máximo
- ✓ Pérdidas de golpes por minuto (strokes).



**Figura 4.11. Rediseño de bombeo mecánico.**

*Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.*

A continuación se muestran los resultados logrados mediante la hoja de cálculo creada (Figura 4.11). Los resultados del rediseño en los otros pozos se muestran en el Anexo 10.

CÁLCULOS	Pac-09	Pac-10	Pac-42
1.- Carga de varillas en aire = WR	4026,10	3330,09	4772,48
2.- Carga del fluido = Fo	813,86	707,76	997,16
3.- Carga estática (SL)	4839,96	4037,85	5769,64
4.- Factor de Impulso ( $\delta$ )	0,02	0,02	0,02
6.- Carga máxima del Varillón pulido. (PPRL)	4913,97	4093,45	5872,00
7.- Carga mínima del Varillón pulido (MPRL)	3452,67	2840,17	4057,40
8- Load Ranger (RPR)	1461,30	1253,28	1814,59
9.- Torque máximo (PT)	13151,72	10245,59	19053,21
10.- Polished Rod H.P. (HPPR (est.))	0,42	0,33	0,61
11.- Pérdidas de strokes (SL)	2,98	2,04	4,17
12.- Sobre recorrido (OT)	0,10	0,09	0,11
13.- Producción (100%)	36,19	33,60	41,46
Producción (75%)	27,14	25,20	31,10
13-2. NPT	33,12	30,75	37,94
14. - Max. Rod Stress (Top Rod, MRS)	11122,95	9265,68	13291,48
14-1. Área del pistón	0,44	0,44	0,44
15.- Load Ratio (% , LR)	70,26	69,38	69,10

**Tabla 4.8. Factores para rediseño de bombeo mecánico.**  
Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.

En el rediseño se consideraron tres diámetros de pistón de bomba, para obtener el más adecuado para optimizar la producción (Tabla 4.9)

Ø PISTÓN	1 1/4" (ACTUAL)			1 1/2"			1 3/4"		
	100%	75%	50%	100%	75%	50%	100%	75%	50%
PAC-9	36,27	27,20	18,14	52,23	39,18	26,12	71,10	53,32	35,55
PAC-10	33,62	25,22	16,81	48,42	36,31	24,21	65,90	49,43	32,95
PAC-42	41,65	31,24	20,82	59,97	44,98	29,99	81,63	61,22	40,82

**Tabla 4.9.- Barriles producidos a diferentes eficiencias.**  
Elaborado por: Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede observar que el diámetro de bomba adecuado para el caudal a manejar es la de pistón de 1 3/4", con una eficiencia menor al 100% para alargar su vida útil. Los resultados de los otros pozos se muestran en los Anexos 11,12 y 13.

#### **4.7. Aplicación del mejor Sistema de producción**

La producción en general del campo es intermitente, por lo que el sistema de levantamiento recomendado es el bombeo neumático o Gas Lift Intermitente, que permite incrementar la producción en pozos marginales.

El diseño de una instalación de bombeo Neumático consiste en adecuar los pozos a producir por inyección de gas, para lo cual se consideran las condiciones del yacimiento y del pozo, así como con las condiciones del equipo disponible, para así realizar un diseño funcional que permita optimizar la producción.

Es aplicado en pozos que poseen baja presión de fondo y un  $IP > 0,5$  bpd/psi o  $IP < 0,5$  bpd/psi, siendo este último el índice de productividad de la mayoría de los pozos del Campo Pacoa.

ENTRADA: Sistema de tratamiento de gas húmedo y compresores.

FONDO DEL POZO: Cabezal apropiado, chokes y mandriles.

SUPERFICIE: Facilidades de producción apropiadas para re-uso del gas

Aunque este sistema es el adecuado para implementarse, no es rentable para ser implementado en el Campo Pacoa, debido a los altos costos de su implantación, para adecuar a las actuales facilidades de superficie, número de pozos e insuficiente aportación de gas.

## CAPÍTULO V

### 5. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

#### 5.1. Análisis Técnico

En el Campo Pacoa se han evaluado las líneas de flujo de las estaciones Norte, Central y Sur, las cuales presentan una corrosión externa generalizada debido al ambiente salino a las que se encuentran expuestas y al contacto de las tuberías con el suelo por la falta de marcos H.

Existen varios tramos de tubería enterrados sin protección (poliken) y fugas por las uniones (roscas).

Se emplea PVC en algunos pozos provocando mayor caída de presión y por ende pérdida de fluido, debido a su superficie interna que presenta mayor resistencia al flujo.

Adicional a esto se está utilizando tubería roscada API 5CT "Tubería de perforación" la misma que no es apta para este servicio (conducción de hidrocarburos) según la Norma ASME B 31.4.

#### 5.2. Análisis económico.

El análisis económico tiene como objetivo determinar la factibilidad del proyecto propuesto mediante indicadores económicos que toman en cuenta la variación del valor del dinero en el tiempo, basándose principalmente en criterios de

evaluación para estipular si la inversión del capital generará ganancias y si estas serán a corto, mediano o largo plazo.

**5.2.1. Criterios De Evaluación**

**5.2.1.1. Ingresos**

Representan la recuperación de la inversión o ganancia que se integran al presupuesto, en términos generales, son los elementos monetarios como no monetarios que se acumulan y se generan como consecuencia un círculo de consumo-ganancia.

Se obtiene multiplicando los barriles producidos por el costo actual del petróleo.

**5.2.1.2. Egresos**

Corresponden a la inversión total requerida para la puesta en marcha del proyecto.

Los egresos mensuales constituyen la suma entre los costos capitales y los costos de operación que resultan al poner en marcha el proyecto.

**5.2.2. Indicadores Económicos**

**5.2.2.1. Valor Actual Neto (V.A.N)**

Este valor es importante porque proporciona una medida directa del beneficio en dólares (sobre la base del valor presente).

Matemáticamente el valor actual neto (VAN) viene definida como:

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{Fn}{(1 + i)^n} \dots\dots\dots (Ec. 5.1)$$

Donde

FNC: Flujo Neto de Caja

i: Tasa de actualización o descuento

n: períodos de análisis

#### 5.2.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de rentabilidad que iguala a cero el valor actual neto del flujo de caja, también considerada como la tasa máxima a la que se puede remunerar el capital del proyecto, sin ganancia ni pérdida.

#### 5.2.2.3. Relación Beneficio/Costo.(R.B.C)

Es un indicador que mide el grado de rentabilidad que un proyecto puede generar, donde los ingresos y los egresos deben ser calculados de manera que no genere pérdidas para la empresa sino ganancias.

La ecuación viene dada por:

$$B/C = \frac{\sum VP(+)}{\sum VP(-)} \quad \text{Ec. 5.2}$$

$\sum VP (+)$  = beneficio

$\sum VP (-)$  = costo

En conclusión un proyecto es económicamente rentable cuando:

- ✓ El valor neto (VAN) es mayor a cero.
- ✓ La tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa de actualización.
- ✓ La relación B/C > 1 porque genera ganancias

### **5.3. Propuesta**

De acuerdo a la inspección técnica y a los resultados obtenidos en el capítulo 4 se evaluará económicamente la propuesta que consiste en:

- ✓ Cambio del sistema de red de líneas de flujo a líneas individuales.
- ✓ Implementación de nuevos Skid considerando a los nuevos pozos que se van a perforar, se recalca que no se está tomando en cuenta la producción de los mismos en los ingresos para el proyecto. (Anexo 14,15,16)
- ✓ Medidores de flujo a la entrada de cada pozo al manifold y uno adicional para pruebas de producción.

Para esto se han considerado dos escenarios.

#### **Escenario 1:**

En este escenario se proponen 2 alternativas para la conducción de hidrocarburos en las tres estaciones del Campo, estas serán evaluadas económicamente, para determinar la factibilidad de cada una de ellas.

**Alternativa 1.-** El uso de tubería de acero de 2 3/8”.

**Alternativa 2.-** El uso de tubería plástica polypipe de 2 3/8”.

## Escenario 2:

En este escenario se plantea el uso de la tubería de acero de 2 3/8" para dos estaciones en este caso la Central – Sur y para la estación Norte por ser la zona en la que se presenta mayor salinidad se propondría tubería plástica polypipe de 2 3/8".

## MATERIAL REQUERIDO

En la tabla 5.1 se describen la cantidad de tubería y accesorios requeridos para el cambio de las líneas en red a líneas individuales en cada una de las estaciones para el Escenario 1 y 2.

ESTACIÓN	Longitud (ft)	TUBERÍA POLYPIPE		TUBERÍA DE ACERO 2 3/8"		
		Rollos (1000 ft/rollo)	Acoples	Tubería de 31 ft	Soldadura	Marcos H
Norte	24658,04	26	41	796	232	1879
Sur	30506,04	31	47	984	287	2325
Central	16996,91	18	26	548	170	1295
<b>TOTAL</b>	<b>72160.99</b>	<b>75</b>	<b>113</b>	<b>2328</b>	<b>689</b>	<b>5499</b>

**Tabla 5.1.- Cantidad de Tubería requerida: polypipe y de acero 2 3/8"**

**Elaborado por:** Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá

- **Implementación de manifold y medidores de flujo**

En la tabla 5.2 se detallan los manifold que se encuentran operativos en cada estación del Campo y los que se requerirían para poner en marcha el proyecto. Además de la cantidad de medidores de flujo necesarios y los accesorios complementarios para su instalación.

Estación	Manifold			ACCESORIOS		
	Actuales	Requer.	Total	Medidor de flujo de 2"	Unión Universal de 2"	Válvulas Check de 2"
Norte	1	2	3	18	36	36
Sur	1	2	3	18	36	36
Central	-	3	3	18	36	36
<b>TOTAL</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>54</b>	<b>108</b>	<b>108</b>

*Tabla 5.2.- Manifold o Skid, medidores de flujos y accesorios para su instalación*

*Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá*

## DETALLES DE COSTOS

Los costos que implica el uso de la tubería de acero 2 3/8", polypipe y medidores de flujo fueron otorgados por EP Petroecuador.

En la tabla 5.3, tabla 5.4, tabla 5.5 se detallan los costos estimados para cada escenario.

### Escenario 1

DESCRIPCIÓN	COSTOS ESTIMADOS	
	POLYPIPE	2 3/8"
Tubería (ft)	\$ 121.856,00	\$ 365.030,40
Unión (EA)	\$ 20.580,00	-
Soldadura (Lb)	-	\$ 2.037,24
Transporte	\$ 6.720,00	\$ 7.884,80
Marcos H	-	\$ 36.953,28
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 149.156,00</b>	<b>\$ 411.905,72</b>

*Tabla 5.3.- Costos estimados de tubería polypipe y de acero para el escenario 1.*

*Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá*

## Escenario 2

DESCRIPCIÓN	COSTOS ESTIMADOS	
	NORTE	CENTRAL Y SUR
	POLYPIPE	2 3/8"
Tubería (ft)	\$ 46.592,00	\$ 240.217,60
Unión (EA)	\$ 8.036,00	-
Soldadura (Lb)	-	\$ 1.351,26
Transporte	-	\$ 7.884,80
Marcos H	-	\$ 24.326,40
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 54.628,00</b>	<b>\$ 273.780,06</b>

**Tabla 5.4.-** Costos estimados de tubería polypipe y de acero para el escenario 2.

**Elaborado por:** Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá

Para ambos escenarios se propone la implementación de medidores de flujo por pozo en cada una de las estaciones.

DESCRIPCIÓN	COSTOS TOTALES
Manifold	\$ 176.000,00
Medidor de flujo de 2"	\$ 23.255,97
Unión Universal de 2"	\$ 1.501,88
Válvulas Check de 2"	\$ 11.627,84
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 212.385,69</b>

**Tabla 5.5.-** Costos estimados de manifold, medidores de flujo, válvulas para ambos escenarios.

**Elaborado por:** Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá

## EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

Para la evaluación del proyecto se han empleado los indicadores económicos que son: el TIR, El VAN y la Relación Costo/ Beneficio, para determinar la factibilidad del mismo, considerando las producciones mensuales y los costos asociados, adicionalmente se ha obtenido el tiempo de recuperación que en lo posible debe ser a corto plazo.

En el análisis se considera el precio del barril de petróleo @ \$90 y \$ 70 con un costo operativo de \$ 22,50.

Se considera una declinación de la producción de 0,85 %, tomando en cuenta un período equivalente a 30 días.

El tiempo de ejecución del proyecto será de 24 meses.

La tasa de actualización fue tomada como dato referencial de la página del Banco Central del Ecuador

### ANÁLISIS DE COSTO DEL BARRIL PRODUCIDO POR EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN BOMBEO MECÁNICO

DETALLE	BOMBEO MECÁNICO
Inversión por implementación del sistema	\$ 237.30
Consumo de electricidad (\$ por día)	\$ 23.00
Gastos Administrativos (\$ por día)	\$ 1,000.00
Transporte (\$ por día)	\$ 70.00
Mantenimiento (\$ por día)	\$ 5.13
PRODUCCIÓN TOTAL	\$ 1,335.43
PRODUCCIÓN DIARIO	60.00
<b>COSTO POR BARRIL PRODUCIDO \$ /BBL</b>	<b>\$ 22.26</b>

*Tabla 5.5.- Costo del barril de petróleo producido por sistema de producción.*

*Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá*

La depreciación de tuberías está estimada para 20 años con un valor del 5 % fue determinada de la siguiente manera:

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Valor Neto}}{\text{Años vida útil}} \quad \text{Ec. 5.4}$$

$$\text{Depreciación} = \text{Valor Neto} * \% \quad \text{Ec. 5.5}$$

Los resultados obtenidos se muestran en tabla 5.6

DESCRIPCIÓN	VALORES	DEPRECIACIÓN 5 %	TOTAL
Tubería polypipe	\$ 127.175,00	\$ 6.358,75	\$ 15.934,75
Tubería de acero 2 3/8"	\$ 32.994,00	\$ 1.649,70	\$ 11.225,70
Tubería polypipe+ acero 2 3/8"	\$ 286.181,48	\$ 14.309,07	\$ 23.885,07
MEDIDORES DE FLUJO	\$ 191.520,00	\$ 9.576,00	

**Tabla 5.6.-** Muestra de resultados de depreciaciones

**Elaborado por:** Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá

Las depreciaciones de las tuberías y medidores se las ha obtenido por separado, para los flujos del proyecto se realiza la suma de la depreciación de tuberías para cada escenario y medidores de flujo.

## INVERSIÓN TOTAL REQUERIDA PARA CADA ESCENARIO

En la tabla 5.7 se muestra la inversión total requerida que comprende:

Costo de tubería y material necesario para su instalación, medidores de flujo, manifold, transporte en todos los casos. Para la tubería polypipe costo por enterramiento y la de acero costos de marcos H.

COSTOS TOTALES	
Implementación polypipe	\$ 439.818,40
Implementación acero 2 3/8"	\$ 627.483,32
Implementación polypipe+ acero 2 3/8"	\$ 579.825,66

*Tabla 5.7.- Inversión total requerida para cada escenario*

*Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá*

## FLUJOS DE CAJA PARA CADA ESCENARIOS

Para cada escenario se realizó el flujo del proyecto.

Los ingresos se obtienen multiplicando el precio del petróleo por los barriles producidos mensualmente (Anexo 18), tomando en cuenta la declinación.

Los egresos se obtienen multiplicando los barriles producidos mensualmente por los costos operativos que son \$ 22.5.

Los resultados se muestran en la tabla.-5.8, tabla.- 5.9, tabla.-5.10 tabla.-5.11, tabla.- 5.12, tabla.-5.13.

<b>FLUJO DEL PROYECTO : TUBERÍA POLYPIPE EN TODO EL CAMPO @ \$ 90</b>											
# MESES	Inversión Inicial	Ingresos por ventas	(-) Costo variable Producción	UTILIDAD ANTES DEPRECIACIÓN	(-) Depreciación	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	(-) Impuestos y Participaciones (25%)	UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	(+) Depreciación	Flujo neto de operaciones	FLUJO NETO ACUMULADO
<b>0</b>	<b>-\$ 500,000.00</b>	<b>\$ 3,604,569.23</b>	<b>\$ 891,129.62</b>							<b>-\$ 500,000.00</b>	<b>-\$ 500,000.00</b>
<b>1</b>		\$ 165,393.31	\$ 40,888.90	<b>\$ 124,504.41</b>	\$ 15,934.75	\$ 108,569.66	\$ 27,142.41	\$ 81,427.24	\$ 15,934.75	\$ 97,361.99	<b>-\$ 402,638.01</b>
<b>2</b>		\$ 163,987.46	\$ 40,541.35	<b>\$ 123,446.12</b>	\$ 15,934.75	\$ 107,511.37	\$ 26,877.84	\$ 80,633.53	\$ 15,934.75	\$ 96,568.28	<b>-\$ 306,069.73</b>
<b>3</b>		\$ 162,593.57	\$ 40,196.74	<b>\$ 122,396.83</b>	\$ 15,934.75	\$ 106,462.08	\$ 26,615.52	\$ 79,846.56	\$ 15,934.75	\$ 95,781.31	<b>-\$ 210,288.42</b>
<b>4</b>		\$ 161,211.53	\$ 39,855.07	<b>\$ 121,356.45</b>	\$ 15,934.75	\$ 105,421.70	\$ 26,355.43	\$ 79,066.28	\$ 15,934.75	\$ 95,001.03	<b>-\$ 115,287.39</b>
<b>5</b>		\$ 159,841.23	\$ 39,516.30	<b>\$ 120,324.92</b>	\$ 15,934.75	\$ 104,390.17	\$ 26,097.54	\$ 78,292.63	\$ 15,934.75	\$ 94,227.38	<b>-\$ 21,060.01</b>
<b>6</b>		\$ 158,482.58	\$ 39,180.41	<b>\$ 119,302.16</b>	\$ 15,934.75	\$ 103,367.41	\$ 25,841.85	\$ 77,525.56	\$ 15,934.75	\$ 93,460.31	<b>\$ 72,400.30</b>
<b>7</b>		\$ 157,135.48	\$ 38,847.38	<b>\$ 118,288.09</b>	\$ 15,934.75	\$ 102,353.34	\$ 25,588.34	\$ 76,765.01	\$ 15,934.75	\$ 92,699.76	<b>\$ 165,100.05</b>
<b>8</b>		\$ 155,799.82	\$ 38,517.18	<b>\$ 117,282.65</b>	\$ 15,934.75	\$ 101,347.90	\$ 25,336.97	\$ 76,010.92	\$ 15,934.75	\$ 91,945.67	<b>\$ 257,045.72</b>
<b>9</b>		\$ 154,475.53	\$ 38,189.78	<b>\$ 116,285.74</b>	\$ 15,934.75	\$ 100,350.99	\$ 25,087.75	\$ 75,263.24	\$ 15,934.75	\$ 91,197.99	<b>\$ 348,243.72</b>
<b>10</b>		\$ 153,162.48	\$ 37,865.17	<b>\$ 115,297.31</b>	\$ 15,934.75	\$ 99,362.56	\$ 24,840.64	\$ 74,521.92	\$ 15,934.75	\$ 90,456.67	<b>\$ 438,700.39</b>
<b>11</b>		\$ 151,860.60	\$ 37,543.32	<b>\$ 114,317.29</b>	\$ 15,934.75	\$ 98,382.54	\$ 24,595.63	\$ 73,786.90	\$ 15,934.75	\$ 89,721.65	<b>\$ 528,422.05</b>
<b>12</b>		\$ 150,569.79	\$ 37,224.20	<b>\$ 113,345.59</b>	\$ 15,934.75	\$ 97,410.84	\$ 24,352.71	\$ 73,058.13	\$ 15,934.75	\$ 88,992.88	<b>\$ 617,414.93</b>
<b>13</b>		\$ 149,289.94	\$ 36,907.79	<b>\$ 112,382.15</b>	\$ 15,934.75	\$ 96,447.40	\$ 24,111.85	\$ 72,335.55	\$ 15,934.75	\$ 88,270.30	<b>\$ 705,685.23</b>
<b>14</b>		\$ 148,020.98	\$ 36,594.08	<b>\$ 111,426.90</b>	\$ 15,934.75	\$ 95,492.15	\$ 23,873.04	\$ 71,619.12	\$ 15,934.75	\$ 87,553.87	<b>\$ 793,239.09</b>
<b>15</b>		\$ 146,762.80	\$ 36,283.03	<b>\$ 110,479.78</b>	\$ 15,934.75	\$ 94,545.03	\$ 23,636.26	\$ 70,908.77	\$ 15,934.75	\$ 86,843.52	<b>\$ 880,082.61</b>
<b>16</b>		\$ 145,515.32	\$ 35,974.62	<b>\$ 109,540.70</b>	\$ 15,934.75	\$ 93,605.95	\$ 23,401.49	\$ 70,204.46	\$ 15,934.75	\$ 86,139.21	<b>\$ 966,221.82</b>
<b>17</b>		\$ 144,278.44	\$ 35,668.84	<b>\$ 108,609.60</b>	\$ 15,934.75	\$ 92,674.85	\$ 23,168.71	\$ 69,506.14	\$ 15,934.75	\$ 85,440.89	<b>\$ 1,051,662.71</b>
<b>18</b>		\$ 143,052.07	\$ 35,365.65	<b>\$ 107,686.42</b>	\$ 15,934.75	\$ 91,751.67	\$ 22,937.92	\$ 68,813.75	\$ 15,934.75	\$ 84,748.50	<b>\$ 1,136,411.21</b>
<b>19</b>		\$ 141,836.13	\$ 35,065.04	<b>\$ 106,771.09</b>	\$ 15,934.75	\$ 90,836.34	\$ 22,709.08	\$ 68,127.25	\$ 15,934.75	\$ 84,062.00	<b>\$ 1,220,473.21</b>
<b>20</b>		\$ 140,630.52	\$ 34,766.99	<b>\$ 105,863.53</b>	\$ 15,934.75	\$ 89,928.78	\$ 22,482.20	\$ 67,446.59	\$ 15,934.75	\$ 83,381.34	<b>\$ 1,303,854.55</b>
<b>21</b>		\$ 139,435.16	\$ 34,471.47	<b>\$ 104,963.69</b>	\$ 15,934.75	\$ 89,028.94	\$ 22,257.24	\$ 66,771.71	\$ 15,934.75	\$ 82,706.46	<b>\$ 1,386,561.01</b>
<b>22</b>		\$ 138,249.96	\$ 34,178.46	<b>\$ 104,071.50</b>	\$ 15,934.75	\$ 88,136.75	\$ 22,034.19	\$ 66,102.56	\$ 15,934.75	\$ 82,037.31	<b>\$ 1,468,598.32</b>
<b>23</b>		\$ 137,074.84	\$ 33,887.95	<b>\$ 103,186.89</b>	\$ 15,934.75	\$ 87,252.14	\$ 21,813.04	\$ 65,439.11	\$ 15,934.75	\$ 81,373.86	<b>\$ 1,549,972.17</b>
<b>24</b>		\$ 135,909.70	\$ 33,599.90	<b>\$ 102,309.80</b>	\$ 15,934.75	\$ 86,375.05	\$ 21,593.76	\$ 64,781.29	\$ 15,934.75	\$ 80,716.04	<b>\$ 1,630,688.21</b>

*Tabla 5.8.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería polypipe en todo el Campo @ \$90.*

*Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá*

FLUJO DEL PROYECTO : TUBERÍA POLYPIPE EN TODO EL CAMPO @ \$ 70											
# MESES	Inversión Inicial	Ingresos por ventas	(-) Costo variable Producción	UTILIDAD ANTES DEPRECIACIÓN	(-) Depreciación	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	(-) Impuestos y Participaciones (25%)	UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	(+) Depreciación	Flujo neto de operaciones	FLUJO NETO ACUMULADO
0	-\$ 500,000.00	\$ 2,803,553.85	\$ 891,129.62							-\$ 500,000.00	-\$ 500,000.00
1		\$ 128,639.24	\$ 40,888.90	\$ 87,750.34	\$ 15,934.75	\$ 71,815.59	\$ 17,953.90	\$ 53,861.69	\$ 15,934.75	\$ 69,796.44	-\$ 430,203.56
2		\$ 127,545.81	\$ 40,541.35	\$ 87,004.46	\$ 15,934.75	\$ 71,069.71	\$ 17,767.43	\$ 53,302.28	\$ 15,934.75	\$ 69,237.03	-\$ 360,966.53
3		\$ 126,461.67	\$ 40,196.74	\$ 86,264.92	\$ 15,934.75	\$ 70,330.17	\$ 17,582.54	\$ 52,747.63	\$ 15,934.75	\$ 68,682.38	-\$ 292,284.15
4		\$ 125,386.74	\$ 39,855.07	\$ 85,531.67	\$ 15,934.75	\$ 69,596.92	\$ 17,399.23	\$ 52,197.69	\$ 15,934.75	\$ 68,132.44	-\$ 224,151.71
5		\$ 124,320.95	\$ 39,516.30	\$ 84,804.65	\$ 15,934.75	\$ 68,869.90	\$ 17,217.48	\$ 51,652.43	\$ 15,934.75	\$ 67,587.18	-\$ 156,564.53
6		\$ 123,264.23	\$ 39,180.41	\$ 84,083.81	\$ 15,934.75	\$ 68,149.06	\$ 17,037.27	\$ 51,111.80	\$ 15,934.75	\$ 67,046.55	-\$ 89,517.98
7		\$ 122,216.48	\$ 38,847.38	\$ 83,369.10	\$ 15,934.75	\$ 67,434.35	\$ 16,858.59	\$ 50,575.76	\$ 15,934.75	\$ 66,510.51	-\$ 23,007.47
8		\$ 121,177.64	\$ 38,517.18	\$ 82,660.46	\$ 15,934.75	\$ 66,725.71	\$ 16,681.43	\$ 50,044.28	\$ 15,934.75	\$ 65,979.03	\$ 42,971.56
9		\$ 120,147.63	\$ 38,189.78	\$ 81,957.85	\$ 15,934.75	\$ 66,023.10	\$ 16,505.77	\$ 49,517.32	\$ 15,934.75	\$ 65,452.07	\$ 108,423.64
10		\$ 119,126.38	\$ 37,865.17	\$ 81,261.21	\$ 15,934.75	\$ 65,326.46	\$ 16,331.61	\$ 48,994.84	\$ 15,934.75	\$ 64,929.59	\$ 173,353.23
11		\$ 118,113.80	\$ 37,543.32	\$ 80,570.49	\$ 15,934.75	\$ 64,635.74	\$ 16,158.93	\$ 48,476.80	\$ 15,934.75	\$ 64,411.55	\$ 237,764.78
12		\$ 117,109.83	\$ 37,224.20	\$ 79,885.64	\$ 15,934.75	\$ 63,950.89	\$ 15,987.72	\$ 47,963.17	\$ 15,934.75	\$ 63,897.92	\$ 301,662.70
13		\$ 116,114.40	\$ 36,907.79	\$ 79,206.61	\$ 15,934.75	\$ 63,271.86	\$ 15,817.96	\$ 47,453.89	\$ 15,934.75	\$ 63,388.64	\$ 365,051.34
14		\$ 115,127.43	\$ 36,594.08	\$ 78,533.35	\$ 15,934.75	\$ 62,598.60	\$ 15,649.65	\$ 46,948.95	\$ 15,934.75	\$ 62,883.70	\$ 427,935.04
15		\$ 114,148.85	\$ 36,283.03	\$ 77,865.82	\$ 15,934.75	\$ 61,931.07	\$ 15,482.77	\$ 46,448.30	\$ 15,934.75	\$ 62,383.05	\$ 490,318.10
16		\$ 113,178.58	\$ 35,974.62	\$ 77,203.96	\$ 15,934.75	\$ 61,269.21	\$ 15,317.30	\$ 45,951.91	\$ 15,934.75	\$ 61,886.66	\$ 552,204.75
17		\$ 112,216.56	\$ 35,668.84	\$ 76,547.73	\$ 15,934.75	\$ 60,612.98	\$ 15,153.24	\$ 45,459.73	\$ 15,934.75	\$ 61,394.48	\$ 613,599.23
18		\$ 111,262.72	\$ 35,365.65	\$ 75,897.07	\$ 15,934.75	\$ 59,962.32	\$ 14,990.58	\$ 44,971.74	\$ 15,934.75	\$ 60,906.49	\$ 674,505.73
19		\$ 110,316.99	\$ 35,065.04	\$ 75,251.95	\$ 15,934.75	\$ 59,317.20	\$ 14,829.30	\$ 44,487.90	\$ 15,934.75	\$ 60,422.65	\$ 734,928.37
20		\$ 109,379.29	\$ 34,766.99	\$ 74,612.30	\$ 15,934.75	\$ 58,677.55	\$ 14,669.39	\$ 44,008.17	\$ 15,934.75	\$ 59,942.92	\$ 794,871.29
21		\$ 108,449.57	\$ 34,471.47	\$ 73,978.10	\$ 15,934.75	\$ 58,043.35	\$ 14,510.84	\$ 43,532.51	\$ 15,934.75	\$ 59,467.26	\$ 854,338.55
22		\$ 107,527.75	\$ 34,178.46	\$ 73,349.29	\$ 15,934.75	\$ 57,414.54	\$ 14,353.63	\$ 43,060.90	\$ 15,934.75	\$ 58,995.65	\$ 913,334.20
23		\$ 106,613.76	\$ 33,887.95	\$ 72,725.82	\$ 15,934.75	\$ 56,791.07	\$ 14,197.77	\$ 42,593.30	\$ 15,934.75	\$ 58,528.05	\$ 971,862.25
24		\$ 105,707.55	\$ 33,599.90	\$ 72,107.65	\$ 15,934.75	\$ 56,172.90	\$ 14,043.22	\$ 42,129.67	\$ 15,934.75	\$ 58,064.42	\$ 1,029,926.67

Tabla 5.9.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería polypipe en todo el Campo @ \$70.

Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá

FLUJO DEL PROYECTO : TUBERÍA DE ACERO 2 3/8" EN TODO EL CAMPO @ \$ 90											
# MESES	Inversión Inicial	Ingresos por ventas	(-) Costo variable Producción	UTILIDAD ANTES DE DEPRECIACIÓN	(-) Depreciación	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	(-) Impuestos y Participaciones (25%)	UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	(+) Depreciación	Flujo neto de operaciones	FLUJO NETO ACUMULADO
0	-\$ 630,000.00	\$ 3,608,315.61	\$ 891,172.11							-\$ 630,000.00	-\$ 630,000.00
1		\$ 165,565.21	\$ 40,931.40	\$ 124,633.81	\$ 15,934.75	\$ 108,699.06	\$ 27,174.76	\$ 81,524.29	\$ 15,934.75	\$ 97,459.04	-\$ 532,540.96
2		\$ 164,157.90	\$ 40,541.35	\$ 123,616.56	\$ 15,934.75	\$ 107,681.81	\$ 26,920.45	\$ 80,761.36	\$ 15,934.75	\$ 96,696.11	-\$ 435,844.85
3		\$ 162,762.56	\$ 40,196.74	\$ 122,565.82	\$ 15,934.75	\$ 106,631.07	\$ 26,657.77	\$ 79,973.30	\$ 15,934.75	\$ 95,908.05	-\$ 339,936.80
4		\$ 161,379.08	\$ 39,855.07	\$ 121,524.01	\$ 15,934.75	\$ 105,589.26	\$ 26,397.31	\$ 79,191.94	\$ 15,934.75	\$ 95,126.69	-\$ 244,810.11
5		\$ 160,007.36	\$ 39,516.30	\$ 120,491.05	\$ 15,934.75	\$ 104,556.30	\$ 26,139.08	\$ 78,417.23	\$ 15,934.75	\$ 94,351.98	-\$ 150,458.13
6		\$ 158,647.29	\$ 39,180.41	\$ 119,466.88	\$ 15,934.75	\$ 103,532.13	\$ 25,883.03	\$ 77,649.10	\$ 15,934.75	\$ 93,583.85	-\$ 56,874.28
7		\$ 157,298.79	\$ 38,847.38	\$ 118,451.41	\$ 15,934.75	\$ 102,516.66	\$ 25,629.17	\$ 76,887.50	\$ 15,934.75	\$ 92,822.25	\$ 35,947.97
8		\$ 155,961.75	\$ 38,517.18	\$ 117,444.57	\$ 15,934.75	\$ 101,509.82	\$ 25,377.46	\$ 76,132.37	\$ 15,934.75	\$ 92,067.12	\$ 128,015.08
9		\$ 154,636.08	\$ 38,189.78	\$ 116,446.30	\$ 15,934.75	\$ 100,511.55	\$ 25,127.89	\$ 75,383.66	\$ 15,934.75	\$ 91,318.41	\$ 219,333.49
10		\$ 153,321.67	\$ 37,865.17	\$ 115,456.50	\$ 15,934.75	\$ 99,521.75	\$ 24,880.44	\$ 74,641.31	\$ 15,934.75	\$ 90,576.06	\$ 309,909.56
11		\$ 152,018.44	\$ 37,543.32	\$ 114,475.12	\$ 15,934.75	\$ 98,540.37	\$ 24,635.09	\$ 73,905.28	\$ 15,934.75	\$ 89,840.03	\$ 399,749.59
12		\$ 150,726.28	\$ 37,224.20	\$ 113,502.08	\$ 15,934.75	\$ 97,567.33	\$ 24,391.83	\$ 73,175.50	\$ 15,934.75	\$ 89,110.25	\$ 488,859.84
13		\$ 149,445.11	\$ 36,907.79	\$ 112,537.32	\$ 15,934.75	\$ 96,602.57	\$ 24,150.64	\$ 72,451.92	\$ 15,934.75	\$ 88,386.67	\$ 577,246.51
14		\$ 148,174.82	\$ 36,594.08	\$ 111,580.75	\$ 15,934.75	\$ 95,646.00	\$ 23,911.50	\$ 71,734.50	\$ 15,934.75	\$ 87,669.25	\$ 664,915.76
15		\$ 146,915.34	\$ 36,283.03	\$ 110,632.31	\$ 15,934.75	\$ 94,697.56	\$ 23,674.39	\$ 71,023.17	\$ 15,934.75	\$ 86,957.92	\$ 751,873.68
16		\$ 145,666.56	\$ 35,974.62	\$ 109,691.94	\$ 15,934.75	\$ 93,757.19	\$ 23,439.30	\$ 70,317.89	\$ 15,934.75	\$ 86,252.64	\$ 838,126.32
17		\$ 144,428.39	\$ 35,668.84	\$ 108,759.56	\$ 15,934.75	\$ 92,824.81	\$ 23,206.20	\$ 69,618.60	\$ 15,934.75	\$ 85,553.35	\$ 923,679.67
18		\$ 143,200.75	\$ 35,365.65	\$ 107,835.10	\$ 15,934.75	\$ 91,900.35	\$ 22,975.09	\$ 68,925.26	\$ 15,934.75	\$ 84,860.01	\$ 1,008,539.69
19		\$ 141,983.54	\$ 35,065.04	\$ 106,918.50	\$ 15,934.75	\$ 90,983.75	\$ 22,745.94	\$ 68,237.81	\$ 15,934.75	\$ 84,172.56	\$ 1,092,712.25
20		\$ 140,776.68	\$ 34,766.99	\$ 106,009.69	\$ 15,934.75	\$ 90,074.94	\$ 22,518.74	\$ 67,556.21	\$ 15,934.75	\$ 83,490.96	\$ 1,176,203.21
21		\$ 139,580.08	\$ 34,471.47	\$ 105,108.61	\$ 15,934.75	\$ 89,173.86	\$ 22,293.47	\$ 66,880.40	\$ 15,934.75	\$ 82,815.15	\$ 1,259,018.35
22		\$ 138,393.65	\$ 34,178.46	\$ 104,215.19	\$ 15,934.75	\$ 88,280.44	\$ 22,070.11	\$ 66,210.33	\$ 15,934.75	\$ 82,145.08	\$ 1,341,163.43
23		\$ 137,217.31	\$ 33,887.95	\$ 103,329.36	\$ 15,934.75	\$ 87,394.61	\$ 21,848.65	\$ 65,545.96	\$ 15,934.75	\$ 81,480.71	\$ 1,422,644.14
24		\$ 136,050.96	\$ 33,599.90	\$ 102,451.06	\$ 15,934.75	\$ 86,516.31	\$ 21,629.08	\$ 64,887.23	\$ 15,934.75	\$ 80,821.98	\$ 1,503,466.12

Tabla 5.10.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería de acero 2 3/8" en todo el Campo @ \$90.

Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá

<b>FLUJO DEL PROYECTO : TUBERÍA DE ACERO 2 3/8" EN TODO EL CAMPO @ \$ 70</b>											
# MESES	Inversión Inicial	Ingresos por ventas	(-) Costo variable Producción	UTILIDAD ANTES DEPRECIACIÓN	(-) Depreciación	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	(-) Impuestos y Participaciones (25%)	UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	(+) Depreciación	Flujo neto de operaciones	FLUJO NETO ACUMULADO
<b>0</b>	<b>-\$ 628,000.00</b>	<b>\$ 2,803,553.85</b>	<b>\$ 891,172.11</b>							<b>-\$ 628,000.00</b>	<b>-\$ 628,000.00</b>
<b>1</b>		\$ 128,639.24	\$ 40,931.40	<b>\$ 87,707.84</b>	\$ 15,934.75	\$ 71,773.09	\$ 17,943.27	\$ 53,829.82	\$ 15,934.75	\$ 69,764.57	-\$ 558,235.43
<b>2</b>		\$ 127,545.81	\$ 40,541.35	<b>\$ 87,004.46</b>	\$ 15,934.75	\$ 71,069.71	\$ 17,767.43	\$ 53,302.28	\$ 15,934.75	\$ 69,237.03	-\$ 488,998.40
<b>3</b>		\$ 126,461.67	\$ 40,196.74	<b>\$ 86,264.92</b>	\$ 15,934.75	\$ 70,330.17	\$ 17,582.54	\$ 52,747.63	\$ 15,934.75	\$ 68,682.38	-\$ 420,316.02
<b>4</b>		\$ 125,386.74	\$ 39,855.07	<b>\$ 85,531.67</b>	\$ 15,934.75	\$ 69,596.92	\$ 17,399.23	\$ 52,197.69	\$ 15,934.75	\$ 68,132.44	-\$ 352,183.58
<b>5</b>		\$ 124,320.95	\$ 39,516.30	<b>\$ 84,804.65</b>	\$ 15,934.75	\$ 68,869.90	\$ 17,217.48	\$ 51,652.43	\$ 15,934.75	\$ 67,587.18	-\$ 284,596.40
<b>6</b>		\$ 123,264.23	\$ 39,180.41	<b>\$ 84,083.81</b>	\$ 15,934.75	\$ 68,149.06	\$ 17,037.27	\$ 51,111.80	\$ 15,934.75	\$ 67,046.55	-\$ 217,549.86
<b>7</b>		\$ 122,216.48	\$ 38,847.38	<b>\$ 83,369.10</b>	\$ 15,934.75	\$ 67,434.35	\$ 16,858.59	\$ 50,575.76	\$ 15,934.75	\$ 66,510.51	-\$ 151,039.34
<b>8</b>		\$ 121,177.64	\$ 38,517.18	<b>\$ 82,660.46</b>	\$ 15,934.75	\$ 66,725.71	\$ 16,681.43	\$ 50,044.28	\$ 15,934.75	\$ 65,979.03	-\$ 85,060.31
<b>9</b>		\$ 120,147.63	\$ 38,189.78	<b>\$ 81,957.85</b>	\$ 15,934.75	\$ 66,023.10	\$ 16,505.77	\$ 49,517.32	\$ 15,934.75	\$ 65,452.07	-\$ 19,608.24
<b>10</b>		\$ 119,126.38	\$ 37,865.17	<b>\$ 81,261.21</b>	\$ 15,934.75	\$ 65,326.46	\$ 16,331.61	\$ 48,994.84	\$ 15,934.75	\$ 64,929.59	\$ 45,321.36
<b>11</b>		\$ 118,113.80	\$ 37,543.32	<b>\$ 80,570.49</b>	\$ 15,934.75	\$ 64,635.74	\$ 16,158.93	\$ 48,476.80	\$ 15,934.75	\$ 64,411.55	\$ 109,732.91
<b>12</b>		\$ 117,109.83	\$ 37,224.20	<b>\$ 79,885.64</b>	\$ 15,934.75	\$ 63,950.89	\$ 15,987.72	\$ 47,963.17	\$ 15,934.75	\$ 63,897.92	\$ 173,630.82
<b>13</b>		\$ 116,114.40	\$ 36,907.79	<b>\$ 79,206.61</b>	\$ 15,934.75	\$ 63,271.86	\$ 15,817.96	\$ 47,453.89	\$ 15,934.75	\$ 63,388.64	\$ 237,019.47
<b>14</b>		\$ 115,127.43	\$ 36,594.08	<b>\$ 78,533.35</b>	\$ 15,934.75	\$ 62,598.60	\$ 15,649.65	\$ 46,948.95	\$ 15,934.75	\$ 62,883.70	\$ 299,903.17
<b>15</b>		\$ 114,148.85	\$ 36,283.03	<b>\$ 77,865.82</b>	\$ 15,934.75	\$ 61,931.07	\$ 15,482.77	\$ 46,448.30	\$ 15,934.75	\$ 62,383.05	\$ 362,286.22
<b>16</b>		\$ 113,178.58	\$ 35,974.62	<b>\$ 77,203.96</b>	\$ 15,934.75	\$ 61,269.21	\$ 15,317.30	\$ 45,951.91	\$ 15,934.75	\$ 61,886.66	\$ 424,172.88
<b>17</b>		\$ 112,216.56	\$ 35,668.84	<b>\$ 76,547.73</b>	\$ 15,934.75	\$ 60,612.98	\$ 15,153.24	\$ 45,459.73	\$ 15,934.75	\$ 61,394.48	\$ 485,567.36
<b>18</b>		\$ 111,262.72	\$ 35,365.65	<b>\$ 75,897.07</b>	\$ 15,934.75	\$ 59,962.32	\$ 14,990.58	\$ 44,971.74	\$ 15,934.75	\$ 60,906.49	\$ 546,473.85
<b>19</b>		\$ 110,316.99	\$ 35,065.04	<b>\$ 75,251.95</b>	\$ 15,934.75	\$ 59,317.20	\$ 14,829.30	\$ 44,487.90	\$ 15,934.75	\$ 60,422.65	\$ 606,896.50
<b>20</b>		\$ 109,379.29	\$ 34,766.99	<b>\$ 74,612.30</b>	\$ 15,934.75	\$ 58,677.55	\$ 14,669.39	\$ 44,008.17	\$ 15,934.75	\$ 59,942.92	\$ 666,839.41
<b>21</b>		\$ 108,449.57	\$ 34,471.47	<b>\$ 73,978.10</b>	\$ 15,934.75	\$ 58,043.35	\$ 14,510.84	\$ 43,532.51	\$ 15,934.75	\$ 59,467.26	\$ 726,306.68
<b>22</b>		\$ 107,527.75	\$ 34,178.46	<b>\$ 73,349.29</b>	\$ 15,934.75	\$ 57,414.54	\$ 14,353.63	\$ 43,060.90	\$ 15,934.75	\$ 58,995.65	\$ 785,302.33
<b>23</b>		\$ 106,613.76	\$ 33,887.95	<b>\$ 72,725.82</b>	\$ 15,934.75	\$ 56,791.07	\$ 14,197.77	\$ 42,593.30	\$ 15,934.75	\$ 58,528.05	\$ 843,830.38
<b>24</b>		\$ 105,707.55	\$ 33,599.90	<b>\$ 72,107.65</b>	\$ 15,934.75	\$ 56,172.90	\$ 14,043.22	\$ 42,129.67	\$ 15,934.75	\$ 58,064.42	\$ 901,894.80

*Tabla 5.11.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería de acero 2 3/8 " en todo el Campo @ \$70.*

*Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá*

FLUJO DEL PROYECTO : TUBERÍA DE ACERO 2 3/8" Y POLYPIPE EN EL CAMPO @ \$ 90											
# MESES	Inversión Inicial	Ingresos por ventas	(-) Costo variable Producción	UTILIDAD ANTES DEPRECIACIÓN	(-) Depreciación	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	(-) Impuestos y Participaciones (25%)	UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	(+) Depreciación	Flujo neto de operaciones	FLUJO NETO ACUMULADO
0	-\$ 580,000.00	\$ 3,606,648.38	\$ 891,643.63							-\$ 580,000.00	-\$ 580,000.00
1		\$ 165,488.71	\$ 40,912.49	\$ 124,576.22	\$ 15,934.75	\$ 108,641.47	\$ 27,160.37	\$ 81,481.10	\$ 15,934.75	\$ 97,415.85	-\$ 482,584.15
2		\$ 164,082.05	\$ 40,564.73	\$ 123,517.32	\$ 15,934.75	\$ 107,582.57	\$ 26,895.64	\$ 80,686.93	\$ 15,934.75	\$ 96,621.68	-\$ 385,962.47
3		\$ 162,687.36	\$ 40,219.93	\$ 122,467.43	\$ 15,934.75	\$ 106,532.68	\$ 26,633.17	\$ 79,899.51	\$ 15,934.75	\$ 95,834.26	-\$ 290,128.21
4		\$ 161,304.51	\$ 39,878.06	\$ 121,426.45	\$ 15,934.75	\$ 105,491.70	\$ 26,372.93	\$ 79,118.78	\$ 15,934.75	\$ 95,053.53	-\$ 195,074.68
5		\$ 159,933.43	\$ 39,539.10	\$ 120,394.33	\$ 15,934.75	\$ 104,459.58	\$ 26,114.89	\$ 78,344.68	\$ 15,934.75	\$ 94,279.43	-\$ 100,795.25
6		\$ 158,573.99	\$ 39,203.01	\$ 119,370.98	\$ 15,934.75	\$ 103,436.23	\$ 25,859.06	\$ 77,577.17	\$ 15,934.75	\$ 93,511.92	-\$ 7,283.33
7		\$ 157,226.11	\$ 38,869.79	\$ 118,356.32	\$ 15,934.75	\$ 102,421.57	\$ 25,605.39	\$ 76,816.18	\$ 15,934.75	\$ 92,750.93	\$ 85,467.60
8		\$ 155,889.69	\$ 38,539.40	\$ 117,350.29	\$ 15,934.75	\$ 101,415.54	\$ 25,353.89	\$ 76,061.66	\$ 15,934.75	\$ 91,996.41	\$ 177,464.01
9		\$ 154,564.63	\$ 38,211.81	\$ 116,352.82	\$ 15,934.75	\$ 100,418.07	\$ 25,104.52	\$ 75,313.55	\$ 15,934.75	\$ 91,248.30	\$ 268,712.31
10		\$ 153,250.83	\$ 37,887.01	\$ 115,363.82	\$ 15,934.75	\$ 99,429.07	\$ 24,857.27	\$ 74,571.80	\$ 15,934.75	\$ 90,506.55	\$ 359,218.86
11		\$ 151,948.20	\$ 37,564.97	\$ 114,383.23	\$ 15,934.75	\$ 98,448.48	\$ 24,612.12	\$ 73,836.36	\$ 15,934.75	\$ 89,771.11	\$ 448,989.97
12		\$ 150,656.64	\$ 37,245.67	\$ 113,410.97	\$ 15,934.75	\$ 97,476.22	\$ 24,369.05	\$ 73,107.16	\$ 15,934.75	\$ 89,041.91	\$ 538,031.88
13		\$ 149,376.06	\$ 36,929.08	\$ 112,446.98	\$ 15,934.75	\$ 96,512.23	\$ 24,128.06	\$ 72,384.17	\$ 15,934.75	\$ 88,318.92	\$ 626,350.80
14		\$ 148,106.36	\$ 36,615.18	\$ 111,491.18	\$ 15,934.75	\$ 95,556.43	\$ 23,889.11	\$ 71,667.32	\$ 15,934.75	\$ 87,602.07	\$ 713,952.87
15		\$ 146,847.46	\$ 36,303.95	\$ 110,543.50	\$ 15,934.75	\$ 94,608.75	\$ 23,652.19	\$ 70,956.56	\$ 15,934.75	\$ 86,891.31	\$ 800,844.19
16		\$ 145,599.25	\$ 35,995.37	\$ 109,603.88	\$ 15,934.75	\$ 93,669.13	\$ 23,417.28	\$ 70,251.85	\$ 15,934.75	\$ 86,186.60	\$ 887,030.78
17		\$ 144,361.66	\$ 35,689.41	\$ 108,672.25	\$ 15,934.75	\$ 92,737.50	\$ 23,184.37	\$ 69,553.12	\$ 15,934.75	\$ 85,487.87	\$ 972,518.66
18		\$ 143,134.58	\$ 35,386.05	\$ 107,748.53	\$ 15,934.75	\$ 91,813.78	\$ 22,953.45	\$ 68,860.34	\$ 15,934.75	\$ 84,795.09	\$ 1,057,313.75
19		\$ 141,917.94	\$ 35,085.27	\$ 106,832.67	\$ 15,934.75	\$ 90,897.92	\$ 22,724.48	\$ 68,173.44	\$ 15,934.75	\$ 84,108.19	\$ 1,141,421.94
20		\$ 140,711.64	\$ 34,787.04	\$ 105,924.59	\$ 15,934.75	\$ 89,989.84	\$ 22,497.46	\$ 67,492.38	\$ 15,934.75	\$ 83,427.13	\$ 1,224,849.07
21		\$ 139,515.59	\$ 34,491.35	\$ 105,024.23	\$ 15,934.75	\$ 89,089.48	\$ 22,272.37	\$ 66,817.11	\$ 15,934.75	\$ 82,751.86	\$ 1,307,600.93
22		\$ 138,329.71	\$ 34,198.18	\$ 104,131.53	\$ 15,934.75	\$ 88,196.78	\$ 22,049.19	\$ 66,147.58	\$ 15,934.75	\$ 82,082.33	\$ 1,389,683.27
23		\$ 137,153.90	\$ 33,907.49	\$ 103,246.41	\$ 15,934.75	\$ 87,311.66	\$ 21,827.92	\$ 65,483.75	\$ 15,934.75	\$ 81,418.50	\$ 1,471,101.76
24		\$ 135,988.10	\$ 33,619.28	\$ 102,368.82	\$ 15,934.75	\$ 86,434.07	\$ 21,608.52	\$ 64,825.55	\$ 15,934.75	\$ 80,760.30	\$ 1,551,862.06

Tabla 5.12.- Flujo del proyecto para la implementación de tubería de acero 2 3/8" y polypipe en todo el Campo @ \$90.

Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá

FLUJO DEL PROYECTO : TUBERÍA DE ACERO 2 3/8" Y POLYPIPE EN EL CAMPO @ \$ 70											
# MESES	Inversión Inicial	Ingresos por ventas	(-) Costo variable Producción	UTILIDAD ANTES DEPRECIACIÓN	(-) Depreciación	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	(-) Impuestos y Participaciones (25%)	UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	(+) Depreciación	Flujo neto de operaciones	FLUJO NETO ACUMULADO
<b>0</b>	<b>-\$ 580,000.00</b>	<b>\$ 2,805,170.96</b>	<b>\$ 891,643.63</b>							<b>-\$ 580,000.00</b>	<b>-\$ 580,000.00</b>
<b>1</b>		\$ 128,713.44	\$ 40,912.49	<b>\$ 87,800.95</b>	\$ 15,934.75	\$ 71,866.20	\$ 17,966.55	\$ 53,899.65	\$ 15,934.75	\$ 69,834.40	<b>-\$ 510,165.60</b>
<b>2</b>		\$ 127,619.38	\$ 40,564.73	<b>\$ 87,054.65</b>	\$ 15,935.75	\$ 71,118.90	\$ 17,779.72	\$ 53,339.17	\$ 15,935.75	\$ 69,274.92	<b>-\$ 440,890.68</b>
<b>3</b>		\$ 126,534.61	\$ 40,219.93	<b>\$ 86,314.68</b>	\$ 15,936.75	\$ 70,377.93	\$ 17,594.48	\$ 52,783.45	\$ 15,936.75	\$ 68,720.20	<b>-\$ 372,170.48</b>
<b>4</b>		\$ 125,459.07	\$ 39,878.06	<b>\$ 85,581.01</b>	\$ 15,937.75	\$ 69,643.26	\$ 17,410.81	\$ 52,232.44	\$ 15,937.75	\$ 68,170.19	<b>-\$ 304,000.29</b>
<b>5</b>		\$ 124,392.66	\$ 39,539.10	<b>\$ 84,853.57</b>	\$ 15,938.75	\$ 68,914.82	\$ 17,228.70	\$ 51,686.11	\$ 15,938.75	\$ 67,624.86	<b>-\$ 236,375.42</b>
<b>6</b>		\$ 123,335.33	\$ 39,203.01	<b>\$ 84,132.31</b>	\$ 15,939.75	\$ 68,192.56	\$ 17,048.14	\$ 51,144.42	\$ 15,939.75	\$ 67,084.17	<b>-\$ 169,291.25</b>
<b>7</b>		\$ 122,286.98	\$ 38,869.79	<b>\$ 83,417.19</b>	\$ 15,940.75	\$ 67,476.44	\$ 16,869.11	\$ 50,607.33	\$ 15,940.75	\$ 66,548.08	<b>-\$ 102,743.17</b>
<b>8</b>		\$ 121,247.54	\$ 38,539.40	<b>\$ 82,708.14</b>	\$ 15,941.75	\$ 66,766.39	\$ 16,691.60	\$ 50,074.79	\$ 15,941.75	\$ 66,016.54	<b>-\$ 36,726.63</b>
<b>9</b>		\$ 120,216.93	\$ 38,211.81	<b>\$ 82,005.12</b>	\$ 15,942.75	\$ 66,062.37	\$ 16,515.59	\$ 49,546.78	\$ 15,942.75	\$ 65,489.53	<b>\$ 28,762.90</b>
<b>10</b>		\$ 119,195.09	\$ 37,887.01	<b>\$ 81,308.08</b>	\$ 15,943.75	\$ 65,364.33	\$ 16,341.08	\$ 49,023.25	\$ 15,943.75	\$ 64,967.00	<b>\$ 93,729.90</b>
<b>11</b>		\$ 118,181.93	\$ 37,564.97	<b>\$ 80,616.96</b>	\$ 15,944.75	\$ 64,672.21	\$ 16,168.05	\$ 48,504.16	\$ 15,944.75	\$ 64,448.91	<b>\$ 158,178.80</b>
<b>12</b>		\$ 117,177.38	\$ 37,245.67	<b>\$ 79,931.72</b>	\$ 15,945.75	\$ 63,985.97	\$ 15,996.49	\$ 47,989.47	\$ 15,945.75	\$ 63,935.22	<b>\$ 222,114.03</b>
<b>13</b>		\$ 116,181.38	\$ 36,929.08	<b>\$ 79,252.30</b>	\$ 15,946.75	\$ 63,305.55	\$ 15,826.39	\$ 47,479.16	\$ 15,946.75	\$ 63,425.91	<b>\$ 285,539.94</b>
<b>14</b>		\$ 115,193.83	\$ 36,615.18	<b>\$ 78,578.65</b>	\$ 15,947.75	\$ 62,630.90	\$ 15,657.73	\$ 46,973.18	\$ 15,947.75	\$ 62,920.93	<b>\$ 348,460.86</b>
<b>15</b>		\$ 114,214.69	\$ 36,303.95	<b>\$ 77,910.73</b>	\$ 15,948.75	\$ 61,961.98	\$ 15,490.50	\$ 46,471.49	\$ 15,948.75	\$ 62,420.24	<b>\$ 410,881.10</b>
<b>16</b>		\$ 113,243.86	\$ 35,995.37	<b>\$ 77,248.49</b>	\$ 15,949.75	\$ 61,298.74	\$ 15,324.69	\$ 45,974.06	\$ 15,949.75	\$ 61,923.81	<b>\$ 472,804.91</b>
<b>17</b>		\$ 112,281.29	\$ 35,689.41	<b>\$ 76,591.88</b>	\$ 15,950.75	\$ 60,641.13	\$ 15,160.28	\$ 45,480.85	\$ 15,950.75	\$ 61,431.60	<b>\$ 534,236.50</b>
<b>18</b>		\$ 111,326.90	\$ 35,386.05	<b>\$ 75,940.85</b>	\$ 15,951.75	\$ 59,989.10	\$ 14,997.27	\$ 44,991.82	\$ 15,951.75	\$ 60,943.57	<b>\$ 595,180.08</b>
<b>19</b>		\$ 110,380.62	\$ 35,085.27	<b>\$ 75,295.35</b>	\$ 15,952.75	\$ 59,342.60	\$ 14,835.65	\$ 44,506.95	\$ 15,952.75	\$ 60,459.70	<b>\$ 655,639.78</b>
<b>20</b>		\$ 109,442.38	\$ 34,787.04	<b>\$ 74,655.34</b>	\$ 15,953.75	\$ 58,701.59	\$ 14,675.40	\$ 44,026.19	\$ 15,953.75	\$ 59,979.94	<b>\$ 715,619.72</b>
<b>21</b>		\$ 108,512.12	\$ 34,491.35	<b>\$ 74,020.77</b>	\$ 15,954.75	\$ 58,066.02	\$ 14,516.51	\$ 43,549.52	\$ 15,954.75	\$ 59,504.27	<b>\$ 775,123.99</b>
<b>22</b>		\$ 107,589.77	\$ 34,198.18	<b>\$ 73,391.59</b>	\$ 15,955.75	\$ 57,435.84	\$ 14,358.96	\$ 43,076.88	\$ 15,955.75	\$ 59,032.63	<b>\$ 834,156.62</b>
<b>23</b>		\$ 106,675.26	\$ 33,907.49	<b>\$ 72,767.77</b>	\$ 15,956.75	\$ 56,811.02	\$ 14,202.75	\$ 42,608.26	\$ 15,956.75	\$ 58,565.01	<b>\$ 892,721.63</b>
<b>24</b>		\$ 105,768.52	\$ 33,619.28	<b>\$ 72,149.24</b>	\$ 15,957.75	\$ 56,191.49	\$ 14,047.87	\$ 42,143.62	\$ 15,957.75	\$ 58,101.37	<b>\$ 950,823.00</b>

**Tabla 5.13.-** Flujo del proyecto para la implementación de tubería de acero 2 3/8" y polypipe en todo el Campo @ \$70.

*Elaborado por: Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá*

## RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Los resultados de los indicadores económicos se muestran en la tabla 5.11, donde se determina la viabilidad del proyecto.

INDICADORES	POLYPIPE	ACERO 2 3/8"	POLYPIPE + ACERO 2 3/8"
<b>@ \$ 90</b>			
<b>TASA DE ACTUALIZACIÓN</b>	11 %	11 %	11 %
<b>VAN</b>	\$ 268.802,19	\$ 139.789,02	\$ 569.717,59
<b>TIR</b>	18,38 %	14,13 %	15,55 %
<b>RCB</b>	4,04	4,05	4,04
<b>PIR</b>	11 meses, 31 días	14 meses, 18 días	12 meses, 14 días
<b>@ \$ 70</b>			
<b>TASA DE ACTUALIZACIÓN</b>	11 %	11 %	11 %
<b>VAN</b>	\$ 51.666,89	\$ 1.023.638,18	\$ 245.249,14
<b>TIR</b>	12,47 %	11,08 %	10,30 %
<b>RCB</b>	3,15	3,15	3,15
<b>PIR</b>	15 meses, 5 días	19 meses, 11 días	18 meses, 22 días

**Tabla 5.14.-** Indicadores económicos para las tres propuestas.

*Elaborado por:* Gloria Rodríguez y Cinthya Tomalá

En la tabla 5.14 se puede observar que los dos escenarios son económicamente viables, con la diferencia que la tubería polypipe tiene una mayor tasa de retorno y menor tiempo de recuperación de la inversión.

# CAPÍTULO VI

## 6. IMPACTO AMBIENTAL EN EL CAMPO PACOA

### 6.1. Definición de la Evaluación Ambiental

La evaluación ambiental se define como un proceso de análisis que anticipa los impactos negativos y positivos de acciones humanas, permitiendo seleccionar las alternativas que maximicen los beneficios, prevengan y mitiguen los impactos producidos y los que pueden producirse en el marco de las operaciones presentes y futuras, en este caso dentro de la actividad petrolera, que tienden a manifestarse a corto , mediano y largo plazo dentro de los cuales los problemas de escala y de incertidumbre van a estar presentes a la hora de determinar los efectos ocasionados.

### 6.2. Identificación de los aspectos ambientales.

En la identificación de los aspectos ambientales más comunes que se pueden asociar en el análisis de las diferentes actividades operativas que Petroecuador controla, con el fin de evitar el apareamiento de factores de deterioro ambiental que ocasionen daños a los componentes físico, biótico y antrópico que se encuentran ubicados en la zona de influencia directa e indirecta de sus operaciones, se mencionan las siguientes:

- ✓ Emanación de gases.
- ✓ Ruido ocasionado por los motores.
- ✓ Alteración de la calidad del aire
- ✓ Impacto visual.
- ✓ Alteración de la calidad del suelo.

- ✓ Daño a la salud humana
- ✓ Alteraciones los ecosistemas, flora y fauna.
- ✓ Efectos sobre las comunidades cercanas a la actividad petrolera.
- ✓ Riesgos de derrames explosiones e incendios de petróleo y/o gas
- ✓ Derrames de agua de formación asociados a las operaciones.

### **6.2.1. Evaluación de los Impactos Ambientales**

Durante el proceso de conducción, separación y almacenamiento de hidrocarburos pueden existir procedimientos incorrectos tales como: válvulas mal cerradas o tuberías mal enroscadas que ocasionarían liqueos, además de accidentes no previsibles como por ejemplo el choque de un vehículo que traería como consecuencia rotura de tuberías causando derrame de petróleo.

Para ilustrar el análisis y evaluación de riesgo para las operaciones en su conjunto, se ha tomado como referencia la matriz de Identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales ( Tabla 6.1 ) del plan de manejo ambiental del Campo Pacoa, año 2009 sujeto a la Ley de Gestión Ambiental y al RAOHE D.E. 1215 (Anexo 20).

**MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES**

	ACTIVIDAD	ASPECTO	IMPACTO	NATURALEZA	I											I	IMPORTANCIA DEL IMPACTO
					EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I			
<b>FASE DE PRODUCCIÓN</b>	Pozos flujo natural	Liqueos o derrames de crudo	Contaminación al suelo	Impacto perjudicial (-)	2	2	2	2	2	1	1	4	1	4	27	MODERADO	
	Pozo bombeo mecánico	Emisiones de ruido	Contaminación al aire	Impacto perjudicial (-)	8	2	4	2	2	2	1	4	2	2	47	MODERADO	
		Emisión de gases de combustión	Contaminación al aire	Impacto perjudicial (-)	8	2	4	4	2	2	4	4	4	4	56	CRITICO	
		Liqueos o derrames de aceite	Contaminación al suelo	Impacto perjudicial (-)	8	2	4	4	2	1	4	4	4	4	55	CRITICO	
		Liqueos o derrames de crudo	Contaminación al suelo	Impacto perjudicial (-)	8	2	4	4	2	1	4	4	4	4	55	CRITICO	
	Conducción de crudo	Liqueos o derrames de crudo	Contaminación al suelo, aguas superficiales y subterráneas	Impacto perjudicial (-)	8	2	2	2	2	1	1	4	4	4	48	MODERADO	

**Tabla 6.1** Matriz de identificación y evaluación de aspectos e Impactos Ambientales.

**Fuente:** Departamento de Ambiente del Campo Pacoa

	ACTIVIDAD	ASPECTO	IMPACTO	NATURALEZA	I	EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I	IMPORTANCIA DEL IMPACTO
FASE DE PRODUCCIÓN	Tratamiento de crudo	Descarga de aguas residuales	Contaminación al suelo, aguas superficiales y subterráneas	Impacto perjudicial (-)	8	2	2	4	2	2	1	4	2	4	49	MODERADO
	Almacenamiento de crudo Transporte de crudo Mantenimiento de equipos	Descarga de lodos de tanques	Contaminación de suelos	Impacto perjudicial (-)	8	1	2	4	2	2	1	4	2	4	47	MODERADO
		Liqueos o derrames de crudo	Contaminación al suelo, aguas superficiales y aguas subterráneas	Impacto perjudicial (-)	2	1	1	2	2	1	1	4	1	4	24	BAJO
		Liqueos o derrames de crudo	Contaminación al suelo, aguas superficiales	Impacto perjudicial (-)	2	2	2	2	1	2	1	4	1	4	27	MODERADO
		Generación de desechos peligrosos	Contaminación al suelo, aguas superficiales	Impacto perjudicial (-)	4	1	2	2	2	1	4	4	2	2	33	MODERADO
		Tratamiento de crudo	Descarga de aguas residuales	Contaminación al suelo, aguas superficiales y subterráneas	Impacto perjudicial (-)	8	2	2	4	2	2	1	4	2	4	49

**Tabla 6.2.-Matriz de identificación y evaluación de aspectos e Impactos Ambientales.**

**Fuente:** Departamento de Ambiente del Campo Pacoa

En la tabla 6.3 se especifica el nivel de Importancia del Impacto producido.

IMPORTANCIA DEL IMPACTO	
<25	Bajo
25-50	Moderado
>50	Crítico

**Tabla 6.3.-**Nivel de Importancia del Impacto producido.  
**Fuente:** Departamento de Ambiente del Campo Pacoa

### Categorías y tipos de Impactos

Para determinar la importancia de los Impactos producidos se obtiene mediante la siguiente fórmula.

$$I = \pm [3I + 2 EX + MO + PE + RV + SI + AC + EF + PR + MC] \quad \text{Ec. 6.1}$$

Donde:

- I = Intensidad
- EX = Extensión
- MO = Momento
- PE = Persistencia
- RV = Reversibilidad
- SI = Sinergia
- AC = Acumulación.
- EF = Efecto
- PR = Periodicidad
- MC = Recuperabilidad
- I = Importancia.

## IMPACTO AMBIENTAL POR LOS PROCESOS HIDROCARBURÍFEROS

En la tabla 6.4 se presenta la importancia de los tipos de Impactos

NATURALEZA		INTENSIDAD (I) (Grado de destrucción)	
Impacto beneficioso	+	Baja	1
		Media	2
Impacto perjudicial	-	Alta	4
		Muy Alta	8
		Total	12
EXTENSIÓN (EX) (Área de Influencia)		MOMENTO (MO) (Plazo de Manifestación)	
Puntual	1	Largo Plazo	1
Parcial	2	Medio Plazo	2
Extenso	4	Inmediato	4
Total	8	Crítico	(+4)
Crítica	(+4)		
PERSISTENCIA (PE) (Permanencia del efecto)		REVERSIBILIDAD (RV)	
Fugaz	1	Corto plazo	1
Temporal	2	Medio plazo	2
Permanente	4	Irreversible	4
SINERGI A (SI) (Regularidad de manifestación)		ACUMULACIÓN (AC) (Incremento progresivo)	
Sin sinergismo (simple)	1	Simple	1
Sinérgico	2	Acumulativo	4
Muy sinérgico	4		
EFECTO (EF) (Relación Causa y efecto)		PERIODICIDAD (PR) (Regularidad de la manifestación)	
Indirecto (secundario)	1	Irregular o aperiódico y discontinuo	1
Directo	4	Periódico	2
		Continuo	4
RECUPERABILIDAD (MC) (Reconstrucción por medios humanos)		IMPORTANCIA (I)	
Recuperable de manera inmediata	1	$I = \pm [3I + 2 EX + MO + PE + RV + SI + AC + EF + PR + MC]$	
Recuperable a medio plazo	2		
Mitigable	4		
Irrecuperable	8		

*Tabla 6.4.- Importancia del Impacto*

*Otorgado por: Ing. Christian Álvarez.*

La descripción de las características se detalla a continuación:

**Naturaleza (N).**- Denominado también el carácter de Impacto, puede ser positiva (+) o negativa (-), neutral o indiferente lo que implica la ausencia de impactos significativos.

Por tanto, cuando se determina que:

- ✓ Un impacto es adverso o negativo, se valora como -1; y,
- ✓ Cuando el impacto es beneficioso + 1.

**Duración (D).**- Corresponde al tiempo que va a permanecer el efecto.

- ✓ Permanente: El tiempo requerido para la fase de operación.
- ✓ Temporal: Al tiempo requerido para etapas de instalación y/o readecuación.

**Reversibilidad (R).**- En función de su capacidad de recuperación.

- ✓ A corto plazo: Cuando un impacto puede ser asimilado por el propio entorno en el tiempo;
- ✓ A largo plazo: Cuando el efecto no es asimilado por el entorno o si lo es toma un tiempo considerable.

**Probabilidad (P).**- Riesgo de ocurrencia del impacto y demuestra el grado de certidumbre en la aparición del mismo.

- ✓ Poco probable: El Impacto tiene una baja probabilidad de ocurrencia;
- ✓ Probable: El impacto tiene una media probabilidad de ocurrencia;
- ✓ Cierto: El Impacto tiene una alta probabilidad de ocurrencia.

**Intensidad (I).**- La implantación del proyecto y/o cada una de sus actividades u operaciones, puede tener efecto particular sobre cada componente.

- ✓ Alto: Si el efecto es obvio o notable.
- ✓ Medio: Si el efecto es notable, pero difícil de medirse o monitorear,
- ✓ Bajo: Si el efecto es sutil o casi imperceptible.

**Extensión (E).**- Es la extensión espacial y geográfica del impacto con relación al área de estudio. La escala adoptada para la valoración es:

- ✓ Regional: Si el Impacto sale de los límites del área del proyecto;
- ✓ Local: Si se concentra en los límites del área de influencia del proyecto;
- ✓ Puntual: Si el efecto está limitado a la huella del impacto.

### **6.3. Acción Correctiva**

De esta calificación se puede deducir que como resultado de operaciones incorrectas que guardan relación con el hecho de que los motores, bombas, líneas de flujo y amenazas de terceros (choque de vehículos y atentados contra los ductos) asocian un riesgo de ocurrencia de derrames, a las cuales hay que aplicarles acciones preventivas y correctivas, que se detallan en la tabla 6.6, tabla 6.7 y tabla 6.8.

ACTIVIDAD		ASPECTO	IMPACTO	NATURALEZA	ACCIONES CORRECTIVAS
FASE PRODUCCIÓN	POZO BOMBEO MECÁNICO	Emisiones de ruido	Contaminación al aire	Impacto perjudicial (-)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Sustituir motores a gas por motores eléctricos.</li> <li>✓ Mantenimiento periódico de Equipos y maquinarias para controlar el ruido generado durante la operación de producción y transporte del petróleo.</li> </ul>
		Emisión de gases de combustión	Contaminación al aire	Impacto perjudicial (-)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Implementar programa de mantenimiento preventivo y correctivo.</li> <li>✓ Monitorear las fuentes fijas de emisiones gaseosas procedentes de los motores</li> </ul>
		Liqueos o derrames de aceite	Contaminación al suelo	Impacto perjudicial (-)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Cuando se haga el mantenimiento o cambio de válvulas, uniones, codos, etc., cuando se cargue o descargue combustibles o se realicen cambios de aceite, es necesario que estas actividades incluyan recipientes limpios y vacíos para recoger los liqueos o pequeños derrames.</li> </ul>

**Tabla 6.5.-** Acciones correctivas en la fase de producción de hidrocarburos.

**Elaborado por:** Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá

ACTIVIDAD		ASPECTO	IMPACTO	NATURALEZA	ACCIONES CORRECTIVAS
FASE PRODUCCIÓN	CONDUCCIÓN DE CRUDO	Liqueos o derrames de crudo	Contaminación al suelo	Impacto perjudicial (-)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ En caso de derrame recuperar el crudo e iniciar inmediatamente un proceso de limpieza, y de ser el caso aplicar biorremediación.</li> <li>✓ Verificar el buen funcionamiento de válvulas de las líneas de flujo y de los tanques de almacenamiento así como su protección, notificando inmediatamente en el caso de encontrarse una válvula defectuosa para la inmediata reparación o remplazo de la misma.</li> <li>✓ Luego de un estudio técnico, realizar el cambio de tuberías y válvulas de las líneas de flujo y de los tanques de almacenamiento se encuentran peligrosamente corroídas.</li> </ul>
		Liqueos o derrames de aceite	Contaminación al suelo	Impacto perjudicial (-)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Cuando se haga el mantenimiento o cambio de válvulas, uniones, codos, etc., cuando se cargue o descargue combustibles o se realicen cambios de aceite, es necesario que estas actividades incluyan recipientes limpios y vacíos para recoger los liqueos o pequeños derrames.</li> </ul>

**Tabla 6.6.-** Acciones correctivas en la fase de conducción de hidrocarburos.

**Elaborado por:** Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá

ACTIVIDAD		ASPECTO	IMPACTO	NATURALEZA	ACCIONES CORRECTIVAS
FASE PRODUCCIÓN	TRATAMIENTO DE CRUDO	Descarga de aguas residuales	Contaminación al suelo, aguas superficiales y subterráneas	Impacto perjudicial (-)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Debido a la falta de actividades de desarrollo del Campo, no se han perforado nuevos pozos lo que ha limitado el apareamiento de rípios y lodos de perforación.</li> <li>Sin embargo, a futuro se pretende reiniciar las perforaciones, para lo cual se deberá contar con una empresa de gestión que se haga cargo de estos residuales y/o por autogestión de la Compañía.</li> </ul>
		Descarga de lodos de tanques	Contaminación de suelos	Impacto perjudicial (-)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Los lodos provenientes las tuberías de producción, líneas de flujo, separadores y tanques, así como los sólidos resultantes de su limpieza, reparación o mantenimiento, deberán ser almacenados previo a su entrega a una empresa de gestión autorizada.</li> <li>✓ Monitorear y evaluar de acuerdo con los parámetros y límites permisibles.</li> </ul>

**Tabla 6.7.-** Acciones correctivas en la fase de tratamiento de hidrocarburos.

**Elaborado por:** Gloria Rodríguez, Cinthya Tomalá

# CAPÍTULO VII

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1. Conclusiones.

- ✓ La producción del Campo Pacoa ha ido declinando en un 30 % anual por lo que se requieren trabajos inmediatos como reacondicionamientos con torre, limpieza de arena con tubería flexible y estimulaciones con solventes y/o ácidos, que ayuden a incrementar la producción.
- ✓ Se determinó que el sistema de red actual de líneas de flujo no es el adecuado para el transporte de hidrocarburos por las pérdidas que se generan durante el recorrido del fluido, debido a evaporación en el tanque en locación, contrapresiones en líneas que se empatan a otras de mayor diámetro y por la cual se transporta fluidos de varios pozos, uso de líneas roscadas y de plástico, lo que genera pérdidas de energía y producción.
- ✓ El sistema de transporte propuesto, consiste en que cada pozo tenga su línea de flujo individual hasta las facilidades de producción, para lo cual se simuló con diferentes diámetros de tubería y se consideró las líneas de polypipe, con lo que se obtuvo pérdidas de 3,3 bls, contra 16,15 bls del sistema actual. El cambio de sistema genera una ganancia de 12,83 bls, con línea de 2 3/8"; valores similares se obtienen con líneas de 2 7/8" y polypipe de 2 3/8".
- ✓ Se seleccionaron tres pozos para rediseñar el sistema de bombeo mecánico, por tener los más altos índices de productividad, en

comparación a los otros, con lo cual se optimizaría la producción desde el fondo del pozo, obteniéndose buenos resultados con bomba de pistón 1  $\frac{3}{4}$ ".

- ✓ De acuerdo a la evaluación económica la mejor propuesta es emplear tubería plástica en las tres estaciones del campo, debido a que no se tendrá problemas de corrosión y la recuperación de la inversión para el precio del crudo @ \$ 90 es de aproximadamente 11 meses, con una tasa interna de retorno de 18,38 % y @ \$ 70 es de 15 meses, con una tasa interna de retorno de 12,47%.

## **7.2. Recomendaciones**

- ✓ Al momento de realizar el cambio de los tramos de tubería que deban ser desechados, o al ejecutar el proyecto de cambio de líneas de flujo, en el caso de las tuberías de acero, éstas se deben proteger, con pintura epóxica anticorrosiva o con protección catódica y además colocarlos en marcos H para evitar la corrosión externa.
- ✓ Se requiere reparar con sueldas todas las conexiones, cambiar válvulas, con lo que se evitaría pequeños derrames que causan la contaminación del suelo.
- ✓ Elevar los tanques sobre soportes, para disminuir la corrosión, además de realizar tratamiento con pintura epóxica y cubrirlos con techos por situaciones ambientales y pérdidas por evaporación.

- ✓ En los tanques de las estaciones, se recomienda dar mantenimiento con pintura anticorrosiva e instalar sistema de protección catódica en especial en los tanques de lavado.
- ✓ Realizar un servicio completo en cada uno de los pozos para limpiar la tubería vertical, verificar si el tubing se encuentra en buen estado y cambiar los tubos donde existan fugas.
- ✓ Actualizar las presiones de los pozos realizando pruebas de restauración de presión (Build-up) a todos los pozos, además de contar con datos PVT actualizados, lo cual permitirá llevar a cabo un estudio más preciso del campo, de manera que se pueda determinar el índice de productividad real y determinar las causas de la declinación de la producción, permitiendo rediseñar y mantener los equipos, obteniendo un mayor tiempo de vida útil de los mismos, además de evaluar el estado actual del pozo con respecto al daño de formación.
- ✓ Se recomienda realizar un análisis nodal cada cierto periodo para tener un mayor control sobre el funcionamiento de los pozos seleccionados y así tomar las medidas correctivas si los resultados lo ameriten.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**“The Technology of Artificial Lift methods”**, Oklahoma 1984, Volume 1 Inflow Performance, multiphase flow in pipes KERMIT R. BROWN;

**“Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal”**, 2008. MSC. RICARDO MAGGIOLO;

**“Correlaciones Numéricas PVT”** Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras, Maracaibo, Enero de 1996; CARLOS BÁNZER S,

**“Correlaciones Flujo Multifásico”** (Anexos), Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras, Maracaibo, Febrero de 1999; JORGE VELÁSQUEZ.

**“Análisis Nodal y explotación de Petróleo”**; ING. JORGE LUIS RIVERO.

**“Apuntes de Comportamiento de los yacimientos”**; Universidad Nacional Autónoma de México, Francisco Garaicochea P, JOSÉ LUIS BASHBUSH B.

**“Artificial Lift Systems and Nodal Analysis”**, Quito Ecuador, Agosto 2003; LUIS GOMEZ AND OVADIA SHOHAM.

**“Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico y Análisis Nodal”**; Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), 2001.

