

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**EVALUACION TECNICA ECONOMICA
DESARROLLO ADICIONAL FM. BASAL SALINA
YACIMIENTO COBRA**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

ANGEL GUSTAVO GOMEZ VALENZUELA

PROMOCION 1994 -0

**LIMA – PERU
2003**

EVALUACION TECNICA ECONOMICA
DESARROLLO ADICIONAL FM. BASAL SALINA
YACIMIENTO COBRA

I) INTRODUCCION

II) DESCRIPCIÓN Y ANALISIS DEL RESERVORIO.

A. GEOLOGIA.

B. HISTORIA DE LA EXPLOTACION.

C. INGENIERIA DE PETROLEO.

i) Perforación y Completación.

ii) Reacondicionamientos.

iii) Trabajos de Estimulación.

iv) Pruebas de Presión.

v) Producción y Parámetros de Roca – Fluido.

vi) Reservas

D. ECONOMIA.

i) Parámetros Económicos.

ii) Rentabilidad.

III) DESARROLLO ADICIONAL.

A. Petróleo Original Insitu.

B. Areas Prospectables de Desarrollo.

C. Inventario de Ubicaciones y Economía

IV) CONCLUSIONES.

V) RECOMENDACIONES.

VI) ANEXOS.

A. TABLAS.

B. FIGURAS.

I) INTRODUCCIÓN

El presente informe muestra la evaluación técnica – económica de los resultados obtenidos de la perforación de 10 pozos por la formación Basal Salina en el área del yacimiento Cobra.

El objetivo es la evaluación del comportamiento primario del yacimiento Cobra , determinación del potencial de hidrocarburos y la factibilidad técnico -económica para continuar el desarrollo en la zona.

El área materia de estudio cubre aproximadamente 1,235 acres, esta situada al este del yacimiento Malacas y al sur de los yacimientos Lobo, Millón y Media.

El desarrollo de los 10 pozos se realizó entre noviembre de 1996 y junio del 2001, siendo lo objetivo principal la formaciones Basal Salina y en algunos casos como objetivos secundarios la formaciones Mogollón o Pariñas.

La producción acumulada de petróleo de los pozos en evaluación por la formación Basal Salina a diciembre del 2002 es de 1,597 Mbls.

Luego la producción promedio acumulada por pozo sería de 160 Mbls.

Las fuentes de información utilizadas en el presente estudio fueron tomadas de la base de datos de la Cia. SAPET y de los informes geológicos y de ingeniería de petróleo desarrollados en la Cia. APET.

II) DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE RESERVORIO.

A. GEOLOGÍA.

A.1 UBICACIÓN.

El Yacimiento Cobra se encuentra ubicado a 7 Kms. al norte de la Ciudad de Talara y abarca las millas cuadradas: 11N-3; 11N-4; 12N-3; 12N-4 y la parte de los Km² B-2 y C-3 el área aproximada es de 1,200 acres.

A.2 ESTRATIGRAFIA:

En el yacimiento Cobra existen formaciones que van desde la formación Balcones, hasta el reciente. Las formaciones atravesadas por la mayoría de los pozos son: Aluvial, Verdún, Talara, Chacra, Pariñas Superior, Chivo, Pariñas Inferior, Palegreda, Cerro Tanque, Mogollón, San Cristóbal, Basal Salina y Balcones.

A continuación se hará una breve descripción litológica de la formación Basal

Salina:

Edad : Eoceno Inferior.

Zona Palinologica: VI.

Litología: Conglomerados de cuarzo de color blanco, con fragmentos de cuarcita y abundante matriz de arena media a gruesa.

Ambiente deposicional: Plataforma submarina de mediana profundidad.

Distribución Areal: Es moderadamente uniforme variando su espesor de 120' a 190'.

A.3) ESTRUCTURA.

El yacimiento Cobra esta conformado por un gran bloque estructural de la formación Basal Salina que tiene como límites principales: por el norte con la falla “13241” ; al sur con la falla “ 6040”(falla Sur); al este con la falla “13209” y al oeste con el sistema de fallas “Bellavista”.

El bloque principal esta subdividido por la falla “13252”, los sub – bloques a su vez se encuentran divididos por otras fallas menores, las cuales actúan en algunos casos como barreras de permeabilidad (sello).

El control estructural de las fallas es el siguiente:

FALLA	SEPARACIÓN VERTICAL	BUZAMIENTO	POZOS DE CONTROL
“BELLAVISTA”	1800'	SUR - OESTE	13244,13241,7751,13209 y 13218.
“13209”	1000'	NOR - ESTE	13209,13241,13242
“FALLA SUR”	1000'	SUR - OESTE	6040
“13241”	500'	NOR - ESTE	13241,13244,13247

B) HISTORIA DE EXPLOTACIÓN.

Desarrollo del Campo.

La explotación del yacimiento se inicia en octubre de 1,961 con la perforación del pozo exploratorio 4775 , llegando a la profundidad de 8,180 pies se encontró el reservorios Basal Salina .

Después de ser completado este pozo 4775 probó producción de petróleo en Basal Salina con alto corte de agua.(18x36x24HRSxSF).

Posteriormente se continuo con la perforación de 4 pozos hasta Basal Salina(4875, 5136,5152 y 5229), los cuales fueron perforados entre los años 1962 y 1965, estos pozos se desarrollaron en la parte este del yacimiento; el pozo 5136 tuvo un acumulado por Basal Salina de 194 Mbls; las otras formaciones productivas encontradas fueron San Cristóbal, Mogollón y Pariñas. En 1,984 se perfora el pozo 6548 , el cual probó buena producción de petróleo de la formación de Basal Salina (RPI:458x1x24hrsx1 1/32”xSTx648x-/500 psi) y se continuó con el desarrollo hacia la parte oeste del yacimiento, perforándose un total de 8 Pozos de los cuales solo 4 pozos encontraron los objetivos de Basal Salina (Pozos 6548, 6070, 6752 y 7473); la mayor recuperación se obtuvo del pozo 6752 con un total de 90 Mbls de la fm. Basal Salina.

