



MANUAL DE OPERACIONES EN SUBSUELO

Capítulo IV

Hidrocarburos

INTRODUCCION

El petróleo líquido, tal como sale de los pozos, o petróleo crudo, varía mucho en cuanto a su composición química, sobre todo en lo que se refiere a sus componentes hidrocarburos, y también en cuanto a sus propiedades físicas, como el color, la densidad y la viscosidad.

No hay dos hidrocarburos iguales, aunque lo parezcan, si proceden de distinto reservorio, ya que cada uno de ellos está formado por mezclas de innumerables hidrocarburos distintos.

TIPOS DE HIDROCARBUROS

Hidrocarburo saturado: (denominado a veces alcano), es aquel en el que las valencias de todos los átomos de carbono se ven saturadas por ligaduras simples. Por ejemplo, todas las parafinas son hidrocarburos saturados, ya que cada átomo de carbono está conectado al otro átomo por un enlace simple, covalente y el resto de los electrones en el átomo de carbono está conectado por un enlace simple, covalente a un átomo de hidrógeno.

Hidrocarburo no saturado: es aquel en el que las valencias de alguno de los átomos de carbono no se han saturado con ligaduras simples, de modo que estos átomos están conectados entre sí por ligaduras múltiples, covalentes.

Los hidrocarburos no saturados son menos estables que los hidrocarburos saturados y tienen mayor actividad química.

Isómeros: son sustancias de la misma composición química que tienen distinta composición molecular, y por lo tanto distintas propiedades.

Series de hidrocarburos

Los hidrocarburos se han dividido en varias series

que difieren en sus propiedades químicas y en sus relaciones.

Las cuatro series que comprenden la mayor parte de las formas en que se presenta el petróleo son: la serie parafínica normal o alcano; la serie isoparafínica, la serie nafténica y la serie aromática.

Los petróleos crudos son clasificados según su riqueza relativa en hidrocarburos pertenecientes a las series que acabamos de mencionar, en petróleos de base parafínica, de base nafténica o de base mixta (parafínica y nafténica). Es muy raro que predominen los hidrocarburos de la serie aromática.

IDENTIFICACION

Hidrocarburos líquidos

Rastros e impregnaciones

RASTROS: recibe esta denominación el teñido que adquiere la roca al estar en contacto con el hidrocarburo en algún momento del tiempo geológico.

Los rastros de petróleo en una muestra de "cutting" constituyen uno de los indicios más significativos de la presencia de hidrocarburos en el subsuelo. Cabe acotar que nunca se deberá considerar un intervalo como estéril por la sola ausencia de rastros.

En areniscas friables, las que en "cutting" se presentan desagregadas, pueden estar lavadas y por ende no presentar evidencias de hidrocarburos. En estos casos es fundamental realizar fluorescencia por extracción, la que generalmente en casos de existir el hidrocarburo, producirá un destilado muy pobre coloreando levemente el solvente.

La cantidad de rastros de hidrocarburos depende del fluido de perforación, viscosidad del petróleo, saturación, distribución en los poros, fracturación y permeabilidad de la roca.

El color de los rastros depende del tipo de petróleo. En general será tanto más oscuro cuanto más pesado sea

el mismo. Petróleos de alto grado API presentan rastros castaños claros y verdosos, petróleos medianos, rastros castaños oscuros y petróleos extremadamente viscosos presentan rastros o residuos de color negro.

Otros materiales pueden manchar las muestras. En esos casos sería reconocido por el olor, fluorescencia y destilado.

Clasificación: Es de fundamental importancia, cuando estamos ante la presencia de un rastro, determinar si éste es fresco o es seco.

El rastro fresco nos indica el contacto de la roca con el hidrocarburo en el momento que se perfora el pozo. No siempre un rastro fresco indica la presencia de un reservorio, ya que éste puede ser producido por un hidrocarburo residual.

El rastro seco nos indica que hubo contacto con el hidrocarburo en algún momento del tiempo geológico.

La denominación de rastro se utiliza cuando el hidrocarburo mancha al recorte de terreno, poro o estructura y de acuerdo al porcentaje observado de los mismos, se los debe describir como:

Menos del 10 %:	aislados rastros
Entre el 10 y el 30 %:	regulares rastros
Más del 30 %:	abundantes rastros

IMPREGNACION: Se utiliza este término cuando el hidrocarburo recubre totalmente el recorte de terreno, el poro o la estructura, y puede ser:

Menos del 20 %:	escasas impregnaciones
Entre el 20 y el 60 %:	impregnación parcial
Más del 60 %:	impregnación total

En la descripción de recortes de terreno debe destacarse en qué condiciones se observan: si en muestras secas o húmedas; en qué tipo lítico y en qué estructura (poro, fractura, estilolita, etc).

Fluoroscopia

Consiste en la observación de una sustancia a la luz invisible de la radiación ultravioleta. La frecuencia de esta radiación está fuera del rango de las propiedades perceptivas de la retina del ojo. Sin embargo, ciertas sustancias, entre ellas el petróleo, se vuelven luminosas al ser excitadas por los rayos ultravioleta.

La experiencia ha demostrado que sólo la radiación ultravioleta, cuya longitud de ondas es del orden de 3.650 A° a menos, produce fluorescencia en el petróleo crudo, la longitud de onda de luz reflejada oscila entre los 4.300 a 7.700 A°.

Relación entre grados API, gravedad específica y fluorescencia del petróleo

En los petróleos crudos se observa que a medida que la densidad aumenta, la longitud de onda emitida es mayor. A su vez el color de la fluorescencia es función de la gravedad específica del hidrocarburo.

