

SEGREGACION DE FLUIDOS A PATIR DE ANALISIS IONICO Y CROMATOGRAFICO

**Rosario Meza Valdez
Luis Huaranga Atau
Victor Redosado Garamendi
Pluspetrol Perú Corporation; Sucursal Del Perú**

RESUMEN

El presente estudio permite segregar la producción de fluidos en pozos que producen de más de un objetivo, para lo cual es necesario observar, comparar e identificar algunas características particulares de los tipos de aguas de formación de los reservorios en producción del Yacimiento Corrientes, así como del petróleo presente, de manera de relacionarlos con los volúmenes producidos de fluido totales.

El trabajo permite, la generación de modelos y patrones de la concentración iónica del agua por reservorio (método de Stiff), permitiéndonos identificar y establecer correlaciones de agua de formación proveniente de cada reservorio, así mismo, identificar en el agua producida, el porcentaje de aporte de cada reservorio (método grafico), continuidad de los mismos y detectar también huecos en tubería.

Por medio del análisis cromatografico y aplicando técnicas analíticas se pudo obtener un patrón característico por cada horizonte productivo; la comparación y correlación de los mismos permitieron determinar el porcentaje de aporte de cada reservorio en pozos con mas de un objetivo productivo, además permitió definir el ingreso adicional de intervalos productivos que no están puestos a producción.

Los métodos usados presentan buenos resultados y pueden ser extrapolados a otros yacimientos, sobre todo si consideramos que su costo es mínimo con relación a otros.

INTRODUCCION

La producción de petróleo de los Yacimientos del Lote 8 están asociados con producción de agua la misma que es producida en grandes cantidades, presentando un gran problema el identificar la formación que aporta este fluido en mayor proporción; de la misma manera se hace difícil identificar el aporte de petróleo de cada formación, más aun cuando estos presentan un grado °API semejante, esto origina que se tenga que realizar pruebas de empaques o tomar registros costosos de producción como PLT, los mismos que repercuten directamente en los costos de producción y algunas veces resulta infructuoso, sobre todo cuando hay problemas de comunicación por fallas en la cementación.

La necesidad de segregar la producción de fluidos a bajo costo, nos llevó a la búsqueda de métodos simples, prácticos y económicos para determinar los aportes de los diferentes reservorios, encontrando en la interpretación de los análisis ionicos de agua y los resultados del análisis cromatográfico del petróleo métodos que aclaran este problema, ya que nos permiten determinar el aporte de fluidos de cada formación.

Otro problema que se presenta en nuestras operaciones de producción de petróleo y que es causado o promovido por el agua, es la corrosión de casing y depositación de scale; en lo que respecta a corrosión de casing, estos son detectados cuando el hueco se ha formado, este sería otro motivo por el cual se hace doblemente necesario conocer las características típicas de las agua y del petróleo de los diversos reservorios, con el objeto de poder identificar, de ser posible, de donde se esta produciendo la entrada adicional de fluidos.

METODOLOGIA DE ANALISIS

Búsqueda de los constituyentes del agua para análisis

Los análisis de agua (o análisis mineral como fueron llamados por un tiempo) muestran concentraciones de los principales constituyentes que existen en la muestra de agua cuando son analizados en el laboratorio. Una serie de pruebas analíticas son conducidas para determinar la concentración de iones disueltos que usualmente están presentes. Una típica rutina de análisis muestra el 99% de todas las sustancias presentes en la solución.

En adición a la materia soluble y gases disueltos en la muestra de agua, algunos análisis reportan también la cantidad total de material insoluble que esta presente. Estos son usualmente partículas pequeñas que están en suspensión dentro del agua de la muestra tomada.

DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL AGUA POR ANÁLISIS

La presencia de disoluciones o materia suspendida en cantidades variables causan que el agua exhiba propiedades o características que son medidas como las siguientes propiedades:

A.-Acidez

Es la capacidad para neutralizar bases o materiales alcalinos. Usualmente causados por dióxido de carbono, ácido orgánico, ácidos minerales o hidróxidos de sales ácidas.

B.-Alcalinidad

Es la capacidad para neutralizar ácidos. Usualmente causado por bicarbonato (HCO_3^-), Carbonatos (CO_3^{2-}), e Hidroxil (OH^-).

C.-PH

Es la medida de la actividad del ion hidrogeno. La acidez, alcalinidad y pH son propiedades interrelacionadas y son importantes con respecto a la habilidad del agua para causar corrosión, scale y otros problemas.

D.-Salinidad

Este termino es usado para clasificar el contenido mineral disuelto en las aguas. La salinidad de cloruro indica la total concentración de cloruro, Cl^- , presente. El valor salinidad es alto en aguas saladas fuertes o salmueras.

