

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA INCORPORAR A LA  
PRODUCCIÓN LOS CRUDOS PESADOS DEL YACIMIENTO X DE  
UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO**

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

**ERICK LEONARDO MIRANDA GRIJALVA  
E mail: erickmiranda90@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc  
E mail: raul.valencia@epn.edu.ec**

**Quito, Septiembre 2008**

## **DECLARACIÓN**

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

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

---

**ERICK MIRANDA GRIJALVA**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Erick Leonardo Miranda Grijalva, bajo mi supervisión.

---

**ING. RAÚL VALENCIA, Msc**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis sinceros agradecimientos al equipo de ingenieros de la Unidad Bloque 15, por brindarme un espacio para realizar el presente trabajo.

Al Ing. Raúl Valencia por su tiempo y dedicación para la corrección y asesoramiento de este proyecto.

## **DEDICATORIA**

A mis padres por su apoyo, motivación y esfuerzo para que realice mis estudios superiores.

## CONTENIDO

1. CAPÍTULO 1 .....	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS.....	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....	1
1.1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	1
1.1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.1.3. YACIMIENTOS PRODUCTORES.....	2
1.1.4. RESERVAS.....	3
1.2. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS .....	3
1.2.1. GEOFÍSICA.....	3
1.2.2. GEOLOGÍA.....	4
1.2.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS .....	5
1.2.3.1. Correcciones ambientales.....	5
1.2.3.2. Volumen de arcilla (Vsh).....	6
1.2.3.3. Porosidad total (PHIA).....	7
1.2.3.3.1. Porosidad obtenida del registro de Densidad (PHID).....	7
1.2.3.3.2. Porosidad obtenida del registro Neutrónico (PHIN).....	8
1.2.3.4. Porosidad Efectiva (PHIR).....	8
1.2.3.5. Permeabilidad.....	8
1.2.3.6. Saturación de Agua.....	9
1.2.3.7. Saturación de petróleo.....	10
1.2.3.8. Valores Límite o “Cutt Offs”.....	10
1.2.3.9. Espesores de Reservoirio .....	11
1.2.3.9.1. Espesor Total de Reservoirio (“Gross”).....	11
1.2.3.9.2. Espesor Neto de Reservoirio (“NetRes”).....	11
1.2.3.9.3. Espesor Saturado de Reservoirio (“NetPay”).....	11
1.2.3.10. Sumario de Propiedades Petrofísicas .....	12
1.2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS .....	13
1.2.4.1. Pruebas de producción .....	13
1.2.4.2. Pruebas PVT .....	13
1.2.4.3. Densidad y viscosidad del petróleo.....	13

1.2.4.4.	Viscosidad del agua de formación .....	16
1.2.5.	PRUEBAS DE PRESIÓN .....	19
1.2.5.1.	Pruebas de Restauración de Presión (“Build Up’s”) .....	19
1.2.5.2.	Pruebas con Probadores con “Wireline” .....	19
1.2.6.	TIPO DE YACIMIENTO.....	20
1.2.7.	MECANISMO PRIMARIO DE PRODUCCIÓN.....	20
2.	CAPÍTULO II .....	22
	CÁLCULO DE RESERVAS.....	22
2.1.	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES) .....	22
2.1.1.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA.....	22
2.1.2.	CÁLCULO DEL NUEVO POES.....	24
2.1.2.1.	Parámetros para el cálculo del POES .....	24
2.1.2.1.1.	Contacto agua petróleo (CAP).....	24
2.1.2.1.2.	Volumen neto de reservorio ( $V_{res}$ ) .....	25
2.2.	FACTOR DE RECOBRO (FR).....	26
2.2.1.	FACTOR DE RECOBRO CALCULADO CON ECUACIONES EMPÍRICAS.....	27
2.2.2.	Factor de recobro estimado a partir de curvas de permeabilidades relativas 28	
2.2.2.1.	Normalización y promediado de curvas de permeabilidades relativas 28	
2.2.3.	Factor de recobro calculado mediante analogías.....	35
2.2.4.	Sumario de FR calculado por varios métodos.....	35
2.3.	RESERVAS.....	36
2.3.1.	CLASIFICACIÓN .....	36
2.3.1.1.	Reservas probadas (P1) .....	37
2.3.1.2.	Reservas no probadas .....	37
2.3.1.2.1.	Reservas probables (P2).....	37
2.3.1.2.2.	Reservas posibles (P3).....	37
2.3.2.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA.....	37
2.3.3.	CÁLCULO DE RESERVAS ACTUALES.....	38
2.3.3.1.	Cálculo de reservas por pozo.....	39
2.3.3.1.1.	Radio de drenaje.....	40

2.3.3.1.2.	Zonas Potenciales.....	40
2.3.3.1.3.	Espesor efectivo (ho).....	40
2.3.3.2.	Reservas Remanentes.....	41
2.4.	ANÁLISIS DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	1
2.5.	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	4
2.5.1.	Estimación de productividad.....	6
2.5.2.	Curvas IPR.....	7
2.5.3.	Perfiles de producción.....	8
3.	CAPÍTULO III.....	11
	ANÁLISIS NODAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO .....	11
3.1.	CONCEPTOS TEÓRICOS Y ECUACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	11
3.1.1.	DATOS REQUERIDOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO.....	11
3.1.1.1.	Datos del pozo.....	11
3.1.1.2.	Datos de producción.....	11
3.1.1.3.	Características de los fluidos.....	12
3.1.1.4.	Datos de la Fuente de Energía Eléctrica.....	12
3.1.1.5.	Problemas Posibles.....	12
3.1.2.	CARGA.....	13
3.1.3.	GRAVEDAD ESPECÍFICA.....	13
3.1.4.	GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA.....	13
3.1.5.	GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (SGO).....	14
3.1.6.	GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA.....	14
3.1.7.	GRADIENTE DE PRESIÓN DEL FLUIDO.....	14
3.1.8.	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA.....	15
3.1.9.	PROFUNDIDAD A MITAD DE PERFORACIONES (MPP).....	15
3.1.10.	DIFERENCIAL DE LONGITUD ( $\Delta L$ ).....	15
3.1.11.	PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP).....	16
3.1.12.	PRESIÓN DE DESCARGA.....	16
3.1.13.	PRESIÓN DEL SISTEMA.....	17
3.1.14.	CAUDAL DE OPERACIÓN DESEADO.....	17
3.1.15.	ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH).....	18
3.1.15.1.	Levantamiento Neto Vertical (LNV).....	18



3.1.15.2.	Pérdidas por fricción en la tubería.....	19
3.1.15.2.1.	Número de Reynoulds.....	19
3.1.15.2.2.	Coeficiente de fricción .....	20
3.1.15.2.3.	Velocidad del fluido .....	21
3.1.15.3.	Presión en cabeza o contrapresión (Pwh).....	21
3.1.16.	RELACIÓN GAS- PETRÓLEO EN SOLUCIÓN .....	22
3.1.17.	FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO .....	22
3.1.18.	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS .....	22
3.1.19.	CÁLCULOS DEL GAS .....	23
3.1.19.1.	Gas Total.....	23
3.1.19.2.	Gas en solución.....	23
3.1.19.3.	Gas libre .....	23
3.1.20.	VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO.....	24
3.1.21.	PORCENTAJE DE GAS LIBRE.....	24
3.1.22.	SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA.....	25
3.1.23.	NÚMERO DE ETAPAS REQUERIDAS.....	25
3.1.24.	POTENCIA.....	25
3.1.25.	SELECCIÓN DEL MOTOR.....	25
3.1.26.	CARGA DEL MOTOR .....	26
3.1.27.	SELECCIÓN DEL CABLE.....	26
3.1.28.	FRECUENCIA LÍMITE .....	26
3.1.29.	VOLTAJE Y POTENCIA REQUERIDOS EN SUPERFICIE .....	27
3.1.30.	EFFECTOS DE LA VISCOSIDAD EN EL DESEMPEÑO DE LAS BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES .....	27
3.2.	EJEMPLO DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL POZO EY D16 .....	29
3.2.1.	RECOPIACIÓN DE DATOS .....	29
3.2.1.1.	Datos del pozo .....	29
3.2.1.2.	Datos de producción.....	29
3.2.1.3.	Características de los fluidos .....	30
3.2.2.	CÁLCULOS .....	30
3.2.2.1.	Gravedades específicas.....	30
3.2.2.2.	Gradiente de Presión del Fluido .....	31
3.2.2.3.	Profundidad a Mitad de Perforaciones.....	31
3.2.2.4.	Diferencial de Longitud.....	32

3.2.2.5.	Presión de entrada a la bomba (PIP).....	32
3.2.2.6.	Presión de descarga.....	33
3.2.2.7.	Presión del sistema.....	34
3.2.2.8.	Caudal máximo.....	35
3.2.2.9.	Altura Dinámica Total.....	36
3.2.2.9.1.	Levantamiento neto vertical.....	36
3.2.2.9.2.	Pérdidas Por Fricción.....	36
3.2.2.10.	Presión en cabeza.....	37
3.2.2.11.	Relación gas- petróleo en solución.....	38
3.2.2.12.	Factor volumétrico de formación del petróleo.....	38
3.2.2.13.	Factor volumétrico del gas.....	38
3.2.2.14.	Cálculos del gas.....	39
3.2.2.14.1.	Gas Total.....	39
3.2.2.14.2.	Gas en solución.....	39
3.2.2.14.3.	Gas Libre.....	39
3.2.2.15.	Volumen total de fluido.....	40
3.2.2.16.	Porcentaje de gas libre.....	40
3.2.2.17.	Selección del tipo de bomba.....	41
3.2.2.18.	Número de etapas requeridas.....	41
3.2.2.19.	Potencia.....	41
3.2.2.20.	Factores de corrección por viscosidad.....	42
3.2.2.21.	Selección del Motor.....	43
3.2.2.22.	Carga del motor.....	43
3.2.2.23.	Frecuencia Límite.....	44
3.2.2.24.	Selección del cable.....	44
3.2.2.25.	Voltaje y potencia requeridos en superficie.....	44
4.	CAPÍTULO IV.....	46
	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	46
4.1.	ANÁLISIS TÉCNICO.....	46
4.1.1.	PASOS DEL REACONDICIONAMIENTO.....	46
4.1.1.1.	Control del Pozo.....	47
4.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	50
4.2.1.	FLUJO DE FONDOS.....	50

4.2.1.1.	Ingresos .....	50
4.2.1.2.	Gastos.....	50
4.2.1.2.1.	Inversión Inicial.....	50
4.2.1.2.2.	Gastos mensuales.....	51
4.2.2.	VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	51
4.2.3.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	53
4.2.4.	RELACIÓN COSTO BENEFICIO .....	54
4.2.5.	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PAY-BACK).....	54
5.	CAPÍTULO V.....	57
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	57
5.1.	CONCLUSIONES.....	57
5.2.	RECOMENDACIONES .....	59
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	61
7.	.....	61

# **CAPÍTULO 1**

## **DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS**

Previo al inicio de este trabajo es importante señalar que por motivos de seguridad de la empresa, no se pueden mencionar los nombres del Campo, Yacimientos, Pozos, ni ninguna otra información que comprometa datos confidenciales de la organización. Por tal motivo en adelante se referirá al nombre del yacimiento como Yacimiento "X", y de manera similar, se cambiarán u omitirán los nombres o datos que la empresa considere que son de carácter confidencial y que por tanto no pueden ser divulgados públicamente.

### **1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO**

#### **1.1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS**

En el año 1970 la compañía Minas y Petróleos perforó el pozo 1 en el periclinal sur de la estructura, descubriendo acumulaciones de petróleo de 12,8 a 18 grados API en las Areniscas X, Y1 y Z.

A finales de 1996 la Occidental Exploration and Production Company (O.E.P.C.) perforó el pozo 2 localizado en la parte norte de la estructura, pozo que confirmó la presencia de hidrocarburo en los yacimientos W, X, Y1, Y2 y Z.

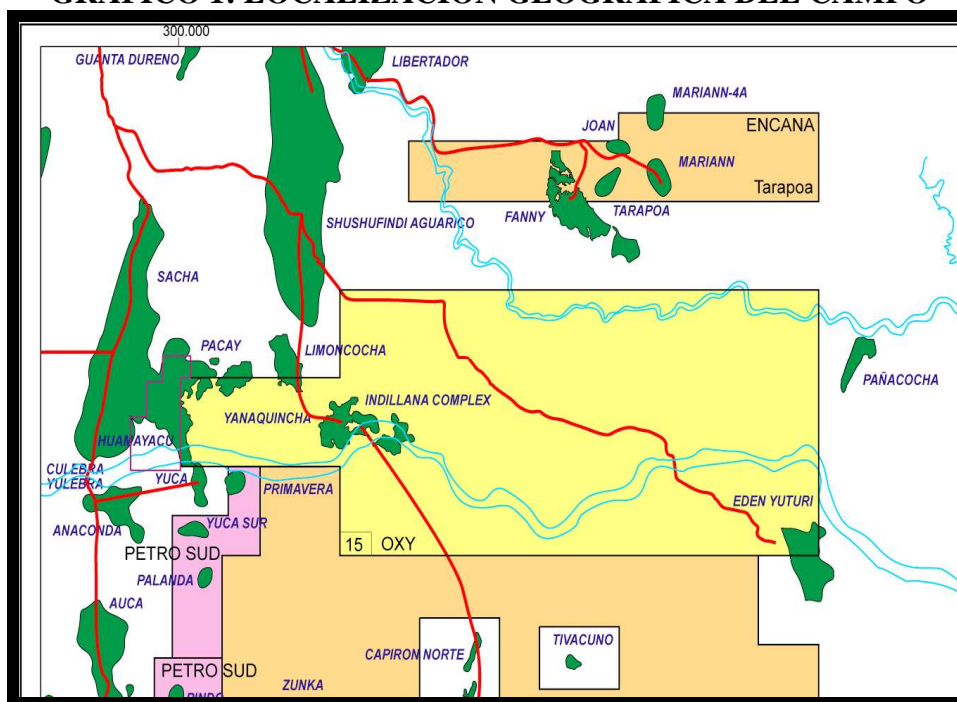
En mayo de 1999 PETROECUADOR Y O.E.P.C suscriben los Convenios de Operación y Explotación Unificada de los Yacimientos Comunes "W", "X", "Y" y "Z".

El Campo X entra en producción el 22 de octubre del 2002 con el pozo X-6, incorporándose luego los pozos X-7, X-8 y X-5, todos de la isla C, para el llenado de las líneas de flujo, llenado de ductos y pruebas de la planta.

### 1.1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo está localizado al Este de la Cuenca Oriental y pertenece al área del Bloque 15.

**GRÁFICO 1: LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO**



FUENTE: UB-15

### 1.1.3. YACIMIENTOS PRODUCTORES

Los yacimientos del campo que actualmente producen son los yacimientos W, Y1, Y2 y Z. El yacimiento X no está siendo explotado en los momentos actuales.

Para abril 30 del 2008 la distribución de pozos perforados se encuentra de la siguiente manera:

**TABLA 1.1: POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO**

<b>Tipo de pozo</b>	<b>Cantidad</b>
Activos	72
Inactivos	5
Inyectores	7
<b>Total</b>	<b>84</b>

FUENTE: UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

La siguiente tabla muestra los pozos activos por yacimiento. Cabe señalar que 15 pozos producen de dos arenas ya que tienen completaciones dobles (7) o inteligentes (8).

**TABLA 1.2: NÚMERO DE POZOS ACTIVOS POR YACIMIENTO**

<b>Yacimiento</b>	<b>Número</b>
W	18
X	0
Y1	30
Y2	20
Z	19
<b>Total</b>	<b>87</b>

FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

#### **1.1.4. RESERVAS**

En la tabla 1.3 se presenta la actualización de reservas para el Campo correspondiente al Plan de Desarrollo de octubre del 2006. Los datos de producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ) y reservas remanentes pertenecen a mayo del 2008.

## **1.2. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS**

### **1.2.1. GEOFÍSICA**

Mediante el análisis de la información sísmica 2D adquirida en el inicio de la fase exploratoria, se identificó la estructura del Campo Posterior a esto se adquirió sísmica 3D, la cual tiene un área total de 191.25 km<sup>2</sup>.

A través de la interpretación geofísica se ha determinado que la estructura del campo corresponde a un anticlinal fallado de dirección Noroeste – Sureste. Ésta falla es semi sellante, limita la estructura al Oeste y por el movimiento de los bloques fallados no existe yuxtaposición de reservorios.

La correlación existente entre la información de los pozos y la sísmica es muy buena y ha ayudado para la generación de mapas estructurales, que para este estudio, fue al Tope de la Arenisca X.

**TABLA 1.3: RESERVAS DEL CAMPO**

<b>Arena</b>	<b>POES (MMBIs)</b>	<b>FR (%)</b>	<b>Reservas Probadas (MMBIs)</b>	<b>Np (MMBIs)</b>	<b>Reservas Remanentes Probadas (MMBLS)</b>	<b>Reservas Recuperadas (%)</b>
<b>W</b>	238	30.1	71.7	23.933	47.77	33.38
<b>X</b>	39	1.0	0.4	0.106	0.29	26.40
<b>Y1</b>	482	24.2	116.4	66.098	50.30	56.78
<b>Y2</b>	132	32.3	42.6	17.081	25.52	40.10
<b>Z</b>	264	12.8	33.7	13.254	20.45	39.33
<b>Total</b>	<b>1155</b>		<b>265</b>	<b>118.66</b>	<b>146.14</b>	<b>44.81</b>

FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

### **1.2.2. GEOLOGÍA**

La Arenisca X se formó en el Período Cretácico Tardío y pertenece a la Formación Napo, se encuentra limitada al tope por la Caliza X y a la base por la Caliza AA.

Regionalmente la distribución de la Arenisca X está limitada al Este de la Cuenca Oriente, la fuente de los materiales presentes en ésta unidad pertenecen al cratón Brasileño. El espesor de la Arenisca X decrece muy rápidamente hacia el Oeste de la cuenca, y hacia el Sur su extensión se encuentra mucho mas limitada.

En general es una arenisca cuarzosa, el tamaño de los granos va de muy fino a medio y la forma de éstos va de subangular a subredondeada; es suelta a friable, pobre a moderadamente sorteada, generalmente con matriz arcillosa, en partes con cemento calcáreo y con inclusiones de glauconita en porcentajes variables. Se encuentra intercalada por algunos niveles de lutitas y carbonatos. La arenisca presenta dos miembros: uno superior y uno inferior. El miembro superior presenta mejores propiedades de roca que el miembro inferior, es una arenisca cuarzosa con granos bien clasificados y su tamaño varía de fino a medio. El miembro inferior tiene granos de muy finos a medios, moderadamente a bien sorteados y con alto grado de concentración de glauconita.

La calidad del reservorio en las facies que presentan abundante contenido de glauconita y alto grado de bioturbación es pobremente favorable ya que ambos componentes reducen la porosidad y la permeabilidad.

Los sedimentos se depositaron en un ambiente marino de energía variable. Esta variabilidad en las condiciones de depositación producto de las variaciones en el nivel del mar, no permitieron una sedimentación uniforme lo que generó que los cuerpos arenosos no presenten gran continuidad lateral

### **1.2.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS**

Las propiedades petrofísicas de la roca se determinaron con la evaluación de perfiles eléctricos; para tal propósito el grupo de petrofísicos calculó los diferentes parámetros mediante las siguientes ecuaciones y consideraciones.

#### **1.2.3.1. Correcciones ambientales**

Se realizaron correcciones por profundidad, por diámetro del hoyo, peso del lodo y temperatura.



### 1.2.3.2. Volumen de arcilla (Vsh)

Es el porcentaje de arcilla contenido la formación. Se determinó a partir de las lecturas de la curva del registro de Rayos Gamma (GR) que provee una medida de la radioactividad natural de las formaciones. Las arcillas presentan valores altos de GR ya que tienen elementos radiactivos, mientras que las formaciones limpias que normalmente tienen un bajo nivel de radioactividad presentan valores bajos de GR.

$$Vsh = \frac{GR - GR_{\text{Arena Limpia}}}{GR_{\text{Arcilla}} - GR_{\text{Arena Limpia}}} \quad (1.1)$$

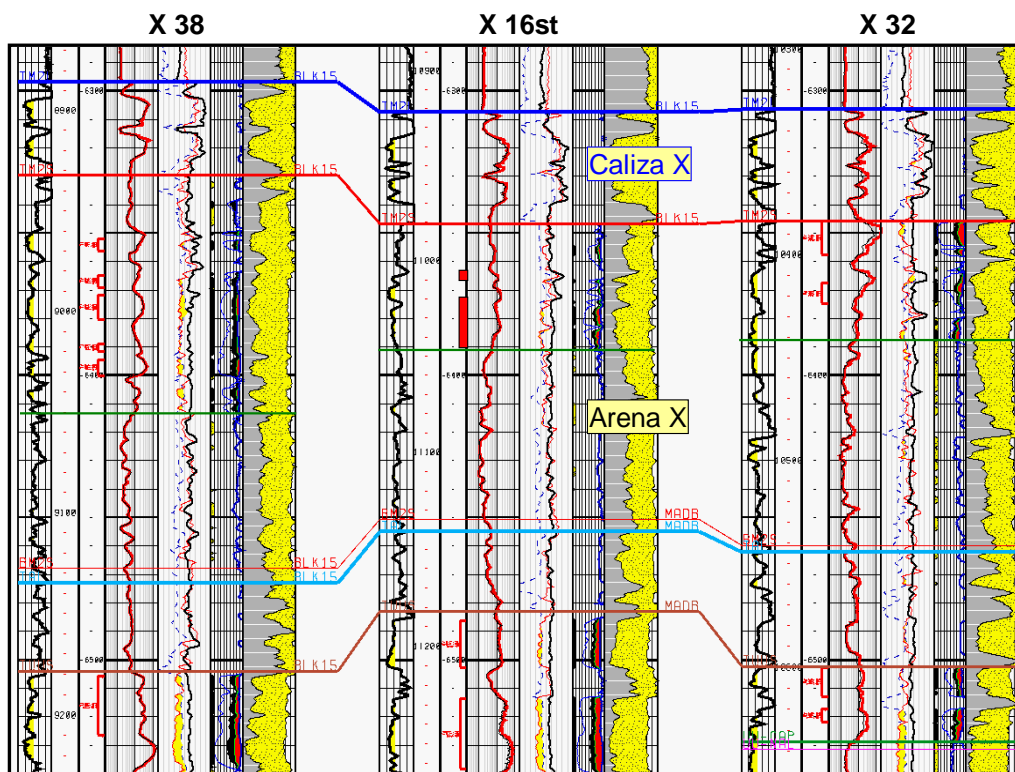
Donde:

GR: Lectura del registro, API

$GR_{\text{Arena Limpia}}$ : Lectura en la arena limpia (Mínimo valor de GR), API

$GR_{\text{Arcilla}}$ : Lectura en la Arcilla (Máximo valor de GR), API

**GRÁFICO 1.2: SECCIÓN ESTRUCTURAL**



FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

### 1.2.3.3. Porosidad total (PHIA)

La porosidad total es el espacio vacío total dentro de la roca que puede contener fluidos. Se obtuvo promediando la porosidad calculada a partir del registro de densidad con del registro neutrónico.

$$PHIA = \frac{PHID + PHIN}{2} \quad (1.2)$$

Donde:

PHID = Porosidad derivada del registro de Densidad, %

PHIN = Porosidad derivada del registro Neutrónico, %

#### 1.2.3.3.1. Porosidad obtenida del registro de Densidad (PHID)

La herramienta de Densidad posee una fuente radioactiva que emite rayos gamma que chocan con los electrones en la formación. En cada colisión los rayos gamma pierden energía y se dispersan (Dispersión Compton). La reducción del flujo de rayos gamma entre la fuente y el receptor se cuantifica y proporciona un indicativo de la densidad de la formación, que a su vez depende de la densidad del material de matriz de la roca, la porosidad de la formación, y de la densidad de los fluidos.

Conociendo la densidad de la formación, de la matriz de la roca y del fluido se puede determinar la porosidad con la siguiente ecuación:

$$PHID = \frac{RHoma - RHob}{RHoma - RHof} \quad (1.3)$$

Donde:

RHoma = Densidad de la matriz, 2.65 gr/cm<sup>3</sup>

RHob = Lectura del registro, gr/cm<sup>3</sup>

RHof = Densidad del fluido, 1 gr/cm<sup>3</sup>

#### **1.2.3.3.2. Porosidad obtenida del registro Neutrónico (PHIN)**

Los registros Neutrónicos responden principalmente a la cantidad de hidrógeno de la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos con agua o petróleo, el registro Neutrónico refleja la cantidad de porosidad llena con esos líquidos.

La porosidad neutrónica se obtiene directamente del registro.

#### **1.2.3.4. Porosidad Efectiva (PHIR)**

La porosidad efectiva es el volumen poroso interconectado en la roca que contribuye al flujo de fluidos en el reservorio. Se obtuvo con la siguiente ecuación:

$$PHIR = PHIA * (1 - V_{shl}) \quad (1.4)$$

#### **1.2.3.5. Permeabilidad**

Se define como la capacidad que tiene la roca para permitir el paso de fluidos a través de ella.

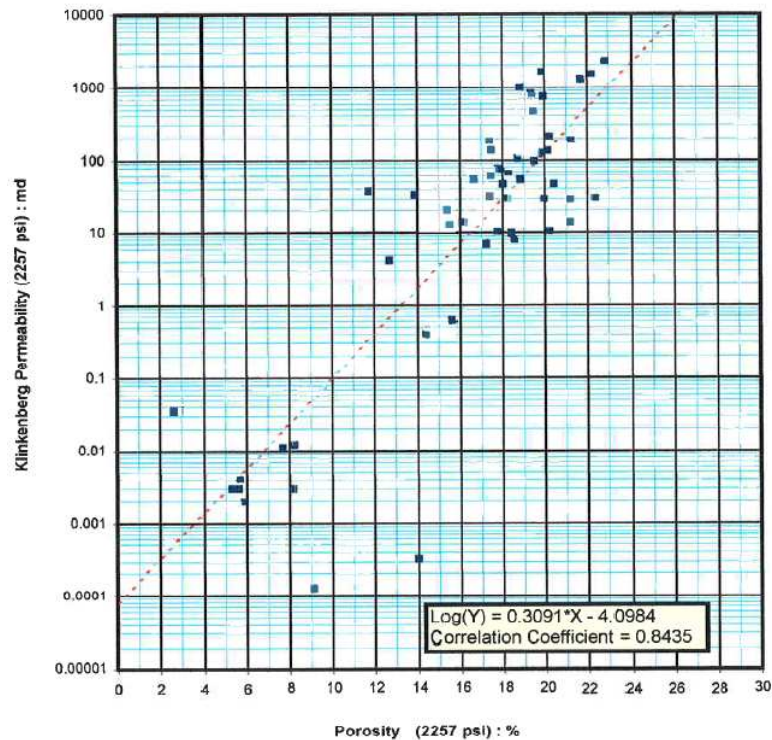
Las permeabilidades calculadas a partir de registros eléctricos convencionales, en base a ecuaciones empíricas generalizadas son poco confiables y solamente servirán para tener una idea cualitativa de esta propiedad.

