



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE
UN POZO EXPLORATORIO, UN CASO
DE CAMPO**

TRABAJO PROFESIONAL

QUE CON LA OPCIÓN DE TITULACIÓN POR TRABAJO
PROFESIONAL PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA
ARMANDO SÁNCHEZ MODESTO

AVAL
M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA



CD. UNIVERSITARIA MÉXICO. D.F. ABRIL DEL 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE UN POZO EXPLORATORIO,
UN CASO DE CAMPO”

ELABORADO POR: ARMANDO SÁNCHEZ MODESTO

AVAL: M.en I. MARIO BECERRA ZEPEDA.

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

Handwritten signature of Manuel Villamar Viguera in black ink, written over a horizontal line.

VOCAL: M. en I. MARIO BECERRA ZEPEDA

Handwritten signature of Mario Becerra Zepeda in black ink, written over a horizontal line.

SECRETARIO: M.en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

Handwritten signature of José Ángel Gómez Cabrera in black ink, written over a horizontal line.

1er. SUPLENTE: ING. LUIS SOTO PINEDA

Handwritten signature of Luis Soto Pineda in black ink, written over a horizontal line.

2do. SUPLENTE: ING. MARTÍN C. VELÁZQUEZ FRANCO

Handwritten signature of Martín C. Velázquez Franco in black ink, written over a horizontal line.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS: ETERNAMENTE.

A MIS PADRES: JESÚS SÁNCHEZ Y VICTORIA MODESTO, POR SU AMOR, DEDICACIÓN Y ENTREGA A SUS HIJOS; Y HABERNOS DADO UNA GRAN HERENCIA EN LA VIDA, LA PREPARACIÓN.

A MIS HERMANOS: URIEL, HUGO, GEORGINA Y JESÚS, POR EL AMOR, RESPETO Y UNIÓN DE TODA LA VIDA.

A MI ESPOSA CINDY, A MI HIJO HUGO ARMANDO: CON TODO MI AMOR...

AL M.en I. MARIO BECERRA ZEPEDA.
AL M.en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA.

A QUIENES AGRADEZCO SINCERAMENTE SUS CONSEJOS Y AYUDA, POR LOS CUALES FUE POSIBLE LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO.

AL ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.
AL ING. LUIS SOTO PINEDA.
AL ING. MARTÍN C. VELÁZQUEZ FRANCO.

POR EL TIEMPO DEDICADO A LA REVISIÓN Y CORRECCIÓN DE ESTE TRABAJO.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR TENER EL PRIVILEGIO DE FORMAR PARTE DE ELLA.

CONTENIDO	PÁGINA
RESUMEN	4
I.- GENERALIDADES	6
I.1).- LOCALIZACIÓN	
I.2).- COTAS	7
I.3).- DATOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN	8
II.- OBJETIVO	15
III.- RESULTADO	15
IV.- ANTECEDENTES	15
IV.1).- GEOLÓGICOS	16
IV.2).- GEOFÍSICOS	18
IV.3).- ESTRUCTURALES	18
V.- ESTRATIGRAFÍA	19
V.1).- COLUMNA GEOLÓGICA	20
V.2).- DESCRIPCIÓN DE FORMACIONES	22
VI.- SISTEMA PETROLERO	27
VI.1).- ROCA GENERADORA	27
VI.2).- ROCA ALMACENADORA	28
VI.3).- TRAMPA – SELLO	29
VI.4).- SINCRONÍA Y MIGRACIÓN	29
VII.- MUESTREO	30
VII.1).- DE CANAL	30
VII.2).- NÚCLEOS	30
VIII.- MANIFESTACIONES	31
VIII.1).- DE HIDROCARBUROS	31
VIII.2).- DE AGUA SALADA	35

IX.- DENSIDAD Y TIPO DE LODO	35
X.- REGISTROS GEOFÍSICOS	36
X.1).- REGISTROS TOMADOS	36
X.2).- CONTROL DE CALIDAD	37
X.3).- ANÁLISIS PETROFÍSICOS DE NÚCLEOS	41
X.4).- EVALUACIÓN CUALITATIVA Y CUANTITATIVA	43
X.5).- INTERVALOS PROPUESTOS PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	47
XI.- PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	50
XII.- ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO	52
XII.1.- COSTO PROGRAMADO	52
XII.2.- COSTO REAL	52
XIII.- COMENTARIOS	53
XIV.- RECOMENDACIONES	55
XVI.- BIBLIOGRAFÍA	56

RESUMEN

El pozo Puma-1, se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, a 49.80 km al N 50° 27' 39" E del pozo Camarón-1A. El objetivo fue evaluar el potencial petrolero de una secuencia de rocas siliciclásticas de ambiente de canales y abanicos de piso de cuenca del Mioceno.

Sísmicamente, se ubica en el cruce de las líneas transversales 4450 y líneas longitudinales 4120 del estudio sísmológico del cubo Kama realizado en 2003.

El pozo Puma-1, se perforó en una trampa combinada, con fuerte componente estratigráfico, correspondiente a canales y abanicos submarinos de edad Mioceno Medio y Mioceno Inferior. Ésta estructura presenta lateralmente sello contra diapiros o fallas, la carga está asociada a rocas generadoras del Jurásico y Eoceno Inferior.

La columna estratigráfica perforada, se caracterizó por una secuencia terrígena de rocas sedimentarias, que varían en edad desde el Pleistoceno al Mioceno Inferior; dentro de esta secuencia se presentó un paquete de 115 m (3545 a 3660 m) de areniscas de grano fino, con matriz arcillo-calcárea y con buena calidad de roca almacén.

El pozo cumplió parcialmente su objetivo al evaluar los sedimentos del Mioceno Inferior, los que se manifestaron durante la perforación, los cuales resultaron invadidos de agua salada en la prueba de producción efectuada.

La perforación inició el 15 de abril de 2005, con una profundidad programada de 4327 m.d.b.m.r. El pozo se perforó vertical hasta 3629 m, donde se tuvieron problemas mecánicos e inestabilidad del agujero, por tal motivo se desvió el pozo del programa original a 2137 m, alcanzando la profundidad de 3500 m, cementando una tubería corta de 11 ¾" a dicha profundidad. Al rebajar cemento, la barrena se desvió a la profundidad de 3015 m, iniciándose una segunda desviación que alcanzó la profundidad de 4042 mdbmr/4038.5 mvbmr, con un desplazamiento de 66 m y un ángulo de 1.74°.

Durante la perforación, en el agujero original, se registraron dos manifestaciones de hidrocarburos a las profundidades de 3550 y 3562 m, con 152 y 950 unidades de gas respectivamente. En la primera desviación se registró una manifestación a 2612 m, con 872 unidades. En la segunda desviación, se presentó una manifestación a 3571 m de 100 unidades de gas.

Los tiempos no productivos presentaron seis problemas relacionados: uno en el conjunto de preventores submarinos, dos fueron asociados a eventos geológicos, dos más de tipo mecánico y, finalmente, uno asociado tanto a eventos geológicos como problemas operativos.

Por las condiciones mecánicas y diámetros del agujero no se cortaron núcleos convencionales, en lugar de ello, se cortaron 19 núcleos de pared, de los cuales se aceptaron 12. Estando éstos últimos dentro de la zona de mayor interés, con una porosidad promedio de 23.5% y una permeabilidad promedio de 39.8 md. La perforación del pozo se dio por terminada el 28 de agosto de 2005.

La etapa de terminación inició el 29 de agosto de 2005, donde se probó el intervalo de 3630 - 3658 m, con resultados negativos al fluir agua, resultando éste pozo como improductivo invadido de agua salada de 12 400 ppm, dándose por terminado oficialmente el 13 de octubre de 2005.

I.- GENERALIDADES

1.1).- Localización:

El pozo Puma-1 se localiza, en aguas territoriales del Golfo de México, en la parte norte del límite territorial de México con Estados Unidos de América.

a).- Rumbo y Distancia:

A 49.79 km, con rumbo N 43° 27' 29" E del pozo Camarón-1A. (Figura 1).

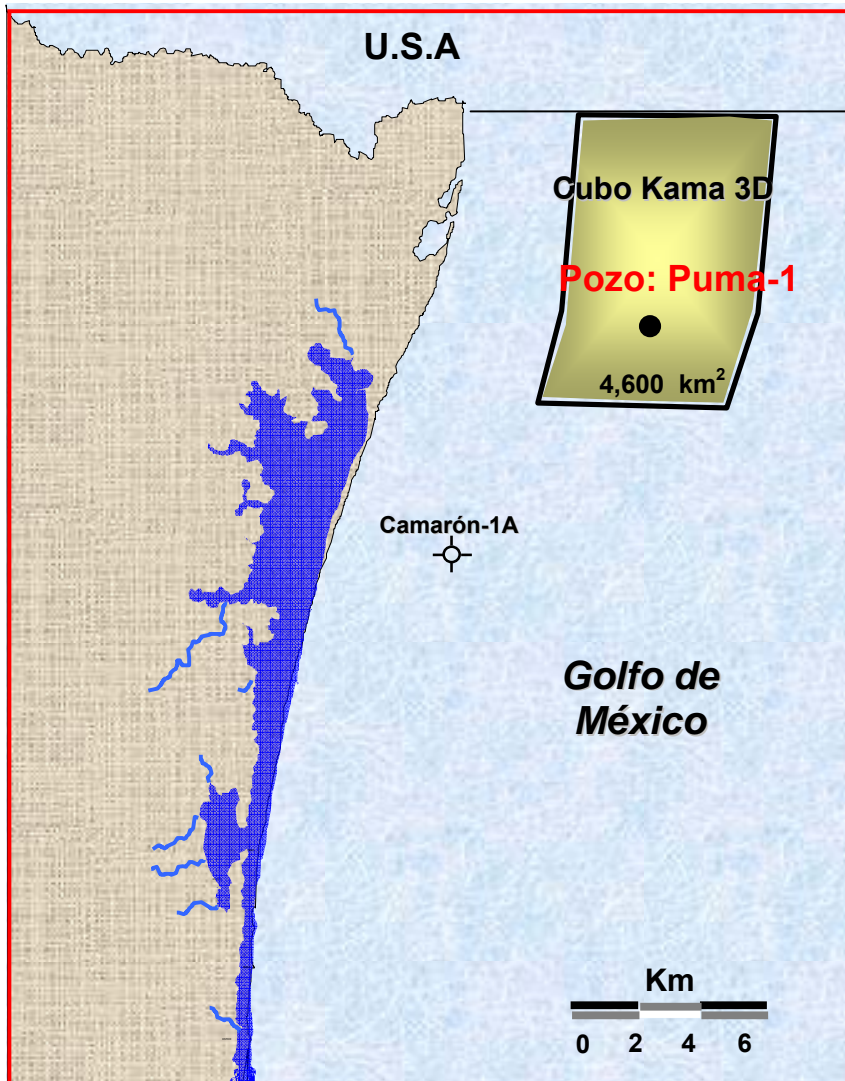


Figura 1. Localización del pozo Puma-1

b).- Proyecto de Inversión y Entidad Federativa:

Se localiza dentro del área correspondiente al Proyecto de Inversión Delta del Bravo, en aguas territoriales dentro de la plataforma continental del Golfo de México.

c).- Coordenadas:

U.T.M.	GEOGRÁFICAS
PLATAFORMA	
X = 721 398.71 m	Latitud: 20° 15' 25.105" N
Y = 2 639 848. 70 m	Longitud: 91° 29' 30.475" W

d).- Estado mecánico, programa original del pozo Puma 1. (Figura 2).

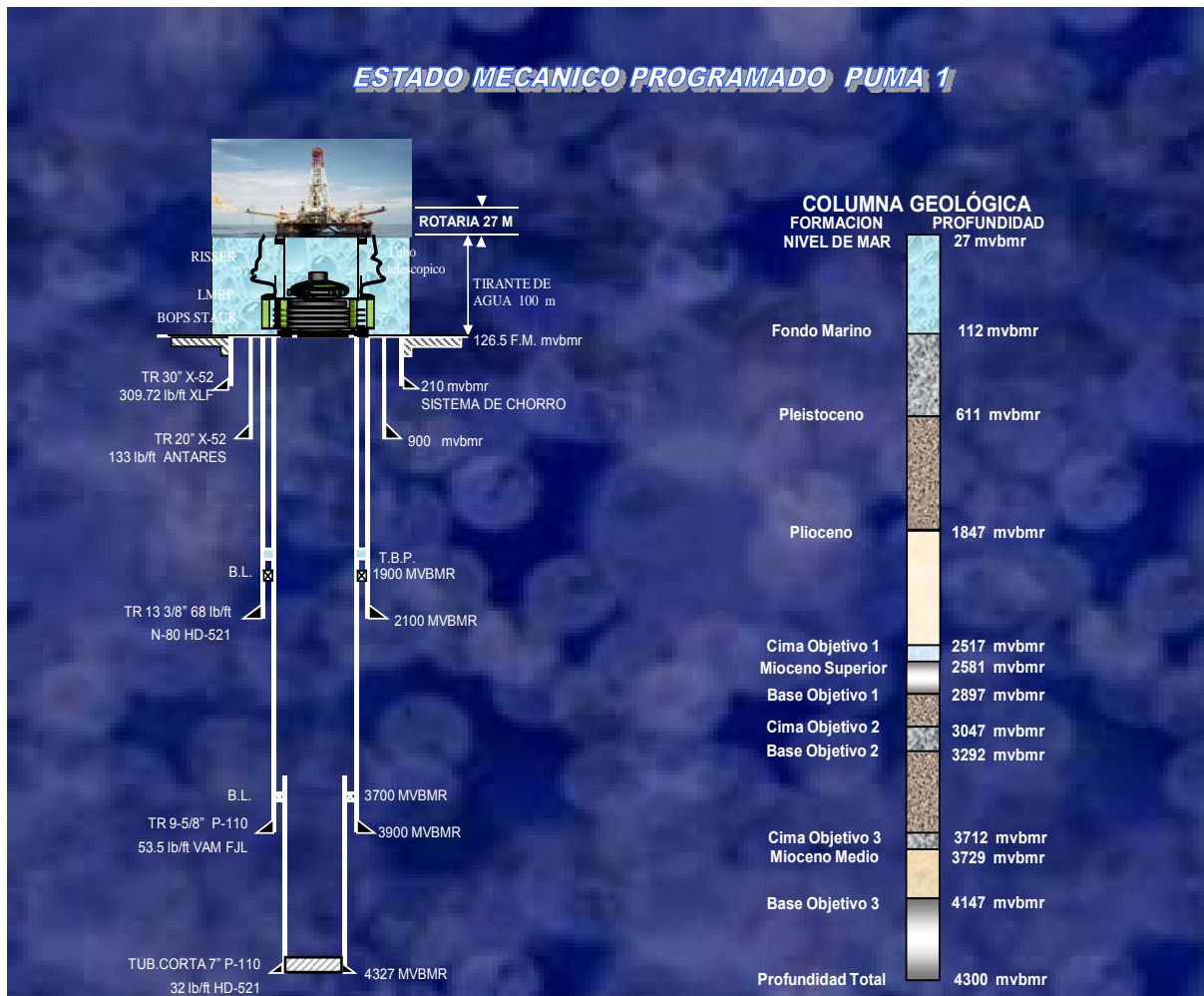


Figura 2.- En el estado mecánico del pozo, se observa el programa original de la perforación con una profundidad programada de 4327 m.

1.2).- Cotas:

- a).- Tirante de Agua: 100 m
- b).- Elevación de la Mesa Rotaria: 27 m

1.3).- Datos de Perforación y Terminación:

- a).- Inicio de Perforación: 15 Abril de 2005
- b).- Terminación de Perforación: 28 Agosto de 2005
- c).- Inicio de Terminación: 29 Agosto de 2005
- d).- Terminación Oficial: 13 Octubre de 2005
- e).-Profundidad Programada: 4327 mdbmr
- f).- Profundidad Total 1er. Agujero: 3629 mdbmr
- g).- Profundidad Total Primera desviación 3500 mdbmr/ 3498 mvbmr
- h).- Profundidad Total Segunda desviación 4042 mdbmr / 4038 mvbmr
- i).- Tuberías de Revestimiento:

DIÁMETRO	PROGRAMADAS (m)	REAL (m)	Agujero
TR 30 "	210	210	AgujeroOriginal
TR 20 "	900	900	Agujero Original
TR 13 3/8 "	2100	2098	Agujero Original
TUBERIA CORTA 11 3/4"	No programado	3494-1935	Desviación 1
TR 9 5/8"	3900	3298-1841	Desviación 2
TUBERIA EXP. 7 5/8" x 9 5/8"	No programado	3675-3229	Desviación 1
TUBERIA CORTA 7"	3700-4327	3676-3011	Desviación 2

La TR de 30" fue bajada empleando la técnica de "Sistema de chorro o Jet" (Figura 3) a la profundidad de 210 m, posteriormente se bajó y cementó la TR de 20" a 900 m, la TR 13 3/8" quedó a 2098.5 m. El primer agujero fue abandonado por problemas mecánicos e inestabilidad a la profundidad de 3609 m, por lo que no se bajó la TR de 9 5/8" programada. Se realizó una desviación a la profundidad de 2137 m, por la cual se bajó tubería corta de 11 3/4" a 3494 m, que no se tenía contemplada en el programa de perforación, esta tubería resultó dañada por desprendimiento o ruptura. Se originó una segunda desviación a la profundidad de 3015 m, bajándose una TR de 9 5/8" a 3298 m, dejando abandonada la tubería corta de 11 3/4". En la desviación 2, se bajó una tubería expandible 7 5/8" x 9 5/8" a la profundidad de 3675 m, pero por problemas de cementación, se optó por bajar una tubería normal de 7" a la profundidad de 3676-3011 m, aislando la tubería expandible 7 5/8" x 9 5/8".

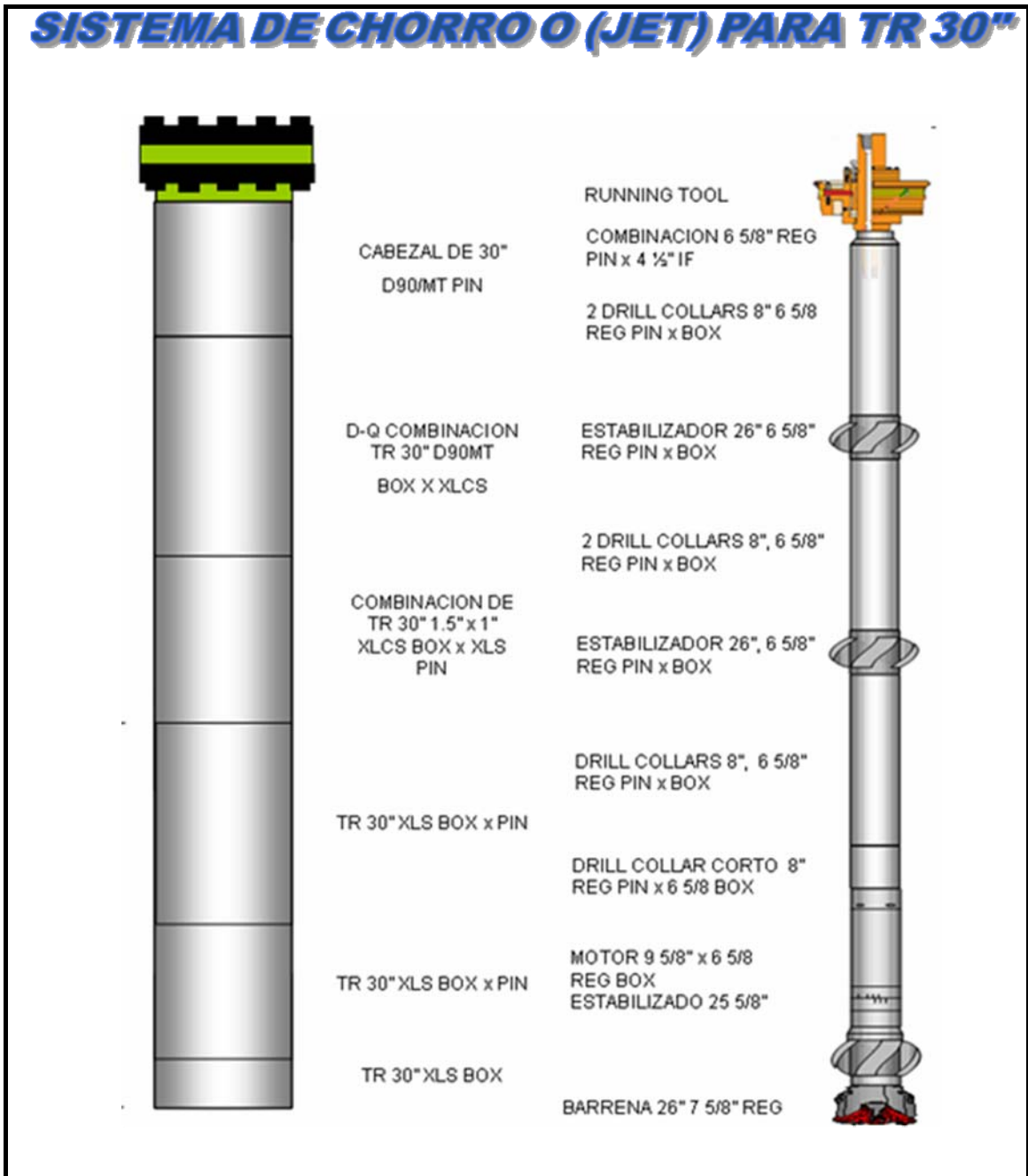


Figura 3.- Técnica de "Sistema de chorro o Jet".