E.-Sólidos Disueltos Totales (TDS)

La suma de todos los iones disueltos (cationes más aniones) son mostrados por los análisis. TDS por evaporación es determinado por unidades de calentamiento y evaporaciones pequeñas de volumen (usualmente 50 a 100 ml) de agua y pesado de la sal seca residual. Los resultados son mostrados como miligramo por litro (mg/L) o partes por millón (ppm). El TDS por numero de evaporación es usualmente menor que el TDS por la suma de iones determinado por análisis debido a la perdida por evaporación.

F.-Densidad

Es el peso por unidad de volumen expresado como gramos por litro (g/L) , libras por galón (lb/gal), kilogramos por metro cubico (Kg/m^3), etc.

G.-Gravedad Especifica (Sp.Gr.)

Es la relación que existe del agua a ser analizada con la densidad de agua pura (no tiene sales disueltas) a una temperatura dada.

H.-Total de sólidos suspendidos (TSS)

Es el peso de los insolubles de la materia suspendida filtrada para la medida del volumen de agua, preferentemente expresada como miligramo por litro (mg/L). Analizados en los filtros membranosos plásticos (miliporos), retiene sólidos con diámetros de 0.45 micrómetros, son comúnmente usados para determinar TSS.

PROCEDIMIENTO PARA LA INTERPRETACION DE ANALISIS DE AGUA:

El procedimiento seguido para la interpretación de los datos de análisis de agua serán dados con un ejemplo (Pozo 111).

La siguiente tabla muestra los resultados analíticos (análisis de agua) de 3 muestras de agua, la muestra 1 pertenece al agua del reservorio Pona, la muestra 2 pertenece al agua del reservorio Cetico y la muestra 3 al agua producida. La data será usada para ilustrar como el análisis de agua es empleada con seguridad para cálculos y correlaciones.

	MUESTRA 1 AGUA DE PONA		MUESTRA 2 AGUA DE CETICO		MUESTRA 3 AGUA PRODUCIDA	
ION	mg/L	meq/L	mg/L	meq/L	Mg/L	Meq/L
Na ⁺	34883	1516.7	43953	1911	37567	1633.3
K ⁺						
Ca ⁺⁺	4700	235	8550	727.5	7360	368.0
Mg ⁺⁺	949	77.8	827	67.8	784	64.3
Fe ⁺⁺						
Ba ⁺⁺						
Sr ⁺⁺						
Cl ⁻	64703	1822.6	83939	2364.5	73089	2058.8
SO ₄ ⁼	105	2.2	315	6.6	195	4.1
HCO ₃ ⁻	156.2	2.6	168	2.8	166	2.7
CO ₃ ⁼	0		0		0	
OH ⁻	0		0		0	
TDS	110000		140000		120000	
Sp. Gr						
Ph	6.8		6.5		6.4	
PHs a 50						
O ₂						
H ₂ S						

En los ejemplos que acabamos de ver, la muestra 3 (agua producida) indica una mixtura de agua de Pona y agua de Cetico. Esta impresión resulto de la comparación visual de las concentraciones de iones individual en los reportes de análisis de estas tres aguas. Para hacer tal comparación más fácil, se desarrollaron varios procedimientos para convertir los datos digitales del análisis a un plot gráfico que forman modelos geométricos distintivos por separado de cada agua. La Fig. N° 1 muestra un tipo de modelo de análisis de agua para la muestra 2 (agua de Cetico). En este ejemplo, el meq/L de cada ion de el reporte del análisis de la muestra 2, fueron divididos por 1, 10, o 100 y los resultados fueron ploteados como en la Fig. N° 1. Note que todos los valores de los cationes fueron ploteados sobre el lado izquierdo del gráfico y que todos los valores de los aniones fueron ploteados sobre el lado derecho. Donde el análisis del agua muestra cero o no valor de concentración para iones tales como Fe ++ y CO₃=, estos fueron ploteados como cero de modo de completar el modelo. La escala superior horizontal puede ser variada como sea necesario para cubrir el rango requerido de las concentraciones de ion. Sin embargo, la escala debe ser la misma para todas las aguas a ser comparadas. Alternativamente, muchos laboratorios de análisis de agua usan mg/L para las concentraciones de iones en vez de meq/L y la escala superior es logarítmica, es decir, 10,100, 1000, 10000 mg/L.

Si los datos de análisis de agua para las muestras 1 y 3 se hubiesen ploteado como es mostrado para la muestra 2 en la Fig N ° 1, los tres modelos deberían colocarse lado a lado y compararlos visualmente (Fig. N ° 2). Debido a que las concentraciones de ion para las tres aguas son todos diferentes, los tres modelos son diferentes y una quizás puede ser capaz de ser vista como una mezcla de las muestras 1 y 2 (muestra 3). Esto es casi cierto, aparentemente la muestra 3 no es 100% agua de Pona o 100% agua de Cetico.

