

**TÍTULO:** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN MEDIANTE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS EN EL ÁREA SANTA PAULA-CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO (GGV)

**AUTORES:** Juan Narváez Pirca<sup>1</sup>, Leonardo Viteri Jiménez<sup>2</sup>, Ricardo Gallegos Orta<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Egresado Ing. de Petróleo

<sup>2</sup> Egresado Ing. de Petróleo

<sup>3</sup> Director de Tesis, Ing. de Petróleo, Universidad del Zulia-Venezuela, 1976, Profesor de ESPOL desde 1979

## RESUMEN

La Cía. Pacifpetrol S.A., operadora del Campo, tiene como objetivo aumentar la producción mediante una campaña de punzados de pozos, y seguir de forma mediata con el trabajo y estudios programados con la Sísmica 3D. Esta Tesis está enfocada en dos aspectos: decidir cuáles pozos estarían en condiciones de recibir un reacondicionamiento así, una vez que se haya analizado la información que se tiene y la que se genera; el otro, realizar los cálculos para estimar el *POIS* junto con la tasa de declinación del área.

Se revisó información de geología regional para conocer características de la zona. Se recopiló pormenores de los pozos: profundidades, existencia de tapones, trabajos hechos anteriormente, datos de producción, etc. Mediante un filtro, se separó los que presentaban mayor acumuladas y se vio la producción de los pozos vecinos para comparar las áreas de drenaje. Se buscó en los registros, de forma minuciosa, indicadores de posibles zonas de interés.

Se determinó los valores de  $\phi$  y  $S_w$  para los dos estratos productores: Atlanta Basal y Santa Elena-Chert de cuatro de los “pozos nuevos” perforados en 1997 con Simandoux, modelo de ecuaciones especial para arenas arcillosas. En base a las correlaciones, se definió de qué estrato(s) están produciendo los pozos. Se realizaron los mapas isópacos, se calculó el área y así el volumen de roca. Teniendo los valores de  $\phi$  y  $S_w$ , más el factor volumétrico (hallado mediante correlaciones), se determinó el *POIS*.

## INTRODUCCIÓN

A partir del año 2001 la empresa Pacifpetrol S.A. es la nueva operadora y ha incrementado 366 Mbbl. más a la acumulada del Campo (unos 4.4 MMBls.). Una meta es subir la producción (a 1.500-1600 bppd.) en base a las campañas de punzados que se tienen previstas realizar (y que ya empezaron) en veinte pozos de todo el Campo, e implícitamente, en cinco pozos en el área de Santa Paula. Es en este aspecto que se basa el desarrollo de esta Tesis, realizar el estudio técnico que culmine con la determinación de nuevas zonas a cañonear y el escogimiento de los cinco pozos en el área para que puedan ser sometidos a reacondicionamiento.

## CONTENIDO

### ✓ GENERALIDADES DE LA GEOLOGÍA DEL ÁREA

Dos son los estratos productores del área, la arena Atlanta y la Formación Santa Elena. La Fm. Sta. Elena tiene secuencias argilíticas que contienen Chert, el cual es bastante fisurado, *lo que le confiere la calidad de reservorio* por su porosidad secundaria. Estas fisuras, en muchos casos, se encuentran rellenas de calcita. La permeabilidad tiene un valor promedio de 0.04 mD.

El Grupo Azúcar o Atlanta, está constituido básicamente por tres cuerpos con intercalaciones de lutitas, una de facie conglomerática que separa a dos de facies arena-arcillosas: Estancia, Chanduy y Engabao. Típicamente consiste de areniscas duras bien cementadas, con matriz arcillosa ocasionalmente calcárea y variada proporción de conglomerado, de grueso a muy grueso. Se constituye en la principal arena aportadora del Campo GGV (aprox. el 69% de la producción acumulada), pero Sta. Paula tiene mayormente el aporte de la unidad Atlanta Basal, la cual presenta tres secuencias también: AB-3, AB-2 y AB-1. La permeabilidad varía desde menos de 1 mD hasta alrededor de 5 mD<sup>(a)</sup>.

### ✓ EVALUACIÓN DE FORMACIONES DEL ÁREA

La presencia de arcilla complica la determinación de hidroc. en el sitio y afecta también la habilidad del reservorio para producirlos. Los valores muy bajos de resistividad que se obtendrían, tendrían como resultado el que sea muy difícil determinar si una zona es productiva o no. Además, la aplicación de las ecuaciones de Archie puede dar valores de  $S_w$  que son demasiado pesimistas. El modelo de Simandoux (1963), utiliza porosidades de los registros de Densidad y Neutrónico, la fracción de arcilla es determinada del GR, SP u otros indicadores de arcilla. Esta ecuación ha sido la más usada por las compañías de servicio desde hace algunos años, este modelo es aplicable a

arcillas dispersadas o laminadas<sup>(b)</sup>. Además existe otro modelo de interpretación petrofísica (1975), mismo que lleva el nombre de la compañía a la que pertenece, Schlumberger; el cual utiliza los mismos parámetros que el anterior y en condiciones similares.

