

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



**“DETECCIÓN DE ARENAS PRODUCTIVAS A TRAVÉS DEL
ANÁLISIS DE GASES TOTAL Y CROMATOGRÁFICO DEL
REGISTRO DE LODO EN PERFORACIÓN DE POZOS DE GAS
Y CONDENSADO EN LA CUENCA UCAYALI”**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

ELABORADO POR:

RENZO CRISTHIAN FLÓREZ MILLA

PROMOCIÓN 2011- I

LIMA – PERÚ

2012

CONTENIDO

| | |
|--|----|
| DEDICATORIA..... | 2 |
| SUMARIO..... | 4 |
| INTRODUCCIÓN..... | 5 |
| 1. FUNDAMENTO TEÓRICO..... | 7 |
| 1.1 YACIMIENTOS DE GAS..... | 7 |
| 2.1.1. Definición..... | 7 |
| 2.1.2. Clasificación de los Yacimientos de Gas..... | 8 |
| 2.1.3. Yacimientos de Gas Condensado..... | 10 |
| 2.2 CROMATOGRAFÍA DE GASES..... | 12 |
| 2.2.1 Definición..... | 12 |
| 2.2.2 Cromatografía con detector FID..... | 15 |
| 2.2.3. Esquema de Captura de Gas en Perforación..... | 16 |
| 2.2.4. Show de Gas..... | 19 |
| 2.2.5. Masterlog..... | 20 |
| 2.2.6. Gas Cromatográfico..... | 23 |
| 2.2.7. Gas Total..... | 24 |
| 2.2.8. Gas Ratio..... | 24 |
| 2.3 PRUEBA DE POZOS..... | 27 |
| 2.3.1. Definición..... | 27 |
| 2.3.2. Instalaciones de Prueba en Superficie..... | 35 |
| 2.3.3. Tendido del Equipo de Testing..... | 38 |
| 3. HIPÓTESIS Y VARIABLES..... | 41 |
| 3.1 Hipótesis..... | 41 |
| 3.2 Variables..... | 43 |
| 4. MÉTODO..... | 44 |
| 5. APLICACIÓN..... | 55 |
| 6. ANÁLISIS ECONOMICO..... | 70 |
| 7. CONCLUSIONES..... | 73 |
| 8. RECOMENDACIONES..... | 75 |
| 9. BIBLIOGRAFÍA..... | 77 |

SUMARIO

Este estudio consta de ocho capítulos en los que inicialmente se sustentará una base teórica, para luego proponer un método que será aplicado para confirmar su validez.

En el primer capítulo se presenta una introducción, en el segundo capítulo se describe todo lo relacionado al fundamento teórico, en donde se exponen los principios teóricos de yacimientos de gas y condensado, cromatografía de gases, así como las operaciones de prueba de pozos. En el tercer capítulo se detalla la hipótesis y variables del estudio. En el cuarto capítulo se propone el método utilizado para la deducción de las correlaciones. En el quinto capítulo se aplica este método a varios intervalos que fueron ensayados individualmente. En el sexto capítulo se realiza un análisis donde se demuestra la importancia económica que tiene su aplicación. En los capítulos siete y ocho se dan las conclusiones y recomendaciones, respectivamente, en el capítulo nueve se cita la bibliografía.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo y gas, un factor muy importante es la necesidad de prever zonas productivas luego de haber culminado la etapa de perforación del pozo, con el objetivo de balear zonas en las que se tenga una gran probabilidad de ser exitosas y económicamente rentables. Se estima que los costos por ensayar zonas no productivas se encuentran alrededor de seiscientos mil dólares, cuestión que se detalla en un capítulo posterior.

El primer contacto que se tiene con los hidrocarburos que podrían estar presentes en la formación, se da durante la plena perforación, en el momento en el que el lodo trae consigo estos hidrocarburos provenientes de la roca cortada, es entonces que la tesis utiliza éste primer contacto, que mediante una correlación determina la posible producción que podría tener el intervalo; es por eso que el presente trabajo se enfoca en analizar datos recopilados tanto de cromatografía de gases en perforación, como de pruebas de formación de pozos de gas y condensado pertenecientes a la cuenca Ucayali.

Se analizan datos de cromatografía como también de gas total, centrándose primeramente en la cantidad de gas medida por el cromatógrafo del equipo de Mud Logging durante la perforación, para luego relacionar estos datos con los de producción obtenidos de los ensayos de los intervalos perforados, así se llega a deducir correlaciones que nos indican un valor aproximado de la producción que

podría tener este intervalo, el cual es un alcance muy útil antes de ensayar zonas en nuevos pozos.

Por otro lado, se realizan también análisis de Gas Ratios (Relaciones para gases), específicamente se usa el método de los triángulos, relacionándolos también con los resultados de las pruebas de formación y de esa manera deducir correlaciones que nos dan un estimado del CGR (1) que se tendrá en las pruebas de formación de nuevos pozos.

Estos resultados serán aplicados a otros pozos para así verificar la validez de las correlaciones obtenidas específicamente para arenas en pozos de gas y condensado perteneciente a la Cuenca Ucayali.

(1) CGR: Condensate Gas Relationship o en español Relación Gas condensado

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Yacimientos de gas

2.1.1 Definición

Se definen como yacimientos de gas natural aquellos que a lo largo de toda su historia se mantienen en el yacimiento en estado de vapor, sin embargo, este tipo de yacimiento puede producir cierto volumen de líquido por condensación, lo cual ocurre en las tuberías de producción y en las instalaciones de superficie. Esta condensación ocurre por enfriamiento y fuera del yacimiento, explicaremos esto de la siguiente forma:

Un reservorio contiene gas si su temperatura es mayor a la temperatura crítica del fluido, la caída de presión en el reservorio traerá como resultado la condensación retrógrada si la temperatura se encuentra entre la temperatura crítica

y la cricondentérmica(2), mientras que no se formará líquido si se encuentra por encima de la cricondentérmica.