Del análisis de 53 muestras del núcleo del pozo X 5 se obtuvo una permeabilidad promedio de 212 md, sin embargo en vista del alto grado de heterogeneidad del reservorio no se puede estimar adecuadamente una correlación entre la permeabilidad y la porosidad que represente de manera confiable, el comportamiento de todo el yacimiento. Ver gráfico 1.3

Por tanto los valores más representativos estarán dados por los valores obtenidos a partir de las pruebas de presión.

Como se verá más adelante de las pruebas de presión se observará que la permeabilidad estaría en un rango que varía entre los 240 md a 800 md.

**GRÁFICO 1.3: PERMEABILIDAD VS POROSIDAD**



FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

### 1.2.3.6. Saturación de Agua

Es el porcentaje de agua contenido en el espacio poroso. Para determinar la saturación de agua se usa el modelo de Indonesian. La ecuación es la siguiente:

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{1}{RT}}}{\frac{V_{shl}^{(1-0.5 \cdot V_{shl})}}{\sqrt{R_{shl}}} + \sqrt{\frac{PHIE^m}{a \cdot R_w}}} \quad (1.5)$$

RT= resistividad zona profunda, ohm - m

Rshl = resistividad de la zona arcillosa, ohm -m

Rw = resistividad del agua de formación, ohm - m

a = constante empírica

m = exponente de cementación

n = exponente de saturación

RT es valor de resistividad profunda del registro. El valor de Rw se calcula a partir de la salinidad, éste parámetro se obtiene utilizando el mapa de iso salinidades para el yacimiento, elaborado a partir de pruebas de producción y con valores referenciales para la cuenca oriental.

Los valores del exponente de cementación (m), exponente de saturación (n) y de la constante (a) se determinaron experimentalmente del análisis del núcleo del pozo C5 y se muestran a continuación en la tabla 1.4

**TABLA 1.4: EXPONENTES m, n y a**

Parámetro	Valor
m	1.80
n	1.81
a	1.00

FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

#### **1.2.3.7. Saturación de petróleo**

Se define como el porcentaje de saturación de petróleo contenido en el espacio poroso. Se determinó con la siguiente ecuación:

$$S_o = 1 - S_w \quad (1.6)$$

#### **1.2.3.8. Valores Límite o “Cutt Offs”**

Para establecer las zonas netas de pago la empresa tiene establecidos límites en los parámetros de volumen de arcilla (Vsh), saturación de agua (Sw) y porosidad efectiva (PHIR). En la tabla 1.5 se puede observar los valores límites que la empresa maneja.

**TABLA 1.5: VALORES LÍMITE**

Volumen de arcilla (Vshl)	< 40%
Saturación de agua (Sw)	< 60%
Porosidad efectiva (PHIR)	> 10%

FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

### **1.2.3.9. Espesores de Reservorio**

#### **1.2.3.9.1. *Espesor Total de Reservorio (“Gross”)***

Es el espesor total de la Arena, comprende la distancia desde el tope a la base. El “Gross” promedio para la formación medido en TVD es de 129 pies.

#### **1.2.3.9.2. *Espesor Neto de Reservorio (“NetRes”)***

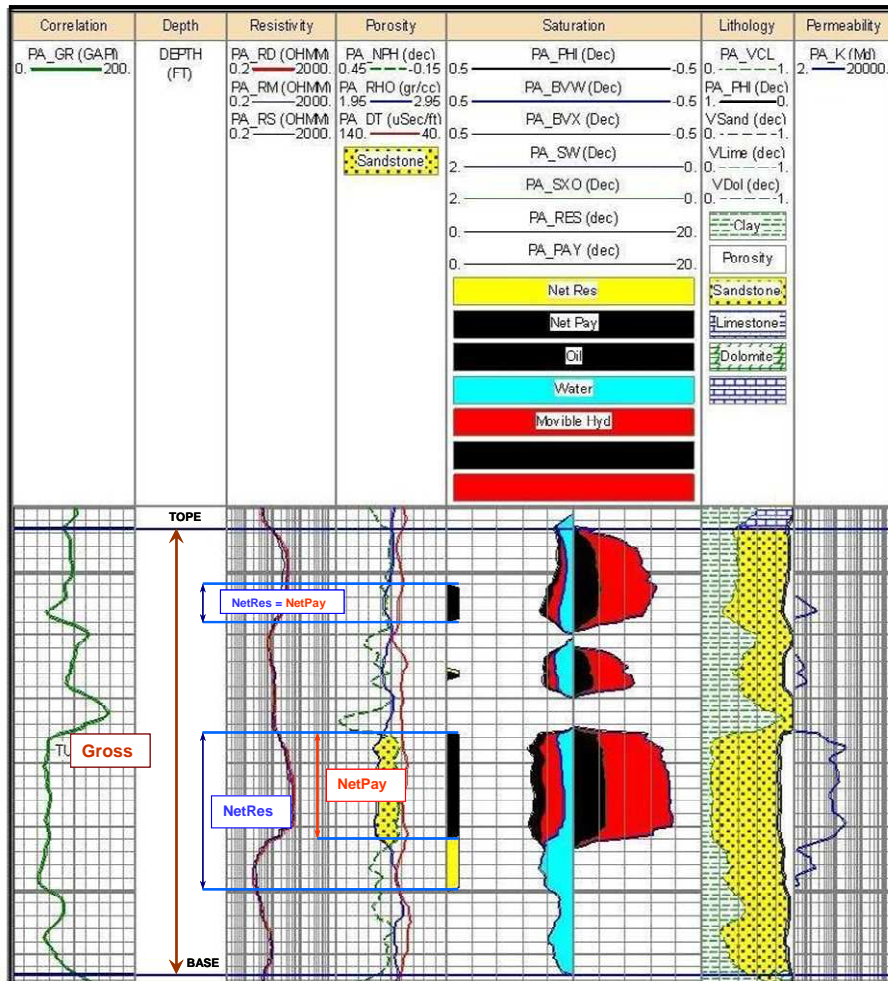
Considera las zonas de reservorio, es decir aquellas que cumplen con los cutoffs de porosidad y volumen de arcilla. Para el caso de X el “NetRes” promedio es de 69 pies (TVD).

#### **1.2.3.9.3. *Espesor Saturado de Reservorio (“NetPay”)***

Representa a las zonas netas saturadas de petróleo, cumple con los “cutoffs” de porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua. Para el yacimiento se tiene un “NetPay” promedio de 17 pies (TVD).

La relación promedio reservorio neto sobre el espesor total (“NetRes/Gross”) es de 0.53, lo que indica que del espesor total de la formación, un 53% cumple con las condiciones de reservorio neto es decir con los “cutoffs” de porosidad y volumen de arcilla. Por otro lado la relación promedio entre la zona neta de pago sobre el espesor total (“NetPay/ Gross”) es de 0.13, lo que indica que apenas un 13% de toda la Arenisca contiene zonas netas de pago.

**GRAFICO 1.2: ESQUEMA DE ESPEORES DE RESERVORIO**



FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

**1.2.3.10. Sumario de Propiedades Petrofísicas**

En la tabla 1.6 se presenta las propiedades petrofísicas promedio para el yacimiento, estos datos se han obtenido de la información de 64 pozos (Anexo 1). Los valores presentados corresponden a las zonas netas saturadas de petróleo (“NetPay”) y se utilizarán posteriormente para el cálculo del POES.

**TABLA 1.6: PROPIEDADES PETROFÍSICAS ARENISCA X**

Propiedad	Valor
Porosidad (%)	15
Swi (%)	45
ho (Pies)	17
Vsh (%)	20

ELABORADO POR: Erick Miranda

## 1.2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

### 1.2.4.1. Pruebas de producción

Las pruebas de producción permiten conocer y confirmar algunas propiedades básicas de los fluidos a condiciones de superficie. En la siguiente tabla se resumen las pruebas de producción que se han realizado en los pozos evaluados en el yacimiento.

**TABLA 1.7: PRUEBAS DE PRODUCCIÓN**

POZO	Fecha	PETRÓLEO (BPPD)	BSW (%)	API	Salinidad (ppm Cl <sup>-</sup> )	Tiempo de Prueba	Método
Pozo 1	24-ago-70	40*	16	13,6	18000	2 horas	Reversa
Pozo 2	30-dic-96	27**	36	21,1	28000	9 horas	Swab
X 32	18-nov-04	609	0,2	14,9	NA***	2 meses	B.E.S
X 38	29-ago-05	520	20	14	22200	20 días	B.E.S

#### Observaciones

\* Recuperado **en total** 40 bls de petróleo en emulsión

\*\*Se recuperaron **en total** 27 bls de petróleo (43 BF) en 30 corridas de Swab

\*\*\* No se pudo determinar salinidad debido al bajo BSW

FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

### 1.2.4.2. Pruebas PVT

Se han realizado tres muestreos de fondo, esto es importante ya que se puede representar las propiedades de los fluidos a condiciones del yacimiento.

Luego de los respectivos análisis de laboratorio PVT se determinaron las propiedades que se resumen en la Tabla 1.7.

### 1.2.4.3. Densidad y viscosidad del petróleo

Se denominan crudos pesados a aquellos petróleos densos y viscosos. El parámetro estándar más comúnmente utilizado en la industria petrolera para describir y clasificar los petróleos es la densidad; ésta propiedad se define usualmente en términos de grados API y se relaciona con la gravedad específica. En la Tabla 1.8 se muestra la escala que el Instituto Americano de Petróleo (API) ha definido para categorizar a los petróleos crudos.



De los análisis PVT y de las pruebas de producción, se observa que la densidad del petróleo de la Arenisca X varía entre los 13.8 y 21.1 grados API, por lo que cae dentro del rango de petróleo pesado.

**TABLA 1.7: ANÁLISIS PVT YACIMIENTO X**

PARÁMETRO		POZO		
		X 32	X 54	X 38
Temperatura	T (°F)	205.6	193	198
Presión	Pi (psia)	2965	3026	2938
Gravedad API (15 psia & 60 °F)	API (°)	14.2	16.4	13.8
Presión de burbuja	Pb (psia)	297	593	212
Factor volumétrico de petróleo a Pi	Boi (bbl/stb)	1.085	NA	1.086
Factor volumétrico de petróleo a Pb	Bob (bbl/stb)	1.101	NA	1.104
Viscosidad petróleo a Pi	Uoi (cp)	72.65	46.9	101.23
Viscosidad de petróleo a Pb	Uob (cp)	44.01	27.84	69.77
Compresibilidad petróleo a Pi	Coi (1/psia)	5.17 E-6	4.71 E-6	4.99 E-6
Compresibilidad petróleo a Pb	Cob (1/psia)	5.89 E-6	5.83 E-6	7.44 E-6
Relación Gas - Petróleo	GOR (scf/stb)	42.1	66.3	31.5
GOR en solución a Pb	Rs (scf/ bbl)	45.1	NA	36
Gravedad específica del gas	SGg	0.952	0.936	0.97

FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

**TABLA 1.8: CLASIFICACIÓN DEL CRUDO SEGÚN SU DENSIDAD**

Tipo de Crudo	° API
Liviano	> 31.1
Mediano	22.3 < API ≤ 31.1
Pesado	10 < API ≤ 22.3
Éxtrapesado	≤ 10

FUENTE: Revista Oilfield Review Volumen 14, Número 4

ELABORADO POR: Erick Miranda

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo.<sup>1</sup>

No existe ninguna relación estándar entre la densidad y la viscosidad, mientras que la viscosidad puede variar significativamente con las variaciones de temperatura, la densidad varía poco con la temperatura.

La viscosidad de los petróleos convencionales (medianos y livianos) puede oscilar entre 1 centipoise (cp) y aproximadamente 10 cp. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cp y más de 1000 000 cp.

La viscosidad del petróleo está afectada principalmente por la composición, temperatura, presión y gas en solución.

Bajo el punto de burbuja la viscosidad del petróleo disminuye con el aumento de la presión y sobre el punto de burbujeo la viscosidad aumenta con el incremento de la presión. La disminución de la temperatura causa que la viscosidad aumente y el efecto del gas en solución produce una disminución en el valor de la viscosidad.

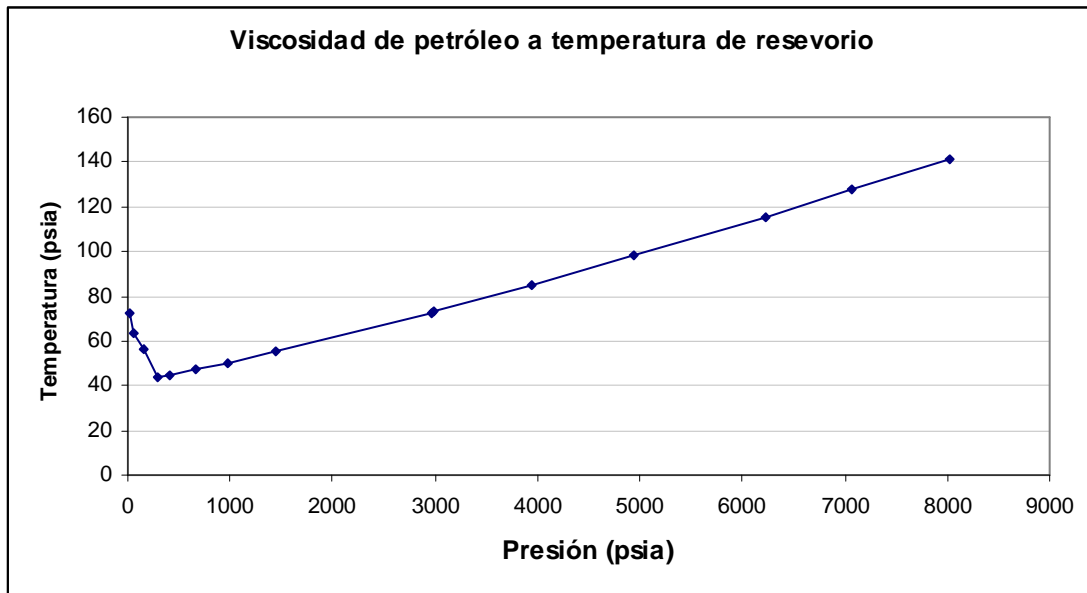
Las pruebas PVT son los mejores indicadores para conocer el comportamiento de esta propiedad a condiciones de reservorio. En el gráfico 1.4 se ilustra un ejemplo - pozo X 38- del comportamiento de la viscosidad con la variación de presión a la temperatura del reservorio.

De las propiedades obtenidas a partir de las pruebas PVT y de producción puede observarse que en la parte Norte de la estructura el petróleo presenta una densidad API de mayor calidad y una viscosidad menor que en los pozos de la parte Sur. Ver gráfico 1.5

La explicación a éste fenómeno puede darse considerando la combinación de dos hipótesis: la primera es que las condiciones de formación del crudo en la roca madre fueron diferentes en los sectores mencionados, y la segunda hipótesis y la de mayor peso es que en la fase de migración y entrapamiento, en las que el crudo se vuelve pesado a causa de la degradación producida

por una variedad de procesos biológicos, físicos y químicos, las condiciones de degradación fueron más severas en la parte Sur de la estructura que en el Norte.

**GRÁFICO 1.4: VISCOSIDAD DE PETRÓLEO VS PRESIÓN A TEMPERATURA DE RESERVORIO**



FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

#### 1.2.4.4. Viscosidad del agua de formación

La viscosidad del agua de formación está en función de la temperatura, presión, salinidad y gas en solución.

En general la viscosidad del agua de formación a condiciones de reservorio incrementa con la disminución de temperatura, con el aumento de presión y el incremento de la salinidad. El efecto del gas disuelto es insignificante por lo que usualmente se ignora.

Utilizando la siguiente correlación se puede determinar la viscosidad del agua de formación a las condiciones del reservorio.

$$\mu_w = \left( A + \frac{B}{T} \right) f_{pt} \quad (1.7)$$

$$A = -0.04518 + 0.009313(\% \text{ NaCl}) - 0.000393(\% \text{ NaCl})^2 \quad (1.8)$$

$$B = 70.634 + 0.09576(\% \text{ NaCl})^2 \quad (1.9)$$

$$f_{pt} = 1 + [3.5E^{-12} p^2 (T - 40)] \quad (1.10)$$

Donde

$\mu_w$  = viscosidad del agua, cp

T = temperatura, F

p = presión, psi

% NaCl = salinidad (concentración de NaCl), %

Se ha considerado como representativa para todo el reservorio, la salinidad obtenida a partir de las pruebas de producción del pozo X D-38, ya que éste pozo fue evaluado durante un período de tiempo mayor y se logró alcanzar un valor estabilizado.

Salinidad = 22000 ppm Cl<sup>-</sup> –

Según las normas API, para tener la salinidad en ppm de NaCl se multiplica el valor en ppm de ión Cloro (Cl<sup>-</sup>) por 1.65

$$22000 \text{ ppm Cl}^- * 1.65 = 36300 \text{ ppm NaCl}$$

Para obtener la salinidad en porcentaje se hace el siguiente cálculo.

Las unidades de salinidad en ppm son equivalentes a mg/ Kg

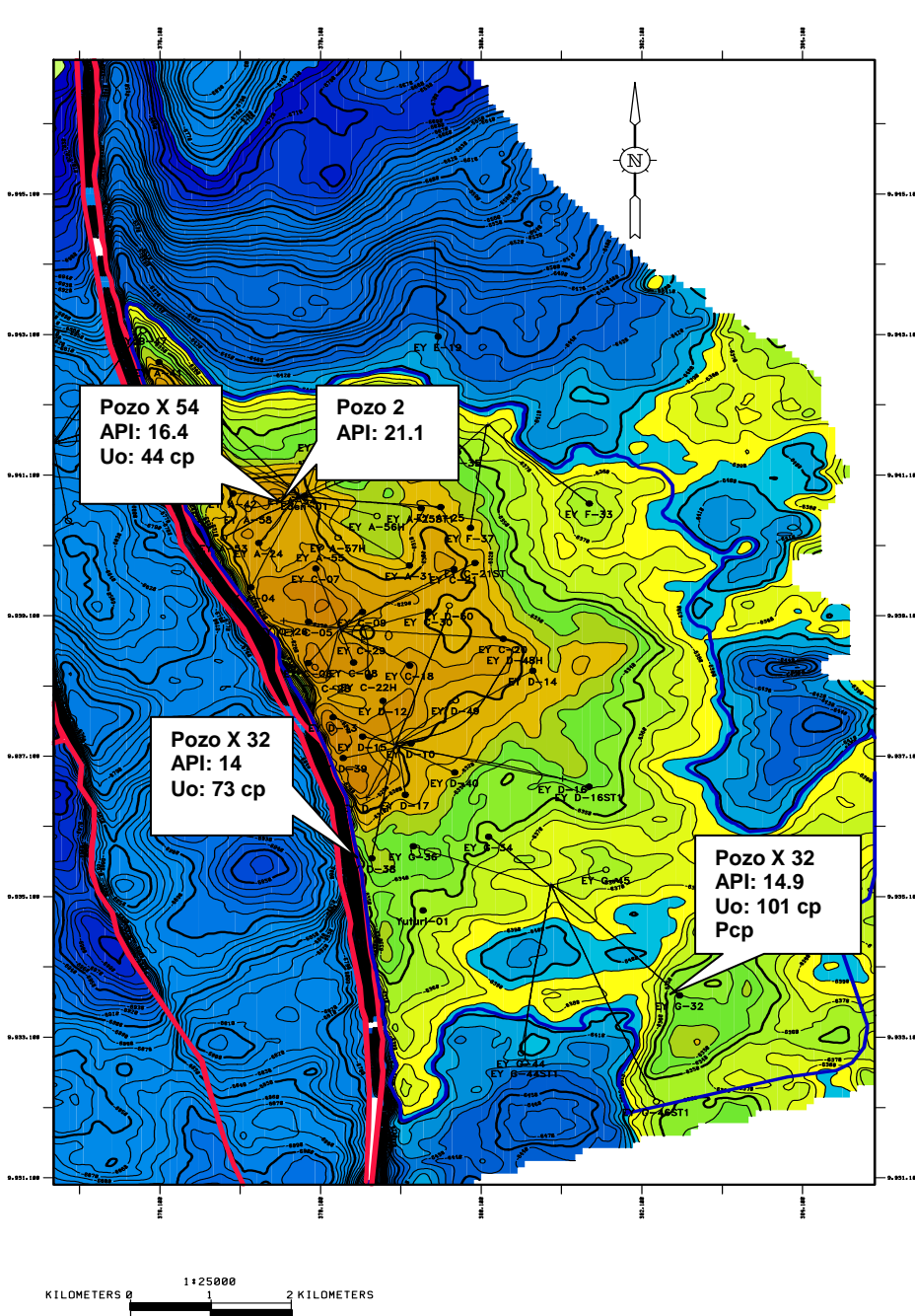
$$\text{Salinidad (\%)} = 36300 \frac{\text{mg NaCl}}{\text{Kg H}_2\text{O}} \frac{1 \text{ Kg H}_2\text{O}}{1000 \text{ gr H}_2\text{O}} \frac{1 \text{ gr H}_2\text{O}}{1000 \text{ mg H}_2\text{O}}$$

$$\text{Salinidad (\%)} = \frac{3,63 \text{ mg NaCl}}{100 \text{ ml H}_2\text{O}}$$

Salinidad = 3.63 %

Reemplazando los valores de temperatura (200 F), presión (2950 psi) y salinidad (3.63 % NaCl) en las ecuaciones 1.7, 1.8, 1.9 y 1.10 se obtiene que la viscosidad del agua de formación a condiciones de reservorio es de 0.34 cp.

**GRÁFICO 1.5: VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL PETRÓLEO**



FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

MODIFICADO POR: Erick Miranda

## 1.2.5. PRUEBAS DE PRESIÓN

### 1.2.5.1. Pruebas de Restauración de Presión (“Build Up’s”)

Los datos obtenidos del análisis de las pruebas de restauración de presión (“Buildup”) se muestran a continuación.

**TABLA 1.9: PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN**

Pozo	Intervalo (TVD)	Presión (psia)	Temperatura (F)	Permeabilidad (md)	Factor de daño	IP (bpd/psi)
Pozo 2	7018 - 7026 7030 - 7044	3021	197	240	-4	0.6
X 38	7071 - 7119	2950	198	400	-2	0.32
X 32	7063 - 7074 7085 - 7092	2956	200	800	0	0.34

FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

### 1.2.5.2. Pruebas con Probadores con “Wireline”

Los probadores con wireline permiten obtener muestras de fluidos y medir la presión de formación. Los resultados de dichas pruebas se resumen a continuación en la tabla 1.10

**TABLA 1.10: PRUEBAS CON PROBADORES CON “WIRELINE”**

Pozo	Temperatura	Presión Estática
X 32	205,6	2965
X 54	193	3026
X 38	198	2938

FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

De las pruebas de presión realizadas en el pozo X 54 y en el pozo 1, se observa que la presión en la parte Norte de la Estructura presenta un valor un poco más alto (20 psi más) con respecto a los pozos probados en la zona Sur.

La limitada producción que ha tenido el yacimiento hace suponer que la presión no ha sufrido cambio. Para establecer el grado de declinación de la presión se dispone de escasa información y únicamente se puede comparar las presiones

de los pozos X 32 y X 38, puesto que ninguno de los pozos de la parte Norte ha producido.

El X 32 produjo durante un período aproximado de dos años y tuvo una presión de 2950 psia, posteriormente se efectuó una prueba de presión en el pozo X 38 y se determinó que la presión de reservorio fue de 2950 psi.

Considerando como presión inicial para el yacimiento el valor de la presión inicial del pozo X 32 y como presión actual la presión del pozo X 38, se puede decir que la declinación de la presión de reservorio ha sido insignificante, y que la presión se ha mantenido prácticamente constante.

#### 1.2.6. TIPO DE YACIMIENTO

Es un yacimiento subsaturado puesto que no existe liberación de gas en vista de que la presión de reservorio está sobre la presión de burbuja.

El yacimiento se clasifica como un yacimiento de petróleo negro ("black oil") ya que cumple con las características propias de este tipo de fluido como se muestra en la tabla 1.11.

**TABLA 1.11: CARACTERÍSTICAS DE UN RESERVORIO BLACK OIL**

Parámetro	Teoría	Datos Reales	
GOR Inicial PCS/ BF	< 1750	√	< 66
API	< 45	√	< 21.1
Color del líquido a condiciones de tanque	oscuro	√	--
Cambio de fase en el reservorio	Punto de Burbuja	√	--
Porcentaje de Moles C7+	> 20 %	√	> 95 %
Factor volumétrico a Pb	< 2	√	< 1.104

FUENTE: Flores José, Ingeniería de Yacimientos/ Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

#### 1.2.7. MECANISMO PRIMARIO DE PRODUCCIÓN

Debido a la escasa información de producción y presiones que se tiene es complicado determinar con exactitud el mecanismo de producción primario del yacimiento. Con los datos existentes se ha considerado que la Arenisca X tiene

un mecanismo de producción con empuje lateral hidráulico ya que cumple con las características propias de este tipo de mecanismo:

- La Presión de reservorio ha declinado muy poco (5 psia) manteniéndose prácticamente constante.
- En las pruebas de producción del pozo X 38 se ha obtenido agua en porcentajes representativos (mayores al 20%) lo que es un indicativo de la presencia de un acuífero.
- Relación gas petróleo bajas (Menor a 100 mcf/ stb) y con tendencia constante.
- Evidencia de contacto agua petróleo en algunos de los registros eléctricos. Solo en ciertos pozos se puede evidenciar la presencia de un contacto agua petróleo, lo cual es un indicativo de que no todos los pozos han atravesado dicha interfase y por tanto se trata de un acuífero lateral.



## CAPÍTULO II

### CÁLCULO DE RESERVAS

#### 2.1. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

Se define como Petróleo Original en Sitio al volumen total de petróleo que contiene un yacimiento.

##### 2.1.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA

Antes de calcular un nuevo valor para el POES, se ha considerado importante presentar la evolución que ha tenido este parámetro en el transcurso del tiempo. En la Tabla 2.1 se presentan los valores del POES y de los parámetros que se utilizaron para calcularlo en el Plan de Desarrollo del Campo y en las Actualizaciones que se han efectuado al mencionado Plan en diferentes fechas.

