

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN CLUSTER DE CRUDO EXTRA  
PESADO DEL CAMPO CHICHIMENE UTILIZANDO LA TÉCNICA DE ANÁLISIS  
NODAL**

**JENIFER TATIANA ORTIZ ARENIZ  
EDITH YOHANA JIMÉNEZ HERNÁNDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN CLUSTER DE CRUDO EXTRA  
PESADO DEL CAMPO CHICHIMENE UTILIZANDO LA TÉCNICA DE ANÁLISIS  
NODAL**

**JENIFER TATIANA ORTIZ ARENIZ  
EDITH YOHANA JIMÉNEZ HERNÁNDEZ**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR  
MCs. FERNANDO CALVETE**

**CODIRECTORES  
ING. FLAMINIO ARENAS GUARÍN - ICP  
ING. JOHN ALEXANDER LEÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## DEDICATORIA

*Siempre pensé en como sería el día en que culminara una etapa más de mi vida y es allí donde hoy doy gracias a Dios por darme la oportunidad de convertirme en profesional, por crecer cada vez mas como persona, por ayudarme y guiarme en cada uno de los momentos de mi vida.*

*“Los momentos difíciles siempre harán parte de nuestras vidas, pero son esos obstáculos los que nos permiten seguir adelante y saber que siempre habrá un mañana mejor”.*

*Hoy quiero dedicarle mi triunfo a mi papa Julio Cesar Ortiz por su preocupación, esfuerzo, por el apoyo brindado y por hacer de mí una gran persona. Gracias por apoyarme y darme la oportunidad de alcanzar mis sueños.*

*A mi madre, mi muñeca hermosa Martha Astrid Areniz, por cada consejo, cada palabra de aliento en los momentos donde no encontraba una salida. Por siempre estar ahí a pesar de todos los problemas y dificultades. Por no dejarte vencer, y por querer luchar siempre por el bienestar de tu familia, porque simplemente eres mi ejemplo a seguir de fuerza, valentía, responsabilidad y amor a todos los que me rodean. Eres la mejor mamá del mundo y es hoy donde te digo ‘‘LO LOGRAMOS’’, siempre habrá una luz al final de tanta oscuridad.’*

*A mi hermano Cesar Julian Ortiz, por ser una persona incondicional más que un hermano, eres mi amigo, mi apoyo y fortaleza para atravesar cada uno de las dificultades que debo sortear en el camino. Pepe te adoro y doy gracias a Dios por darme al mejor hermano y la mejor persona que pueda existir.*

*A Fabio Leonardo Bernal por ser la persona más especial que me pudo colocar Dios en el camino. Por estar ahí siempre que te he necesitado, por todos esos días donde casi no tenía tiempo y tú entendías a la perfección; porque en el momento donde más había oscuridad en mi vida tú llegaste a mostrarme que la vida siempre puede ser mejor. Te adoro con todo mi corazón y siempre tendrás un lugar muy especial en mi vida.*

*A mi compañerita de tesis Edith Jimenez por darme la oportunidad de trabajar con ella y compartir un mismo sueño. Gracias por toda la colaboración que me brindaste, por apoyarme y ayudarme en tantos momentos difíciles. No me pude conseguir una compañerita mejor.*

*A mis hermanitas Andrea, Sandra, Chiki por brindarme su amistad, por acogerme en sus vidas, porque cuando me sentía sola en esta ciudad ustedes siempre estaban ahí. Las quiero y siempre las llevare en mi corazón.*

*A mis amigos incondicionales Luis, Jorge Palma, Andrés Saltarín, Daniel Carvajal, Tatiana por siempre estar ahí, por brindarme su amistad, por ayudarme siempre que los he necesitado. Saben que siempre podrán contar conmigo.*

*A todas las personas que de una u otra manera hicieron de este sueño una bonita realidad.*

## DEDICATORIA

*Este trabajo de grado lo dedico a Dios por ser mi regocijo y fortaleza en los momentos difíciles, mi guía en cada uno de los pasos de mi camino y quien me da la confianza para seguir adelante cada día.*

*A papá por enseñarme que con el esfuerzo y la constancia siempre será posible encontrar la recompensa, por darme su apoyo y heredarme su perseverancia por conseguir lo que realmente se anhela, por demostrarme cada día su amor y su orgullo con cada uno de mis logros.*

*A mamá por ser el motor de mi vida, por darme la confianza suficiente para seguir adelante en las adversidades, por enseñarme a encontrar el lado positivo de cualquier situación y que siempre existe una solución para todo, por entregarme su amor cada día y recordarme que a pesar de la distancia siempre nos tendremos en el corazón.*

*A mi hermana Milena por su ejemplo y motivación a ser siempre mejor, a mi hermano Andrés por ser enseñarme que el límite esta en el cielo y que con perseverancia y ganas siempre será posible alcanzar todos los logros y a mi hermana Diana por demostrarme que la felicidad se logra solamente si se lucha por lo que se quiere.*

*A Adrian por su disposición y comprensión en los momentos difíciles, por encontrar las palabras adecuadas para conseguir la calma en medio de la tormenta.*

*A mi compañera de tesis Jenifer por enseñarme que siempre existe tiempo para todo y que con disposición siempre será posible llegar al objetivo.*

*A mis amigos de SPE por hacer de mi paso por la universidad una experiencia inolvidable que siempre llevare en mi corazón.*

*A todas aquellas personas que de una u otra manera contribuyeron para hacer de este sueño una realidad.*

## AGRADECIMIENTOS

Las autoras de este trabajo de grado agradecen sinceramente a:

La **Universidad Industrial de Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por ayudarnos en nuestro crecimiento personal y profesional.

Nuestro director de proyecto **M.Sc. Fernando Calvete** por la colaboración brindada y todas las lecciones aprendidas durante la realización de este proyecto que aportaron de gran manera a nuestro crecimiento personal e intelectual.

Ingeniero **Flaminio Guarín** por su apoyo, colaboración incondicional, por la oportunidad de crecimiento profesional y su buen sentido del humor en todo momento.

M.Sc. **Cesar Augusto García** por su paciencia, compromiso y entrega con las dudas e inquietudes presentadas durante la elaboración de este trabajo de grado.

Ingeniero **John León** por darnos parte de su tiempo, disposición y conocimiento.

A nuestra compañera **Lina Orozco** por hacerse parte de cada uno de los pasos en la realización de este trabajo, por sus dichos, su risa contagiosa, su amistad y su apoyo incondicional.

A **Eugenia** por su gran ayuda y especial atención durante todo el proceso.

A nuestros amigos **Jorge Mario Palma**, **Sandra Vega** y **Luis Oliveros** por su disposición y talento aportados para hacer de esta idea una gran oportunidad.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	24
1. ANÁLISIS NODAL	26
1.1 GENERALIDADES DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL	26
1.1.1 Proceso de aplicación de análisis nodal	30
1.1.2 Proceso de producción	33
1.1.3 Capacidad de producción del sistema	34
1.1.3.1 Solución en fondo de pozo.	34
1.1.3.2 Solución en cabeza de pozo.	35
1.1.3.3 soluciones en el separador.	36
1.1.3.4 Solución en medios porosos.	36
1.1.3.5 Solución en nodos funcionales.	37
1.2 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	38
1.2.1 Curvas de comportamiento de afluencia (IPR)	40
1.2.1.1 Método de Vogel.	42
1.2.1.2 Método de Fetkovitch.	43
1.2.1.3 Modelo generalizado de IPR para crudo extra pesado.	46
1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	47
1.3.1 Patrones de flujo	48
1.3.1.1 Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas.	48
1.3.1.2 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales.	50
1.3.2 Variables usadas en el flujo multifásico	53
1.3.3 Correlaciones para flujo multifásico	57
1.3.4 Modelos y correlaciones para flujo vertical	59
1.3.4.1 Modelos y correlaciones para flujo horizontal	64

1.4 TRANSFERENCIA DE CALOR	66
1.4.1 Conducción	66
1.4.2 Convección.	67
1.4.3 Radiación	68
1.5 METODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	68
1.5.1 Bombeo electro sumergible (BES)	69
1.5.1.1 Equipos de fondo	71
1.5.1.2 Equipos de superficie	78
2. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE	84
2.1 LOCALIZACIÓN	84
2.2 RESEÑA HISTÓRICA	85
2.3 GEOLOGÍA	85
2.4 SISTEMA DE RECOLECCIÓN	90
2.5 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDO	92
3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN	93
3.1 METODOLOGÍA	93
3.1.1 Recopilación y análisis de información	94
3.1.1.1 Estados Mecánicos.	95
3.1.1.2 Caracterización de Fluidos.	96
3.1.1.3 Bases de Datos.	99
3.1.1.4 Planos de campo.	100
3.2 MONTAJE DE LOS DATOS RECOPIADOS EN EL SOFTWARE ESPECIALIZADO PIPESIM	101
3.2.1 Datos del Fluido	101
3.2.2 Datos del Yacimiento	101
3.2.2.1 Ajuste de Índice de Productividad.	102
3.2.3 Datos del Completamiento	108
3.2.3.1 Ajuste de Correlaciones de Flujo.	109

3.2.3.2 Ajuste del Sistema de Levantamiento.	112
3.2.4 Datos de Líneas de Flujo	113
3.2.4.1 Ajuste del Sistema de Recolección.	114
3.3 SELECCIÓN DEL CLUSTER	115
4. OPTIMIZACIÓN DEL CLUSTER DEL CAMPO CHICHIMENE	119
4.1 DILUCIÓN EN FONDO	119
4.2 ACTIVACION DE LA UNIDAD K1 PARA POZOS CON UN CORTE DE AGUA BAJO	132
4.3 SENSIBILIZACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	138
4.3.1 Cambios SLA UIS 3	140
4.3.2 Cambios SLA UIS 5	144
4.3.3 Cambios SLA UIS 9	151
4.4 CAMBIO DE TUBERÍA	156
4.4.1 UIS 2	156
4.4.2 UIS 3	158
4.4.3 UIS 5	159
4.4.4 UIS 7	160
4.4.5 UIS 8	162
4.4.6 UIS 9	163
4.5 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	164
4.6 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN EN SUPERFICIE.	165
5. ANÁLISIS FINANCIERO	166
5.1 ESCENARIO 1: DILUCIÓN EN FONDO	172
5.2 ESCENARIO 2: ACTIVACIÓN DE K1	188
5.3 ESCENARIO 3: CAMBIOS EN EL SLA	193
6. CONCLUSIONES	198

7. RECOMENDACIONES	200
BIBLIOGRAFIA	201
ANEXOS	204

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Tres componentes básicos en la evaluación del sistema de producción mediante la técnica de análisis nodal.	27
Figura 2. Curvas de Oferta y demanda	31
Figura 3. Proceso de Aplicación de Análisis Nodal	32
Figura 4. Nodos Principales	33
Figura 5. Curvas de comportamiento de afluencia (IPR)	41
Figura 6. Curvas de IPR, para una caída de Presión.	42
Figura 7. Método de Fetkovitch. Determinación de los valores C y n	44
Figura 8. Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales	50
Figura 9. Flujo Estratificado Liso y Ondulante	51
Figura 10. Flujo Intermitente	51
Figura 11. Flujo Anular	52
Figura 12. Burbujas Dispersas	52
Figura 13. Instalación de un Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES)	71
Figura 14. Bomba Centrífuga Multietapa	72
Figura 15. Separador de Gas Rotativo	73
Figura 16. Sección Sellante	74
Figura 17. Motor Electrosumergible	75
Figura 18. Componentes Básicos del Motor	76
Figura 19. Tipos de Cables y Estructuras	77
Figura 20. Sensor de Fondo	77
Figura 21. Separador o Intake	78
Figura 22. Cabezal de Pozo	79
Figura 23. Caja de Venteo	79
Figura 24. Taps del Panel del Transformador	80

Figura 25. Variador de Frecuencia.	81
Figura 26. Curva de la Bomba Centrilift Serie 513	82
Figura 27. Localización Geográfica.	84
Figura 28. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos	86
Figura 29. Registro Tipo Campo Chichimene	87
Figura 30. Metodología para Análisis Nodal del Campo Chichimene.	94
Figura 31. Planos del Campo Chichimene	100
Figura 32. Curvas de IPR	104
Figura 33. IP Para el Modelo de Vogel	105
Figura 34. Inflow – Outflow Para el Modelo de Vogel	105
Figura 35. IP Para el Modelo de Gasbarri	106
Figura 36. Inflow – Outflow Para el Modelo de Gasbarri	106
Figura 37. IP Para el Modelo Desarrollado Para T2	107
Figura 38. Inflow – Outflow Para el Modelo Desarrollado Para T2	107
Figura 39. Corrida en el Simulador del Pozo UIS 3	109
Figura 40. Perfil de Sensibilidad de Correlaciones de Flujo	111
Figura 41. Reporte de Datos Sensibilización de Correlaciones de Flujo.	112
Figura 42. Selección de BES en el Sistema de Levantamiento Artificial	113
Figura 43. Sistema de Recolección	114
Figura 44. Nafta Cargada en el Simulador.	120
Figura 45. Diagrama de la Nafta	121
Figura 46. Consumo Actual de Potencia	124
Figura 47. Eficiencia de la Bomba para Cada uno de los Pozos	124
Figura 48. Dilución con Nafta	126
Figura 49. Dilución con Nafta	127
Figura 50. Dilución con Nafta	128
Figura 51. Potencia Utilizada Por La Bomba.	129
Figura 52. Potencia Utilizada Por La Bomba.	129
Figura 53. Potencia Utilizada Por La Bomba.	130
Figura 54. Eficiencia de la Bomba.	131

Figura 55. Eficiencia de la Bomba.	131
Figura 56. Eficiencia de la Bomba.	132
Figura 57. Cortes de Agua Actuales	134
Figura 58. Corte de Agua Activando K1	135
Figura 59. Presión en Cabeza Actual Y Futura	136
Figura 60. Eficiencia de la Bomba	137
Figura 61. Potencia Empleada por la Bomba	138
Figura 62. Curva de la bomba UIS 3	141
Figura 63. Comportamiento del pozo UIS 3	142
Figura 64. Análisis Nodal pozo UIS 3 variable frecuencia	143
Figura 65. Comportamiento Caudal y Energía pozo UIS 3	144
Figura 66. Comportamiento de la bomba pozo UIS 5	145
Figura 67. Comportamiento de la bomba propuesta para el pozo UIS 5	146
Figura 68. Comportamiento del pozo UIS 5	147
Figura 69. Análisis nodal pozo UIS 5 variable frecuencia	148
Figura 70. Análisis Nodal pozo UIS 5 variable frecuencia	149
Figura 71. Comportamiento Caudal y Energía pozo UIS 5 bomba actual	150
Figura 72. Comportamiento Caudal y Energía pozo UIS 5 bomba propuesta	150
Figura 73. Comparación consumos energéticos bombas actual y propuesta pozo UIS 5	151
Figura 74. Comportamiento de la bomba pozo UIS 9	152
Figura 75. Comportamiento actual pozo UIS 9	153
Figura 76. Análisis Nodal pozo UIS 9 variable frecuencia	154
Figura 77. Comportamiento Caudal y Energía pozo UIS 9	155
Figura 78. Análisis nodal pozo UIS 2	157
Figura 79. Análisis nodal Pozo UIS 3	158
Figura 80. Análisis nodal pozo UIS 5	159
Figura 81. Análisis nodal pozo UIS 7	161
Figura 82. Análisis nodal pozo UIS 8	162
Figura 83 Análisis nodal pozo UIS 9	163

Figura 84. Declinación de la Producción Proyectada a un Año	171
Figura 85. Flujo de Caja Dilución al 5%	174
Figura 86. Flujo de Caja Acumulado Dilución al 5%	175
Figura 87. Flujo de Caja Dilución 10%	177
Figura 88. Flujo de Caja Acumulado Dilución 10%	179
Figura 89. Flujo de Caja Dilución 15%	181
Figura 89. Flujo de Caja Acumulado Dilución 15%	183
Figura 91. Flujo de Caja Dilución 20%	185
Figura 92. Flujo de Caja Dilución 20%	187
Figura 93. Flujo de Caja.	191
Figura 94. Flujo de Caja Acumulado	192
Figura 95. Incremento en el caudal con los cambios en el SLA	195
Figura 96. Flujo de caja con cambios en el SLA	196

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Regímenes de Flujo Orkiszewski	63
Tabla 2. Modelos y Correlaciones para Flujo Multifásico	66
Tabla 3. Troncal T2	91
Tabla 4. Información Estados Mecánicos del Campo Chichimene	96
Tabla 5. Información del Sistema de Levantamiento	96
Tabla 6. Desviación del Pozo UIS 8	96
Tabla 7. Generalidades Crudo San Fernando T2 Chichimene	98
Tabla 8. Propiedades de Gas Asociado	98
Tabla 9. Propiedades de la Nafta de Dilución	99
Tabla 10. Parámetros Requeridos	99
Tabla 11. Datos Requeridos Para la Realización del Modelo de Simulación.	100
Tabla 12. Información del Pozo UIS 3	103
Tabla 13. Ajuste de Caudales.	103
Tabla 14. Datos Para Generar las Curvas de IPR	103
Tabla 15. Error Presente Para Cada Uno de Los Modelos	108
Tabla 16. Datos de la Corrida de Simulación.	110
Tabla 17. Información Requerida.	116
Tabla 18. Parámetros de Los Pozos del Cluster CL 10- M10 del Campo Chichimene.	123
Tabla 19. Parámetros Modificados UIS 2.	126
Tabla 20. Parámetros Modificados UIS 7.	127
Tabla 21. Parámetros Modificados UIS 8.	128
Tabla 22. Porcentaje de Cortes de Agua Actuales y Propuestos	135
Tabla 23. Presión en Cabeza Actuales y Futuros.	136
Tabla 24. Porcentaje de Eficiencia Actual y Futuro.	136

Tabla 25. Potencia Actual y Futura.	137
Tabla 26. Condiciones iniciales pozo UIS 3	140
Tabla 27. Sensibilización variable frecuencia pozo UIS 3	143
Tabla 28. Condición actual pozo UIS 5	144
Tabla 29. Sensibilización de la variable frecuencia pozo UIS 3 bomba disponible	148
Tabla 30. Sensibilización de la variable frecuencia pozo UIS 3 bomba propuesta	149
Tabla 31. Estado actual pozo UIS 9	151
Tabla 32. Sensibilización de la frecuencia pozo UIS 9	153
Tabla 33. Sensibilización de diámetro de tubería pozo UIS 2	157
Tabla 34. Sensibilización diámetro de tubería pozo UIS 3	159
Tabla 35. Sensibilización pozo UIS 5	160
Tabla 36. Sensibilización de diámetro de tuberías pozo UIS 7	161
Tabla 37. Sensibilización diámetro de tubería pozo UIS 8	163
Tabla 38. Sensibilización tubería pozo UIS 9	164
Tabla 39. Sistema de Recolección	165
Tabla 40. Costos de Levantamiento.	170
Tabla 41. Proyección de la Declinación	171
Tabla 42. Costos de Implementación. Escenario 1.	172
Tabla 43. Costos de Inyección de Nafta al 10%.	173
Tabla 44. Ingresos y Egresos. 5% en Diluyente.	173
Tabla 45. Comportamiento del escenario 5% en inyección de nafta.	174
Tabla 46. Indicadores económicos Dilución al 5%	176
Tabla 47. Costos de Inyección de Nafta al 10%.	176
Tabla 48. Ingresos y Egresos. 10% en Diluyente.	177
Tabla 49. Comportamiento del escenario 10% en inyección de nafta.	178
Tabla 50. Indicadores económicos Dilución al 10%	179
Tabla 51. Costos de Inyección de Nafta al 15%.	180
Tabla 52. Ingresos y Egresos. 15% en Diluyente.	180

Tabla 53. Comportamiento del escenario 15% en inyección de nafta.	182
Tabla 54. Indicadores Económicos Dilución al 15%	183
Tabla 55. Costos de Inyección de Nafta al 20%.	184
Tabla 56. Ingresos y Egresos. 20% en Diluyente	184
Tabla 57. Comportamiento del escenario 20% en inyección de nafta.	186
Tabla 58. Indicadores Económicos.	187
Tabla 59. Comparación Alternativas Escenario 1.	188
Tabla 60. Costos de Implementación. Escenario 2.	188
Tabla 61. Costos de Apertura de K1.	189
Tabla 62. Barriles de agua adicionales	189
Tabla 63. Ingresos y Egresos Activación K1.	190
Tabla 64. Comportamiento del escenario 20% en inyección de nafta.	191
Tabla 65. Indicadores Económicos Activación de K1	193
Tabla 66. Ahorro con la activación de K1.	193
Tabla 67. Costos de Implementación. Escenario 3.	194
Tabla 68. Costos Para Cambios en el Sistema de Levantamiento Artificial.	194
Tabla 69. Ingresos y Egresos	194
Tabla 70. Indicadores económicos	196

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A: TABLA DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO CHICHIMENE	204
ANEXO B TABLA DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA TRONCAL T2 DEL CAMPO CHICHIMENE	205
ANEXO C: TABLA DE PRESIONES DEL SISTEMA REALES Y SIMULADAS	206

## RESUMEN

**TÍTULO:** OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN CLUSTER DE CRUDO EXTRA PESADO DEL CAMPO CHICHIMENE UTILIZANDO LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL\*

**AUTORES:** JENIFER TATIANA ORTIZ  
EDITH YOHANA JIMENEZ HERNÁNDEZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Análisis nodal, sistema de bombeo electro-sumergible, campo Chichimene, dilución en fondo.

### **DESCRIPCIÓN:**

El campo Chichimene es un campo de crudo extra pesado ubicado en la cuenca llanos de Colombia. Este campo está situado en Castilla La Nueva, en el departamento del Meta en la parte este del país. Desde 2.000 Ecopetrol SA se ha encargado de operaciones de campo y ha centrado toda su atención en el estudio e implementación de nuevas alternativas que permitan incrementar su producción.

La optimización de la producción del campo Chichimene puede ser analizada desde diferentes puntos de vista: incrementando el volumen de hidrocarburos producidos, generando alternativas de ahorro mediante la disminución de costos operativos o planteando soluciones a requerimientos que no se encuentren dentro de los estándares de calidad.

Para el desarrollo de este estudio, fue necesario recolectar la mayor cantidad de información y realizar un control de calidad a la misma con el fin de generar un modelo de simulación mediante el software PIPESIM, el cual permite analizar eficientemente las características del sistema de producción desde el fondo de cada uno de los pozos, hasta su llegada a la estación de recolección. Los principales parámetros que tuvieron la posibilidad de ser modificados fueron estudiados para encontrar un punto óptimo entre productividad y costos asociados a la operación. De esta manera se lograron sensibilizar variables tales como: dilución con nafta en fondo de pozo teniendo en cuenta que el crudo del campo Chichimene es extrapesado, reactivación de diferentes estratos productores y sensibilización de las características del sistema de levantamiento artificial.

El análisis de los resultados obtenidos a través de los cambios realizados al sistema fue soportado por una evaluación financiera la cual permitió la elección de las modificaciones más viables y convenientes para el cluster, de modo que fuera posible evidenciar un impacto favorable en la rentabilidad de la producción del campo.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: MCs. Fernando Calvete Codirectores ING. Flaminio Arenas Guarín - ICP ING. John Alexander León

## ABSTRACT

**TITLE:** Production Optimization of an extra heavy oil cluster located in Chichimene field using nodal analysis technique\*

**AUTHORS:** JENIFER TATIANA ORTIZ  
EDITH YOHANA JIMENEZ HERNÁNDEZ\*\*

**KEY WORDS:** Nodal Analysis, Electro Submersible Pumping System, Chichimene Field, Bottom Hole Dilution.

### DESCRIPTION:

The Chichimene field is a heavy oil field situated in Castilla La Nueva in the east part of Colombia. Chichimene field was discovered by Chevron in 1969 with the drilling of Chichimene-1 well (CH-1), but it only started production until 1985. Since 2000 Ecopetrol S.A has been in charge for field operation and it has focused full attention in technological alternatives in order to achieve a production increseasing.

Production optimization of an extra heavy oil cluster located Chichimene field can be analyzed from different points of view such as: increasing the volume of produced hydrocarbons, decreasing operational expenditures and planning solutions for special environmental requirements.

During the development of this study, it was certainly necessary to obtain the greater amount of data available and it was obligatory to control check all this information in order to create a simulation model using PIPESIM software, which allows to analyze effectively the production system characteristics from bottom hole to surface separator conditions. Key parameters were studied with the purpose of finding a balance point between oil production and operational expenditures. Thus, control variables as bottom hole nafta dilution, productive areas reopening and artificial lift characteristics were modified, evaluated and compared.

Output data analysis was supported through an economical evaluation which allowed the selection of the most advisable and viable production prospect for the case study in such way, there was an obvious favorable impact over Chichimene field's profitability.

---

\* Draft Grade

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering Director: MCs. Fernando Calvete Codirectores ING. Flaminio Arenas Guarín - ICP ING. John Alexander León

## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de petróleo convencionales hoy en día están atravesando una declinación en la producción y es por esto que toda la atención de la industria se ha centrado en la explotación de crudo pesado y extra pesado, los cuales desempeñan un rol muy importante al presentar el 15 y 25 por ciento del las reservas actuales respectivamente.

La industria se ha interesado en la producción de estos recursos que aún cuando presentan mayores costos e inversiones operacionales constituyen el presente y futuro de la industria de los hidrocarburos. Por lo cual se ha intentado mejorar los sistemas de producción para maximizar la eficiencia de flujo mediante la implementación de una técnica efectiva y confiable, como lo es el análisis nodal el cual permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor.

Para la aplicación de dicha técnica existen gran variedad de simuladores comerciales, entre ellos se encuentra el software PIPESIM desarrollado por la compañía Schlumberger, el cual cuenta con recursos suficientes para modelar el sistema de producción con sus respectivos componentes incluyendo el sistema de levantamiento artificial presente como en este caso Bombeo electro sumergible.

El campo Chichimene actualmente constituye una parte esencial en la producción de crudo pesado y extra pesado del país, por lo consiguiente es de vital importancia generar alternativas que permitan incrementar su producción.

Este estudio optimiza el sistema actual de un cluster de campo el cual comprende inicialmente una revisión acerca de la técnica de análisis nodal, sus principios, características y aplicabilidad. Tratando con crudo extra pesado se sensibilizaron

los diferentes modelos de IPR, para que representaran su comportamiento. Los conceptos de flujo multifásico en tuberías, transferencia de calor y el funcionamiento del bombeo electro sumergible como sistema de levantamiento artificial también resultaron representativos para este análisis.

La optimización tuvo lugar recopilando información suficiente, modelando el sistema y de acuerdo a esto generando alternativas de optimización tales como la inyección de un diluyente en fondo, la perforación de estratos productores cercanos y una sensibilización de los parámetros operacionales del sistema de bombeo electro sumergible. Conjuntamente un análisis financiero a estos escenarios fue necesario, dado que evalúa el impacto que generan estas alternativas al sistema de producción del campo.

## **1. ANÁLISIS NODAL**

### **1.1 GENERALIDADES DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL**

El análisis nodal de un sistema de producción realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. 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, de 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.

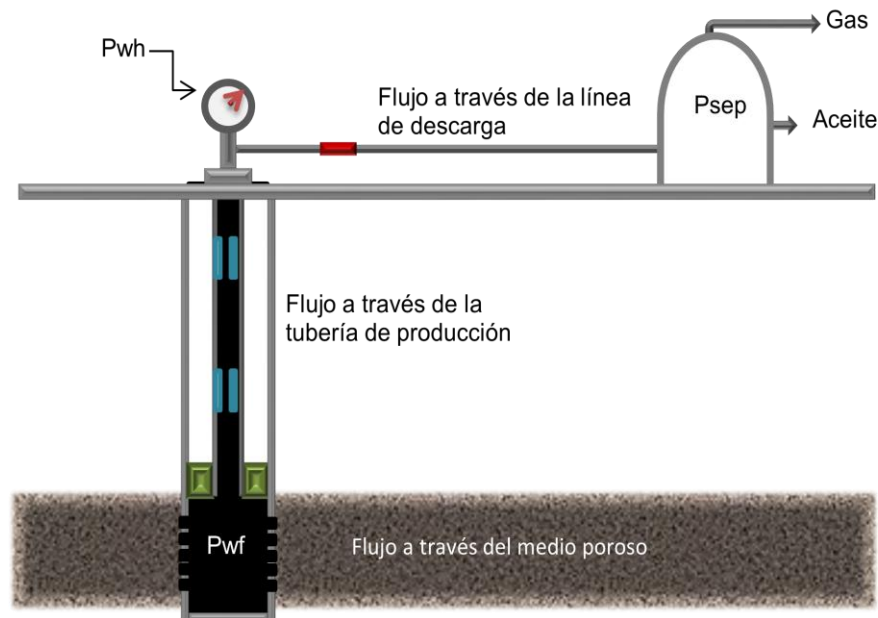
El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

- Flujo a través del medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
- Flujo a través de la tubería vertical o de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.

- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (ver Figura 1). Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

**Figura 1. Tres componentes básicos en la evaluación del sistema de producción mediante la técnica de análisis nodal.**



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

Después de solucionar un nodo, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas de la presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el

concepto de análisis nodal al menos se deberá conocer la presión en el punto partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo estas la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) y la presión de separación en la superficie ( $P_{sep}$ ). 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. Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

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-liquido.
- 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 de una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así

una solución confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

El transporte de estos fluidos (petróleo-gas-agua) requiere un suministro de energía, para poder vencer las pérdidas que se generan durante el traslado desde el yacimiento hasta el separador.

Estas pérdidas de energía están asociadas a la fricción, al peso de la columna y a ciertos efectos de aceleración. Debe recordarse además, que en el yacimiento el flujo ocurre a través de un medio poroso.

El yacimiento posee una enorme cantidad de energía que se manifiesta en forma de presión, la cual generalmente es suficiente para mantener al pozo fluyendo de manera natural por mucho tiempo. A medida que esta energía declina, se hace necesario utilizar métodos de levantamiento artificial y/o recuperación secundaria.

En un sistema de producción la presión va disminuyendo desde el yacimiento hacia el separador. Para rangos de tiempo razonablemente cortos, la caída de presión total en el sistema de producción es constante.

Esto se debe a que tanto la presión estática del yacimiento como la presión de separación son esencialmente constantes en un momento dado de la vida del pozo.

$$\Delta P_{\text{Total}} = P_R - P_{\text{sep}} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n \quad \text{Ec. 1}$$

Donde

$P_R$  = Presión del Yacimiento

$P_{\text{sep}}$  = Presión del separador

$+ \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n$  = Variaciones de presión en el sistema.

Generalmente las pérdidas de presión encontradas están asociadas a:

- Flujo en el yacimiento.
- Flujo a través de las perforaciones.
- Flujo a lo largo del tubing.
- Flujo a través del estrangulador (si existe).
- Flujo a lo largo de la línea de flujo.

Evidentemente, si existen otros accesorios en el sistema, su efecto también debe ser considerado.

El hecho de que el  $\Delta P$  total sea esencialmente constante, a pesar de que cada componente tenga un  $\Delta P$  variable determina que si existe un componente con un  $\Delta P$  muy alto, el resto de los componentes tendrán un “ $\Delta P$  disponible” bajo, por lo que el caudal a través del sistema de producción será bajo. Este fenómeno origina lo que comúnmente se denomina “cuello de botella”, con un efecto negativo sobre el comportamiento del sistema.

### **1.1.1 Proceso de aplicación de análisis nodal**

La metodología básica para efectuar un análisis nodal incluye los siguientes pasos:

- A. En el sistema se debe seleccionar la ubicación de un nodo o punto de análisis. Este nodo separa al sistema en dos zonas.
  - La zona aguas arriba del nodo se denomina Oferta.
  - La zona aguas abajo del nodo se denomina Demanda.
- B. En el nodo seleccionado se realiza un balance de presiones, teniendo en cuenta que:
  - Caudal que entra = Caudal que sale.
  - La presión en el nodo es única.

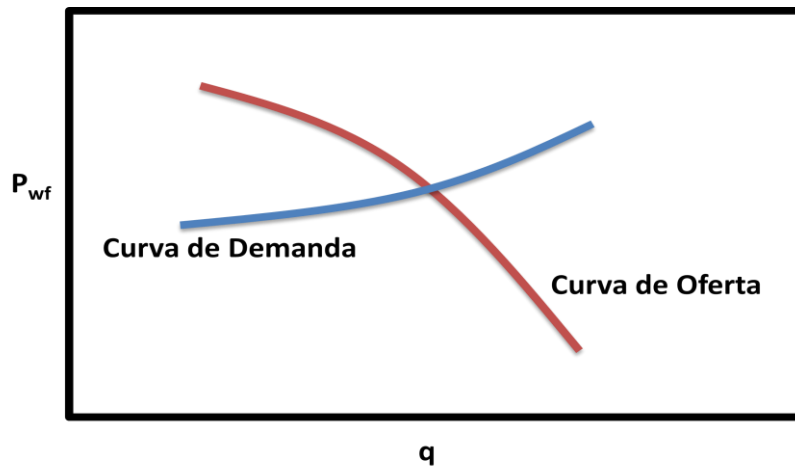
Esta metodología permite describir las siguientes expresiones:

$$P_R - \Delta P_{\text{aguas arriba}} = P_{\text{nodo}} \quad \text{Ec. 2}$$

$$P_{\text{sep}} - \Delta P_{\text{aguas abajo}} = P_{\text{nodo}} \quad \text{Ec. 3}$$

La primera ecuación aplica al sector del sistema de producción que se ha denominado Oferta, comenzando en el yacimiento y terminando en el nodo. Por otra parte, la segunda ecuación describe el balance de presión en la Demanda, es decir entre el separador y el nodo. La aplicación de las ecuaciones anteriores requiere que se tenga una expresión matemática que describa la relación entre el flujo y el comportamiento de la presión dentro de cada componente del sistema.

**Figura 2. Curvas de Oferta y demanda**

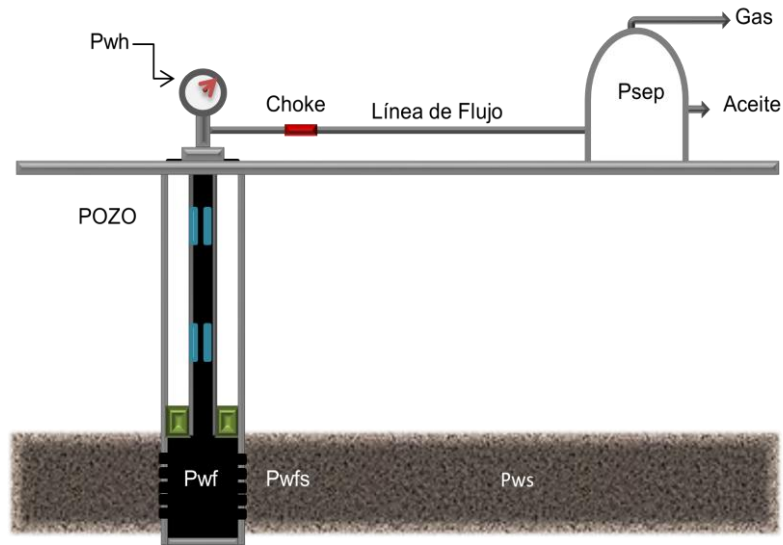


Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

- Para diversos valores de caudal se calcula la presión en el nodo utilizando tanto la ecuación de oferta como la de demanda, y se grafica. Existirá un caudal único para el cual las presiones de ambas curvas (en el nodo) coincidan. Es importante mencionar que las curvas de oferta y demanda no necesariamente se cortan, lo cual no debe interpretarse como un error del análisis nodal, sino que no hay un caudal que satisfaga las condiciones de

presión de ambos sectores del sistema, es decir, el pozo no fluirá de manera natural.

**Figura 3. Proceso de Aplicación de Análisis Nodal**

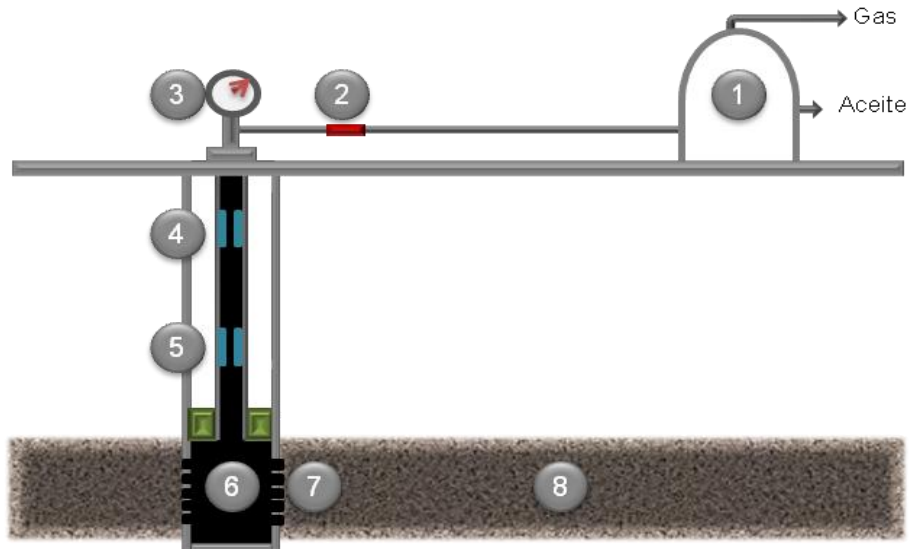


Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

Al realizar un análisis nodal, uno de los aspectos importantes a considerar es la ubicación del nodo. La literatura reporta que existen diversos lugares dentro del sistema donde se puede colocar el nodo:

- Nodo 1: Separador.
- Nodo 2: Reductor.
- Nodo 3: Cabezal.
- Nodo 4: Válvula de subsuelo.
- Nodo 5: Restricción.
- Nodo 6: Fondo del pozo.
- Nodo 7: Cercanía del pozo.
- Nodo 8: Yacimiento.

**Figura 4. Nodos Principales**



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

Sin embargo, teóricamente hablando, el nodo puede colocarse estrictamente en cualquier punto del sistema<sup>1</sup>.

### 1.1.2 Proceso de producción

El proceso de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta los tanques donde es almacenado. El sistema consta de 4 componentes identificados con claridad: Yacimiento, Completamiento, Pozo y Línea de Flujo en Superficie. Existe una presión de yacimiento de los fluidos en el proceso de producción, que es la presión estática del yacimiento,  $P_{ws}$ , y una presión final, que es la presión del separador en la estación de flujo,  $P_{sep}$ .

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia "r" del pozo donde la presión es  $P_{ws}$ , asciende a través de los poros hasta llegar a la cara de

<sup>1</sup> BROWN, KERMIT, LEA, JAMES (1985). Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells.

arena o radio del pozo “rw”, donde la presión es Pwfs. En ese momento, las pérdidas de energía del fluido en la medida que el camino es de baja capacidad de flujo (Ko), presenta restricciones en el ambiente del pozo (daño) y el fluido ofrece resistencia al flujo. Cuanto más grande es el poro mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, incrementándose el índice de productividad del pozo. Una vez cruzado el completamiento los fluidos entran al fondo del pozo con una presión Pwf.

Dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería. En la cabeza del pozo la presión resultante se conoce como Pwh.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de la características de los fluidos producidos y especialmente del flujo transportado de tal manera que la capacidad de producción del sistema resulta del balance entre la capacidad de energía de entrada del yacimiento y la demanda de energía de la instalación de transportar los fluidos hasta la superficie<sup>2</sup>.

### 1.1.3 Capacidad de producción del sistema

Los siguientes son los procedimientos correspondientes para cada posición tomada como nodo solución.

**1.1.3.1 Solución en fondo de pozo.** Es el nodo solución más utilizado y está localizado en el centro del hueco, en el punto medio de las perforaciones. Divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total.

$$\text{Presión de llegada al nodo (Oferta): } P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c \quad \text{Ec 4}$$

$$\text{Presión de salida del nodo (Demanda): } P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_I + \Delta P_p \quad \text{Ec. 5}$$

---

<sup>2</sup> STOISITS, R. (1982) “Dynamic Production System Nodal Analysis”

Para trabajar este nodo se debe suponer diferentes tasas de flujo y también es necesario obtener la presión de cabeza para llevar los fluidos a través de la línea horizontal hasta el separador. Tomando las tasas de flujo supuestas y las correspondientes presiones de cabeza, se determina las presiones de entrada al tubing requeridas<sup>3</sup>.

Luego se procede a graficar las tasas supuestas y las presiones de entradas al tubing en la misma grafica de la curva IPR, la intersección determina la tasa a la cual el pozo producirá para el actual sistema de tuberías. Esta tasa puede variar siempre y cuando se presente alguna modificación en el sistema.

**1.1.3.2 Solución en cabeza de pozo.** Este nodo divide el sistema en dos componentes: Aguas Abajo que está conformado por el separador y la línea de flujo; y el Aguas Arriba que se conforma por el yacimiento y por la sarta de producción.

$$\text{Presión de llegada al nodo (Inflow): } P_{wh}(\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p \quad \text{Ec. 6}$$

$$\text{Presión de salida del nodo (Outflow): } P_{wh}(\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_l \quad \text{Ec. 7}$$

El siguiente paso es suponer varias tasas de flujo, y con la presión del separador hallar la presión de cabeza que es necesaria para llevar los fluidos hasta el separador. Usando las tasas de flujo supuestas se determinan las presiones de flujo correspondientes para producir las tasas.

Luego con las presiones de flujo obtenidas, se hallar la presión de cabeza permisible para dichas tasas. Por último se grafica las presiones de cabeza

---

<sup>3</sup>DÍAZ, JOSÉ (2009). Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado

encontradas de las dos formas con las tasas supuestas, y la intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema<sup>4</sup>.

**1.1.3.3 soluciones en el separador.** Es una de las posiciones finales del sistema nodal. La presión en este punto generalmente permanece constante ya que por sí misma no varía con la tasa.

Inicialmente se asumen diferentes tasas, y se determina la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. Con el valor obtenido de  $P_{wf}$ , se determinan las correspondientes presiones de cabeza; estas se emplean para calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas de flujo supuestas<sup>5</sup>.

**1.1.3.4 Solución en medios porosos.** Este nodo solo nos da la oportunidad de analizar el efecto del cambio de  $P_R$ . Para dar solución a este nodo es necesario iniciar en la posición final que en este caso es la presión del separador, sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a la posición del medio poroso.

Es necesario asumir algunas tasas de flujo, y determinar el valor de presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador, usando las correlaciones de flujo multifásico e iniciando por la presión del separador. Después se determinan los valores de presiones de entrada al tubing para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas anteriormente.

Hallar los valores de  $P_R$  requeridos para cada tasa supuesta a partir de las presiones de entrada al tubing, utilizando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo. Se grafica los valores de

---

<sup>4</sup> STOISITS, R (1982). "Dynamic Production System Nodal Analysis".

<sup>5</sup> DÍAZ, JOSÉ (2009). Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado.

presión promedio hallados anteriormente con las tasas de flujo supuestas, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante. La intersección de las dos curvas es la tasa de flujo del sistema.

**1.1.3.5 Solución en nodos funcionales.** Un sistema de producción tiene herramientas de fondo y de superficie, tales como estranguladores de superficie que producen caídas de presión con la tasa de flujo. Por lo tanto se debe calcular ese diferencial de presión a través de estos nodos funcionales.

Inicialmente se asumen diferentes tasas de flujo y determinar las presiones de cabeza necesarias para llevar los fluidos hasta el separador, por medio de correlaciones de flujo multifásico horizontal.

Después hallar las presiones de cabeza permisibles a partir de la presión promedio del yacimiento con las correlaciones de flujo multifásico vertical y con IPR. Luego graficar las presiones de cabeza halladas anteriormente contra las tasas de flujo supuestas y calcular los diferenciales de presiones  $\Delta P$ . A continuación se gráfica los diferenciales de presiones  $\Delta P$  con las tasas de flujo.

Aplicando la fórmula adecuada para el estrangulador, hallar las presiones de cabeza para cada tasa de flujo, y para varios tamaños de estrangulador<sup>6</sup>.

Por último, calcular los diferenciales de presiones  $\Delta P$  para cada estrangulador, teniendo así, el comportamiento del sistema total para varios diámetros de estrangulador en la cabeza del pozo.

---

<sup>6</sup> *DÍAZ, JOSÉ (2009)*. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado.

## 1.2 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal, o tasa de flujo, dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de aporte de la formación productora. Ésta está representada por el producto de la permeabilidad efectiva al petróleo por el espesor de arena neta petrolífera ( $K_o.h$ ) y de la resistencia a fluir del fluido representada a través de su viscosidad ( $\mu_o$ ).

Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo. También es necesario describir, en cada uno de ellos, la ecuación que regirá la relación entre la presión fluyente  $P_{wf}$  y la tasa de producción  $q_o$  que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.

El flujo estable es un tipo de flujo donde la presión no cambia con el tiempo. La condición de  $P_e = \text{cte.}$ , supone que la producción de petróleo es compensada por la entrada de nuevo fluido en la periferia de la arena petrolífera ( $r=r_e$ ).

Esta condición describe la presencia de acuíferos activos o yacimientos con inyección de fluidos (recuperación secundaria).

Otra condición de flujo es la pseudo-estable, la cual comienza cuando la onda de presión toca la frontera más lejana. En este periodo tanto la presión de fondo fluyente como la tasa de flujo tienden a estabilizarse.

Debido a que el crudo proviene de todo el volumen de drenaje, la presión del yacimiento va decreciendo por igual en todos los puntos del mismo. Aplica a pozos que han producido por un tiempo suficiente como para “sentir” el efecto de las fronteras. La condición pseudo-estable supone que no hay flujo a través de las

fronteras. Las fronteras pueden ser rocas impermeables o líneas de no-flujo por la existencia de otros pozos activos.