También nos permite identificar la entrada de una agua extraña al sistema como se puede apreciar en la Fig N ° 3, en el cual el pozo estaba produciendo solo de la formación Cetico y se pudo determinar visualmente que tanto el contenido de iones como de cationes no concordaban con el patron característico del reservorio Cetico; un trabajo posterior pudo comprobar esta teoría.

Para comparar los análisis de agua en donde hay razón de creer que una de las aguas es una mezcla de dos o más aguas diferentes, se usa un método gráfico tal como es mostrado en la Fig. N° 4. Para este ejemplo, se escogió una escala apropiada para los valores meq/L tal como se muestra sobre el lado izquierdo de la Fig. N° 4. Los mismos valores de concentración son utilizados para la escala vertical derecha pero los números no son mostrados sobre el gráfico. La escala inferior del gráfico fue arreglada para indicar cero a 100% agua de Pona en una dirección y de 0 a 100% agua de Cetico en la dirección opuesta. Los puntos a lo largo de la escala vertical fue ploteada para representar los meq/L de cada ion en el análisis de agua de Cetico (muestra 2). Los valores de concentración meq/L del análisis de agua fueron primero divididos por 1, 10, o 100 para hacer que ellos se ajusten convenientemente sobre la escala elegida tal como es mostrada. Los mismos divisores fueron utilizados para plotear los meq/L de cada ion en el agua de Pona sobre el lado derecho de la escala. Las líneas de unión conectan las

concentraciones de cada ion en las dos escalas verticales y representa todas las mezclas posibles del agua de Pona y el agua de Cetico. Después de plotear la concentración de cada ion mostrado por el análisis de agua producida sobre la línea de unión apropiada y dibujar un mejor ajuste en la ordenada, la razón en volumen de las dos aguas originales en el agua producida mezclada fue leída fácilmente. Los resultados del procedimiento gráfico concuerdan con las proporciones de agua de Pona y agua de Cetico computada a partir del contenido de cloruro solo.

Este método de plotear los datos del análisis de agua también es útil para otros propósitos. En un caso, por ejemplo si, la distribución de iones en el agua producida de un pozo productor en particular no se adecuaba a ninguna combinación de sus aguas de Pona y agua de Cetico. Los puntos de la data para el plot de agua producida sobre un gráfico similar a la figura 5, serán ampliamente esparcidos, y se concluiría que una agua foránea desconocida estaría probablemente presente.

Otro método empleado para calcular el aporte de agua de distintas formaciones en base al contenido de cloruros es:

$$\text{Vol \% agua de Cetico en agua producida} = \frac{(Cl_{\text{prod}} - Cl_{\text{pona}}) * 100}{(Cl_{\text{cetico}} - Cl_{\text{pona}})}$$

Dónde: Cl_{prod} = mg/L Cl- en agua producida
 Cl_{cetico} = mg/L Cl- en agua de Cetico
 Cl_{pona} = mg/L Cl- en agua de Pona

Cálculo:

$$\text{Vol \% agua de Cetico en agua producida} = \frac{(73089 - 64,703) * 100}{(83,939 - 64,703)} = 43.6\%$$

$$\text{Vol \% de agua Pona en agua producida} = 100 - 43.6 = 56.4\%$$

DESCRIPCION DEL METODO DE ANALISIS CROMATOGRAFICO

El análisis cromatográfico es la separación de componentes de una mezcla por diferencias en la forma en que se distribuyen entre una fase móvil y una estacionaria. Para poder ser separados los componentes de la mezcla deben diferir en su atracción con respecto a las fases. En la cromatografía gaseosa las moléculas de hidrocarburos son particionadas entre una fase móvil gaseosa y una fase líquida estacionaria adherida a las paredes de la columna cromatográfica, con lo cual se determina la proporción de cada compuesto de la mezcla, la cual es graficada como conjunto de picos por un registrador, obteniendo un cromatograma o distribución cromatográfica.

La data de la columna cromatográfica representa un patrón complicado de analizar, debido a la gran cantidad de picos que se obtienen. Solo un determinado número de picos característicos serán utilizados. Los picos seleccionados para la correlación son normalizados de modo de calcular valores para cada relaciones de picos. Para obtener dichos valores se determina primero la ubicación de los picos mas espaciados o adyacentes; utilizando las alturas de los picos para el calculo de dicha relación.

La selección de relaciones puede diferir de un estudio a otro porque esto depende en gran medida del tipo de procesos que están actuando y afectan la composición del petróleo, incluyendo segregación gravitacional, degradación el contacto agua petróleo, pero estos efectos pueden ser normalizados utilizando las relaciones de picos.

Los datos de cromatografía son muy reproducibles cuando la condiciones de operación son los mas aceptables de modo de conservar la características in-situ de la muestra.

La filosofía de selección de los picos esta basada en la identificación de indicadores de procesos geoquímicos; llamados marcadores biológicos o biomarcadores (alcanos, esteranos, terpanos e isoprenoides) y de las características del origen del petróleo, los cuales son los objetivos del análisis cromatográfico.