**TABLA 2.1: RESUMEN CRONOLÓGICO CÁLCULO POES**

FUENTE INFORMACION	ho (pies)	PHI (%)	Swi (%)	Boi (bls/ BF)	Area (acres)	POES (MMbls)		OBSERVACIONES
Plan de Desarrollo, septiembre 2000	13,9	13,8	39,9	1,0603	6132	51,6	222,6	Los cálculos se basaron en la información de los primeros dos pozos perforados. Se subdividió la Arena y se estimó POES y reservas para petróleo mediano y pesado. Los valores de la primera fila corresponden al petróleo mediano y los de la segunda fila a petróleo pesado.
	20,9	14,3	38,1	1,0561	12600	171		
Reforma al Plan de Desarrollo, octubre 2004	10	14,2	44	1,07	12057	33		Si se utiliza el valor de ho reportado (10 pies) no se obtiene el mismo valor del POES. Para que el valor de POES coincida ho debería ser igual a 4,5 pies.
Reforma al Plan de Desarrollo, octubre 2005	4.3	14.2	44	1.07	15623	39		No se hizo ningún cambio en los Mapas de la Reforma al Plan de Desarrollo del 2004. POES se calculó considerando únicamente los 60 pies superiores del este reservorio debido a la incertidumbre que presenta este reservorio en su ciclo inferior.

**TABLA 2.1: CONTINUACIÓN**

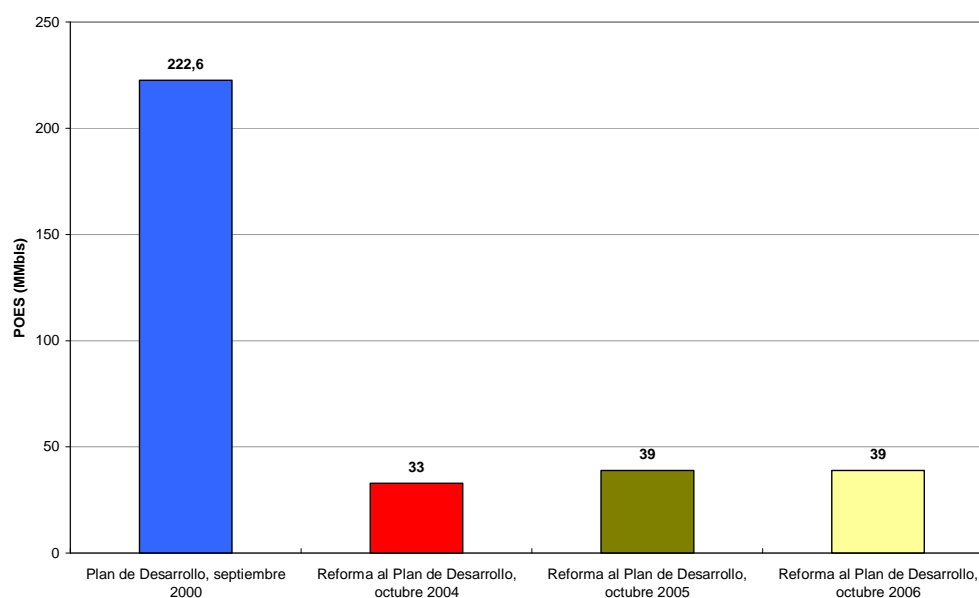
Reforma al Plan de Desarrollo, octubre 2006	4,6	14,2	44	1,07	15623	<b>39</b>	Mismas premisas que la Reforma al Plan de Desarrollo antecesor. Se mantienen parámetros para el cálculo y por tanto el valor total del POES
---	-----	------	----	------	-------	-----------	---

FUENTE: UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

De los datos presentados en la Tabla 2.1 puede observarse que para el cálculo del POES en las Reformas al Plan de Desarrollo del año 2004 y de fechas posteriores se utilizaron valores de espesor neto saturado de petróleo (ho) que oscilaban entre los 4.3 y 4.6 pies. Si se comparan estas cifras con las obtenidas luego de promediar el ho de los pozos perforados hasta la fecha de elaboración del estudio, puede notarse que los datos que se utilizaron para el cálculo del POES son inferiores en por lo menos un 100%; en consecuencia los valores de petróleo original en sitio calculados podrían estar subestimados.

En el Gráfico 2.1 se ilustra las diferentes estimaciones que se han hecho para el POES en el transcurso del tiempo.

**GRÁFICO 2.1: RESUMEN CRONOLÓGICO CÁLCULO POES**

ELABORADO POR: Erick Miranda

### 2.1.2. CÁLCULO DEL NUEVO POES

Para la estimación del petróleo original en sitio únicamente se consideró el miembro superior de la Arenisca “X” en vista de que el miembro inferior en general no presenta petróleo. El cálculo se hizo volumétricamente con la ecuación 2.1

$$\text{POES} = \frac{7758 * V_{\text{res}} * \text{PHI} * (1 - S_{\text{wi}})}{\beta_{\text{oi}}} \quad (2.1)$$

Donde

$V_{\text{res}}$ : Volumen neto de reservorio, acre\*pie

PHI: Porosidad, fracción

$S_{\text{wi}}$ : Saturación de agua inicial, fracción

$\beta_{\text{oi}}$ : Factor volumétrico inicial del petróleo, bls/ BF

#### 2.1.2.1. Parámetros para el cálculo del POES

Los datos de porosidad y de saturación agua inicial que se presentados en la Tabla 2.2 corresponden a los valores promedios para las zonas de pago del miembro superior del yacimiento “X”.

Para el caso del factor volumétrico inicial de petróleo, se tomó de la información del pozo EM 32, ya que éste refleja las condiciones iniciales el yacimiento.

##### 2.1.2.1.1. Contacto agua petróleo (CAP)

El contacto agua petróleo original se definió a partir del pozo EM 32 a una profundidad de 6397 pies bajo el nivel del mar (“TVDSS”), sin embargo en algunos pozos como el EM 38 puede observarse petróleo bajo por debajo de este nivel tal como puede observarse en la sección estructural del Gráfico 1.2 del Capítulo 1.

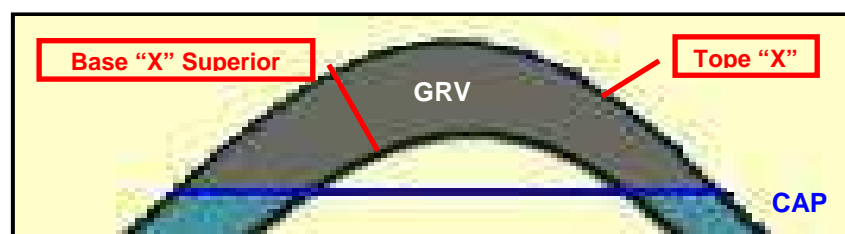
Lo más apropiado sería redefinir el valor de este contacto en base al pozo EM 38 debido a que éste pozo fue probado y que produjo agua en porcentajes significativos. Se asumirá entonces que el nuevo CAP se encuentra a una

profundidad de 6412 pies (TVDSS), sin embargo debe tomarse en cuenta que no se puede afirmar con total seguridad si es que se trata de un contacto agua petróleo o tan solo de un límite inferior de petróleo conocido (LKO). Si bien en las curvas de resistividades del registro eléctrico se puede apreciar una deflexión, no se puede determinar con certeza si esta variación de resistividad obedece a un cambio litológico o que éste se debe a la presencia de un contacto agua petróleo.

#### 2.1.2.1.2. *Volumen neto de reservorio ( $V_{res}$ )*

Con el “software” de interpretación geológica que maneja la empresa se sumó el Mapa Estructural al Tope de la Arenisca “X” con el Mapa Isopaco de “X” Superior para generar la base de “X” Superior, luego se restó el valor del contacto agua petróleo para crear el Mapa de Gross Pay de “X” Superior; con este último mapa se calculó el volumen total de roca (“GRV”) comprendido entre el CAP y el tope de la Arenisca obteniéndose un valor aproximado de 654168 acre – pie. En el Gráfico 2.2 se ilustra el volumen calculado.

**GRÁFICO 2.2: “GRV” YACIMIENTO “X” SUPERIOR**



Elaborado por: Erick Miranda

Una vez obtenido el volumen neto de roca se multiplicó este valor por la relación “Net/Gross” promedio para obtener el volumen correspondiente a las zonas netas de reservorio como se aprecia en la ecuación 2.2

$$V_{res} = GRV * Net/Gross \quad (2.2)$$

Reemplazando se tiene:

$$V_{res} = 654168 * 0.53$$

$$V_{\text{res}} = 344100,1 \text{ (acre*pie)}$$

En la Tabla 2.2 se muestran los valores que se utilizaron para el POES. Reemplazando estos valores en la ecuación 2.1 se obtuvo un valor de 195.3 MMbls.

**TABLA 2.2: PARÁMETROS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL POES**

Vres (acre*pie)	PHI (fracción)	Swi (fracción)	Boi (bls/BF)	POES MMbls
344100.1	0.15	0.45	1.085	<b>195.3</b>

ELABORADO POR: Erick Miranda

## 2.2. FACTOR DE RECOBRO (FR)

El factor de recobro es el porcentaje de petróleo que se puede recuperar del yacimiento de manera técnica y económica.

El factor de recobro puede calcularse por diferentes métodos:

- Ecuaciones matemáticas empíricas
- Curvas de permeabilidades relativas
- Analogías
- Balance de materiales
- Simulación numérica

Para aplicar el método de Balance de Materiales se requiere de producciones acumuladas de petróleo, agua y gas, presiones de reservorio y datos de las propiedades de los fluidos producidos. La información que se tiene de estos parámetros es escasa e insuficiente para la aplicación de éste método, por lo tanto éste ha sido descartado.

Tampoco se puede estimar el factor de recobro mediante simulación numérica debido a que no existe un modelo de este tipo para el yacimiento.

### 2.2.1. FACTOR DE RECOBRO CALCULADO CON ECUACIONES EMPÍRICAS

El Subcomité de la Eficiencia de Recobro del Instituto Americano de Petróleo desarrolló una ecuación para determinar la eficiencia de recobro para reservorios con empuje hidráulico en base al estudio estadístico de 70 areniscas que producían bajo este tipo de mecanismo de producción.

$$FR = 54,898 * \left[ \frac{\phi(1 - S_{wi})}{B_{oi}} \right]^{0.0422} * \left( \frac{k * \mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} * (S_{wi})^{-0.1903} * \left( \frac{P_i}{P_a} \right)^{-0.2159} \quad (2.3)$$

Donde:

$\Phi$  : Porosidad, fracción

$S_{wi}$  : Saturación inicial de agua, fracción

$\beta_{oi}$  : Factor volumétrico del petróleo inicial, bls/BF

$k$  : Permeabilidad absoluta, Darcys

$\mu_{oi}$  : Viscosidad inicial de petróleo. cp

$\mu_{wi}$  : Viscosidad inicial del agua, cp

$P_i$  : Presión inicial, psi

$P_a$  : Presión de abandono, psi

Los parámetros petrofísicos requeridos en la ecuación 2.3 se han tomado de la Tabla 1.7. Para el caso de las propiedades del petróleo se utilizaron los valores de la Tabla 1.4

El valor de permeabilidad se obtuvo promediando los datos obtenidos a partir de las pruebas de presión (Tabla 1.10), estos valores toman en cuenta una porción más grande del yacimiento que los valores obtenidos en núcleos.

Para estimar la presión de abandono hay que tomar en cuenta que se trata de un yacimiento con empuje hidráulico, bajo este tipo de mecanismo el la presión declina periódicamente hasta cierto rango, dado por la potencia del acuífero y al llegar a ese punto tiende a mantenerse constante. Para el caso de la Arenisca "X" se asumió una declinación máxima de la presión inicial del 20%,

por lo que la presión de abandono se considera igual a un 80% de la presión inicial.

En la Tabla 2.3 se resumen los parámetros que se usaron para resolver la ecuación 2.3. Reemplazando los valores se obtuvo un valor de factor de recobro del 33%.

**TABLA 2.3: PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL FR**

$\emptyset$ (fracción)	$S_{wi}$ (fracción)	$B_{oi}$ (bls/BF)	$k$ (Darcys)	$\mu_{wi}$ (cp)	$\mu_{oi}$ (cp)	$P_i$ (psia)	$P_a$ (psia)	FR %
0.15	0.45	1.085	0.480	0.34	100	2956	2365	<b>33</b>

Elaborado por: Erick Miranda

### 2.2.2. Factor de recobro estimado a partir de curvas de permeabilidades relativas

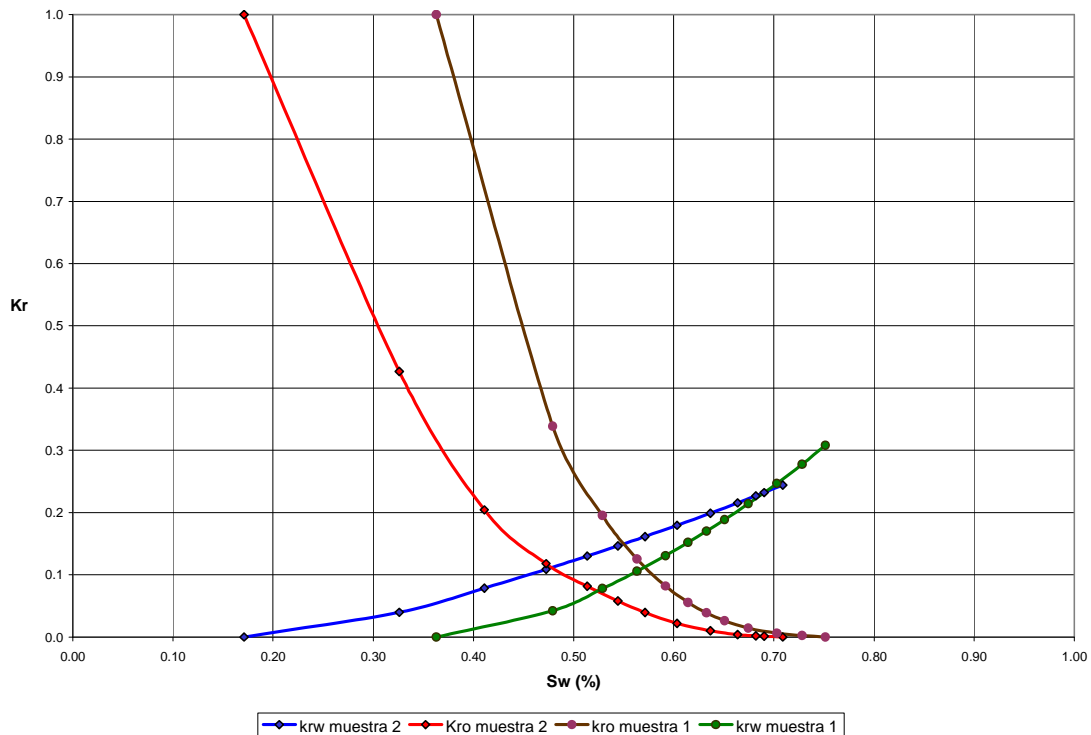
En las curvas de permeabilidad relativa se puede observar una región que corresponde a la saturación de petróleo móvil, dicha zona se encuentra comprendida entre la saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ) y la saturación de petróleo crítica ( $S_{oc}$ ).

De ese porcentaje de saturación de petróleo móvil solo un porcentaje podrá ser recuperado por mecanismos de producción primaria; la gran mayoría de petróleo se puede recuperar de la zona que comprendida entre la saturación de agua irreductible y la saturación de agua a la cual las permeabilidades relativas al petróleo y al agua son iguales. La mencionada zona se observa sombreada en color celeste en el Gráfico 2.5.

Para hacer un análisis que se aplique al yacimiento es necesario promediar las curvas de permeabilidad, para lo cual se sigue el siguiente proceso que se detalla a continuación.

#### 2.2.2.1. Normalización y promediado de curvas de permeabilidades relativas

Del análisis especial realizado a dos tapones ("plugs") del núcleo del pozo EM 5 se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa mostradas en el Gráfico 2.2.

**GRÁFICO 2.3: PERMEABILIDADES RELATIVAS YACIMIENTO “X”**

FUENTE: UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

Para normalizar las curvas de permeabilidad relativa se sigue el siguiente proceso:

1. Enlistar valores de  $S_w$  con sus correspondientes valores de  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  para cada grupo de curvas de permeabilidad relativa.
2. Calcular la saturación de agua normalizada  $S_w^*$  para cada grupo de datos usando la Ecuación 2.4

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} \quad (2.4)$$

Donde:

$S_w^*$  = saturación de agua normalizada, fracción

$S_{wc}$  = saturación de agua connata, fracción

$S_{oc}$  = saturación de petróleo crítica, fracción



3. Normalizar la permeabilidad relativa al petróleo a diferentes valores de saturación de agua usando la Ecuación 2.5

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{S_{wc}}} \quad (2.5)$$

Donde:

$k_{ro}^*$  = Permeabilidad relativa normalizada para el petróleo

$k_{ro}$  = Permeabilidad relativa al petróleo a diferentes  $S_w$

$(k_{ro})_{S_{wc}}$  = Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua conata

4. Normalizar los valores de permeabilidad relativa al agua para diferentes valores de saturación de agua, usando la Ecuación 2.6.

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{S_{oc}}} \quad (2.6)$$

Donde:

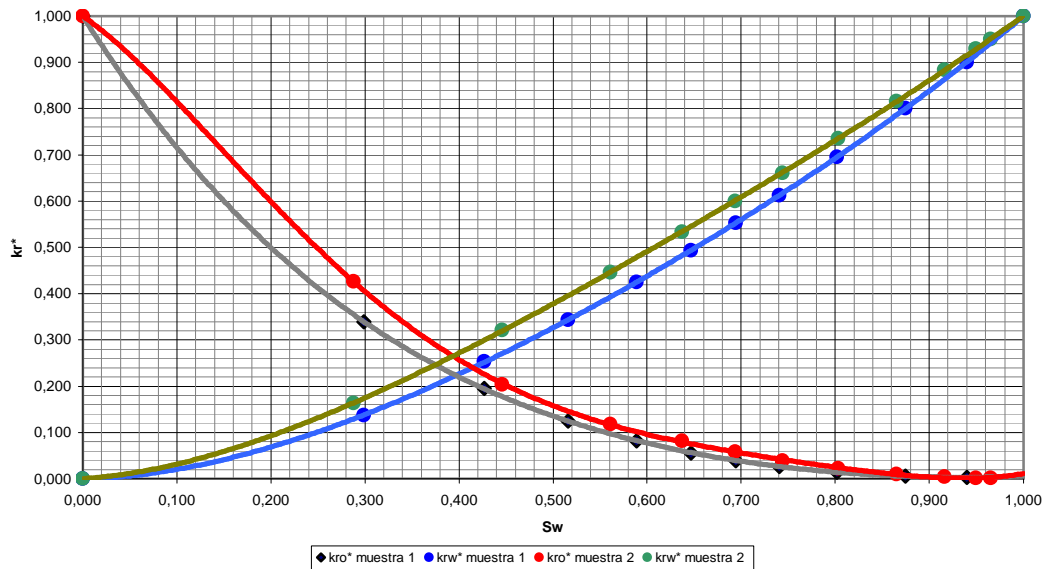
$k_{rw}^*$  = Permeabilidad relativa normalizada para el agua.

$k_{ro}$  = Permeabilidad relativa al agua a diferentes  $S_w$ .

$(k_{rw})_{S_{oc}}$  = Permeabilidad relativa al agua a la saturación crítica de petróleo.

5. En un misma figura, graficar las permeabilidades relativas normalizadas para el agua y al petróleo ( $k_{ro}^*$  y  $k_{rw}^*$ ) vs  $S_w$  para cada una de las muestras, como se muestra en el Gráfico 2.4.

## GRÁFICO 2.4: PERMEABILIDADES RELATIVAS NORMALIZADAS



ELABORADO POR: Erick Miranda

6. Con la gráfica anterior (Gráfico 2.4), seleccionar arbitrariamente valores de  $S_w^*$  y determinar  $k_{ro}^*$  y  $k_{rw}^*$  para cada una de las muestras. Una vez obtenidos estos valores, calcular la permeabilidad relativa promedio normalizada para cada fase aplicando las ecuaciones

$$\left(k_{ro}^*\right)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i} \quad (2.7)$$

$$\left(k_{rw}^*\right)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i} \quad (2.8)$$

Donde

$n$  = número total de muestras de núcleos

$h_i$  = espesor de la muestra  $i$ , pies

$k_i$  = permeabilidad absoluta de la muestra  $i$ , md

7. Calcular la permeabilidad relativa promedio al petróleo a la saturación de agua connota y la permeabilidad relativa promedio al agua a la saturación crítica de petróleo con las ecuaciones 2.9 Y 2.10.

$$(\bar{k}_{ro})_{S_{wc}} = \frac{\sum_{i=1}^n [hk(k_{ro})_{S_{wc}}]_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad (2.9)$$

$$(\bar{k}_{rw})_{S_{oc}} = \frac{\sum_{i=1}^n [hk(k_{rw})_{S_{oc}}]_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad (2.10)$$

8. Estimar los valores de  $S_{wc}$  y  $S_{oc}$  que describan las condiciones de la formación. Para el caso en estudio se ha hecho un promedio aritmético de los valores de cada muestra.
9. Des-normalizar los datos de  $S_w^*$ ,  $k_{ro}^*$  y  $k_{rw}^*$  para generar los datos de permeabilidad relativa requeridos. Para dicho propósito se usan las ecuaciones 2.11, 2.12 y 2.13:

$$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{oc}) + S_{wc} \quad (2.11)$$

$$k_{ro} = (k_{ro}^*)_{avg} (\bar{k}_{ro})_{S_{wc}} \quad (2.12)$$

$$k_{rw} = (k_{rw}^*)_{avg} (\bar{k}_{rw})_{S_{oc}} \quad (2.13)$$

En las Tablas 2.4 y 2.5 se muestran los resultados obtenidos de los pasos 1,2, 3 y 4 para la muestra 1 y la muestra 2, respectivamente.

En la Tabla 2.5 se presentan los resultados de los pasos 6, 7,8 y 9. Los valores sombreados corresponden a los valores finales promedio para saturación de

agua y de permeabilidad relativa al petróleo y al agua. Dichos datos se graficaron en el Gráfico 2.5.

**TABLA 2.4: NORMALIZACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS**  
**MUESTRA 1**

<b>k (md)</b>	105	<b>Swc</b>	0.363	<b>Soc</b>	0.249
<b>h (pies)</b>	1	<b>(kro)<sub>Swc</sub></b>	1.00	<b>(krw)<sub>Soc</sub></b>	0.308
<b>Sw</b>	<b>krw</b>	<b>kro</b>	<b>S<sub>w</sub><sup>*</sup></b>	<b>k<sub>rw</sub><sup>*</sup></b>	<b>k<sub>ro</sub><sup>*</sup></b>
0.363	0.000	1.000	0.000	0.000	1.000
0.479	0.042	0.339	0.299	0.137	0.339
0.529	0.078	0.195	0.427	0.253	0.195
0.563	0.106	0.125	0.516	0.344	0.125
0.592	0.131	0.082	0.589	0.425	0.082
0.614	0.152	0.056	0.647	0.493	0.056
0.633	0.170	0.039	0.695	0.552	0.039
0.651	0.189	0.026	0.741	0.612	0.026
0.674	0.214	0.014	0.802	0.696	0.014
0.703	0.247	0.006	0.875	0.801	0.006
0.728	0.277	0.003	0.940	0.901	0.003
0.751	0.308	---	1.000	1.000	---

ELABORADO POR: Erick Miranda

**TABLA 2.5: NORMALIZACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS**  
**MUESTRA 2**

<b>k (md)</b>	1550	<b>Swc</b>	0.17	<b>Soc</b>	0.29
<b>h (pies)</b>	1	<b>(kro)<sub>Swc</sub></b>	1.00	<b>(krw)<sub>Soc</sub></b>	0.24
<b>Sw</b>	<b>krw</b>	<b>kro</b>	<b>S<sub>w</sub><sup>*</sup></b>	<b>k<sub>rw</sub><sup>*</sup></b>	<b>k<sub>ro</sub><sup>*</sup></b>
0.171	0.000	1.000	0.000	0.000	1.000
0.326	0.040	0.427	0.288	0.163	0.427
0.411	0.079	0.204	0.446	0.322	0.204
0.473	0.109	0.118	0.561	0.446	0.118
0.514	0.130	0.082	0.637	0.533	0.082
0.544	0.146	0.058	0.694	0.600	0.058
0.571	0.161	0.039	0.744	0.661	0.039
0.603	0.180	0.022	0.804	0.736	0.022
0.637	0.199	0.010	0.865	0.816	0.010
0.664	0.215	0.004	0.916	0.883	0.004
0.682	0.227	0.002	0.950	0.929	0.002
0.690	0.232	0.001	0.965	0.951	0.001
0.709	0.244	---	1.000	1.000	---

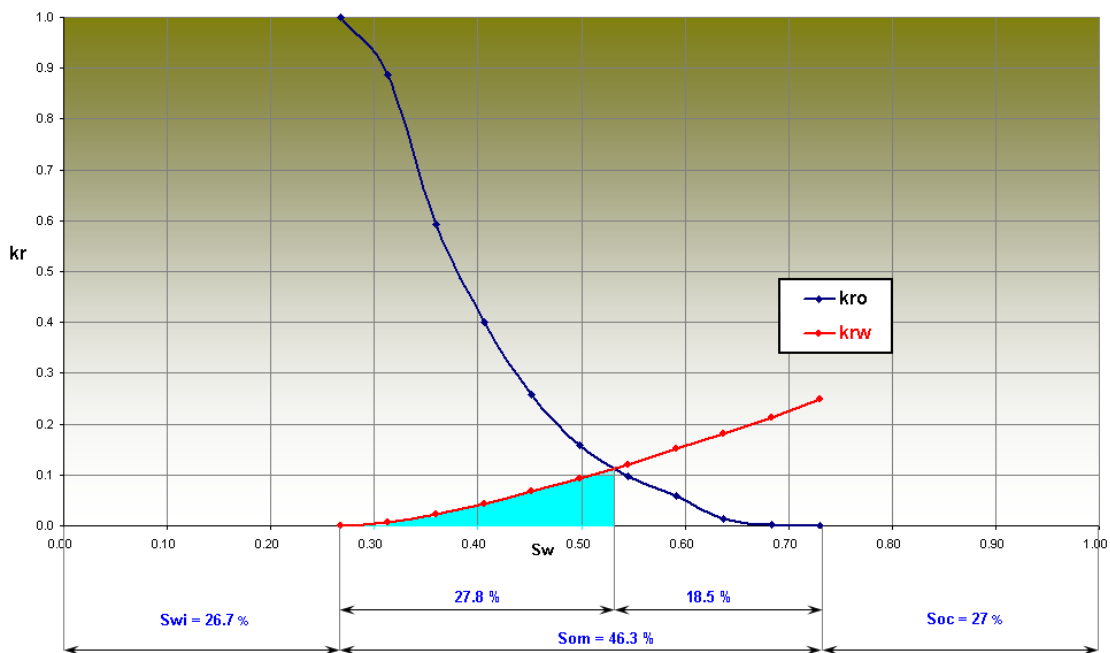
ELABORADO POR: Erick Miranda

**TABLA 2.6: PROMEDIO DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS  
YACIMIENTO "X"**

Swc		0,267		$(\bar{k}_{ro})_{Swc}$	1		Soc		0,270		$(\bar{k}_{rw})_{Soc}$	0,2481			
S <sub>w</sub> *	k <sub>rw</sub> *		$(k_{rw})_{avg}$	k <sub>ro</sub> *		$(k_{ro})_{avg}$	Sw	krw	kro	Sw	krw	kro	Sw	krw	kro
	Muestra 1	Muestra 2		Muestra 1	Muestra 2										
							0,267	---	1,000						
0,1	0,020	0,031	0,030	0,720	0,898	0,887	0,313	0,008	0,887						
0,2	0,068	0,095	0,093	0,500	0,600	0,594	0,360	0,023	0,594						
0,3	0,140	0,178	0,176	0,340	0,405	0,401	0,406	0,044	0,401						
0,4	0,228	0,274	0,271	0,220	0,260	0,257	0,452	0,067	0,257						
0,5	0,328	0,380	0,377	0,139	0,160	0,159	0,499	0,093	0,159						
0,6	0,439	0,490	0,487	0,080	0,099	0,098	0,545	0,121	0,098						
0,7	0,560	0,610	0,607	0,039	0,059	0,058	0,591	0,151	0,058						
0,8	0,700	0,730	0,728	0,018	0,014	0,014	0,638	0,181	0,014						
0,9	0,840	0,860	0,859	0,003	0,002	0,002	0,684	0,213	0,002						
							0,730	0,248	---						

ELABORADO POR: Erick Miranda

**GRÁFICO 2.5: CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS  
PROMEDIADAS YACIMIENTO "X"**



ELABORADO POR: Erick Miranda

Del Gráfico 2.5 puede observarse que la Saturación de petróleo móvil ( $S_{om}$ ) es igual a un 46.7 %, de este porcentaje se puede decir que por técnicas de producción primaria se recuperaría un porcentaje correspondiente a la parte sombreada del gráfico.