La condición pseudo-estable es la que se adapta mejor a la mayoría de los pozos que existen en nuestros campos petrolíferos. En esta condición, a medida que  $P_e$  declina debe disminuirse la  $P_{wf}$  para mantener la tasa de flujo. Dado que la presión en el borde del área de drenaje ( $P_e$ ) no es constante, su valor debe ser conocido para poder estimar la tasa. Sin embargo, la determinación de  $P_e$  para un tiempo cualquiera no es trivial, por lo que se prefiere estimar una presión promedio dentro del volumen de drenaje.

En la práctica  $P_R$  suele estimarse a partir de datos de build up tomados para cada pozo. Existen diversas técnicas para estimar este valor, y el lector interesado debe profundizar en literatura asociada a pruebas de presión de pozos.

En la práctica una de las primeras ecuaciones utilizadas para el flujo de fluidos y la pérdida de energía o presión debido a la viscosidad o las fuerzas de fricción en función de la velocidad o tasa de flujo es la ecuación de Darcy, desarrollada en 1856 la cual ha sido ampliamente utilizada en la industria del petróleo; la cual sirve para modelar tanto flujo vertical como horizontal.

Los experimentos de Darcy consideraban un área transversal sin cambios de la velocidad de fluido con la posición, pero por razones prácticas ha sido modificada y adaptada al flujo radial. Si se considera un yacimiento subsaturado con una presión de fondo  $P_{wfs}$ , mayor que la presión de burbuja  $P_b$ , la Ley de Darcy puede escribirse como:

$$q_o = \frac{0.00708 K_0 h (P_r - P_{wf})}{\mu_0 B_0 \ln(0.472 r_e r_w)} \text{ Ec. 8}$$

Donde

$K_0$  = Permeabilidad

$\mu_0$  = Viscosidad del aceite

$h$  = Altura

$B_0$  = Factor volumétrico del aceite

$P_r$  = Presión de yacimiento

$r_e$  = Radio efectivo

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo

$r_w$  = Radio del pozo

La ecuación de Darcy expresada de esta forma todavía incorpora tres suposiciones que restringen su aplicabilidad en todos los pozos productores:

- Permeabilidad constante.
- Flujo monofásico laminar.
- Área de drenaje circular.

### 1.2.1 Curvas de comportamiento de afluencia (IPR)

Históricamente el primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resultado de la suposición de que la IPR era una línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP).

La ecuación que la define es:

$$IP = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} \text{ Ec. 9}$$

Donde:

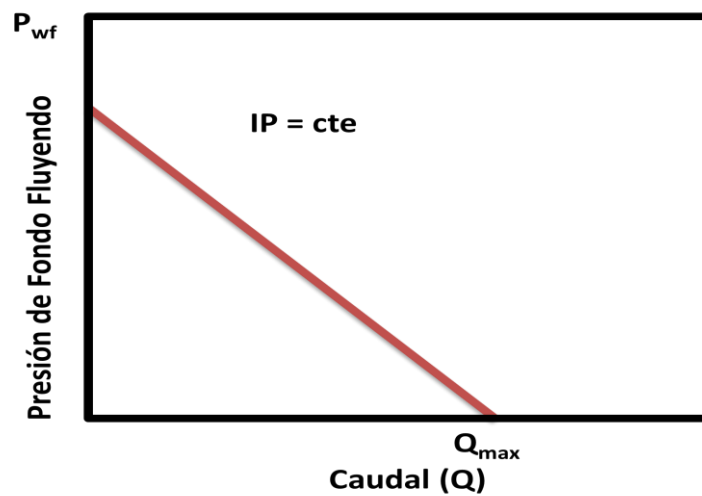
$Q_o$  = Gasto de aceite (BPD).

$P_{ws}$  = Presión promedio en el yacimiento = Presión de fondo estática en el pozo (Psia).

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente en el pozo (Psia).

Sin embargo, posteriormente W. E. Gilbert (1954) realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que esto se cumplía cuando la  $P_{wf}$  se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su  $P_{wf}$  estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción.

**Figura 5. Curvas de comportamiento de afluencia (IPR)**

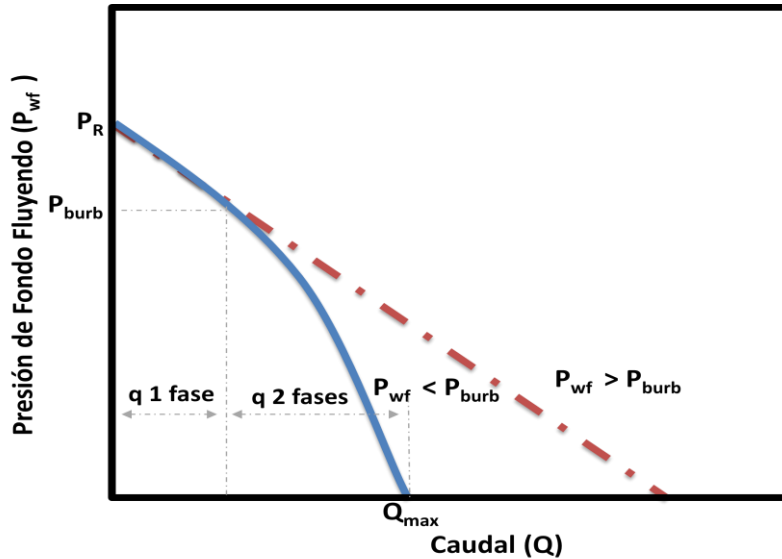


Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

Este investigador encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento de la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite.

Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

**Figura 6. Curvas de IPR, para una caída de Presión.**



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua.

**1.2.1.1 Método de Vogel.** Todo lo anterior ilustra la necesidad de contar con correlaciones útiles para construir curvas de IPR. M. V. Vogel (1968) desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento.

Con estas ecuaciones consideré variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca-fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{Q_o}{Q_{o\max}} = (1 - 0.2(P_{wf} - P_{ws}) - 0.8(P_{wf} - P_{ws})^2) \text{ Ec. 10}$$

Donde:

$Q_o$  = gasto de aceite correspondiente a la  $P_{wf}$ .

$Q_{o\max}$  = Gasto máximo de producción cuando la PWF es igual a cero.

$P_{wf}$  = Presion de fondo estática.

**1.2.1.2 Método de Fetkovitch.** M.J. Fetkovitch (1973) demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrollo la siguiente correlación.

$$q_o = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \text{ Ec. 11}$$

Donde:

$q_o$  = gasto de aceite correspondiente a la  $P_{wf}$ .

$q_{o\max}$  = Gasto máximo de producción cuando la  $P_{wf}$  es igual a cero.

$P_{wf}$  = Presión de fondo estática.

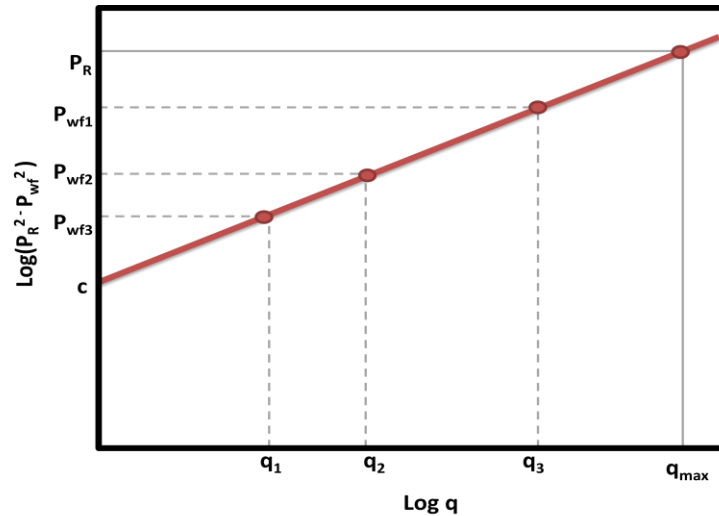
$C$  = Coeficiente de la curva.

$n$  = Exponente (un valor entre 0.5 y 1.0).

Para aplicar el método de Fetkovitch, es necesario determinar los valores de  $C$  y de  $n$ . estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión-producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log-log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta.

El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene interceptando el valor de la Pws con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto.

**Figura 7. Método de Fetkovitch. Determinación de los valores C y n**



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

El comportamiento del IPR ha sido objeto de estudio de muchos más autores además de Vogel y Fetcovich; donde se han sido desarrolladas una gran cantidad de correlaciones. Estas correlaciones generalmente fueron desarrolladas para aceites livianos sin embargo no tomaron consideraciones importantes tales como las curvas de permeabilidad relativa, presión de yacimiento, grado de depleción, y propiedades PVT de los fluidos.

Debido al gran auge de las reservas de crudo pesado en el mundo, descubiertas en las últimas décadas a través de pozos verticales, surge la necesidad de validar la aplicación de los modelos de IPR para pozos que producen este tipo de crudo o generar nuevos para este propósito. La influencia de la roca y las características de los fluidos deben ser estudiadas. Pozos horizontales y desviados son

usualmente utilizados para optimizar la explotación de los yacimientos, ofreciendo grandes ventajas comparados con los verticales y son usados generalmente en zonas muy delgadas, yacimientos fracturados, para evadir zonas de agua o gas, arenas con bajas permeabilidades, yacimientos apretados y para la producción de crudos altamente viscosos. Las correlaciones verticales no aplican para este tipo de pozos por muchas razones; el flujo en el tubing y además por la permeabilidad horizontal y vertical dos factores que son claves en el influjo de pozos tanto horizontales como verticales. Muchos autores también han estudiado al influjo en pozos de gas en solución en pozos horizontales<sup>7</sup>.

Ellos propusieron IPR para predecir la producción así como el comportamiento de la presión. Parecido a los pozos verticales, los efectos de la gravedad API y la viscosidad no fueron analizados. Gasbarri plantea nuevos modelos de IPR teniendo en cuenta características como las antes mencionadas basándose en simulaciones y estudios previos hechos para producción en frío.

Basándose en análisis previos, enfocándose en el estudio del comportamiento de los crudos pesados, las variables de mayor influencia en las curvas de IPR de un pozo vertical como son: la permeabilidad efectiva, gravedad API, grado de depleción y corte de agua; un nuevo modelo fue propuesto para evaluar el comportamiento del fluido tomando como caso de estudio el campo Chichimene, logrando ajustar un modelo para el crudo extrapesado proveniente de la formación San Fernando T2.

Teniendo en cuenta la importancia de estas variables y su impacto fueron realizadas simulaciones y con base en esto, fueron propuestos que satisfacen la utilización de variables.

---

<sup>7</sup> S, GASBARRI. *et all* (2009). Inflow Performance relationships for Heavy Oils.

**1.2.1.3 Modelo generalizado de IPR para crudo extra pesado.** Un serio y actual análisis de IPR realizado por Gasbarri permite comprender el impacto de tener en cuenta parámetros como °API, corte de agua y grado de depleción. La nueva correlación se basa en el modelo original de Vogel.

$$\frac{Q_o}{Q_{oMAX}} = 1 - V \frac{P_{wf}}{P_r} - (1 - V) \frac{P_{wf}}{P_r}^2 \quad \text{Ec. 12}$$

Donde

$$V = a e^{c(WC)} + m \left( 1 - \frac{P_f}{P_i} \right) \quad \text{Ec. 13}$$

Los términos son:

$$m = -0.0978 * API + 0.3094 \quad \text{Ec 14}$$

$$c = 0.0146 * API^2 - 0.4948 * API + 4.5237 \quad \text{Ec. 15}$$

$$a = -0.0226 * API^2 + 0.7624 * API - 3.7916 \quad \text{Ec. 16}$$

WC = Fracción de Agua

API = Gravedad API

$P_{wf}$  = Presión de Fondo Fluyendo

$P_B$  = Presión de Burbuja

$P_R$  = Presión de Yacimiento

$Q_{o\ max}$  = Caudal Máximo

Para la formación San Fernando, se desarrollo un nuevo modelo basado en el de Gasbarri, que incorpora el término  $Kh^* [K_{ro} / (\mu_o \beta_o)]$  en el factor V, donde:

K = Permeabilidad (md)

H = Espesor neto en el pozo (fts)

$K_{ro}$  = Permeabilidad relativa de aceite (md)

$\mu_o$  = Viscosidad (cp)

$\beta_0$ =Factor Volumétrico de Formación

Por lo tanto el nuevo factor V es:

$$V = a e^{c(WC)} + m \left(1 - \frac{P_f}{P_i}\right) + \alpha \quad \text{Ec. 17}$$

Los términos son:

$$m = -1.1218 * API + 0.6765 \quad \text{Ec. 18}$$

$$c = 0.0126 * API^2 - 0.7111 * API + 4.5414 \quad \text{Ec. 19}$$

$$a = -0.1388 * API^2 + 1.9987 * API - 3.3034 \quad \text{Ec. 20}$$

$$\alpha = 1.4934 * 10^{-4} * Kh * \frac{Kro}{\mu_o * \beta_o} \quad \text{Ec. 21}$$

El modelo actual fue probado junto con otros modelos ajustándose mejor a los datos de producción; lo que permite afirmar que el término  $\alpha$  es específicamente obtenido para la formación San Fernando<sup>8</sup>.

### 1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El flujo multifásico es entendido como cualquier fluido que está compuesto de más de una fase o componente y su objetivo principal es básicamente estimar la presión requerida en el fondo de pozo para transportar un determinado caudal hasta llevarlo a la estación en la superficie. Es necesario su estudio para obtener diseños viables operacionales y económicamente que permitan un óptimo funcionamiento de los pozos y así mismo del campo.

---

<sup>8</sup> F, GUARÍN ARENAS et all, A New Inflow Model For Extra Heavy Crude Oils: Case Study Chichimene Field, Colombia

### **1.3.1 Patrones de flujo**

En el flujo bifásico las fases gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería de diferentes formas, las cuales difieren en la distribución espacial de la interfase resultando en características diferentes de flujo tales como perfiles de velocidad y de hold up.

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

La determinación de un patrón específico de suma importancia porque generalmente las variables de diseño tales como la caída de presión y el hold up de líquido son dependientes del patrón existente.

**1.3.1.1 Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas.** Los Patrones de flujo existentes son:

#### **Flujo Burbuja**

Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en Flujo Bubbly ocurre a tasas relativamente bajas de líquido, y es caracterizado por deslizamiento entre fases de gas y líquido. El Flujo de Burbuja Dispersa en cambio, ocurre a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta

fase arrastrar las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases.

### **Flujo Tapón**

Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada “Burbuja de Taylor” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada película líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

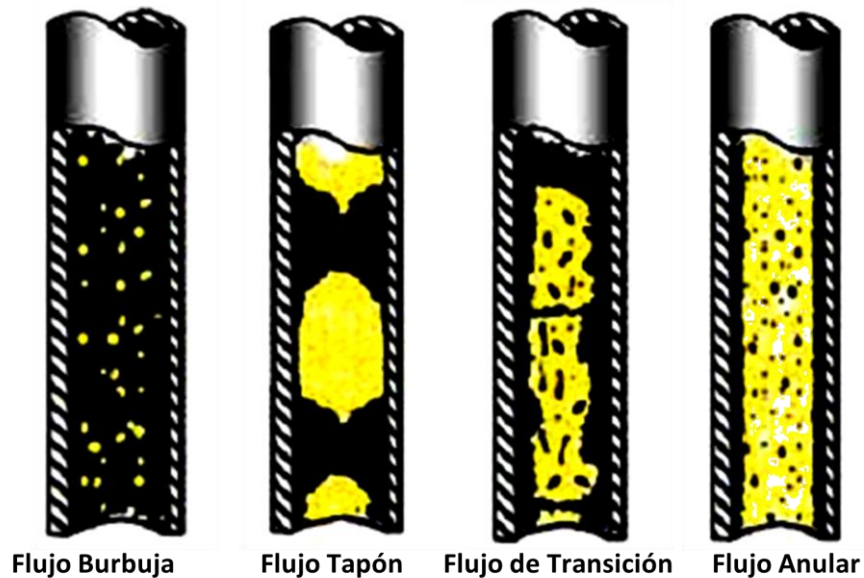
### **Flujo Transición**

Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al flujo tapón, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

### **Flujo Anular (Neblina)**

En flujo vertical, debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. El flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas.

**Figura 8. Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales**



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal

**1.3.1.2 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales.** Los patrones de flujo pueden ser clasificados de la siguiente manera:

#### **Flujo Estratificado**

Ocurre a tasas relativamente bajas de gas y de líquido separadas por gravedad donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la gaseosa al tope. Se puede dividir en:

- **Estratificado Suave o Liso:** Ocurre cuando la fase gaseosa se desarrolla totalmente en la parte superior y es separada del líquido por una interfase lisa y definida.
- **Estratificado Ondulante:** Ocurre cuando la velocidad del gas es relativamente alta y hace que se rompa la continuidad de la interfase permitiendo que se generen ondulaciones en la superficie del líquido.

**Figura 9. Flujo Estratificado Liso y Ondulante**



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal

### **Flujo Intermitente**

Es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas formando tapones o baches de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. Puede presentarse de dos maneras formando bien sea un tapón de líquido donde las ondulaciones generadas por la alta velocidad del gas alcanzan la parte superior de la tubería o por el contrario un tapón de gas.

**Figura 10. Flujo Intermitente**



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal

### **Flujo Anular**

El flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido. A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería.

Este flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos estratificados ondulantes, tapón y Anular<sup>9</sup>.

**Figura 11. Flujo Anular**



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal  
Burbujas Dispersas

A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería. A tasas de líquido mayores, las burbujas de gas son más uniformemente dispersas en el área transversal de la tubería. Bajo condiciones de flujo de burbuja disperso, debido a las altas tasas de flujo de líquido, las dos fases están moviéndose a la misma velocidad y el flujo es considerablemente homogéneo<sup>10</sup>.

**Figura 12. Burbujas Dispersas**



Fuente: MAGGIOLO R, Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal.

<sup>9</sup> MAGGIOLO RICARDO (2008). Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal.

<sup>10</sup> BEGGS DALE (2003), Production Optimization Using Nodal Analysis.

### 1.3.2 Variables usadas en el flujo multifásico

En el flujo multifásico el gradiente de pérdidas de presión por fricción incrementa ya que el flujo desarrolla una naturaleza vibrante, los fluidos se pueden separar por la diferencia en densidades y el flujo de cada fase viaja a diferentes velocidades en la tubería.

Dado que existe una interfase muy marcada entre las fases, calcular y conocer las propiedades del fluido así como el tipo de flujo presente se hace por lo cual se recurre a una serie de variables que permiten de manera aproximada conocer la manera en que se está desarrollando la operación.

#### **HOLD UP LÍQUIDO**

Se define como la fracción de un segmento de tubería que es ocupado por líquido en un instante de tiempo.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido contenido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \text{ Ec. 22}$$

Es necesario poder calcular el hold up para de este modo calcular importantes variables como la densidad de la mezcla, velocidades de gas y líquido, viscosidad efectiva y transferencia de calor. Un valor para el hold up de líquido no puede ser calculado analíticamente, este debe ser determinado de correlaciones empíricas y está en función de variables tales como las propiedades del gas y del líquidos, patrones de flujo, diámetro e inclinación de tubería.

El segmento que queda es ocupado por gas, el cual es llamado hold up gas ( $H_g$ ) el cual se puede expresar como:

$$H_g = 1 - H_L \text{ Ec. 23}$$

## HOLD UP DE LÍQUIDO SIN DESLIZAMIENTO

Es definido como la relación entre el volumen de líquidos en un segmento de tubería el cual podría existir si el gas y el líquidos viajaran a la misma velocidad (sin deslizamiento) dividido por el volumen del segmento de tubería, puede ser calculado directamente de las tasas de flujo de gas y líquidos in situ.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \text{ Ec. 24}$$

El hold up gas sin deslizamiento es definido como:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_g + q_L} \text{ Ec. 25}$$

## DENSIDAD

Para cualquier ecuación de flujo es necesario conocer la densidad del fluido disponible de ahí la importancia de su cálculo. La densidad de una mezcla multifase fluyendo es muy difícil de evaluar, debido a la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre las fases. Esta puede ser calculada de las densidades del agua y el aceite y de las tasas de flujo si se asume que no hay deslizamiento entre las fases; de la siguiente manera<sup>11</sup>:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \text{ Ec. 26}$$

Donde

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \text{ Ec. 27}$$

Y

$$f_w = 1 - f_o \text{ Ec. 28/}$$

---

<sup>11</sup> BEGGS DALE (2003), Production Optimization Using Nodal Analysis.

La densidad del aceite puede ser calculada así:

$$\rho_o = \frac{350.4\gamma_o + 0.0764\gamma_g R_s}{5.615B_o} \text{ Ec. 1- 29}$$

Donde:

$\rho_o$  = densidad del aceite, lbm/ft<sup>3</sup>.

$\gamma_o$  = gravedad específica del aceite.

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas.

$R_s$  = gas disuelto, scf/STB.

$B_o$  = factor volumétrico de formación.

La densidad del gas para condiciones específicas de presión y temperatura se calcula de la siguiente manera:

$$\rho_g = \frac{2.70 P \gamma_g}{zT} \text{ Ec. 30}$$

Donde:

$\rho_g$  = densidad del gas, lbm/ft<sup>3</sup>.

$z$  = factor de compresibilidad del gas.

$T$  = temperatura, °R.

$P$  = presión, psi.

La densidad del agua in situ depende de los sólidos disueltos en el agua, la temperatura y cualquier gas que pueda ser disuelto en el agua.

La densidad multifase es calculada como:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \text{ Ec. 31}$$

## VELOCIDAD SUPERFICIAL

Muchas de las correlaciones de flujo multifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase del fluido es definida como la velocidad que la fase exhibiría si fluyera sola a través del total de la sección transversal de la tubería<sup>12</sup>.

La velocidad superficial del gas es calculada así:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \text{ Ec. 32}$$

La velocidad del gas es calculada así:

$$v_g = \frac{q_g}{AH_g} \text{ Ec. 33}$$

Donde

A = área transversal de la tubería.

Las velocidades del líquido son calculadas de forma similar:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \text{ Ec. 34}$$

$$v_L = \frac{q_L}{AH_L} \text{ Ec. 35}$$

La velocidad de la mezcla se calcula así:

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \text{ Ec. 36}$$

Por último la velocidad de deslizamiento es definida como la diferencia entre la velocidad de gas y líquido:

---

<sup>12</sup> BEGGS DALE (2003), Production Optimization Using Nodal Analysis.

$$v_s = v_L + v_g \text{ Ec. 37}$$

## **VISCOSIDAD**

La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números a dimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso:

$$\mu_L = F_o \mu_L + F_w \mu_w \text{ Ec 38}$$

## **TENSIÓN SUPERFICIAL**

Esta expresión se utiliza cuando la fase líquida contiene agua y petróleo

$$\sigma_L = F_o \sigma_o + F_w \sigma_w \text{ Ec. 39}$$

Donde

$\sigma_o$ : Tensión Superficial del Petróleo

$\sigma_w$ : Tensión Superficial del Agua<sup>13</sup>

### **1.3.3 Correlaciones para flujo multifásico**

El estudio del flujo simultáneo de gas y de líquido a través de un conducto es una de las combinaciones de flujo bifásico más complejas que existen. Esto es debido esencialmente a la gran diversidad de configuraciones relacionadas con la

---

<sup>13</sup> BEGGS DALE (2003), Production Optimization Using Nodal Analysis.

distribución espacial de ambas fases en la tubería y a la compresibilidad de la fase gaseosa.

Debido a la gran cantidad de variables relacionadas con el flujo bifásico y a la complejidad de los fenómenos físicos asociados, se han desarrollado modelos simplificados, tales como los modelos homogéneos, las correlaciones empíricas y los modelos mecanísticos, entre otros, para resolver los problemas relacionados a este tipo de flujo

En general, en los modelos homogéneos el gradiente de presión total viene dado por la suma del gradiente de presión debido a la fricción, a los cambios de energía cinética y a los cambios de energía potencial, como se muestra a continuación:

$$\frac{dp}{dz}_{tot} = \frac{dp}{dz}_f + \frac{dp}{dz}_a + \frac{dp}{dz}_g \text{ Ec. 40}$$

Las correlaciones empíricas han sido la herramienta de uso común en la solución de problemas asociados al flujo bifásico. Las correlaciones ofrecen un método eficaz para evaluar características asociadas con este flujo; por su parte los modelos mecanísticos, intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio aplicando principios fundamentales, como el de conservación de la masa, de cantidad de movimiento lineal y de energía, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades y velocidades de los fluidos.

A continuación se encuentran los principales modelos y correlaciones actualmente usados en la industria petrolera<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> CRAVINO, ANNABELLA et all. Evaluación de Modelos Homogéneos, de Correlación y Mecanicistas en la Predicción de Gradiente de Presión de Flujo y Gas y Líquido en Tuberías Verticales.

### **1.3.4 Modelos y correlaciones para flujo vertical**

#### **ANSARI**

El modelo de Ansari fue desarrollado como parte de los proyectos de investigación de flujo de fluidos de la universidad de Tulsa. Un exhaustivo modelo fue formulado para predecir patrones de flujo y sus características de para modelar el flujo ascendente de las fases presentes. El modelo mecánico está compuesto por un modelo para la predicción del patrón de flujo y un grupo de modelos independientes para predecir el hold up y la caída de presión en presencia de flujo burbuja, tapón y anular. Fue evaluado usando una base de datos de la universidad de Tulsa compuesto por 1775 pozos, con 371 de ellos de datos PrudhoeBay<sup>15</sup>.

#### **BEGGS & BRILL ORIGINAL**

Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y el hold up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa bajo un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El hold up es calculado mediante correlaciones y después es corregido dependiendo del ángulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta consideraciones como tubería de diámetros entre 1 y 1.5 pulg., no presenta problemas con la gravedad API, relaciones gas -líquido hasta 5000 y cortes de agua por encima de 10%.

#### **BEGGS & BRILL REVISED**

La diferencia con la versión original es que ésta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el hold up y constantes de corrección como las propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un régimen de flujo extra (Flujo Espuma) el cual asume que el hold up no presenta

---

<sup>15</sup> PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide.

deslizamiento, el factor de fricción es cambiado del estándar para tubería lisa, para utilizar un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

## **DUNS & ROS**

Fue desarrollada para flujo vertical de gas y mezclas de líquido en los pozos considerando deslizamiento entre fases y estableciendo patrones de flujo. Fueron desarrolladas ecuaciones para cada uno de los tres regiones de flujo, la primera corresponde a flujos burbuja, tapón y parte de espuma; en la segunda se encuentran lo que sobra del flujo espuma y slug y en la tercera se encuentra el flujo niebla. Estas tres regiones tienen bajo, intermedio y alto respectivamente. Cada región tiene una distinta correlación para el cálculo del holdup. Estas ecuaciones fueron basadas en extensos trabajos experimentales usando mezclas de aceite y aire. Esta correlación fue desarrollada para tuberías entre 1 y 3 pulg, gravedades API entre 13 y 56° API, Relaciones Gas Líquido(GOR) de hasta 5000 scf/STB y presencia de gas, crudo y agua pero teniendo en cuenta un factor de corrección. Según los autores se emplea un seguimiento representado a continuación<sup>16</sup>:

- Determinación del patrón de flujo.
  - Cálculo de coeficientes necesarios.
  - Aplicación de condiciones frontera para realizar la determinación del patrón.
  
- Determinación de los gradientes de presión según los patrones de flujo.
  - Cálculo de los gradientes utilizando correlaciones correspondientes a cada tipo<sup>17</sup>.

---

<sup>16</sup> PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide.

<sup>17</sup> MAGGIOLO RICARDO (2008). Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal.

Los datos fueron tomados para un amplio rango de variables de flujo, esperando que la correlación funcionara satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo.

### **GOVIER & AZIZ**

Es usada para calcular pérdidas de presión, holdup y régimen de flujo. Fue desarrollada siguiendo un estudio de la caída de presión en pozos produciendo gas y condensados. Las condiciones en el wellbore fueron determinadas por cálculos flash estándar. Los datos del gradiente de presión para flujo bajo una sola fase fueron comparados con las predicciones convencionales, confirmándolas de esta manera. Para la prueba en la cual las condiciones para dos fases fueron realizadas completamente en el wellbore, los datos de campo fueron comparados con una cantidad importantes de métodos empíricos, además de probar con un nuevo modelo basado en la mecánica del flujo. La nueva correlación involucra una estimación empírica de la distribución de la fase líquida entre el flujo como una película sobre la pared y la que entra en el corazón del gas. Esto emplea ecuaciones separadas de momentum para las mezclas de gas – líquido en el corazón y para el contenido total de la tubería.

### **HAGERDON & BROWN**

Fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de gradientes de presión durante flujo continuo de dos fases en tuberías verticales de pequeño diámetro, las pruebas fueron conducidas para una amplia variación de tasas de flujo, relaciones gas – líquido y viscosidades de líquido. Los datos usados para el desarrollo de esta correlación fueron obtenidos de pozos verticales de aproximadamente 1500 ft, diámetros de tubería entre 1 y 2 pulg. y 5 diferentes tipos de fluido como: agua y cuatro tipos de crudo distintos con viscosidades entre 10 y 110 cp. Los aspectos principales de esta correlación son<sup>18</sup>:

---

<sup>18</sup> PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide.

- La ecuación de gradiente de presión incluyen el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
  - No considera los patrones de flujo.
  - El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
  - La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.
  - El factor de atrapamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro (4) números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ros)<sup>19</sup>.

Aunque esta correlación fue desarrollada sin incluir los regímenes de flujo en el simulador usa los mapas desarrollados por Beggs & Brill, Duns & Ros y Taitel Dukler para determinar el régimen de flujo. Las pérdidas de presión calculadas fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1.5 %, con una desviación estándar de 5.5 %.

### **MUKHERJEE & BRILL**

Es usada para predecir pérdidas de presión, holdup y mapa de flujo. Nota la selección de mapas de flujo y/o holdups alternativos puede causar imprecisiones en los resultados. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio del comportamiento de la pérdida de presión en un flujo inclinado de dos fases. Para flujo burbuja y tapón un factor de fricción sin deslizamiento, fue calculado del diagrama de Moody y se encontró adecuado para los cálculos de las pérdidas de presión en cabeza. Para flujo estratificado, el gradiente de presión por fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las fases asumiendo una interfase espumosa gas líquido. Para flujo anular y niebla, la

---

<sup>19</sup> MAGGIOLO RICARDO (2008). Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal.

correlación para el cálculo del factor de fricción fue presentada en función de la relación de holdup y el factor de fricción de moody sin deslizamiento. Los resultados ajustaron bien con datos experimentales.

### **ORKISZEWSKI**

Fue desarrollada para la predicción de pérdidas de presión en tuberías verticales para más de una fase presente; es una extensión del trabajo realizado por Griffith & Wallis. Son considerados cuatro regímenes de flujo burbuja, tapón, transición de anular-tapón y anular niebla. Este modelo está compuesto de diferentes métodos cada uno de ellos realizado para un patrón de flujo distinto<sup>20</sup>.

La precisión de este método fue verificada cuando los valores predichos fueron comparados con 148 medidas de pérdidas de presión y reporto medidas de pérdidas de presión con un error promedio de 0.8 % y una desviación estándar de 10.8 %.. Este modelo fue desarrollado para diámetros de tubería entre 1 y 2 pulg., gravedades API entre 13 y 30, Relación Gas-Líquido hasta 5000 y sin importar el corte de agua.

**Tabla 1. Regímenes de Flujo Orkiszewski**

<b>Método</b>	<b>Régimen de Flujo</b>
Griffith	Burbuja
Griffith & Wallis	Tapón (Term. Densidad)
Orkiszewski	Tapón (Term. Fricción)
Duns & Ros	Transición
Duns & Ros	Anular y Niebla

Fuente: RAO BHARATH, Multiphase Flow Models Range of Applicability.

<sup>20</sup> RAO BHARATH (1998), Multiphase Flow Models Range of Applicability.

### **1.3.4.1 Modelos y correlaciones para flujo horizontal**

#### **BEGGS & BRILL ORIGINAL**

Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y el hold up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa bajo un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El hold up es calculado mediante correlaciones y después es corregido dependiendo del ángulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta los siguientes:

#### **BEGGS & BRILL REVISED**

La diferencia con la versión original es que ésta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el hold up y constantes de corrección como las propuestas por Palmer & Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un régimen de flujo extra (Flujo Espuma) el cual asume que el hold up no presenta deslizamiento, el factor de fricción es cambiado del estándar para tubería lisa, para utilizar un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

#### **DUKLER (AGA) AND FLANIGAN**

1. Fue desarrollada para flujo en tuberías inclinadas; considera cinco regímenes de flujo, estratificado con interfase lisa y ondulante, intermitente, anular y disperso (niebla y burbuja). La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas por fricción y el hold up, y la ecuación de Flanigan es usada para calcular el diferencial de presión en la tubería<sup>21</sup>.

#### **MUKHERJEE & BRILL**

La correlación de Mukherjee & Brill es usada para el cálculo de las pérdidas de presión, el hold up y la determinación del régimen de flujo. Fue desarrollada mediante un estudio de las caídas de presión en tuberías inclinadas. Para flujo

---

<sup>21</sup> PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide.

burbuja y tapón, se encontró que el factor de fricción puede ser calculado teniendo en cuenta el diagrama de Moody. En flujo estratificado el gradiente de presión generado por la fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las dos fases asumiendo una interfase gas. líquido leve. Los resultados obtenidos con esta correlación fueron ampliamente verificados.

### **OLIEMANS**

La correlación de Oliemans fue desarrollada para el flujo en tuberías que transportan condensado usando un amplio rango de diámetros de tubería. El régimen de flujo se halla usando el mapa de régimen de flujo de Taitel Dukler, y un modelo simple, el cual delimita el flujo de una sola fase para predecir correctamente las caídas de presión. El modelo tuvo en cuenta datos como de 30 a 100 km de tubería operados a presiones de 1450 psi o mayores.

### **XIAO**

La correlación de Xiao considera flujo de dos fases en tubería horizontal. El modelo primero determina el patrón de flujo existente y después calcula las características del flujo, el hold up de líquido y la caída de presión para flujos estratificado, intermitente, anular o disperso. El modelo fue ampliamente probado con una gran cantidad de data tanto de campo como de laboratorio incluyendo aceites negros y sistemas composicionales.

A continuación se presenta un cuadro resumen correspondiente a las correlaciones y modelos mecánicos más importantes que emplea el software especializado PIPESIM para la simulación de crudo, las cuales hacen parte importante de este estudio<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> PIPESIM (2009), Schlumberger User's Guide.

**Tabla 2. Modelos y Correlaciones para Flujo Multifásico**

Modelo	Flujo Vertical		Flujo Horizontal
	Pozos Verticales	Pozos desviados	
Duns & Ros	Si	Si	Si
Orkiszewski	Si	No	No
Hagerdon & Brown	Si	No	No
Beggs & Brill Revised	Si	Si	Si
Beggs & Brill Original	Si	Si	Si
Mukherjee & Brill	Si	Si	Si
Govier, Aziz & Fogarasi	Si	Si	Si
Ansari	Si	No	No
Oliemans	No	No	Si
Xiao	No	No	Si

Fuente: PIPESIM, Schlumberger User's Guide.

## 1.4 TRANSFERENCIA DE CALOR

La transferencia de calor es la ciencia que trata de predecir el intercambio de energía que puede tener lugar entre cuerpo materiales, como resultado de una diferencia de temperatura. La termodinámica enseña que esta transferencia de energía se define como calor. La ciencia de la transferencia de calor pretende no solo explicar cómo la energía térmica puede ser transferida, sino también predecir la rapidez con la que, bajo ciertas condiciones específicas, tendrá lugar la transferencia.

### 1.4.1 Conducción

Cuando en un cuerpo existe un gradiente de temperatura, la experiencia muestra que hay una transferencia de energía desde la región de alta temperatura hacia la región de baja temperatura. Se dice que la energía se ha transferido por

conducción y que el flujo de calor por unidad de área es proporcional al gradiente normal de temperatura:

$$q = -kA \frac{\delta T}{\delta x} \text{ Ec. 41}$$

Donde  $q$  es el flujo de calor y  $\frac{\delta T}{\delta x}$  es el gradiente de temperatura en la dirección del flujo de calor. La constante positiva  $k$  se llama conductividad térmica del material, y se ha puesto el signo menos para satisfacer el segundo principio de la termodinámica.

### **1.4.2 Convección.**

Se caracteriza porque se produce por intercambio de un fluido (aire, agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La convección se produce únicamente por medio de materiales fluidos. Estos, al calentarse, aumentan de volumen y, por lo tanto, su densidad disminuye y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que esta a menor temperatura. Lo que se llama convección en sí, es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendente y descendente del fluido.

Para expresar el efecto global de la convección, se utiliza la ley de Newton del enfriamiento:

$$q = h A (T_p - T_\infty) \text{ Ec. 42}$$

El flujo de calor transferido se relaciona con la diferencia global de temperaturas entre la pared y el fluido, y el área  $A$  de la superficie. La magnitud  $h$  se denomina coeficiente de transferencia de calor por convección.

### 1.4.3 Radiación

En contraposición a los mecanismos de la conducción y la convección, donde la transferencia de energía involucra un medio, el calor puede también transferirse a través de zonas en las que exista un vacío perfecto. En este caso el mecanismo es la radiación electromagnética. Se limitará el análisis a la radiación de temperaturas; este fenómeno se llama radiación térmica.

Consideraciones termodinámicas muestran que un radiador térmico ideal, o cuerpo negro, emitirá energía de forma proporcional a la cuarta potencia de la temperatura absoluta del cuerpo y directamente proporcional al área de su superficie. Así:

$$q_{emitido} = \sigma A T^4 \text{ Ec. 43}$$

Donde  $\sigma$  es la constante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan-Boltzman, que tiene un valor de  $5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{K}^4$ <sup>23</sup>

### 1.5 METODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La fuerza de empuje que desplaza al petróleo de un yacimiento viene de la energía natural de los fluidos comprimidos almacenados en el yacimiento. La energía que realmente hace que el pozo produzca es el resultado de una reducción en la presión entre el yacimiento y la cavidad del pozo. Si la diferencia es lo suficientemente grande, el pozo fluirá naturalmente a la superficie utilizando solamente la energía natural suministrada por el yacimiento.

---

<sup>23</sup> HOLMAN. J.P. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U. Octava Edición

Cuando la energía natural asociada con el petróleo no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el yacimiento y la cavidad del pozo como para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie y las instalaciones, o si no lo levantara a la superficie en cantidad suficiente, la energía del yacimiento debe ser suplementada con alguna forma de levantamiento artificial.

Existen varios métodos de levantamiento artificial entre los cuales se encuentra el Bombeo Electro Sumergible (BES), implementado en el cluster del Campo Chichimene.

### **1.5.1 Bombeo electro sumergible (BES)**

El sistema de bombeo electro sumergible es un sistema de levantamiento artificial comúnmente usado para la producción de crudos pesados y extra pesados, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar grandes cantidades de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

Este método de levantamiento consiste en una bomba centrífuga multietapa con un motor eléctrico de fondo acoplado, el cual es capaz de levantar fluido desde el fondo del yacimiento hacia la superficie, mediante la rotación centrífuga de los impulsores de la bomba, lo que permite que el fluido ascienda a través de las etapas de la bomba centrífuga y llegue a la superficie con suficiente energía.

El sistema de bombeo electro sumergible consta de varios componentes principales, incluyendo equipos de fondo y equipos de superficie.

Los equipos de fondo constan básicamente de una bomba centrífuga multi etapa, cuyo eje está conectado a un motor eléctrico sumergible a través de una sección sellante la cual permite la expansión del petróleo dieléctrico contenido en el entre

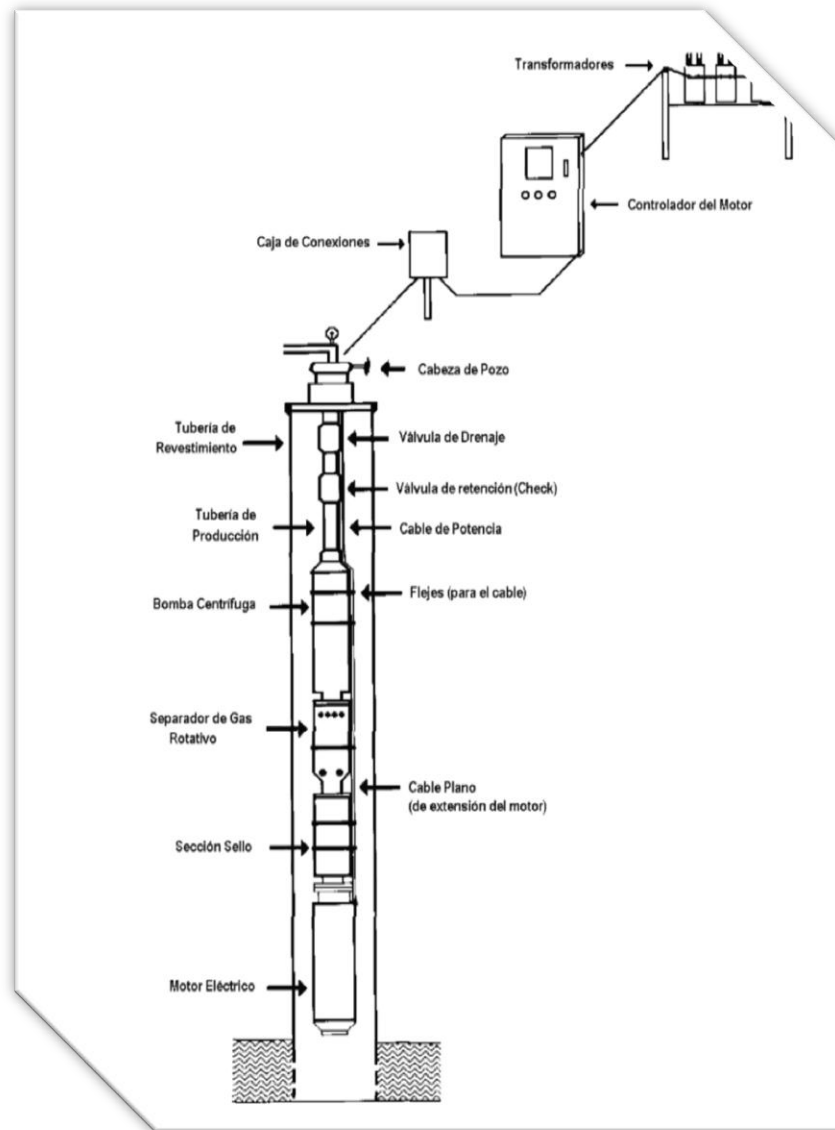
hierro del motor, iguala la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico de este, aísla el fluido del pozo del fluido dieléctrico y absorbe el empuje axial descendente de la bomba, el cable se sujeta a la tubería mediante bandas metálicas flexibles o protectores de cable. La entrada del fluido a la bomba se efectúa a través del separador de gas, dispuesto en la parte inferior de la bomba.

Los equipos de superficie incluyen el cabezal de pozo, caja de venteo, transformador de corriente y variador de frecuencia. Como quipo opcional esta el sensor de fondo cuya función es medir los valores de presión y temperatura del fondo. En su posición de funcionamiento, los quipos de fondo de pozo están suspendidos de la tubería de producción y sumergidos en los fluidos de pozo<sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup> DONG LIU (2007), Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible (BES), en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco.

**Figura 13. Instalación de un Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES)**



Fuente: BAKER HUGHES "CENTRILIFT"

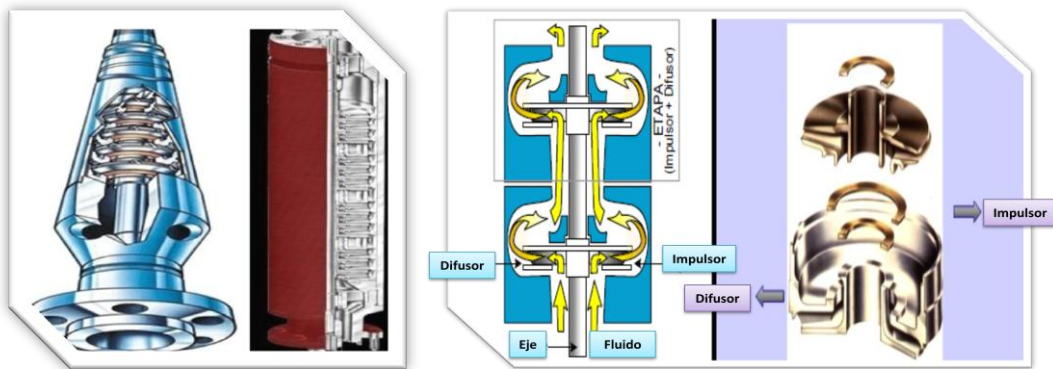
### 1.5.1.1 Equipos de fondo

#### **BOMBA CENTRIFUGA**

Las bombas sumergibles son bombas centrífugas multietapa. Cada etapa de una bomba sumergible consta de un impulsor rotativo y un difusor estático. El cambio presión-energía se logra cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el

impulsor, y a medida que el impulsor gira induce un movimiento rotatorio en el líquido. Existen en realidad dos componentes para el movimiento impartido al líquido por el impulsor. Un movimiento es en dirección radial hacia afuera, desde el centro del impulsor. Este movimiento es causado por la fuerza centrífuga. El otro movimiento es en dirección tangencial al diámetro externo del impulsor. El resultado de estos dos componentes es la dirección real del flujo.

**Figura 14. Bomba Centrifuga Multietapa**



Fuente: BAKER HUGHES "CENTRILIFT"

### SEPARADOR DE GAS ROTATIVO

El uso de equipos de BES en pozos que tienen una alta relación gas-petróleo ha comenzado a ser algo común. La capacidad de una bomba centrífuga para el manejo del gas sin bloquearse es limitada. En la última década, ha sido posible extender la aplicación del sistema de bombeo electro sumergible por el diseño, desarrollo y utilización de separadores de gas rotativos. Estos componentes utilizan la fuerza centrífuga para separar el gas libre (gas que no está en solución) del fluido del pozo antes de entrar a la bomba. El fluido entra en el separador y es guiado hacia una cámara centrífuga rotativa por la acción de un inductor. Una vez en el centrifugado, el fluido con la mayor gravedad específica es llevado a la pared externa de la cámara rotativa por la fuerza centrífuga, dejando el gas en cercanías del centro. El gas es separado del fluido por medio de un divisor y es expulsado nuevamente al espacio anular del pozo donde asciende por el mismo. El fluido

más pesado se dirige hacia la entrada de la bomba en donde es bombeada hacia la superficie<sup>25</sup>.