Long. Onda A°	Color Fluoresc.	Grados API	Grav. Específica
7700 a 6100	Marrón café	10,1 a 15	0,999 a 0,9659
6000 a 5900	Naranja	15 a 25	0,9659 a 0,9042
5800 a 5700	Amarillo crema	25 a 35	0,9042 a 0,8498
5600 a 5200	Blanco	35 a 45	0,8498 a 0,8017
5100 a 4500	Verde a Azul	45 a 55	0,8017 a 0,7587
4400 a 4300	Violeta	55 a +	0,7587 a Menos

Los petróleos de muy alta gravedad específica en general presentan una fluorescencia muy débil, posiblemente debido a la descomposición molecular, por lo que puede ser difícil detectarlos. Por otra parte, los petróleos muy livianos (alto grados API) presentan dificultad de ser observados debido a que algunos de ellos acusan fluorescencia en la región ultravioleta a consecuencia de tener altas concentraciones de hidrocarburos parafínicos de bajo peso molecular que pueden no denotar fluorescencia.

Modo práctico: Cada ensayo, cada petróleo y cada observador tiene una particularidad de diferenciación de tonalidades que hace o transforma el proceso identificatorio en algo muy personal, particular y propio de cada uno. No obstante fue posible hacer un listado de colores, un muestrario con petróleos disueltos en solventes ubicados en tubos como un intento muy superficial y aproximado de ensayos, éstos se efectuaron en Comodoro Rivadavia.

AMARILLO MUY BRILLANTE: para petróleos livianos.

AMARILLO MUY BRILLANTE: cuando hay gas.

AMARILLO BRILLANTE, levemente apagado, a veces cobrizo: para petróleo crudos medianos.

AMARILLO APAGADO: para petróleos semipesados.

AMARILLO: para petróleos crudos pesados (cuando previamente se los diluyó en tetracloruro). Los pesados, al natural, sin diluir no acusan fluorescencia amarilla.

BLANQUECINO: es el color del gas-oil agregado a la inyección.

AMARILLO APAGADO: es el color del lodo de inyección cuando contiene petróleo agregado o derivados del mismo. En este caso es conveniente observar la fluorescencia particular de cada agregado.

Método para distinguir la fluorescencia entre un petróleo de Formación y uno incorporado al lodo de perforación

La utilización de hidrocarburo como lubricante puede ocasionar la contaminación de las muestras. En estos casos el geólogo deberá diferenciar esta fluorescencia de la producida por el hidrocarburo de formación.

Método: se toma un fragmento de la roca, se lo coloca sobre un papel filtro, se le vuelcan 5 ó 6 gotas de solvente orgánico (tricloroetano), se lo deja algunos minutos hasta el secado de la misma, repitiéndose luego la misma operación tantas veces como sea necesario. Esta operación disolverá el petróleo de la muestra produciendo una aureola en la periferia del fragmento, la que deberá tener 4 a 5 cm de diámetro.

Después de seco el papel filtro será observado en el fluoroscopio. En el caso del petróleo de formación la fluorescencia será vista a partir del centro del papel como una mancha de color azul y sucesivas aureolas periféricas de colores marrón, amarillo claro, etc.

En el caso de petróleos refinados la aureola presentará colores de fluorescencia que varían en la gama del azul (fuerte o claro).

El carácter básico distintivo de los dos tipos de petróleo radica en los colores de la fluorescencia. En el caso de petróleos refinados los colores del mismo son amarillentos y castaños, siendo su fluorescencia uniformemente azul.

Otras consideraciones: es posible observar en el fluoroscopio la diferencia entre un crudo recién incorporado de otro ya existente en el circuito de inyección. El primero se presenta generalmente como pequeñas manchas con brillo intenso, pudiendo en algunos casos, llegar a desprender gas.

Lo contrario sucede con el petróleo que dió varias vueltas al circuito, ya que el fluido se oxida, lo que produce la pérdida de brillo, cambiando el color y la forma en que se presenta, transformándose en apagado y formando nebulosas.

Clasificación de la fluorescencia en base al porcentaje

Podemos diferenciar cuatro tipos de fluorescencia en base al porcentaje de fragmentos litológicos que responden a este fenómeno:

Fluorescencia total: se denomina así a la que en un 80 o 90 por ciento a más de los fragmentos que componen la muestra, presenta fluorescencia.

Fluorescencia parcial: el porcentaje de los fragmentos litológicos con fluorescencia oscila entre el 10 y el 80 por ciento.

Fluorescencia puntual: cuando se presenta en forma aislada y puntual.

Fluorescencia puntual aislada: cuando se pueden contar con exactitud los fragmentos de litología que tienen fluorescencia.

Fluorescencia por extracción

Es uno de los métodos más eficaces para determinar la presencia de hidrocarburos en la muestra.

Consiste en disolver el hidrocarburo que está adherido a los fragmentos de la roca con un solvente. De una larga lista, los que más se adaptan, ya sea por su poder de disolución y por la calidad e intensidad del brillo que producen en la muestra son: bencol, toluol, xilol, acetona, eter sulfúrico, cloroformo, tricloroetano y tetracloruro de carbono.

El solvente utilizado en la actualidad dentro del ámbito de YPF es la acetona, prohibiéndose el uso de tetracloruro de carbono por tener propiedades cancerígenas para la piel y tóxicas para el hígado y los riñones.

