

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

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

### **DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DAYUMA FUNDAMENTADO EN EL ANÁLISIS NODAL**

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

**FAUSTO RICARDO GAÍNZA VÁSCONEZ**  
ricardo.gainzav@gmail.com

**JULIO CÉSAR QUINGA GAIBOR**  
jc\_32686@hotmail.com

**DIRECTOR: ING. FRANCISCA DE LAS MERCEDES MAFLA JUSTICIA**  
francisca.mafla@petrobell.com.ec

**Quito, Octubre 2010**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Fausto Ricardo Gaínza Vásconez y Julio César Quinga Gaibor, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

**RICARDO GAÍNZA VÁSCONEZ**

**JULIO QUINGA GAIBOR**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Fausto Ricardo Gaínza Vásconez y Julio César Quinga Gaibor bajo mi supervisión.

---

**Ing. Francisca Mafla**  
**DIRECTORA DEL PROYECTO**

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por habernos dado la vida y guiarnos por el camino del bien.

Queremos agradecer especialmente a nuestras familias, por los esfuerzos realizados para hacernos personas de bien y facilitarnos las herramientas necesarias para cumplir nuestras metas, además de apoyarnos en todos los momentos de nuestras vidas. Gracias por su incansable labor.

A PETROBELL y a cada una de las personas que forman parte de la misma, por habernos brindado las facilidades, su ayuda y colaboración para la finalización de este proyecto.

A todos y cada uno de nuestros amigos, con quienes hemos compartido más de un momento grato e imborrable en nuestras vidas.

A nuestra directora del proyecto Ing. Francisca Mafla, por habernos ayudado y despejado todas nuestras dudas, y porque más que una directora ha sido una amiga, gracias por su apoyo y consejos en todo momento.

Y finalmente, a la **Escuela Politécnica Nacional** y especialmente a la **Facultad de Ingeniería en Petróleos**, institución que nos ha preparado para enfrentarnos a nuevos retos.

## DEDICATORIA

Quiero dedicar este Proyecto de Titulación y expresar mi inmensa gratitud a mis padres por el apoyo incondicional y desinteresado, por transmitirme sus valores y principios, y principalmente porque han sido los pilares fundamentales en mi vida, quienes con sus consejos, amor, dedicación y sobre todo mucho esfuerzo han logrado hacer de mí una persona productiva capaz de conseguir lo que me proponga.

A mis hermanos, porque siempre han estado junto a mí, brindándome su apoyo, y porque además de mis padres fueron otro sustento durante mi vida universitaria. Dios les bendiga ñaños.

Y finalmente a una persona muy especial, la cual sin esperar nada a cambio me brindó su apoyo incondicional, y me alentaba a seguir adelante, gracias por haber compartido conmigo incontables momentos de alegría, pero sobre todo gracias por ayudarme cuando mi situación era muy difícil. Gracias Paola Amán Sánchez.

*Julio César*

## DEDICATORIA

El camino recorrido, hasta alcanzar este objetivo, ha estado lleno de alegría y de momentos difíciles sin embargo es por el ánimo y aliento de Dios y de mi familia que todo obstáculo se pudo superar.

Más que dedicar este proyecto de titulación dedico los años de esfuerzo compartido en mi formación a todas las personas que de una u otra forma coadyuvaron el logro de esta meta, especialmente a mi madre.

Agradezco grandemente a mis padres Gloria Vásconez y Fausto Gaínza quienes han sido guías y soporte en todo aspecto de mi vida, mis hermanos Enrique y Rocío que con su ejemplo y dedicación personal marcaron las pautas para mi crecimiento, Sofía quien como mi enamorada y amiga me ha acompañado afectuosamente mi etapa estudiantil, a mis amigos que llenaron de momentos de alegría y compañerismo la vida universitaria.

**Ricardo**  
**(picky)**

## CONTENIDO

### Contenido

<b>CAPÍTULO I .....</b>	<b>1</b>
<b>DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL CAMPO DAYUMA .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO DAYUMA.....</b>	<b>1</b>
1.1.1 UBICACIÓN .....	1
1.1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA .....	3
1.1.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS.....	4
1.1.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS .....	8
<b>1.2 COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS .....</b>	<b>13</b>
1.2.1 Mecanismos de Empuje.....	13
1.2.2 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTOS.....	16
<b>1.3 DISCUSIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES .....</b>	<b>19</b>
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>23</b>
<b>PRODUCCIÓN .....</b>	<b>23</b>
<b>2.1 TIPOS DE COMPLETACIÓN.....</b>	<b>23</b>
2.1.1 POZOS VERTICALES .....	23
2.1.2 POZOS DIRECCIONALES .....	23
2.1.3 POZOS HORIZONTALES .....	24
<b>2.2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN .....</b>	<b>25</b>
2.2.1 FLUJO NATURAL .....	26
2.2.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	26
<b>2.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE .....</b>	<b>37</b>
2.3.1 REDES DE PRODUCCIÓN .....	37
2.3.2 FACILIDADES CENTRALES DE PRODUCCIÓN.....	38
<b>2.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN .....</b>	<b>50</b>
<b>2.5 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS.....</b>	<b>55</b>
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>63</b>

<b>ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL EN CADA POZO.....</b>	<b>63</b>
<b>3.1 ANÁLISIS NODAL.....</b>	<b>63</b>
3.1.1 INTRODUCCIÓN.....	63
3.1.2 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL.....	64
3.1.3 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL.....	65
3.1.4 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS.....	66
3.1.5 PUNTO DE ANÁLISIS – CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	67
3.1.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES.....	68
<b>3.2 MODELOS DE SIMULACIÓN.....</b>	<b>69</b>
3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL DE ANÁLISIS NODAL.....	70
3.2.2 COMPARACIÓN DE ALGUNOS PROGRAMAS COMPUTACIONALES DE ANÁLISIS NODAL.....	72
3.2.3 ASPECTOS GENERALES DE LA SIMULACIÓN.....	74
3.2.3.1 Consideraciones Generales del Estudio.....	74
3.2.4 MÉTODO GENERAL DE AJUSTE DE PARÁMETROS MEDIDOS.....	83
3.2.5 DAYUMA 01.....	86
3.2.6 DAYUMA 02.....	92
3.2.7 DAYUMA 04.....	92
3.2.8 DAYUMA 06.....	96
3.2.9 DAYUMA 07.....	100
3.2.10 DAYUMA 08.....	106
3.2.11 DAYUMA 12.....	110
3.2.12 DAYUMA 13.....	112
3.2.13 DAYUMA 16.....	115
3.2.14 DAYUMA 17.....	116
3.2.15 DAYUMA 18.....	119
3.2.16 DAYUMA 19.....	120
3.2.17 DAYUMA 20.....	122
<b>3.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....</b>	<b>124</b>
<b>CAPITULO IV.....</b>	<b>129</b>
<b>ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL PROYECTO.....</b>	<b>129</b>
<b>1.1. ANÁLISIS TÉCNICO.....</b>	<b>129</b>



1.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	131
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>142</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>142</b>
5.1. CONCLUSIONES .....	142
5.2. RECOMENDACIONES.....	146
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	149
ANEXOS.....	150

## ÍNDICE DE TABLAS

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1:	Areniscas y Pozos Productores .....	8
1.2:	Parámetros Petrofísicos de la Roca .....	8
1.3:	Propiedades de los Fluidos .....	9
1.4:	Puntos Finales de las Curvas de Permeabilidad Relativa de Gas/Agua y de Gas/Petróleo .....	11
1.5:	Reservas Remanentes del Campo.....	12
1.5:	Reservas Remanentes del Campo.....	12
1.6:	Mecanismos de Empuje .....	13

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1:	Estado Actual de los Pozos Del Campo Dayuma.....	24
2.2:	Separadores del Campo Dayuma .....	41
2.3:	Bota de Gas .....	42
2.4:	Sistema de Almacenamiento del Campo Dayuma .....	44
2.5:	Parámetros de Diseño del Sistema de Tratamiento de Gas .....	44
2.6:	Bombas Booster de Agua.....	46
2.7:	Bombas de Inyección De Agua.....	46
2.8:	Bomba de Exportación de Crudo.....	47
2.9:	Tanque de Agua.....	48
2.10:	Generación Eléctrica del Campo Dayuma .....	49

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.1:	Resumen Comparativo de los Programas Computacionales de Análisis Nodal	72

3.2: Resumen de los Resultados del Incremento de Frecuencia en los Pozos del Campo Dayuma .....	129
---	-----

<b>Nº</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
4.1:	Escenarios .....	131
4.2:	Precio Crudo WTI y Descuentos al Crudo Ecuatoriano .....	135
4.3:	Proyección Original de Producción del Escenario 1 .....	136
4.4:	Proyección de Producción con Incremento de Frecuencia del Escenario 1 ..	137
4.5:	Proyección del Delta de Producción del Escenario 1 .....	138
4.6:	Proyección Original de Producción del Escenario 2 .....	139
4.7:	Proyección de Producción con Incremento de Frecuencia del Escenario 2 ..	140
4.8:	Proyección del Delta de Producción del Escenario 2 .....	141

## ÍNDICE DE FIGURAS

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1:	Ubicación del Campo Dayuma .....	2
1.2:	Columna Estratigráfica Generalizada del Campo Dayuma .....	4
1.3:	Curva de Permeabilidades Relativas de la Arenisca Napo T.....	10
1.4:	Curva de Permeabilidades Relativas de la Arenisca Hollín Principal .....	10
1.5:	Empuje Por Gas Disuelto .....	14
1.6:	Características Del Empuje Hidráulico .....	15
1.7:	Empuje Hidráulico .....	16
1.8:	Flujo Semicontinuo .....	19

Nº	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1:	Diagrama Básico de un Bombeo Electrosumergible.....	27
2.2:	Curva De Comportamiento de la Bomba Electrosumergible DN440 .....	28
2.3:	Diagrama Ilustrativo de la Caja De Venteo .....	30
2.4:	Bomba Multietapas .....	31
2.5:	Separador De Gas.....	32
2.6:	Succión Estándar.....	32
2.7:	Sección Sellante .....	32
2.8:	Motor Eléctrico.....	33
2.9:	Componentes De Una Bomba Jet .....	35
2.10:	Manifold .....	40
2.11:	Separadores .....	41
2.12:	Tanque de Almacenamiento de Crudo .....	43
2.13:	Diseño del Sistema de Tratamiento de Gas .....	45
2.14:	Historial de Producción del Campo Dayuma .....	51

2.15: Historial de Producción de la Arenisca Hollín Principal.....	52
2.16: Historial de Producción de la Arenisca Hollín Superior.....	53
2.17: Historial de Producción de la Arenisca Napo T .....	54
2.18: Historial de Producción de la Arenisca Napo U .....	55

<b>Nº</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
3.1:	Esquema General del Análisis Nodal.....	64
3.2:	Tasa de Producción Posible o de Equilibrio.....	68
3.3:	Esquema Explicativo del Pozo .....	71
3.4:	Datos Generales del Pozo .....	78
3.5:	Profundidad de Referencia .....	78
3.6:	Desviación del Pozo .....	79
3.7:	Pozo Y Tipo de Flujo.....	79
3.8:	Datos del Reservorio y de la Capa.....	80
3.9:	Propiedades del Fluido.....	80
3.10:	PVT.....	81
3.11:	Equipo del Pozo .....	81
3.12:	Datos de la Bomba Electrosumergible.....	82
3.13:	Condiciones de Operación.....	82
3.14:	Correlaciones de Flujo.....	83
3.15:	Correlaciones de Parámetros del Yacimiento .....	84
3.16:	Ajuste del Perfil de Presiones Medidas .....	85
3.17:	Correlaciones de Flujo Multifásico.....	86
3.18:	Trayectoria del Pozo Dayuma 01 Dentro del Reservorio.....	87
3.19:	Punto de Operación Dayuma 01 .....	90
3.20:	Sensibilidades de GOR – Dayuma 01 .....	91
3.21:	Sensibilidades BSW – Dayuma 01.....	92
3.22:	Punto de Operación Dayuma 04 .....	94
3.23:	Sensibilidades de Frecuencia Dayuma 04 .....	95
3.24:	Sensibilidades de Frecuencia y BSW Dayuma 04 .....	96

<b>3.25:</b> Trayectoria del Pozo Dayuma 06 .....	97
<b>3.26:</b> Punto de Operación Dayuma 06 .....	99
<b>3.27:</b> Sensibilidades de Frecuencia Dayuma 06 .....	100
<b>3.28:</b> Trayectoria del Pozo Dayuma 07 .....	101
<b>3.29:</b> Punto de Operación Dayuma 07 .....	103
<b>3.30:</b> Sensibilidad a Flujo Natural Dayuma 07 .....	104
<b>3.31:</b> Sensibilidades de Frecuencia Dayuma 07 .....	105
<b>3.32:</b> Sensibilidad Cambio de Tubería de Producción Dayuma 07 .....	105
<b>3.33:</b> Esquema Explicativo de las Zonas del Pozo Dayuma 08.....	107
<b>3.34:</b> Punto de Operación Dayuma 08 .....	108
<b>3.35:</b> Sensibilidades de BSW Dayuma 08.....	109
<b>3.36:</b> Punto de Operación Dayuma 12 .....	111
<b>3.37:</b> Sensibilidades de Frecuencia Dayuma 12 .....	112
<b>3.38:</b> Trayectoria del Pozo Dayuma 13 .....	113
<b>3.39:</b> Punto de Operación Dayuma 13 .....	114
<b>3.40:</b> Sensibilidades de Frecuencia Dayuma 13 .....	115
<b>3.41:</b> Trayectoria del Pozo Dayuma 17 .....	117
<b>3.42:</b> Punto de Operación Dayuma 17 .....	118
<b>3.43:</b> Sensibilidades de Frecuencia Dayuma 17 .....	119
<b>3.44:</b> Punto de Operación Dayuma 19 .....	121
<b>3.45:</b> Sensibilidades de Frecuencia Dayuma 19 .....	122
<b>3.46:</b> Punto de Operación Dayuma 20 .....	123
<b>3.47:</b> Sensibilidades de Frecuencia Dayuma 20 .....	124
<b>3.48:</b> Sensibilidades GOR Dayuma 06 – Napo T .....	126
<b>3.49:</b> Sensibilidades GOR Dayuma 07 – Hollín Inferior.....	127

## ÍNDICE DE ANEXOS

N°	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1:	Mapa Estructural de la Arenisca Napo T.....	152
1.2:	Mapa Estructural de la Arenisca Napo U. ....	153
1.3:	Mapa Estructural de la Arenisca Hollín Superior.....	154
1.4:	Mapa Estructural de la Arenisca Hollín Principal.....	155
1.5:	Curvas Bo vs. P y Curvas de Permeabilidad Relativa.....	156

N°	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1:	Diagramas de Completación .....	160
2.2:	Inventario de Equipos de Superficie.....	172
2.3:	Inventario de Equipos de Fondo. ....	173
2.4:	Volumen Muerto de las Líneas de Flujo.....	174

N°	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.1:	Métodos de Cálculo para la Curva IPR.....	176
3.2:	Correlaciones de Flujo Multifásico .....	182
3.3:	Diagrama de Flujo del Procedimiento para Análisis Nodal ...	187
3.4:	Tablas de Correlaciones PVT y Flujo Multifásico .....	188
3.5:	Análisis Nodal de los Pozos del Campo Dayuma....	193
3.6:	Topografía del Pozo Dayuma 04.....	217
3.7:	Sensibilidades del Análisis Nodal de los Pozos del Campo Dayuma.....	218
3.8:	Curva Característica de la Bomba Centrifuga P12.....	221

## SIMBOLOGÍA

<b>Símbolo</b>	<b>Definición</b>	<b>Dimensiones</b>
API:	American Petroleum Institute.	
BAPD:	Barriles de agua por día.	$L^3 T^{-1}$
BC	Bombas booster.	
BES:	Bombeo Electrosumergible.	
BF:	Barriles fiscales.	$L^3$
BH	Bombeo Hidráulico	
Bls:	Barriles.	$L^3$
Bo:	Factor volumétrico de petróleo.	
BPD:	Barriles por día.	$L^3 T^{-1}$
BPPD:	Barriles de petróleo por día.	$L^3 T^{-1}$
BSW:	Basic Sediments and water.	
Bw:	Factor volumétrico de agua.	
Cg:	Compresibilidad del Gas.	$M^{-1}L^2$
Cp:	Centipoise.	
CPF:	Center Production Facilities – Estación de Producción	
Co:	Compresibilidad del Petróleo.	$M^{-1}L^2$
Cw:	Compresibilidad del Agua.	$M^{-1}L^2$
DAY:	Campo Dayuma	
FN	Flujo Natural.	
FR:	Factor de recobro.	
FWKO:	Separador trifásico que separa el agua libre existente en el fluido y el gas asociado.	
GOR:	Relación Gas – Petróleo Producidos	
HP:	Hollín Principal	
h:	Espesor de pago de la arenisca productora	L
Hz:	Hercios	$T^{-1}$



<b>Símbolo</b>	<b>Definición</b>	<b>Dimensiones</b>
HS:	Hollín Superior.	
IP:	Índice de Productividad	$L^3 T^{-1} / M L^{-2}$
ID:	Diámetro Interno.	L
K:	Permeabilidad.	
K <sub>H</sub> :	Permeabilidad Horizontal.	
K <sub>rg</sub> :	Permeabilidad Relativa del Gas.	
K <sub>ro</sub> :	Permeabilidad Relativa del Petróleo.	
K <sub>rw</sub> :	Permeabilidad Relativa del Agua.	
K <sub>v</sub> :	Permeabilidad Vertical	
MD:	Mesured Depth – Profundidad Medida	L
md:	Mili Darcy	
MMBN:	Millones de barriles normales.	$L^3$
MMBP:	Millones de barriles por día.	$L^3 T^{-1}$
MMPCD:	Millones de pie cúbico estándar por día	$L^3 T^{-1}$
NRe:	Número de Reynolds.	
OD:	Diámetro Nominal	L
OFM:	Oil Field Manager	
P <sub>b</sub> :	Presión de burbuja.	$M L^{-2}$
PD:	Presión de Descarga de la Bomba Electrosumergible	$M L^{-2}$
P <sub>i</sub> :	Presión inicial.	$M L^{-2}$
PIP:	Presión de Entrada a la Bomba Electrosumergible	$M L^{-2}$
P <sub>r</sub> :	Presión de Reservorio.	$M L^{-2}$
P <sub>wh</sub> :	Presión de Cabeza del Pozo	$M L^{-2}$
psi:	Pounds per inches square – Libras por pulgada cuadrada.	
P <sub>wf</sub> :	Presión de Fondo Fluyente	$M L^{-2}$
PVT:	Presión, volumen y temperatura.	

<b>Símbolo</b>	<b>Definición</b>	<b>Dimensiones</b>
Q:	Caudal	$L^3$
Qf:	Caudal de Fluido	$L^3$
Qg:	Caudal de Gas	$L^3$
Qo:	Caudal de Petróleo	$L^3$
Qw:	Caudal de Agua	$L^3$
Re:	Radio de Drenaje	L
Rw:	Radio del Hueco del Pozo	L
Rs:	Gas en solución inicial.	
Sg:	Saturación de gas.	
Sgr:	Saturación de gas residual.	
So:	Saturación de petróleo.	
Sor:	Saturación de petróleo residual.	
Sw:	Saturación de agua.	
Swi:	Saturación de agua irreductible.	
TVD:	Truth Vertical Depth – Profundidad Vertical Verdadera	L
W:	Peso de la Tubería	
Z:	Factor de Desviación del Gas	
$\mu_g$ :	Viscosidad del gas.	$M L^{-1} T^{-1}$
$\mu_o$ :	Viscosidad del petróleo.	$M L^{-1} T^{-1}$
$\mu_w$ :	Viscosidad del agua.	$M L^{-1} T^{-1}$
$\emptyset$ :	Porosidad.	

## RESUMEN

El presente proyecto es un análisis del sistema de producción existente en el Campo Dayuma operados por Petrobell Inc. & Grantmining, para incrementar la producción mediante el Análisis Nodal.

En este proyecto se hace un análisis de las facilidades que presenta el campo, además se recopila información de los reservorios productores, tanto de presiones como de las características de los fluidos y de la roca para tener un mayor entendimiento del comportamiento de los pozos y también se detalla un historial de reacondicionamiento y de intervenciones químicas para observar cómo ha reaccionado ante los diferentes sistemas de levantamiento y estimulaciones.

Se presenta un análisis descriptivo de los sistemas de levantamiento que actualmente operan en el Campo Dayuma, para determinar las características más importantes para la factibilidad del incremento de producción mediante el Análisis Nodal.

Al final se presentan los dos escenarios posibles para el incremento de producción en el campo, basado en el aumento de frecuencia a ciertos pozos que operan con bombeo electrosumergible

## **PRESENTACIÓN**

En el presente proyecto de titulación se tiene como objetivo evaluar los actuales Sistemas de Producción del Campo Dayuma, con el propósito de incrementar su producción

En el Capítulo 1 se presentan los aspectos generales del Campo, su ubicación y los reservorios productores presentes

En el Capítulo 2, se detallan los tipos de completaciones de los pozos, así como una descripción de los Sistemas de Producción, Facilidades de superficie y los Historiales de Producción y de Intervenciones tanto con torre como sin torre que se han realizado en los pozos del Campo en estudio.

En el Capítulo 3, se realiza el Análisis Nodal de los pozos tomando en cuenta todos y cada uno de los parámetros tanto de la roca como de fluidos que son necesarios para obtener un excelente ajuste de la producción real con los valores obtenidos en el software computacional de análisis.

En el Capítulo 4, se realiza el Análisis Técnico – Económico para determinar la factibilidad del proyecto.

Finalmente en el Capítulo 5 se presentan las Conclusiones y Recomendaciones obtenidas en este estudio y que podrían ser consideradas por el departamento de producción de Petrobell Inc. & Grantmining.

## CAPÍTULO I

### DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL CAMPO DAYUMA

#### 1.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO DAYUMA

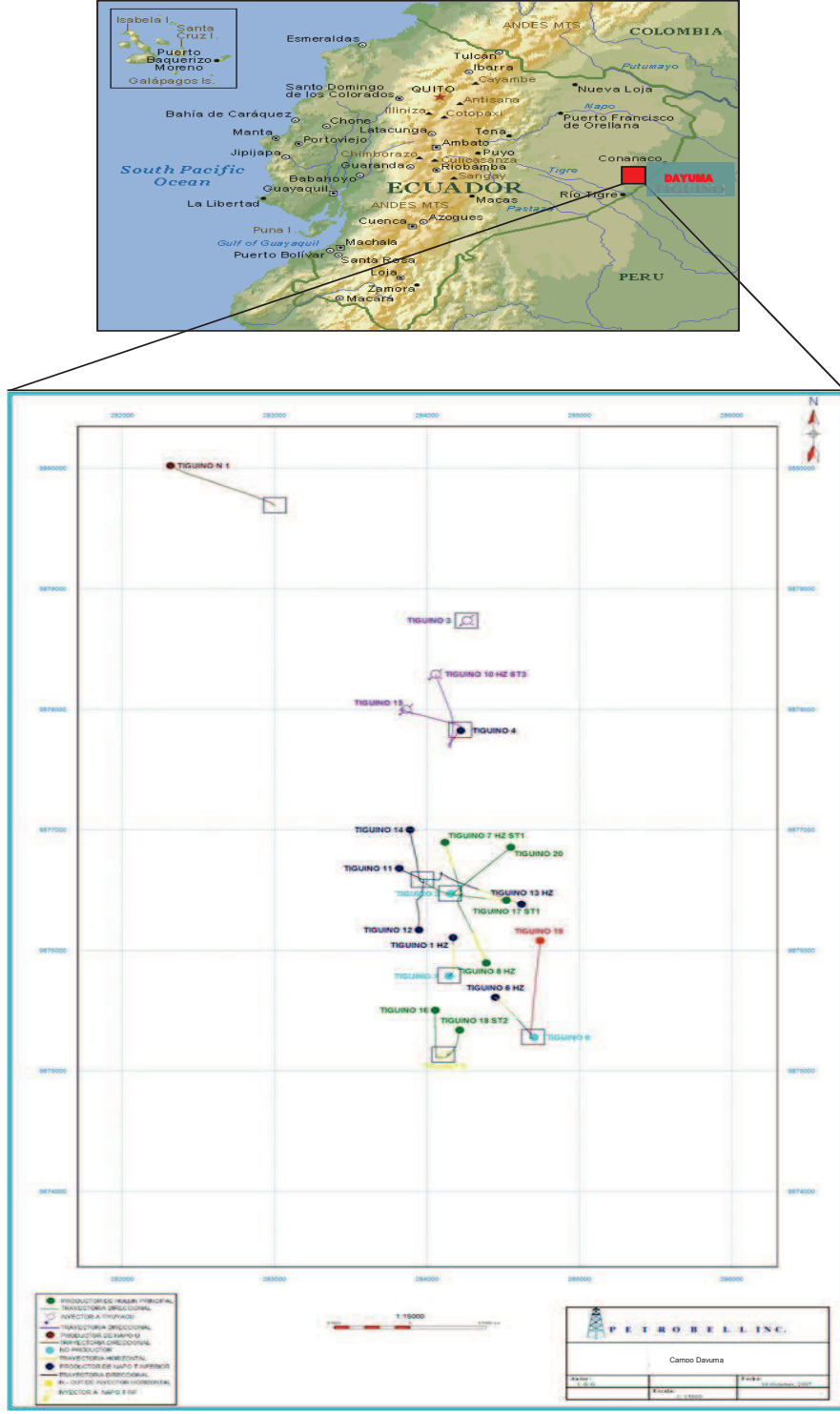
##### 1.1.1 UBICACIÓN

El Campo Marginal Dayuma se encuentra localizado en la parte central de la Cuenca Oriente, en la subcuenca Napo, aproximadamente a 70 Km. al sur del río Napo, en las Provincias de Orellana y Pastaza, como se muestra en la Figura 1.1, teniendo como límites los siguientes vértices:

ESTE	NORTE
280225.857	9880436.882
290225.857	9880436.882
290225.857	9855436.882
280225.857	9855436.882

Estas mediciones corresponden a un Campo de 250 km<sup>2</sup>. El acceso es a través de carretera y caminos transitables todo el año. El clima es tropical, con temperaturas que oscilan entre 25 y 35 °C y estación de lluvias entre los meses de Febrero y Mayo.

**FIGURA 1.1**  
**UBICACIÓN DEL CAMPO DAYUMA**



FUENTE: Departamento de Yacimientos

### **1.1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA**

Fue descubierto en Julio de 1971 con la perforación del pozo exploratorio Dayuma 01, realizado por la compañía Anglo-Ecuadorian Oilfields. El Campo Dayuma perteneció originalmente a CEPE, Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, la cual en el año 1990 pasó a ser Petroecuador, durante este período se perforaron seis pozos verticales, para producir de las areniscas Hollín Principal y Napo T Inferior en la estructura Dayuma.

En el año 2000, la Compañía Petrocol nueva operadora del Campo Dayuma perforó el pozo Dayuma 01 side track horizontal el cual produce hasta la actualidad del reservorio Napo T Inferior.

A partir del 2001 la Compañía Petrobell Inc. – Río Alto, asume la operación del Campo, perforando once pozos. Actualmente la operadora del campo es Petrobell Inc. Grantmining S.A. la cual forma parte del Grupo Synergy. En el año 2005 se perforó dos pozos direccionales y realizó un side track debido al atascamiento de tubería en el fondo del pozo. En el 2006 se perforó dos pozos horizontales, un direccional y cinco side track (a causa de problemas de pesca en los pozos) y en el año 2007 se perforaron tres pozos direccionales.

En el Campo Dayuma se han perforado un total de 21 pozos de los cuales se mantienen produciendo 13 pozos. Las principales formaciones productoras corresponden a las areniscas Napo T (Pozos: Dayuma 1, Dayuma 4, Dayuma 6, Dayuma 12, Dayuma 13 y Dayuma 20) y Hollín Principal (Dayuma 7, Dayuma 8 Dayuma 16, Dayuma 17 y Dayuma 18) los cuales durante el año 2009 generaron una producción promedio de 4034 BPPD.

Las areniscas Hollín Superior y Napo U Inferior, aportan también en la producción del Campo Dayuma pero en menor porcentaje.

### 1.1.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS

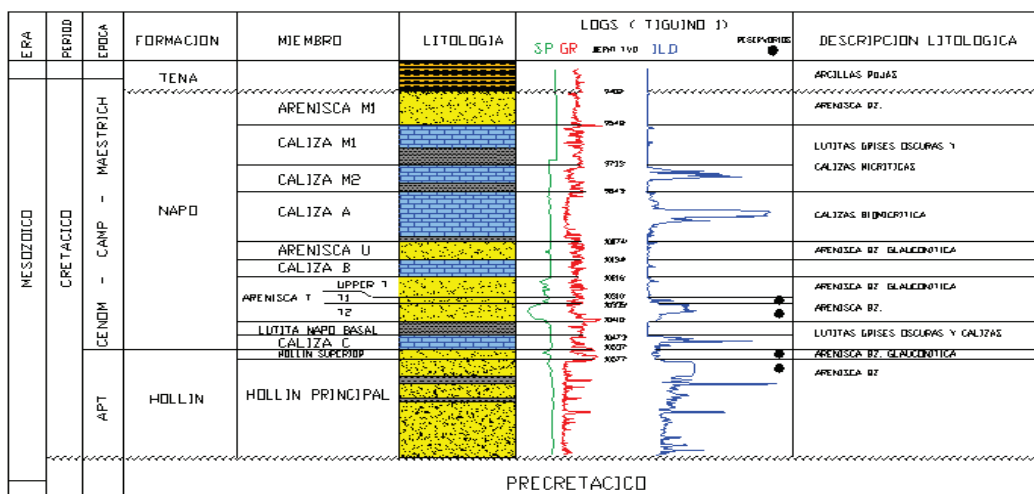
El Campo Dayuma es un anticlinal asimétrico, orientado Norte – Sur con aproximadamente 5.9 Km de longitud y 1.9 Km de ancho aproximadamente y que forma parte de la prolongación hacia el sur del alto estructural Cononaco.

El sector Nor-occidental del Campo se encuentra afectado por una falla inversa de tipo regional que se extiende desde el Pre-Hollín hasta parte de la Formación Tiyuyacu, esta falla es la que controla la estructura del Campo Cononaco.

El Campo Dayuma está conformado por varias rocas reservorio de la Cuenca Oriente, cuyas principales areniscas productoras son: Napo T Inferior y Superior, Hollín Superior y Principal.

La estratigrafía del campo se muestra en la figura 1.2, y posteriormente se discutirá las principales características de cada arenisca productora.

**FIGURA 1.2**  
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO DAYUMA



FUENTE: Departamento de Yacimientos



### **1.1.3.1 Formación Napo**

#### *1.1.3.1.1 Arenisca Napo T*

La formación Napo en la cuenca Oriental de Ecuador está comprendida de una secuencia gruesa de areniscas, lutitas y depósitos de arena sobre una plataforma estable. Todo el reservorio Napo son areniscas las cuales generalmente exhiben más características delta-fluviales en el oriente de la cuenca y segrega gradualmente más depósitos marinos hacia el oeste.

De acuerdo a estudios regionales publicados, el Campo Dayuma está ubicado cerca al límite entre el depósito fluvial y el marino.

El medio deposicional corresponde a una red de valles rellenos durante el inicio del evento transgresivo por la arenisca Napo T Inferior. Su distribución se caracteriza por sistemas fluviales con influencia marina que alcanza la parte central de la Cuenca Oriente. Los depósitos transgresivos se encuentran sobre y desarrollados a lo largo de toda la Cuenca y corresponden al miembro T Superior, que se caracteriza por la presencia de capas de areniscas glauconíticas, calco-arenitas y lutitas.

En el miembro T superior existen reservorios de buena calidad por su porosidad y permeabilidad, las características en las que produce esta formación indican que el flujo se limita por la depletación causada por la producción, por este motivo actualmente no hay explotación de este yacimiento en el Campo.

Los pozos en el lado occidente de la parte inferior de Napo T generalmente muestran una secuencia gruesa-ascendente en los registros, en donde la presencia de glauconita es evidente. Esto hace pensar en un origen marino probable para las arenas en esta área.

Los pozos en la zona central y occidental del yacimiento petrolífero más a menudo tienen arenas con niveles estratigráficos ligeramente diferentes. Los pozos Dayuma 01, Dayuma 04, Dayuma 06, Dayuma 12, Dayuma 13 y Dayuma 20, producen de la arenisca Napo T Inferior, los mismos que se especifican en el mapa estructural de esta arenisca adjunta en el ANEXO 1.1

La arenisca Napo T Inferior tiene espesores de 30 - 90 pies, una porosidad promedio de 15% y saturación de agua promedio de 20.6%.

#### *1.1.3.1.2 Arenisca Napo U*

Arenisca correspondiente al período Cenomaniano Medio. Este yacimiento se encuentra relleno de valles incisos, depositada durante el inicio de subida de nivel del mar (transgresión temprana). Cuando los subsecuentes valles erosionados se transforman en estuarios y comienzan a ser rellenados en retrogradación por sistemas canalizados fluviales con influencia de marea (Marco Rivadeneira & Patrice Baby).

Hacia el extremo norte del Campo Dayuma, se encuentra la Estructura Dayuma Norte definida con la perforación del pozo direccional Dayuma Norte 01, el cual produjo de la arenisca Napo U, cabe mencionar que este pozo se encuentra cerrado por restricciones operacionales.

En esta parte del campo la porosidad promedio es de 10%, la saturación de agua promedio es 46% y el espesor neto promedio de 20 pies. La presión inicial del reservorio fue de 3981 psi y al cerrar el pozo fue de 1677 psi. El límite inferior de petróleo fue definido a -9250' SS.

Hacia el Sur de la estructura Dayuma Norte, se encuentra la estructura Napo U Inferior, separadas por un sinclinal muy profundo de orientación SO – NE, y desplazadas aproximadamente 2 km. ANEXO 1.2.

Presenta una porosidad promedio de 15.3%, saturación de agua promedio de 15% y un espesor neto promedio de 14 pies.

### **1.1.3.2 Formación Hollín**

La Formación Hollín tiene una edad comprobada Albiano medio en la base, y Albiano inferior tardío o Albiano medio tardío al tope. En la parte media – superior, se tiene una unidad conocida como Hollín Principal, constituida en su parte inferior por facies fluviales con estratificación cruzada. Esta arenisca presenta un mejor desarrollo y mejores características petrofísicas como reservorio.

En la parte superior se presenta una secuencia de areniscas glauconíticas discontinuas intercaladas con lutitas negras, gris oscuras, ligeramente calcáreas y una fina, densa y masiva caliza glauconítica. Dicha secuencia se conoce como Hollín Superior la que se puede apreciar en el mapa estructural adjunto. ANEXO 1.3.

La parte superior de esta arenisca presenta una porosidad promedio de 17%, saturación de agua promedio de 25% y un espesor de pago promedio de 40 pies.

La parte inferior son facies fluviales con estratificación cruzada, pasando hacia la parte superior de la formación a facies de desborde de canal y litofacies arcillo-limosas de abandono de canal y de la correlativa llanura de inundación.

La porosidad promedio es de 16%, la saturación de agua promedio de 25% y el espesor de pago promedio es de 39 pies en la zona norte, en donde se ha definido el contacto agua petróleo en -9820' SS y para la zona centro – sur, en donde el contacto agua petróleo fue definido -9806' SS el espesor promedio es de 36 pies.

En la actualidad se tienen 5 pozos produciendo de esta arenisca Dayuma 07, Dayuma 08, Dayuma 16, Dayuma 17 y Dayuma 18, su ubicación se detalla en el mapa estructural adjunto en el ANEXO 1.4

#### 1.1.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

##### 1.1.4.1 Parámetros de fluidos y parámetros de las rocas en las formaciones productoras.

Los datos de yacimientos del Campo Dayuma se han obtenido mediante la interpretación de Pruebas de Presión en los diferentes pozos, tomando en cuenta la arenisca de la que producen. Las propiedades de reservorio y fluidos de pozos vecinos se utilizaron como parámetros de referencia para pozos nuevos y de los que no se dispone de información, tomando en cuenta las fallas y límites de cada formación en el campo.

En los siguientes cuadros se resumen los resultados de pruebas de Restauración de Presión (Build up) y de las simulaciones de yacimiento del campo Dayuma.