Existen diferentes métodos para correlacionar los resultados de los análisis cromatografico, pero la mejor forma de determinarla es construyendo diagramas polares con los valores obtenidos de las relaciones de

picos seleccionados. La data de relación de picos para cada muestra es plotada y luego los puntos son unidos obteniendo una estrella o polígono patrón característico para cada tipo de petróleo

Para un mejor entendimiento de la metodología aplicada, describiremos su aplicación al pozo 111; para este caso, como el pozo produce de las formaciones Cetico y Pona, se tuvo que realizar el análisis cromatográfico a cada crudo de dichas formaciones con la finalidad de determinar un patrón característicos para cada formación independiente (Figura N° 5), luego se realizaron análisis cromatográficos para las mezclas 25-75%, 50-50% y 75-25% de ambas formaciones, con la misma finalidad anterior. Con estos resultados se puede inferir el rango sobre el cual fluctúan los porcentajes de aporte de cada formación, pero para obtener una mayor exactitud se realiza las curvas de calibración de producción en un plano cartesiano, el cual tiene como eje X a los porcentajes de mezcla y en el eje Y a los valores de relaciones de picos. Seguidamente se eligen como relaciones de picos a los valores que muestren un cambio más sistemático en relación a los porcentajes de mezclas que son mostrados para las relaciones de picos. Una vez obtenido estos valores se procede a plotearlos sobre el plano cartesiano anteriormente mencionado, trazándose luego las mejores rectas para cada conjunto de puntos y obteniéndose un valor mucho más representativo del porcentaje de aporte productivo (Figura N° 6).

Estas formas de segregar el petróleo y el agua independientes una de otra, fueron posteriormente combinadas para obtener una conclusión por pozo, notándose que no existe una relación directa entre los aportes de petróleo y agua por pozo.

CONCLUSIONES

- Se generó una base de datos que dispone de patrones de análisis de agua característicos por reservorio, permitiéndonos de esta manera identificar en el agua producida mediante correlación, el agua de origen desconocido.
- El método de Stiff nos permite determinar lateralmente los límites de un reservorio cuando las características de un agua terminan y empiezan otras
- Nos permite en un pozo en producción determinar la zona acuífera sin necesidad de efectuar trabajos de pruebas de empaques
- El método de ploteo gráfico nos permite identificar el porcentaje de aporte de agua de cada reservorio, sirviendo como tal para definir futuros trabajos de workover.
- Estos métodos de interpretación nos permiten determinar cuando la entrada de fluidos en la zona productiva es debido a una falla en la cementación, ruptura de tubería o mal sentado de empaques.
- Los métodos de interpretación para análisis de agua nos permiten determinar la contaminación por filtrado.
- Cuando la concentración de SO_4 en el agua producida es considerablemente menor que la esperada por el método del ploteo gráfico nos estaría indicando un posible problema de formación de scale de CaSO_4 .
- Toda interpretación dada debe ser corroborado con la historia productiva del pozo con el objeto de poder observar cambios en el aporte productivos debido a WO, incrementos de régimen, incrementos de cortes de agua, incrementos de IP, etc.
- De los resultados de análisis cromatográfico se determinó que el aporte productivo del reservorio Cetico se encontraba en un 30% y el aporte productivo del reservorio Pona estaba aproximadamente en 70% del petróleo total producido.
- De los resultados de análisis de agua se determinó que el aporte productivo del reservorio Cetico se encontraba en un 48% y el aporte productivo del reservorio Pona estaba aproximadamente en 52% del agua total producida.

