

EVALUACION DE LAS RESERVAS DE GAS EN LOS YACIMIENTOS PORTACHUELO Y MIRADOR, LOTE III, NOROESTE DEL PERU

James Dick, Héctor Cornejo, J. Chunga, G. Portella, E. Santamaría
Mercantile Peru Oil & Gas S.A. Peru

RESUMEN

La presencia de gas en Portachuelo y Mirador fue conocida desde inicios de los años cincuenta. El propósito del estudio fue determinar el nivel de reservas de gas y establecer la factibilidad de desarrollar un proyecto de similar magnitud.

En esta área el gas está en el reservorio Salina Mogollón y está en arenas separadas, generalmente sobreyaciendo a las arenas de petróleo. La perforación a espaciamiento normal durante el desarrollo del campo encontró sólo gas en áreas inmediatamente adyacentes al Oeste y Este de Portachuelo; con arena neta que supera los 80 pies y regímenes de flujo en un rango mayor a 2 MMPC/día.

El estudio se enfocó para hacer un detallado análisis de los pozos perforados durante el Programa de desarrollo 1996 y correlacionar estos análisis con los resultados de pruebas en otros viejos pozos. La información se complementó con una revisión de la historia de perforación para identificar muestras de gas indicadas por blowouts, registros de temperatura y pruebas de producción.

Se efectuó una prueba isocronal modificada sobre los mejores pozos, con el objetivo de encontrar el potencial absoluto de flujo abierto, presión del reservorio, daño, permeabilidad y radio de investigación. Durante el proceso de pruebas, se corrió prueba en tiempo real para asegurar que los cierres periódicos fueran suficientemente grandes. Estas pruebas permitieron estimar el tamaño y continuidad del reservorio; y la geometría del bloque analizado.

Los resultados indicaron presencia de bloques depletados por pozos existentes. Al mismo tiempo se identificó reservorios con presiones originales en áreas adyacentes a las zonas productoras de petróleo. Además, se encontró que la permeabilidad del reservorio es muy variable y fue común encontrar daño a la Formación.

El Gas In Situ para los yacimientos Portachuelo y Mirador es 719.1 BCF; y se tiene que las reservas probadas de gas a Diciembre de 1998 son 150.4 BCF.

INTRODUCCION

El área de estudio esta localizada en el Lote III, Noroeste del Perú, aproximadamente a 40 Km al Sureste de la localidad de Talara (Figura 1).

Para la preparación del presente estudio, se revisó los estudios anteriores efectuados en la zona y los archivos y registros eléctricos de los pozos perforados, igualmente fue de utilidad la interpretación de la sísmica 3D corrida en 1996.

La mayoría de los pozos perforados en el Lote III durante el programa de 1996, estuvieron localizados al Oeste de Portachuelo; y encontraron gas, en algunos casos en bloques nuevos con presiones originales. Esto motivó el interés para evaluar la magnitud de las reservas de gas existentes en esta zona.

En 1997 se efectuó una prueba isocronal al pozo 13011 que encontró presiones de 3,057 psi y una producción de 3.47 MMPCD con bean de 15/32".

En 1998 se decidió efectuar pruebas especiales de gas a pozos representativos para cada gran bloque estructural determinado con sísmica; de esta manera se probaron los pozos 8017, 5553, 4440, 5950, 4310, 5517 y 13024.

El objetivo de este trabajo fue evaluar las reservas de gas existentes en los yacimientos de Portachuelo y Mirador, para lo cual se revisó la información existente y se efectuaron pruebas especiales en pozos ya perforados.

GEOLOGIA

El área de estudio se localiza en la parte Sur de la cuenca Talara.

La secuencia estratigráfica en los Yacimientos Portachuelo y Mirador está conformada por intercalaciones de areniscas, conglomerados y lutitas de edad Paleozóica, Cretácea, Terciaria y Reciente.

El Paleozoico esta representado por el Grupo Amotape (Pensilvaniano) y consta de cuarcitas, argilitas fracturadas y pizarras; es roca reservorio en la parte este del Yacimiento Portachuelo como consecuencia de su porosidad de fractura. El máximo espesor del Grupo Amotape atravesado es de 6,000 pies (pozo 5237).

La secuencia continua con la Formación Redondo del Cretáceo Superior, el cual está conformado por conglomerados, arenisca y lutitas intercalados con espesores de hasta 1100 pies.

Formación Balcones del Paleoceno, está constituida principalmente por lutitas intercaladas con areniscas de grano fino a medio con un espesor de hasta 2000 pies, esta formación ha obtenido pequeña producción de petróleo en el área de estudio.

Formación Salina Mogollón del Eoceno Inferior, consta de 1600 pies de intercalaciones de areniscas, lutitas marinas y algunos conglomerados; se han distinguido hasta 46 cuerpos arenosos de 10 a 30 pies de espesor, separados por lutitas.

Formación Palegreda (Eoceno Inferior), está conformada por lutitas marinas de hasta 1,300 pies de espesor.

Formación Pariñas (Eoceno Inferior), está presente en la parte Noroeste del área de estudio con espesores que van de 30 a 400 pies.

Formación Lutitas Talara (Eoceno Medio), constituida por lutitas marinas con algunos cuerpos arenosos locales, hasta 800 pies de espesor

Las Formaciones Chira, Verdún y Mirador (Eoceno Superior) pueden alcanzar en conjunto hasta 5,000 pies de espesor y que consisten de areniscas, conglomerados y lutitas de origen marino que en la zona de estudio no tuvieron producción comercial.

Los Yacimientos Portachuelo y Mirador están ubicados en el Alto Estructural de Portachuelo, el cual está constituido por bloques fallados. El fallamiento es predominantemente normal, con presencia de fallas que controlan toda la disposición estructural de los yacimientos. Se puede observar que el espesor de la Formación Salina es mayor en el flanco Oeste, donde alcanza un espesor de 1600 pies; mientras que en la parte alta de la estructura tiene alrededor de 500 pies; esto se aprecia igualmente en la sísmica 3D que se efectuó en parte del área de estudio. Este aumento de espesor hacia el Oeste también se observa en la Formación Redondo, lo cual indica que este cambio obedece a un efecto estratigráfico y estructural.

Los principales sistemas de fallamiento tienen una orientación Noreste - Suroeste y Oeste – Este, igualmente en las diferentes interpretaciones geológicas se han identificado varios sistemas de fallamiento menores, que han afectado las rocas terciarias.

ROCA RESERVORIO

Los principales reservorios presentes en Portachuelo y Mirador son las rocas del Grupo Amotape y Formación Salina Mogollón.

La Formación Salina Mogollón consta de 1600 pies de intercalaciones de areniscas, lutitas marinas y algunos conglomerados; se han distinguido hasta 46 cuerpos arenosos de 10 a 30 pies de espesor, separados por intervalos lutáceos; el espesor neto de gas supera los 80 pies en la parte Noroeste y Norte del área de estudio (Figura 3). Las porosidades medidas en estas areniscas son superiores al 15% y la permeabilidad varía entre 1 y 100 milidarcies. La Formación Salina Mogollón en los Yacimientos Portachuelo y Mirador se constituye como el único reservorio de importancia económica para la producción de gas.

Análisis Petrofísico

Como una etapa previa a la ejecución de las Pruebas de Gas se realizó la identificación de las arenas con potencial de gas en los diferentes pozos del área de estudio, encontrándose algunos en los que ya se había abierto las arenas de gas y otros con arenas de gas aún no abiertas.

En los pozos que ya habían probado gas se procedió a revisar los reportes de baleo y a seleccionar aquellas arenas que al abrirse a producción mostraron niveles altos de gas, para la determinación exacta

de los intervalos se utilizaron los registros eléctricos disponibles como Electrical Logs (SP - Resistividad) y Microlog. Se rebaleó estos intervalos y abrió aquellos no abiertos que mostraban características similares en los registros eléctricos.

Algunos pozos con arenas de gas sin abrir como los perforados en la campaña de 1996, contaban con Registros DualLaterolog y Registros de Porosidades y en algunos casos análisis de núcleos.

Por tratarse de un reservorio con buena permeabilidad, la Formación Salina Mogollón en Portachuelo y Mirador, permite distinguir a las arenas con presencia de gas por el cruce de las curvas de Porosidad del Registro Neutrón y Porosidad del Registro de Densidad (Crossover entre ϕ_D y ϕ_N). Normalmente estas curvas van paralelas en las arenas, pero el aumento de la ϕ_N a causa de una lectura anómala nos pone en evidencia las zonas gasíferas. En algunos casos si las arenas no son lo suficientemente limpias el cruce no será evidente, siendo necesaria la corrección de las lecturas de ϕ_D y ϕ_N por el volumen de arcilla, al plotear estas nuevas lecturas (Porosidades efectivas) ya se puede apreciar el crossover (sí se tratan en realidad de arenas de gas).

Otra herramienta usada con cierta eficacia es el Plot de Picket (Porosidad Efectiva vs Resistividad), de datos prácticos hemos calibrado con datos de núcleos este plot a nuestro reservorio ubicando las diferentes líneas de Saturación de Agua; de igual manera se ha determinado que los datos de las arenas de gas deberán ubicarse en este plot en la región de Resistividad mayor a 15 ohm-m, Porosidad mayor a 18% y Saturación de agua menor a 50%. Esto fue corroborado en el pozo 13024 (Figura 4).