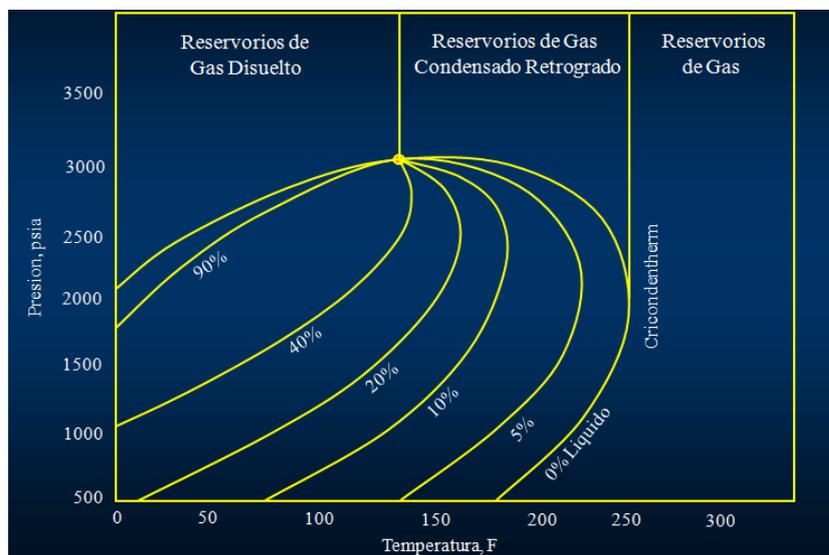


Fig. 2.1 Diagrama de Fases en reservorios de gas

2.1.2 Clasificación de los Yacimientos de Gas

Los yacimientos de gas se clasifican de la siguiente forma:

Yacimientos de gas seco.-

Son aquellos yacimientos cuya temperatura inicial excede a la cricocondentérmica y están constituidos esencialmente por metano, con rastros de hidrocarburos superiores, debido a la alta energía cinética de las moléculas y a su baja atracción, en este tipo de yacimiento la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa, tanto

(2) Cricodontérmica: Es la temperatura máxima en un diagrama presión – temperatura de fluidos de yacimiento, a la cual dos fases pueden coexistir (líquido y vapor)

en el subsuelo como en superficie en los tanques de almacenamiento, además durante su vida productiva (a cualquier presión) no alcanzan la forma de líquidos.

Yacimientos de Gas Húmedo.-

Son aquellos yacimientos que su temperatura inicial excede a la temperatura cricondentérmica y están formados por hidrocarburos livianos a intermedios estos no se condensan en el reservorio pero si lo hacen en superficie (en el separador) como consecuencia de la disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más pesadas originando un aumento en las fuerzas de atracción transformándose parte de este gas en líquido, generalmente estos yacimientos generan relaciones Gas Líquido mayores a 15000 SCF/BL (3)

Yacimiento de gas retrógrado.-

En los yacimientos de gas retrógrado la temperatura del reservorio es mayor a la crítica pero menor que la cricondentérmica, ocurre una condensación retrógrada, pues normalmente al disminuir la presión a temperatura constante, el gas debería expandirse; pero, en este caso, cuando cae debajo de la presión de rocío, empieza a condensarse, el fenómeno ocurre hasta salir de la zona retrograda, donde nuevamente empieza la vaporización normal. El fenómeno retrógrado se debe a la composición muy dispareja de los reservorios de gas y condensado. Cuando la presión cae, los componentes pesados se apartan de los ligeros, coalescen y se tornan líquidos. Ello continúa hasta que un máximo de líquido es obtenido al terminar la zona retrógrada.

(3)) Ref : Freddy H. Escobar, “ Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos “ primera edición, Capítulo 1 – pág. # 20

2.1.3 Yacimientos de Condensado

La producción de condensado puede ser considerado como un intermedio entre el petróleo y el gas. Los reservorios de petróleo tienen gas disuelto en un rango de cero a pocos miles de pies cúbicos por barril, mientras que en reservorios de gas un barril de líquido (condensado) es vaporizado en 100000 SCF de gas o más, y del cual por consiguiente una cantidad muy pequeña o despreciable de hidrocarburo líquido es obtenida en los separadores de superficie.

La producción en yacimientos de este tipo es predominantemente gas, del cual cierto porcentaje de líquidos es condensado en los separadores de superficie, por ello el nombre de gas condensado. Los reservorios de gas y condensados aproximadamente pueden ser definidos como los que producen líquidos con un color de incoloro a tenue, con gravedades que están sobre los 45° API con un GOR en un rango de 5000 a 100000 SCF/BL. Se ha señalado la inadecuada clasificación de reservorios basada enteramente en los GOR de superficie, pues para una correcta clasificación de reservorios tenemos que tomar en cuenta lo siguiente: la composición del hidrocarburo, la temperatura y presión del fluido en el reservorio.

Durante el proceso de producción del yacimiento, la temperatura de formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce. Las mayores caídas de presión tienen lugar cerca de los pozos productores. Cuando la presión de un yacimiento de gas condensado se reduce hasta un cierto punto (punto de rocío), una fase líquida rica en fracciones pesadas se separa de la solución; la fase gaseosa muestra una leve disminución de las fracciones pesadas. La reducción continua de la presión

incrementa la fase líquida hasta que alcanza un volumen máximo; luego el volumen de líquido se reduce.

En un yacimiento de condensado, la condición inicial del yacimiento se encuentra en el área monofásica, a la derecha del punto crítico. Conforme declina la presión del yacimiento, el fluido atraviesa la curva de rocío y una fase líquida se separa del gas. El porcentaje de vapor disminuye, pero puede aumentar nuevamente con la declinación continua de la presión. La cricondentérmica es la temperatura máxima a la cual pueden coexistir dos fases. Los separadores de superficie habitualmente operan en condiciones de baja presión y baja temperatura.

En yacimientos de gas condensado saturados, la presión de yacimiento ha declinado por debajo de la presión de rocío, para formar una zona de líquidos móviles e inmóviles. El comportamiento retrógrado puede ocurrir como vaya declinando la presión de yacimiento. La formación de una fase líquida en los yacimientos de gas condensado altera la composición de los líquidos remanentes, debido a que los condensados líquidos están compuestos por muchos hidrocarburos pesados. La movilidad del condensado es mucho menor que la del gas en el medio poroso, por lo que los líquidos que se quedan en el yacimiento son ricos en componentes pesados. En consecuencia, un acondicionamiento(4) previo del pozo puede afectar la obtención de muestras representativas del fluido original del yacimiento. El muestreo en yacimientos de gas condensado saturados no es recomendable si el objetivo del programa de muestreo es la captura del fluido original del yacimiento.

(4) *acondicionamiento: entiéndase como cambiar las propiedades del lodo, previo a una operación*

Sin embargo, un programa de muestreo de fluidos puede ser diseñado para otros propósitos en la gerencia de un yacimiento, como el monitoreo de progreso de explotación del yacimiento, un ejemplo de este tipo de Yacimientos son los pertenecientes a la cuenca Ucayali.