En noviembre de 1996 se inicia el desarrollo del área en estudio con la perforación del pozo 13209 en la parte oeste del yacimiento Cobra, con el cual se encontró la formación Basal Salina a una profundidad de 9,225' hallando un nuevo bloque de Basal Salina mas hundido que los anteriormente encontrados en este Yacimiento. Luego se continuó con el desarrollo de Basal Salina en esta zona perforando un total de 10 pozos desde noviembre de 1996 hasta junio del 2001, con producciones surgentes iniciales entre 100 a 1,000 bls y con acumulados mayores a los 500,000 bls por Basal Salina (pozo 13218). En esta zona también se han encontrado buenos desarrollos de las formaciones San Cristóbal, Mogollón y Pariñas. Del total de 10 pozos que se han perforado por Basal Salina en el área de estudio, 2 pozos han sido inicialmente abandonados en la formación Basal .

C) INGENIERIA DE PETROLEO

i) PERFORACIÓN Y COMPLETACION.

El tiempo promedio empleado entre traslado, armado de equipo, perforación, cementación y desarmado vario entre 39 a 80 días siendo el promedio 52.3 dias/pozo.

El peso de lodo empleado vario de 10.5 ~13 lbs/gal siendo el peso promedio 11.3 lbs/gal.

En la completación se han utilizado forros de producción de 5 ½" y forros de superficie de 9 5/8"; excepto en el pozo horizontal 13269, el cual fue completado con forros de superficie de 13 3/8", forros intermedios de 9 5/8" y de 7", al final con lana ranurada de 4 ½".

La información de los pozos completados y correspondientes RPI'S se presentan en la tabla N° 2 de igual modo los trabajos de reacondicionamiento en la formación Basal Salina y sus respectivos RPR'S en la tabla N° 3.

De los 10 pozos perforados hasta la Fm. Basal Salina , 3 Pozos tuvieron resultados no exitosos debido a lo siguiente:

POZO	RESULTADOS
13264	Corto espesor de Basal Salina , por fallamiento.
13268	Ausencia de Basal Salina por falla.
13269	Baja energía por depletación de la zona.

Teniendo en cuenta estos resultados el éxito de la perforación por Basal Salina ha sido de 70 % debido a que 3 pozos tuvieron resultados no exitosos.

ii) REACONDICIONAMIENTOS.

El 30 de enero de 1999 en el pozo 13209 se baleó arenas adicionales en la parte inferior de Basal Salina de 9429'~9375' con 4 tiros/pie, teniéndose un incremento de producción de 167 bdp .

RPR= 221x0x24HRSx3/8"SFx-/286 PSI

ANTES= 54x0x24HRSx1/4"ST x 286/901 PSI.

El 27 de noviembre de 1998 se fracturó en el pozo 13244 la formación Basal Salina desde 9304'-9392' usando 568 barriles de fluido base agua (Boragel) los resultados fueron los siguientes:

RPR: 45x0x24HRSx1/4"xST (no incrementó).

iii) TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN.

En la Tabla N° 4, se presenta el diseño de los trabajos de estimulación efectuados.

En casi todos los trabajos se ha utilizado agua como fluido fracturante , excepto en el primer trabajo de estimulación del pozo 13244 donde se utilizó petróleo como fluido fracturante.

Las etapas variaron entre 79 ~ 31 pies, con regímenes de inyección que varía de 23 a 28 barriles por minuto, volúmenes de fluido que varían desde 887 a 483 barriles y cantidades de arena entre 321 a 120 sacos; el tipo de arena usado fue de 20/40.

Los regímenes de producción han sido variables, pero han tenido relación con la calidad de arena reservorio estimulada, la mayoría de los pozos registraron producciones iniciales surgentes.

iv) PRUEBAS DE PRESION

Se realizó un “Build Up “ en el Pozo 13243 a la formación Basal Salina del 21 al 26 de agosto del 2000 con los siguientes resultados:

Presión estática del reservorio: 2,304 psi @ 9730’ de profundidad.

Temperatura estática del reservorio: 160.5 °F.

Factor de daño (Skin): +0.7

Permeabilidad del reservorio(k): 2.7 md.

La figura N° 4 muestra el gráfico de análisis de Horner realizado al Pozo 13243.

El 21 de agosto del 2000 se realiza la medición de la presión estática del pozo 13218 al ser cerrado por 25 días con los siguientes resultados:

Presión estática: 2 035.63 psi a 9340' de profundidad.

Temperatura estática de 149.4 °F.

v) PRODUCCIÓN Y PARÁMETROS DE ROCA - FLUIDO.

El aporte productivo de los pozos en estudio a la fecha es de 1,597 Mbls la producción acumulada y el estado actual de explotación se dan en la tabla N° 6

En la tabla N°2 se muestra los resultados de las producciones iniciales, siendo el pozo 13218 el que presenta un RPI mas alto y un mayor acumulado a la fecha por tener mayor espesor de arena neta y ser uno de los pozos que se perforaron inicialmente. La producción acumulada promedia por pozo es de 160 Mbls por Basal Salina.

En la figura N° 5 se muestra el comportamiento productivo del Yacimiento el cual comprende una vida productiva desde junio 1996 a diciembre del 2002.