La técnica de sistema de chorro, consiste en bajar al mismo tiempo el conductor de 30", con un motor de fondo y una barrena de 26" en su interior. El "Sistema de chorro o jet", emplea las mismas herramientas que se utilizan para bajar el conductor de 30" de manera convencional, agregando únicamente un motor de fondo, este sistema sólo emplea un máximo de 10 horas en su ejecución y no se requiere el uso del cemento; esto puede representar un ahorro de hasta un 90.5% .

j).- Problemas mecánicos.

El pozo Puma-1 tuvo un problema mecánico al perforar a 3610 m. Se observó un incremento imprevisto en el nivel de presas de lodo de 3.5 m³. Se procede a parar bombas y al cierre del pozo para registrar presiones estabilizadas. Una vez hecho esto se observa que, la presión de cierre en la tubería de revestimiento (PCTR) aumentó en menos de 10 min a 800 psi, alcanzando la máxima PCTR permitida, se abre el pozo por estrangulador de 1/8". Simultáneamente, inicia el bombeo de lodo (cuya densidad es de 1.64 gr/cc) para desalojar el brote con la barrena a la profundidad de 3600 m. Se mantuvo el preventor anular cerrado y el pozo abierto por estrangulador de 1/8" a 1/2", circulando con 60 emboladas por minuto (Epm), con presión en la tubería de perforación (PT.P) de 1450 psi, y una presión en la tubería de revestimiento máxima (PT.R) de 700 psi. Finalmente, se desalojó a superficie el brote de agua y gas, observando salida de gas durante 10 min. y salida de lodo del fondo con densidad mínima de 1.58 gr/cc.

Con la barrena a la profundidad de 3582 m, el preventor superior esférico cerrado y circulando por línea de estrangular a separador gas lodo estrangulado por 1/2", se acondicionaron las propiedades reológicas del lodo. Se circula aumentando la densidad del lodo hasta 1.68 gr/cc. Al observar una fuga en el elemento del preventor anular superior, se cierra el anular inferior. Con la barrena a la profundidad de 3582 m, y con el preventor esférico superior e inferior cerrados, se circula por línea de estrangular a separador gas lodo, con estrangulador a 5/8", densificando lodo a 1.72 gr/cc. Se reportó un flujo de gas de más de 1400 unidades y agua (sin poder cuantificar el aporte de agua), al tratar de controlar este flujo, con densidades que variaron de 1.72 a 1.82 gr/cc (DEC máx.=1.86 gr/cc), se desestabilizó el agujero ocasionando derrumbes; anteriormente, se había efectuado una prueba de goteo a 2130 m obteniendo una densidad máxima de fracturamiento de 1.85 gr/cc. Al circular el tiempo de atraso, se observó en superficie abundante salida de formación y lecturas máximas de gas de 960 unidades, por tal motivo se optó por abandonar este agujero.

Por lo anterior, se realizó la primera desviación de 2137 a 3500 m, bajando posteriormente una tubería corta de 11 3/4". Mas adelante, existieron problemas de colapso a 2150 m de la tubería corta de 11 3/4" y el desprendimiento del mismo de 3229 a 3251 m. Al rebajar accesorios y cemento con barrena tricónica de 10 5/8", a la profundidad de 3015 m, se observó un incremento en el tiempo de avance. Se eliminó la barrena y se procedió a bajar con un molino plano de 8 1/2" trabajando resistencia de 3015 a 3017 m, donde se suspendió la operación por observar cemento y fragmentos de fierro en superficie (rebaba). Se continuó rebajando cemento de 3017 a 3035 m, teniendo que suspender por encontrar resistencia. Entonces, se decidió eliminar el molino plano de 8 1/2" y bajar con molino plano de 10 5/8";observando y repasando resistencia de 3015 a 3015.65

m, se optó por sacar el molino por falta de avance. Se armó el molino plano de 8 ½” con escareador para TR de 11 ¾”, para la toma de registro sónico de cemento (CBL), de 3034 a 1934 m. Posteriormente, se armó e introdujo sonda de registro CBL, registrando de 3017 a 1925 m, efectuando sección repetida de 3017 a 2900 m. Nuevamente se arma y se baja el molino cónico de 10 5/8” y el molino 10 5/8” tipo sandía (Watermelon); se observó resistencia de 3015 a 3017 m, se trabajó resistencia con los mismos observando torque de 250-450 Amperes. Al continuar rebajando (ampliando) cemento a 3039 m, se suspendió la operación por falta de avance y paro de rotaria. Al desprenderse la tubería corta de 11 ¾” se realizó una segunda desviación del pozo. (Figura 4).

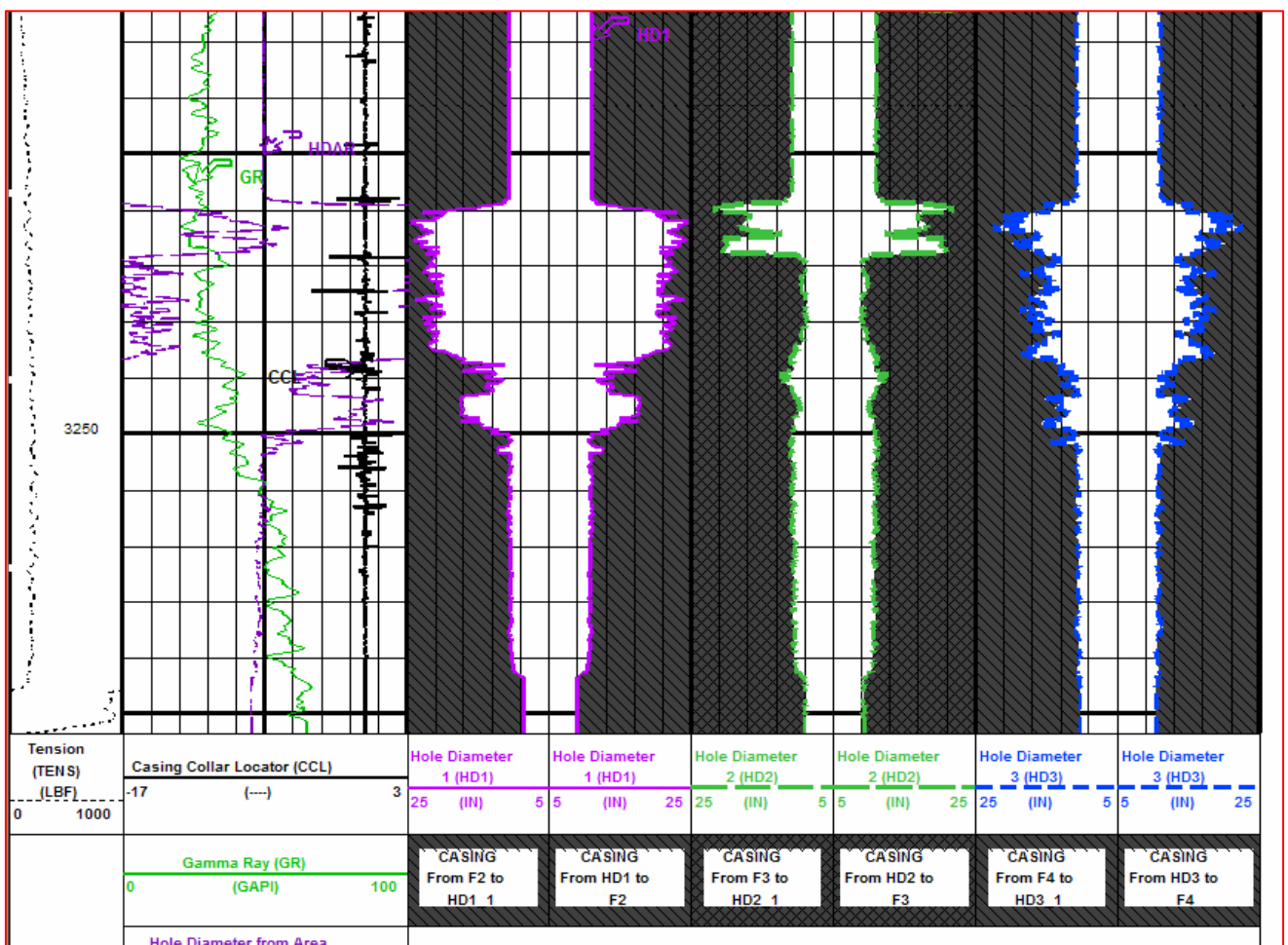
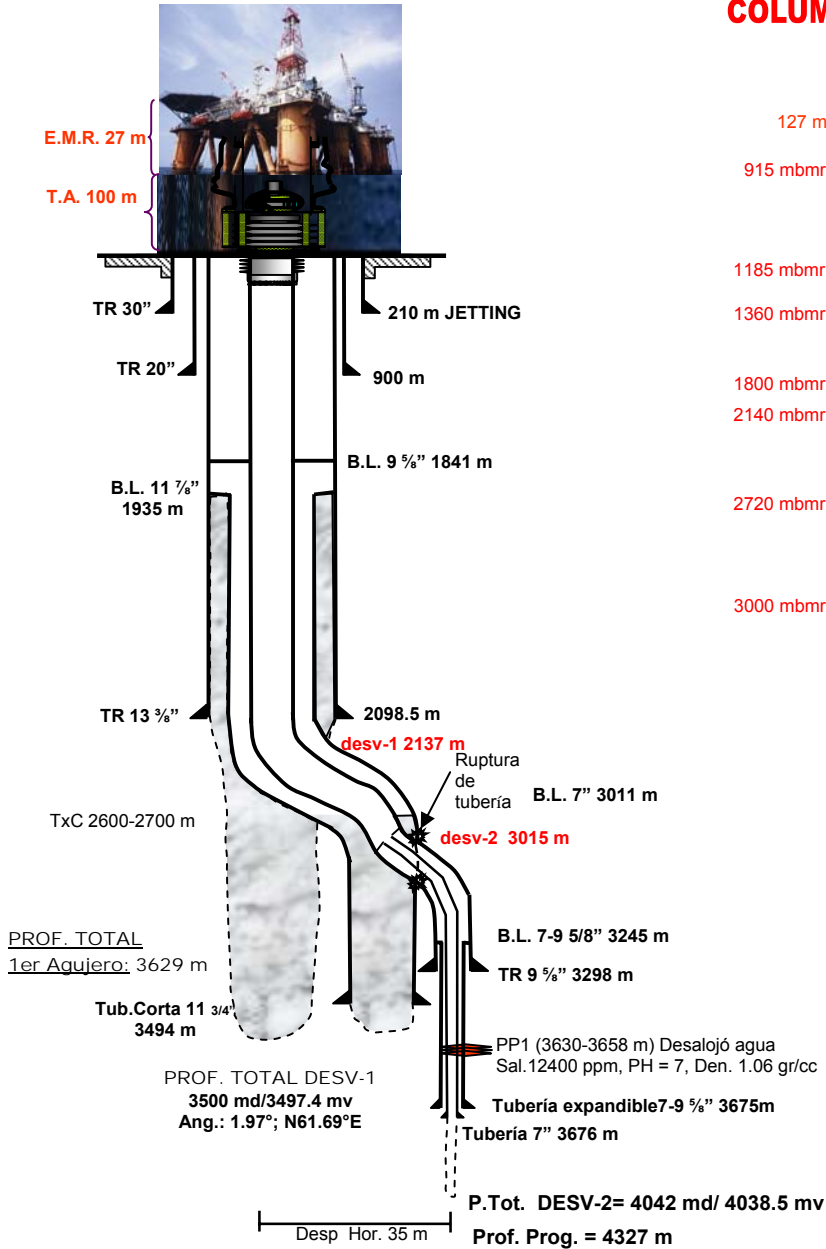


Figura 4.- En el registro calibrador de 6 brazos (EMS) podemos observar el desprendimiento de la tubería corta de 11 ¾” a la profundidad de 3229 m dentro de la desviación 1.

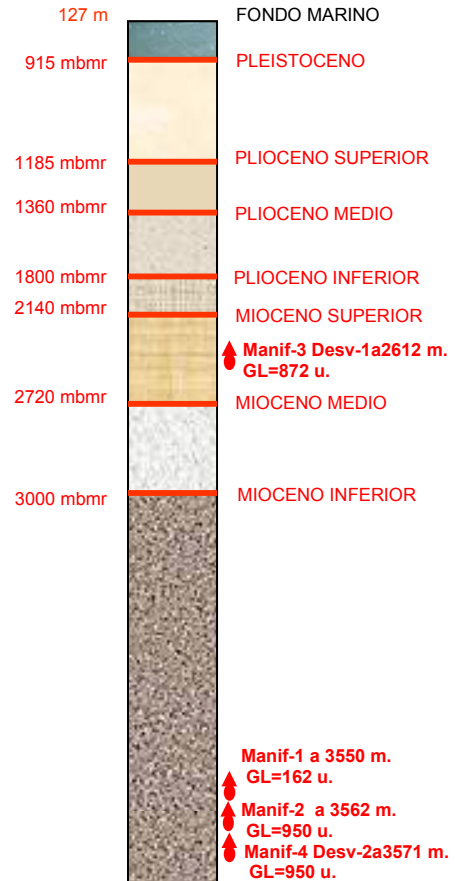
En la desviación 2 se perforó de 3015 a 4042 m, bajándose tubería corta expandible 7 5/8” x 9 5/8” a 3675 m. Se presentaron problemas durante la cementación, por lo que se efectuó una cementación forzada.

k).- Estado mecánico del pozo

ESTADO MECÁNICO PUMA - 1



COLUMNA GEOLÓGICA PUMA - 1



INICIÓ PERFORACIÓN: 15 DE ABRIL DE 2005

I).- Tiempos no productivos.

El análisis de tiempos perdidos nos permite conocer los tiempos improductivos que se presentaron durante la perforación del pozo Puma-1 (Figura 5). Este análisis tiene como objetivo encontrar la causa-raíz de los problemas ocurridos durante la perforación, con el fin de evitarlos y correlacionarlos a un evento de naturaleza geológica u operativa.

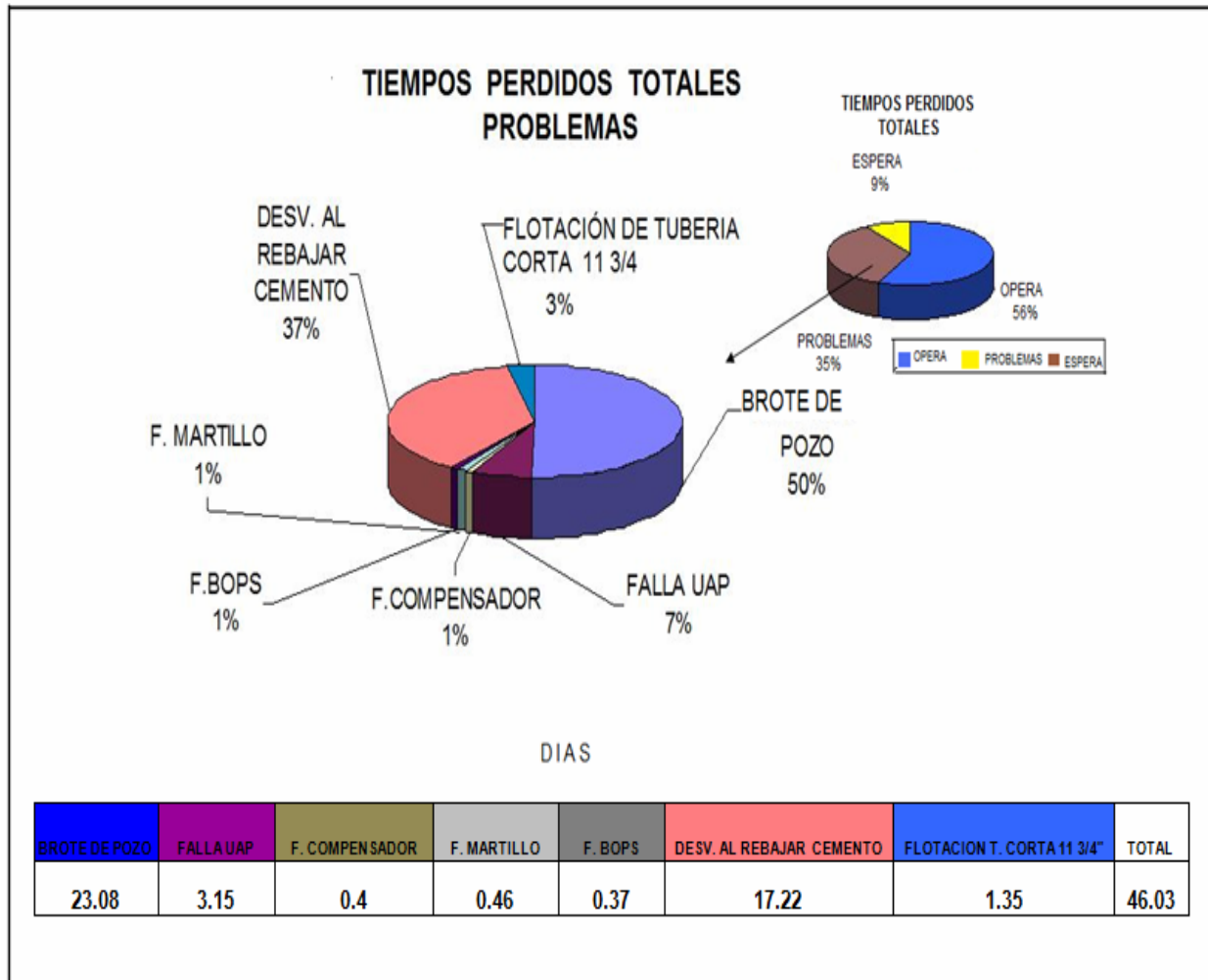


Figura 5.- Tiempos perdidos problemas pozo Puma 1

De los 136 días de operación tenemos 46 días con problemas, el primer problema es el brote del pozo del primer agujero con un 50% y, el segundo problema operativo fue la desviación al rebajar cemento de la tubería corta de 11 3/4" con el 37%.

La información necesaria para desarrollar el análisis es:

Reporte Diario de Operación.

- Estadística de Avance.
- Reportes Litológicos.
- Reportes de Fluído de Control.
- Análisis Petrofísicos.
- Estudio de Riesgo Somero.
- Modelo Geológico.
- Sísmica.

De este análisis se detectaron seis problemas relacionados, de los cuales: hubo un problema en el conjunto de preventores submarinos en el agujero vertical a la profundidad de 3629 m, en donde se observó fuga en el elemento del preventor esférico superior; dos problemas fueron asociados a eventos geológicos; dos eventos relacionados a problemas mecánicos y un evento asociado tanto a eventos geológicos como problemas operativos.

Los dos problemas geológicos fueron; el aporte de gas y agua a 3610 m en el agujero vertical y el aporte de agua a 3608 m en la desviación 2. Los problemas mecánicos fueron; la desviación del pozo en la tubería corta de 11 3/4" en la desviación 1 y el intento de cementar la tubería corta de 7 5/8" x 9 5/8" a 3675 m, en la desviación 2. El problema asociado tanto geológico como a problemas mecánicos fue el brote del pozo a 3629 m en el agujero vertical; fue problema geológico por el aporte de gas y agua, y mecánico por fallas técnicas en las prácticas operativas para controlar el pozo, cabe mencionar que estos eventos fueron los más impactantes en el desarrollo económico del pozo.