**Figura 15. Separador de Gas Rotativo**



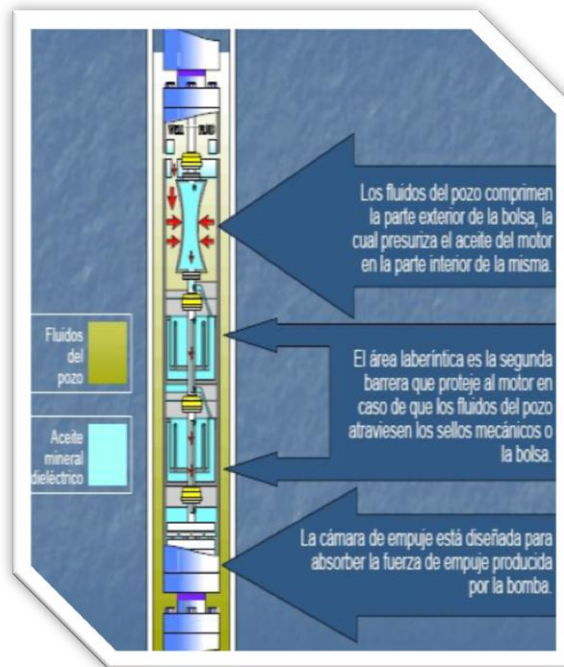
Fuente: BAKER HUGHES "CENTRILIFT"

## SECCIÓN SELLANTE

La cual permite la expansión del petróleo dieléctrico contenido en el entre hierro del motor, iguala la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico de este, aísla el fluido del pozo del fluido dieléctrico y absorbe el empuje axial descendente de la bomba

<sup>25</sup> DONG LIU (2007), Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible (BES), en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco.

**Figura 16. Sección Sellante**

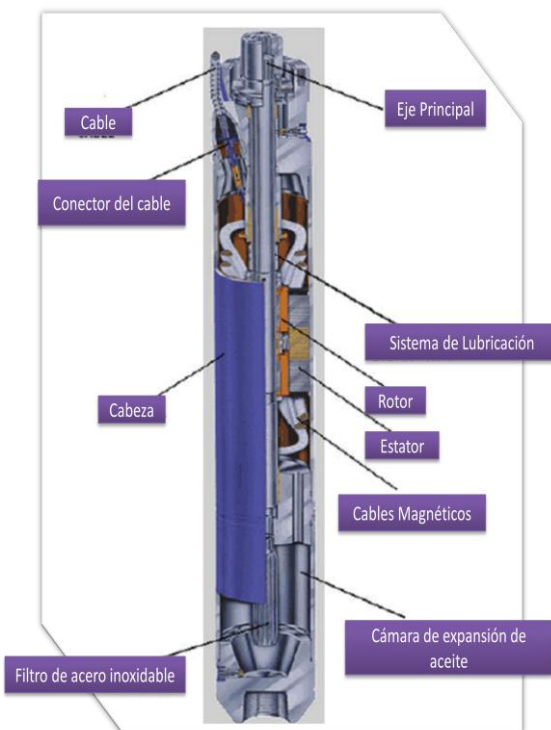


Fuente: BAKER HUGHES "CENTRILIFT"

### **MOTOR ELECTROSUMERGIBLE**

Los motores eléctricos utilizados para la operación de las bombas sumergibles son trifásicos, de dos polos y de inducción. Estos se llenan con un petróleo mineral altamente refinado que posee alta rigidez dieléctrica. El voltaje de operación de estos motores puede ser tan bajo como 230 voltios o tan alto como 5000 voltios. El requerimiento de amperaje puede variar de 12 a 200 amperios. La potencia requerida se logra simplemente incrementando la longitud, o el diámetro, del cuerpo del motor. El motor está compuesto de rotores, generalmente de unas 12 a 18 pulgadas de longitud, que están montadas en una flecha y localizados en el campo eléctrico (estator) montado dentro de la carcasa de acero. Los motores de un solo cuerpo o sección más largos se aproximan a los 33 pies de largo y pueden estar diseñados para generar hasta 400 caballos de fuerza, mientras que los motores tándem se aproximan a los 90 pies de largo y pueden tener una potencia que alcanza los 750 caballos de fuerza.

**Figura 17. Motor Electrosumergible**



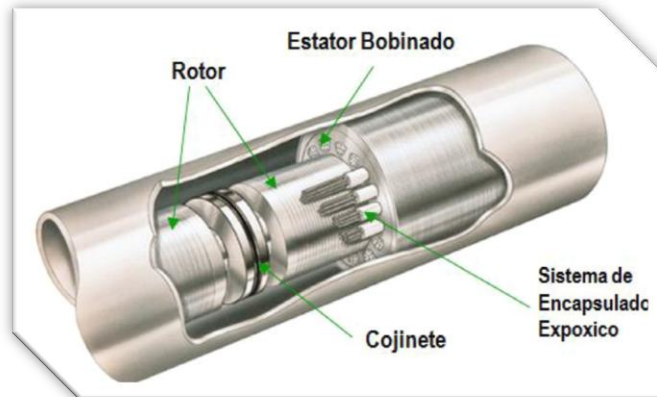
Fuente: SCHLUMBERGER REDA

El estator está compuesto de electroimanes individuales organizados de tal manera que forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán mirando hacia el centro del grupo; ya que no hay movimiento físico del estator, el movimiento eléctrico es creado por el cambio progresivo de la polaridad de los polos del estator de manera que su campo magnético combinado gira. En un motor de corriente alterna, esto se logra fácilmente ya que la inversión de la corriente cada medio ciclo automáticamente cambiara la polaridad en cada polo del estator.

El rotor también está compuesto de un grupo de electroimanes arreglados de un cilindro con los polos mirando hacia los polos del estator. El rotor gira simplemente por atracción y repulsión magnética al tratar sus polos de seguir el campo eléctrico rotante generado por el estator. No hay conexión externa al rotor, el flujo de

corriente a través de los polos eléctricos del rotor esta inducido por el campo magnético creado en el estator. La velocidad a la cual gira el campo del estator es la velocidad sincrónica<sup>26</sup>.

**Figura 18. Componentes Básicos del Motor**



Fuente: BAKER HUGHES "CENTRILIFT"

### **EFICIENCIA DEL MOTOR**

Es la relación de potencia de salida y la potencia de entrada. La eficiencia operativa del motor debe estar entre 80 o más del 90% y varía con la carga<sup>27</sup>.

### **CABLE DE POTENCIA PARA EL SISTEMA DE BES**

La potencia es transmitida al motor electro sumergible por medio de un cable de potencia trifásico el cual se fija a la tubería de producción por medio de flejes o con protectores sujetadores especiales. Este cable debe ser pequeño en diámetro, bien protegido del abuso mecánico y resistente al deterioro de sus características físicas y eléctricas por efecto de los ambientes calientes y agresivos de los pozos.

<sup>26</sup> DONG LIU (2007), Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible (BES), en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco.

<sup>27</sup> PEÑAFIEL JANINA (2008), Optimización del Bombeo Electrosumergible en la Producción de Pétroleo en el Área Shushufindi

**Figura 19. Tipos de Cables y Estructuras**



Fuente: BAKER HUGHES "CENTRILIFT"

### **SENSOR DE PRESION Y TEMPERATURA DE FONDO**

El sensor de presión y temperatura de fondo obtiene datos valiosos del comportamiento de la bomba y del yacimiento mediante el empleo de sistemas de detección de la presión y la temperatura en el fondo del pozo. Un operador correlacionando la presión del yacimiento con la tasa de producción puede determinar cuándo es necesario cambiar el tamaño de la bomba, cambiar el volumen de inyección o considerar una intervención del pozo. El sistema típico tiene la capacidad de monitorear continuamente la temperatura y la presión de fondo del pozo, proporcionar la detección de las fallas eléctricas, y regular la velocidad colocando el sensor en la interfase con el controlador de velocidad variable.

**Figura 20. Sensor de Fondo**



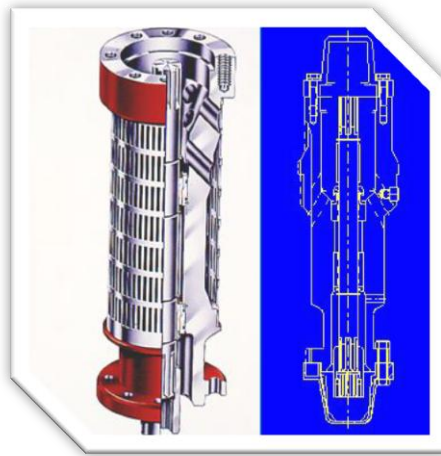
Fuente: BAKER HUGHES "CENTRILIFT"

## SUCCIÓN O INTAKE

Es el dispositivo a través del cual entran los fluidos a la bomba. No efectúa ningún proceso de separación de gas.

La entrada de fluidos a la bomba se encuentra ubicada en la parte inferior de la bomba, en el sentido de instalación del equipo de subsuelo e inmediatamente arriba del protector. Las entradas pueden ser integrales en la misma bomba<sup>28</sup>.

**Figura 21. Separador o Intake**



Fuente: BAKER HUGHES "CENTRILIFT"

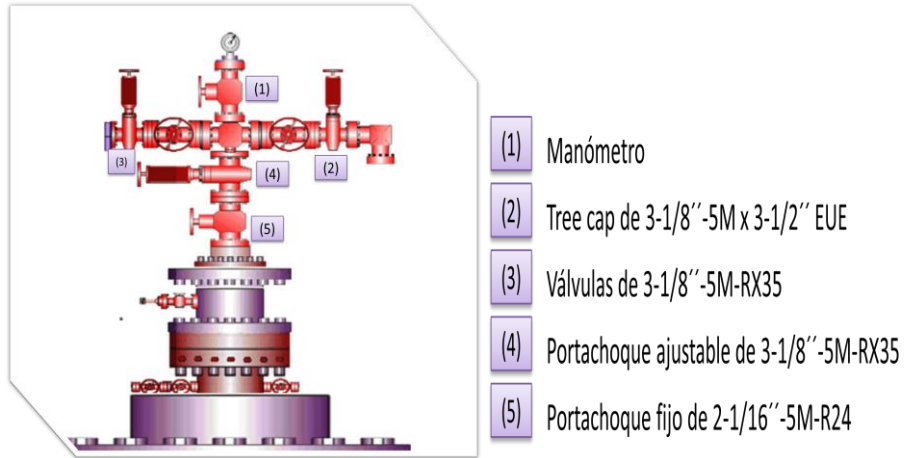
### 1.5.1.2 Equipos de superficie

#### CABEZAL DE POZO

El cabezal del pozo está diseñado para soportar el peso del equipo de subsuelo y mantener el control del pozo en el anular y tubing. Provee las facilidades para instalar el cable de potencia con un sello, que proporciona hermeticidad y control de los fluidos del pozo; puede resistir presiones diferenciales de hasta 10000 psi. Incluye estranguladores ajustables, colgadores de la tubería de producción y válvulas de alivio.

<sup>28</sup> PEÑAFIEL JANINA (2008), Optimización del Bombeo Electrosumergible en la Producción de Pétroleo en el Área Shushufindi

**Figura 22. Cabezal de Pozo**



Fuente: Estado Mecánico UIS 1

### CAJA DE VENTEO

Las funciones principales de la caja de conexiones o algunas veces llamado caja de venteo son de proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador del cable de pozo, un desfogue a la atmosfera para el gas que pueda migrar por el cable de potencia desde el fondo y puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos de superficie.

**Figura 23. Caja de Venteo**



Fuente: SCHLUMBERGER REDA

## TRANSFORMADOR Y VARIADOR DE FRECUENCIA (VDF)

Los transformadores son dispositivos electromagnéticos de potencia eléctrica en modalidad alterna. Son unidades sumergidas en aceite y con auto enfriamiento y están diseñadas para transformar el voltaje primario en la línea eléctrica al voltaje que pueda requerir el motor correspondiente; pueden ser transformadores de una sola fase o trifásicos. Por su parte la bomba electro sumergible generalmente es poco flexible cuando opera a una velocidad fija; el equipo está limitado a unos caudales fijos de producción y a una altura de columna dinámica generada que es fija para cada caso. Permite que se varíe la velocidad de la bomba, el gasto, la altura de la columna dinámica o ambas pueden ser ajustadas, dependiendo de las aplicaciones, sin modificaciones en el fondo del pozo<sup>29</sup>.

**Figura 24. Taps del Panel del Transformador**



Fuente: SCHLUMBERGER REDA

El bombeo electro sumergible es posible aplicarlo en pozos que se encuentran bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción (Q), alto índice de productividad (IP), baja presión de fondo (Pwf), alta relación agua-petróleo, y baja relación gas-petróleo (GOR). En caso de tener una alto GOR, se puede emplear este sistema de bombeo utilizando separador de gas.

<sup>29</sup> DONG LIU (2007), Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible (BES), en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco.

Por su parte el variador de frecuencia está diseñado para ser usado con equipos BES. Es usado en un conjunto con un controlador, el cual protege al motor y al cable de descargas de alto voltaje. El controlador protege el sistema de bombeo electro sumergible de sobrecarga y baja carga, de desbalances de la corriente y de arranques excesivos.

**Figura 25. Variador de Frecuencia.**

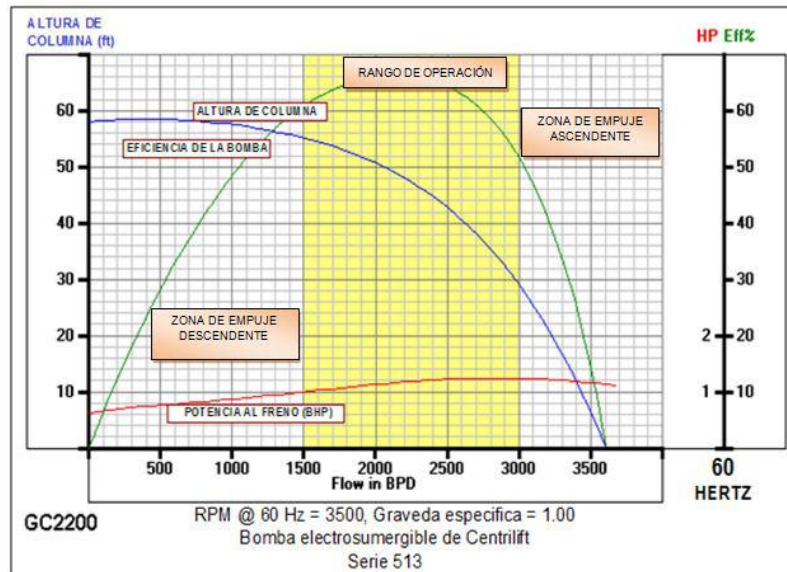


Fuente: SCHLUMBERGER REDA

### **CURVAS DE LAS BOMBAS**

El análisis de las curvas de las bombas muestra el desempeño de una bomba de cierto número de tapas para un diámetro mínimo de casing, operando a una determinada frecuencia, utilizando agua como fluido de ensayo.

**Figura 26. Curva de la Bomba Centrilift Serie 513**



Fuente: BAKER HUGHES "CENTRILIFT"

La curva de altura de columna es la altura total requerida en pies para bombear determinado caudal de fluido en BPD. La columna más alta que una bomba puede desarrollar, es en un punto que no existe flujo a través de la bomba; esto es, cuando la válvula de descarga está completamente cerrada. Se puede observar que cuando el caudal aumenta, la altura de la columna total que la bomba es capaz de desarrollar se reduce.

La curva de potencia al freno se traza en base a datos de la prueba de desempeño real. Esta es la potencia requerida por la bomba centrífuga, en función del caudal producido para entregar el requerimiento hidráulico.

La curva de eficiencia indica el porcentaje de cuan eficiente es la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica, en función del caudal para cada tipo de etapa.

En la curva para cada etapa determinada se pueden diferenciar: la zona de empuje descendente, el rango operativo y la zona de empuje ascendente.

### **ZONA DE EMPUJE DESCENDENTE**

La bomba está operando hacia la izquierda del punto máximo de eficiencia, la tasa de flujo es menor y la bomba puede sufrir desgaste. En esta zona de operación las arandelas de empuje descendente hacen contacto con el difusor<sup>30</sup>.

### **RANGO OPERATIVO**

Es el rango en el cual la bomba opera con máxima eficiencia. el rango operativo define dos instancias de funcionamiento de la bomba. Zona de bajos empujes ascendentes y descendentes y la zona de alto rendimiento.

### **ZONA DE EMPUJE ASCENDENTE**

Se da cuando la bomba está operando hacia la derecha del punto de máxima eficiencia, la tasa de flujo es mayor y la bomba puede sufrir desgaste por empuje. Las arandelas de empuje ascendente están en contacto con el difusor.

---

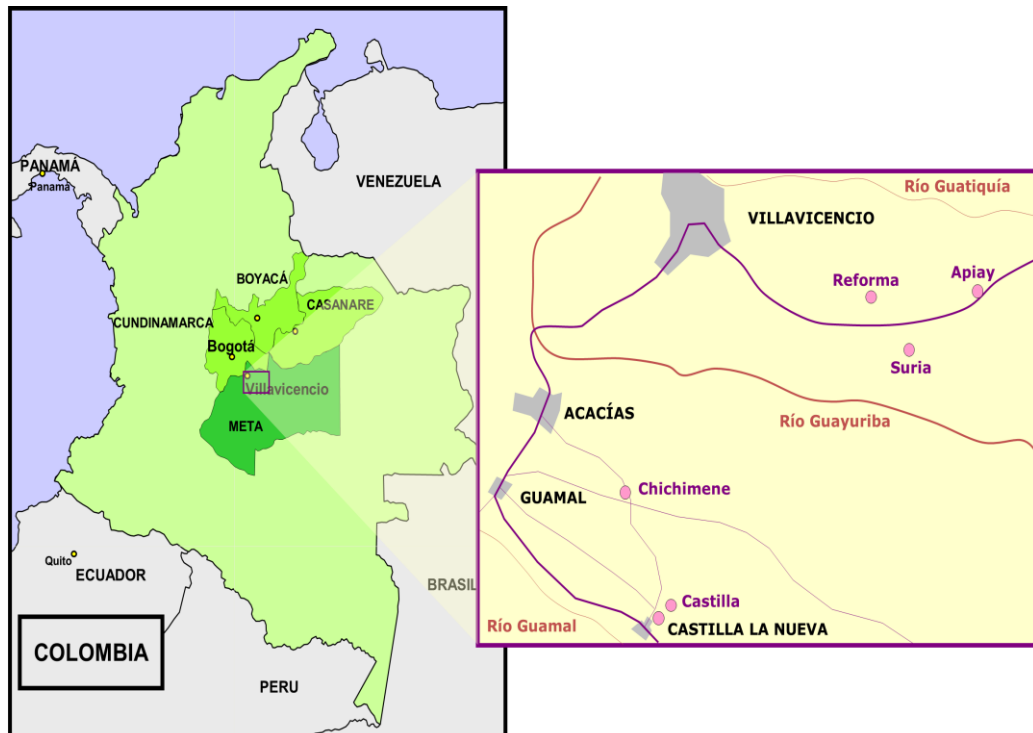
<sup>30</sup> PEÑAFIEL JANINA (2008), Optimización del Bombeo Electrosumergible en la Producción de Pétroleo en el Área Shushufindi

## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE

### 2.1 LOCALIZACIÓN

El campo petrolero de Chichimene, administrado desde el 31 de enero de 2.000 y operado desde julio 31 del mismo año por la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. está ubicado entre las siguientes coordenadas: (1.043.000 E, 926.000N) y (1.045.500 E, 929.000N) con una extensión superficial de 750 hectáreas y con un área de yacimiento de 374 hectáreas. Está localizado a 12 Km al sureste del municipio de Acacias en el departamento del Meta.

**Figura 27. Localización Geográfica.**



Fuente: Ecopetrol S.A.

## **2.2 RESEÑA HISTÓRICA**

El campo Chichimene fue descubierto por Chevron en 1.969 con la perforación de pozo Chichimene-1 e inició producción en el año de 1985, con el contrato de asociación Cubarral. Dicho contrato terminó el 30 de enero de 2.000 tras lo cual ECOPETROL S.A. suscribió un contrato por seis meses con Chevron para su administración. Terminado este contrato, y tras adelantar un estudio de explotación adicional del campo, la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. entró a operar directamente.

Cuenta con aproximadamente 36 pozos activos que producen un crudo medio de aproximadamente 20° API de las formaciones Guadalupe Masivo y Guadalupe Superior de edad Cretácico Medio, correspondiente a las unidades operacionales K1 y K2. En el año 2001 se empezó a producir un crudo extrapesado de aproximadamente 7-9° API de la formación productora San Fernando correspondiente a la unidad T2 con el pozo CH-18. A pesar de la alta densidad, el crudo presente en la formación es móvil a condiciones de yacimiento debido a las elevadas temperaturas.

La formación San Fernando está situada a una profundidad promedio de 7900 pies, haciendo de esta una de las formaciones que producen crudo extra pesado más profundo del mundo. En estos días esta formación produce cerca de 14000 BOPD usando bombas electrosumergibles (BES) como método de levantamiento artificial.

## **2.3 GEOLOGÍA**

La estructura de Chichimene es un anticlinal alargado en dirección N60°E de aproximadamente 6 Km de longitud y 2.5 Km de ancho. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con

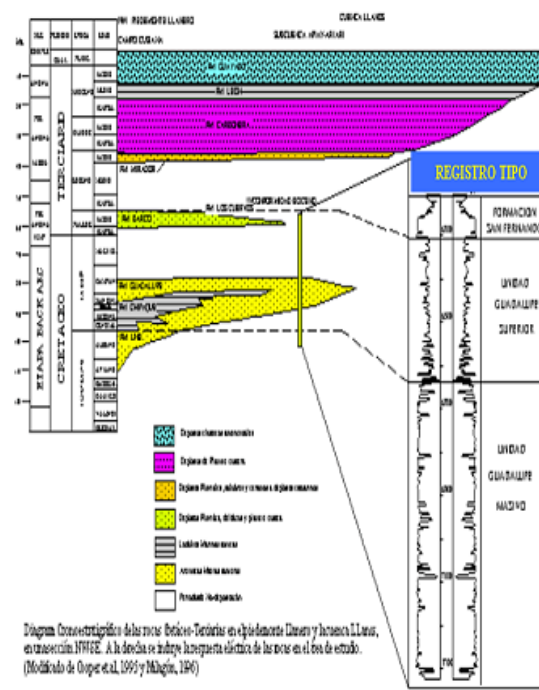
buzamientos hasta de 7° y se intercepta con la falla de Chichimene que limita el campo.

La falla de Chichimene es de carácter inverso, tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroccidente con un ángulo de 50°. El domo del anticlinal es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento (10 ft) que afecta los niveles masivo y superior de Guadalupe.

### Geología Estratigráfica

La secuencia de las rocas perforadas en el campo Chichimene involucra rocas con edades desde el Paleozoico hasta el Holoceno, tal como se visualiza en la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos de la figura.

**Figura 28. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos**

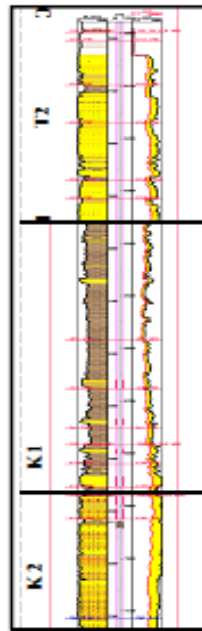


Asensio, C.A., 1998

Fuente: Ecopetrol S.A.

La roca generadora de hidrocarburos en el área es la Formación Gacheta o Guadalupe Superior, la cual a su vez en su sección inferior es roca acumuladora y productora. Las rocas acumuladoras y productoras son las formaciones Une o Guadalupe masivo (operacionalmente denominada unidad K2), la Formación Gacheta o Guadalupe superior (operacionalmente denominada unidad K1) y la Formación San Fernando (operacionalmente denominada unidad T2). En la figura se presenta un registro tipo de estas formaciones en el campo Chichimene.

**Figura 29. Registro Tipo Campo Chichimene**



Fuente: Ecopetrol S.A.

### **Unidad K2**

Corresponde a una secuencia arenosa de apariencia masiva en el registro Gamma Ray. Ha sido atravesada en su totalidad por el pozo CH-1 en el que se reportó un espesor de 900 ft. Con base en la información de corazones se establece que resulta del apilamiento de ciclos grano-decrecientes incompletos con espesores menores de 10 ft. Compuestos por areniscas de grano grueso a medio, cuarzosa, cementadas por sílice, con estratificación cruzada planar.

Cuando los ciclos se encuentran completos terminan en un paquete de pocos pies de espesor de arenisca de grano fino fuertemente cementada por cuarzo y abundantes estilolitos, o en un nivel arcilloso silíceo, compacto. Estas características sugieren que la unidad K2 se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de lecho.

### **Unidad K1**

Se denomina así a la sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la unidad K2 e infrayace discordantemente a la unidad T2. Está constituida por paquetes entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial, y ripples; intercalados con intervalos de shale negro, silíceo, duro, con laminación fina plana a ligeramente ondulosa, lenticular y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Su espesor total varía entre 500 y 550 pies.

En la unidad K1 se reconocen 3 secciones: la primera, hacia la base donde se presentan los mayores espesores y mejores propiedades como roca almacenadora, las cuales representan una sección progradacional que se interpreta como resultado de la depositación en un ambiente deltaico con influencia de mareas.

La segunda sección corresponde a la parte media de la unidad K1, la cual es predominantemente arcillosa, en donde se identifica un nivel arcilloso continuo que permite ser correlacionado con la superficie de máxima inundación (MFS) propuesta en la subcuenca Apiay. El carácter regional de esta sección confirma su interpretación como la superficie de máxima inundación alcanzada por el mar Cretáceo en la subcuenca.

La tercera sección está por encima de esta superficie de máxima inundación (K1 superior), en ella la depositación vuelve a ser predominantemente progradacional, incrementándose ligeramente el contenido de areniscas y terminando en la discordancia de edad Eoceno sobre la cual se depositan las areniscas de la Unidad T2, como respuesta a una caída relativa del nivel del mar. El ambiente de depósito de la unidad K1 medio es estuarino de dominio mareal. Los intervalos arenosos representan en su mayoría rellenos de canal de marea y barras de desembocadura. Las secciones arcillosas corresponden a depósitos de bahía restringida y planicies de marea. Por encima de la superficie MFS se identifican además depósitos de frente medio y bajo de playa caracterizados por abundancia en variedad, tamaño y cantidad de ichnofósiles.

La rápida variación lateral y vertical de facies y la abundancia de niveles arcillosos dentro de la Unidad K1, hacen de ésta, una unidad altamente heterogénea al flujo, como lo revelan los valores medidos de porosidad y permeabilidad con datos extremos de 9 a 17 % y 10 - 900 md respectivamente.

### **Unidad T2**

Una discordancia de carácter regional marca el límite Cretáceo-Terciario en la cuenca Llanos y separa las rocas de la Unidad K1 de las areniscas de la Unidad T2. Los corazones disponibles muestran una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente conglomerática a la base de secuencias granos decrecientes e intercalados con delgadas capas de shale. Las respuestas eléctricas en los campos Chichimene y Chichimene Sur Oeste son bastante parecidas, resaltando la forma cilíndrica típica de estas areniscas y de la cual se interpreta que depositacionalmente posiblemente correspondan a areniscas fluviales tipo anastomosado con intervalos de lodolitas de llanura de inundación.

El contacto inferior es bien definido con la infrayacente Unidad K1 Superior, este contacto por su apariencia y estudios de geología regional se considera que es discordante. Al tope del T2 se encuentra la Lutita E4 en contacto concordante generalmente bien definido entre shale y arenisca y solo algunas veces un poco transicional entre shale, limolita y arenisca.

El espesor total varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio y por su respuesta del Gamma Ray parecida a la unidad K2, internamente no hay criterio definido para dividirla en sub-unidades, sin embargo se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo.

## **2.4 SISTEMA DE RECOLECCIÓN**

El campo Chichimene cuenta con un sistema de recolección dividido en tres áreas: Área Norte, Área Sur y Área Centro. Para el desarrollo de esta optimización se trabajara con el Área Norte, la cual está compuesta por dos troncales T2 y K1-K2.

Específicamente se trabajara con la troncal T2, ya que en esta se encuentra concentrada la producción de crudo extra-pesado del campo correspondiente a la unidad productora T2. A esta troncal pertenecen 44 pozos, los cuales son ilustrados en la tabla 3.

**Tabla 3. Troncal T2**

CL 1- M1	POZOS
	CL 1 P2
	CL 1 P3
	CL 1 P4
	CL 1 P5
CL 2- M2	CL 2 P1
	CL 2 P2
	CL 2 P3
	CL 2 P4
	CL 2 P5
	CL 2 P6
CL 3- M3	CL 3 P1
	CL 3 P3
	CL 3 P4
	CL 3 P5
CL 4	CL 4 P1
	CL 4 P2
	CL 4 P3
	CL 4 P4
	CL 4 P5
CL 5- M5	CL 5 P1
	CL 5 P2
	CL 5 P3
	CL 5 P4
	CL 5 P5
CL 6- M7	CL 6 P1
	CL 6 P2
	CL 6 P3
	CL 6 P4
	CL 6 P5
CL 7- M8	CL 7 P1
	CL 7 P2
	CL 7 P3
CL 8- M4	CL 8 P2
	CL 8 P3
CL 10- M10	UIS 1
	UIS 2
	UIS 3
	UIS 4
	UIS 5
	UIS 6
	UIS 7
	UIS 8
	UIS 9

Fuente: Autores

## 2.5 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDO

El campo Chichimene produce un crudo de las siguientes características:

Crudo Formación Guadalupe K1 y K2:

- 20 ° API.
- Viscosidades entre 200 y 300 cp.
- BSW 90% a 95%.
- GOR despreciable.

Crudo Formación Guadalupe T2:

- 8 °API.
- Viscosidad de 2000 cp.
- BSW < 10%.
- GOR entre 200 PCS/BFP y 500 PCS/BFP

### **3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN**

El campo Chichimene representa en la actualidad uno de los focos de desarrollo más importantes para Ecopetrol, donde el objetivo siempre presente es buscar alternativas para optimizar su producción y de esta manera lograr mayor rentabilidad; con este fin existen estrategias tales como analizar las condiciones actuales del campo, sus requerimientos y posibles opciones para su mejoramiento. Es de vital importancia fijar las mejores condiciones operacionales del sistema actual para conseguir resultados óptimos en proyectos posibles para el desarrollo del campo.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente mencionado la optimización del cluster A del campo Chichimene constituirá una de las bases para el desarrollo futuro del campo.

#### **3.1 METODOLOGÍA**

Para optimización de la producción del campo Chichimene se plantea seguir la siguiente metodología de trabajo con el fin de tomar en cuenta todos los aspectos necesarios y relevantes en el desarrollo del proyecto.

**Figura 30. Metodología para Análisis Nodal del Campo Chichimene.**



Fuente: Autores

### **3.1.1 Recopilación y análisis de información**

Para el desarrollo de la metodología de Análisis Nodal es necesario contar con la mayor cantidad de información del campo actualizada y proveniente de fuentes confiables, para obtener resultados representativos y con el menor nivel de incertidumbre posible. Como el objeto de este estudio es realizar la optimización de un cluster del campo Chichimene; este tiene que cumplir con importantes consideraciones técnicas para elegirlo de tal manera que los pozos que hacen parte de este sean representativos y de esta manera poder generar un aporte para el futuro desarrollo del campo.

La información requerida es:

## INFORMACIÓN GENERAL

- Estados Mecánicos
- Bases de Datos
- Caracterización de Fluidos
- Planos de Campo
- Coordenadas de Pozos

## INFORMACIÓN ESPECÍFICA

- Pruebas de Producción, PVT de Fluidos y Petrofísica para el ajuste de Índices de Productividad.
- Gradientes y Pruebas de Presión para el ajuste de las correlaciones de flujo.
- Reportes de Producción y Curvas de Eficiencia de Bombas para el ajuste de las condiciones del Sistema de Levantamiento Artificial.
- Pruebas extensas de producción y Topografía para ajuste del sistema de recolección.

En los datos proporcionados por Ecopetrol S.A. se logro obtener la siguiente información suficiente para el desarrollo del modelo de simulación:

**3.1.1.1 Estados Mecánicos.** Los estados mecánicos de los pozos constituyen el escenario actual de producción. En ellos es posible encontrar información de la tubería con la cual fue completado el pozo, su peso, diámetro y las juntas utilizadas en la operación; todo esto con el fin de establecer la distancia existente entre la cabeza de pozo y puntos claves como la entrada a la bomba y la profundidad media de perforaciones (PMP). Además de esto también se encuentra la información de el sistema de levantamiento artificial, en este caso bombeo electrosumergible; el fabricante, tipo y número de etapas. Estos datos obtenidos son organizados en tablas para q se pueda acceder a esta información de una manera sencilla como se puede observar a continuación. (Tabla completa ver Anexo 1)

**Tabla 4. Información Estados Mecánicos del Campo Chichimene**

POZOS	PMP (ft)	LINER OD (in)	PESO (Lb)	TUBING ID (in)	PROF (ft)	CASING OD (in)	PESO (Lb)	INTAKE (ft)	TUBING OD (in)	TUBING ID (in)	PESO (Lb)	ESPESOR (in)
UIS 2	7934	7	23	6.336	7919.5	-	-	4810	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2.992	9.3	0.254
UIS 3	8007	7	23	6.336	7958	-	-	5962.63	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2.992	9.3	0.254
UIS 5	7794	7	26	6.276	7893	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	43.5	4494.76	5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	4.95	17	0.275
UIS 7	7796	7	29	6.184	7796	9 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	43.5	5108	5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	4.95	15.5	0.304
UIS 8	8051	7	29	6.184	8055.5	9 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	47	5026	5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	4.95	17	0.275
UIS 9	8710	7	29	6.184	8094	9 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	47	6018	5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	4.95	17	0.275

Fuente: Ecopetrol S.A.

**Tabla 5. Información del Sistema de Levantamiento**

POZOS	INTAKE (ft)	FABRICANTE	MODELO	NÚMERO ETAPAS
UIS 2	4810	CENTRILIFT	P62	154
UIS 3	3856	WOODGROUP	TD2200	266
UIS 5	4993	REDA	SN2600	143
UIS 7	4998	CENTRILIFT	P62	155
UIS 8	5026	REDA	SN2600	126
UIS 9	5392	CENTRILIFT	P23	139

Fuente: Ecopetrol S.A.

En los casos en los cuales los pozos eran desviados fueron proporcionada por Ecopetrol I los datos pertinentes a las desviaciones con su respectivo ángulo; todo esto con el fin de establecer un modelo de simulación lo más parecido a la realidad.

**Tabla 6. Desviación del Pozo UIS 8**

Ultimo Survey @ 9.155'	
Inclinación=47.14°	Azimut= 66.15°

Fuente: Ecopetrol S.A.

**3.1.1.2 Caracterización de Fluidos.** Para la caracterización de los fluidos fue necesario obtener información de estudios PVT realizados a algunos pozos del campo como en el caso del pozo UIS 1. Es importante contar con estos estudios para poder obtener una buena caracterización del fluido presente y de esta

manera tener datos precisos para ingresar al simulador. Se realizó un estricto control de calidad a la información comparando datos de laboratorio con los entregados en campo y de esta manera corroborar que los estudios tengan el mínimo error posible.

### Datos Volumétricos

Presión Original del Yacimiento) Py 3000

### Temperatura 184 °F

Presión de Burbuja ) Pb@184F 568psia

Expansión Térmica @ 6000 psia  $1,0419 \frac{Vol.@185^{\circ}F}{Vol.@74^{\circ}F}$

Compresibilidad del Fluido @ Ty  
(Desde Pb Psi a Pyac) 4,1700E-06

### Temperatura 300 °F

Presión de Burbuja ) Pb@300F 725psia

Expansión Térmica @ 6000 psia  $1,0798 \frac{Vol.@185^{\circ}F}{Vol.@74^{\circ}F}$

Compresibilidad del Fluido @ Ty  
(Desde Pb Psi a Pyac) 6,3400E-06

### Datos de la prueba de Liberación Diferencial

Relación Gas - Aceite en solución (Rsdb) 85 PCN/BF

Factor Volumétrico del Aceite (Bodb) 1,0790 BY/BF

Densidad del Aceite a Pb, Tyac 0,9672 g/cm3

Densidad del fluido del yacimiento @3500 y 185°F 0.9984 g/cc

GOR 77.4 SCF/STB

**Tabla 7. Generalidades Crudo San Fernando T2 Chichimene**

<b>PROPIEDADES</b>	<b>VALOR</b>
Gravedad API	7.9
Viscosidad a 86 °F	390577 cP
Insolubles en nC7	15.16 %w
Carbón Conradson	18.57 %w
Azufre	3.4 %w
Niquel	121.26 ppm
Vanadio	525.95 ppm
Sodio	95 ppm
NN (mg KOH/g)	0.164
Ceras	2.1 %w
Punto de Chispa	30-85 °F
Punto de burbuja @ 186 °F	622 Psia
Corte de Agua	15-90 %Vol
GOR @ Cond. Estándar (14.7 psia & 60 °F)	330 SCF/STB

Fuente: Ecopetrol S.A.

Las propiedades del gas asociado al crudo extrapesado se relacionan en la tabla a continuación.

**Tabla 8. Propiedades de Gas Asociado**

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
Peso Molecular	22.88
Densidad @ P y T	0.229 lb/ft <sup>3</sup>
Factor de Compresibilidad @ P y T	0.9903
Viscosidad @ P y T	0.013 cP
Poder Calorífico inferior @ P y T	348.000 BTU/lbmol

Fuente: Ecopetrol S.A.

Por otra parte es necesario relacionar las características de la Nafta que se utilizará como diluyente del crudo de la formación T2.

**Tabla 9. Propiedades de la Nafta de Dilución**

<b>PROPIEDADES</b>	<b>VALOR</b>
Punto Inicial de Ebullición	104 °F
Punto Final de Ebullición	250-450 °F
Azufre	0.05-0.15 %w
Corrosión de Cobre	1
API	58-65°
Gravedad Específica	0.72-0.747
Presión de Vapor Reid	7.1 psia

Fuente: Ecopetrol S.A.

**3.1.1.3 Bases de Datos.** A diario un seguimiento es realizado a los pozos del campo Chichimene donde se registra toda la información referente a producción detallada de los fluidos presentes, el tiempo al día en el cual estuvieron activos los pozos, la presión a la entrada de la bomba así como la de cabeza, parámetros de la bomba (voltaje, corriente, frecuencia), nivel dinámico de cada uno de los pozos, gravedad API y BSW que registra la muestra. Todos los datos anteriormente mencionados son requeridos para la realización del modelo de simulación, ya que estos parámetros debe ser ingresados al software con el fin acercar tanto como sea posible los datos simulados con los reales. (Tabla completa ver Anexo 1)

**Tabla 10. Parámetros Requeridos**

POZOS	FRECUENCIA (Hz)	THP (psia)	WHT (°F)	PIP (psia)	TIP (°F)
UIS 2	65	143	150	343	182
UIS 3	45	61	71	440	130
UIS 5	48	58	76	752	184
UIS 7	67	125	127	574	179
UIS 8	50	225	119	752	174
UIS 9	43	150	136	1287	197

Fuente: Ecopetrol S.A.

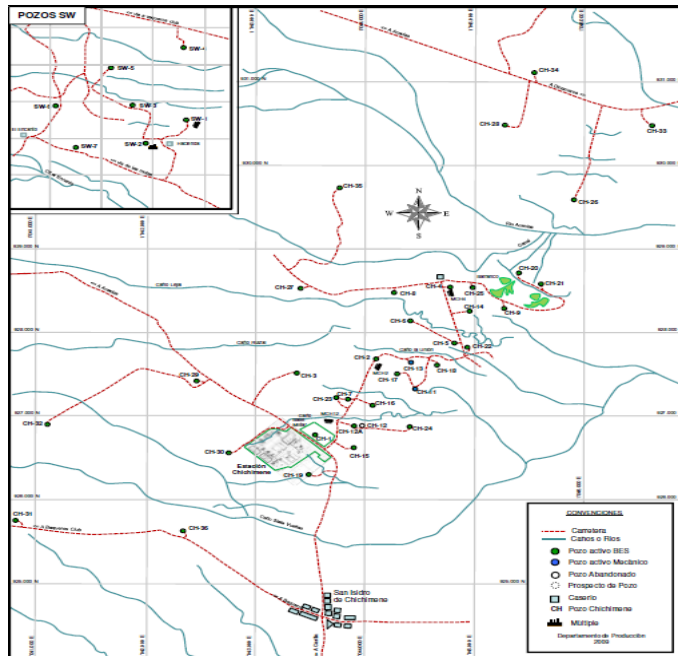
**Tabla 11. Datos Requeridos Para la Realización del Modelo de Simulación.**

POZOS	Wcut (%)	GOR (SCF/STB)	API (°)	Q (Bbl/d)
UIS 2	2.00	12	8.2	935
UIS 3	72	0	9	1898
UIS 5	73	3	9.9	454
UIS 7	4	9	9	870
UIS 8	8.00	0	16.8	913
UIS 9	46	0	9.9	2085

Fuente: Ecopetrol S.A.

**3.1.1.4 Planos de campo.** En los planos de campo es posible hallar información global de las facilidades de superficie hasta llegar a la estación del campo. Contiene la forma en la cual están distribuidas las conexiones entre pozos, líneas de flujo, colectores, manifolds, troncales y la estación. Saber los datos de precisos del comportamiento de las presiones, temperaturas y tipos de flujo en la red, permitirá observar la manera en la que afectara la producción del pozo en el momento de realizar alguna modificación.

**Figura 31. Planos del Campo Chichimene**



Fuente: Ecopetrol S.A.

## **3.2 MONTAJE DE LOS DATOS RECOPIADOS EN EL SOFTWARE ESPECIALIZADO PIPESIM**

Teniendo toda la información recopilada, organizada y realizado el control de calidad se procedió a ingresar la información al Software Especializado de la siguiente manera:

### **3.2.1 Datos del Fluido**

En el modulo Black Oil es posible realizar una caracterización del fluido que produce cada pozo, definiendo para cada uno de ellos su corte de agua, relación gas aceite y la gravedad específica para gas y agua respectivamente.

Contando con los datos de las pruebas PVT realizados a los fluidos provenientes de las unidades productoras T2 y K1, fue posible ingresar datos de viscosidad, así como poder realizar una calibración avanzada de datos en la cual se define el valor del Factor Volumétrico de Formación del Aceite (OFVF) medido a condiciones de presión y temperatura específicas, la saturación del gas, viscosidad del aceite y del gas y el factor de compresibilidad  $Z$  medidos en  $P = P_b$ .

De esta manera se cuenta con un fluido bien definido que permitirá un mejor y más preciso ajuste.

### **3.2.2 Datos del Yacimiento**

El simulador requiere que sean ingresados los valores de presión estática y temperatura de yacimiento, así como el índice de productividad presente. Para este último se cuenta con la posibilidad de definir un modelo de IPR si alguno de ellos modelara el comportamiento actual, los modelos disponibles son Vogel, Fetcovich, Jones entre otros. En caso de contar con una curva de IPR, pueden

ser ingresados los puntos que la comprenden y de esta manera generarla dentro del software.

**3.2.2.1 Ajuste de Índice de Productividad.** Para el ajuste del índice de productividad fue necesario realizar un ajuste de IPR dado que para modelar el comportamiento del crudo extrapesado es necesario encontrar la mejor ecuación de flujo que sea capaz de reproducir este comportamiento. Con el fin de realizar este ajuste fue necesario establecer un caudal máximo de fluidos aportados por el yacimiento, así como una presión de yacimiento promedio, tomada de las pruebas MDT realizadas en la mayoría de los pozos. Con estos datos es posible generar la curva de IPR.

Tomando en cuenta las consideraciones de flujo multifásico presente se tomaron los modelos de Vogel, Gasbarri y por último el modelo T2 desarrollado para el campo Chichimene.

Con el fin de validar estos modelos y contando con información detallada, se realizó un riguroso ajuste con el pozo UIS 3 el cual contaba con un PLT (Production Log Test) el cual fue tomado cuando el pozo presentaba flujo natural, lo cual genera mayor confiabilidad pues reduce los datos del sistema que requieren ser ajustados.

Por medio del software se logró obtener un estimativo del índice de productividad de acuerdo a cada uno de los modelos el cual fue comparado con el obtenido con las pruebas de producción realizadas a los pozos, para de esta manera establecer el que más se ajusta al campo. A continuación se presentan los resultados obtenidos y los respectivos reportes del simulador.

**Tabla 12. Información del Pozo UIS 3**

Presión de Yacimiento (psia)	3230
Temperatura de Yacimiento (°F)	199.8
GOR (scf/STB)	1222
Corte de Agua (%)	3
API (°)	9.8
Pwf @ Qo = 2194 STB/d	2297
ID Tubing (in)	6.276
IP Teórico	2,3

Fuente: Ecopetrol S.A.