El mecanismo de desplazamiento que predomina en el reservorio Basal Salina, es el de impulsión por expansión de gas disuelto. Este mecanismo estaría complementado por el de segregación gravitacional como consecuencia del ángulo de buzamiento (15 °).

a) DECLINACION

Del análisis de la vida productiva de los pozos que producen del reservorio Basal Salina, en el área de estudio y de pozos vecinos se ha observado que

inicialmente tienen una declinación constante moderada que podría aproximarse a una exponencial (0.0289/mes) la cual después de aproximadamente un año y 8 meses cambia a una declinación exponencial mas fuerte(0.0812/mes) debido al aumento del GOR, este cambio se ha observado principalmente en los pozos iniciales que se abrieron en esta zona, la nueva declinación drástica se mantendría constante por aproximadamente por 1 año para después de este tiempo cambiar nuevamente a una declinación exponencial moderada(0.026%/mes).

La curva tipo que nos representa un Basal Salina sería una curva compuesta que estaría en tres etapas definidas en la tabla A.1 con los siguientes parámetros:

TABLA A.1

Curva Tipo	Inicial (Di)	Media(Dm)	Final(Df)
Declinación mensual	2.89%	8.12 %	2.6 %
Tiempo de Duración promedio(meses)	20	12	-

La Tabla A.1 presenta los valores de declinación constante inicial, media y final para los pozos mas representativos de Basal Salina.

b) PARÁMETROS DE LA ROCA- FLUIDO.

De la información de pruebas realizadas tanto de laboratorio como de registros eléctricos se ha podido determinar lo siguiente:

b.1) Porosidad.

La formación Basal Salina tiene una porosidad intergranular promedia de 10-15 % con un promedio de 13%.

b.2) Permeabilidad.

La permeabilidad de Basal Salina se ha obtenido a partir del análisis de cores y de las pruebas de presión realizadas en pozos vecinos y del área en estudio.

El rango de la permeabilidad absoluta varia de 2 –20 md para Basal Salina.

Del análisis del la prueba de Build Up del pozo 13243 se estimó para Basal Salina una permeabilidad de 2.7 md.

b.3) Saturación de Agua.

La saturación de agua tomada de datos de pozos vecinos esta en un rango de 40 –60 %.

b.4) Propiedades de los Fluidos.

Las propiedades termodinámicas usadas para los cálculos de petróleo insitu se han estimado mediante pruebas de laboratorio del crudo y gas de la formación de Basal Salina en el yacimiento Cobra , con estos datos y mediante correlaciones de Standing y Vasquez – Beggs., teniendo como resultado los siguientes valores:

Factor de Volumen de Formación(Bo)	:	1.635 bls/stb.
Presión de Burbuja(Pb)	:	4120 psi.
Temperatura	:	160.5 °F
° API (a 60 ° F)	:	38.93 °
Razón de Solubilidad (Rs)	:	1200 (PC/BLS)
Viscosidad en el Punto de Burbuja	:	0.3719 cp.

En la zona del bloque “ B ” tenemos el pozo 5136 al cual se le hizo un analisis de PVT y se determinó que la presión de burbuja es 4317 psi.

vi) RESERVAS

Las reservas desarrolladas por Basal Salina con la perforación de 10 pozos es de 1,834 Mbls (Tabla N°2). El nivel de reservas estimadas a desarrollar fue de 1734 Mbls.

Los pozos en los cuales las reservas desarrolladas han sido menores a las estimadas son :

Pozo:

13264: Se encontró una corta sección de Basal Salina sin energía.

13268: No se encontró la fm. Basal Salina por estar completamente fallada .

Pozos 13242, 13244 , 13262 y 13269.

Menor nivel de reservas por fuertes declinaciones y menor energía del reservorio estos pozos están en bloques mas pequeños y parcialmente fallados en Basal Salina.

D) ECONOMIA

La evaluación económica se ha realizado a nivel corporativo, considerando dos casos: Caso I considera solo la perforación de pozos verticales y el Caso II considera la perforación de pozos verticales mas un pozo horizontal.

i) Parámetros Económicos :

Los parámetros económicos considerados son los siguientes:

- 1.- Precio del Crudo: 22 \$/Barril.
- 2.- Gastos Operativos: 4 \$/ Barril
- 3.- Tasa Impositiva: 30 %.
- 4.- Tasa de Descuento: 15 %.

Los pronósticos de producción fueron obtenidos en base a la curva de declinación y un límite económico de 2 BOPD, los pronósticos de producción se presentan en la Tabla N° 7 se estima una vida productiva de 10 años.

ii) Rentabilidad.

Los resultados de la rentabilidad del análisis económico de los dos Casos anteriores son los siguientes.

	CASO I	CASO II
Inversión	7,676.3	9754.240
Reservas	1,753.218	1,834.047
VAN	1076.09	63.81
TIR	39 %	16%
IVA	0.14%	0.01%

En la Tabla N° 8 se resumen los resultados de las evaluaciones económicas efectuadas.

III) DESARROLLO ADICIONAL

A) Petróleo Original Insitu.

Basados en el mapa de arena neta petrolífera (Fig N° 3) y las características petrofísicas (Tabla N° 10) se determinó volumétricamente el petróleo original insitu del reservorio Basal Salina en los Bloques A,B,C y E.

Bloque.	Area en Acres.	Petróleo Insitu.(MMBls)
A	394.05	19.093
B	372.81	8.051
C	40.58	1.149
E	133.43	3.542

En la tabla N° 6 se presenta la producción acumulada al 31.12.2002 que es de 1596.594 M bls por la Fm. Basal Salina , la recuperación actual es de 5.643 %. Las reservas remanentes de los pozos perforados son del orden de 237.452 M bls con lo cual el factor de recuperación final seria de 6.482 %

B) AREAS PROSPECTABLES DE DESARROLLO

La formación Basal Salina en el yacimiento Cobra abarca una extensión aproximada de 807.44 acres.

Los mayores desarrollos están en los bloques “ A “ y “B” y el menor en el bloque “C”.