#### CUADRO 1.1 ARENISCAS Y POZOS PRODUCTORES

<b>Pozos Arenisca Hollín</b>	Dayuma 7	Dayuma 8	Dayuma 16	Dayuma 17	Dayuma 18	Dayuma 19	
<b>Pozos Arenisca Napo T</b>	Dayuma 1	Dayuma 2	Dayuma 4	Dayuma 6	Dayuma 12	Dayuma 13	Dayuma 20

FUENTE: Departamento de Yacimientos  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

#### CUADRO 1.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ROCAS

Reservorio	Presión	Temperatura	Cf	Ct	Porosidad	Sw	K Promedio
	psia	°F	1/psi	1/psi	$\phi$	%	md
H.P.	4700	240	0.000003	7.5219E-06	16	25	500

## CONTINUACIÓN CUADRO 1.2

H. S.	3685	247	-	-	14	25	500
NAPO T	1400	235	0.000003	0.00001997	15	20.6	300
NAPO U	4500	236			15.3	15	300

FUENTE: Departamento de Yacimientos  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

## CUADRO 1.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Reservorio	Gas					
	Densidad	Z	SGg	Ug	Cg	$\beta_g$
	g/cc			cp	1/psi	bbl/stb
H.P.	0.258058	0.958898	0.85	0.0299367	0.0001266	0.0040344
H. S.	0.06221	0.937	0.910000	0.014900	-	0.0185
NAPO T	0.0720747	0.908853	0,75	0.0157604	0.0007596	0.0127449

Reservorio	Petróleo						
	Densidad	Pb	SGo	Rs	$\beta_o$	Co	Uo
	g/cc	psia		scf/stb	bbl/stb	1/psi	cp
H.P.	0.795926	80.8252	0.876161	11	1.10337	4.5219E-06	1.80536
H. S.	0.7427	1375	0.8696	364	1.339	1.06E-05	3.1
NAPO T	0.872268	874.465	0.9464	84,11	1.10102	1,697E-05	6.70963

Reservorio	Agua				
	$\beta_w$	Cw	SGw	Densidad	Uw
	bbl/stb	1/psi		g/cc	cp
H.P.	1.03807	3.2495E-06	1.02	0.965546	0.246813
NAPO T	1.04693	3.34E-06	1.02	0.971331	0.263514

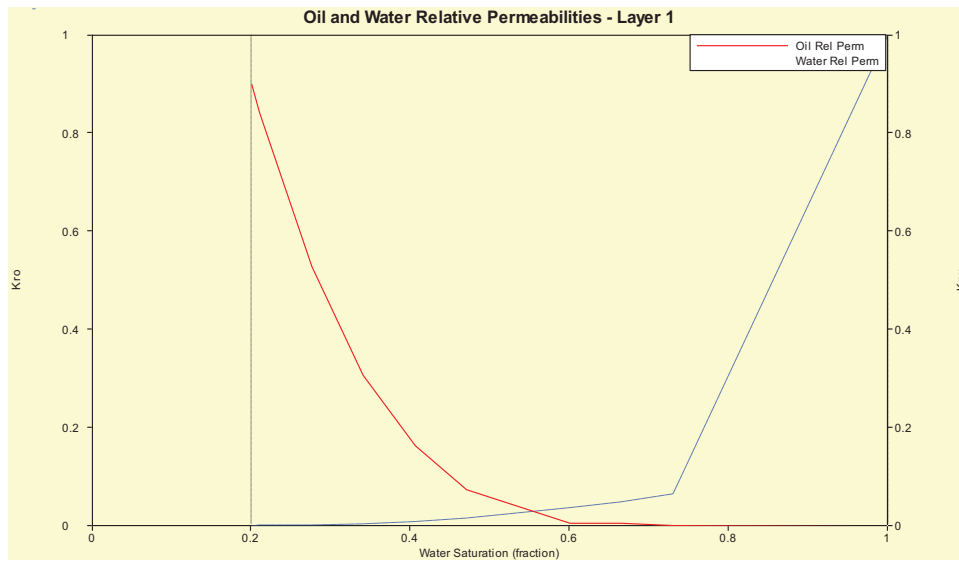
FUENTE: Departamento de Yacimientos  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

Para describir de mejor manera el comportamiento del flujo multifásico en el yacimiento se ha optado por utilizar las permeabilidades relativas -relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta- del fluido (petróleo – agua – gas)

en las diferentes areniscas reservorio del Campo Dayuma, obteniéndose las curvas (FIGURAS 1.3 y 1.4) para el comportamiento del flujo entre el petróleo y el agua.

**FIGURA 1.3**

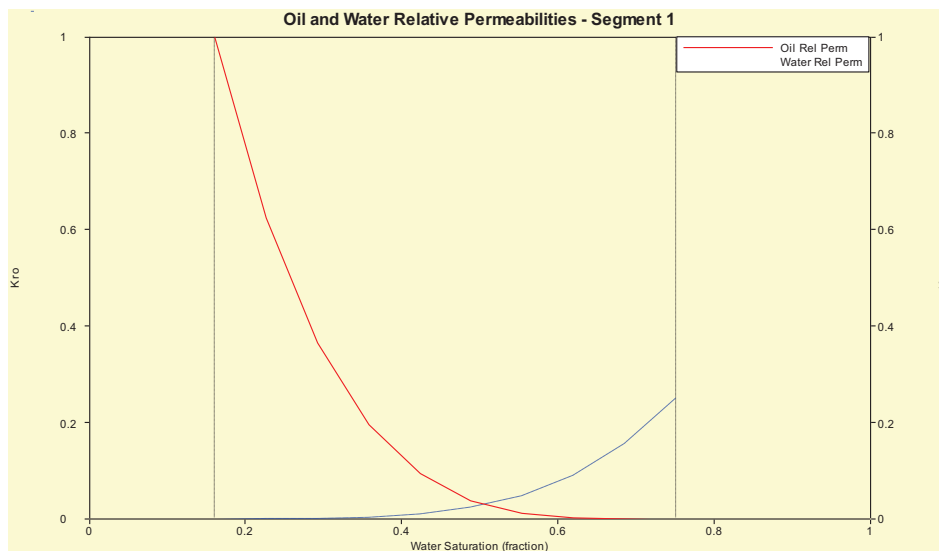
Curva de Permeabilidades Relativas de la Arenisca Napo T



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

**FIGURA 1.4**

Curva de Permeabilidades Relativas de la Arenisca Hollín Principal



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

Estos datos de permeabilidad relativa indican la habilidad relativa del petróleo y del agua para fluir simultáneamente en un medio poroso. De los figuras 1.3 y 1.4 se puede observar:

1. El punto de intersección entre las curvas de permeabilidad relativa de petróleo y agua es mayor al 50%
2. La saturación de agua connata es mayor al 20%, y
3. La permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual es menor a 0.3

En base a las características que describen las curvas se concluye que la roca está mayormente humectada por agua tanto para la arenisca Napo T como para Hollín, que son las principales areniscas productoras del Campo.

Cabe mencionar que para la fase gaseosa debido a su baja producción en el campo, no causa un impacto importante en el comportamiento del flujo multifásico por lo que en las curvas de permeabilidad relativa entre el gas y el agua, y entre el gas y el petróleo, se trabaja con datos referenciales estimados por el Departamento de yacimientos en los puntos finales de las curvas de permeabilidades relativas que se muestran a continuación en el cuadro 1.4.

#### **CUADRO 1.4**

##### **PUNTOS FINALES DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE GAS/AGUA Y DE GAS/PETRÓLEO**

Arenisca	Puntos finales de los parámetros Gas/Petróleo				Puntos finales de los parámetros Gas/Agua			
	Kro	Sorg	kr <sub>g</sub>	S <sub>gc</sub>	K <sub>rg</sub>	S <sub>gr</sub>	K <sub>rw</sub>	S <sub>wi</sub>
Hollín Principal	1	0.15	0.1	0.05	0.05	0.01	0.25	0.16
Napo T inf	0.65	0.1	0.7	0.15	0.68	0.16	0.16	0.15

FUENTE: Departamento de Yacimientos  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

### 1.1.4.2 Reservas del Campo

En el siguiente cuadro se encuentran las reservas estimadas en el año 2009 por Petrobell Inc. Grantmining:

**CUADRO 1.5**  
RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO

Arenisca	Qi	Prod. Acumulada	Res. Remanentes	Res. Recuperables
	bbl/d	Mbbl	Mbbl	Mbbl
Hollín Principal	974,29	10461,3	1573,61	12034,9
Hollín Superior	1168,45	951,27	842,49	1793,77
<b>Napo T</b>	2349,19	10568,7	5726,5	16295,2

FUENTE: Departamento de Yacimientos  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

Este análisis se basa en las propiedades de la roca, fluido y el tiempo de explotación del campo. El punto de partida para el cálculo fue en mayo del 2009 con un límite de pronóstico de 10 años si se mantienen las condiciones de explotación y producción superficiales del Campo Dayuma.

La columna correspondiente a “Reservas” representan los barriles remanentes del campo según la arenisca de la que se produce. La columna de “Producción Acumulada” constituye los barriles que han sido explotados a lo largo del tiempo de vida del campo. La última columna, muestra las reservas recuperables del campo, es la suma de las reservas remanentes y la producción acumulada.

Esto se puede optimizar trabajando con el factor de recobro y la nueva tecnología, que incrementaría el valor de las reservas remanentes y por lo tanto de las reservas recuperables.



## 1.2 COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

Antes de referirnos a los reservorios productores del Campo Dayuma, recordaremos brevemente los tipos de mecanismos de producción a los que están sujetos los yacimientos en el cuadro 1.6 de resumen.

### 1.2.1 Mecanismos de Empuje

Entre los Mecanismos de empuje por Flujo Natural tenemos:

**CUADRO 1.6**  
MECANISMOS DE EMPUJE

Mecanismo	Presión de Yacimiento	GOR	Producción de Agua	Eficiencia	Otros
Expansión líquida y roca	Declina rápida y continuo $P_i > P_b$	Permanece bajo y constante	No, excepto alto Sw	1 - 10% Prom. 3%	
Gas en solución	Declina rápida y continuo	Incrementa y cae luego	No, excepto alto Sw	5 - 35 % Prom. 20%	Requiere bombeo temprano
Capa de Gas	Cae Lenta y continua	Crece cte. En formaciones inclinadas	Despreciable	20-40 % Prom. 25% o mayor	Ruptura Temprana de Gas
Empuje de Agua	Permanece alta. P depende de Q	Permanece bajo si P es alta	Pozos con baja $W_p$ , tienden a crecer	35 - 80% Prom. 50%	
Segregación Gravitacional	Declina rápido y continuo	Bajo en formaciones inclinadas	Despreciable	40 - 80% Prom. 60%	

ELABORACIÓN: Ricardo Gáinza y Julio Quinga

En el campo tenemos dos de estos mecanismos de producción: empuje por gas disuelto y empuje hidráulico.

Para una mayor comprensión nos valdremos de los conceptos generales, citados a continuación.

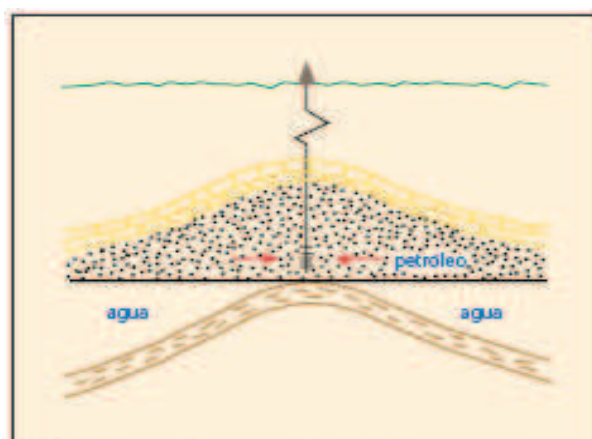
### 1.2.1.1 Empuje por gas disuelto

En la arenisca Napo T del campo Dayuma se ha notado la influencia del gas disuelto en la producción. En este tipo de mecanismos todo el gas está disuelto en el petróleo, formando una sola fase, a presión y temperatura originalmente altas en el yacimiento. Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento.

En este caso la fuerza propulsora es el gas disuelto en el petróleo que tiende a escapar y expandirse por la disminución de presión.

El mecanismo principal de producción de estos reservorios correspondientes a la arena Napo T, es el de expansión del gas en solución junto con la expansión de roca y fluidos por la caída de presión, la cual inicialmente estaba en 4720 psi y actualmente se tiene un promedio de 1400 psi.

**FIGURA 1.5**  
EMPUJE POR GAS DISUELTO



*Fig. 1.5. Ejemplo de un yacimiento roca, cuyo mecanismo de producción está del tipo de gas disuelto inicialmente en el petróleo. Eventualmente, durante la vida productiva de los pozos se desarrollará la capa o resaca de gas.*

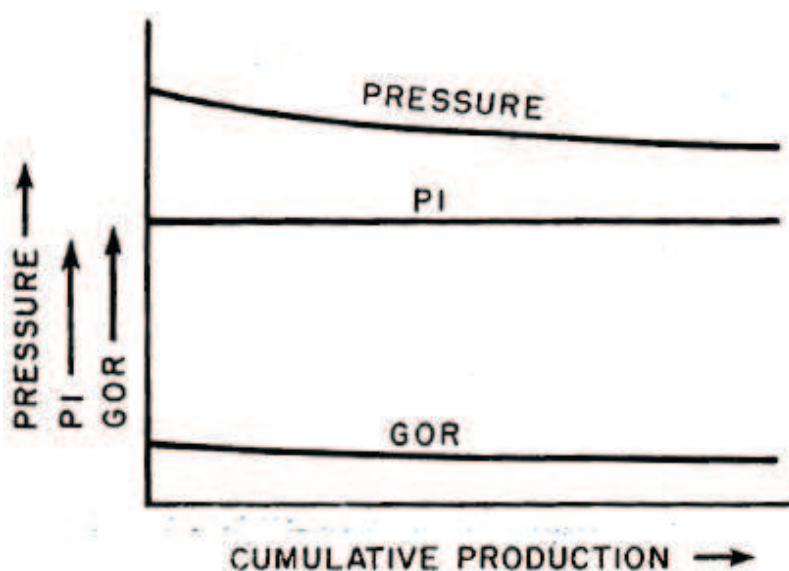
FUENTE: Libro Fundamento de Ingeniería de Yacimientos. Freddy Escobar

### 1.2.1.2 Empuje Hidráulico.

La arenisca Hollín Principal del Campo Dayuma muestra la marcada influencia del empuje de un acuífero de fondo. La presión estática no varía significativamente ya que al producir se genera un reemplazo de casi la totalidad del fluido drenado. La presión actual del reservorio es de 4725 psi.

La figura 1.6 muestra las curvas de desempeño típico para estos yacimientos con empuje hidráulico. En la arenisca Hollín Principal donde el acuífero es activo la declinación de la presión es pequeña, de hecho la presión de reservorio y la presión estática se mantienen constantes. Es de gran importancia la tendencia que tiene el Índice de Productividad del yacimiento a mantenerse constante durante la vida productiva del pozo.

**FIGURA 1.6**  
CARACTERÍSTICAS DEL EMPUJE HIDRÁULICO

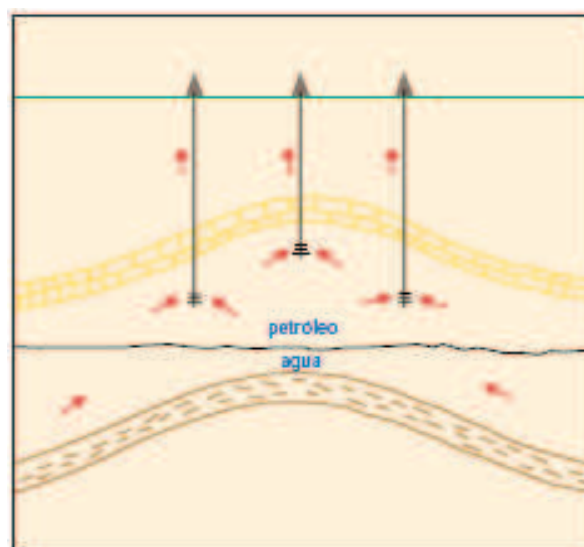


FUENTE: Libro Caracterización Física de Yacimientos. Jesús Mannucci

La efectividad de este mecanismo depende del tamaño del acuífero y de la permeabilidad del reservorio Hollín. Los valores de permeabilidad están en rangos de

1000 md para la horizontal y 100 md en la vertical, esto hace que el empuje hidráulico sea bastante efectivo como mecanismo de empuje en esta arenisca.

**FIGURA 1.7**  
EMPUJE HIDRÁULICO



*Fig. 1.7. Empuje hidráulico en un yacimiento, según las condiciones proporciones de producción son el petróleo, si es la subterránea agua.*

FUENTE: Libro Fundamento de Ingeniería de Yacimientos. Freddy Escobar

### 1.2.2 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTOS.

Nuestro proyecto se basa en la simulación del flujo de fluidos del yacimiento, desde el reservorio hasta la boca del pozo y posteriormente desde este punto hasta superficie. Para la simulación del flujo de fluidos en el yacimiento se considera las propiedades de la roca, la composición de los fluidos presentes, y las condiciones de presión y temperatura para establecer si existe flujo simultáneo de petróleo, agua y gas, las heterogeneidades del yacimiento, daño de formación, etc.

Para describir el flujo de fluidos en el yacimiento a través del tiempo, se debe utilizar el modelaje matemático de yacimientos y las soluciones numéricas de la ecuación de

difusividad obtenidas con los simuladores comerciales (Wellflo, Pipesim). La capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo se cuantificará a través de modelos matemáticos simplificados como por ejemplo: la ecuación de Vogel, Fetckovich, Jones Blount & Glace, etc.

### **1.2.2.1 Capacidad de Flujo 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 la tasa de flujo dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de flujo de la formación productora, (permeabilidad y espesor neto -  $K_o \cdot h$ ), de la resistencia a fluir del petróleo (viscosidad -  $\mu_o$ ) y de la existencia de heterogeneidades y daño en la roca.

En el Campo Dayuma, a pesar de que algunos pozos producen de la misma arenisca, los espesores varían entre cada uno de ellos.

### **1.2.2.2 Estados de Flujo**

La distribución de presión ha cambiado a través del tiempo en el campo Dayuma, por lo que es necesario establecer como referencia los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al poner en producción un pozo, y en cada uno de ellos describir 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.

Existen tres estados de flujo dependiendo de cómo es la variación de la presión con tiempo:

**Flujo No Continuo:** Se presenta cuando un pozo empieza a producir. Puede durar horas o días. Se caracteriza porque su gradiente de presión no es constante en el tiempo,  $dP/dt \neq 0$

**Flujo Continuo:** Sucede cuando se estabiliza la distribución de presión en el yacimiento, su gradiente de presión a lo largo del tiempo es igual a cero,  $dP/dt = 0$

**Flujo Semicontinuo:** La distribución de presión del yacimiento a los pozos se mantiene constante a lo largo del tiempo,  $dP/dt = \text{constante}$ . Un pozo pasa la mayor parte de su vida productiva en estado semicontinuo.

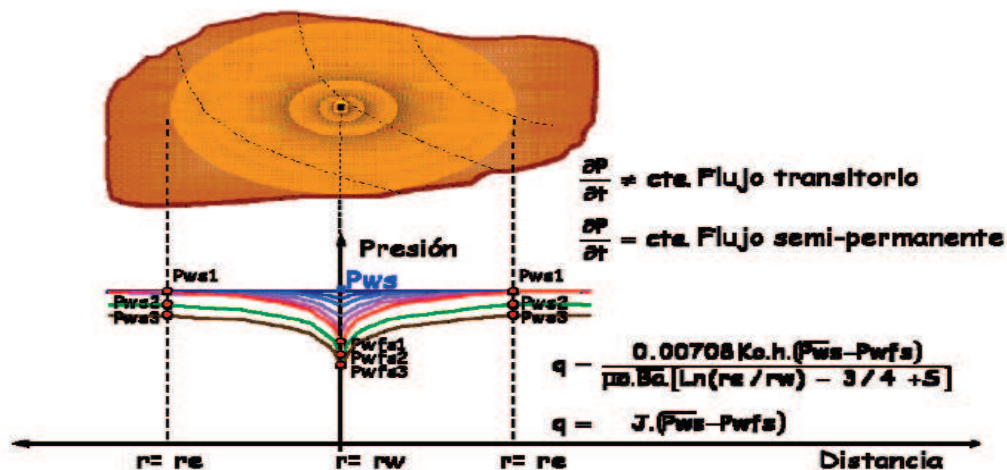
### **Estado de Flujo del campo**

El Campo Dayuma debido a que empezó su vida productiva desde el año 1971 ha entrado en flujo semicontinuo en la mayoría de sus pozos productores.

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con el tiempo pero a una tasa constante, ( $dP/dt = \text{cte}$ ).

Se presenta cuando se pseudo-estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento finito, de tal forma que en el borde exterior de dicha área no existe flujo, bien sea porque los límites del yacimiento constituyen los bordes del área de drenaje o porque existen varios pozos drenando áreas adyacentes entre sí.

**FIGURA 1.8**  
**FLUJO SEMICONTINUO**



FUENTE: Libro Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal Ricardo Maggiolo

### 1.3 DISCUSIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

Una vez identificados el estado de flujo, los mecanismos de producción y las principales propiedades de los reservorios productores del Campo, podemos discutir la ecuación enunciada para el cálculo del aporte de fluidos, en función de las condiciones actuales de los yacimientos productores del Campo Dayuma.

Si bien el flujo en el yacimiento se puede explicar mediante las ecuaciones 1.1 y 1.2, dependen del estado real de cada reservorio. Con este contexto la influencia que tengan las variables de la ecuación será diferente sobre la producción y el índice de productividad según el reservorio que esté bajo análisis.

Caudal de Fluido

$$q = \frac{k \cdot h \cdot (\bar{P}_{ws} - P_{wf})}{141.2 \times \beta \mu [\ln(r_e / r_w) + s]} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Índice de Productividad

$$IP = \frac{k \cdot h}{141.2 \times \beta \mu \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S' \right]} \quad (\text{Ec 1.2})$$

De manera general se puede observar que el caudal producido y el índice de productividad son proporcionales a la capacidad de flujo que posea el yacimiento ( $k \cdot h$ ), y este valor se ve influenciado por las heterogeneidades del yacimiento, estratificación de zonas menos favorables al flujo y fallamientos, estos factores limitan el espesor y la permeabilidad efectiva al flujo. Se evaluó cada pozo por arena, con la valiosa ayuda del Personal de Geología, se ha determinado el espesor neto de pago y las permeabilidades de la roca para los pozos con características complejas.

El radio de drenaje, la viscosidad y el daño de formación están en proporción inversa a la producción. Para nuestro análisis se obtuvo información valiosa de la simulación de yacimientos que se realiza en el Campo Dayuma. El Departamento de Yacimientos nos proporcionó los radios de influencia del flujo de los pozos productores del Campo. La viscosidad la medimos experimentalmente tomando muestras de cada pozo y haciendo la respectiva corrección para obtener viscosidades vivas cuando las necesitamos. El daño mecánico de la formación obtenido de las Pruebas de Presión nos sirvió como parámetro de comparación debido a que dichas pruebas se realizaron hace varios años.

Se sabe que la cantidad de gas y de agua que se produce en el campo tienen gran importancia al momento de predecir el flujo en el yacimiento, puesto que una gran cantidad de gas producido en la boca del pozo podría influir de manera importante en la permeabilidad relativa al petróleo limitando la producción de petróleo y por ende disminuyendo al índice de productividad. De igual manera debido a que el agua tiene mayor movilidad que el petróleo, una gran producción de agua disminuirá la producción de petróleo.



Las condiciones actuales de producción de gas no tienen gran influencia en el cálculo del aporte de fluidos en los yacimientos productores, ya que el Campo Dayuma trabaja con un GOR entre 200 y 700 scf/stb, valores que determinan un fluido negro “black oil”. Sin embargo, la producción de agua es considerable debido al alto corte de agua con el que se está trabajando en el campo, por lo que la mayor influencia radica en la relación de permeabilidades relativas entre el petróleo y el agua.

El índice de productividad que utilizamos para nuestro estudio hace referencia a la producción de líquido en superficie y a la diferencia de presión en subsuelo. Se toma en cuenta el fluido total que se está produciendo en los pozos. Es decir la producción del líquido que se tiene en el campo Dayuma va a ser definida por la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{q_o + q_w}{\bar{P}_R - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Las variables que afectan esta ecuación pueden ser fácilmente determinadas utilizando la Ecuación de Darcy para flujo radial. Así para el petróleo y el agua se tiene:

$$\text{PETRÓLEO} \quad q_o = \frac{K_o \cdot h(\bar{P}_R - P_{wf})}{141.2 \cdot \mu_o \cdot \beta_o \ln(r_e/r_w)} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

$$\text{AGUA} \quad q_w = \frac{K_w \cdot h(\bar{P}_R - P_{wf})}{141.2 \cdot \mu_w \cdot \beta_w \ln(r_e/r_w)} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

El índice de productividad total del líquido puede ser calculado reemplazando en la ecuación 1.6, y utilizando la relación de permeabilidades  $K_o = k \cdot K_{ro}$  para el agua y el petróleo.

$$IP = \frac{k \cdot h}{141.2 \cdot \ln(r_e/r_w)} \left[ \frac{K_{ro}}{\mu_o \cdot \beta_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w \cdot \beta_w} \right] \quad (\text{Ec. 1.6})$$

Aparentemente la ecuación no depende de la presión, sin embargo el factor  $\left[ \frac{K_{ro}}{\mu_o \cdot \beta_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w \cdot \beta_w} \right]$  es dependiente de la presión, es decir la viscosidad y el factor volumétrico están en función de la presión del flujo, mientras el cambio en las permeabilidades relativas obedece a la variación de saturación de agua en la producción del reservorio. Estas curvas se muestran en el ANEXO 1.5.

Relacionando la curva de permeabilidades relativas con la ecuación del aporte del fluido se observa que cuando la saturación de agua aumenta, la permeabilidad relativa al petróleo disminuye, y la permeabilidad relativa al agua aumenta. La sumatoria de las permeabilidades relativas, al inicio, será pequeña pero luego aumentará. Por lo tanto el índice de productividad seguirá la misma tendencia, aunque la presión de reservorio se mantuviere constante en el caso de un reservorio con empuje hidráulico (para la arenisca hollín) tanto la producción de agua como el índice de productividad cambiarán con el tiempo.

La ecuación 1.6 también tiene validez para la arenisca Napo T que está siendo recuperada mediante reinyección de agua de formación según lo enunciado por Dale Beggs en la estructura de las curvas IPR para pozos de recuperación secundaria con agua.

En el siguiente capítulo se determinará las limitaciones mecánicas paros tipos de tuberías utilizadas en la producción de los pozos del campo, además de los diferentes métodos de levantamiento artificial implementados, la capacidad de transferencia, separación y almacenamiento del campo Dayuma es decir las instalaciones de fondo y de superficie que se disponen.

## **CAPÍTULO II**

### **PRODUCCIÓN**

#### **2.1 TIPOS DE COMPLETACIÓN**

Existen diferentes tipos de completaciones para los pozos que se han perforado en el Campo Dayuma: verticales, direccionales y horizontales, dependiendo del área que se desea drenar y las propiedades del yacimiento que determinan el flujo.

##### **2.1.1 POZOS VERTICALES**

Son aquellos que se perforan perpendicularmente a un plano horizontal del yacimiento con un ángulo de inclinación entre 0 – 7 ° grados respecto a la vertical, estos pozos ayudan a producir a lo ancho del pozo.

En el Campo Dayuma existen 2 pozos verticales que son: Dayuma 04, Dayuma 16 y cuyas completaciones se encuentran detalladas en el ANEXO 2.1.

##### **2.1.2 POZOS DIRECCIONALES**

Son pozos perforados con un ángulo de inclinación respecto a la vertical, entre 7 – 60° (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de petróleo o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

En el Campo Dayuma existen 5 pozos direccionales que son: Dayuma 02, Dayuma 12, Dayuma 18, Dayuma 19 y Dayuma 20, las completaciones de éstos pozos se detallan en el ANEXO 2.1.

### 2.1.3 POZOS HORIZONTALES

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de drenaje y aumentar la producción. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de 60° respecto a la vertical.

La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximos, hasta llegar al objetivo. Este tipo de pozos necesitan un estudio más minucioso debido a que presentan una longitud horizontal abierta al flujo, toda la información y ecuaciones necesarias para el estudio de estos pozos se encuentran detalladas en el ANEXO 3.1.

Existen en el Campo Dayuma 6 pozos horizontales que son: Dayuma 01, Dayuma 06, Dayuma 07, Dayuma 08, Dayuma 13 y Dayuma 17. Sus completaciones se pueden observar en el ANEXO 2.1.

En el Cuadro 2.1 se presenta un resumen de la información general de cada uno de los pozos existentes en el Campo Dayuma.

**CUADRO 2.1**  
ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO DAYUMA

WELLPAD	Nombre	Tipo de pozo	Tipo de Levantamiento	Arenisca Productora	Tipo de Bomba
WELLPAD 1	Dayuma 1	Horizontal	BES	Napo T inferior	DN 1750
WELLPAD B	Dayuma 11	Direccional	Inyector	-	-
	Dayuma 12	Direccional	BES	Napo T inferior	DN 1100
	Dayuma 13	Horizontal	BES	Napo T inferior	D725N
	Dayuma 14	Direccional	Reinyector	-	-
	Dayuma 17	Horizontal	BES	Hollín Principal	P 12

## CONTINUACIÓN CUADRO 2.1

<b>WELLPAD A</b>	Dayuma 2	Direccional	B.H. Tipo jet	<b>Napo T inferior</b>	12 J
	Dayuma 7	Horizontal	BES	<b>Hollín Principal</b>	SN8500
	Dayuma 8	Horizontal	Flujo Natural	<b>Hollín Principal</b>	-
	Dayuma 20	Direccional	BES	<b>Napo T inferior</b>	DN 1100
<b>WELLPAD 4</b>	Dayuma 4	Vertical	BES	<b>Napo T inferior</b>	DN 1100
	Dayuma 10	Horizontal	Reinyector	-	-
	Dayuma 15	Direccional	Reinyector	-	-
<b>WELLPAD D</b>	Dayuma 6	Horizontal	BES	<b>Napo T inferior</b>	P 12
	Dayuma 19	Direccional	BES	<b>Hollín Superior</b>	DN 1100
<b>WELLPAD 3</b>	Dayuma 3	Vertical	Reinyector	-	-
<b>WELLPAD C</b>	Dayuma 5	Vertical	Inyector	-	-
	Dayuma 16	Vertical	B.H. Tipo jet	<b>Hollín Principal</b>	F 11
	Dayuma 18	Direccional	B.H. Tipo jet	<b>Hollín Principal</b>	J 11

FUENTE: Gerencia de Operaciones y Producción  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

## 2.2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento aporta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y tubería de producción) sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo, se dice entonces que el pozo es capaz de producir por FLUJO NATURAL.

Cuando cesa la producción del pozo por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía en el pozo con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

Dependiendo de su ubicación y tomando en cuenta las pérdidas por fricción en tuberías -debido a grandes distancias desde el pozo hasta las Facilidades Centrales

de Producción (CPF)-, ciertos pozos se los hace producir directamente al tanque en la locación, o en ocasiones el fluido llega a mini estaciones donde no existe separador.

### **2.2.1 FLUJO NATURAL**

Se define de esta manera al tipo de levantamiento de un pozo cuando la presión con la que el yacimiento aporta el fluido es la suficiente para que el fluido llegue hasta la central de producción sin incorporar a este ningún tipo de energía adicional. En el Campo Dayuma existe solamente un pozo que produce actualmente a flujo natural, el Dayuma 08.

### **2.2.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Cuando la presión natural de empuje del reservorio cae a un punto en que no puede producirse por sí solo, un método artificial de levantamiento de hidrocarburos es necesario. Las maneras más comunes de proveer levantamiento artificial son algunas clases de bombas o un método que involucre inyección de gas o agua dentro del pozo.

#### **2.2.2.1 Bombeo Electrosumergible**

##### **Principio de funcionamiento.**

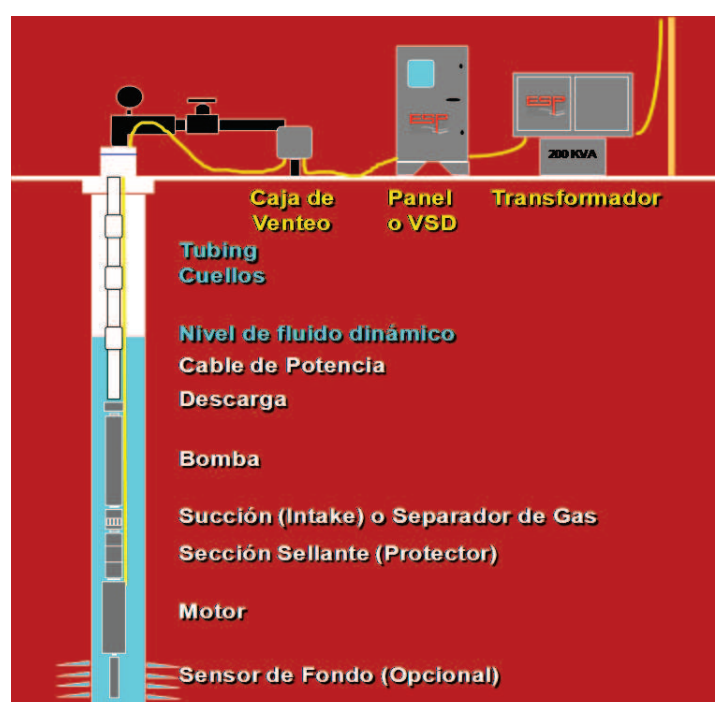
El sistema se basa en el principio del movimiento rotatorio de una bomba centrífuga conectada a un motor eléctrico sumergible, el equipo es colocado a una profundidad determinada en el pozo, la cual debe estar bajo el nivel dinámico del fluido. La bomba sumergible debido a la acción del movimiento rotatorio de los impulsores da energía al fluido, aumentando su presión.

El diagrama indicado en la figura 2.1 describe los componentes esenciales de este tipo de unidad, la cual consta de un motor eléctrico, el cual recibe la energía por medio de un cable eléctrico proveniente de una fuente ubicada en la superficie.

El protector o sección sellante está localizado arriba del motor y es utilizado especialmente para prevenir que los fluidos del pozo entren en él, está ensamblado herméticamente tanto al motor como a la bomba o al separador de gas si éste es necesario para ventear el gas en la instalación, en su interior existe un eje cuya función es transmitir el movimiento del motor a la bomba y al separador de gas, permitiendo que el fluido de formación supere el gradiente del fluido y llegue a superficie.

El Campo Dayuma posee 9 pozos con bombeo electrosumergible.

**FIGURA 2.1**  
DIAGRAMA BÁSICO DE UN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>

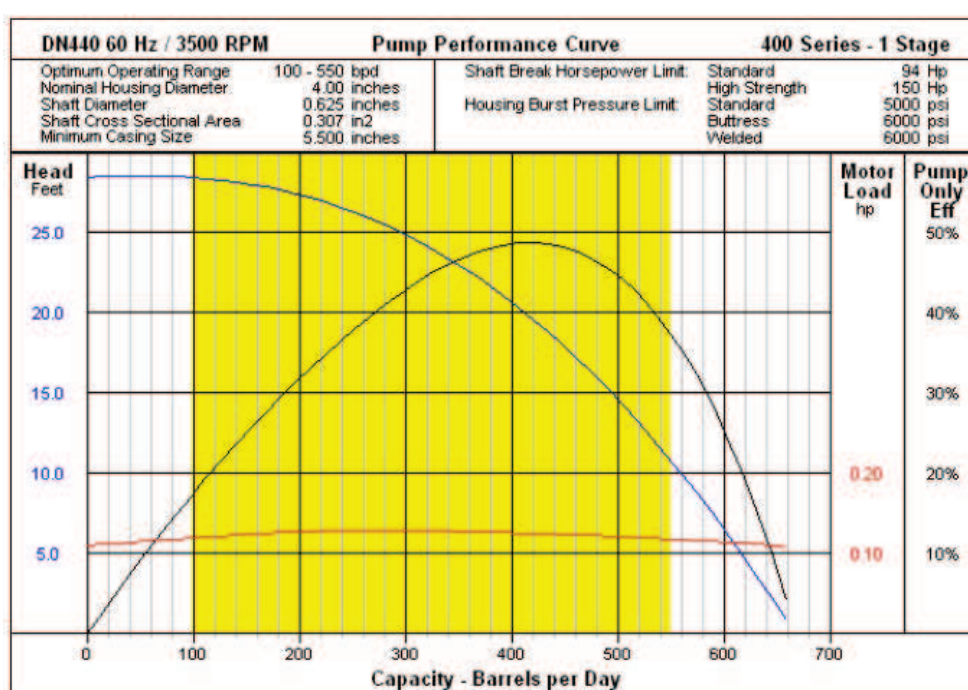
### Curvas características de las bombas electrosumergibles

Las curvas de comportamiento de varios modelos de bombas fueron presentadas por Brown *et al.* Las bombas son divididas en grupos de acuerdo al mínimo tamaño de

*casing* dentro del cual éstas pueden ser instaladas. Pero aún dentro del mismo grupo el comportamiento de cada bomba es diferente.

Las curvas de comportamiento representan la variación de la altura de la columna (*head*), la potencia, y eficiencia vs. capacidad. Estas curvas son graficadas para 60 o 50 Hz, y pueden ser cambiadas con un variador de frecuencia.

**FIGURA 2.2**  
CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DN440



FUENTE: Catálogo de Bombas REDA

Un sistema de bombeo electrosumergible se puede dividir en tres grupos principales:

- Equipos de Subsuelo
- Cable
- Equipos de Superficie



## **Equipos de superficie**

El equipo típico de superficie comprende de un transformador primario, un panel de control del motor (Switchboard o variador de frecuencia), un transformador secundario (en caso de que se use un variador de frecuencia), una caja de venteo y un cabezal de pozo. Un inventario de los equipos de superficie instalados en los pozos del Campo Dayuma se detalla en el ANEXO 2.2.

**Cabezales.-** Tienen el propósito de suspender el revestidor (casing) y la sarta de tubería de producción, aislar anulares entre revestidor y tubing y proveer un medio de conducción entre el pozo y las conexiones de superficie.

Pueden ser de varios tipos, de los cuales, los más comúnmente utilizados son:

- Tipo HERCULES, para baja presión
- Tipo Roscado, para alta presión

**Transformador primario.-** Este componente se utiliza para reducir el voltaje de la fuente primaria a un voltaje que pueda ser manejado por el panel de control o por el variador de frecuencia.

Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

**Panel de Control.-** Es el componente desde el que se gobierna la operación del motor en el fondo del pozo.

Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero, este puede consistir en un arrancador de motor, protección por sobrecarga y baja carga, una llave manual para desconectarlo, retardo en el tiempo y un amperímetro registrador. Este panel entrega el voltaje requerido por el motor de fondo.

**Variador de frecuencia.-** Es un dispositivo diseñado e instalado para cambiar la frecuencia de la corriente que alimenta al motor, por lo tanto modificar su velocidad angular para obtener un rendimiento óptimo del equipo electro sumergible.

El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de caudales que es posible manejar con un mismo equipo de fondo.

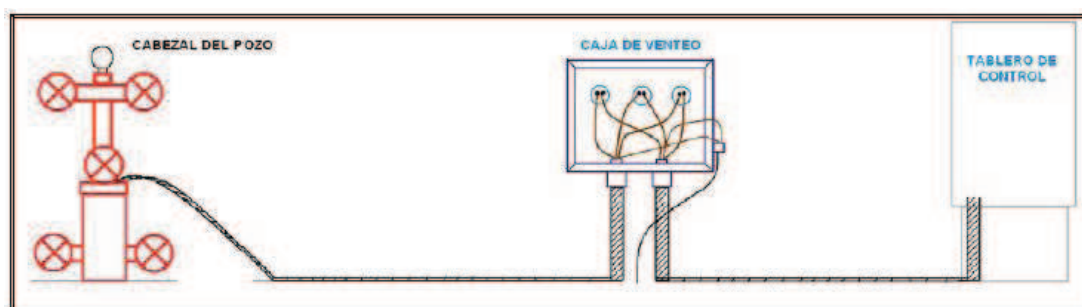
Si se utiliza un variador, un transformador secundario será requerido, puesto que el voltaje entregado no es el que requiere el motor de fondo.