# ANEXOS

## ANEXO1.- PARÁMETROS PETROFÍSICOS

POZO	TF (° F)	h (ft)	$r_d$ (in)	skin	$k_o$ (md)	Ø (%)
PACOA - 1	93	29	191.66	-4.99	3.99	21.00
PACOA - 2	109	22	1665.30	-2.85	13.00	22.00
PACOA - 4	100	33	2229.22	1.90	85.00	19.70
PACOA - 5	98	16	1874.54	7.64	21.00	45.00
PACOA - 9	105	22	1804.75	10.00	30.00	30.00
PACOA - 10	100	25	193.00	1.00	10.00	15.00
PACOA - 11	105	28	1117.35	-0.20	6.00	37.00
PACOA - 12	102	29	2682.72	6.15	3.53	29.80
PACOA - 14	104	20	1462.05	-0.97	3.00	18.89
PACOA - 15	103	896	1140.41	-4.99	10.00	20.20
PACOA - 17	99	107	3024.00	2.00	9.00	21.00
PACOA - 18	108	40	738.00	1.00	8.00	19.00
PACOA - 21	109	22	2409.31	-2.85	10.00	48.50
PACOA - 25	98	28	1278.95	20.00	10.00	28.00
PACOA - 26	97	76	801.00	15.00	25.00	27.00
PACOA - 30	94	128	961.69	21.00	21.00	22.00
PACOA - 31	102	20	1742.68	15.00	30.00	25.00
PACOA - 32	92	46	1223.65	20.00	46.00	21.63
PACOA - 34	102	89	1742.68	8.00	30.00	20.20
PACOA - 36	95	84	1195.68	5.00	10.00	17.00
PACOA - 37	98	88	1172.04	7.80	4.00	19.00
PACOA - 39	99	36	1382.54	20.00	35.00	19.15
PACOA - 40	86	20	1383.00	14.00	15.00	22.10
PACOA - 41	108	114	785.42	37.00	6.00	22.33
PACOA - 42	94	20	1819.31	1.00	4.00	21.35

## ANEXO 2.- CÁLCULO PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS DEL PACOA 1

### PROPIEDADES DEL PETRÓLEO

- **Gravedad específica**

- Formula General API

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 - API}$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 - 29,2}$$

$$\gamma_o = 0.8805$$

- **Razón de solubilidad**

- Correlación Standing, M.B

$$R_s = \gamma_g * \left[ \left( \frac{P}{18} \right) * \frac{10^{0.00125 * API}}{10^{0.00091 * T}} \right]^{\frac{1}{0.83}}$$

$$R_s = 0,8856 * \left[ \left( \frac{455}{18} \right) * \frac{10^{0.00125 * 29,2}}{10^{0.00091 * 93}} \right]^{\frac{1}{0.83}}$$

$$R_s = 94,416$$

- **Factor Volumétrico ( $\beta_o$ )**

- Correlación Standing, M.B

$$\beta_o = 0,972 + 0.000147 * F^{1,175}$$

$$\beta_o = 0,972 + 0.000147 * 210,939^{1,175}$$

$$\beta_o = 1,0511$$

$$F = R_s * \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0,5} + 1,25 * T$$

$$F = * \left(\frac{0,8856}{0,8805}\right)^{0,5} + 1,25 * 93$$

$$F = 210,939$$

- **Compresibilidad del petróleo**

- Correlación de Petrosky, G.E, Jr y Farshad F. F.

$$C_o = 1,705 * 10^{-7} R_s^{0,69357} * \gamma_g^{0,1885} * \text{API}^{0,3272} * T^{0,6729} * P^{-0,5906}$$

$$C_o = 1,705 * 10^{-7} * 94,416^{0,69357} * 0,8856^{0,1885} * 29,2^{0,3272} * 93^{0,6729} * 882^{-0,5906}$$

$$C_o = 4.54 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

- **Viscosidad del petróleo**

- Correlación de Kartoatmodjo, T. Y Schmidt, Z.

$$\mu_o = 1,00081 * \mu_{ob} + 1,127 * 10^{-3} * (P - P_b) * (-65,17 * 10^{-4} * \mu_{ob}^{1,8148} + 0,038 * \mu_{ob}^{1,59})$$

$$\mu_o = 1,00081 * 5,1121 + 1,127 * 10^{-3} * (882 - 455) * (-65,17 * 10^{-4} * 5,1121^{1,8148} + 0,038 * 5,1121^{1,59})$$

$$\mu_o = 5,1652 \text{ cp}$$

- **Viscosidad del petróleo muerto**

- Correlación de Beal.

$$\mu_{od} = 10^{10(1,8653 - 0,025086 * \text{API} - 0,5644 * \text{LOG}(\text{TF}))} - 1$$

$$\mu_{od} = 10^{10(1,8653 - 0,025086 * 29,2 - 0,5644 * \text{LOG}(93))} - 1$$

$$\mu_{od} = 10,25689 \text{ cp}$$

- **Viscosidad del petróleo en el punto de burbuja**

- Correlación de Beggs y Robinson

$$\mu_{ob} = a * (\mu_{od})^b$$

$$\mu_{ob} = 0,71006 * 10,25689^{0,84802}$$

$$\mu_{ob} = 5,1121 \text{ cp}$$

$$a = 10,715 * (R_s + 100)^{-0,515}$$

$$b = 10,715 * (R_s + 150)^{-0,338}$$

$$a = 10,715 * (94,416 + 100)^{-0,515}$$

$$b = 5,44 * (94,416 + 150)^{-0,338}$$

$$a = 0,17006$$

$$b = 0,8480$$

- **Densidad del petróleo Saturado**

- Correlación Standing, M.B

$$\rho_{ob} = \frac{350 * \gamma_o + 0,0764 * \gamma_{gd}}{5.615 * \beta_0}$$

$$\rho_{ob} = \frac{350 * 0,8805 + 0,0764 * 0.8242}{5.615 * 1.0511}$$

$$\rho_{ob} = 52.22 \text{ lbm/ft}^3$$

- **Densidad del petróleo Sub-saturado**

$$\rho_o = \rho_{ob} * EXP[C_o(P - P_b)]$$

$$\rho_o = 52.22 * EXP[4.54 * 10^{-6} * (882 - 455)]$$

$$\rho_o = 52.32 \text{ lbm/ft}^3$$

## PROPIEDADES DEL AGUA

- **Factor volumétrico del agua**

- Correlación Mc Coy R.L.

$$\beta_{wp} = A + BPb + CPb^2$$

$$\beta_{wp} = 1.0044 - 1.37 * 10^{-6} * 455 - 2.58 * 10^{-12} * 455^2$$

$$\beta_{wp} = 1.0038 \text{ bls/bn}$$

### Para agua pura saturada con gas

$$A = 0.9911 + 6.35 * 10^{-5}T + 8.5 * 10^{-7}T^2$$

$$A = 0.9911 + 6.35 * 93^{-5} * 93 + 8.5 * 10^{-7} * 93^2$$

$$A = 1.0044 \text{ bls/bn}$$

$$B = -1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9}T + 4.57 * 10^{-12}T^2$$

$$B = -1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9} * 93 + 4.57 * 10^{-12} * 93^2$$

$$B = -1.37 * 10^{-6}$$

$$C = -5.0 * 10^{-11} + 6.429 * 10^{-13}93 - 1.43 * 10^{-15}93^2$$

$$C = -5.0 * 10^{-11} + 6.429 * 10^{-13} * 93 - 1.43 * 10^{-15} * 93^2$$

$$C = -2.58 * 10^{-12}$$

- **Factor de corrección por salinidad**

- Correlación Brigham y Standing. 1977

$$\frac{\beta_{wb}}{\beta_{wp}} = 1 + S[5.1 * 10^{-8}Pb + (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10}Pb)(T - 60) - (3.23 * 10^{-8} - 8.5 * 10^{-13})(T - 60)^2]$$

$$\frac{\beta_{wb}}{\beta_{wp}} = 1 + 2.6 * [5.1 * 10^{-8} * 455 + (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10} * 455)(93 - 60) - (3.23 * 10^{-8} - 8.5 * 10^{-13})(93 - 60)^2]$$

$$\beta_{wb} = 1.0034 \text{ bls/bn}$$

- **Factor volumétrico del agua  $\beta_w$ , a  $P > P_b$**

$$\beta_w = \beta_{wb} \text{EXP}[C_w(P_b - P)]$$

$$\beta_w = 1.0034 * \text{EXP}[3.89 * 10^{-6}(455 - 882)]$$

$$\beta_w = 1.0017 \text{ bls/bn}$$

- **Densidad del agua**

- Correlación de Mc Cain, W.D. jr.

$$\rho_{wcn} = 62.368 + 0.43860 * S + 1.60074 * 10^{-3} * S^2$$

$$\rho_{wcn} = 62.368 + 0.43860 * 2.6 + 1.60074 * 10^{-3} * 2.6^2$$

$$\rho_{wcn} = 63.5 \text{ lbm/ft}^3$$

- **Viscosidad del agua**

$$\mu_w = \text{EXP}(1.003 - 1.479 * 10^{-2}T + 1.982 * 10^{-5}T^2)$$

$$\mu_w = \text{EXP}(1.003 - 1.479 * 10^{-2} * 93 + 1.982 * 10^{-5} * 93^2)$$

$$\mu_w = 0.814 \text{ cps}$$

## PROPIEDADES DEL GAS

- **Factor de Compresibilidad**

$$Z = \left\{ 1 + \left[ \frac{344400 * P - 10^{1.785 * \gamma_g}}{T^{3.825}} \right] \right\}^{-1}$$
$$Z = \left\{ 1 + \left[ \frac{344400 * 882 - 10^{1.785 * 0.8856}}{553^{3.825}} \right] \right\}^{-1}$$

$$Z = 0.728$$

- **Factor volumétrico del gas**

$$\beta_g = \frac{0.02827 * Z * T}{P}$$

$$\beta_g = \frac{0.02827 * 0.728 * 553}{882}$$

$$\beta_g = 0.01290 \text{ by/bn}$$

- **Densidad del gas**

$$\rho_g = \frac{2.7 * \gamma_g * P}{Z * T}$$

$$\rho_g = \frac{2.7 * 0.8856 * 882}{0.728 * 553}$$

$$\rho_g = 5.2385 \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}$$

### ANEXO 3.- PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO

POZOS	Rs	$\rho_o$ (lbm/ft <sup>3</sup> )	$\beta_o$ (by/bn)	$\mu_o$ (cp)	Co (psi <sup>-1</sup> )
PACOA - 1	94,4159	53,3275	1,0511	5,3013	4,53E-06
PACOA - 2	66,4929	54,1358	1,0466	7,4638	5,35E-06
PACOA - 4	48,2385	53,4969	1,0349	6,0082	3,90E-06
PACOA - 5	118,1097	51,3659	1,0673	2,5236	7,97E-06
PACOA - 9	125,8495	49,7100	1,0781	1,4785	9,56E-06
PACOA - 10	112,7546	50,7121	1,0672	2,0227	8,05E-06
PACOA - 11	88,1131	52,2640	1,0560	3,4830	6,84E-06
PACOA - 12	92,2949	53,0210	1,0551	4,6354	6,48E-06
PACOA - 14	77,9147	54,1943	1,0486	7,5895	5,57E-06
PACOA - 15	35,3030	55,5621	1,0300	15,9880	2,92E-06
PACOA - 17	35,4745	55,7161	1,0279	17,6540	2,63E-06
PACOA - 18	63,1085	55,6047	1,0434	14,8654	4,39E-06
PACOA - 21	66,4929	54,1358	1,0466	7,4638	5,35E-06
PACOA - 25	76,6789	54,5831	1,0446	9,1493	5,24E-06
PACOA - 26	78,4860	54,4530	1,0450	8,6313	5,32E-06
PACOA - 30	57,2680	55,9247	1,0337	18,5160	3,97E-06
PACOA - 31	77,1005	54,3624	1,0471	8,2067	5,43E-06
PACOA - 32	83,9812	53,1763	1,0463	5,0547	5,93E-06
PACOA - 34	59,8754	51,9432	1,0423	3,2128	4,49E-06
PACOA - 36	94,9014	53,1199	1,0525	4,8681	6,32E-06
PACOA - 37	103,1723	52,3676	1,0588	3,6143	7,01E-06
PACOA - 39	94,1769	53,6624	1,0536	6,0130	4,37E-06
PACOA - 40	67,1559	51,8343	1,0375	3,1460	4,42E-06
PACOA - 41	106,2233	50,7945	1,0681	2,0810	8,34E-06
PACOA - 42	152,5479	48,7795	1,0881	1,1333	1,05E-05
PACOA - 44	84,3744	52,87329	1,04998	4,42550	6,24E-06

#### ANEXO 4.- PROPIEDADES PVT DEL AGUA

POZOS	$\rho_w$ (lbm/ft <sup>3</sup> )	$\beta_w$ (by/bn)	$\mu_w$ (cp)	$C_w$ (psi <sup>-1</sup> )
PACOA - 1	63,4069	1,0019	0,8179	2,91E-06
PACOA - 2	63,1431	1,0077	0,6882	2,96E-06
PACOA - 4	62,8376	1,0044	0,7574	3,37E-06
PACOA - 5	63,8217	1,0052	0,7741	3,90E-06
PACOA - 9	63,0295	1,0066	0,7179	3,81E-06
PACOA - 10	63,3788	1,0051	0,7574	5,38E-06
PACOA - 11	63,7588	1,0070	0,7179	3,21E-06
PACOA - 12	63,1263	1,0060	0,7413	2,90E-06
PACOA - 14	63,0033	1,0064	0,7256	2,94E-06
PACOA - 15	63,1936	1,0054	0,7334	3,01E-06
PACOA - 17	63,1196	1,0040	0,7657	3,13E-06
PACOA - 18	62,5390	1,0070	0,6955	2,97E-06
PACOA - 21	62,8137	1,0076	0,6882	2,88E-06
PACOA - 25	62,8441	1,0049	0,7741	3,16E-06
PACOA - 26	63,0528	1,0047	0,7826	3,13E-06
PACOA - 30	63,1731	1,0038	0,8089	3,48E-06
PACOA - 31	62,4711	1,0057	0,7413	2,91E-06
PACOA - 32	62,6103	1,0033	0,8270	2,99E-06
PACOA - 34	62,5403	1,0046	0,7413	2,83E-06
PACOA - 36	63,1414	1,0043	0,8000	3,37E-06
PACOA - 37	63,1097	1,0050	0,7741	3,20E-06
PACOA - 39	63,2938	1,0032	0,7657	3,25E-06
PACOA - 40	63,4583	1,0008	0,8848	3,87E-06
PACOA - 41	63,0762	1,0074	0,6955	3,56E-06
PACOA - 42	62,9984	1,0037	0,8089	5,25E-06
PACOA - 44	63,21783	1,00501	0,77257	3,16E-06

**ANEXO 5.- PROPIEDADES PVT DEL GAS.**

<b>POZOS</b>	<b><math>\rho_g</math> (lbm/ft<sup>3</sup>)</b>	<b><math>\beta_g</math> (by/bn)</b>	<b><math>\mu_g</math> (cp)</b>	<b>Z</b>
<b>PACOA - 1</b>	53,3275	0,0129	0,0118	0,7280
<b>PACOA - 2</b>	2,2630	0,0284	0,0121	0,8653
<b>PACOA - 4</b>	3,0078	0,0226	0,0119	0,8101
<b>PACOA - 5</b>	3,0721	0,0237	0,0117	0,7807
<b>PACOA - 9</b>	3,1959	0,0244	0,0117	0,7489
<b>PACOA - 10</b>	3,2577	0,0231	0,0117	0,7590
<b>PACOA - 11</b>	2,6223	0,0267	0,0119	0,8203
<b>PACOA - 12</b>	2,6705	0,0253	0,0119	0,8285
<b>PACOA - 14</b>	2,4434	0,0262	0,0120	0,8554
<b>PACOA - 15</b>	2,5484	0,0242	0,0121	0,8606
<b>PACOA - 17</b>	3,0018	0,0205	0,0120	0,8407
<b>PACOA - 18</b>	2,4170	0,0248	0,0122	0,8748
<b>PACOA - 21</b>	2,2630	0,0284	0,0121	0,8653
<b>PACOA - 25</b>	2,4462	0,0259	0,0120	0,8547
<b>PACOA - 26</b>	2,4787	0,0258	0,0119	0,8509
<b>PACOA - 30</b>	2,3006	0,0262	0,0120	0,8710
<b>PACOA - 31</b>	2,4380	0,0262	0,0120	0,8559
<b>PACOA - 32</b>	2,6143	0,0262	0,0117	0,8211
<b>PACOA - 34</b>	3,9980	0,0182	0,0118	0,7445
<b>PACOA - 36</b>	2,7417	0,0247	0,0118	0,8198
<b>PACOA - 37</b>	2,8517	0,0245	0,0118	0,8068
<b>PACOA - 39</b>	5,4943	0,0120	0,0119	0,7353
<b>PACOA - 40</b>	4,4451	0,0168	0,0115	0,7048
<b>PACOA - 41</b>	2,8841	0,0258	0,0118	0,7872
<b>PACOA - 42</b>	3,6880	0,0222	0,0115	0,6936
<b>PACOA - 44</b>	2,59318	0,02653	0,01183	0,82390

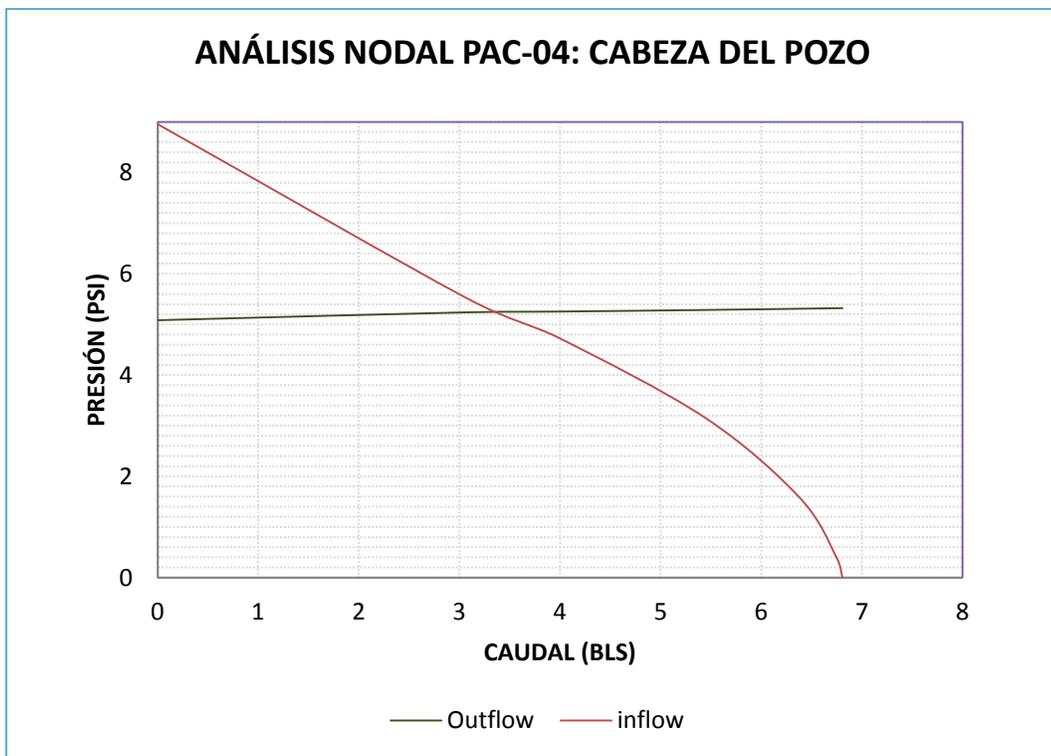
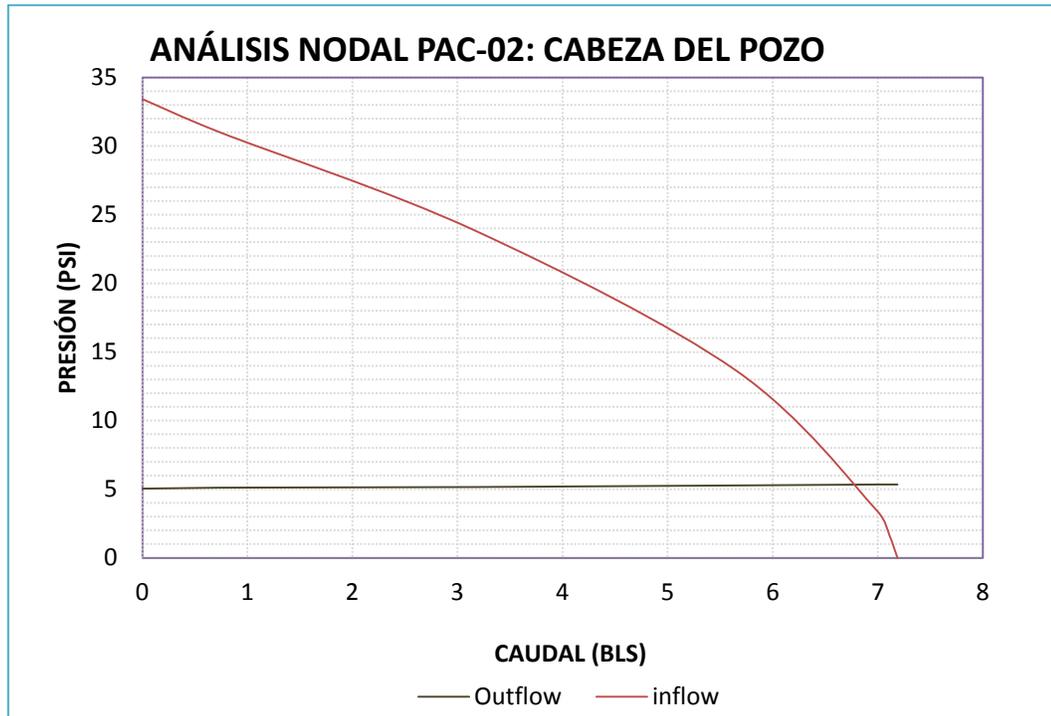
### ANEXO 6.- PROPIEDADES DE LA MEZCLA.

POZOS	f o	f w	μl (cp)	pl (lbm/ft³)	Vsl (ft/seg)	Vsg (ft/seg)	Vm (ft/seg)	Al	HI	μns (cp)	pk (lbm/ft³)
PACOA - 1	0,1813	0,8187	2,1226	60,5521	0,0401	0,0088	0,0489	0,8195	0,9972	1,7416	42,2142
PACOA - 2	0,1170	0,8830	2,6068	61,5322	0,0136	0,0069	0,0205	0,6627	0,9978	1,7316	31,5390
PACOA - 4	0,4833	0,5167	5,2723	58,1260	0,0141	0,0498	0,0639	0,2204	0,9843	1,1712	6,2449
PACOA - 5	0,6581	0,3419	2,6894	53,4944	0,0068	0,0020	0,0088	0,7761	0,9994	2,0899	42,1058
PACOA - 9	0,6821	0,3179	1,7211	52,2316	0,0130	0,0069	0,0199	0,6533	0,9978	1,1286	28,2559
PACOA - 10	0,8423	0,1577	2,4881	50,8166	0,0199	0,0382	0,0580	0,3425	0,9879	0,8600	10,0291
PACOA - 11	0,4601	0,5399	2,8681	57,1483	0,0041	0,0072	0,0113	0,3614	0,9977	1,0441	25,2153
PACOA - 12	0,6028	0,3972	4,9759	55,5733	0,0020	0,0021	0,0040	0,4853	0,9993	2,4208	51,1879
PACOA - 14	0,0521	0,9479	1,5969	62,0998	0,0293	0,0161	0,0454	0,6752	0,9949	1,0821	33,6037
PACOA - 15	0,0591	0,9409	2,8425	62,2125	0,0350	0,0176	0,0526	0,6653	0,9944	1,8948	29,4040
PACOA - 17	0,3556	0,6444	12,1693	60,1603	0,0085	0,0400	0,0485	0,1751	0,9874	2,1402	6,4475
PACOA - 18	0,3556	0,6444	12,1693	60,1603	0,0097	0,0032	0,0129	0,7503	0,9990	11,7180	38,4257
PACOA - 21	0,1134	0,8866	2,5773	61,5667	0,0140	0,0069	0,0209	0,6697	0,9978	1,7299	31,9537
PACOA - 25	0,3894	0,6106	6,5574	58,7974	0,0086	0,0184	0,0270	0,3191	0,9942	2,1008	13,6797
PACOA - 26	0,1922	0,8078	3,4859	60,7327	0,0148	0,0068	0,0216	0,6845	0,9978	2,3899	33,2622
PACOA - 30	1,0000	0,0000	31,3912	54,8031	0,0050	0,0347	0,0397	0,1266	0,9890	3,9857	6,6164
PACOA - 31	0,3722	0,6278	5,9958	58,9204	0,0077	0,0137	0,0214	0,3593	0,9957	2,1621	16,8146
PACOA - 32	0,1775	0,8225	2,1208	60,6673	0,0140	0,0122	0,0262	0,5347	0,9961	1,1395	23,5631
PACOA - 34	0,2026	0,7974	1,7651	60,4167	0,0085	0,0110	0,0195	0,4372	0,9965	0,7784	22,7485
PACOA - 36	0,5856	0,4144	4,5326	55,7927	0,0076	0,0175	0,0251	0,3035	0,9945	1,3842	14,6218
PACOA - 37	0,4199	0,5801	2,7750	57,2659	0,0066	0,0024	0,0091	0,7316	0,9992	2,0333	40,3895
PACOA - 39	0,6485	0,3515	6,2321	55,1053	0,0060	0,0067	0,0127	0,4704	0,9979	2,9381	24,5152
PACOA - 40	1,0000	0,0000	3,8699	51,0307	0,0055	0,0414	0,0469	0,1165	0,9869	0,4615	7,0478
PACOA - 41	0,3783	0,6217	1,8111	57,4874	0,0174	0,0358	0,0532	0,3270	0,9887	0,6003	10,4425
PACOA - 42	0,8730	0,1270	1,4120	48,2476	0,0273	0,0175	0,0448	0,6087	0,9945	0,8643	21,8952
PACOA - 44	1,0000	0,0000	6,6553	51,4220	0,0032	0,0173	0,0206	0,1578	0,9945	1,0602	14,8748

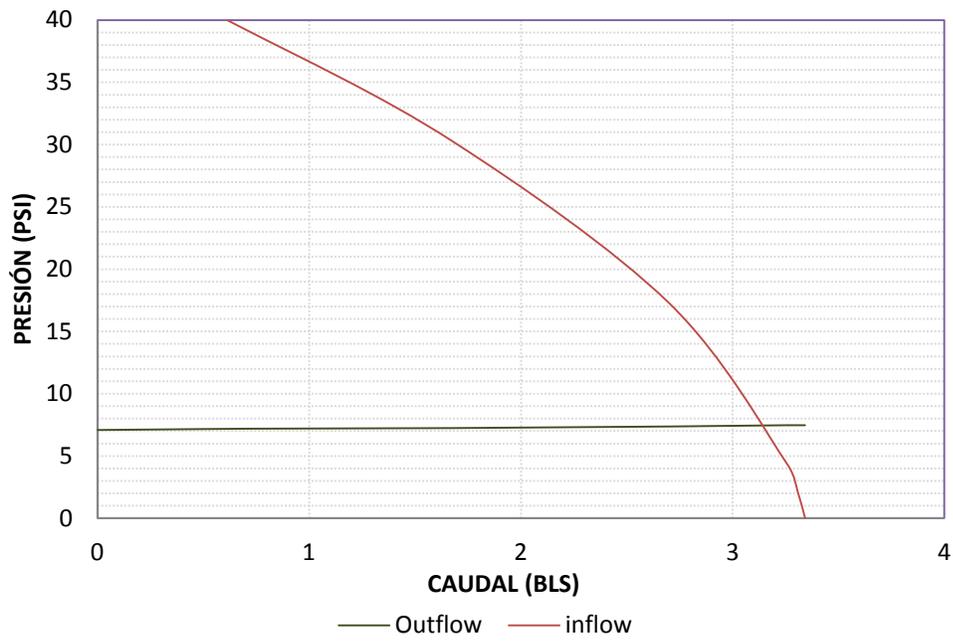
## PROPIEDADES DE LA MEZCLA.