Características de reacción con solventes: en cuanto a velocidad de reacción puede ser clasificado en:

Rápido: cuando reacciona instantáneamente al estar en contacto con el solvente.

Lento: cuando demora cierto tiempo después de estar el solvente en contacto con la muestra.

En cuanto a la forma puede ser denominada: radial, aureolar y difusa.

El primero se caracteriza por la diseminación del destilado en forma de tentáculos radiales a partir del fragmento (denominada también en hilos).

En el caso del destilado aureolar, la diseminación ocurre en forma de aureolas concéntricas a partir del fragmento. Es difusa cuando se produce un manchado en la muestra sin poder distinguir con exactitud de dónde proviene la misma. En estos casos hay que verificar si la muestra está bien lavada, pues puede provenir de productos derivados del petróleo contenidos en la inyección. Se pueden hacer algunas consideraciones respecto del tipo de petróleo, a partir de las características del destilado.

Ejemplo: el destilado radial corresponde a petróleos livianos, en tanto el destilado aureolar y difuso es común en petróleos medianos, pesados o petróleo residual y bitumen.

La fluorescencia por extracción se deberá realizar con la muestra en húmedo y luego en seco, especificando las características de ambas situaciones.

Recomendaciones

En el caso de muestras en que el destilado es difícil de observar se aconseja el siguiente método:

- Se coloca la muestra en un tubo de ensayo, perfectamente limpio y se completa con solvente, luego se lo observa en el fluoroscopio. De esta forma cualquier petróleo que contenga la muestra será disuelto, coloreando por ende el solvente que en general es transparente; en el caso que el destilado sea muy leve se observará el tubo de ensayo con un fondo blanco para facilitar su detección.

Este método posee la desventaja de no permitir determinar el tipo de destilado.

NOTA: Todos los agregados a la inyección de productos derivados de hidrocarburos deberán ser comunicados al geólogo. Este a su vez tendrá que tomar una muestra y determinar la existencia o no de fluorescencia, teniendo presente esta situación al realizar el análisis de la muestra.

Hidrocarburos gaseosos

Determinación del gas a partir de la perforación

El flujo de retorno del fondo a partir de la perforación es el medio de comunicación con el fondo del pozo.

Los gases, si los hay, son liberados por la formación e incorporados a la corriente del fluido de inyección entrando en el circuito. De esta forma se establece la re-

lación terreno-medio de transporte-superficie.

El objetivo es detectar y analizar los gases. Para ello se utiliza la siguiente conjunción de elementos:

- I) Trampa de gas: tiene por objeto extraer el gas contenido en el lodo de perforación independientemente de las variables tales como: viscosidad, densidad, etc.
Realizar un muestreo consistente sin dar importancia al caudal de flujo del lodo a través del sistema de circulación.
- II) Equipo que transporta el gas o muestra de la trampa al detector continuo.
- III) Detector continuo de gas: tiene por función cuantificar el gas contenido en la inyección (ver más adelante detección de gas total).
- IV) Cromatógrafo: separa y analiza los gases muestras extraídos del circuito (ver más adelante - detector analizador de gases).

El registro de gas está influido por los siguientes factores:

- **Propiedades del lodo:** densidad, relacionada a la presión de formación; viscosidad y poder de coagulación, relacionada en forma indirecta ya que pueden afectar la eficiencia de la trampa.
- **Presión diferencial:** en la medida que la presión hidrostática se acerque a los valores de la presión de formación, o sea que la diferencial de presión (Hidrostática - Presión de formación) sea menor, la posibilidad de fluencia de gas hacia el pozo va a ser mayor.
- **Rapidez de penetración:** se produce un mayor volumen de recortes, por ende mayor volumen de gas.
- **Características de la Formación.**

Tipos de anomalías observadas

Las anomalías evidenciadas por el detector pueden tener diversos orígenes, cada uno con su significado específico.

Es deber del geólogo de campo o técnico encargado de la Unidad de Control Geológico, saber interpretar correctamente cada tipo de anomalía.

La anomalía que indica con certidumbre presencia de hidrocarburos en un intervalo determinado recién perforado, es aquella debida a los gases liberados al instante de la perforación de dicho intervalo.

Los gases contenidos en los fragmentos son liberados posteriormente cuando la presión disminuye a medida que los mismos son llevados a la superficie y esto también contribuye a la formación de esta anomalía. Situaciones como la enunciada pueden dilucidarse mediante el analizador de microgas, muchas veces conocido como analizador de gas de licuadora. Su función consiste en separar el contenido de hidrocarburos combustibles en el lodo de perforación, del contenido en los recortes del terreno.

Se pueden definir varios tipos de anomalías, a saber:

a) **Gas de maniobra:** es el producido por la formación durante una maniobra. Puede ser: 1) por la acción de pistoneo ejercida por la columna de perforación al ser levantada. De esta forma se produce una acción de émbolo sobre la formación, debido a la reducción momentánea en la presión hidrostática inmediatamente adyacente a la sarta de perforación. 2) Agregado de barras o cualquier tipo de maniobras en las que sea necesario la detención de la bomba. En estos casos la presión hidrostática disminuye, ya que como sabemos la presión equivalente (léase circulación) es mayor que la presión ejercida por la columna en reposo. Esto es así debido a la pérdida de carga que es entregada a las paredes del pozo en el ascenso de la columna de lodo a la superficie.