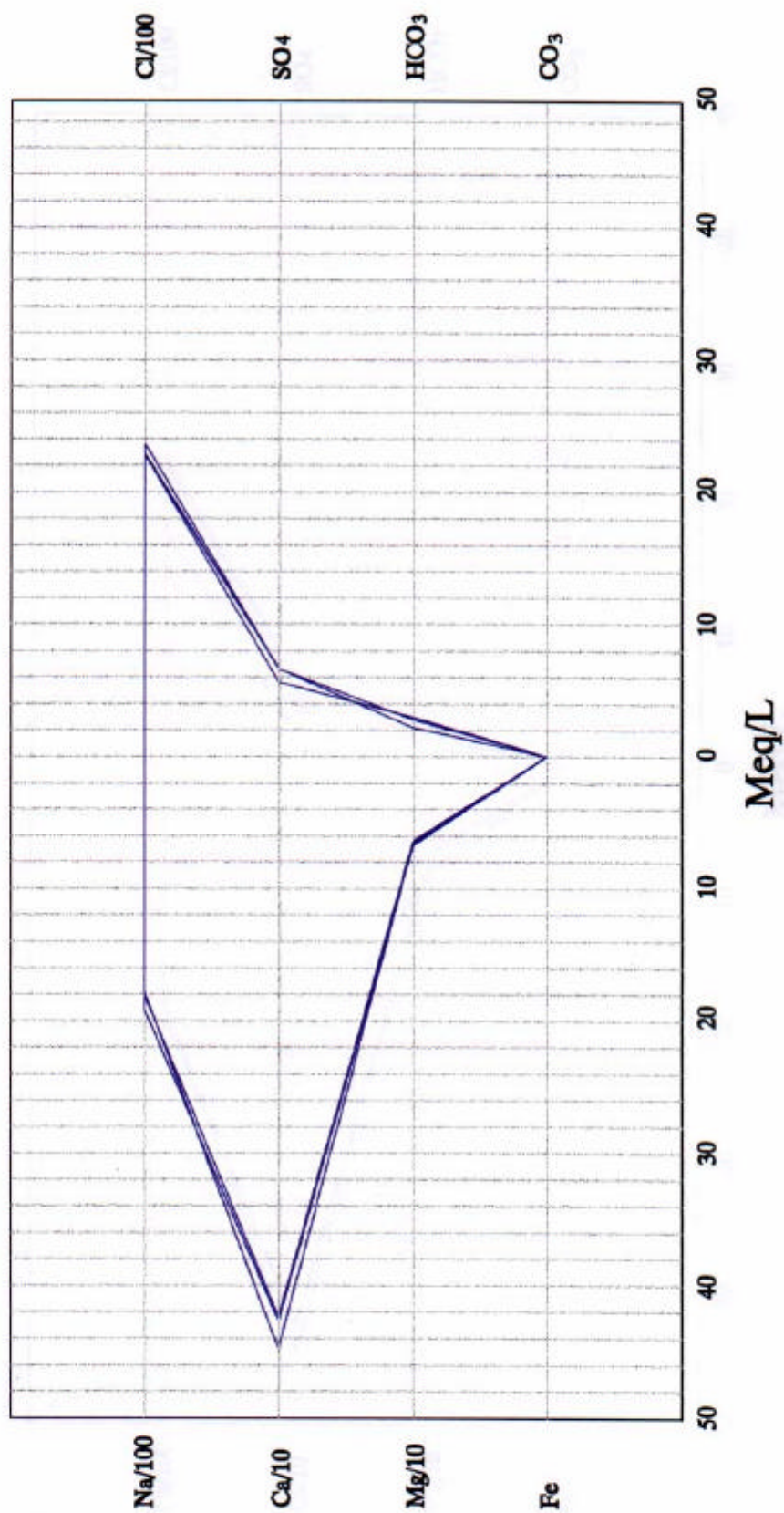
CONTRIBUCIÓN TÉCNICA:

- Segregar la producción de fluidos de una manera técnica y económicamente sencilla.
- Mantener un mejor control de reservas.
- Detectar problemas de producción asociados a reservorios no aperturados.