#### ✓ OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS POR FORMACIÓN

**Primer paso.-** Se determina un “cutoff” en el registro GR para definir una línea base de las arenas. Luego, en relación a los valores máximo y mínimo, se obtiene el IGR (índice de GR):

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Se procede a determinar el Vsh (volumen de arcilla) de la roca mediante la siguiente ecuación:

Rocas Cretácicas (consolidadas):  $Vsh = 0.33 [2^{(2 * IGR)} - 1]$

**Segundo paso.-** Con el dato anterior se puede calcular la porosidad “corregida” por efectos de arcilla, pero siempre y cuando se conozca la litología y los parámetros de la matriz (tiempo de tránsito, densidad, etc.). En este análisis se va a emplear la fórmula del registro sínico:

$$\phi = \left[ \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \times \frac{100}{\Delta t_{sh}} \right] - Vsh \left[ \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right]$$

**Tercer paso.-** Una vez que ya se tienen tabulados los datos de Vsh y  $\phi$ , se procede a calcular la Sw de la(s) zona(s) de interés. Aquí se van a emplear dos de las ecuaciones que se usan comúnmente para arenas arcillosas:

**Simandoux (1963):**

$$Sw = \left[ \frac{0.4 * R_w}{\phi^2} \right] * \left\{ -\frac{Vsh}{Rsh} + \sqrt{\left[ \frac{Vsh}{Rsh} \right]^2 + \frac{5 \phi^2}{Rt * R_w}} \right\}$$

**Schlumberger (1975):**

$$Sw = \frac{-\frac{Vsh}{Rsh} + \sqrt{\left[ \frac{Vsh}{Rsh} \right]^2 + \frac{\phi^2}{0.2 * R_w * (1 - Vsh) * Rt}}}{\phi^2 / \left[ 0.4 * R_w * (1 - Vsh) \right]}$$

Donde: Sw = sat. de agua de zona no invadida corregida por efectos de arcilla  
 Rw = resistividad de agua de Formación a temperatura de Formación  
 Rt = resistividad verdadera de Formación  
 $\phi$  = porosidad corregida por efectos de arcilla  
 Vsh = volumen de arcilla  
 Rsh = resistividad de arcilla adyacente

#### ✓ ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE REGISTROS

Una vez que se revisaron los registros y se tomó lectura de los valores de Rt, se los promedió y se definió un “cut-off” para las resistividades, las que servirán para los cálculos posteriores:

	ATL-BASAL	STA. ELENA
Rt (ohm-m)	30 - 35	20 - 30

Luego de revisadas las correlaciones, uno de los primeros aspectos que se nota es de qué estratos posiblemente estarían produciendo los pozos. La base de la FM. Atlanta alcanza los 3000’ en el lado Oeste del anticlinal, incluidos 400’ aproximadamente de cada cuerpo; mientras que en el Este, en la cima del anticlinal, aparecen sólo unos 800’.

Los tres cuerpos de la Fm Sta. Elena aparecen generalmente en el lado Este del área; el tope encuentra a los 1000’ aproximadamente. Por el contrario, en el Oeste, a veces SE-1 y SE-2 pierden continuidad, dejando paso sólo al cuerpo SE-3.

Para la determinación de los parámetros petrofísicos se hizo los cálculos para cada estrato (son tres por cada Fm.) en base a los topes formacionales; pero como la geología del Campo es bien irregular y compleja, se los tomó en cuenta como uno solo y se promediaron estos valores. Entonces, queda resumido en lo siguiente:

FORMACIÓN	$\phi$ (%)	$S_w$ (%)
Atlanta Basal	27	28
Santa Elena	33	34

### ✓ REHABILITACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

#### POZO TIPO POR PRODUCCIÓN

En el área estudiada existen 150 pozos aproximadamente, de los cuales, 105 son los que presentan información suficiente para determinar este Pozo Tipo. Se procedió a discriminar tomando en cuenta las fechas de inicio y final de aporte de cada una. Se realizó una estimación de intervalos de producción más reales y por ende más esperados por medio de análisis de acumuladas por pozo, tomando en cuenta los valores más representativos y frecuencia de los mismos. Una vez identificados los pozos se procedió a "llevarlos" a un año de partida en común (año cero), logrando así homogenizar las producciones en el tiempo para poder identificar un patrón de comportamiento.