2.2 Cromatografía de Gases

2.2.1 Definición

La cromatografía es un método físico de separación utilizado para la caracterización de mezclas complejas, una forma particular es la **cromatografía de gases**, en la que la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica. La elución⁽⁵⁾ se produce por el flujo de una fase móvil de gas inerte. A diferencia de los otros tipos de cromatografía, la fase móvil no interactúa con las moléculas del analito (muestra gaseosa), su única función es la de transportar el analito a través de la columna.

Existen dos tipos de cromatografía de gases la cromatografía gas-sólido y la cromatografía gas-líquido, siendo esta última la que se utiliza más ampliamente, y que se puede llamar simplemente cromatografía de gases. La Cromatografía de Gases (Gas-Líquido) utiliza como fase estacionaria moléculas de líquido inmovilizadas sobre la superficie de un sólido inerte.

(5) Elución : término usado en cromatografía, se refiere al acarreo de una sustancia hacia fuera de la matriz de la columna de cromatografía (por ejemplo gel de sílice) utilizando un solvente (eluyente).

La Cromatografía de Gases se lleva a cabo en un cromatógrafo. Éste consta de diversos componentes como el gas portador, el sistema de inyección de muestra, la columna (generalmente dentro de un horno), y el detector, tal como se muestra en la figura 2.2.

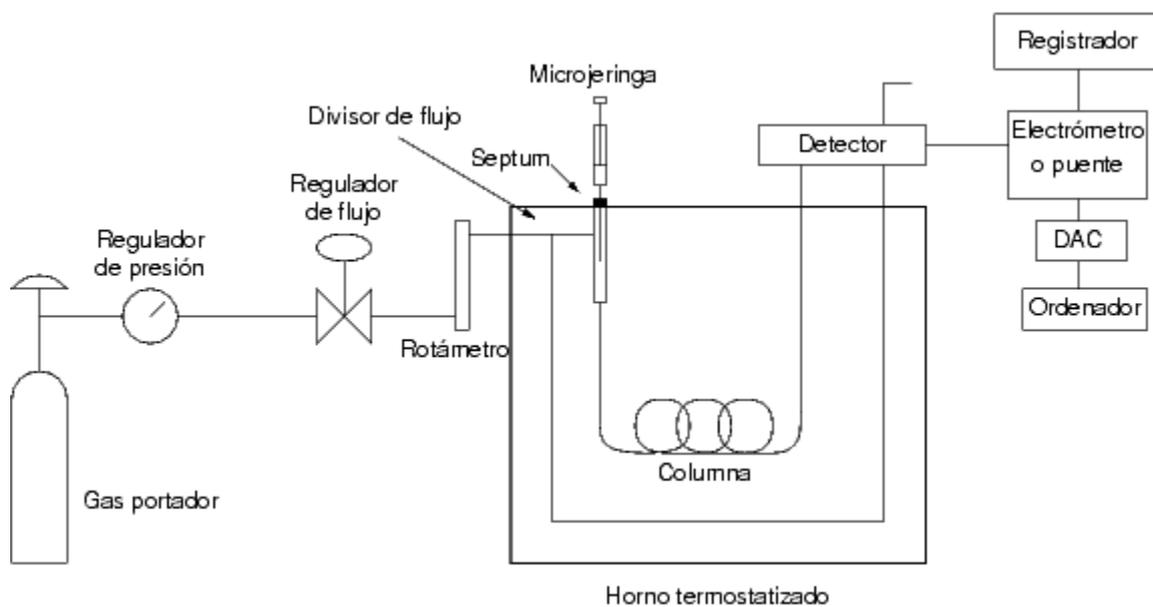


Fig. 2.2. Diagrama de un Cromatógrafo de Gases

El gas portador cumple básicamente dos propósitos: Transportar los componentes de la muestra, y crear una matriz adecuada para el detector. Un gas portador debe reunir ciertas condiciones:

-Debe ser inerte para evitar interacciones (tanto con la muestra como con la fase estacionaria)

-Debe ser capaz de minimizar la difusión gaseosa

-Fácilmente disponible y puro

-Económico

-Adecuado al detector a utilizar

El gas portador debe ser un gas inerte, para prevenir su reacción con el analito o la columna. Generalmente se emplean gases como el helio, argón, nitrógeno, hidrógeno o dióxido de carbono, y la elección de este gas en ocasiones depende del tipo de detector empleado. El almacenaje del gas puede ser en balas normales o empleando un generador, especialmente en el caso del nitrógeno y del hidrógeno. Luego tenemos un sistema de manómetros y reguladores de flujo para garantizar un flujo estable y un sistema de deshidratación del gas, como puede ser un tamiz molecular.

El detector es la parte del cromatógrafo que se encarga de determinar cuándo ha salido el analito por el final de la columna.

Entre algunos tipos de detectores tenemos:

- Detector de ionización de llama (FID, Flame Ionization Detector).
- Detector de conductividad térmica (TCD, Thermal Conductivity Detector).
- Detector termoiónico (TID, ThermoIonic Detector)

Según el tipo de detector se va a clasificar la cromatografía de gases, se pasará a detallar el primero de ellos por ser el utilizado en el presente estudio

2.2.2 Cromatografía con Detector de Ionización de llama(FID)

El detector de ionización de llama es un detector utilizado en cromatografía de gases, es uno de los detectores más usados y versátiles. Básicamente es un quemador de hidrógeno/oxígeno, donde se mezcla el efluente de la columna (gas portador y analito) con hidrógeno. Inmediatamente, este gas mezclado se enciende mediante una chispa eléctrica, produciéndose una llama de alta temperatura. La mayoría de compuestos orgánicos al someterse a altas temperaturas pirolizan y se producen iones y electrones, que son conductores eléctricos. Este hecho se aprovecha estableciendo una diferencia de potencial de unos centenares de voltios entre la parte inferior del quemador y un electrodo colector situado por encima de la llama. La corriente generada es baja (del orden de los 10^{-12} A), por lo tanto debe ser amplificada mediante un amplificador de alta impedancia.

El proceso de ionización que se da en la llama es complejo, pero se puede aproximar el número de iones producidos al número de átomos de carbono transformados en la llama. Esto produce que sea un detector sensible a la masa (al número de átomos de carbono que salen de la columna) más que a la concentración, por lo tanto no le afectan demasiado los cambios en el flujo de salida.

Existen algunos grupos funcionales que no dan respuesta en este detector, como el carbonilo, alcohol, halógeno o amina, y tampoco responden gases no inflamables como el CO₂, SO₂, agua y óxidos de nitrógeno. Este hecho, más que limitar el ámbito de aplicación de este detector, permite el análisis de muestras contaminadas con alguno de los compuestos mencionados.