II.- OBJETIVO

Evaluar el potencial petrolero de una secuencia de rocas siliciclásticas de ambiente de canales de abanicos de piso de cuenca del Mioceno Medio e Inferior.

GAS (MMBPCE)	
P ₉₀ =	7.89
P _{MEDIA} =	70.73
P ₁₀ =	180.01

MILLONES DE BARRILES DE PETROLEO CRUDO EQUIVALENTE (MMBPCE)

El principal elemento es el riesgo de la roca almacén cuya probabilidad de éxito geológico es del 19% y comercial del 13.4%

III.- RESULTADO

Pozo terminado oficialmente como Improductivo, Invasado de Agua Salada de 12,400 ppm; PH-7.

IV.- ANTECEDENTES

La localización Puma-1 se ubica en la Zona Económica Exclusiva, en Aguas territoriales del Golfo de México, dentro del proyecto de Evaluación de potencial Delta del Bravo, el área del proyecto es de 14 800 km². El límite Occidental lo define la línea costera, al Norte esta limitado por el paralelo 26° 00' 00", que coincide con el límite entre las aguas territoriales de México y E.U.A, al Oeste por la isobata 500 m y al Sur por el paralelo 24° 30' 00".

Los estudios exploratorios con objetivo petrolero en el área de estudio se iniciaron en 1973, realizándose un estudio múltiple de sismología 2D, gravimetría y magnetometría.

Después de la interpretación geofísico-geológica se perforó el pozo Camarón-1. La columna estratigráfica del pozo Camarón-1 consiste de una secuencia arcillosa principalmente con intercalaciones delgadas de arenas, ocasionalmente presenta en la columna capas delgadas de 2 a 3 m de carbonatos, y algunas impregnaciones de aceite; desafortunadamente, el pozo resultó seco (Hernández-Flores, 2003).

IV.- ANTECEDENTES

La localización Puma-1 se ubica en la Zona Económica Exclusiva, en Aguas territoriales del Golfo de México, dentro del proyecto de Evaluación de potencial Delta del Bravo, el área del proyecto es de 14 800 km². El límite Occidental lo define la línea costera, al Norte esta limitado por el paralelo 26° 00' 00", que coincide con el límite entre las aguas territoriales de México y E.U.A, al Oeste por la isobata 500 m y al Sur por el paralelo 24° 30' 00".

Los estudios exploratorios con objetivo petrolero en el área de estudio se iniciaron en 1973, realizándose un estudio múltiple de sismología 2D, gravimetría y magnetometría.

Después de la interpretación geofísico-geológica se perforó el pozo Camarón-1. La columna estratigráfica del pozo Camarón-1 consiste de una secuencia arcillosa principalmente con intercalaciones delgadas de arenas, ocasionalmente presenta en la columna capas delgadas de 2 a 3 m de carbonatos, y algunas impregnaciones de aceite; desafortunadamente, el pozo resultó seco (Hernández-Flores, 2003).

IV.1).- Geológicos.

En el área de la cuenca de Burgos sólo se encuentran aflorando las rocas cenozoicas, las cuales describen, hasta la línea de costa, una serie de fajas orientadas en una dirección general NNW-SSE que disminuyen en edad de Oeste (Paleoceno) a Este (Mioceno) (Figura 6).

De esta manera, la distribución de las rocas cenozoicas dentro de la cuenca, dependiendo de su edad, se restringe a la zona comprendida desde su área de afloramiento hacia el oriente, manifestando un echado regional y profundizando continuamente hacia el Este; además de un marcado aumento de espesor y una variación de facies de mayor batimetría. El basamento y las rocas mesozoicas tienen un comportamiento similar, ya que profundizan paulatinamente hacia el Oriente, llegando a estar profundamente sepultadas hacia el centro de la cuenca (Ortiz-Urbilla y Tolson, 2004).

Las numerosas fallas normales presentes en la Cuenca de Burgos, tanto de carácter posdeposicional como de crecimiento, conforman una serie de bloques subparalelos

de orientación general norte-sur, en donde el bloque de techo de la falla, generalmente al Oriente, baja en dirección al centro de la cuenca (Figura 7). Al igual que la distribución superficial de los depósitos sedimentarios cenozoicos, las fallas son más jóvenes hacia el Este, indicando una estrecha relación espacial y temporal de la actividad tectónica y sedimentaria en el desarrollo del área (Figura 8).



Figura 6. Distribución de rocas terciarias de la Cuenca de Burgos, (Modificada de Echanove, 1986).

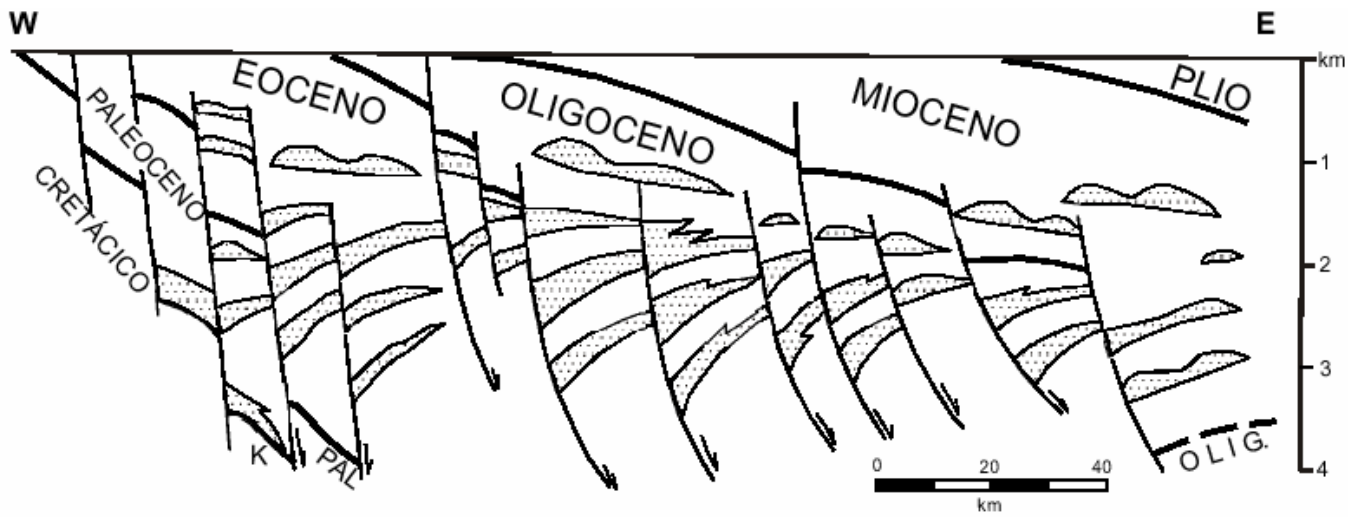
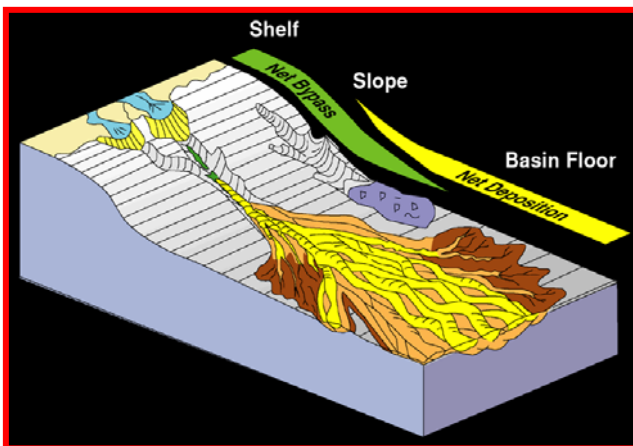
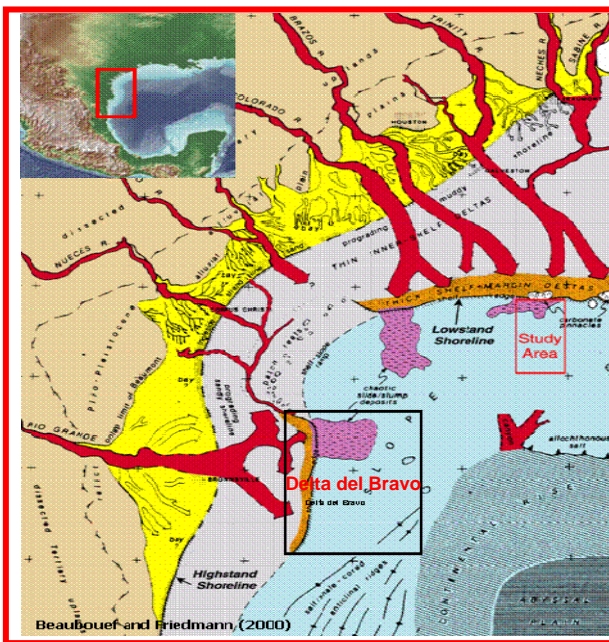


Figura 7. Sección esquemática transversal de la Cuenca de Burgos mostrando su arquitectura regional (Tomada de Echanove, 1986).



A

B

Figura 8. A).-Fuentes de aporte en el área de estudio Delta del Bravo, B).- Modelo sedimentario de la misma Área. (Tomadas de Caraveo, 2005)

IV.2).- Geofísicos

a).-Sismología

El área cuenta con un cubo sísmico llamado Kama, con un área de aproximadamente de 4600 km² de líneas sísmicas 3D realizado en 2003. Además, se cuenta con varias líneas sísmicas 2D en levantamientos realizados en 1973, 1994 y 1999 formando en promedio una rejilla de 2.5 km de separación entre líneas transversales y líneas longitudinales de amarre, separadas desde 5 hasta 20 km para la sísmica 2D.

IV.3).- Estructurales

El sistema estructural costa afuera, corresponde a un sistema primero de tipo distensivo y posteriormente de tipo compresivo ligado (Figura 9). En la zona distensiva se desarrollan fallas lítricas de crecimiento, con despegue en un sustrato salino y diapirismo salino; mientras que en la zona compresiva se desarrollan anticlinales asimétricos afectados por fallamiento inverso (Tomado de Hernández, 2003).

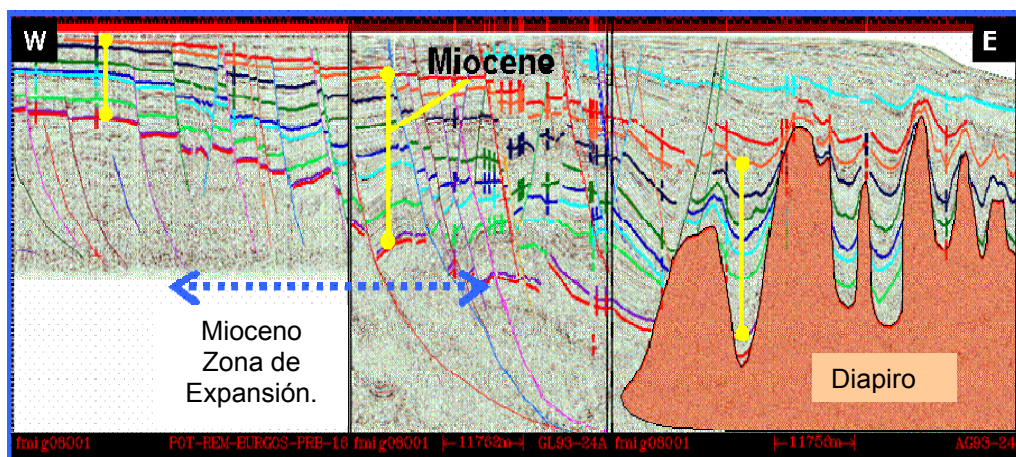


Figura 9. Sección del corte del Mioceno en la cuenca de Burgos, mostrando los diferentes estilos estructurales.

V.- ESTRATIGRAFÍA.

El pozo Puma-1 atravesó una secuencia terrígena que varía en edad del Pleistoceno al Mioceno Inferior; mostrando a continuación la columna crono-estratigráfica de la cuenca de Burgos y su relación con el pozo Puma-1 (Figura-10).

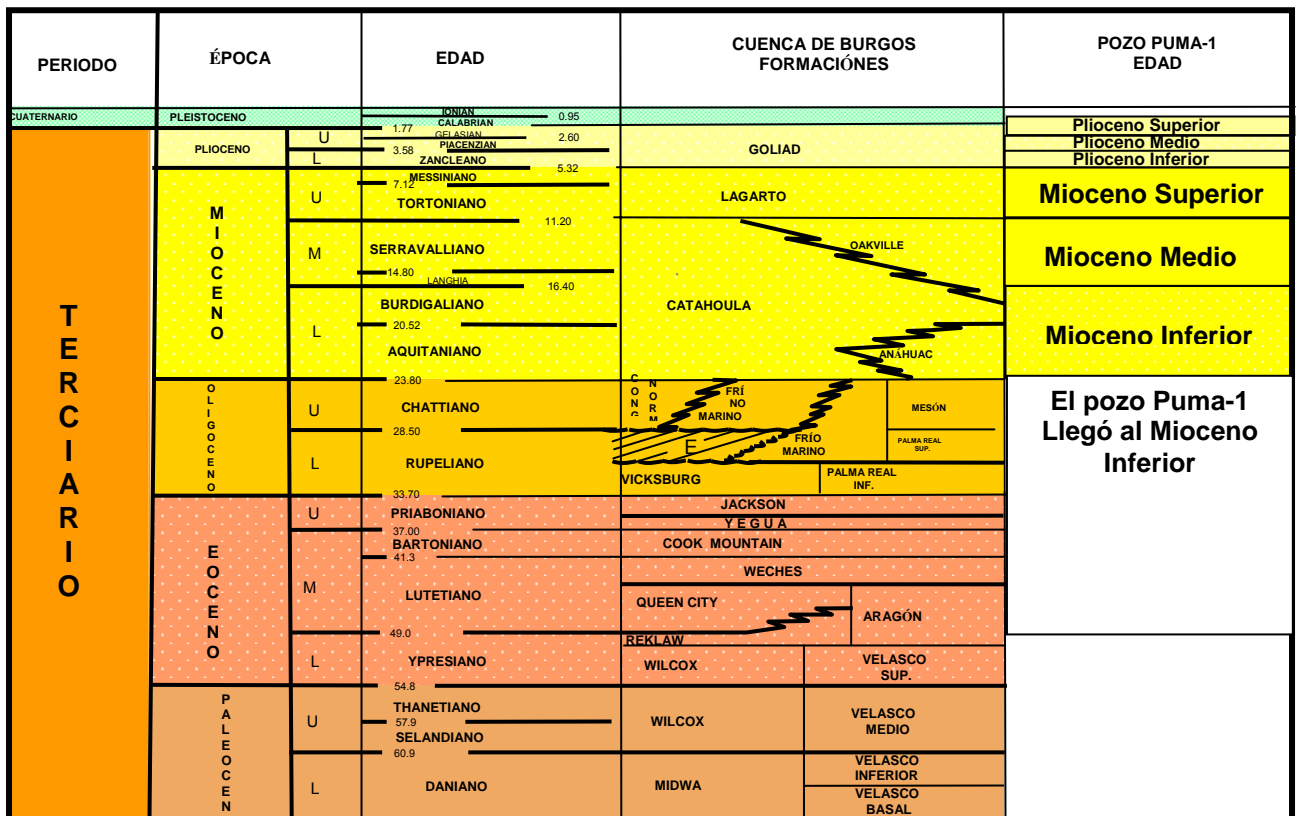


Figura 10. Columna crono-estratigráfica Terciaria de la cuenca de Burgos en relación con el pozo Puma-1 (Tomada y modificado de Echanove, 1986).

V.1).- Columna Geológica.

a).- Columna geológica programada:

EDAD/FORMACIÓN	Profundidad (m.b.m.r.)	Profundidad (m.b.n.m.)	Espesor (m)
Reciente	127	-100	
Pleistoceno	626	-599	1236
Plioceno Inferior	1862	-1835	670
Objetivo-1 (Cima)	2532	-2505	64
Mioceno Superior (Cima)	2596	-2565	316
Objetivo-1 (Base)	2912	-2885	150

Objetivo-2 (Cima)	3062	-3035	245
Objetivo-2 (Base)	3307	-3280	420
Objetivo-3 (Cima)	3727	-3700	17
Mioceno Medio	3744	-3717	457
Objetivo-3 (Base)	4201	-4174	126*
Profundidad Total	4327**	-4300**	

* Penetración

** En el oficio de aprobación originalmente se tenía una columna hasta los 5200 m.

b).- Columna geológica Real del Agujero Principal:

EDAD/FORMACIÓN	PROFUNDIDAD		ESPESOR (m)
	(m.b.m.r.)	(m.b.n.m.)	
Fondo Marino	127	-100	
Pleistoceno	915*	-888**	270
Plioceno Superior	1185	-1158	175
Plioceno Medio	1360	-1333	440
Plioceno Inferior	1800	-1773	340
Mioceno Superior	2140	-2113	580
Mioceno Medio	2720	-2693	280
Mioceno Inferior	3000	-2973	629*
Profundidad Total	3629	-3602	

*Inició recuperación de muestras.

c).- Columna Geológica Real de la desviación 1.

EDAD/FORMACIÓN	PROFUNDIDAD			ESPESOR (m)
	(m.d.b.m.r.)	(m.v.b.m.r.)	(m.v.b.n.m.)	
(Inicio de la desviación 1) Plioceno Inferior	2137	2137	-2110	3
Mioceno Superior	2140	2140	-2113	580
Mioceno Medio	2722	2720	-2693	280
Mioceno Inferior	3002	3000	-2973	497
Profundidad Total	3500	3497	-3470	

d).- Columna geológica real de la desviación 2:

EDAD/FORMACIÓN	PROFUNDIDAD			ESPESOR (m)
	(m.d.b.m.r.)	(m.v.b.m.r.)	(m.v.b.n.m.)	
(Inicio de la desviación 2) Mioceno Inferior	3015	3012	-2985	1027*
Profundidad Total	4042	4038	-4012	

* Penetración

e).- Correlación del pozo Camarón-1A con el pozo Puma -1:

EDAD/FORMACIÓN	CAMARON-1 A (m.v.b.m.r.)	PUMA-1 (m.b.m.r.)
Fondo Marino		127
Pleistoceno		915*
Plioceno Superior		1185
Plioceno Medio		1360
Plioceno Inferior		1800
Mioceno Superior	820	2140
Mioceno Medio	1120	2720
Mioceno Inferior	3190	3000
Profundidad Total	3678	4042 (Desv-2)

Al realizar la correlación del pozo Camarón 1A con el pozo Puma-1, se puede observar que los sedimentos del Mioceno (Superior, Medio e Inferior) se encontraron más profundos debido a la presencia de fallas de crecimiento. La cima del Mioceno Superior, tiene una diferencia estructural de 1320 m con respecto al pozo Camarón-1 A, en la sísmica no se puede correlacionar las cimas del Mioceno Medio e Inferior con el pozo Camarón-1A por que, al seguir los reflectores, estas cimas se localizan más abajo que las cimas dadas por paleontología*, la única cima que se puede correlacionar es la del Mioceno Inferior.

V.2).- Descripción de Formaciones.

Las primeras muestras son del lecho marino, recuperándose la primera muestra a 915 m.

La columna geológica perforada consistió en una alternancia de lutitas y areniscas que van del Pleistoceno al Mioceno Inferior.

Edad: **Pleistoceno**

Primer muestra: **915* m**

Espesor: **270* m**

***Inicio de recuperación de muestras litológicas.**

Litología: (915 a 1185 m)

Esta constituida principalmente por lutita de color gris verdoso, semidura, ligeramente arenosa y calcárea, ocasionalmente pequeños horizontes de 1 a 3 m de arenisca gris oscuro, constituida por grano muy fino de cuarzo, subredondeado, regularmente clasificado, con matriz calcáreo-arcillosa y con porosidad primaria de tipo intergranular.

Estratigrafía:

De acuerdo a los estudios paleontológicos del pozo Puma-1, la cima del Pleistoceno no fue registrada, debido a que la recuperación de muestras de canal comenzó a los 915 m.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos a las muestras recuperadas se determinó una paleobatimetría de Batial Superior disminuyendo a Nerítico Externo proximal.