**Transformador secundario.-** Se lo utiliza si se instala un variador de frecuencia, para elevar el voltaje hasta los requerimientos del motor. Puede ser un solo transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos.

**Caja de venteo.-** Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero y ocasionar una explosión.

En la caja de venteo o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad.

**FIGURA 2.3**  
DIAGRAMA ILUSTRATIVO DE LA CAJA DE VENTEO



FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>

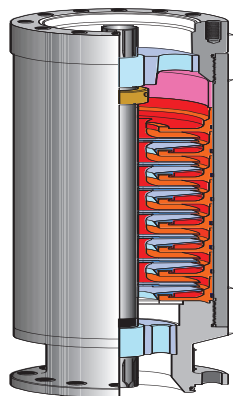
## Equipos de subsuelo

Son aquellas piezas o componentes que operan instalados en el subsuelo. Las compañías de bombeo electrosumergible se especializan en la fabricación de estos equipos. Un inventario de los equipos de fondo instalados en los pozos del Campo Dayuma se detalla en el ANEXO 2.3.

### Bomba

**FIGURA 2.4**

**BOMBA MULTIETAPAS**



El corazón del sistema de bombeo electrosumergible es la Bomba Centrífuga.

Estas bombas son del tipo Multi- Etapas y el número de estas depende de cada aplicación específica. Cada “ETAPA” está formada por un Impulsor y un Difusor.

El impulsor da al fluido ENERGÍA CINÉTICA y el Difusor cambia esta energía cinética en ENERGÍA POTENCIAL (Altura de elevación o cabeza).

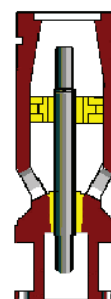
### Succión

Esta es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie. Existen dos tipos básicos de succiones o intakes de bombas:

**FIGURA 2.5**  
SEPARADOR DE GAS



**FIGURA 2.6**  
SUCCIÓN ESTÁNDAR



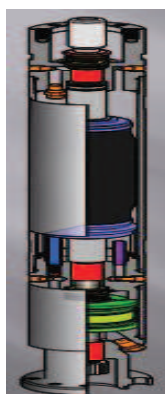
Las succiones estándar solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba.

Los separadores de gas, además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tiene la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos.

### Secciones Sellantes

Estos equipos también se los conoce con el nombre de Protectores.

**FIGURA 2.7**  
SECCIÓN SELLANTE



Las principales funciones de los sellos son:

Evitar el ingreso de fluidos (agua) del pozo al interior del motor.

Absorber los empujes descendentes y ascendentes de la bomba.

Equilibrar la presión interna del motor con la presión del pozo.

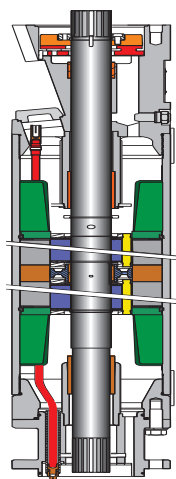
Además, sirve de vínculo mecánico entre el motor y la bomba.

## Motor

Es un motor trifásico, de inducción tipo JAULA DE ARDILLA, de dos polos, similar a los utilizados en aplicaciones de superficie. Las tres fases son conectadas al bobinado del motor, el que termina en una estrella en el interior de éste, la cual trata de estabilizar un punto neutro.

### FIGURA 2.8

#### MOTOR ELÉCTRICO



Los motores se seleccionan de acuerdo a la potencia demandada por el sistema y el diámetro interior disponible en el revestidor.

Si por alguna razón, el sistema demanda una potencia mayor a la del motor para una serie determinada, estos pueden montarse en tandems de dos o tres motores, duplicando o triplicando la potencia.

## Cables

La unión eléctrica entre los equipos descritos, instalados en el subsuelo, y los equipos de control en superficie son los cables. Existen varios tipos de cables en una instalación de bombeo electrosumergible:

- Extensión de Cable Plano
- Cable de Potencia
- Conectores de Superficie

Para la selección del tipo adecuado de cable es necesario tener en cuenta:

- Temperatura de subsuelo
- Presión máxima del sistema
- Relación Gas Petróleo del fluido
- Presencia de agentes corrosivos en el fluido

### **2.2.2.2 Bombeo Hidráulico Tipo Jet**

#### **Principio de funcionamiento.**

El bombeo hidráulico se basa en un principio sencillo: “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”.

El bombeo hidráulico tipo Jet, es un mecanismo de producción de pozos petroleros, que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos.

La bomba de subsuelo tipo Jet, logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos. La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie, pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

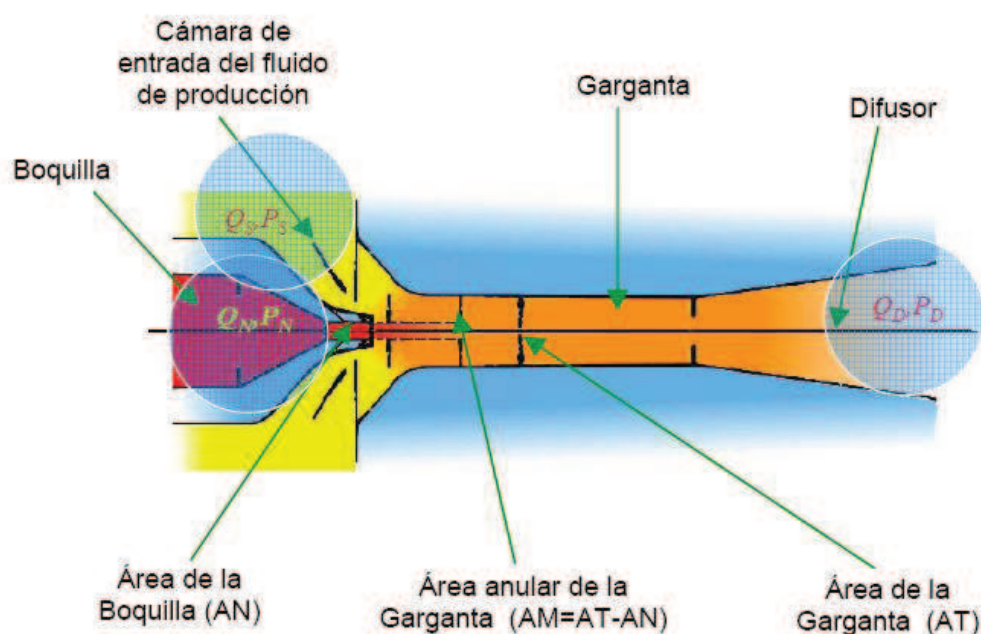
No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas, una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La

bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz.

Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación. Un esquema de una bomba jet se muestra en la figura 2.9.

Existen 3 pozos con bombeo hidráulico tipo jet en el Campo Dayuma.

**FIGURA 2.9**  
COMPONENTES DE UNA BOMBA JET



Las bombas jet ofrecen las ventajas de no tener partes móviles, pero la desventaja es que poseen una baja eficiencia (generalmente en el rango de 20-30%) y la necesidad de una alta presión de succión para prevenir la cavitación de la bomba. Las instalaciones de la bomba jet son diseñadas utilizando las características de las bombas en las tablas de los fabricantes, al igual que las bombas centrífugas. Además se necesita un cuidadoso cálculo de la profundidad de la bomba para proveer la presión de succión suficiente en la que la bomba no cavite.

## **Sistema del Fluido Motriz**

Se tienen dos tipos de sistemas de fluido motriz:

**Sistema Cerrado** de Fluido Motriz, es aquel en el cual tanto en superficie como en el fondo del pozo el fluido motriz recorre a través de una tubería en un sistema cerrado y no se mezcla con el fluido producido.

**Sistema Abierto** de Fluido Motriz, es aquel en el cual el fluido motriz se mezcla en el fondo del pozo con el fluido producido, siendo este el sistema usado en el Campo Dayuma.

## **Equipos de Superficie**

**Unidad de Potencia.-** Las bombas que se utilizan para impulsar al fluido motriz normalmente son triplex o quíntuplex de desplazamiento positivo o acción recíprocante del tipo vertical, que puede ser accionada por un motor eléctrico o de combustión interna, y su selección depende de: el número de pozos, los volúmenes a manejar, las características del fluido a bombear, y las facilidades de producción. También se puede proveer de fluido motriz mediante unidades de bombeo centrífugas horizontales como es el caso del Campo Dayuma.

**Cabezal de Distribución.-** Son múltiples constituidos por válvulas y medidores de desplazamiento positivo, los cuales permiten calcular la eficiencia de la unidad de bombeo. El tipo de válvulas instaladas, pueden ser reguladoras de flujo (controlan el volumen del fluido motriz inyectado), o bien válvulas reguladoras de presión (controlan automáticamente la presión a la que es inyectado el fluido motriz).

**Cabezal de Pozo.-** Esta diseñado para permitir la instalación de bombas fijas y libres, en este caso se tiene instalación de bombas libres; lo cual depende de la instalación de subsuelo y del sistema de inyección que se tenga.



La sección del árbol es la correspondiente a la última tubería de revestimiento, en donde van alojadas tuberías, válvulas, y el retorno (by pass), que es la línea que comunica la tubería de inyección con la de descarga del fluido producido o de la mezcla.

**Válvula de cuatro vías.-** Es un dispositivo acoplado al cabezal, cuya función es direccionar el flujo, tiene cuatro posiciones las cuales permiten la introducción, operación, cierre y extracción de la unidad de bombeo.

## **2.3 FACILIDADES DE SUPERFICIE**

### **2.3.1 REDES DE PRODUCCIÓN**

Es la forma en la que están dispuestas las líneas de flujo desde el cabezal de cada pozo hasta el CPF, con todas y cada una de sus elevaciones y depresiones. En el Campo Dayuma estamos considerando 3 redes de producción y 2 pozos individuales.

#### **2.3.1.1 Organización de Pozos por WellPads**

En la actualidad, con el uso de la tecnología de perforación direccional, se tiene la oportunidad de optimizar recursos y aprovechar al máximo el espacio utilizado. En el espacio físico en el que antes se adecuaba las instalaciones para la producción de un pozo, ahora pueden ser explotados varios pozos, a este espacio físico se lo denomina WellPad de producción.

Los fluidos producidos por estos pozos llegan a un manifold en común en el WellPad en donde se une el fluido y es transportado a través de una sola línea hacia la red de transporte del fluido, que posteriormente la llevará a las Facilidades Centrales de Producción.

El CPF del Campo Dayuma contiene los siguientes WellPads:

**WellPad A:** Dayuma 02, Dayuma 07, Dayuma 08, Dayuma 20

**WellPad B:** Dayuma 11, Dayuma 12, Dayuma 13, Dayuma 14, Dayuma 17.

**WellPad C:** Dayuma 05, Dayuma 16, Dayuma 18

**WellPad D:** Dayuma 06, Dayuma 19.

**WellPad 1:** Dayuma 01

**WellPad 4:** Dayuma 04

### **2.3.1.2 Redes de Transporte del Fluido**

Las redes de transporte del fluido son un arreglo de tuberías que reciben el fluido proveniente de los WellPads de producción y los llevan a las Facilidades Centrales de Producción, las cuales normalmente constan de una línea principal a la que se unen las líneas que salen de los WellPads por donde se transporta el fluido hasta su punto de entrega. Para el caso de este estudio se han analizado las redes que transportan los fluidos desde los pozos hasta la Facilidades Centrales de Producción. Todas y cada una de las tuberías por donde se transportan los fluidos desde los pozos hasta el CPF se describen en el ANEXO 2.4.

### **2.3.2 FACILIDADES CENTRALES DE PRODUCCIÓN**

Las Facilidades Centrales de Producción son estaciones donde las redes de producción llevan los fluidos provenientes de los pozos, para su tratamiento y acondicionamiento para la venta. Aquí se lo separa en todas sus fases: gas, agua y petróleo. De esta manera se logra que el hidrocarburo cumpla con los requisitos legales pertinentes y pueda ser comercializado.

El fluido llega a las centrales como una mezcla de petróleo, gas y agua principalmente, aquí se separa el agua, se la trata y se la destina a re-inyección o

inyección, el gas se separa de esta mezcla, se lo trata y se lo utiliza para generación de energía eléctrica una parte y la otra que constituye gas pobre se lo quema en el mechero, el petróleo se lo trata y se le quitan impurezas hasta lograr que cumpla con los requisitos para poder comercializarlo.

### ***2.3.2.1 Manifold***

Conjunto de válvulas e interconexiones que permiten distribuir la producción de varios pozos a una planta centralizada donde los pozos pueden ser colocados, individualmente o conjuntamente, por medio del sistema de flujo y la disposición apropiada de válvulas para el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción.

Pueden ser operados manualmente o automáticamente con válvulas y con contadores de tiempo automáticos.

En las Facilidades Centrales de Producción del Campo Dayuma, se cuenta con un manifold de producción localizado en la Estación CPF que consta de un cuerpo de 11 entradas activas y una presión que varía entre 25 y 30 psi, a través del cual se direcciona la producción de los pozos correspondientes a la arenisca Hollín, cuyo gas debe ir hacia la tea sin antes pasar por el desgasificador, debido a que contiene grandes cantidades de H<sub>2</sub>S, concentración de alrededor de 100 ppm.

Mientras que el gas producido por los pozos correspondientes a la arenisca Napo T es el utilizado para generación eléctrica, ya que relativamente se trata de un gas limpio.

**FIGURA 2.10**  
**MANIFOLD**



ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

### *2.3.2.2 Separadores*

La separación de los fluidos la hacen los separadores, los cuales se clasifican de acuerdo a su configuración en verticales, horizontales y esféricos; y según la función en separadores de prueba y separadores de producción general. También se clasifican por la presión de funcionamiento en separadores de baja, media y alta presión.

Adicionalmente pueden clasificarse, de acuerdo al número de fases que pueden separar, en bifásicos y trifásicos. Los bifásicos son los más comunes y son usados para separar la fase gaseosa de la fase líquida (petróleo y agua). Los trifásicos son usados para separar las tres fases: gas, petróleo y agua.

En el CPF se cuenta con un desgasificador de 75.76 bls de capacidad, un separador bifásico de prueba de 49.56 bls y un FWKO de 287.05 bls de capacidad, siendo esta la capacidad nominal a la que fueron diseñados inicialmente. Al momento el tiempo

de residencia dentro del FWKO es aproximadamente 6 minutos, permitiendo de esta manera procesar el total del fluido producido por el campo. La presión de trabajo es de 18 psi.

**CUADRO 2.2**  
SEPARADORES DEL CAMPO DAYUMA

	DESGASIFICADOR DAY-V-410	SEP. DE PRUEBA DAY-V-110	FWKO DAY-V-130
Tipo	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Presión de diseño (psi)	70	150	150
Temp. de diseño (F)	159	120	200
Longitud S/S (ft)	19 - 5 ¼	16	55
Diámetro interno (ft)	5	4.5	30.34

FUENTE: Gerencia de Operaciones y Producción  
ELABORACIÓN: Ricardo Gáinza y Julio Quinga

**FIGURA 2.11**  
SEPARADORES



ELABORACIÓN: Ricardo Gáinza y Julio Quinga

### 2.3.2.3 Bota de Gas

El objetivo de este equipo es extraer el gas que se encuentra disuelto en el crudo que proviene de la fase de separación primaria, a través de placas colocadas alternadamente

dentro de la bota, se produce una liberación de gas, la misma que es producida por un proceso de expansión brusca. Las botas internamente tienen unas placas que facilitan la separación del gas. El gas separado es enviado al Sistema de Tratamiento de Gas y el crudo es direccionado hacia el tanque de lavado.

**CUADRO 2.3**  
BOTA DE GAS DAY-V-120

Equipo	Bota Desgasificadora
Código	DAY-V-120
Tipo	Vertical
Presión de diseño (psig)	No. Def.
Temperatura de diseño (°F)	No. Def.
Altura (ft)	50
Diámetro interno (ft)	3

FUENTE: Gerencia de Operaciones y Producción  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

#### *2.3.2.4 Sistema de Almacenamiento*

El sistema de almacenamiento en las facilidades de producción se compone por varios tanques. Dichos tanques pueden ser: tanques de lavado, tanques de surgencia y tanques de almacenamiento (tanques de oleoductos).

##### *2.3.2.4.1 Tanque de Lavado*

Separa las dos fases: petróleo y agua por decantación (separar sustancias no miscibles de diferente densidad).

En su interior consta de placas contra las que choca el fluido para separarlo. Mediante reposo se forman dos capas, el más denso (agua) en el asiento del tanque y el menos denso arriba de éste (petróleo). La altura del colchón de agua generalmente es 8 ft de altura.

En el techo se tiene válvulas de alivio y de vacío, las que se abren para permitir el escape de gas o de vapor siempre que se excede una presión segura y también permite ingresar aire cuando la presión interna es menor a la atmosférica.

En el CPF del Campo Dayuma se tiene un tanque de lavado con una capacidad de 18130 bls (capacidad nominal de construcción), sus características se presentan en el cuadro 2.4.

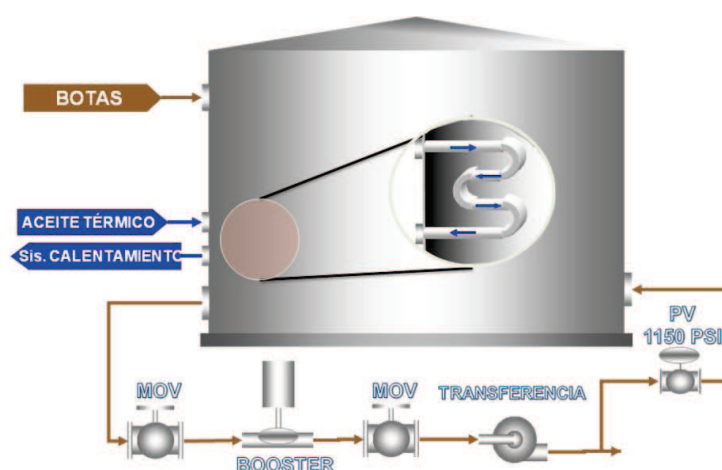
#### 2.3.2.4.2 *Tanque de Surgencia*

El crudo deshidratado en el tanque de lavado pasa al tanque de reposo en el cual se elimina el agua restante del crudo, por efecto de la gravedad, aprovechando la diferencia de densidades entre petróleo y el agua. Recibe el petróleo con un BSW máximo al 1%. Su capacidad es de 24700 bls.

#### 2.3.2.4.3 *Tanque de Almacenamiento de Crudo*

Su objetivo es almacenar el crudo tratado, el mismo que está en condiciones adecuadas para su entrega, esto es con un BSW menor al 1%. Tiene una capacidad de 30000 bls.

**FIGURA 2.12**  
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO



FUENTE: Gerencia de Operaciones y Producción

**CUADRO 2.4**  
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DEL CAMPO DAYUMA

Equipo	Tanque de Surgencia	Tanque de Lavado
Código	DAY-T-150	DAY-T-140
Capacidad (bls) @ API 650	24696	18144
Diámetro (ft)	70	60
Altura (ft)	36	36
Nivel normal de operación (ft)	16	33.9
Nivel de interfase (ft)	-	8

FUENTE: Gerencia de Operaciones y Producción  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

### 2.3.2.5 Sistema de Tratamiento de Gas

Este sistema se ha construido para reutilizar el gas natural que se produce de los pozos, en la generación eléctrica del campo Dayuma. Se basa principalmente en un tratamiento de secado del gas eliminando las partículas líquidas en la separación de fases presentes en el gas (scrubber), el calentamiento, el enfriamiento del gas y el filtrado. El tratamiento pasa por procesos de intercambio de calor, deshidratación, y filtrado para depurarlo lo más posible para su utilización.

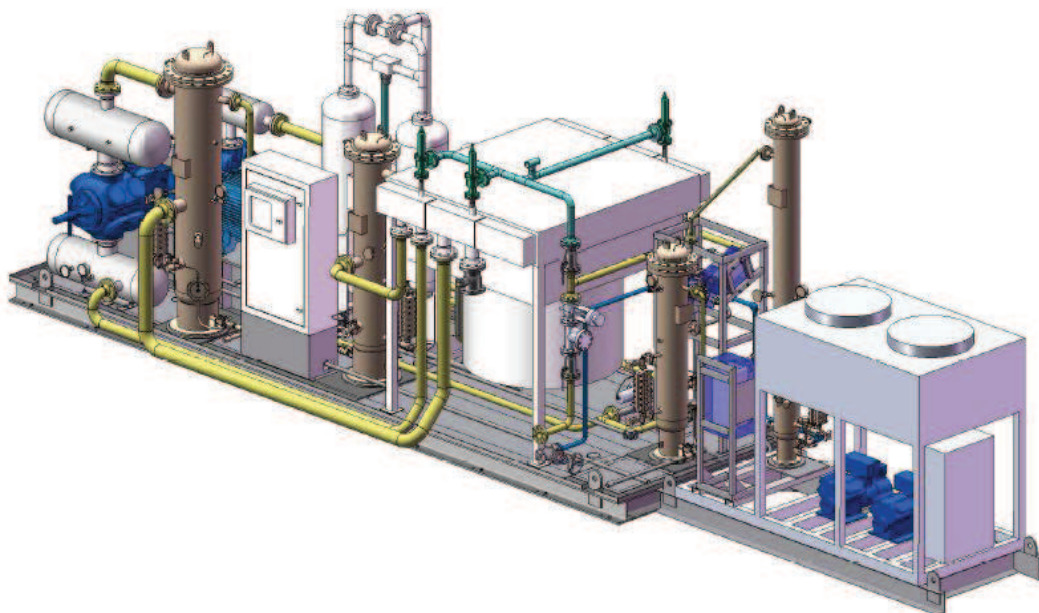
**CUADRO 2.5**  
PARÁMETROS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS

Capacidad de diseño	900	MSCFD
Capacidad nominal del caudal	1	MMSCFD
Pérdida por carga	4	psi
Consumo Eléctrico	150	MSCFD
Peso Total del Equipo	290	Kg
Altura	2965	mm
Ancho	1500	mm
Profundidad	800	mm

FUENTE: Departamento de Ingeniería y Facilidades  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga



**FIGURA 2.13**  
DISEÑO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS



FUENTE: Departamento de Ingeniería y Facilidades

#### ***2.3.2.6 Sistemas de Inyección y Reinyección de Agua***

El Sistema de Inyección de Agua está conformado por las Bombas Booster DAY-P-180 A/B y DAY-P-200 A/B/C, las cuales se describen en los cuadros 2.6 y 2.7 respectivamente.

Por medio de estas bombas se inyecta el agua una vez que ha sido tratada, por medio de los pozos Dayuma 05 y Dayuma 11, a una presión de inyección de 3200 psi y 1100 psi respectivamente, a la arenisca Napo T inferior, como método de recuperación secundaria.

Por medio de los pozos Dayuma 03, Dayuma 10, Dayuma 14 y Dayuma 15, se reinyecta el agua restante en la formación Tiyuyacu a una presión de 2300 psi.

**CUADRO 2.6**  
BOMBAS BOOSTER DE AGUA

<b>Equipo</b>	Bomba Booster de Agua
<b>Tipo</b>	Centrifuga Horizontal
<b>Datos Bomba</b>	
<b>Fabricante</b>	Flowserve
<b>Modelo</b>	Mark III
<b>Succión (in)</b>	3
<b>Descarga (in)</b>	2
<b>Datos Motor</b>	
<b>Fabricante</b>	GENERAL ELECTRIC
<b>RPM</b>	1760
<b>Potencia (HP)</b>	20
<b>Voltaje (volts)</b>	460

ELABORACIÓN: Ricardo Gáinza y Julio Quinga

**CUADRO 2.7**  
BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA –A/B/C

Bomba de inyección A		Bomba de inyección B		Bomba de inyección C	
<b>Tipo</b>	Centrifuga Horizontal	<b>Tipo</b>	Centrifuga Horizontal	<b>Tipo</b>	Centrifuga Horizontal
<b>Datos Bomba</b>		<b>Datos Bomba</b>		<b>Datos Bomba</b>	
<b>Fabricante</b>	CENTRILIFT	<b>Fabricante</b>	CENTRILIFT	<b>Fabricante</b>	TOSHIBA
<b>Número de Serie</b>	01H-72141/ 26 etapas	<b>Número de Serie</b>	01H-12754/ 28 etapas	<b>Número de Serie</b>	2NBOH19680/ 41 etapas
	01H-72142/ 26 etapas		01H-12755/ 28 etapas		2NN2J01380/ 5 etapas
	01H-72143/ 22 etapas			<b>Marca</b>	REDA
<b>Modelo</b>	HPHVMAARC	<b>Modelo</b>	HPXMT	<b>Modelo</b>	675
<b>Tipo</b>	HC12500	<b>Tipo</b>	HC7800	<b>Tipo</b>	H J350 N
<b>Succión (in)</b>	4	<b>Succión (in)</b>	6	<b>Succión (in)</b>	4
<b>Descarga (in)</b>	4	<b>Descarga (in)</b>	6	<b>Descarga (in)</b>	4
<b>Datos Motor</b>		<b>Datos Motor</b>		<b>Datos Motor</b>	
<b>Fabricante</b>	RELIANCE ELECTRIC	<b>Fabricante</b>	TECO WESTINGHOUSE	<b>Fabricante</b>	BALDOR
<b>RPM</b>	3580	<b>RPM</b>	3580	<b>RPM</b>	3575
<b>Potenc. (HP)</b>	900	<b>Potenc. (HP)</b>	600	<b>Potenc. (HP)</b>	500
<b>Voltaje (volt)</b>	460	<b>Voltaje (volt)</b>	460	<b>Voltaje (volt)</b>	460

ELABORACIÓN: Ricardo Gáinza y Julio Quinga

### 2.3.2.7 Sistema de Transferencia

Para el bombeo del crudo a otras estaciones se dispone, de bombas Booster y bombas de Transferencia IMO -que trabajan a una presión de 900 psi durante 10 horas diarias- las cuales tienen por objetivo incrementar el caudal y la presión.

Los sistemas de bombeo disponen de una tubería de recirculación hacia los tanques, la misma que evita la sobre presión en la línea y el control del caudal.

**CUADRO 2.8**  
BOMBA IMO DE EXPORTACIÓN DE CRUDO A/B

<b>Equipo</b>	Bomba de Exportación de Crudo
<b>Tipo</b>	Centrifuga Horizontal
<b>Datos Bomba</b>	
<b>Fabricante</b>	IMO
<b>Succión (in)</b>	6
<b>Descarga (in)</b>	3
<b>Datos Motor</b>	
<b>Fabricante</b>	BALDOR
<b>RPM</b>	1785
<b>Eficiencia NEMA</b>	95.8%
<b>Potencia (HP)</b>	300
<b>Voltaje (volts)</b>	460

FUENTE: Departamento de Ingeniería y Facilidades  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

### 2.3.2.8 Otros Tanques

#### *Tanque de Agua*

Este tanque es usado únicamente para el almacenamiento de agua, la misma que posteriormente será inyectada como medio de recuperación secundaria.

**CUADRO 2.9**  
**TANQUE DE AGUA**

Equipo	Tanque de Agua
Capacidad (bls) @ API 650	9072
Diámetro (ft)	36
Altura (ft)	50
Nivel normal de operación (ft)	22

FUENTE: Departamento de Ingeniería y Facilidades  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

**2.3.2.9 Sistema Contraincendios**

En el CPF del Campo Dayuma, Petrobell Inc. Grantmining cuenta con un sistema contraincendios fijo, diseñado y dimensionado en concordancia con los requerimientos de la NFPA 11, 20, 22, 75, etc., para atender cualquier emergencia operativa que pueda suscitarse.

Adicionalmente, y en función de los riesgos existentes, las instalaciones cuentan con sensores de detección de gas, detectores de humo, sistemas de alarma.

En lo que respecta a sistemas de extinción portátiles, todas las facilidades cuentan con extintores portátiles en la cantidad, tipo y capacidad requeridos, cumpliendo los requerimientos de la NFPA 10.

Como parte de los procesos preventivos realizados en el CPF del Campo Dayuma, mensualmente se inspecciona el estado y la operatividad de los equipos de respuesta a emergencias (extintores, duchas de emergencia y lava ojos) con la finalidad de detectar tempranamente cualquier desperfecto o mal funcionamiento y garantizar su operatividad cuando éstos sean requeridos.

### 2.3.2.10 Generación de Energía Eléctrica

El Campo Dayuma cuenta con su propia planta de Generación Eléctrica, la cual utiliza el gas de producción como combustible bi-fuel diesel-gas en los generadores Caterpillar para proveer de energía eléctrica tanto al CPF como a las unidades de bombeo electrosumergible y jet. En el cuadro 2.10 se presenta un análisis de la generación eléctrica del Campo Dayuma.

**CUADRO 2.10**  
GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO DAYUMA

LOCACIÓN	GRUPO GENERADOR	FABRICANTE	MODELO	TIPO DE COMBUSTIBLE	POTENCIA NOMINAL [Kw]	PROMEDIO(Kw)	DEMANDA [Kwh] x mes	
DAYUMA	G260A	CATERPILLAR	3512B	DIESEL / GAS	1360	0	0	
	G260B	CATERPILLAR	3512A	DIESEL / GAS	1000	607	344572	
	G260C	CATERPILLAR	3512B	DIESEL / GAS	1360	754	487260	
	G260D	CATERPILLAR	3512B	DIESEL / GAS	1360	757	491146	
	G260E	CATERPILLAR	3508	DIESEL / GAS	832	477	291015	
	G260F	CATERPILLAR	3406	DIESEL	365	240	41267	
	G112	CATERPILLAR	3516	DIESEL	1400	157	10380	
	RENTADO CORAL	CATERPILLAR	3412	DIESEL	725	451	272531	
	RENTADO 3R	CATERPILLAR	3412	DIESEL	725	373	8952	
	G-106	CATERPILLAR	3306	DIESEL	210	0	0	
	G-111 (Cachiyacu)	CATERPILLAR	3406	DIESEL	365	116	77904	
	G-107 (Unidad Lact)	PERKINS	P83E1	DIESEL	74,6	5	1937	
	G-108 (Unidad Lact)	PERKINS	P83E1	DIESEL	74,6	5	1937	
					<b>SUB-TOTAL</b>	<b>9851</b>	<b>3943</b>	<b>2028900</b>

FUENTE: Departamento de Ingeniería y Facilidades  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

## **2.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN**

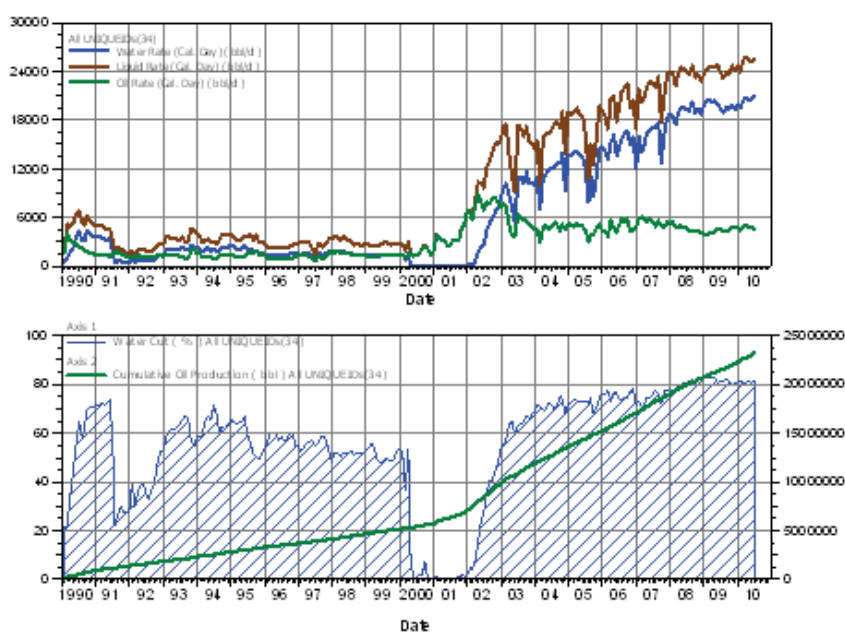
### **Producción del Campo Dayuma**

La producción del Campo Dayuma en los años 90 era inferior a los 3000 barriles, con un corte de agua de aproximadamente 50%, cuando la empresa estatal Petroecuador estaba a cargo de la producción del campo, por lo que el Campo Dayuma estaba clasificado como campo marginal.

A partir del año 2000 se puede observar un importante incremento en la producción no superior a los 5000 stb/, cabe resaltar que la producción de agua se ha incrementado considerablemente desde entonces, por éste motivo la actual empresa a cargo, Petrobell Inc. Grantmining, reutilizó dicha producción de agua en la implementación de un método de recuperación secundaria y reinyección.

Debido a que el Campo Dayuma es un campo maduro la presión en los yacimientos productores ha ido disminuyendo, aumentando de esta manera la presencia de gas en los pozos y por ende en la producción total, por ésta razón y luego de un estudio, Petrobell Inc. vio la oportunidad de utilizar el gas como medio de generación eléctrica.

**FIGURA 2.14**  
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DAYUMA



FUENTE: Departamento de Yacimientos

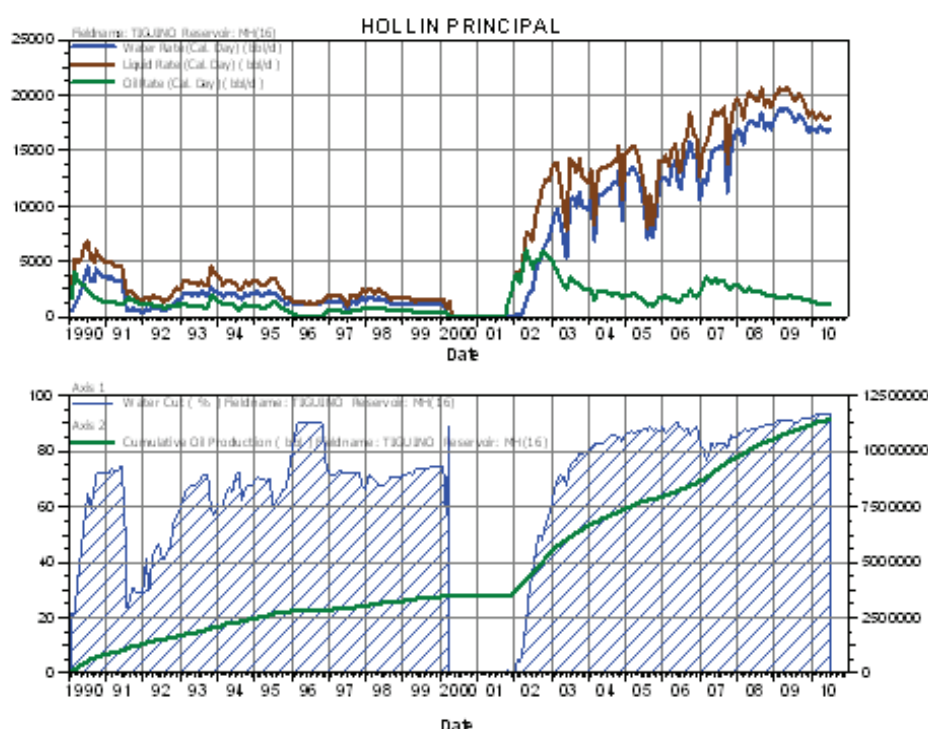
### Hollín Principal

Las curvas de producción de la figura 2.15 muestran un marcado incremento en el corte de agua a lo largo de estos años, por eso es que la producción de la arenisca Hollín Principal es cercana a los 19000 bls de fluido, sin embargo el caudal de petróleo se ve afectado por el alto corte de agua de esta formación, llegando a un aproximado de 1400 stb/d netos.

Debido a que esta formación posee un mecanismo de producción por empuje hidráulico, la presión de la formación se ha mantenido durante su tiempo de producción estableciéndose en un valor promedio de 4700 psi con una temperatura de fondo de alrededor de 240 °F. El grado API del petróleo de esta formación es bueno, con un valor promedio de 30 °API, por lo que la excesiva producción de agua se ve justificada frente al precio actual del barril de crudo; sin embargo se nota que la tendencia de la curva de petróleo es descendente. El gas producido tiene alto

porcentaje de H<sub>2</sub>S por lo que no es utilizado en el sistema de generación eléctrica, sino que es quemado en la tea. Cabe mencionar que el GOR es relativamente bajo (80 – 200 scf/stb).

**FIGURA 2.15**  
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA HOLLÍN PRINCIPAL



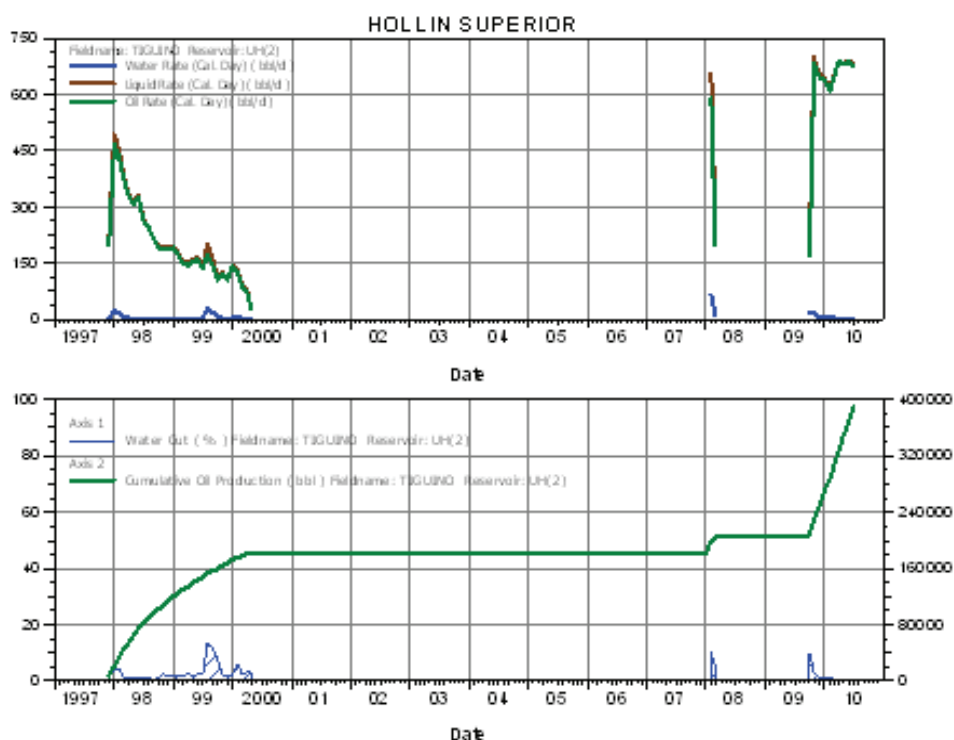
FUENTE: Departamento de Yacimientos

### Hollín Superior

Desde el 2006 hasta la actualidad su producción ha ido cambiando regularmente, hasta mantenerse en una tasa de alrededor de 700 stb/d. El crudo de esta arenisca tiene un grado API promedio de 31° y un bajo corte de agua de 0,5%.