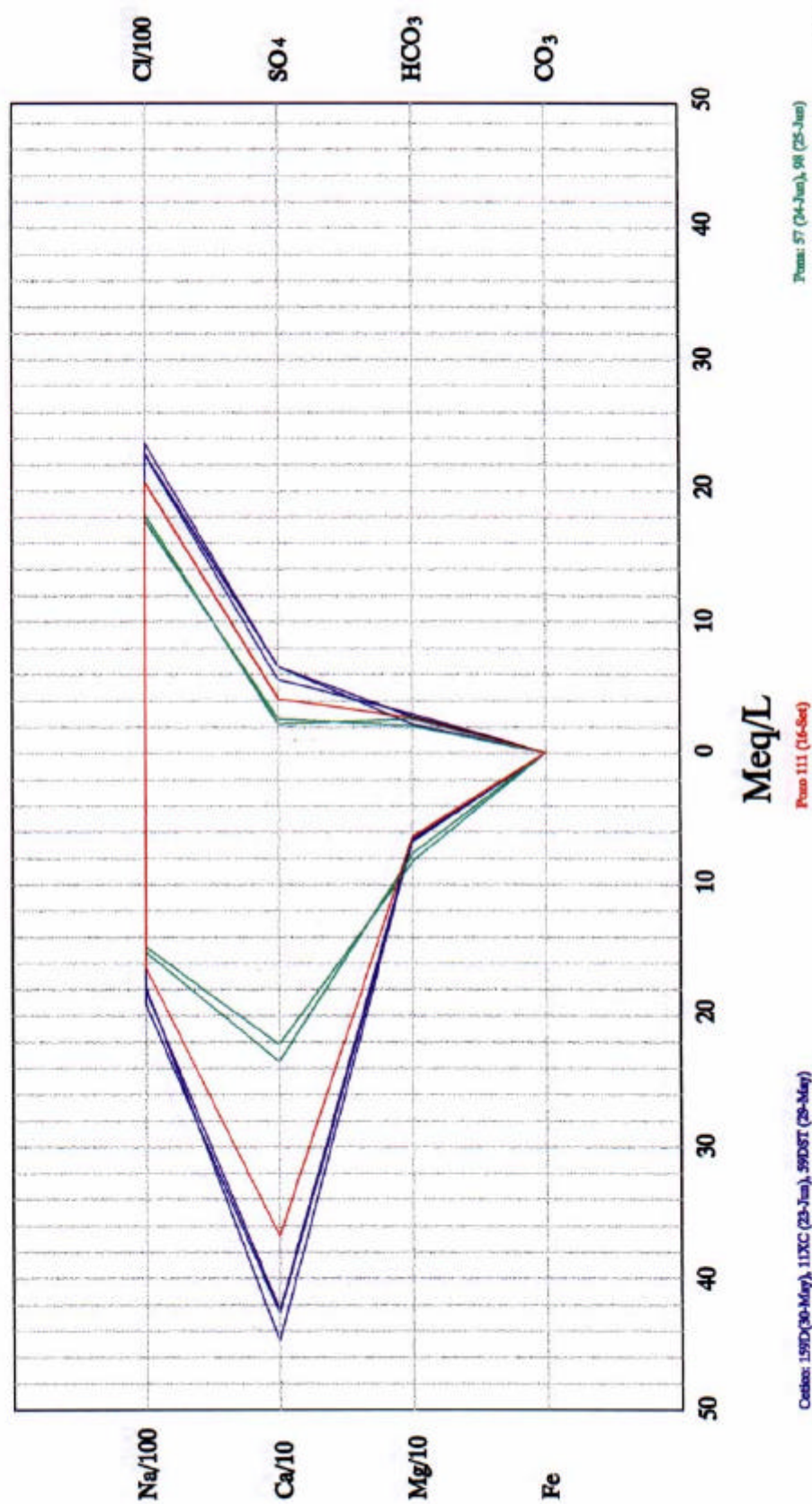
BIBLIOGRAFIA

- Stiff, H. A., and Davis, L.E., "A Method for Predicting the Tendency of Oilfield Waters to Deposit Calcium Carbonate": Petroleum Trans.
- Sfillman, H. L., McDonald, J. P. and Stiff, H. A., "A Simple, Accurate, Fast Method for Calculating Calcium Sulfate Solubility in Oil Field Brines".
- Altgelt, K. H., and T. H. Gouw, 1979, Chromatography in Petroleum Analysis.
- Kaufman, R. L., ahmed, and W.B. Hemphkins, 1987, A new Technique for the Analysis of Commingled Oils and Its Application to Production Allocation Calculation.
- Lake, L. W., and H. B. Carroll, 1986, Reservoir Characterization.