La parte sombreada del Gráfico 2.5 corresponde a la saturación de petróleo móvil que se estima ser recuperada por técnicas de recuperación primaria, por tanto el factor de recobro estaría alrededor de un 27.8%.

### 2.2.3. Factor de recobro calculado mediante analogías

Existen muy pocos campos en la Cuenca Oriente que tienen reservas en la Arenisca "X", dichos campos se listan en la Tabla 2.7 con su respectivo factor de recobro.

**TABLA 2.7: FACTOR DE RECOBRO DE OTROS CAMPOS DE LA CUENCA ORIENTE QUE TIENEN RESERVAS EN LA ARENISCA "X"**

Campo	API (°)	FR (%)
Pañacocha	13,9	11
Vinita	15,3	11,8
Apaika - Nenke	16,2	17
Tipishca - Huaico	26	18
VHR	29.2	35

FUENTE: DNH

ELABORADO POR: Erick Miranda

De acuerdo a las características del crudo de la Arenisca "X" del Campo Edén Yuturi cuyo grado API varía entre un 14 y 21 grados se puede observar que el factor de recobro estimado para otros campos varía entre 11 y 17%.

En vista a la incertidumbre se estimará un valor conservador del 11% para el factor de recobro de la Arenisca "X" del Campo Edén Yuturi.

### 2.2.4. Sumario de FR calculado por varios métodos

En la Tabla 2.7 se presentan los valores para el FR de la Arenisca "X" estimados por varios métodos.

**TABLA 2.8: SUMARIO DEL FR CALCULADO POR VARIOS MÉTODOS**

MÉTODO	FR (%)
Ecuaciones Empíricas	33
Curvas de Permeabilidades Relativas	27.8
Analogías	11

FUENTE: UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

De los métodos aplicados se observa que existe gran variabilidad en los valores estimados para el factor de recobro por distintos métodos. Los métodos de ecuaciones empíricas y de permeabilidades relativas arrojaron resultados demasiado optimistas, se debe considerar que otros yacimientos del Campo que presentan mejores propiedades petrofísicas y de fluido difícilmente poseen valores tan altos para su factor de recobro.

En el primer método, de ecuaciones empíricas debe considerarse que estas se hicieron en base a un estudio estadístico limitado y que por tanto no se puede generalizar la aplicación de estas ecuaciones a todos los casos, es así que el Instituto Americano de Petróleo en un segundo estudio sobre correlaciones para la recuperación de petróleo señala lo siguiente:

“Ninguna de las ecuaciones desarrolladas en cualquiera de sus estudios fue estadísticamente adecuada para proporcionar una correlación válida”. Además, no se encontró ninguna correlación estadística válida entre la recuperación de petróleo y los parámetros definibles del reservorio. El segundo estudio encontró que cuando los reservorios se separaron por litología, región geográfica y mecanismo de producción, las únicas correlaciones razonables que podrían desarrollarse, se daban entre el petróleo recuperable y el petróleo original en sitio.<sup>1</sup>

Por otro lado, la estimación del factor de recobro mediante el uso de curvas permeabilidad relativa se ve limitada, ya que solo existen datos de dos muestras, y éstas corresponden al mismo pozo; en consecuencia no se puede representar de manera confiable el comportamiento de todo el yacimiento.

Se ha tenido entonces que descartar estos dos primeros métodos, y ante la gran incertidumbre se ha considerado como válido el factor de recobro estimado a partir de analogías con otros campos de la región.

Por tanto en adelante se usará un factor de recobro del 11% para los cálculos futuros.

## **2.3. RESERVAS**

Se define como reservas de petróleo a los volúmenes de hidrocarburo que pueden ser recuperados de manera técnica y económicamente rentable.

### **2.3.1. CLASIFICACIÓN**

La estimación de reservas involucra algún grado de incertidumbre que depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología disponibles a la fecha, y de la interpretación de estos datos. De acuerdo al grado de incertidumbre las reservas se pueden clasificar como probadas y no probadas.

---

1

### 2.3.1.1. Reservas probadas (P1)

Son las cantidades estimadas de hidrocarburos cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran con razonable certeza ser recuperables en el futuro de yacimientos conocidos, bajo las actuales condiciones económicas y operativas.

### 2.3.1.2. Reservas no probadas

Son reservas que presentan menor certeza para ser recuperadas que las reservas probadas debido a las incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación. Las reservas no probadas pueden ser sub clasificadas como probables y posibles.

#### 2.3.1.2.1. Reservas probables (P2)

Son las reservas no probadas en donde los análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probadas.

#### 2.3.1.2.2. Reservas posibles (P3)

Son las reservas no probadas en donde los análisis de datos de ingeniería u geología sugieren que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.

## 2.3.2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA

En la Tabla 2.9 se presentan los cálculos de reservas que se han hecho en el Plan de Desarrollo del Campo y en las actualizaciones que se han efectuado al mencionado plan con el transcurso del tiempo.

**TABLA 2.3: CRONOLOGÍA DE CÁLCULO DE RESERVAS**

FUENTE	POES	FR	RESERVAS				OBSERVACIONES
			P1	P2	P3	TOTALES	
Plan de Desarrollo , septiembre 2000	222.6	8 / 11	8.8	3.8	6.8	<b>19.4</b>	FR calculado con ecuación de Arps considerando yacimiento volumétrico. Se usa FR de 8% para petróleo pesado y 11% para petróleo mediano
Reforma al Plan de Desarrollo, octubre 2004	33	11.5	0.8	1.5	1.5	<b>3.9</b>	Se asume mecanismo de producción como expansión de roca y fluido. FR se asume en 11.5% por las siguientes razones: poca extensión areal, alto contenido de cemento arcilloso (reducción de porosidad y permeabilidad), intercalaciones con lutitas y calizas, API < 15 , uo > 100 cp, no se evidencia presencia de acuífero
Reforma al Plan de Desarrollo, octubre 2005	33	5.10	2.0	1.6	5.4	<b>9</b>	Al no saberse con certeza el mecanismo de producción si es por empuje hidráulico lateral o por expansión de roca y fluido se asume FR conservador de 5.1%



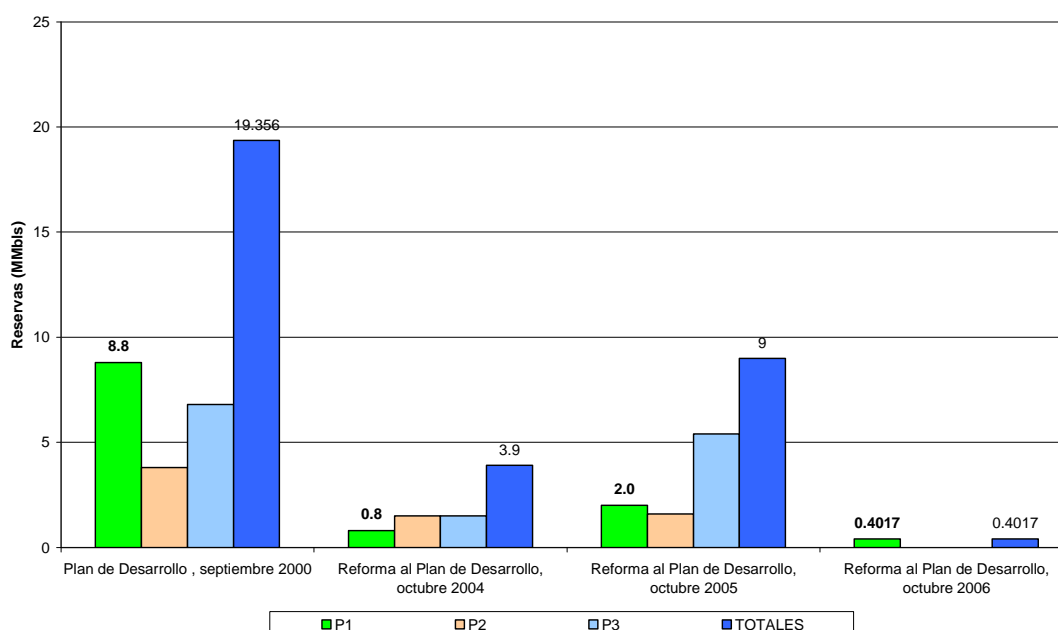
Reforma al Plan de Desarrollo, octubre 2006	39	1.03	0.4	NA	NA	<b>0.4017</b>	Mismas premisas que el plan anterior. Se asume un FR conservador del 1.03%
---	----	------	-----	----	----	---------------	--

FUENTE: UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

El Gráfico 2.6 ilustra los valores de reservas probadas, posibles, probables y totales que se han calculado a través del tiempo para el yacimiento "X". De similar manera en el Gráfico 2.7 se presenta una cronología pero que solo considera a las reservas probadas.

### GRÁFICO 2.6: CRONOLOGÍA CÁLCULO DE RESERVAS



FUENTE: UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

### 2.3.3. CÁLCULO DE RESERVAS ACTUALES

El cálculo de las reservas totales para el yacimiento se lo realizó volumétricamente, multiplicando el valor del POES por el factor de recobro como se indica en la ecuación 2.14. El método fue determinístico, es decir que para el calcular tanto el POES al igual que las reservas se usó un solo valor para cada parámetro involucrado en las ecuaciones, se estima que dichos valores son los que mejor representan las características generales del yacimiento.

$$N = POES * FR \quad (2.14)$$

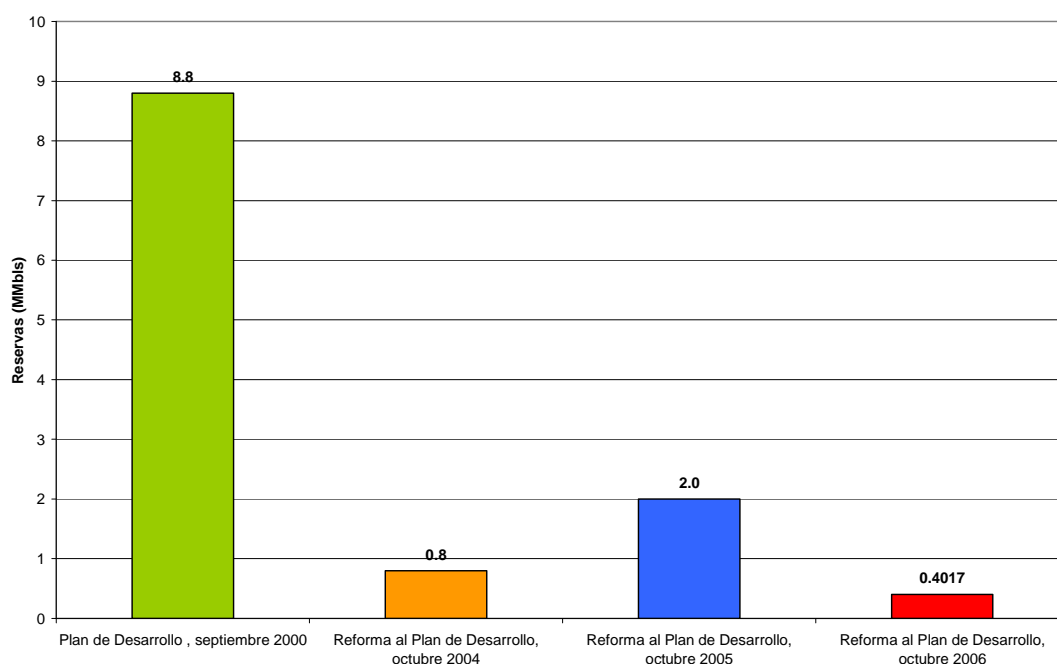
Donde

N: Reservas, BF

Reemplazando los valores del POES y FR en la ecuación se obtuvo un valor de 21.5 MMBF, que corresponde al número de Reservas Totales para la Arenisca "X".

Se ha considerado como reservas probadas, a aquellas estimadas a partir de la interpretación petrofísica de los registros eléctricos de los pozos, como se verá más adelante. El valor para reservas probadas es de 3.36 MMBF y por diferencia el valor para reservas no probadas es de 18.14 MMBF.

**GRÁFICO 2.7: CRONOLOGÍA DEL CÁLCULO RESERVAS PROBADAS**



FUENTE: Información de Ingeniería UB-15

ELABORADO POR: Erick Miranda

### 2.3.3.1. Cálculo de reservas por pozo

Con la interpretación petrofísica de los registros eléctricos, se identificaron las zonas netas de pago, y a partir de esta información se estimaron las reservas de cada pozo perforado hasta mayo del 2008 usando el método volumétrico (Ecuación 2.15). En la **Tabla XX** se presentan los resultados obtenidos. La sumatoria de reservas para todos los pozos es de 3.46 MMBF y corresponde al valor de reservas probadas, como se señaló anteriormente.

$$N = \frac{7758 * \pi * r_e^2 * h_o * PHI * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} * FR \quad (2.15)$$

Donde:

$r_e$ : radio de drenaje, pies

Para la resolución de la ecuación se tomó en cuenta los siguientes aspectos:

#### **2.3.3.1.1. Radio de drenaje**

La distancia promedio entre los pozos es aproximadamente 500 m, se ha considerado como radio de drenaje a la mitad de esta distancia, es decir un valor de 250 m que equivale a 820 pies.

#### **2.3.3.1.2. Zonas Potenciales**

Se ha denominado zonas potenciales a los intervalos seleccionados que podrían ser punzonados y producir. En algunos casos se ha descartado algunos tramos pequeños, por considerarse despreciables ya que su aporte sería insignificante dadas las pobres propiedades petrofísicas y de fluido que el yacimiento en general posee.

#### **2.3.3.1.3. Espesor efectivo ( $h_o$ )**

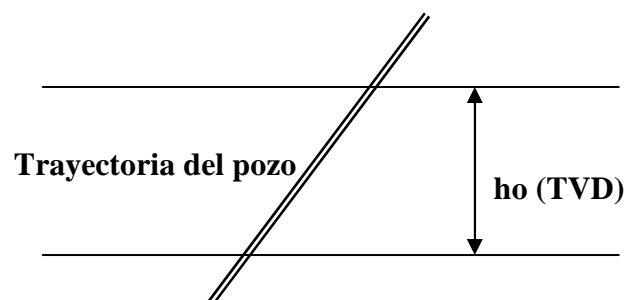
Es importante señalar que para la estimación de reservas y de productividades con la Ley de Darcy debe utilizarse el valor del espesor neto saturado de petróleo expresado en TVD, como se muestra en el Gráfico 2.10.

En el párrafo anterior se definió como zonas potenciales a aquellos intervalos recomendados para ser disparados. Si una zona que se considera potencial por estar saturada de petróleo, pero no es continua en su totalidad y presenta una o más intercalaciones de lutitas, calizas o zonas que no se consideran de pago (2 pies, por ejemplo), estos pequeños intervalos también se disparan por

fines prácticos, puesto que en los costos de servicios de cañoneo también se cobra por pie no disparado.

Sin embargo para fines de cálculo de reservas y de productividades estos intervalos no deben ser considerados pues no aportan a la producción. Para establecer los espesores efectivo ( $h_o$ ), se ha restado entonces estos intervalos no productivos.

**GRÁFICO 2.10: Espesor neto**



ELABORADO POR: Erick Miranda

### 2.3.3.2. Reservas Remanentes

Son los volúmenes de hidrocarburo recuperables que todavía permanecen en el yacimiento.

$$\text{Reservas Remanentes} = N - N_p \quad (2.16)$$

Reemplazando los datos en la ecuación 2.16 se tiene:

$$\text{Reservas remanentes} = (21.5 - 0.106) \text{ (MMBIs)}$$

$$\text{Reservas remanentes} = 21.39 \text{ MMBIs}$$

PARA determinar las reservas remanentes probadas se reemplaza el valor de reservas probadas en la ecuación 2.16

$$\text{Reservas Remanentes Probadas} = (3.47 - 0.106) \text{ MMBIs}$$

$$\text{Reservas Remanentes Probadas} = 3.36 \text{ MMBIs}$$

TABLA 2.4.: CÁLCULO DE RESERVAS POR POZO

Pozo	Zona potencial (MD)		ho (TVD)	ho total (TVD)	PHI	Sw	Reservas		Producción actual del pozo					
									Yº	Fluido (BPD)	Petróleo (BPD)	Agua (BPD)	BSW (%)	Reservas remanentes (BLS)
EM 01	7019	7026	6,5	17	0,15	0,46	20153	50348	"W"	3350	469	2881	86	1.458.521
	7031	7035	4		0,15	0,48	30194							
	7037	7044	6,5											
EM 2	8999	9011	7,5	17,8	0,14	0,50	19982	52267	"W"	1277	26	1251	98	162.095
	9016	9029	10,3		0,15	0,45	32284							
EM 3	10012	10021	6,7	6,7	0,13	0,41	19492	19492	"Y2"	2395	359	2036	85	388.073
EM 4	8697	8704	6,7	6,7	0,13	0,49	17571	17571	"Y2"	3559	320	3239	91	387.222
EM 23	8686	8690	3,3	7	0,13	0,38	22093	22093	"Y1"	4941	1136	3805	77	1.713.935
	8692	8697	3,7											
EM 24	7575	7580	4,1	8,7	0,14	0,48	11087	25867	"Y2"	3545	284	3261	92	539.963
	7587	7593	4,6		0,15	0,44	14780							
EM 25 ST	8768	8775	6,1	11,4	0,14	0,53	14788	29017	"Y1"	6991	909	6082	87	804.075
	8782	8784	1,7		0,14	0,48	14229							
	8787	8793	3,6											
EM 27	7740	7748	7,3	17,4	0,17	0,49	24237	63506	"Y1"	3245	260	2985	92	345.180
	7763	7776	10,1		0,16	0,38	39269							
EM 31	8993,5	8995,5	1,6	4,3	0,14	0,48	4516	10065	"W"	4421	1547	2874	65	1.123.734
	8999,5	9003	2,7		0,12	0,55	5549							
EM 41	10712	10719	3,8	20,4	0,14	0,58	8385	68981	"Y2"	1689	372	1317	78	161.215
	10732	10744	6		0,16	0,46	19716		"Y1"	1427	86	1341	94	89819
	10760	10782	10,6		0,15	0,32	40880							

TABLA 2.4: CONTINUACIÓN

EM 42	7542	7549	6,1	14,1	0,13	0,56	13959	41172	"Y1"	5788	810	4978	86	163.529
	7564	7574	8		0,15	0,41	27213							
EM 43	8126	8130	3,8	9,1	0,15	0,49	25973	25973	"Y1"	3815	381	3434	90	111.875
	8136	8142	5,3											
EM 53	8006	8027	19,5	26	0,18	0,47	69988	86169	"Y2"	4293	644	3649	85	1.155.191
	8032	8039	6,5		0,13	0,49	16180		"Z"	5661	849	4812	85	381.273
EM 54	NO INTERESA													
EM 55	7634	7647	10,5	16,5	0,17	0,47	36479	57600	"Y1"	4598	2207	2391	52	944.791
	7651	7661	6		0,17	0,45	21121							
EM 56	HORIZONTAL A "W"													
EM 57	HORIZONTAL A "W"													
EM 59	7247	7282	32,5	36,9	0,18	0,39	134311	153221	"Y2"	4156	1122	3034	73	812.403
	7291	7296	4,4		0,18	0,38	18910							
EM 60	NO INTERESA													
EM 47	NO INTERESA													
EM 51	HORIZONTAL A "W"													
EM 52	9142	9150	5,1	14	0,13	0,53	11840	42560	"Z"	1960	372	1588	81	798.043
	9169	9181	8,9		0,15	0,39	30720		"Y1"	1044	31	1013	97	92.173
EM 5	7211	7220	8,5	13,5	0,15	0,48	24736	42650	"Y2"	2400	384	2016	84	774.890
	7232	7237	5		0,16	0,41	17914							
EM 6	7405	7426	21	21	0,17	0,41	80873	80873	"Y2"	1867	187	1680	90	-5488
EM 7	7620	7628	6	10,6	0,13	0,58	12294	28569	"Z"	3536	778	2758	78	507323
	7640	7645	4,6		0,17	0,46	16275							
EM 8	7255	7274	14,5	28,5	0,18	0,53	46089	95827	"Z"	2595	259	2336	90	607426
	7278	7292	14		0,17	0,45	49738							

TABLA 2.4: CONTINUACIÓN

EM 9	7175	7184	8	14	0,17	0,45	28758	46926	"Y1"	3969	1588	2381	60	553.199	
	7193	7199	6		0,17	0,53	18168								
EM 18	7771	7780	6,6	29	0,14	0,38	21961	95726	"Y2"	2979	1525	1454	49	330923	
	7795	7821	22,4		0,15	0,44	73764		"Y1"	6016	1533	4483	75	1726133	
EM 20	9862	9878	15,5	24,7	0,16	0,49	47255	86473	"Y2"	2300	414	1886	82	886.621	
							0								
	9920	9930	9,2		0,17	0,34	39218								
EM 21ST	9512	9544	17,5	17,5	0,14	0,46	50546	50546	"Z"	923	738	185	20	525.659	
EM 26	7534	7568	27,9	27,9	0,18	0,41	115451	115451	"Y2"	1860	112	1748	94	274.834	
									"Y1"	585	35	550	94	35.980	
EM 28	7420	7428	7,9	7,9	0,16	0,36	31704	31704	"Z"	2834	198	2636	93	304.945	
EM 29	7165	7180	14,5	14,5	0,19	0,39	63408	63408	"Y2"	3889	972	2917	75	118.185	
									"Y1"	4863	1216	3647	75	977.702	
EM 30	8006	8018	8,8	14,1	0,15	0,52	24738	48021	"W"	5846	2923	2923	50	1.582.792	
	8048	8054	5,3		0,19	0,39	23283								
EM 10	7110	7124	11,4	11,4	0,14	0,49	30863	30863	"Y1"	1982	892	1090	55	655.788	
EM 11	7568	7575	4,4	16,6	0,13	0,52	10142	42774	"Z"	3809	343	3466	91	245.391	
	7581	7587	5,8		0,15	0,46	17506		"Y1"	6252	562	5690	91	923.463	
	7592	7600	6,4		0,12	0,48	15126								
EM 12	7384	7388	4	16,3	0,17	0,51	12913	48783	"Y1"	9550	668	8882	93	612.672	
	7397	7411	12,3		0,13	0,42	35870								
EM 13	7675	7695	19,6	20	0,15	0,42	65637	65637	"Z"	3640	437	3203	88	593.234	
EM 14	9701	9712	7,8	12,6	0,13	0,36	39068	39068	"Y1"	8469	847	7622	90	849.518	
	9715	9721	4,8												
EM 15	7255	7272	17	17	0,16	0,40	61287	61287	"Z"	2475	297	2178	88	535.532	
									"Y1"	8025	963	7062	88	1.238.049	