**FIGURA 2.16**  
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



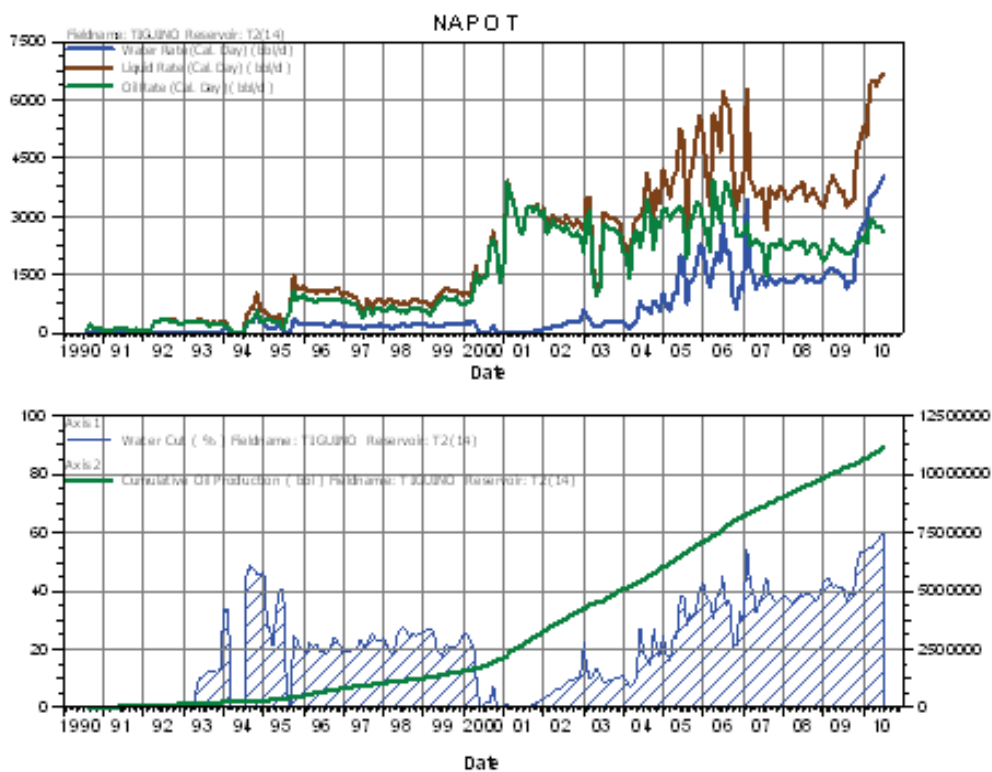
FUENTE: Departamento de Yacimientos

## Napo T

La producción de la arenisca Napo T se puede dividir en dos etapas: la primera hasta el año 2000 en la cual su producción que no sobrepasa los 1500 stb/d se mantiene uniforme y con un corte de agua de 35%; en la segunda etapa existe un aumento notable en la producción (5000 stb/d) debido a diferentes trabajos de reacondicionamiento que se efectuaron en algunos pozos y principalmente a los efectos de la recuperación secundaria en esta arenisca, incrementándose a su vez el corte de agua que oscila en un 50%.

Las curvas tienden a mantenerse constantes, sin embargo el sistema de recuperación secundaria es indispensable para mantener la presión y empujar al crudo hasta la superficie.

**FIGURA 2.17**  
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA NAPO T



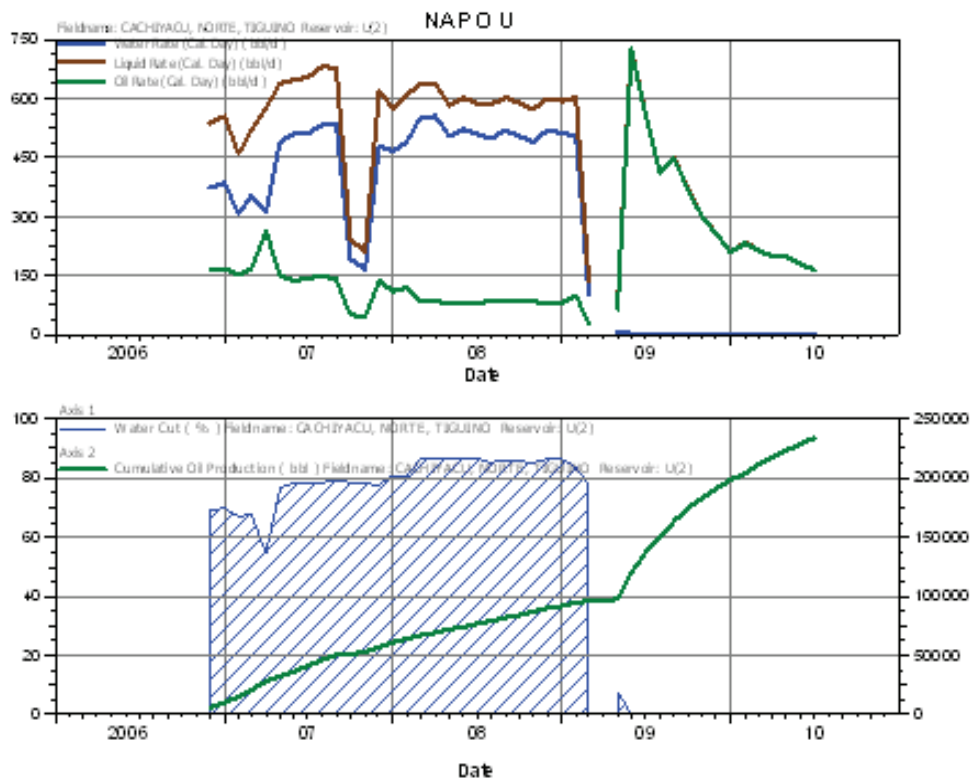
FUENTE: Departamento de Yacimientos

## Napo U

Se ha realizado un estudio de reservas a la formación Napo U, la cual presenta buenas expectativas para su producción. Actualmente no está siendo explotada por ningún pozo, pero se están haciendo estudios para ponerla nuevamente a producir. La producción desde septiembre hasta noviembre del 2009 -momento de su cierre- presentó una declinación bastante pronunciada con un caudal de unos 200 stb/d.

Tiene un crudo con un bajo corte de agua, el cual es 0,1%, su grado API es de 16,5. La producción de gas es de 42 Mscf/d.

**FIGURA 2.18**  
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA NAPO U



FUENTE: Departamento de Yacimientos

## 2.5 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

### Historial del Dayuma 01

El pozo Dayuma 01 fue completado en Agosto de 1971 para producir a flujo natural de la arenisca Hollín Principal, registrándose un corte de agua de 6 %, un caudal de 335 stb/d y un API de 21°. El 14 de agosto de 1971 se acidifica la Caliza M2, produciendo 44 stb/d, 0% de agua y un API de 14.5°.

En el enero de 1990 se cierra el pozo, se cementa la arenisca Hollín por alto corte de agua. Se dispara en la arenisca Napo T y se redispara en Hollín, se realiza prueba

de producción: en Hollín se obtiene una producción de 1000 stb/d y 0% de agua, mientras que en Napo T 400 stb/d y 1% de agua, el pozo quedó produciendo de la arenisca Hollín Principal.

En el 2000 se implementa un método de levantamiento artificial con Bombeo electrosumergible, se cementa Hollín por alto corte de agua y se realiza side track en la arenisca Napo T, obteniéndose una producción de 2200 stb/d, 2% de corte de agua y un grado API de 18.8°. A partir de este momento se han realizado varios cambios de bombas debido a la declinación en la producción.

Desde el año 2009 la producción se mantiene en un rango cercano a 1000 stb/d de fluido, de los cuales 600 stb/d son de crudo y 400 bls/d de agua, con 120 Mscf/d de gas. El sistema de bombeo electrosumergible implementado mantiene su frecuencia de 56 Hz, además cabe mencionar que la bomba se encuentra trabajando en su rango óptimo. El pozo presenta emulsión debido a su alto corte de agua, por lo que se inyecta demulsificante para ayudar al proceso.

## **Historial del Dayuma 02**

El pozo Dayuma 02 empezó su vida productiva en 1978, explotando la formación Hollín Principal con 2274 bls/d, 0.3% de agua y un grado API de 30.7°. Tres meses más tarde se prueba la arenisca Napo T obteniéndose valores poco alentadores de producción por lo que se decide dejar produciendo de Hollín Principal hasta el año 1992.

En el transcurso de ese tiempo se realizaron algunos trabajos de cementación y repunzados de la misma arenisca, sin embargo el caudal de petróleo iba en descenso. En 1994 se implementa una bomba electrosumergible y se prueban las areniscas Hollín Superior y Principal, los resultados de esta prueba motivaron la estimulación de la arenisca Hollín Principal, de la cual se produjo hasta el año 2000, con un caudal de 370 stb/d y 175 de agua.

A partir de esta fecha se decide producir de la arenisca Napo T y cerrar Hollín Principal, manteniendo el bombeo electrosumergible. Se realizaron varios cambios de bomba debido a la caída de producción, hasta que se quedó como pescado el ensamblaje de fondo, luego de esto se realizaron 3 intentos de pesca fallidos por lo que se decide hacer un side track en el año 2005 a la arenisca Napo T, obteniéndose una producción promedio de 200 stb/d.

En el 2008 se cambia de tipo de levantamiento a Bombeo Hidráulico tipo Jet, manteniendo valores que oscilan entre los 200 stb/d.

#### **Historial del Dayuma 04**

Empezó su vida productiva en 1987, año en el que fue perforado y completado para producir de la arenisca Hollín Principal con un caudal de 2053 stb/d, 12.5% de agua y un grado API de 29.3°

Debido a la disminución drástica de la producción de petróleo se reevaluó la arenisca Hollín Principal obteniéndose 207 stb/d, 7% de agua. Además, se evaluó la arenisca Napo T Inferior, observándose los siguientes resultados: 570 stb/d, 1% de agua. Se deja produciendo el pozo de Hollín Principal.

En 1991 se decide producir de la arenisca Napo T por el alto corte de agua observado en Hollín, mediante un sistema de bombeo hidráulico tipo jet, produciendo de esta manera 300 stb/d de crudo, 0% de agua hasta el año 2000, donde se cambia a bombeo electrosumergible que mantiene las mismas condiciones de producción y un aumento en el corte de agua.

En el año 2003 se repunzona Hollín Principal, obteniéndose al principio 874 stb/d de crudo y 29% de agua, pero que después cayó hasta llegar a 50 stb/d de crudo y 96 % de agua, provocando que la empresa a cargo decida producir de la arenisca Napo T Superior e Inferior en el año 2005.

Desde el 2005 hasta el 2009 se realizan algunos cambios de bomba debido al descenso de la producción, y el incremento del corte agua. El último cambio de bomba ocurrido en agosto del 2009 aumentó considerablemente la tasa de producción a 381 stb/d con un corte de agua del 60% y un API de 19.2°

### **Historial del Dayuma 06**

Empieza su producción en 1991, produciendo de la arenisca Hollín Principal 2600 stb/d de crudo, 0.5% de agua y 30.7° API. En ese año se cementa y recañonea dos veces la arenisca Hollín Principal, obteniéndose un incremento rápido en el corte de agua que fue de 30%. En 1992 se implementa bombeo hidráulico tipo jet para explotar la misma arenisca, hasta que la producción alcanzó un corte de agua igual al 75% fecha en la que se decide cambiar de arenisca productora a la Napo T Superior, en el año de 1995.

Para el año 2000 se implementa bombeo electrosumergible y se prueban las areniscas Hollín Superior y Principal y Napo T Superior, y se decide dejar produciendo de Napo T debido a que presentaba las mejores condiciones de producción hasta el año 2001.

En el 2002 se recañonea Hollín y el pozo quedó produciendo de dicha arenisca con bombeo electrosumergible, con un caudal de 1820 stb/d de crudo y un porcentaje de agua del 10%. En el 2005 se decide cambiar de tipo de levantamiento a bombeo hidráulico tipo jet para explotar de la misma arenisca.

En el año 2006 se realiza un side track para completar la arenisca Napo T, transformándose en un pozo horizontal con bombeo electrosumergible, con una producción de 1321 stb/d de crudo y 0.5% de agua. En el 2007 se realizó un cambio de bomba debido a la rotura del eje de la BES, el pozo se ha mantenido produciendo con ese sistema de producción hasta la actualidad, cabe mencionar que en el año 2009 se aumentó la producción a 900 stb/d de crudo, previa autorización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

### **Historial del Dayuma 07**

Es un pozo horizontal, perforado en la formación Hollín Principal. Comenzó su operación en el año 2001 con un caudal de 6900 stb/d de petróleo, 0.24% de agua y un API de 31.2°. En el 2002 se baja un equipo de bombeo electrosumergible, y los resultados de producción fueron 2393 stb/d de crudo, 49% de agua y 30 grados API.

Se realiza un cambio de bomba en el 2003 debido a la declinación de la producción, obteniéndose un caudal de 2050 stb/d de crudo, 56% de agua y 29 grados API. En el 2005 existe un incremento bastante considerable del corte de agua hasta alcanzar el valor de 85% viéndose de esta manera afectado el caudal de petróleo que se redujo a 680 stb/d.

A partir del 2008 el corte de agua se encuentra entre el 90 y 95% y el caudal alrededor de los 350 stb/d, utilizando bombeo electrosumergible.

### **Historial del Dayuma 08**

Fue perforado de manera horizontal para producir de la arenisca Hollín Principal. Desde sus inicios el pozo fluye naturalmente. En el 2002 se registra un trabajo de limpieza y se asienta un liner al final de la completación, obteniéndose una tasa de producción de 2500 stb/d de crudo, 5% de agua y 30 grados API.

En los últimos dos años el caudal de petróleo está alrededor de los 350 stb/d, y el corte de agua ha aumentado hasta un valor aproximado del 95%.

### **Historial del Dayuma 12**

Con el objetivo de producir de la arenisca Hollín Principal y usando bombeo electrosumergible, este pozo fue perforado y completado en el año 2002, registrándose una producción de 855 stb/d, 4.15% de agua y 30 grados API. En el 2003 se cierra el pozo debido a un alto corte de agua del 98%.

En el año 2004 se decide reabrir el pozo para producir de la arenisca Napo T Inferior, obteniéndose resultados de producción poco alentadores debido al desasentamiento del tapón, por lo que se realiza un nuevo trabajo de reacondicionamiento exitoso, aumentando la producción a 770 stb/d de crudo, 24% de agua y 17 grados API.

Posteriormente se realizan dos cambios de bomba debido a la disminución de la producción y el aumento del corte de agua. Se evalúa la arenisca Napo U mediante tres trabajos de reacondicionamiento entre abril y junio del 2009, sin obtener producción alguna por lo que se decide seguir produciendo de Napo T.

### **Historial del Dayuma 13**

Fue perforado en el año 2002 para producir de la arenisca Napo T Inferior, utilizando bombeo hidráulico tipo jet, obteniéndose 126 stb/d de crudo, 79% de agua y 16.1 grados API. Debido a que la producción no era la esperada se decide cambiar de tipo de levantamiento a bombeo electrosumergible, realizándose tres cambios de bomba en los 3 años siguientes.

En el 2006 se realiza un side track horizontal debido a un “pescado” en el fondo del pozo, y se completa con un liner pre-perforado y con bombeo electrosumergible. Posteriormente se realizaron dos trabajos más de cambios de bombas que ocasionaron varios atascamientos de tubería, a pesar de esto se pudo completar el pozo en la arenisca Napo T.

La producción actual es de 514 stb/d, corte de agua del 8% y un grado API de 18.2

### **Historial del Dayuma 16**

Se perforó el pozo Dayuma 16 de manera vertical para producir de la arenisca Hollín Principal, produciéndose en sus inicios 1232 stb/d de petróleo, 3% de agua y 31.1 grados API. El pozo se encontraba produciendo a flujo natural, en septiembre del 2008 se realizó un cambio de levantamiento artificial a bombeo hidráulico tipo jet, logrando una producción de 287 stb/d de crudo, 75 % de agua e igual grado API.



Desde el año 2009 hasta la actualidad la tasa de producción tiene una tendencia descendente con una producción actual de 113 stb/d, con un corte de agua del 95% y 31 grados API.

### **Historial del Dayuma 17**

Su perforación comenzó en junio del 2006, con 1524 stb/d de petróleo, 14 % de agua y 24 grados API, utilizando bombeo electrosumergible para producir de la arenisca Hollín Superior. Hasta el año 2007 se realizaron tres cambios de bomba debidos principalmente a problemas mecánicos como ruptura del eje y atascamiento de sólidos, se puede observar durante ésta etapa una disminución de la producción de petróleo y un aumento en el corte de agua.

En el año 2009 se realiza un cambio en la bomba debido a corrosión y porque el cable de potencia se encuentra a tierra, se baja una bomba nueva con las mismas características de la bomba cambiada. Cabe recalcar que el pozo tiene un pescado al final de la sección horizontal. Actualmente su producción se encuentra por los 374 stb/d, con un corte de agua de 77% y 21.1 grados API.

### **Historial del Dayuma 18**

El pozo comenzó su vida productiva a finales del año 2006, completándose para producir de la arenisca Hollín Principal 914 stb/d de petróleo, 10% de agua y 30 grados API. Posteriormente se decide cambiar de tipo de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible, obteniéndose 255 stb/d de petróleo, 86% de agua y 30 grados API.

En este último cambio de levantamiento se queda pescado 23 tubos, el procedimiento de pesca no logró recuperar el conjunto de fondo, y ocasionó el atascamiento de otro conjunto de tuberías. Nuevamente se retoma la producción con

bombeo hidráulico tipo jet, la cual continua hasta la actualidad, y mantiene una producción constante de 43 stb/d, con un corte de agua del 92% y 32 grados API.

### **Historial del Dayuma 19**

Empieza a producir a flujo natural de la arenisca Hollín Principal, luego de que se hicieran pruebas de producción a las areniscas Napo U, Hollín Principal y Superior y una vez que fue perforado verticalmente y completado en el año 2007, con una producción de 1024 stb/d, un corte de agua de 4% y 30.4 grados API.

Luego de un corto plazo se realiza un trabajo de limpieza mediante surfactantes y se observa una marcada disminución de la producción hasta 267 stb/d. Se cementa y se recañonea la arenisca Hollín Superior aumentando de esta forma el caudal de petróleo y manteniendo el corte de agua.

Se prueba la arenisca Hollín Superior con bombeo hidráulico tipo jet, obteniéndose 1100 stb/d de petróleo, 3% de agua y 30.3 grados API. En el 2008 se cambia de tipo de levantamiento artificial y de arenisca productora a Hollín Principal con bombeo electrosumergible.

En octubre del 2009 se evalúa nuevamente la arenisca Hollín Superior y se deja produciendo de la misma hasta la actualidad con una producción promedio de 691 stb/d de petróleo, un corte de agua de 0.2% y 31 grados API.

### **Historial del Dayuma 20**

Este pozo fue perforado y completado para producir a flujo natural de la arenisca Hollín Principal en el año 2007. Al cabo de pocos meses se implementa un cambio de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible, aumentando así el caudal de petróleo. En el 2010 el caudal de petróleo bajó a 17 stb/d y el corte de agua aumentó a 85%, lo que motivó el cambio de arenisca productora a Napo T Inferior, manteniendo el sistema de levantamiento artificial, obteniéndose un caudal de 297 stb/d, con un corte de agua del 56% y 16.5 grados API.

## **CAPÍTULO III**

### **ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL EN CADA POZO.**

#### **3.1 ANÁLISIS NODAL**

##### **3.1.1 INTRODUCCIÓN**

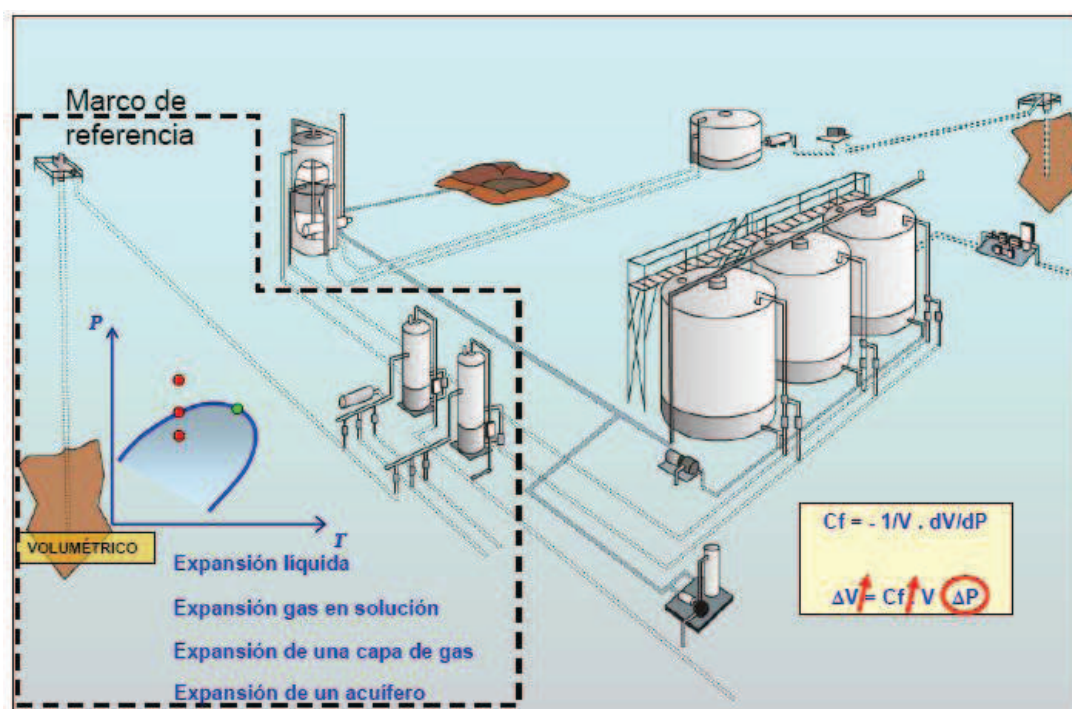
Las compañías productoras de petróleo y gas realizan continuamente grandes esfuerzos por agregar valor a sus corporaciones y mejorar así sus resultados financieros. Estos esfuerzos están dirigidos a optimizar los Sistemas de Producción. Esto constituye el “Núcleo del Negocio” de la Corporación ya que permite maximizar la producción total diaria de hidrocarburos y/o el beneficio neto, producto de la venta de los mismos.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial es el Análisis Nodal; con la aplicación de esta técnica se adecúa la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar en superficie el verdadero potencial de producción de los pozos, asociados a los yacimientos del sistema total de producción. En otras palabras, se logra cerrar la brecha existente entre la producción real de los pozos y la producción que debería exhibir de acuerdo a su potencial real de producción.

### 3.1.2 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es el estudio del comportamiento que tiene el sistema de flujo (yacimiento – pozo- completación - línea de producción – cabezal - línea de transferencia) de cada pozo, con el objetivo principal de evaluar las condiciones de productividad del mismo.

**FIGURA 3.1**  
ESQUEMA GENERAL DEL ANÁLISIS NODAL



FUENTE: Libro Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal Ricardo Maggiolo

Saber con certeza que variables afectan el comportamiento del sistema de producción, permite optimizar el caudal de petróleo producido, ahí radica la importancia de un análisis de los pozos, de los yacimientos productores. Además permite conocer las condiciones de productividad de un pozo de gas y petróleo.

### 3.1.3 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

El sistema está conformado básicamente por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o Inflow) y la curva de levantamiento de fluidos (llamada generalmente curva de demanda o Outflow).

#### 3.1.3.1 Curva de Inflow

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes,  $P_{wf}$ , y las tasas de producción de líquido, que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones.

Esta curva de afluencia de fluidos representa una foto instantánea de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva y es normal que dicha capacidad disminuya a través del tiempo por reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo, por el porcentaje de agua producida, por la declinación de la presión en el yacimiento y por el aumento de la viscosidad del crudo en la medida en que se vaporizan sus fracciones livianas.

Las ecuaciones matemáticas para el cálculo del Inflow se basan generalmente en modelos de índice de productividad, la ecuación de Darcy, Vogel, Jones, Forchheimer, y Joshi. ANEXO 3.1

El índice de productividad que utilizamos hace referencia a la producción de líquido en superficie y a la diferencia de presión en subsuelo. Para nuestro estudio vamos a tomar en cuenta el fluido total que se está produciendo en los pozos. Es decir la producción del líquido que se tiene en el campo Dayuma va a ser definida por la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{k \cdot h}{141.2 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[ \frac{K_{ro}}{\mu_o \cdot \beta_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w \cdot \beta_w} \right] \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Las variables que determinan el comportamiento de esta ecuación se describen en el capítulo 1, donde se trata a fondo la influencia de las propiedades del reservorio y del fluido.

Se ha desarrollado varias ecuaciones que representan el comportamiento de la afluencia de los fluidos mediante hojas de cálculo que serán analizadas en conjunto en los posteriores análisis. Estos estudios nos sirven como referencia para el estudio de los resultados obtenidos en el software de análisis nodal.

### **3.1.3.2 Curva de Outflow**

La curva de levantamiento puede ser determinada con las correlaciones de flujo multifásico (Hagerdon & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros, etc) y la completación mecánica. Ver ANEXO 3.2

Las curvas de Outflow se van a encontrar influenciadas por dos fenómenos que ocurren a nivel de pozo: el primero, es el efecto de resbalamiento de líquido (holdup), producido dentro del tubing, y el segundo factor es, el efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo (niples de asiento, válvulas SSSV, crossover, etc).

### **3.1.4 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS**

El procedimiento consiste en dividir el sistema de producción e inyección en nodos de solución, para calcular caídas de presión, así como el caudal de fluidos producidos y de esta manera poder determinar el potencial de producción de un yacimiento. Se trabaja considerando las pérdidas de presión que se producen en el pozo, desde el reservorio al separador o viceversa. Ver ANEXO 3.3.

El nodo es un punto dentro del sistema de flujo. Este punto de solución se considera útil cuando el diferencial de presión y la tasa de producción que pasa por el nodo nos permiten representar una ecuación matemática o física.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

- 1.- Flujo a través de un medio poroso
- 2.- Flujo a través de una tubería vertical o direccional
- 3.- Flujo a través de una tubería horizontal

### **3.1.5 PUNTO DE ANÁLISIS – CONDICIONES DE OPERACIÓN**

La intersección de las curvas de Inflow y Outflow en la gráfica de  $P_{wf}$  vs.  $Q$ , es la condición actual de operación del pozo en estudio, y está basado en el nodo al fondo del pozo frente a la cara de la formación.

Todos los componentes aguas arriba del nodo solución comprenden la sección de “Inflow”, mientras la sección de “Outflow” consiste de todos los componentes aguas abajo del nodo. Una relación entre la tasa de flujo y la caída de presión se puede realizar para cada componente en el sistema.

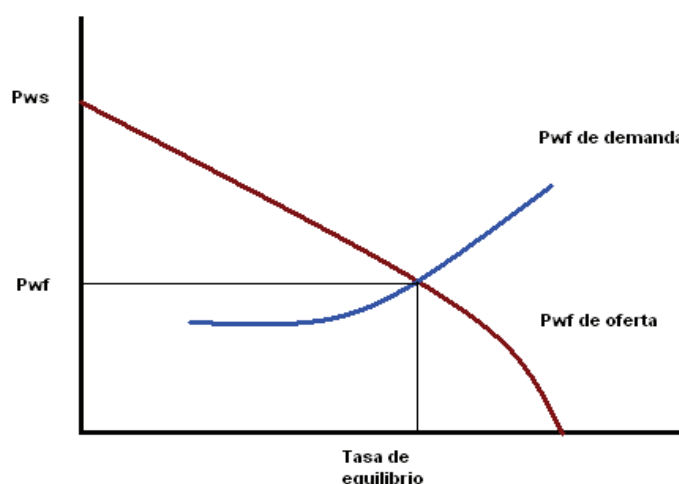
La tasa de flujo a través del sistema puede ser determinado una vez que los siguientes requerimientos sean satisfechos:

1. Flujo dentro del nodo igual al flujo fuera de él.
2. Solo una presión debe existir en el nodo.

La capacidad de producción del pozo en flujo natural lo establece la tasa de producción para la cual la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento se iguala a

la capacidad de levantamiento de fluidos del pozo conjuntamente con su línea de flujo en la superficie.

**FIGURA 3.2**  
TASA DE PRODUCCIÓN POSIBLE O DE EQUILIBRIO



ELABORACIÓN: Ricardo Gáinza y Julio Quinga

### 3.1.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

La presión de salida del sistema es usualmente la presión del separador o la de cabeza ya sea que el pozo este o no siendo controlado en superficie por una restricción al flujo.

El efecto de cambiar cualquier componente del sistema puede ser analizado, recalculando la presión en el nodo y la tasa de flujo, utilizando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si el cambio se realizó aguas arriba del nodo, la curva "outflow" no cambiará. Las curvas también cambian si cambian las presiones, lo cual ocurre con cambios de completaciones o de las condiciones del separador.



Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando la combinación de componentes que posean las características necesarias para dar la máxima tasa de producción por el menor costo. Aunque la caída de presión del sistema sería la diferencia entre la presión de reservorio y la presión a la salida del sistema, se puede hacer un análisis en lugares específicos, la capacidad de producción del sistema depende del lugar donde las caídas de presión tengan lugar. Si demasiadas caídas de presión ocurren en un componente, existiría insuficiente presión para el desempeño eficiente de los otros componentes del sistema de flujo.

A pesar de que el reservorio tenga la capacidad de producir una gran cantidad de fluido, si la caída de presión en un componente del sistema es grande, el comportamiento del pozo se verá afectado.

El caso en el cual el desempeño del pozo está siendo controlado (“Inflow”), la excesiva caída de presión puede ser causada por un daño en la formación o perforaciones inadecuadas. Es obvio en el gráfico que mejorando el sistema de tuberías de la completación (“Outflow”) o utilizando un método de levantamiento artificial se mejoraría la producción sin alterar los componentes de la formación.

Un incremento en la tasa de producción ocurriría incrementando el diámetro de la tubería de producción. Sin embargo, si la tubería de producción es demasiado grande la velocidad del fluido dentro de la tubería podría ser muy baja para levantar efectivamente el líquido a la superficie. Esto podría ser causado tanto por un tubing grande como por tasas de producción bajas. La velocidad del fluido es el resultado de la relación entre el caudal producido y el área transversal del tubing.

## **3.2 MODELOS DE SIMULACIÓN**

El análisis nodal de este proyecto radica principalmente en examinar la tasa de producción y el índice de productividad obtenidos para cada pozo en función de los

parámetros conocidos. El proceso de análisis primero toma en cuenta la tasa de producción en base al sistema de levantamiento y la completación mecánica utilizados en cada pozo, luego se estudia el índice de productividad fundamentado en:

- La capacidad de flujo del yacimiento
- Las Restricciones al flujo en la cercanías del pozo

Siguiendo esta simple metodología de análisis, se considera los índices de productividad de pozos vecinos que produzcan de la misma formación, y luego las limitaciones individuales del flujo por pozo.

### **3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL DE ANÁLISIS NODAL**

WellFlo™ es un programa de Análisis Nodal, desarrollado por Weatherford Inc, el cual permite modelar el comportamiento de un pozo en términos de presión y temperatura de los fluidos, como función de la tasa de flujo y de las propiedades de los mismos.

Este programa permite representar el fluido producido del yacimiento mediante el suministro de datos tales como: tipo de fluido, propiedades PVT, características petrofísicas, presiones medidas en el pozo, detalles de tuberías y líneas de flujo.

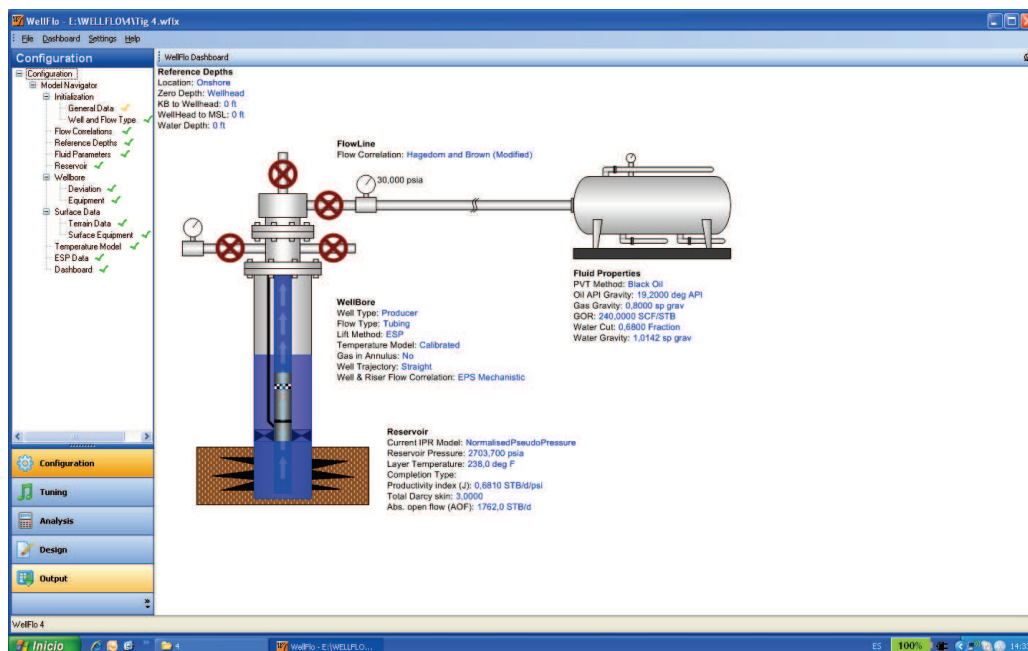
El programa puede considerar todo el sistema de producción (yacimiento – choke – línea de flujo) de un campo, permite optimizar el comportamiento de la producción, sensibilizando los diferentes escenarios reales o posibles de producción.

Este modelaje puede ser realizado en pozos que fluyan en estado natural o por levantamiento artificial (Levantamiento Artificial por Gas o Bombeo Electro Sumergible).

WellFlo permite realizar muchas tareas entre las que se pueden mencionar:

- Diseño y análisis del rendimiento de pozos.
- Exportación de datos para simuladores.
- Determinación del punto exacto de operación.
- Modelaje de la curva de afluencia. Producción conjunta de pozos multilaterales.
- Ajuste y cálculo de las propiedades PVT, a través de una ecuación de estado que se ajusta a datos reales si es que se tienen disponibles.

**FIGURA 3.3**  
ESQUEMA EXPLICATIVO DEL POZO



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### 3.2.2 COMPARACIÓN DE ALGUNOS PROGRAMAS COMPUTACIONALES DE ANÁLISIS NODAL

En el desarrollo del proyecto de análisis nodal del Campo Dayuma se evaluaron tres programas computacionales relacionados con este objetivo. La evaluación de las ventajas y desventajas que ofrece cada programa se presenta a continuación en la tabla resumen. Cabe mencionar que el propósito del estudio de los programas es escoger la mejor manera para desarrollar el análisis nodal en los diferentes pozos del campo, es decir cual paquete computacional tiene mayores ventajas según la completaciones de los pozos y su método levantamiento.