Cabe resaltar que este tipo de cromatógrafo se adecúa a lo que se requiere para detección de gases en el lodo en operaciones de perforación.



Fig. 2.3. Cromatógrafo Con Detector de Ionización de Flama

Ventajas:

Alta sensibilidad, del orden de 10-13 g/s.

Amplio intervalo lineal de respuesta, 10⁷ unidades.

Bajo ruido de fondo (elevada relación señal/ruido).

Bajo mantenimiento, fácil de fabricar.

Desventajas:

Destruye la muestra (la piroliza).

2.2.3 Esquema de Captura de Gas en Operaciones de Perforación

Como bien es conocido el gas se encuentra en diferentes proporciones en todas las formaciones del subsuelo, en mayor cantidad en formaciones más profundas, este se encuentra en equilibrio entrampado en los poros de las rocas que componen las formaciones.

Es este gas que al ser perforada la roca en la cual se encuentra es liberado, y transportado por el lodo en circulación hacia superficie, es necesario poner énfasis en que el gas liberado no es producto de una falta de estabilidad de presiones en el pozo (Presión de formación $>$ Presión hidrostática) sino que es el gas que se encontraba en la columna de roca perforada.

Luego de viajar este gas dentro del lodo hasta superficie, este lodo sale por el flow line y luego pasa hacia el possum belly(6), es en esta llamada también campana que está abierta (a presión atmosférica) donde llega el lodo que arrastra al gas, aquí la unidad de mudlogging coloca una trampa de gas como se muestra en la figura 2.5, la cual captura la parte gaseosa en la parte superior y deja pasar el lodo por una salida en la parte inferior, es este gas que mediante unas mangueras delgadas llega a la cabina de mudlogging.

Sin embargo el gas no viene solo existe cierto porcentaje de humedad (vapor de agua) el cual es retirado del gas mediante unos filtros que se colocan previos a la entrada o succión del gas al cromatógrafo, ya con el gas en el cromatógrafo se da lo que se menciona en líneas el acápite anterior como Cromatografía de gases con Detector de Ionización de Flama, donde se da la lectura de gases.

Todo éste circuito es resumido en la figura 2.4.

(6)Possum Belly: Es un tanque en forma de campana situado al final de la línea de retorno del lodo, aquí, el flujo de lodo y detritos es repartido hacia las zarandas.

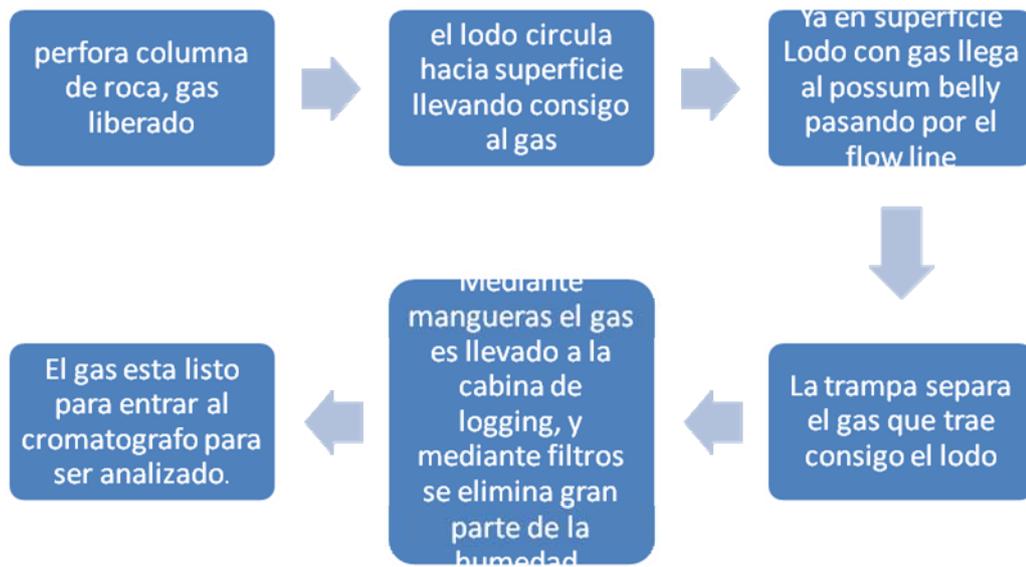


Fig. 2.4 Esquema de captura de gas en Operaciones de Perforación

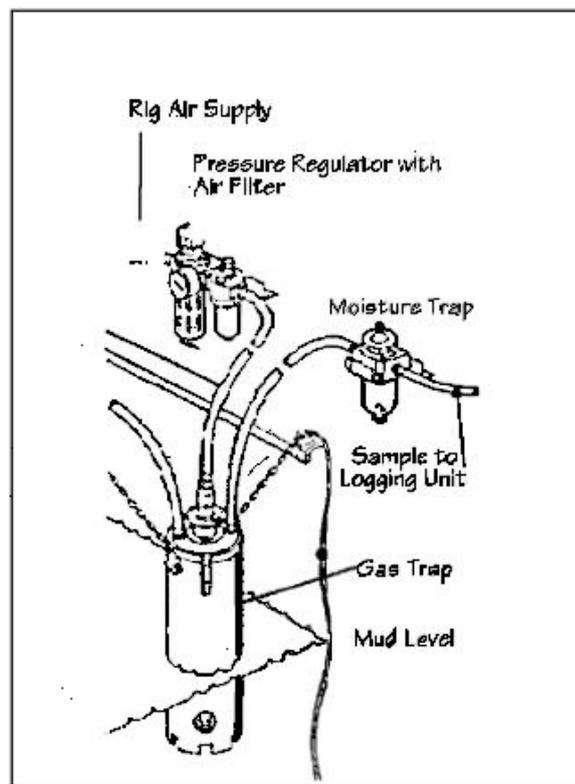


Fig.2.5 Trampa de Gas ubicada en el Possum Belly

2.2.4 Show de Gas

Para definir lo que es un show de gas debemos de tener bien en claro las siguientes definiciones:

Zero Gas: es la lectura del detector cuando se circula con el pozo limpio y controlado (equilibrio de presiones) con la sarta rotando pero no en fondo y sin movimiento vertical, debido a que casi todas las formaciones poseen al menos un poco de gas el *zero Gas* es mayor al cero absoluto de gas.

Background Gas: Cuando se perfora en una litología uniforme, es común que se obtenga una lectura de gas consistente, sin embargo esta puede fluctuar considerablemente, pero siempre es mayor al *zero Gas*.