#### DECLINACIÓN ESTIMADA DE PRODUCCIÓN POR Fm.

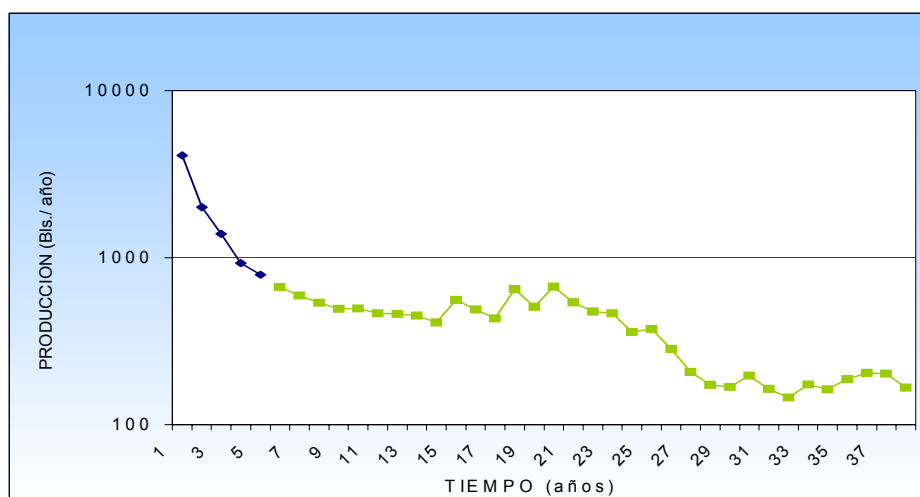


Fig.1: Pozo Tipo Fm. Atlanta Basal

#### DECLINACIÓN INICIAL:

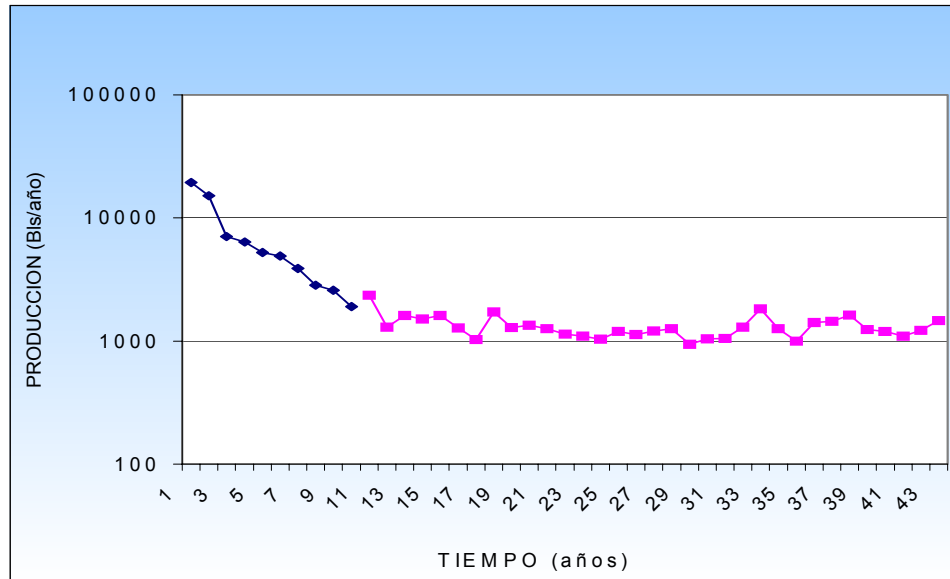
Caudal inicial ( $q_i$ , bls/año):	4.097
Caudal a tiempo $t$ ( $q_t$ , bls/año):	789
Intervalo de tiempo analizado ( $dt$ , años):	5
Índice de Declinación (anual)	39,9 %
Acumulada de petróleo ( $N_p$ , bls):	10.041,01
BS&W:	< 10 %
Ec. que describe este comportamiento:	

$$Q_t = 4097 * e^{-0.329 * t}$$

#### DECLINACIÓN ESTABILIZADA:

Caudal inicial ( $q_i$ , bls/año):	669
Caudal a tiempo $t$ ( $q_t$ , bls/año):	167
Intervalo de tiempo analizado ( $dt$ , años):	33
Índice de declinación (anual):	4,2 %
Acumulada de petróleo ( $N_p$ , bls):	11.936,96
BS&W:	< 10 %
Ec. que describe este comportamiento:	

$$Q_t = 669 * e^{-0.042 * t}$$



**Fig. 2:** Pozo Tipo Fm. Santa Elena Chert

**DECLINACIÓN INICIAL:**

Caudal inicial ( $q_i$ , bls/año):	19.471
Caudal a tiempo $t$ ( $q_t$ , bls/año):	2.362
Intervalo de tiempo analizado ( $dt$ , años):	10
Índice de declinación (anual):	23,6 %
Acumulada de petróleo ( $N_p$ , bls):	81.107,70
BS&W:	< 10 %
Ec. que describe este comportamiento:	