**CUADRO 3.1**  
RESUMEN COMPARATIVO DE LOS PROGRAMAS COMPUTACIONALES DE ANÁLISIS NODAL

No.	Características	PIPESIM 2003	WELLFLO	MIDAS 2006-09
1	Interfaz con el Usuario	Necesita previo conocimiento del manejo	Es flexible, sin embargo muestra mejor secuencia para ingresar la información.	Facilidad en proceso, secuencia sugerida en el mismo programa.
2	Disposición de las Herramientas	La barra de menú ofrece varias aplicaciones y tipos de análisis	La barra de menú ofrece varias aplicaciones y tipos de análisis	Aplicaciones de sensibilidades y gráficas solamente.
3	Unidades de Ingreso y Cálculo	Se determinan las unidades para cada ingreso de datos con la facilidad de cambio posterior	Deben setearse al inicio.	Algunas variables utilizan unidades en SI y otras en Sistema Inglés.()
4	Diseño del Sistema (Pozo+Yacimiento)	Se escoge los componentes que posee el sistema y se los edita	Se escoge los componentes que posee el sistema y se los edita, agregando en forma secuencial	Se sigue paso a paso lo sugerido en el programa
5	Ajuste de las Propiedades PVT	Ajuste de las propiedades PVT, viscosidad y factor volumétrico, con mayor rango de correlaciones.	Ajuste de las propiedades PVT, viscosidad y factor volumétrico, con aceptable rango de correlaciones.	Ajuste sencillo pero tiene correlaciones básicas.
6	Yacimiento	Variedad en los métodos para describir las curvas IPR, pozos verticales y horizontales	Variedad en los métodos para describir las curvas IPR, pozos verticales y horizontales	Limitaciones a tres métodos: Teórico, Vogel y Fetkovich
7	Completación	Elección del tipo de completación (horizontal o vertical)	Elección del tipo de completación (horizontal o vertical)	Predeterminada. (vertical)
8	Survey	Se lo puede pegar desde un documento en excel. Limitación de 200 datos	Se debe agregar los datos mas significativos	Ingreso manual de hasta 20 datos
9	Configuración de las Tuberías de Completación	Se configura el camino que tiene el fluido en las tuberías.	Se configura el camino que tiene el fluido en las tuberías.	Se puede configurar las profundidades y diámetros de casing y tubing

## CONTINUACIÓN CUADRO 3.1

10	<b>Correlaciones de Flujo</b>	Variedad de correlaciones para el ajuste.	Variedad de correlaciones para el ajuste.	Maneja cuatro correlaciones de Flujo Multifásico.
11	<b>Tipos de Sistemas de Producción de análisis</b>	Flujo Natural, Gas Lift, Bombeo Electrosumergible	Flujo Natural, Gas Lift, Bombeo Electrosumergible	Flujo Natural, Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible y Gas Lift
12	<b>Sistema de Bomba Electrosumergible</b>	Disponen de detalle parecido con las diferencias que tienen debido a los años en que fueron elaborados los programas		
13	<b>Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible</b>	De acuerdo a condiciones de caudal, presión y requerimientos de superficie.	De acuerdo a condiciones de caudal, presión y requerimientos de superficie puede ser diseñado.	No dispone de esta aplicación
14	<b>Instalaciones de Superficie</b>	Se puede aumentar a la simulación chokes, compresores, separadores entre otros	Se puede aumentar a la simulación chokes, compresores, separadores entre otros	Solo modela el pozo hasta separador pero sin accesorios e instalaciones de superficie
15	<b>Redes de los Pozos</b>	Describe redes de distribución de fluido, a un nivel sencillo.	No permite. Para redes se requiere otro paquete	No dispone de esta aplicación, necesita la compra de otros módulos
16	<b>Reportes de los resultados</b>	Devuelve un amplio rango de variables analizadas	Devuelve un amplio rango de variables analizadas	Devuelve los datos de la IPR y VPR
17	<b>Gráficos</b>	Exportación, edición limitada, con amplio rango de variables a analizar	Exportación, edición accesible, con amplio rango de variables a analizar, mas fácil	Exportación, edición pero sin capacidad de elección de las variables analizadas de los ejes
18	<b>Curvas IPR y VPR</b>	Desarrollo no accesible al usuario, se pueden modificar los ejes.	Desarrollo no accesible al usuario, edición limitada.	Desarrollo individual de cada curva. Detalle de las variables necesarias
19	<b>Análisis de Sensibilidades</b>	Diferente tipo de operaciones para el análisis	Diferente tipo de operaciones para el análisis	Sensibilidades básicas como variaciones de diámetros, GOR, BSW.
20	<b>Manual de Usuario</b>	Información completa y detallada de los temas que utiliza el programa	Información completa y detallada de los temas que utiliza el programa	Demasiado básico.
21	<b>Impresión directa de Resultados</b>	Impresión de reportes y gráficos	Impresión de reportes y gráficos	No disponible
22	<b>Soporte local</b>	Software con soporte inmediato, personal y online	Software con soporte inmediato, personal y online	No disponible en el país, no se obtuvo buen soporte durante la evaluación de la licencia demo.
23	<b>Contenido de ayuda</b>	Información completa teórica sobre Análisis Nodal con todos los conceptos	Información completa teórica sobre Análisis Nodal con todos los conceptos	No disponible.

Elaboración: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

Los resultados obtenidos del estudio nos muestran que el mejor programa computacional para el análisis nodal es WellFlo, porque es el que mejor simula las condiciones de trabajo de los pozos del Campo Dayuma, principalmente debido a la poca complejidad del programa, lo que permite desarrollar los modelos de los pozos a detalle, buena interfaz con el usuario, contenido de ayuda y soporte local.

### **3.2.3 ASPECTOS GENERALES DE LA SIMULACIÓN**

Las consideraciones teóricas individuales se describen en el estudio y análisis de cada pozo. Se ha tratado de simular las condiciones de flujo en los pozos lo más cercano a la realidad, tomando en cuenta la mayoría de datos a disposición y en ciertas oportunidades, consideraciones teóricas bien fundamentadas.

Cabe mencionar que cada suposición que se ha realizado en este estudio tiene un sustento teórico y/o práctico sacado de libros relacionados con el análisis nodal y de la experiencia del personal de la empresa encargado de la producción.

Se ha adoptado un formato para el análisis nodal de cada pozo. En la hoja de formato se describe primeramente las características básicas del pozo como son: completación, tipo de levantamiento, arenisca productora y condiciones actuales del pozo; para luego continuar con un análisis de los resultados y las comparaciones de los diferentes métodos de cálculo.

Las condiciones a las que el pozo está produciendo son parámetros de referencia para la simulación y posteriormente nos ayudarán como una guía para realizar el mejor ajuste de los modelos creados.

Se han desarrollado varias hojas de cálculo auxiliares para diferentes propósitos, pero en general todas apuntan al objetivo de comparar el sistema de flujo simulado con el real.

#### **3.2.3.1 Consideraciones Generales del Estudio**

Las correlaciones de flujo multifásico varían en cada pozo de acuerdo a parámetros de producción individual, es decir, la cantidad de gas que se maneje, la viscosidad de los fluidos, la temperatura y la presión del reservorio. Por este

motivo en el análisis que realizaremos a continuación, constará la correlación de flujo que describa el comportamiento del flujo presente.

- El campo Dayuma tiene yacimientos subsaturados, las propiedades del fluido son: GOR entre 200 y 700 scf/stb y un grado API entre 15° y 32°.
- La salinidad de la arenisca Hollín Principal está en un rango de 650 a 1100 ppm de cloruros, mientras que para la arenisca Napo T está en un rango de 5000 a 17000 ppm de cloruros.
- El ajuste de las condiciones de producción del pozo se realizará con respecto a una producción promedia, obtenida de un histórico de producción, bajo las mismas condiciones operacionales durante los últimos meses de producción.
- La simulación de los pozos horizontales utilizan la teoría desarrollada por Joshi. Aquí el área de drenaje se define como una elipsoide en la que la longitud efectiva (abierto al flujo) forma el eje principal de dicha elipsoide y el diámetro del área de influencia forma el eje secundario del mismo volumen descrito.
- Los pozos con un ángulo de inclinación menor a 60° se asumirán como verticales para la simulación, y utilizarán la ecuación de Darcy para la determinación de la afluencia de fluido en el yacimiento (Ec 1.6).
- En pozos verticales y direccionales la excentricidad del pozo se estima como centrado en el hoyo del pozo, y el radio de drenaje se estima el valor de 1000 ft.

- Las viscosidades muertas del petróleo fueron medidas en laboratorio. Para determinar la viscosidad viva del petróleo se ha utilizado diferentes correlaciones tomando en cuenta el margen de error que se tiene, utilizando esta ecuación para presiones menores del punto de burbuja.
- La completación ingresada en la simulación corresponde al camino que sigue el fluido dentro del pozo. Tomando en cuenta tuberías de producción, el espacio descrito por la tubería de revestimiento y cualquier restricción y/o variación en el diámetro interno, cuando sea el caso.
- Se ha adoptado el valor de 0.018 pulgadas de rugosidad para todas las tuberías de producción, revestimiento y líneas de flujo. Esto debido al tiempo que tienen en uso estas tuberías y al material del que están hechas (acero). El valor normal de rugosidad para las tuberías nuevas son 0.008.
- Los gradientes de temperatura de la simulación se estimaron de acuerdo a los sugeridos por el programa, tomando en cuenta las temperaturas que se tienen en el campo en dos puntos referenciales: temperatura ambiente de 90°F y las temperaturas medidas al nivel del sensor de fondo de cada pozo.
- Con el fin de describir de la mejor manera el flujo a través del pozo se utiliza en esta simulación el survey que describe la trayectoria de los pozos desviados y horizontales.
- Las bombas electrosomergibles simuladas corresponden a los datos obtenidos de los equipos de fondo instalados en los pozos. De esta manera se están utilizando las curvas de desempeño de los fabricantes y modelos de las bombas instaladas, la frecuencia de trabajo real, el número de etapas y demás componentes de acuerdo a la instalación existente.



- Las bombas que no se encuentran en el listado del software, se han simulado utilizando las curvas características de las mismas, para describir su exacto desempeño mediante la creación de equipo de similares características en el software.
- De acuerdo a la vida útil de la bomba se tiene un factor de desgaste de la misma, que responde al tiempo de trabajo que lleve en el pozo.
- La eficiencia del separador de gas, si es que hubiese un dispositivo de estos instalado, se considera aproximadamente del 70%.
- Se considera la bomba y el motor como un solo punto dentro de la completación. Por esta razón se observa en las gráficas las presiones de entrada y salida de la bomba, relacionadas con solo un punto de profundidad.

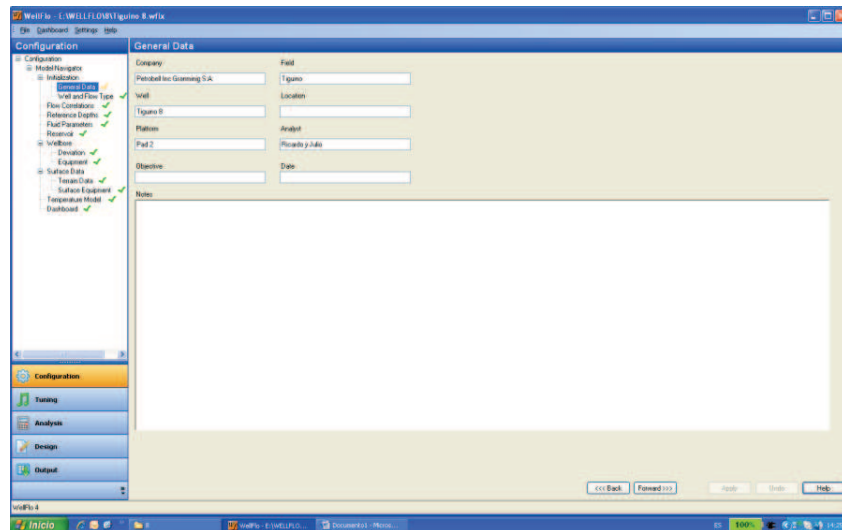
### **3.2.3.2 Procedimiento de Ingreso de Datos**

La secuencia en la que se ingresan los datos tiene mucha importancia en la simulación, por lo que a continuación se enunciará los pasos que se tienen que seguir en el software.

## Proceso de Ingreso de Datos:

### 1. Aspectos Generales.

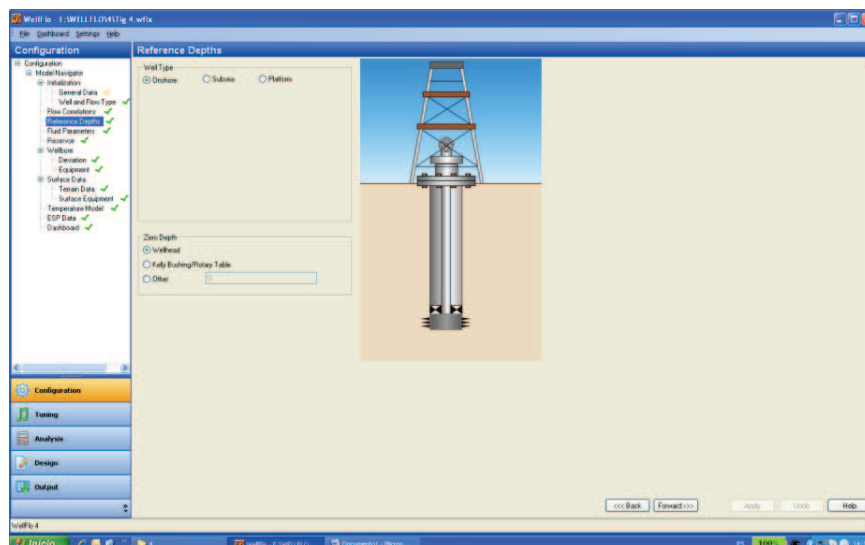
**FIGURA 3.4**  
DATOS GENERALES DEL POZO



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

### 2. Elevación de la mesa rotaria

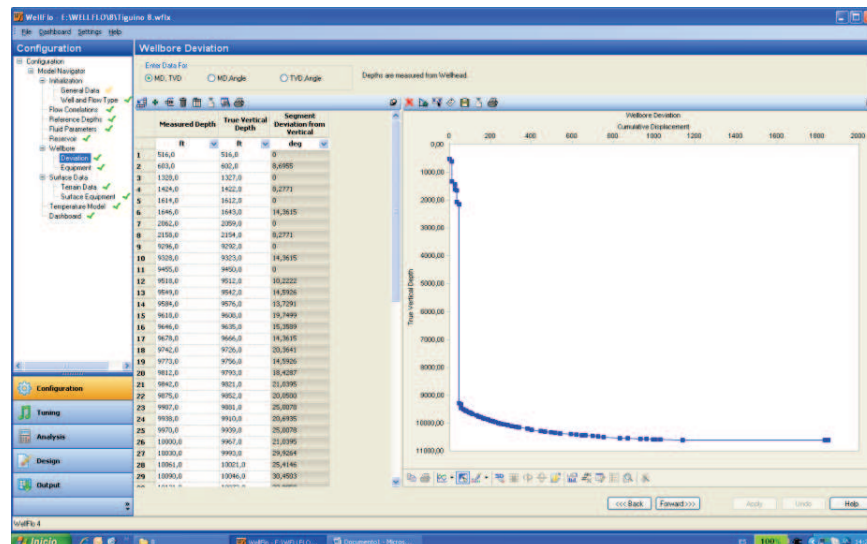
**FIGURA 3.5**  
PROFUNDIDAD DE REFERENCIA



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

## 3. Desviación del hoyo (survey)

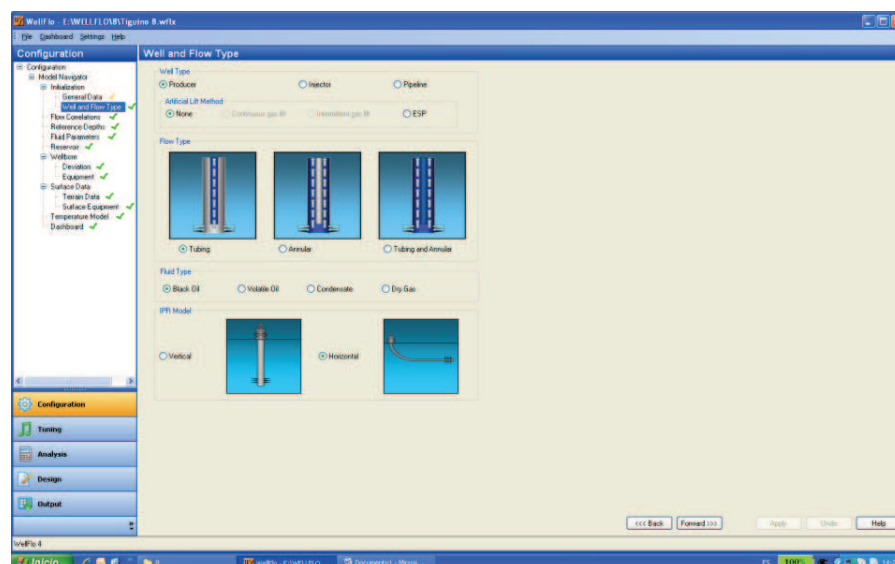
**FIGURA 3.6**  
DESVIACIÓN DEL POZO



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

## 4. El tipo de pozo y de flujo

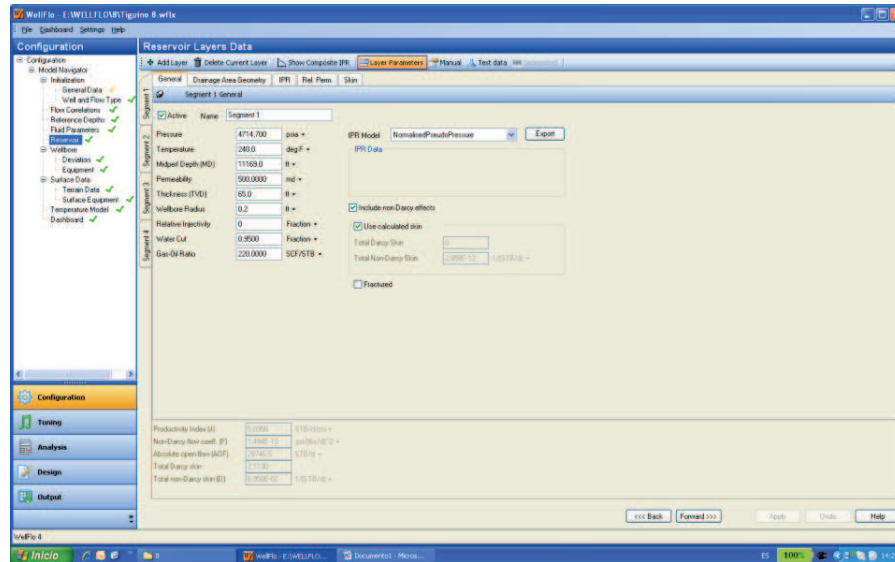
**FIGURA 3.7**  
POZO Y TIPO DE FLUJO



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

## 5. Datos del reservorio

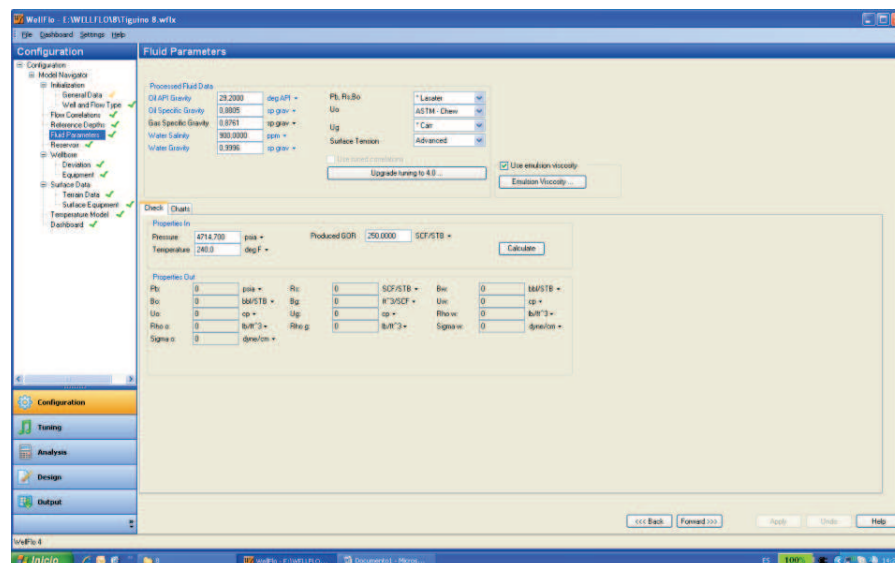
**FIGURA 3.8**  
DATOS DEL RESERVORIO Y DE LA CAPA



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

## 6. Datos del fluido

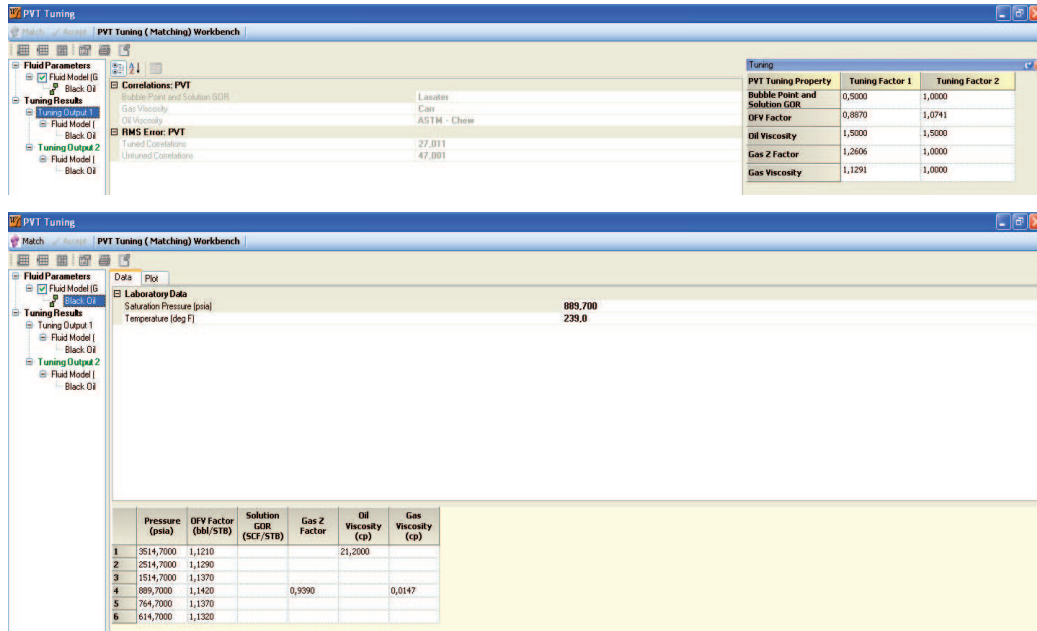
**FIGURA 3.9**  
PROPIEDADES DEL FLUIDO



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

## 7. Ajuste de las propiedades del fluido

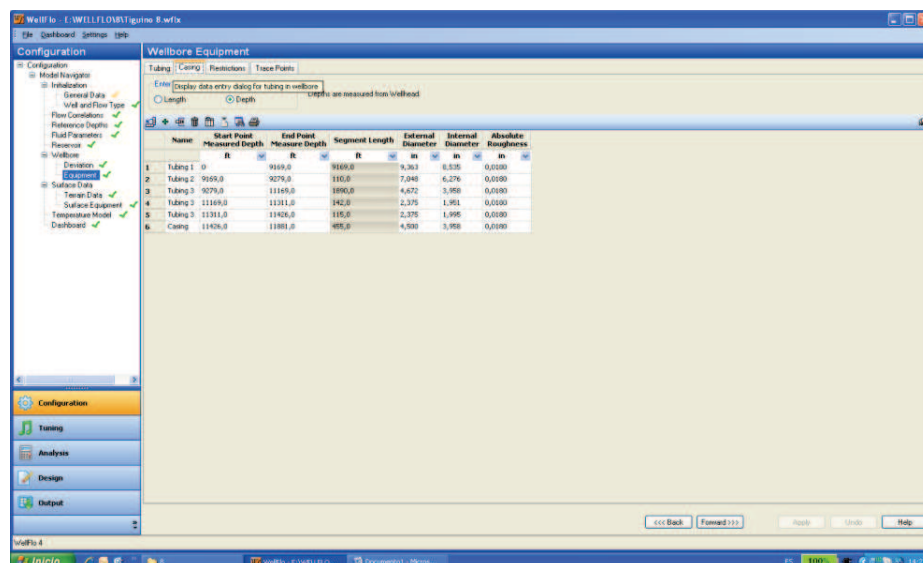
**FIGURA 3.10**  
PVT



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

## 8. Completación mecánica del pozo

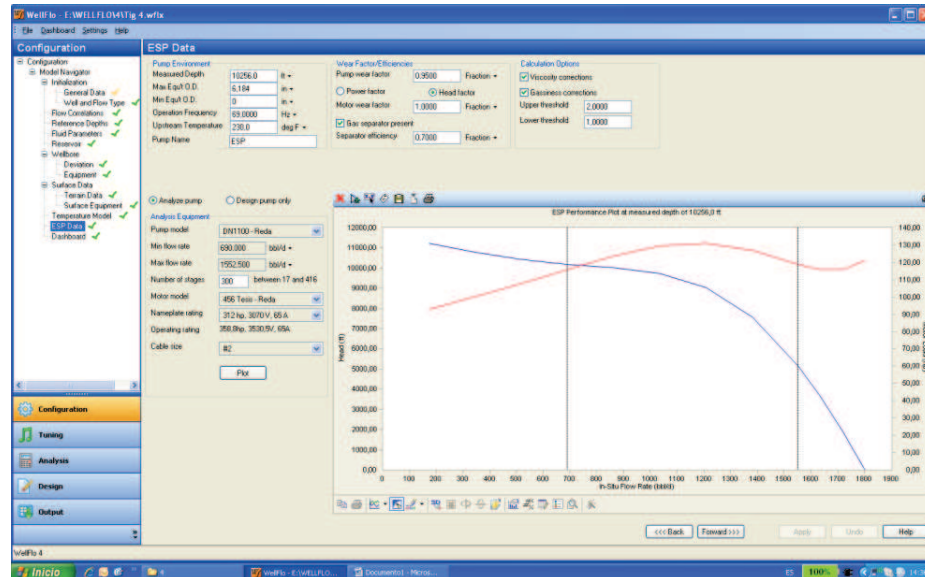
**FIGURA 3.11**  
EQUIPO DEL POZO



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

## 9. Datos de bomba y motor (si fuese el caso de bombeo electrosumergible)

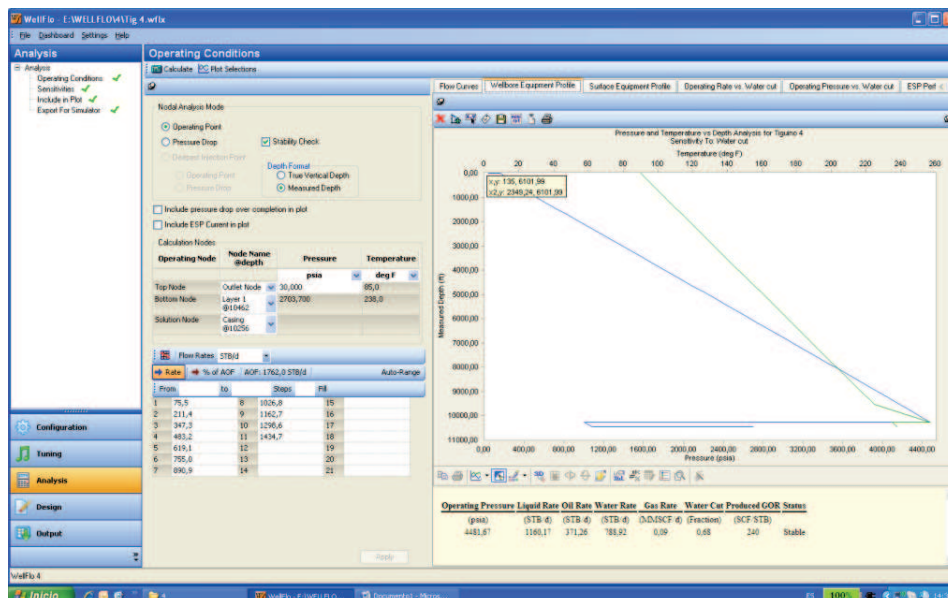
**FIGURA 3.12**  
DATOS DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

## 10. Ajuste del perfil de presiones

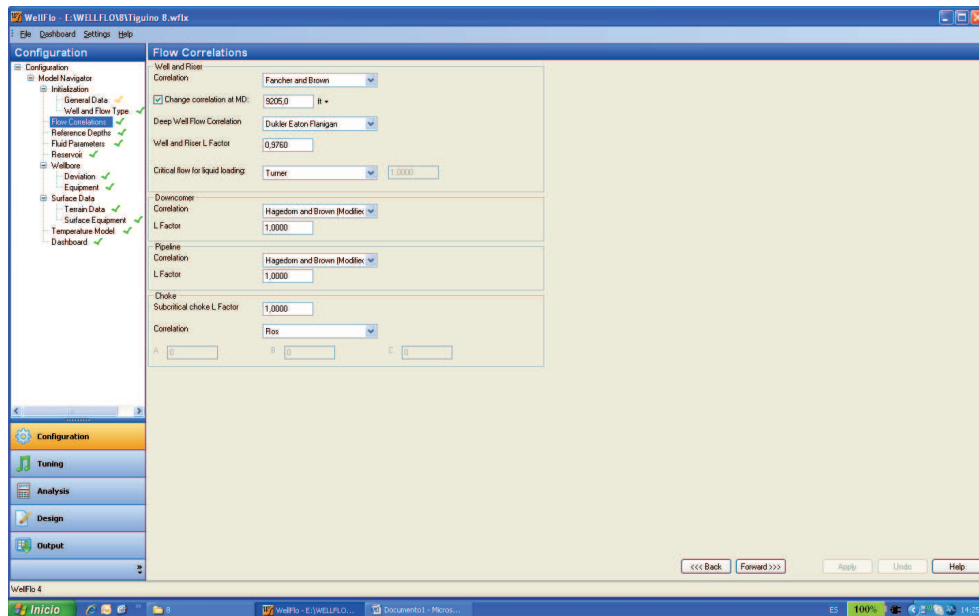
**FIGURA 3.13**  
CONDICIONES DE OPERACIÓN



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

## 11. Ajuste de la correlación de flujo

**FIGURA 3.14**  
CORRELACIONES DE FLUJO



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### 3.2.4 MÉTODO GENERAL DE AJUSTE DE PARÁMETROS MEDIDOS

#### 3.2.4.1 Propiedades del Fluido

El procedimiento de ajuste de las propiedades del fluido obedece a la influencia que tienen las mismas sobre el comportamiento del sistema de flujo.

El software nos facilita las herramientas necesarias para el ajuste de las correlaciones de las propiedades del fluido.

Se ajustan principalmente los siguientes parámetros del fluido, mediante las correlaciones que se enumeran a continuación:

**FIGURA 3.15**  
CORRELACIONES DE PARÁMETROS DEL YACIMIENTO



ELABORACIÓN: Ricardo Gáinza y Julio Quinga

La simulación computacional nos permite comprobar la correlación que mejor describe el comportamiento de la variable que estamos evaluando mediante la determinación del porcentaje de ajuste. Así el número uno determina un ajuste perfecto y números inferiores a este valor significarían ajustes menos reales.

ANEXO 3.4

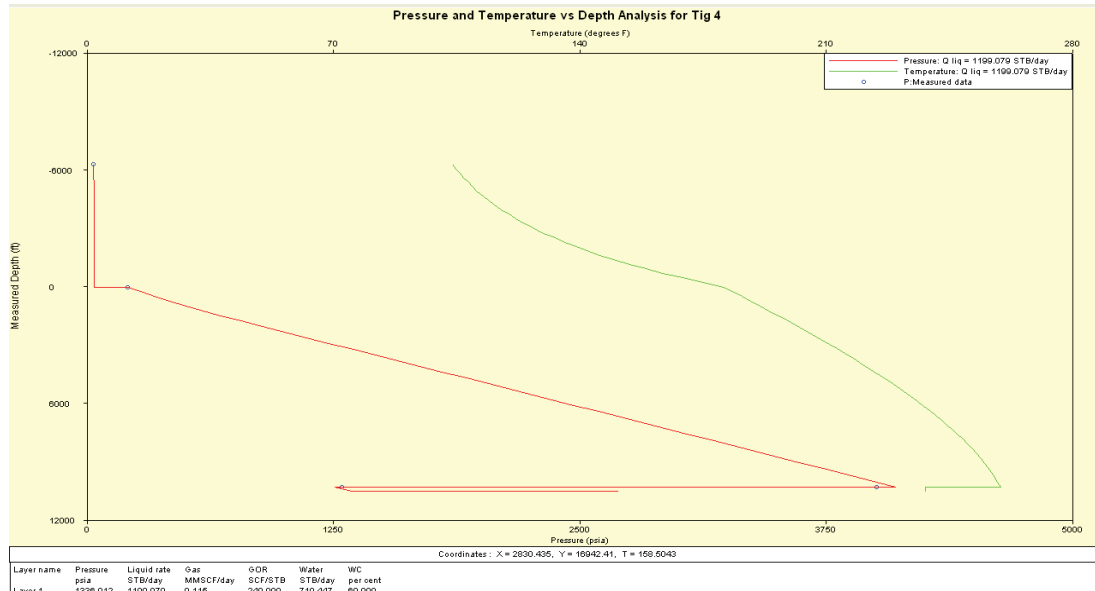
### 3.2.4.2 Perfil de Presiones

En ciertos pozos del campo Dayuma se dispone de sensores de fondo colocados junto con la completación de los pozos con bombeo electrosumergible. La mayoría de estos sensores obtienen información de Presión y Temperatura.

Los datos de subsuelo que se utilizan para el ajuste del perfil Presión vs. Profundidad son los de la entrada y salida de la bomba. Estos son datos medidos mediante un sensor instalado en el fondo del pozo y un manómetro en la cabeza del mismo y determinan el funcionamiento y desempeño de la bomba y por ende el perfil de presión que describe el flujo a medida que asciende por las tuberías.



**FIGURA 3.16**  
AJUSTE DEL PERFIL DE PRESIONES MEDIDAS



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

En superficie el dato indispensable de presión es el medido en la cabeza de cada pozo. La presión que ejerza el flujo en superficie, junto con las presiones medidas en subsuelo, determinarán posteriormente la correlación de flujo que mejor ajuste con el perfil de presiones.

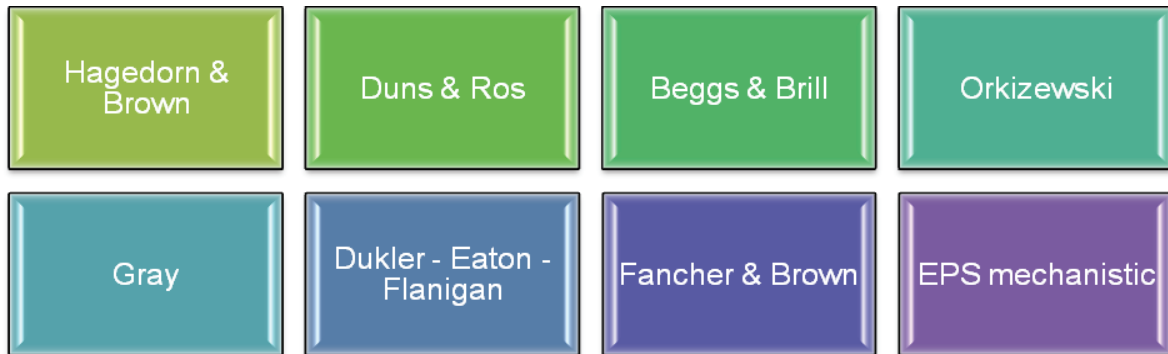
### 3.2.4.3 Correlaciones de Flujo

El ajuste de la correlación de flujo es un procedimiento que se realiza después de haber ajustado los parámetros del fluido y el perfil de presiones. El objetivo de este ajuste es simular de mejor manera el comportamiento del flujo.

Las correlaciones de flujo disponen del factor L. Este factor no es más que una variable que permite acomodar la correlación escogida al comportamiento del flujo dentro del pozo y en superficie. Y solo puede variar dentro de  $\pm 10\%$  de error.

A continuación se presentan las correlaciones de flujo más utilizadas y las que mejor describen el comportamiento del flujo en los pozos del Campo Dayuma.

**FIGURA 3.17**  
CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO



ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

Hemos resumido las limitaciones de las correlaciones que se están utilizando para el proyecto en el siguiente ANEXO 3.2

### 3.2.5 DAYUMA 01

#### 3.2.5.1 Consideraciones de Estudio

El yacimiento de donde produce este pozo es la arenisca Napo T, se encuentra en el WellPad 1. Su vida productiva empezó en el año de 1971 y se detalla en el capítulo 2 del presente proyecto. Las características del yacimiento y del fluido se encuentran descritas en el Capítulo 1. La zona de la que produce este pozo es muy buena con una permeabilidad promedio de 400 md. Trabaja con bombeo electrosumergible y una completación horizontal.

Una vez realizados los ajustes necesarios en las propiedades del fluido, la roca y las presiones medidas, se evalúa en un posterior análisis las curvas IPR y Punto

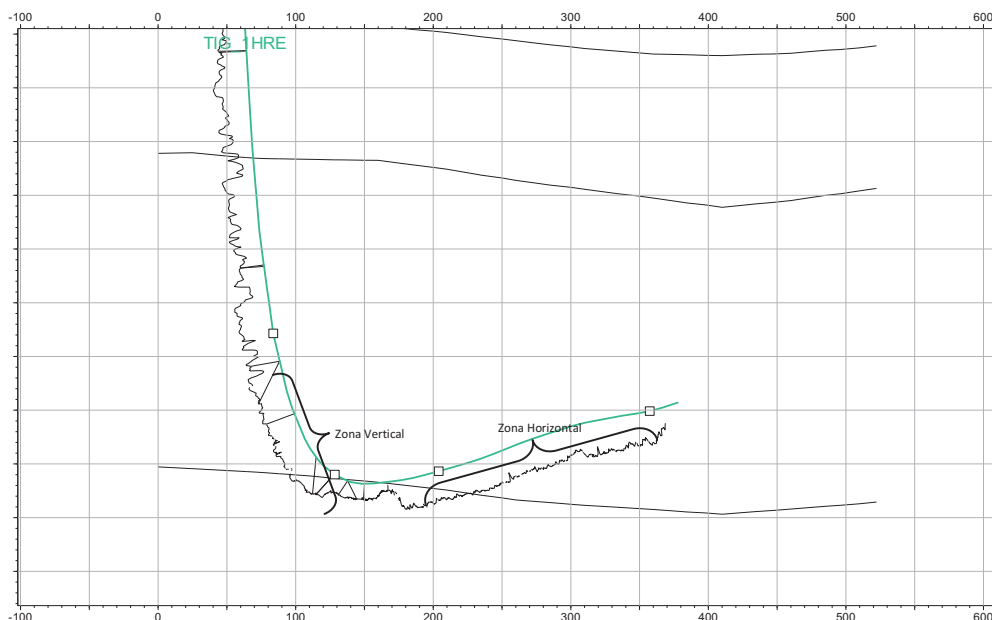
de Operación. Para observar a detalle se adjunta el ANEXO 3.5 en el que constan datos, ajustes y resultados obtenidos.

### 3.2.5.2 Análisis Nodal

El pozo es horizontal, por este motivo se observa un incremento considerable de la inclinación en su trayectoria. Ingresa inclinado a la arenisca productora Napo T (Ubicación: Mapa Estructural Napo T), y se establece casi perpendicular a la misma. Este pozo tiene tres secciones, de las cuales dos son abiertas al flujo, la primera es inclinada y empieza en 10367 pies (MD) hasta 10524 pies (MD) y la segunda es horizontal a partir de 10772 pies (MD) hasta 11277 pies (MD). Debido a este tipo de completación se ha dividido en tres secciones al pozo para poder simular la afluencia de fluidos, las dos de los extremos son las productoras mientras que la intermedia se considera como la parte cerrada al flujo.