Teniendo en cuenta el punto de ajuste fue posible obtener los caudales máximos para cada uno de los modelos

**Tabla 13. Ajuste de Caudales.**

Q MAX V (STB/d)	4841,25208
Q MAX G (STB/d)	7924,59867
Q MAX T2 (STB/d)	7589,36792

Fuente: Autores. PIPESIM

Teniendo los caudales fue posible hallar los caudales a diferentes presiones y con esto generar las curvas de IPR

**Tabla 14. Datos Para Generar las Curvas de IPR**

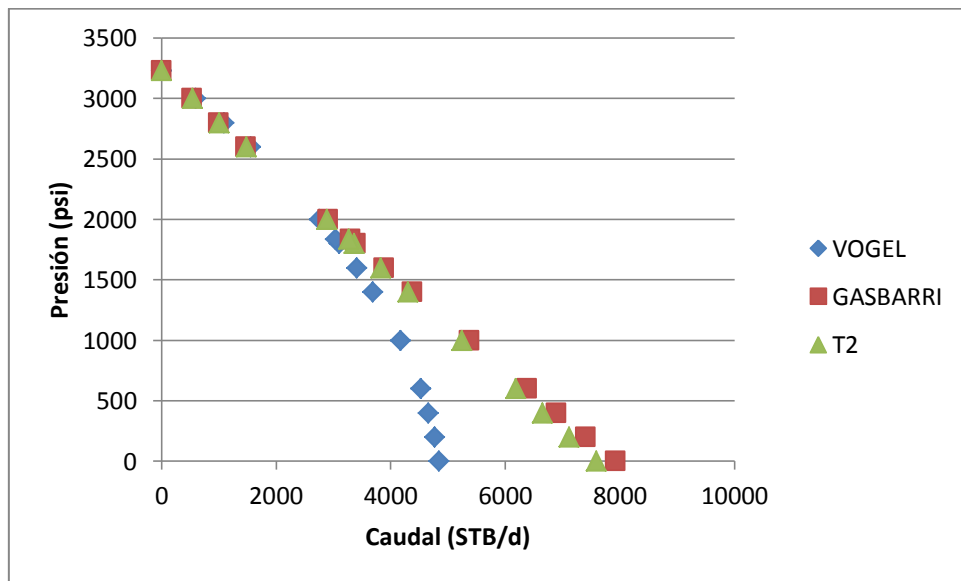
<b>PRESION (psi)</b>	<b>VOGEL Q(STB/d)</b>	<b>GASBARRI Q(STB/d)</b>	<b>T2 Q(STB/d)</b>
3229	2,69739969	2,31004132	2,35221288
3000	600,850281	533,645473	540,965292
2800	1091,4047	1001,4992	1011,29859
2600	1552,2623	1472,90101	1481,56555
2000	2756,65413	2908,39494	2891,96846
1800	3098,72443	3393,98908	3361,97011
1838	3036,01624	3301,45317	3272,6749
1600	3411,0979	3883,1313	3831,90542
1400	3693,77455	4375,8216	4301,7744

PRESION (psi)	VOGEL Q(STB/d)	GASBARRI Q(STB/d)	T2 Q(STB/d)
1000	4170,03737	5371,84645	5241,31337
600	4527,5129	6382,06362	6180,58701
400	4661,70542	6892,49433	6650,12434
200	4766,20112	7406,47313	7119,59533
0	4841	7924	7589

Fuente: Autores. PIPESIM

En la figura 32 se encuentran las curvas de IPR para cada uno de los modelos

**Figura 32. Curvas de IPR**

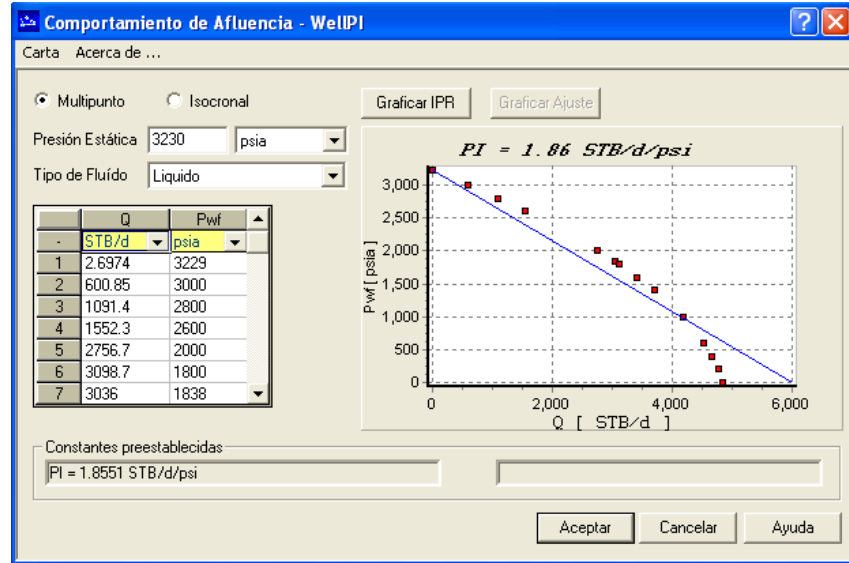


Fuente: Autores

Con los datos de las curvas de IPR fue posible simular cada uno de los comportamientos de los modelos y de este modo validar el ajuste del índice de productividad para el sistema de modo que este modelo demuestre ser representativo para el campo.

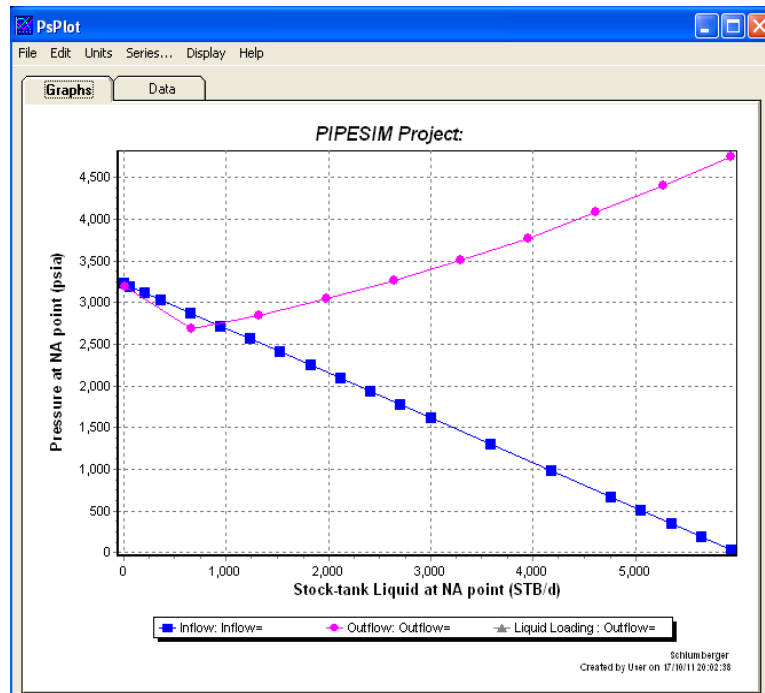
## Prueba con el modelo de Vogel

Figura 33. IP Para el Modelo de Vogel



Fuente: Autores. PIPESIM

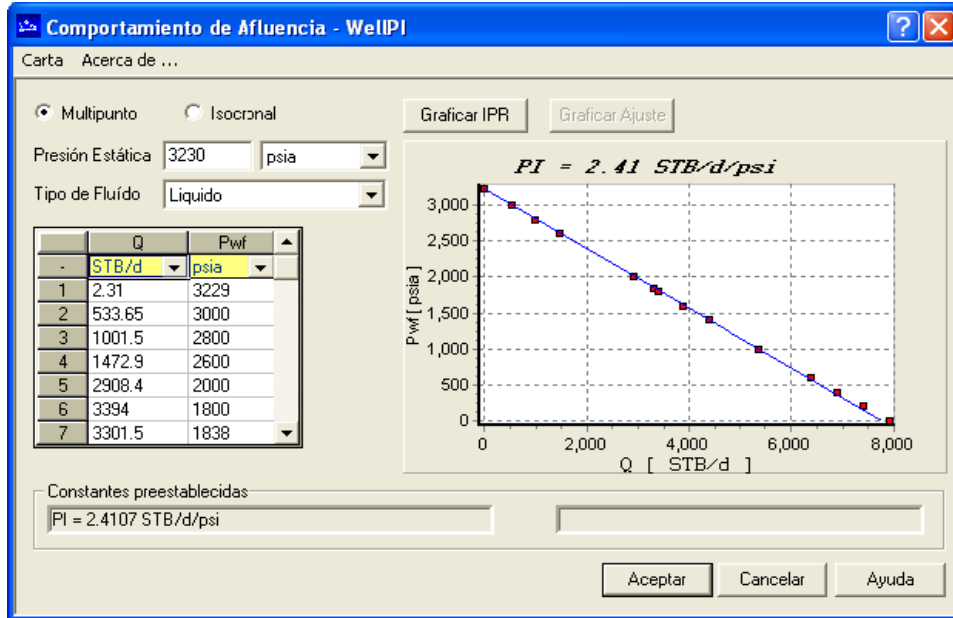
Figura 34. Inflow – Outflow Para el Modelo de Vogel



Fuente: Autores. PIPESIM.

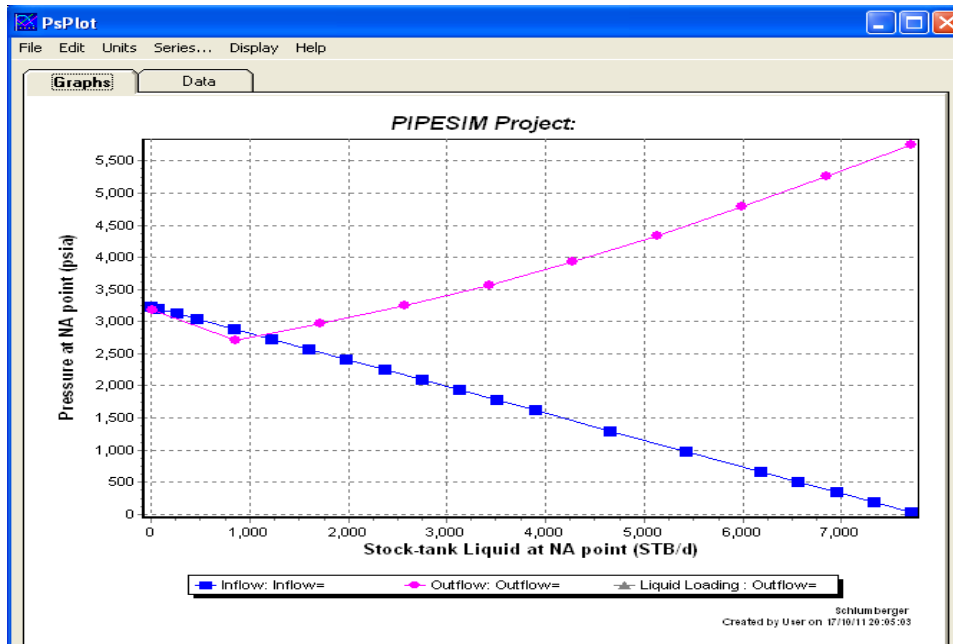
## Prueba con el modelo de Gasbarri

Figura 35. IP Para el Modelo de Gasbarri



Fuente: Autores. PIPESIM.

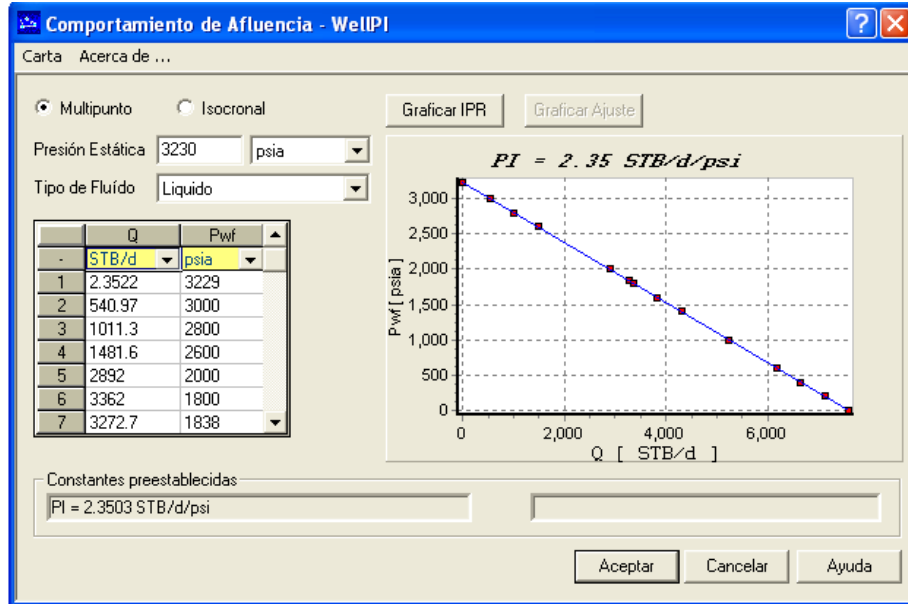
Figura 36. Inflow – Outflow Para el Modelo de Gasbarri



Fuente: Autores. PIPESIM.

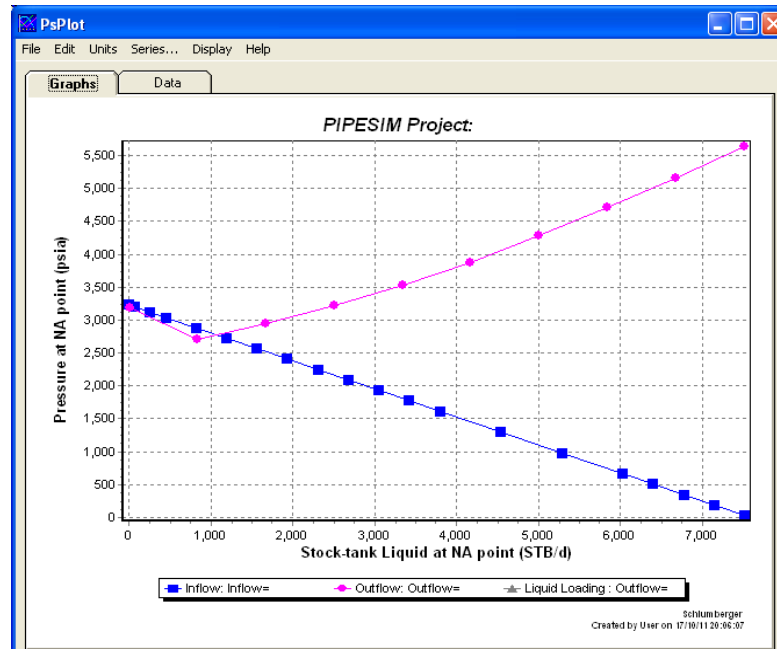
## Prueba con el nuevo modelo desarrollado para T2

Figura 37. IP Para el Modelo Desarrollado Para T2



Fuente: Autores. PIPESIM.

Figura 38. Inflow – Outflow Para el Modelo Desarrollado Para T2



Fuente: Autores. PIPESIM.

Los resultados obtenidos fueron analizados estadísticamente por el método de los mínimos cuadrados con el fin de establecer el margen de error presente para cada uno de los modelos y de esta manera elegir el mejor.

**Tabla 15. Error Presente Para Cada Uno de Los Modelos**

	IP(Bbl/psi)	PWF (Psi)	Q (STB/d)	ERROR (%)
REAL	2,309	2770	1050	0
VOGEL	1,86	2745	920	3,78133205
GASBARRI	2,41	2779	1080	0,1913352
T2	2,35	2773	1060	0,0315297

Fuente: Autores. PIPESIM.

De acuerdo con la anterior tabla se puede observar que el método con el error más pequeño y por ende el que mejor representa el aporte de fluidos del yacimiento es el modelo desarrollado para la unidad T2 el cual será usado posteriormente para el modelamiento de los pozos.

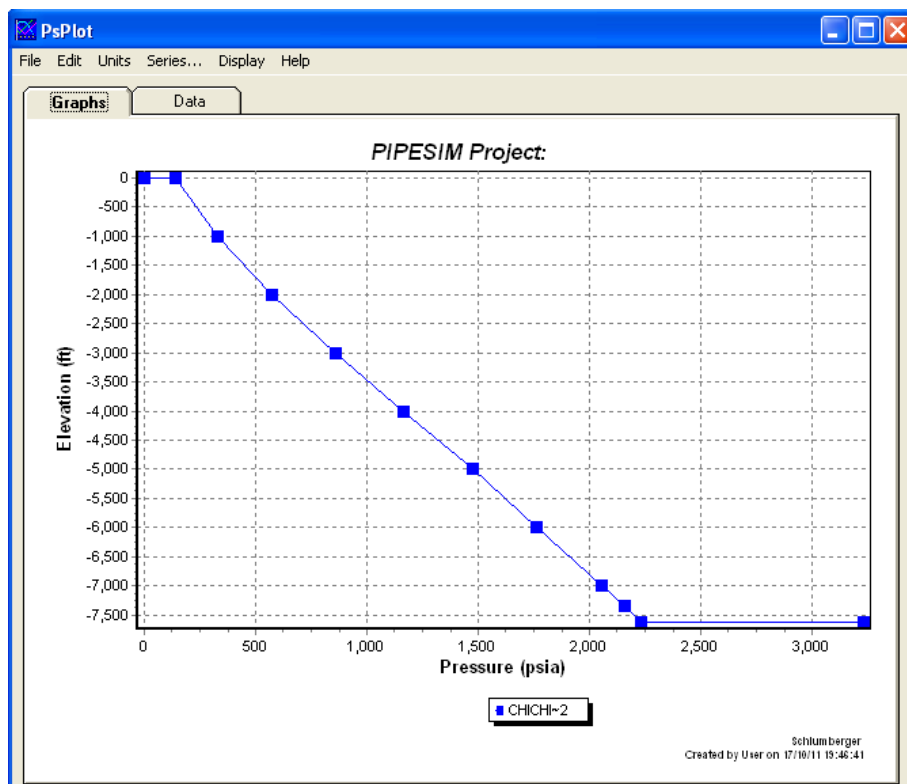
### 3.2.3 Datos del Completamiento

El modelo de pozo se realizó de manera tal que fuera posible realizar análisis nodal en los puntos más importantes y críticos del sistema como son en fondo de pozo, a la entrada de la bomba y en cabeza de pozo. Para cada una de las tuberías se definió su longitud, perfil geotérmico, diámetros de tubing y casing presentes y el equipo de sistema de levantamiento artificial presente.

Para cada una de las bombas se ingresaron sus datos correspondientes, la profundidad de asentamiento, la curva de la bomba y sus rangos óptimos de operación, la velocidad a la que opera y el número de etapas. En caso de que estuviera presente, el separador de gas fue tenido en cuenta con una eficiencia del 90% en promedio.

**3.2.3.1 Ajuste de Correlaciones de Flujo.** Para realizar el ajuste de las correlaciones de flujo de igual manera se trabajo con el pozo UIS 3. En donde teniendo los datos cargados, incluyendo el PLT, se realiza una sensibilidad de las diferentes correlaciones que nos ofrece el programa, con lo que se busca observar cuál de estas, representa el comportamiento actual del pozo, resaltando la presión de yacimiento, nivel de fluido y presión en cabeza para un caudal estimado.

**Figura 39. Corrida en el Simulador del Pozo UIS 3**



Fuente: Autores. PIPESIM.

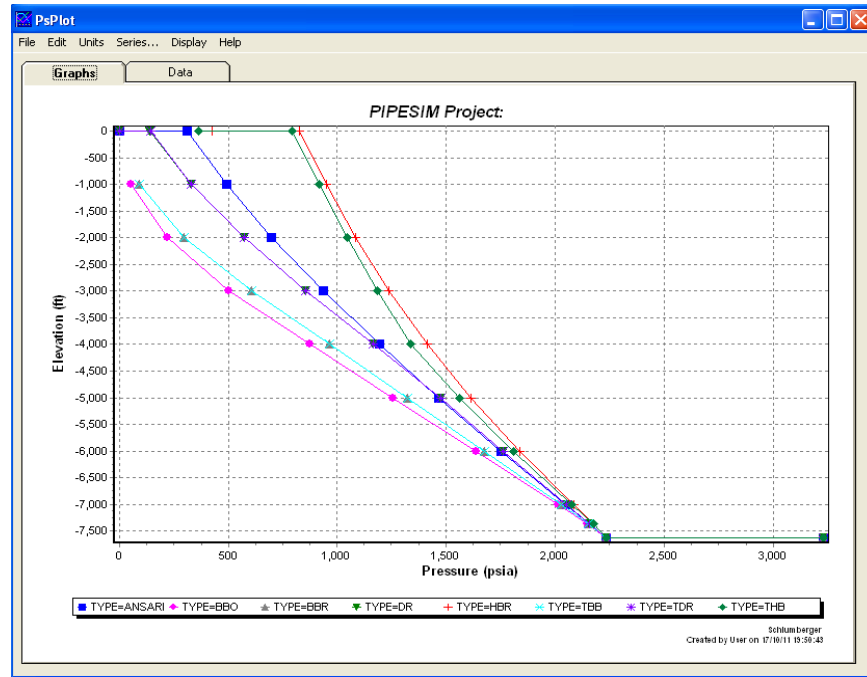
**Tabla 16. Datos de la Corrida de Simulación.**

	Pressure (psia)	Elevation (ft)	C	D	E	F	G	H
3	3230.0001	-7625.0000						
4	2231.7392	-7625.0000						
5	2231.7392	-7625.0000						
6	2155.1942	-7353.0000						
7	2052.3249	-7000.0000						
8	1762.3368	-6000.0000						
9	1473.2110	-5000.0000						
10	1166.4063	-4000.0000						
11	857.4154	-3000.0000						
12	575.2601	-2000.0000						
13	332.1117	-1000.0000						
14	142.1886	0.0000						
15	1.4700	0.0000						
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								

Fuente: Autores. PIPESIM.

Para la Troncal T2 la correlación que mejor representa el comportamiento del sistema en el flujo vertical es DUNS & ROS de TULSA; y para el flujo horizontal DUKLER, AGA & FLANAGAN.

**Figura 40. Perfil de Sensibilidad de Correlaciones de Flujo**



Fuente: Autores. PIPESIM.

En la tabla a continuación se observan los resultados numéricos de la sensibilización realizada a las correlaciones, corroborando los datos obtenidos (DUNS & ROS de TULSA para flujo horizontal y DUKLER, AGA & FLANAGAN para flujo vertical).

**Figura 41. Reporte de Datos Sensibilización de Correlaciones de Flujo.**

	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Q
	TYPE=HBR	TYPE=HBR	TYPE=TBB	TYPE=TBB	TYPE=TDR	TYPE=TDR	TYPE=THB	TYPE=THB	
3	3230.0001	-7625.0000	3230.0001	-7625.0000	3230.0001	-7625.0000	3230.0001	-7625.0000	
4	2231.7392	-7625.0000	2231.7392	-7625.0000	2231.7392	-7625.0000	2231.7392	-7625.0000	
5	2231.7392	-7625.0000	2231.7392	-7625.0000	2231.7392	-7625.0000	2231.7392	-7625.0000	
6	2174.4989	-7353.0000	2152.3301	-7353.0000	2155.1942	-7353.0000	2174.4988	-7353.0000	
7	2083.3945	-7000.0000	2028.9020	-7000.0000	2052.3249	-7000.0000	2077.4449	-7000.0000	
8	1837.9818	-6000.0000	1676.8802	-6000.0000	1762.3368	-6000.0000	1810.9806	-6000.0000	
9	1613.3975	-5000.0000	1321.7455	-5000.0000	1473.2110	-5000.0000	1559.6707	-5000.0000	
10	1411.8649	-4000.0000	964.1391	-4000.0000	1166.4063	-4000.0000	1335.2167	-4000.0000	
11	1234.8923	-3000.0000	605.0828	-3000.0000	857.4154	-3000.0000	1185.1030	-3000.0000	
12	1083.2465	-2000.0000	298.7837	-2000.0000	575.2601	-2000.0000	1046.9039	-2000.0000	
13	952.0656	-1000.0000	93.5471	-1000.0000	332.1117	-1000.0000	918.4037	-1000.0000	
14	826.5187	0.0000			142.1886	0.0000	794.4039	0.0000	
15	427.0095	0.0000			1.4700	0.0000	362.4728	0.0000	
16									
17									
18									

Fuente: Autores. PIPESIM.

**3.2.3.2 Ajuste del Sistema de Levantamiento.** La información suministrada, fue cargada al software, incluyendo todos los datos de la bomba utilizada (Fabricante, Tipo, Número de Etapas, Presión de Succión y Frecuencia), con lo que se busco ajustar la presión de succión de la bomba y la presión en cabeza de pozo, con el fin de obtener mediante este ajuste el caudal esperado. Es posible con este ajuste determinar el factor de carga que está manejando la bomba como único criterio de ajuste.

**Figura 42. Selección de BES en el Sistema de Levantamiento Artificial**

The screenshot shows a software dialog box titled "Selección de BES". It has four tabs: "Datos de BES/Bomba/Compresor", "Tabla de Comportamiento", "Curvas Estándar", and "Curvas de Velocidad Variable". The "Datos de BES/Bomba/Compresor" tab is selected. Inside this tab, there is a section "Seleccionar Datos Base" with three radio buttons: "BES" (selected), "Bomba", and "Compresor". Below this are two dropdown menus: "Fabricante" (set to "Centriflit") and "Modelo" (set to "P23"), along with a button "Seleccionar Avanzado...". There is also a section for "Datos de Diseño" with three input fields: "Velocidad" (55 hz), "Etapas" (123), and "Factor de Carga" (0.5136 fracción). Below that is a section "Opción de Cálculos" with two checkboxes: "Corrección por Viscosidad" (unchecked) and "Separador de Gas Presente" (unchecked), and an input field for "Eficiencia del Separador (%)" (100). At the bottom of the dialog are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: Autores. PIPESIM.

### 3.2.4 Datos de Líneas de Flujo

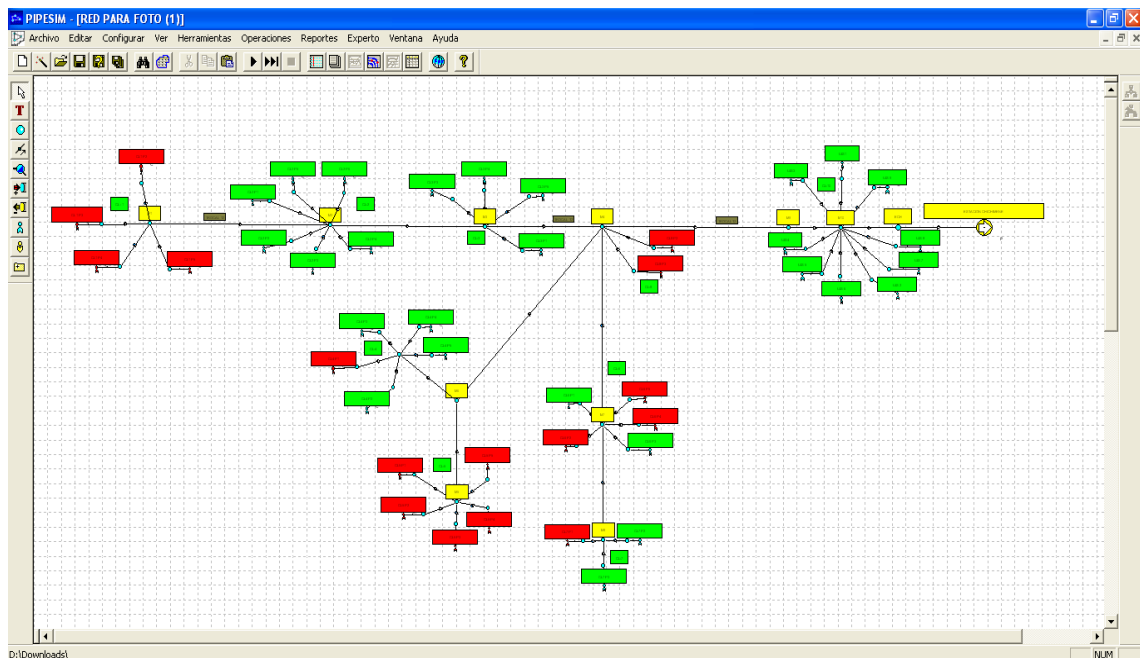
Para el ingreso de datos de líneas de flujo es necesario contar con datos de distancias horizontales, la elevación a la que se encuentra ubicada ya que en algunos casos pueden estar enterradas), en diámetro interno, su espesor y la temperatura a la que se encuentra.

El perfil geotérmico con de la línea también puede ser ingresado esto con el fin de tener en cuenta las pérdidas de calor que se pueden generar por la exposición al medio ya sea cuando se encuentra en el aire o enterradas. Es posible definir una presión o caudal de llegada para poder analizar de una mejor manera como afectan las modificaciones realizadas y tener un punto final para el análisis nodal.

**3.2.4.1 Ajuste del Sistema de Recolección.** El ajuste de la red se logro contando con las presiones en los puntos críticos del sistema como los son en cabeza de pozo, colectores y múltiples. Para esto fue necesario ajustar dicha red con datos reales del campo como lo son los perfiles de temperatura del sistema, las correlaciones de flujo multifásico utilizadas y debidamente ajustadas anteriormente, la presión en cabeza, entre otros. Este ajuste se logro cuando la presión simulada por el software, arrojo datos muy similares a la presión en tiempo real del sistema.

Dicho ajuste también fue realizado llevando el fluido hasta la estación del campo con el fin de reproducir el comportamiento actual del sistema de recolección de la troncal T2 y así obtener una optimización real de la producción del cluster, el cual será objeto de estudio más adelante.

**Figura 43. Sistema de Recolección**



Fuente: Autores. PIPESIM

### **3.3 SELECCIÓN DEL CLUSTER**

El campo Chichimene como ha sido anteriormente mencionado cuenta con dos troncales las cuales transportan tipo de fluido diferente donde la troncal T2 transporta crudo extrapesado y la troncal K1 – K2 transporta crudo pesado.

Siendo consecuentes con la finalidad de este proyecto se seleccionara en un principio la troncal T2 como objeto de estudio. Esta troncal cuenta con 44 pozos los cuales fueron simulados de acuerdo a la información provista por Ecopetrol S.A.

Uno de los criterios más importantes para esta selección, es la información con la cual se cuenta para el desarrollo de este estudio, dado que entre mayor sea la cantidad, será posible contar con un bajo nivel de incertidumbre; por lo cual es de gran importancia tener en cuenta que a los pozos que conformen el cluster haya sido realizado un número de pruebas razonable.

A continuación se encuentra la tabla 17 en la cual es posible encontrar la cantidad de información disponible por pozo y a su vez por cluster.

Tabla 17. Información Requerida.

INFORMACIÓN REQUERIDA							
	POZOS	Pruebas Producción	Información Petrofísica	PVT Fluido	Estados Mecánicos	PLT	MDT
CL 1- M1	CL 1 P2	x	x		x		X
	CL 1 P3		X	X	X		
	CL 1 P4		X		X		X
	CL 1 P5	X	X	X	X		X
CL 2- M2	CL 2 P1	x	x	X	x		X
	CL 2 P2	X	X	X	X		X
	CL 2 P3		X		X		
	CL 2 P4	X	X		X		
	CL 2 P5		X		X		
	CL 2 P6	X	X	X	X		
CL 3- M3	CL 3 P1		X	X	X		X
	CL 3 P3	X	X	X	X		X
	CL 3 P4	X	X		X		
	CL 3 P5		X		X		
CL 4	CL 4 P1		X	X	X		
	CL 4 P2	X	X		X		
	CL 4 P3	X	X	X	X		
	CL 4 P4	x	x		x		
	CL 4 P5	x	x	X	x		
CL 5- M5	CL 5 P1		X	X	X		X
	CL 5 P2		X		X		
	CL 5 P3	X	X		X		X
	CL 5 P4	X	x		x		
	CL 5 P5	X	X	X	X		
CL 6- M7	CL 6 P1	X	X		X		X
	CL 6 P2		X		X		X
	CL 6 P3	X	X	X	X		
	CL 6 P4	X	X	X	X		
	CL 6 P5	X	X		X		
CL 7- M8	CL 7 P1		X		X		
	CL 7 P2		X	X	X		X
	CL 7 P3	X	X		X		
CL 8- M4	CL 8 P2		X		X		
	CL 8 P3	X	X		X		
CL 10- M10	UIS 1	X	X	X	X		X
	UIS 2	x	x	X	x		X
	UIS 3	X	X	X	X		X
	UIS 4		X	X	X		X
	UIS 5	X	X	X	X	X	X
	UIS 6	X	X	X	X		X
	UIS 7	X	X	X	X	X	X
	UIS 8	X	X	X	X		X
	UIS 9	X	X	X	X		X

Fuente: Autores. Ecopetrol S.A.

Adicional a esto, otros factores influyen en el momento de la selección de los pozos candidatos a ser optimizados como:

- **Producción al punto de burbuja**

Este es un parámetro de vital importancia puesto que para evitar el manejo de gas libre a través de una bomba electro-sumergible es necesario seleccionar una presión de succión de la bomba sobre el punto de burbuja. Evidenciando este hecho, la profundidad de asentamiento de la bomba está en función de la presión de succión, donde se considera importante tener un factor de seguridad de al menos 200 psi sobre la presión de burbuja para evitar que la bomba cavite.

- **Relación Gas - Petróleo**

El sistema electrosumergible puede ser afectado por la presencia de gas libre, ya que puede ocasionar cavitación o baja eficiencia de la bomba, por lo cual en algunos casos sería necesaria la utilización de un separador de gas; por lo cual puede ser un factor a tomar en cuenta al seleccionar el cluster donde sus pozos tengan la menor cantidad de gas posible.

- **Variación de producción**

Este es un factor a tener en cuenta, ya que la simulación que se realiza es estática por condiciones del simulador; por lo cual es de vital importancia que la fluctuación de la producción no sea muy notoria para de esta manera poder tomar buenas decisiones en el momento de la optimización.

Por todas las condiciones anteriormente mencionadas y el análisis de la información, fue posible escoger el CL 10-M10 debido a que:

Presenta mayor cantidad de información, los contenidos de gas al ser un crudo extrapesado son bajos, no se hace necesario el uso de un separador de gas, el posicionamiento de las bombas es el adecuado manteniendo el factor de seguridad y presenta pocas fluctuaciones o intermitencias en su producción con respecto a los demás.

## **4. OPTIMIZACIÓN DEL CLUSTER DEL CAMPO CHICHIMENE**

Para la optimización de un cluster del campo Chichimene es posible plantear diversas alternativas encaminadas a incrementar la producción de los pozos y que este aumento resulte significativo para el campo como tal. Para cada uno de los posibles escenarios es importante tener en cuenta el impacto en la economía del campo con el fin de justificar la viabilidad de los posibles cambios; lo cual será discutido en el siguiente capítulo.

La unidad T2 al producir crudo extrapesado presenta varios asuntos críticos e importantes que pueden ser planteados como alternativas de optimización entre los cuales se puede encontrar:

### **4.1 DILUCIÓN EN FONDO**

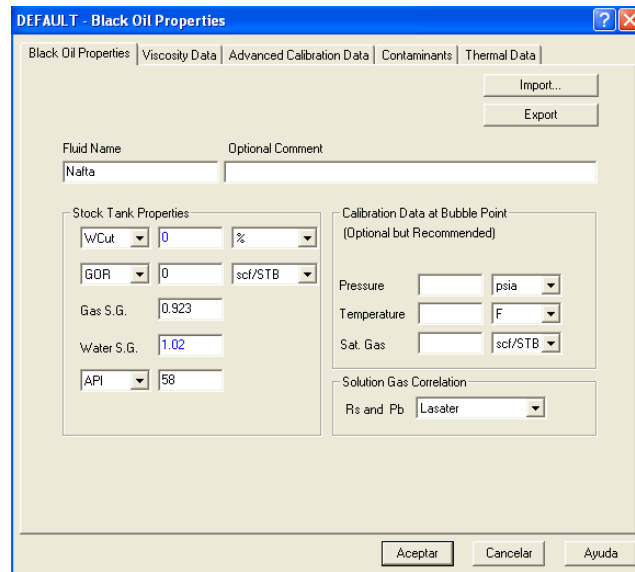
Para la dilución en fondo se debe trabajar con un fluido black oil ya que el sistema de inyección permite trabajar con dicho modelo para cada fluido en este caso el diluyente.

#### **Propiedades de los fluidos**

Las composiciones de los fluidos fueron obtenidas a través de pruebas de laboratorio con las cuales se realizaran las simulaciones con las condiciones de dilución en fondo de pozo, tanto para el crudo como para la nafta a utilizar.

Ya definido el PVT del fluido a utilizar, se cargo en el Software los componentes puros y sus respectivas fracciones molares en porcentajes respectivamente.

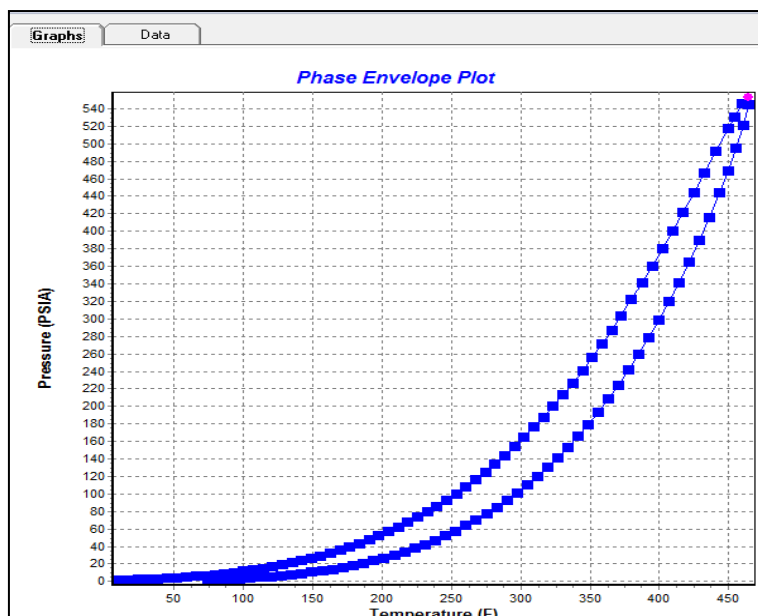
**Figura 44. Nafta Cargada en el Simulador.**



Fuente: Autores. PIPESIM.

Se realiza la grafica del diagrama de fases correspondiente a la nafta cargado anteriormente y se compara con el generado en el laboratorio, para este caso el diagrama de fases arrojado por el software fue el siguiente, esto con el fin de corroborar que la nafta inyectada a las condiciones de presión y temperatura se encuentre en estado liquido, para asegurar de esta manera una mayor eficiencia en la dilución.

**Figura 45. Diagrama de la Nafta**



Fuente: Autores. PIPESIM.

La energía de levantamiento y recolección es suministrada por el yacimiento y por la bomba de subsuelo. En el caso de la bomba su consumo de energía depende principalmente de la resistencia al flujo desde el pozo hasta el separador. Con el propósito de evaluar alternativas de optimización del sistema de producción, se requirió calcular el perfil de presiones a lo largo de la línea de producción en el pozo.

Para realizar este cálculo fue necesario conocer las propiedades PVT de los fluidos y fundamentalmente la viscosidad, la cual aumenta con la presencia de emulsiones directas W/O<sup>31</sup>.

Se debe tener en cuenta que a presiones mayores a la presión de burbuja y contenidos de agua menores al punto de inversión de fases, conociéndose como punto de inversión de fases al contenido de agua necesaria con la que la emulsión

<sup>31</sup> GARCÍA, Cesar. Alternativas Para La Recolección de Crudo Extrapesado.

de gotas de agua dispersas en aceite w/o, se rompe e invierte y a partir de la cual el aceite tiende a dispersarse en el agua y formar una emulsión O/W, el crudo se desplaza con agua dispersa y con todo el gas disuelto. Si la presión cae por debajo del punto de burbuja, aparece una capa de gas y se mantiene una cantidad de gas disuelto, dependiendo de su solubilidad en el crudo. Cuando el contenido de agua supera el punto el punto de inversión de fases, el crudo tiende a dispersarse en el agua. Finalmente si el contenido de agua es mayor al punto de inversión de fases y la presión es menor al punto de burbuja, el flujo tiene gas y agua libre.

Para esto se realizaron estudios de viscosidad de emulsiones directas W/O para el crudo extra pesado de Chichimene para diferentes cortes de agua y diferentes temperaturas, antes del punto de inversión que esta alrededor del 40%. A partir de los resultados obtenidos se seleccionaron y se ajustaron por medio del software mediante la ecuación de Woelflin para el cálculo de la viscosidad de la emulsión.

## **ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS**

A continuación se presenta la información requerida para la realización del análisis de optimización de cada uno de los pozos, adicionalmente cada pozo tendrá una grafica del consumo de energía actual, de la eficiencia de la bomba, de la presión en cabeza que cada uno de ellos presenta.

Por otra parte también se muestra el corte de agua de cada uno de los pozos y como estos influyen durante la dilución en fondo.

La siguiente tabla muestra algunos parámetros de cada uno de los pozos del cluster CL10-M10 del campo Chichimen, indispensables para la realización del modelo de simulación y por consiguiente para la comparación posterior con los diferentes escenarios planteados más adelante.

**Tabla 18. Parámetros de Los Pozos del Cluster CL 10- M10 del Campo Chichimene.**

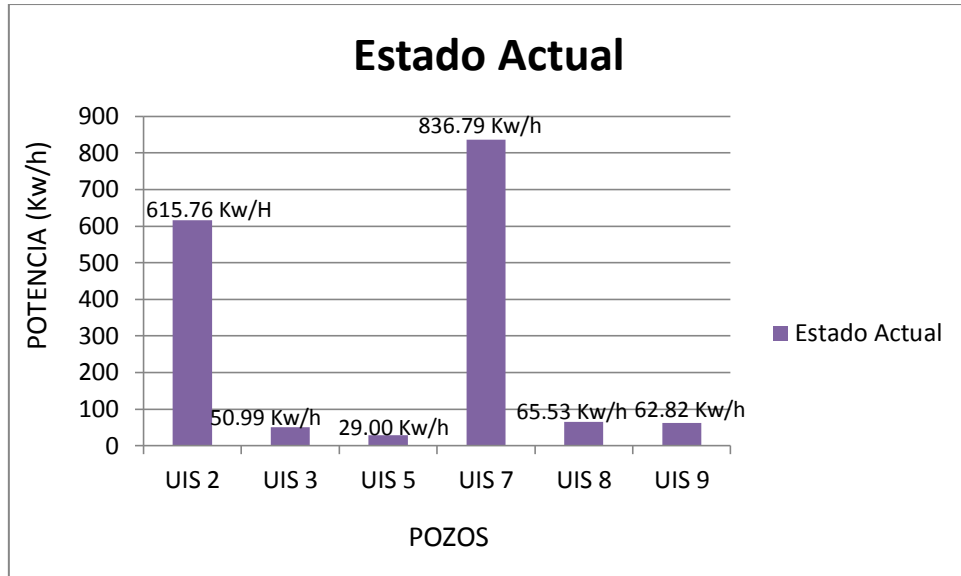
<b>PROPIEDADES</b>	<b>UIS 2</b>	<b>UIS 3</b>	<b>UIS 5</b>	<b>UIS 7</b>	<b>UIS 8</b>	<b>UIS 9</b>
Tyac (°F)	184	184	184	184	174	184
Pyac (psia)	3115	3031	2976	3254	3133	3149
Frecuencia (Hz)	65	45	48	67	50	43
THP (psi)	143	61	58	125	225	150
WHT (°F)	150	71	76	127	119	136
PIP (psi)	343	440	752	574	752	1287
TIP (°F)	182	130	184	179	174	197
Wcut (%)	2	72	73	4	8	46
GOR (SCF/STB)	12	0	3	9	0	0
API (°)	8.2	9	9.9	9	16.8	9.9
Q (Bbl/d)	935	1898	454	870	1898	2085

Fuente: Autores. Ecopetrol S.A.

Resaltando como parámetros importantes la presión en cabeza (THP (psi)), el corte de agua de cada pozo, debido a que estos son nuestro punto de comparación en el análisis a realizar.

Adicionalmente la figura 46 presenta la potencia requerida por cada una de las bombas de los diferentes pozos del Cluster CL10- M10, la cual será punto de partida para optimizar la energía posteriormente.

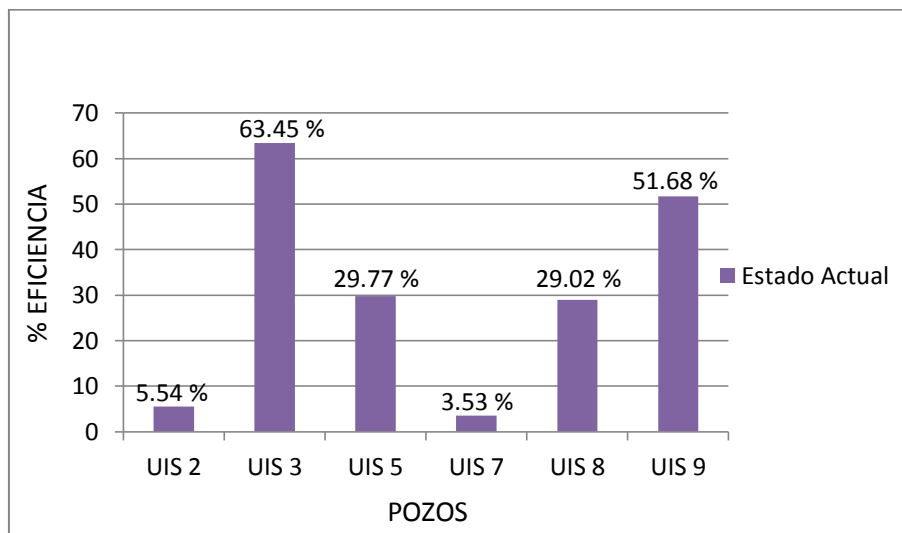
**Figura 46. Consumo Actual de Potencia**



Fuente: Autores. PIPESIM.

La figura 47 representa la eficiencia actual que las bombas de los pozos del Cluster CL10-M10.

**Figura 47. Eficiencia de la Bomba para Cada uno de los Pozos**



Fuente: Autores. PIPESIM.