Show de Gas: Es toda desviación ya sea en cantidad o en composición sobre el background establecido, este debe ser señalado y reportado en un registro correspondiente.

Gas de Viaje: Cuando se realiza un viaje, se deja de circular, durante este intervalo de tiempo el gas puede migrar hacia el pozo cuyo lodo está en condiciones estáticas, cuando se reanuda la circulación se observa un pico de gas que puede llegar en el tiempo de retorno (lag time) e inclusive antes si proviene de formaciones más someras, cabe resaltar que el *Gas de Viaje* no constituye un Show de Gas, sin embargo debe ser reportado si excede claramente al *background Gas*.

Gas de Conexión: Se origina de forma similar al gas de viaje, cuando se ha dejado de circular por algunos minutos para agregar un nuevo single o stand de tubería, y se observa en superficie cada 10 o 20 minutos dependiendo de cuanto se tarda en perforar dicho single o stand de tubería.

Gas de Reciclo: No todo el Gas que viene en el lodo de retorno será removido por los sistemas de superficie, algo de gas será recirculado dentro del pozo, debido a la dilución en los tanques de lodo y a la turbulencia en el pozo algún bache de lodo conteniendo gas será diluido, el subsiguiente pico de gas será observado entonces de manera más difusa, pudiendo inclusive aparentar un incremento del *Background Gas*.

En conclusión toda desviación por encima del *Background Gas* puede representar un Show de Gas, sin embargo nosotros debemos de saber diferenciarlo de los demás mencionados.

2.2.5 Masterlog (Registro Litológico)

El Masterlog o Litolog es el registro gráfico geológico del pozo que elaboran las unidades de mud logging, y que se usa para correlacionar con otros pozos de la misma área.

La información registrada en el Masterlog, debe ser estandarizada por la compañía operadora, lo cual le permitirá darle un mejor uso en propósitos de correlación.

La escala de la rata de penetración (ROP) debe ser la adecuada con el fin de facilitar su correlación con los registros Gamma ray.

Las abreviaturas que se usan en el Masterlog deben ser estandarizadas. La información que se registra en el Masterlog es la siguiente:

(7) *ROP: Rate of Penetration o Rate de penetración, es la tasa o velocidad de avance en operaciones de perforación.*

- **PORCENTUAL LITOLÓGICO:** Se usa un formato estandarizado, siendo modificado únicamente en algunos símbolos litológicos de algunas rocas, según cada compañía.
- **LITOLOGIA INTERPRETADA:** Se realiza según el criterio lógico de cada geólogo, teniendo en cuenta la rata de penetración y el porcentaje litológico.
- **GAS TOTAL:** Esta columna incluye generalmente el gas proveniente de la formación, el cual es graficado mediante una línea continua. La escala que se usa es logarítmica. Se recomienda anotar los valores de cromatografía a los máximos "shows" de gas. También se registra, pero numéricamente los gases de conexión, y viaje. La curva de gas total va acompañada de su respectiva cromatografía. Los componentes de la cromatografía son distinguidos por varios colores, los cuales se dan a conocer en el encabezado del registro.

En esta columna de gas también se puede anotar las principales desviaciones y los topes de cada formación.

- **DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS:** Se realiza un comentario resumido, pero completo, de la descripción de muestras, utilizando las abreviaturas estandarizadas. Esta descripción debe ser lo más detallada posible, resaltando las litologías y las guías litológicas más importantes con el fin de que sean de verdadera utilidad en la correlación con pozos del área, lo mismo que para interpretación de posibles ambientes de sedimentación.
- **EVALUACION DE SHOW DE ACEITE:** Se registra mediante barras, según la siguiente calificación: Muy Pobre, Pobre, Regular y Buena. Esta evaluación es

muy cualitativa y subjetiva; por lo tanto, deben de tenerse en cuenta las características principales y más sobresalientes de las manifestaciones de aceite, lo mismo que la cantidad y composición del gas observado. Algunas compañías han tratado de cuantificar esta evaluación dándole valores a ciertas características como tipo de color, tonos e intensidad de la fluorescencia, etc. Sin embargo estos valores son muy relativos porque estas características varían mucho dependiendo de la formación y su edad, el área, etc.

- **DATOS DE BROCA:** La información que se registra sobre la broca es la siguiente: Número, tipo, serie, tamaño (diámetro), boquillas, avance, horas y pies perforados, rata de penetración, y calificación final. Esta información puede ser colocada en la misma columna con los datos de lodo y revestimiento o en algunas ocasiones en la columna de la ROP, donde se facilita visualizar mejor los cambios de brocas.
- **PARAMETROS DE PERFORACION:** Estos parámetros van junto con los datos de lodo al lado izquierdo de la columna de ROP. Algunos datos que se registran numéricamente son: Peso sobre la broca (WOB), revoluciones por minuto (RPM), presión de bomba y galonaje.
- **DATOS DE LODO:** Esta información es tomada de los reportes diarios suministrados por el ingeniero de lodos. Algunos datos de lodo que se colocan en el Masterlog son: tipo de lodo, peso del lodo, viscosidad plástica, yield point, geles, filtrado, pH, Pf/Mf, sólidos (%), cloruros, calcios, aceite (%), arena (%), MBT, y temperatura (°F).

En el encabezado del Masterlog se registran los siguientes datos: Compañía operadora, localización del pozo, departamento, área, nombre del pozo, país, campo, elevación del terreno, elevación de la Kelly Bushing o de la mesa rotaria (En caso de Perforar con este sistema), fecha de iniciación de la perforación, intervalo registrado, tipo de lodo, escala y el grupo de trabajo que realizó el registro de hidrocarburos. Además se colocan los símbolos litológicos y las abreviaturas utilizadas.

2.2.6 Gas Cromatográfico

El análisis de la cromatografía de gases utiliza una muestra de gas que es tomada cada cierto intervalo de tiempo, según la respuesta del cromatógrafo, por lo tanto para que el cromatógrafo tome una lectura en el pico más alto de gas es un tanto difícil, obviamente depende de factores como el ya mencionado tiempo de respuesta del cromatógrafo, por ello a veces es recomendable que el análisis de cromatografía se realice de forma manual con el fin de realizar la cromatografía en el pico más alto de gas total. El Gas cromatográfico también se muestra en el registro litológico (Masterlog) en un chart con curvas de colores el cual por lo general está al lado del chart de gas total, estas curvas de colores representan a cada uno de los alcanos que detecta el cromatógrafo(C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5), cabe resaltar que como ya se mencionó anteriormente en cada Show de Gas el valor del gas total va acompañado de la cromatografía que se muestra en partes por millón(ppm) de cada componente.