Como se estimó el factor de recuperación total en los bloques sería de 6. 482% el cual es relativamente bajo por lo que es factible proceder a programas de desarrollo adicionales tal como se detalla a continuación.

Bloque B:

Este bloque tiene una extensión de 372.81 acres.

Las zonas a explotar están ubicadas al sur del bloque, donde a fin de tener un mejor control geológico y verificar el comportamiento productivo de la fm. Basal Salina en el bloque se debe perforar inicialmente una ubicación probada al sur del pozo 13252, que de resultar exitosos permitiría continuar el desarrollo del bloque con una ubicación probable y una posible . Las reservas probadas a desarrollar en forma inicial serían del orden de 210 MBls de cuyo éxito se confirmaría la existencia de hasta 260 Mbls de petróleo (reservas probables y posibles).

Bloque E:

Este bloque se encuentra en la parte sur -este del Bloque A.

El bloque E tiene una extensión total de aproximadamente 139.59 Acres.

En este bloque que está cercano pero aislado del A se tiene una ubicación probable la cual tendría unas reservas probables de 245 M Bls.

De efectuarse el desarrollo adicional el factor de recuperación considerando solo los bloque A, B y C estaría incrementado de 6.482 % a 8.143 %.

De lo expuesto anteriormente se presenta un resumen de las ubicaciones por la Fm.

Basal Salina (31.12.2002) como sigue:

C) INVENTARIO DE UBICACIONES:

RESERVAS EN MBLs

Bloque	Número de Ubicaciones	Probadas	Probables	Posibles	Total
B	3	210	130	130	470
E	1	-	245	-	245

La evaluación económica correspondiente al desarrollo de las reservas probadas es positiva y los resultados son los siguientes:

Inversión: (MU\$)	850.
Reservas:(M Bls)	210.
VAN (15 %) (MU\$)	305
TIR(%)	32 %
IVA	0.36

La evaluación económica considerando solo las dos ubicaciones probables también es positiva y tiene los siguientes resultados:

Inversión: (MU\$)	1725
Reservas:(M Bls)	375
VAN (15 %) (MU\$)	357
TIR(%)	25 %
IVA	0.21

La evaluación de las reservas posibles no ha sido considerada debido al alto riesgo estructural y de fluidos que hay para la zona.

III) CONCLUSIONES.

- 1) La formación Basal Salina constituye el reservorio más productivo en el área de estudio. Los pozos perforados se han efectuado a un espaciado aproximado de 60 acres , dichos pozos alcanzaron una profundidad promedio de 9985’.
- 2) Se han encontrado mejores recuperaciones en la parte nor –este del área de estudio (bloque A) debido a que en esta zona se encontraron mejores espesores de arena neta petrolífera y mejor calidad de reservorio.
- 3) El análisis volumétrico y el estudio actual de explotación de los reservorios es como sigue:

	Bloque A	Bloque B	Bloque C
Petróleo Insitu (Mbls)	19,093	8,051	1,149
Producción Acumulada(Mbls)	1,308	234	54.6
Factores de Recuperación (%)			
FR Actual	6.85	2.91	4.75
FR Final	7.58	4.13	4.83

Estos resultados nos indican que en el bloque B principalmente sería necesario realizar un programa de desarrollo adicional por su baja recuperación siendo un bloque de regular tamaño (372.81 acres)

- 4) La evaluación económica de los 10 pozos perforados considerándolos casos para solo 9 pozos verticales (Caso I) y 9 pozos verticales mas un pozo horizontal (Caso II) arrojó los siguientes resultados:

	CASO I	CASO II
Inversión	7,676.3	9754.240
Reservas	1,753.218	1,834.047
VAN	1076.09	63.81
TIR	39 %	16%
IVA	0.14%	0.01%

Esto indica que el proyecto es rentable aun cuando solo se esta considerando las reservas de la formación Basal Salina y además de no haber tenido los resultados esperados en el caso II .

- 5) De acuerdo a las estimaciones realizadas el reservorio Basal Salina inicialmente se encontró en la zona no saturada (Pi: 4770 psi), para luego pasar la zona saturada (Pb:4210 psi).
- 6) De la observación del comportamiento de las curvas de producción de los pozos los cambios en las pendientes de declinación de los pozos serian explicadas por los efectos de saturación de gas crítica del reservorio y la formación de una capa de gas secundaria en el reservorio.

- 7) Las estimulaciones (fracturamientos) se realizaron con fluido base agua , los motivos fueron principalmente operativos debido a las altas presiones requeridas para fracturar la formación Basal (6000 psi) , se tubo éxito principalmente el pozo 13242.
- 8) Del análisis de Horner para el pozo 13243 en la grafica N° 4 se determinó que el pozo tiene un daño positivo que podría provenir de la perforación o completación , además de tener una permeabilidad de reservorio baja de 2.7 md. La presión extrapolada que se calculó (2304 psi) es representativa de la presión del reservorio a esa fecha ya que la curva P vs $\text{Log}(t_p+dt)/dt$ se alinea bastante bien a una recta en el periodo del “Tiempo Medio” de la prueba “Build Up” .
- 9) La recuperación en el bloque A podría haber sido mas elevada si es que se hubiera realizado un programa adecuado de mantenimiento de presión, como la re-inyección de gas en los pozos 13218 o el 13209.
- 10) No se ha determinado el nivel de agua que podría haber en los bloques ya que en los pozos mas profundos perforados como el 13242 (profundidad de la base de Basal Salina a 9955’) no se observó contacto agua petróleo, esto implica un riesgo para la perforación de pozos mas profundos en los bloques.

V. RECOMENDACIONES

- 1) Efectuar un programa de toma de presiones de fondo para evaluar el nivel de energía del reservorio Basal Salina en los bloques.
- 2) Para la perforación y completación se recomienda lo siguiente:

No utilizar lodos con pesos mayores de 11 lbs/galon.