Una vez realizado este análisis se determinó que la dilución en fondo teniendo como diluyente nafta, es satisfactorio el proceso siempre y cuando los cortes de agua no sean mayores al 40%, asegurando así que la emulsión que hay en fondo es una emulsión directa y de esta manera la viscosidad disminuye considerablemente gracias al diluyente. Por el contrario si los cortes de agua superan el 40% la reducción en la viscosidad no es tan considerable como lo es en el caso anterior, ya que con un corte de agua tan alto se formaría una emulsión inversa O/W y el diluyente no actuaría de manera tan eficaz. Partiendo de este estudio y gracias a la información suministrada se escogieron los pozos UIS 2- UIS 7- UIS 8 para la realización de la dilución con Nafta debido a los cortes de agua tan bajos que estos presentan.

Esta dilución dio como resultados una disminución considerable en la presión de cabeza (THP) ya que la dilución hace que la viscosidad del crudo disminuya considerablemente; aliviando de esta manera el peso de la columna del crudo a levantar y por consiguiente se ve reflejado en la disminución de la presión en cabeza, requerida para levantar dicha columna.

Debido a esto, se hizo necesario en algunos porcentajes de inyección de diluyente modificar la frecuencia, el número de etapas y el factor de carga, ya que la viscosidad disminuye y el crudo gracias a la dilución no tendría una gravedad API tan baja. Por tal razón en algunos casos las bombas utilizadas actualmente se veían afectadas a causa de que el crudo a levantar no era tan pesado como lo era inicialmente, y esto hacía que el proceso con la bomba utilizada en la actualidad se presentara como un proceso ineficiente y poco exitoso.

La tabla 19 presenta la dilución al 0%, 5%, 10%, 15% y 20% de diluyente, y las modificaciones realizadas en los parámetros mencionados anteriormente. Posteriormente la figura 48 representa la disminución de la presión en cabeza por la dilución comparada con el estado actual de cada pozo.

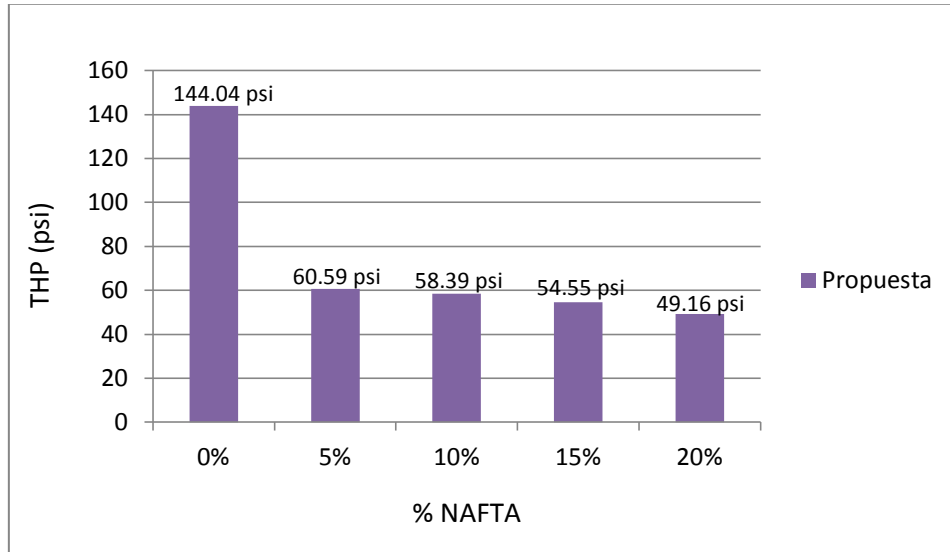
## UIS 2

**Tabla 19. Parámetros Modificados UIS 2.**

% NAFTA	FRECUENCIA (Hz)	No ETAPAS	FACTOR DE CARGA	THP (psi) Simulada
0%	65	154	0.928	143
5%	65	154	0.928	60.69
10%	50	140	0.862	58.39
15%	50	135	0.786	54.55
20%	50	135	0.78	49.17

Fuente: Autores. PIPESIM

**Figura 48. Dilución con Nafta**



Fuente: Autores. PIPESIM.

## UIS 7

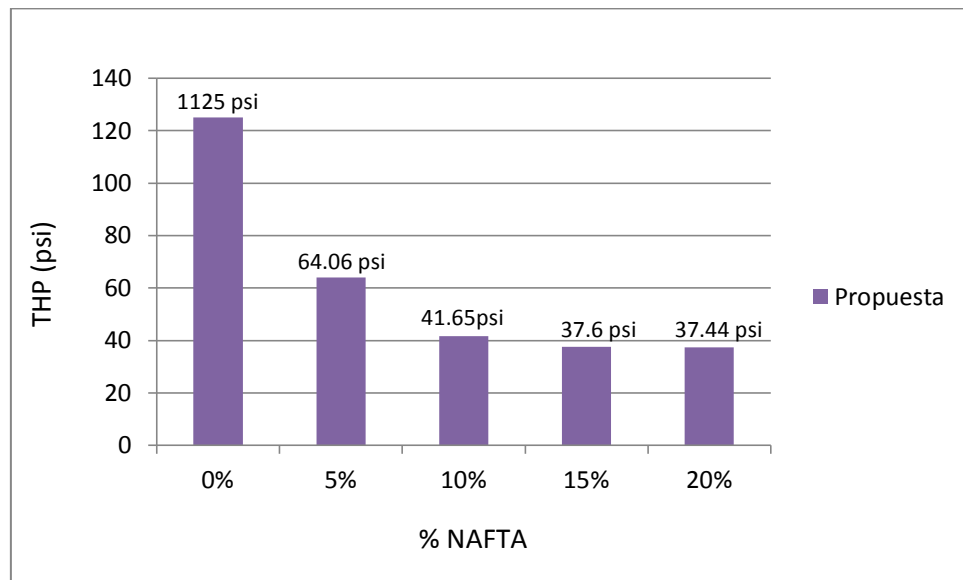
Además de modificar los parámetros mencionados a continuación también se realizó un cambio de bomba para las diluciones del 5%, 10%, 15% y 20%, debido a que la bomba utilizada inicialmente (CENTRILIFT P62), se encontraba sobre dimensionada para las características del fluido una vez inyectada la nafta. La bomba utilizada para estos porcentajes de dilución fue la CENTRILIFT P49.

**Tabla 20. Parámetros Modificados UIS 7.**

% NAFTA	FRECUENCIA (Hz)	No ETAPAS	FACTOR DE CARGA	THP (psi) Simulada
0%	67	155	1	125
5%	67	155	0.95	64.06
10%	67	155	1	41.65
15%	67	155	1.07	37.60
20%	67	155	1.16	37.44

Fuente: Autores. PIPESIM.

**Figura 49. Dilución con Nafta**



Fuente: Autores. PIPESIM.

### UIS 8

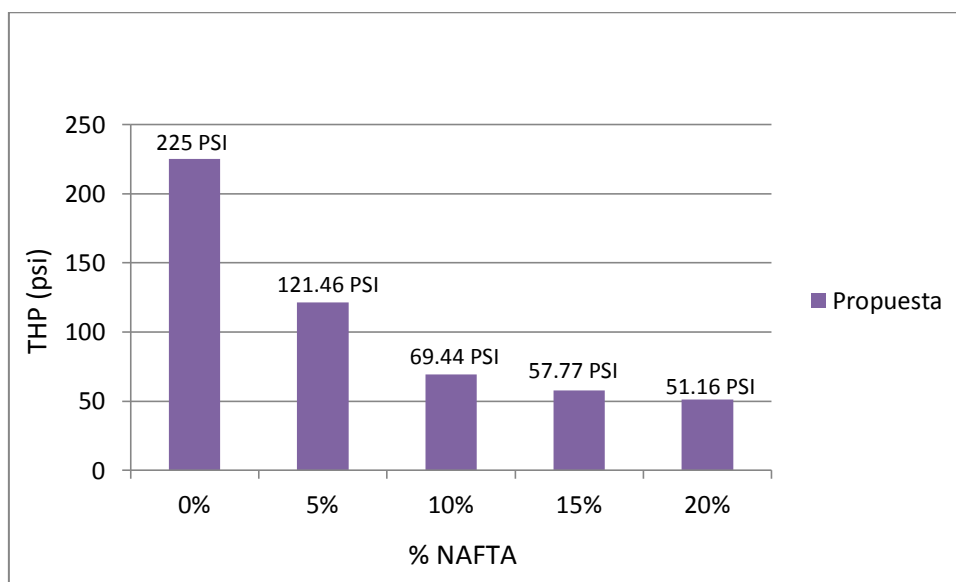
La tabla 22 presenta la dilución al 0%, 5%, 10%, 15% y 20% de diluyente, y las modificaciones realizadas a los parámetros de frecuencia, número de etapas y factor de carga, respectivamente. Posteriormente la grafica 50 representa la disminución de la presión en cabeza por la dilución comparada con el estado actual de cada pozo.

**Tabla 21. Parámetros Modificados UIS 8.**

<b>% NAFTA</b>	<b>FRECUENCIA (Hz)</b>	<b>No ETAPAS</b>	<b>FACTOR DE CARGA</b>	<b>THP (psi) Simulada</b>
0%	50	126	1	225
5%	45	126	1	121.46
10%	45	126	1	69.47
15%	45	123	1.06	57.77
20%	45	124	1.1	51.16

Fuente: Autores. PIPESIM.

**Figura 50. Dilución con Nafta**

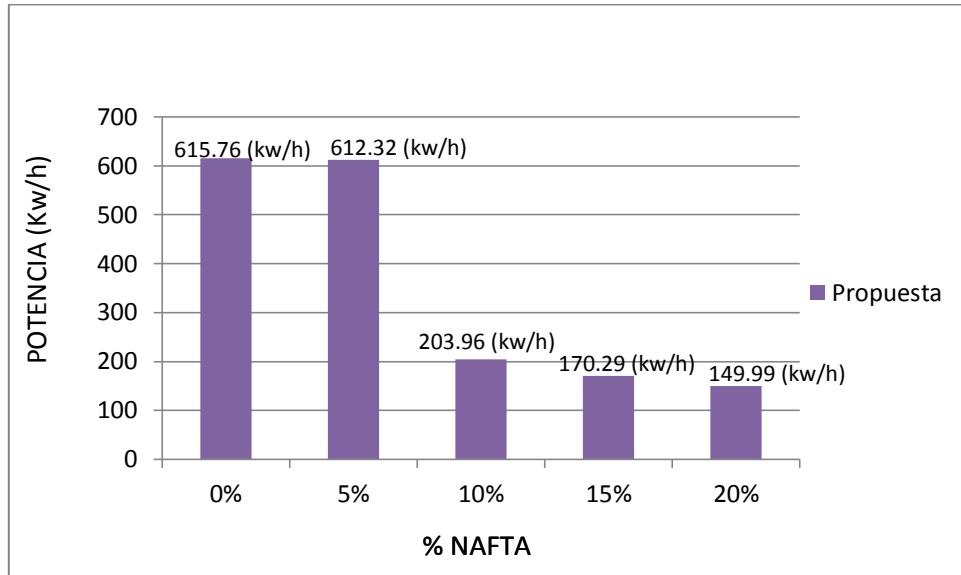


Fuente: Autores. PIPESIM.

Otro parámetro es la potencia de cada una de las bombas la cual disminuye considerablemente debido a que la viscosidad disminuye como se menciona anteriormente y esto hace que el consumo de energía también disminuya. Las figuras 51, 52 y 53 presentan la potencia de la bomba y como disminuye respecto al estado actual, es decir sin dilución.

## UIS 2

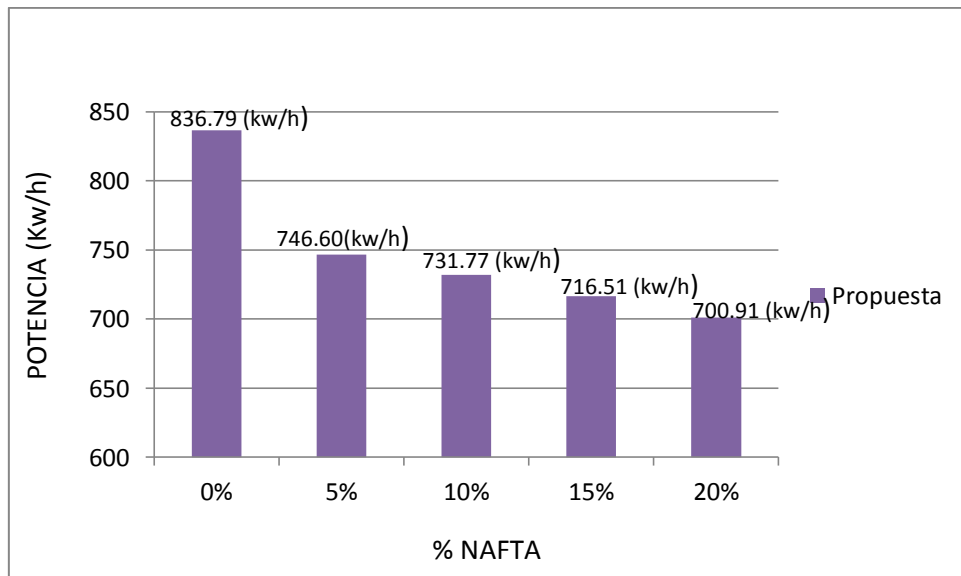
**Figura 51. Potencia Utilizada Por La Bomba.**



Fuente: Autores. PIPESIM

## UIS 7

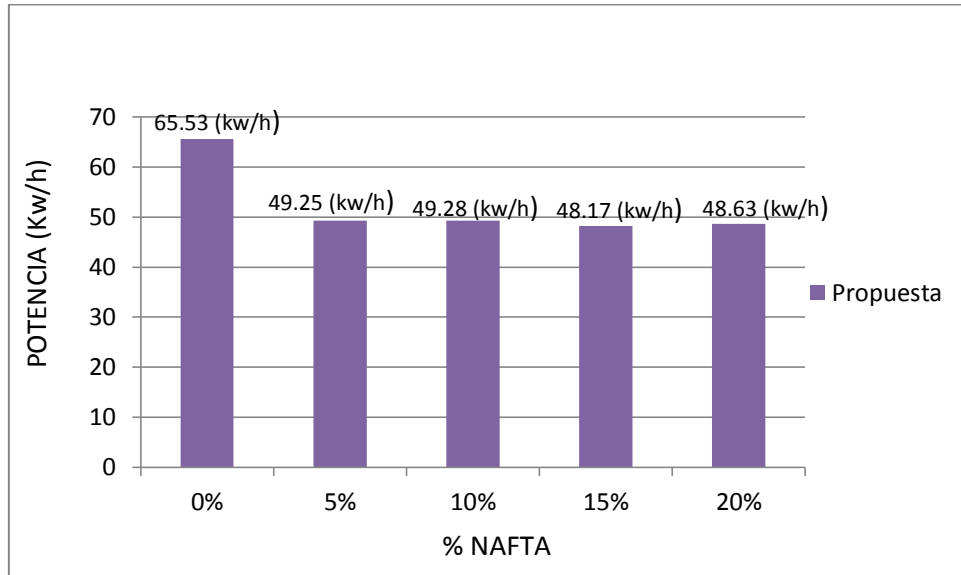
**Figura 52. Potencia Utilizada Por La Bomba.**



Fuente: Autores. PIPESIM

## UIS 8

**Figura 53. Potencia Utilizada Por La Bomba.**

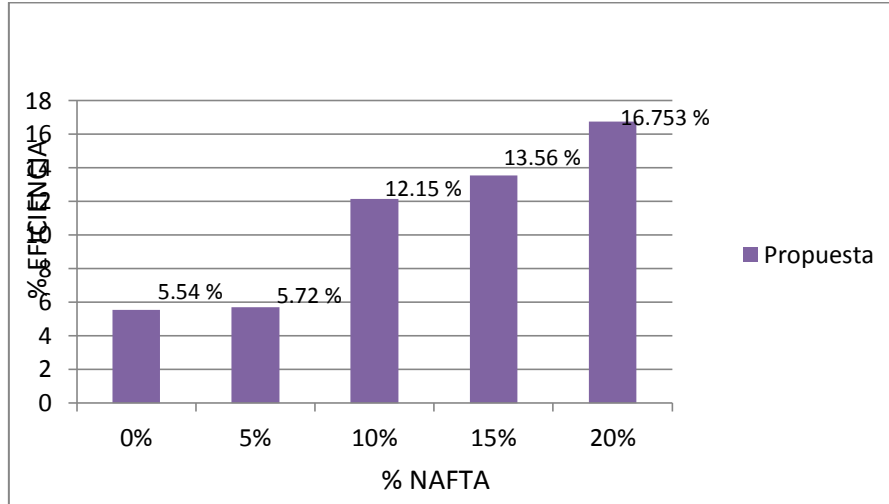


Fuente: Autores. PIPESIM

Posteriormente se puede evidenciar que la eficiencia de la bomba en el proceso realizado del levantamiento del crudo extra pesado con el diluyente aumenta considerablemente, haciendo de esta manera que el proceso realizado sea exitoso en los pozos UIS 2- UIS 7- UIS 8 tal como se observa en las figuras 54, 55 y 56.

UIS 2

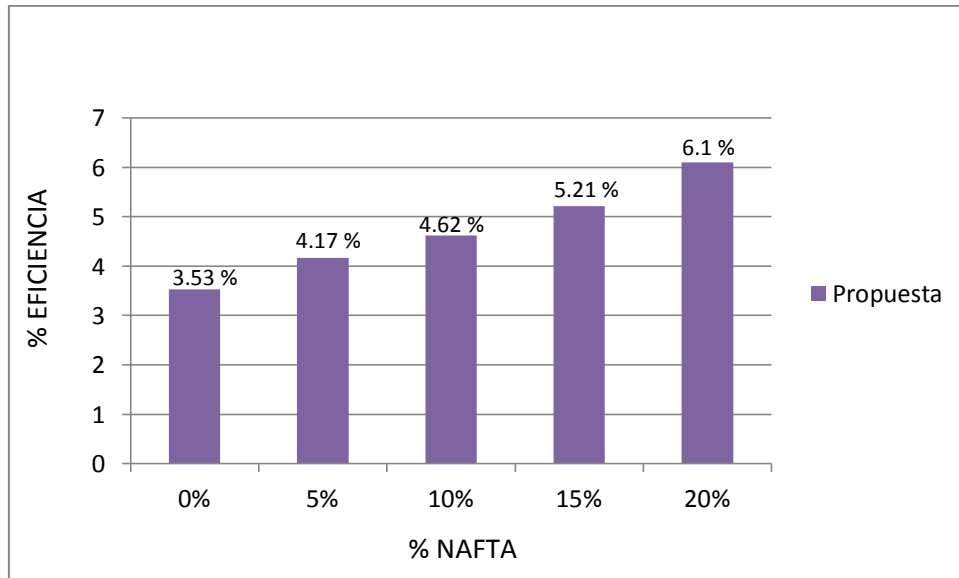
Figura 54. Eficiencia de la Bomba.



Fuente: Autores. PIPESIM.

UIS 7

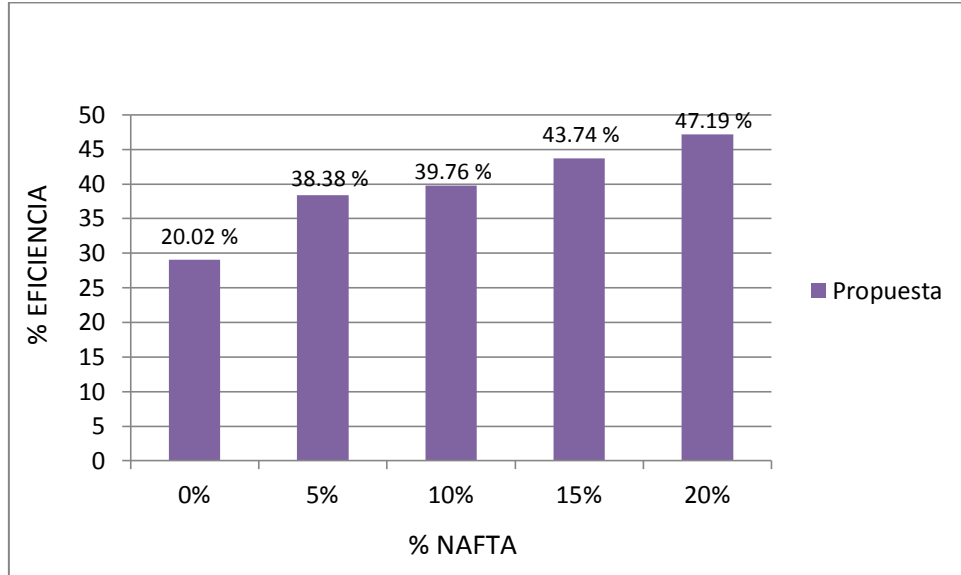
Figura 55. Eficiencia de la Bomba.



Fuente: Autores. PIPESIM.

## UIS 8

**Figura 56. Eficiencia de la Bomba.**



Fuente: Autores. PIPESIM.

### **4.2 ACTIVACION DE LA UNIDAD K1 PARA POZOS CON UN CORTE DE AGUA BAJO**

Como ha sido mencionado en la unidad productora T2 es posible encontrar crudo con gravedades API entre 8 y 9, por su parte las unidades K1 y K2 producen un crudo más liviano con gravedades API entre 18 y 24; además de esto presentan elevados cortes de agua. El objetivo de de la activación de estos estratos es lograr que con los altos cortes de agua el flujo del crudo de la unidad T2 se haga más sencillo, permitiendo levantar el fluido con una mayor facilidad dando como resultado mejores eficiencias del sistema de bombeo electro sumergible presente en los pozos.

En un análisis de sensibilidad realizado para las nuevas condiciones de flujo, donde se incorpora la producción de la unidad K1, varios aspectos importantes fueron analizados; partiendo de la presión en la unidad la cual presenta gran similitud con la unidad T2 dado que la diferencia de presiones entre una y otra comprende en algunos casos diferencias del orden de 100 a 200 psi lo que se refleja en que no exista una gran diferencia entre ellas. El IPR de la formación K1 fue modelado mediante la ecuación de Darcy para flujo monofásico, ya que el caudal producido es esta unidad comprende 100% agua.

La correlación de flujo previamente ajustada por el comportamiento de T2 no tuvo la necesidad de ser cambiada ya que ajustaba con los valores dados de presiones y caudal.

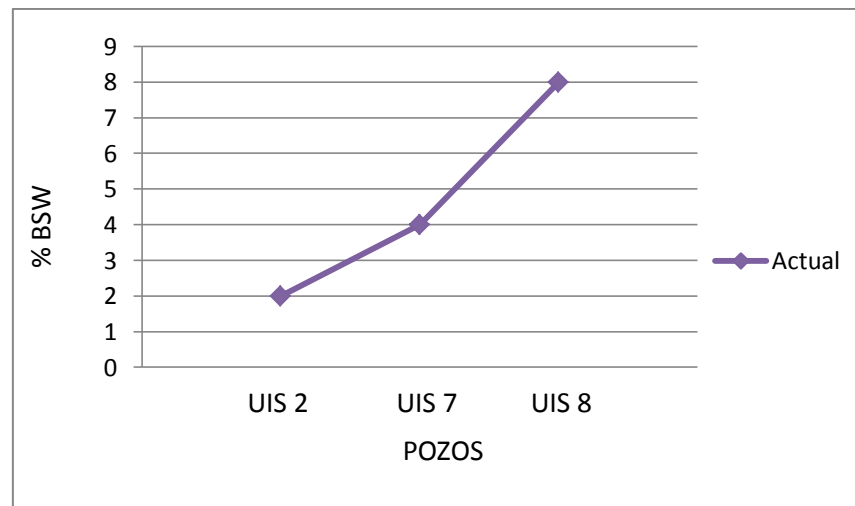
Mediante el software fue posible realizar un análisis de interferencia de una formación con respecto a la otra, y de esta manera poder determinar si el caudal generado por la unidad K1 podría llegar a afectar la producción de T2; pero es de anotar que no genero un cambio y por lo contrario si existían diferencias entre la potencia requerida por la bomba para levantar fluido y la nueva generada por el empuje hidráulico generado con esta modificación.

Analizando las condiciones de cada uno de los pozos obtener resultados favorables para los pozos UIS 2, UIS 7 y UIS 8; los cuales tenían un contenido de agua no superior al 10%. Con la apertura de la formación K1 el contenido de agua aumenta considerablemente en un promedio del 50%, permitiendo de esta manera que la emulsión que se forma entre el crudo y el agua sea una emulsión inversa, favoreciendo la resistencia del fluido; y así, tener que modificar la frecuencia de la bomba utilizada por cada pozo debido a que la emulsión formada no presenta tanta viscosidad como la tendría una emulsión directa, donde el corte de agua fuera inferior al 10% y predominara el crudo extra pesado de la formación.

Como resultados de la activación de la unidad k1 se puede observar el incremento de la eficiencia de la bomba en aproximadamente un 39%. En cuanto a los la potencia requerida para el levantamiento del fluido aumentan debido a que el caudal aumenta por la activación.

Para este estudio fueron sometidos los pozos UIS 2- UIS 7- UIS 8. En la siguiente figura se presenta el estado actual de dichos pozos, en donde el corte de agua no supera el 10%.

**Figura 57. Cortes de Agua Actuales**



Fuente: Autores. PIPESIM.

La activación de K1 da como resultados una disminución considerable en la presión de cabeza (THP), la eficiencia de la bomba aumenta considerablemente en los pozos UIS 2- UIS 7- UIS 8. Todos estos parámetros se ven modificados debido a que el corte de agua aumenta aproximadamente un 60%.

La tabla 22 contiene los cortes de agua obtenidos una vez se haya realizado la activación de K1

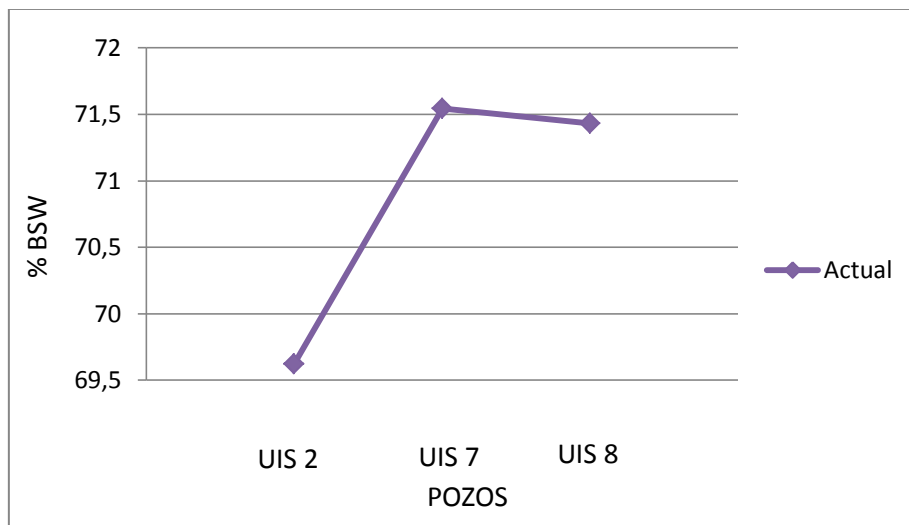
La figura 58 muestra el aumento en el corte de agua de los pozos sometidos a la activación de K1.

**Tabla 22. Porcentaje de Cortes de Agua Actuales y Propuestos**

POZOS	% BSW (actual)	% BSW (activación K1)
UIS 2	2	69.62
UIS 7	4	71.54
UIS 8	8	71.43

Fuente: Autores. PIPESIM.

**Figura 58. Corte de Agua Activando K1**



Fuente: Autores. PIPESIM.

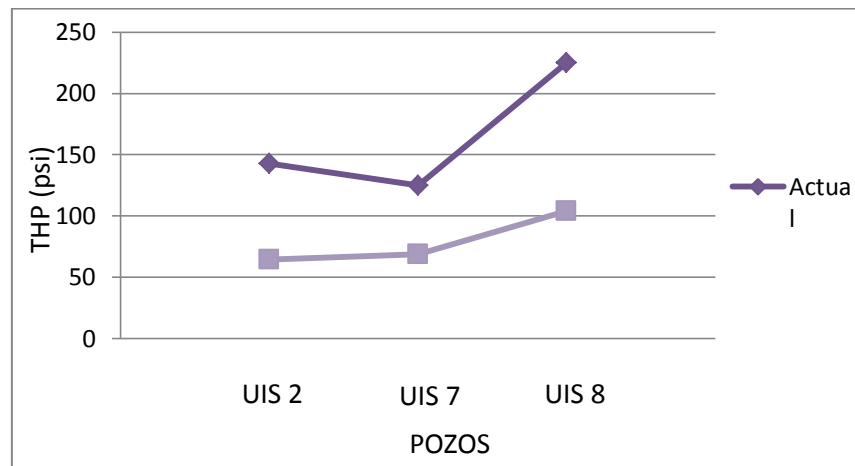
La siguiente tabla presenta la presión actual en cabeza de pozo y como por medio de la activación de K1 esta presión en cabeza disminuye; de esta manera se muestra en la figura 59 el mismo comportamiento mencionado, obteniéndose estos datos de la simulación realizada para este caso de optimización.

**Tabla 23. Presión en Cabeza Actuales y Futuros.**

POZOS	THP (psi) actual	THP (psi) simulada (activación K1)
UIS 2	143	64.3
UIS 7	125	68.66
UIS 8	225	103.92

Fuente: Autores. PIPESIM.

**Figura 59. Presión en Cabeza Actual Y Futura**



Fuente: Autores. PIPESIM.

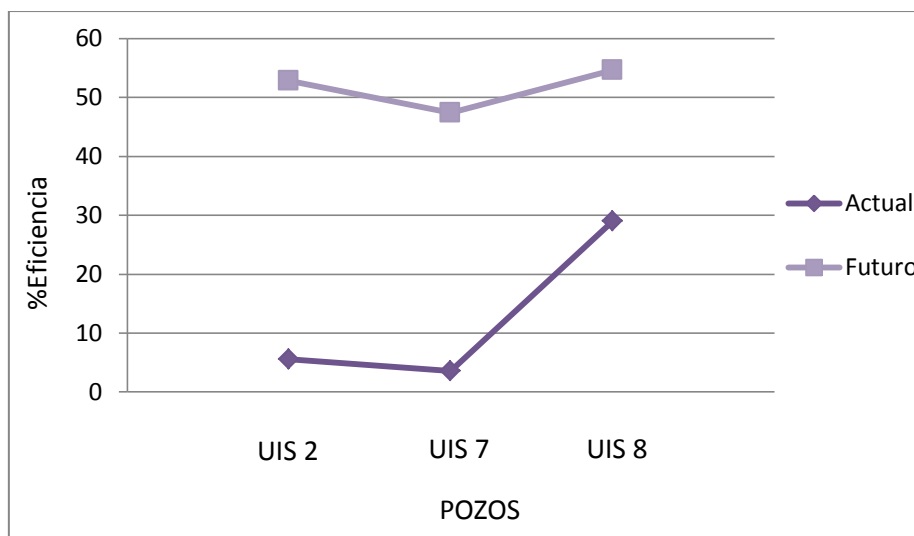
También se puede apreciar en la tabla 24 como la eficiencia de la bomba aumenta, mostrando de esta manera un mejor desempeño por parte de esta, haciendo que el sistema sea aún más eficiente (figura 60).

**Tabla 24. Porcentaje de Eficiencia Actual y Futuro.**

POZOS	% EFICIENCIA actual	% EFICIENCIA simulada (activación K1)
UIS 2	5.54	52.82
UIS 7	3.53	47.39
UIS 8	29.02	54.6

Fuente: Autores. PIPESIM.

**Figura 60. Eficiencia de la Bomba**



Fuente: Autores. PIPESIM.

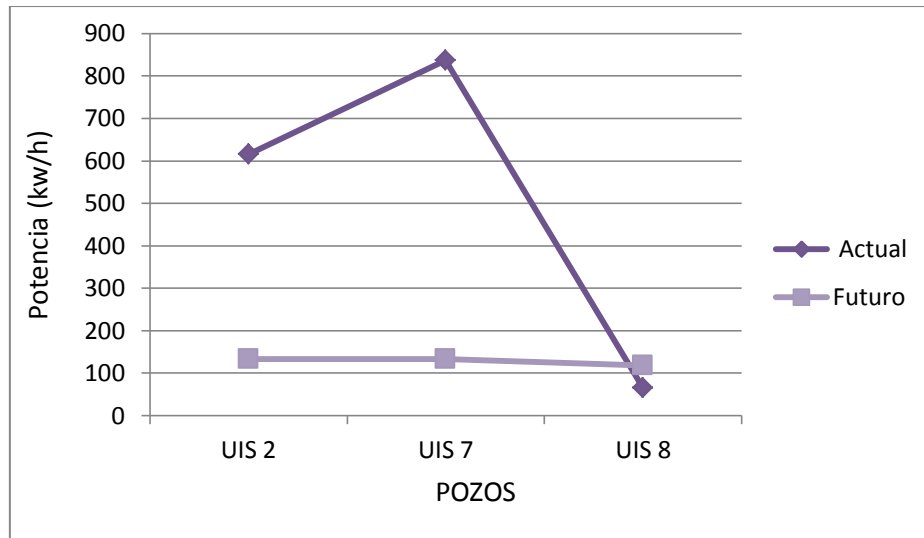
Por otra parte también se observa una disminución considerable en la potencia de la bomba lo cual es favorable debido a que habrá una disminución de la energía requerida. Los datos obtenidos se pueden observar en la tabla 25 y en la figura 61.

**Tabla 25. Potencia Actual y Futura.**

POZOS	POTENCIA (Kw/h) actual	POTENCIA (kw/h) simulada (activación K1)
UIS 2	615.76	132.91
UIS 7	836.78	133.03
UIS 8	65.53	117.92

Fuente: Autores. PIPESIM.

**Figura 61. Potencia Empleada por la Bomba**



Fuente: Autores. PIPESIM.

### **4.3 SENSIBILIZACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Como ha sido anteriormente mencionado el campo Chichimene cuenta con un sistema de levantamiento artificial compuesto por bombeo electro sumergible, donde en cada uno de sus pozos se encuentra instalado un equipo que debe cumplir con los requerimientos de cada uno de los ellos, en los cuales debe tenerse en cuenta para su utilización, si está entre los rangos de caudal que presenta el pozo, dado que si la bomba no se encuentra entre los puntos operativos requerirá mayor cantidad de energía para realizar su trabajo lo que se traduce en pérdidas para la compañía que se encuentra operando el campo.

Adicional a esto, cada uno de los equipos requiere cierta cantidad de energía, la cual debe ser suministrada adecuadamente, para que pueda ser completamente utilizada sin generar pérdidas adicionales en el sistema.

Existen parámetros que afectan directamente el consumo energético, donde los más importantes son:

- La frecuencia de operación de la bomba, la cual afecta directamente el consumo eléctrico ya que un exceso de la misma puede generar sobrecalentamientos en los equipos dependientes de este.
- El factor de potencia, el cual indica si la energía que está siendo transportada es la misma que se está entregando; se rige por un valor de una unidad siendo este el que indicaría que se está pagando un valor óptimo por la energía consumida. A medida que este valor desciende el precio pagado por el consumo energético aumenta significativamente.
- La profundidad de asentamiento, es un parámetro que al ser cambiado puede generar cambios en el consumo eléctrico, dado que al instalar el equipo a una mayor profundidad este consumirá más energía; es necesario fijar un punto óptimo, el cual permitirá un consumo razonable, sin perder de vista las consideraciones necesarias para su elección, tales como el nivel de fluido, la presión de burbuja del fluido, la gravedad específica entre otros.
- El diámetro de la tubería de producción es un parámetro que puede ser utilizado para rediseñar el sistema, ya que si este diámetro ocasiona una restricción al flujo, se requiere utilizar mayor cantidad de potencia para que la producción pueda ser mantenida.

Las bombas electro sumergibles instaladas en el campo Chichimene se encuentran manejando crudo extra pesado de entre 8 y 10 °API lo cual hace reducir significativamente su eficiencia. Por otra parte existen pozos que aun cuando producen de la unidad productora T2 tienen alguna intrusión ya sea directa o por condiciones operacionales de las unidades K1 y K2; pozos en los cuales los cortes de agua son altos y esto permite que el fluido presente un mayor desplazamiento debido a estas condiciones y por lo consiguiente una reducción en

la energía requerida dado que la emulsión agua/aceite presente es más fácil de levantar.

A continuación serán generadas alternativas para la optimización de cada los pozos UIS 3, UIS 5 y UIS 9 teniendo en cuenta que presentan cortes de agua altos y que las optimizaciones previas no generaban impacto alguno en ellos, Los pozos UIS 2, UIS 7 y UIS 8 no se mostraban sensibles a estos cambios puesto el aumento en la producción no era muy notorio y si por el contrario aumentaban significativamente su consumo energético lo cual no resultaría viable.

#### 4.3.1 Cambios SLA UIS 3

El sistema de levantamiento artificial del pozo UIS 3 presenta las siguientes características:

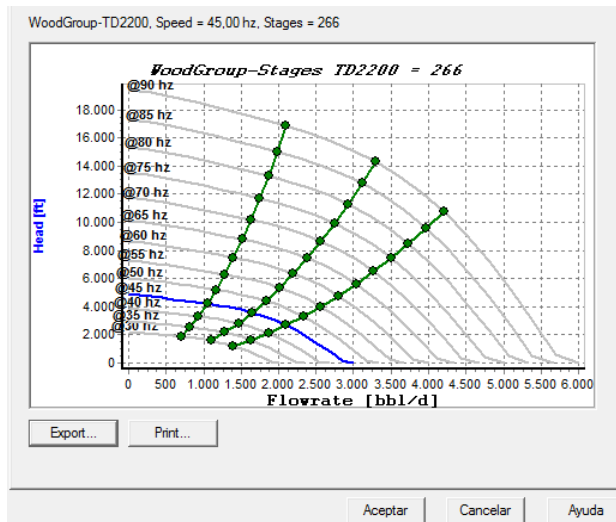
**Tabla 26. Condiciones iniciales pozo UIS 3**

Tubing ID (in)	2,992
Bomba	WG TD2200
Intake (ft)	3856
Nivel de Fluido (ft)	3553
Etapas	266
Frecuencia (Hz)	45
PIP (psi)	440

Fuente: Autores. Ecopetrol S.A.

Este pozo presenta un alto contenido de agua por lo cual es posible encontrar comportamientos razonables en cuanto a la energía que consume y la eficiencia de la bomba.

**Figura 62. Curva de la bomba UIS 3**

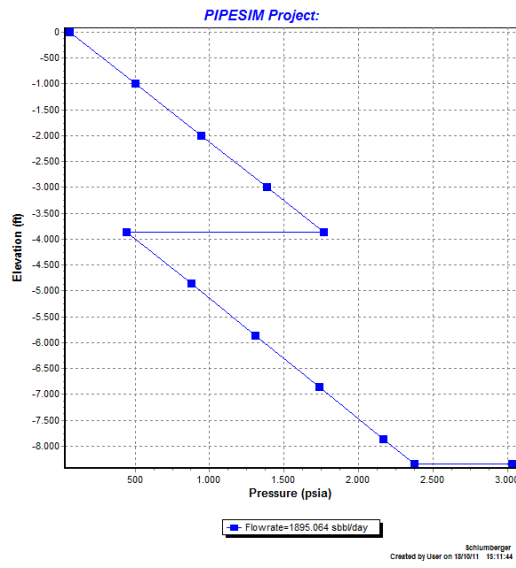


Fuente: Autores. PIPESIM.

La línea azul que aparece en la Figura 62 corresponde al comportamiento actual de la bomba. Las tres diferentes tendencias de puntos son muestra de la eficiencia alta media o baja que puede presentar la bomba. En este momento con los parámetros actuales de la bomba se puede observar que se encuentra en un punto óptimo de funcionamiento.

El análisis nodal se realizara desde el yacimiento hasta la presión del nodo frontera que en este caso se toma el punto en el cual se unen las líneas del cluster con la troncal, observando el comportamiento descrito en la Figura 63. El nodo solución en este caso será el punto en el cual se encuentra instalado el bombeo electro-sumergible encontrando la presión de succión de la bomba (PIP) con respecto al caudal producido.

**Figura 63. Comportamiento del pozo UIS 3**



Fuente: Autores. PIPESIM.

Es posible tener en cuenta como variaciones en la frecuencia de la bomba podrían ayudar a generar un aumento en el caudal del fluido producido.

Sabiendo que la bomba se encuentra en un rango operativo óptimo, es posible realizar una sensibilización entre la energía requerida y el caudal producido. Esto con el fin de saber si existe una frecuencia de operación mejor que me pueda permitir producir más caudal o en su defecto tener disminución en el consumo energético, analizándolo de tal modo que sea posible realizar el cambio y además que este resulte económicamente sostenible.

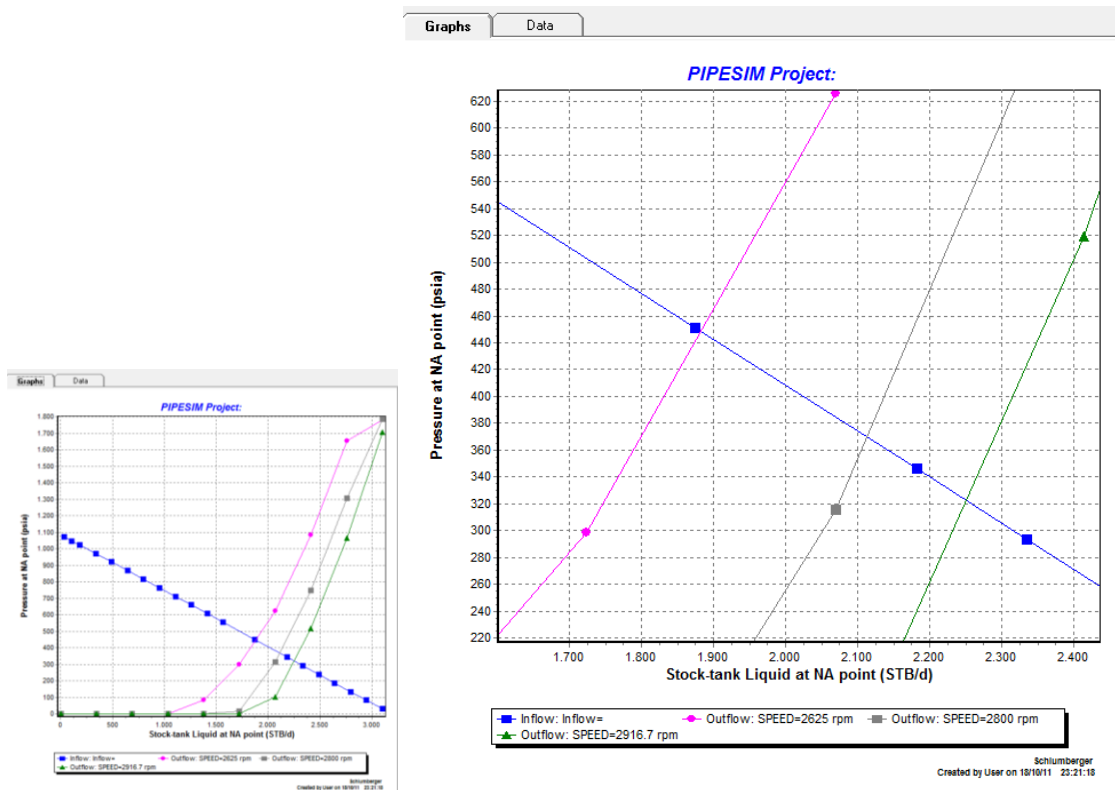
El pozo actualmente está operando con una frecuencia de 45 Hz partiendo de este diámetro de tubería y variando la el valor de la frecuencia es posible obtener los resultados en la Tabla 27. En la Figura 64 se encuentra el análisis nodal sensibilizando la frecuencia de la bomba y viendo el aumento de la producción a medida que es aumentado este parámetro.

**Tabla 27. Sensibilización variable frecuencia pozo UIS 3**

FRECUENCIA (Hz)	TUBERIA (in)	PIP (psi)	POP (psi)	THP (psi)	Q (Bbl/d)	POTENCIA (kw/h)
45	2,992	444	1763	61	1895	51,06536
48	2,992	368	1767	61	2117	62,571687
50	2,992	318	1769	61	2261	71,050296

Fuente: Autores. PIPESIM.

**Figura 64. Análisis Nodal pozo UIS 3 variable frecuencia**

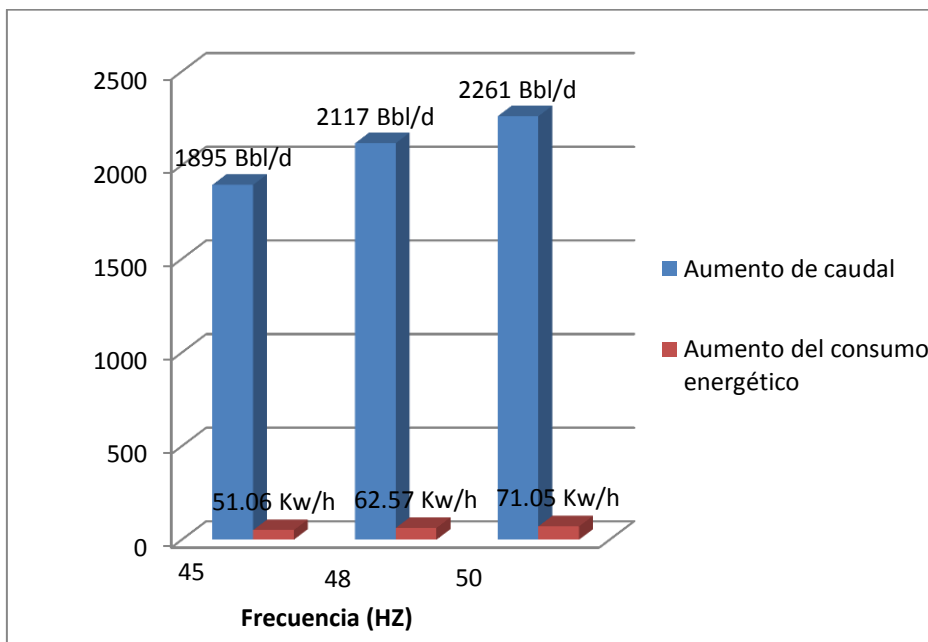


Fuente: Autores. PIPESIM.