En definitiva, la situación antes mencionada, ocasiona una disminución de la presión diferencial, la que permite en algunos casos la fluencia de gas de formación a la columna de lodo.

b) **Gas reciclado:** está siempre asociado y precedido de una anomalía de gas liberado durante una maniobra. Estos gases no son totalmente extraídos por los desgasificadores de superficie retornando al circuito y después de una circulación total son nuevamente analizados. Su identificación es fácil, pues ocurren periódicamente, disminuyendo de intensidad después de cada ciclo.

c) **"Background":** constituye un valor característico para un intervalo determinado. En ciertas zonas, principalmente arcillosas, el gas registra valores más o menos continuos normalmente bajos, aunque separados de la línea cero.

Ejemplo de ello es la Formación Cacheuta (Cuenca Cuyana). Cuando se entra a ésta se registra un aumento considerable en la detección de gas, que se mantiene más o menos estable. Esta situación es consecuencia de zonas anormalmente presurizadas.

Las lecturas de las anomalías que pudieren existir se toman a partir de la línea de "background".

Otros gases

SH₂ (GAS SULFHDRIICO): Su detección es muy importante, dada la alta toxicidad. La inhalación de este gas en cualquier concentración es extremadamente peligrosa y puede causar la muerte.

A continuación se muestra una tabla de toxicidad de Gas Sulfhídrico:

Densidad 1.189 gr/litro

Límites explosivos 4-46 % en volumen de aire.

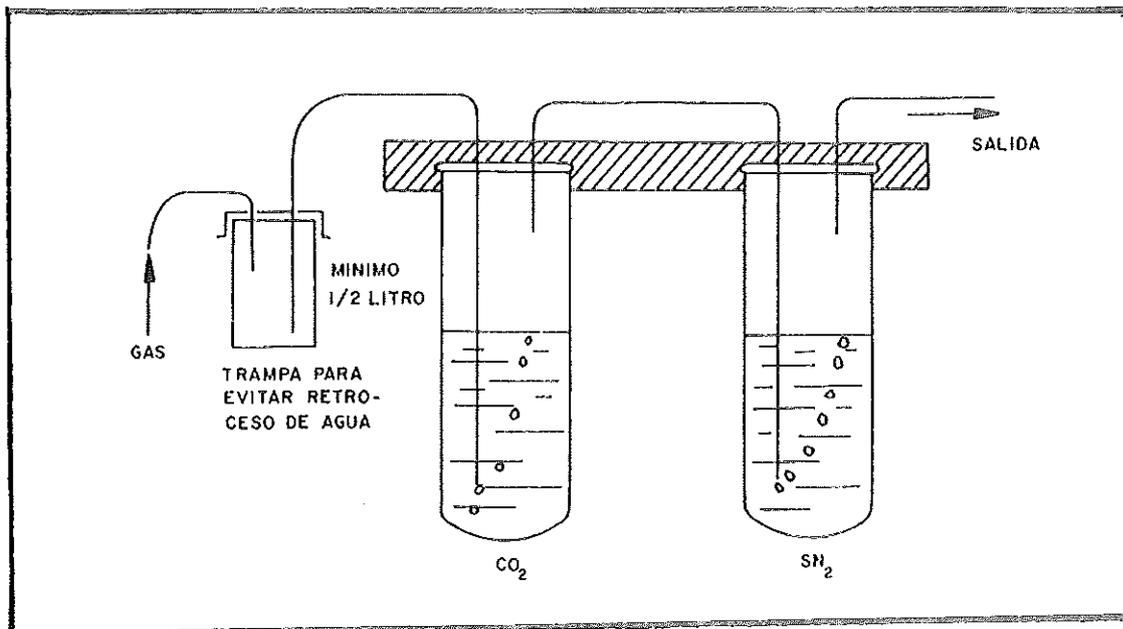
- 1 ppm. 0,001% (1/10.000 del 1%). Puede Olerse.
- 10 ppm. 0,001% (1/1.000 de 1%). Tolerable por 8 horas.
- 20 ppm. Es necesario usar equipo de protección.
- 100 ppm. 0,01% . Su inhalación durante 3 a 15 minutos provoca la muerte. Puede provocar quemaduras de ojos y garganta.
- 200 ppm. 0,02% . Provoca quemaduras de ojos y garganta. Su inhalación provoca la muerte.



DETECCION Y ANALISIS DE GAS

UBICACION X : _____ Y : _____ Z : _____	ESC 1:200	PERFORACION INICIO _____ FINALIZO _____	CONTROL GEOLOGICO INICIO _____ FINALIZO _____	EQUIPO PERFORACION INYECCION TIPO _____ EQUIPO UTILIZADO _____ DETECTOR N° _____ CROMATOGRAFO N° _____ REGISTRADOR DETEC. _____ REGISTRADOR CROMA _____	TRAMOS GRAFICADOS DE _____ A _____ DE _____ A _____ DE _____ A _____	OBSERVACIONES 	ZONAS DE INTERES PETROLERO																																																								
POZO _____ ZONA _____ DEPARTAMENTO _____ PROVINCIA _____		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">CANERIA</th> <th style="width: 10%;">Ø</th> <th style="width: 10%;">ZAPATO</th> <th style="width: 10%;">COLGAD.</th> <th style="width: 10%;">ANILLO</th> <th style="width: 10%;">DISP</th> <th style="width: 10%;">2øø</th> <th style="width: 10%;">3øø</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> </tbody> </table>						CANERIA	Ø	ZAPATO	COLGAD.	ANILLO	DISP	2øø	3øø																																																
CANERIA	Ø	ZAPATO	COLGAD.	ANILLO	DISP	2øø	3øø																																																								