PRUEBAS ESPECIALES

Para efectos del estudio se ha tomado pruebas en 8 pozos representativos, correspondientes cada uno de ellos a un bloque determinado con los mapas geológicos y sísmicos de la formación Salina Mogollón (Figuras 2 y 12).

En 1997 se probó el primer pozo, este fue el 13011 (Figura 5). La prueba isocronal fue simple y consistió en 4 flujos y 4 cierres en superficie. Los flujos de 3 horas y los cierres de 6 horas; y un cierre final de 56 horas. Para efectuar este trabajo se procedió de la siguiente manera:

- Sentó PKR a 5352', para aislar arenas inferiores y probar las arenas superiores en el intervalo 5330 – 5210 pies.
- Para controlar el pozo usó lodo de 11.5 #/gal. Sentó Standing Valve en el PKR.
- Baleó tubos a la profundidad de 5335 pies para comunicar de Forros a Tubos.
- Bajó por tubos Amerada con reloj a la profundidad de 5350', para medir presiones.
- Realizó flujo de limpieza y procedió a la prueba isocronal.
- Realizaron flujos y cierres por forros y en superficie.
- Tomó muestras para análisis de gas en la boca del pozo.
- Analizó la información con el programa PAN SYSTEM.

Se encontró una presión de 3,057 psi a la profundidad de 5,335 pies, permeabilidad de 0.77 milidarcies y un daño de - 0.28. La presión encontrada representa una presión original.

Posterior a las pruebas del pozo 13011, se hizo, en 1998, las pruebas a los otros 7 pozos utilizando Memory Gauge; a un grupo de estos pozos se les hizo las aperturas y cierres en superficie (5517, 8017, 5553 y 4440) y al otro grupo en el fondo (4310, 5950, 13024).

En la Figura 6 se muestra el diagrama general para una prueba de gas.

Prueba Isocronal Pozo 13024

El pozo 13024, perforado en noviembre de 1996, encontró en la formación Salina Mogollón arenas saturadas con petróleo y gas. Fue completado en las arenas inferiores, el resultado fue producción de agua; y se abandonó temporalmente. En Noviembre de 1998 se abandonó con un tapón las arenas de agua; y se abrieron las arenas saturadas con gas para la prueba isocronal.

Para efectuar la prueba se hizo el diseño de la instalación de subsuelo (Figura 7) y se procedió de la siguiente manera:

- Bajó y sentó tapón permanente ELDER 5 ½" a la profundidad de 5,581 pies, aislando las arenas abandonadas.
- Bajó PKR J-Lock de 5 ½" y sentó a 4,945 pies.

- Baleó a través de tubería el intervalo 5,306 - 5,122 pies.
- Hizo flujo de limpieza por 4 horas.
- Bajó y sentó Lock Mandrel en el Niple "X".
- Bajó herramienta SRO a 4,885 pies.
- Procedió a realizar la prueba isocronal.
- Tomó muestras para análisis de gas en la boca del pozo.
- Analizó la información con el programa SAPHIR de Halliburton.

La prueba isocronal tomada en tiempo real consistió en 03 periodos de flujo y 03 periodos de cierre con una duración de 05 horas cada uno; un 4° Flujo Extendido de 30 horas y un 4° Cierre final de 72 horas (Figura 8).

Cada flujo se realizó con estranguladores de 1/8", 1/4", 11/32", 3/8" y 5/16", lo cual nos dio una entrega de 2,129 MCFD, 2,983 MCFD, 4,915 MCFD, 5,373 MCFD y 4,975 MCFD respectivamente.

La presión inicial del reservorio es de 3,202 psi a la profundidad de 5,269 pies. A la profundidad de 4,885 pies la presión fue de 3,093 psi, esta presión se determinó mediante el gráfico de Horner. Se calculó que la permeabilidad está en el rango de 7.79 a 46.7 md; y el promedio es 27 md. Se calculó que el daño a la formación es bastante alto y está en el rango de 8.44 hasta 9.27; y el promedio es 8.85. El radio de investigación determinado es de 1,740 pies aproximadamente.

El gráfico de la derivada de la presión (Figura 9) muestra que esta curva se levanta en la parte final con una pendiente constante ($\pm 45^\circ$) lo que significa un evidente efecto de frontera y una respuesta a un estado pseudoestable; asumiendo esto, se determinó la pendiente cartesiana (presión vs tiempo) de 2.15 psia/hora en el 4° Flujo Extendido (Figura 8), que representa una línea característica de presión pseudoestable.

En estas condiciones cuando alcanza la frontera del reservorio, la presión del pozo declina en función del régimen de producción constante; y todos los puntos del reservorio alcanzan un estado denominado pseudoestable.

El área de drenaje total es depletada a un régimen constante y se calcula mediante la fórmula:

$$A_D = 0.2342 \text{ qsc} \cdot B_g / [\emptyset \cdot c_i \cdot h \cdot m]$$

$A_D =$	Área de drenaje	43.8 acres
$q_{sc} =$	Régimen de flujo	5,373 mcf
$B_g =$	factor de volumen de formación de Gas	0.00493 CF/scf
$\emptyset =$	Porosidad de la formación	18%
$c_i =$	Compresibilidad	$3.8 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$
$h =$	Arena neta de gas	52 pies
$M =$	Pendiente pseudoestable	2.15 psia/hora

Después de calcular el área de drenaje y otras propiedades de fluido y roca, se calcula el Gas In Situ (G_i). La saturación de agua considerada fue de 40%.

$$G_i = 43,560 \cdot A_D \cdot h \cdot \emptyset \cdot (1-S_w) / B_g$$

El Gas In Situ para el área del pozo 13024 es 3.8 BCF y con un factor de recuperación de 75% tenemos que las reservas de gas para este pozo son de 2.9 BCF

El Absolute Open Flow (AOF) determinado es de 18 MMPCD (Figura 10), donde también se aprecia los resultados de la prueba.

Resultados de las Pruebas de Gas

Los resultados de las pruebas y análisis efectuados (Figuras 11 y 12) nos muestran que el bloque B-03, probado con el pozo 5517 está depletado; se encontró una presión de cabeza de 50 psi y un caudal de solo 41 MCFD con bean de 1/8".

Los bloques B-08, B-09 y B-20 probados con los pozos 8017, 5553 y 4440 respectivamente, se encontraron parcialmente depletados. El pozo 8017 tiene 170 psi de presión fluyente en cabeza y su caudal es de 572 MCFD con bean de 3/8". El pozo 5553 tiene una presión fluyente de 250 psi en cabeza y su caudal es 317 MCFD con bean de 1/2". El pozo 4440 tiene una presión fluyente en cabeza de 250 psi y su caudal con bean de 3/8" es de 355 MCFD.

El pozo 5950 que probó al bloque B-25 tuvo una presión fluyente en cabeza de 450 psi; su caudal es de 864 MCFD con un bean de 3/8". Las pruebas de este pozo indican que tiene un daño a la Formación de 21.7; se estimó que, eliminando este daño podría tener un caudal de 1,390 MCFD con bean de 3/8". Los análisis del gas determinaron que este es muy seco, encontrándose 99.6 % de metano.

El pozo 4310, que probó al Bloque B-18 nos dio una presión fluyente de 600 psi en cabeza y un caudal de 2,865 MCFD con bean de ½". Se determinó un AOF de 3,825 MCFD.

El Pozo 13011, ubicado en el bloque B-13 nos dio un caudal de 3,470 MCFD con bean de 15/32" a la presión fluyente de cabeza de 2,300 psi. Se determinó un AOF de 6,800 MCFD. Se probó 02 arenas con gas de 22 pies, quedando 30 pies de arena neta detrás del casing sin probar.

El pozo 13024, ubicado en el bloque B-12 dio un caudal de 5,373 MCFD con bean de 3/8" a la presión fluyente de cabeza de 2,180 psi. El AOF determinado es de 18,000 MCFD (Figura 10). El pozo fue probado en 52 pies de arena de gas, quedando 40 pies de arena neta sin probar detrás de casing.

Los valores del AOF encontrados en los pozos 4310, 13011 y 13024 son similares a los resultados de los viejos pozos de gas, cuando estos fueron completados.

Para la determinación del AOF se ha seguido el método de Rawlins and Shellhardt graficado en escala log-log, mediante la siguiente ecuación:

$$q = c [(Pr^2 - Pwf^2)^n]$$

donde:

- q = régimen de flujo
- Pr = presión del reservorio
- Pwf = presión fluyente
- c = coeficiente de performance
- n = exponente

El coeficiente de performance "c" para el pozo 13024 es 0.075MPCD/psi² y el valor de "n" es de 0.7759.

Por análisis cromatográfico se ha determinado la presencia de líquidos de gas natural. Los principales resultados son 0.346 Gal/MPC en el pozo 13011 ubicado en el bloque B-13, 0.362 Gal/MPC en el pozo 4310 en el bloque B-18; y 0.460 Gal/MPC en el pozo 13024 localizado en el bloque B-12.