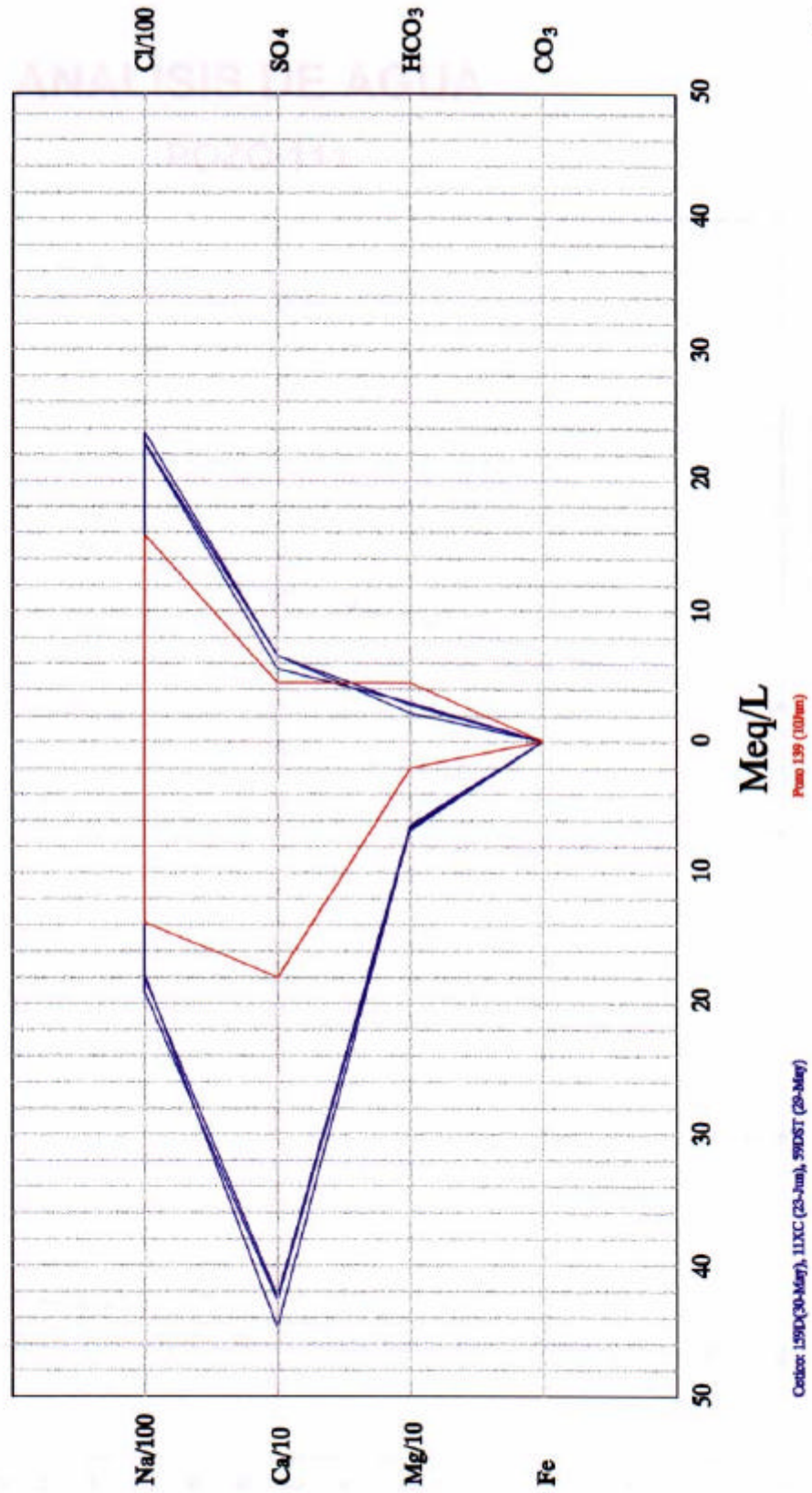
ANALISIS DE AGUA PATRON CETICO

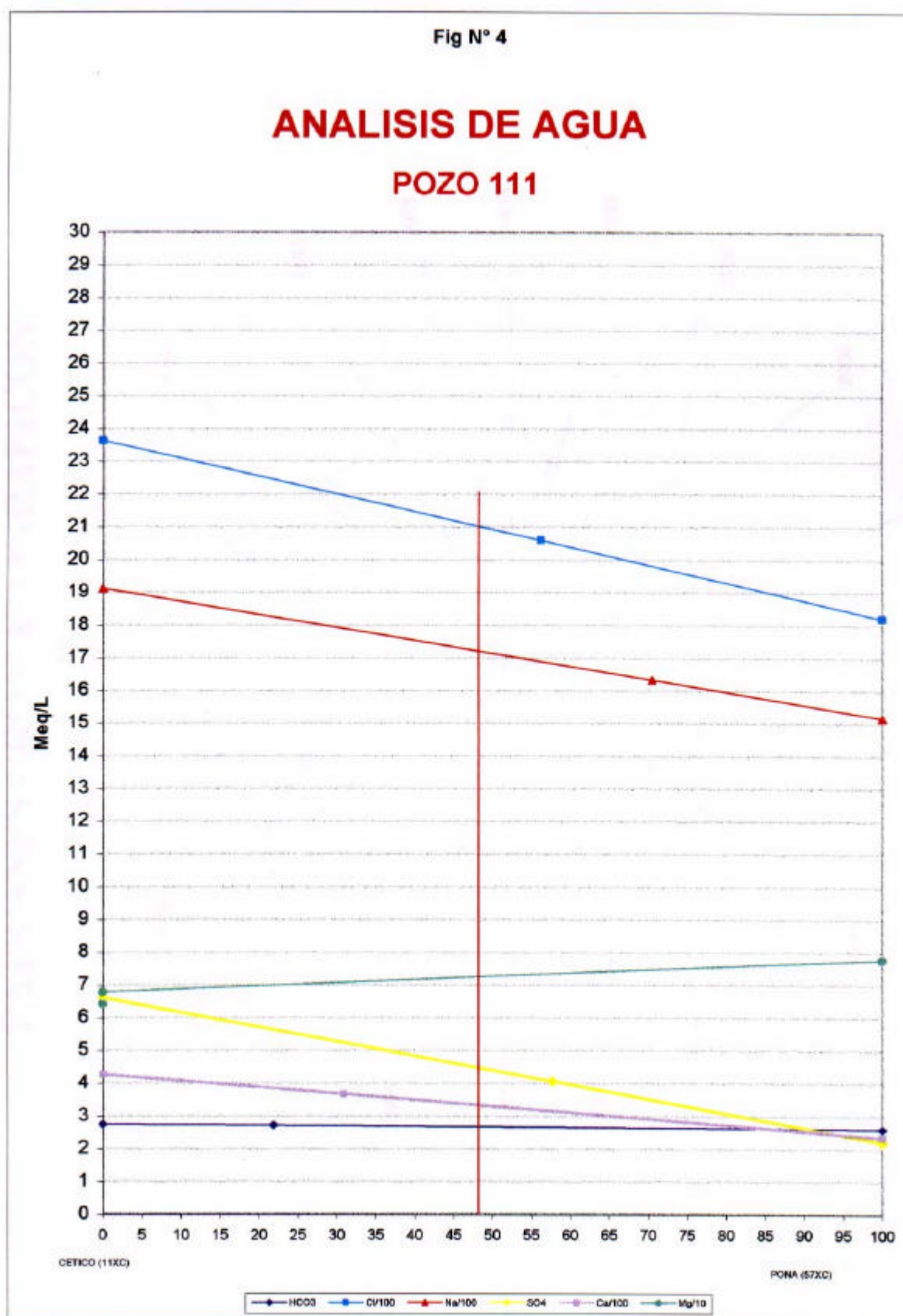


ANALISIS DE AGUA PATRON CETICO-PONA