2.2.7 Gas Total

El gas Total es una lectura constante de gas, la cual es proveniente del lodo a través de la línea de gas que llega a la unidad de Mud Logging, mediante una fórmula matemática haciendo uso de los valores del gas cromatográfico se obtiene el gas total en ppm que suele ser expresado que unidades de gas (equivalencia de acuerdo a la compañía que realiza el servicio de mud logging), mediante el gas total se puede detectar los show de gas, los gases de viaje, conexión , etc. El gas total se muestra también en el Masterlog (Registro Litológico) en un chart donde se grafica el Gas total (en unidades) vs la profundidad medida, los Show de Gas son señalados indicando el valor de la lectura de gas total, junto con la cromatografía a la profundidad dada.

2.2.8 Gas Ratio

Llamamos Gas ratio a ciertas relaciones matemáticas que usan los datos obtenidos de la cromatografía de gases de la unidad de mudlogging para identificar el tipo de fluido (hidrocarburo) que se encuentra en el reservorio (gas, petróleo, petróleo residual), sin embargo dichas relaciones no son absolutas en todos los campos, tiene que ser probada en el área de operaciones donde quiere ser aplicada, existen varios métodos usando diversas correlaciones, algunas de ellas son:

Método usando Wh, Bh, Ch (8)

Consiste en usar la relación matemática (ratio) del hidrocarburo más fresco “wetness” (Wh), la relación matemática de balance (Bh), y la relación matemática del carácter (Ch) todas ellas se utilizan juntamente, de la siguiente forma

$$Wh = [(C_2 + C_3 + C_4 + C_5)/(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5)] \times 100$$

$$Bh = (C_1 + C_2)/(C_3 + iC_4 + nC_4 + C_5)$$

$$Ch = (iC_4 + nC_4 + C_5)/C_3$$

Los resultados se interpretan de la siguiente forma:

| Gas Ratio | Interpretación |
|--|--|
| Wh < 0.5 | Gas muy seco |
| Wh 0.5 - 17.5 | Densidad de gas aumenta al aumentar el Wh |
| Wh 17.5 – 40 | Densidad del petróleo aumenta con el Wh |
| Wh > 40 | Petróleo Residual |
| Wh < 0.5 y Bh > 100 | Gas ligeramente seco |
| Wh 0.5 - 17.5 y Wh < Bh < 100 | Gas Productivo. Densidad y frescura incrementa a medida de que las curvas convergen. |
| Wh 0.5 - 17.5 y Bh < Wh Ch < .05 | Gas condensado o Gas húmedo |
| Wh 0.5 17.5 Bh < Wh y Ch > 0.5 | Petróleo de alto API/ alto GOR |
| Wh 17.5 - 40 y Bh < Wh | Petróleo. API decrece a medida que las curvas divergen |
| Wh 17.5 - 40 y Bh << Wh | Petróleo Residual |

Fig. 2.6 -Tabla de Interpretación de resultados según el método usando Wh, Bh y Ch

(8) *Wetness, Balance, and Character ratios, del paper “Interpretation of Hydrocarbon Shows using Light hydrocarbon gases from mud log data”- AAPG bulletin V69, N° 8 (August 1985), p. 1305 – 1310, by Haworth, M. Sellens, and Alun Whittaker.*

Método del Triángulo (9)

Éste método consiste en graficar sobre una grilla triangular grande (negra) en la que cada lado representa las relaciones $C_2/\Sigma C$, $C_3/\Sigma C$ y $nC_4/\Sigma C$ (valores que varían entre 0 y 0.17) rangos que involucran a todo tipo de reservorios; En cada lado del triángulo se coloca el valor respectivo de cada una de las 3 relaciones mencionadas líneas arriba, trazando por cada punto (ej. $C_2/\Sigma C = 0.11$) paralelas a cada lado de esta forma se genera un segundo triángulo (azul) superpuesto al primero, con tamaño y orientación determinados por los valores de esas relaciones, siendo éste último del cual se va a obtener la información que requerimos según las siguientes posibilidades:

- 1.- Un triángulo con el vértice hacia arriba indica una zona rica en gas.
- 2.- Un triángulo con vértice hacia abajo indica una zona rica en petróleo.
- 3.- Un triángulo grande indica una zona de alta relación gas - petróleo (GOR).
- 4.- Un pequeño triángulo casi invisible, indica un bajo GOR.

Para facilitar este ploteo se utilizó un software libre llamado GCD (método del triángulo)

(9) Método del Triángulo ó GCD-“Gas Composition Diagram for Windows” aplicación libre para graficar diagramas composicionales.

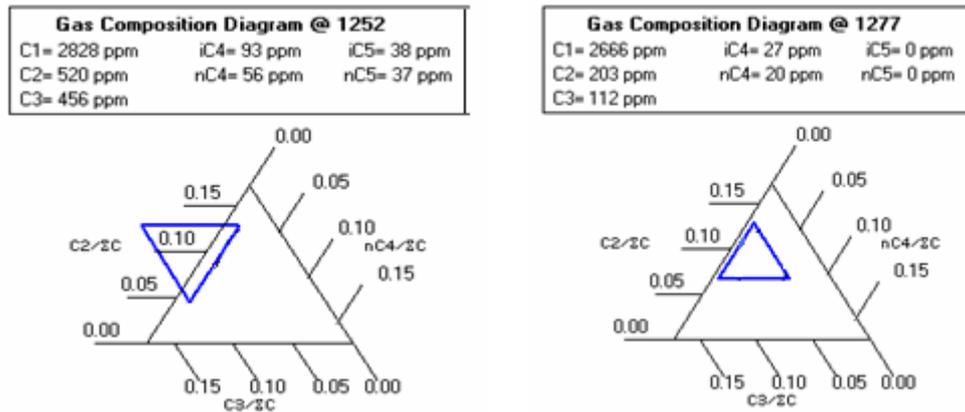


Fig. 2.7- Ejemplos de diagramas de triángulo

2.3 Pruebas de Pozos

2.3.1 Definición

Las pruebas de pozos pueden ser agrupadas en dos grandes categorías basada en su función primaria. La primera categoría, las pruebas de presión, incluyen pruebas que permiten determinar las propiedades de la roca y de los fluidos (por ejemplo, la permeabilidad, daño y presión promedio de yacimiento) y la localización e identificación de heterogeneidades del yacimiento (por ejemplo, fallas sellantes, fracturas naturales y contactos). La segunda categoría, las pruebas de productividad, incluyen aquellas pruebas que permite determinar el potencial de producción de un pozo.

a) Pruebas de Presión.