La edad fue identificada por los siguientes fósiles índices:

Gephyrocapsa caribbeanica, *Helicosphaera sellii*, *Globorotalia truncatulinoides truncatulinoides*, *Globorotalia truncatulinoides excelsa*, *Gephyrocapsa oceánica* y *Pseudoemiliana lacunosa*.

Edad: **Plioceno Superior**

Cima: **1185 m**

Espesor: **175 m**

Litología: (1185 a 1360 m)

Constituida principalmente por lutita de color gris verdoso, semiduro, arenoso y calcáreo con intercalaciones de arenisca de color gris oscuro, de grano fino de cuarzo, subredondeado, regularmente clasificado, semiconsolidado, con matriz arcillosa con porosidad primaria de tipo intergranular.

Estratigrafía:

La cima de esta edad se encontró a 1185 m y estratigráficamente se encuentra subyaciendo al Pleistoceno y sobreyace, concordantemente, a rocas del Plioceno Medio.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos realizados a las muestras recuperadas, se considera una paleobatimetría Nerítico Externo Proximal.

La edad fue definida por la extinción de *Discoaster brouweri*, la evolución de *Gephyrocapsa oceánica* y *Gephyrocapsa oceánica* así como la evolución de *Globorotalia truncatulinoides truncatulinoides*.

Edad: **Plioceno Medio**

Cima: **1360 m**

Espesor: **440 m**

Litología: (1360 a 1800 m)

Constituida principalmente por lutita de color gris verdoso, semidura, arenosa y calcárea con pequeños horizontes de arenisca de color gris oscuro, grano fino de cuarzo, subredondeado, regularmente clasificado, semiconsolidado en matriz calcáreo-arcillosa.

Estratigrafía:

La cima de esta edad se encontró a 1360 m y, estratigráficamente, se encuentra subyaciendo concordantemente al Plioceno Superior y sobreyace concordantemente a rocas del Plioceno Inferior.

Sedimentología:

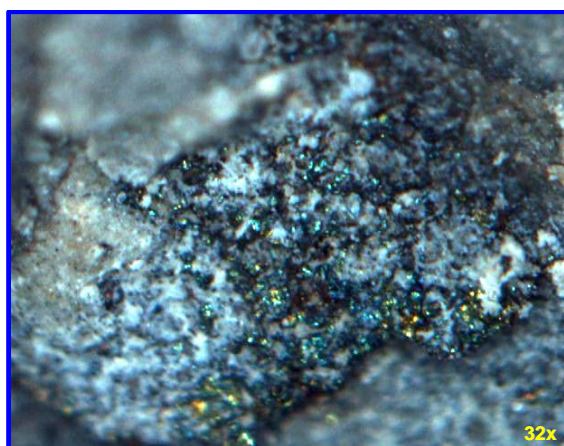
De acuerdo a los estudios micropaleontológicos realizados a las muestras recuperadas se considera una paleobatimetría Nerítico Externo Proximal.

La edad fue definida por el siguiente microforaminífero: *Globorotalia miocenica*, con Nanoplancton se identificaron *Discoaster pentaradiatus*, *Discoaster surculus* y *Discoaster variabilis*.

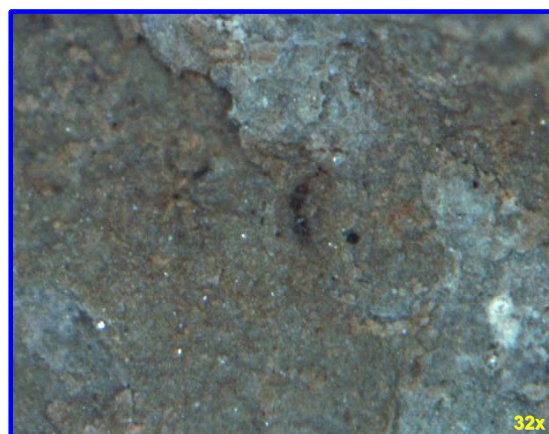
Edad: **Plioceno Inferior**
Cima: **1800 m**
Espesor: **340 m**

Litología: (1800 a 2140 m)

Constituida por lutita de color gris verdoso, semiduro, calcáreo, en partes de aspecto bentonítico, con intercalaciones de litarenita de color gris oscuro, de grano fino de cuarzo y líticos oscuros, subredondeado, regularmente clasificado, compacto en matriz calcáreo-arcillosa, con porosidad primaria de tipo intergranular $\pm 15\%$.



Muestra de canal



Muestra de canal

Figura 11. A 2600 m: Litarenita color café claro, semicompacta, de grano muy fino (62-88 μ) de cuarzo y líticos oscuros, de moderada clasificación, con fragmentos que varían de subangulosos a subredondeados, soportados por una matriz arcillo-calcárea ($\approx 10\%$). Se observa porosidad primaria intergranular incipiente. Presenta sulfuros de hierro y de cobre rellenando fracturas (Payan, 2005).

Estratigrafía:

Estratigráficamente, se encuentra subyaciendo concordantemente al Plioceno Medio, y sobreyace concordantemente al Mioceno Superior.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos de las muestras recuperadas, se considera una paleobatimetría que varía de Nerítico Externo Proximal a Batial Medio.

Esta edad fue identificada por la extinción de *Globorotalia margaritae margaritae* y *Globoquadrina altispira altispira* y por la asociación de *Reticulofenestra pseudoumbilica* y *Sphenolithus abies*.

Edad: **Mioceno Superior**

Cima: **2140 m**

Espesor: **580 m**

Litolología: (2140 a 2720 m)

Constituida por lutita de color gris verdoso, semidura y calcárea, con pequeñas intercalaciones de litarenita de color gris oscuro, de grano fino de cuarzo y líticas negros, deleznable, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz calcáreo-arcillosa, con porosidad primaria de tipo intergranular.

Estratigrafía:

Los sedimentos del Mioceno Superior subyacen concordantemente al Plioceno Inferior, y sobreyacen concordantemente al Mioceno Medio.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios sedimentológicos, micropaleontológicos, y petrográficos de las muestras recuperadas, se considera una paleobatimetría de Batial Medio.

Esta edad fue identificada por la extinción de *Triquetrorhabdulus rugosus* y la presencia de *Discoaster quinqueramus*, *Discoaster berggrenii* y *Sphaerodinellopsis disjuncta*.

Edad: **Mioceno Medio**

Cima: **2720 m**

Espesor: **280 m**

Litolología: (2720 a 3000 m)

Constituida por lutita de color gris verdoso, semidura y calcárea, con pequeñas intercalaciones de litarenita de color gris oscuro, de grano fino constituido principalmente por cuarzo, deleznable, subredondeado, regularmente clasificado, en matriz calcáreo-arcillosa, con porosidad de tipo primaria intergranular $\pm 15\%$.

Estratigrafía:

Estratigráficamente se encuentra subyaciendo concordantemente al Mioceno Superior y sobreyace concordantemente al Mioceno Inferior.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos de las muestras recuperadas se considera una paleobatimetría de Batial Medio.

Esta edad fue identificada por presencia de *Globorotaría mayery* asociada con *Globorotalia obesa* con Nanoplancton se identificaron *Coccolithus miopelagicus*, *Calcidiscus premacintyreii*, *Discoaster bollii* y *Discoaster exilis*.

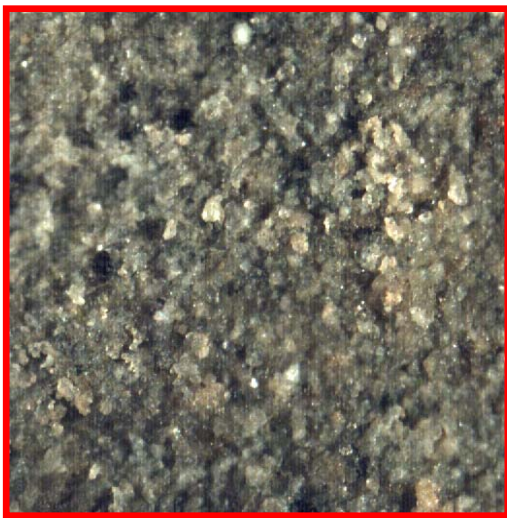
Edad: **Mioceno Inferior**
Cima: **3000 m**
Espesor: **629 m** **Penetrado en el primer agujero.**

Litología: (3000 a 3629 m)

Constituida por litarenitas de color gris claro, de grano muy fino a fino, de cuarzo y líticos de color oscuro, deleznable, subredondeados, moderada clasificación, porosidad primaria de tipo intergranular (Figura 12). Se observan también cuerpos de lutitas de color gris verdoso, semiduras, ligeramente arenosas y calcáreas.



10x



Muestras de canal 3555 m

Muestras de canal 3673 m

Figura 12.- Litarenita color café claro, semicompacto, de grano muy fino ($62-88\mu$) de cuarzo y líticooscuro, deleznable, de moderada clasificación, subangulosos a subredondeados, soportados por una matriz arcillo-calcárea, se observa porosidad primaria de tipo intergranular.

Estratigrafía:

Estratigráficamente las rocas de esta edad se encuentran subyaciendo concordantemente a sedimentos del Mioceno Medio, el contacto de la base del Mioceno Inferior no se determinó por que no se penetró más en estos sedimentos, sin embargo en la columna de la cuenca de Burgos al SE estos sedimentos descansan concordantemente al Oligoceno Superior.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos de las muestras recuperadas, se determinó una paleobatimetría que varía de Batial Medio a Batial Superior.

Esta edad fue identificada por la ausencia del género *Orbulina*, la extinción de *Catapsydrax stainforthi* así como la presencia de Nanofósiles, identificándose la asociación de *Helicosphaera ampliaperta* y *Sphenolithus heteromorphus*, la fauna se encontró retrabajada con fósiles del Mioceno Inferior.

VI.- SISTEMA PETROLERO.

El sistema petrolero está evidenciado en la parte terrestre en la cuenca de Burgos, donde se han descubierto campos de gas seco y condensado, relacionado con tres sistemas petroleros de edad: Jurásico Superior, Cretácico Superior y Terciario. Los yacimientos en la cuenca de Burgos corresponden a cuerpos de areniscas terciarias, encajonadas por potentes paquetes de arcillas.

Los yacimientos del Mesozoico son poco significativos, aún cuando las rocas del Jurásico Superior y Cretácico Superior presentan características de generadoras (González García- Holguín Quiñones, 2001).

VI.1).- Roca Generadora.

Para el pozo Puma-1, la roca generadora se presume que es del Jurásico Superior (Formación Pimienta), pero también se tiene, en los estudios geoquímicas, una mezcla de gases del Terciario. Estas rocas generadoras no se han podido comprobar en la cuenca de Burgos en la parte Marina ya que ningún pozo ha atravesado la secuencia Terciaria.

Los estudios geoquímicos en la cuenca de Burgos (parte terrestre), indican que en las calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Jurásico Superior (Formación Pimienta), predominan cantidades de carbono orgánico superiores al 1%. Dentro de la secuencia del Cretácico, las Formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano), presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico superior al 1%. Entre las arcillas y arenas del Paleoceno y Eoceno, se encuentran valores de carbono orgánico superior al 1% en las Formaciones Midway del Paleoceno, Recklaw y Cook Mountain del Eoceno (González García- Holguín Quiñones, 2001) (Figura 13).

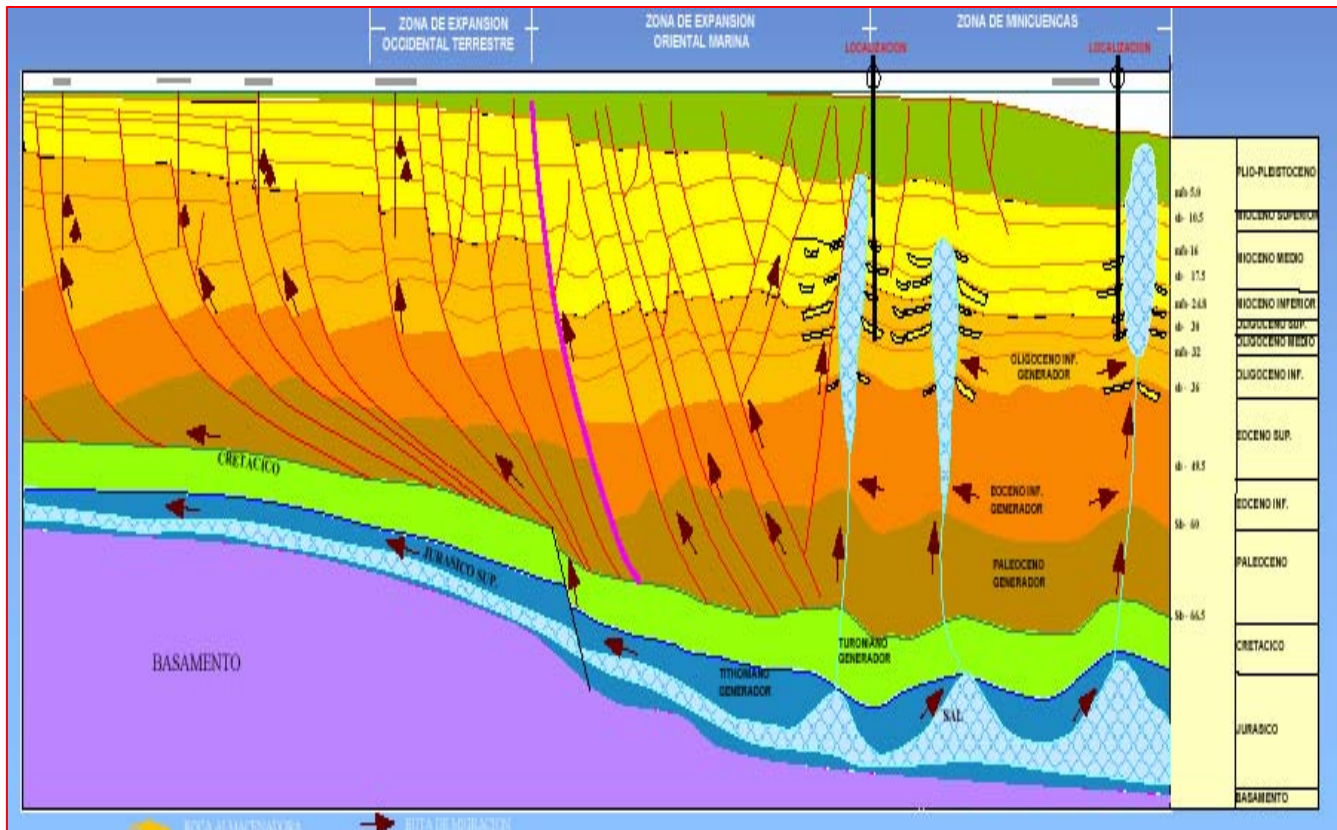


Figura 13. Sistemas generadores de Delta del Bravo donde se observan los sistemas generadores y sus principales vías de migración (Tomada de Caraveo, 2005).

VI.2).- Roca Almacenadora.

En la cuenca de Burgos, las rocas almacenadoras para el sistema Pimienta-Midway, son depósitos de abanicos submarinos de talud y de piso de cuenca, con espesores brutos de hasta 110 m y de arenas netas saturadas de 35 m, con porosidades de 12 a 20% y permeabilidades de 5 a 7 md. Para el sistema generador Eoceno Wilcox, la roca almacenadora se encuentra controlada por depocentros, con espesores netos de arena de 50 hasta 300 m y asociados a frentes deltaicos progradantes.

Para el sistema Oligoceno Vicksburg, las rocas están asociadas en su depósito, a un evento de carácter transgresivo, con alternancia de lutitas y areniscas de ambientes continentales, deltaicos, prodeltaicos y turbidíticos, cuyos depocentros tienen espesores brutos de arenas de 50 a 500 m, espesores netos saturados de 8 a 40 m y porosidades que van de 12 a 28%.

En el pozo Puma-1, la roca almacenadora es de excelente calidad, ya que tiene una porosidad promedio de 23%, una permeabilidad promedio de 39 md, además de poseer un excelente paquete de areniscas, que en algunas partes se intercala con

lutitas. Estas rocas se asocian a depósitos de canales y abanicos submarinos en ambientes neríticos y batiales.

VI.3).- Trampa-Sello.

Para el sistema Pimienta-Midway, las trampas que están definidas para este sistema son del tipo estratigráfico-estructural; para el Terciario, están afectadas por fallas laterales y anormales que actúan como rutas de migración, y que emplazan yacimientos en el Jurásico, Cretácico y Terciario.

Para el sistema Eoceno Wilcox, son estructuras roll-over y cierres contra falla. Para el Vicksburg, las trampas están formadas por estructuras roll-over, fallas antitéticas y, en menor grado, por trampas de carácter estratigráfico. En los plays Vicksburg-Frió, se tienen yacimientos principalmente constituidos por mezclas de metano termogénico y biogénico. En este sistema se encuentra la mayor producción del Campo Reynosa, el cual algunos califican como gigante.

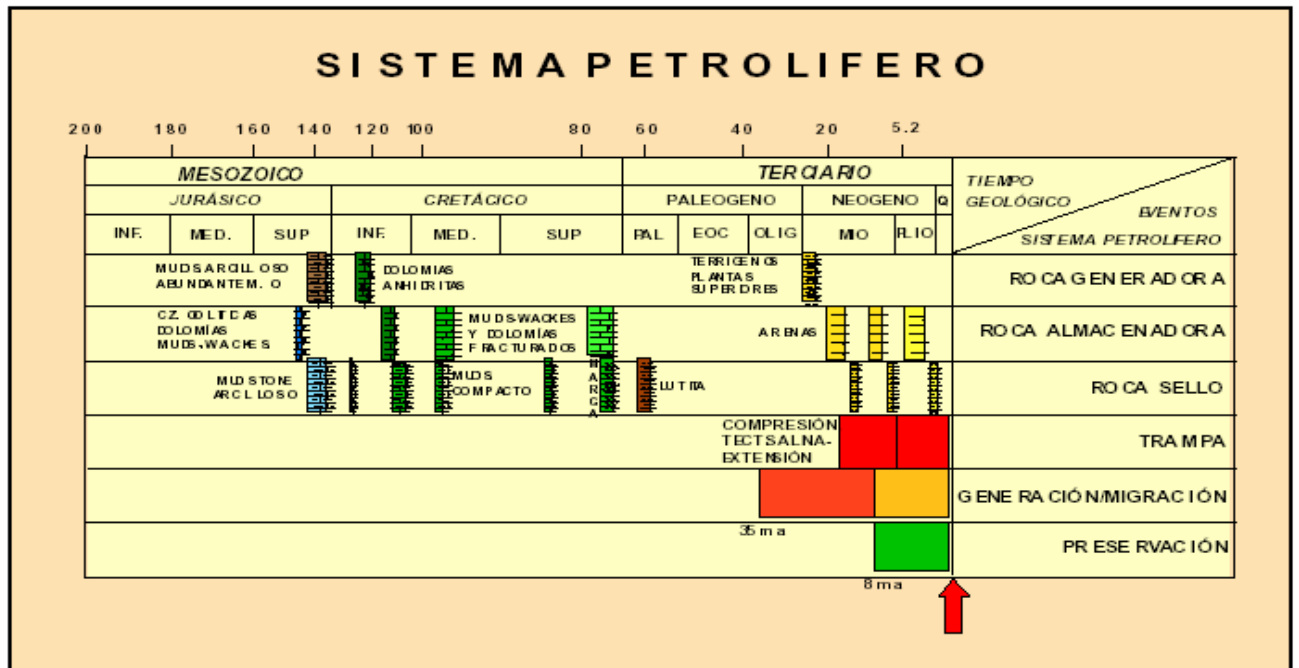
En el pozo Puma-1 se tiene una excelente roca sello, constituida por lutitas de más de 900 m de espesor. El tipo de trampa definido es de tipo combinado (estratigráfico-estructural).

VI. 4).- Sincronía y Migración

El proceso de Migración en el sistema Jurásico Pimienta-Paleoceno Midway, es poco conocido, pero se ha observado asociado a fallamiento normal y lateral, que rompe y fragmenta las estructuras mesozoicas, permitiendo la migración de gas seco, generado profundamente en la columna mesozoica (Tabla 1).

En el sistema Eoceno Wilcox, la migración regulada también por los principales sistemas de expansión, emplaza yacimientos caracterizados por mezclas de metano, de origen termogénico y biogénico, con contenidos de gas húmedo que varían de 5 a 20 % y asociados a una fuerte anomalía geotérmica, expresada con gradientes de 50-60 °C/km.