El comportamiento del caudal presenta un aumento gradual, así como la energía, donde podríamos pensar que existe una compensación entre el aumento de la producción con su respectivo consumo, además es importante notar que la presión de succión de la bomba está manteniendo el margen de seguridad. Para notar el impacto de la producción es posible observar su comportamiento en la

Figura 65, donde se representa el incremento de producción y a su vez la energía suministrada.

**Figura 65. Comportamiento Caudal y Energía pozo UIS 3**



Fuente: Autoras. PIPESIM.

#### 4.3.2 Cambios SLA UIS 5

El sistema de levantamiento artificial del pozo UIS 5 presenta las siguientes características:

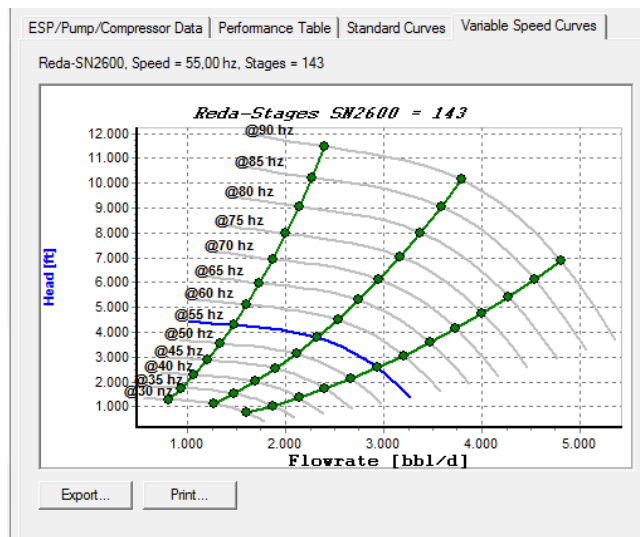
**Tabla 28. Condición actual pozo UIS 5**

Tubing ID (in)	2,992
Bomba	Reda SN2600
Intake (ft)	4993
Nivel de Fluido (ft)	2786
Etapas	143
Frecuencia (Hz)	48
PIP (psi)	748

Fuente: Autores. Ecopetrol S. A.

Este pozo presenta un alto contenido de agua, por lo cual se esperarían altas eficiencias y bajos consumos energéticos. Dado que la bomba que presenta este pozo no se está usando de acuerdo a las características para las cuales fue diseñada, no es posible alcanzar este comportamiento. En la Figura 66 se observa el comportamiento de esta bomba.

**Figura 66. Comportamiento de la bomba pozo UIS 5**

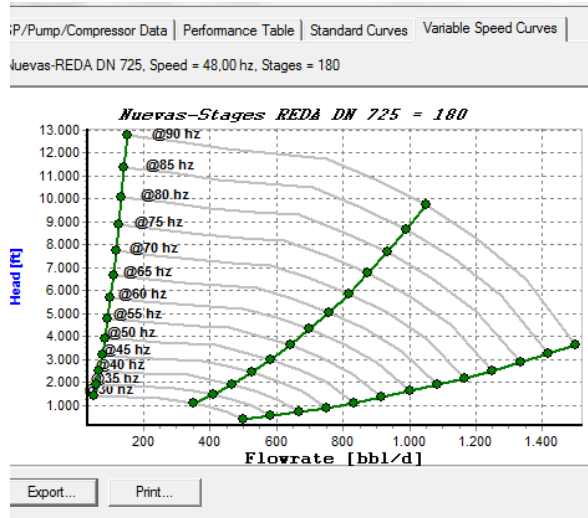


Fuente: Autores. PIPESIM.

La línea azul que aparece en la Figura 66 corresponde a el comportamiento actual de la bomba. Las tres diferentes tendencias de puntos son muestra de la eficiencia alta media o baja que puede presentar la bomba. En este momento con los parámetros actuales de la bomba se puede observar que no se encuentra operando adecuadamente ya que el caudal de 414 en ningún momento corta con la grafica. Es posible encontrar una bomba más adecuada para su funcionamiento.

La bomba que mejor describió el comportamiento del pozo resulto ser la bomba DN750. Su comportamiento es ilustrado en la Figura 67.

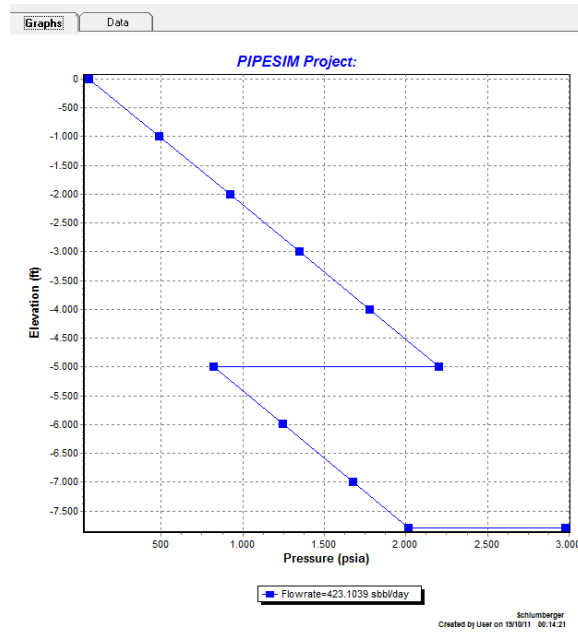
**Figura 67. Comportamiento de la bomba propuesta para el pozo UIS 5**



Fuente: Autores. PIPESIM

Teniendo el pozo con la nueva bomba el análisis nodal se realizara desde el yacimiento hasta la presión del nodo frontera que en este caso se toma el punto en el cual se unen las líneas del cluster con la troncal, observando el comportamiento descrito en la Figura 67. El nodo solución en este caso será el punto en el cual se encuentra instalado el bombeo electro-sumergible encontrando la presión de succión de la bomba (PIP) con respecto al caudal producido.

**Figura 68. Comportamiento del pozo UIS 5**



Fuente: Autores. PIPESIM.

Sabiendo que la bomba nueva se encuentra en un rango operativo óptimo, y también tomando en cuenta la anterior, es posible realizar una sensibilización entre la energía requerida y el caudal producido.

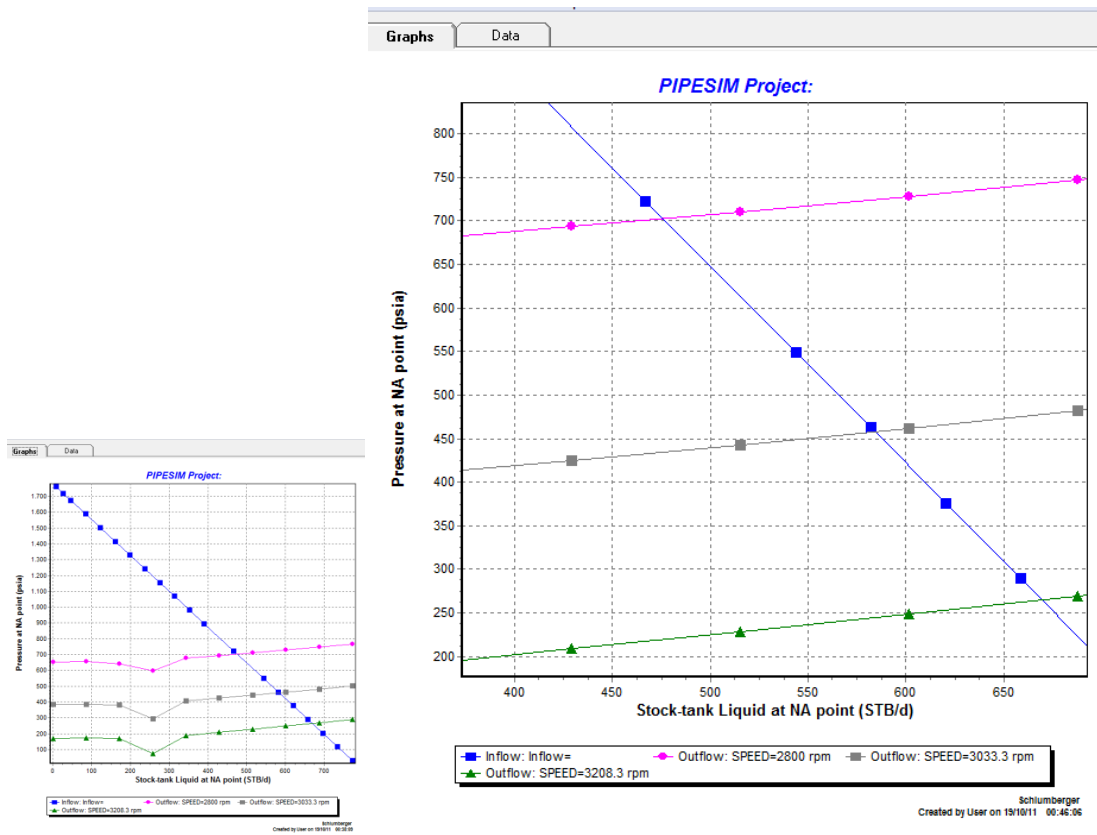
El pozo actualmente está operando con una frecuencia de 48 Hz donde se obtienen los resultados actuales que se encuentran representados en la Tabla 29 para la bomba ineficiente y en la Tabla 30 para la nueva bomba. Partiendo de este diámetro de tubería y variando la el valor de la frecuencia es posible obtener los resultados contenidos en las tablas. En la Figura 69 y Figura 70 se encuentra el análisis nodal sensibilizando la frecuencia de la bomba y viendo el aumento de la producción a medida que es aumentado este parámetro para cada una de las bombas.

**Tabla 29. Sensibilización de la variable frecuencia pozo UIS 3 bomba disponible**

FRECUENCIA (Hz)	TUBERIA (in)	PIP (psi)	POP (psi)	THP (psi)	Q (Bbl/d)	POTENCIA (kw/h)
48	2,992	748	2197	58	455,45	29,0837914
52	2,992	495	2193	58	567,27	42,5049
55	2,992	294	2192	58	659,47	55,03266

Fuente: Autores. PIPESIM.

**Figura 69. Análisis nodal pozo UIS 5 variable frecuencia**



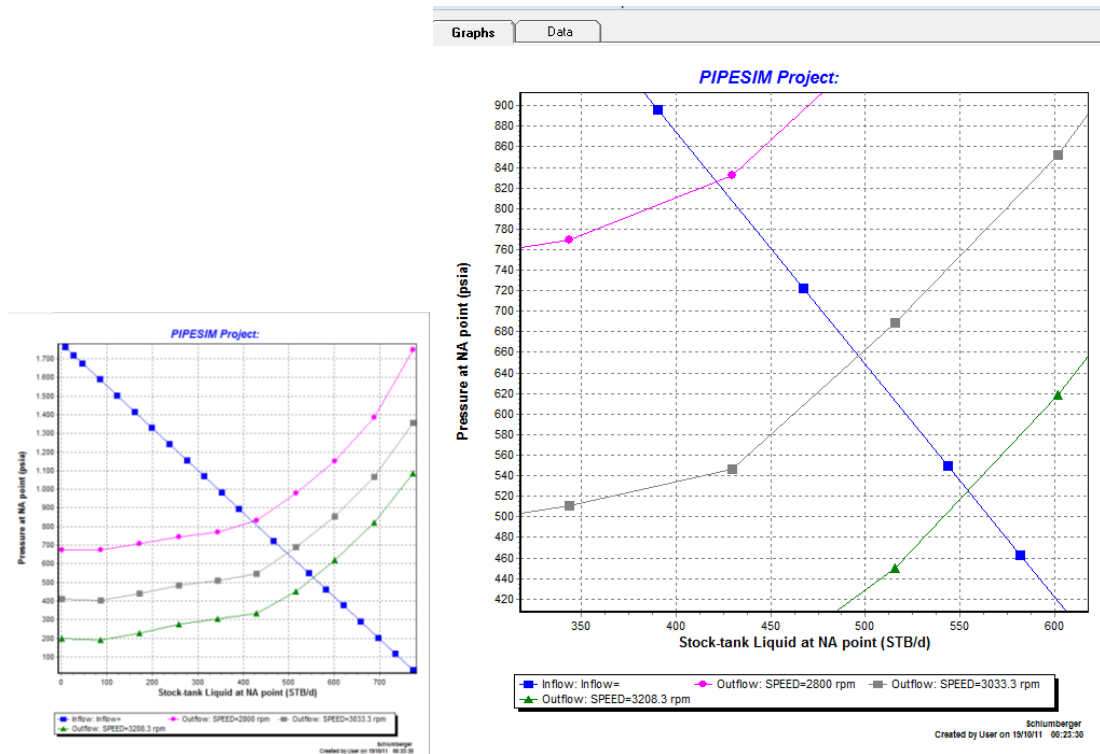
Fuente: Autores. PIPESIM.

**Tabla 30. Sensibilización de la variable frecuencia pozo UIS 3 bomba propuesta**

FRECUENCIA (Hz)	TUBERIA (in)	PIP (psi)	POP (psi)	THP (psi)	Q (Bbl/d)	POTENCIA (kw/h)
48	2,992	752	1775	58	454	21,28
52	2,992	579	1774	58	530	27,38
55	2,992	446	1772	58	589	32,44

Fuente: Autores. PIPESIM.

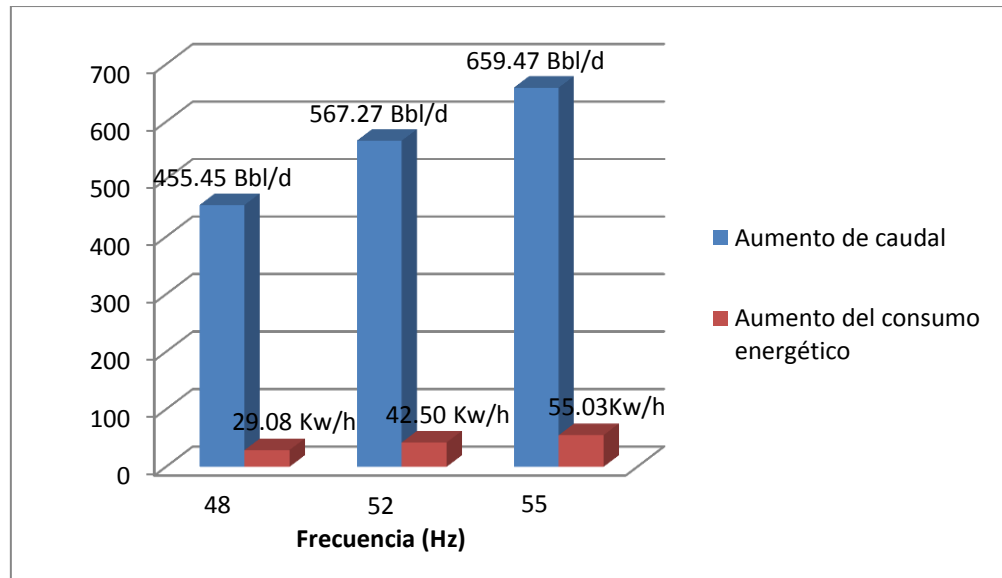
**Figura 70. Análisis Nodal pozo UIS 5 variable frecuencia**



Fuente: Autores. PIPESIM.

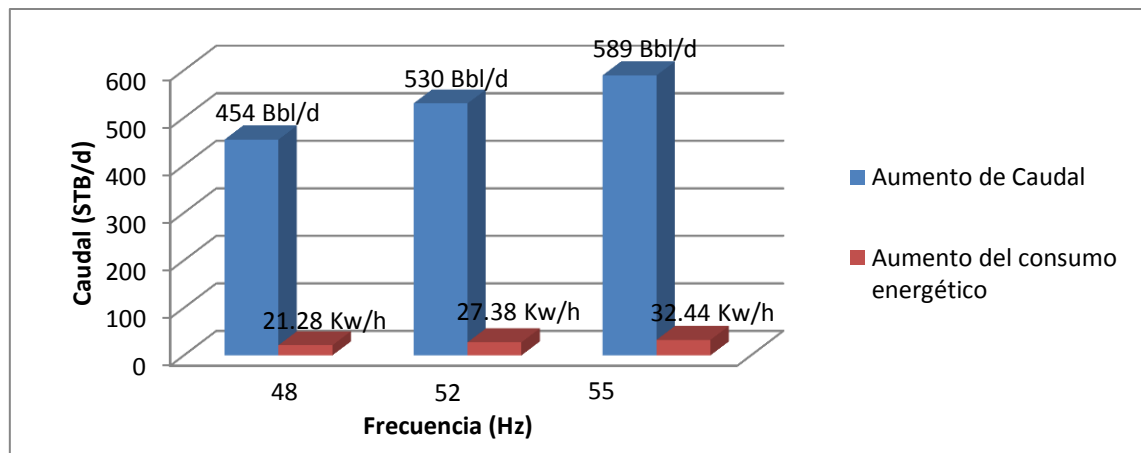
El comportamiento del pozo con las diferentes condiciones de bomba se puede observar de una mejor manera en la Figura 71 y Figura 72.

**Figura 71. Comportamiento Caudal y Energía pozo UIS 5 bomba actual**



Fuente: Autores. PIPESIM.

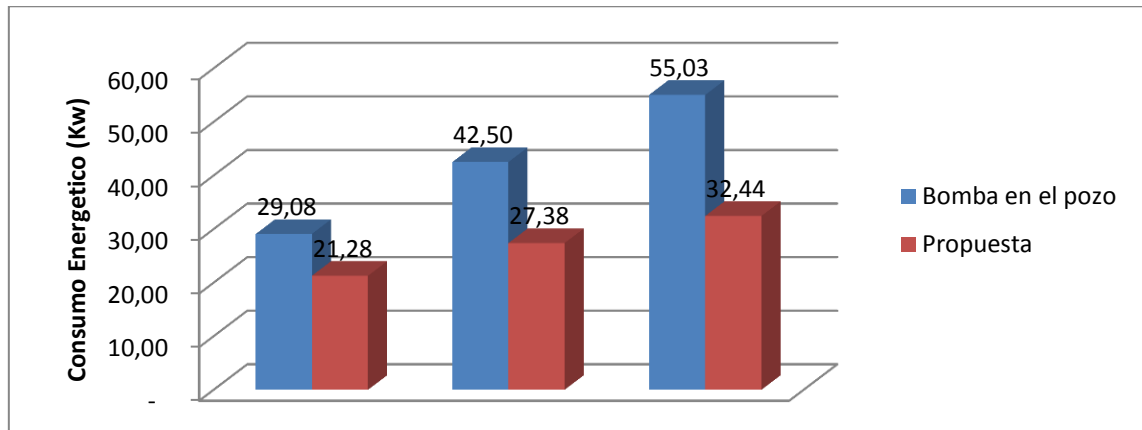
**Figura 72. Comportamiento Caudal y Energía pozo UIS 5 bomba propuesta**



Fuente: Autores. PIPESIM.

Es importante resaltar como influyen las condiciones adecuadas en el sistema, dado que al tener una bomba con un mal funcionamiento puede estar generando pérdidas, tanto en producción como en energía, como se observa en la Figura 73.

**Figura 73. Comparación consumos energéticos bombas actual y propuesta pozo UIS 5**



Fuente: Autores. PIPESIM.

### 4.3.3 Cambios SLA UIS 9

El sistema de levantamiento artificial del pozo UIS 9 presenta las siguientes características:

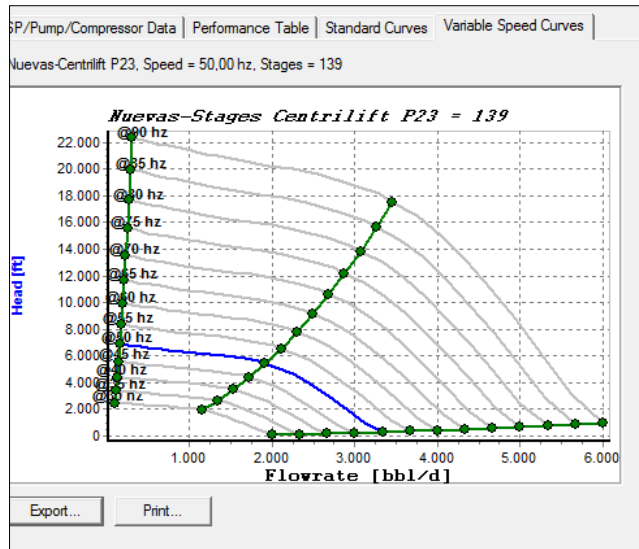
**Tabla 31. Estado actual pozo UIS 9**

Tubing ID (in)	4,95
Bomba	CTLF P23
Intake (ft)	5392
Nivel de Fluido (ft)	3520
Etapas	139
Frecuencia (Hz)	43
PIP (psi)	440

Fuente: Autores. Ecopetrol S.A.

Este pozo presenta un alto contenido de agua por lo cual es posible encontrar comportamientos razonables en cuanto a la energía que consume y la eficiencia de la bomba.

**Figura 74. Comportamiento de la bomba pozo UIS 9**

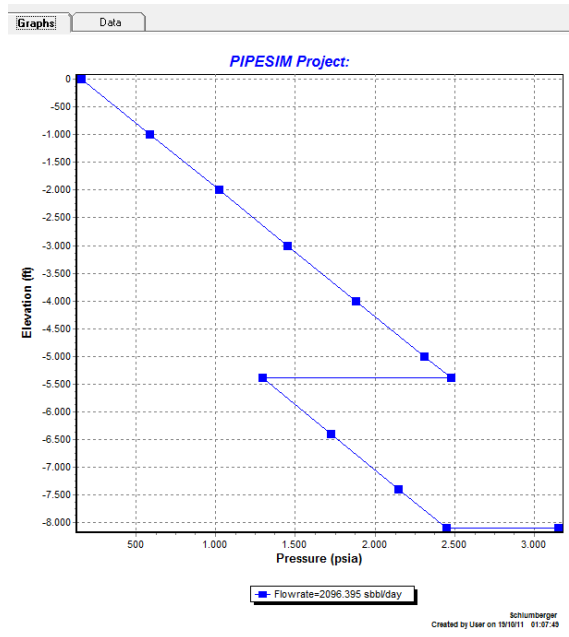


Fuente: Autores. PIPESIM.

La línea azul que aparece en la Figura 74 corresponde al comportamiento actual de la bomba. Las tres diferentes tendencias de puntos son muestra de la eficiencia alta media o baja que puede presentar la bomba. En este momento con los parámetros actuales de la bomba se puede observar que se encuentra en un punto óptimo de funcionamiento.

La Figura 75 ilustra el comportamiento actual del pozo.

**Figura 75. Comportamiento actual pozo UIS 9**



Fuente: Autores. PIPESIM.

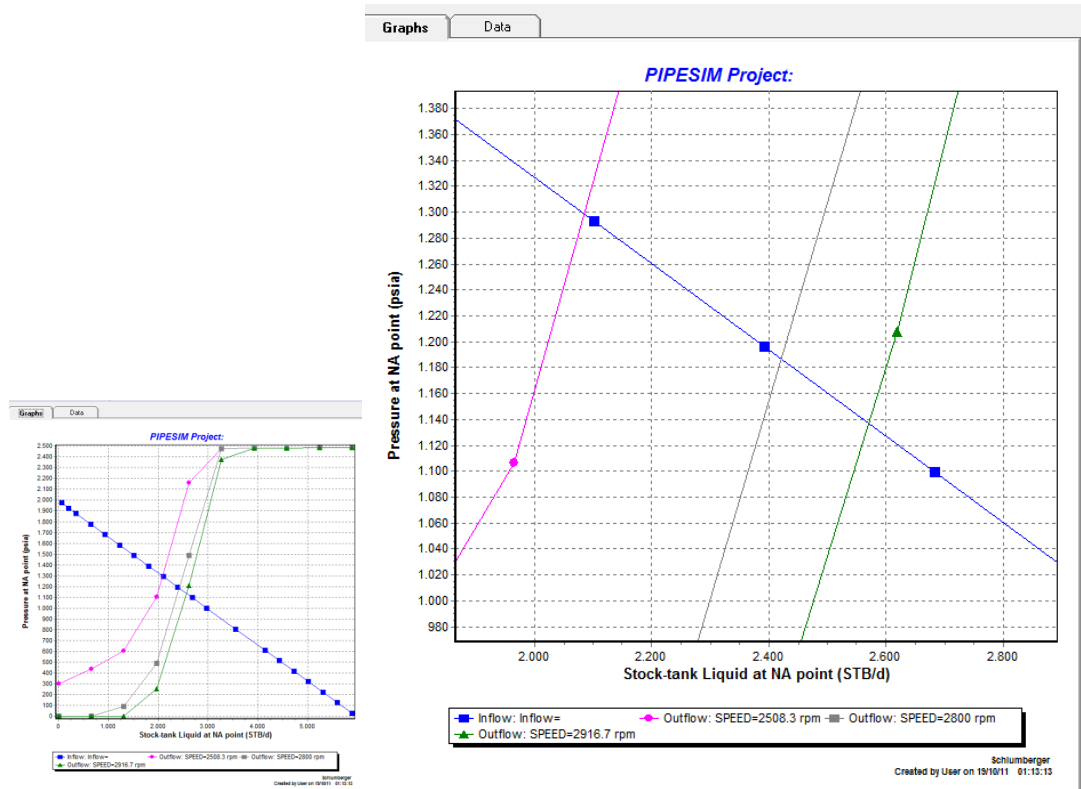
El pozo actualmente está operando con una frecuencia de 43 Hz pero, variando la el valor de la frecuencia es posible obtener cambios en el sistema tales como los descritos en la Tabla 32. En la Figura 76 se encuentra el análisis nodal sensibilizando la frecuencia de la bomba y viendo el aumento de la producción a medida que es aumentado este parámetro.

**Tabla 32. Sensibilización de la frecuencia pozo UIS 9**

FRECUENCIA (Hz)	TUBERIA (in)	PIP (psi)	POP (psi)	THP (psi)	Q Bbl/d	POTENCIA (Kw/h)
43	4,95	1271	2475	160	2165	67,500764
48	4,95	1180	2475	160	2439,74	88,193939
50	4,95	1134	2474	160	2577	99,9238

Fuente: Autores. PIPESIM.

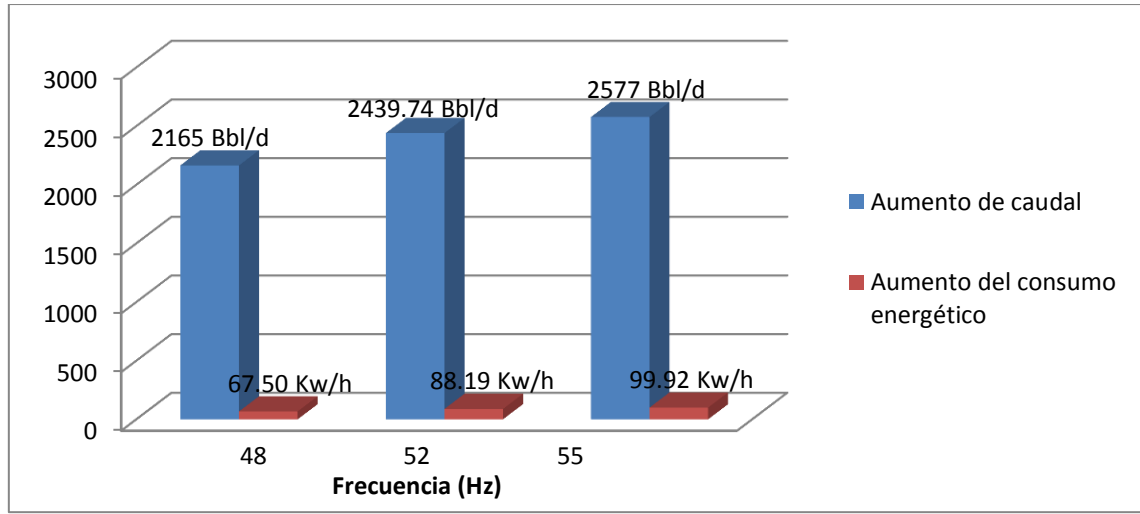
Figura 76. Análisis Nodal pozo UIS 9 variable frecuencia



Fuente: Autores. PIPESIM.

El comportamiento del caudal presenta un aumento gradual, así como la energía, comportamiento que se observa en la Figura 77.

**Figura 77. Comportamiento Caudal y Energía pozo UIS 9**



Fuente: Autores. PIPESIM.

Es importante tener en cuenta el comportamiento de las modificaciones en la superficie cuando existe contacto con los demás pozos y se unen entre ellos. Esto con el fin de garantizar que no exista una interferencia entre las nuevas condiciones de flujo de los pozos y los pozos que permanecen en su estado actual ya que, al producir más puede que creen una “restricción” al flujo presente en cada uno de ellos.

Para tal fin se utilizó el software el cual permitió realizar las modificaciones y observar el comportamiento del sistema de recolección ante ellos. Los resultados obtenidos fueron: En el múltiple al cual se encuentran conectados mantiene su presión en 60 psi contando con que el campo cuenta con inyección de nafta en ciertos puntos preestablecidos de la troncal. El caudal de los pozos presenta el comportamiento esperado, sin presentarse ninguna interferencia con ellos y obteniendo el aumento calculado previamente.

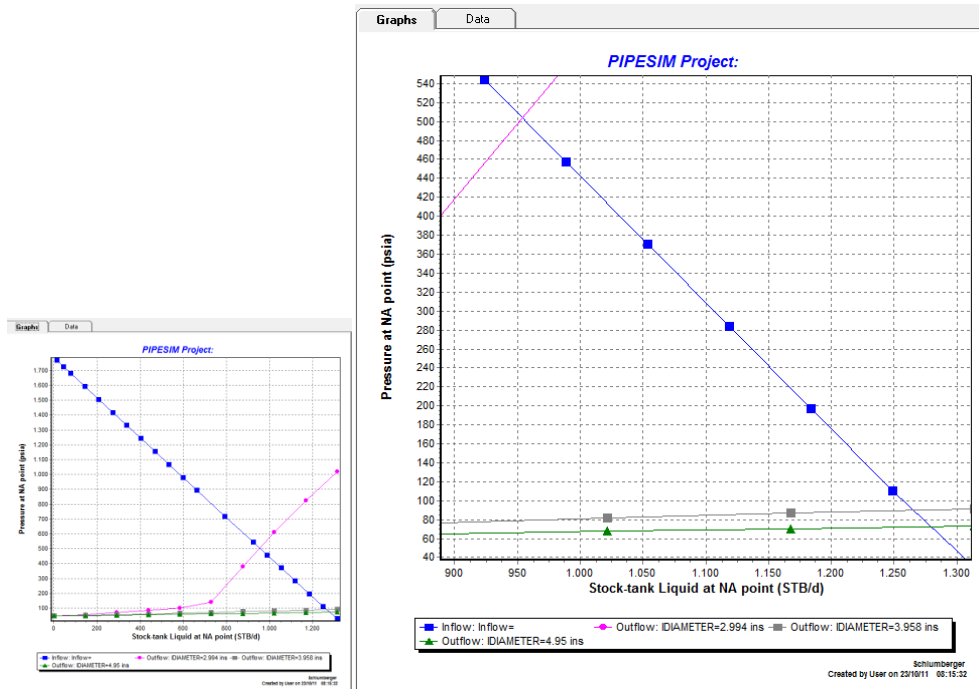
## **4.4 CAMBIO DE TUBERÍA**

Para hacer más explícito el análisis es posible observar si el diámetro de la tubería genera un impacto significativo en el sistema, bien sea en una disminución de la energía o en permitir un mayor flujo ya que el diámetro generaba una restricción. En el análisis realizado a cada pozo es posible observar si los cambios constituyen una alternativa óptima o si por el contrario es mejor mantenerlo en el estado actual.

### **4.4.1 UIS 2**

Resulta importante observar el comportamiento del pozo UIS 2 cuando la tubería de producción es cambiada, dado que si estuviera mal diseñada podría convertirse en una restricción al flujo del pozo. En el pozo UIS 2 se encuentra instalada tubería de 3 ½ pulgadas con un diámetro interno de 2,992 pulgadas. El software, ya que incluye en detalle la información de la tubería, permite realizar un análisis nodal sensibilizando el diámetro interno y de esta manera poder notar la diferencia entre uno y otro como se muestra en la Figura 78.

**Figura 78. Análisis nodal pozo UIS 2**



Fuente: Autores. PIPESIM.

En la Tabla 33 es posible notar que con el cambio de tubería existe una variación sustancial con respecto al estado actual, donde el aumento de caudal es notorio, pero la presión de entrada a la bomba para estos elevados flujos no cumple con los requerimientos mínimos de diseño donde por consideración general debe estar por encima de la presión de burbuja; aunque esto también depende de otros factores por lo tanto se puede concluir que un cambio de tubería no es un parámetro a optimizar este pozo.

**Tabla 33. Sensibilización de diámetro de tubería pozo UIS 2**

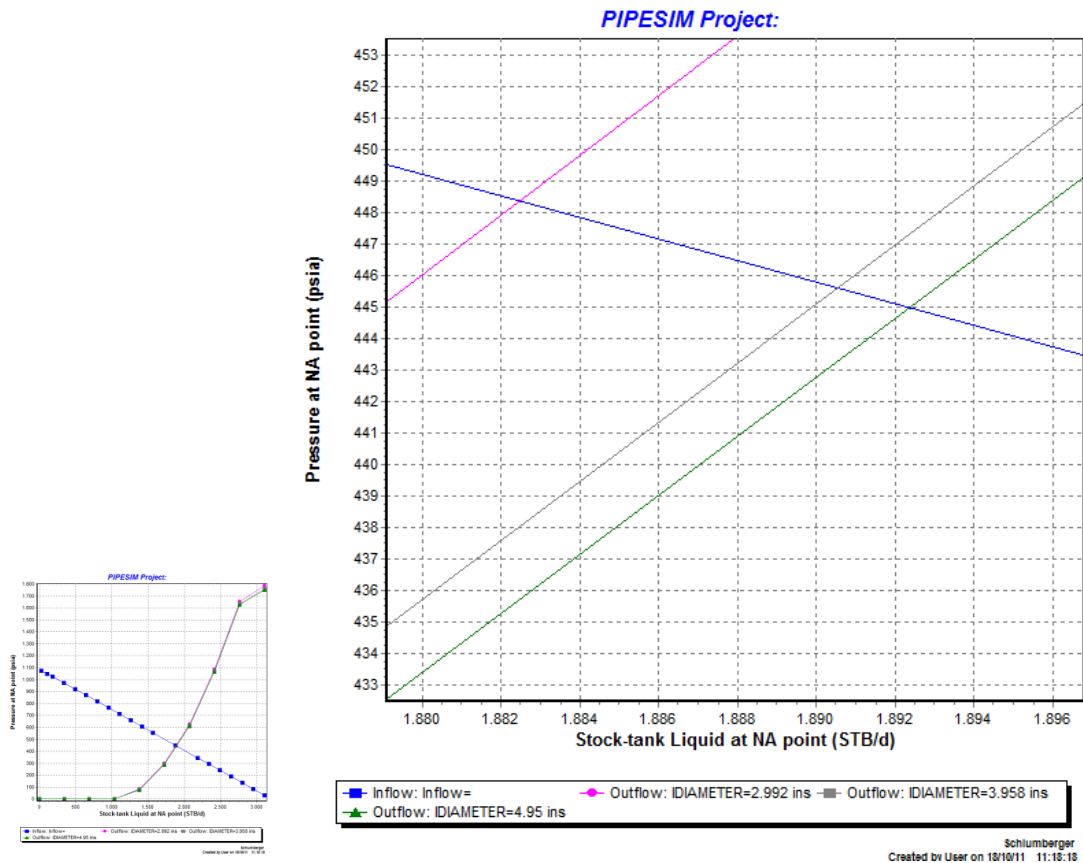
TUBERIA (in)	Q (Bbl/d)	POTENCIA (Kw/h)
3 ½	935	614,41
4 ½	1263	599,8486
5 ½	1276	559,0112

Fuente: Autores. PIPESIM.

### 4.4.2 UIS 3

En el pozo UIS 3 se encuentra instalada tubería de 3 ½ pulgadas con un diámetro interno de 2,992 pulgadas. En el análisis nodal realizado a este pozo tomando el nodo ubicado en el punto de succión de la bomba se puede notar que la diferencia entre uno y otro no es muy grande como se muestra en la Figura 79.

**Figura 79. Análisis nodal Pozo UIS 3**



Fuente: Autores. PIPESIM.

Es posible observar en la Tabla 34 que con el cambio de tubería no existe una variación sustancial con respecto al estado actual, donde el aumento de caudal y la disminución de la energía no son significativos, por lo tanto no consiste un parámetro a optimizar en este pozo.

**Tabla 34. Sensibilización diámetro de tubería pozo UIS 3**

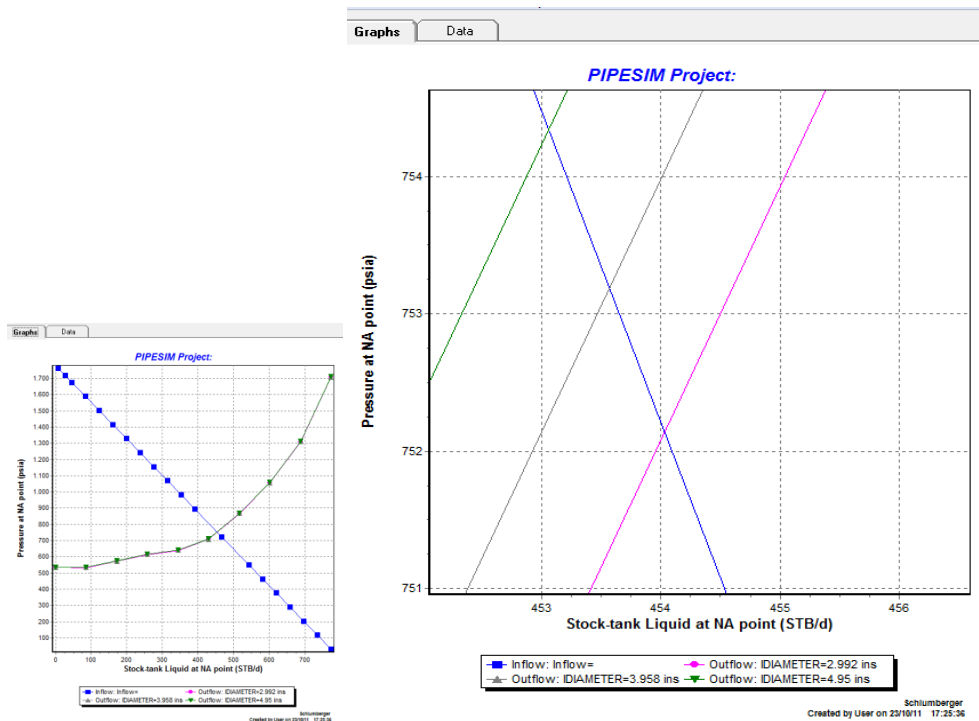
TUBERIA (in)	Q (Bbl/d)	POTENCIA (Kw/h)
3 ½	1890	50,923853
4 ½	1897	50,976052
5 ½	1900	50,990966

Fuente: Autores. PIPESIM.

### 4.4.3 UIS 5

En el pozo UIS 5 se encuentra instalada tubería de 5 ½ pulgadas con un diámetro interno de 4,95 pulgadas. En el análisis nodal realizado a este pozo tomando el nodo ubicado en el punto de succión de la bomba se puede notar que la diferencia entre uno y otro no es muy grande de aproximadamente medio barril por cada aumento de diámetro, como se muestra en la Figura 80.

**Figura 80. Análisis nodal pozo UIS 5**



Es posible observar en la Tabla 35 que con el cambio de tubería no existe una variación sustancial con respecto al estado actual, donde el aumento de caudal y la disminución de la energía no son significativos, por lo tanto no consiste un parámetro a optimizar en este pozo.

**Tabla 35. Sensibilización pozo UIS 5**

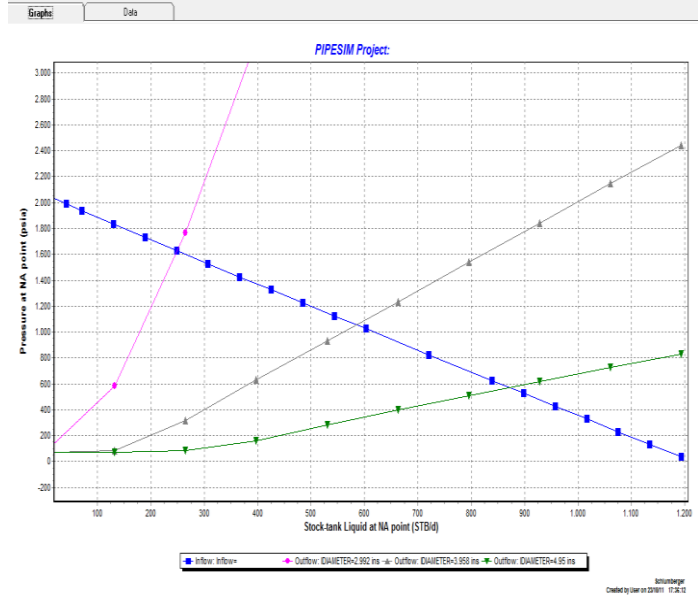
<b>TUBERIA (in)</b>	<b>Q (Bbl/d)</b>	<b>POTENCIA (Kw/h)</b>
3 ½	453,2	29,0423
4 ½	453,5	29,063
5 ½	454	29,086

Fuente: Autores. PIPESIM.

#### **4.4.4 UIS 7**

En el pozo UIS 7 se encuentra instalada tubería de 5 ½ pulgadas con un diámetro interno de 4,95 pulgadas. En el análisis nodal realizado a este pozo tomando el nodo ubicado en el punto de succión de la bomba se puede notar que existen diferencias entre uno y otro diámetro de tubería, siendo la que tiene instalada actualmente la más favorable, dado que se obtiene un mayor caudal como se muestra en la Figura 81.

**Figura 81. Análisis nodal pozo UIS 7**



Fuente: Autores. PIPESIM.

Es posible observar en la Tabla 36 que con el cambio de tubería no existe una variación sustancial con respecto al estado actual, donde recibiendo un menor caudal se gasta una cantidad de energía elevada; se puede concluir que si alguna de las otras tuberías estuviera instalada se convertiría en un gasto elevado y constituiría una restricción al flujo del pozo; por lo tanto en el pozo UIS 7 una variación de tubería no tendría ningún sentido.

**Tabla 36. Sensibilización de diámetro de tuberías pozo UIS 7**

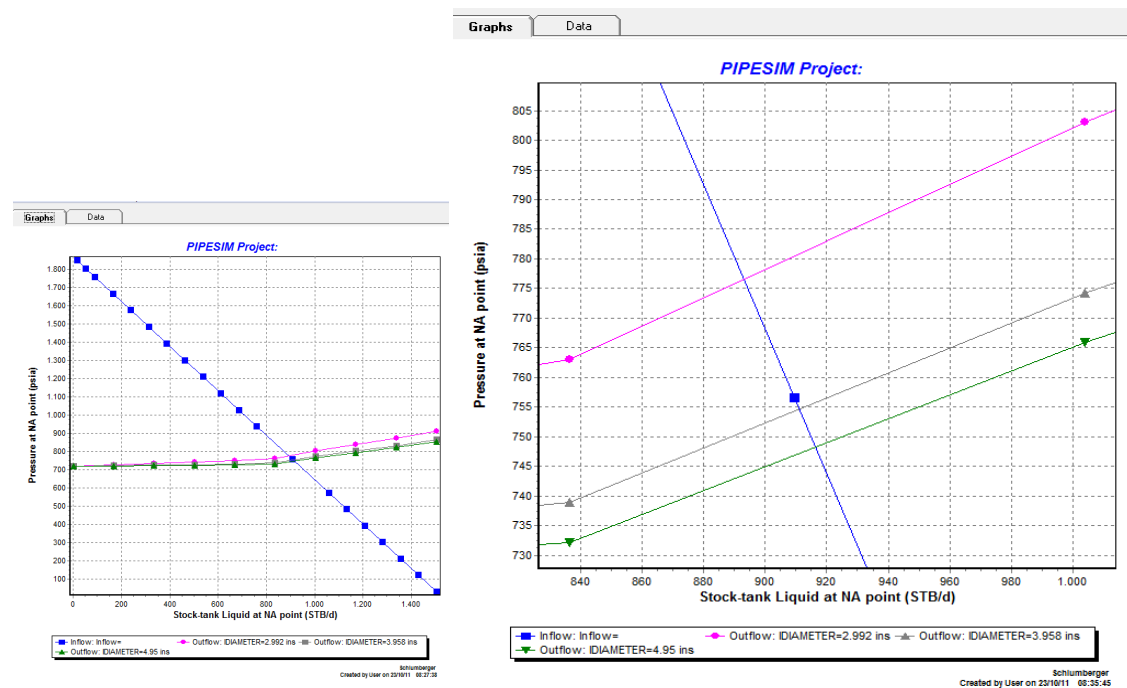
TUBERIA (in)	Q (Bbl/d)	POTENCIA (Kw/h)
3 ½	251,57	724,67932
4 ½	585,7	803,5539
5 ½	870,11	836,7882

Fuente: Autores. PIPESIM.

#### 4.4.5 UIS 8

En el pozo UIS 8 se encuentra instalada tubería de 5 ½ pulgadas con un diámetro interno de 4,95 pulgadas. En el análisis nodal realizado a este pozo tomando el nodo ubicado en el punto de succión de la bomba, se pudo evidenciar que las variaciones de diámetro de tubería generan una variación en el caudal que produce el pozo, el mayor caudal lo presenta la tubería instalada actualmente, como se muestra en la Figura 82.

Figura 82. Análisis nodal pozo UIS 8



Fuente: Autores. PIPESIM.