Las pruebas de presión se refieren a aquellas pruebas de pozo en el cual se mide los cambios de presión en el fondo del pozo el versus tiempo, debido a un cambio del

rate de producción. Estas pruebas permiten evaluar no solo las condiciones de la vecindad del pozo sino todas las propiedades in situ más allá de la región afectada por las operaciones de perforación y completación. Adicionalmente estas pruebas de pozo permiten determinar importantes características de la formación necesarias para diseñar un plan óptimo de explotación del yacimiento, incluyendo la presión del área de drenaje de los pozos probados, posible presencia de barreras al flujo (fallas sellantes), y características importantes que dominan la heterogeneidad de un yacimiento (por ejemplo las propiedades de la matriz y fracturas naturales en la roca o las propiedades individuales de la formación). Las pruebas de presión pueden ser pruebas a un solo pozo y pruebas multipozo.

** Pruebas a un solo pozo.*

Las pruebas a un solo pozo son aquellas la cual la respuesta de presión es medida siguiendo un cambio en la tasa de producción. De este cambio en la respuesta de presión, se puede caracterizar las propiedades promedios en una porción o en toda el área de drenaje del pozo que se está evaluando. Una prueba común a un solo pozo es la prueba de restauración de presión, la cual es obtenida por la primera estabilización de una tasa de producción, a una presión de fondo (BHP) medida en el pozo, para un posterior cierre. Luego del cierre del pozo, la BHP restaura como una función en el tiempo, y la tasa de la prueba de restauración es usada para estimar las propiedades del yacimiento/pozo. De estas pruebas podemos estimar la presión promedio del yacimiento y la permeabilidad del área de drenaje del pozo y las propiedades de la región inmediatamente adyacente a la vecindad del pozo.

Otra prueba de presión común es la prueba de declinación de presión, que es realizada con una tasa de producción conocida y constante, mientras se observa el cambio de presión en el tiempo. Las pruebas de declinación son diseñadas para determinar las características de flujo del yacimiento, también incluyen la determinación de la permeabilidad y el factor skin. Adicionalmente, cuando el transiente de presión afecta los límites del yacimiento, la prueba de declinación de presión permite establecer límites de yacimiento y estimar el volumen de hidrocarburo en sitio del área de drenaje del pozo. Estas pruebas de declinación específicas son llamadas “pruebas de límite de yacimiento”. Cuando por consideraciones económicas se requiere un mínimo tiempo de pérdida de producción, las pruebas de declinación de producción también pueden ser usadas para estimar el potencial de producción de un pozo.

Las pruebas Falloff son similares a las pruebas de restauración de presión, excepto a que son aplicadas para pozos inyectoros. Siguiendo una estabilización de la tasa de inyección, el pozo es cerrado. BHP, la cual luego empieza a declinar, es medida como una función en el tiempo. Una alternativa para pozos inyectoros es la prueba de inyectividad, la cual se inyecta a una tasa medida y se mide como incrementa la presión de fondo a medida que pasa el tiempo. La prueba de inyectividad es análoga a la prueba de declinación de presión.

** Pruebas Multipozo*

Cuando la tasa de flujo es cambiada en un pozo y la respuesta de presión es medida en otro pozo o grupos de pozos, estas pruebas son llamadas pruebas multipozo. Las

pruebas multipozo son diseñadas para determinar propiedades en una región centrada a lo largo de una línea que une pares de pozos de prueba y por lo tanto es sensibles a las variaciones direccionales de las propiedades del yacimiento, como el caso de la permeabilidad. Adicionalmente estas pruebas permiten determinar la existencia de comunicación entre dos puntos en el yacimiento. El concepto básico en una prueba multipozo es producir o inyectar en un pozo (pozo activo) y observar el cambio de presión en uno o varios pozos aledaños (pozos observadores). De los datos obtenidos, se puede estimar tanto la permeabilidad como la porosidad del área de drenaje de los pozos en estudio y cuantificar el nivel de anisotropía del yacimiento. Por ejemplo, las pruebas multipozo permiten determinar la orientación de las fracturas naturales y cuantificar la relación porosidad-compresibilidad producto de un sistema matriz-fractura.

La prueba de interferencia y las pruebas de pulso son dos pruebas multipozo comunes. En las pruebas de interferencia, el pozo es puesto en producción a una tasa constante durante toda la prueba, mientras que el resto de los pozos aledaños son cerrados y puestos en observación para observar la respuesta de presión producida por el pozo activo en producción. En las pruebas de pulso, el pozo activo se pone en producción y luego es cerrado, luego retorna a producción y posteriormente el cerrado nuevamente. Esta secuencia de apertura y cierre, la cual es repetida en periodos que raramente exceden unas pocas horas, produce una respuesta de presión que generalmente es interpretada inequívocamente aún cuando otros pozos en el campo continúan produciendo.

b) Pruebas de deliverabilidad.

Las pruebas de productividad son diseñadas para medir la capacidad de producción de un pozo bajo ciertas condiciones del yacimiento. Aunque originalmente estas pruebas fueron utilizadas inicialmente en los pozos de gas, las pruebas de productividad también son aplicables a pozos de petróleo. A diferencia de muchas pruebas de presión, algunas pruebas de productividad requieren estabilización de las condiciones de flujo para un apropiado análisis. Un indicador común de productividad obtenido de pruebas de productividad de un pozo es el absolute open flow (AOF, o Tasa Máxima). Otra aplicación de las pruebas de productividad es para la generación de la curva de oferta o inflow performance relationship (IPR). La IPR, que describe la relación entre las tasas de producción en superficie y las presiones de fondo fluyente (P_{wf}), la cual es utilizada para diseñar facilidades de superficie, entre otros. Las pruebas de producción más comunes se incluyen la prueba de flujo tras flujo, pruebas sencillas, la prueba isocronal convencional y modificada.

** Pruebas flujo tras flujo.*

Las pruebas flujo tras flujo, que a veces son llamadas backpressure o prueba de 4 puntos, son realizadas en un pozo con una serie de flujos a tasas estabilizadas para medir la presión de fondo fluyente en la cara de la arena. Cada caudal es establecido en sucesión con o sin un periodo pequeño de cierre del pozo. El requerimiento de los periodos de flujo es que los mismos alcancen condiciones estables, que es a veces una limitación en este tipo de prueba, sobre todo en yacimientos de muy baja

permeabilidad, que toman un largo tiempo para alcanzar condiciones estables de flujo.