RESERVAS DE GAS

Para Portachuelo y Mirador se presenta 28 bloques estructurales (Figuras 2 y 12), de estos se ha probado por gas a 8 pozos los cuales confirmaron las reservas de gas en toda el área. Para los bloques no probados a la fecha, se determinó las reservas tomando los parámetros encontrados en los bloques vecinos.

Cálculo de Reservas del pozo 13024 y del Bloque B-12.

Para el pozo 13024, se ha realizado cuatro métodos para calcular y determinar el Gas In Place: Análisis de Flujo Extendido, Balance de Materiales, Determinación en Chart (The Petroleum Engineer Publishing Company) y finalmente por Determinación Gnomográfica (Halliburton). Las reservas probadas recuperables de gas representan aproximadamente el 75% del Gas In Situ.

- Análisis de Flujo Extendido

Basados en el análisis de flujo pseudoestable, se obtiene un área de drenaje de A=77.4 acres; el Gas In Place es 3.8 BCF y las reservas recuperables es 2.9 BCF.

- Balance de Materiales

Con información de presiones $P_1=3094$ psi y $P_2=3062$ psi antes y después de la prueba, isocronal, se calculó B_{g1} y B_{g2} , y otras propiedades de roca y fluido, luego se calculó el área de drenaje A=71.4 acres; el Gas in Place es 3.5 BCF y las reservas recuperables con un factor de recuperación de 75% es 2.7 BCF.

- Determinación en Chart (The Petroleum Engineer Publishing Company)

El Gas in Place por acre-ft, es función del factor de volumen de formación del gas. El gas In Place es 4.3 BCF. A la presión de abandono de 500 psia las reservas recuperables es 3.6 BCF.

- Determinación Gnomográfica (HLS)

Con el área obtenido en el análisis de flujo extendido y las propiedades de roca y fluido, se ha determinado el Gas in Place de 4.4 BCF y las reservas recuperables con un factor de recuperación de 75% es 3.3 BCF.

Finalmente el Gas In Place para el pozo 13024 es 4 BCF, que se ha calculado promediando los resultados de los cuatro métodos y las reservas recuperables son 3 BCF.

Para el cálculo del Gas In Place del bloque B-12, se ha utilizado la información obtenida en la prueba del pozo 13024 para un área de 418 acres y un espesor de 92 pies. Así tenemos que el Gas in Situ es 29 BCF; y las reservas recuperables son 21 BCF, que representa el 75% del Gas In Situ.

Reservas de los yacimientos Portachuelo y Mirador

El cálculo de Gas in Situ y las reservas recuperables para el área de estudio se ha efectuado siguiendo el método utilizado para el bloque B-12 del pozo 13024.

El Gas In Situ calculado para Portachuelo y Mirador es de 719 BCF; considerando un factor de recuperación muy conservador (66 %) se tiene que las reservas recuperables de gas son de 477 BCF; de estas 150 BCF son probadas y 99 BCF son probables.

CONCLUSIONES

- Las pruebas isocronales con flujo extendido sigue siendo una herramienta efectiva para medir la capacidad de entrega de gas del pozo y determinar reservas de gas del bloque probado.
- La ocurrencia de gas en el área de estudio se encontró tanto en la cresta como en los flancos del "Alto Portachuelo".
- Las presiones encontradas fueron muy variadas, indicando una compleja historia de producción.
- Las pruebas indicaron por una parte la presencia de bloques depletados por pozos existentes; y por otro lado la presencia de reservorios con presiones originales en áreas adyacentes a las zonas productoras de petróleo.

CONTRIBUCION TECNICA

Usando técnicas modernas se ha podido identificar con bastante precisión las arenas de gas.

Se ha conseguido un mejor entendimiento de yacimientos de gas en la cuenca Talara; otros yacimientos pueden ser evaluados en forma similar.

Los resultados están comprendidas dentro de un yacimiento estructuralmente complejo.

BIBLIOGRAFIA

- " Natural gas Reservoir Engineering", Chi U. Okoku, 4° Edición 1984
- " Gas Well Testing, Theory and Practice". Energy Resources Conservations Board Guide Series Alberta, Canadá – Fourth Edición, 1979.
- " Handbook Of Natural Gas Engineering", por Donald L. Katz.
- " Estudio de Gas en AreasDesarrolladas del yacimiento Portachuelo" Lote III, NorOeste del Perú, Departamento Técnico, Julio 1997.
- " Well testing", Jhon Lee, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982
- " Evaluación de Desarrollo Adicional Yacimiento Mirador" W. Navarro C., Dic. 1989, Petroperú
- " A. Petrophysical Evaluation of the Salina Formations. Well 13024 Portachuelo Field", Talara, Perú. D & S Reservoir Eng. Ltd.
- " Reservoir Engineering Analysis", R. Aguilera 1998.
- " Evaluación Pruebas de Presión-Propducción y Expectativa de Desarrollo Adicional, Estructura Corvina", Lote Z-30, IT-02445, Setiembre 1995, Petroperú.
- " Geology and entrapment history of the Portachuelo Salina pool, Talara Basin, Perú", Hay-Roe H. Zuñiga F. and Montoya A., 1983.

FIGURAS

1. MAPA INDICE
2. MAPA ESTRUCTURAL (SISMICA) TOPE FORMACION SALINA MOGOLLON
3. MAPA ARENA NETA GASIFERA
4. ANALISIS DE REGISTROS – POZO 13024
5. INSTALACION DE SUBSUELO – POZO 13011
6. DIAGRAMA DE LA PRUEBA DE GAS
7. INSTALACION DE SUBSUELO – POZO 13024
8. COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO – POZO 13024
9. DERIVADA DE LA PRESION EN EL CUARTO CIERRE – POZO 13024
10. DETERMINACION DEL AOF – POZO 13024
11. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE GAS
12. MAPA DE AREAS PROSPECTIVAS DESPUES DE LAS PRUEBAS DE GAS
13. DETERMINACION DE RESERVAS DE GAS – POZO 13024