Es posible observar en la tabla 37 que con el cambio de tubería los caudales incrementan en diez barriles aproximadamente y por su parte en la energía no existe mayor diferencia, es evidente que la tubería instalada es la más favorable para el pozo; por lo tanto en el pozo UIS 8 una variación de tubería no es necesaria.

**Tabla 37. Sensibilización diámetro de tubería pozo UIS 8**

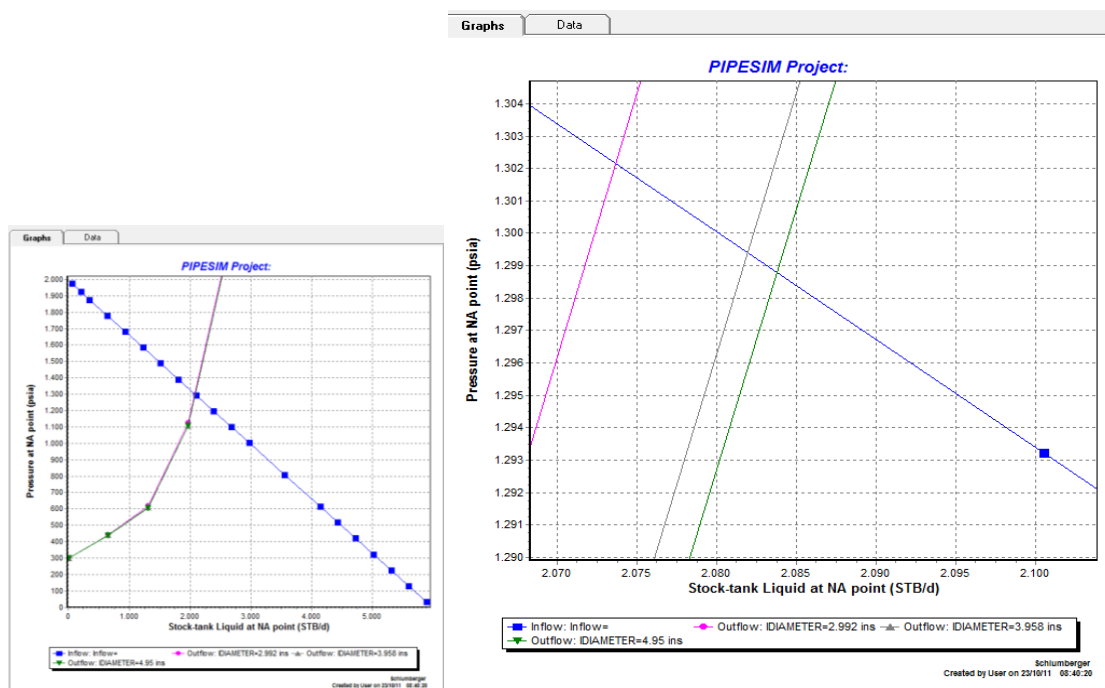
TUBERIA (in)	Q (Bbl/d)	POTENCIA (Kw/h)
3 ½	891,778	61,7688
4 ½	909,7796	62,04482
5 ½	915,0283	62,11942

Fuente: Autores. PIPESIM.

#### 4.4.6 UIS 9

En el pozo UIS 9 se encuentra instalada tubería de 5 ½ pulgadas con un diámetro interno de 4,95 pulgadas. En el análisis nodal realizado a este pozo tomando el nodo ubicado en el punto de succión de la bomba, se pudo evidenciar que las variaciones de diámetro de tubería no generan una variación grande en el caudal que produce el pozo, el mayor caudal lo presenta la tubería instalada actualmente, como se muestra en la Figura 83.

**Figura 83 Análisis nodal pozo UIS 9**



Fuente: Autores. PIPESIM.

Es posible observar en la Tabla 38 que con el cambio de tubería los caudales incrementan poco y por su parte en la energía no existe mayor diferencia, es evidente que la tubería instalada es la más favorable para el pozo; por lo tanto en el pozo UIS 9 una variación de tubería no es necesaria.

**Tabla 38. Sensibilización tubería pozo UIS 9**

TUBERIA (in)	Q (Bbl/d)	POTENCIA (Kw/h)
3 ½	2085,29	62,82066
4 ½	2094,376	62,88034
5 ½	2096,396	62,89526

Fuente: Autores. PIPESIM

#### 4.5 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El objetivo de fracturamiento hidráulico es aumentar la cantidad de exposición a un pozo en torno a la formación y ofrecer un canal de conductores a través del cual el líquido pueda fluir fácilmente hacia el pozo. En el campo Chichimene las formaciones productoras son K1 y K2 tienen permeabilidades entre 10 y 900md, lo que constituye valores altos para ser una formación con intercalaciones de arcilla y arena. Adicional a esto estas formaciones presentan altos cortes de agua con BSW entre 90 y 95%, por lo cual una estimulación en este caso no sería muy útil ya que al abrir canales de flujo más grandes obtendría junto con el caudal de aceite un elevado número de barriles de agua producidos lo cual también genera gastos de levantamiento, transporte y tratamiento convirtiendo un proyecto de estos en una alternativa no muy viable para la optimización del campo.

Por otra parte la unidad productora T2 aporta crudo extrapesado el cual se encuentra entre gravedades API de 7 y 9; aunque el crudo que aporta esta formación en teoría no se movería fácilmente, por el efecto de las altas temperaturas que presenta el yacimiento permite que sea móvil. Esta unidad no

requiere trabajos de fracturamiento ya que la permeabilidad de este es aproximadamente 4 darcys, lo que constituye una muy óptima permeabilidad para la producción de este tipo de crudo.

#### 4.6 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN EN SUPERFICIE.

Gracias al análisis nodal realizado en superficie se pudieron obtener los resultados presentados en la tabla 39 en la cual se puede apreciar los incrementos de los caudales debido a los trabajos realizados; ya que estos aumentan por la dilución implementada, o por la activación de k1 donde el caudal de agua aumenta considerablemente, o en los cambios efectuados en el sistema de levantamiento. Por medio de la simulación realizada en pipesim y mediante el análisis nodal efectuado en superficie, se observó que el incremento en el caudal no afecta las condiciones de recolección refiriéndonos a dichas condiciones a la presión en el múltiple y en la estación. Lo cual indica que los trabajos a realizar en un futuro no afectan las condiciones óptimas para que el proceso de recolección sea exitoso. En cuanto a la activación de K1 donde el caudal de agua es tan alto, los problemas en superficie no se evidencian debido a que el campo cuenta con los requerimientos para tratar cantidades de agua de este orden.

**Tabla 39. Sistema de Recolección**

	ACTUAL				DESPUÉS DEL TRABAJO			
	MÚLTIPLE		ESTACIÓN		MÚLTIPLE		ESTACIÓN	
	P (psi)	Q (Bls)	P (psi)	Q (Bls)	P (psi)	Q (Bls)	P (psi)	Q (Bls)
DILUCIÓN 5%	67	7298.04	50	16884	66	7441.08	50	17027
DILUCIÓN 10%	67	7456.98	50	16884	66	7758.96	50	17186
DILUCIÓN 15%	67	7634.63	50	16884	65	8114.26	50	17363.6
DILUCIÓN 20%	67	7834.5	50	16884	66	8514	50	17563.5
ACTIVACIÓN K1	68	11355	50	16884	64	20905	51	21084
CAMBIOS SLA	60	7234	50	16884	60	8147	50	17797

Fuente: Autores. PIPESIM.

## 5. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis, implica un estudio detallado de los costos para la inicialización de un proyecto y mantenerlo en condiciones óptimas de operación, además de determinar cuál sería la posible ganancia que se obtendría del mismo, y si es conveniente o no el desarrollo de dicho proyecto.

Teniendo en cuenta los análisis a realizar en un estudio financiero, se determinó la realización de este para establecer la viabilidad del proyecto, teniendo como base información disponible referente a los costos estimados de las variables que más influyen en la ejecución del proyecto, para así evaluar objetivamente la rentabilidad del mismo.

Existen dos términos relevantes en la industria del petróleo, los cuales son de gran ayuda a la hora de la realización de un proyecto en la evaluación financiera de este. Los gastos capitales (CAPEX), son los costos asociados con exploración, perforación, completamiento y en general de los procesos de instalación de infraestructuras; normalmente los gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción de sistemas de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales (adaptaciones) para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección. Por su parte los costos operacionales (OPEX), están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, entre otros. Además de los costos de acciones remediales cuando se incrementa la producción de agua.

Adicional a esto existen indicadores económicos los cuales sirven como criterios de evaluación para diferentes análisis financieros entre ellos se encuentran:

### **FLUJO DE CAJA**

Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación de flujo de caja, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

### **PAY-BACK**

Es el periodo i tiempo de recuperación, es una idea aproximada del tiempo que se tendrá para recuperar el desembolso inicial en una inversión.

$$PB = \frac{\text{Inversión Requerida}}{\text{Flujo de Dinero Acumulado}} \text{ Ec. 44}$$

### **VALOR PRESENTE NETO**

Es obtenido descontando a una tasa de interés constante y separadamente para cada periodo de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas a través de la vida del proyecto. Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos del valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontado, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

El valor presente neto compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento del tiempo.

$$VPN = \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j} \text{ Ec. 45}$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto, unidades Monetarias.

Fj: Flujo en el período, unidades monetarias.

J: período de tiempo.

I: Tasa de descuento, fracción.

### **TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto es igual a cero. El VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario se rechaza.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{Vf^*t}{(1+TIR)^i} - I_0 = 0 \quad \text{Ec. 46}$$

### **RELACIÓN BENEFICIO-COSTO (RBC)**

Es un indicador económico adimensional, que relaciona el Valor Presente Neto de los Ingresos con el Valor Presente Neto de los egresos. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$RBC = \left| \frac{VPN - Ingresos}{VPN - Egresos} \right| \quad \text{Ec.1- 47}$$

Donde:

RBC: Relación Beneficio-Costo.

IVPN-Ingresos: Valor Absoluto del VPN de los Ingresos, unidades monetarias.

IVPN-Egresos: Valor Absoluto del VPN de los Egresos, unidades monetarias.

### **EFICIENCIA SOBRE LA INVERSIÓN (F)**

La eficiencia sobre la inversión (J) es utilizado por Ecopetrol S. A. durante la realización de un análisis financiero. Para garantizar la viabilidad del proyecto este valor de no debe superar el valor de 0.45. lo que indicaría que el proyecto no sería realizado.

$$J = \frac{\text{Egresos}}{\text{Ingresos}} \text{ Ec. 48}$$

A continuación se evaluara cada escenario propuesto con cada uno de los indicadores anteriormente mencionados, aunque para esto es necesario contar con datos preliminares tales como:

- **COSTO POR BARRIL PRODUCIDO EN EL CAMPO CHICHIMENE**

En el campo Chichimene el costo del barril producido se encuentra en un valor promedio de 35 USD/Bbl. Este valor es obtenido partiendo del crudo Castilla Blend el cual presenta una gravedad API de 18, el crudo Chichimene requiere llegar a estas especificaciones para poder ser comercializado, lo cual genera gastos operativos que determinan su valor.

- **COSTOS DE LEVANTAMIENTO**

Los costos de levantamiento artificial son los costos asociados a levantar un barril de crudo desde el yacimiento hasta superficie. En la tabla 40 se presentan los costos de levantamiento promedios para el campo Chichimene, donde el valor total se encuentra alrededor del 5.38 USD/Bbl.

**Tabla 40. Costos de Levantamiento.**

<b>COSTO</b>	<b>LIFTING COST</b>	
LABORALES CARGADO A LOS ACTIVOS	0,01	0,2%
COMBUSTIBLES CONSUMIDOS DE CRUDO	0,24	4,5%
SERVICIO Y TRANSPORTE QUÍMICO	0,62	11,5%
GASTOS DE DESARROLLO	0,07	1,3%
HONORARIOS OPERACIONALES CONTRATADOS	0	0,0%
GASTOS GENERALES	0,1	1,9%
GASTOS DE ESTUDIOS Y PROYECTOS	0,53	9,9%
SOPORTE ADMINISTRATIVO DE TECNOLOGÍA, INVESTIGACIÓN Y CONTRATACIÓN	0,1	1,9%
COSTOS DE PROCESO	0,29	5,4%
ENERGÍA ELÉCTRICA	0,69	12,8%
REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	1,58	29,4%
BODEGA DE MATERIAS	0,03	0,6%
MANTENIMIENTO DE SUPERFICIE OPERATIVO	0,27	5,0%
COSTOS OVERHEAD	0,85	15,8%
<b>TOTAL</b>	<b>5,38</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Ecopetrol S.A.

- **INVERSION INICIAL**

La inversión inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto.

Se pueden considerar algunos puntos asociados con el proyecto como lo son el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros; y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso<sup>32</sup>.

<sup>32</sup> AFANADOR, Carlos y Delgado, Luis. " Viabilidad Técnico y Económica de Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado".

- **DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN**

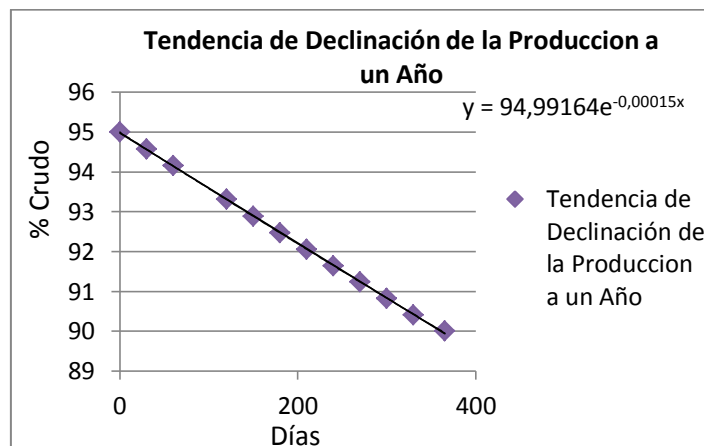
En el campo Chichimene la declinación de la producción de los pozos puede ser estimada teniendo como parámetro la siguiente curva con lo cual fue posible estimar el caudal para la proyección anual que este análisis tendrá como objetivo.

**Tabla 41. Proyección de la Declinación**

Días	% Crudo
0	95
30	94.57
60	94.15
120	93.31
150	92.89
180	92.47
210	92.05
240	91.64
270	91.23
300	90.82
330	90.41
365	90

Fuente: Autores.

**Figura 84. Declinación de la Producción Proyectada a un Año**



Fuente: Autores

## 5.1 ESCENARIO 1: DILUCIÓN EN FONDO

La dilución en fondo fue implementada para los pozos UIS 2, UIS 7, UIS 8. Para la realización de este escenario de optimización es necesaria la construcción de líneas de flujo desde los múltiples a los cuales se encuentran conectados los pozos anteriormente mencionados ya que actualmente en el campo Chichimene existe un nafta ducto, el cual sigue la trayectoria de la troncal T2. Por tal motivo solo se hace necesaria la construcción de las líneas desde los múltiples a cada pozo respectivamente. Adicionalmente es necesario la realización de un trabajo de workover con el fin de poder implementar el capilar por el cual se llevara a cabo la inyección en fondo. Para dicha inyección es preciso instalar unas bombas de inyección de nafta en cabeza de pozo, las cuales impulsaran el fluido hasta la profundidad requerida para efectuar la dilución. La Tabla 42 presenta la inversión inicial para cada uno de los conceptos anteriormente mencionados.

**Tabla 42. Costos de Implementación. Escenario 1.**

CONCEPTO	VALOR (USD)
LINEA DEL MULTIPLE AL POZO (4 in)	88.064
CAPILAR (1/4 in)	10.700
TRABAJOS DE WORKOVER	840.000
INSTALACIÓN DE LA TUBERIA (4in)	9.122
BOMBAS INYECCION NAFTA	150.000
<b>TOTAL</b>	<b>1.097.886</b>

Fuente: Ecopetrol S.A.

Teniendo en cuenta la inversión inicial para la realización de esta optimización es posible analizar cada uno de los indicadores de manera que se tomen en cuenta cada uno de los porcentajes de dilución y de esta manera poder evaluar las diferentes opciones.

## DILUCION AL 5% EN DILUYENTE

La tabla 43 presenta el costo total para la operación de dilución al 5% de inyección de nafta. Adicionalmente la tabla 44 presenta los ingresos y egresos mensuales proyectados a un año y la Figura 85 muestra el flujo de caja neto del proyecto, donde es posible encontrar la comparación entre la ganancia que se recibe al realizar el proyecto, adicional a esto es evidente el ahorro que genera el proyecto evaluado entre el caso actual y llevando a cabo la dilución en fondo al 5% en diluyente.

**Tabla 43. Costos de Inyección de Nafta al 10%.**

CONCEPTO	UDS/Bbl
LIFTING COST	5.27
COSTOS DE TRANSPORTE	5
PERDIDAS DE NAFTA/BI	0,36
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>10.63</b>
REGALÍAS E IMPUESTOS	53%
PRECIO NETO CRUDO CHICHIMENE	35

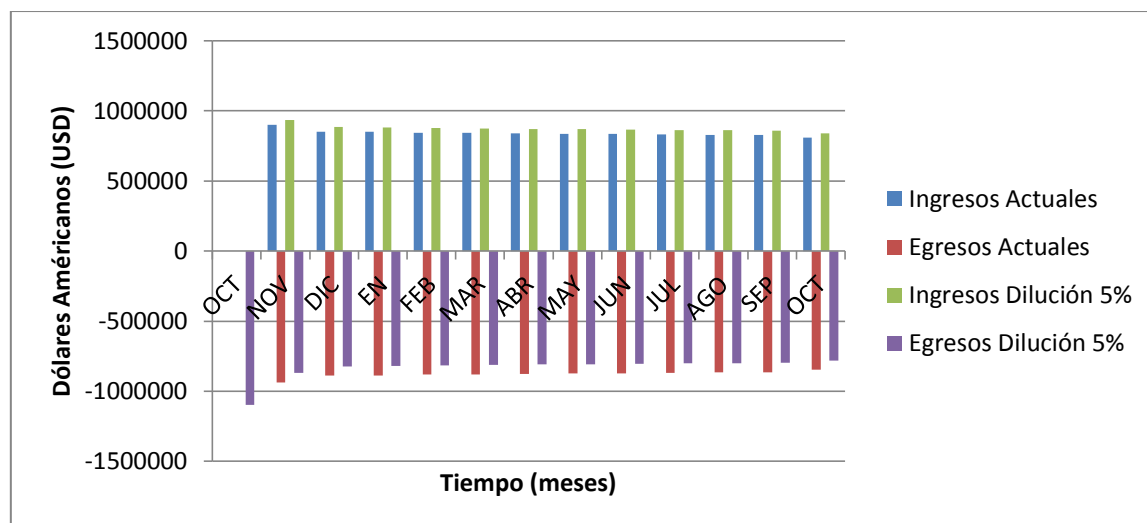
Fuente: Ecopetrol S.A.

**Tabla 44. Ingresos y Egresos. 5% en Diluyente.**

MES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)
NOV	2718	\$ 866,770	\$ 2,853,900	\$ 933,951
DIC	2574	\$ 821,093	\$ 2,703,084	\$ 884,535
EN	2567	\$ 818,644	\$ 2,694,986	\$ 881,881
FEB	2551	\$ 813,768	\$ 2,678,865	\$ 876,596
MAR	2544	\$ 811,341	\$ 2,670,840	\$ 873,965
ABR	2536	\$ 808,921	\$ 2,662,840	\$ 871,342
MAY	2528	\$ 806,508	\$ 2,654,863	\$ 868,727
JUN	2521	\$ 804,102	\$ 2,646,911	\$ 866,120
JUL	2513	\$ 801,704	\$ 2,638,982	\$ 863,521
AGO	2506	\$ 799,313	\$ 2,631,077	\$ 860,929
SEP	2498	\$ 796,929	\$ 2,623,195	\$ 858,345
OCT	2446	\$ 780,330	\$ 2,568,510	\$ 840,445

Fuente: Autores.

**Figura 85. Flujo de Caja Dilución al 5%**



Fuente: Autores.

Para evaluar financieramente el proyecto es necesario realizar un análisis de costos en el cual sea posible observar el comportamiento de la inversión con el tiempo en función del ahorro energético generado para el campo mediante la implementación de la dilución como mecanismo de optimización. En la tabla 45 es posible observar el comportamiento del escenario con base en el ahorro generado. Del mismo modo de la grafica 86 es posible encontrar el flujo de caja acumulado presentado por el proyecto.

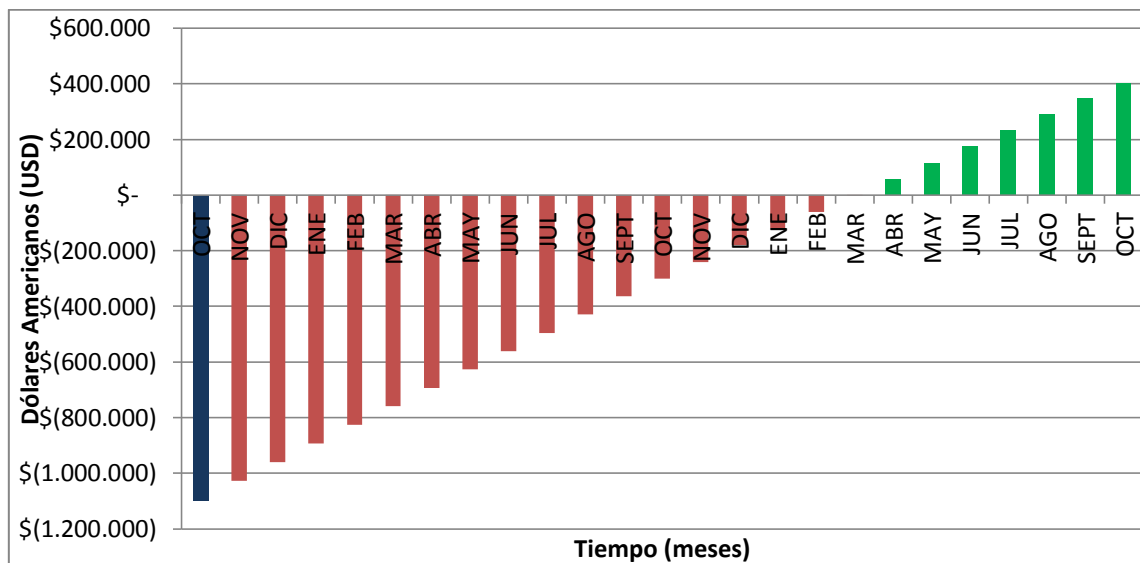
**Tabla 45. Comportamiento del escenario 5% en inyección de nafta.**

Nafta al 5%				
TIEMPO	EGRESOS	AHORRO	AHORRO ACUM	VPN NETO
OCT	\$ (1,097,886)			
NOV	\$866,770	\$ 71,755	\$ 71,755	\$ (1,026,841)
DIC	\$821,090	\$ 67,963	\$ 139,718	\$ (959,551)
ENE	\$818,638	\$ 67,760	\$ 207,478	\$ (892,462)
FEB	\$813,755	\$ 67,354	\$ 274,832	\$ (825,775)
MAR	\$811,324	\$ 67,153	\$ 341,985	\$ (759,287)
ABR	\$808,901	\$ 66,951	\$ 408,936	\$ (692,998)
MAY	\$806,485	\$ 66,751	\$ 475,687	\$ (626,909)
JUN	\$804,076	\$ 66,551	\$ 542,238	\$ (561,017)

Nafta al 5%				
TIEMPO	EGRESOS	AHORRO	AHORRO ACUM	VPN NETO
JUL	\$801,675	\$ 66,352	\$ 608,590	\$ (495,322)
AGO	\$799,280	\$ 66,153	\$ 674,742	\$ (429,824)
SEPT	\$796,893	\$ 65,955	\$ 740,697	\$ (364,523)
OCT	\$780,330	\$ 64,580	\$ 805,277	\$ (300,582)
NOV	\$737,109	\$ 60,992	\$ 866,269	\$ (240,194)
DIC	\$733,422	\$ 60,686	\$ 926,955	\$ (180,109)
ENE	\$729,752	\$ 60,381	\$ 987,336	\$ (120,326)
FEB	\$722,460	\$ 59,776	\$ 1,047,112	\$ (61,142)
MAR	\$ 718,839	\$ 59,475	\$ 1,106,587	\$ (2,255)
ABR	\$ 715,234	\$ 59,176	\$ 1,165,763	\$ 56,335
MAY	\$ 711,645	\$ 58,878	\$ 1,224,641	\$ 114,630
JUN	\$ 708,072	\$ 58,582	\$ 1,283,223	\$ 72,631
JUL	\$ 704,516	\$ 58,286	\$ 1,341,509	\$ 230,341
AGO	\$ 700,975	\$ 57,992	\$ 1,399,501	\$ 287,759
SEPT	\$ 697,450	\$ 57,700	\$ 1,457,201	\$ 344,887
OCT	\$ 693,889	\$ 57,404	\$ 1,514,605	\$ 401,723

Fuente Autores.

**Figura 86. Flujo de Caja Acumulado Dilución al 5%**



Fuente Autores.

Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

**Tabla 46. Indicadores económicos Dilución al 5%**

PAY OUT (MESES)	17.46
VPN 1 AÑO (TIR 12% E.A.)	\$ 300,582
VPN 2 AÑO (TIR 12% E.A.)	\$ 401,723
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0.72

Fuente Autores.

Como es posible observar la inversión se recuperaría en diecisiete meses y dos días, el VPN fue calculado para la tasa estándar de 12% efectivo anual que maneja Ecopetrol para un periodo de tiempo de uno y dos años con el fin de evaluar la inversión con el paso del tiempo y en cuanto al parámetro J indicado por Ecopetrol se obtuvo un valor no superior a 1 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

#### **DILUCION AL 10% EN DILUYENTE**

La tabla 47 presenta el costo total para la operación de dilución al 10% de inyección de nafta. Adicionalmente la tabla 48 presenta los ingresos y egresos mensuales proyectados a un año y la figura 87 muestra el flujo de caja neto del proyecto, donde es posible encontrar la comparación entre la ganancia que se recibe al realizar el proyecto, adicional a esto es evidente el ahorro que genera el proyecto evaluado entre el caso actual y llevando a cabo la dilución en fondo al 10% en diluyente.

**Tabla 47. Costos de Inyección de Nafta al 10%.**

CONCEPTO	UDS/Bbl
LIFTING COST	4.81
COSTOS DE TRANSPORTE	5
PERDIDAS DE NAFTA	0.43
<b>COSTO TOTAL</b>	10.24
REGALÍAS E IMPUESTOS	53%
PRECIO NETO CRUDO CHICHIMENE	35

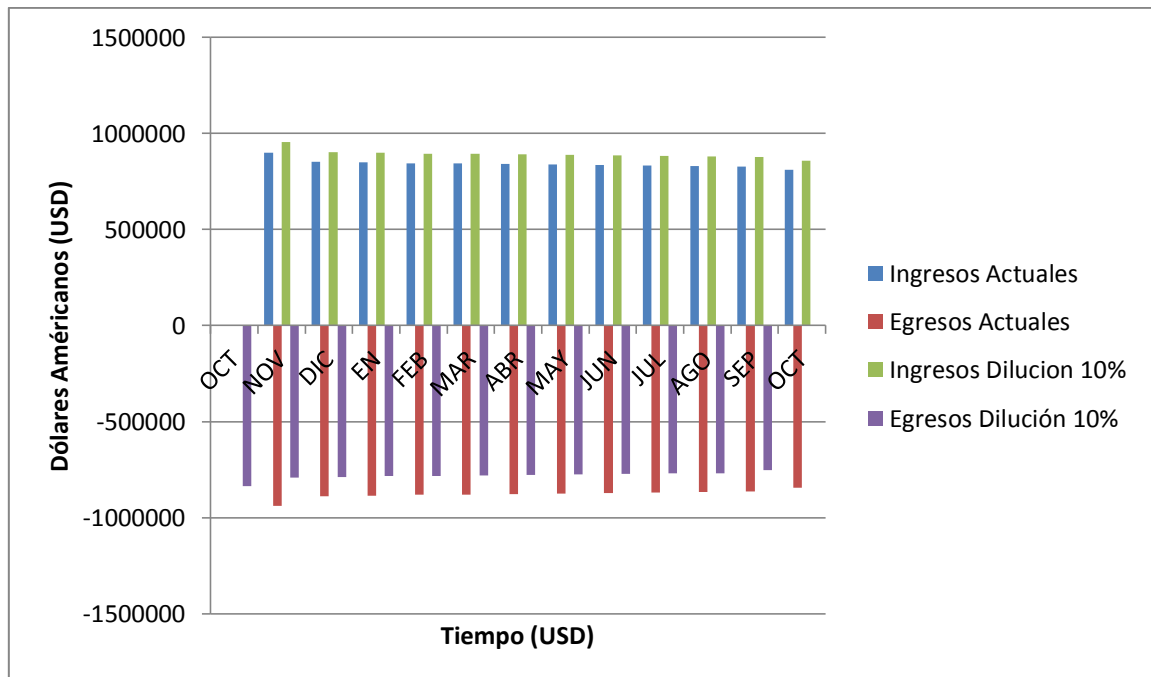
Fuente: Ecopetrol S.A.

**Tabla 48. Ingresos y Egresos. 10% en Diluyente.**

MES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)
NOV	2718	\$ 834,970	\$ 2,853,900	\$ 948,897
DIC	2574	\$ 790,973	\$ 2,703,084	\$ 898,692
EN	2567	\$ 788,614	\$ 2,694,986	\$ 895,995
FEB	2551	\$ 783,918	\$ 2,678,865	\$ 890,625
MAR	2544	\$ 781,580	\$ 2,670,840	\$ 887,952
ABR	2536	\$ 779,249	\$ 2,662,840	\$ 885,288
MAY	2528	\$ 776,925	\$ 2,654,863	\$ 882,631
JUN	2521	\$ 774,608	\$ 2,646,911	\$ 879,982
JUL	2513	\$ 772,298	\$ 2,638,982	\$ 877,341
AGO	2506	\$ 769,995	\$ 2,631,077	\$ 874,708
SEP	2498	\$ 767,699	\$ 2,623,195	\$ 872,083
OCT	2446	\$ 751,709	\$ 2,568,510	\$ 853,896

Fuente: Autores.

**Figura 87. Flujo de Caja Dilución 10%**



Fuente: Autores.

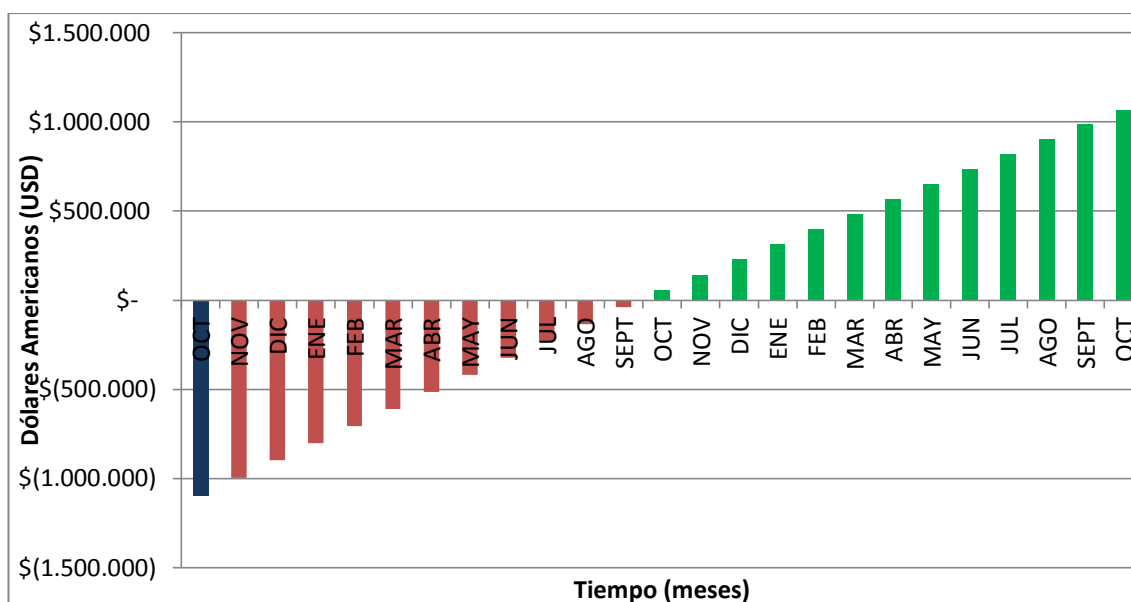
Para evaluar financieramente el proyecto es necesario realizar un análisis de costos en el cual sea posible observar el comportamiento de la inversión con el tiempo en función del ahorro energético generado para el campo mediante la implementación de la dilución como mecanismo de optimización. En la tabla 49 es posible observar el comportamiento del escenario con base en el ahorro generado. Del mismo modo de la grafica 88 es posible encontrar el flujo de caja acumulado presentado por el proyecto.

**Tabla 49. Comportamiento del escenario 10% en inyección de nafta.**

Nafta al 10%				
TIEMPO	EGRESOS	AHORRO	AHORRO ACUM	VPN
OCT	\$ (1,097,886)			
NOV	\$ 834,970	\$ 103,556	\$ 103,556	\$ (995,355)
DIC	\$ 790,970	\$ 98,083	\$ 201,639	\$ (898,243)
ENE	\$ 788,608	\$ 97,790	\$ 299,429	\$ (801,422)
FEB	\$ 783,904	\$ 97,205	\$ 396,633	\$ (705,180)
MAR	\$ 781,563	\$ 96,913	\$ 493,547	\$ (609,226)
ABR	\$ 779,229	\$ 96,623	\$ 590,170	\$ (513,560)
MAY	\$ 776,902	\$ 96,334	\$ 686,503	\$ (418,180)
JUN	\$ 774,582	\$ 96,045	\$ 782,548	\$ (323,086)
JUL	\$ 772,269	\$ 95,757	\$ 878,306	\$ (228,277)
AGO	\$ 769,963	\$ 95,471	\$ 973,776	\$ (133,751)
SEPT	\$ 767,663	\$ 95,185	\$ 1,068,961	\$ (39,509)
OCT	\$ 751,709	\$ 93,200	\$ 1,162,161	\$ 52,768
NOV	\$ 710,079	\$ 88,022	\$ 1,250,183	\$ 139,919
DIC	\$ 706,527	\$ 87,581	\$ 1,337,764	\$ 226,633
ENE	\$ 702,992	\$ 87,141	\$ 1,424,905	\$ 312,911
FEB	\$ 695,969	\$ 86,267	\$ 1,511,172	\$ 398,324
MAR	\$ 692,481	\$ 85,834	\$ 1,597,006	\$ 483,308
ABR	\$ 689,008	\$ 85,402	\$ 1,682,408	\$ 567,864
MAY	\$ 685,551	\$ 84,972	\$ 1,767,380	\$ 651,995
JUN	\$ 682,110	\$ 84,544	\$ 1,851,923	\$ 735,702
JUL	\$ 678,684	\$ 84,118	\$ 1,936,041	\$ 818,986
AGO	\$ 675,274	\$ 83,694	\$ 2,019,735	\$ 901,851
SEPT	\$ 671,879	\$ 83,271	\$ 2,103,006	\$ 984,298
OCT	\$ 668,449	\$ 82,845	\$ 2,185,851	\$ 1,066,323

Fuente Autores.

**Figura 88. Flujo de Caja Acumulado Dilución 10%**



Fuente Autores.

Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

**Tabla 50. Indicadores económicos Dilución al 10%**

PAY OUT (MESES)	11.43
VPN 1 AÑO (TIR 12% E.A.)	\$ 52,768
VPN 2 AÑO (TIR 12% E.A.)	\$ 1,066,323
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0.51

Fuente Autores.

Como es posible observar la inversión se recuperaría en once meses y trece días, el VPN fue calculado para la tasa estándar de 12% efectivo anual que maneja Ecopetrol para un periodo de tiempo de uno y dos años con el fin de evaluar la inversión con el paso del tiempo y en cuanto al parámetro J indicado por Ecopetrol se obtuvo un valor no superior a 1 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

## DILUCION AL 15% EN DILUYENTE

La tabla 51 presenta el costo total para la operación de dilución al 15% de inyección de nafta. Adicionalmente la tabla 52 presenta los ingresos y egresos mensuales proyectados a un año y la figura 89 muestra el flujo de caja del proyecto, donde es posible encontrar la comparación entre la ganancia que se recibe al realizar el proyecto, adicional a esto es evidente el ahorro que genera el proyecto evaluado entre el caso actual y llevando a cabo la dilución en fondo al 15% en diluyente.

**Tabla 51. Costos de Inyección de Nafta al 15%.**

CONCEPTO	UDS/Bbl
LIFTING COST	4.75
COSTOS DE TRANSPORTE	5
PERDIDAS DE NAFTA	0.5
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>10.25</b>
REGALÍAS E IMPUESTOS	53%
PRECIO NETO CRUDO CHICHIMENE	35

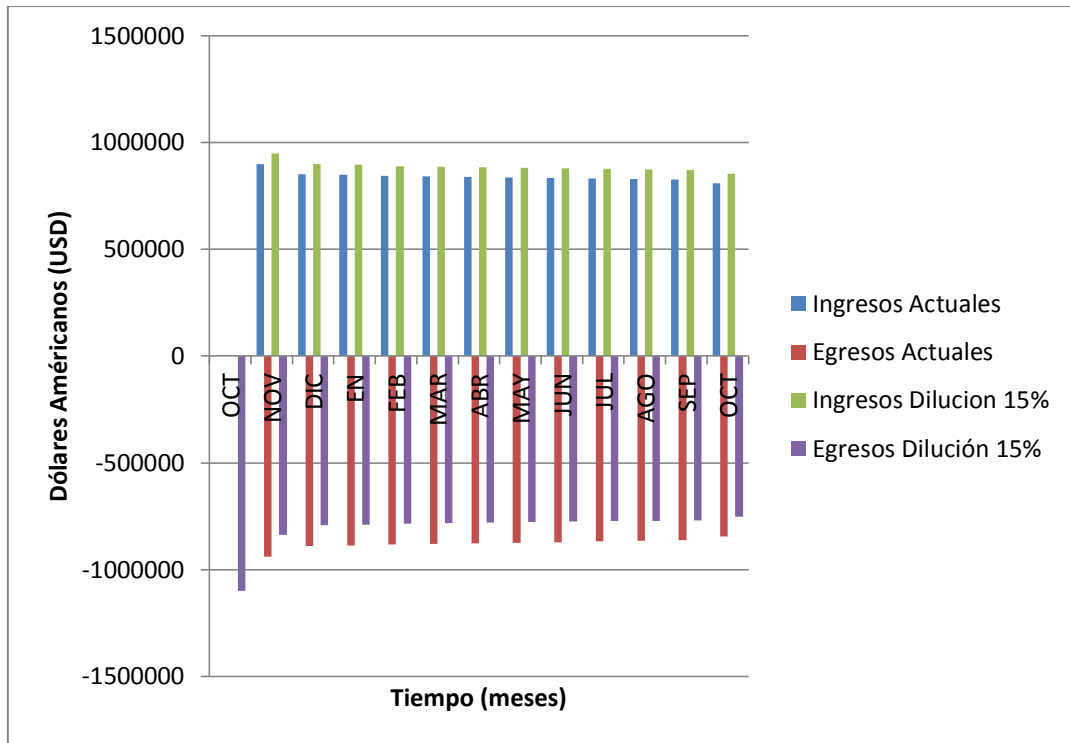
Fuente: Ecopetrol S.A.

**Tabla 52. Ingresos y Egresos. 15% en Diluyente.**

MES	CAUDAL (STB/d)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)
OCT		\$ (1,097,886.00)		
NOV	2718	\$ 835,785	\$ 2,853,900	\$ 948,514
DIC	2574	\$ 791,746	\$ 2,703,084	\$ 898,329
EN	2567	\$ 789,384	\$ 2,694,986	\$ 895,633
FEB	2551	\$ 784,683	\$ 2,678,865	\$ 890,266
MAR	2544	\$ 782,343	\$ 2,670,840	\$ 887,594
ABR	2536	\$ 780,010	\$ 2,662,840	\$ 884,930
MAY	2528	\$ 777,684	\$ 2,654,863	\$ 882,274
JUN	2521	\$ 775,364	\$ 2,646,911	\$ 879,627
JUL	2513	\$ 773,052	\$ 2,638,982	\$ 876,987
AGO	2596	\$ 770,747	\$ 2,631,077	\$ 874,355
SEP	2498	\$ 768,448	\$ 2,623,195	\$ 871,731
OCT	2446	\$ 752,443	\$ 2,568,510	\$ 853,552

Fuente: Autores.

**Figura 89. Flujo de Caja Dilución 15%**



Fuente: Autores.

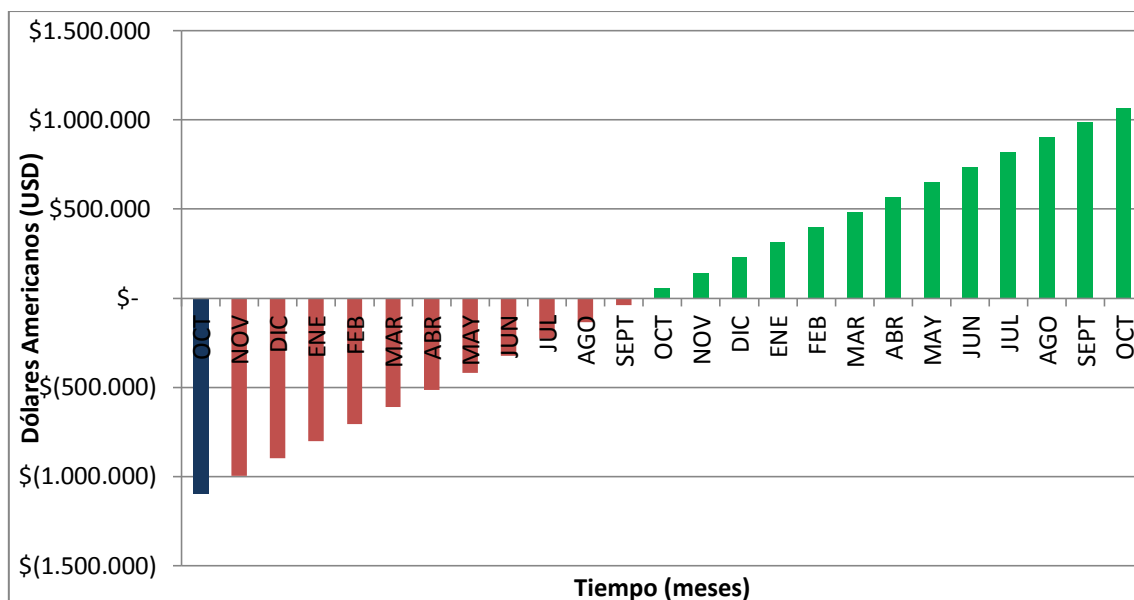
Para evaluar financieramente el proyecto es necesario realizar un análisis de costos en el cual sea posible observar el comportamiento de la inversión con el tiempo en función del ahorro energético generado para el campo mediante la implementación de la dilución como mecanismo de optimización. En la tabla 53 es posible observar el comportamiento del escenario con base en el ahorro generado. Del mismo modo de la grafica 89 es posible encontrar el flujo de caja acumulado presentado por el proyecto.

**Tabla 53. Comportamiento del escenario 15% en inyección de nafta.**

Nafta 15%				
TIEMPO	EGRESOS	AHORRO	AHORRO MES	VPN
OCT	\$ (1,097,886)			
NOV	\$ 835,785	\$ 102,740	\$ 102,740	\$ (996,163)
DIC	\$ 791,742	\$ 97,311	\$ 200,051	\$ (899,815)
ENE	\$ 789,378	\$ 97,020	\$ 297,071	\$ (803,756)
FEB	\$ 784,670	\$ 96,439	\$ 393,510	\$ (708,272)
MAR	\$ 782,326	\$ 96,150	\$ 489,660	\$ (613,074)
ABR	\$ 779,990	\$ 95,862	\$ 585,523	\$ (518,161)
MAY	\$ 777,661	\$ 95,575	\$ 681,098	\$ (423,532)
JUN	\$ 775,338	\$ 95,289	\$ 776,386	\$ (329,187)
JUL	\$ 773,023	\$ 95,003	\$ 871,390	\$ (235,124)
AGO	\$ 770,714	\$ 94,719	\$ 966,109	\$ (141,343)
SEPT	\$ 768,413	\$ 94,435	\$ 1,060,544	\$ (47,843)
OCT	\$ 752,443	\$ 92,466	\$ 1,153,010	\$ 43,708
NOV	\$ 710,772	\$ 87,329	\$ 1,240,339	\$ 130,173
DIC	\$ 707,217	\$ 86,891	\$ 1,327,230	\$ 216,203
ENE	\$ 703,678	\$ 86,455	\$ 1,413,685	\$ 301,802
FEB	\$ 696,648	\$ 85,588	\$ 1,499,273	\$ 386,543
MAR	\$ 693,157	\$ 85,158	\$ 1,584,431	\$ 470,858
ABR	\$ 689,681	\$ 84,729	\$ 1,669,161	\$ 554,748
MAY	\$ 686,221	\$ 84,303	\$ 1,753,463	\$ 638,216
JUN	\$ 682,776	\$ 83,878	\$ 1,837,341	\$ 721,264
JUL	\$ 679,347	\$ 83,455	\$ 1,920,797	\$ 803,893
AGO	\$ 675,933	\$ 83,035	\$ 2,003,831	\$ 886,105
SEPT	\$ 672,535	\$ 82,616	\$ 2,086,447	\$ 967,903
OCT	\$ 669,101	\$ 82,192	\$ 2,168,639	\$ 1,049,282

Fuente Autores.

**Figura 90. Flujo de Caja Acumulado Dilución 15%**



Fuente Autores.

Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

**Tabla 54. Indicadores Económicos Dilución al 15%**

PAY OUT (MESES)	11.5
VPN 1 AÑO (TIR 12% E.A.)	\$ 43,708
VPN 2 AÑO (TIR 12% E.A.)	\$ 1,049,282
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0.51

Fuente Autores.