REFERENCIAS	PASES DE FORMACION	ABREVIATURAS																																																																																																																																																												
NOTA: TODOS LOS DATOS DE FLUORECENCIA SON EN HUMEDO RASTROS IMPREGNACION PARCIAL IMPREGNACION TOTAL FLUORECENCIA DIREC PUNTUAL FLUORECENCIA DIREC PARCIAL FLUORECENCIA DIREC TOTAL FLUORECE C/SOLVENT PUNTUAL FLUORECE C/SOLVENT PARCIAL FLUORECE C/SOLVENT TOTAL	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">FORMACION</th> <th colspan="2">CUTTINGS</th> <th colspan="2">PERFIL</th> </tr> <tr> <th>PROF</th> <th>COTA</th> <th>PROF</th> <th>COTA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> </tbody> </table>	FORMACION	CUTTINGS		PERFIL		PROF	COTA	PROF	COTA																																																			<ul style="list-style-type: none"> ← AB AGREGA BARRA ← TLD TELEDRIFFT ← TCO TOTCO ← EAST EASTMAN ← PER PERIDA INYECCION ● A SURGENCIA DE AGUA ● G SURGENCIA DE GAS ● P SURGENCIA DE PETROLEO S/D SIN DETECCION 																																																																																																	
FORMACION	CUTTINGS		PERFIL																																																																																																																																																											
	PROF	COTA	PROF	COTA																																																																																																																																																										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="5">CALCIMETRIA (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="width: 20%;">20</td> <td style="width: 20%;">40</td> <td style="width: 20%;">60</td> <td style="width: 20%;">80</td> <td style="width: 20%;">100</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>	CALCIMETRIA (%)					20	40	60	80	100																																																			<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">PROFUNDIDAD PASES</th> <th colspan="5">GAS TOTAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td>200</td> <td>400</td> <td>600</td> <td>800</td> <td>1000</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>	PROFUNDIDAD PASES	GAS TOTAL						200	400	600	800	1000																																																							<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="5">CROMATOGRAFIA</th> </tr> <tr> <th colspan="5">PORCENTAJE ACUMULATIVO</th> </tr> <tr> <th>C₁+C₂</th> <th>C₃</th> <th>C₄</th> <th colspan="2">C₅</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>20</td> <td>40</td> <td>60</td> <td>80</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>34</td> <td>18</td> <td>20</td> <td>28</td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td>59</td> <td>20</td> <td>16</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table>	CROMATOGRAFIA					PORCENTAJE ACUMULATIVO					C ₁ +C ₂	C ₃	C ₄	C ₅		20	40	60	80	100	34	18	20	28			59	20	16	5
CALCIMETRIA (%)																																																																																																																																																														
20	40	60	80	100																																																																																																																																																										
PROFUNDIDAD PASES	GAS TOTAL																																																																																																																																																													
		200	400	600	800	1000																																																																																																																																																								
CROMATOGRAFIA																																																																																																																																																														
PORCENTAJE ACUMULATIVO																																																																																																																																																														
C ₁ +C ₂	C ₃	C ₄	C ₅																																																																																																																																																											
20	40	60	80	100																																																																																																																																																										
34	18	20	28																																																																																																																																																											
	59	20	16	5																																																																																																																																																										



Aparato indicador de anhídrido carbónico y ácido sulfhídrico por precipitación química

500 ppm. 0,05%. Pérdida del equilibrio y la razón.
 700 ppm. 0,07%. Rápida pérdida del conocimiento.
 1.000 ppm. 0,1%. Pérdida inmediata del conocimiento.

Importante: si la concentración de gas es de 100-150 ppm. se pierde rápidamente el sentido del olfato, lo que provoca una falsa sensación de seguridad.

Ciertas concentraciones altas en el aire, pueden explotar bajo ignición.

A pesar del característico olor a huevo podrido de este gas, el olfato se insensibiliza rápidamente, circunstancia que obliga a desechar su detección por métodos convencionales.

El dióxido de carbono difiere del gas sulfhídrico, ya que no tiene ningún efecto adverso para la salud; sin embargo, ambos gases afectan los instrumentos de detección de gas, hasta el punto de considerar desconfiables las lecturas de mediciones.

Equipos para la detección y análisis de gas

La detección y análisis de gas consta de tres etapas:

Desgasificación de la inyección

Consiste en separar el gas incorporado a la inyección (durante la perforación) por medios mecánicos. Estos agitan la misma, produciendo la liberación del gas.

Detección de gas total (detector continuo)

Al detector ingresan tres circuitos neumáticos independientes:

Uno de ellos transporta el aire; el otro el gas muestra y el tercero gas hidrógeno puro.

El aire alimenta de oxígeno a la pequeña llama de hidrógeno en combustión.

El hidrógeno, por ser puro y por su elevada temperatura de inflamación, forma un plasma muy poco ionizado.

El circuito de gas muestra, antes de su ingreso al quemador, debe pasar por una válvula gaseosa que es la encargada de regular el caudal necesario para la combustión de la llama. Lo mismo ocurre en los circuitos de aire e hidrógeno.

El hidrocarburo contenido en el gas muestra se ioniza fuertemente en el plasma, debido a la presencia de radicales libres que son conductoras de cargas eléctricas.

Es decir que, anteriormente la llama era casi un aislador y ahora debido al hidrocarburo es conductora.

La conductividad depende del porcentaje de hidrocarburo y, por existir una relación lineal con la ionización, es posible estimar un porcentaje. Estos valores de ionización son tomados por un amplificador electrométrico estabilizado de muy alta impedancia de entrada.