FIGURA 1

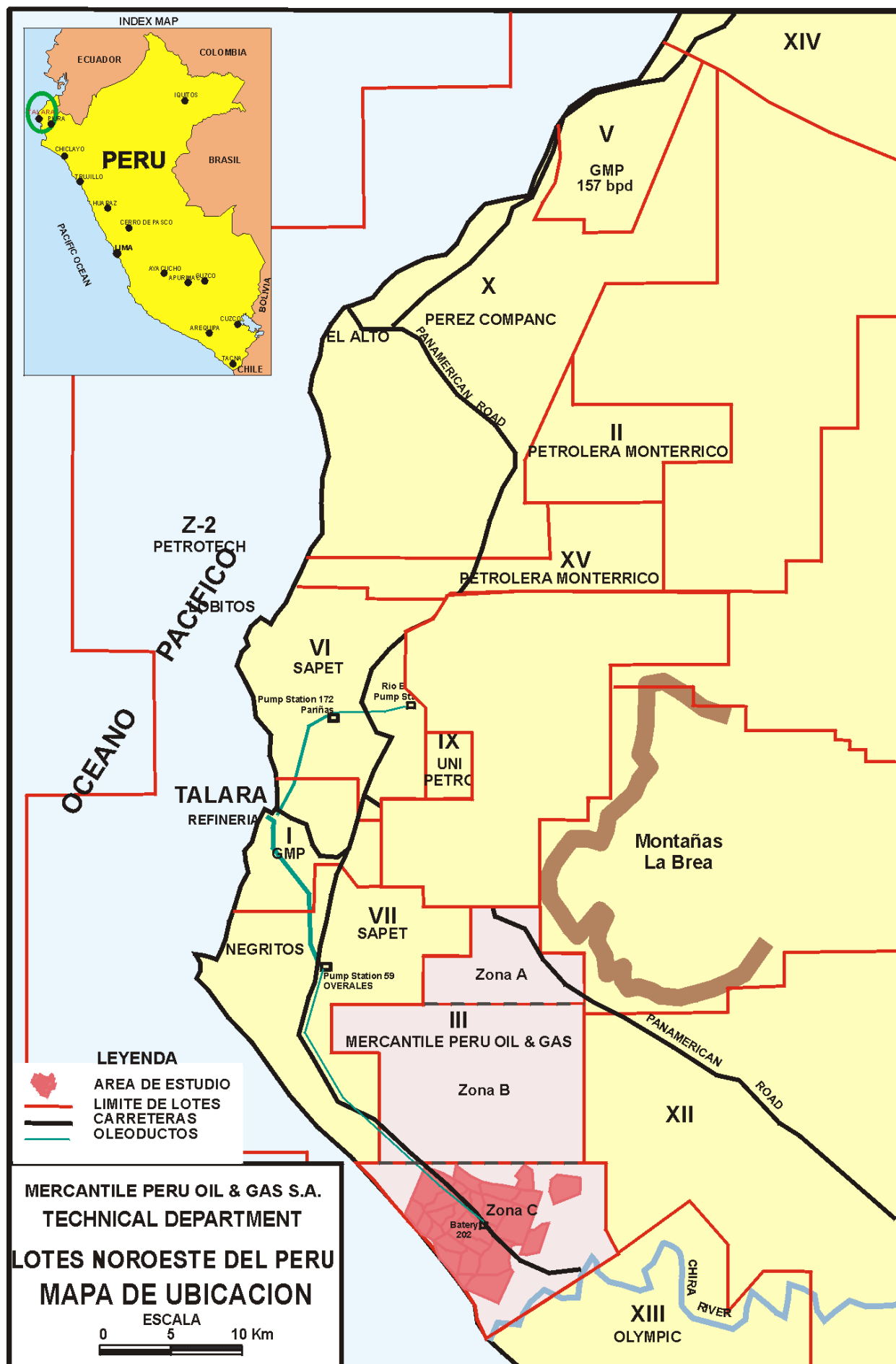
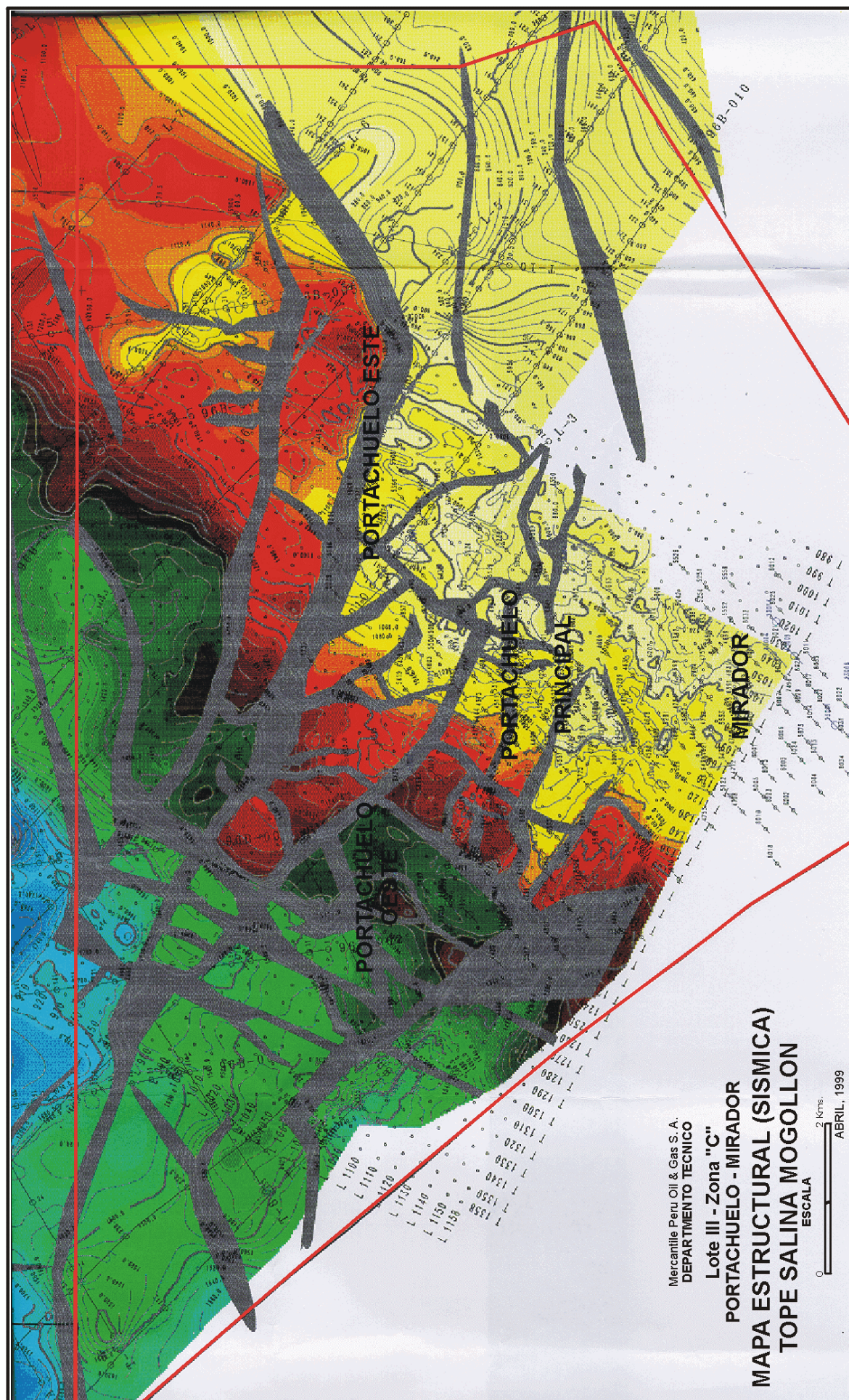