$$Q_t = 19471 * e^{-0.2109 * t}$$

**DECLINACIÓN ESTABILIZADA:**

Caudal inicial ( $q_i$ , bls/año):	1.904
Caudal a tiempo $t$ ( $q_t$ , bls/año):	996
Intervalo de tiempo analizado ( $dt$ , años):	24
Índice de declinación (anual):	2,7 %
Acumulada de petróleo ( $N_p$ , bls):	33.629,62
BS&W:	< 10 %
Ec. que describe este comportamiento:	

$$Q_t = 1904 * e^{-0.026 * t}$$

✓ **SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAR**

De los 42 pozos que poseen algún tipo de registro eléctrico y después de hacer el análisis descrito anteriormente, se determinó un total de veintitrés pozos para reacondicionar en primera instancia. A continuación, se describen en forma breve algunas características de cada uno de los cinco pozos propuestos finalmente en este estudio:

➤ **SPA0238**

Profundidad total:	2.304'
Intervalo preperforado:	2.025'-2.287'
Comienzo de producción:	29 / dic. / 1954
API:	31°
Intervenciones:	Fracturado en 1997 (en preperforado)

Acumulada:	267.622 bls.
Pozos cercanos:	SPA0213 (separación 80 m., acumulada 4.103 bls.) SPA0090 (separación 140 m., acumulada 16.989 bls.) SPA1003 (separación 135 m., acumulada 12.377 bls.)
Falla cercana:	FI-SP-NS6 (distancia 135 m)

Este pozo presenta un buen potencial en sus registros tanto en Atlanta como Santa Elena Chert, los pozos cercanos no parecen afectar su área de drenaje como se ve en sus acumuladas, puede ser debido a una mayor concentración de fracturas alrededor de este sin contar con el fracturamiento hidráulico efectuado en 1997; además, los pozos SPA0213 y SPA0090 actualmente se hallan en estado no productivo. Está cerca de una falla, lo cual sin duda es un factor importante en su alta producción, pues ayuda a la migración de los fluidos hacia el pozo y por último, en sus archivos de perforación se indica que sufrió pérdidas de circulación en ciertos intervalos, lo cual es un indicativo de que en esos sectores existen zonas más “porosas y permeables” que otras.

➤ **SPA0241**

Profundidad total:	2.945'
Intervalo preperforado:	2.695'-2.931'
Comienzo de producción:	9 / marzo / 1955
API:	34°
Intervenciones:	Limpieza con tolueno y HCl en 1982 Fracturado en 1997 (en preperforado)
Acumulada:	138.621 bls.
Pozos cercanos:	No hay presencia de pozos cercanos
Falla cercana:	FI-SP-NS6 (distancia 90 m)

Este pozo presenta un buen potencial en sus registros sólo en lo que a Atlanta se refiere, la ausencia de pozos colindantes, la cercanía de las dos fallas mencionadas (lo cual provoca sin duda, un mejor entrampamiento de hidrocarburo) y la buena acumulada que tiene, hacen aún más atractiva la posibilidad de realizar los punzados y obtener buenos resultados.

➤ **SPA0247**

Profundidad total:	3.002'
Intervalo preperforado:	1.404'-3.002'
Comienzo de producción:	16 / oct. / 1955
API:	31,4°
Intervenciones:	Disparado en 1996
Acumulada:	144.333 bls.
Pozos cercanos:	SPA0062 (separación 85 m., acumulada 14.791 bls.)
Falla cercana:	FI-SP-NW3 (distancia 30 m)

En este pozo también aparecen buenas perspectivas para punzar en ATL. y Santa Elena, la gran diferencia entre acumuladas con el pozo más cercano (el cual se encuentra produciendo) y la cercanía de una falla, constituyen factores determinantes de tomar en cuenta para la posibilidad de realizar un reacondicionamiento.

➤ **SPA0251**

Profundidad total:	4.933'
Intervalo preperforado:	4.591-4.781'
Comienzo de producción:	21 / dic. / 1956
API:	30°
Intervenciones:	Fracturado en 1997 (en preperforado)
Acumulada:	135.814 bls.
Pozos cercanos:	No hay presencia de pozos cercanos
Fallas cercanas:	FI-SP-NW3 (distancia 75 m) FI-SP-NS6 (distancia 120 m)

De forma similar que los anteriores, este pozo también presenta buena acumulada, los registros eléctricos muestran zonas de interés, además de la presencia de dos fallas, lo que da la pauta para realizar el reacondicionamiento y tener buenas expectativas.