En la figura 3.18 se muestra las secciones abiertas al flujo:

**FIGURA 3.18**  
TRAYECTORIA DEL POZO DAYUMA 01 DENTRO DEL RESERVORIO



FUENTE: Departamento de Geología

El modelo que se utiliza en la descripción de la afluencia de los fluidos en la formación son: para la sección inclinada, la ecuación que define el flujo pseudoestabilizado en el yacimiento por Darcy, y para la zona horizontal, la ecuación de Joshi.

El área de drenaje de este pozo corresponde a una parte de la arenisca Napo T, estructura sur de la formación, este sector posee parámetros favorables para el flujo, como se observa la permeabilidad es muy buena alrededor de 400md, y la porosidad de 15,6%.

Se ha ajustado el modelo a la presión de entrada a la bomba  $PIP=238$  psi, obteniéndose una presión de fondo fluyente de 518 psi. Estos valores muestran que la energía que posee el yacimiento para levantar los fluidos es baja. Este hecho puede ser debido a que el reservorio sobrellevó un importante descenso en la Presión estática, consecuencia de la producción detallada en el capítulo 2. El valor de  $P_r=1600$  psi es un valor compensado por la inyección de agua implementada en esta arenisca. La formación productora tiene un valor de 1 de daño que podría ser removido.

Las presiones de fondo fluyente y de entrada están por debajo de la Presión de Burbuja por lo que justifica ampliamente la utilización de la bomba AGH, cuyo objetivo principal es evitar la cavitación de la Bomba Electrosumergible y la reabsorción del gas libre al fluido.

Existe flujo bifásico hasta la entrada de la bomba con un  $H_L$  de 0.5, donde se evidencia el trabajo de la AGH aumentándolo a un valor cercano a 1 hasta 1493 ft, donde regresa a ser flujo bifásico.

La correlación que mejor describe el flujo en el pozo es Dukler-Eaton-Flanigan que representa acertadamente el comportamiento del flujo en la parte horizontal en el yacimiento, esto se cita en los anexos de las correlaciones de flujo.

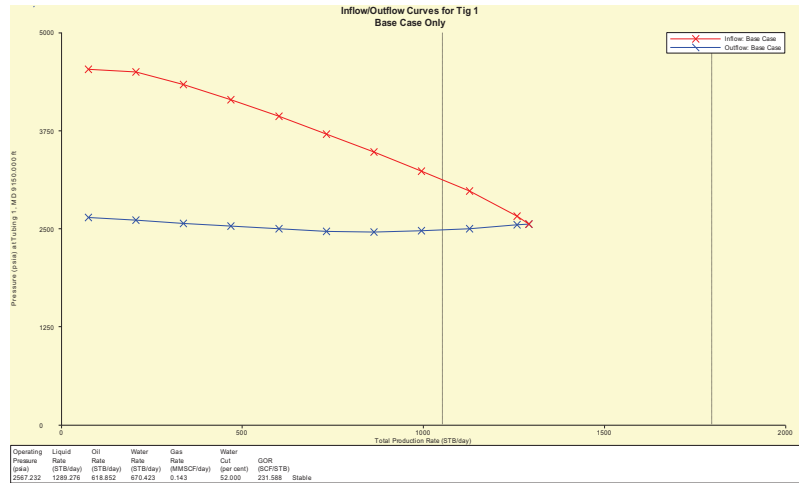
El fluido producido por este pozo tiene un 52% de agua, el resto es black oil por las características que muestra en el gas disuelto y producido. El flujo de la fase líquida está determinado por las curvas de permeabilidades relativas. La densidad, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas, determinan que sea semi-pesado y viscoso.

El yacimiento con las características anteriormente citadas muestra un índice de productividad de 0.966 stb/d/psi en el software de análisis nodal, muy lejano del valor calculado en la hoja de cálculo de Excel, esto se explica en que la primera de las secciones abiertas al flujo es inclinada, esto no se puede simular en la hoja de cálculo donde se toma toda la longitud efectiva como horizontal, por lo que el valor correcto es el de la simulación en el software de análisis nodal. El caudal máximo es de 1461 stb/d.

A pesar de que este es un pozo horizontal el índice de productividad no es tan alto debido principalmente a la baja energía de aporte del reservorio y a que el crudo que produce es viscoso.

Se nota también que las permeabilidades relativas y el factor volumétrico determinan una gran influencia en el comportamiento del flujo multifásico, por lo que un estudio de muestras de la arenisca Napo T en este sector permitiría estudiar de mejor manera la conducta del flujo y por ende el índice de productividad.

**FIGURA 3.19**  
**PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 01**



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

El punto de operación es:

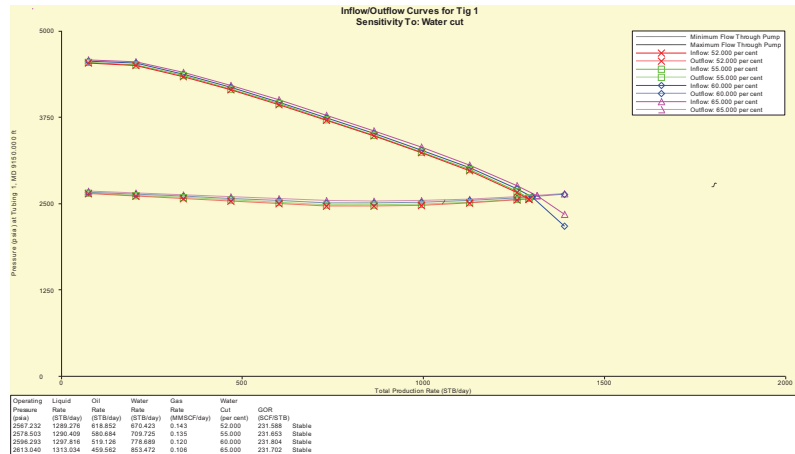
<b>P operación</b>	2568	<b>psi</b>
<b>Q operación</b>	1289	<b>stb/d</b>

El resultado de producción describe aproximadamente la tasa promedio de producción durante las últimas cinco semanas, que es 1290 stb/d, tiempo en el cual la frecuencia de la bomba y la presión de cabeza se han mantenido constantes.

La presión calculada corresponde a la que está trabajando la bomba, como se observa es superior a la presión de burbuja por lo que la bomba no tendría problemas de cavitación, además se encuentra en el rango óptimo de trabajo de la bomba electrosumergible.

Se ha realizado un análisis de sensibilidad para el GOR producido y para el corte de agua, las gráficas se muestran a continuación:

**FIGURA 3.20**  
SENSIBILIDADES DE GOR – DAYUMA 01

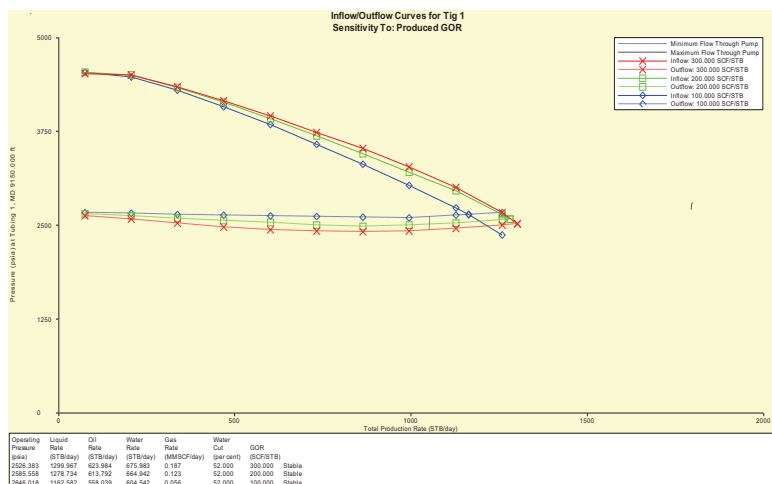


Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

De aquí se tiene que a medida que aumente el GOR aumenta también producción, el efecto lógico que tiene el gas sobre la producción es alivianar la columna hidrostática dentro del pozo y disminuir la fricción a la que está sujeto el movimiento del fluido, por este motivo la producción aumenta.

Para el incremento del corte de agua, es decir cuando aumenta la cantidad de agua producida, la viscosidad del fluido disminuye tomando en cuenta que este valor varía en función de la presión y temperatura del fluido, y por ende la diferencia de presión necesaria para elevar el fluido a superficie, disminuye. Esto significa que mientras mayor sea el porcentaje de agua en este pozo, mayor será el caudal total producido pero menor la producción de petróleo, por lo que se realiza esta sensibilidad como parámetro a tomar en cuenta si el corte de agua aumentará.

**FIGURA 3.21**  
SENSIBILIDADES BSW – DAYUMA 01



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### 3.2.6 DAYUMA 02

Este pozo utiliza una bomba hidráulica. El software que se utiliza para la simulación de los pozos del Campo Dayuma no nos permite simular este tipo de sistema de producción sin embargo la empresa ha contratado los servicios de una compañía especializada en el análisis nodal de pozos con bombeo hidráulico. Los detalles de este análisis se encuentran en el ANEXO 3.5

### 3.2.7 DAYUMA 04

#### 3.2.7.1 Consideraciones de Estudio

Pozo productor de la arenisca Napo T que empezó su producción en el año de 1987. Es un pozo vertical, correspondiente al WellPad 4, que utiliza una bomba electrosumergible y un separador de gas. Las propiedades de la roca y del fluido se encuentran en el capítulo 1. Debido a que este pozo produce del sector norte de la arenisca en el Campo Dayuma, difiere considerablemente en las



propiedades de la roca y en las curvas de las permeabilidades relativas de los demás pozos.

La completación y el conjunto de tuberías se especifican en el anexo de la completación del pozo. Para observar con mayor detalle los resultados del siguiente análisis, se tiene el ANEXO3.5.

### **3.2.7.2 Análisis Nodal**

Este es un pozo completamente vertical, que se encuentra produciendo de la estructura norte de la formación Napo T (Ubicación: Mapa Estructural Arenisca Napo T) del Campo Dayuma.

Este reservorio se encuentra separado del resto por un fallamiento, pertenece a la arenisca Napo T. Las condiciones para el flujo no son tan favorables, porque se ha encontrado areniscas intercaladas con lutitas (arenisca transgresiva). Se trabaja en este estudio con una permeabilidad de 280 md y un espesor efectivo al flujo de 38 pies. Cabe destacar que en este pozo se utiliza curvas de permeabilidades relativas diferentes al resto de la arenisca Napo T por las características de arenisca transgresiva.

Se ha ajustado las condiciones de presión a través de la bomba mediante los datos conocidos. Se tiene una PIP medida de 1012 psi, y la correlación de flujo multifásico que mejor describe el comportamiento de la presión es la EPS Mechanistic.

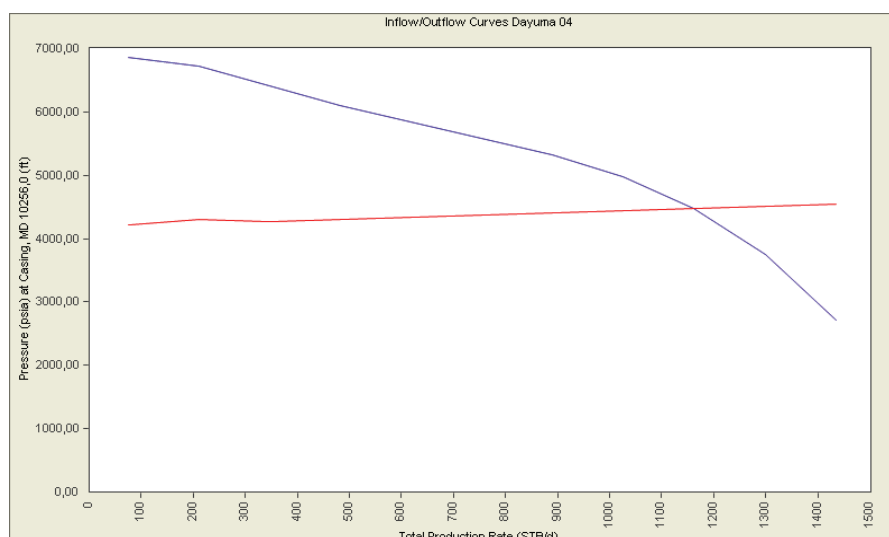
Para modelar el movimiento de los fluidos en el yacimiento se utilizó la ecuación desarrollada por Darcy para flujo pseudoestable. El reservorio posee una presión de reservorio importante, tienen un valor de 2700 psi aproximadamente. Sin embargo la presión de fondo fluyente se ve afectada por el daño que se tiene en esta arenisca, según lo simulado. El valor del daño, que podría ser removido, es de 3.

El fluido producido por este pozo, tiene un corte de agua considerable, de 79%, y el petróleo es semipesado, con 19,2 ° API. Cabe resaltar que las viscosidades muertas de este fluido fueron medidas a las temperaturas de superficie y reservorio.

El índice de productividad calculado en el software se asemeja mucho al que se ha desarrollado en la hoja de cálculo de Excel, tomando en cuenta que la ecuación utilizada en la hoja de cálculo no considera daño, variación del factor volumétrico y viscosidad. El valor de  $IP=0.681$  stb/d/psi, un  $Q_{max}= 1762$  stb/d.

El IP es aceptable, pero se podría mejorar realizando algún tratamiento para remover el daño que se encuentra presente. Se recomienda recoger muestras de esta parte de la arenisca Napo T, puesto que es el único pozo productor de esta estructura; y se podría confirmar datos petrofísicos.

**FIGURA 3.22**  
PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 04



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

El punto de operación del pozo Dayuma 04:

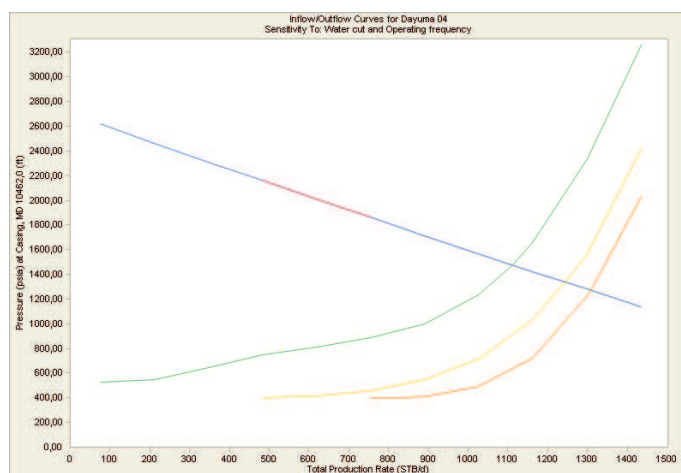
<b>P operación</b>	4481	<b>Psi</b>
<b>Q operación</b>	1160	<b>BPPD</b>

Como se observa en la gráfica anterior el caudal está en el rango óptimo de trabajo de la bomba. La tasa de producción promedio es de 1162 stb/d, valor que está cercano al obtenido en la simulación debido principalmente a la topografía (ANEXO 3.6) ingresada en el programa de la línea de flujo entre el pozo y el CPF.

El aumento en el corte de agua disminuye la viscosidad del fluido, y por ende la diferencia de presión necesaria para elevar el fluido a superficie, disminuye. Es decir que mientras más agua se produce, menor será la producción de petróleo, por lo que esta sensibilidad es importante como parámetro de referencia en el tiempo.

Se realizaron sensibilidades para un aumento de frecuencia en la bomba presente en este pozo, desde 65 Hz hasta 71 Hz para un corte de agua de 68, 80 y 90%, los resultados se encuentran en el ANEXO 3.7. Cabe resaltar que se puede compensar la producción de petróleo perdida por incremento del corte de agua mediante la frecuencia, obteniéndose incrementos considerables como se muestra en la tabla adjunta.

**FIGURA 3.23**  
SENSIBILIDADES DE FRECUENCIA DAYUMA 04.

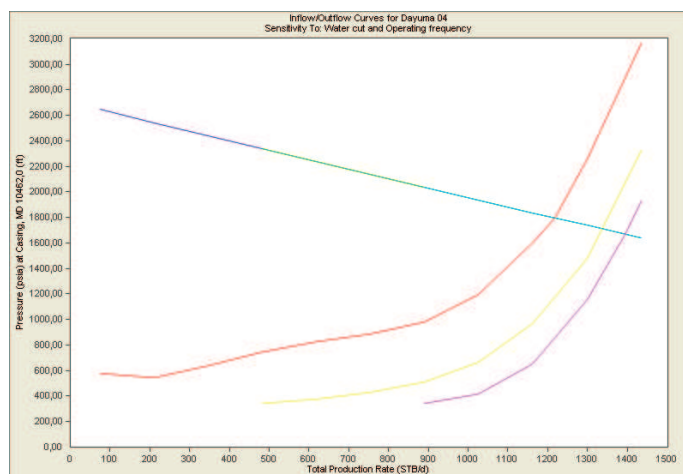


Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
1796,95	1217,45	121,75	1095,71	0,03	0,9	240	Stable

1710,33	1336,64	133,66	1202,98	0,03	0,9	240	Stable
1668,63	1394,18	139,42	1254,76	0,03	0,9	240	Stable

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

**FIGURA 3.24**  
SENSIBILIDADES DE FRECUENCIA Y BSW DAYUMA 04



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
1477,43	1112,89	233,71	879,18	0,06	0,79	240	Stable
1338,92	1243,77	261,19	982,58	0,06	0,79	240	Stable
1270,26	1309,02	274,89	1034,13	0,07	0,79	240	Stable

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### 3.2.8 DAYUMA 06

#### 3.2.8.1 Consideraciones de Estudio

El pozo Dayuma 06, perteneciente al WellPad D, es un pozo horizontal que produce de la arenisca Napo T, se encuentra ubicado al sur de la estructura del Campo Dayuma y recoge el fluido barrido por la recuperación secundaria implementada en esta arenisca. (Mapa Estructural de la Arenisca Napo T). Produce mediante una bomba electrosomergible.

La completación del pozo posee una bomba AGH que impide la cavitación de la bomba electrosumergible y ayuda a la reabsorción del gas en la solución. En la simulación se toma la eficiencia de este dispositivo igual al 70%.

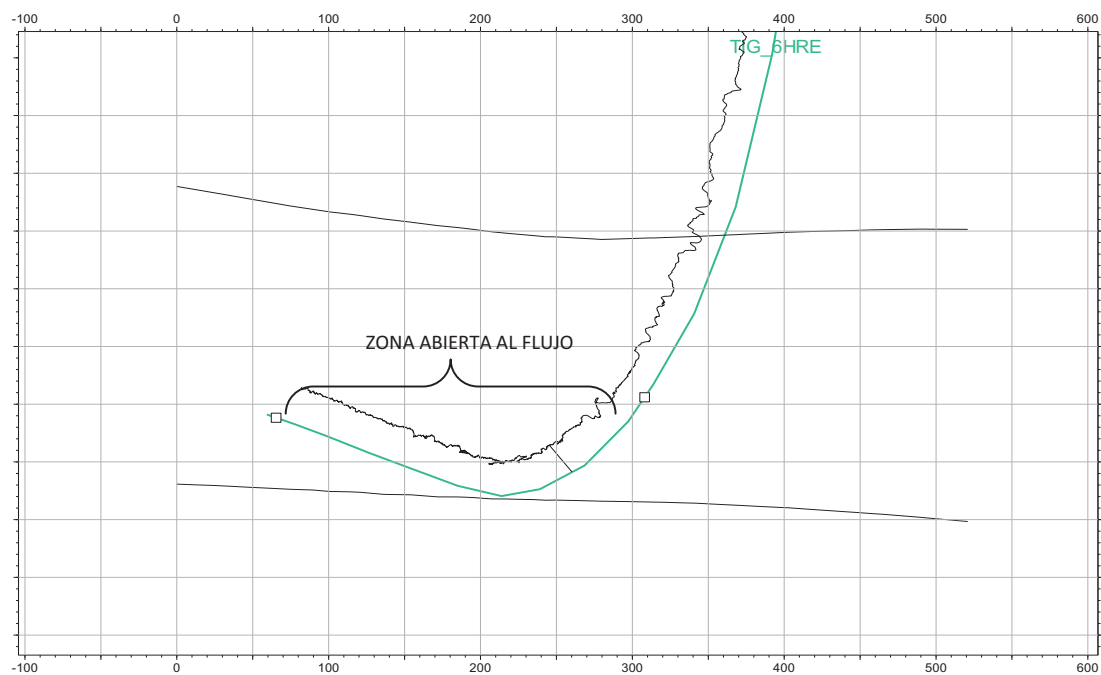
Los detalles de los datos y resultados del análisis de este pozo se encuentran en el ANEXO 3.5.

### 3.2.8.2 Análisis Nodal

Pozo horizontal que se ha modelado utilizando el método de Joshi que describe la afluencia de fluidos del yacimiento para un pozo horizontal.

La siguiente figura muestra la trayectoria que tiene el pozo en la arenisca Napo T, se observa la zona abierta al flujo que tiene una longitud efectiva de aproximadamente 750 pies.

**FIGURA 3.25**  
TRAYECTORIA DEL POZO DAYUMA 06



FUENTE: Departamento de Geología

La Presión a la que está trabajando el yacimiento es de 1600 psi, valor que corresponde a una presión estática directamente afectada por la recuperación secundaria implementada en esta arenisca.

Esta parte del reservorio tiene una permeabilidad de 240 md y en general se considera como una zona de arenisca buena en la transmisión del flujo.

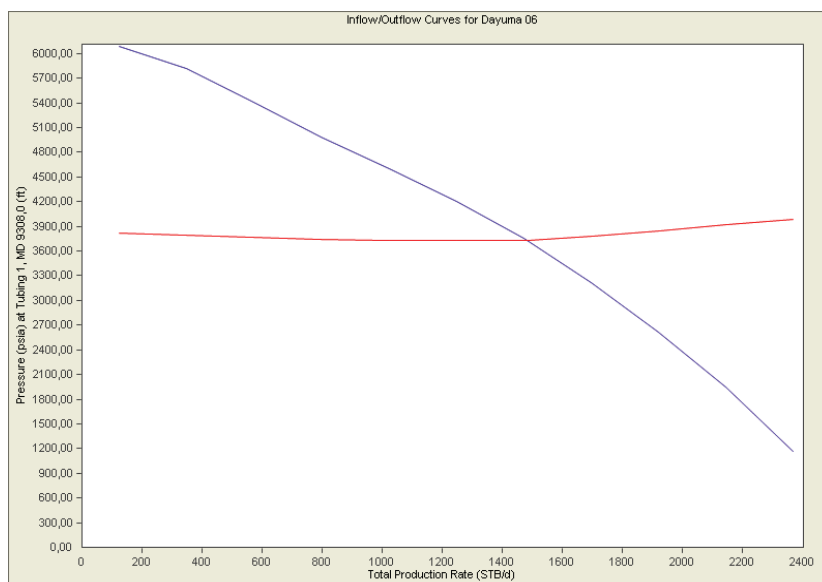
El fluido de este pozo tiene en general características parecidas a los anteriormente estudiados para la arenisca Napo T.

El perfil de presiones se ha ajustado de acuerdo con los valores de presión conocidos en subsuelo. Los valores de PIP = 1012 y Pwh = 65 psi se ajustaron perfectamente en el modelo de simulación. Utilizando la correlación de flujo multifásico EPS Mechanistic para describir el comportamiento del flujo.

La Curva IPR de esta zona del reservorio tiene un índice de productividad de 1,2 stb/d/psi, que coincide con el valor empírico que se ha calculado utilizando la ecuación de Joshi para pozos horizontales.

El caudal máximo que muestra la IPR calculado mediante el software es superior al de la Hoja de Cálculo de Excel, esto se debe a que existen mayores parámetros que se toman en cuenta en el análisis nodal que utiliza el programa y esta por un valor de 2494 stb/d.

**FIGURA 3.26**  
**PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 06**



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

El punto actual de operación del pozo Dayuma 06 es:

<b>P operación</b>	3732	<b>Psi</b>
<b>Q operación</b>	1476	<b>BPPD</b>

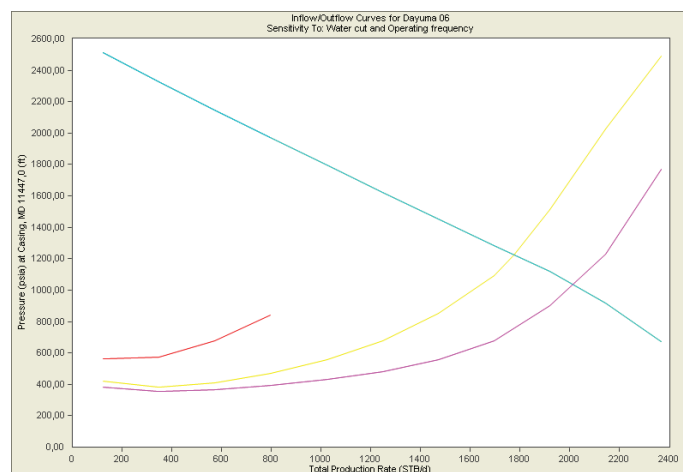
El valor de presión al que está produciendo el pozo, y el caudal máximo permitirán asumir que se puede recuperar mucho más, manteniéndose en el rango óptimo de la bomba y tomando en cuenta la velocidad del flujo en yacimiento, pues altas velocidades pueden afectar la cementación de la arenisca y causar un daño irreversible.

La presión del punto de operación indica que no se tiene problemas de cavitación además la PIP es superior a la presión de burbuja. La producción del pozo obtenida en este análisis se ha comparado con la promedia que es de 1366 stb/d, la diferencia entre los valores radica principalmente en la pérdida de presión que se tiene en la línea de flujo. Por lo que el valor del punto de operación es representativo pero es válido para nuestro estudio, pues es determinado hasta el cabezal del pozo.

Los escenarios analizados en las sensibilidades se muestran en las tablas del ANEXO 3.7.

De estas tablas lo más relevante es el hecho que se podría incrementar la frecuencia de la bomba para obtener mayor producción. Los valores analizados para llevar la frecuencia de 59 a 64,5 Hz muestran un incremento de 203 stb/d de petróleo y 88 bls de agua para un corte de agua del 32%. Además se observa que cuando el BSW suba al 50% la PIP alcanzará un valor por debajo de la presión de burbuja, esto para frecuencias superiores a 64,5 Hz.

**FIGURA 3.27**  
SENSIBILIDADES DE FRECUENCIA DAYUMA 06



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/d)	Oil Rate (STB/d)	Water Rate (STB/d)	Gas Rate (MMSCF/d)	Water Cut (Fraction)	Produced GOR (SCF/STB)	Status
3732,3	1481,3	1036,91	444,39	0,11	0,3	110	Stable
3798,39	1772,21	1240,55	531,66	0,14	0,3	110	Stable

No operating point

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### 3.2.9 DAYUMA 07

#### 3.2.9.1 Consideraciones de Estudio

Este pozo horizontal produce de la formación Hollín Principal, con un alto corte de agua. Su vida productiva empezó en el 2001, evidenciando un aumento



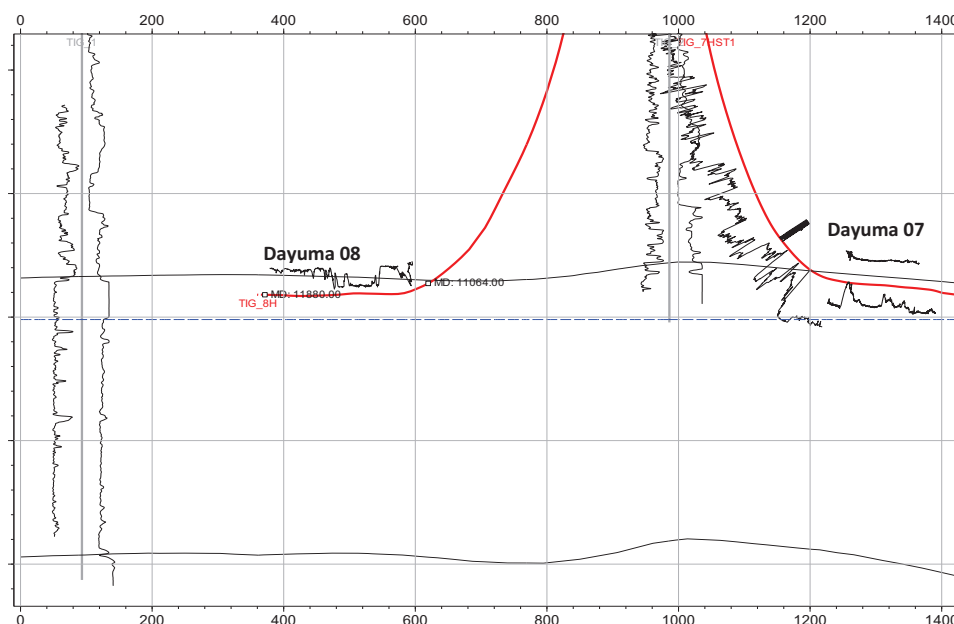
considerable de la producción de agua en el tiempo y manteniéndose en un 95% de BSW hasta la actualidad. El método de producción que utiliza es el bombeo electrosumergible. Su ubicación es cercana al CPF, en el WellPad A, se puede observar en los mapas de los WellPads adjuntos.

### 3.2.9.2 Análisis Nodal

El pozo tiene una completación horizontal, telescópica como se muestra en el diagrama mecánico colocado en los anexos, se está extrayendo petróleo de la zona productora más importante del Campo Dayuma, correspondiente a Hollín. (Mapa Estructural de Hollín Inferior).

La trayectoria que sigue este pozo en la formación no es la adecuada debido a que como se observa en la siguiente gráfica la longitud horizontal abierta al flujo se encuentra muy cercana al tope de la arenisca, disminuyendo el radio de influencia drásticamente y por ende la producción.

**FIGURA 3.28**  
TRAYECTORIA DEL POZO DAYUMA 07



FUENTE: Departamento de Geología

La producción a lo largo del último año se ha mantenido con un alto corte de agua, del 95%. El yacimiento produce mediante empuje hidráulico y esta zona se caracteriza por tener propiedades muy favorables al flujo. La permeabilidad es de 320 md valor que para pozos vecinos es superior y la porosidad es de 16% aproximadamente.

El petróleo producido es liviano, 29.2 °API. El contenido de gas es despreciable por lo que también se considera como black oil.

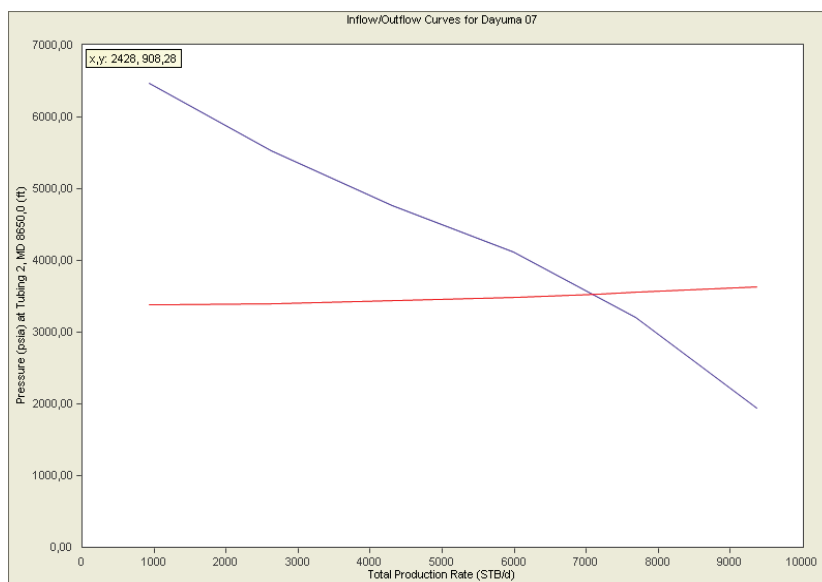
Los valores de las presiones medidas a la entrada y a la descarga de la bomba electrosumergible, han sido descritos con el ajuste de presiones en la simulación. La correlación de flujo que se está utilizando es Orkizewski, ya que toma en cuenta la inclinación del flujo y las fases del fluido.

El índice de productividad es de 3.31 stb/d/psi, este valor comparado con el obtenido en la Hoja de Cálculo de 4.5 stb/d/psi, difiere quizás por la influencia del daño presente de un valor de 5.

Debido a que la parte abierta al flujo se encuentra muy cerca del tope de la formación es posible que cierto porcentaje del daño no pueda ser removido, se plantea una duda interesante en este pozo debido a la influencia de la penetración parcial del pozo que restringe el flujo en las cercanías del mismo y consecuentemente la producción.

El punto de operación se encuentra en el rango óptimo de funcionamiento de la bomba electrosumergible para mayores detalles ver el ANEXO 3.5

**FIGURA 3.29**  
**PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 07**



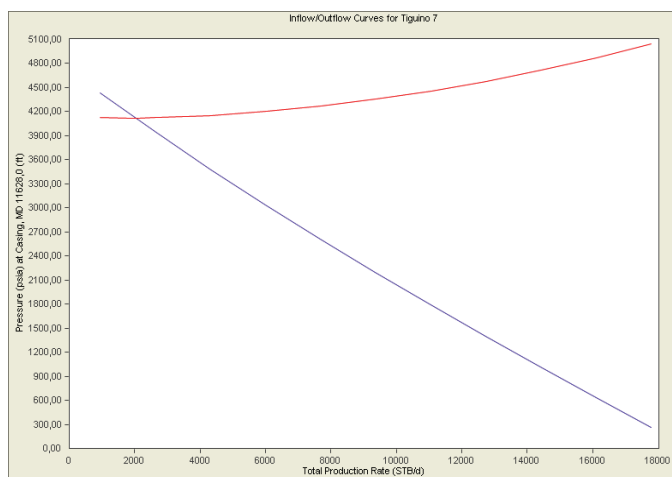
Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

<b>P operación</b>	3530	<b>Psi</b>
<b>Q operación</b>	7137	<b>BPPD</b>

La producción promedio del pozo es de 7120 stb/d en el último año y está acorde con la encontrada en la simulación. La diferencia entre estos valores es mínima debido a la cercanía del pozo al CPF. La presión de operación indica que no se tiene presencia significativa de gas en la bomba.

En este pozo se realiza un estudio para quitar la bomba electrosumergible, pues se creía que tenía el mismo índice de productividad del pozo vecino Dayuma 08, el cual produce a flujo natural de la misma arenisca. Se evaluó desde el punto de vista de la producción de petróleo obteniéndose resultados desfavorables, pues la producción disminuye al 50% de la actual, por lo que se opta por dejar la bomba en el pozo. A continuación se muestra el punto de operación del Dayuma 07 sin bomba.

**FIGURA 3.30**  
SENSIBILIDAD A FLUJO NATURAL DAYUMA 07



<b>Operating Pressure</b>	<b>Liquid Rate</b>	<b>Oil Rate</b>	<b>Water Rate</b>	<b>Gas Rate</b>	<b>Water Cut</b>	<b>Produced GOR</b>	<b>Status</b>
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
4119,87	2026,33	101,32	1925,01	0,02	0,95	220	Stable

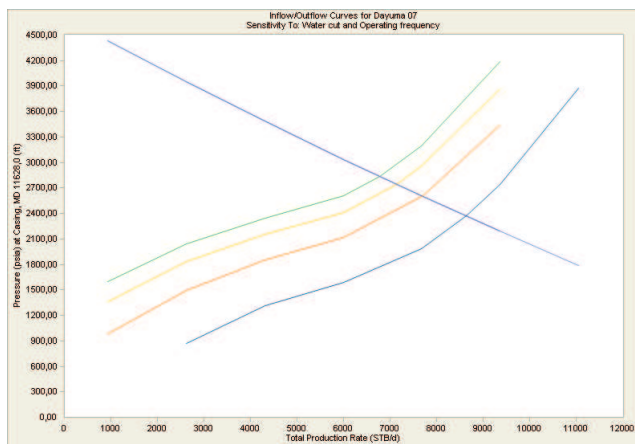
Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

Las sensibilidades realizadas a este pozo se encuentran detalladas en el ANEXO 3.7.

Los aspectos importantes de estas sensibilidades demuestran que si se sube la frecuencia de 47 a 50 Hz se ganaría 28 stb/d de petróleo y 525 bls de agua, con un incremento en el drawdown en 140 psi.

Las condiciones del cambio de frecuencia relacionadas con la bomba y el yacimiento deben ser estudiadas antes de realizar cualquier cambio.

**FIGURA 3.31**  
SENSIBILIDADES DE FRECUENCIA DAYUMA 07

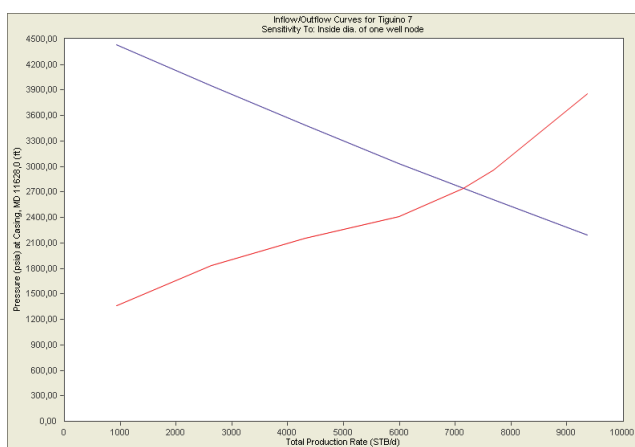


Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/d)	Oil Rate (STB/d)	Water Rate (STB/d)	Gas Rate (MMSCF/d)	Water Cut (Fraction)	Produced GOR (SCF/STB)	Status
2836,31	6775,37	338,77	6436,6	0,07	0,95	220	Stable
2744,08	7137,19	356,86	6780,33	0,08	0,95	220	Stable
2604,31	7690,67	384,53	7306,14	0,08	0,95	220	Stable
2368,53	8638,62	431,93	8206,69	0,1	0,95	220	Stable

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

Otro punto relevante es la sensibilidad realizada para el cambio del conjunto de tuberías en el pozo. Se optó por cambiar la tubería de producción de 3,5 in a 4,5 in presente en el tramo de 8568 pies hasta 8650 pies. Los resultados obtenidos no han sido alentadores pues sólo se incrementa 1stb/d de crudo y 20 bl/d de fluido.