Implementar los equipos adecuados para disminuir al menor tiempo la asignación del los RPI de los pozos.

Medir el API del crudo, viscosidad , toma de GOR del pozo para tener suficiente data para su evaluación.
- 3) Efectuar prueba de interferencia entre pozos de Basal Salina para poder determinar el acreaje optimo de reservorio en estudio
- 4) Realizar un análisis PVT para tener con mayor exactitud los parámetros de roca fluido en la zona.
- 5) Para futuros desarrollos evaluar la posibilidad de efectuar programas de mantenimiento de presión adecuados a fin de tener una mayor recuperación en los bloques.
- 6) Para los trabajos de fracturamiento se recomienda utilizar fluidos(gelificados) que permitan centrar el agente empaquetante en el intervalo deseado a fin de tener mejores resultados en los trabajos de estimulación.

7) Efectuar el programa de desarrollo adicional teniendo en cuenta las recomendaciones anteriores y además de acuerdo a resultados realizar una reinterpretación estructural y estratigráfica de la zona.

A continuación se presenta el inventario de ubicaciones recomendado donde se ha considerado adicionalmente el Bloque “E” con una extensión de 139.59 acres que esta ubicado al este del bloque “ A” por tener continuidad con este bloque “A” y estar separado por una falla menor. El petróleo insitu calculado para este bloque es de 3496 Mbls, luego el inventario final de ubicaciones recomendado para el desarrollo adicional es:

BLOQUE	Nº Ubicaciones	RESERVAS EN MBLS			
		Probadas	Probables	Posibles	Total
B	3	210	130	130	470
E	1	-	245	-	245

Las reservas probadas y probables serán desarrolladas a través de la perforación de una ubicación probada en el bloque “ B” y dos ubicaciones probables, una en el bloque “E” y la otra en el bloque “B”; de acuerdo a los resultados de las perforaciones de las ubicaciones tanto probada como probable en el bloque “B” se procedería a desarrollar la ubicación posible adicional en el bloque “B”.

VI. ANEXOS

A)

T A B L A S

<u>TABLA N°</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1)	Topes y Espesores Encontrados.
2)	Producción Inicial .
3)	Información Reacondicionamientos de Pozos.
4)	Diseño de Estimulación Empleado.
5)	Pruebas de Presión de Efectuados
6)	Estado Actual de Explotación y Reservas.
7)	Pronósticos de Producción.
8)	Inversiones.
9)	Resultados de Evaluación Económica.
10)	Información Básica.

TABLA N° 1

**YACIMIENTO COBRA FORMACION BASAL SALINA
TOPES Y ESPESORES ENCONTRADOS (PIES)**

ITEM	POZO	ELEVACION (PIES)	PROFUNDIDAD FINAL (PIES)	FECHA DE COMPLETACION O ABANDONO	TOPE BNM	ESPESOR COMPLETADO Hc(PIES)	ESPESOR NETO Hn(PIES)	Hn/Hc
1	13209	27	9650	17/11/1996	9182	210	110	0.524
2	13218	34	9600	23/04/1997	9150	200	118	0.590
3	13243	30	10060	08/10/1997	9596	185	103	0.557
4	13564	97	10316	15/05/1999	9364	40	20	0.500
5	13242	72	10460	23/12/1997	9799	65	52	0.800
6	13244	85	9765	14/11/1997	9198	93	73	0.785
7	13268	26	9900	04/01/2001	POZO ABANDONADO NO ENCONTRO FM. BASAL SALINA			
8	13269	51	9900	29/11/1999	9515	216	150	0.694
9	13252	16	10250	19/07/2000	9594.6	159	100	0.629
10	13262	16	9950	02/07/2001	9563.6	91	80	0.879

TABLA N° 2

INFORMACION DE PRODUCCIONES INICIALES : YACIMIENTO COBRA - FORMACION BASAL SALINA

ITEM	POZO	PETROLEO	AGUA	METODO	BEAM	GOR	PRESIONES	FECHA	FORMACION	COMENTARIO
1	13209	316	0	ST	1/4"	N.R.	497/-	02/12/1996	BS. SALINA	BALEO CON TCP FM. BASAL SALINA DE 9245'-9367'.
2	13218	1072	0	ST	3/8"	N.R.	1073/-	08/05/1997	BS. SALINA	BALEO CON TCP FM. BASAL SALINA DE 9390'-9211.5'.
3	13242	226	18D	ST	3/8"	N.R.	272/644	11/10/1998	BS. SALINA	BALEO Y FRACTURO CON AGUA FM BASAL SALINA INTERVALO:9954'-9893'.
4	13243	718	0	ST	3/8"	1058	789/1808	22/10/1997	BS. SALINA	BALEO CON TCP FM. BASAL SALINA DE 9828'-9740'.
5	13244	145	0	ST	3/8"	NR	70/800	15/12/1997	BS. SALINA	BALEO Y FRACTURO CON PETROLEO FM BASAL SALINA INTERVALO:9570'-9304'.
6	13264	104	0	SF	1/4"	NR	-/157	29/06/1999	MOGOLLON	BALEO Y FRACTURO CON PETROLEO FM BASAL SALINA, NO PRODUJO,ABRIO FM.MOGOLLON.
7	13269	117	0	ST	1/2"	NR	114/529	24/01/2000	BS. SALINA	POZO HORIZONTAL FUE COMPLETADO CON LAINA
8	13252	525	0	ST	1/4"	NR	1218/1421	30/07/2000	BS. SALINA	BALEO FM. BASAL SALINA DE 9,781'-9,634'
9	13268	A B A N D O N A D O								
10	13262	147	0	ST	1/4"	NR	145/1233	26/08/2001	BS. SALINA	BALEO FM. BASAL SALINA DE 9,678'-9,599'