El pozo Puma-1 en la prueba de producción resultó invadido de agua; en las areniscas de arriba se observó la presencia de gas, pero el espesor es menor a 5 metros, lo que se considera muy pequeño. En este pozo, si existió una sincronía y una migración, pero se considera que quedó flanqueado con respecto a la estructura principal.



Rocas Generadoras : Paleoceno Midway, Wilcox; Eoceno Wilcox (Ker. III),
Rocas Almacenadoras : Paleoceno Midway, Wilcox. Eoceno
Formación Trampa: Paleoceno Tardío, Eoceno
Generación: Eoceno Temprano. Plioceno
Migración: Eoceno Medio, Plioceno
Hidrocarburos: Gas seco y condensado

Tabla 1. Diagrama de sincronía de la cuenca de Burgos (Caraveo, 2005).

VII.- MUESTREO.

VII.1.- De canal

Se recolectaron muestras cada 5 m, a partir de la tercera etapa de perforación (905 m) para análisis petrográfico y paleontológico.

VII.2.- Núcleos

a).-Convencionales:

No se cortaron núcleos convencionales.

b).-De pared

Se programaron 25 núcleos de pared, de los cuales se cortaron y recuperaron 19.

No.	Núcleos de pared	Litología
1	3480	Profundidad no confiable
2	3503	Profundidad no confiable
3	3513	Lutita gris verdoso
4	3544.5	Lutita gris verdoso
5	3548.5	Lutita gris verdoso
6	3560	Intercalaciones de litarenita y lutita
7	3563	Lutita gris verdoso
8	3573	Litarenita gris claro de grano fino
9	3581	Litarenita gris claro de grano fino
10	3596	Litarenita gris claro de grano fino
11	3608	Litarenita gris claro de grano fino
12	3612	Lutita gris verdoso
13	3616	Litarenita gris claro de grano fino
14	3620	Litarenita gris claro de grano muy fino
15	3632	Litarenita gris claro de grano muy fino
16	3637	Litarenita gris claro de grano fino
17	3646	Litarenita gris claro de grano fino
18	3650	Litarenita gris claro de grano muy fino
19	3654	Litarenita gris claro de grano muy fino

Tabla 2. Relación de Núcleos de pared.

III.- MANIFESTACIONES

VIII.1.- De Hidrocarburos

Durante la perforación se registraron 4 manifestaciones de hidrocarburos (Figura 14).

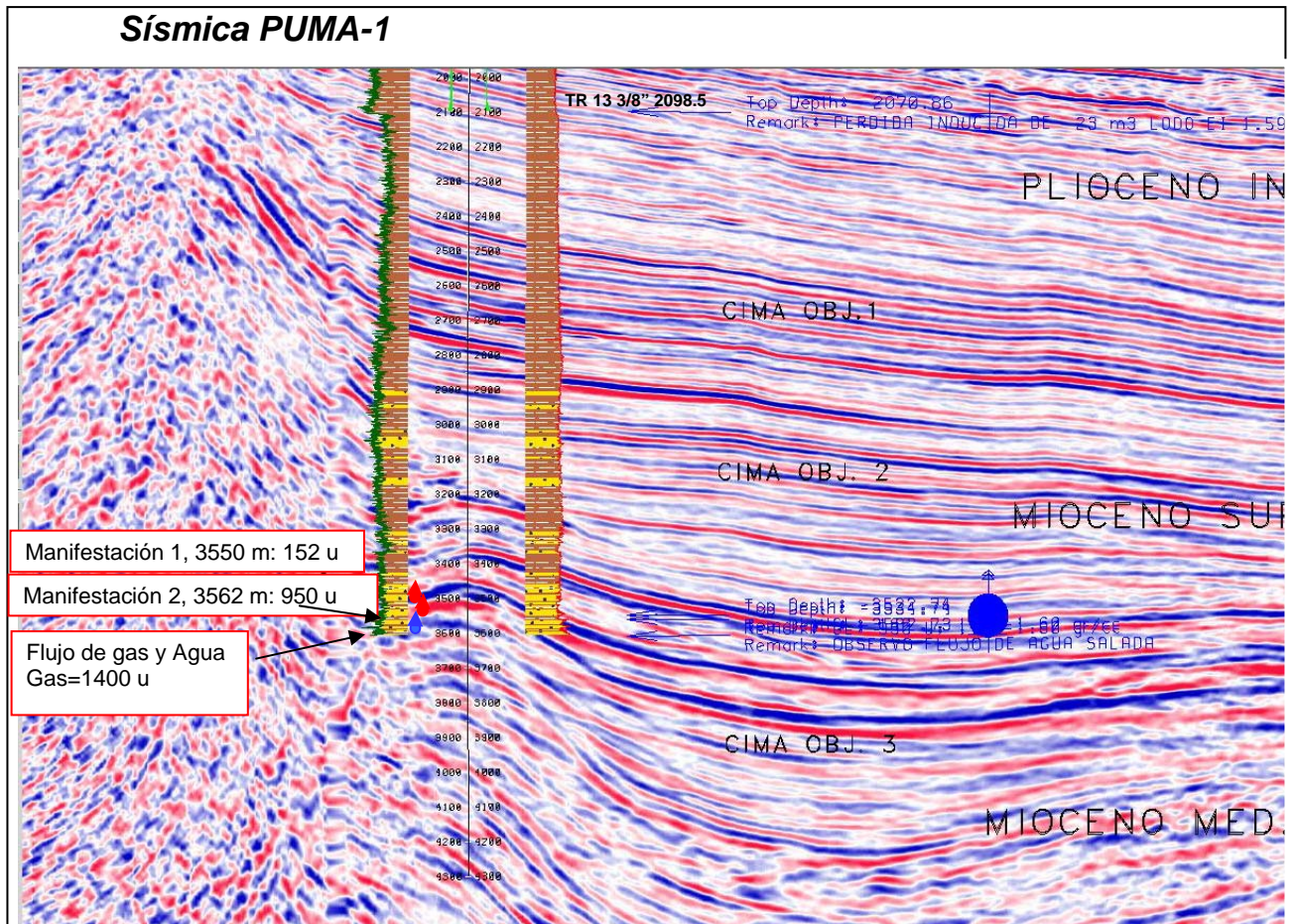
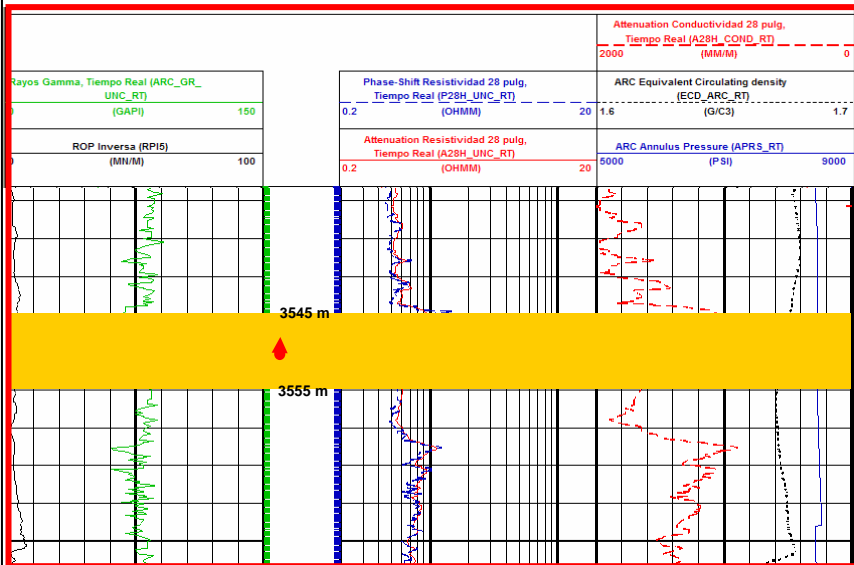


Figura 14. Manifestaciones 1 y 2 de hidrocarburos.

REGISTRO LWD PUMA-1

Manifestación 1 de 3545 a 3555 m



Manifestación 1 de 3545 a 3555 m;

Gas Lodo: 152 u A 3550 m

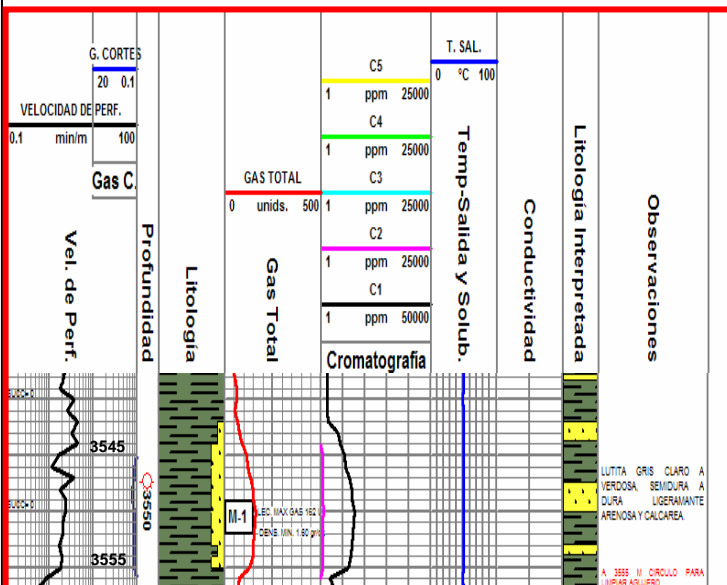
Rt: 1 ohms

Lodo: 1.62 1.60 gr/cc.

Observaciones: La curva de Resistividad llego hasta 1 ohms, Pero la curva de conductividad cambio bruscamente de 1900 a 1000 ohms y la curva de DEC bajo de 1.67 a 1.66 gr/cc.

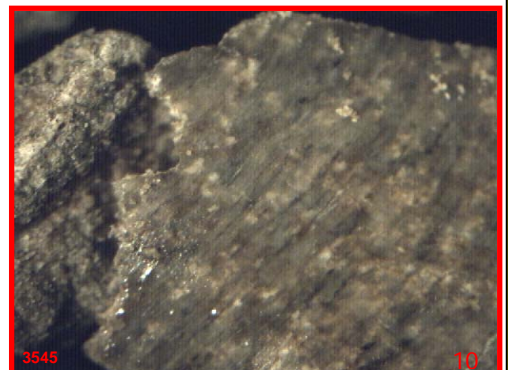
REGISTRO HIDROCARBUROS PUMA-1

MANIFESTACIÓN -1

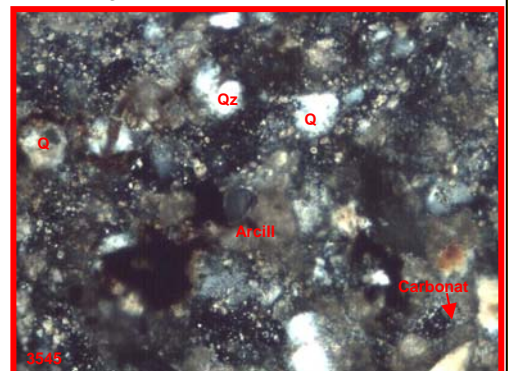


3545 m: LITARENITA GRIS CLARO DE GRANOS FINOS DE CUARZO, DE REGULAR A BIEN CLASIFICADA, MATRIZ ARCILLOSA Y POBRE CEMENTANTE CALCAREO, POROSIDAD INTERGRANULAR BUENA, ESPORADICA PRESENCIA DE GLAUCONITA.

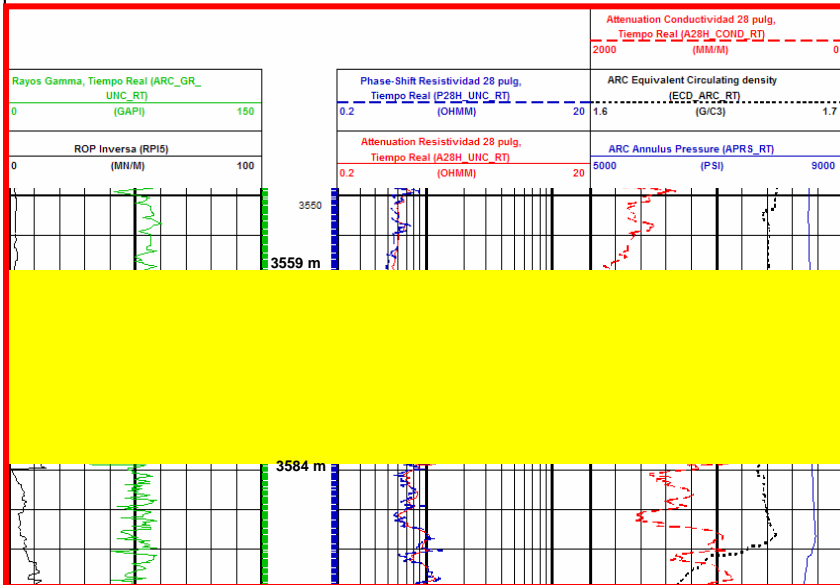
MUESTRA DE CANAL



LAMINA DELGADA



REGISTRO LWD PUMA-1
MANIFESTACIÓN -2

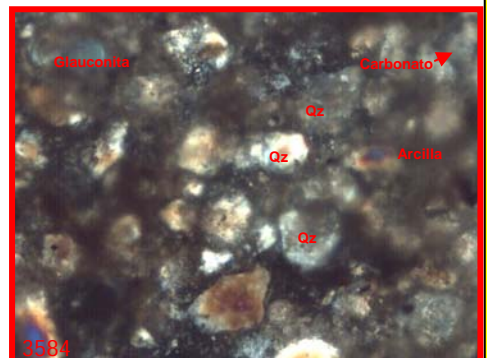
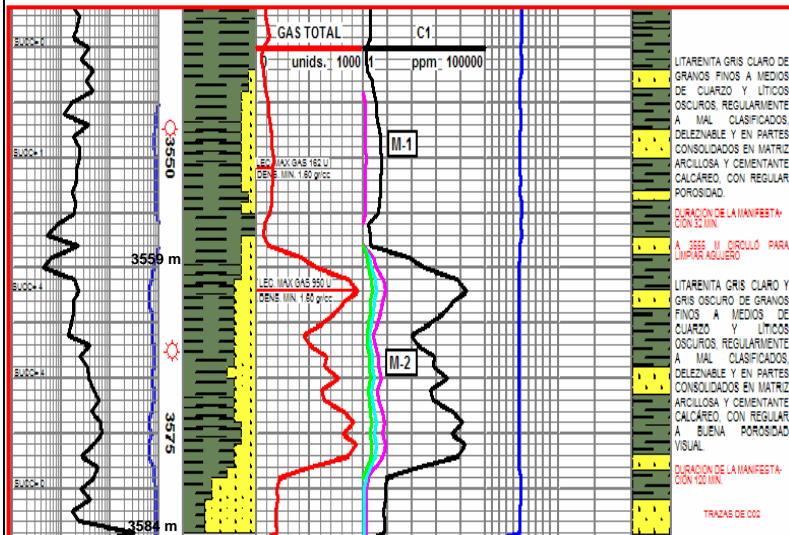


Manifestación 2 de 3559 a 3584 m;

Gas Lodo: 950 u A 3562 m
Rt: 1.2 ohms
Lodo: 1.52 1.60 gr/cc.

Observaciones: La curva de Resistividad llego hasta 1.2 ohms, la curva de conductividad cambio bruscamente 700 ohms y la curva de DEC bajo de 1.68 a 1.66 gr/cc.

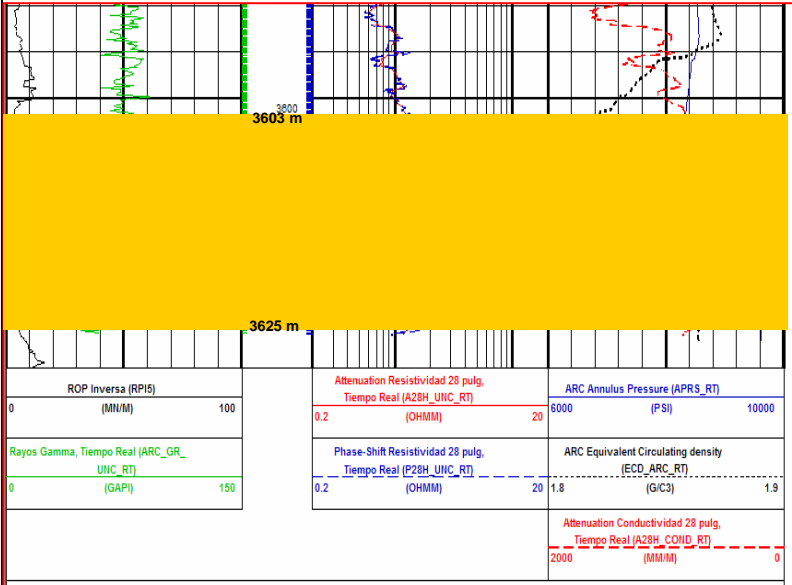
REGISTRO HIDROCARBUROS PUMA-1
MANIFESTACIÓN -2



3584 m: LITARENITA GRIS CLARO DE GRANOS FINOS DE CUARZO, DE REGULAR A BIEN CLASIFICADA, DELEZNABLE, MATRIZ ARCILLOSA Y POBRE CEMENTANTE CALCÁREO, POROSIDAD INTERGRANULAR BUENA, ESPORADICA PRESENCIA DE GLAUCONITA.

REGISTRO LWD PUMA-1

FLUJO DE GAS Y POSIBLE FLUJO DE AGUA



3610 m, 1400 u de gas registrado en la cabina de registros de hidrocarburos

Rt= 1.5 Ohms

Lodo de Emulsión Inversa:

RA/A: 75/25 ▼ 67/33

AGUA: 20 ▲ 28%

SALINIDAD: 248 420 ▼ 209 000 ppm

ESTABILIDAD ELECTRICA: 830 ▼ 420 v

No.	Profundidad (m)	Gas Lodo (unidades)	Gas Corte (unidades)	Gas Succión (unidades)	Variación
1	3550	162	1	1	1.62 A 1.60 gr/cc
2	3562	950	4	4	1.62 A 1.60 gr/cc
3	2612 DESV1	872	2	2	1.62 A 1.60 gr/cc
4	3571 DESV2	100	3	0	1.65 A 1.57 gr/cc

Nota: una unidad es igual a 100 ppm.)

En el agujero vertical, a la profundidad de 3610 m, se presentó un flujo de gas y agua, sin registrarse en la unidad de hidrocarburos, debido a que el pozo fue alineado al separador gas lodo, únicamente se reportó presencia de gas en el ambiente, registrando 1400 unidades de gas.

VIII.2.- De Agua Salada.

Durante la perforación se presentó un flujo de agua a 3610 m, sin haberse podido cuantificar el volumen aportado. Los únicos datos con que se cuentan es que se perforó con lodo de emulsión inversa de 1.62 x 68 gr/cc, y se observaron los siguientes cambios en las propiedades reológicas del lodo: la salinidad de 248 420 ppm, bajó a

209 000 ppm; el porcentaje de agua de 20% aumentó a 28%; la relación de agua/aceite de 75/25, bajó a 67/33 y la estabilidad eléctrica bajó de 830 a 420 Volts.

IX.- DENSIDAD Y TIPO DE LODO

Del lecho marino hasta los 210 m, se perforó empleando la técnica de “Sistema de chorro o Jet”, utilizando agua de mar; de la profundidad de 212 hasta los 910 m, se utilizó lodo bentonítico de densidad, que varió de 1.05 a 1.25 gr/cc. La etapa de 910 a 3545 m, se perforó con lodo de emulsión inversa, cuya densidad empezó desde 1.24 gr/cc y aumentó gradualmente hasta 1.62 gr/cc. Posteriormente, en la etapa de 3545 a 3629 m (1er agujero) se aumentó la densidad de 1.62 a 1.82 gr/cc, al registrar dos manifestaciones de gas y flujo de agua.

En la desviación 2, se tuvieron los mismos problemas que en el agujero original; a partir de la profundidad de 3545 m, se aumentó la densidad del lodo hasta 1.89 gr/cc, llegando a la profundidad total de 4042 m.

INTERVALO (m)	DENSIDAD (gr/cc)	TIPO DE LODO
0-900	1.03	AGUA MAR (AG. PILOTO)
300-910	1.05	BENTONÍTICO
910-915	1.24	E.I.
915-1450	1.31	E.I.
1450-1704	1.40	E.I.
1704-2100	1.54	E.I.
2100-3584	1.62	E.I.
3584-3629	1.82	E.I.
DESVIACION 1		
2114-2230	1.60	E.I.
2230-3500	1.62	E.I.
DESVIACION 2		
3015-3356	1.62	E.I.
3356-3583	1.79	E.I.
3583-3608	1.80	E.I.
3608-4042	1.89	E.I.