La lectura de la señal se efectúa en un instrumento medidor llamado miliamperímetro.

Detector analizador de gases

El principio de funcionamiento del detector analizador es similar al detector continuo, pero el papel más importante lo cumple la columna cromatográfica. Esta va adicionada al circuito de detección por intermedio de una llave de "gufas" que cumple la función de seleccionar el pasaje de gas muestra.

La columna cromatográfica o separadora consta de un tubo de cobre de 1/4" por 2 m de longitud rellena de polvo muy poroso especial "Chromosorb-P" que es inerte, acompañado de aceite de silicio o siliconas que humedece al polvo y le confiere propiedades cromatográficas.

La muestra de gas pasa por la columna y va retardan-

do, de acuerdo al peso molecular, la salida de los gases para luego introducirlos en el quemador.

Detectores de anhídrido carbónico y ácido sulfhídrico

Estos equipos detectores indicadores son cualitativos, expresando sus resultados en valores muy subjetivos, de reacción débil, moderada y fuerte. (Adjunto e).

Es necesaria la detección de estos gases por razones técnicas y de seguridad en todos los equipos de control geológico. Es un método de muy bajo costo y de relativa confiabilidad.

Indicador de anhídrido carbónico (CO₂) (por variación de PH)

Reacción química: la solución que lleva el primer tubo para detectar anhídrido carbónico, tiene un medio básico débil, dado por el (OH)NH₄, hidróxido de amonio con fenolftaleína como indicador de viraje diluido con agua destilada. Su color primario es rojo pálido.

La presencia de anhídrido carbónico se conoce porque, al aparecer éste, en presencia de la solución forma ácido carbónico, variando el PH y decolorando la solución.

Problemática: Los aportes de anhídrido carbónico durante la perforación provocan el descenso de los valores de detección de gas, por tratarse de un elemento no combustible, pudiendo llevar a una interpretación errónea de las manifestaciones del pozo. En otros casos llegan a variar los valores reológicos de ciertos lodos de perforación.

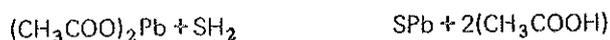
Hay casos de surgencias de alto caudal de este gas, que son prácticamente imprevisibles por no ser detectables cuantitativamente.

Ejemplo: zona Cerro Fortunoso (Cuenca Neuquina – Yacimiento Mendoza).

Indicador de ácido sulfhídrico (SH₂) (por reacción química)

Reacción química: La solución del segundo tubo con la presencia de ácido sulfhídrico formará un precipitado de color negro de sulfuro de plomo (SPb).

La reacción que se provoca es:



Problemática: El ácido Sulfhídrico es un elemento indeseable en todos los aspectos; provoca alta corrosión de los equipos detectores y en la herramienta de perforación; también es muy tóxico para los operadores de boca de pozo. No influye en la detección de gas.

Ejemplo: Arroyo Chenque-Có x-1 (Cuenca Neuquina - Yacimiento Mendoza).

Forma de trabajo

Tubo N° 1 (Indicador de CO₂): Agua destilada hasta la

mitad del tubo, unas gotas de amoníaco diluido más 20 gotas de fenolftaleína. Tomará un color rojizo.

Tubo N° 2 (Indicador de SH₂): Agua destilada hasta la mitad del tubo, 2 ml, de solución de acetato de plomo al 20 por ciento levemente diluido en ácido acético glacial al 3 por ciento. Esta es incolora.

Burbujeo: chequear que no existan pérdidas y provocar un burbujeo constante de aproximadamente 50 burbujas por minuto.

Si bien se han detallado métodos cualitativos para la detección de estos gases es importante destacar que existen detectores cuantitativos.

Adjuntos

- Vista frontal y posterior de un detector contínuo.
- Circuito neumático.
- Perfil de gas.
- Cromatograma.
- Aparato indicador de anhídrido carbónico y ácido sulfhídrico por precipitado químico.

Vista frontal y posterior de un detector contínuo

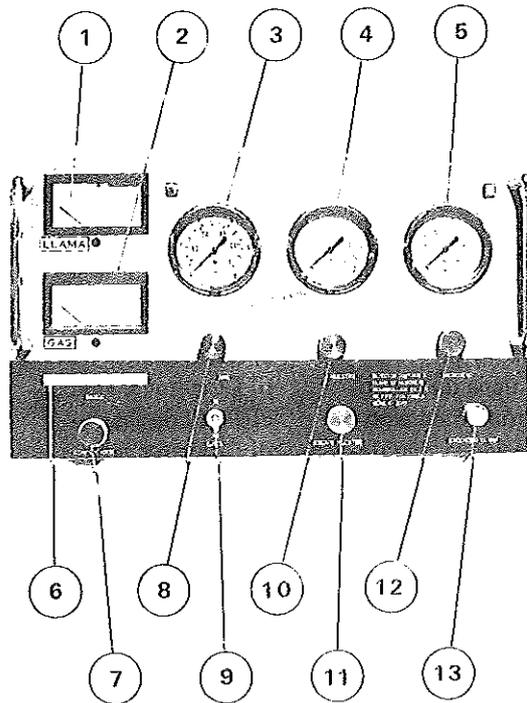
Frente:

- Milivoltímetro – Medidor de temperatura.
- Microamperímetro – Medidor de gas.
- Manómetro indicador presión de aire.
- Manómetro indicador presión de muestra de gas.
- Manómetro indicador de presión de gas de hidrógeno.
- Escala luminosa automática del amplificador electrométrico.
- Perilla de compensación.
- Perilla ajuste válvula reguladora de aire.
- Interruptor de línea.
- Perilla ajuste válvula de muestra.
- Válvula de escape de muestra.
- Perilla ajuste válvula reductora hidrógeno
- Botón de encendido de la llama