POZOS	Rek	y	ftp/fn	fn	ftp
PACOA - 1	27,32	0,20	1,17	0,18	0,21
PACOA - 2	9,42	0,41	1,36	0,25	0,34
PACOA - 4	90,69	1,51	2,17	0,12	0,27
PACOA - 5	4,22	0,25	1,21	0,32	0,39
PACOA - 9	133,75	0,43	1,37	0,11	0,15
PACOA - 10	180,79	1,07	1,91	0,10	0,19
PACOA - 11	6,88	1,02	1,87	0,28	0,52
PACOA - 12	1,88	0,72	1,64	0,41	0,68
PACOA - 14	31,32	0,47	1,40	0,17	0,24
PACOA - 15	219,37	0,41	1,35	0,09	0,13
PACOA - 17	38,74	1,74	2,27	0,16	0,36
PACOA - 18	0,95	0,29	1,24	0,52	0,64
PACOA - 21	117,01	0,40	1,35	0,11	0,15
PACOA - 25	4,14	1,14	1,96	0,32	0,63
PACOA - 26	6,74	0,38	1,33	0,28	0,37
PACOA - 30	17,61	2,07	2,37	0,21	0,49
PACOA - 31	3,73	1,02	1,88	0,33	0,63
PACOA - 32	12,33	0,63	1,55	0,23	0,36
PACOA - 34	12,78	0,83	1,73	0,23	0,39
PACOA - 36	5,87	1,19	1,99	0,29	0,58
PACOA - 37	4,31	0,31	1,27	0,32	0,40
PACOA - 39	28,32	0,75	1,66	0,18	0,29
PACOA - 40	216,52	2,15	2,39	0,10	0,23
PACOA - 41	247,02	1,12	1,94	0,09	0,18
PACOA - 42	304,33	0,50	1,43	0,09	0,12
PACOA - 44	71,31	1,85	2,30	0,13	0,31

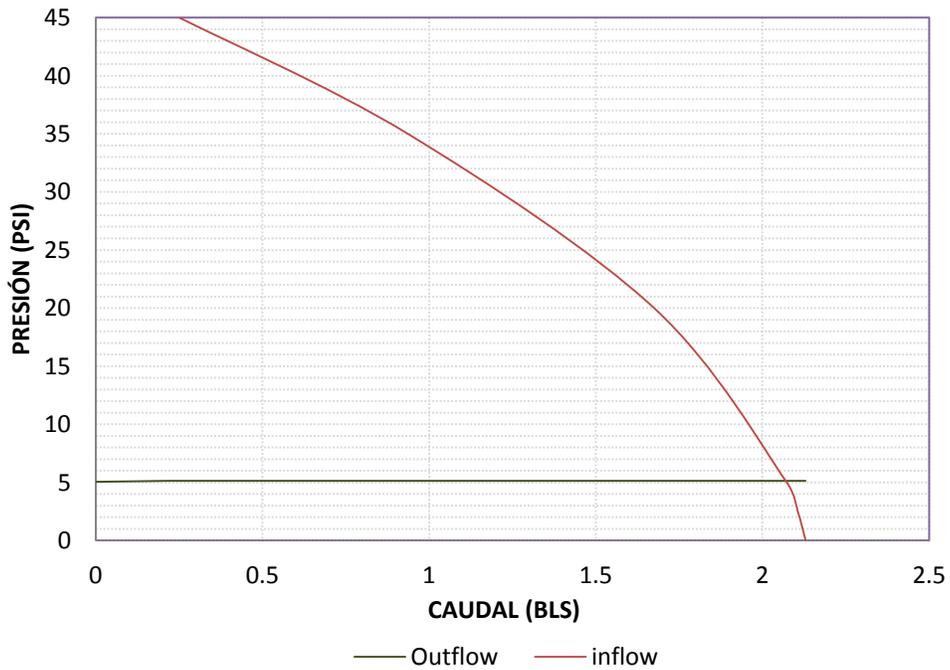
## ANEXO 7.- DIAGRAMAS DE ANÁLISIS NODAL: CABEZA DEL POZO.

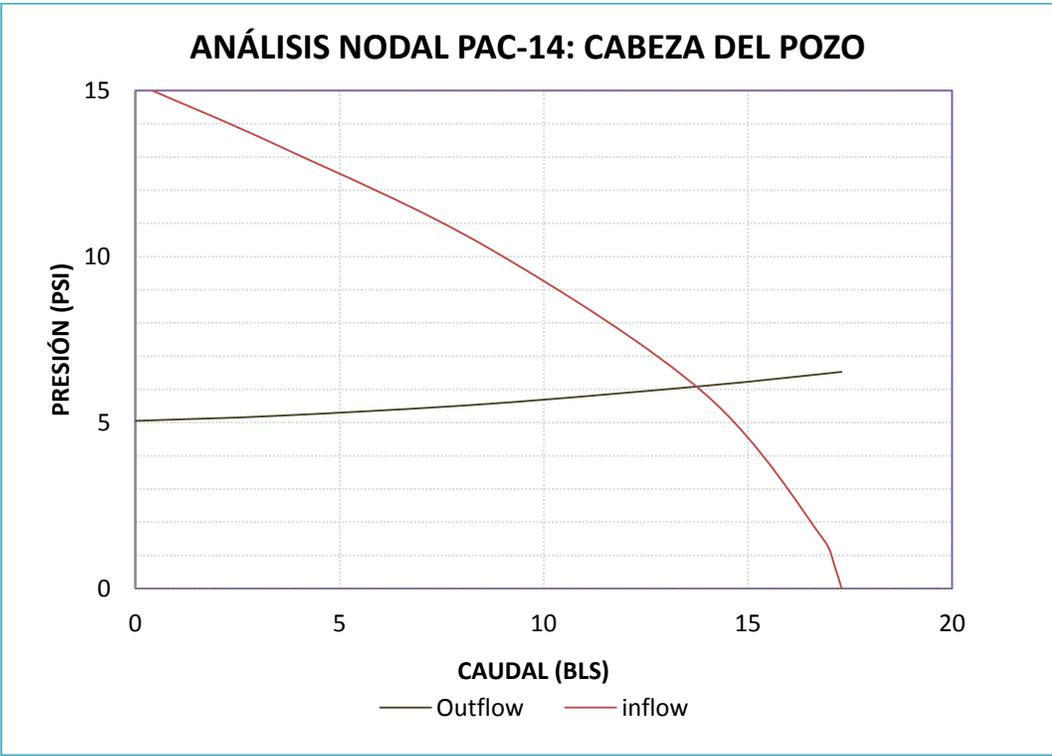
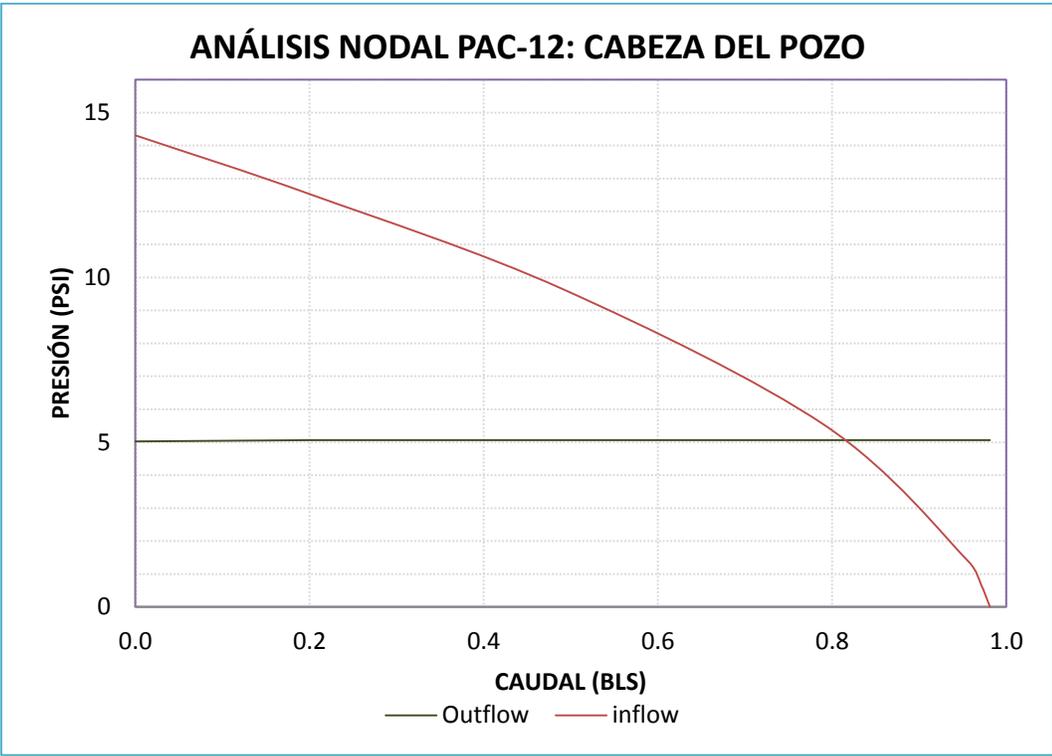


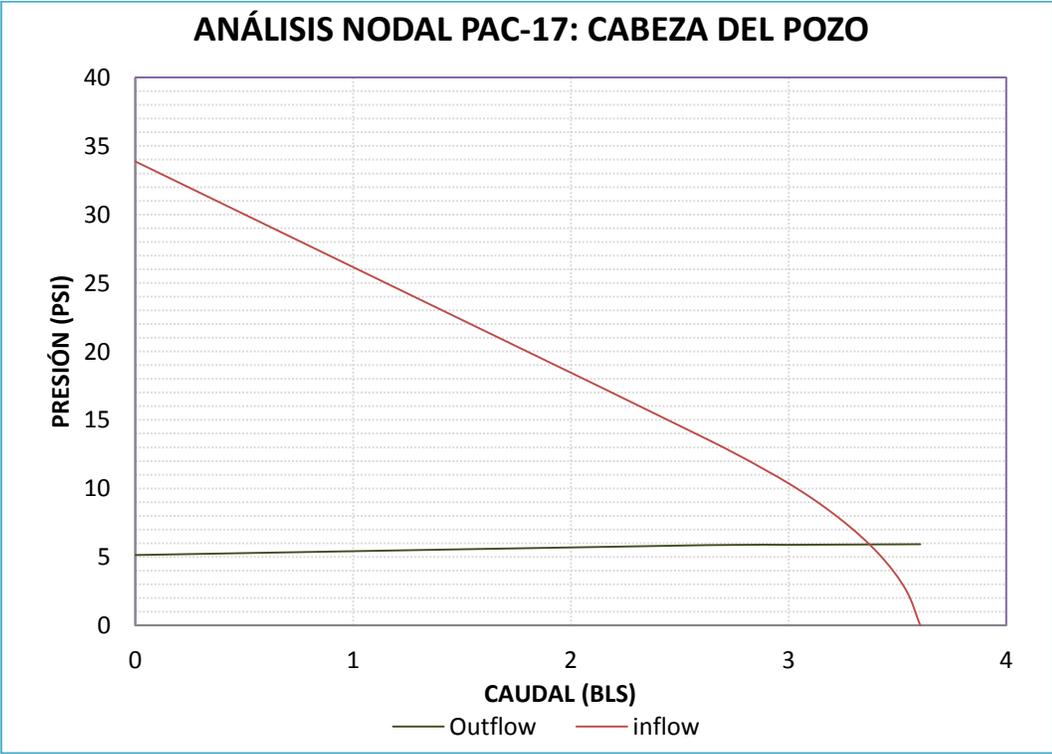
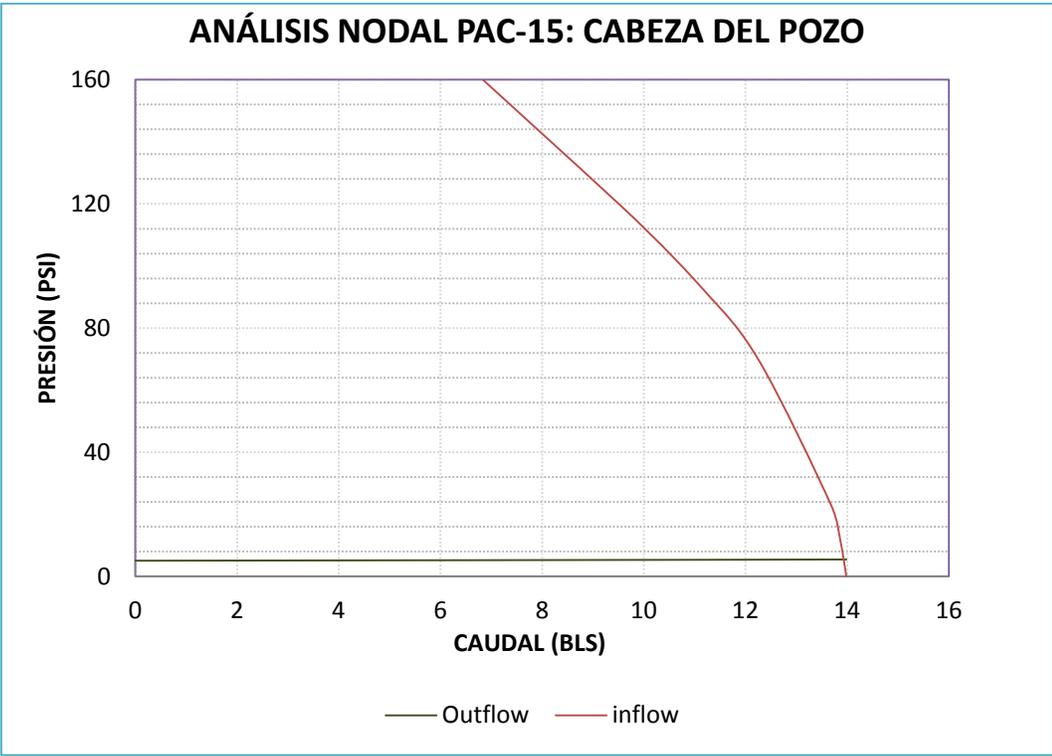
### ANÁLISIS NODAL PAC-05: CABEZA DEL POZO

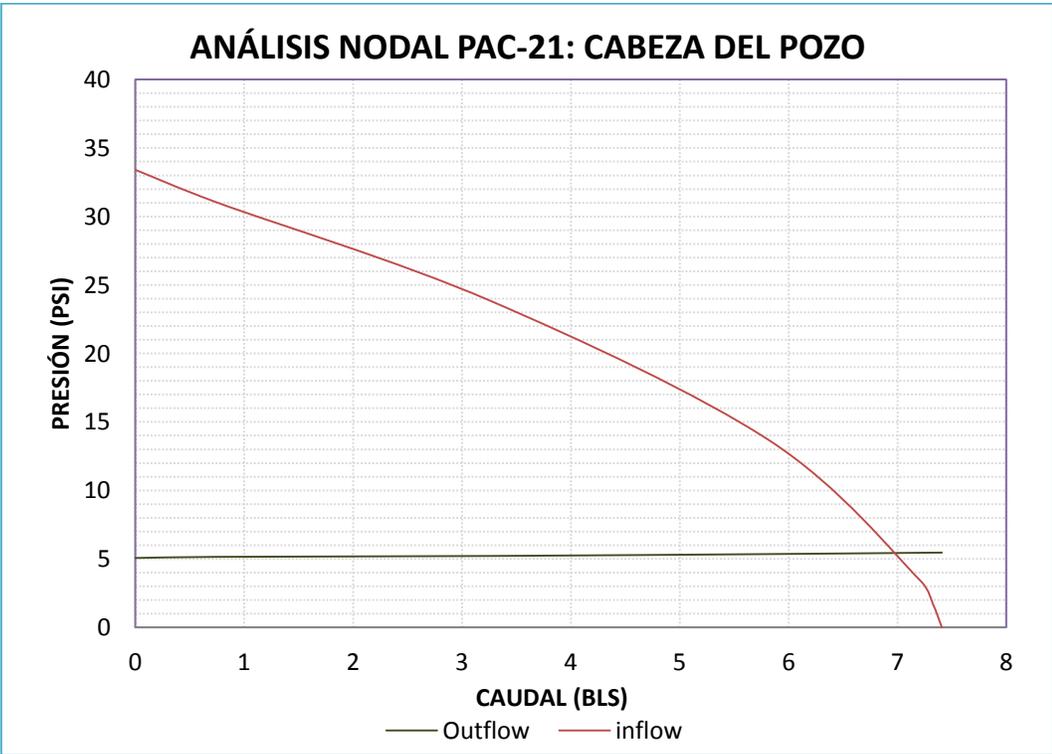
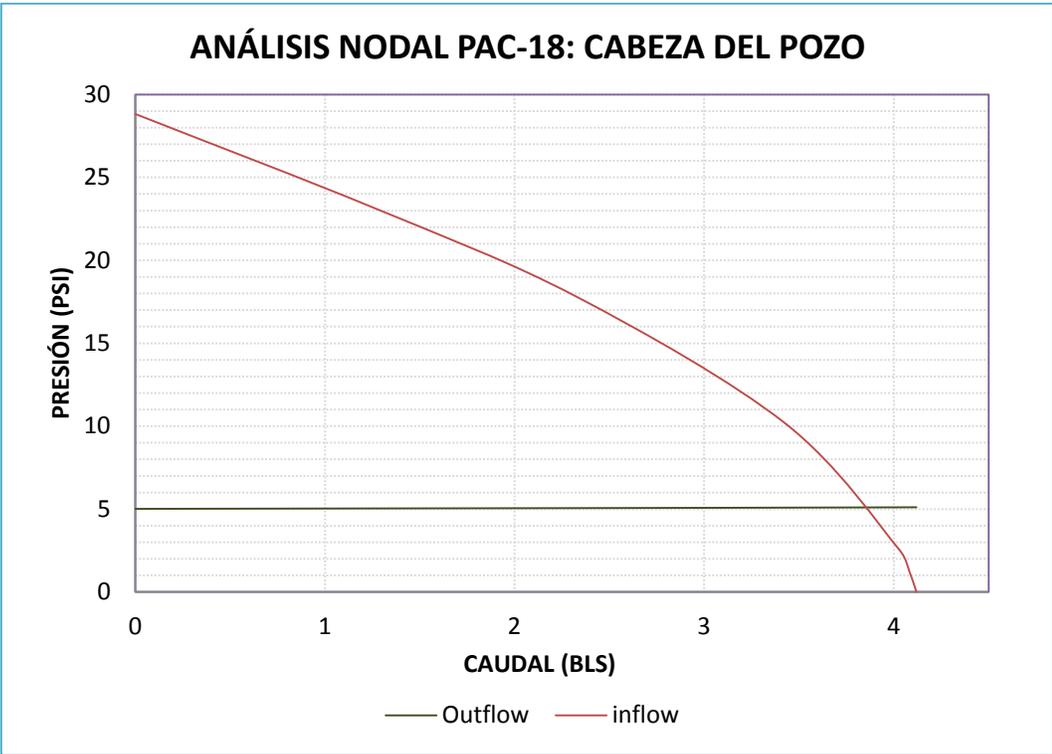


### ANÁLISIS NODAL PAC-11: CABEZA DEL POZO

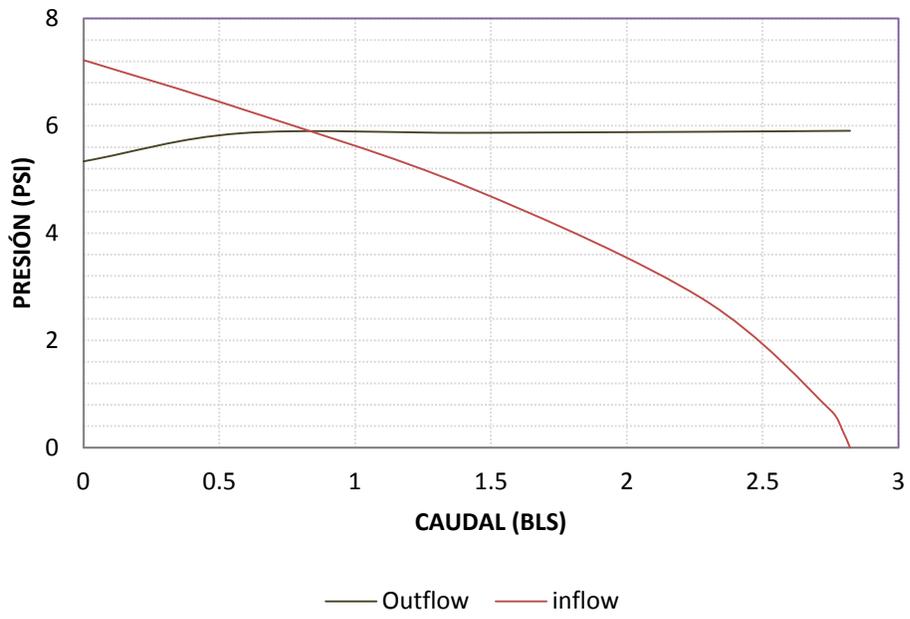




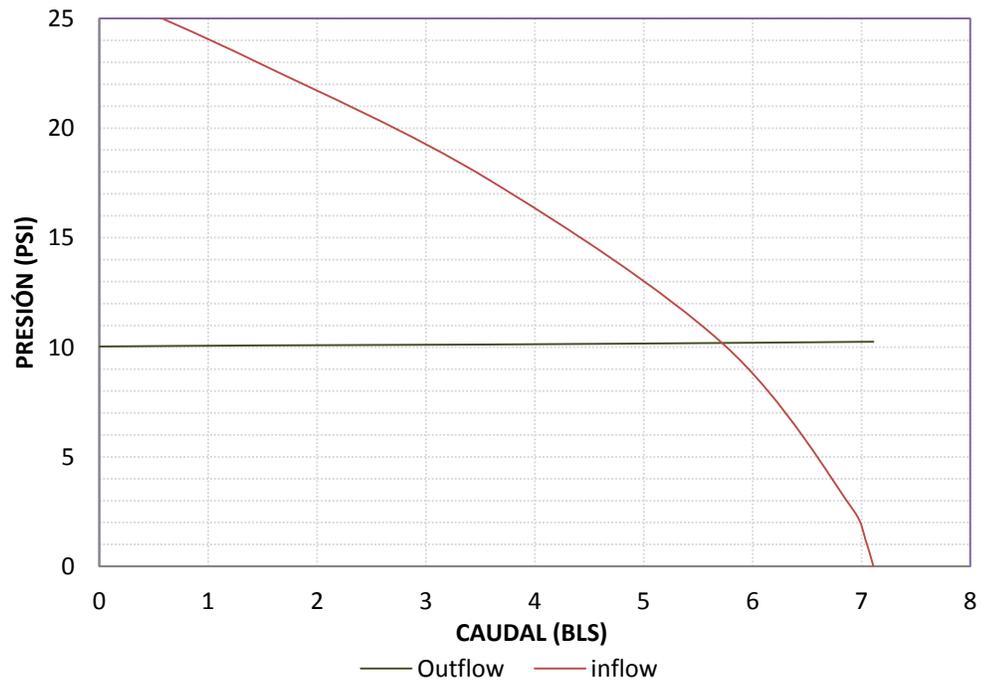




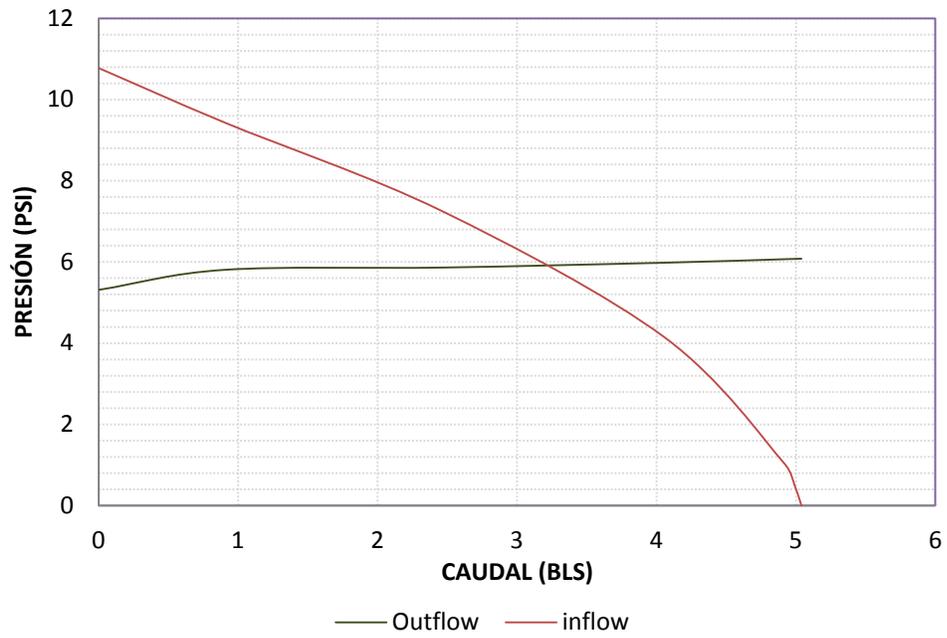
### ANÁLISIS NODAL PAC-22: CABEZA DEL POZO



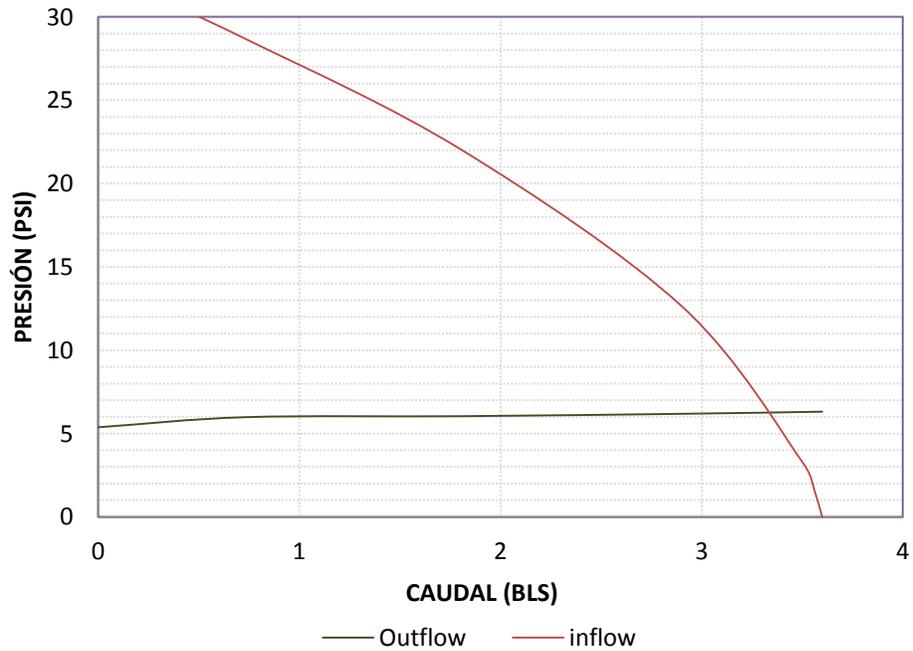
### ANÁLISIS NODAL PAC-24: CABEZA DEL POZO