X.- REGISTROS GEOFÍSICOS.

X. 1. - Registros Tomados.

TIPO DE REGISTRO	ETAPA	INTERVALO (m)
LWD	1	140-970
AIT-LDL-CNL-DSI-ECS-RG-OBDD-DSI	1	2100-900
CBL-VDL	1	2098-900
AIT-LDL-CNL-DSI-ECS-RG-OBDD-DSI	2	3500-2100
EMS-RG-CCL	2	3034-1934
CBL-VDL	2	3017-1925
GIROSCÓPICO	2	1890-3296
CBL-VDL	2	1842.5-3252
AIT-LDL-CNL-DSI-ECS-RG-OBDD-DSI-BHC	3	3675-3298
EMS	3	3675-3298
AIT-LDL-CNL-DSI-ECS-RG-OBDD-DSI-BHC	4	3902-3677
REGISTRO DE HIDROCARBUROS	--	915-4042

En el agujero vertical, no se tomaron registros geofísicos convencionales; de 2100 a 3629 m sólo se tiene el registro LWD; y en la desviación 2 no se pudieron tomar los registros geofísicos hasta la profundidad total de 4042 m, sólo se registró de 3675 a 3902 m. El registro continuo de Hidrocarburos se elaboró a partir de 915 m.

X.2.- Control de Calidad

Los registros geofísicos de la desviación 1 y la desviación 2, fueron procesados y se les efectuó una revisión en el control de calidad a cada uno de los registros tomados en las diferentes corridas (Tabla 3,4 y 5). El control de calidad, consistió en revisar algunos puntos importantes en la evaluación de los registros, tales como la **presentación** de los registros y sus escalas, los datos generales del pozo, la **calibración** de la herramienta (maestra, antes, después y calibrador de TR), la **operación** (traslapes, velocidad de registro y sección repetida, entre otras) y la **calidad de los datos** (anomalía ruidosa ocasional y respuesta anómala del registro).

Corrida 2 900-2100 m

Evaluación técnica de Registros

Prestador de servicio: _____ Pozo: PUMA 1
 Fecha: 6/05/2005

Factores de evaluación	Ponderación	Tipo de registro					
		Puntos a quitar					
Presentación	Peso	Registro AIT-G R	Registro OBDT	Registro LDL-G R	Registro CNL-G R	Registro ECS	Registro DSI-G R
Encabezado completo	3						
Comentarios del encabezado	3						
Presentación estándar	3						
Calidad de la película ó papel	3						
Listado de parámetros/constantes	3						
Etiquetas adecuadas y exactas	3			3	3		
Escalas adecuadas	3						
Puntos por quitar por presentación				3	3		
Calibración							
Calibración maestra	4						
Exactitud de la calibración antes	4						
Corrimiento de la calibración después	4						
Chequeo de calibrador y TT en TR	4						4
Respuesta en condiciones conocidas	5						
Puntos a quitar por calibración							4
Operación							
Profundidad correcta	4						
Velocidad de registro	4						
Centralización adecuada	4						
Parámetros principales correctos	6						
Curvas estándar presentes	4						
Repetición del registro en anomalías	4						
Rotación de la herramienta de echado ó desviación	5						
Repetibilidad	15						
Puntos a quitar por operación							
Calidad de los datos							
Ruidoso ocasional	4						
Respuesta anómala	6						
Respuesta anómala seria	30						
Puntos a quitar por calidad de datos							
Tiempos operativos							
Tiempos total del servicio:							
Tiempos de falla del servicio:							
Tiempos perdidos por condiciones de pozo:							
Evaluación técnica del servicio							
Total de puntos a quitar de 100	→			3	3		4
Calificación final	→	100	100	97	97	100	96
Evaluación	→	S	S	S	S	S	S
Criterios de evaluación	→	S Satisfactorio: mayor de 80 puntos. NS No satisfactorio menor de 80 puntos					

Tabla 3. Revisión en el control de calidad, en la corrida 2 de 900-2100 m.

Corrida 3 de la desviación 1 2100-3500 m

Evaluación técnica de Registros

Prestador de servicio: _____ Pozo: PUMA 1 Fecha: 16-17/06/2005

Factores de evaluación	Ponderación	Tipo de registro					
		Puntos a quitar					
Presentación	Peso	Registro AIT	Registro LDC	Registro CNL	Registro ESC	Registro OBDT	Registro DSI
Encabezado completo	3						
Comentarios del encabezado	3						
Presentación estándar	3						
Calidad de la película ó papel	3						
Listado de parámetros/constantes	3						
Etiquetas adecuadas y exactas	3						
Escalas adecuadas	3			1			
Puntos por quitar por presentación				1			
Calibración							
Calibración maestra	4						
Exactitud de la calibración antes	4						
Corrimiento de la calibración después	4						
Chequeo de calibrador y TT en TR	4						
Respuesta en condiciones conocidas	5						
Puntos a quitar por calibración							
Operación							
Profundidad correcta	4	1	1	1	1	1	1
Velocidad de registro	4						
Centralización adecuada	4						
Parámetros principales correctos	6						
Curvas estándar presentes	4						
Repetición del registro en anomalías	4						
Rotación de la herramienta de echado ó desviación	5						
Repetibilidad	15						
Puntos a quitar por operación		1	1	1	1	1	1
Calidad de los datos							
Ruidoso ocasional	4	2	2	2	2	3	2
Respuesta anómala	6			2		6	
Respuesta anómala seria	30					6	
Puntos a quitar por calidad de datos		2	2	4	2	15	2
Tiempos operativos							
Tiempos total del servicio:		12.0	12.0	12.0	12.0	10.0	10.0
Tiempos de falla del servicio:							
Tiempos perdidos por condiciones de pozo:							
Evaluación técnica del servicio							
Total de puntos a quitar de 100	→	3	3	6	3	16	3
Calificación final	→	97	97	94	97	84	97
Evaluación	→	S	S	S	S	S	S
Criterios de evaluación	→	S Satisfactorio: mayor de 80 puntos. NS No satisfactorio menor de 80 puntos					

Tabla 4. Revisión en el control de calidad, en la corrida 3 de 2100-3500 m.

Corrida 4 de la desviación 2 3677-3902 m

Evaluación técnica de Registros

Prestador de servicio: _____ Pozo: PUMA 1 Fecha: 28/08/2005

Factores de evaluación	Ponderación	Tipo de registro					
		Puntos a quitar					
Presentación	Peso	Registro AIT- R G	Registro LDL-CNL- R G	Registro DSI- R G	Registro ECS-R G	Registro BHC- R G	Registro
Encabezado completo	3	2	2	2	2	2	
Comentarios del encabezado	3						
Presentación estándar	3						
Calidad de la película ó papel	3						
Listado de parámetros/constantes	3						
Etiquetas adecuadas y exactas	3						
Escalas adecuadas	3	2					
Puntos por quitar por presentación		4	2	2	2	2	
Calibración							
Calibración maestra	4						
Exactitud de la calibración antes	4						
Corrimiento de la calibración después	4						
Chequeo de calibrador y TT en TR	4						
Respuesta en condiciones conocidas	5						
Puntos a quitar por calibración							
Operación							
Profundidad correcta	4						
Velocidad de registro	4						
Centralización adecuada	4						
Parámetros principales correctos	6						
Curvas estándar presentes	4						
Repetición del registro en anomalías	4						
Rotación de la herramienta de echado ó desviación	5						
Repetibilidad	15						
Puntos a quitar por operación							
Calidad de los datos							
Ruidoso ocasional	4						
Respuesta anómala	6						
Respuesta anómala seria	30						
Puntos a quitar por calidad de datos							
Tiempos operativos							
Tiempos total del servicio:		6.0	6.0	5.0	5.0	5.0	
Tiempos de falla del servicio:						1.0	
Tiempos perdidos por condiciones de pozo:							
Evaluación técnica del servicio							
Total de puntos a quitar de 100	→	4	2	2	2	2	
Calificación final	→	96	98	98	98	98	100
Evaluación	→	S	S	S	S	S	S

Tabla 5. Revisión en el control de calidad, en la corrida 4 de 3677-3902 m.

X.3).- Análisis Petrofísicos de Núcleos.

Los estudios petrofísicos realizados a los núcleos de pared fueron: porosidad, permeabilidad, densidad de grano, saturación de fluidos y presión capilar. También se realizaron estudios de petrografía de dichos núcleos.

a).-Convencionales:

No se cortaron núcleos convencionales.

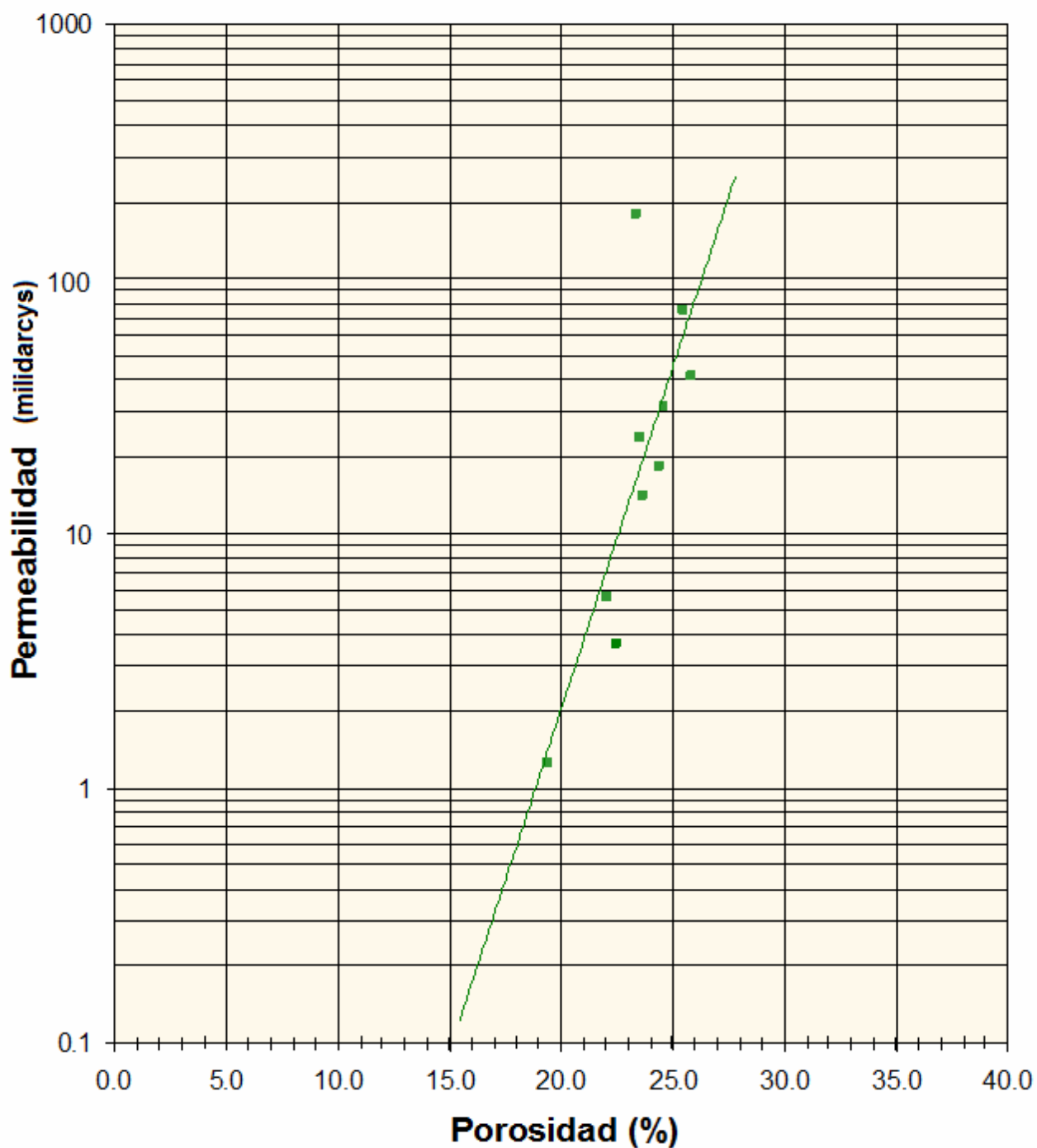
b).-De pared:

NUCLEOS	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD md	DENSIDAD GRANO gr/cm3
3573	--	--	2.628
3581	22.5	3.67	2.665
3596	19.4	1.25	2.664
3608	25.8	41.3	2.658
3616	25.5	74.9	2.650
3620	22.0	5.67	2.663
3632	24.4	18.4	2.666
3637	23.4	178.4	2.679
3646	23.7	14.1	2.678
3650	24.6	31.4	2.664
3654	23.5	23.7	2.655

De los 12 núcleos de pared sólo se analizaron 11.

De acuerdo a los análisis de porosidad y permeabilidad efectuados en laboratorio a los 10 núcleos de pared, se observaron valores de porosidad que van de un rango 19 a 24.4 % y valores de permeabilidad de 1.25 hasta 178.4 milidarcys. Estos resultados en término de yacimiento son valores que permitirían el flujo de fluido a través de ellos (Figura 15).

POROSIDAD vs. PERMEABILIDAD



Presión Confinamiento: 800 psi (56 kg/cm²)

Figura-15. Porosidad vs. Permeabilidad de los núcleos de pared.

X.4.- Evaluación Cualitativa y Cuantitativa.

La combinación de datos de los registros geofísicos como resistividad, densidad, neutrón, rayos gamma, sónicos dipolares, permitió efectuar un análisis cuantitativo. Dicha evaluación, mostró dos intervalos con posible presencia de gas: 3630-3658 y 3603-3623 m, este último supeditado a la primera prueba de producción.

Además de los registros convencionales, se tomaron 27 datos de prueba modular de formación (MDT), de las cuales a 16 muestras se les pudo tomar una presión de formación que varía de 9218.74 a 9541.64 psi, y una movilidad de 1 hasta 17.1 md/Cp. Además, se tomaron 4 muestras de fluido (LFA) en las profundidades siguientes: 3548.5, 3573, 3608 y 3636 m, las cuales tienen presencia de gas y agua, cuya salinidad varió de 9,000 a 11,000 ppm (Figura 16 y 17).

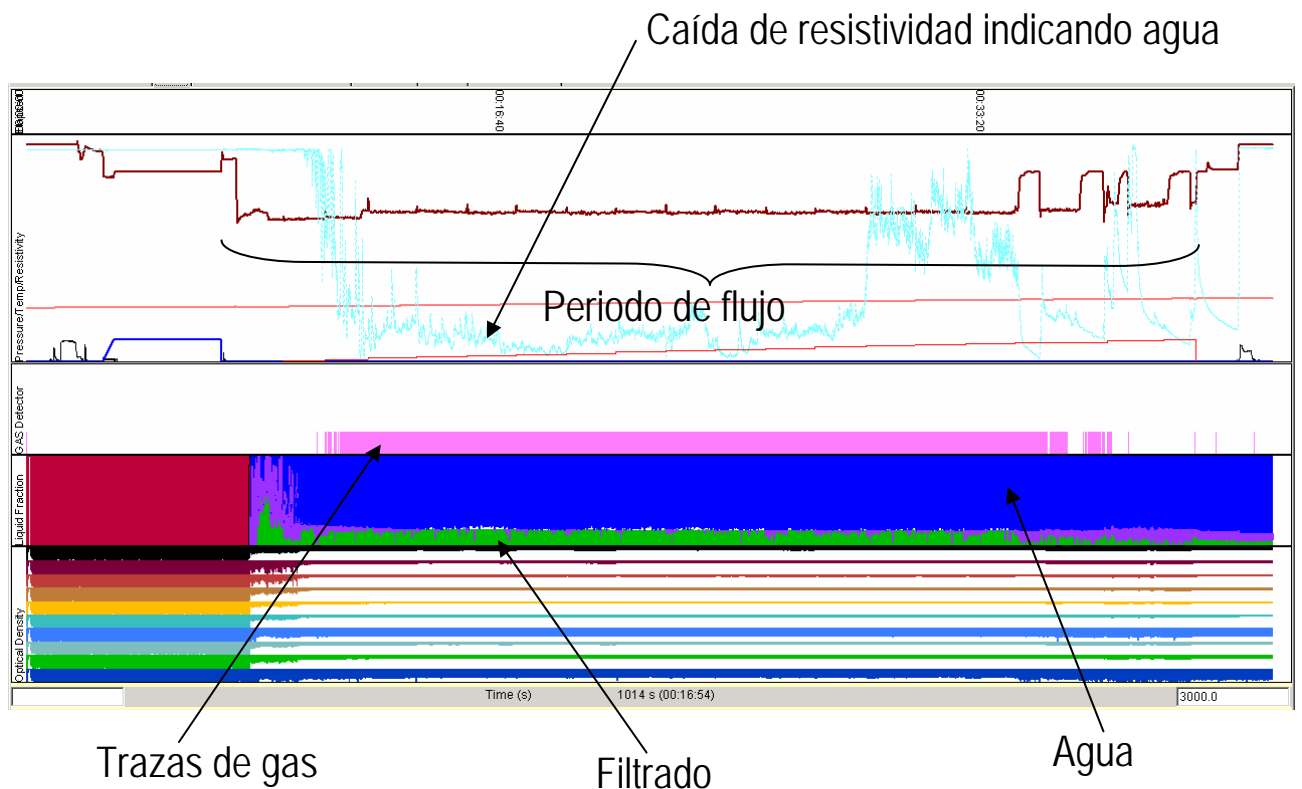


Figura 16.- Muestra de fluido (LFA) de 3608-3636 m, mostrando agua y trazas de gas.

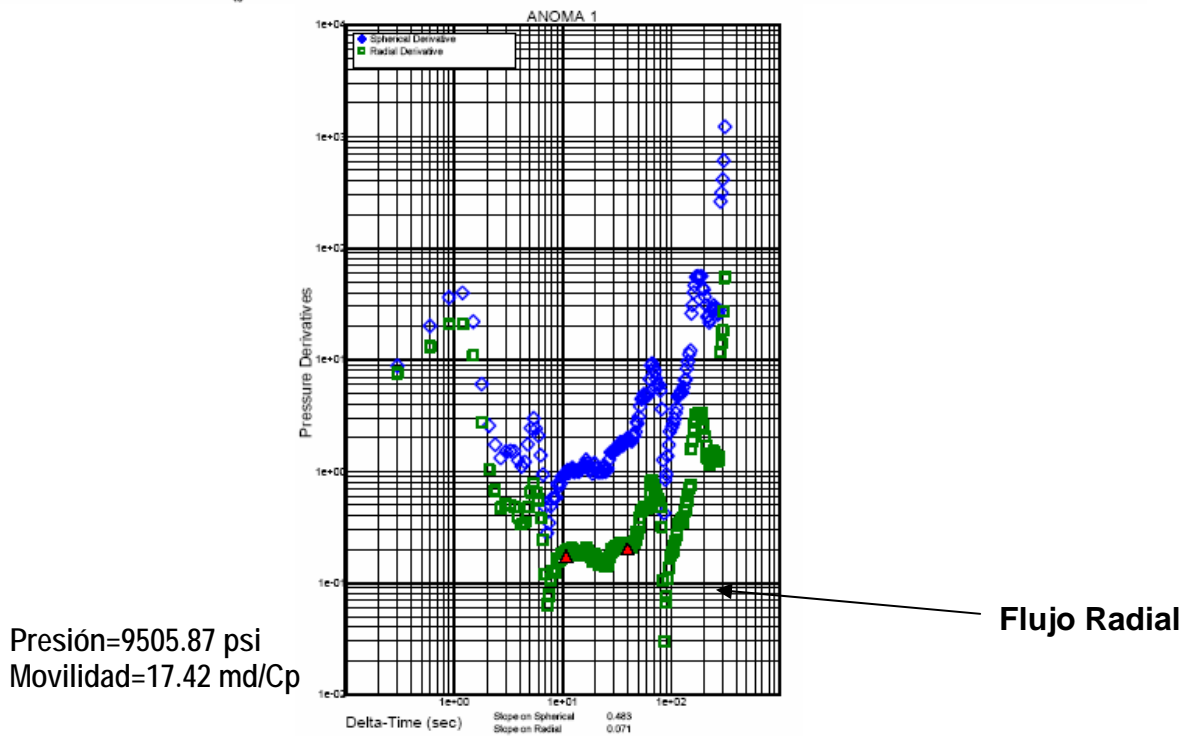
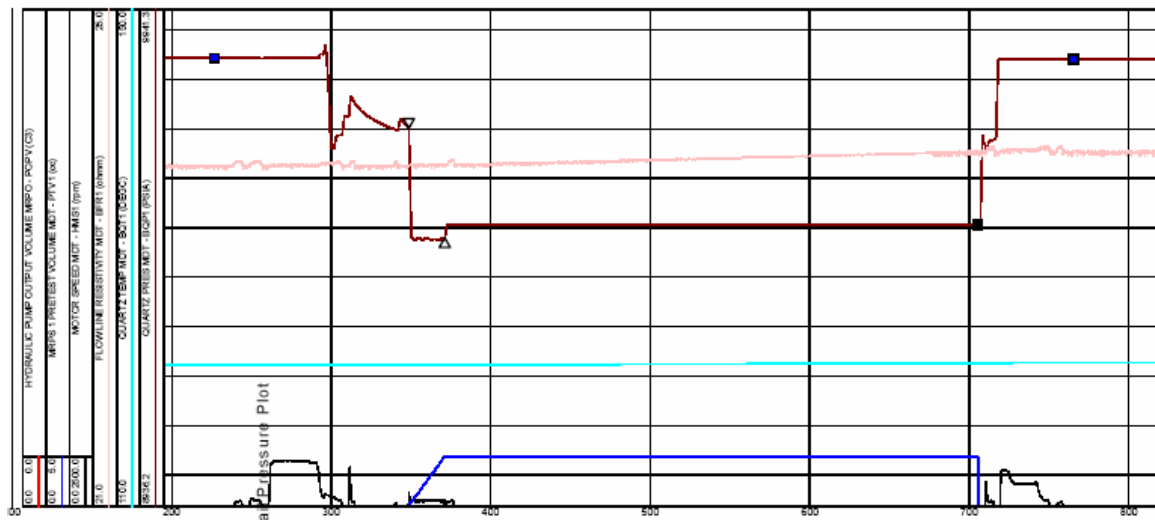


Figura 17. Ensayo propuesto a 3612 m de las muestras de presión y de fluido (MDT y LFA).