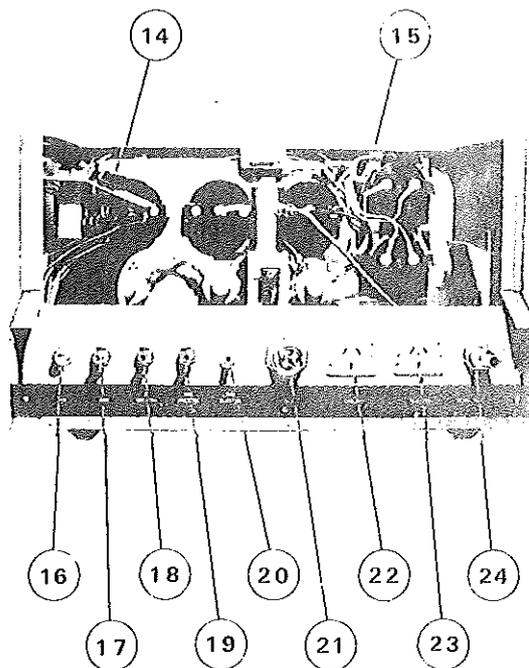
Contrafrente:

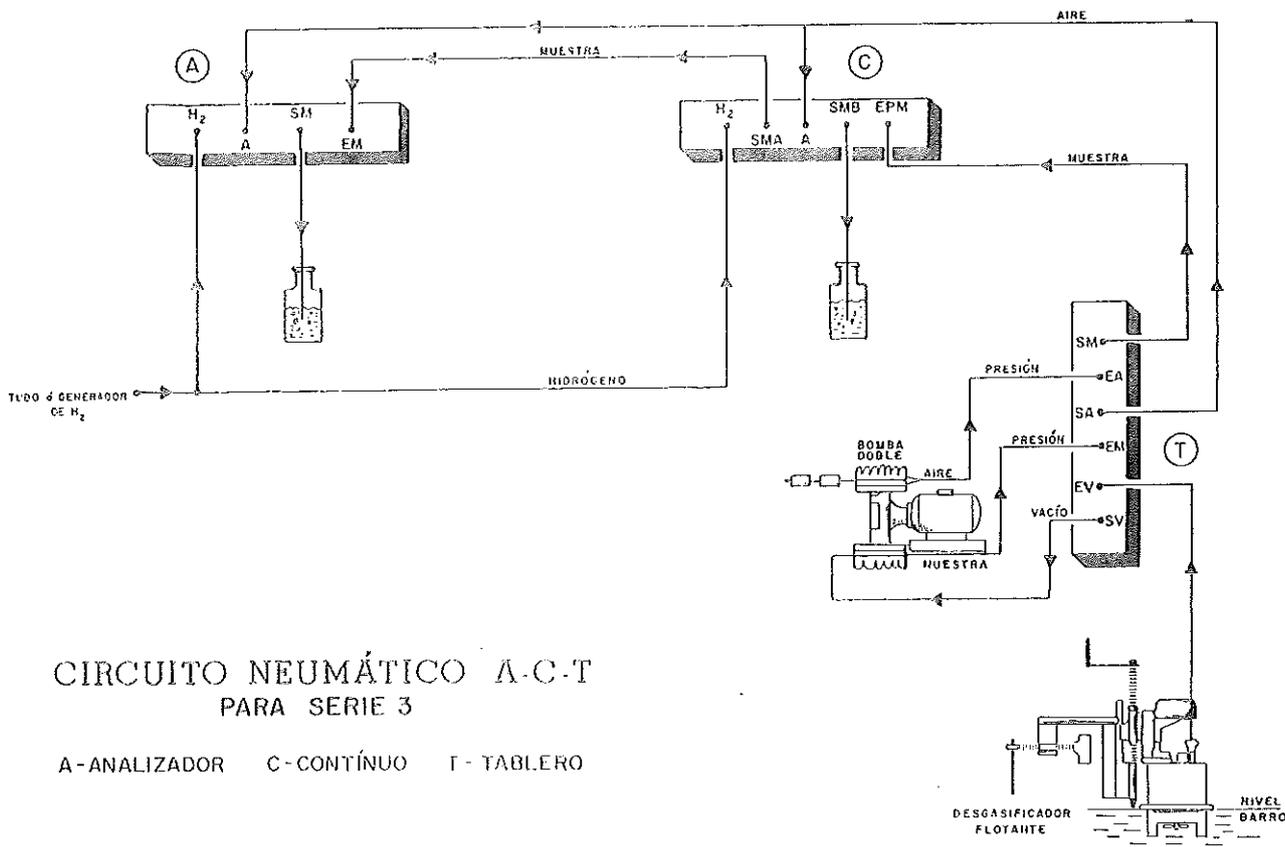
- Caja de fusibles.
- Cable coaxil entre amplificador electrométrico y quemador.
- Acople entrada hidrógeno de bronce.
- Acople entrada de aire ficha rápida casucci.
- Acople entrada muestra ficha rápida casucci.
- Acople salida muestra para analizador ficha rápida casucci.
- Acople salida muestra para burbujeador ficha rápida casucci.
- Ficha Naza macho para línea 220 voltios.
- y 23. Tomacorrientes comunes para electrobombas y registradores.
- Salida señal registro – Ficha Naza hembra entrega señal analógica del circuito del medidor al registrador.