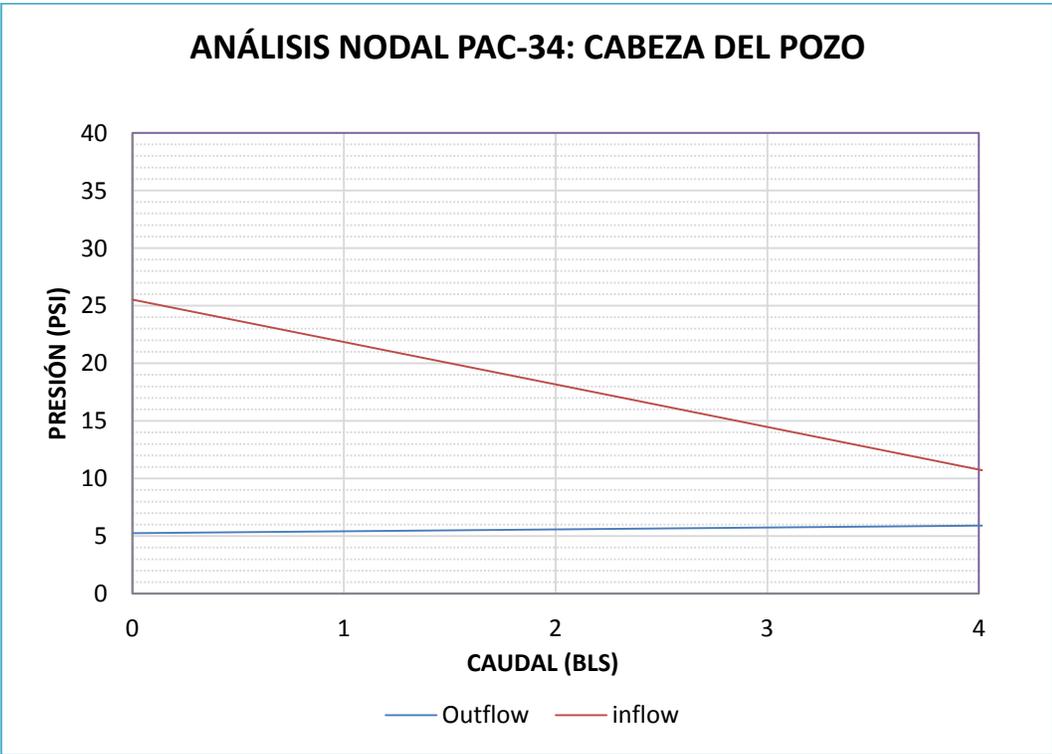
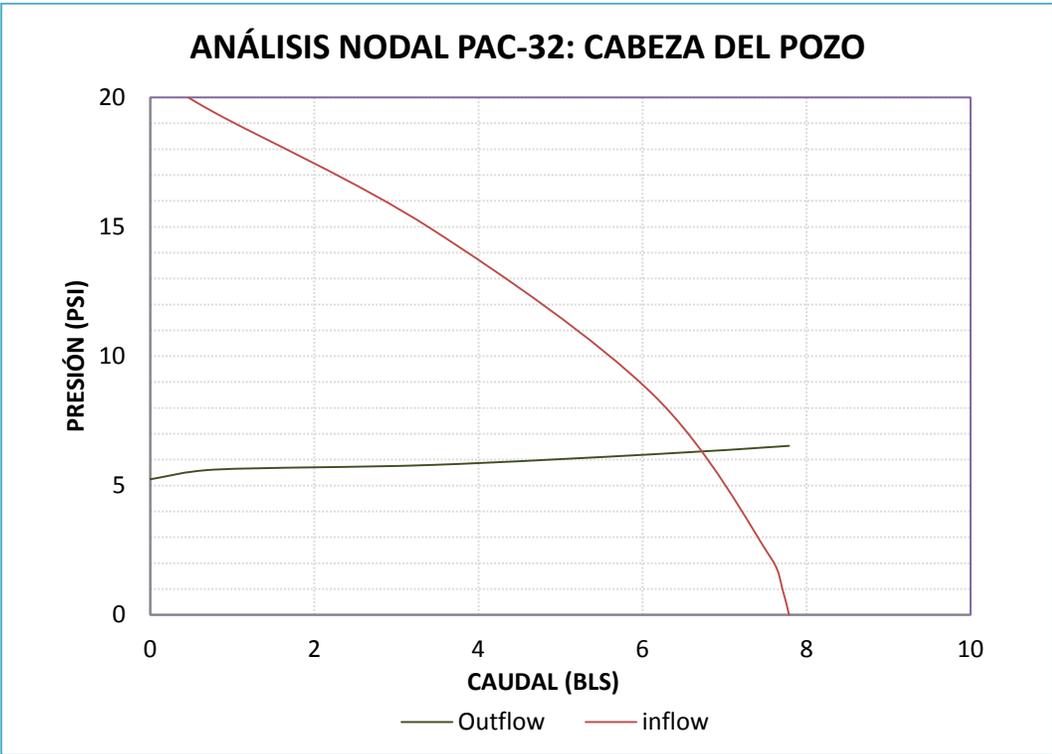


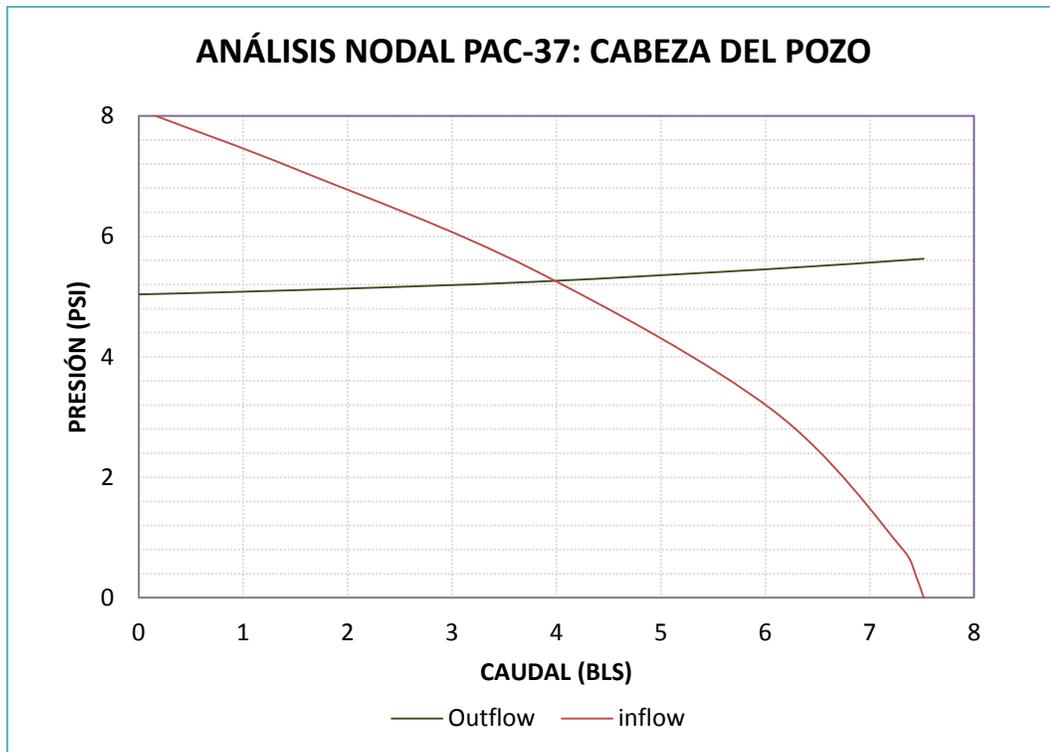
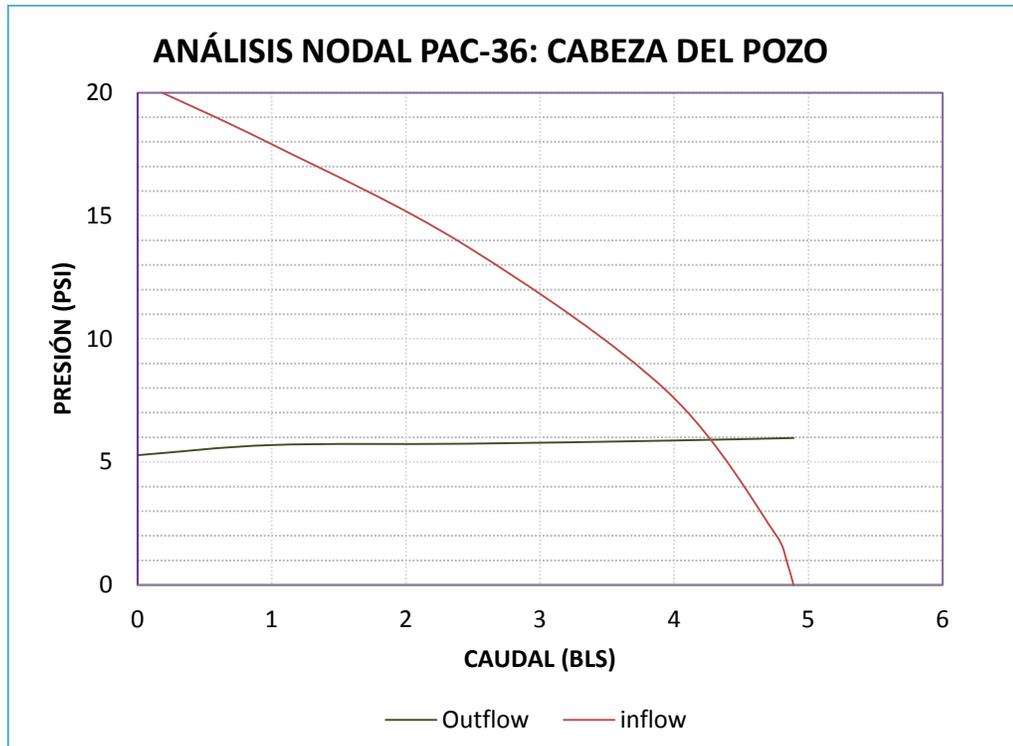
### ANÁLISIS NODAL PAC-30: CABEZA DEL POZO

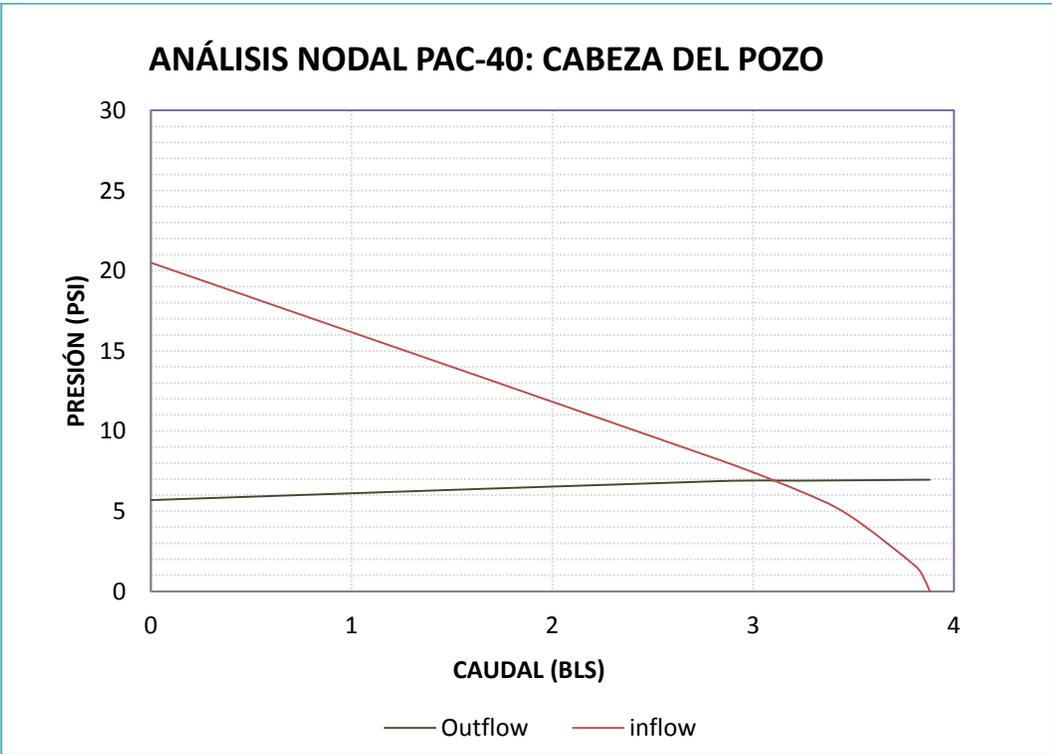
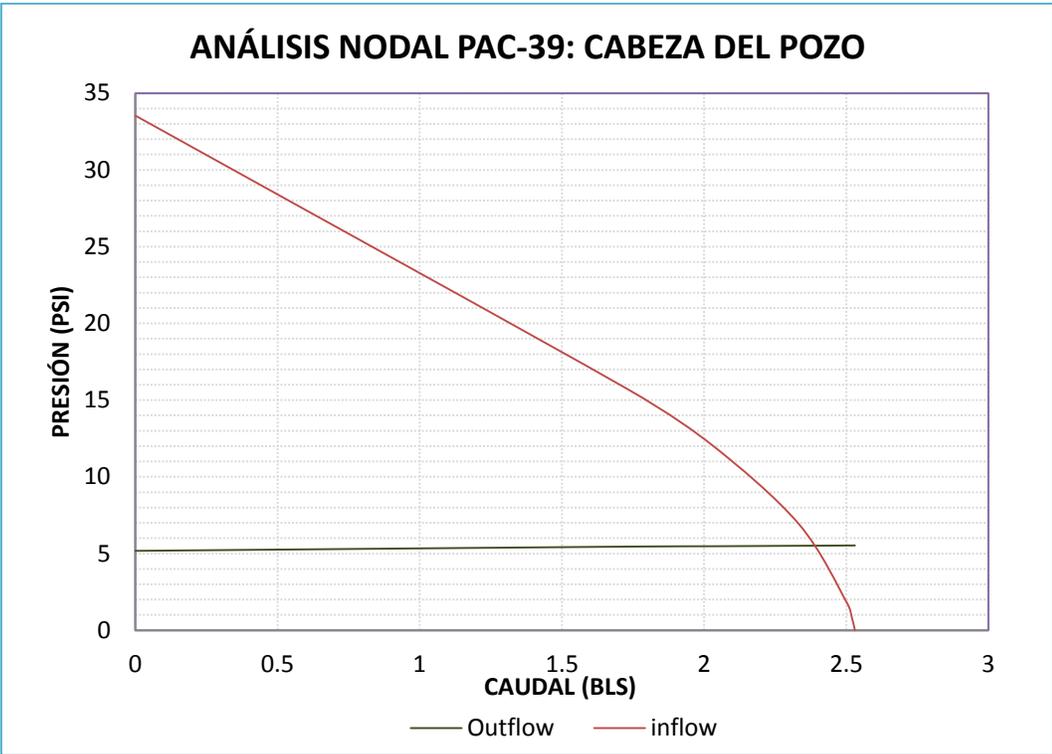


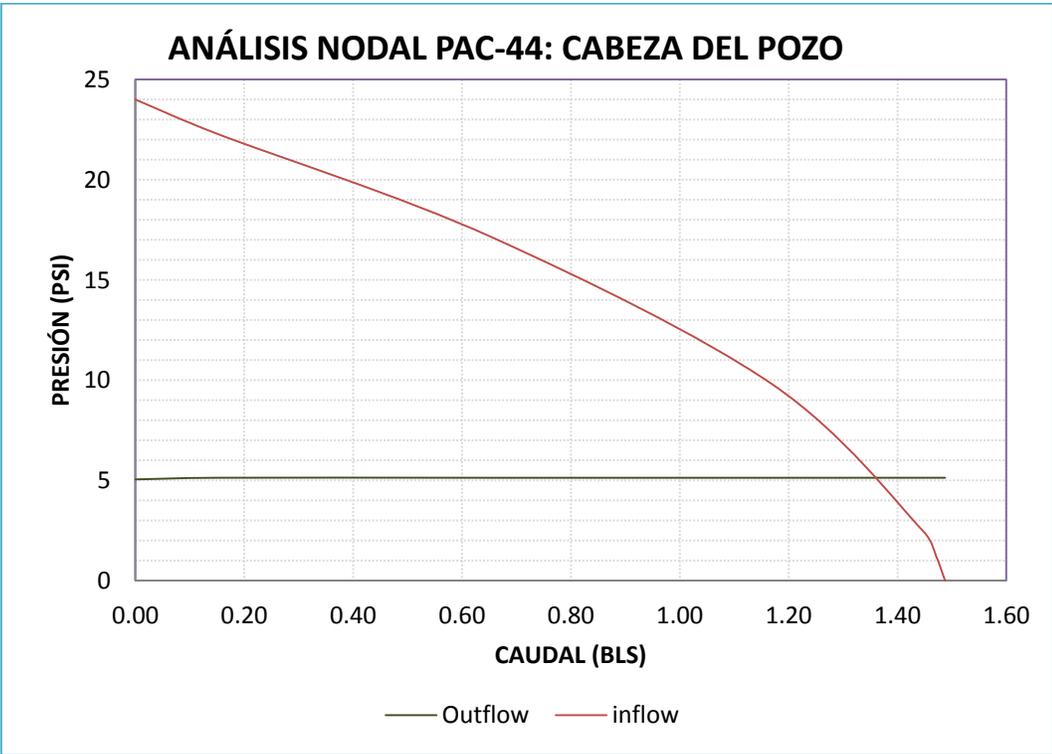
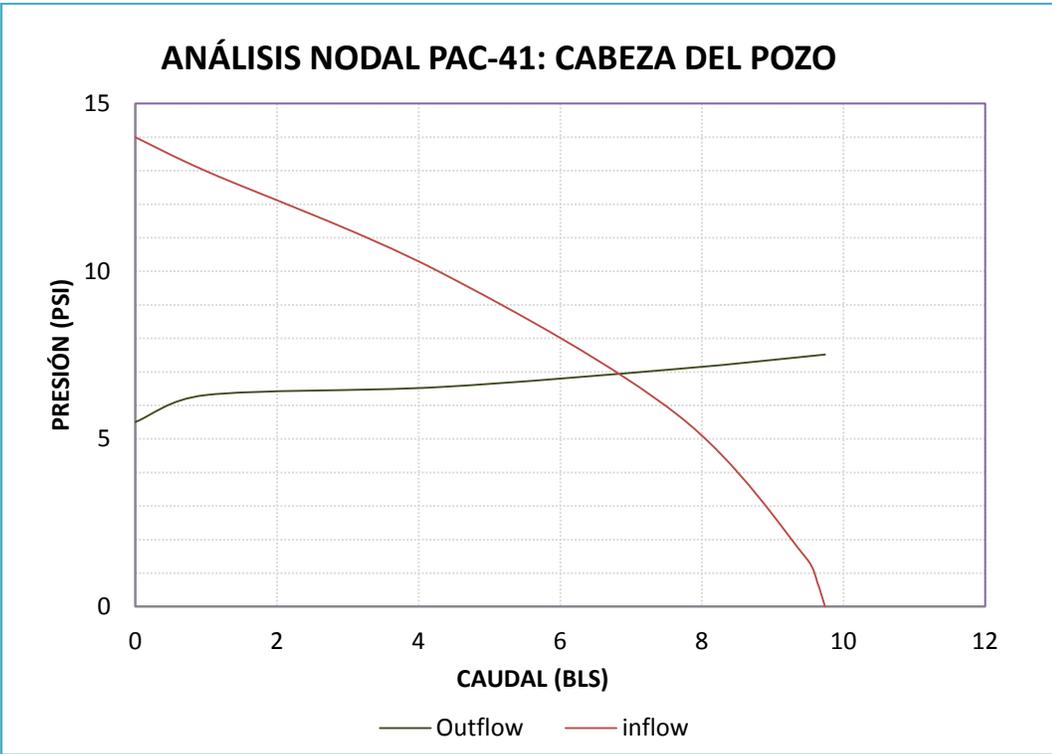
### ANÁLISIS NODAL PAC-31: CABEZA DEL POZO