**FIGURA 3.32**  
SENSIBILIDAD CAMBIO DE TUBERIA DE PRODUCCIÓN DAYUMA 07.



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### **3.2.10 DAYUMA 08**

#### **3.2.10.1 Consideraciones de Estudio**

El pozo produce a flujo natural de la arenisca Hollín Principal, empezó su vida productiva desde el año del 2002. La completación que utiliza este pozo está compuesta de una tubería de revestimiento ranurado y una tubería de producción interna, como se muestra en la gráfica de su completación adjunta.

Este pozo fue completado por Petrocanadá, utilizando una completación muy interesante. A pesar de que es un conjunto de tuberías mediante este proyecto se pudo evidenciar lo eficiente que puede llegar a ser una completación mecánica, para un yacimiento con suficiente energía de levantamiento.

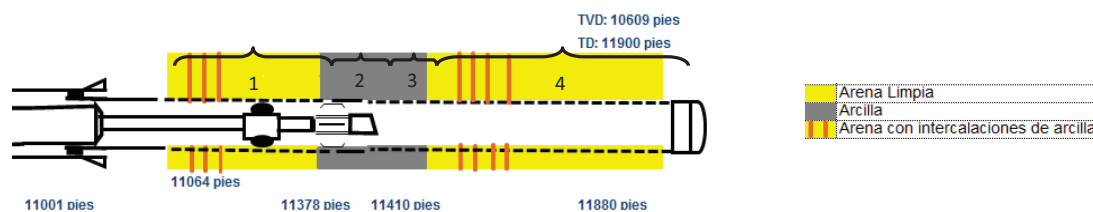
Para ver con detenimiento los detalles de los datos ingresados, los resultados y gráficas, ver la hoja del perfil del pozo adjunta en el ANEXO 3.5.

#### **3.2.10.2 Análisis Nodal**

La inclinación del pozo varía hasta establecerse horizontalmente en la arenisca productora Hollín Principal, está produciendo de la parte más importante que posee hidrocarburo. (Mapa Estructural Hollín Inferior).

Posee dos secciones abiertas al flujo en la tubería de revestimiento, como se observa en la siguiente figura que ha servido de modelo para entender de mejor manera el movimiento del flujo en subsuelo.

**FIGURA 3.33**  
ESQUEMA EXPLICATIVO DE LAS ZONAS DEL POZO DAYUMA 08.



FUENTE: Gerencia de Operaciones y Producción  
ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

Zona 1: (11064 – 11320) MD pies

Zona 2: (11320 – 11435) MD pies

Zona 3: (11435 – 11531) MD pies

Zona 4: (11531 – 11888) MD pies

Como se nota en la gráfica las zonas de flujo tienen intercalaciones de lutitas, al inicio y al final de la completación de fondo, por lo que se ha definido longitudes efectivas al flujo en estas dos zonas, de 196 pies y 334 pies respectivamente. Se ha simulado este pozo en 4 divisiones como se muestra en la figura anterior, las de los extremos son las productoras.

El método de Joshi, es válido para ambas secciones horizontales abiertas al flujo. Las condiciones del reservorio, que son las mismas para estos segmentos, son muy buenas pues la presión es mantenida por el mecanismo de empuje propio del yacimiento en un valor de 4700 psi, la permeabilidad promedio con la que se está realizando el ajuste es de 500 md, en un espesor de 65 pies.

El fluido producido casi en su totalidad es agua, por lo que las propiedades del flujo están predominadas por este fluido. El petróleo producido de esta zona es de un grado de 29,2 °API. Esto es lo que hace rentable la explotación de este pozo sostenida con el alto corte de agua.

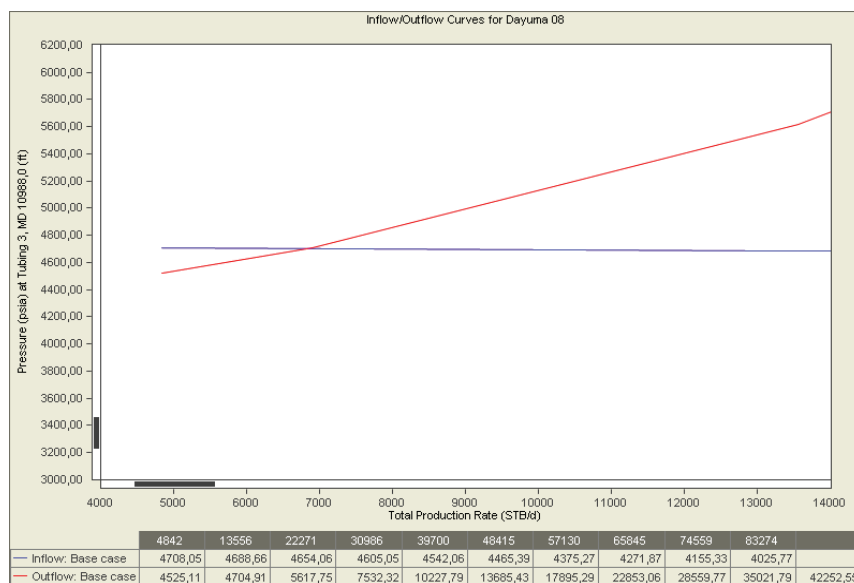
Debido a que este pozo fluye naturalmente, no posee un sensor de medición en fondo que nos permita emparejar presiones del flujo a través del pozo. Sin

embargo este estudio nos permite conocer la presión fondo fluyente que existe aproximadamente, cuyo valor corresponde a 4350 psi.

El software de análisis nodal obtiene índices de productividad para cada sección productora, para nuestro estudio tomaremos un IP ponderado que tiene un valor 11 stb/d/psi, bastante acorde con la el cálculo empírico que se obtiene en la hoja de cálculo de Excel, tomando en cuenta que el software determina la existencia de un daño que puede ser removido de 2.1.

La curva del punto de operación del pozo se desarrolla de acuerdo a la figura a continuación presentada.

**FIGURA 3.34**  
PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 08



Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

El punto de operación es:

<b>P operación</b>	4705	<b>psi</b>
<b>Q operación</b>	6904	<b>BPPD</b>

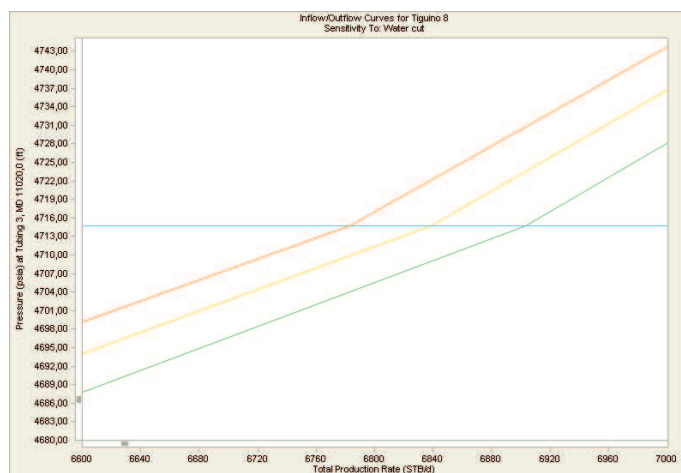
La producción obtenida en la simulación está de acuerdo con el valor promedio que se tiene de este pozo en el último año. Y la presión sobre el punto de burbuja



indica condiciones de trabajo óptimas puesto que se trata de un pozo que produce gracias a la energía proporcionada por el reservorio Hollín Principal.

A pesar de que el agua producida es considerable, la producción de petróleo se ha mantenido durante casi dos años. Se ha realizado una sensibilidad (ANEXO 3.7) a un aumento del corte de agua, observándose que a medida que aumenta el agua, aumenta la producción de fluido, debido a que la viscosidad del mismo disminuye; sin embargo la producción de petróleo decrece principalmente porque el agua posee mayor movilidad y además puede obstruir el flujo del petróleo en el yacimiento.

**FIGURA 3.35**  
SENSIBILIDADES DE BSW DAYUMA 08



<u>Operating Pressure</u>	<u>Liquid Rate</u>	<u>Oil Rate</u>	<u>Water Rate</u>	<u>Gas Rate</u>	<u>Water Cut</u>	<u>Produced</u>	<u>GOR</u>	<u>Status</u>
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)		
4714,7	6903,46	345,17	6558,29	0,08	0,95	220		Stable
4714,7	6838,64	205,16	6633,48	0,05	0,97	220		Stable
4714,7	6782,81	67,83	6714,98	0,01	0,99	220		Stable

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

Se ha simulado el cambio de una de las tuberías de producción de 3,5 in a 4,5 in. Se observa un incremento en el fluido de 20 bl/d pero solo 1 stb/d de petróleo. Por lo que el cambio no justifica la inversión económica.

### **3.2.11 DAYUMA 12**

#### **3.2.11.1 Consideraciones de Estudio**

Este pozo fue perforado y completado en el año 2002, localizado en el WellPad B del Campo Dayuma, actualmente produce de la arenisca Napo T inferior, y cuyas características fueron detalladas en el Capítulo 2. Posee una permeabilidad de 330 md -permeabilidad promedio correspondiente a la roca presente en la arenisca Napo T inferior- y un radio de drenaje de 287 ft.

Para mayor detalle de los resultados obtenidos, ver el ANEXO 3.5 del perfil del pozo.

#### **3.2.11.2 Análisis Nodal**

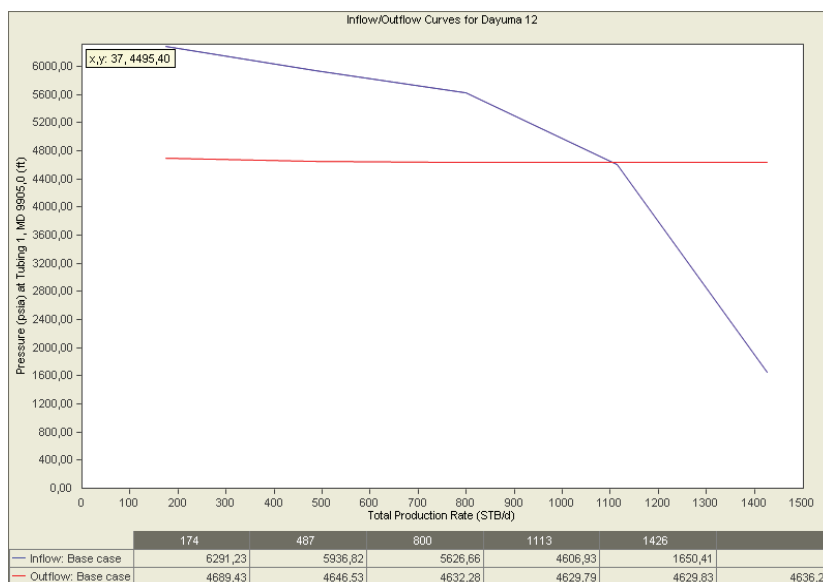
El cálculo de la IPR para el análisis nodal se realiza con el método pseudo-estabilizado de Darcy, debido a que se trata de un pozo direccional, el espesor de la arenisca que aporta fluidos al pozo es de 51 ft; el índice de productividad obtenido es de 2.57 stb/d/psi, con un  $Q_{\text{máx}}$  de 4834 stb/d.

Debido a que la completación del pozo no posee un sensor de fondo para contabilizar la presión de descarga, el ajuste de presiones se lo hizo en base a la presión de entrada a la bomba. La correlación de Duns & Ros es la que mejor describe el flujo de fluidos en el pozo.

A pesar de que el GOR es bastante alto se lo puede considerar al fluido producido como Black Oil, no sin antes mencionar que debido a la gran cantidad de gas libre presente en el pozo, la completación del mismo dispone de una bomba AGH, necesaria para tratar el gas e impedir que la bomba cavite y, además ayuda a que el gas libre se vuelva a la solución.

El punto de operación obtenido se muestra en la siguiente gráfica:

**FIGURA 3.36**  
PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 12



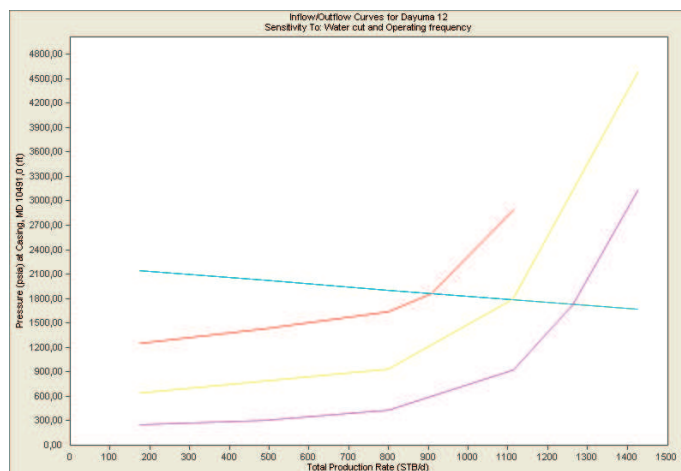
Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

<b>P operación</b>	4630	<b>Psi</b>
<b>Q operación</b>	1108	<b>BPPD</b>

El ajuste del punto de operación se lo realizó en base a datos promedios de las últimas tres semanas de producción, en las cuales las condiciones de operación de la bomba permanecieron constantes; y cuyos valores obtenidos difieren en 40 stb/d debido a que el valor calculado en el software es a la presión de cabeza, mientras que el otro se lo mide a la entrada del separador.

La sensibilidad realizada al corte de agua cambiando la frecuencia de 60 a 65 Hz muestra que existiría un incremento en la producción de petróleo en 12 stb/d 143 bls de agua y 60 psi en el drawdown. Estos valores deben ser estudiados bajo diversos puntos de vista como son el yacimiento y la capacidad de levantamiento de la bomba. El ANEXO 3.7 muestra todas las sensibilidades realizadas.

**FIGURA 3.37**  
SENSIBILIDADES DE FRECUENCIA DAYUMA 12



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/d)	Oil Rate (STB/d)	Water Rate (STB/d)	Gas Rate (MMSCF/d)	Water Cut (Fraction)	Produced GOR (SCF/STB)	Status
1863,63	908,23	72,66	835,58	0,05	0,92	650	Stable
1786,58	1108,89	88,71	1020,18	0,06	0,92	650	Stable
1727,19	1263,82	101,11	1162,71	0,07	0,92	650	Stable

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### 3.2.12 DAYUMA 13

#### 3.2.12.1 Consideraciones de Estudio

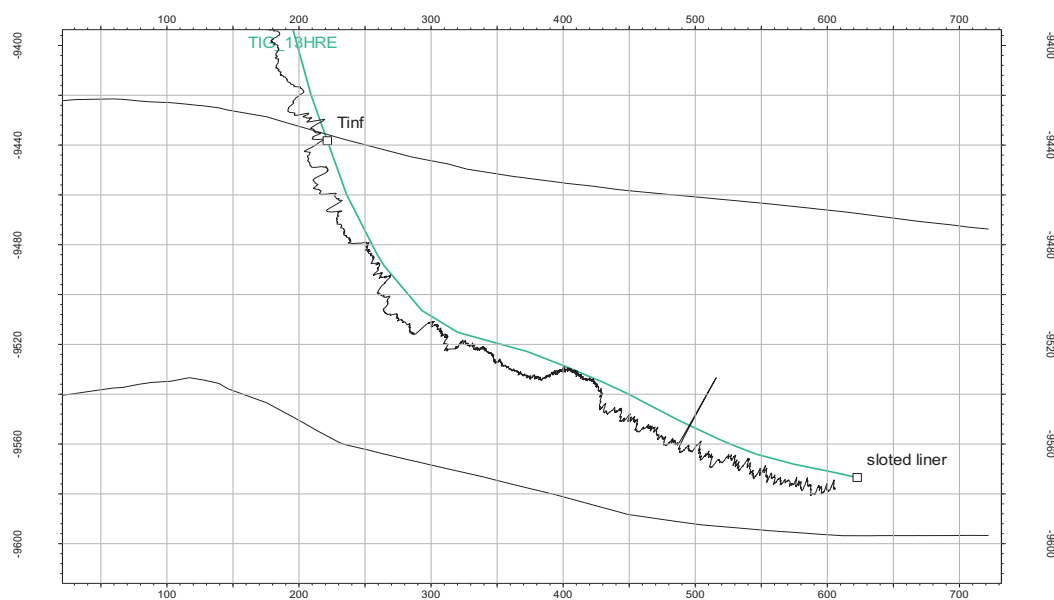
El pozo Dayuma 13 inició su vida productiva en el año 2002 para producir de la arenisca Napo T inferior, los detalles se pueden observar en el Capítulo 2. La arenisca productora tiene una  $K_H$  de 200 md y una  $K_V$  de 50 md que no corresponden a un valor bueno de permeabilidad.

La longitud horizontal total dentro de la arenisca es de 2128 ft pero su longitud efectiva es apenas 874 ft, reduciéndose notablemente el área expuesta al flujo debido a la presencia de arcilla. Las características del yacimiento y fluido están detalladas en el Capítulo 1.

Los resultados del análisis nodal de éste pozo, se los puede observar en el ANEXO 3.5 correspondientes a los perfiles.

### 3.2.12.2 Análisis Nodal

**FIGURA 3.38**  
TRAYECTORIA DEL POZO DAYUMA 13



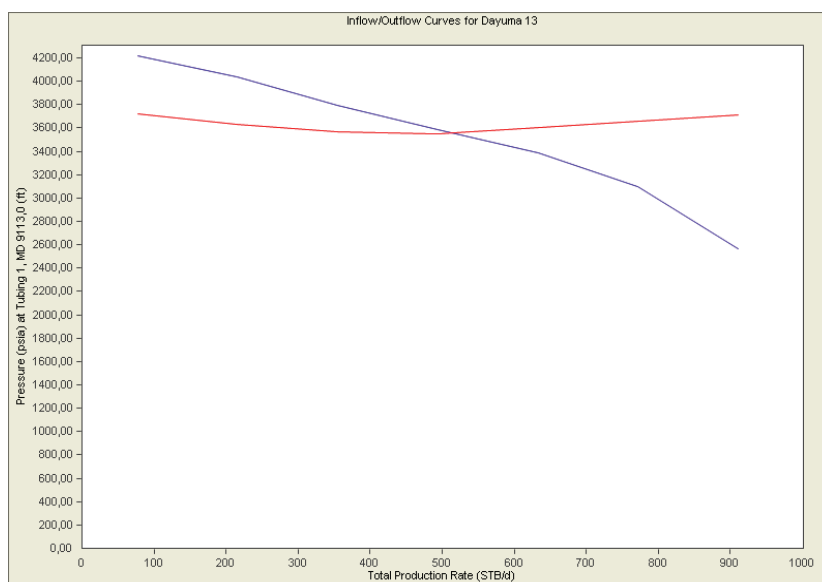
FUENTE: Departamento de Geología

El cálculo de la IPR para el análisis nodal se realizó con el método de Joshi, debido a que se trata de un pozo horizontal. En la gráfica se observa claramente el gran porcentaje de longitud horizontal que corresponde a intercalaciones de arcilla, es por ello, que a pesar de que sea un pozo horizontal, su índice de productividad es muy bajo, de 0.9 stb/d/psi, así como su  $Q_{\text{máx}}$  que es de 1628 stb/d

A consecuencia de que no se dispone de un valor de presión de descarga, el ajuste de presiones solo se lo realizó en base a la presión de entrada a la bomba que es de 1043 psi. La correlación de flujo que mejor describe el desplazamiento de fluidos dentro del pozo es la de Gray. El fluido producido de acuerdo a las características que presenta y que se encuentran detalladas en el Capítulo 1, corresponde a Black Oil.

El ajuste del punto de operación se lo realizó con una producción promedio del último mes, debido a que en éste lapso de tiempo las condiciones de operación de la bomba permanecieron constantes, el valor obtenido en la simulación difiere del valor promedio en 46 stb/d, porque el ajuste en el software se lo hace a la presión de cabeza, mientras que el valor promedio es calculado a la entrada del separador.

**FIGURA 3.39**  
PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 13



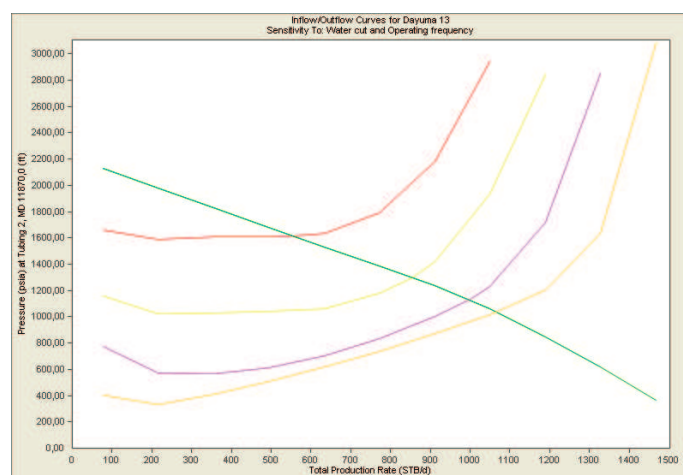
Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

<b>P operación</b>	3561	<b>Psi</b>
<b>Q operación</b>	514	<b>BPPD</b>

Se realizó un análisis de sensibilidades al corte de agua (ANEXO 3.7), para ver en qué forma va afectar a la producción de petróleo. Se mantuvo el corte de agua variando la frecuencia entre los valores de 52 Hz (valor actual), 58 Hz y 64 Hz. Los resultados son muy buenos puesto que se evidencia un aumento considerablemente de la producción en 213 y 362 BFPD para los valores de frecuencia mencionados, respectivamente. El agua que se manejaría para estos escenarios está entre 92 y 156 bls. Sin embargo un factor importante que se tiene

que evaluar por Ingeniería es el diferencial de presión que se presentaría en el yacimiento para estos casos que está en un rango de 322 a 572 psi.

**FIGURA 3.40**  
SENSIBILIDADES DE FRECUENCIA DAYUMA 13



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
1612,57	555,86	389,1	166,76	0,11	0,3	275	Stable
1299,09	854,21	597,95	256,26	0,16	0,3	275	Stable
1133,55	998,93	699,25	299,68	0,19	0,3	275	Stable
1036,68	1065,3	745,71	319,59	0,21	0,3	275	Stable

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

A partir de los escenarios simulados se debe tener cuidado cuando el porcentaje de agua aumente al 50%, pues con frecuencias iguales o mayores a 58 Hz la presión de entrada a la bomba está bajo el punto de burbuja.

### 3.2.13 DAYUMA 16

Pozo productor del Campo Dayuma de la arenisca Hollín Inferior. Pertenece al Well Pad C. El software que se utiliza para la simulación de los pozos del Campo Dayuma no nos permite simular este tipo de sistema de levantamiento basado en una bomba hidráulica. Por lo que se ha contratado los servicios de una compañía

especializada en el análisis nodal de pozos con bombeo hidráulico. Los detalles de este análisis se encuentran en el ANEXO 3.5

### **3.2.14 DAYUMA 17**

#### **3.2.14.1 Consideraciones de Estudio**

Este pozo productor del Campo Dayuma, produce de la arenisca Hollín Principal cercano en subsuelo a los pozos Dayuma 07 y Dayuma 08 describiendo una especie de letra T. Su ubicación en superficie corresponde al WellPad B. El porcentaje de agua que se maneja en la producción de este pozo es alto. La vida productiva del Dayuma 17 empieza en el año del 2006 utilizando una bomba electrosumergible para su producción.

Los detalles de los cálculos y los valores ingresados se encuentran en el perfil adjunto a este proyecto.

Un aspecto importante en el análisis de este pozo, es que el software no disponía de la bomba con la está trabajando, es por ello que al fabricante se solicitó la curva característica para crearle en el software y así poder realizar la simulación. Esta curva característica se encuentra en el ANEXO 3.8

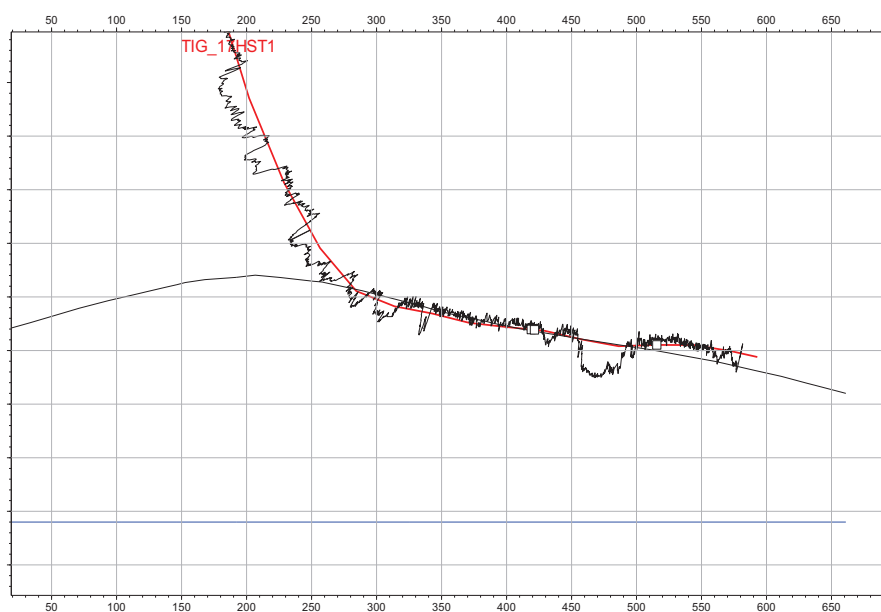
#### **3.2.14.2 Análisis Nodal**

Este pozo atraviesa la arenisca Hollín Principal, colocando cerca de 1000 pies de tubería en la parte horizontal, que se encuentra en el tope de la formación. A pesar de la extensión de la longitud horizontal se ha determinado una longitud efectiva de aproximadamente 97 pies, tal como se observa en la figura 3.41



Produce mediante una bomba electrosumergible colocado por encima de un conector on-off que describe la sección horizontal expuesta al flujo. La completación de este pozo se puede observar de mejor manera en los anexos de las completaciones mecánicas del Campo Dayuma.

**FIGURA 3.41**  
TRAYECTORIA DEL POZO DAYUMA 17



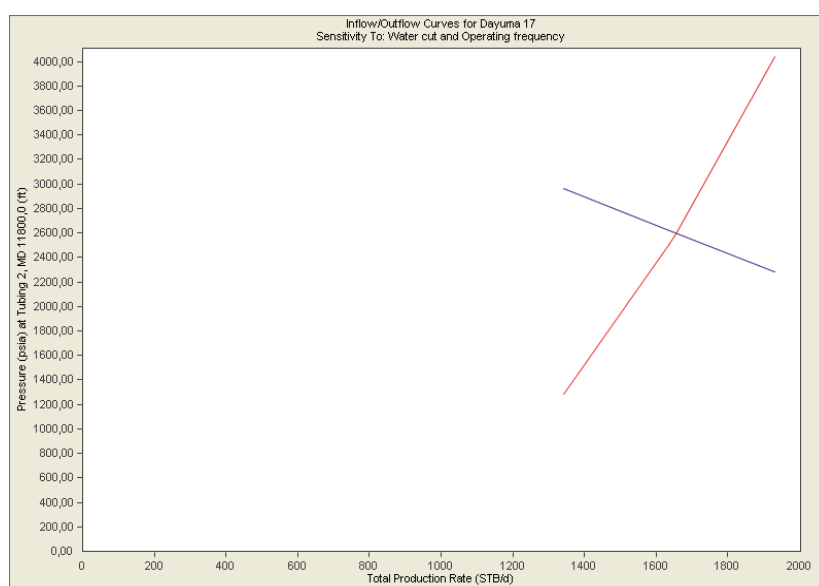
FUENTE: Departamento de Geología

El reservorio presenta una energía importante debido al empuje hidráulico al que está sujeto Hollín. La permeabilidad utilizada es de 260 md. Sin embargo el radio de influencia no es tan bueno pues solo se tiene 100 pies de zona efectiva de flujo.

Se ajusta el perfil de presiones de la simulación a los valores medidos. La correlación de flujo que mejor describe este comportamiento es la de Orkizewski, además de que es aplicable para este pozo según los parámetros en los que trabaja, que se especifican en los anexos. La PIP es de 1732 psi y empata en la simulación sin embargo el valor de la presión de descarga es una incertidumbre, por lo que se recomienda obtener este valor para un mejor ajuste.

El modelo matemático de Joshi describe de manera satisfactoria el movimiento de fluidos del yacimiento al pozo Dayuma 17, encontrándose un  $IP = 0.698$  stb/d/psi, un daño de 3,4. El valor del daño representa también la penetración parcial de la sección horizontal en la formación, sin embargo cierto porcentaje podría ser removido mediante tratamientos adecuados.

**FIGURA 3.42**  
PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 17



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

El punto de operación de la simulación es:

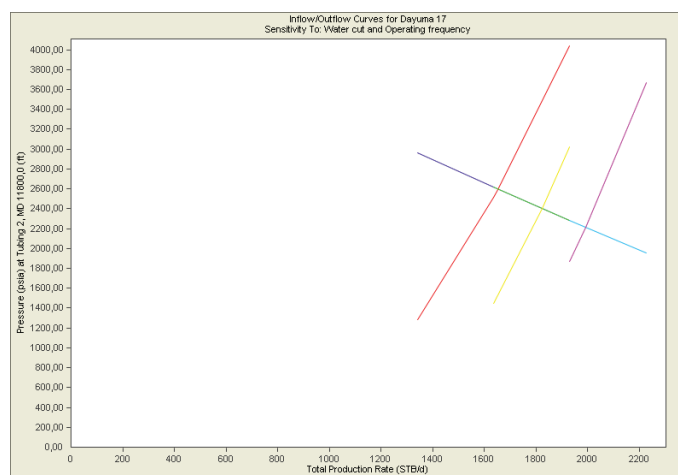
<b>P operación</b>	4294	<b>Psi</b>
<b>Q operación</b>	1653	<b>BPPD</b>

La producción promedio de este pozo durante los últimos siete meses coincide con el valor de la simulación. La bomba está trabajando en el límite superior del rango óptimo, esto se debe tomar en cuenta para elevar la frecuencia y por ende la producción.

La presión se encuentra por encima de la burbuja indicando un buen funcionamiento en la bomba.

Las sensibilidades realizadas en este pozo para el aumento de frecuencia manteniendo el BSW en 86% muestran que se puede subir la frecuencia desde el valor actual de 60 Hz hasta 65 Hz manteniendo el punto de operación dentro del rango óptimo de trabajo de la bomba, consiguiéndose un aumento en la producción de petróleo de 24 stb/d y de agua en 146 bls. El incremento en el drawdown de producción para este escenario es de 195 psi.

**FIGURA 3.43**  
SENSIBILIDADES DE FRECUENCIA DAYUMA 17



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/d)	Oil Rate (STB/d)	Water Rate (STB/d)	Gas Rate (MMSCF/d)	Water Cut (Fraction)	Produced GOR (SCF/STB)	Status
4294,86	1653,93	231,55	1422,38	0,04	0,86	170	Stable
4297,22	1823,59	255,3	1568,29	0,04	0,86	170	Stable
4300,13	1991,13	278,76	1712,37	0,05	0,86	170	Above pump maximum

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### 3.2.15 DAYUMA 18

Este pozo localizado en el Well Pad C, utiliza una bomba hidráulica para producir hidrocarburo de la arenisca Hollín Inferior. No se ha podido simular el comportamiento de este pozo por limitaciones en el software de análisis, se ha optado por contratar los servicios de una compañía especializada en el análisis nodal de pozos con bombeo hidráulico. Los detalles de este análisis se encuentran en el ANEXO 3.5

### **3.2.16 DAYUMA 19**

#### **3.2.16.1 Consideraciones de Estudio**

Es un pozo direccional localizado en el WellPad D del Campo Dayuma, que comenzó su producción en el año 2007 de la arenisca Hollín Principal, pero que por disminución en la producción se encuentra produciendo actualmente de la arenisca Hollín Superior, ver detalles en Capítulo 2.

Posee una permeabilidad de 400 md y un radio de drenaje de 437 ft. Para observar las propiedades de la roca y fluido, y los resultados del análisis nodal, ir al anexo 3.5 que corresponde a los perfiles.

#### **3.2.16.2 Análisis Nodal**

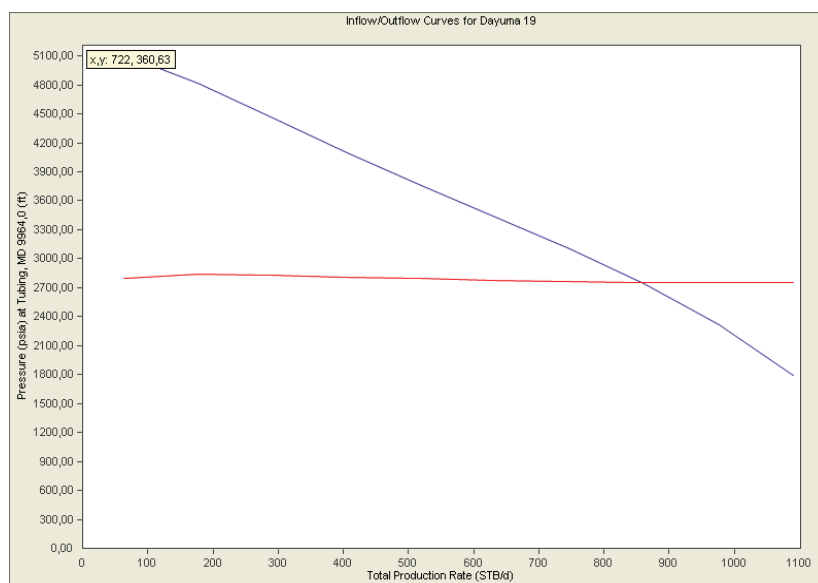
El método pseudo-estabilizado de Darcy fue el utilizado para el cálculo de la IPR en el análisis nodal, puesto que se trata de un pozo direccional. Presenta un espesor de formación de 35 ft, un índice de productividad de 0.35 stb/d/psi y un  $Q_{\text{máx}}$  de 1268 stb/d.

El ajuste de presiones se lo realizó en base a los datos de presiones de entrada y descarga de la bomba y la correlación de flujo que mejor describe el desplazamiento de fluidos en el pozo, es la correlación EPS mechanistic.

Para manejar la gran cantidad de gas libre presente en el pozo, dispone de una bomba AGH en su completación, que impide que éste gas ingrese a la bomba y ocasione cavitación en la misma, además ayuda para que el gas libre se vuelva gas en solución. El fluido producido es Black oil.

El ajuste del punto de operación se lo realizó con los datos promedio de las últimas tres semanas de producción, en las cuales las condiciones de operación de la bomba se mantuvieron constantes, existe una diferencia de 26 stb/d debido al caudal que se pierde en la línea de flujo.

**FIGURA 3.44**  
PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 19



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

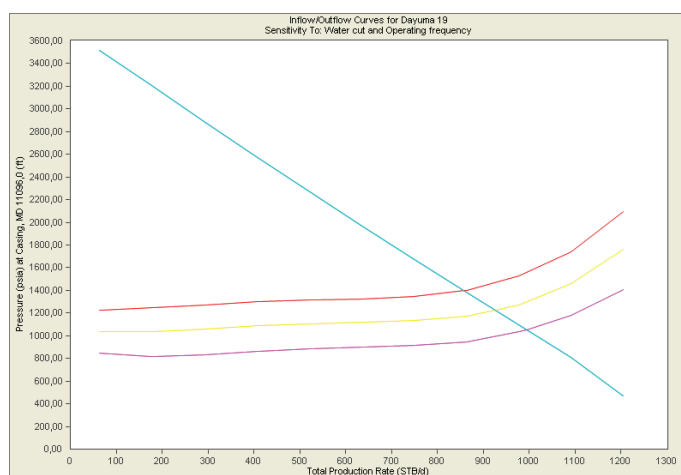
<b>P operación</b>	2754	<b>Psi</b>
<b>Q operación</b>	857	<b>BPPD</b>

Se realizó un análisis de sensibilidades para un incremento de la frecuencia de la bomba para diferentes valores de corte de agua, los detalles se encuentran en el ANEXO 3.7.

Los aspectos relevantes de este análisis nos demuestran que el actual punto de operación trabaja con una PIP por debajo de la presión de burbuja, por tal motivo el aumento de frecuencia de 60 a 66,5 Hz ocasionaría un incremento en la producción de gas y de petróleo en 67 stb/d, de igual manera el diferencial de

presión se incrementará en 172 psi, valor que determinaría mayor cantidad de gas en el pozo.

**FIGURA 3.45**  
SENSIBILIDADES DE FRECUENCIA DAYUMA 19



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/d)	Oil Rate (STB/d)	Water Rate (STB/d)	Gas Rate (MMSCF/d)	Water Cut (Fraction)	Produced (SCF/STB)	GOR	Status
1397,36	857,03	852,74	4,29	0,2	0	236		Stable
1225,58	924,45	919,82	4,62	0,22	0	236		Stable
1049,3	994,12	989,15	4,97	0,23	0	236		Stable

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### 3.2.17 DAYUMA 20

#### 3.2.17.1 Consideraciones de Estudio

Es un pozo direccional ubicado en la zona principal de la estructura Napo T, en el WellPad A, que empezó a producir de la arenisca Hollín Principal en el año 2007, pero debido a que su producción cayó drásticamente, se cambió de arenisca productora y actualmente se encuentra produciendo de la arenisca Napo T inferior, la información detallada se puede observar en el Capítulo 2.