A las muestras de fluidos se les realizaron análisis cromatográfico y químicos, las muestras analizadas presentaron agua y trazas de gas, las trazas de gas contienen principalmente metano, mientras que el agua tuvo una salinidad de 9,000 a 11,000 ppm (Tablas 6 y 7).

REPORTE No:
 OFICIO DE REFERENCIA No:
 FECHA DE OFICIO:

FECHA DE MUESTREO: 7 DE AGOSTO DE 2005

FECHA DE ANALISIS: 13 DE AGOSTO DE 2005

Componente	% Mol Base Seca	% Mol Base Humeda	Atomos de Carbono	Atomos de Hidrógeno	Cp @ 14.696 psia, 60 °F (Btu/lb-°F)	Cv @ 14.696 psia, 60 °F (Btu/lb-°F)	Densidad Ideal @ 14.696 psia, 60 °F (lb/ft³)	Densidad Relativa Ideal, Aire = 1 @ 14.696 psia, 60 °F	Factor Aditivo @ 60°F, (psia ⁻¹)	Peso Molecular, lb/lb-mol	Poder Calorífico Bruto Ideal @ 60 °F, (Btu/ft³)	Poder Calorífico Neto Ideal @ 60 °F, (Btu/ft³)	Presión Crítica, (psia)	Requerimiento Teórico de Aire, lb Aire/lb Combustible	Temperatura Crítica, (°F)	Viscosidad @ 60°F, (cP)	Volumen de Aire / Volumen de Gas Ideal
Nitrógeno	1.4491	1.4447	-	-	0.2483	0.1772	0.0738	0.9673	0.0044	28.013	0.0000	0.0000	492.50	0.0000	-232.5	0.0173	0.0000
Metano	94.557	94.272	1	4	0.5273	0.4035	0.0423	0.5540	0.0116	16.042	1010.0	909.00	667.00	17.205	-116.7	0.0109	9.5420
Dióxido de Carbono	2.3124	2.3055	2	-	0.1992	0.1541	0.1160	1.5197	0.0195	44.010	0.0000	0.0000	1070.0	0.0000	87.800	0.0145	0.0000
Etano	1.4735	1.4691	2	6	0.4088	0.3428	0.0792	1.0383	0.0238	30.069	1769.7	1619.0	706.60	16.063	89.924	0.0091	16.978
Ácido Sulfhídrico	0.0000	0.0000	-	1	0.2394	0.1811	0.0898	1.1769	0.0242	34.082	637.11	586.80	1306.5	6.0737	212.80	0.0123	7.1560
Propano	0.1698	0.1693	3	8	0.3897	0.3447	0.1162	1.5227	0.0349	44.096	2516.2	2315.0	615.50	15.648	205.92	0.0080	23.855
i-Butano	0.0192	0.0192	4	10	0.3880	0.3538	0.1532	2.0071	0.0444	58.122	3252.0	3000.0	527.90	15.433	274.41	0.0074	31.011
n-Butano	0.0090	0.0090	4	10	0.3965	0.3623	0.1532	2.0071	0.0471	58.122	3262.4	3011.0	550.90	15.433	305.55	0.0069	31.011
i-Pentano	0.0037	0.0037	5	12	0.3831	0.3556	0.1901	2.4914	0.0572	72.149	4000.9	3699.0	490.40	15.302	368.98	0.0070	38.168
n-Pentano	0.0020	0.0020	5	12	0.3888	0.3613	0.1901	2.4914	0.0603	72.149	4008.7	3707.0	488.80	15.302	385.75	0.0067	38.168
Hexanos+	0.0040	0.0038	6	14	0.3870	0.3639	0.2271	2.9758	0.0792	86.175	4756.0	4404.0	436.90	15.214	453.83	0.0062	45.324
Agua	0.0000	0.3021	-	2	0.4448	0.3345	0.0475	0.6221	0.0556	18.015	50.132	0.0000	3200.1	705.11	705.10	0.0094	0.0000
	100.00	100.00															

Capacidad Calorífica, Cp	0.5136 Btu/lb-°F	Poder Calorífico Neto Real, H _v	890.51 Btu/ft³
Capacidad Calorífica, Cv	0.3935 Btu/lb-°F	Presión de Muestreo	2000.0 psig
Compresibilidad del Gas, Z _g	0.9978 Adimensional	Presión Pseudocrítica, P _{pc}	674.23 psia
Compresibilidad del Aire, Z _a	0.9996 Adimensional	Relación Carbono/Hidrógeno	0.2525 Adimensional
Contenido de Gasolina 26-70	0.0068 GPM @ 26 psig	Rendimiento de C2+ @ 14.696 psia	0.4523 GPM
Conductividad Térmica	0.0177 Btu/hr-ft²-°F/ft	Rendimiento de C3+ @ 14.696 psia	0.0594 GPM
Densidad del Gas Ideal, ρ ^{id}	0.0452 lb/ft³	Rendimiento de iC4+ @ 14.696 psia	0.0128 GPM
Densidad del Gas Real, ρ	0.0453 lb/ft³	Rendimiento de C4+ @ 14.696 psia	0.0065 GPM
Densidad Relativa Ideal, d ^{id}	0.5917 Aire = 1	Rendimiento de iC5+ @ 14.696 psia	0.0037 GPM
Densidad Relativa Real, d	0.5928 Aire = 1	Rendimiento de C5+ @ 14.696 psia	0.0023 GPM
k (Cp/Cv)	1.3052 Adimensional	Requerimiento de Aire Para Combustión	16.488 lb Aire/lb Combustible
Peso Molecular	17.135 lb/lb-mol	Requerimiento de Volumen de Aire	9.3262 Vol. de Aire/Vol. de Gas Ideal
Poder Calorífico Bruto Ideal, H _v ^{id}	986.72 Btu/ft³	Temperatura de Muestreo	77.000 °F
Poder Calorífico Bruto Real, H _v	988.89 Btu/ft³	Temperatura Pseudocrítica, T _{pc}	349.81 R
Poder Calorífico Neto Ideal, H _v ^{id}	888.55 Btu/ft³	Viscosidad, μ	0.0111 cP

Tabla 6: Análisis cromatográfico de la muestra 3608 m (LFA), perteneciente al intervalo a probar.

Pozo Puma No. 1					
MDT/LFA S/N 2339 tomada a una profundidad de 3608.01 mdBMR					
FECHA DE MUESTREO		07-Ago-2005		FECHA DE ANÁLISIS:	
				15-Ago-2005	
<u>PROPIEDADES FÍSICAS</u>			<u>SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y SOLUCIÓN, mg/l</u>		
PH	8.0	@	25.0	ACIDEZ (CaCO ₃)	
			°C	21.098	
OLOR	0			SÓLIDOS TOTALES	
COLOR	Café			GRASAS Y ACEITES	
ASPECTO	Turbio			SÓLIDOS DISUELTOS	
DENSIDAD	1.0106	gr/cm ³	@	25.0	15478
				°C	SÍLICE SOLUBLE (SiO ₂)
CONDUCTIVIDAD					1.430
					ÓXIDO FERRICO (Fe ₂ O ₃)
					704
					DUREZA TOTAL (CaCO ₃)
					ÍNDICE DE ESTABILIDAD
					SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN
					ALCALINIDAD "F" (CaCO ₃)
					3723.71
					ALCALINIDAD "M" (CaCO ₃)
SALINIDAD (NaCl): <u>9184</u> ppm					
<u>IONES DISUELTOS</u>					
CATIONES		mg/l	meq/l	ANIONES	
				mg/l	meq/l
SODIO (Na ⁺)	4338.6	188.64	CLORUROS (Cl ⁻)		5630
CALCIO (Ca ⁺⁺)	280.6	14.00	BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻)		4804.76
MAGNESIO (Mg ⁺⁺)	423.5	34.83	SULFATOS (SO ₄ ⁻)		0.000
FIERRO (Fe ⁺⁺⁺)	1.0000	0.0358	CARBONATOS (CO ₃ ⁻)		0.0000

Tabla 7. Análisis del agua encontrada en el pozo Puma-1 a 3608 m con la herramienta LFA.

X.5.- Intervalos Propuestos para Pruebas de Producción.

Con base en las evaluaciones petrofísicas de la información de registro (ELAN) y registro procesado (Nu-Tech), fueron recomendados dos intervalos de importancia, de los cuales sólo el primero se probó.

Intervalos propuestos para Pruebas de Producción.	Intervalo (m)	Espesor (m)	Rt (OHMS)	Ø (%)	SW (%)
1	3630-3658	28	1-4	25	55
2	3603-3623	20	1.6	24	65

La resistividad oscila cerca de 1 a 4 ohms en las arenas de interés, valores ligeramente inferiores a los encontrados en el primer pozo (vertical).

El perfil de resistividad indica ligera invasión, por permeabilidad de las arenas y la porosidad del neutrón sigue un perfil alto, sin indicar efecto de gas.

No se nota por segregación gravitacional, una cima con saturaciones de hidrocarburo mayor a las otras partes más profundas de las arenas.

Las muestras recuperadas en este pozo indican agua de formación en 3548.5 y 3573 m. El registro de fluidos (LFA) indica una pequeña fracción de gas (detector de burbujas de gas), que se encuentra comúnmente en las cuencas gasíferas del Norte. Los gradientes están muy bien marcados e indican una fase agua en las arenas.

Una de las posibilidades para encontrar gas a lo largo del intervalo, es tener una saturación de gas menor a la saturación crítica de gas; en donde el poco gas presente esté en fase discontinua, en formas de burbujas aisladas en el agua. Sin embargo, en este pozo se encontró un yacimiento (sistema de roca) de muy buena calidad, con buenas permeabilidades por encima de 10 md, la duda es la salinidad muy baja para este tipo de yacimientos. Además, se presentaron buenas manifestaciones de gas (Figura 18 y 19). Del mismo modo, la presión encontrada también es alta (4650 psi), una columna equivalente para producir esta presión es de 1.85 gr/cc o 0.80 psi/ft.

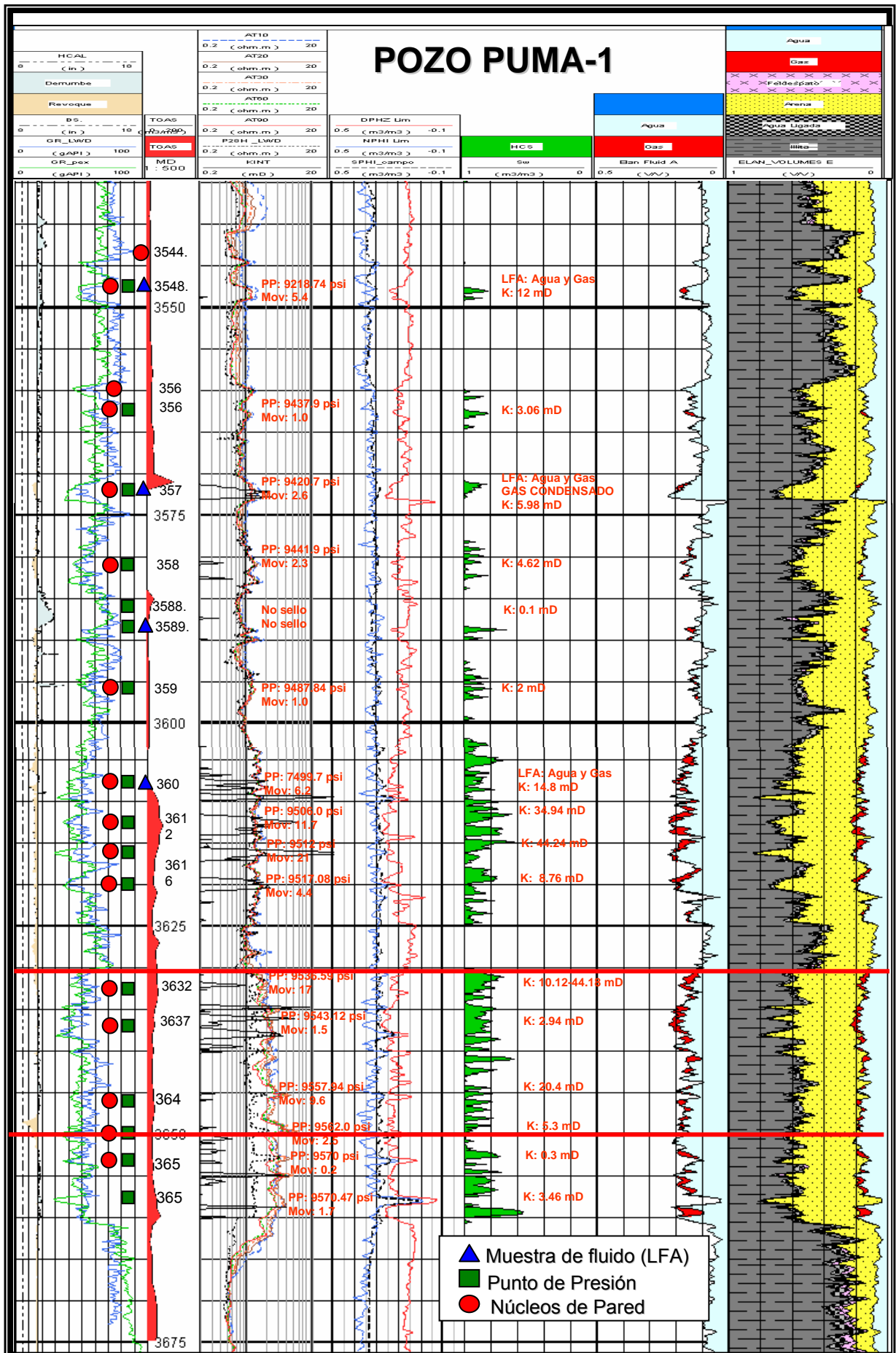


Figura 18.- Evaluación petrofísica (ELAN), pozo Puma-1 Desviación 2

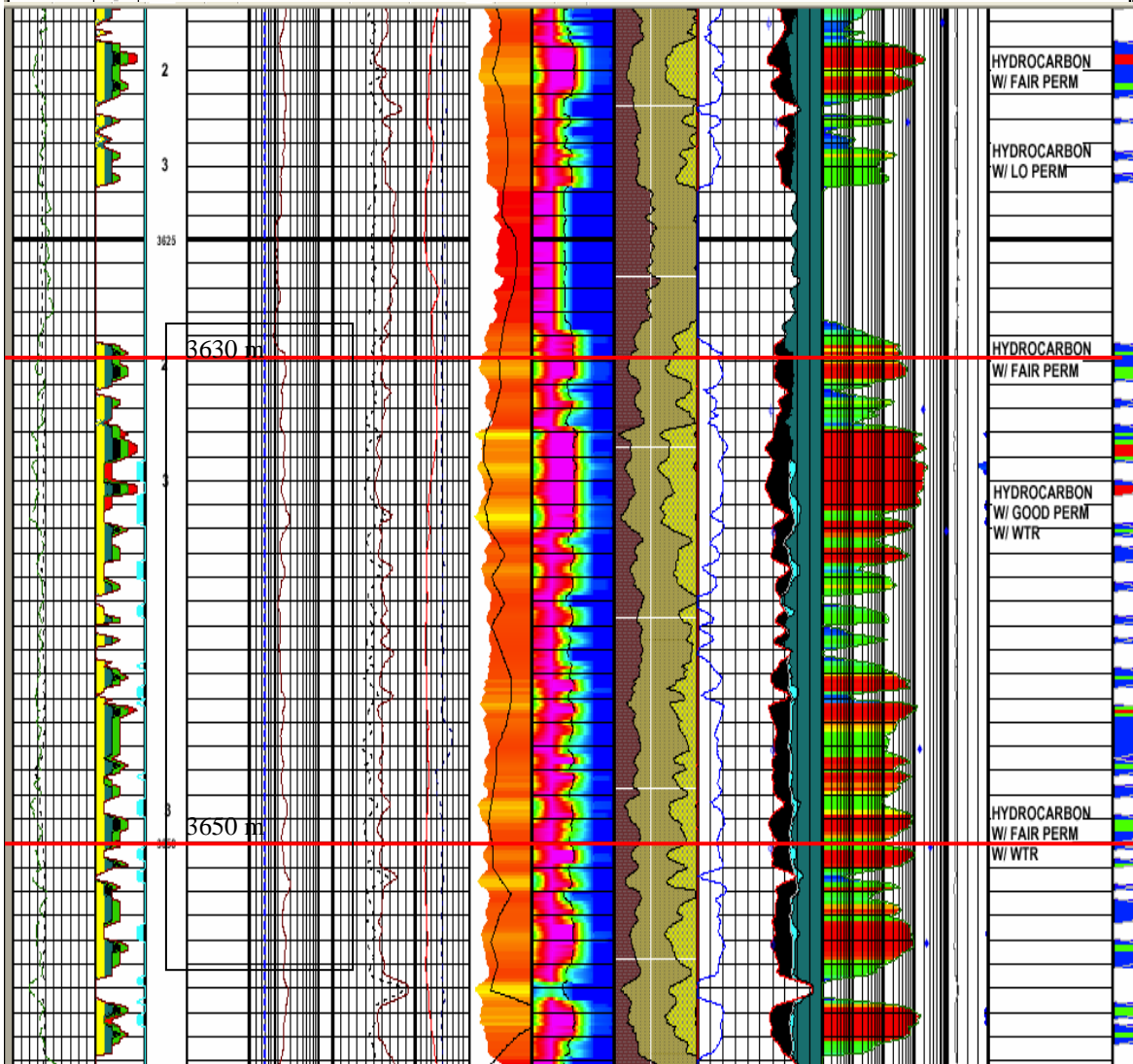
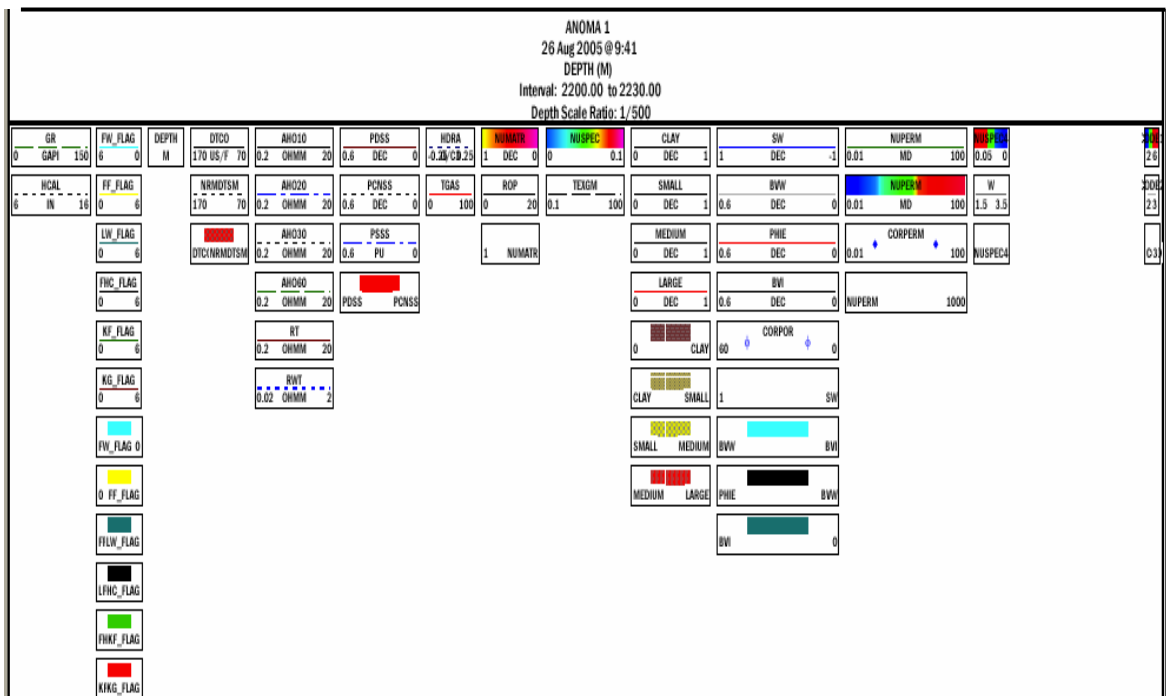


Figura 19. Evaluación con el registro Nutech en la Prueba de Producción-1 3630-3650 m.