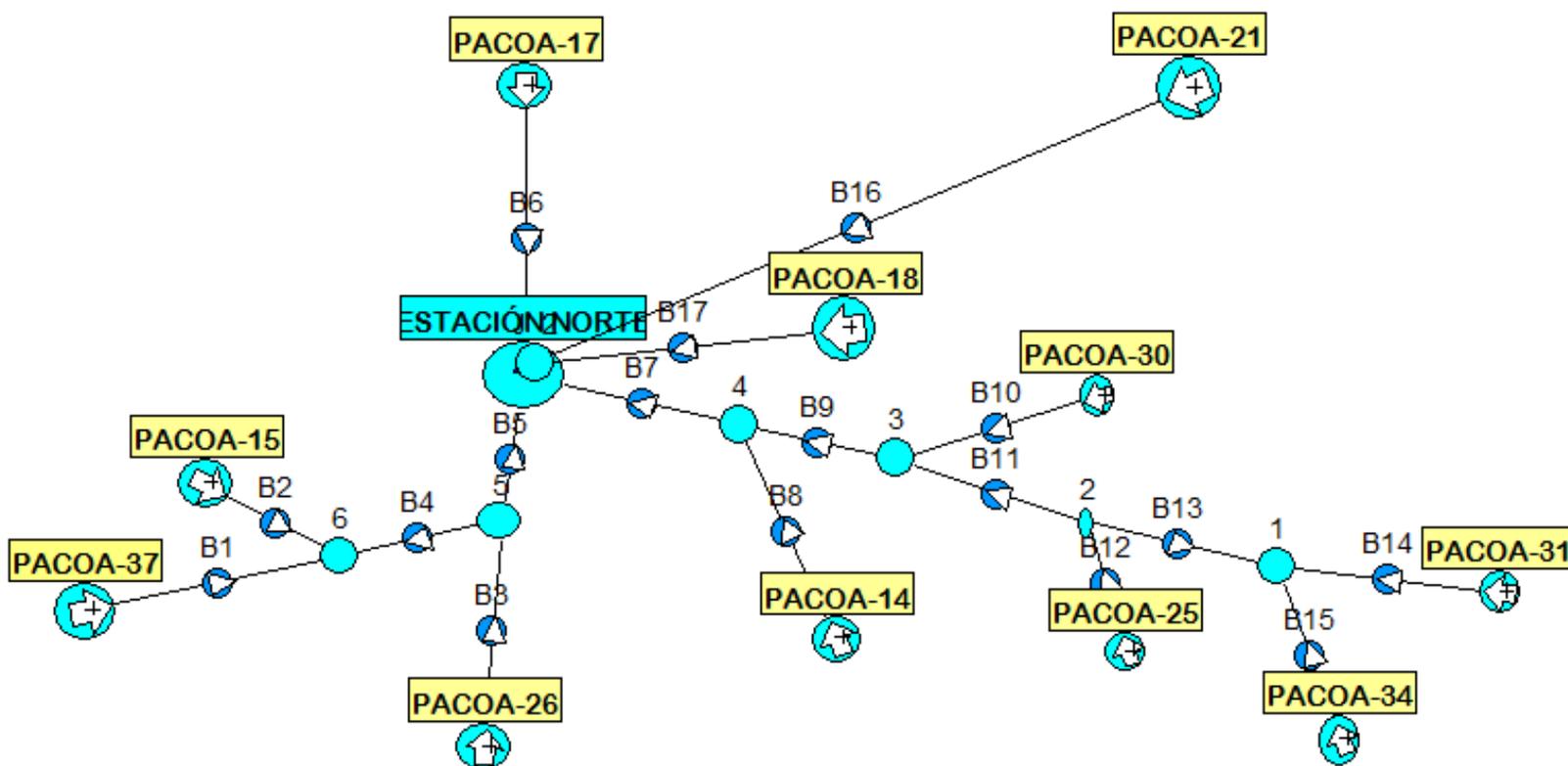




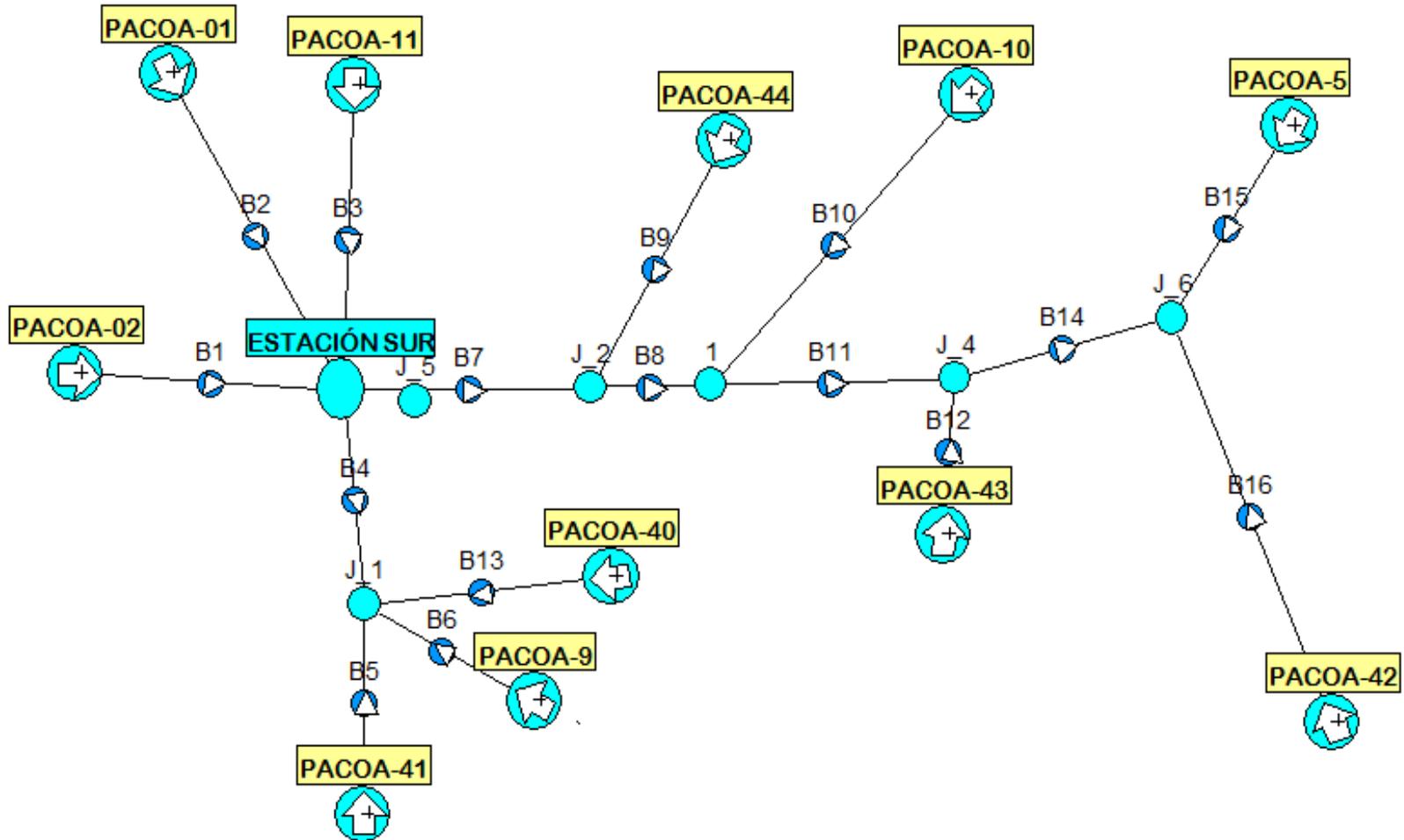


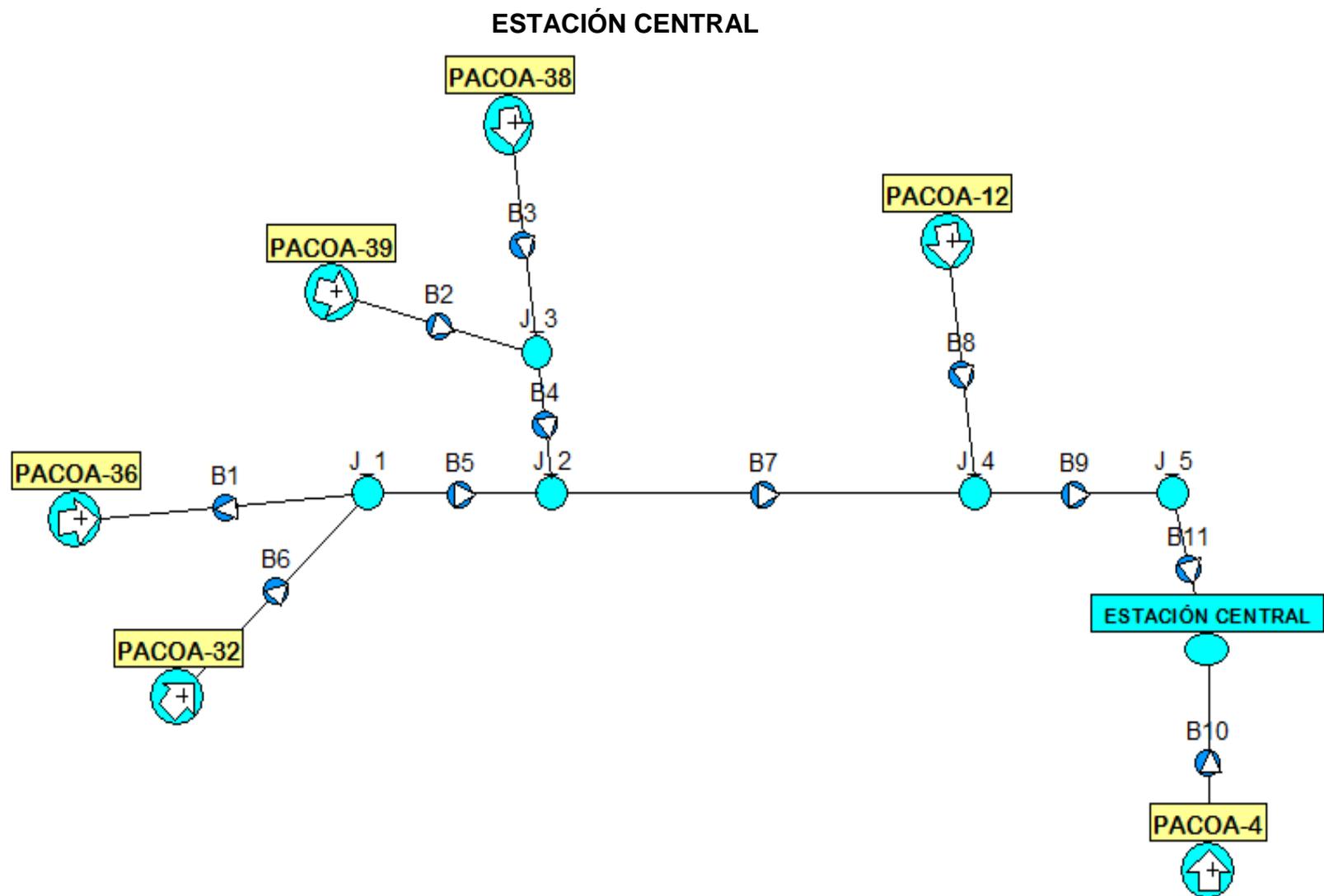


ANEXO 8.- DISTRIBUCIÓN ACUAL DE LAS LINEAS DE FLUJO  
ESTACIÓN NORTE



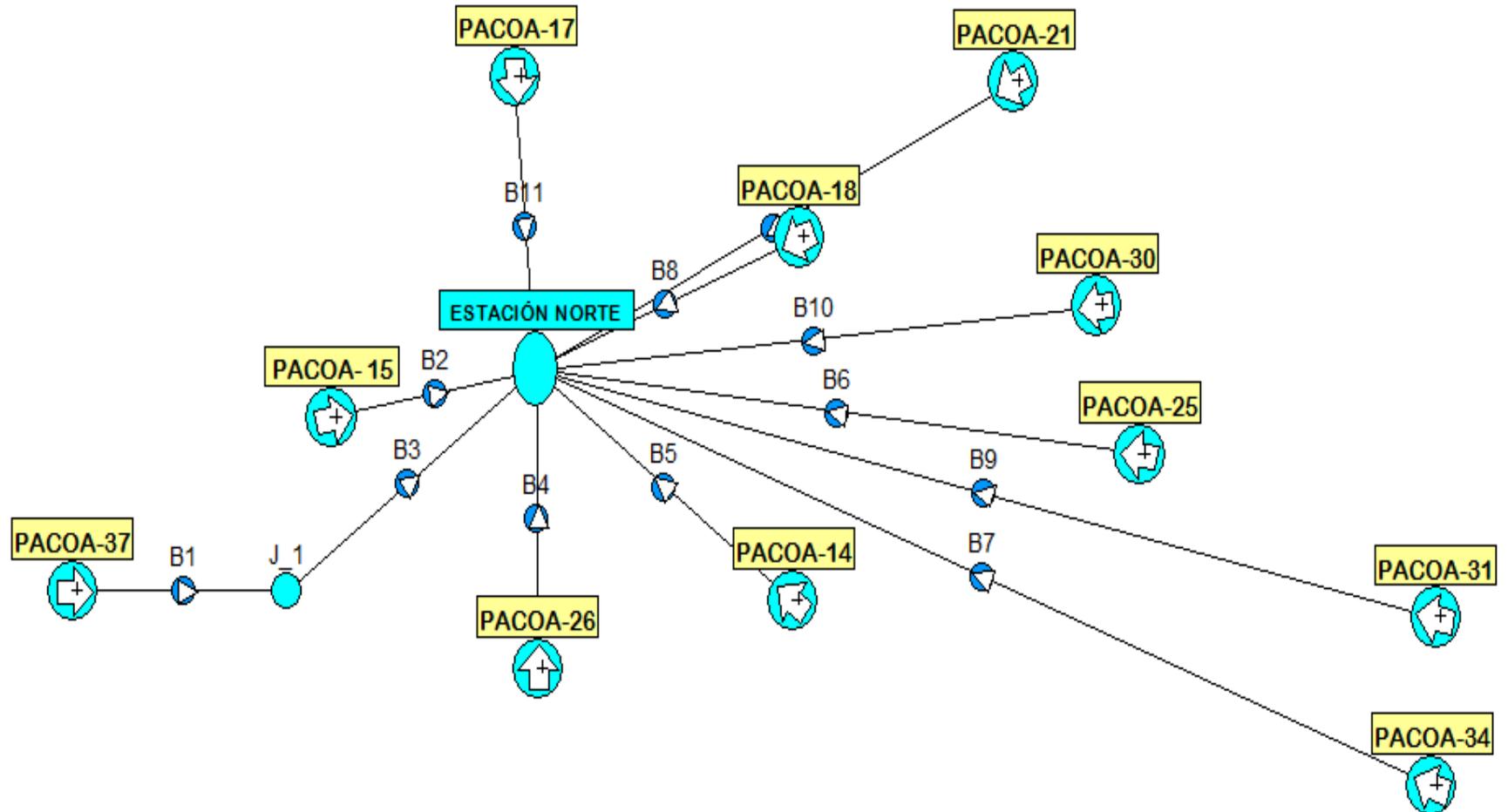
### ESTACIÓN SUR



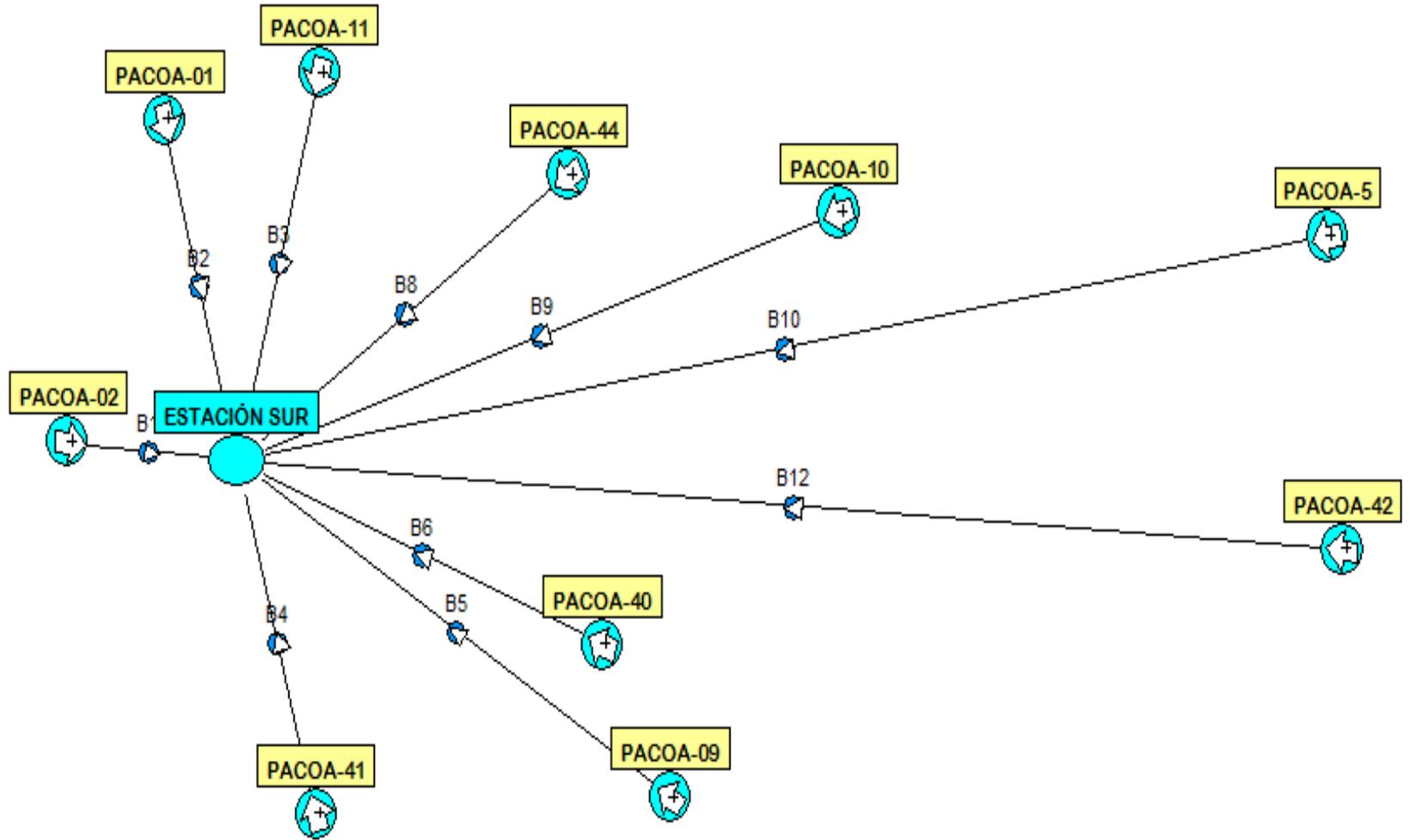


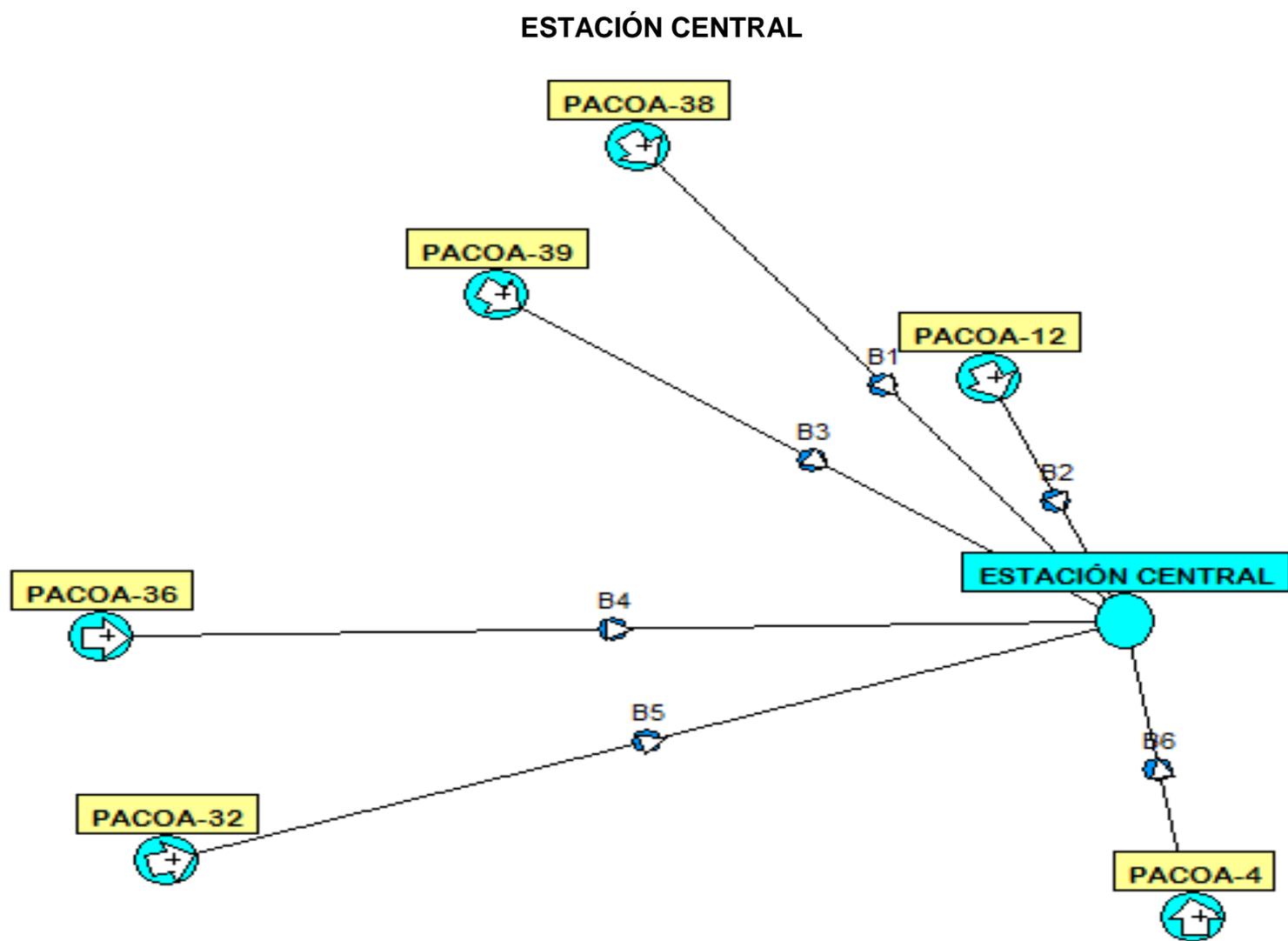
## ANEXO 9.- DISTRIBUCIÓN PROPUESTA LINEAS DE FLUJO INDIVIDUALES

### ESTACIÓN NORTE



### ESTACIÓN SUR





## ANEXO 10: RESULTADOS REDISEÑO BOMBEO MECÁNICO

CÁLCULOS	Pac-01	Pac-05	Pac-09	Pac-10	Pac-11	Pac-12	Pac-14	Pac-15	Pac-17	Pac-18	Pac-21
<b>1.- Rod Load (Air) = WR</b>	3323,57	4461,31	4026,10	3330,09	3436,04	3269,78	1839,96	2386,32	3242,07	3310,53	4322,76
<b>2.- Fluid Load (Net) = Fo</b>	706,77	922,81	813,86	707,76	676,94	682,30	503,00	461,00	648,52	638,18	857,49
2-1. Weight of Fluid (lb/ft)	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
2-4. Buoyancy Factor (B)	0,87	0,87	0,88	0,87	0,88	0,87	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
<b>3.- Static Load (SL)</b>	4030,34	5384,12	4839,96	4037,85	4112,98	3952,08	2342,96	2847,32	3890,59	3948,71	5180,25
<b>4.- Impulse Factor (δ)</b>	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,03	0,02
<b>6.- Peak Polished Rod Load (PPRL)</b>	4114,00	5466,13	4913,97	4093,45	4193,46	4002,59	2358,74	2875,92	3936,12	4031,54	5250,89
<b>7.- Min. Rod Load (MPRL)</b>	2806,20	3813,02	3452,67	2840,17	2940,16	2800,58	1608,30	2074,83	2798,58	2836,08	3725,93
<b>8- Load Ranger (RPR)</b>	1307,79	1653,11	1461,30	1253,28	1253,30	1202,01	750,45	801,09	1137,53	1195,46	1524,96
<b>9.- Peak Torque (PT)</b>	13731,84	14878,03	13151,72	10245,59	10559,09	10818,05	3752,24	4005,44	7820,55	10759,14	12199,68
<b>10.- Polished Rod H.P. (HPPR (est.))</b>	0,48	0,48	0,42	0,33	0,39	0,32	0,11	0,14	0,25	0,40	0,39
<b>11.- Stroke Loss (SL)</b>	2,03	3,66	2,98	2,04	2,17	1,96	1,83	1,05	1,93	2,01	3,43
11-1. WOG	1080,67	1450,61	1309,10	1082,79	1117,24	1063,18	855,42	775,92	1054,17	1076,43	1405,56
- Gross Fluid of Pump Plunger	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
11-5. Area of Tubing	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	4,43	4,43	6,49	4,43	6,49	4,43
<b>12.- Overtravel (OT)</b>	0,13	0,10	0,10	0,09	0,12	0,08	0,04	0,06	0,07	0,13	0,09
. Lenght of Rod string in 1000's	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
<b>13.- Production (100%)</b>	153,81	35,45	36,19	33,60	40,35	34,17	18,24	22,51	28,02	140,92	31,31
<b>Production (75%)</b>	115,35	26,59	27,14	25,20	30,26	25,63	13,68	16,88	21,01	105,69	23,48
13-1. APG	3,98	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	3,98	1,23
<b>13-2. NPT</b>	40,10	32,44	33,12	30,75	31,65	34,12	18,21	19,02	25,64	34,12	28,65
13-3. SPM	6,50	6,00	6,00	6,00	7,00	5,50	5,50	6,50	6,00	7,00	6,00
<b>Max. Rod Stress (Top Rod, MRS)</b>	9312,19	12372,79	11122,95	9265,68	9492,05	9060,00	5339,11	6509,75	8909,54	9125,54	11885,58
14-1. Area of Rod	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
<b>15.- Load Ratio (%), LR)</b>	68,21	69,76	70,26	69,38	70,11	69,97	68,18	72,14	71,10	70,35	70,96

## RESULTADOS REDISEÑO BOMBEO MECÁNICO

CÁLCULOS	Pac-25	Pac-26	Pac-31	Pac-34	Pac-37	Pac-39	Pac-40	Pac-41	Pac-42	Pac-44
<b>1.- Rod Load (Air) = WR</b>	3775,08	2588,08	4151,61	2205,27	3348,02	5069,30	3181,76	5304,25	4772,48	1936,07
<b>2.- Fluid Load (Net) = Fo</b>	753,32	612,52	827,51	650,93	658,99	1048,91	696,86	1213,02	997,16	281,72
2-1. Weight of Fluid (lb/ft)	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
2-4. Buoyancy Factor (B)	0,88	0,88	0,88	0,87	0,88	0,87	0,87	0,88	0,87	0,89
<b>3.- Static Load (SL)</b>	4528,40	3200,60	4979,12	2856,20	4007,01	6118,21	3878,62	6517,27	5769,64	2217,79
<b>4.- Impulse Factor (<math>\delta</math>)</b>	0,01	0,02	0,01	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03
<b>6.- Peak Polished Rod Load (PPRL)</b>	4574,72	3248,83	5038,06	2911,38	4061,03	6197,61	3947,27	6652,05	5872,00	2271,62
<b>7.- Min. Rod Load (MPRL)</b>	3266,48	2232,37	3584,87	1862,49	2889,61	4346,24	2685,49	4536,20	4057,40	1660,74
<b>8- Load Ranger (RPR)</b>	1308,24	1016,46	1453,18	1048,89	1171,42	1851,36	1261,78	2115,85	1814,59	610,88
<b>9.- Peak Torque (PT)</b>	9353,91	9275,20	10099,63	9440,01	9254,24	16893,67	11356,04	22428,02	19053,21	6108,79
<b>10.- Polished Rod H.P. (HPPR (est.))</b>	0,27	0,30	0,32	0,35	0,30	0,50	0,39	0,78	0,61	0,23
<b>11.- Stroke Loss (SL)</b>	2,62	2,33	3,17	2,43	2,06	4,72	1,86	8,95	4,17	0,32
11-1. WOG	1227,48	1028,73	1349,91	995,87	1088,62	1648,30	1034,56	2027,25	1549,72	491,31
- Gross Fluid of Pump Plunger	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
11-5. Area of Tubing	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	6,49	4,43	6,49	4,43
<b>12.- Overtravel (OT)</b>	0,06	0,10	0,07	0,13	0,08	0,08	0,11	0,13	0,11	0,15
Lenght of Rod string in 1000's	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
<b>13.- Production (100%)</b>	26,09	37,45	27,00	42,96	32,37	31,91	40,55	39,76	41,46	50,77
<b>Production (75%)</b>	19,57	28,08	20,25	32,22	24,28	23,94	30,41	29,82	31,10	38,07
13-1. APG	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
<b>13-2. NPT</b>	26,05	34,27	24,71	33,70	29,63	31,86	34,25	33,59	37,94	39,82
13-3. SPM	5,50	6,00	6,00	7,00	6,00	5,50	6,50	6,50	6,00	7,00
<b>Max. Rod Stress (Top Rod, MRS)</b>	10355,05	7353,86	11403,83	6590,01	9192,30	14028,51	8934,79	15057,16	13291,48	5141,88
14-1. Area of Rod	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
<b>15.- Load Ratio (% , LR)</b>	71,40	68,71	71,16	63,97	71,15	70,13	68,03	68,19	69,10	73,11

**ANEXO 11.- PRODUCCIÓN A DIFERENTES EFICIENCIAS CON BOMBA ACTUAL.**

<b>DIÁMETRO ACTUAL DEL PISTÓN ( 1 1/4")</b>						
<b>POZO</b>	<b>Profundidad de varillas (ft)</b>	<b>100%</b>	<b>75%</b>	<b>50%</b>	<b>25%</b>	<b>15%</b>
<b>PACOA-01 ( 2 1/2")</b>	2039	153,92	115,44	76,96	38,48	23,09
<b>PACOA-05</b>	2737	35,58	26,68	17,79	8,89	5,34
<b>PACOA-09</b>	2470	36,27	27,20	18,14	9,07	5,44
<b>PACOA-10</b>	2043	33,62	25,22	16,81	8,41	5,04
<b>PACOA-11</b>	2108	40,40	30,30	20,20	10,10	6,06
<b>PACOA-12</b>	2006	34,19	25,64	17,09	8,55	5,13
<b>PACOA-14</b>	1614	18,23	13,68	9,12	4,56	2,74
<b>PACOA-15</b>	1464	22,48	16,86	11,24	5,62	3,37
<b>PACOA-17</b>	1989	28,03	21,02	14,02	7,01	4,20
<b>PACOA-18</b>	2031	141,04	105,78	70,52	35,26	21,16
<b>PACOA-21</b>	2652	31,41	23,56	15,70	7,85	4,71
<b>PACOA-25</b>	2316	26,13	19,59	13,06	6,53	3,92
<b>PACOA-26</b>	1941	37,46	28,09	18,73	9,36	5,62
<b>PACOA-31</b>	2547	27,07	20,30	13,54	6,77	4,06
<b>PACOA-34</b>	1879	42,97	32,23	21,49	10,74	6,45
<b>PACOA-37</b>	2054	32,39	24,30	16,20	8,10	4,86
<b>PACOA-39</b>	3110	32,07	24,05	16,03	8,02	4,81
<b>PACOA-40</b>	1952	40,56	30,42	20,28	10,14	6,08
<b>PACOA-41</b>	3825	40,28	30,21	20,14	10,07	6,04
<b>PACOA-42</b>	2924	41,65	31,24	20,82	10,41	6,25
<b>PACOA-44</b>	927	50,63	37,97	25,31	12,66	7,59