TABLA N°3

REACONDICIONAMIENTOS REALIZADOS: POOL COBRA - FORMACION BASAL SALINA

ITEM	POZO	TRABAJO	FECHA DE TRABAJO	FORMACION	INTERVALO (pies)	RPR			PRODUCCION ANTES		
						BPD	FORMACION	FECHA	BPD	FORMACION	INTERVALO
1	13244	FRACTURAMIENTO	27/11/1998	Basal Salina	9304'-9393'	NO INCREMENTO	BASAL SALINA	14/12/1998	45x0x24HRSxST	BS.SALINA	9570'-9304'
2	13209	BALEO	30/12/1999	Basal Salina	9429'-9245'	221x24HRSx3/8"SF	BASAL SALINA	09/01/1999	54x0x24HRSx1/4"ST	BS.SALINA	9367'-9245'

TABLA N° 4
INFORMACION DE TRABAJOS DE ESTIMULACION
YACIMIENTO COBRA - FORMACION BASAL SALINA

ITEM	POZO	FECHA TRATAMIENTO	FORMACION ESTIMULADA	INTERVALO TRATADO		Etapa (PIES)	Punto medio	TIPO TRATAMIENTO	FLUIDO UTILIZADO		SACOS ARENA SXS	CAUDAL DE TRATAMIENTO (BPM)	PRESIONES				
				TOPE	BASE				TIPO	VOLUMEN (BLS)			RUPTURA (PSI)	INYECCION (PSI)	FINAL (PSI)	PARADA (PSI)	PROMEDIO (PSI)
				(PIES)													
1	13242	23/08/1998	BASAL SAL	9893	~ 9954	61	9924	WATERFRAC	BORAGEL	887	310	23.0	3300	2030 ~ 4030	3560	3000	3600
2	13244	03/12/1997	BASAL SAL	9304	~ 9393	89	9349	SANDFRAC	DIESEL GELIF.	543	321	23.0	N.R.	5200 ~ 6400	7900	7300	5800
3	13244	26/11/1998	BASAL SAL	9304	~ 9393	89	9349	WATERFRAC	BORAGEL	570	265	22.0	6000	5165 ~ 6500	5606	5400	5600
4	13264	26/05/1999	BASAL SAL	9475	~ 9506	31	9491	WATERFRAC	BORAGEL	915	120	27.5	7000	5315 ~ 6520	6486	5840	5900
5	13262	18/07/2001	BASAL SAL	9599	~ 9678	79	9639	WATERFRAC	SPECTRA FRAC	483	120	23.0	3500	NR	3600	3200	4100
6	13262	16/08/2001	BASAL SAL	9599	~ 9678	79	9639	WATERFRAC	SPECTRA FRAC	550	250	22.0	NR	NR	3600	3550	4100

TABLA N° 5
INFORMACION DE PRUEBAS DE PRESION
YACIMIENTO: COBRA

ITEM	POZO	FECHA	INTERVALO		TIPO DE PRUEBA	Prof. Media (pies)	Presión Estática (psi)	Gradiente Total (Psi/pie)	Permeabilidad Milidarcys (md)	Factor Skin (s)
			TOPE	~ BASE (pies)						
1	13218	18 ago 2000	9211.5	~ 9390.0	BHP	9301	2036	0.22	-	-
2	13243	21-26 ago 2000	9740.0	~ 9828.0	Build Up	9730	2304	0.24	2.7	0.7

TABLA N° 6

ESTADO ACTUAL DE EXPLOTACION Y RESERVAS
YACIMIENTO COBRA FORMACION BASAL SALINA

ITEM	POZO	FORMACIONES PRODUCTIVAS	ACUMULADO			PRODUCCION DIARIA ACTUAL OilxAguaxMetodoXGORx Presion	PRODUCCION FORMACION BASAL SALINA		
			PET BLS	AGUA BLS	GAS MSCF		Produccion Acumulada (MBls)	Reservas Remanentes (MBls)	Recuperación Final (MBls)
1	13209	Basal Salina	206,612	6	206,892	25x0xSURGx4200 GOR	206.612	28.097	234.709
2	13218	Basal Salina	524,764	2	267,942	Cerrado(Abrill 2001)	524.764	14.846	539.61
3	13242	Basal Salina	107,868	2,961	135,394	14x3xPUGx3800 GOR	107.868	10.6	118.468
4	13243	Basal Salina	417,705	0	442,236	52x0xSURGx4500 GOR	417.705	54.979	472.684
5	13244	Bs.Salina	54,597	108	31,887	Cerrado(Abril 2001)	54.597	0.915	55.512
6	13264	Mogollón	63,876	0	87,010	44x0xPUGx4500 GOR		-	
7	13269	Basal Salina	51,041	872	64,988	24x1xSURGx4440 GOR	51.041	29.788	80.829
8	13252	Basal Salina	189,927	0	378,846	48x0xSURGx4400 GOR	189.927	53.811	243.738
9	13262	Basal Salina	44,080	202	152,884	38x0xSURGx3299 GOR	44.08	44.416	88.496
TOTALES:							1596.594	237.452	1834.046

TABLA N° 7

**YACIMIENTO COBRA
FORMACION BASAL SALINA**

Año	PRONOSTICOS (Mbls)
1	73.756
2	45.267
3	25.300
4	18.443
5	13.444
6	9.800
7	7.144
8	5.208
9	3.796
10	2.767
11	2.017
12	1.573
13	1.044
14	0.473
15	
Total	210.032

TABLA N° 8
YACIMIENTO COBRA - FORMACION BASAL SALINA
Resultados de Evaluación Económica.