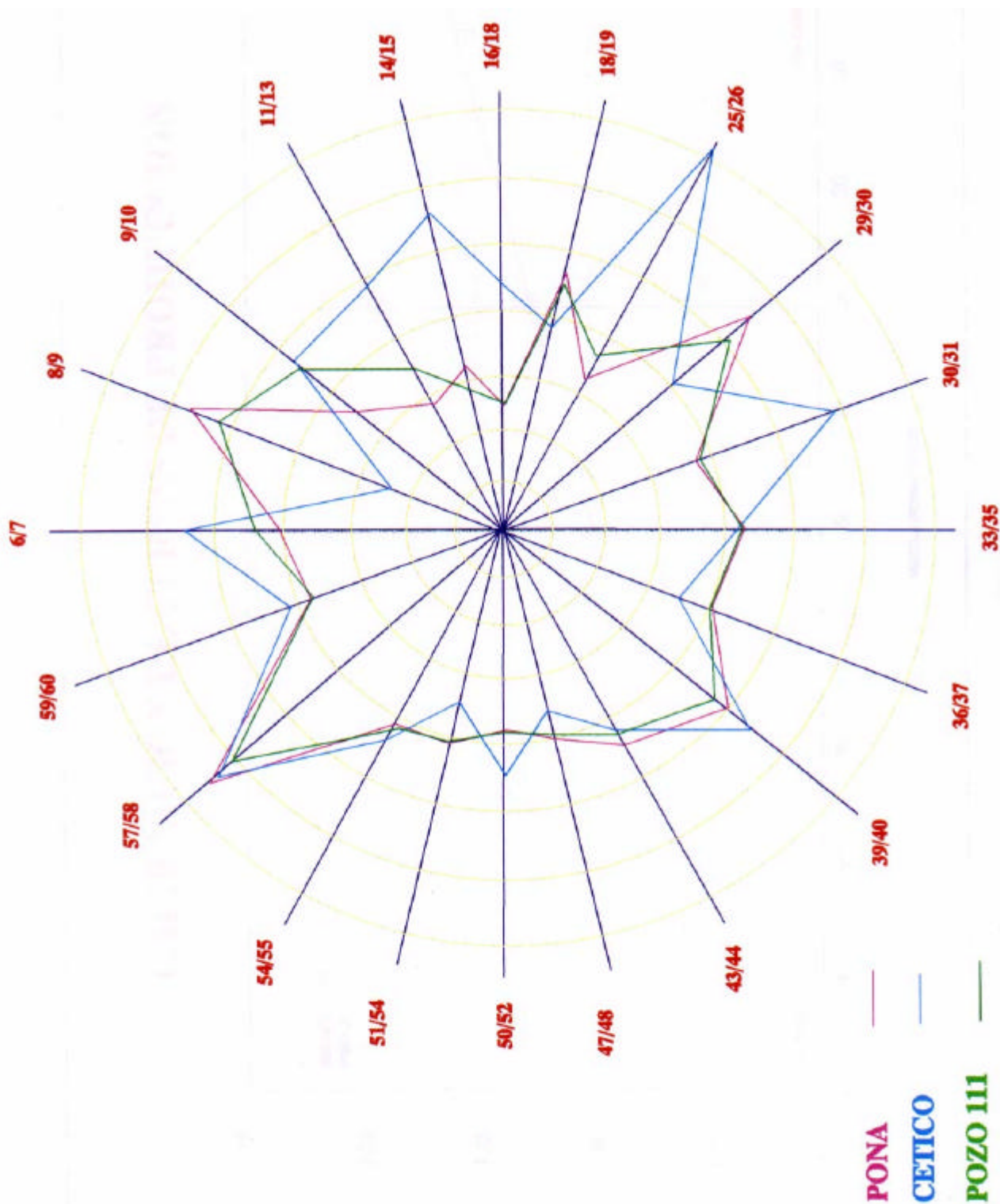
ANALISIS DE AGUA PATRON CETICO-PONA





16-Sep-98

PATRONES Cromatograficos



CALIBRACION DE CURVAS DE PRODUCCION