FIGURA 2



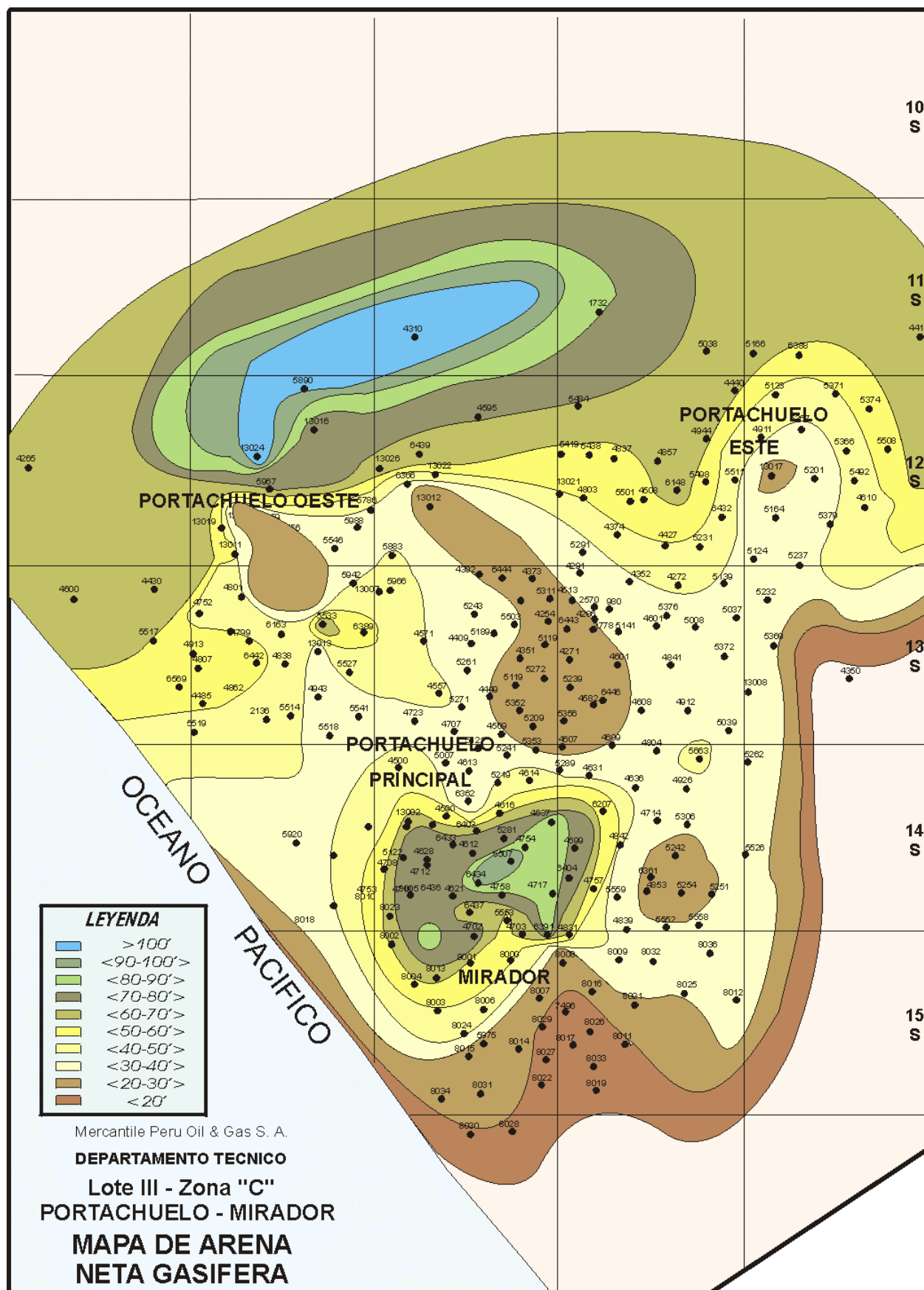


FIGURA 3

POZO 13024 ANALISIS DE REGISTROS

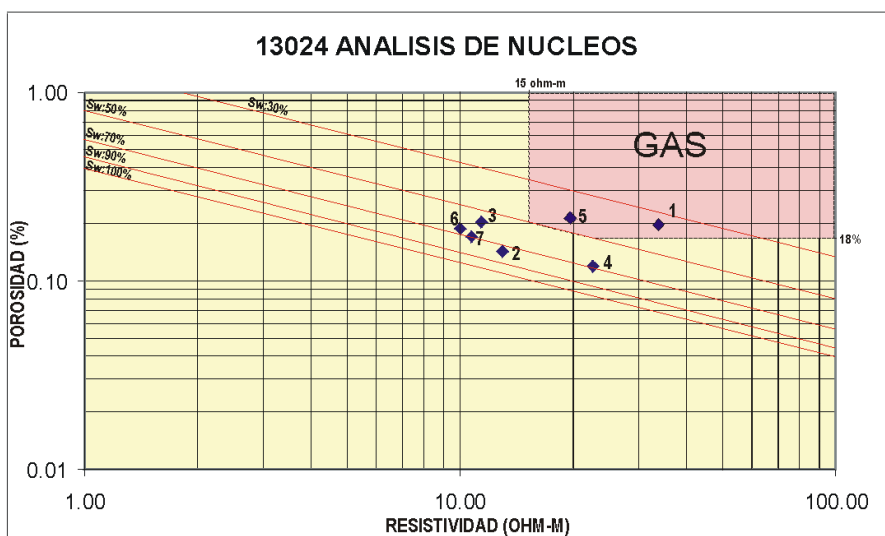
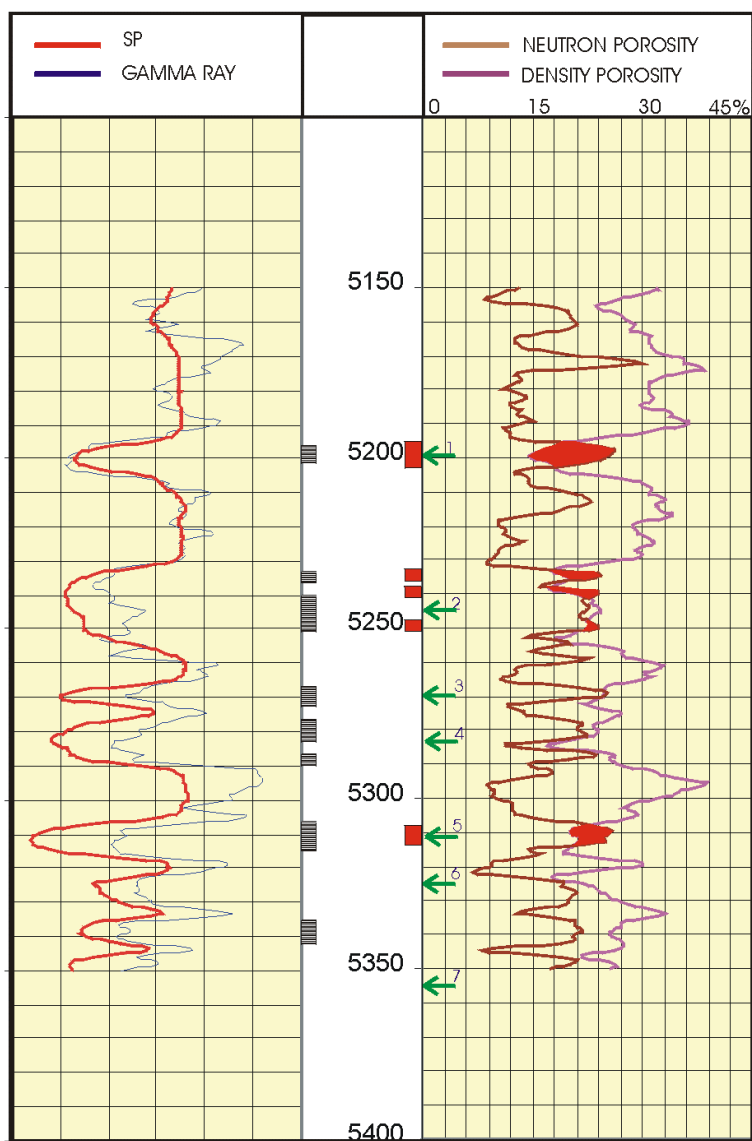