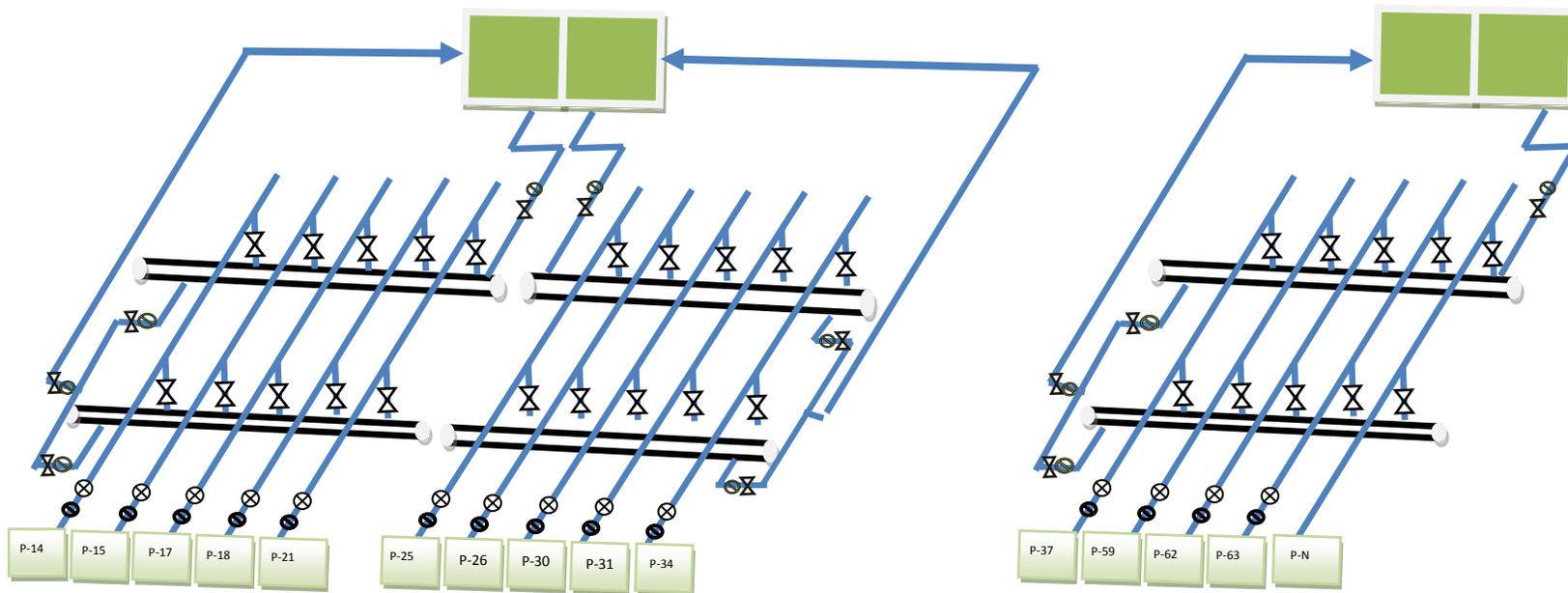
**ANEXO 12.- PRODUCCIÓN A DIFERENTES EFICIENCIAS CON BOMBA 1 3/4".**

<b>POZO</b>	<b>Profundidad de varillas (ft)</b>	<b>100%</b>	<b>75%</b>	<b>50%</b>	<b>25%</b>	<b>15%</b>
PACOA-01	2039	93,11	69,84	46,56	23,28	13,97
PACOA-05	2737	69,73	52,30	34,86	17,43	10,46
PACOA-09	2470	71,10	53,32	35,55	17,77	10,66
PACOA-10	2043	65,90	49,43	32,95	16,48	9,89
PACOA-11	2108	79,19	59,39	39,59	19,80	11,88
PACOA-12	2006	67,01	50,26	33,50	16,75	10,05
PACOA-14	1614	35,74	26,80	17,87	8,93	5,36
PACOA-15	1464	44,07	33,05	22,03	11,02	6,61
PACOA-17	1989	54,94	41,21	27,47	13,74	8,24
PACOA-18	2031	85,32	63,99	42,66	21,33	12,80
PACOA-21	2652	61,56	46,17	30,78	15,39	9,23
PACOA-25	2316	51,21	38,41	25,60	12,80	7,68
PACOA-26	1941	73,42	55,06	36,71	18,35	11,01
PACOA-31	2547	53,06	39,80	26,53	13,27	7,96
PACOA-34	1879	84,22	63,17	42,11	21,06	12,63
PACOA-37	2054	63,49	47,62	31,75	15,87	9,52
PACOA-39	3110	62,85	47,14	31,43	15,71	9,43
PACOA-40	1952	79,51	59,63	39,75	19,88	11,93
PACOA-41	3825	78,96	59,22	39,48	19,74	11,84
PACOA-42	2924	81,63	61,22	40,82	20,41	12,24
PACOA-44	927	99,23	74,42	49,61	24,81	14,88

**ANEXO 13.- PRODUCCIÓN A DIFERENTES EFICIENCIAS CON BOMBA 1  
1/2".**

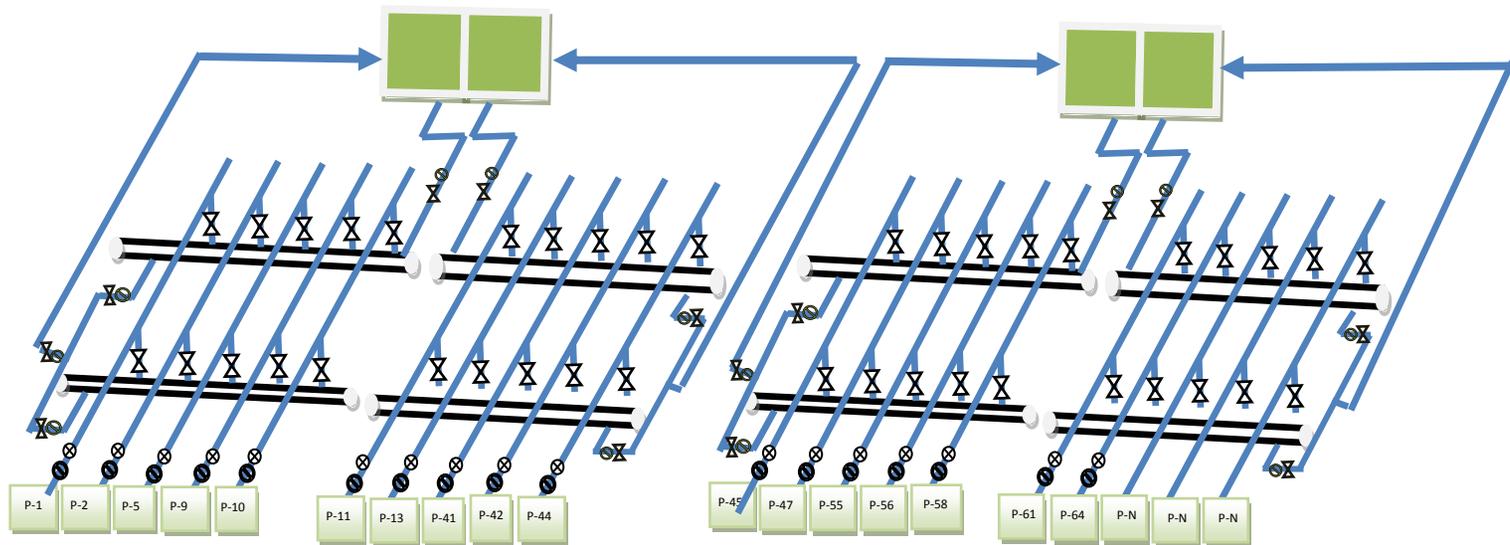
<b>POZO</b>	<b>Profundidad de varillas (ft)</b>	<b>100%</b>	<b>75%</b>	<b>50%</b>	<b>25%</b>	<b>15%</b>
PACOA-01	2039	68,41	51,31	34,21	17,10	10,26
PACOA-05	2737	51,23	38,42	25,61	12,81	7,68
PACOA-09	2470	52,23	39,18	26,12	13,06	7,84
PACOA-10	2043	48,42	36,31	24,21	12,10	7,26
PACOA-11	2108	58,18	43,63	29,09	14,54	8,73
PACOA-12	2006	49,23	36,92	24,62	12,31	7,38
PACOA-14	1614	26,26	19,69	13,13	6,56	3,94
PACOA-15	1464	32,38	24,28	16,19	8,09	4,86
PACOA-17	1989	40,37	30,28	20,18	10,09	6,06
PACOA-18	2031	62,68	47,01	31,34	15,67	9,40
PACOA-21	2652	45,23	33,92	22,62	11,31	6,78
PACOA-25	2316	37,62	28,22	18,81	9,41	5,64
PACOA-26	1941	53,94	40,45	26,97	13,48	8,09
PACOA-31	2547	38,99	29,24	19,49	9,75	5,85
PACOA-34	1879	61,88	46,41	30,94	15,47	9,28
PACOA-37	2054	46,65	34,99	23,32	11,66	7,00
PACOA-39	3110	46,18	34,63	23,09	11,54	6,93
PACOA-40	1952	58,41	43,81	29,21	14,60	8,76
PACOA-41	3825	58,01	43,51	29,00	14,50	8,70
PACOA-42	2924	59,97	44,98	29,99	14,99	9,00
PACOA-44	927	72,90	54,68	36,45	18,23	10,94

**ANEXO 14.- DIAGRAMA DE MANIFOLDS DE LA ESTACIÓN NORTE.  
 ACONDICIONAMIENTO A MANIFOLD DE POZOS EN ESTACIÓN NORTE CONSTRUCCIÓN DE 2 MANIFOLDS  
 ADICIONALES DE 5 ENTRADAS CADA UNO Y 2CISTERNAS**



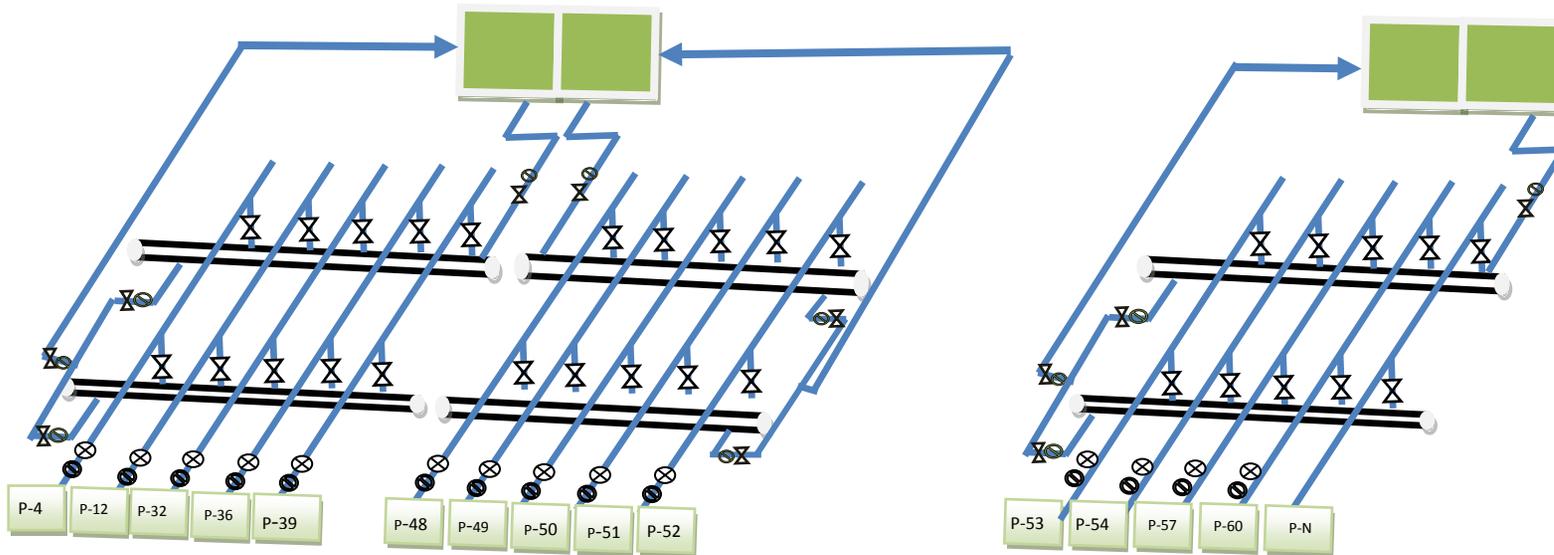
-  Válvula de compuerta 2"
-  Válvula check de 2"
-  Unión universal de 2"

**ANEXO 15: DIAGRAMA DE MANIFOLDS DE LA ESTACIÓN SUR.  
 ACONDICIONAMIENTO A MANIFOLD DE POZOS EN ESTACIÓN SUR  
 CONSTRUCCIÓN DE 2 MANIFOLDS DE 5 ENTRADAS CADA UNO Y 3 CISTERNAS ADICIONALES**



-  Válvula de compuerta 2"
-  Válvula check de 2"
-  Unión universal de 2"

**ANEXO 16.- DIAGRAMA DE MANIFOLDS DE LA ESTACIÓN CENTRAL.  
 ACONDICIONAMIENTO A MANIFOLD DE POZOS EN ESTACIÓN CENTRAL CONSTRUCCIÓN DE 3  
 MANIFOLDS DE 4 ENTRADAS CADA UNO Y 3 CISTERNAS ADICIONALES**



-  Válvula de compuerta 2"
-  Válvula check de 2"
-  Unión universal de 2"

## ANEXO 17.-DATOS DE INFLACIÓN ANUAL Y MENSUAL

FUENTE: PÁGINA OFICIAL DEL BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

FECHA	VALOR
Marzo-31-2012	6.12 %
Febrero-29-2012	5.53 %
Enero-31-2012	5.29 %
Diciembre-31-2011	5.41 %
Noviembre-30-2011	5.53 %
Octubre-31-2011	5.50 %
Septiembre-30-2011	5.39 %
Agosto-31-2011	4.84 %
Julio-31-2011	4.44 %
Junio-30-2011	4.28 %
Mayo-31-2011	4.23 %
Abril-30-2011	3.88 %
Marzo-31-2011	3.57 %
Febrero-28-2011	3.39 %
Enero-31-2011	3.17 %
Diciembre-31-2010	3.33 %
Noviembre-30-2010	3.39 %
Octubre-31-2010	3.46 %
Septiembre-30-2010	3.44 %
Agosto-31-2010	3.82 %
Julio-31-2010	3.40 %
Junio-30-2010	3.30 %
Mayo-31-2010	3.24 %
Abril-30-2010	3.21 %

FECHA	VALOR
Marzo-31-2012	0.90 %
Febrero-29-2012	0.78 %
Enero-31-2012	0.57 %
Diciembre-31-2011	0.40 %
Noviembre-30-2011	0.30 %
Octubre-31-2011	0.35 %
Septiembre-30-2011	0.79 %
Agosto-31-2011	0.49 %
Julio-31-2011	0.18 %
Junio-30-2011	0.04 %
Mayo-31-2011	0.35 %
Abril-30-2011	0.82 %
Marzo-31-2011	0.34 %
Febrero-28-2011	0.55 %
Enero-31-2011	0.68 %
Diciembre-31-2010	0.51 %
Noviembre-30-2010	0.27 %
Octubre-31-2010	0.25 %
Septiembre-30-2010	0.26 %
Agosto-31-2010	0.11 %
Julio-31-2010	0.02 %
Junio-30-2010	-0.01 %
Mayo-31-2010	0.02 %
Abril-30-2010	0.52 %

**ANEXO 18.-PRODUCCIÓN MENSUAL ESTIMADA PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO**

<b>MESES</b>	<b>POLYPIPE</b>	<b>2 3/8"</b>	<b>POLYPIPE+</b>
	<b>BLS</b>	<b>BLS</b>	<b>2 3/8 BLS</b>
<b>1</b>	1837,70	1839,61	1838,76
<b>2</b>	1822,08	1823,98	1823,13
<b>3</b>	1806,60	1808,47	1807,64
<b>4</b>	1791,24	1793,10	1792,27
<b>5</b>	1776,01	1777,86	1777,04
<b>6</b>	1760,92	1762,75	1761,93
<b>7</b>	1745,95	1747,76	1746,96
<b>8</b>	1731,11	1732,91	1732,11
<b>9</b>	1716,39	1718,18	1717,38
<b>10</b>	1701,81	1703,57	1702,79
<b>11</b>	1687,34	1689,09	1688,31
<b>12</b>	1673,00	1674,74	1673,96

**ANEXO 19.- FOTOS DEL ESTADO ACTUAL DE LAS LINEAS DE FLUJO.**



***Fig.1.-Corrosión y ligueos en líneas de flujo***



***Fig.2.-Uso de PVC para transportar fluido***



***Fig.3.-Línea que transporta producción del Pac-05 y Pac-42.***



***Fig.4.-Sistema de red de tuberías actual.***

## **ANEXO 20.-NORMATIVA LEGAL APLICABLE EN EL PLAN DE MANEJO AMBIENTAL CAMPO PACOA.**

### **3.1 CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR**

**Art. 14.-** Se reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir, *sumak kawsay*.

Se declara de interés público la preservación del ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país, la preservación del daño ambiental y la recuperación de los espacios naturales degradados.

**Art. 15.-** El estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.

### **3.2 LEY DE GESTIÓN AMBIENTAL**

Establece que las actividades que supongan riesgos ambientales, deben contar con su respectiva licencia ambiental, previa la presentación y aprobación por parte de las autoridades competentes, de los estudios de impacto ambiental y planes de manejo ambiental.

### **3.3 REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR**

Publicado como Decreto Ejecutivo 1215 en el Registro Oficial N° 265 del Martes 13 de Febrero del 2001, el presente Reglamento Ambiental y sus Normas Técnicas Ambientales incorporadas, se aplicará a todas las operaciones Hidrocarburíferas y afines que se llevan a efecto en el país, este reglamento tiene por objeto regular las actividades Hidrocarburíferas de explotación, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte,

industrialización y comercialización de petróleo crudo, gas natural y afines, susceptibles de producir impactos ambientales en el área de influencia directa, definida en cada caso por el Estudio Ambiental respectivo.

Art. 21.- Actividades Prohibidas. De acuerdo a la Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre, se prohíben las actividades de caza y pesca así como la recolección de especies de flora y fauna, el mantenimiento de animales en cautiverio y la introducción de especies exóticas y animales domésticos.

Art. 22.- Límites de ruido. Los límites permisibles para emisión de ruidos estarán sujetos a lo dispuesto en la Tabla No.1 del Anexo 1 de este reglamento.

**Tabla 1: Límites máximos permisibles de ruido.**

<b>Duración diaria por horas</b>	<b>Nivel de ruido (dBA)</b>
16	80
8	85
4	90
2	95
1	100
1/2	105
1/4	110
1/8	115

Art. 23. – Calidad de equipos y materiales. En todas las fases y operaciones de las actividades Hidrocarburíferas, se utilizarán equipos y materiales que correspondan a tecnologías aceptadas en la industria petrolera, compatibles con la protección del medio ambiente; se prohíbe el uso de tecnología y equipos obsoletos.

Art. 29.- Manejo y tratamiento de descargas líquidas. Toda instalación, incluyendo centros de distribución, sean estos nuevos o remodelados, deberán contar con un sistema convenientemente segregado de drenaje, de forma que se realice un tratamiento específico por separado de aguas lluvias y de escorrentía, agua grises y negras y efluentes residuales para garantizar una adecuada disposición. Deberán disponer de separadores agua – aceite o separadores API ubicados estratégicamente.

Art. 31.- Manejo y tratamiento desechos sólidos. Las instalaciones deben ser mantenidas libres de desechos sólidos. Ningún tipo de desecho, material de suelo o vegetal será depositado en cuerpos de agua o drenajes naturales. Se debe presentar en el Plan de Manejo Ambiental el sistema de clasificación, tratamiento, reciclaje y/o re-uso de los desechos sólidos así como las tecnologías para la disposición final, inclusive los acuerdos con municipios, empresas especializadas u otras operadoras de basureros o rellenos sanitarios, cuando fuera el caso.

Art. 66. – Manejo y tratamiento de descargas, emisiones y desechos. – Toda instalación de industrialización deberá disponer de sistemas cerrados de tratamiento de efluentes, control de emisiones atmosféricas y desechos sólidos resultantes de los diferentes procesos, los mismos que deberán cumplir con lo establecido en los artículos 28, 29, 30, 31 y 32 de este Reglamento. Se priorizará el uso de tecnologías limpias.

## GLOSARIO DE DEFINICIONES

### CAPÍTULO II

**Espesor neto productivo.-** Las formaciones que contienen hidrocarburos, consisten de varias capas arenosas y muchas veces estas capas están claramente definidas como unidades geológicas.

**Factor de recobro.-** Es la relación expresada en porcentaje que existe, de acuerdo con métodos reconocidos por la industria petrolera, entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento

**Porosidad.-** Constituye una parte de una roca, y representa el espacio al vacío. La *porosidad absoluta* se define como el ratio del volumen vacío (espacio poros interconectado y aislado) al volumen bruto de la roca. La *porosidad efectiva* implica el ratio del volumen vacío (solo interconectados) al volumen bruto de la roca.

**Petróleo original en sitio (POES).-** El petróleo original es sitio, es el volumen inicial u original del petróleo existente en las acumulaciones naturales.

**Reservas Probadas.-** Son volúmenes estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y bajo las condiciones operacionales, económicas y regulaciones

**Reservas Remanentes.-** Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables.

En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

## **COMPONENTES DE BOMBEO MECÁNICO**

**Anclaje o zapata.-** Combinación de partes reunidas inferiormente, para obtener el anclaje de la bomba; efectuando un sello hermético.

**Barril o camisa.-** Es un cilindro de superficie completamente pulida, dentro del cual se mueve el pistón.

**Bomba de Subsuelo.-** La bomba es básicamente un equipo de desplazamiento positivo, funciona mediante presiones diferenciales del sistema sobre los componentes que lo contienen, su función es absorber el fluido desde el fondo del pozo e impulsarlo a la superficie a través de la tubería de producción.

**Cabezal de Pozo.-** Está constituido por una serie de dispositivos y de válvulas que permiten el paso del fluido del pozo a la tubería o la línea de flujo. Conjuntamente con la prensa esto permite el paso de la barra pulida o varilla en el ciclo de bombeo.

**Gas Lift Intermitente.-** Es un método, la inyección de gas es instantánea y a grandes volúmenes, con alta presión por un periodo muy corto de tiempo. La expansión del gas de alta presión debajo de la columna de fluido levanta esa columna hacia la superficie en forma de un tapón, mediante la inyección y expansión de gas que es suministrado a dicha tubería. Consiste en producir, periódicamente, determinado volumen de petróleo impulsado por gas, que se inyecta a alta presión.

Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la tubería de producción, es expulsado al exterior en forma de bache o tapón de petróleo, a causa de la energía del gas.

**Impacto Ambiental.**-Se considera como un impacto ambiental la alteración de la calidad del ambiente producida por una actividad humana.

**Luz.**- Longitud entre el diámetro externo del pistón y el diámetro interno cámara, que dependerá del tipo de fluido. Ej. Entre un fluido más viscoso, se utilizara una mayor luz en la bomba.

**Motor.**-Equipo que suministra el movimiento y potencia a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo.

**Pistón o émbolo.**- Es el émbolo de la bomba y su diámetro determina la capacidad de desplazamiento.

**Polea de motores.** -Es un accesorio que va instalado en el eje del motor, con canales en forma de V, entre las cuales son colocadas las correas, que transmiten el movimiento rotatorio al volante de la caja de engranajes.

La combinación de diámetro polea-volante son factores determinantes en la velocidad de bombeo.

**Tubería de Producción.**-La tubería de producción tiene por objeto conducir el fluido proveniente de la formación, desde el fondo del pozo hasta la superficie. Al mismo tiempo, sirve de guía a la sarta de varillas de succión que está accionando la bomba en el subsuelo.

La tubería debe ser capaz de soportar la presión debido a la columna de fluido sobre la bomba.

**Unidad de Bombeo.-** Es una máquina integrada cuyo objetivo es cambiar el movimiento angular del eje del motor a recíproco vertical, a velocidad apropiada, con el propósito de accionar la sarta de varillas y bombas de subsuelo.

**Válvula fija.-** Está formada por un sistema de bola y asiento que permite la entrada del fluido del pozo al interior de la bomba.

**Válvula viajera.-** Es también un sistema de bola / asiento, que viaja durante los ciclos de bombeo.

**Varillas de Succión .-** Las varillas de succión tienen por objeto proporcionar la conexión entre la unidad de bombeo que se encuentra instalada en la superficie y la bomba en la profundidad de la arena productora en el pozo, mediante ésta se transmite el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluido.

Dos factores restringen la capacidad productiva de una instalación de bombeo mecánico.

- La resistencia de las varillas de succión.
- Limitación del diámetro del revestidor del pozo.

### **CAPÍTULO III**

**Resbalamiento del líquido.-** La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

**Flujo multifásico.-** En tuberías es definido como el movimiento concurrente de gas libre y líquido en las tuberías. Este flujo puede desplazarse en cualquier dirección. El gas y el líquido pueden encontrarse en una mezcla

homogénea o, también, el líquido presentarse en tapones, con el gas empujándolo desde atrás

## CAPÍTULO IV

**Factor volumétrico del agua.-** Se define como el volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a CN más su gas en solución.

**Factor volumétrico del gas.-** Se define como el volumen (generalmente en barriles o pies cúbicos) que ocupa en el yacimiento, la unidad volumétrica (generalmente 1 barril o 1 pies cúbicos) de gas a condiciones normales

**Factor volumétrico del petróleo.-** Se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal del petróleo más su gas en solución.

También, puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación del gas en solución.

**Compresibilidad del gas.-** Se define como el cambio fraccional en volumen cuando presión es cambiada a temperatura constante.

**Compresibilidad del petróleo.-** Se define como el cambio fraccional en volumen cuando presión es cambiada a temperatura constante.

**Gravedad específica del petróleo.-** Se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura

**Razón gas disuelto petróleo.-** Se define como el número de pies cúbicos normales (PNC) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura previamente al yacimiento.

**Viscosidad del gas.-** Es considerablemente más baja que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que la de un líquido.

**Viscosidad del petróleo.-** Es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir (moverse).

**Gravedad específica del gas.-** Se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

## CAPÍTULO V

**Inflación.-** Es el incremento generalizado de los [precios](#) de bienes y servicios con relación a una [moneda](#) durante un período de tiempo determinado.

**Valor actual neto (VAN).-** Es una medida de los excesos o pérdidas en los flujos de caja, todo llevado al valor presente (el valor real del dinero cambia con el tiempo).

**Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR).-** Está definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir".

**Relación Beneficio/Costo.(R.B.C).**- Es un indicador que mide el grado de rentabilidad que un proyecto puede generar, donde los ingresos y los egresos deben ser calculados de manera que no genere perdidas para la empresa sino ganancias

**Período de recuperación de la inversión (PRI).**- Es el tiempo necesario para que los beneficios netos de un proyecto amorticen el capital invertido. Su primordial utilidad es la de conocer en qué tiempo, una inversión genera los recursos suficientes para igualar el monto de la inversión inicial.

**Tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR).**- Es la tasa que representa una medida de rentabilidad, la mínima que se le exigirá al proyecto

## CAPÍTULO VI

**Antrópico, A.** Referido al efecto ambiental provocado por la acción del hombre.

**Biótico, A. adj** Referido a los componentes vivos de un ecosistema.

**Biotopo.** Área geográfica ocupada por una comunidad de plantas y/o animales que se caracteriza por un alto grado de uniformidad ambiental.