➤ **SPA0257**

Profundidad total:	2.985'
Intervalo preperforado:	No tiene
Comienzo de producción:	29 / abr. / 1961
API:	31°
Intervenciones:	Fracturado en 1997

	Limpieza con tolueno y HCl en 1982
Acumulada:	50.602 bls.
Pozos cercanos:	SPA0259 (separación 190 m., acumulada 17.825 bls.) SPA0064 (separación 110 m., acumulada 16.132 bls.) SPA1004 (separación 150 m., acumulada 19.273 bls.) SPA0052 (separación 190 m., acumulada 26.077 bls.) SPA0016 (separación 125 m., acumulada 6.857 bls.)
Falla cercana:	No tiene

Análogamente a los anteriores, este pozo también es buen candidato a ser disparado; y si bien es cierto que tiene más pozos alrededor (los cuales se encuentran en estado productivo), las acumuladas de estos son, en la mayoría, mucho menores que la de éste.

#### ✓ CÁLCULO DE RESERVAS

Para efectos prácticos y dentro de los alcances de este trabajo, descartaremos la existencia de un acuífero, mismo que de existir, no constituye la fuente de energía principal del reservorio como se demuestra a continuación:

- Rápida declinación de la producción de los pozos durante el inicio de su explotación.
- Producciones de agua insignificantes.
- Ausencia de capa de gas inicial.

Con los antecedentes mencionados y los parámetros cuantitativamente descritos, se puede aseverar que *el mecanismo de empuje del campo es el de gas en solución o depletación*, como fuente de energía principal del reservorio.

En Santa Paula, al igual que en la mayoría de las demás áreas del campo, todos los reservorios han sido explotados sin haber tomado la precaución de separar la producción de cada Formación, razón por la cual, el contabilizar la producción de cada nivel resulta muy complejo. Cabe recalcar que existe poca y a veces ninguna información sobre el mantenimiento realizado a los pozos en el transcurso de los años, razón por la cual no se puede inferir qué tanto han influido en la producción las condiciones mecánicas de los pozos o si la Fm. no ha aportado al pozo.

#### ✓ DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DE FLUIDO PVT

Mediante la Correlación de Standing & Beggs se determina  $\beta_o^{(c)}$ :

$$\beta_o = 0.972 + .000147 * F^{1.175}$$

La Función de Correlación está definida así:

$$F = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 * T$$

Donde:

$$R_s = \gamma_g \left[ \frac{pb * 10^{0.0125 * API}}{18 * 10^{0.00091 * T}} \right]^{1/0.83}$$

$\gamma_g = 0.7$ , este valor es el obtenido de un análisis cromatográfico realizado a una muestra de gas del área de Ancón Central, cuyo Peso Molecular es de 19,14 lbs/mol (reacondicionamiento del pozo ANC1648 en abril/1999) y el cual es el único patrón de referencia.

API = La gravedad API varía entre 28.5° a 37.5° para la Fm Atlanta Basal, por lo que se toma un valor promedio de 33 °API, y entre 28.7° y 34° para Santa Elena, tomando un promedio de 31.35 °API.

**Tabla I:** Resumen de Propiedades por Formación

	ATL- BASAL	**STA. ELENA
GOR (scf/stb)	369,00	3500
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	0,70	**
GRAVEDAD (°API) DEL PETROLEO	31,35	33
TEMPERATURA (°F)	90,00	96
PRESION (psi)	1601,00	**
F	443,72	**

La Fm. Santa Elena no cuenta con información de secciones adyacentes como para hacer un análisis similar al de Atlanta Basal, pues Santa Paula es el único sector de todo el Campo GGV el cual produce de esta Fm. Debido a la similitud del petróleo aportado por las dos Formaciones se ha procedido a utilizar el mismo valor de factor volumétrico, amén que es un procedimiento hecho con frecuencia en este campo y es el más adecuado.

FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO  $\beta_o$ .....1.162 BR/BN

✓ **CÁLCULO DE RESERVAS POR FORMACIÓN**

Se han estimado las reservas hasta el año 2020, fecha límite de la concesión del campo en manos de ESPOL. La producción esperada de los 5 pozos propuestos para reacondicionamiento ha sido multiplicada por un factor de seguridad 0.7 debido a que son pozos ya depletados en cierta medida y su aporte, por ende, no será como un pozo nuevo y por posibles errores intrínsecos existentes en la información manejada.

Este trabajo hace un análisis mediante curvas de declinación de producción de las diferentes etapas de vida de los yacimientos (3 con el propuesto), se puede observar claramente la influencia de los trabajos realizados a los pozos, de los problemas que han sufrido en el tiempo y cómo estos factores afectan a las reservas.