FIGURA 4

GAS TESTING SUBSURFACE INSTALLATION 13011 - WEST PORTACHUELO

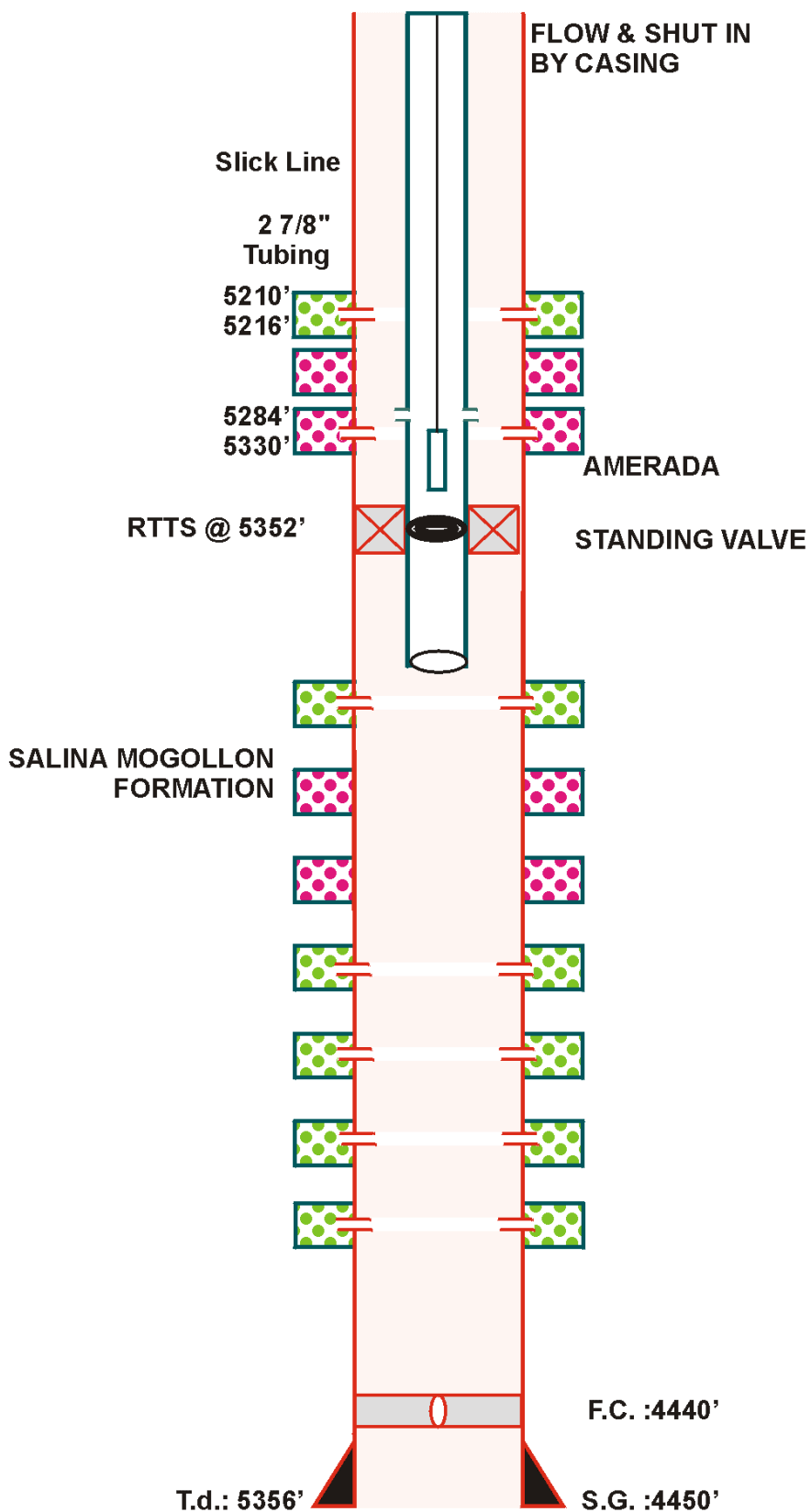


FIGURA 5

DIAGRAMA DE LA PRUEBA DE GAS DIAGRAMA DE LA PRUEBA DE GAS

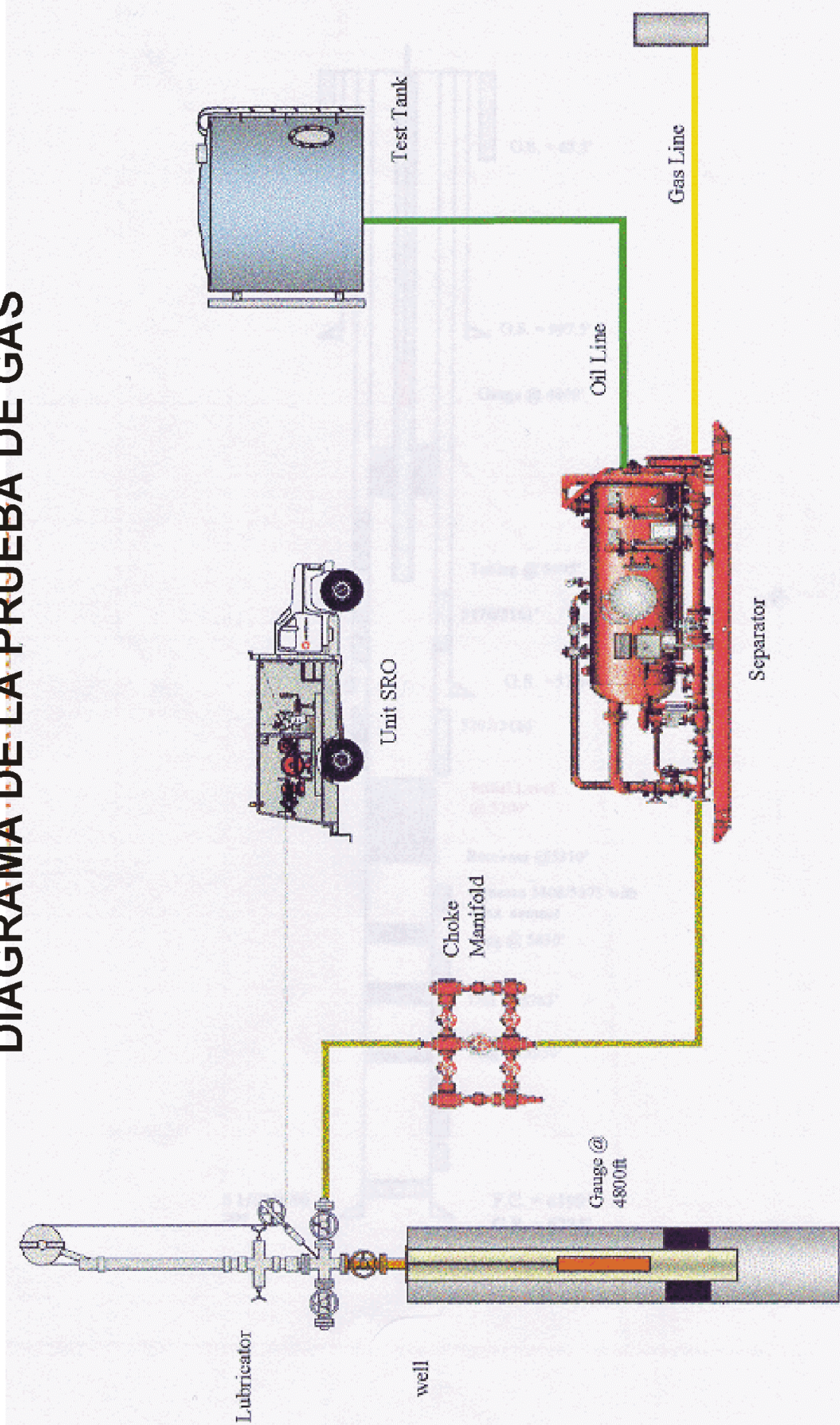


FIGURA 6

GAS TESTING SUBSURFACE INSTALLATION 13024 - WEST PORTACHUELO