Evento	Inversion (MUS\$)	Reservas (MBIs)	VAN al 15 % (MUS\$)	TIR (%)	Razón Utilidad Inversión - (%)
CASO I 1.-Perforacion de 9 pozos Verticales	7676.3	1753.218	1076.09	39%	0.14%
CASO II 2.-Perforacion de 9 pozos Verticales + 1 Pozo Horizontal	9754	1834.047	63.81	16%	0.01%

TABLA N° 9
YACIMIENTO COBRA - FORMACION BASAL SALINA
Resultados de Evaluación Económica (Desarrollo Adicional)

Evento	Inversion (MUS\$)	Reservas (MBIs)	VAN al 15 % (MUS\$)	TIR (%)	Razón Utilidad Inversión - (%)
Perforacion Adicional Ubicación Probada	850	210	305	32	0.36
Perforacion Adicional Ubicación Probable	1725	375	357	25	0.21

TABLA N° 10
YACIMIENTO COBRA - FORMACION BASAL SALINA

BLOQUE	A	B	C	TOTAL
Area, acres	394.05	372.81	40.58	807.44
Arena Neta , pies	170	100	100	
Porosidad (%)	13	13	13	13
Permeabilidad (md)	2.70	2.70	2.70	2.86
Saturación de Agua Inicial (%)	0.40	0.40	0.40	0.40
Volumen en acre-pie.	51,120	21,555	3,077	75,752
Elevación, pies	30	16	22	23
Temperatura del Reservorio(° F).	160.5°F	160.5°F	160.5°F	160.5°F
Presion de Saturación(Psi)	4,120	4,120	4,120	4,120
Presión Inicial (Psi).	4,770	4,754	4,581	4,702
GOR Inicial, scf/stb.	1,200	1,200	1,200	1,200
F.V.F. Inicial, bls/stb(estimado)	1.620	1.620	1.624	1.62
F.V.F. Final(estimado)	1.156	1.156	1.132	1.15
Gravedad Crudo, API.	38.93	38.93	38.93	38.93
Prof. Punto medio (Pies)	9,784	9,703	9,349	9,612
Espesor Bruto, pies.	190	140	140	157
Presión de Abandono, psi	960	951	916	940
Volumen Poral, (MBIs)	47,589	20,066	2,864	70,520
Volumen de Hidro., MBIs	30,934	13,043	1,866	45,844
Petroleo Original., MBIs	19,093	8,051	1,149	28,292
Petroleo Producido, MBIs.	1,308	234	55	1,597
Recuperación.(%)	6.85	2.91	4.75	5.64
Rec.Final Estim., Mbls	1,446	332	56	1,834
Rec.Final (%)	7.58	4.13	4.83	6.48
Saturación Final de Pet.(%)	39.58	41.05	39.80	39.73
Saturación Final de Gas(%)	20.42	18.95	20.20	20.27
Numero de Pozos	4.00	3.00	1.00	8.00
Rec. Final por Pozo (MBIs)	361.58	110.74	55.51	229.26
Espaciamento (acres)	98.51	124.27	40.58	100.93
Acre Pie/Pozo	12,780	7,185	3,077	9,469
Rec.Final (BlS)/Acres - Pie.	28.29	15.41	18.04	24.21

B)

F I G U R A S

FIGURA N°

DESCRIPCION

- 1) **Mapa de Ubicación del Yacimiento.**
- 2) **Mapa Estructural en el Tope de la Fm. Basal Salina.**
- 3) **Mapa de Arena Neta Petrolífera Fm. Basal Salina.**
- 4) **Análisis de Presión.**
- 5) **Comportamiento Productivo del Yacimiento.**