TABLA 2.4: CONTINUACIÓN

EM 16	10992	10999	4	<b>17,3</b>	0,12	0,50	8899	<b>53171</b>	"Y1"	85	<b>0</b>	85	100	5.639			
	11024	11044	13,3		0,15	0,42	44272										
EM 17	7413	7420	5	<b>24</b>	0,14	0,53	12607	<b>71204</b>	"Y1"	7871	<b>787</b>	7084	90	273.126			
	7431	7450	19		0,15	0,48	58596										
EM 38	8983	9032	32,8	<b>32,8</b>	0,15	0,40	113696	<b>113696</b>	"W"	944	<b>623</b>	321	34	156.720			
EM 39	7374	7380	4,4	<b>17,7</b>	0,17	0,48	15335	<b>67367</b>	"Y2"	9567	<b>1244</b>	8323	87	380.092			
	7387	7400	13,3		0,16	0,36	52033		"Z"	1264	<b>166</b>	1098	87	139.682			
EM 40	7602	7611	8,3	<b>12,9</b>	0,14	0,44	24014	<b>35479</b>	"Y1"	4403	572	3831	87	489.765			
	7617	7622	4,6		0,15	0,57	11466										
EM 48	<b>HORIZONTAL A "W"</b>																
EM 50	9786	9790	2,4	<b>6,1</b>	0,13	0,58	5103	<b>18692</b>	"W"	2677	<b>1017</b>	1660	62	894.394			
	9840	9847	3,7		0,16	0,40	13590										
EM 63	7260	7274	14,5	<b>14,5</b>	0,15	0,44	47076	<b>47076</b>	"Z"	2310	<b>1178</b>	1132	49	598.741			
EM 64	7382	7386	4	<b>17,9</b>	0,14	0,47	11479	<b>56689</b>	"Y2"	1665	<b>366</b>	1299	78	566.110			
	7403	7419	13,9		0,15	0,42	45210										
EM 65	7274	7278	3,9	<b>24,7</b>	0,14	0,41	12356	<b>78911</b>	"Y1"	2551	<b>867</b>	1684	66	748.096			
	7305	7318	12,6		0,15	0,45	66555										
	7321	7330	8,2														
EM 66	7594	7612	17,4	<b>17,4</b>	0,2	0,4	76861	<b>76861</b>	"Y2"	1665	<b>366</b>	1299	78	566.110			
									"Y1"	2551	<b>867</b>	1684	66	748.096			
EM 67	<b>NO INTERESA</b>																
EM 19	<b>NO INTERESA</b>																
EM 33	9161	9168	4,5	<b>18,6</b>	0,16	0,42	29795	<b>58147</b>	"W"	2988	<b>149</b>	2839	95	110709			
	9171	9179	4,1														
	9195	9202	4,1												0,14	0,48	11606
	9210	9220	5,9												0,15	0,51	16746



TABLA 2.4: CONTINUACIÓN

EM 35	7374	7386	12	21	0,16	0,54	34632	63081	"Z"	1350	364	986	73	435.804
	7394	7403	9		0,16	0,47	28449							
EM 37	8576	8582	6	15,5	0,12	0,52	13724	41114	"W"	1303	195	1108	85,035	474.945
	8605	8611	5		0,14	0,44	27390							
	8613	8618	4,5											
EM 61	ABANDONADO													
EM 74	ABANDONADO Y SIN INTERES													
EM 32	10385	10400	9,2	21,6	0,17	0,12	51525	91102	CERRADO					
	10412	10423	6,6		0,14	0,42	21217							
	10432	10441	5,8		0,18	0,54	18359							
EM 34	7849	7862,5	12,7	16,9	0,17	0,51	40531	55197	"Y1"	4486	269	4217	94	138.421
	7868	7873	4,2		0,19	0,51	14666							
EM 44	ABANDONADO													
EM 45	7541	7546	4,5	15,9	0,16	0,46	14829	52370	"Y1"	850	110	740	87	42995
	7563	7571	7,9		0,15	0,43	37541							
	7574	7578	3,5											
EM 62	7202	7215	10,4	10,4	0,16	0,46	34166	34166	"Z"	1429	300	1129	79	403955
EM 68	7419	7428	8,9	8,9	0,15	0,43	29752	29752	"Z"	3982	796	3186	80	1.148.167
EM 69	8595	8602	5,9	32	0,17	0,48	19472	107183	"Y1"	3149	850	2299	73	1246876
	8615	8638	19,3		0,16	0,48	60296							
	8649	8657	6,8		0,17	0,39	27414							
EM 70	7507	7532	20	28,5	0,18	0,47	72895	113138	"Z"	1970	453	1517	77	796.151
	7549	7558	8,5		0,21	0,40	40242							
EM 71	8228	8232	3,6	11,2	0,17	0,46	12417	32174	"Y2"	2506	526	1980	79	679.097
	8252	8261	7,6		0,15	0,54	19757							

TABLA 2.4: CONTINUACIÓN

EM 72	8132	8141	8,2	<b>21</b>	0,18	0,24	42810	<b>80604</b>	"Y2"	2762	<b>1491</b>	1271	46	1.205.351
	8146	8151	4,6		0,15	0,52	12860		"Z"	308	<b>213</b>	95	31	592.564
	8155	8159	3,2		0,14	0,44	9718							
	8165	8170	5		0,16	0,52	15216							
EM 73	9166	9176	8,4	<b>14,3</b>	0,15	0,26	35827	<b>49524</b>	"W"	1711	<b>240</b>	1471	86	128
	8204	8211	5,9		0,12	0,51	13696							
EM 75	7706	7720	14	<b>14</b>	0,18	0,45	53424	<b>53424</b>	"Y1"	2606	<b>261</b>	2345	90	739.656
EM 76	8194	8199	5	<b>28,5</b>	0,21	0,35	25412	<b>110629</b>	"Z"	441	<b>419</b>	22	5	333.250
	8207	8213	6		0,22	0,47	26585		"Y1"	1706	<b>358</b>	1348	79	977.020
	8232	8249	17,5		0,17	0,48	58633							
EM 78	7505	7514	8,5	<b>8,5</b>	0,15	0,38	30833	<b>30833</b>	"Y2"	1243	<b>982</b>	261	21	813.477
									"Y1"	1062	<b>340</b>	722	68	536.304
<b>TOTAL</b>								<b>3462071</b>						

## 2.4. ANÁLISIS DE LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Para el análisis del comportamiento productivo únicamente se ha considerado la información del pozo EM 32 por ser el único pozo que produjo del yacimiento durante un período de tiempo razonable.

Solo se consideró la información productiva del pozo de los primeros 7 meses, en los que el pozo produjo del yacimiento "X", posterior a este período no se sabe con certeza el aporte del yacimiento ya que se puso en producción conjunto con el yacimiento "Y1".

Se analizó el comportamiento productivo del pozo de manera mensual ya que el período de producción de este pozo fue limitado.

A fin de evitar distorsiones en los datos que pudieran perjudicar el análisis, no se han considerado para el promedio los valores de  $q_0 = 0$  en los que el pozo estuvo cerrado.

De los datos de producción mensuales presentados en la Gráfica 1, puede observarse que la producción empieza a declinar en el mes de diciembre del 2004. Por lo que se toma como  $t_0$  y  $q_0$  al mes de noviembre 2004

Para determinar el tipo de declinación se siguen los siguientes pasos:

1. Calcular ritmo de declinación de producción ( $d_{1/2}$ ) para cada medio período con la Ecuación 2.17.

$$d_{1/2} = 1 - \frac{q_{i+1}}{q_i} \quad (2.17)$$

Los valores calculados muestran que la producción del pozo declinó entre un 23% y un 31% mensualmente a partir del cuarto mes

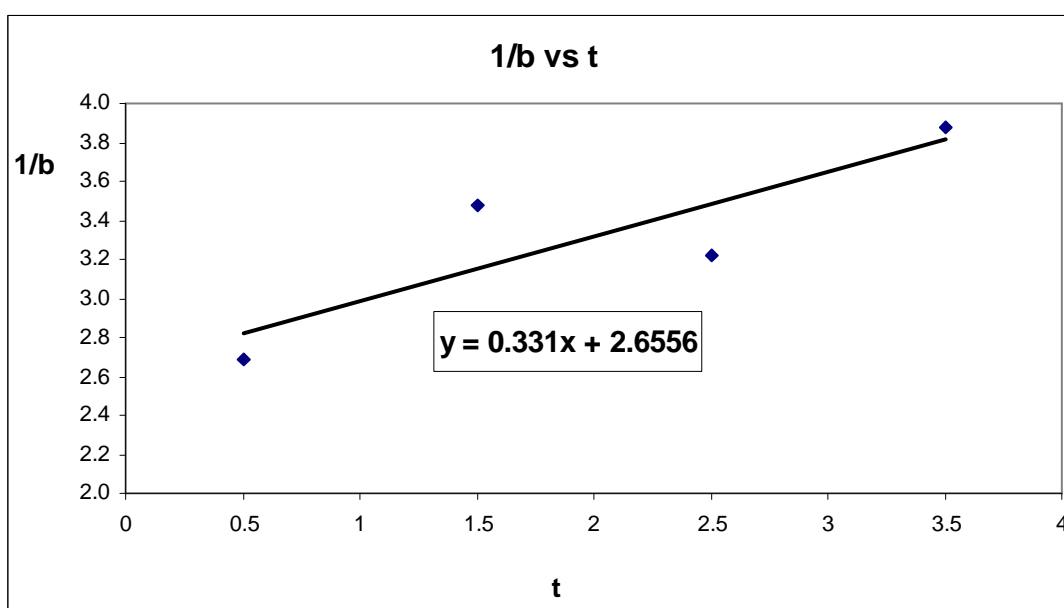
2. Calcular la relación de la declinación de la producción continua (b) a mitad de período. Para ello se usa la Ecuación 2.18.

$$b_{1/2} = -\ln\left(1 - \frac{q_{i+1}}{q_i}\right) \quad (2.18)$$

Los valores de  $b_{1/2}$  obtenidos no son constantes por lo tanto no se trata de una declinación continua o exponencial y se debe tratar de hacer un ajuste hiperbólico.

3. Graficar  $b_{1/2}$  vs  $t$  como se muestra en el Gráfico 2.8.

**GRÁFICO 2.8:  $1/b_{1/2}$  v.s  $t$**



ELABORADO POR: Erick Miranda

4. De la ecuación obtenida en la gráfica se pueden obtener los valores de  $a$  (constante hiperbólica) y  $b_0$  (valor inicial de declinación) haciendo un reemplazo en la Ecuación 2.19.

$$\frac{1}{b} = \frac{1}{a}t + \frac{1}{b_0} \quad (2.19)$$

Del ajuste de la gráfica se obtuvo la ecuación 2.20

$$y = 0.331x + 2.6556 \quad (2.20)$$

Reemplazando los valores de las constantes en la ecuación 2.19 se obtiene la ecuación 2.21

$$\frac{1}{b} = 0.331t + 2.6556 \quad (2.21)$$

Despejando los valores de a y b de la ecuación 2.21 se obtiene::

$$\frac{1}{a} = 0.331 \longrightarrow a = 3.021$$

$$\frac{1}{b_0} + 2.66 \longrightarrow b_0 = 0.337$$

5. Los valores de a y  $b_0$  se reemplazan en la ecuación de declinación hiperbólica (Ecuación 2.22) para calcular los caudales a diferentes tiempos.

$$q = \frac{q_o}{\left(1 + \frac{b_o * t}{a}\right)^a} \quad (2.22)$$

Reemplazando los valores de las constantes a,  $b_0$  y el caudal inicial se genera la Ecuación 2.23, que se describe la declinación del pozo.

$$q = \frac{q_o}{\left(1 + \frac{0.337 * t}{3}\right)^3} \quad (2.23)$$

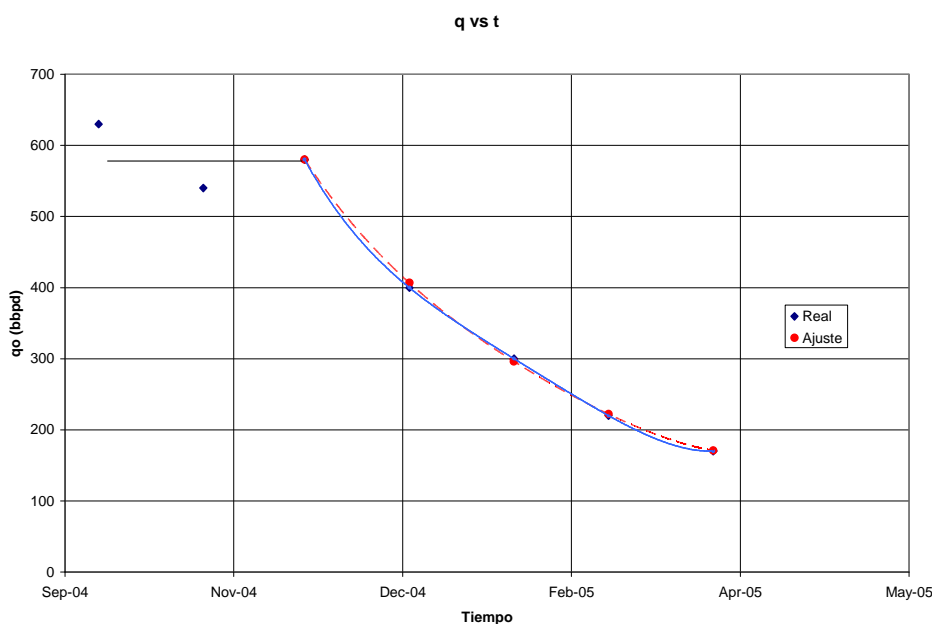
En la Tabla 2.5 se resumen los resultados de los diferentes cálculos efectuados en los distintos pasos.

En el Gráfico 2.9 se grafica  $q_o$ (real) vs tiempo y  $q_o$  (calculado) vs tiempo para observar el ajuste

**TABLA 2.5: CÁLCULOS PARA DETERMINAR DECLINACIÓN PRODUCCIÓN POZO EM 32**

Mes	qo (BPPD)	Período	$t_{1/2}$	$d_{1/2}$	$b_{1/2}$	$1/b_{1/2}$	qo (ajuste)
Sep-04	630						
Oct-04	540						
Nov-04	580	0					580
Dec-04	400	1	0.5	0.310	0.372	2.69	407
Jan-05	300	2	1.5	0.250	0.288	3.48	296
Feb-05	220	3	2.5	0.267	0.310	3.22	222
Mar-05	170	4	3.5	0.227	0.258	3.88	171

ELABORADO POR: Erick Miranda

**GRÁFICO 2.9: q vs t**

ELABORADO POR: Erick Miranda

El tipo de declinación y las ecuaciones obtenidas de éste análisis se utilizarán en los perfiles de producción de los otros pozos del yacimiento.

## 2.5. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Para la selección de pozos candidatos se escogió a aquellos que se considera que entrarían en el menor plazo de tiempo posible a la producción de este yacimiento, pues los datos que se obtengan de estos permitirán hacer ajustes y estimaciones más precisas para los pozos que se incorporen más tarde.

El primer criterio utilizado para seleccionar los pozos candidatos consideró la producción actual del pozo: la cantidad de petróleo producida, el corte de agua, las reservas remanentes y por supuesto el yacimiento del cual produce.

Bajo este primer criterio se seleccionó el pozo EM 16, puesto que actualmente produce 100 bls de fluido con un corte del 100% de agua. Si bien este pozo no

posee mayor cantidad de reservas en el yacimiento “X”, esta formación es la única que queda por producir por lo tanto debería ser probado.

El segundo criterio tomó en cuenta las reservas del pozo en el yacimiento “X”, para hacer una comparación con las reservas remanentes del yacimiento del que está produciendo el pozo. En la gran mayoría de los casos las reservas estimadas para el yacimiento “X” fueron inferiores a las reservas remanentes que tiene el pozo del yacimiento del cual produce, por lo tanto no ameritan un cambio de zona.

Los pozos con completamientos dobles o inteligentes fueron descartados para probar algún pozo en el yacimiento “X”, en vista del riesgo que tendría probar un pozo en un yacimiento con poca información como es el caso de la Arenisca “X”, y sacrificar la producción de dos arenas.

Tomando en cuenta los dos primeros criterios se preseleccionó 5 pozos, y se descartó al pozo EM 33 ya que puede ser producido de otros yacimientos que poseen mejor potencial que la Arenisca “X”.

Finalmente se seleccionaron los 4 pozos que se resumen en la Tabla 2.6

**TABLA 2.6: POZOS SELECCIONADOS**

Pozo	Reservas Arenisca “X” (BIs)	Producción Actual del pozo				Reservas remanentes
		Arena	Petróleo	BSW	API	
EM 2	52267	“W”	26	98	17	162.095
EM 16	53171	“Y1”	0	100	19	5.639
EM 38	113696	“y2”	623	34	18	156.720
EM 45	52370	“Z”	110	87	15	42995

ELABORADO POR: Erick Miranda

A pesar de que el pozo EM 2 todavía presenta reservas en “W”, este pozo piensa ser cerrado en este yacimiento ya que se piensa perforar un pozo horizontal cercano que drenaría dichas reservas

### 2.5.1. Estimación de productividad

Para estimar la productividad de los pozos se usó la ecuación de Darcy para flujo radial (Ecuación 2.24)

$$IP = \frac{0.00708 * k_o * h_o}{\mu_o * B_o * \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right)} \quad (2.24)$$

Donde:

- IP: Índice de productividad, bpd / psi  
 k<sub>o</sub>: Permeabilidad efectiva al petróleo, md  
 h<sub>o</sub>: Espesor neto saturado de petróleo, pies  
 μ<sub>o</sub>: Viscosidad del petróleo, cp  
 B<sub>o</sub>: Factor volumétrico del petróleo, bls/BF  
 r<sub>e</sub>: Radio de drenaje, pies  
 r<sub>w</sub>: Radio del pozo, pies

En la Tabla 2.7 se muestran los valores usados para el cálculo del índice de productividad del pozo EM 16.

**TABLA 2.7: PARÁMETROS USADOS PARA EL CÁLCULO DEL IP POZO EM**

16

PARÁMETROS					
Pr (psia)	2950	re (ft)	660	k1 (md)	250
Bo (bl/BF)	1,08	rw (ft)	0,35	k2 (md)	1000
uo (cp)	100	s1	0	s2	0

ELABORADO POR: Erick Miranda



En la Tabla 2.8 se muestra el IP calculado para cada zona del pozo, obteniéndose un IP total de 0.113 BPD/ psi.

**TABLA 2.8: ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD POZO EM 16**

ZONA	DISPAROS (MD)		ho efecto (TVD) (ft)	IP (BPD/psi)
	Tope MD (ft)	Base MD (ft)		
Zona 1	10992	10999	4	0,008
Zona 2	11024	11034	13,3	0,11
<b>IP TOTAL</b>				<b>0,113</b>

ELABORADO POR: Erick Miranda

En la Tabla 2.9 se resumen los índices de productividades calculados para todos los pozos seleccionados

**Tabla 2.9: ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD PARA LOS POZOS SELECCIONADOS**

POZO	IP
EM 2	0,25
EM 16	0,11
EM 38	0,32
EM 45	0,1

ELABORADO POR: Erick Miranda

### 2.5.2. Curvas IPR

Asumiendo distintas presiones de fondo fluyente con la Ecuación 2.25, se construye la curva IPR.

$$q = IP \cdot (Pr - P_{wf}) \quad (2.25)$$

Donde:

Pr: Presión de reservorio, psi

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

En la Tabla 2.10 se presentan los valores calculados con la ecuación 2.25 para el pozo EM 16 y en el Gráfico 2.10 se muestra la curva IPR generada a partir de estos valores

### 2.5.3. Perfiles de producción

A una determinada presión fluyente el pozo producirá con cierto caudal e irá declinando su producción con el transcurso del tiempo. Los perfiles de producción se han realizado con la ecuación 2.23, misma que obtuvo del análisis del comportamiento productivo del pozo EM 32.

De acuerdo al comportamiento productivo del pozo EM 32 se observó que la producción se mantenía constante por un período de tres meses y que luego empezaba a declinar. Los perfiles de todos los pozos se han hecho de acuerdo a esta consideración.

Para el caso del pozo EM 16 se hizo un perfil de producción para una producción inicial de 241 bpd que corresponde a una presión de fondo fluyente de 750 psi, como puede verse en la Tabla 2.10

Reemplazando el valor del caudal inicial de 241 bpd en la ecuación 2.23 se obtiene la ecuación para la declinación de producción del pozo EM 16.

$$q = \frac{q_0}{\left(1 + \frac{0.337 * t}{3}\right)^3} \quad (2.26)$$

La producción acumulada para cierto período se calcula con la ecuación 2.27

$$Q = \frac{a}{a-1} * \frac{1}{b_0} \left[ q_0 - q \left( 1 + \frac{b_0 * t}{a} \right) \right] \quad (2.27)$$

Donde:

Q: Producción acumulada de petróleo, bls

a: Constante hiperbólica

b<sub>0</sub>: Valor inicial de declinación

q<sub>0</sub>: Caudal inicial, bpd

t. tiempo, mes

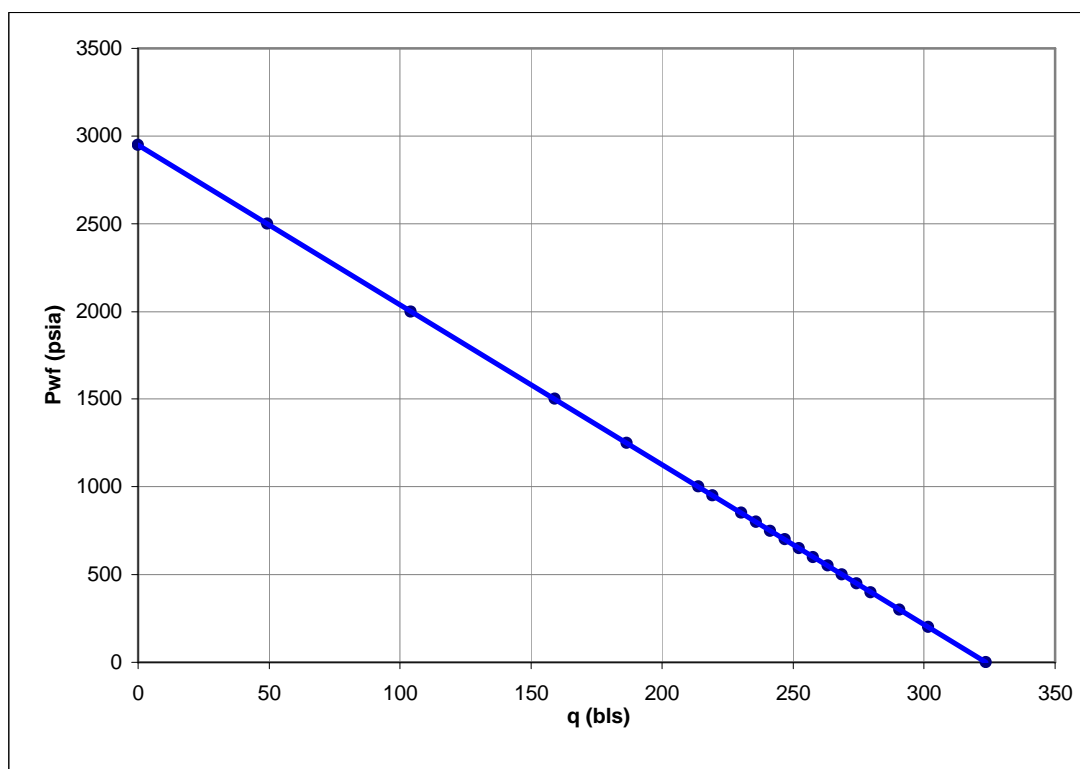
En la Tabla 2.11 se presentan los resultados calculados con las ecuaciones 2.26 y 2.27 para el pozo EM 16 y en el Gráfico 2.11 se ilustran los valores obtenidos.

**Tabla 2.10: DATOS CURVA IPR POZO EM 16**

Pwf (psia)	q (bls)
2950	0
2500	49
2000	104
1500	159
1250	186
1000	214
950	219
850	230
800	236
750	241
700	247
650	252
600	258
550	263
500	269
450	274
400	280
300	291
200	302
0	324

ELABORADO POR: Erick Miranda

**GRÁFICO 2.10: CURVA IPR POZO EM 16**



ELA

BORADO POR: Erick Miranda

TABLA 2.11: CÁLCULO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

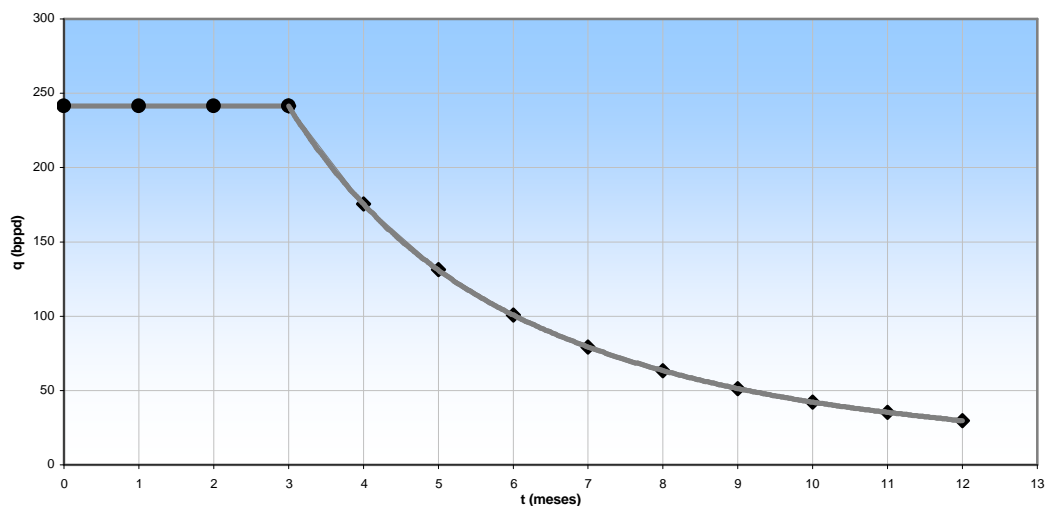
POZO

## EM 16

Perfil de Producción			Producción Acumulada
Período	Mes	qo (bppd)	
	0	241	
	1	241	7334
	2	241	14668
<b>t<sub>0</sub></b>	3	241	22003
<b>t<sub>1</sub></b>	4	175	28263
<b>t<sub>2</sub></b>	5	131	32881
<b>t<sub>3</sub></b>	6	101	36385
<b>t<sub>4</sub></b>	7	79	39106
<b>t<sub>5</sub></b>	8	63	41262
<b>t<sub>6</sub></b>	9	51	42998
<b>t<sub>7</sub></b>	10	42	44417
<b>t<sub>8</sub></b>	11	35	45592
<b>t<sub>9</sub></b>	12	30	46575
<b>t<sub>10</sub></b>	13	25	47407

ELABORADO POR: Erick Miranda

GRÁFICO 2.11: PERFIL DE PRODUCCIÓN POZO EM 16



## **CAPÍTULO III**

# **ANÁLISIS NODAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO**

El único sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo es el bombeo electrosumergible por el buen desempeño y la flexibilidad que ha tenido para la producción de fluidos.

Para el caso particular de los pozos candidatos que se seleccionaron para producir del yacimiento "X" se continuará utilizando este sistema de producción, dado a que las características del petróleo y de los pozos no presentan impedimento para que se use este tipo de levantamiento artificial.