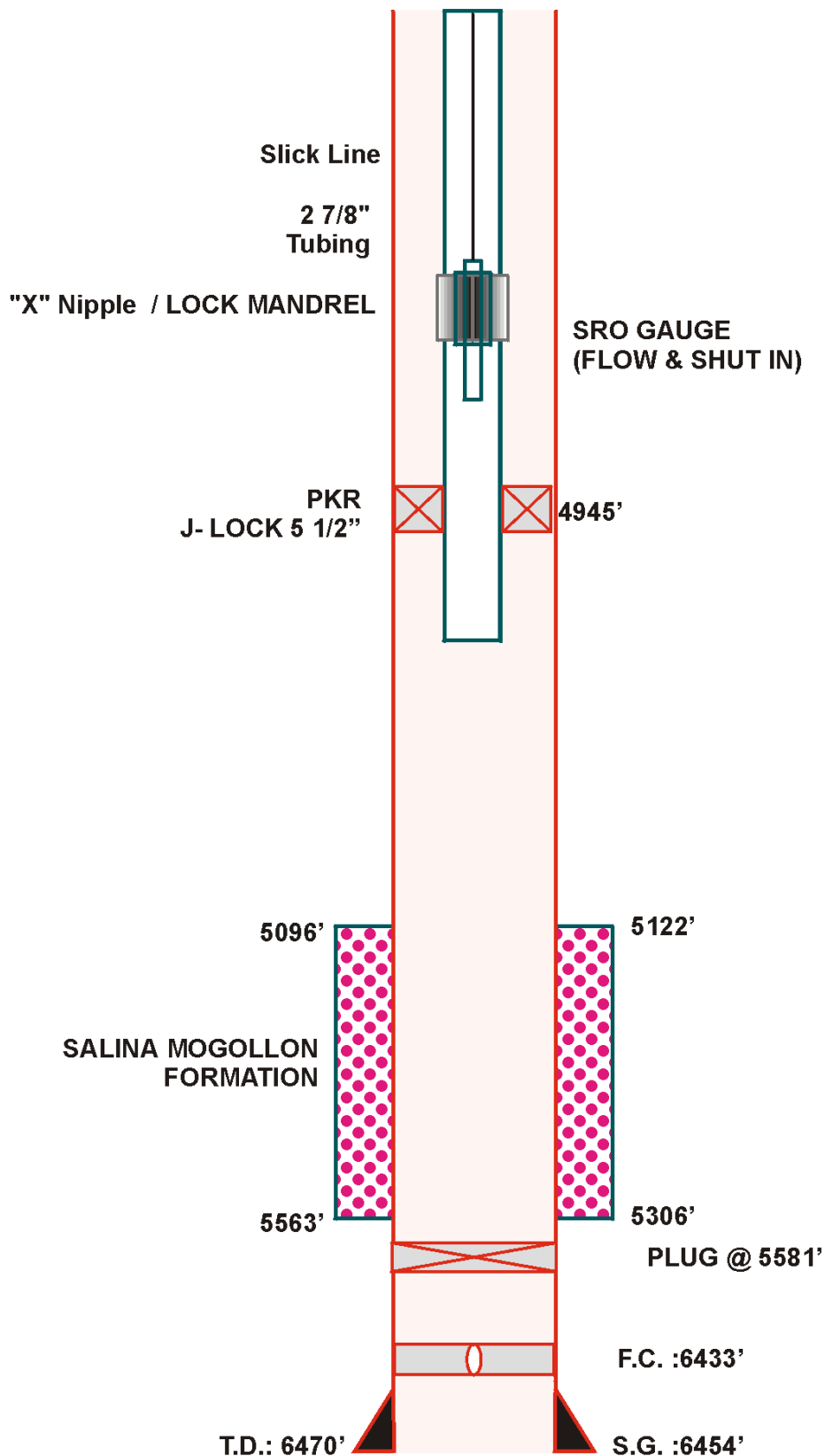


FIGURA 7

COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO
POZO 13024

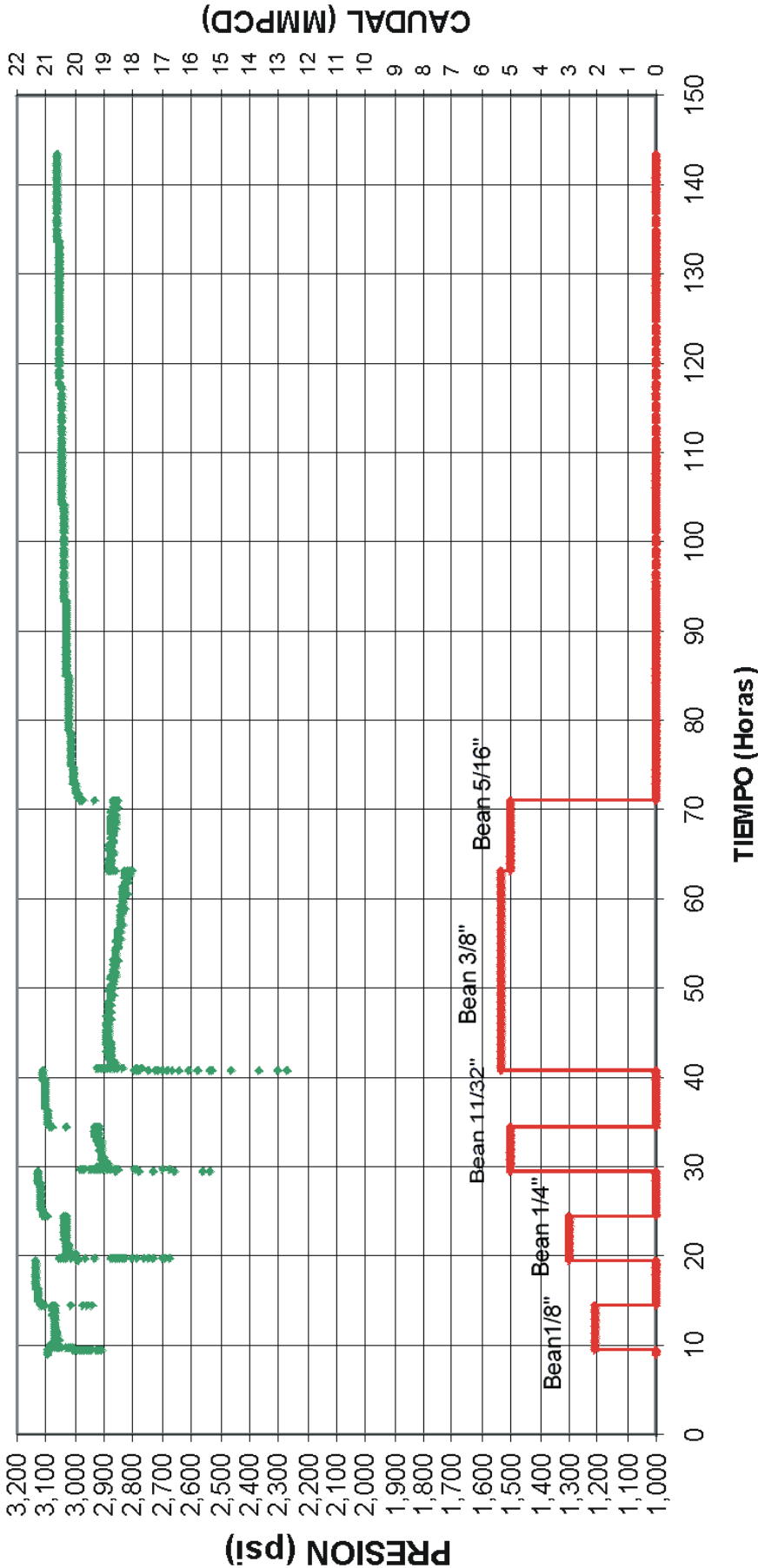


FIGURA 8

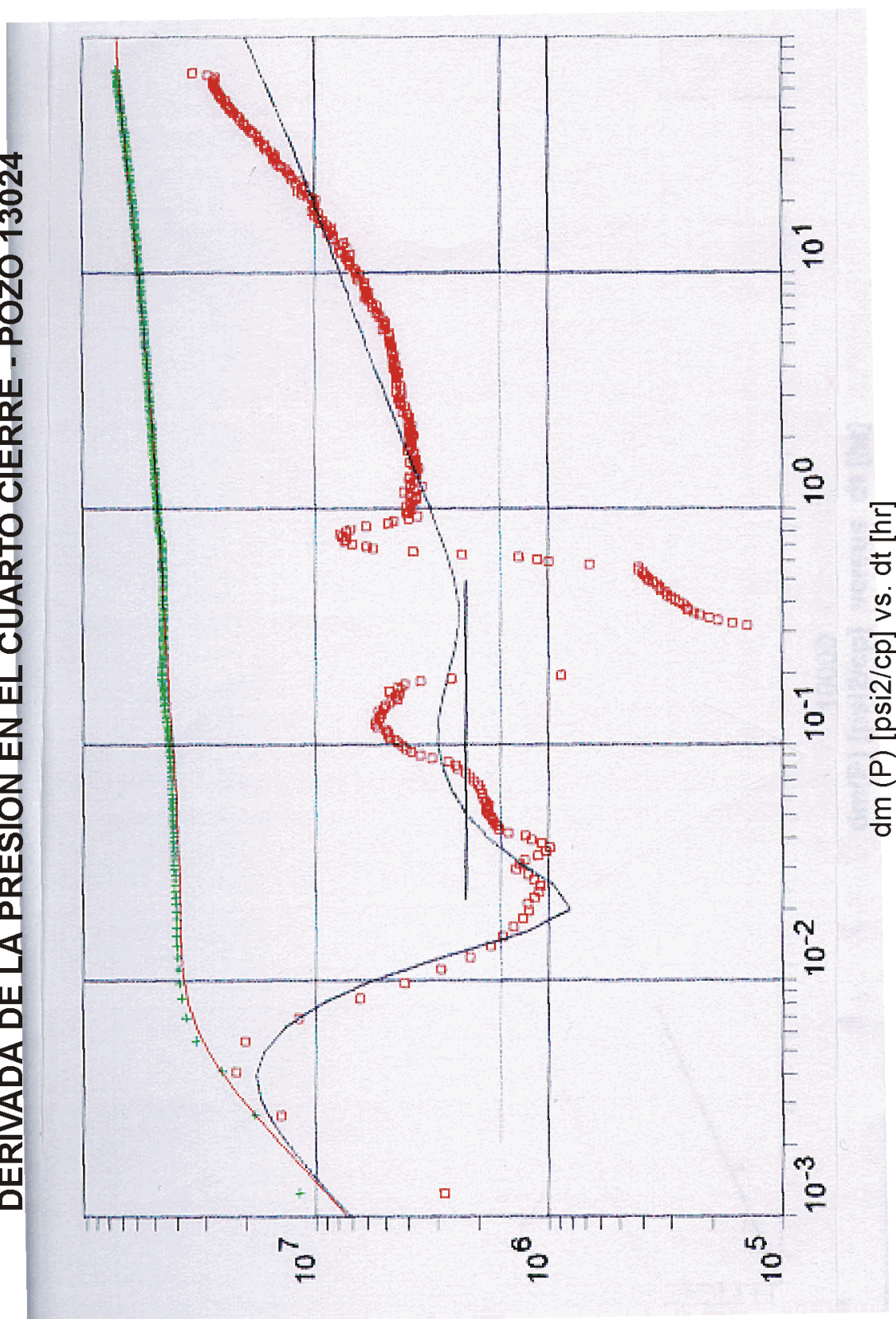
DERIVADA DE LA PRESION EN EL CUARTO CIERRE - POZO 13024 $dm(P)$ [psi²/cp] vs. dt [hr]