Como es posible observar la inversión se recuperaría en once meses y quince días, el VPN fue calculado para la tasa estándar de 12% efectivo anual que maneja Ecopetrol para un periodo de tiempo de uno y dos años con el fin de evaluar la inversión con el paso del tiempo y en cuanto al parámetro J indicado por Ecopetrol se obtuvo un valor no superior a 1 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

## DILUCION AL 20% EN DILUYENTE

La tabla 55 presenta el costo total para la operación de dilución al 20% de inyección de nafta. Adicionalmente la tabla 56 presenta los ingresos y egresos mensuales proyectados a un año y la figura 91 muestra el flujo de caja del proyecto, donde es posible encontrar la comparación entre la ganancia que se recibe al realizar el proyecto, adicional a esto es evidente el ahorro que genera el proyecto evaluado entre el caso actual y llevando a cabo la dilución en fondo al 20% en diluyente.

**Tabla 55. Costos de Inyección de Nafta al 20%.**

CONCEPTO	UDS/Bbl
LIFTING COST	4.55
COSTOS DE TRANSPORTE	5
PERDIDAS DE NAFTA	0.57
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>10.12</b>
REGALÍAS E IMPUESTOS	53%
PRECIO NETO CRUDO CHICHIMENE	35

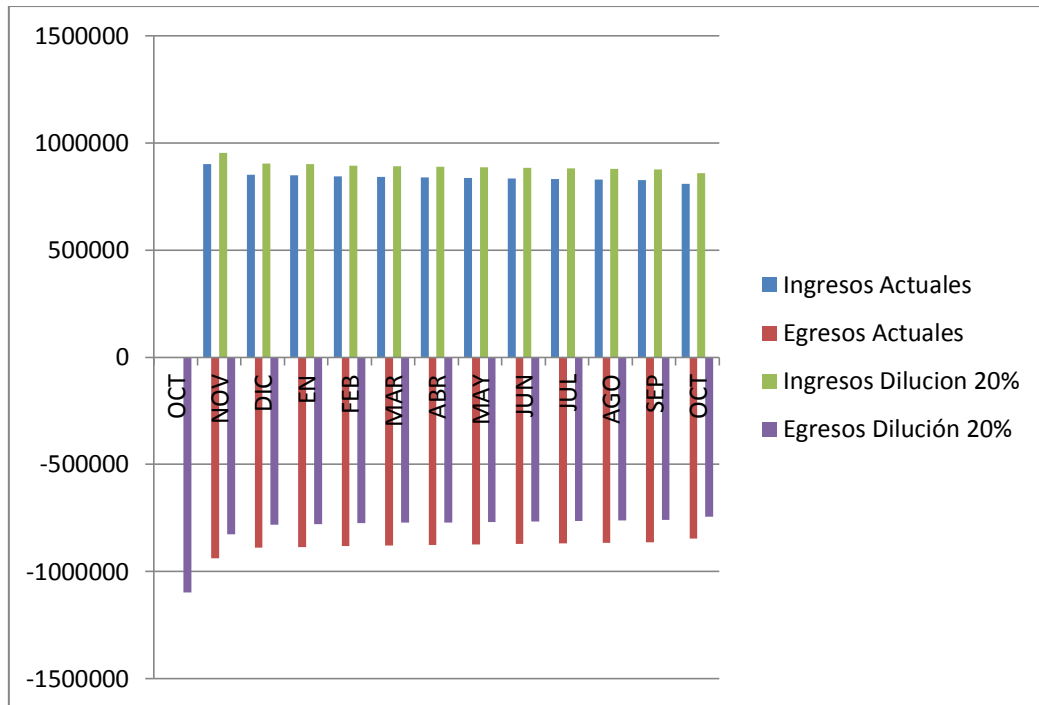
Fuente: Ecopetrol S.A.

**Tabla 56. Ingresos y Egresos. 20% en Diluyente**

MES	CAUDAL (STB/Día)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)
NOV	2718	\$ 2.853.900	\$ 825.185	\$ 953.496
DIC	2574	\$ 2.703.084	\$ 781.706	\$ 903.048
EN	2567	\$ 2.694.986	\$ 779.374	\$ 900.338
FEB	2551	\$ 2.678.865	\$ 774.733	\$ 894.942
MAR	2544	\$ 2.670.840	\$ 772.423	\$ 892.256
ABR	2536	\$ 2.662.840	\$ 770.119	\$ 889.579
MAY	2528	\$ 2.654.863	\$ 767.823	\$ 886.909
JUN	2521	\$ 2.646.911	\$ 765.533	\$ 884.248
JUL	2513	\$ 2.638.982	\$ 763.250	\$ 881.594
AGO	2506	\$ 2.631.077	\$ 760.974	\$ 878.948
SEP	2498	\$ 2.623.195	\$ 758.705	\$ 876.311
OCT	2446	\$ 2.568.510	\$ 742.903	\$ 858.035

Fuente: Autores.

**Figura 91. Flujo de Caja Dilución 20%**



Fuente: Autores.

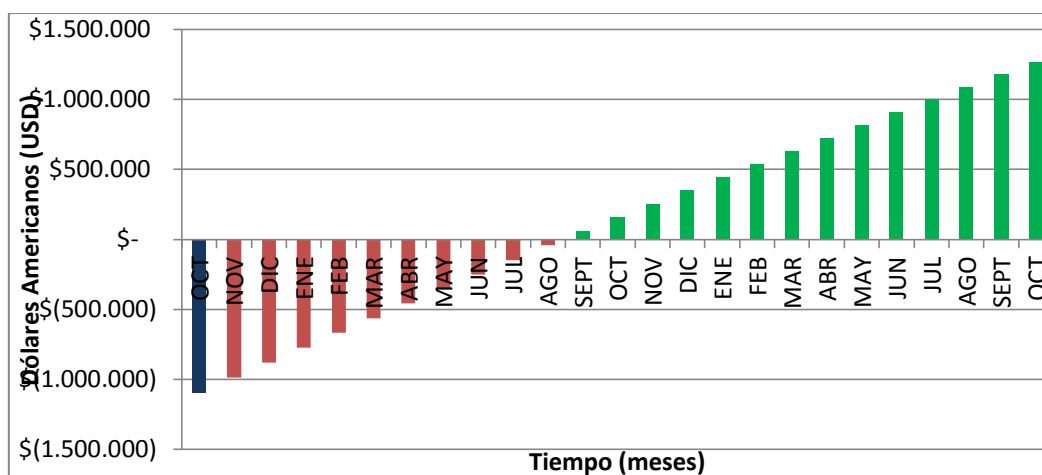
Para evaluar financieramente el proyecto es necesario realizar un análisis de costos en el cual sea posible observar el comportamiento de la inversión con el tiempo en función del ahorro energético generado para el campo mediante la implementación de la dilución como mecanismo de optimización. En la tabla 57 es posible observar el comportamiento del escenario con base en el ahorro generado. Del mismo modo de la grafica 92 es posible encontrar el flujo de caja acumulado presentado por el proyecto.

**Tabla 57. Comportamiento del escenario 20% en inyección de nafta.**

Nafta al 20%				
TIEMPO	EGRESOS	AHORRO	AHORRO MES	VPN
OCT	\$ (1,097,886)			
NOV	\$ 825,185	\$ 113,341	\$ 113,340	\$ (985,668)
DIC	\$ 781,702	\$ 107,351	\$ 220,692	\$ (879,379)
ENE	\$ 779,368	\$ 107,029	\$ 327,721	\$ (773,410)
FEB	\$ 774,720	\$ 106,389	\$ 434,110	\$ (668,074)
MAR	\$ 772,406	\$ 106,071	\$ 540,181	\$ (563,054)
ABR	\$ 770,099	\$ 105,753	\$ 645,934	\$ (458,348)
MAY	\$ 767,800	\$ 105,436	\$ 751,370	\$ (353,956)
JUN	\$ 765,507	\$ 105,120	\$ 856,490	\$ (249,876)
JUL	\$ 763,221	\$ 104,805	\$ 961,295	\$ (146,109)
AGO	\$ 760,942	\$ 104,491	\$ 1,065,786	\$ (42,652)
SEPT	\$ 758,669	\$ 104,178	\$ 1,169,965	\$ 60,495
OCT	\$ 742,903	\$ 102,007	\$ 1,271,971	\$ 161,491
NOV	\$ 701,762	\$ 96,340	\$ 1,368,311	\$ 256,877
DIC	\$ 698,252	\$ 95,856	\$ 1,464,167	\$ 351,784
ENE	\$ 694,758	\$ 95,375	\$ 1,559,542	\$ 446,215
FEB	\$ 687,817	\$ 94,419	\$ 1,653,960	\$ 539,699
MAR	\$ 684,370	\$ 93,944	\$ 1,747,904	\$ 632,712
ABR	\$ 680,939	\$ 93,471	\$ 1,841,375	\$ 725,258
MAY	\$ 677,523	\$ 93,001	\$ 1,934,376	\$ 817,338
JUN	\$ 674,122	\$ 92,532	\$ 2,026,908	\$ 908,954
JUL	\$ 670,736	\$ 92,066	\$ 2,118,974	\$ 1,000,108
AGO	\$ 667,366	\$ 91,602	\$ 2,210,576	\$ 1,090,803
SEPT	\$ 664,011	\$ 91,139	\$ 2,301,715	\$ 1,181,040
OCT	\$ 660,621	\$ 90,672	\$ 2,392,388	\$ 1,270,815

Fuente Autores.

**Figura 92. Flujo de Caja Dilución 20%**



Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

**Tabla 58. Indicadores Económicos.**

PAY OUT (MESES)	10.5
VPN 1 AÑO (TIR 12% E.A.)	\$ 161,491
VPN 2 AÑO (TIR 12% E.A.)	\$ 1,270,815
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0.46

Fuente: Autores.

Como es posible observar la inversión se recuperaría en diez meses y trece días, el VPN fue calculado para la tasa estándar de 12% efectivo anual que maneja Ecopetrol para un periodo de tiempo de uno y dos años con el fin de evaluar la inversión con el paso del tiempo y en cuanto al parámetro J indicado por Ecopetrol se obtuvo un valor no superior a 1 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

### **COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DEL ESCENARIO 1**

Comparando los resultados de la optimización con el sistema actual se encuentran los resultados del ahorro que genera para el sistema la realización de la alternativa trabajo contenidos en la tabla 59.

**Tabla 59. Comparación Alternativas Escenario 1.**

	LIFTING COST USD/BL	AHORRO USD/BL
ACTUAL	5,39	
DILUCIÓN 5%	5,27	0,12
DILUCIÓN 10%	4,81	0,58
DILUCIÓN 15%	4,75	0,64
DILUCIÓN 20%	4,55	0,84

Fuente: Autores.

Es de notar que se cumple con el objetivo de la optimización el cual es reducir el costo de levantamiento por barril y adicional a esto reducir las pérdidas de nafta que generan actualmente una gran reducción en los ingresos.

## **5.2 ESCENARIO 2: ACTIVACIÓN DE K1**

Para llevar a cabo la ejecución de este escenario es necesario realizar un trabajo de workover en los pozos UIS 2, UIS 7, ya que estos fueron los escogidos para la implementación de esta optimización debido a que presentan bajos cortes de agua. El trabajo de workover consiste principalmente en bajar una broca para remover los tapones que aíslan la unidad productora K1 y de esta manera aumentar el corte de agua de estos pozos, debido a que esta unidad fue aislada por la producción de agua tan elevada que presento en su momento. La tabla 60 referencia los costos de dicho trabajo en el campo Chichimene.

**Tabla 60. Costos de Implementación. Escenario 2.**

CONCEPTO	VALOR (USD)
TRABAJOS DE WORKOVER	560.000

Fuente: Ecopetrol S.A.

La tabla 61 presenta el costo total para la operación de apertura de K1.

**Tabla 61. Costos de Apertura de K1.**

CONCEPTO	UDS/Bbl
LIFTING COST	3.57
COSTOS DE TRANSPORTE	5
PERDIDAS DE NAFTA	1.13
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>9.70</b>
REGALIAS E IMPUESTOS	53%
PRECIO NETO CRUDO CHICHIMENE	35

Fuente: Ecopetrol S.A.

Es importante tener en cuenta que con la activación de la unidad K1 el corte de agua aumentara significativamente, lo cual representara costos de levantamiento y de tratamiento adicionales que serán tenidos en cuenta tomando adicionando el valor de los barriles de agua que deberán ser manejados.

En la tabla 62 es posible encontrar la cantidad mensual de barriles de agua que serán recibidos adicionalmente y cuyo costo de levantamiento y tratamiento será incluido en los egresos representados en el posterior flujo de caja.

**Tabla 62. Barriles de agua adicionales**

MES	BLS DE AGUA ADICIONALES
NOV	4200
DIC	4428
EN	4446
FEB	4481
MAR	4499
ABR	4516
MAY	4534
JUN	4551
JUL	4568
AGO	4586
SEP	4603
OCT	4620

Fuente: Autores.

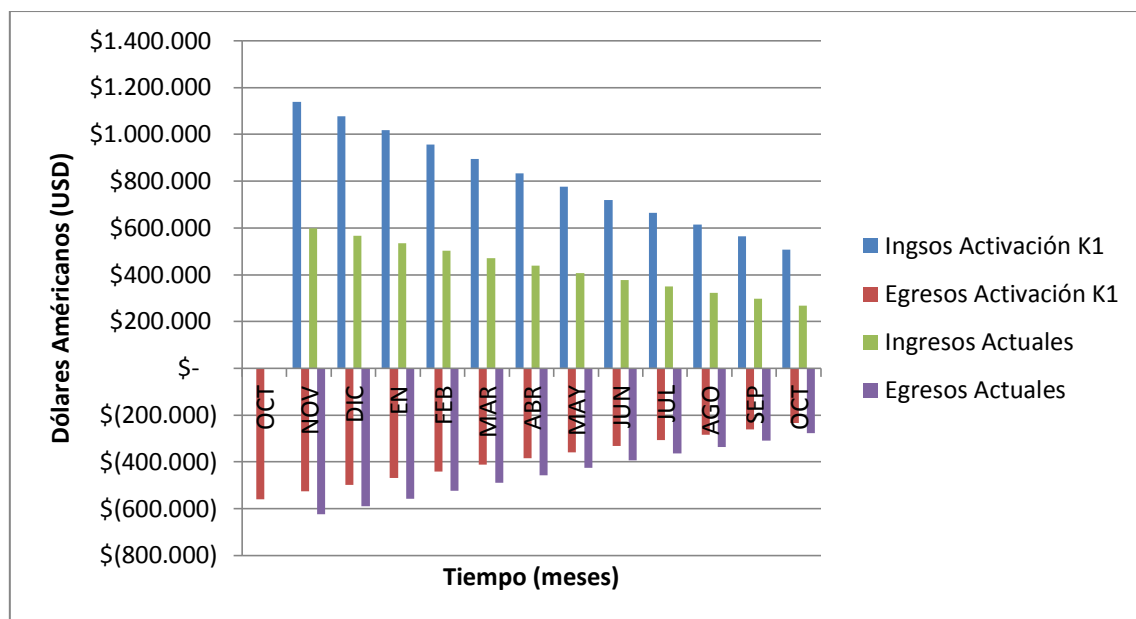
Adicionalmente la tabla 63 presenta los ingresos y egresos mensuales proyectados a un año y la figura 93 muestra el flujo de caja neto del proyecto, donde es posible encontrar la comparación entre la ganancia que se recibe al realizar el proyecto, adicional a esto es evidente el ahorro que genera el proyecto evaluado entre el caso actual y llevando a cabo el reacondicionamiento de la unidad K1.

**Tabla 63. Ingresos y Egresos Activación K1.**

<b>MES</b>	<b>INGRESOS (USD)</b>	<b>EGRESOS (USD)</b>	<b>CASH FLOW (USD)</b>
NOV	\$ 1,895,704	\$ 525,381	\$ 644,052
DIC	\$ 1,795,524	\$ 497,617	\$ 610,017
EN	\$ 1,695,544	\$ 469,908	\$ 576,049
FEB	\$ 1,591,553	\$ 441,088	\$ 540,719
MAR	\$ 1,489,465	\$ 412,795	\$ 506,035
ABR	\$ 1,389,750	\$ 385,159	\$ 472,158
MAY	\$ 1,292,826	\$ 358,297	\$ 439,228
JUN	\$ 1,199,059	\$ 332,311	\$ 407,372
JUL	\$ 1,108,762	\$ 307,285	\$ 376,694
AGO	\$ 1,022,193	\$ 283,294	\$ 347,283
SEP	\$ 939,561	\$ 260,393	\$ 319,209
OCT	\$ 845,605	\$ 234,353	\$ 287,288

Fuente: Autores.

**Figura 93. Flujo de Caja.**



Fuente: Autores.

Para evaluar financieramente el proyecto es necesario realizar un análisis de costos en el cual sea posible observar el comportamiento de la inversión con el tiempo en función del ahorro energético generado para el campo mediante la implementación de la activación de la unidad productora K1 como mecanismo de optimización. En la tabla 63 es posible observar el comportamiento del escenario con base en el ahorro generado. Del mismo modo de la grafica 94 es posible encontrar el flujo de caja acumulado presentado por el proyecto.

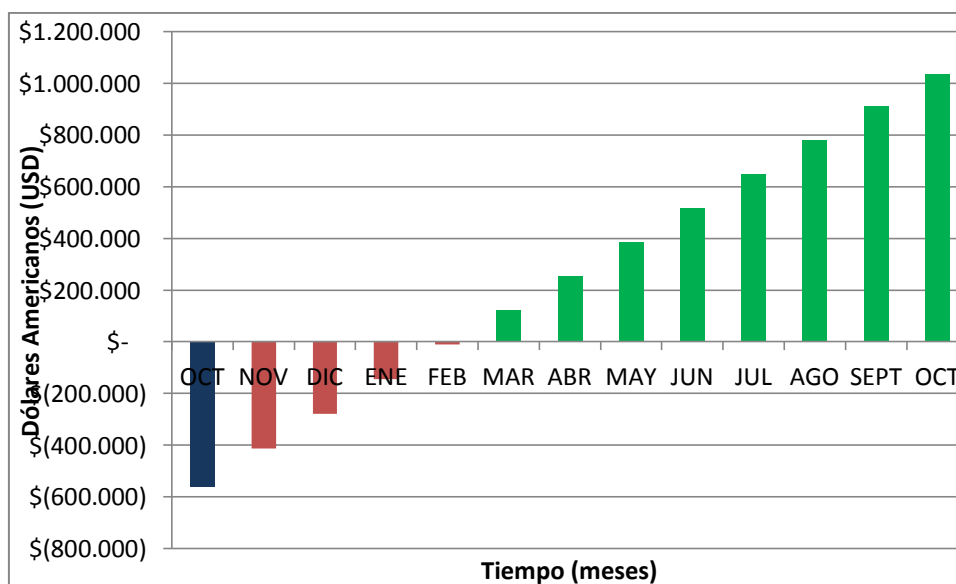
**Tabla 64. Comportamiento del escenario 20% en inyección de nafta.**

Nafta al 20%				
TIEMPO	EGRESOS	AHORRO	AHORRO MES	VPN
OCT	\$ (1,097,886)			
NOV	\$ 825,185	\$ 113,341	\$ 113,340	\$ (985,668)
DIC	\$ 781,702	\$ 107,351	\$ 220,692	\$ (879,379)
ENE	\$ 779,368	\$ 107,029	\$ 327,721	\$ (773,410)
FEB	\$ 774,720	\$ 106,389	\$ 434,110	\$ (668,074)
MAR	\$ 772,406	\$ 106,071	\$ 540,181	\$ (563,054)
ABR	\$ 770,099	\$ 105,753	\$ 645,934	\$ (458,348)

Nafta al 20%				
TIEMPO	EGRESOS	AHORRO	AHORRO MES	VPN
MAY	\$ 767,800	\$ 105,436	\$ 751,370	\$ (353,956)
JUN	\$ 765,507	\$ 105,120	\$ 856,490	\$ (249,876)
JUL	\$ 763,221	\$ 104,805	\$ 961,295	\$ (146,109)
AGO	\$ 760,942	\$ 104,491	\$ 1,065,786	\$ (42,652)
SEPT	\$ 758,669	\$ 104,178	\$ 1,169,965	\$ 60,495
OCT	\$ 742,903	\$ 102,007	\$ 1,271,971	\$ 161,491
NOV	\$ 701,762	\$ 96,340	\$ 1,368,311	\$ 256,877
DIC	\$ 698,252	\$ 95,856	\$ 1,464,167	\$ 351,784
ENE	\$ 694,758	\$ 95,375	\$ 1,559,542	\$ 446,215
FEB	\$ 687,817	\$ 94,419	\$ 1,653,960	\$ 539,699
MAR	\$ 684,370	\$ 93,944	\$ 1,747,904	\$ 632,712
ABR	\$ 680,939	\$ 93,471	\$ 1,841,375	\$ 725,258
MAY	\$ 677,523	\$ 93,001	\$ 1,934,376	\$ 817,338
JUN	\$ 674,122	\$ 92,532	\$ 2,026,908	\$ 908,954
JUL	\$ 670,736	\$ 92,066	\$ 2,118,974	\$ 1,000,108
AGO	\$ 667,366	\$ 91,602	\$ 2,210,576	\$ 1,090,803
SEPT	\$ 664,011	\$ 91,139	\$ 2,301,715	\$ 1,181,040
OCT	\$ 660,621	\$ 90,672	\$ 2,392,388	\$ 1,270,815

Fuente: Autores.

**Figura 94. Flujo de Caja Acumulado**



Fuente Autores.

Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

**Tabla 65. Indicadores Económicos Activación de K1**

PAY OUT (MESES)	4.1
VPN 1 AÑO (TIR 12% E.A.)	\$ 1,036,606
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSION	0.46

Fuente Autores.

Como es posible observar la inversión se recuperaría en diez meses y trece días, el VPN fue calculado para la tasa estándar de 12% efectivo anual que maneja Ecopetrol para un periodo de tiempo de un año con el fin de evaluar la inversión con el paso del tiempo y en cuanto al parámetro J indicado por Ecopetrol se obtuvo un valor no superior a 1 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

El ahorro que generaría la realización de esta inversión teniendo en cuenta gastos operacionales está representado en la tabla 66.

**Tabla 66. Ahorro con la activación de K1.**

	LIFTING COST	AHORRO USD
ACTUAL	5.39	
ACTIVACIÓN DE K1	3.60	1.79

Fuente Autores

### 5.3 ESCENARIO 3: CAMBIOS EN EL SLA

Para la implementación de este escenario, se hace necesario un trabajo de workover para uno de los pozos del cluster CL10-M10 debido que durante el proceso de producción es de vital importancia cambiar la bomba para mejorar la eficiencia del proceso. La Tabla 67 presenta los costos actuales de un trabajo de workover.

**Tabla 67. Costos de Implementación. Escenario 3.**

CONCEPTO	VALOR (USD)
TRABAJO DE WORKOVER	280.000

Fuente: Ecopetrol S.A.

La tabla 68 presenta el costo total para los cambios en el sistema de levantamiento en uno de los pozos del cluster CL10- M10 del campo Chichimene.

Adicionalmente la tabla 69 presenta los ingresos y egresos mensuales proyectados a un año. En la inyección de nafta en la troncal T2, las pérdidas aproximadas son de un 8%.

**Tabla 68. Costos Para Cambios en el Sistema de Levantamiento Artificial.**

CONCEPTO	UDS/Bbl
LIFTING COST	5.29
COSTOS DE TRANSPORTE	5
PERDIDAS POR NAFTA	1.13
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>11.42</b>
REGALIAS E IMPUESTOS	53%
PRECIO NETO CRUDO CHICHIMENE	35

Fuente: Ecopetrol S.A.

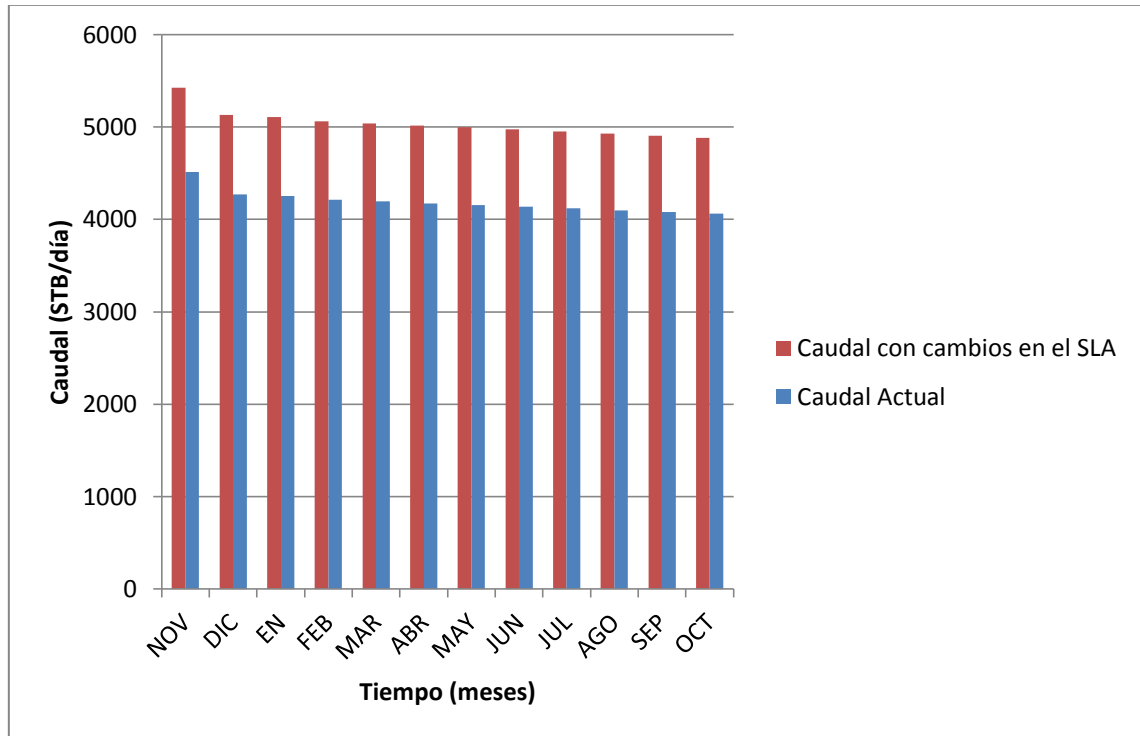
**Tabla 69. Ingresos y Egresos**

MES	CAUDAL (STB/Día)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)
OCT			\$ (280.000)	\$ (280.000)
NOV	913	\$ 958.650	\$ 315.259	\$ 302.394
DIC	865	\$ 907.989	\$ 298.642	\$ 286.393
EN	862	\$ 905.270	\$ 297.751	\$ 285.534
FEB	857	\$ 899.854	\$ 295.977	\$ 283.822
MAR	854	\$ 897.159	\$ 295.094	\$ 282.971
ABR	852	\$ 894.471	\$ 294.213	\$ 282.121
MAY	849	\$ 891.792	\$ 293.335	\$ 281.275
JUN	847	\$ 889.120	\$ 292.460	\$ 280.430
JUL	844	\$ 886.457	\$ 291.587	\$ 279.589
AGO	842	\$ 883.802	\$ 290.717	\$ 278.750
SEP	839	\$ 881.154	\$ 289.850	\$ 277.913
OCT	822	\$ 862.785	\$ 283.812	\$ 272.117

Fuente: Autores.

El incremento en el caudal de aceite total está representado en la grafica 95, donde es notable el incremento en la producción con los cambios en el sistema de levantamiento artificial.

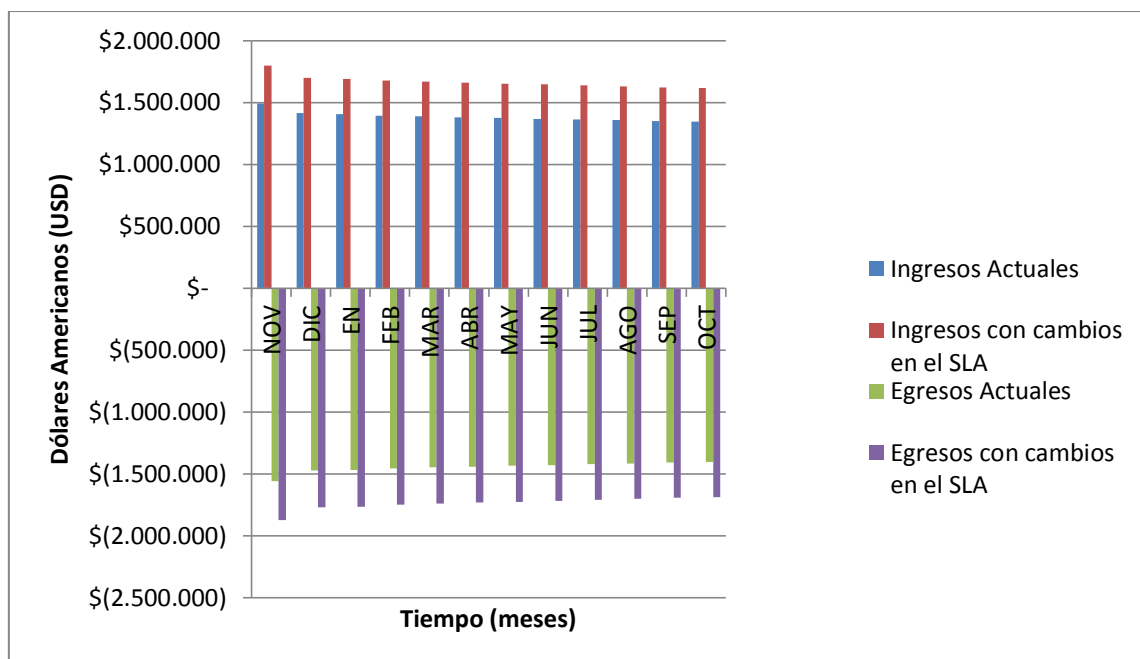
**Figura 95. Incremento en el caudal con los cambios en el SLA**



Fuente Autores

La figura 96 muestra el flujo de caja del proyecto, donde es posible encontrar la comparación entre la ganancia que se recibe al realizar el proyecto, adicional a esto es evidente el ahorro que genera el proyecto evaluado entre el caso actual y llevando a cabo los cambios en el sistema de levantamiento artificial.

**Figura 96. Flujo de caja con cambios en el SLA**



Fuente Autores

Los indicadores económicos calculados para este escenario corresponden a los valores presentados en la tabla 70.

**Tabla 70. Indicadores económicos**

PAY BACK (MESES)	0.98
VPN 12%	\$ 2.904.942
VPN 20%	\$ 2.714.729
RELACION C/B	4.1
TIO	105%
EFICIENCIA SOBRE LA INVERSIÓN F (FRACCIÓN)	0,33

Fuente Autores.

Como es posible observar la inversión se recuperaría en aproximadamente un mes, el VPN para la tasa estándar de 12% y para la tasa de oportunidad de Ecopetrol del 20% lo cual genera una mediana diferencia entre la arrojada para el proyecto y la esperada por la empresa, la relación costo/beneficio muestra la

rentabilidad del proyecto la cual es muy buena, para la TIO se obtuvo un valor superior al 20% esperado lo cual garantizaría la realización del proyecto y en cuanto al parámetro F indicado por Ecopetrol se obtuvo un valor no superior al 0.45 lo que garantiza la viabilidad de la inversión.

Es evidente que las alternativas de dilución presentan reflejan económicamente la importante mejoría técnica que este escenario presenta; dado que permite una reducción en la energía del sistema y adicional a esto reduce en gran parte las pérdidas de nafta en la superficie al garantizar una mezcla homogénea en fondo de pozo.

Según los criterios analizados previamente y dadas las circunstancias actuales del campo es posible pensar en una alternativa de dilución en fondo ya que económicamente se comprueban las consideraciones técnicas que permiten que sea factible. Donde presenta una reducción importante en los costos actuales y la inversión actual sería totalmente justificable. Esta alternativa de optimización se preferiría sobre la activación de la unidad K1 ya que presenta una reducción en los egresos donde actualmente se está perdiendo gran cantidad de diluyente y adicional a la energía constituyen las mayores pérdidas en el sistema.

## 6. CONCLUSIONES

- El modelo de IPR desarrollado para el campo cumple con el modelamiento del pozo, permitiendo de esta manera el ajuste del comportamiento actual de cada uno de ellos, teniendo como referencia propiedades específicas del campo.
- El uso de la técnica de análisis nodal permite reconocer las condiciones favorables de operación para cada uno de los pozos, por lo que constituye una importante herramienta para la generación de nuevas alternativas de optimización.
- La dilución en fondo es una alternativa viable para reducir la presión en cabeza y brindarle al sistema un alivio en el levantamiento artificial permitiendo que este funcione de una manera óptima con menores requerimientos energéticos y eleva sustancialmente la eficiencia de la bomba. Para el campo Chichimene constituye una de las más atractivas alternativas para la producción de crudo extrapesado al contar con un bajo corte de agua en cada uno de los pozos.
- Una reducción significativa en la energía del sistema puede ser lograda con la activación de la unidad K1, ya que al producir agua brinda al sistema de levantamiento artificial una alternativa de optimización reduciendo su consumo energético en más de un 50%.
- Las variaciones en la tubería para el campo Chichimene no tuvieron lugar ya que se contaba con los diámetros apropiados para cada uno de los pozos productores de crudo extrapesado presente en el sistema.
- En pozos que presentan grandes requerimientos energéticos y con bombas trabajando ineficientemente debido al aumento en la frecuencia con el fin de buscar mayores caudales de flujo, podrían causar problemas operacionales por un inadecuado manejo del equipo de levantamiento.
- En el cluster CL10-M10 del campo Chichimene fue posible evidenciar como los escenarios de optimización tales como dilución en fondo, apertura de la unidad

K1 y cambios en el levantamiento fueron exitosos brindándole alternativas viables que podrían ser implementadas en todo el campo.

- En los pozos con alto contenido de agua es factible implementar cambios en el sistema de levantamiento ya que sus bombas trabajan eficientemente y realizar cambios en la frecuencia no constituyen disminución en el tiempo de vida útil de las bombas.
- La dilución en fondo permite un aprovechamiento máximo del diluyente lo que se evidencia en el flujo de caja donde el factor de perdidas no es incluido y por tanto presenta un ahorro significativo en el sistema.
- La optimización de un cluster del campo Chichimene fue exitosa al lograr un aumento en la rentabilidad de la producción de crudo extrapesado, logrando aumentar el caudal de flujo para algunos pozos así como disminuir sustancialmente los requerimientos energéticos de otros.

## 7. RECOMENDACIONES

- En pozos con bajas gravedades API y bajos cortes de agua se recomienda seguir las condiciones expuestas por el fabricante para el uso del equipo de bombeo electrosumergible instalado, ya que los problemas operacionales asociados aunque no están directamente asociados con condiciones de frecuencia, si podrían generar pérdidas de caudal al experimentar una sobrecarga en el sistema.
- Partiendo del hecho que la dilución en fondo de pozo resulto exitosa, implementar un piloto en el campo para comprobar los beneficios que esta trae asociada y representan un alto grado de favorabilidad para el campo.
- Llevar un seguimiento entre los equipos de bombeo electrosumergible instalados con el fin de que las condiciones para las cuales fue diseñado cumplan con los requerimientos del pozo y de esta manera evitar problemas operacionales o costos innecesarios de energía.
- El pay back obtenido para cada uno de los escenarios fue corto lo que permite abrir posibilidades de implementación de alguno de los escenarios teniendo en cuenta el análisis financiero realizado.
- Es importante realizar un estudio detallado acerca del posible cambio del sistema de levantamiento artificial para el campo Chichimene, realizando una sensibilización entre el existente y los disponibles en el mercado con miras a un mayor aprovechamiento de la energía del sistema.

## BIBLIOGRAFIA

ALBOUDWAREJ, Hussein, et all. Highlighting Heavy Oil [en línea]. Disponible en [https://www.slb.com/resources/publications/industry\\_articles/oilfield\\_review/2006/or2006sum03\\_highlighting\\_heavyoil.aspx](https://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2006/or2006sum03_highlighting_heavyoil.aspx) (2006).

BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. Cap 1-5.

Casos de Campos en el Mundo. Bucaramanga, 2007. Módulo 1. 1º y 2º Presentación de Power Point 2007.

CRAVINO, Annabella et all. Evaluación de Modelos Homogéneos de Correlación y Mecanicistas en la Predicción de Gradiente de Presión de Flujo y Gas y Líquido en Tuberías Verticales. Caracas, Venezuela, 2009.

DÍAZ, José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2009. Página 25.

DONG, Liu. Estudio de Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electrosumergible (BES) en el Campo Bare Faja Petrolífera del Orinoco. Caracas, Venezuela. Informe Final de Curso en Cooperación. Universidad Simón Bolívar Ingeniería Geofísica, 2007. Página 47.

E, Kermit et all. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells [en línea]. SPE 14714-PA. Society of Petroleum Engineers. Disponible en <

<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-14714-MS&soc=SPE>>

GARCÍA, Cesar. Alternativas para la Recolección de Crudo Extrapesado. En: Fuente. 2011. Página 11.

GUARÍN ARENAS, Flaminio et all. A New Inflow Model For Extra Heavy Crude Oils, Case Study Chichimene [en línea]. SPE 138934. Society of Petroleum Enfineers. Disponible en [http://www.spe.org/events/lacpec/2010/en/tech\\_prog/documents/spe1389341.pdf](http://www.spe.org/events/lacpec/2010/en/tech_prog/documents/spe1389341.pdf), 2010.

HOLMAN, J.P. Transferencia de Calor. Octava Edición. McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U, 2009. Página 70.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. En: WORKSHOP INTERNATIONAL. 2008: Lima, Peru.ESP Oil International Training Group.

PEÑAFIEL, Janina. Optimización del Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Shushufindi. Quito, Ecuador. Tesis de Ingeniería en Geología y Petróleos. Escuela Politécnica Nacional, 2008. Página 31.

PIPESIM. User's Guide. Schlumberger, 2009.

RAO, Bharath. Multiphase Flow Models Range Of Aplicability.CTES, 1998. Página 3.

S. GASBARRI et all. Inflow Performance Relationships For Heavy Oil [en línea]. SPE 122292. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <

<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-122292-MS&soc=SPE>>

STOISITS, R. Dynamic Production System Nodal Analysis [en línea]. SPE 24791-MS. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <  
<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-24791-MS&soc=SPE>>

ZHANGXIN, John Chen. Heavy Oils [en línea]. Parte I, 2006. Disponible en:  
<http://www.siam.org/pdf/news/927.pdf>.

## ANEXOS

### ANEXO A: TABLA DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO CHICHIMENE

POZOS	IDENTIFICACION BOMBA	BOMBA	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO (pies)	ETAPAS	PMP (pies)
CL4 P1	ESP	CENTRILIFT P23 PMSXDH6	4310	130	8092
CL4 P2	ESP	CENTRILIFT P62 PMSSD-H6	4479	127	7808
CL4 P3	ESP	CENTRILIFT P62 PMSSD-H6	5016	125	7929
UIS 1	ESP	WOOD GROUP TD2200	5729	274	7880
UIS 2	ESP	CENTRILIFT P62 PMSSD-H6	4810	154	7920
UIS 3	ESP	WOOD GROUP TD2200	3856	266	7958
UIS 4	ESP	CENTRILIFT P47 PMSSD-H6	4963	160	8438
CL7 P2	ESP	CENTRILIFT P23 PMSSD	5005	139	7775
CL3 P3	ESP	REDA SN6000	4814	108	8178
UIS 5	ESP	REDA SN2600	4993	143	7794
UIS 6	ESP	REDA SN2600	6991	150	8459
UIS 7	ESP	CENTRILIFT P62 PMSSD-H6	4998	155	7569
CL8 P1	ESP	REDA SN2600	5020	136	7569
UIS 8	ESP	REDA SN2600	5026	126	8051
CL3 P2	ESP	CENTRILIFT P47 PMSSD-H6	6013	125	8494
CL6 P1	ESP	WOOD GROUP TE2700	5008	90	8096
CL1 P1	ESP	CENTRILIFT P23 PMSSDH6	5003	211	8071
CL1 P6	ESP	CENTRILIFT P18 PMSSDH6	4974	154	8176
CL2 P2	ESP	WOOD GROUP TE1500	5028	90	8001
CL2 P1	ESP	REDA GN1600	5016	136	7884
CL5 P1	ESP	REDA GN1600	4960	136	7842
CL5 P2	ESP	CENTRILIFT P23	4985	139	8064
CL7 P1	ESP	REDA GN1600	6970	136	8032
CL7 P3	ESP	WOOD GROUP TE 2700	4995	68	8123
CL7 P2	ESP	WOOD GROUP TE 2700	4980	90	8689
CL3 P1	ESP	WOOD GROUP TE 2700	5002	90	7870
UIS 9	ESP	CENTRILIFT P23	5392	139	8094
CL6 P2	ESP	WOOD GROUP TE2700	4975	90	8336
CL6 P3	ESP	CENTRILIFT P23	5116	139	8470
CL6 P5	ESP	WOOD GROUP TE2700	5000	90	8584
CL6 P4	ESP	WOOD GROUP TE2700	5000	90	8387
CL5 P3	ESP	CENTRILIFT P23	5007	139	8032
CL1 P3	ESP	REDA GN1600	5002	136	8461
CL1 P2	ESP	CENTRILIFT P23	7089	139	8172
CL1 P4	ESP	CENTRILIFT P23	4806	134	8172
CL1 P5	ESP	CENTRILIFT P23	5001	139	8392
CL2 P5	ESP	WOOD GROUP TE2700	4991	68	8125
CL2 P3	ESP	REDA GN1600	5000	136	7927
CL5 P4	ESP	CENTRILIFT P23	4999	139	8171

Fuente: Autores. Ecopetrol S.A.

**ANEXO B TABLA DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA TRONCAL T2  
DEL CAMPO CHICHIMENE**

POZOS	ESTADO	GOR (SCF/STB)	PRODUCCION DE FLUIDOS (Bbl/d)	W CUT (%)	API (°)
CL4 P1	ACTIVO	0	1455,04	97%	9
CL4 P2		-	0	-	9,9
CL4 P3		-	0	-	8,2
UIS 1	ACTIVO	1	397,04	2%	9,9
UIS 2	ACTIVO	12	935,22	2%	8,2
UIS 3	ACTIVO	0	1897,5	72%	9
UIS 4	ACTIVO	2	2338,93	97%	20
CL7 P2		-	0	-	7,2
CL3 P3	ACTIVO	0	4749,65	98%	20
UIS 5	ACTIVO	3	454	73%	9,9
UIS 6	ACTIVO	0	2008,14	90%	17
UIS 7	ACTIVO	1	870,19	4%	9
CL8 P1		-	0	-	8,2
UIS 8	ACTIVO	0	913,4	8%	16,8
CL3 P2	ACTIVO	0	232	99%	16,8
CL6 P1	ACTIVO	0	417,51	-	8
CL1 P1		-	0	-	9,8
CL1 P6	ACTIVO	0	1530,9	46%	8,3
CL2 P2	ACTIVO	13	619,5	1%	9,9
CL2 P1	ACTIVO	0	230,41	0%	9,9
CL5 P1		-	0	-	9,9
CL5 P2		-	0	-	9,9
CL7 P1		-	0	-	9,9
CL7 P3	ACTIVO	0	83,73	37%	9,9
CL7 P2	ACTIVO	0	520,09	5%	9,9
CL3 P1		-	0	-	9,9
UIS 9	ACTIVO	0	2084,57	46%	9,9
CL6 P2	ACTIVO	-	0	-	9,9
CL6 P3	ACTIVO	0	719,39	5%	9,9
CL6 P5		-	0	-	9,9
CL6 P4		-	0	-	9,9
CL5 P3		-	0	-	9,9
CL1 P3		-	0	-	9,9
CL1 P2		-	0	-	9,9
CL1 P4		-	0	-	9,9
CL1 P5		-	0	-	9,9
CL2 P5	ACTIVO	0	91,81	35%	9,9
CL2 P3	ACTIVO	0	361,41	1%	9,9
CL5 P4		-	0	-	9,9

Fuente Autores. Ecopetrol S.A.

## ANEXO C: TABLA DE PRESIONES DEL SISTEMA REALES Y SIMULADAS

	REAL		SIMULADO			
	Presión de cabeza de pozo (THP) (psi)	PIP (psj)	PWF (psi)	PIP (psi)	POP (psi)	THP (psi)
CL4 P1	45	854	2510,13	847,21	1950,00	62,65
CL4 P2	75	600	1990,34	597,83	2071,01	70,37
UIS 2	145	542	1946,26	299,01	4050,44	191,27
UIS 3	60	443	2376,53	440,64	1753,69	61,24
UIS 4	50	1175	2247,01	484,6	2231,97	50,66
CL3 P3	70	696	2158,42	697,21	2167,18	76,61
UIS 5	45	788	1944,19	742,47	2202,17	47,29
UIS 6	60	1031	1666,91	1034,94	3082,21	63,96
UIS 7	70	913	1804,01	456,1	3126,56	82,64
UIS 8	235	758	1957,6	752,09	2256,13	225,55
CL3 P2	66	1605	2420,21	1344,82	2637,16	65,28
CL6 P1	125	1071	2421,34	1087,65	2228,56	116,02
CL1 P6	190	935	2320,77	938,93	2351,43	196,4
CL2 P2	220	896	2190,49	896,77	3384,61	229,76
CL2 P1	198	1189	2425,12	1182,65	3498,23	193,37
CL7 P3	100	1032	2373,01	1056,74	2225,20	105,87
CL7 P2	240	854	2447,01	877,56	2409,65	222,4
UIS 9	155	1100	2454,01	1287,48	2485,35	150
CL6 P3	115	881	2200,68	686,57	2695,49	103,13
CL2 P5	198	850	2240,01	860,44	3201,60	207,05
CL2 P3	217	1067	2314,92	1010,12	3098,45	203,31

Fuente Autores. Ecopetrol S.A.