### **3.1. CONCEPTOS TEÓRICOS Y ECUACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

#### **3.1.1. DATOS REQUERIDOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO**

##### **3.1.1.1. Datos del pozo**

Especificaciones del casing: tamaño y peso

Especificaciones del tubing: tamaño y peso

Profundidad de los intervalos perforados

Profundidad de asentamiento de la bomba

##### **3.1.1.2. Datos de producción**

Presión estática

Presión en cabeza (THP y CHP)

Temperatura de fondo (BHT)

Prueba de producción

Índice de productividad

Tasa de producción deseada

Porcentaje de agua y sólidos

Relación gas petróleo (GOR)

Porcentaje de sólidos

### **3.1.1.3. Características de los fluidos**

Gravedad específica del agua

API del petróleo

Gravedad específica del gas

Presión de burbuja

Factor volumétrico para cada fase\*

Viscosidad del petróleo\*

GOR\*

\* Pueden ser determinadas usando correlaciones

### **3.1.1.4. Datos de la Fuente de Energía Eléctrica**

Voltaje primario disponible

Frecuencia

### **3.1.1.5. Problemas Posibles**

Producción de arena

Formación de escamas

Deposición de parafinas

Corrosión

Emulsión

### 3.1.2. CARGA

La presión del líquido se puede considerar como la producida por el peso de su columna en un punto dado. Esta columna de líquido se llama “carga estática” y generalmente se expresa en pies de líquido.

Los pies de carga y la presión son por lo tanto, formas diferentes de expresar el mismo valor. En bombeo electrosumergible cuando se usa el término “presión” se refiere a las unidades en psi y cuando se usa el término “carga o cabeza” se refiere a las unidades en pies.

Para convertir de un valor a otro se usa la ecuación 3.1

$$H = \frac{P}{0.433 * SG} \quad (3.1)$$

Donde:

H. Carga, pies

P: Presión, psi

SG: Gravedad específica

### 3.1.3. GRAVEDAD ESPECÍFICA

Es la relación de la densidad de una sustancia con la de otra sustancia de referencia. Para los líquidos la sustancia de referencia es el agua a 60 °F.

### 3.1.4. GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA

La densidad del agua de formación y por tanto la gravedad específica de esta depende de la salinidad. Si se tienen datos de pruebas de producción se puede determinar el valor de gravedad específica del agua, caso contrario se asume un valor de 1

### 3.1.5. GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (SGO)

Se calcula con la ecuación 3.2

$$SG_o = \frac{141.5}{131.4 + ^\circ API} \quad (3.2)$$

### 3.1.6. GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA

Se calcula con la ecuación 3.3

$$SG_M = SG_W * BSW + SG_o * (1 - BSW) \quad (3.3)$$

Donde:

$SG_M$ : Gravedad específica de la mezcla.

$BSW$ : Corte de agua del pozo, fracción

$SG_W$ : Gravedad específica del agua

$SG_o$ : Gravedad específica del petróleo

### 3.1.7. GRADIENTE DE PRESIÓN DEL FLUIDO

Es la presión que ejerce un fluido por unidad de altura. Se calcula con la ecuación 3.4.

$$Grad = SG_F * 0.433 \quad (3.4)$$

Donde:

Grad: Gradiente de presión, psi/pie

$SG_F$ : Gravedad específica del fluido



### 3.1.8. PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA

Es conveniente colocar la bomba en el casing de 95/8 para poder instalar la “herramienta Y” (“Y Tool”), lo que brinda la posibilidad de realizar tratamientos con químicos, bajar herramientas y hacer otro tipo de trabajos por el “tubing bypass” sin necesidad de tener que intervenir el pozo con una torre de reacondicionamiento y sacar la bomba.

Para prevenir problemas en el equipo se recomienda que a la profundidad a la que se coloque la bomba, la inclinación no exceda los 60<sup>a</sup> y que la severidad de las patas de perro (“dog leg severity”) no sea mayor de 1 grado y con esto evitar deformaciones en la bomba y posibles problemas de pesca

### 3.1.9. PROFUNDIDAD A MITAD DE PERFORACIONES (MPP)

Corresponde a la profundidad a la mitad de los intervalos cañoneados de las arenas productoras. Se calcula con el promedio aritmético de los intervalos abiertos mediante la ecuación 3.5

$$MPP = \frac{h_{\text{tope}} + h_{\text{fondo}}}{2} \quad (3.5)$$

Donde:

$h_{\text{tope}}$  : Profundidad del primer intervalo perforado, pies

$h_{\text{fondo}}$  : Profundidad del último intervalo perforado, pies

### 3.1.10. DIFERENCIAL DE LONGITUD ( $\Delta L$ )

Es la diferencia de profundidades verticales comprendida entre la entrada de la bomba (Intake) y la mitad de las perforaciones de las arenas productoras. Se calcula con la ecuación 3.6

$$\Delta L = MPP - \text{Prof Asentamiento Bomba} \quad (3.6)$$

### 3.1.11. PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP)

La presión de entrada a la bomba se calcula con la ecuación 3.7.

$$PIP = P_{wf} - Grad_M * \Delta L \quad (3.7)$$

Si se asumen varios valores de  $P_{wf}$  se puede construir la IPR corregida a la profundidad de la bomba, esta curva se conoce como "Inflow" y representa la presión disponible al nivel en que se encuentra la bomba para determinado caudal.

### 3.1.12. PRESIÓN DE DESCARGA

Para el cálculo de la presión de entrada a la bomba se lo ha hecho desde el yacimiento hasta ese punto, es posible también calcular la presión desde la superficie para determinar la presión necesaria a la profundidad de la bomba para levantar los fluidos a superficie.

La presión a la entrada de la bomba es la cantidad de energía disponible de la formación. La presión a la descarga de la bomba es una medida de la cantidad de energía requerida para levantar los fluidos a la superficie

La presión de descarga la componen tres elementos: presión de cabeza, la presión que ejerce el peso de la columna de fluido y las pérdidas por fricción, como se señala en la ecuación 3.

Para determinar la presión que ejerce el peso de la columna de fluido se usa la ecuación 3.1, considerando la profundidad de asentamiento de la bomba.

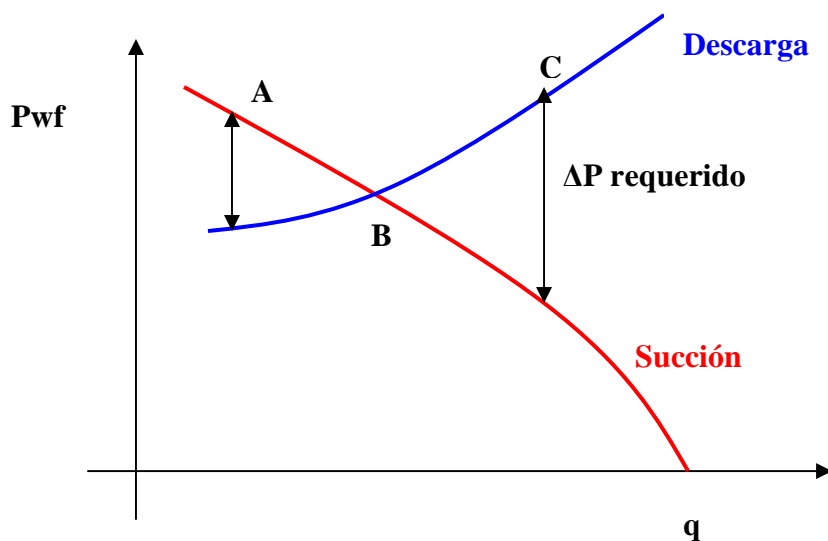
Las pérdidas por fricción se calculan con la ecuación 3.13

Para un mismo punto se ha calculado dos presiones diferentes: una desde el yacimiento hacia arriba y la otra desde el cabezal del pozo hacia abajo. En el gráfico 3.1 se ilustran estas curvas.

En el Gráfico 3.1, desde el punto A hasta el punto B, donde se intersecan las curvas de succión y descarga el pozo puede producir a flujo natural.

En el punto C el pozo no es capaz de producir a flujo natural, pues la energía que posee el yacimiento es inferior a la que se necesita para llevar los fluidos a superficie.

### GRÁFICO 3.1: CURVAS DE SUCCIÓN Y DE DESCARGA



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

### 3.1.13. PRESIÓN DEL SISTEMA

Representa a la energía que el pozo necesita para poder producir un determinado caudal. Se calcula mediante la diferencia de la presión de entrada y la presión de descarga.

La curva que se genera se denomina "curva del sistema del pozo" o "curva del pozo" ya que incluye todo en el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo a excepción de la bomba.

### 3.1.14. CAUDAL DE OPERACIÓN DESEADO

Como es lógico, lo que interesa es producir el mayor caudal de petróleo posible, sin embargo se debe tener precaución que la presión de entrada a la bomba no se inferior a la presión de burbuja caso contrario causaría problemas de cavitación en el equipo. En este caso se ha considerado un margen de seguridad de 100 psi, reemplazando este valor en la ecuación 3.8 se obtiene la ecuación 3.9 y se determina la  $P_{wf}$  mínima a la cual se puede llegar colocando la bomba a la profundidad seleccionada.

Una vez determinada la  $P_{wf}$  se determina el caudal al correspondiente a esta presión.

$$P_{wf} = PIP + \Delta L * Grad_M \quad (3.8)$$

$$P_{wf} = P_b + 100 + \Delta L * Grad_M \quad (3.9)$$

### 3.1.15. ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)

Es la altura real que debe generar la bomba para llevar el fluido hasta la superficie. La TDH es la suma de 3 componentes básicos:

- Levantamiento neto vertical (LNV)
- La presión en cabeza o contrapresión ( $P_{wh}$ )
- Pérdidas por fricción en la tubería

La ecuación 3.10 se utiliza para determinar la altura dinámica total.

$$TDH = LNV + \text{Pérdidas por fricción} + P_{wh} \text{ [pies]} \quad (3.10)$$

#### 3.1.15.1. Levantamiento Neto Vertical (LNV)

Es la altura neta vertical que el fluido que debe ser levantado el fluido hasta superficie. Depende solamente del nivel de fluido, sin importar a que profundidad se encuentra asentada la bomba el levantamiento vertical será el mismo.

Para calcular el LNV se utiliza la ecuación 3.11.

$$LNV = \text{Profundidad de la bomba} - \text{Sumergencia de la bomba} \quad (3.11)$$

Para obtener la sumergencia de la bomba en pies se usa la ecuación 3.12. Se utiliza la gravedad específica del petróleo puesto que en la sección de entrada a

la bomba hacia arriba se supone que el fluido es solo petróleo debido al efecto de separación de la mezcla por la gravedad.

$$\text{Sumergencia} = \frac{\text{PIP}}{0.433 * \text{SG}_o} \quad (3.12)$$

### 3.1.15.2. Pérdidas por fricción en la tubería

Son las pérdidas de energía que se dan por la fricción entre las moléculas del fluido y la fricción del fluido con las paredes de la tubería.

Las pérdidas por fricción se calculan con la ecuación 3.13:

$$(\Delta P)_f = \frac{\Delta L * f * \rho * v^2}{2 * g_c * d * 144} \quad (3.13)$$

Donde:

$(\Delta P)_f$ : Pérdida de presión, psi

$\Delta L$ : Diferencial de longitud, pie

f: Factor de fricción, adimensional

$\rho$ : Densidad del fluido, lb/ pie<sup>3</sup>

v: Velocidad del fluido, pie/s

$g_c$ : Constante gravitacional, 32.15 lb<sub>m</sub>\*pie/lb<sub>f</sub>\*s

d: Diámetro interno de la tubería, pie

#### 3.1.15.2.1. Número de Reynoulds

El número de Reynoulds se calcula con la ecuación 3.14

$$NRe = \frac{\rho * v * d}{\mu} \quad (3.14)$$

Donde:

$\rho$ : Densidad del fluido, lb/ pie<sup>3</sup>

- v: Velocidad del fluido, pie/s  
d: Diámetro interior de tubería, pie  
 $\mu$ : Viscosidad del fluido, lb<sub>m</sub> / pie\*s

Dependiendo del valor del número de Reynolds el régimen de flujo se clasifica de acuerdo a lo indicado en la Tabla 3.1

TABLA 3.1: REGÍMENES DE FLUJO

NRe	Régimen de Flujo
2300	Laminar
2300 < Nre < 3100	Crítico
≥ 3100	Turbulento

Fuente: SLB

Elaborado por: Erick Miranda

### 3.1.15.2.2. *Coefficiente de fricción*

El coeficiente de fricción  $f$  es función del número de Reynolds (Re) y del coeficiente de rugosidad de la tubería ( $\epsilon_r$ ):

Si el flujo es laminar el factor de fricción únicamente depende de NRe y se calcula con la ecuación 3.15

$$f = \frac{64}{NRe} \quad (3.15)$$

Cuando el flujo es crítico,  $f$  se calcula usando la ecuación 3.16

$$f = 0.5675 * NRe^{-0.3192} \quad (3.16)$$

Si el flujo es turbulento  $f$  se calcula con la ecuación 3.17. Dicha ecuación es compleja ya que requiere de iteraciones por lo se recomienda usar un programa de computadora para su resolución.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.71 * d} + \frac{2.51}{NRe * \sqrt{f}} \right) \quad (3.17)$$

La ecuación 3.18 permite calcular el factor de fricción en régimen turbulento, con buena aproximación, sin usar un proceso iterativo.

$$f = \left[ 1.14 - 2 \log \left( \frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{NRe^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad (3.18)$$

### 3.1.15.2.3. Velocidad del fluido

Se calcula a partir del caudal y el diámetro interno de la tubería con la ecuación 3.19

$$v = \frac{q}{\pi * \frac{d^2}{4}} \quad (3.19)$$

### 3.1.15.3. Presión en cabeza o contrapresión (Pwh)

Para establecer la presión de cabeza se usó las presiones de líneas de las diferentes islas ("Pads") como se muestra en la Tabla 3.2.

TABLA 3.2: PRESIONES DE LÍNEA

PAD	Presión (psi)
B	107
A	211
C	241
D	257
F	254
G	308
J	0

FUENTE: UB15

Elaborado por: Erick Miranda

Para expresar la presión de la línea de descarga en términos de altura, se utiliza la ecuación 3.1, usando la gravedad específica de la mezcla.

### 3.1.16. RELACIÓN GAS- PETRÓLEO EN SOLUCIÓN

Con la ecuación 3.20 se puede calcular la relación gas petróleo en solución a determinada presión y temperatura, que para el caso serán a las condiciones de entrada de la bomba.

$$R_s = SG_g \left( \frac{P}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.00091 * T}} \right)^{1.2048} \quad (3.20)$$

Donde:

$SG_g$ : Gravedad específica del gas, adimensional

$P$ : Presión, psi

$T$ : Temperatura, °F

### 3.1.17. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO

El factor volumétrico del petróleo para determinadas condiciones de presión y temperatura se puede estimar con la ecuación 3.21

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 \left[ R_s \left( \frac{SG_g}{SG_o} \right) + 1.25T \right]^{1.175} \quad (3.21)$$

Donde

$SG_g$ : Gravedad específica del gas

$SG_o$ : Gravedad específica del petróleo

$T$ : Temperatura, °F

### 3.1.18. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS

Para determinada presión y temperatura se calcula con la ecuación 3.22

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad (3.22)$$

Donde:



- Z: Factor de compresibilidad del gas  
 T: Temperatura del fondo del pozo, °R  
 P: Presión de surgencia, psi

El factor de compresibilidad del gas se puede determinar con la correlación de de Standing (Anexo 1) a partir de la presión pseudoreducida ( $P_{sr}$ ) y de la temperatura pseudoreducida ( $T_{sr}$ ) calculadas con las ecuaciones 3.23 y 3.24, respectivamente.

$$P_{sr} = \frac{P}{667 + 15 * SG_g + 37.7 * SG_g^2} \quad (3.23)$$

$$T_{sr} = \frac{T}{168 + 325 * SG_g - 12.5 * SG_g^2} \quad (3.24)$$

### 3.1.19. CÁLCULOS DEL GAS

#### 3.1.19.1. Gas Total

Se determina a partir de la relación gas petróleo producida usando la ecuación 3.25

$$\text{Gas Total} = \frac{\text{GOR} * \text{BOPD}}{1000} [\text{MPCD}] \quad (3.25)$$

#### 3.1.19.2. Gas en solución

A partir del  $R_s$  calculado a las condiciones de entrada de la bomba se puede calcular el volumen de gas en solución con la ecuación 3.26.

$$\text{Gas en solución} = \frac{R_s * \text{BOPD}}{1000} [\text{MPCD}] \quad (3.26)$$

#### 3.1.19.3. Gas libre

Se calcula con la ecuación 3.27

$$\text{Gas libre} = \text{Gas total} - \text{Gas en solución} \quad (3.27)$$

### 3.1.20. VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO

Para determinar el volumen total que la bomba va a manejar se utiliza la ecuación 3.28

$$V_T = V_o + V_g + V_w \quad (3.28)$$

Donde:

$V_o$ : Volumen de petróleo, bls

$V_w$ : Volumen de agua, bls

$V_g$ : Volumen de gas, bls

Los volúmenes de petróleo, agua y gas se calculan con las ecuaciones 3.29, 3.30 y 3.31, respectivamente.

$$V_o = BOPD * B_o [BOPD] \quad (3.29)$$

$$V_w = BWPD * B_w [BWPD] \quad (3.30)$$

$$V_g = \text{Gas libre} * B_g [BOPD] \quad (3.31)$$

### 3.1.21. PORCENTAJE DE GAS LIBRE

El porcentaje de gas libre se calcula con la ecuación 3.32. Para que la bomba se desempeñe eficientemente se recomienda que el porcentaje de gas libre no supere el 10%, caso contrario se debería pensar en instalar un separador de gas

$$\text{Gas libre} = \frac{V_g}{V_T} * 100\% \quad (3.32)$$

### 3.1.22. SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA

De acuerdo al tipo de revestimiento primeramente deben seleccionarse a aquellas bombas cuyo diámetro externo es inferior al diámetro interno del casing y que podrían ser instaladas en el pozo

Teniendo en cuenta este primer aspecto, se seleccionan las bombas cuyos rangos permiten manejar los volúmenes de fluido deseados en el fondo del pozo. Teniendo estos precandidatos finalmente se recomienda escoger a aquella bomba que tenga más eficiencia, que genere más levantamiento por etapas y que por lo tanto requiera menor número de etapas.

### 3.1.23. NÚMERO DE ETAPAS REQUERIDAS

En las curvas de desempeño de la bomba seleccionada se lee la capacidad en altura que puede levantar cada etapa. Con ayuda de la ecuación 3.33 se determina el número de etapas totales.

$$\text{Número de etapas} = \frac{\text{TDH}}{\text{Cabeza por etapa}} \quad (3.33)$$

### 3.1.24. POTENCIA

En las curvas de desempeño de la bomba seleccionada se lee la potencia que la etapa requiere. Con la ecuación 3.34 se calcula la potencia total.

$$\text{HP} = (\text{Etapas totales}) * (\text{HP por etapa}) \quad (3.34)$$

### 3.1.25. SELECCIÓN DEL MOTOR

A la potencia calculada para la bomba se le debe añadir un factor de seguridad del 20% que corresponde a la potencia que consume el variador. Con esta potencia se selecciona un motor del catálogo.

### 3.1.26. CARGA DEL MOTOR

Se calcula con la ecuación 3.35:

$$\% \text{Carga Motor} = \frac{HP_{\text{bomba}}}{HP_{\text{motor}}} \quad (3.35)$$

### 3.1.27. SELECCIÓN DEL CABLE

Para seleccionar el cable debe considerarse las condiciones a las que va a estar expuesto el cable, la temperatura, el fluido del pozo son factores que afectan para la selección del tipo de cable.

El tamaño del cable depende de factores como la caída de voltaje, corriente y espacio disponible en el anular.

La longitud del cable se determina por la profundidad de asentamiento de la bomba., a esta longitud debe añadirse 100 o 200 pies de cable para realizar las conexiones superficiales.

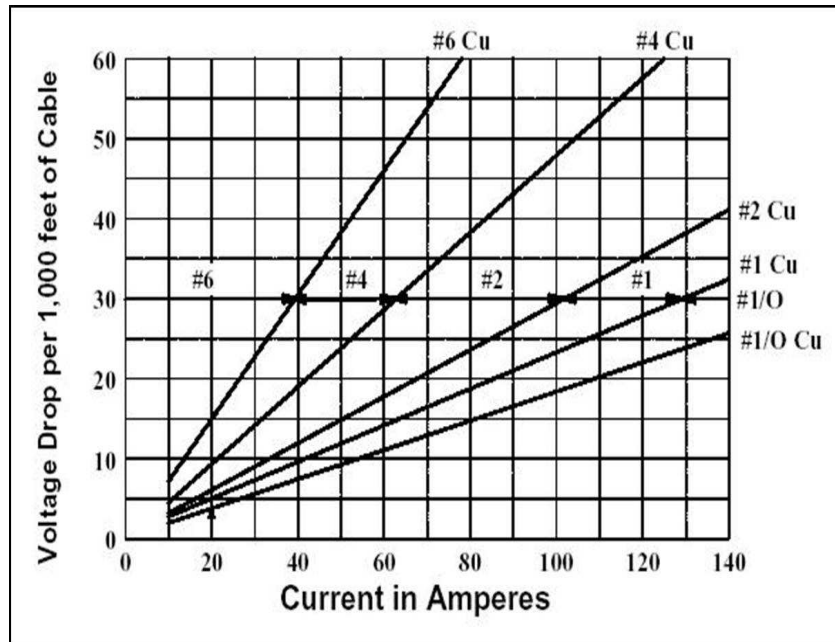
Las pérdidas por voltaje en el cable se pueden estimar usando el Gráfico 3.2.

### 3.1.28. FRECUENCIA LÍMITE

Para calcular la frecuencia a la cual el eje de la bomba falla se utiliza la ecuación 3.36. Primeramente se determina la potencia límite a la cual se rompe el eje a la frecuencia seleccionada. Este dato se lo obtiene de las curvas de desempeño de la bomba

$$\text{Frecuencia limite} = 55^* \sqrt{\frac{HP_{\text{lim}}}{HP_{\text{bomba}}}} \quad (3.36)$$

GRÁFICO 3.2: PÉRDIDAS DE VOLTAJE EN EL CABLE



FUENTE: SLB

### 3.1.29. VOLTAJE Y POTENCIA REQUERIDOS EN SUPERFICIE

Para seleccionar el variador de frecuencia es necesario determinar el voltaje y potencia que serán requeridos en superficie. El voltaje en superficie se calcula con la ecuación 3.37

$$V_{\text{superficie}} = V_{\text{perdida cable}} * \text{Longitud Cable} + \text{Voltaje Motor} \quad (3.37)$$

La potencia requerida en Kilovoltio Amperio (KVA) se determina con la ecuación 3.38

$$\text{KVA}_{\text{superficie}} = \frac{1.732 * V_{\text{superficie}} * A_{\text{motor}}}{1000} \quad (3.38)$$

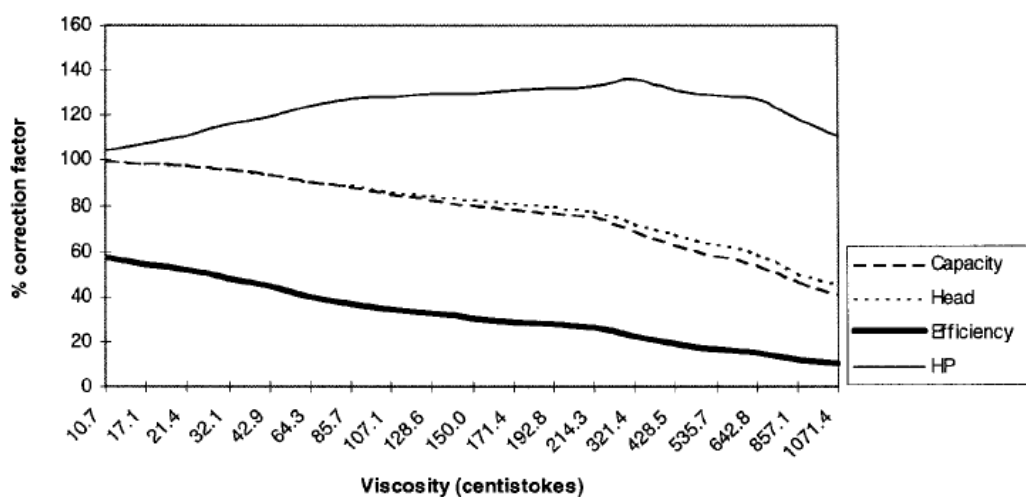
### 3.1.30. EFECTOS DE LA VISCOSIDAD EN EL DESEMPEÑO DE LAS BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES

El rendimiento de la BES se reduce considerablemente cuando se bombea crudos pesados en comparación cuando se bombea fluidos de baja viscosidad. Esta caída de eficiencia aparece como una reducción de la capacidad de flujo, una disminución en la cabeza y una menor eficiencia global de bomba.

El Instituto Americano de Hidráulica ha publicado factores de corrección, ( $F_{\text{capacidad}}$ ,  $F_{\text{cabeza}}$ ,  $F_{\text{eficiencia}}$ ) para determinar el rendimiento de una bomba electro sumergible de tamaño convencional que maneje un líquido viscoso cuando su rendimiento con el agua es conocido.

Estos factores de corrección de datos pueden ser usados como una guía aproximada en el dimensionamiento de la bomba y el motor para una aplicación dada. En el gráfico 3.3 y en el Anexo 3.2 se pueden observar estos factores en función de la viscosidad.

**GRÁFICO 3.3: FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD PARA LOS PARÁMETROS DE LAS BOMBAS**



FUENTE: SLB

Determinados estos factores se puede calcular la capacidad, cabeza y eficiencia con las ecuaciones 3.39, 3.40, 3.41, respectivamente.

$$Capacidad_{visc} = \frac{F_{capacidad} * Capacidad_{agua}}{100} \quad (3.39)$$

$$Cabeza_{visc} = \frac{F_{cabeza} * Cabeza_{agua}}{100} \quad (3.40)$$

$$Eff_{visc} = \frac{F_{eficiencia} * Eficiencia_{agua}}{100} \quad (3.41)$$

## 3.2. EJEMPLO DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL POZO EY D16

### 3.2.1. RECOPIACIÓN DE DATOS

#### 3.2.1.1. Datos del pozo

En la Tabla 3.3 se presentan las especificaciones del “casing” y del “tubing” y en la Tabla 3.4 se indica la profundidad de asentamiento de la bomba y del tope y base de las perforaciones.