XI.- PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.

Prueba de Producción No. 1

Intervalo: 3630-3658 m.

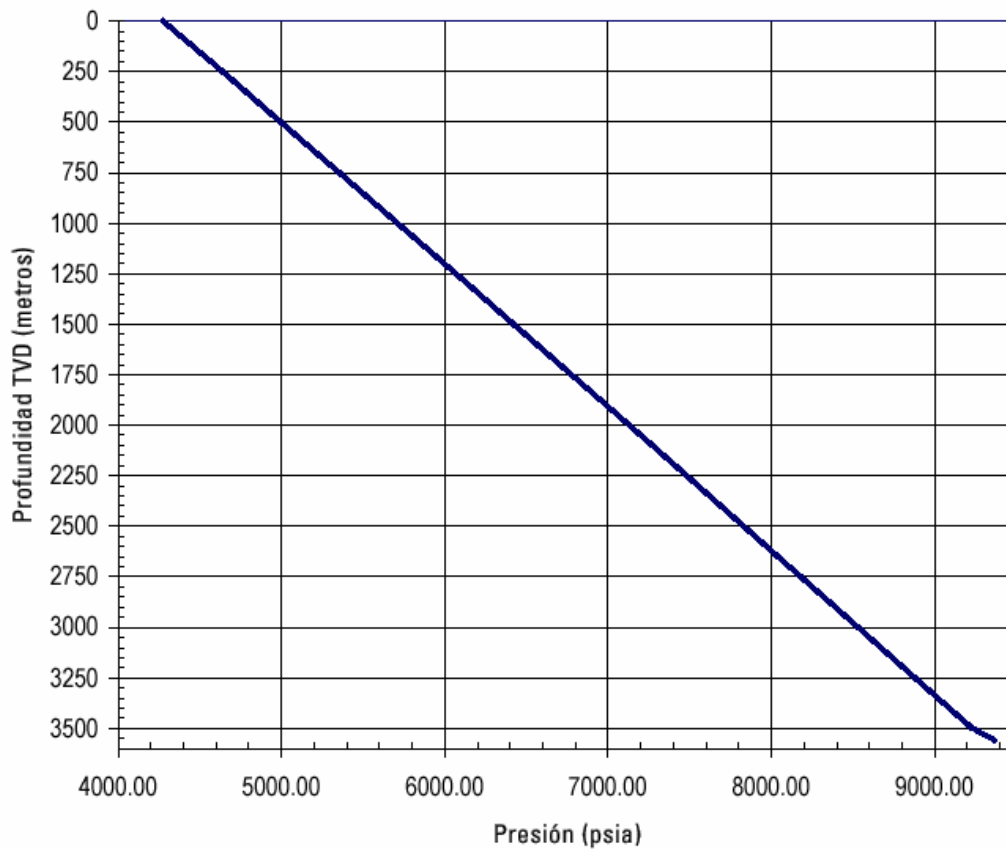
Edad: Mioceno Inferior.

Resultado: Improductivo, invadido de Agua Salada.

En primer lugar, se bajaron pistolas a 3658 m, anclándose empacador a 3583.91 m y efectuando ajuste. Posteriormente se disparó intervalo en seno de agua de mar con PTP=4100 psi. Se desfogó la presión quedando presión testigo de 650 psi; pasados 10 min., aumentó la presión a 3600 psi; se abrió el pozo por 1/8", PTP=3200 psi y PTR=650 psi, desalojando agua; entonces, se cambió a 1/4" (8 hrs); PTP=4200 psi y PTR=600 psi, desalojando agua al 100%, salinidad= 21000 ppm, con trazas de sedimento, temp: 44°C, PH-8.; a continuación, se cambió a 3/8", desalojando agua al 100%, salinidad = 19000 ppm, con trazas de sedimento, temp: 55°C, PH-8, dens. 1.004 gr/cc. PTP= 3300 psi, PTR=550 psi, se abrió por 3/8", desalojando 100% agua, salinidad= 21000 ppm, con trazas de sedimento, temp: 61°C, PH-8, dens. 1.004 gr/cc. PTP=3100 psi, PTR=600 psi (8 hrs.), se cambió a 1/2", desalojando 100% agua, salinidad= 17000 ppm, con trazas de sedimento, temp: 64°C, PH-8, dens. 1.006 gr/cc. PTP= 2080 psi, PTR=623 psi (8 hrs.), se cerró el pozo, registrando presión máxima de 4300 psi. Se bajó la barra calibradora 1 11/16" a 84 m, se suspendió porque se observó la flotación de la misma, se procedió a sacar la barra calibradora a la superficie y se le agregó peso; se volvió a bajar la barra calibradora con resistencias, logrando vencerlas y llegando a la profundidad de 3610 m, se sacó dicha barra, posteriormente se armó la sonda de registro de presión. Con la sonda se tomaron registros por estaciones cada 250 m hasta 3600 m, (tabla 8) al terminar, se retiró la sonda y se bajó el barril muestrero a 3630 m, tomando muestra de fluido y retirando muestrero (vol. recuperado=954 ml, agua=100%, trazas de sedimento, dens.=1.005 gr/cc, sal.=18500 ppm). Desplazándose agua de mar por lodo de 1.83 gr/cc E.I., se observó escurrimiento, se aumentó la densidad del lodo en presas a 1.89 gr/cc y se obtuvo el intervalo.

En el Laboratorio de Yacimientos se analizaron las muestras de agua recuperadas, los resultados indicaron que se trata de agua salada, con un PH de 7 y con una salinidad de 12400 ppm, otras muestras analizadas indicaron un PH que varió de 6 a 8 y con una mayor salinidad.

Gradiente Estático Descendente



Estación	Profundidad MD	Profundidad TVD	Temperatura °C	Presión psia	Presión Kg/cm2	Gradiente* Kg/cm2 / m	Densidad gr/cc
1	0	0	31.3	4273.85	299.4		
2	250	250	63.6	4638.82	325.1	0.1026	1.026
3	500	500	67.9	4996.18	350.2	0.1005	1.005
4	750	750	71.7	5353.26	375.3	0.1004	1.004
5	1000	1000	72.4	5710.08	400.4	0.1003	1.003
6	1250	1250	77.4	6067.20	425.5	0.1004	1.004
7	1500	1500	82.1	6422.20	450.5	0.0998	0.998
8	1750	1750	88.1	6776.63	475.4	0.0997	0.997
9	2000	2000	93.8	7130.36	500.3	0.0995	0.995
10	2250	2250	99.4	7481.37	525.0	0.0987	0.987
11	2500	2500	103.8	7830.45	549.5	0.0984	0.984
12	2750	2750	108.6	8180.74	574.1	0.0983	0.983
13	3000	3000	110.3	8529.77	598.7	0.0983	0.983
14	3250	3250	114.9	8877.54	623.1	0.0980	0.980
15	3500	3496.9	121.2	9223.88	647.5	0.0982	0.982
16	3600	3556.7	123.5	9362.06	657.2	0.1012	1.012

* $\frac{p(n)-p(n-1)}{d(n)-d(n-1)}$

Tabla. 8. Registro de presión estático por estaciones.

XII.- ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO

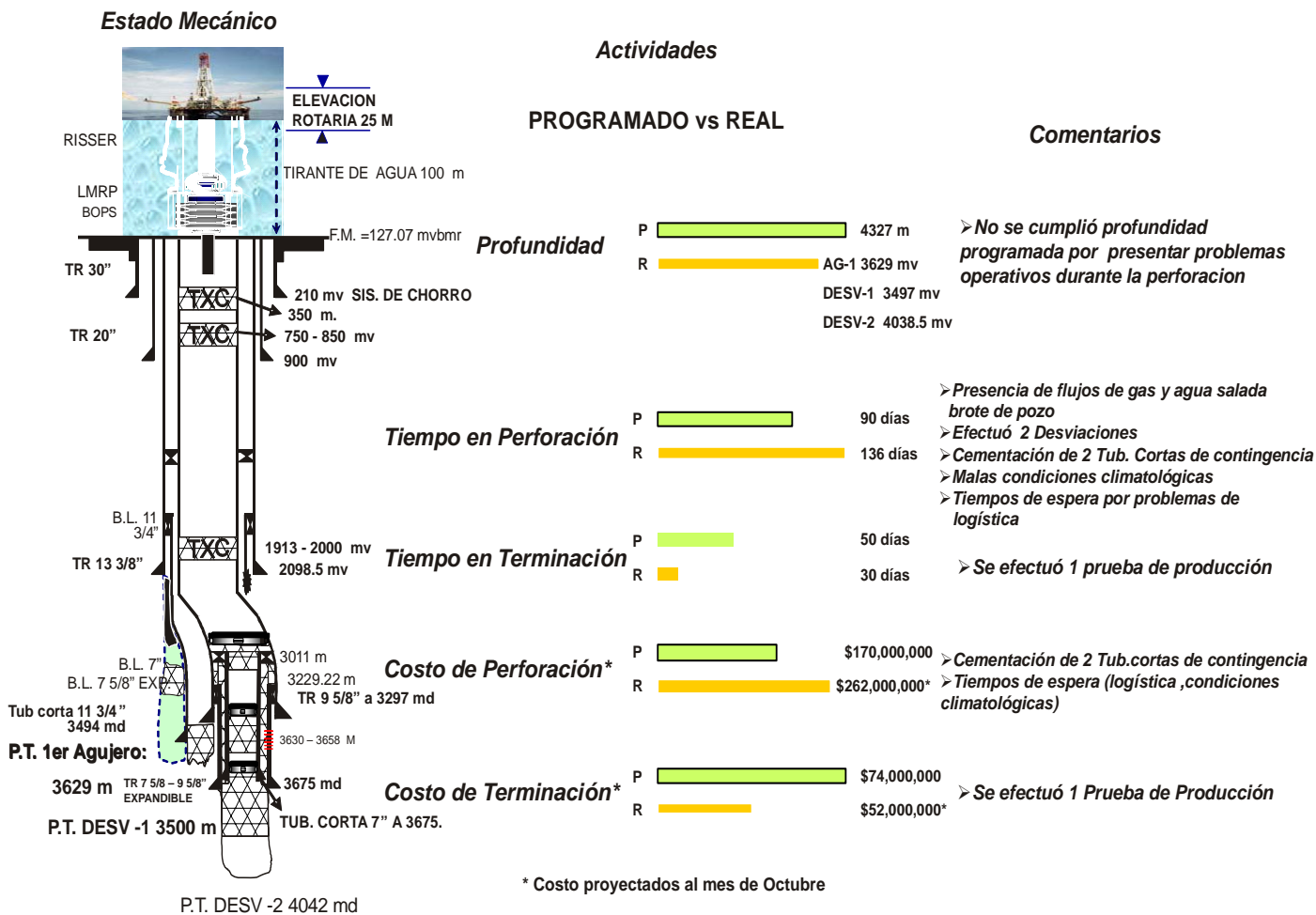
XIII.1- Costo Programado:

Perforación	\$ 170, 000, 000.00 M.N.
Terminación	\$ 74, 000, 000.00 M.N.
Total	\$ 244, 000, 000.00 M.N.

XIII.2- Costo Real (Preliminar):

	Perforación	\$ 262, 000, 000.00 M.N.
Octubre 2005	Terminación	\$ 52, 000, 000.00 M.N.
	Total	\$ 314, 000, 000.00 M.N.

PUMA-1



XIII.- COMENTARIOS

- En el pozo Puma-1 la profundidad programada fue de 4327 mbmr, alcanzando una profundidad de 3629 mbmr en el agujero original, debido a problemas mecánicos y de inestabilidad del agujero, se realizó una desviación a la profundidad de 2134 mbmr, perforando hasta 3500 mbmr. Posteriormente, al rebajar cemento, se realizó una segunda desviación alcanzando la profundidad total de 4042 mbmr.
- El pozo cumplió con su objetivo. Evaluó el potencial petrolero del Mioceno Superior, Medio e Inferior, se comprobó que la roca generadora existe, ya que se tuvieron manifestaciones de gas. La roca almacenadora la constituyen areniscas de muy buena porosidad y permeabilidad. La roca sello representa un espesor de 900 m de lutitas. Las vías de migración están representadas a través de fallas generadas por los diapiros de sal o arcilla. La trampa definida es de tipo estratigráfico-estructural. Con respecto a la sincronía, ésta si existió. El principal problema fue que el pozo quedó flanqueado con respecto a la estructura principal.
- Con éste pozo se perforó una secuencia terrígena de lutitas, intercaladas con cuerpos pequeños de litarenitas ligeramente arcillosas. Hasta la profundidad de 3545 m, estas secuencias van del Pleistoceno Superior al Mioceno Inferior, y son depósitos asociados a canales y abanicos submarinos en ambientes nerfíticos y batiales.
- No se perforó hasta la profundidad programada de 4327 m, debido a que la litología observada en las muestras de canal correspondía a lutitas; además, sísmicamente no se observaron horizontes de interés, por estas razones se decidió terminar el pozo a 4042 mbmr.
- En los objetivos originalmente propuestos, no se presentaron desarrollos arenosos de interés. Sin embargo, en el intervalo 3557 a 3625 m, se presentaron desarrollos arenosos con espesores de 68 m, los cuales manifestaron gas, con lecturas de 162 y 950 unidades a 3550 y 3562 metros respectivamente, durante la perforación.

- Los objetivos propuestos fueron tres: para el objetivo uno se programó la cima a 2532 m, este objetivo no se cumplió ya que al perforar no se observó ningún cuerpo de arena, tampoco hubo manifestación de hidrocarburos. El objetivo dos fue programado a la profundidad de 3307 m, no observándose cambio alguno. El objetivo tres fue programado a 3744 m. Ninguno de los tres objetivos se cumplió.
- Con la perforación del pozo Puma-1, se localizó, en el intervalo 3545 a 3660 m, un cuerpo de areniscas con pequeñas intercalaciones de lutita con buenas porosidades, que varían de un rango de 19 a 24.4%, y permeabilidades, con valores de 1.25 hasta 178.4 milidarcys,
- En la columna estratigráfica cortada se encontró el Mioceno Inferior, lo cual no fue programado, también se localizó fauna retrabajada del Oligoceno.
- Se efectuó una prueba de producción al intervalo 3630-3658 m, del cual fluyó agua con una salinidad de 12 400 ppm, PH-7, densidad de 1.06 gr/cc, por estrangulador de ¼" y con una presión de 4650 psi.
- La etapa de perforación se atrasó 46 días, con respecto al programa de 90 días, debido a problemas mecánicos principalmente, realizándose ésta en 136 días. Sólo se realizó una prueba de producción de las dos contempladas. En esta última etapa, de los 50 días programados sólo se ocuparon 46.
- Los tiempos perdidos que más impactaron en el costo del pozo fueron:
 - El brote del pozo en el primer agujero, que requirió de 23 días para controlarlo.
 - La desviación del pozo en la tubería corta de 11 ¾", con un tiempo de 17 días, que finalmente quedó abandonado.
 - Al bajar la tubería corta expandible de 7 5/8" x 9 5/8", teniendo un día de atraso, por problemas al efectuar las operaciones de cementación, por lo que se optó por bajar otra tubería normal de 7", quedando abandonada la tubería expandible.
- El pozo Puma-1, se dio por terminado oficialmente, el 13 de Octubre de 2005, como Improductivo Invasado de agua salada de 12 400 ppm PH-7.

XIV.- RECOMENDACIONES.

- Se recomienda efectuar una Desviación hacia el Oeste, buscando una mejor posición estructural, ya que se tuvieron buenas manifestaciones de gas, lo cual da la posibilidad de encontrar hidrocarburos económicamente explotables, alejándose del contacto de agua-gas.
- La migración sísmica, definió con mayor precisión la geometría de la trampa. Observándose una estructura hacia el oeste del pozo Puma-1, la cual no se pudo perforar por medio de una Desviación debido a falta de presupuesto.
- Se debe tener un mejor diseño de las TR's ya que se cementaron tuberías que no estaban consideradas en el diseño original, incrementando el costo del pozo y limitando la toma de la información.
- No se deben introducir nuevas tecnologías de perforación al pozo exploratorio, ya que al no conocer el subsuelo se corre el riesgo de tener problemas operativos y perder agujeros. Es preferible, introducir y probar estas tecnologías en campos ya probados. Tenemos de ejemplo la tubería de revestimiento expandible y las barrenas bicéntricas que han limitado la toma de información e impactado a la economía del pozo.
- Con los resultados de la perforación de un solo pozo no se debe condenar esta área, ya que en el sur de Texas, E.U., se tienen campos con buenas producciones de gas.

XVI.- BIBLIOGRAFÍA.

- **Caraveo-Miranda, C., et al. (2004).** Localización Anoma-1, PEMEX Exploración Producción. Informe No. ARE-RN-119: Reporte interno. 128 Págs.
- **Echánove Echánove, O. (1971).** Informe final pozo: Nardo-1. Superintendencia General de Exploración. PEMEX.
- **Echánove Echanove, O. (1988).** Geología Petrolera de la cuenca de Burgos. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (Vol. 38, Num. 1).
- **González-García, R. y Holguín-Quiñones, N. (2001).** Las rocas generadoras de México. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (Vol. 1 y 2).
- **Hernández-Flores, E, R. (2003).** Delta del Bravo ¿Tectónica de sal o tectónica de arcilla?. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (Vol. 1 y 2).
- **Ortiz-Ubilla, A. y Tolson, G. (2004).** Interpretación estructural de una sección sísmica en la región Arcabuz-Culebra de la Cuenca de Burgos, NE de México. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas pág. 10.
- **Payan-Bañales, E. (2005).** Descripción de muestras de canal pozo: Anoma-1, intervalo 2600-2625 m. Caracterización de yacimientos. PEMEX: Reporte interno.
- **Rodríguez-Lara V. (2003).** Informe geológico final pozo: Nejo-1. PEMEX: Reporte interno.
- **Santiago, A. J., Carrillo, J. B. y Martella, B. A.** Geología petrolera de México. PEMEX: Reporte interno.
- **Vivo-Laurent, J. (1973).** Informe Final del pozo: Neptuno-1 A. PEMEX: Reporte interno.
- **Ziga-Rodríguez, G., Ramos-Gallardo, H., Téllez-Avilez, M. y Bernabé-Martínez, G.** Sistemas generadores de la Cuenca de Burgos. PEMEX.