DETECTOR CONTINUO SERIE 3
DESCRIPCION FRENTE



DETECTOR CONTINUO SERIE 3
CONTRAFRENTE





CIRCUITO NEUMÁTICO A-C-T PARA SERIE 3

A - ANALIZADOR C - CONTÍNUO T - TABLERO

PERFIL DE GAS (Adjunto "C")

- a) Forma y material
- b) Llenado e interpretación

a) Forma y material: El formato del perfil de detección y análisis de gases corresponde al estandarizado por las compañías de perfilaje, es decir, ancho máximo, 210 mm para papel copia de 240 mm.

El perfil se grafica sobre papel polyester transparente y sobre una escala de 1:200; ésto permite sacar las copias que se consideren necesarias en el mismo camión de perfilaje que realiza los perfilajes finales del pozo.

b) Llenado e interpretación

- 1 - Cronometraje
- 2 - Calcimetría
- 3 - Rastros
- 4 - Fluorescencia directa y con solvente
- 5 - Gas total
- 6 - Cromatografía
- 7 - Otros parámetros

1 -- Cronometraje

Se denomina cronometraje al tiempo total en que se perfora 1 metro y se anotan metro a metro durante toda la perforación. Un cambio de cronometraje sirve para una interpretación primaria de un posible cambio litológico; puede, por cálculos junto con otros parámetros, determinar zonas presurizadas o predecir zonas de alta fracturación o alta porosidad, por el tiempo tardado en perforar el metro.

En el perfil se grafican en la primera columna de la izquierda metro a metro en línea continua, y usando una escala que va de 0 a 50 minutos; superando los 50' se recomienza desde la izquierda a partir de 50' hasta 100' y valores mayores se colocan directamente en números.

2 -- Calcimetría

Denominamos calcimetría al método de medición del porcentaje total de carbonatos que hay en una muestra. El método usado es por evolución del anhídrido carbónico (CO₂), disolviendo cierta cantidad de muestra pesada en ácido clorhídrico, midiendo el desplazamiento que produce el CO₂ en un tubo aforado.

Se dibuja en la primera columna de la izquierda (superpuesta con el cronometraje) en una escala que va de 0 por ciento a 100 por ciento graficando cada valor con un punto encerrado en un pequeño círculo en el porcentaje correspondiente y uniendo todos los círculos por una línea de trazas.

3 -- Rastros

Llamamos rastros a los hidrocarburos líquidos que se ven directamente adheridos a los recortes de terreno. Esto nos da una idea de la cantidad de hidrocarburos que contiene la roca en la zona que se está perforando.

Se grafica con un círculo frente al metro a que corresponde y se da una idea de la cantidad de rastros que tiene la roca llenando parcial o totalmente dicho círculo, es decir:

Rastros aislados

Rastros regulares
Rastros abundantes

4 – Fluorescencia directa y con solvente

Llamamos fluorescencia al color amarillo o castaño que toman los hidrocarburos que contienen los recortes de terreno al ser expuestos a una luz fluorescente. Decimos que una muestra tiene fluorescencia directa cuando apenas lavada se coloca en el fluoroscopio y da una coloración puntual amarilla y al agregarle un solvente se ve la evolución de la dilución del hidrocarburo.

Se grafica en un cuadro por metro dividido en tres tercios:

Fluorescencia directa puntual	<input type="checkbox"/>
Fluorescencia directa parcial	<input type="checkbox"/>
Fluorescencia directa total	<input type="checkbox"/>
Fluorescencia con solvente puntual	<input type="checkbox"/>
Fluorescencia con solvente parcial	<input type="checkbox"/>
Fluorescencia con solvente total	<input type="checkbox"/>

5 – Gas total

Denominamos gas total al gas que marca el detector contínuo a llama hidrógeno que posee la unidad de control geológico.

Se grafica en la pista del centro del perfil en 3 escalas: la primera cubre el rango de 0 a 1.000 unidades en línea contínua; la segunda va de 0 a 10.000 unidades en línea de trazas y la tercera cubre de 0 a 100.000 unidades en traza y punto.

6 – Cromatografía

Denominamos cromatografía al análisis del gas de pozo que nos permite conocer la composición porcentual de los hidrocarburos que componen dicho gas hasta el carbono₅ (pentano)

Se grafica como porcentaje acumulativo de 0 a 100 por ciento, encerrando en un círculo el punto a que corresponde dicho porcentaje. Uniendo con líneas de trazas todos los puntos que corresponden a un mismo gas, dando a esta metodología una idea de la variación de los gases del pozo a través de toda la perforación. Se grafican los gases C₁ y C₂ sumados; C₃ sólo; IC₄ + C₄ y IC₅ + C₅.

Esto se grafica así porque lo que importa en la interpretación de las posibles zonas de interés es la evolución que producen los gases más pesados ya que éstos normalmente acompañan a los hidrocarburos.

7 – Otros parámetros

El resto de los parámetros se grafican al solo fin de completar al máximo la información para que al interpretar ésta se tenga una visión general de la perforación del pozo.

CONCLUSIONES

La correcta interpretación de todos los datos graficados da una idea de las principales zonas de interés petrolero que tiene un pozo de exploración, sobre todo en zonas donde no se pudo realizar ensayos determinativos de tipo D.S.T. (Ensayo de Formación a pozo abierto).

Esta recopilación de información junto con los registros de perfiles, permiten reconocer las zonas de mayor interés para la posterior terminación del pozo.