FIGURA 1

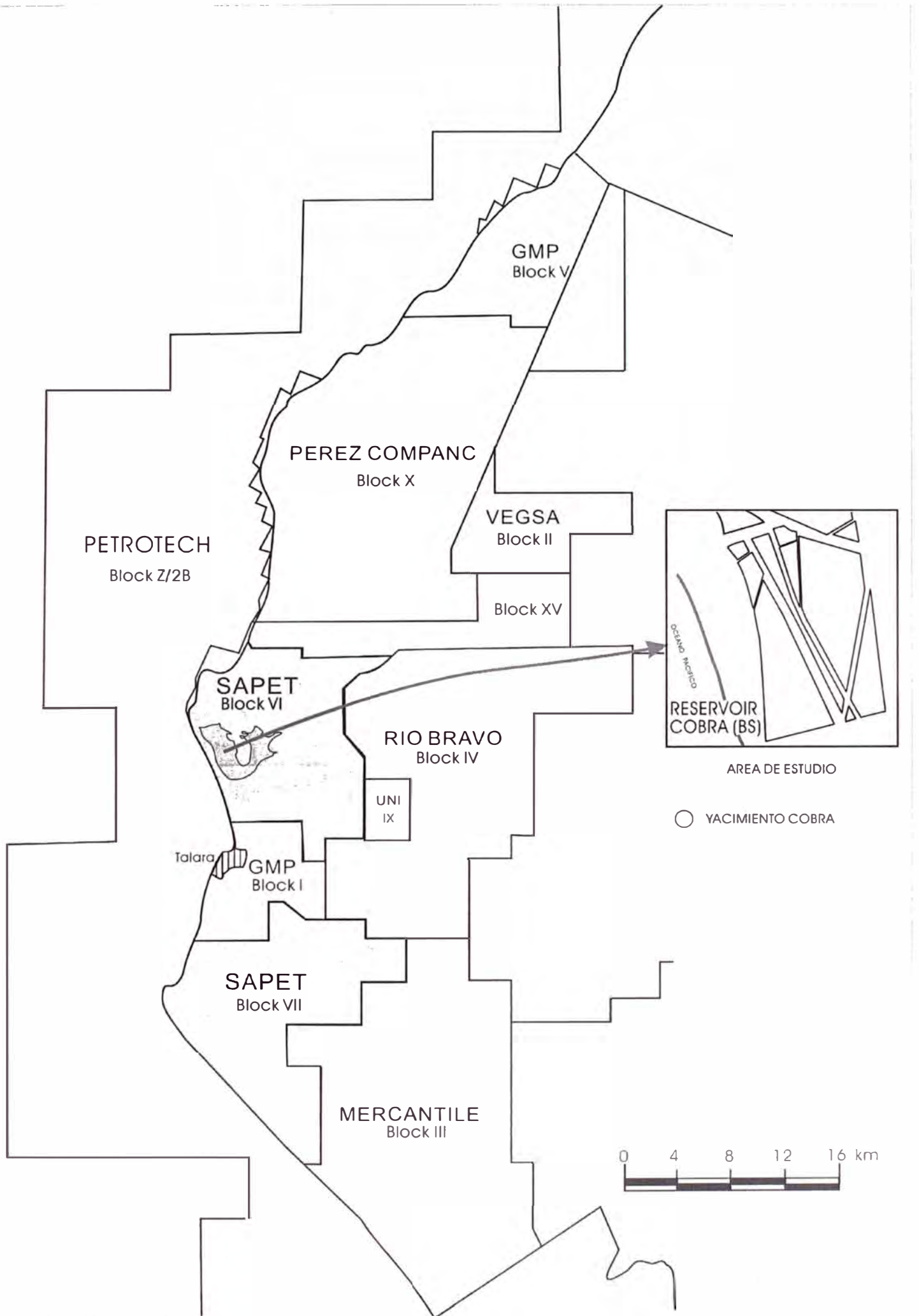


FIGURA N° 4

ANALISIS DE HORNER
POZO 13243 FM. BASAL SALINA

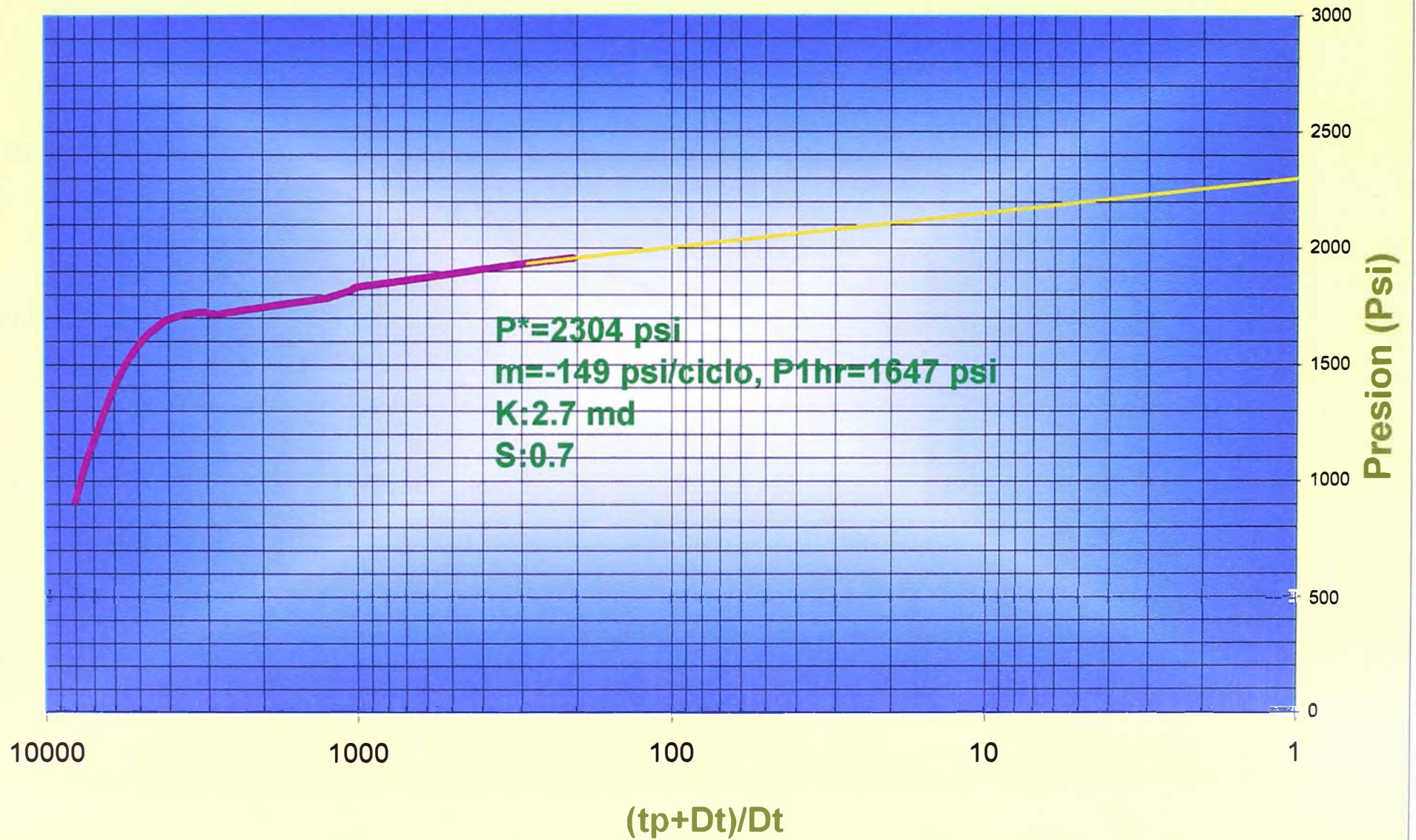


FIGURA N° 5

**HISTORIA PRODUCTIVA Y PRONOSTICO
FM. BASAL SALINA YACIMIENTO COBRA**