En la Fig. 3 se muestra tanto el comportamiento histórico hasta 1997 y su declinación, como el nuevo comportamiento a partir de 1997 y el propuesto a partir del 2003 del Campo Santa Paula en general. En todos se hace el análisis correspondiente mediante las curvas de declinación. Es importante señalar que el análisis de reservas del campo en general es más preciso que el hecho por Formación, la diferencia radica en la cantidad y calidad de la información disponible.

De los análisis hechos a los mapas estructurales e isópacos, se tienen los siguientes datos de áreas y volúmenes:

**Tabla II:** Volumen de Roca Fm. Atlanta Basal

CÁLCULO DE VOLUMEN DE ARENA NETA DE LA Fm. ATLANTA BASAL			
CUTOFF RESISTIVIDAD > 30 OHM-M			
Intervalo de Contorno: 100 pies			
Curva de Nivel	Area (m2)	Area (acres)	Vol. (acre-pie)
600	53101,7	13,1	656,1
500	158429,4	39,1	2613,4
400	380436,4	94,0	6657,6
300	687796,6	170,0	13197,8
200	1091539,7	269,7	21983,4
100	1802969	445,5	35761,2
0	2585122,1	638,8	54214,1
Total			135.084 acres-pie

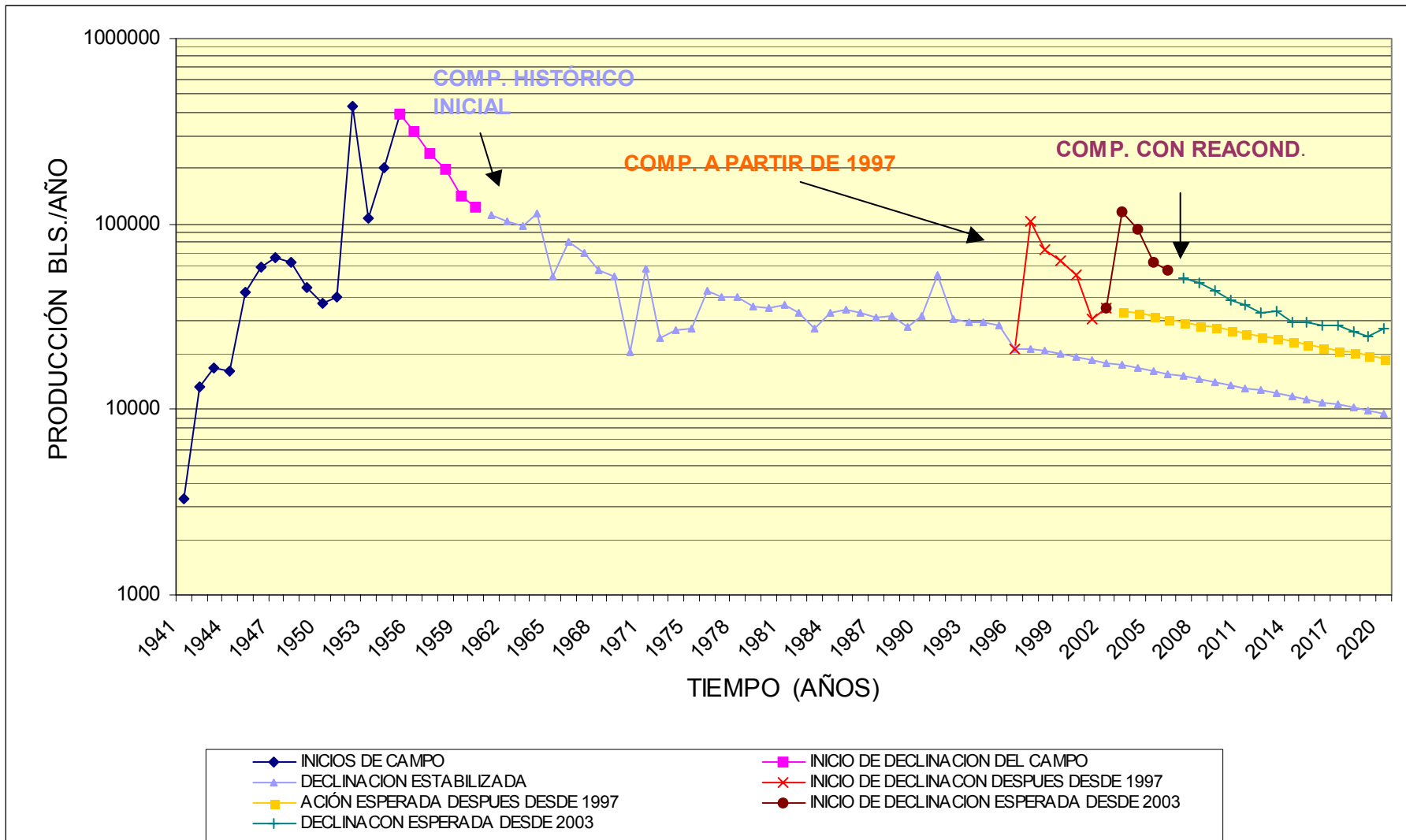
**Tabla III:** Volumen de Roca Fm. Santa Elena Chert