FIGURA 9

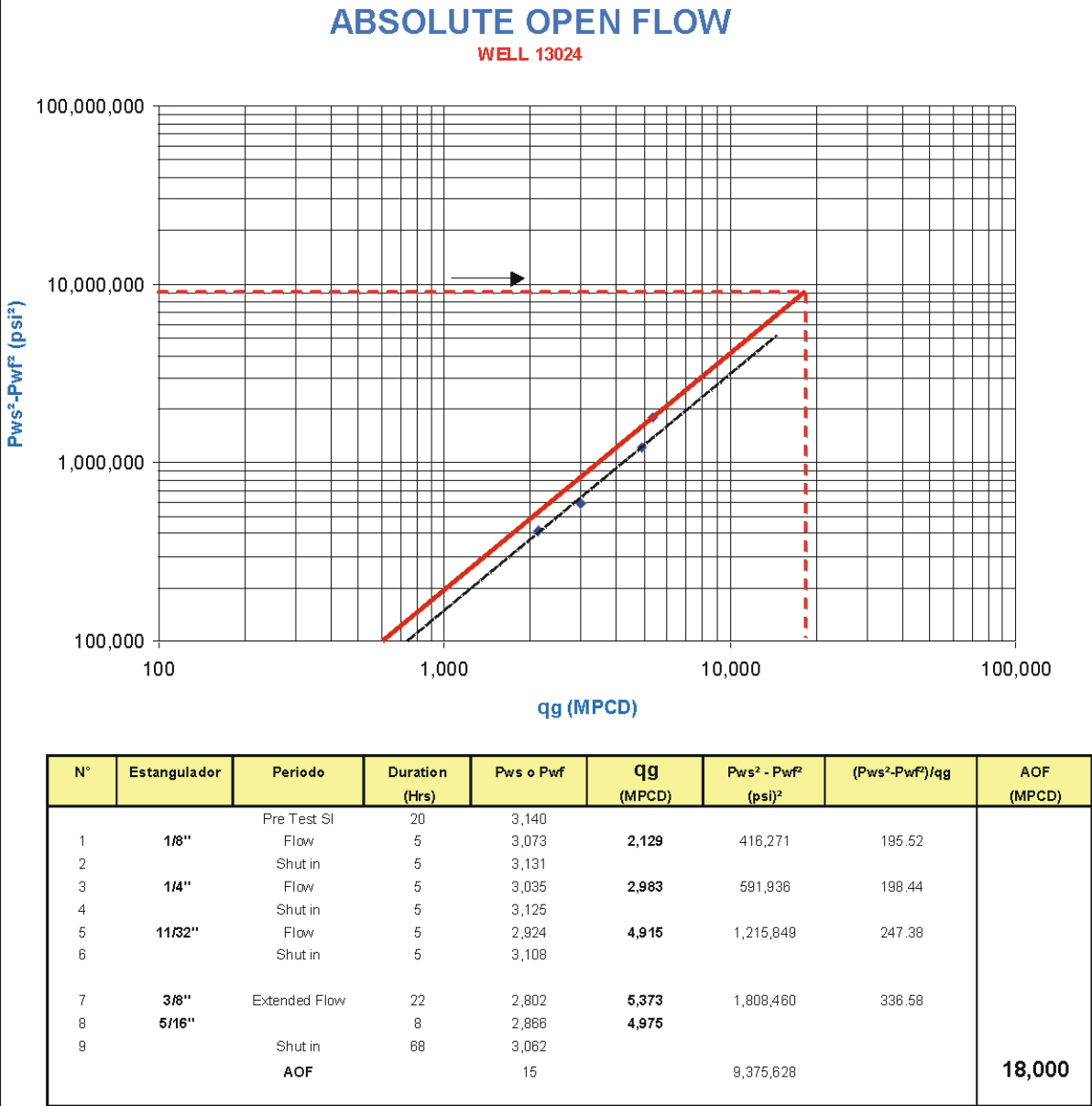


FIGURA 10

FIGURA 11
RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE GAS

13011	B13	10-sept-97 10-sept-97	Cosmos Mercantile	0 0	0 0	2,540 3,470 6,800	2,265 2,300	5/16 15/32	95.411	926.3	0.346	Solo probó arena #5. Arenas # 4, 13 y 15 no se abrieron. Absolute Open Flow (AOF).
8017	B08	18-sept-98 30-sept-98	SPC San Antonio	104 40	0 1	224 572	55 170	3/8 3/8	95.033	974.4	0.721	Produjo agua y petróleo. Promedio de 2 días, prueba de 24 hrs(Set30, Oct1).
5553	B09	3-octu-98 4-octu-98	SPC	0 50	0 10	219 317	470 250	3/8 1/2	96.094	961.4	0.613	Produjo agua y petróleo.
4440	B20	28-sept-98 23-octu-98	SPC Halliburton	22 18	23 9	288 355	250 160	30/64 3/8	98.782	924.4	0.161	Produjo agua y petróleo.
5950	B25	3-octu-98 5-octu-98	Halliburton	0 0	0 0	864 874 1,200	450 420	3/8 1/2	99.617	915.4	0.054	Produce solo gas; prueba mostró daño, si se remueve este daño, la producción podria ser incrementada a 1350 MPCPD. Absolute Open Flow (AOF).
4310	B18	12-octu-98	Halliburton	0 0	0 0	2,865 2,494 3,825	600 850	1/2 3/8	97.562	939.4	0.362	Produjo agua y un poco de condensado Absolute Open Flow (AOF).
5517	B03	7-novi-98	SPC	0	0	41	50	1/8	98.378	922.8	0.078	Baleado en Nov. de 1998; antes del ello la presión era 15 psi, luego del baleo la presión registrada inmediatamente fue 450 psi. Casing en malas condiciones, posible colapso.
13024	B12	14-novi-98 15-novi-98 15-novi-98 16-novi-98 16-novi-98 16-novi-98	Halliburton	0 14 14 48 38 19	120 82 43 343 250 168	3,018 2,129 2,983 4,915 5,373 4,975 18,000	2,450 2,500 2,480 2,300 2,180 2,320	1/4 1/8 1/4 11/32 3/8 5/16	96.771	950.9	0.460	Aisló zona inferior con tapón a 5581'. Baleo el 6 de Nov 1998; antes de ello se llenó el pozo con crudo. Análisis de agua : 16400 mg/lit, Sp Grv=1,0125 %NaCl = 1,62 % ; PH = 7,15. Condensado ° API = 45,9 Absolute Open Flow (AOF).

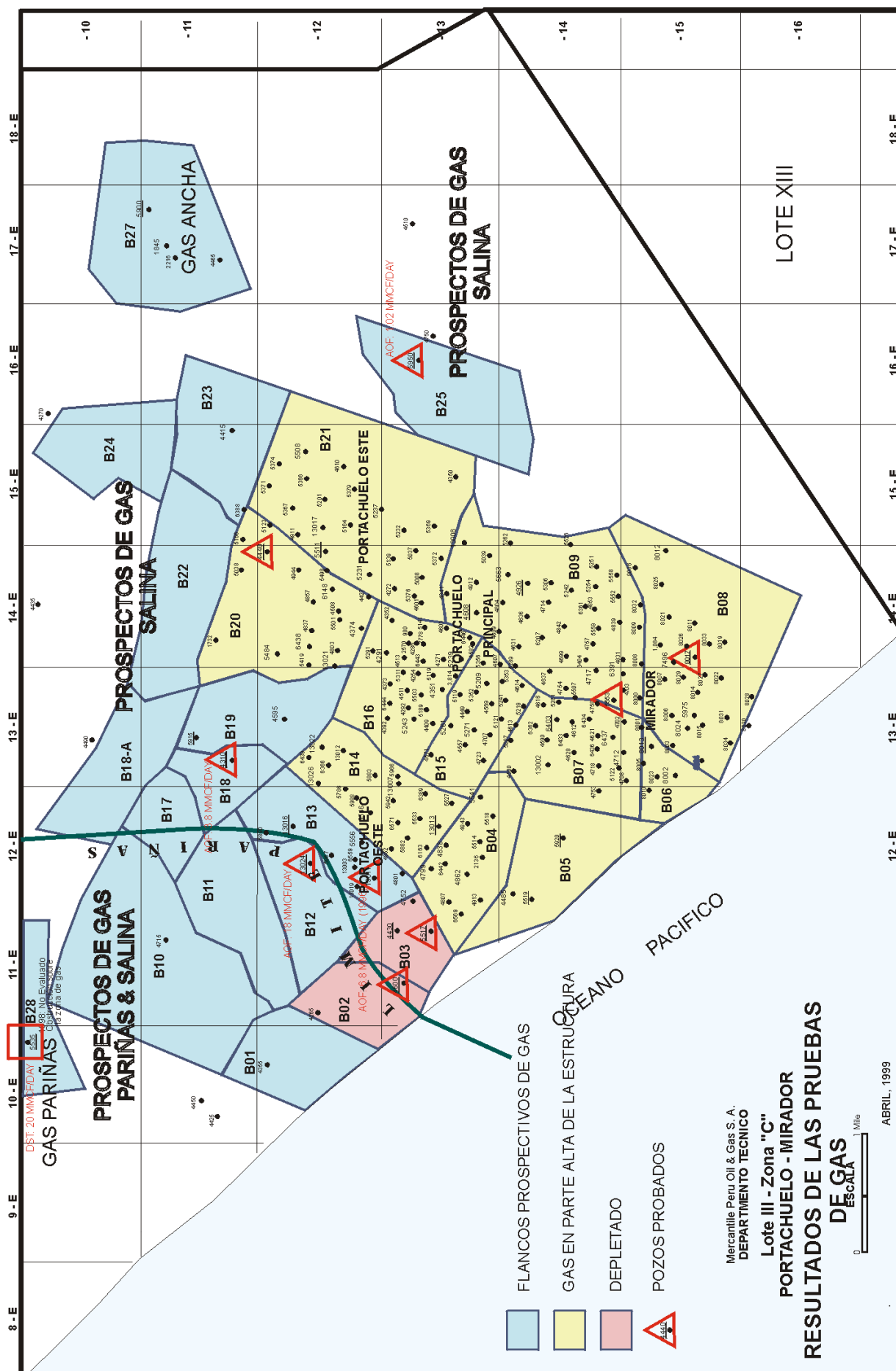


FIGURA 13
CALCULO y DETERMINACION DE LAS RESERVAS DE GAS - POZO 13024

DATOS	METODOS		GAS IN PLACE (BCF)	RECUPERABLES 75% (BCF)
Q= 5.373 MPC Bg1= 0,00493 PC/SCF Ø= 0,18 % ct= 3,8E-06 psia-1 h= 52 ft m= 2,15385 psia/hr Swi= 0,4 %	Análisis de Flujo Extendido	$A= 0.2342 \cdot q \cdot B_g / (\phi \cdot c_t \cdot h \cdot m) = 77,4 \text{ ac.}$ $G_i = 43560 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) / B_{gi} =$	3,8	2,9
Gp= 8.729 MPC h= 52 ft Ø= 0,18 % Swi= 0,4 % P1= 3094,12 psia P2= 3062 psia Z1= 0,882 Z2= 0,875 Bg1= 0,00493 PC/SCF Bg2= 0,00494 PC/SCF	Balance de Materiales Chi U. Ikoku, pag 31	$A = G_p / (43560 \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) \cdot (1/B_{g1} - 1/B_{g2})) = 71,4 \text{ ac.}$ $G_i = 43560 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) / B_{gi} =$	3,5	2,7
h= 52 ft A= 77,4 acres Ø= 0,18 % Swi= 0,4 % G= 5.220 CF / AF P1= 3.094 psia Z1= 0,882 T1= 611 °R Pa= 500 psia Za= 0,958 Ta= 580 °R	Determinación en Chart (The Petroleum Engineer Publishing Company)	$B_g = 35.35 \times P / (Z \times T)$ Estándar CF / AF $G_i = 5220 \times B_g = 5220 \times 35.35 \times P / (Z \times T)$ $G_1 = 5220 \times 35.35 \times 3,218 / (0.882 \times 611) = 1.059 \text{ MSCF / AF}$ $G_2 = 5220 \times 35.35 \times 500 / (0.958 \times 611) = 166 \text{ MSCF / AF}$ Reservas Recuperables = $(G_1 - G_2) \times A \times h$	4,3	3,6
Ø= 0,18 % Sg= 0,6 % h= 52 ft A= 77,4 acres P1= 3094,12 psia T= 151 °F Z= 0,882	Determinación Gnomográfica (Halliburton)	Con valores de Ø, Sg, h, A, P, T y Z= y el gráfico de correlación determinamos Gi	4,4	3,3