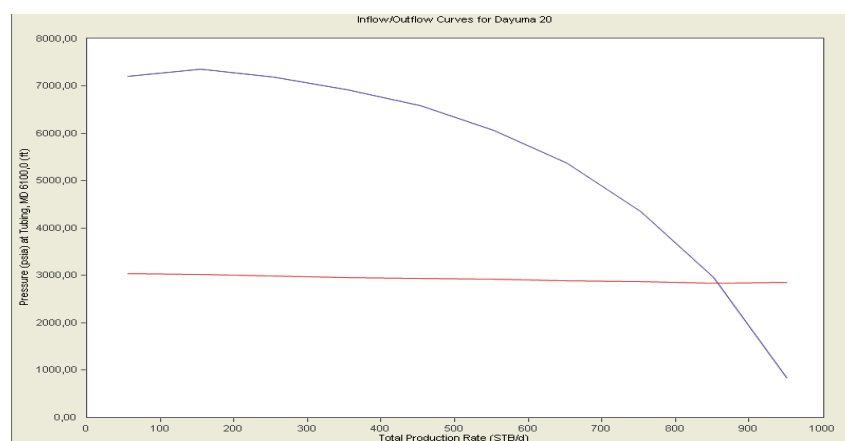
Posee una permeabilidad de 350 md, y un radio de drenaje de 415 ft. Los resultados del análisis nodal se los puede observar en el ANEXO 3.5

### 3.2.17.2 Análisis Nodal

En vista que es un pozo direccional, se utilizó el método pseudo-estabilizado de Darcy para el cálculo de la IPR para el análisis nodal. Presenta un espesor de formación de 30 ft, que otorga al yacimiento un índice de productividad de 1.24 stb/d/psi y un  $Q_{\text{máx}}$  de 2116 stb/d.

Su completación no dispone de un sensor para registrar la presión de descarga de la bomba, por este motivo el ajuste de presiones se lo realizó únicamente en base a la presión de entrada a la bomba, por lo que se recomienda obtener el dato de presión de descarga para un mejor ajuste. La correlación de flujo que mejor describe el desplazamiento de los fluidos en el pozo es la correlación de Dukler-Eaton-Flanigan. Debido a que produce de la arenisca Napo T, este pozo produce cantidades considerables de gas, por lo que su completación dispone de una bomba AGH.

**FIGURA 3.46**  
PUNTO DE OPERACIÓN DAYUMA 20



Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

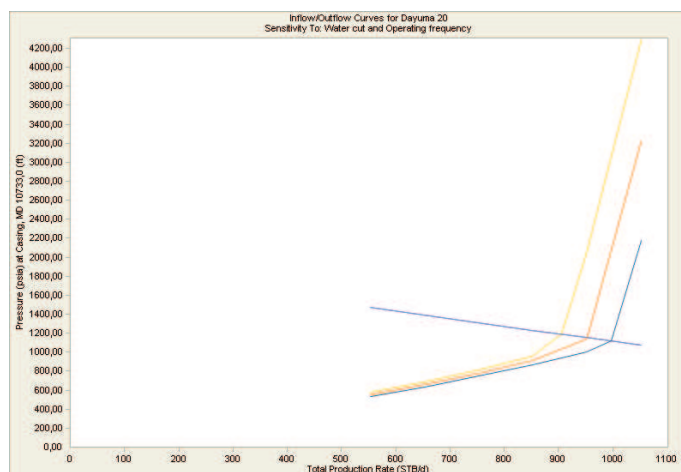
El punto de operación de este pozo es:

<b>P operación</b>	2844	<b>psi</b>
<b>Q operación</b>	857	<b>BPPD</b>

El ajuste del punto de operación se lo realizó en base a la producción promedio del último mes, existiendo una diferencia entre el valor obtenido y el valor promedio de producción, debido a la existencia de la línea de flujo desde el pozo al CPF.

Se realizó un análisis de sensibilidades detalladas en el ANEXO 3.7. La frecuencia se varió manteniendo un corte de agua de 61%. Se subió la frecuencia de 62,5 a 65 Hz obteniendo un aumento de 19 stb/d de crudo, 30 bls de agua y 39 psi en el diferencial de presión. Convirtiendo este pozo en un candidato para aumentar frecuencia, pero hay que tomar en cuenta que la bomba se encuentra trabajando al límite de su rango óptimo de operación.

**FIGURA 3.47**  
SENSIBILIDADES DE FRECUENCIA DAYUMA 20



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/d)	Oil Rate (STB/d)	Water Rate (STB/d)	Gas Rate (MMSCF/d)	Water Cut (Fraction)	Produced GOR (SCF/STB)	Status
1189,62	906,18	362,47	543,71	0,11	0,6	315	No operating point Below pump minimum
1152,45	953,13	381,25	571,88	0,12	0,6	315	Below pump minimum
1116,98	997,94	399,17	598,76	0,13	0,6	315	Below pump minimum

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

### 3.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Los índices de productividad de los pozos horizontales generalmente deben ser superiores a los de los pozos verticales. Sin embargo se debe tomar en cuenta la



energía que tiene el reservorio para levantar los fluidos, la viscosidad y la permeabilidad relativa de cada uno.

Los pozos Dayuma 07 y Dayuma 08 son vecinos y producen de la misma arenisca, la teoría indica que deberían tener el mismo índice de productividad, sin embargo difieren considerablemente, especialmente porque el pozo Dayuma 07 se encuentra atravesando la arenisca productora muy cerca del tope de la formación, limitando su radio de influencia y ocasionando un daño por penetraciones parciales que es irremovible.

El pozo Dayuma 04 por pertenecer a un sector diferente de la arenisca Napo T-sector norte- no se puede correlacionar con ningún pozo adyacente, es especial porque produce con flujo tipo bache.

La teoría sobre el análisis nodal nos enseña que los pozos que son explotados de una misma arenisca, deberían tener un índice de productividad similar, esto tomando en cuenta la completación y el tipo de levantamiento de cada pozo. Este concepto concuerda con los índices de productividad obtenidos en la simulación para los pozos de la arenisca Napo T, con un valor promedio de  $IP=1$  stb/d/psi.

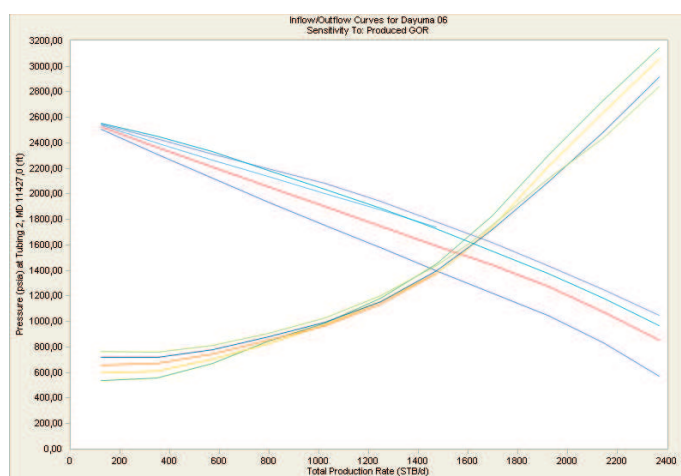
En Hollín Principal los índices de productividad no pueden ser comparados, a pesar de que todos los pozos sean horizontales, las longitudes efectivas varían en cada pozo al igual que la distancia desde el tope de la arenisca a la tubería horizontal abierta al flujo.

Evaluando las sensibilidades realizadas para cada pozo se ha determinado cinco pozos candidatos para realizar el incremento de la frecuencia, en el cuadro 3.2 se muestran los resultados obtenidos:

Los cambios de tubería simulados para los pozos Dayuma 07 y 08, muestran incrementos no considerables en la producción de petróleo. Por lo que no se ha considerado estos escenarios debido a que económicamente no resultan rentables.

La relación gas-petróleo se estudió por areniscas productoras, así se obtuvieron los siguientes resultados para la arenisca Napo T en el pozo Dayuma 06 y para Hollín Inferior en el pozo Dayuma 07.

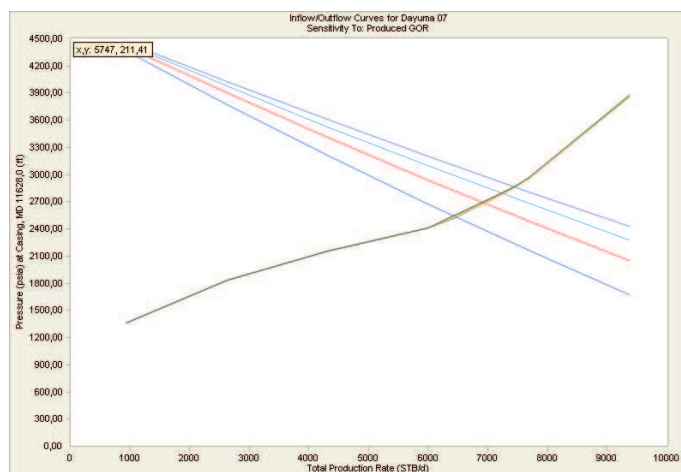
**FIGURA 3.48**  
SENSIBILIDADES GOR DAYUMA 06 – NAPO T



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/d)	Oil Rate (STB/d)	Water Rate (STB/d)	Gas Rate (MMSCF/d)	Water Cut (Fraction)	Produced GOR (SCF/STB)	Status
1419,13	1446,08	983,34	462,75	0,1	0,32	100	Stable
1527,27	1573,45	1069,94	503,5	0,16	0,32	150	Stable
1640,73	1625,49	1105,33	520,16	0,22	0,32	200	Stable
1650,92	1652,04	1123,39	528,65	0,28	0,32	250	Stable
1622,99	1608,67	1093,89	514,77	0,33	0,32	300	Stable

Realizado por Ricardo Gaínza y Julio Quinga en WellFlo

**FIGURA 3.49**  
SENSIBILIDADES GOR DAYUMA 07 – HOLLIN INFERIOR



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/d)	Oil Rate (STB/d)	Water Rate (STB/d)	Gas Rate (MMSCF/d)	Water Cut (Fraction)	Produced GOR (SCF/STB)	Status
2528,46	6469,17	323,46	6145,71	0,03	0,95	80	Stable
2681,05	6960,83	348,04	6612,79	0,06	0,95	170	Stable
2785,71	7252,8	362,64	6890,16	0,09	0,95	260	Stable
2861,99	7448,68	372,43	7076,24	0,13	0,95	350	Stable

Realizado por Ricardo Gáinza y Julio Quinga en WellFlo

**CUADRO 3.2**  
RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL INCREMENTO DE FRECUENCIA EN LOS POZOS DEL CAMPO DAYUMA

Pozo	Escenarios		Frecuencia		$\Delta Q_o$	$\Delta Q_w$	$\Delta P (Pr-Pwf)$
	1	2	Desde (Hz)	Hasta (Hz)	BPPD	BWPD	psia
Dayuma 04			69	71	20	42	82
Dayuma 06	x	x	59	64,5	203	88	219
Dayuma 07	x		47	50	28	525	140
		x	47	55	75	1426	376
Dayuma 12			60	65	12	143	60
Dayuma 13	x	x	52	58	213	92	322
			52	64	362	156	572
Dayuma 17			60	65	24	146	195
Dayuma 19	x	x	63	66,5	67	0	172
Dayuma 20			62,5	65	19	30	39
$\Sigma \Delta Q_w$ para pozos candidatos a subir frecuencia					511	705	Escenario 1
					558	1606	Escenario 2

ELABORACIÓN: Ricardo Gáinza y Julio Quinga

El grupo de pozos escogidos para el escenario 1 son Dayuma 06, Dayuma 07(50 Hz), Dayuma 13, Dayuma 17 y Dayuma 19. El incremento de producción de este grupo es de aproximadamente 511 BPPD y 705 BAPD. En el escenario 2 se tienen los mismos pozos con la diferencia del pozo Dayuma 07 que ahora está a 55 Hz de frecuencia, obteniéndose 558 BPPD y 1606 BAPD. Sin embargo debemos tomar en cuenta que estos valores deben ser estudiados por la gente de ingeniería de yacimientos y el personal de REDA o Centrilift, según sea el caso.

## CAPITULO IV

### ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL PROYECTO

#### 1.1. ANÁLISIS TÉCNICO

El objetivo del presente proyecto es incrementar la producción del Campo Dayuma. Se ha evaluado los levantamientos artificiales que se utilizan en los diferentes pozos, llegando a la conclusión que tienen un buen desempeño. Para los pozos que utilizan bombeo electrosumergible, en la simulación se ha determinado que las bombas están bien dimensionadas para los caudales que produce cada pozo, y todos los puntos de operación se encuentran en el rango óptimo. Para el pozo a flujo natural se ha examinado la completación mecánica obteniéndose resultados desalentadores en aumento de producción. La propuesta técnica que se va estudiar es la de incrementar la producción mediante la variación de la frecuencia de trabajo de las bombas electrosumergibles presentes en la mayoría de los pozos del campo. Con este fin se realizaron las sensibilidades descritas en el Capítulo 3.

De acuerdo a los datos obtenidos se han diferenciado dos escenarios importantes como muestra el siguiente cuadro en el que se detalla los incrementos producción:

**CUADRO 4.1**  
ESCENARIOS

Pozo	Escenarios		Frecuencia		$\Delta Q_o$	$\Delta Q_w$	$\Delta P$ (Pr-Pwf)
	1	2	Desde (Hz)	Hasta (Hz)	BPPD	BWPD	psia
Dayuma 06	x	x	59	64,5	203	88	219
Dayuma 07	x		47	50	28	525	140
		x	47	55	75	1426	376

### CONTINUACIÓN CUADRO 4.1

<b>Dayuma 13</b>	x	x	52	58	213	92	322
<b>Dayuma 19</b>	x	x	63	66,5	67	0	172
<b><math>\Sigma\Delta Q_w</math> para pozos candidatos a subir frecuencia</b>					<b>511</b>	<b>705</b>	<b>Escenario 1</b>
					<b>558</b>	<b>1606</b>	<b>Escenario 2</b>

ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

El escenario 1 encierra los siguientes pozos: Dayuma 06, Dayuma 07 a 50 Hz, Dayuma 13 y Dayuma 19. Mientras el escenario 2 trabaja con el pozo Dayuma 07 a 55 Hz conservando los demás pozos.

Analizando los resultados obtenidos se decide que el escenario 1 tiene una gran productividad pues el incremento es de 511 BPPD de la producción actual y el agua que se manejaría llega a los 705 BAPD valor que puede ser manejado adecuadamente en las instalaciones del CPF del Campo Dayuma.

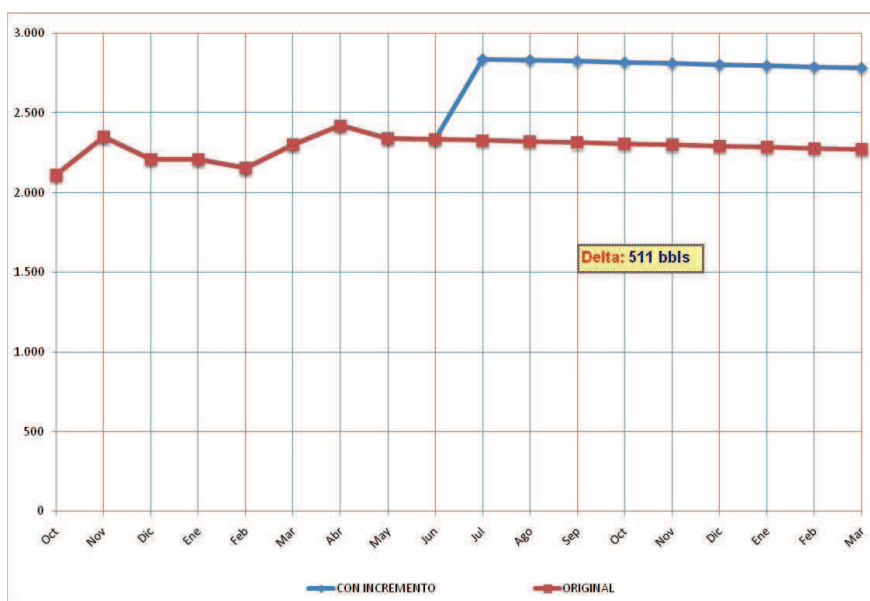
En el escenario 2 el incremento que se tiene en comparación con la producción actual es de 558 BPPD, 47 barriles más que el escenario 1, con el inconveniente de que el caudal de agua aumentaría en 1606 BAPD; esta última condición influye en la capacidad de manejo de las facilidades del campo por lo que se tendría que tomar en cuenta por la gente de producción.

Se ha realizado una proyección de la producción de petróleo para cada uno de los pozos seleccionados, además de cada escenario en particular, para poder evaluar el proyecto en un plazo de seis de meses.

## 1.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para estudiar adecuadamente el panorama de ganancias del proyecto de incremento de frecuencia en los escenarios ya descritos, se utilizan datos de producción promedios mensuales desde Octubre 2009 hasta Junio 2010 y mediante el cálculo de la declinación de producción en cada pozo de los escenarios, se ha determinado la producción proyectada hasta Marzo 2011, utilizando la declinación total.

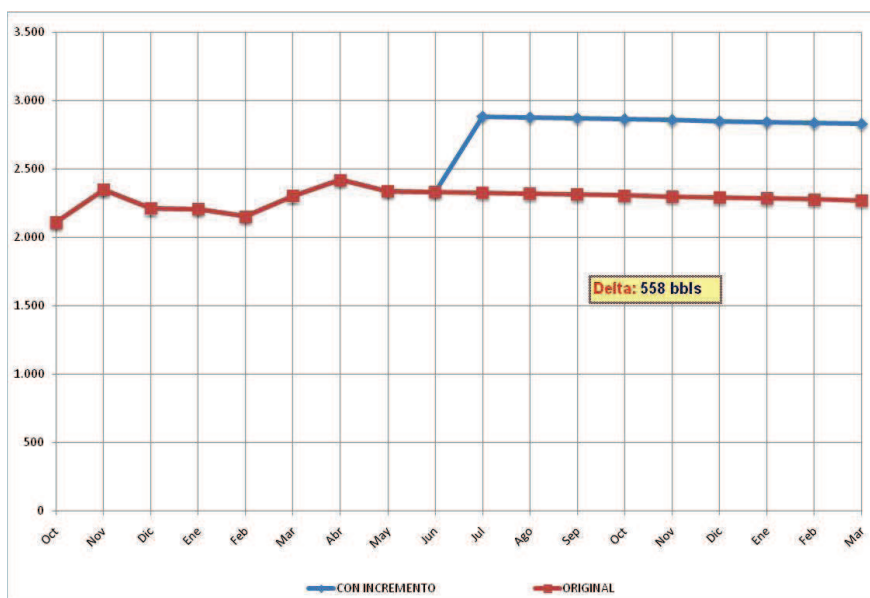
**FIGURA 4.1**  
GRÁFICO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN vs. DELTA DEL ESCENARIO 1



ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

**FIGURA 4.2**

GRÁFICO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN vs. DELTA DEL ESCENARIO 2



ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

El estudio económico se realiza para 9 meses, pues la validez de los modelos de simulación de análisis nodal depende de los cambios técnicos que se realicen en los pozos, líneas e instalaciones del campo.

El análisis económico del proyecto toma en consideración los siguientes aspectos:

- Lo estipulado por el Estado Ecuatoriano para la repartición de las ganancias del petróleo, que para el caso de Petrobell Inc – Grantmining S.A. corresponde al 46% para la empresa y 54% para el Estado.
- Otro factor que se está considerando es el precio del crudo ecuatoriano de acuerdo al crudo marcador WTI, como se muestra en la siguiente la tabla:



**CUADRO 4.2**  
**PRECIO CRUDO WTI Y DESCUENTOS AL CRUDO ECUATORIANO**

<b>Precio WTI</b>	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
<b>Descuento</b>	5,3	5,5	5,8	6	6,3	6,5	6,8	7	7,3	7,5	7,8	8	8,3	8,5	8,8

ELABORACIÓN: Ricardo Gaínza y Julio Quinga

- Las regalías: egresos establecidos contractualmente por el país y la empresa.
- Los costos operativos del campo, que tiene que ver con el precio de las diversas actividades para mantener en producción el campo Dayuma en función del barril producido.
- Los costos administrativos
- Los impuestos a los que está sujeto el proceso de producción del campo Dayuma.
- El costo del trabajo de aumento de frecuencia, que para este caso no tiene un valor significativo desde el punto de vista de inversión sino más bien se incluye en los costos operativos del campo.

A continuación se muestran tres perfiles de análisis: el primero corresponde a la condición actual de los pozos, sin el incremento de frecuencia, el segundo considera la condición actual más el incremento de producción ganado, y el tercero solo es la diferencia de producción.

El análisis económico se realizó en la siguiente hoja de cálculo de Excel:

### CUADRO 4.3 PROYECCIÓN ORIGINAL DE PRODUCCIÓN DEL ESCENARIO 1

INCREMENTO DE FRECUENCIA											
REAL	Perfil 1	2010					2011				
		31 Jul	31 Ago	30 Sep	31 Oct	30 Nov	31 Dic	31 Ene	28 Feb	31 Mar	
PRODUCCIÓN DIARIA (PROMEDIO)	100% 0%	2.327	2.320	2.313	2.306	2.299	2.292	2.285	2.278	2.271	
PRODUCCIÓN TOTAL MENSUAL	1.256.136	72.137	71.920	69.390	71.486	68.970	71.052	70.835	63.784	70.401	
Participación Estado	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	
Participación Petrobell	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	46%	
PRODUCCION ESTADO	679.311	38.954	38.837	37.471	38.602	37.264	38.368	38.251	34.443	38.017	
PRODUCCION PETROBELL	577.825	33.183	33.083	31.919	32.884	31.726	32.684	32.584	29.341	32.384	
PRICES											
WTI	\$60,00	\$60,00	\$60,00	\$60,00	\$60,00	\$60,00	\$60,00	\$60,00	\$60,00	\$60,00	
NET PRICE (USD/BBL)	\$52,00	\$8,00	\$8,00	\$8,00	\$8,00	\$8,00	\$8,00	\$8,00	\$8,00	\$8,00	
INGRESOS VENTA DE CRUDO	\$30.096.771	\$1.725.517	\$1.720.326	\$1.659.809	\$1.709.945	\$1.649.762	\$1.699.564	\$1.694.373	\$1.525.713	\$1.683.992	
REGALÍAS EEP	\$131.455	\$7.549	\$7.526	\$7.262	\$7.481	\$7.218	\$7.436	\$7.413	\$6.675	\$7.367	
REGALÍAS TECNIE	\$450.702	\$25.883	\$25.805	\$24.897	\$25.649	\$24.746	\$25.493	\$25.416	\$22.886	\$25.260	
REGALÍAS LESLIE	\$109.208	\$6.272	\$6.253	\$6.033	\$6.215	\$5.996	\$6.177	\$6.158	\$5.545	\$6.121	
TOTAL REGALÍAS	\$691.365	\$39.703	\$39.584	\$38.192	\$39.345	\$37.960	\$39.106	\$38.987	\$35.106	\$38.748	
	C. Operativas										
	100%										
COSTO OPERATIVO CAMPO	\$12,46 \$15.051.455	\$898.827	\$896.123	\$864.599	\$890.716	\$859.366	\$885.308	\$882.604	\$794.749	\$877.196	
GROSS MARGIN	\$11.701.864	\$786.987	\$784.619	\$757.018	\$779.884	\$752.436	\$775.150	\$772.782	\$695.859	\$768.047	
COSTO ADMINISTRATIVO	\$2,48 \$1.115.217	\$178.900	\$178.362	\$172.087	\$177.285	\$171.046	\$176.209	\$175.671	\$158.184	\$174.594	
OPERATING INCOME	\$10.589.737	\$608.087	\$606.258	\$584.931	\$602.599	\$581.390	\$598.941	\$597.111	\$537.674	\$593.453	
INCOME (LOSS) BEFORE TAXES	\$10.589.737	\$608.087	\$606.258	\$584.931	\$602.599	\$581.390	\$598.941	\$597.111	\$537.674	\$593.453	
INCOME TAX	\$1.891.006	\$221.040	\$220.375	\$212.622	\$219.045	\$211.335	\$217.715	\$217.050	\$195.445	\$215.720	
INCOME (AFTER) BEFORE TAXES	\$8.739.731	\$387.047	\$385.883	\$372.308	\$383.554	\$370.055	\$381.226	\$380.061	\$342.230	\$377.733	
COSTO DEL TRABAJO	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
FLUJO DE CAJA	\$8.739.731	\$387.047	\$385.883	\$372.308	\$383.554	\$370.055	\$381.226	\$380.061	\$342.230	\$377.733	
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	\$8.739.731	\$3.746.681	\$4.132.564	\$4.504.872	\$4.888.426	\$5.258.481	\$5.639.707	\$6.019.768	\$6.361.998	\$6.739.731	
RESUMEN GENERAL		Año 2010	Año 2011								
INGRESOS TOTALES	\$15.069.002	\$10.164.924	\$4.904.078								
TOTAL COSTOS	\$9.758.558	\$6.582.719	\$3.175.840								
GROSS MARGIN	\$5.310.444	\$3.582.205	\$1.728.239								
UTILIDAD OPERATIVA	\$5.310.444	\$3.582.205	\$1.728.239								
AMORTIZACIONES	\$0	\$0	\$0								
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	\$5.310.444	\$3.582.205	\$1.728.239								
IMPUESTO A LA RENTA	\$1.930.946	\$1.302.131	\$628.215								
UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	\$3.380.097	\$2.280.073	\$1.100.024								
CAPEX	\$0	\$0	\$0								
FLUJO DE CAJA	\$3.380.097	\$2.280.073	\$1.100.024								
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	\$3.380.097	\$2.280.073	\$3.380.097								
NPV	18%	\$3.212.297									
CASH FLOW		\$3.380.097									

ELABORACIÓN: Ricardo Gáinza y Julio Quinga











Debido a que la propuesta del proyecto no requiere gastos de inversión, no se puede determinar la tasa interna de retorno como tampoco no se analiza en cuanto tiempo se recuperará lo gastado, sino más bien este incremento de frecuencia y de producción tiene que justificar económicamente los gastos correspondientes a los impuestos, regalías, gastos administrativos y operativos que mantienen el campo en operación.

Los dos escenarios propuestos cumplen con la condición de justificar los gastos de producción inevitables enumerados anteriormente. Sin embargo se debe analizar las consideraciones favorables y desfavorables desde diferentes puntos de vista, tanto técnicos como económicos, para aplicar el escenario indicado en el campo Dayuma

Analizando los diferentes escenarios se obtuvieron los siguientes resultados:

Escenario 1: VAN = 713597 USD

Flujo Neto de Caja = 751238 USD

Escenario 2: VAN = 779231 USD

Flujo Neto de Caja = 820334 USD

Se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (VAN) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.
- El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un período determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

Siguiendo estos principios, el proyecto de incremento de frecuencia es rentable para los nueve meses a los que está sujeto este estudio. De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis económico podemos observar que el escenario número 2 genera mayor ganancia que el escenario 1.



Para el cálculo del valor actual neto del proyecto se utiliza un porcentaje de riesgo de 18%. Estos valores de VAN son superiores a cero, por lo tanto el proyecto se considera rentable para ambos casos de estudio tomando en cuenta que no existe un gasto de inversión para la implementación del proyecto. Los indicadores referentes al Flujo de Caja nos muestran que los meses en los que va estar en funcionamiento el proyecto generaran liquidez para la empresa de aproximadamente 84000 USD por mes.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

Luego de haber realizado todo el proceso de recopilación de información, validación, procesamiento, ajuste de modelos, análisis de las corridas con los datos históricos, análisis de las corridas con los datos pronosticados, se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- El desarrollo de la simulación es una herramienta útil para el trabajo de campo, la cual ayuda a analizar el comportamiento del flujo en cada pozo, y así poder determinar el mejor escenario de operación para obtener mayor productividad.
- Dado que el procedimiento de cálculo se basa en las propiedades del fluido y la roca, y en las condiciones de operación del sistema, se debe contar con un análisis PVT y datos confiables en especial del yacimiento, así como también del comportamiento de producción.
- Los yacimientos productores del campo Dayuma, poseen segmentos más favorables al flujo que otros, esto explica diferentes valores de espesor, permeabilidad y porosidad. Sin embargo el índice de productividad concuerda en la mayoría de los pozos que pertenecen a la arenisca Napo T. En cambio los pozos de la arenisca Hollín Inferior tienen particularidades individuales que tienen que ser estudiadas para explicar el comportamiento del flujo en yacimiento.
- De acuerdo a la simulación y a la teoría de Análisis Nodal las variables de yacimiento que más influyen el comportamiento de afluencia de los

fluidos del campo son en general la Presión de Reservorio, el espesor, el daño y la permeabilidad. Para los pozos horizontales la permeabilidad vertical tiene mayor influencia en la productividad. Otros factores que afectan drásticamente la producción son las propiedades PVT del fluido en orden de influencia se tienen las curvas de permeabilidades relativas, las viscosidades y factor volumétrico.

- Para actualizar los datos de presión de reservorio de los pozos que producen por bombeo electrosumergible, donde las pérdidas de producción son muy críticas, se puede evitar las mismas realizando una prueba multitasas, mediante la variación de la frecuencia para obtener diferentes caudales y presiones de succión durante períodos estables, las cuales se llevan a condiciones de fondo fluyente, y se puede graficar los puntos obtenidos al trazar una curva sobre los mismos, esta se puede extrapolar para determinar la presión de reservorio y la IPR.
- El uso de los modelos de simulación de análisis nodal constituyen los primeros pasos en el proceso de optimización de la producción de los yacimientos. Esto orienta a la construcción de mecanismos de observación, recolección de datos e interpretación, con el objetivo de optimizar el proceso de producción, mediante un métodos de diagnostico y optimización una vez que se ha llegado a un modelo ajustado a las condiciones del pozo.
- Es de gran importancia la herramienta computacional que se utilice en el desarrollo de los modelos de simulación mediante el análisis nodal de los pozos del campo Dayuma. En el presente proyecto se evaluaron tres programas especializados en la optimización de la producción mediante el análisis nodal, esto se encuentra detallado en el Capítulo 3. El programa WellFlo de la compañía Weatherford es el mejor, pues la interface con el usuario y el glosario de términos y procedimientos es bastante bueno, la secuencia de ingreso de datos y validación de los mismos mediante correlaciones ayuda en gran manera al buen desempeño y validez de las

simulaciones. El análisis se puede realizar de diferentes maneras y puntos de estudio.

- La influencia de completar los pozos horizontal o verticalmente se evidencia en la simulación del presente proyecto de análisis nodal. Los índices de productividad de los pozos horizontales son notablemente mayores que en los verticales, este fenómeno según lo observado en las simulaciones está en función de la permeabilidad vertical de las areniscas productoras, y el espesor.
- Las sensibilidades realizadas a diferentes frecuencias para los pozos productores del campo que poseen una bomba electrosumergible deben ser analizadas por el personal de Schlumberger y Centrilift según sea el caso. Se debe solicitar el estudio de los escenarios desde el punto de vista del funcionamiento de la bomba y la energía necesaria para incrementos de producción deseados, y evaluar que todos los componentes del equipo electrosumergible trabajen en su rango óptimo. Además para la implementación de un aumento de frecuencia en las bombas es necesario un estudio por parte del departamento de yacimientos acerca de la influencia que tendrían en el reservorio los incrementos de presión en el fondo de cada pozo, especialmente si se están aplicando técnicas de recuperación secundaria como es el caso del Campo Dayuma, con la inyección de agua en la arenisca Napo T.
- Las sensibilidades realizadas a la relación gas-petróleo nos indican que a medida que este valor aumenta las presiones en el pozo también aumentan esto debido a la fuerza ejercida por el gas presente o que se va desprendiendo del fluido. Cabe mencionar que la producción de petróleo va a ir aumentando en un inicio, debido a que la columna de fluido en el pozo pierde peso y por lo tanto facilita el flujo, esto sucederá hasta un cierto límite en el cual el gas restringirá el paso del líquido (agua y petróleo). Se debe tomar en cuenta que en el campo Dayuma el método de

levantamiento más utilizado es el de bombas electrosumergibles, las mismas que no trabajan eficientemente con mucho volumen de gas.

- La influencia del corte de agua en los pozos del campo Dayuma demuestra que a medida que crece el caudal de agua producida, las presiones dentro del pozo tienden a subir. La otra opción depende de la frecuencia de trabajo del equipo de levantamiento artificial, en cuyo caso también se debe evaluar un cambio en la frecuencia para mejorar la producción de petróleo en el tiempo.
- Se tomó en cuenta la opción de cambio de tubería de producción en los pozos Dayuma 07 y Dayuma 08. La propuesta evaluada prioriza el cambio de tubería de producción de 3.5 in por una de 4.5 in, esto para las secciones dentro de los pozos que se encuentran arriba de la bomba electrosumergible y del ON –OFF CONECTOR respectivamente. Los resultados obtenidos no son favorables para aumentar la productividad de estos pozos pues el incremento de petróleo es simplemente 1 stb/d en cada uno, lo que no justifica el proceso de cambio de tuberías y su costo.
- La completación del pozo Dayuma 08 es interesante para el estudio, puesto que este pozo opera a flujo natural y dicha completación mecánica es la que potencia el comportamiento del flujo en este pozo. El fenómeno físico se ve influenciado porque los sedimentos se separan en la tubería de revestimiento ranurada, además de que el efecto Venturi en la tubería de producción interna del pozo tendría que ser estudiada.
- Se determinó que para el pozo Dayuma 07, que tiene un acuífero activo y posee alto corte de agua (95%), la bomba electrosumergible debe operar con frecuencias bajas a fin de mantener la producción de agua en las cantidades actuales, pero dentro de su rango operativo.
- Los escenarios simulados para incrementar la producción de crudo se encuentran detallados al final del capítulo 3. Los puntos principales radican en que el escenario 1 ofrece un aumento de 511 BPPD y 705 BAPD. El

escenario 2 promete 558 BPPD, y un caudal de agua cercano al doble que en el escenario 1. Estos aspectos indican que ambos escenarios desde el punto de vista técnico genera mayor productividad por el incremento de caudal de crudo, desde el punto de vista económico el escenario 2 genera mayor ganancia, por lo que se debería aplicar este escenario con las consideraciones de evaluación del Levantamiento Artificial y Yacimiento ya mencionadas.

- Analizando estas propuestas se obtendrían ganancias importantes desde el punto de vista económico, para este estudio se ha evaluado los pozos candidatos para el aumento de frecuencia, en función de su curva de declinación de producción proyectando los resultados para 9 meses. El escenario 1 tiene un VAN de 713597 USD y una ganancia futura neta de 751238 USD mientras que el escenario 2 maneja un VAN de 779231 USD y una ganancia futura de 820334 USD, estos resultados tienen como referencia la proyección de producción. Desde el punto de vista económico el escenario 2 es más rentable por lo que se debe decidir el escenario entre el personal de ingeniería de yacimientos del campo para evaluar las fortalezas y debilidades de los proyectos expuestos en este proyecto.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

- Hacer actualizaciones periódicas de los modelos de simulación con el objetivo de monitorear de manera proactiva el comportamiento de los pozos, debido a que constantemente están cambiando las condiciones operativas de los pozos, como: presión de fondo y de cabeza; además de las variables del fluido como el GOR y el BSW.
- Se recomienda realizar pruebas de restauración de presión Build Up a todos los pozos del Campo Dayuma, manteniendo tiempos óptimos para que se alcance el estado pseudoestabilizado; y así una mejor perspectiva

de las propiedades del yacimiento. En caso de no disponer del tiempo suficiente para obtener una prueba real recomienda realizar pruebas multitasas.

- La confiabilidad de los datos es muy importante en cualquier proceso de simulación, por lo que se recomienda realizar análisis PVT en todas las areniscas productoras en pozos nuevos a perforar o intervalos nuevos a completar en pozos existentes.
- Se recomienda que de ser posible se tome una muestra de fondo del fluido correspondiente por la arenisca Napo T, en una futura intervención para realizar un análisis PVT para la estructura correspondiente al pozo Dayuma 04, y otro para la estructura que contiene los pozos Dayuma 01, 06, 12,13 y 20.
- Se recomienda un análisis de la red en conjunto del campo Dayuma utilizando las simulaciones individuales realizadas en este proyecto. La importancia de esta recomendación radica en que cualquier cambio en los pozos afecta la capacidad de producción de todo el sistema. Procesos de reacondicionamiento de pozos, instalación de bombas, cambios de sistema de levantamiento artificial, cambio de tuberías, cambios en las características de producción con el tiempo cambian de manera importante el comportamiento del sistema de flujo del campo.
- Actualizar los datos de presión de reservorio correspondiente a las areniscas productoras de manera que se pueda determinar con mayor exactitud las causas de la disminución de la producción y obtener mayor confiabilidad en los análisis realizados para detectar oportunidades de optimización de producción.
- Se recomienda una limpieza de las líneas de transferencia de los pozos al CPF. Esta actividad debe planificarse adecuadamente para que no se pierda producción diaria.

- Se recomienda utilizar la completación mecánica del pozo Dayuma 08 para cualquier pozo que vaya hacer perforado o reabierto en la arenisca Hollín Principal, debido a las ventajas que dicha completación brinda a la productividad de la formación.
- Para evitar el desgaste prematuro de la bomba electrosumergible al incrementar o disminuir frecuencia es importante revisar previamente si con el caudal de producción se encuentra la bomba operando en su rango óptimo y las condiciones operacionales de cada componente del equipo, además de un monitoreo continuo de los parámetros eléctricos.
- Con el fin de ajustar los perfiles de presión de todos los pozos si es que es económicamente conveniente, se recomienda que en las futuras intervenciones de los pozos con bombeo electrosumergible se instale un sensor de fondo tipo 1 que registre la presión de intake y la presión de descarga, de manera que se pueda obtener un mejor control y monitoreo del pozo, además de tener un nodo adicional para verificar la validez del modelo.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Maggiolo R. (2008). Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima: ESP OIL Engineering Consultants.

Brown Kermit E., Dale Beggs, (1977). The technology of Artificial Lift Methods. Volume 1. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.

Beggs D. (2002). Production Optimization using Nodal Analysis. Tulsa Oklahoma. OGCI and Petroskills Publications.

Brill James P., Hemanta Mukherjee., (1999). Multiphase Flow in Wells. Frist Printing. Richardson Texas. SPE

INTEVEP. (1997) Daños a la Formación. Primera Edición. Venezuela: CIED.

Velásquez J., (1999). Flujo Multifásico. Zulia, Venezuela: Instituto de Investigaciones Petroleras, UNIVERSIDAD DE ZULIA.

McCain W., (1990). The Properties of Petroleum Fluids. Segunda Edición. Tulsa, Oklahoma. PennWell Publishing Company.

Economides Michael J., Hill Daniel A., Christian Ehlig Economides. (1993). Petroleum Production Systems. New Jersey. Upper Saddle River.

Rivera José S. Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. (2000). Colombia.

## **ANEXOS**