CÁLCULO DE VOL. DE RESERVOIRIO NETO DE LA Fm. SANTA ELENA			
CUTOFF RESISTIVIDAD > 20 OHM-M			
Intervalo de Contorno: 50 pies			
Curva de Nivel	Area (m2)	Area (acres)	Vol. (acre-pie)
150	82.775,4	20,5	511,3
100	277.243,0	68,5	2.224,0
50	757.895,0	187,3	6.394,5
0	1.899.812,9	469,4	16.417,8
Total			25.548 acres-pie

**ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTOS DE PRODUCCIÓN (de la Fig. 3):**

**CURVA I (HISTÓRICO)**

**COMPORTAMIENTO INICIAL:** Este corresponde al inicio del campo en la cual se hallaba aún en fase de perforación y desarrollo, razón por la cual no requiere mayor análisis, este comportamiento ascendente se halla en



**Fig. 3:** Curvas de comportamiento de producción



todas las curvas de producción de todos los campos y/o pozos al inicio de su vida productiva. La acumulada en este periodo es de 1'143.194 bls desde 1941 hasta 1954.

#### DECLINACIÓN INICIAL:

Tasa inicial (qi, bls/año):	388.523
Tasa al a tiempo t (qt, bls/año):	122.710
Intervalo de tiempo analizado (dt.):	6 años (1955 - 1960)
Índice de declinación (anual)	21,3 %
Acumulada de petróleo (Np, bls):	1'384.443
Ec. que describe este comportamiento:	

$$qt = 388523 * e^{-0.1920*t}$$

#### DECLINACIÓN ESTABILIZADA:

Caudal inicial (qi, bls/año):	56.861
Caudal a tiempo t (qt, bls/año):	21.278
Intervalo de tiempo analizado (dt.):	28 años (1968- 1996)
Índice de declinación (anual):	3,5 %
Acumulada de petróleo a 1996 en tramo estab. (Np, bls):	1'643.679
Ec. que describe este comportamiento:	

$$qt = 56861 * e^{-0.035*t}$$

#### EXTRAPOLACIÓN DE DECLINACIÓN ESTABILIZADA:

Período de análisis (años):	24 (1997-2020)
Fin de concesión	2020
Tasa de declinación:	3,5 %
Acumulada en este período (bls):	352,603
Ec. que describe el comportamiento:	

$$qt = 56861 * e^{-0.035*t}$$

Esta curva tiene cuatro comportamientos claramente diferentes propios de un yacimiento, el primero obedece a los inicios del mismo, el segundo desde su pico máximo de producción en 1955 hasta 1960 denominado declinación inicial, el tercero desde 1968 hasta 1996 nombrado declinación estabilizada, y por último, la extrapolación desde 1997 al 2020 (sin contar con la variación ocurrida a partir desde 1997). De esta curva histórica se puede concluir que la producción del campo Santa Paula desde 1941 hasta el 2020 debería ser de 4'523,919. Se ve claramente el gran aporte en la declinación inicial del campo, pues este valor representa el 45 % del total acumulado desde el inicio de la declinación hasta 1997, lo que significa que en 6 años (que es el tiempo promedio de la declinación inicial) se recupera una cantidad similar a lo recuperado en los siguientes 37 años.

#### CURVA II (INCREMENTO 1997)

#### DECLINACION INICIAL:

Tasa inicial (qi, bls/año):	104.197
Tasa a tiempo t (qt, bls/año):	35.344
Intervalo de tiempo analizado (dt):	6 años (1997-2002)
Índice de declinación (anual)	19,8 %
Acumulada de petróleo (Np, bls):	382.522
Ec. que describe este comportamiento:	

$$qt = 104197 * e^{-0.1801*t}$$

#### COMPORTAMIENTO ESTABILIZADO (EXTRAPOLADO):

Tasa inicial (qi, bls/año):	35.344
Intervalo de tiempo analizado (dt):	19 años (2002-2020)
Índice de declinación (anual):	3,5 %
Fin de concesión	2020
Tasa a fin de concesión	18.824
Acumulada de petróleo al fin de concesión (Np, bls):	472.000
Ec. que describe este comportamiento:	

$$qt = 35344 * e^{-0.035*t}$$

En la segunda curva, desde 1997, año en que se perforaron 5 pozos y se hicieron fracturamientos, se puede observar que a la tasa de declinación inicial del campo (D) le toma alrededor de 5 a 6 años estabilizarse y mas aún, ratifica el valor de ésta, la cual fluctúa alrededor de 18-19 %, razón por la cual puede asegurarse que una vez alcanzada la

declinación estabilizada lo hará en el orden del 3.5 % anual como lo normal del campo cuando alcanza este período (sacado del análisis de la Curva I). Esta declinación estabilizada sería alcanzada en el 2003 a 2004 y es la tasa con la cual se ha extrapolado hasta el 2020 para predecir el comportamiento de producción esperado. La acumulada según esta curva real sería de 5'025.838 bls; es decir, 500.000 barriles de incremento hasta fin de concesión.