**TABLA 3.3: ESPECIFICACIONES DE TUBERÍA POZO EY D16**

TUBERÍA	TIPO	OD (pulgadas)	ID (pulgadas)
Casing	47 #/FT N-80	9,625	8,681
Tubing	12.6 #/FT	4,5	3,96

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

#### 3.2.1.2. Datos de producción

El pozo EY D16 no ha sido probado en el yacimiento M-2, por tanto los datos que se presentan en la Tabla 3.5 son estimaciones que se han hecho en base a cálculos o analogías con los pozos cercanos que fueron probados en el yacimiento.

**TABLA 3.4: PROFUNDIDAD DE LA BOMBA E INTERVALOS**

REFERENCIA	PROFUNDIDAD	
	MD (pie)	TVD (pie)
Asentamiento Bomba	9400	6173
Tope perforaciones	10992	7073
Base perforaciones	11040	7108

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

**TABLA 3.5: DATOS DE PRODUCCIÓN POZO EY D16**

Parámetro	Valor
Presión estática (Pr)	2950 psi
Presión en cabeza (THP)	257 psi
Temperatura de fondo (BHT)	200 °F
Índice de producción (IP)	0,11 BPD/psi
Relación Gas petróleo (GOR)	32 pcs/ BF
Porcentaje de agua (BSW)	10%

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

**3.2.1.3. Características de los fluidos**

Los datos presentados en la Tabla 3.6 corresponden a la información obtenida del pozo EY D38.

**TABLA 3.6: CARACTERÍSTICAS DE FLUIDOS ESTIMADAS POZO EY D16**

Parámetro	Valor
SGw	1,02
API	14 °
SGg	0,97
Pb	212 psi
Bw	1
Uo	100 cp

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

**3.2.2. CÁLCULOS****3.2.2.1. Gravedades específicas**

Utilizando la ecuación 3.2 se obtuvo un valor de 0.898 para la gravedad específica del petróleo.



$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + 14^0}$$

$$SG_o = 0.898$$

Reemplazando los datos en la ecuación 3.3 para calcular la gravedad específica de la mezcla se tiene:

$$SG_M = 1.02 * 0.1 + 0.898 * (1 - 0.1)$$

$$SG_M = 0.923$$

### 3.2.2.2. Gradiente de Presión del Fluido

Utilizando la ecuación 3.4 se calculó los gradientes de presión para el petróleo y la mezcla.

$$Grad_o = 0.898 * 0.433$$

$$Grad_o = 0.389 \text{ psi / pie}$$

$$Grad_F = 0.923 * 0.433$$

$$Grad_F = 0.394$$

### 3.2.2.3. Profundidad a Mitad de Perforaciones

Usando la ecuación 3.5 se tiene:

$$MPP = \frac{7073 + 7108}{2}$$

$$MPP = 7091 \text{ pies}$$

### 3.2.2.4. Diferencial de Longitud

Reemplazando los datos en la ecuación 3.6 se tiene:

$$\Delta L = 7091 - 6173$$

$$\Delta L = 917,5 \text{ pies}$$

### 3.2.2.5. Presión de entrada a la bomba (PIP)

Empleando la ecuación 3.7 para diferentes valores de  $P_{wf}$  se generaron los valores de la Tabla 3.7, dichos datos se ilustran vs el caudal en el Gráfico 3.4.

$$PIP = P_{wf} - 0.394 * 917.5$$

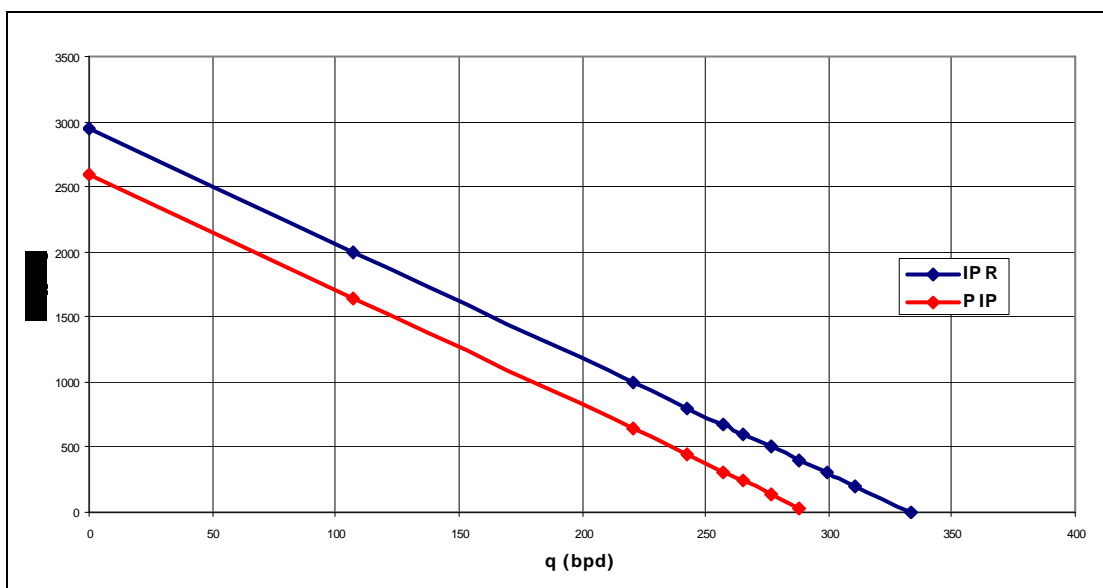
**TABLA 3.7: CÁLCULO DE PIP**

Pwf	Caudal	PIP
2950	0	2588
2000	107	1638
1000	220	638
800	243	438
750	249	388
700	254	338
500	277	138
200	311	-162
0	333	-362

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

Los valores negativos de PIP de la Tabla indican que a la profundidad de asentamiento de la bomba, el pozo no es capaz de producir ese caudal.

GRÁFICO 3.4: PRESIÓN DE ENTRADA



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

### 3.2.2.6. Presión de descarga

La presión de descarga considera tres componentes: presión de cabeza, presión del peso de la columna hidrostática y las pérdidas por fricción.

La presión de cabeza es de 257 psi.

Para el cálculo de la presión del peso de la columna se utiliza la ecuación 3.1, obteniéndose un valor de 2433.3 psi.

Las pérdidas por fricción varían de acuerdo al caudal, teniéndose por ejemplo una pérdida de 7,8 psi para un caudal de 257 BPD. Más adelante se muestra un ejemplo sobre el procedimiento que se sigue para el cálculo de las pérdidas por fricción.

Sumando estos tres componentes se obtiene la presión de descarga, que para el caso del ejemplo es de 2697.9 psi.

Haciendo el cálculo para cada uno de los caudales se genera la tabla 3.8. En el Gráfico 3.5 pueden verse estos valores graficados vs el caudal al igual que la

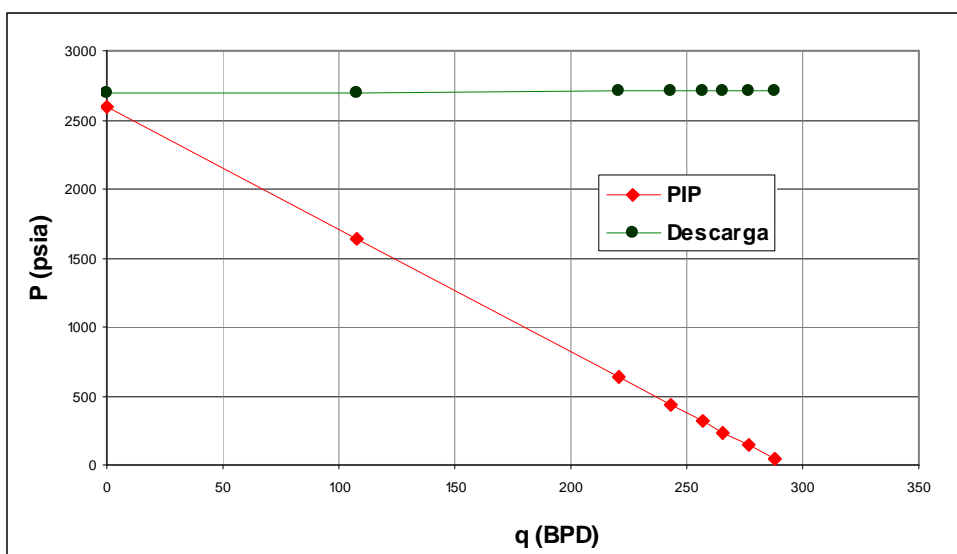
presión de entrada a la bomba. Puede notarse que la curvas de succión y descarga no se cruzan por lo que el pozo no es capaz de producir a flujo natural y necesita adicionar energía con una bomba para cumplir con el requerimiento de presión.

**TABLA 3.8: CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA Y DEL SISTEMA**

Pwh (psi)		257	Peso Columna (psi)			2433,3
Pwf (psi)	Caudal (BPD)	PIP (psi)	Pérdidas (psi)	P descarga (psi)	P sistema (psi)	
2950	0	2588	0	2690,3	102,1	
2000	107	1638	3,27	2698,6	1060,4	
1000	220	638	6,71	2707,3	2069,1	
800	243	438	7,39	2709,1	2270,8	
674	257	312	7,83	2710,2	2397,9	
600	266	238	8,08	2710,8	2472,6	
500	277	138	8,43	2711,7	2573,4	
400	288	38	8,77	2712,6	2674,3	

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

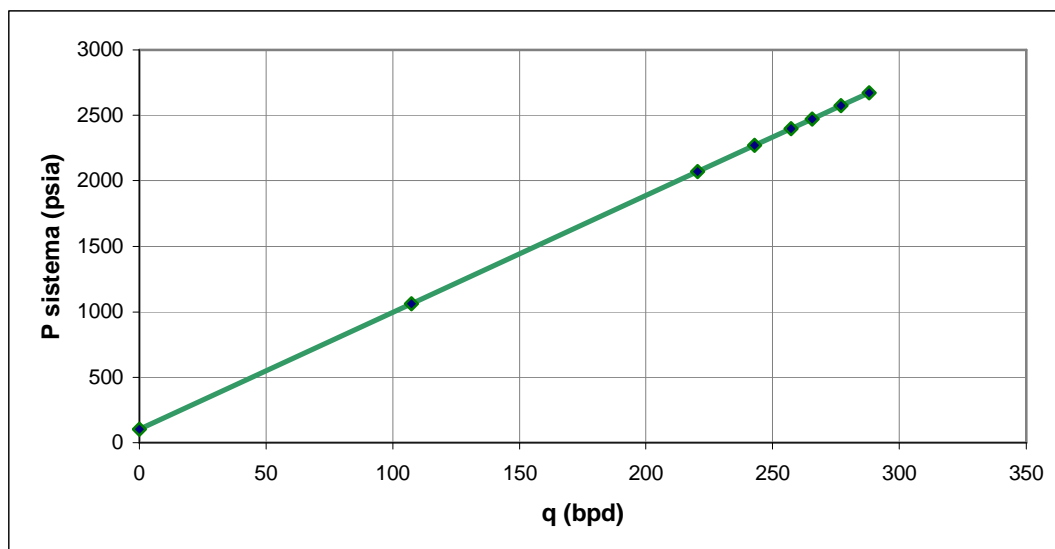
**GRÁFICO 3.5: GRAFICA DEL SISTEMA**



ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

**3.2.2.7. Presión del sistema**

Restando los valores de presión de descarga menos los valores de presión de entrada a la bomba se obtienen los datos de presión del sistema como puede verse en la tabla 3.8. En el Gráfico 3.6 se representan estos valores

**GRÁFICO 3.6: CURVA DEL SISTEMA**

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

### 3.2.2.8. Caudal máximo

Para determinar el caudal máximo que el pozo puede producir con la bomba asentada a la profundidad seleccionada se debe precautelar que la presión de entrada a la bomba sea superior a la presión de burbuja para que no existan problemas de cavitación en el equipo. Considerando un margen de seguridad de 100 psi sobre la presión de burbuja, se tendría una presión mínima a la entrada de la bomba de 312 psi, con esta presión se calcula la presión de fondo fluente.

$$P_{wf} = 212 + 100 + 917.5 * 0.394$$

$$P_{wf} = 673.5 \text{ psi}$$

Con esta  $P_{wf}$  se calcula el caudal respectivo dando como resultado un caudal de 257 BPD.

### 3.2.2.9. Altura Dinámica Total

#### 3.2.2.9.1. Levantamiento neto vertical

Primeramente se calcula la sumergencia de la bomba con la ecuación 3.12:

$$\text{Sumergencia} = \frac{312}{0.433 * 0.898}$$

$$\text{Sumergencia} = 803 \text{ pies}$$

Reemplazando el valor de sumergencia calculado en la ecuación 3.11 se tiene:

$$\text{LNV} = 6173 - 803$$

$$\text{LNV} = 5370 \text{ pies}$$

#### 3.2.2.9.2. Pérdidas Por Fricción

Utilizando la ecuación 3.19 y haciendo las transformaciones de unidades necesarias se calcula la velocidad del fluido.

$$v = \frac{257 \frac{\text{b/l}}{\text{d/a}} * \frac{5.615 \text{ pie}^3}{1 \text{ b/l}} * \frac{1 \text{ d/a}}{24 \text{ hr}} * \frac{1 \text{ hr}}{3600 \text{ s}}}{\frac{\pi}{4} * (3.96)^2 \text{ pulg}^2 * \frac{1 \text{ pie}^2}{144 \text{ pulg}^2}}$$

$$v = 0.2 \text{ pie/ s}$$

Reemplazando el valor de velocidad obtenido y los demás requeridos en la ecuación 3.14 se calcula el Número de Reynoulds.

$$NRe = \frac{56.8 * 0.2 * 0.33}{0.07}$$

$$\text{NRe} = 55$$

Como el valor del NRe < 2300 se trata de flujo laminar y el factor de fricción se calcula con la ecuación 3.15.

$$f = \frac{64}{55}$$

$$f = 1.17$$

Para calcular las pérdidas en psi se utiliza la ecuación 3.13:

$$(\Delta P)_f = \frac{9400 * 1.17 * 56.8 * 0.2^2}{2 * 32.15 * 0.33 * 144}$$

$$(\Delta P)_f = 7.83 \text{ psi}$$

Para transformar las pérdidas en psi a pies se utiliza la ecuación 3.1 obteniéndose un valor de 19.86 pies.

#### **3.2.2.10. Presión en cabeza**

La presión en cabeza para el pozo es de 257 psi. Transformando este valor a pies con la ecuación 3.1 se obtiene un valor de 652 pies

Una vez que se han determinado los tres componentes de la altura dinámica total, ésta se calcula mediante la ecuación 3.10:

$$\text{TDH} = 5370 + 19.86 + 652$$

$$\text{TDH} = 6042.2 \text{ pies}$$

### 3.2.2.11. Relación gas- petróleo en solución

Utilizando la ecuación 3.20 par las condiciones de entrada de la bomba se tiene:

$$R_s = 0.97 \left( \frac{674}{18} * \frac{10^{0.0125*14}}{10^{0.00091*200}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 29.5 \text{ pcs/ BF}$$

### 3.2.2.12. Factor volumétrico de formación del petróleo

Se obtiene a partir de la ecuación 3.21.

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 \left[ 29.5 \left( \frac{0.97}{0.898} \right) + 1.25 * 200 \right]^{1.175}$$

$$\beta_o = 1.083 \text{ bl/ BF}$$

### 3.2.2.13. Factor volumétrico del gas

Primeramente se calcula la presión pseudoreducida y la temperatura pseudoreducida con las ecuaciones 3.23 y 3.24.

$$P_{sr} = \frac{674}{667 + 15 * 0.97 + 37.7 * 0.97^2}$$

$$P_{sr} = 0.44$$

$$T_{sr} = \frac{(200 + 460)}{168 + 325 * 0.97 - 12.5 * 0.97^2}$$

$$T_{sr} = 0.93$$



A partir de los valores de  $P_{sr}$  y  $T_{sr}$  se determinó un valor de  $z$  de 0.93 usando la gráfica de Standing. (Anexo 3.2). Con el factor de compresibilidad se obtiene el factor volumétrico del gas con la ecuación 3.21.

$$\beta_g = 0.00504 \frac{0.93 * (200 + 460)}{674}$$

$$\beta_g = 0.01 \text{ bl/ pcs}$$

### 3.2.2.14. Cálculos del gas

#### 3.2.2.14.1. Gas Total

Se determina con la ecuación 3.25:

$$\text{Gas Total} = \frac{32 * 257 * (1 - 0.1)}{1000}$$

$$\text{Gas Total} = 7.3 \text{ MPCS}$$

#### 3.2.2.14.2. Gas en solución

Reemplazando los datos en la ecuación 3.26 se tiene:

$$\text{Gas en solución} = \frac{29.5 * 257 * (1 - 0.1)}{1000}$$

$$\text{Gas en solución} = 6.84 \text{ MPCS}$$

#### 3.2.2.14.3. Gas Libre

Se calcula con la ecuación 3.27

$$\text{Gas libre} = 7.3 - 6.84$$

$$\text{Gas libre} = 0.45 \text{ MPCS}$$

### 3.2.2.15. Volumen total de fluido

Los volúmenes de petróleo, agua y gas se calculan con las ecuaciones 3.29, 3.30 y 3.31 respectivamente.

$$V_o = 257(1 - 0.1) * 1.083$$

$$V_o = 250.6 \text{ BPPD}$$

$$V_w = 257 * 0.1 * 1$$

$$V_w = 25.7 \text{ BAPD}$$

$$V_g = 0.45 * 1000 * 0.009$$

$$V_g = 4.28 \text{ BGPD}$$

El volumen total que la bomba va a manejar se calcula con la ecuación 3.28.

$$V_T = 250.6 + 25.7 + 4.28$$

$$V_T = 280.6 \text{ BFPD}$$

### 3.2.2.16. Porcentaje de gas libre

Se calcula con la ecuación 3.32.

$$\text{Gas libre} = \frac{4.28}{280.6} * 100\%$$

$$\text{Gas libre} = 1.53 \%$$

En vista de que el porcentaje de gas es inferior al 10% no se necesita separador de gas.

### 3.2.2.17. Selección del tipo de bomba

En la Tabla 3.9 se presentan las bombas cuyos diámetros son inferiores al diámetro interno del revestidor y que son capaces de manejar el volumen de fluido total requerido. De acuerdo a la eficiencia, potencia y al número total de etapas requeridas se escogerá la bomba más adecuada para el pozo.

### 3.2.2.18. Número de etapas requeridas

Para cada bomba seleccionada se ingresa con el caudal deseado en la curva de desempeño y se lee la altura que la etapa puede levantar. Un ejemplo de una curva de desempeño se puede observar en el Gráfico 3.7.

Con la ecuación 3.33 se determina el número total de etapas requeridas para cada bomba como se aprecia en la Tabla 3.9.

### 3.2.2.19. Potencia

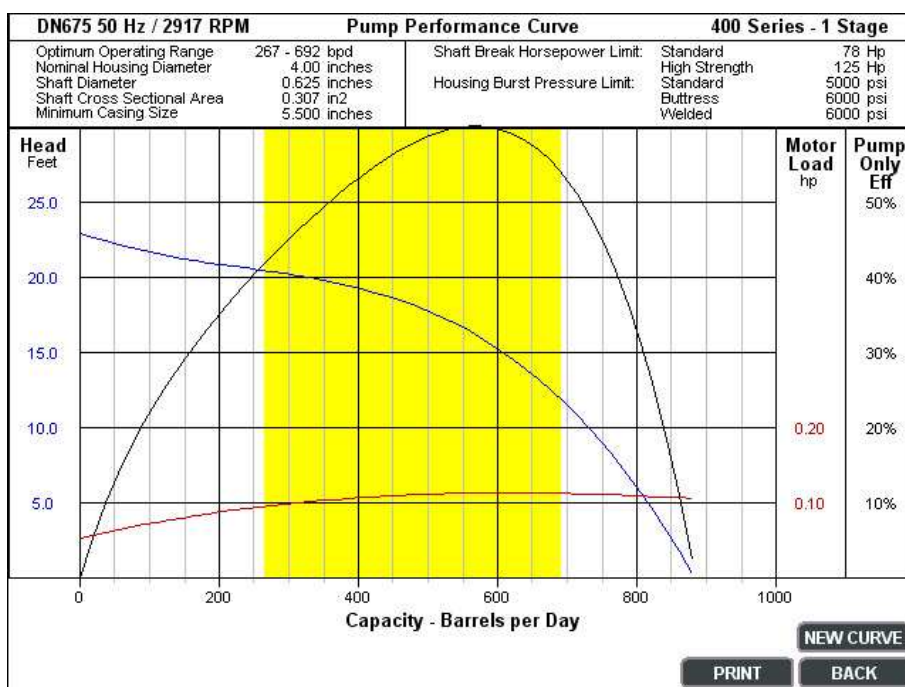
Para cada bomba seleccionada se ingresa con el caudal deseado en la curva de desempeño de la bomba y se lee la potencia que se requiere. Con la ecuación 3.34 se determina la potencia total necesaria, estos valores se enlistan en la tabla 3.9.

**TABLA 3.9: BOMBAS SELECCIONADAS CON SUS RESPECTIVOS PARÁMETROS**

Bomba	Rango Optimo (BPD)	Frecuencia (Hz)	Eficiencia (%)	H x etapa (ft)	Potencia x etapa (HP)	Etapas totales	Potencia total (HP)
A400	167 - 417	50	45	12,5	0,050	483	24,2
DN 440	83 - 458	50	45	17	0,075	355	26,7
DN 280	83 - 417	50	45	11	0,050	549	27,5
D 400	167 - 458	50	51	19	0,075	318	23,9
DN 525	250 - 521	50	45	16,5	0,075	366	27,5
DN 675	267 - 692	50	42	20,5	0,090	295	26,5

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

### GRAFICO 3.7: EJEMPLO CURVA DESEMPEÑO DE UNA BOMBA



FUENTE: CATÁLOGO REDA

#### 3.2.2.20. Factores de corrección por viscosidad

En la tabla 3.9 se presentan los factores de corrección que se obtuvieron de del gráfico 3.3 para los datos del pozo.

**TABLA 3.10: FACTORES DE CORRECCIÓN PARA LOS PARÁMETROS DE LA BOMBA**

Factores de corrección			
Capacidad	Cabeza	Eficiencia	HP
86	.86	.346	127,7

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

Aplicando estos factores de corrección con las ecuaciones 3.39, 3.40 y 3.41 se generaron los datos para eficiencia, cabeza y potencia corregidas, como puede observarse en la Tabla 3.11

De todas estas bombas se ha escogido a la DN 675 ya que requiere un menor número de etapas y consume menos potencia.

**TABLA 3.11: PARÁMETROS DE LAS BOMBAS CORREGIDOS**

Bomba	Eficiencia corregida (%)	H correg (ft)	Potencia correg (HP)	Etapas totales	Potencia total (HP)
A400	16	11	0,639	562	36
DN 440	16	15	0,096	413	40
DN 280	16	9	0,064	639	41
D 400	18	16	0,096	370	35
DN 525	16	14	0,096	426	41
DN 675	15	18	0,115	343	39

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

### 3.2.2.21. Selección del Motor

La bomba seleccionada requiere 39 HP de potencia, para seleccionar el motor debe adicionarse un factor de seguridad del 20% para operar el variador. El motor necesita entonces 46.8 HP

En el catálogo se escoge un motor de la serie 456 MX con las características que se muestran en la Tabla 3.12:

**TABLA 3.12: CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR**

Motor	Potencia (HP)	Voltaje (V)	Corriente (A)
456 MX	50	729	45.5

FUENTE: CATÁLOGO REDA

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

### 3.2.2.22. Carga del motor

Reemplazando los datos en la ecuación 3.35 se tiene:

$$\%Carga Motor = \frac{39}{50}$$

$$\%Carga Motor = 78\%$$

### 3.2.2.23. Frecuencia Límite

De la curva de desempeño de la bomba puede leerse que la potencia límite a la cual se rompe el eje es de 78 HP. Utilizando la ecuación 3.36 se calcula la frecuencia límite a la cual el eje se rompe.

$$Frecuencia\ limite = 50 * \sqrt{\frac{78}{39}}$$

$$Frecuencia\ limite = 70.7\ Hz$$

### 3.2.2.24. Selección del cable

El cable seleccionado es un cable # 1 plano, resistente a la corrosión. De la gráfica 3.2 se tiene que a una corriente de 46 A, las pérdidas de voltaje son de 14 voltios cada 1000 pies.

### 3.2.2.25. Voltaje y potencia requeridos en superficie

El voltaje requerido en superficie se calcula con la ecuación 3.37. Para la longitud del cable se ha considerado la profundidad de asentamiento de la bomba más 200 pies adicionales para hacer las conexiones superficiales.

$$V_{superficie} = \frac{14V}{1000pies} * 6373pies + 729V$$

$$V_{superficie} = 819\ V$$

La potencia requerida por el variador se calcula con la ecuación 3.38:

$$KVA_{\text{superficie}} = \frac{1.732 \cdot 819 \cdot 45.5}{1000}$$

$$KVA_{\text{superficie}} = 64.5 \text{ KVA}$$

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO**

#### **4.1. ANÁLISIS TÉCNICO**

Se ha seleccionado 4 pozos que son los candidatos más cercanos para entrar en producción

En tres de los casos las productividades de los pozos fueron estimadas, por lo que a pesar de los cálculos y análisis técnicos estas solo estimaciones, y únicamente se conocerá el potencial del pozo en el yacimiento "X", cuando se disparen las zonas propuestas y se realicen las respectivas pruebas de producción.

##### **4.1.1. PASOS DEL REACONDICIONAMIENTO**

El programa de reacondicionamiento para producir del yacimiento involucra los pasos principales que se detallan desde el numeral 1 hasta el 10.

Controlar el pozo con fluido de matado

Recuperar el equipo de bombeo electrosumergible que el pozo utiliza actualmente para producir del yacimiento actual.

Aislar la zona de la cual el pozo está produciendo actualmente con un tapón balanceado de cemento.

Moler el tapón balanceado de cemento.

Hacer una limpieza del pozo para retirar los residuos obtenidos en el paso

Bajar cañones y disparar el yacimiento "X" en los intervalos seleccionados.



Bajar nuevo equipo de bombeo electrosumergible dimensionado para el yacimiento "X" en el pozo en particular.

Arrancar el pozo y hacer las prueba de producción con las respectivas pruebas de laboratorio de salinidad, BSW, API del crudo.

#### 4.1.1.1. Control del Pozo

Para controlar el pozo se necesita que la presión de la columna hidrostática sea superior a la presión estática de la formación. Por motivos de seguridad a la presión estática se le añade 100 psi.