### **CURVA III (REACONDIC. DE 5 POZOS)**

#### **COMPORTAMIENTO INICIAL:**

Caudal inicial (qi, bls/año):	116.615
Caudal a tiempo t (qt, bls/año):	56.284
Intervalo de tiempo analizado (dt):	4 años (2003-2006)
Índice de declinación (anual)	20 %
Acumulada de petróleo (Np, bls):	331.307
Ec. que describe este comportamiento:	

$$qt = 116615 * e^{-0.1821*t}$$

#### **COMPORTAMIENTO ESTABILIZADO:**

Caudal inicial (qi, bls/año):	50.732
Caudal a tiempo t (qt, bls/año):	27.110
Fin de concesión	2020
Intervalo de tiempo analizado (dt):	14 años (2007-2020)
Índice de declinación (anual):	4,5 %
Acumulada de petróleo (Np, bls):	536.864
Ec. que describe este comportamiento:	

$$qt = 50732 * e^{-0.044*t}$$

Esta última curva es la esperada al llevar a cabo los cinco reacondicionamientos sugeridos, se la obtuvo de la suma de comportamientos de los Pozos Tipo de ambas Fm. La tasa de declinación inicial es de alrededor del 18% anual, lo cual es coherente con lo deducido de las curvas anteriores, en este caso dura alrededor de 4 a 5 años con respecto a la tasa de declinación estabilizada (en el orden del 4,4 % anual), la cual varía en menos del 1% con respecto a la obtenida de las curvas anteriores. Con todo esto se puede decir que los valores son coherentes y por lo tanto esperados, la nueva acumulada hasta el 2020 sería aproximadamente de 5'422.009 bls.

#### **✓ CONCLUSIONES**

- \* En base a las correlaciones hechas y a la interpretación de las mismas, se puede decir que los topes de los estratos para la Fm. Santa Elena oscilan entre 1.000 y 3.000 pies en el lado Este y Oeste, respectivamente.
- \* Los valores promedio de Sw y  $\phi$  obtenidos a partir de estos dos métodos señalados son: para la Fm. Atlanta 0,28 y 0,27 %, respectivamente, y para la Fm. Santa Elena 0,34 y 0,33 %.
- \* Existe un total de 148 pozos en el área, de los cuales, 58 están produciendo en la actualidad y el 80 % de estos son por bombeo mecánico, la producción está en alrededor de 180 bppd.
- \* Los yacimientos pueden ser del tipo SUBSATURADO ( $P_i \approx 1800$  psi y  $P_b \approx 1600$  psi), esto, deducido a partir de las correlaciones de Standing.
- \* Los Factores de Recobro por Formación (0,6 % para Atlanta y 9% para Santa Elena Chert) son absolutamente coherentes con el mecanismo de empuje del campo para el tiempo en producción que lleva éste, lo cual ratifica el mecanismo de empuje señalado, gas en solución.
- \* El incremento de reservas esperado por el reacondicionamiento de los cinco pozos propuestos es de aproximadamente 396.171 bls. hasta el año 2020
- \* A pesar de ser un Campo antiguo, se recomienda invertir en una campaña de registros eléctricos para obtener valores de resistividades más reales y mejorar así los resultados de las evaluaciones que se hagan, hacer esto por lo menos en las áreas donde se tienen estimaciones de buenos prospectos para producción. Incluir también registros sísmicos o de neutrón para deducir con más exactitud los valores de  $\phi$  y Sw por medio de los modelos o ecuaciones para arenas arcillosas descritos aquí.

#### **✓ REFERENCIAS**

- a) CEPE, Proyecto rehabilitación Campos Petroleros Península Sta. Elena, determinación de las reservas primarias remanentes, may./1985, pp. 26-95
- b) F. Moreno, "Estudio y reevaluación de las Formaciones del Campo Santa Paula en base a información de perfiles de pozos" (Tesis, Facultad de Ingeniería Ciencias de la Tierra, ESPOL, 2000).
- c) J. Campbell, Petroleum Reservoir Property Evaluation, 1973, chapter VII.