Para calcular la densidad que debería tener el fluido de matado se utiliza la ecuación 4.1.

$$\rho = \frac{P}{0.052 * h} \quad (4.1)$$

Donde:

$\rho$ : Densidad, lb/gal

P: Presión, psi

h: Altura, pies

Haciendo un ejemplo para el pozo EM-16 se tiene que la presión de reservorio estimada es de 2950 psi, a esta presión se le suma por seguridad 100 psi, teniendo que controlarse entonces una presión de 3050 psi. La profundidad de la base de las perforaciones es de 7108 pies (TVD)

Reemplazando los datos de presión (3050 psi) y la profundidad (7108 pies) en la ecuación 4.1 se tiene obtiene que se necesitaría un fluido con una densidad de 8.26 lb/gal para controlar el pozo.

El peso específico del agua es de 8.33 lb/gal, por lo que para controlar el pozo bastaría utilizar agua, sin embargo para evitar que se produzca un hinchamiento de las arcillas y como consecuencia de estos se reduzcan los espacios porales, debe añadirse alguna sal como el cloruro de potasio (KCl).

Se recomienda que el peso del agua de matado debe ser como mínimo de 8.4 lb/gal; para alcanzar este valor en el ejemplo se necesitaría incrementar el peso del agua en 0.07 lb/gal.

Para subir el peso del agua en 0.1 lb/gal se necesitan 7.5 lb de KCL por cada barril.

Para calcular el volumen de fluido de una tubería en pies cúbicos se utiliza la ecuación 4.2.

$$v = \frac{\pi}{576} * D^2 * h \quad (4.2)$$

Donde:

V: volumen, pie<sup>3</sup>

D: diámetro interno, pulgadas

H: altura, pies

En la tabla 4.1 se muestran los datos del casing y liner para el pozo EM-16.

**TABLA 4.1: DATOS DEL CASING POZO EM-16**

Tubería	OD (pulg)	ID (pulg)
Casing	9 5/8	8,681
Liner	7	6,276

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

El fondo del pozo se encuentra un tapón de cemento a 1150 pies, y el liner está asentado a 9592 pies, como se muestra en el diagrama de completación del anexo 4.1.

En la tabla 4.2 se muestran los volúmenes de fluido calculados para el casing y el liner utilizando la ecuación 4.2.

**TABLA 4.2: VOLÚMENES PARA CASING Y LINER POZO EM-16**

Tubería	Volumen (pie <sup>3</sup> )
Casing	3942 1/2
Liner	335
<b>Total</b>	<b>4277</b>

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

Se necesitan entonces 4277 pies cúbicos de fluido, que transformados a barriles da un valor de 762 bls.

Considerando que el fluido deba reemplazarse se requeriría el doble de cantidad de fluido, es decir 1524 bls. Considerando que cada tanque del taladro tiene una capacidad de 500 bls se deben preparar un poco más de 3 tanques, que para fines prácticos y por precaución se prepararían 4 tanques de fluido, es decir 2000 bls.

Para subir el peso específico de los 2000 bls de agua de 8.33 lb/gal a 8.4 lb/gal se necesitarían 10500 lbs de KCl, considerando que cada saco contiene 50 lb, se requerirían entonces de 95.3 sacos de KCl.

Para el agua de matado se recomienda usar además 3 galones de anticorrosivo y 2 galones de bactericida cada 100 galones. Para el caso de los 2000 bls de fluido de matado se necesitarían 60 galones de anticorrosivo y 40 galones de bactericida.

Finalmente para evitar liberar al agua de impurezas se debe utilizar filtros, recomendándose usar 60 filtros por cada 1000 bls. Para el caso de los 2000 bls requeridos se necesitarían de 120 filtros.

## **4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO**

Para la evaluación económica de un proyecto se utilizan los indicadores que se describen a continuación. En la empresa se evalúa los proyectos mensualmente.

### **4.2.1. FLUJO DE FONDOS**

El flujo de fondos corresponde a la suma de los ingresos menos los gastos durante la vida útil del proyecto. Se calcula con la ecuación 4.3

$$\text{FFN} = \text{Ingresos} - \text{Gastos} \quad (4.3)$$

En la Tabla 4.9 se presentan los resultados para el flujo de fondos neto para el pozo EM-16.

#### **4.2.1.1. Ingresos**

Con la ayuda del perfil de producción del pozo se calculan los ingresos que se generarían por la venta del petróleo producido. Para la evaluación económica la empresa considera actualmente un precio de 70 dólares por barril.

En la Tabla 4.4 se puede observar un ejemplo de los ingresos que se obtendrían de la producción del pozo EM-16.

#### **4.2.1.2. Gastos**

##### **4.2.1.2.1. Inversión Inicial**

El valor de la inversión inicial para producir un pozo del yacimiento "X", corresponde al costo que del reacondicionamiento que se debería hacer para cambiar de la zona de la cual produce actualmente el pozo al yacimiento "X":

En la Tabla 4.5 se detallan los costos estimados que tendría un reacondicionamiento para el pozo EM-16: El valor total de la inversión es de aproximadamente 377100 dólares americanos.

**TABLA 4.4: INGRESOS POZO EM-16**

Mes	Petróleo	Petróleo	INGRESOS
	bls/ día	bls/ mes	
0	<b>INVERSIÓN INICIAL</b>		
1	199	6053	423720
2	199	6053	423720
3	199	6053	423720
4	172	5167	361694
5	127	3812	266810
6	96	2892	202429
7	74	2246	157211
8	59	1779	124522
9	47	1433	100305
10	39	1171	81984
11	32	970	67868
12	27	812	56815
<b>TOTAL</b>			<b>2690797</b>

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

#### 4.2.1.2.2. *Gastos mensuales*

En la Tabla 4.6 se detallan los costos promedios que se utiliza en la empresa para la evaluación económica de los pozos.

En la Tabla 4.7 se presentan los resultados de los costos operativos mensuales para el pozo EM-16 y en la Tabla 4.8 se resumen los costos por transporte, impuestos y depreciación.

#### 4.2.2. VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El VPN representa el valor de los ingresos y egresos de cada período trasladados a valores presentes descontados a una determinada tasa de descuento. Se calcula con la ecuación 4.4

$$VPN = -FFN_0 + \frac{FFN_1}{(1+i)^1} + \frac{FFN_2}{(1+i)^2} + \frac{FFN_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FFN_n}{(1+i)^n} \quad (4.4)$$

Donde:

FFN<sub>0</sub>: Inversión inicial

FFN<sub>n</sub>: Flujo de fondos neto en el período n

i: Tasa de descuento

n: número de períodos para los que se calcula la inversión.

La tasa de descuento que se utiliza en la empresa para evaluar los proyectos es del 12% anual o del 0.948 % mensual.

Los criterios para determinar si un proyecto es rentable o no son:

Si  $VPN > 0$ : el proyecto es viable

Si  $VPN = 0$ : es indiferente realizar el proyecto o no.

Si  $VPN < 0$ : el proyecto genera pérdidas

En la Tabla 4.8 se presentan los resultados del Valor Presente Neto para el pozo EM 16 cada período mensual.

**TABLA 4.6: COSTOS PROMEDIOS PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

DESCRIPCIÓN	VALOR	
Gastos operativos		
Gastos administrativos	0,49	usd/ bl
Operación del crudo	0,32	usd/ bl
Operación del agua	0,32	usd/ bl
Mantenimiento del crudo	0,19	usd/ bl
Mantenimiento del agua	0,19	usd/ bl
Soporte Campo	20154,7	usd/ mes
Transporte OCP	1,30	usd/ bl
Fondo vial	0,35	usd/ bl
Ley 10 - 40	1,05	usd/ bl
Depreciación	3,00	usd/ bl

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

**TABLA 4.7: COSTOS OPERATIVOS POZO EM-16**

Mes	COSTOS OPERATIVOS					
	Overheads	Op. Crudo	Op. Agua	Mant. Crudo	Mant. Agua	Soporte Campo
0	INVERSIÓN INICIAL					
1	2966	1930	533	1135	314	20.155
2	2966	1930	533	1135	314	20.155
3	2966	1930	533	1135	314	20.155
4	2532	1648	630	969	371	20.155
5	1868	1215	859	715	505	20.155
6	1417	922	1171	542	689	20.155
7	1100	716	1597	421	939	20.155
8	872	567	2177	334	1281	20.155
9	702	457	2968	269	1746	20.155
10	574	373	4047	220	2380	20.155
11	475	309	5518	182	3246	20.155
12	398	259	7523	152	4425	20.155
	18836	12257	28090	7209	16522	241856

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

**TABLA 4.8: COSTOS DE IMPUESTOS, TRANSPORTE, DEPRECIACIÓN Y TOTALES**

Mes	Tarifa OCP	Fondo vial	Ley 10 - 40	Depreciación	COSTOS TOTALES
0					
1	7875	1568	6356	18159	121982
2	7875	1568	6356	18159	121982
3	7875	1568	6356	18159	116282
4	6722	1338	5425	15501	101991
5	4959	987	4002	11435	87819
6	3762	749	3036	8676	78647
7	2922	582	2358	6738	72892
8	2314	461	1868	5337	69700
9	1864	371	1505	4299	68655
10	1524	303	1230	3514	69643
11	1261	251	1018	2909	72788
12	1056	210	852	2435	577883
<b>Total</b>	<b>50010</b>	<b>9956</b>	<b>40362</b>	<b>115320</b>	<b>1560263</b>

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

#### 4.2.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de descuento a la cual el Valor Presente Neto se hace igual a cero, se representa con la ecuación 4.5. Para que el proyecto se considere rentable el TIR debe ser superior a la tasa de descuento utilizada para calcular el VPN, mientras más alto sea el valor del TIR, se considera más atractivo al proyecto.

$$VPN= 0 = -FFN_0 + \frac{FFN_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FFN_2}{(1+TIR)^2} + \frac{FFN_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{FFN_n}{(1+TIR)^n} \quad (4.5)$$

De la ecuación anterior debe despejarse el TIR, nótese que cuando el período (n) es grande, el grado polinómico de la ecuación hace que la resolución de esta se complique, por fortuna existen algunos programas computacionales con los que se puede calcular este valor.

Para el caso ejemplo del pozo EY D16 se obtuvo un TIR del 89%

**TABLA 4.9: FFN Y VPN**

0	-377101	-377101
1	362729	359319
2	362729	355942
3	362729	352596

4	306403	295044
5	220110	209958
6	161310	152423
7	119683	112027
8	89158	82670
9	65970	60595
10	47665	43369
11	32545	29333
12	19351	17277
<b>TOTAL</b>	<b>1773278</b>	<b>1693452</b>

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

#### 4.2.4. RELACIÓN COSTO BENEFICIO

Este indicador permite comparar los costos y los beneficios con la ecuación 4.6. Si la relación costo beneficio es mayor a 1, significa que los ingresos exceden a los gastos y que por tanto el proyecto es viable.

$$: \text{Costo} / \text{Beneficio} = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos} + \text{Inversión}} \quad (4.6)$$

Aplicando la ecuación 4.6 para el caso del pozo EM-16 se obtuvo que la relación costo beneficio es de 2.9.

#### 4.2.5. TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PAY-BACK)

Tiempo necesario para que el valor actualizado de los flujos netos de fondo iguale al capital invertido.

Para el caso del ejemplo del pozo EM 16 se obtuvo que el capital se recuperaría a los 31 días de efectuado la inversión.

En la Tabla 4.10 Se resumen los resultados de la evolución económica para el pozo EM-16.

**TABLA 4.10. RESUMEN EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO EM-16**

REFERENCIA	VALOR (usd)
Precio barril petróleo	70
Petróleo producido	38360
Agua producida	86935
<b>INGRESOS</b>	<b>2685221</b>
<b>COSTOS</b>	
Overheads	18797
Oper. Crudo	12232



Oper. Agua		27720
Mant. Crudo		7194
Mat. Agua		16305
Soporte Campo		241856
<b>Suma Costos operativos</b>		<b>324104</b>
Tarifa OCP		49907
Fondo vial		9935
Ley 10 - 40		40278
Depreciación		115081
<b>SUMA COSTOS TOTALES</b>		<b>539305</b>
<b>TOTAL (INGRESOS - COSTOS)</b>		<b>2145917</b>
<b>INVERSIÓN</b>		<b>-377100,76</b>
VAN	1688988	Pay back period 31 días
TIR	89%	Relación costo beneficio 2,9

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

TABLA 4.5 COSTOS REACONDICIONAMIENTO POZO EM-16

DESCRIPCION	VALOR UNITARIO	CANTIDAD	TOTAL US\$
<b>Tiempo estimado trabajo: 7 días</b>			
<b>COMPRAS Y/O MATERIALES DE BODEGA</b>			
<b>Químicos para el control del pozo</b>			
KCL (50 kg/saco)	50 usd/saco	96	4.800
Bactericida (Greenside 2 gal/100 bls)	14 usd/gal	40	542
Anticorrosivo (Conqor 3 gal/100 bls)	8 usd/gal	60	462
Flo-Vis (25kg/saco)	397 usd/saco	10	3.970
		Suma	9.774
<b>Materiales equipo de fondo para BES</b>			
"Y" Tool clamps	1.467 usd/clamp	6	8.802
La Salle Cable Protector	79 usd/protector	10	787
		Suma	9.589
<b>Aceites y grasas</b>	350 usd/día	7	2.450
<b>Combustibles: Diesel (+/- 60 gal/día)</b>	120 usd/día	7	840
<b>Broca 6 1/8"</b>	2.800 usd/broca	1	2.800
<b>CIBP 7"</b>	2.760 usd/ CIBP	1	2.760
<b>Filtros Unidad de Filtración</b>	25 usd/filtro	120	3.000
<b>SERVICIOS GENERALES</b>			
<b>Equipos</b>			
Servicio de taladro de reacondicionamiento	6.590 usd/día	7	46.130
Servicios de Slick Line: Operación unidad de Slick Line	70 usd/hora	24	1.680
Servicio de camiones vacuum	58 usd/hora	24	1.392
		Suma	49.202

<b>Servicios varios</b>				
Servicio de limpieza de locaciones	200	usd/día	7	1.400
Servicio de alimentación, hospedaje, lavado de ropa	650	usd/día	7	4.550
Comunicaciones	200	usd/día	7	1.400
			Suma	7.350
<b>Registros eléctricos (Wireline)</b>				
Cargo base por equipo en locación	11.160	usd	1	11.160
Correlaciones registro Gamma Ray	16.580	usd/trabajo	1	16.580
Asentamiento de CIBP	2.500	usd/trabajo	1	2.500
			Suma	30.240
<b>Disparos</b>				
Cargo base por equipo en locación	8.500	usd	1	8.500
Correlaciones registro Gamma Ray	11.520	usd	1	11.520
Servicio de cañoneo de 41/2 @ 5 disparos por pie	300	usd/carga	210	63.000
Precio por pie corrido	0,1	usd/pie	22.280	1.782
			Suma	84.802
<b>Cementación</b>				
Tapón balanceado de cemento	30.000	usd/trabajo	1	30.000
<b>Inspección y reparación de tubería</b>				
	20.000	usd/trabajo	1	20.000
<b>Servicios misceláneos de Contratistas</b>				
Costo personal técnico para disparos y correlaciones	1.100	usd/trabajo	2	2.200
Costo personal técnico cementación	1.100	usd/trabajo	2	2.200
Company man	600	usd/día	7	4.200
Miscelaneos (Comunicaciones, seguridad, etc)	200	usd/día	7	1.400
			Suma	10.000
<b>Transporte de materiales y equipos</b>				
Movilización taladro entre locaciones del campo	6.253	usd	1	6.253
Gabarras transporte	1.000	usd/ viaje	2	2.000
Transporte marítimo (botes) de personal	100	usd/día	7	700
			Suma	8.953
<b>RENTAS</b>				
<b>Renta Herramientas y Equipos</b>				
Camioneta para Company man	45	usd/día	7	315
Limpieza de pozo con Speed well	21.000	usd/trabajo	1	21.000
Renta de tubería de perforación de 3-1/2"	1.745	usd/día	7	12.212
Otros	800	usd	1	800
			Suma	34.327
<b>Sub Total</b>				306.088
<b>Imprevistos 10 %</b>				30.609
<b>12 % IVA</b>				40.404
<b>TOTAL</b>				<b>377.101</b>

ELABORADO POR: ERICK MIRANDA

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

En la Arenisca "X" pueden identificarse claramente dos miembros: uno superior y otro inferior. El miembro superior presenta mejores características petrofísicas que el miembro inferior y prácticamente concentra todo el petróleo, por lo que para los cálculos de petróleo original en sitio y de reservas solo se ha considerado esta zona.

Debido a que solo existe el análisis especial para dos tapones ("plugs") obtenidos del núcleo del pozo EM-5, no se puede hallar una adecuada relación entre la porosidad y permeabilidad que permita generar una ecuación aplicable a los demás pozos del yacimiento.

Los análisis PVT y las pruebas de producción que se han realizados en los pozos del yacimiento "X" indican que los pozos situados en la parte Norte de la estructura presentan mejor calidad de petróleo con respecto a los pozos que se ubican al Sur, ya que tienen menor densidad API y viscosidad.

Todavía se desconoce las propiedades de los fluidos en la parte central de la estructura debido a que en dicha zona no se han hecho pruebas de producción y/o análisis PVT.

Dada la escasa información de producción histórica, presiones y datos de fluidos, todavía no se puede afirmar con total certeza el mecanismo de producción primario que posee el yacimiento.

El Petróleo original en sitio (POES) calculado para el yacimiento "X" en el presente estudio fue de 195,3 MMbbls, un valor que dista mucho de los 39 MMbbls calculados para las dos últimas Reformas efectuadas al Plan de Desarrollo del

Campo. La magnitud del nuevo valor calculado abre nuevas expectativas para el yacimiento y estimulan a la obtención de nueva información que posibilite estimar con mayor certeza las reservas de petróleo.

Los métodos para calcular el factor de recobro por ecuaciones empíricas y a partir de la utilización de curvas de permeabilidades relativas arrojaron resultados demasiado optimistas, por tanto fueron descartados y se consideró como válido un factor de recobro del 11%, estimado a partir de analogías con otros campos de la cuenca oriental.

Las reservas totales calculadas para el yacimiento "X" ascienden a los 21.5 MMbbls de petróleo, de esta cantidad se ha considerado como probadas a 3.36 MMbbls que corresponde al valor total de las reservas estimadas a partir de los registros eléctricos de los pozos. El resto de reservas corresponde a las reservas no probadas y su cifra es de 18.14 MMbbls.

A pesar que la gran mayoría de pozos presenta reservas en el yacimiento "X", estas son de poco interés si se comparan con las que los pozos poseen en otros yacimientos, por tanto en la gran mayoría de los casos y considerando la incertidumbre que todavía se tiene sobre el yacimiento, los pozos que entren a la producción en el yacimiento "X" se irán incorporando de manera progresiva a medida que las reservas en los otros yacimientos del pozo en cuestión se agoten.

Se seleccionaron 4 pozos que se consideran que son los más tempranos para entrar a producción en el yacimiento "X", y que aparentemente ameritan una recompletación para cambio de zona. Debe considerarse sin embargo que las productividades de tres de los pozos fueron estimadas en vista de que no se disponen de pruebas de producción, por lo tanto sería muy riesgoso sacrificar la producción actual del pozo en el yacimiento del cual produce para probar un yacimiento del que no se sabe con total certeza su verdadero potencial, por lo que se recomienda efectuar el cambio de zona cuando en el pozo se produzca algún desperfecto que amerite la intervención con un taladro de reacondicionamiento.

Los perfiles de producción de los pozos seleccionados son conservadores y se realizaron en base a las ecuaciones generadas del análisis productivo del pozo EM-32.

Los efectos de la viscosidad en el rendimiento de las bombas electrosumergibles provocan una disminución en la eficiencia de la bomba, levantamiento por etapa y causan que un incremento en el consumo de potencia. Para el dimensionamiento de lo equipos se consideraron estos efectos y hacer las correcciones necesarias para el cálculo total de número de etapas y de consumo de energía.

Los altos precios actuales del petróleo permiten que los pozos seleccionados en el yacimiento "X" puedan ser incorporados a la producción de manera económicamente rentable, premisa confirmada con el análisis económico donde con el uso de indicadores financieros se pudo determinar que las inversiones serian rentables.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

Monitorear continuamente la presión y producción de los nuevos pozos que se vayan incorporando a la producción del yacimiento "X". Esta información es fundamental para precisar el mecanismo de producción del yacimiento y en general para la caracterización del mismo. Se recomienda que por lo menos una vez al año en un mismo pozo se haga una prueba de presión para estimar la presión de reservorio y observar como evoluciona este parámetro, a fin de evitar pérdidas en la producción causadas por el cierre del pozo para una prueba de restauración de presión ("buildup") se puede optar por alternativas con pruebas de decremento de presión ("drawdown").

Efectuar un muestreo de fluidos de fondo para su posterior análisis PVT en la parte central de la estructura en vista de que todavía se desconocen las propiedades del fluido en dicha zona. Se recomienda realizar los muestreos y tomar presiones con herramientas de wireline en puntos a distintas profundidades

para la formación de un mismo pozo para constatar la posible degradación de crudo.

En los nuevos pozos que perforen en el centro de la estructura, tomar un nuevo núcleo para el yacimiento "X", de este "core" se podrá obtener nueva información geológica y hacer nuevos análisis especiales que permitan caracterizar de mejor manera al yacimiento.

De los pozos que vayan entrando a la producción en el yacimiento "X" realizar pruebas de viscosidad de las muestras obtenidas en superficie a diferentes temperaturas para comparar sus propiedades y establecer similitudes y diferencias con los pozos que se han probado en el yacimiento.

Para prevenir la formación de emulsiones en fondo de pozo se recomienda inyectar demulsificante a través del capilar de la bomba.

En vista de que las cartas amperímetricas de las bombas suelen desecharse cada año, se recomienda que se guarde una carta tipo en formato digital cuando se constate algún tipo de problema como emulsión, parafinas, etc; esta información será de valiosa ayuda cuando se tenga que producir nuevos pozos para tomar las precauciones necesarias. De igual manera se sugiere que la información correspondiente a parámetros de la bomba como PIP, amperaje, temperatura, entre otros sea guardada en el caso de que se observe alguna anomalía en los comportamientos de los datos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

**DAKE L.P., (1978).**, Fundamentals Reservoir Engineering

**CRAFT B.C. ; HAWKINS M.F., (1977).**, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.

**QUIROGA KLEBER, (1997).**, Pruebas, Completaciones y Reacondicionamiento de Pozos.

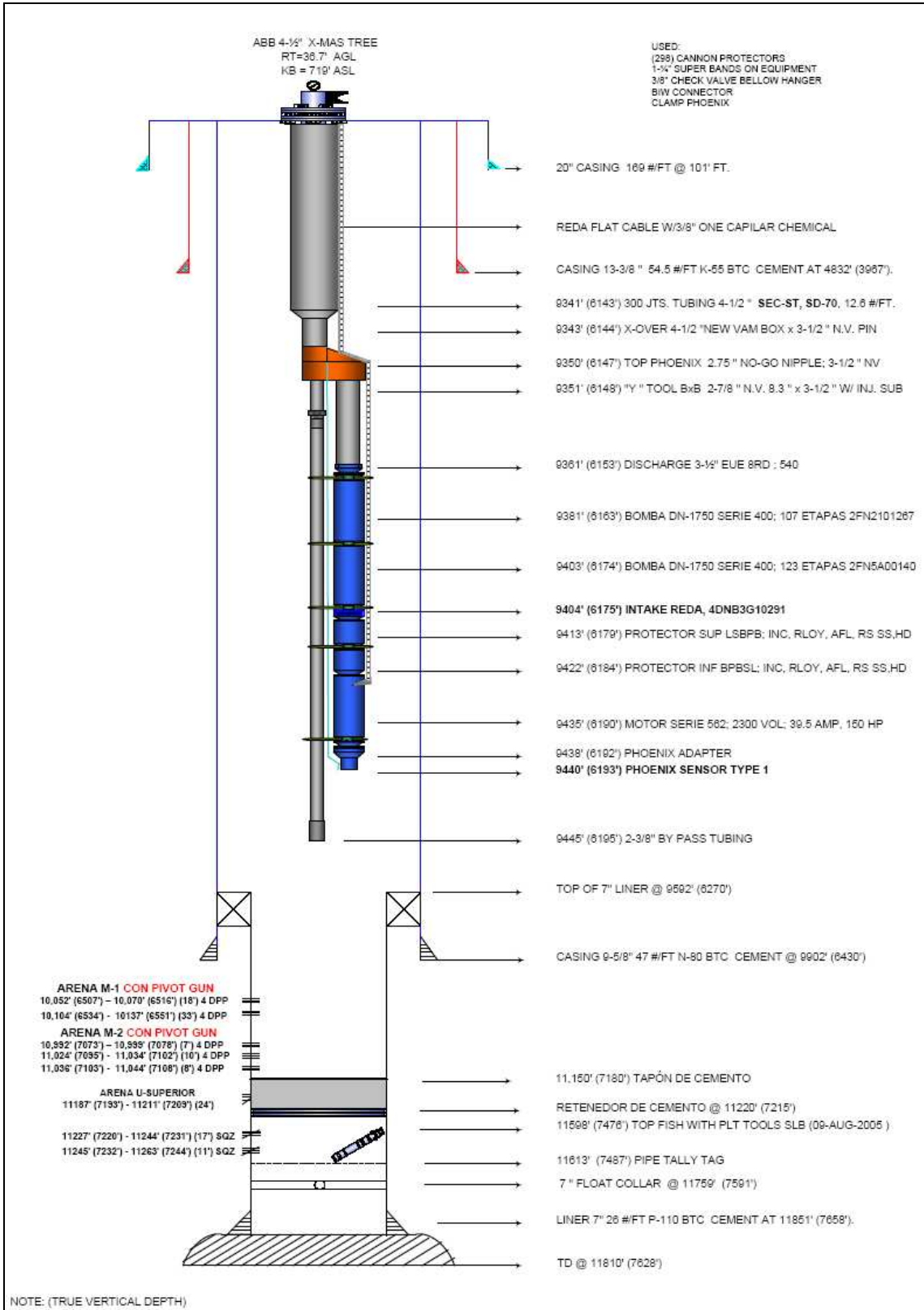
**ZAKI BASSIOUNI, (1996).**, Reservoir Characterization and Behavior ( Curso dictado para PETRPRODUCCION)

**SCHLUMBERGER, (1989).**, Log Interpretation Principles/Applications

## **ANEXOS**



**ANEXO No 1**  
**DIAGRAMA COMPLETACIÓN POZO EY D16**



**ANEXO No 2**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD PARA**  
**LOS PARÁMETROS DE LAS BOMBAS**