** Pruebas sencillas*

Las pruebas sencillas o también llamadas a un solo punto son realizadas cuando existen limitaciones de factor tiempo para llevar a cabo una prueba de flujo tras flujo en yacimientos de muy baja permeabilidad. En este caso el pozo fluye a una sola tasa de producción hasta alcanzar una presión de fondo fluyente estabilizada. Estas pruebas son particularmente apropiadas cuando las características de productividad del pozo están siendo “actualizadas”, cuando son requeridas por entes gubernamentales. Una limitación de este tipo de pruebas, sin embargo, es que se requiere un conocimiento previo del comportamiento de productividad del pozo, ya sea una prueba anteriormente realizada o por correlación con otros pozos del mismo campo y de similares condiciones de producción.

** Pruebas isocronales*

Las pruebas isocronales son desarrolladas también para cortos períodos de tiempo para aquellos pozos que tienen un largo período de tiempo de estabilización. Específicamente las pruebas isocronales son una serie de pruebas a un solo punto desarrolladas para estimar las condiciones de productividad sin llegar a los tiempos necesarios para alcanzar la estabilización del pozo. La prueba isocronal es llevada a cabo por una serie de períodos de flujo y cierre, permitiendo restaurar la presión promedio del yacimiento antes empezar el siguiente período de producción. Las presiones son medidas en el tiempo durante cada período de flujo. El tiempo a la

cual la presión es medida debe ser relativamente la misma al comienzo de cada período de flujo. Por ejemplo se puede medir la presión de fondo fluyente cada 0.5, 1.0, 1.5 y 2.0 horas después de empezar cada período de flujo. Debido al menor tiempo requerido para restaurar esencialmente la presión inicial después de un corto período de flujo que se debería alcanzar en condiciones estabilizadas en una prueba de flujo tras flujo, las pruebas isocronales son más prácticas en formaciones de muy baja permeabilidad. Aunque no es requerido para analizar la prueba, un punto de flujo final estabilizado, generalmente es obtenido al final de la prueba.

** Pruebas isocronales modificadas*

El tiempo de restauración de la presión promedio del yacimiento antes de fluir en pozo durante un cierto período de tiempo, todavía puede ser poco práctico. En consecuencia, una modificación de la prueba isocronal fue desarrollada para acortar los tiempos de la prueba. El objetivo de esta modificación de la prueba isocronal es obtener los mismos datos de una prueba isocronal sin alcanzar a veces esos largos períodos de cierre requeridos para alcanzar la presión promedio del yacimiento, en el área de drenaje del pozo. La prueba isocronal es realizada como una prueba isocronal convencional, exceptuando que los períodos de cierre deben ser igual en duración, pero deben ser igual o exceder el tiempo de los períodos de flujo. Debido a que el pozo frecuentemente no alcanza a restaurar la presión promedio de yacimiento después de cada período de flujo, la presión de cierre es registrada inmediatamente antes de comenzar el período de flujo, esta presión es utilizada posteriormente en el análisis en vez de usar la presión promedio del yacimiento. En consecuencia, la prueba isocronal modificada es mucho menos exacta que la prueba

isocronal convencional. Hay que destacar que, al medida que los períodos de cierre durante la prueba son mayores, la calidad del dato y por supuesto la interpretación va a ser mucho más precisa. Igualmente, aunque no es requerido para analizar la prueba, un punto de flujo final estabilizado, generalmente es obtenido al final de la prueba.

PRUEBAS DST (DRILL STEM TEST)

Un DST provee un medio para la estimación de la formación y las propiedades de los fluidos antes de la completación del pozo. Básicamente, la DST es una completación temporal de un pozo. La herramienta del DST es un arreglo de paquetes y válvulas localizados al final de la tubería de perforación. Este arreglo puede ser usado para aislar una zona de interés y dejar que produzca dentro de la tubería. Una muestra de fluido es obtenida en la prueba, de este modo, la prueba nos puede decir los tipos de fluidos que el pozo producirá si es completado en la formación probada. Con las válvulas de superficie en el dispositivo del DST, es posible tener una secuencia de los periodos de flujo seguidos por los periodos de cierre. Un medidor de presión en el dispositivo DST puede medir presiones durante los periodos de flujo y de cierre. Las presiones medidas durante los periodos de cierre pueden ser particularmente importantes para la estimación de las características de la formación así como el producto permeabilidad/espesor y factor de daño. Esta data también puede usarse para determinar la posible presión de agotamiento durante la prueba.

2.3.2 Instalaciones de Prueba en Superficie

Cabezal de Flujo:

Su función principal es controlar el flujo hacia adentro y afuera del pozo.

Otras de sus funciones son las siguientes:

- Soporta el peso de la Sarta de Testeo.
- Permite el movimiento hacia arriba y hacia abajo (Reciprocante) de la sarta de testeo, si es añadido un swivel puede inclusive permitir la rotación de la sarta, dependiendo del equipo de fondo a usarse será colocado o no el swivel, algunas herramientas para ser operadas necesitan únicamente movimientos verticales (hacia arriba y abajo) mientras otras necesitan ser rotadas, y otras requieren ambos tipos de movimiento.
- Controla el flujo de salida del pozo mediante una válvula de flujo.
- Permite colocar una Línea de Matar(Kill Line) lo cual permite matar(controlar) el pozo luego de culminar la prueba del mismo o por alguna emergencia, la kill line es esencial para controlar la presión en el pozo, el control de presión es esencial y necesario antes de sacar la sarta de prueba fuera del pozo después de finalizar la prueba y es esencial por seguridad, por ejemplo si la presión de fondo es muy alta la sarta de prueba puede ser disparada hacia arriba a través de la mesa de trabajo.
- Permite introducir herramientas al pozo a través de la válvula de suabeo.

Choke Manifold

El Choke manifold es usado para controlar el fluido proveniente del pozo mediante la reducción de la presión fluyente y logrando un flujo constante antes de que el fluido entre al sistema de equipos de superficie.

Permite que la presión de cabeza sea controlada, mejorando la seguridad.

Sus funciones son las siguientes

- Mantiene cierto caudal de flujo según sea requerido en la prueba. Una prueba puede requerir diferentes caudales de flujo además de prolongados intervalos de tiempo, requiriendo el uso de diferentes tamaños de choke.
- Previene la entrada de arena proveniente de la formación limitando el caudal, al limitar el caudal disminuye la velocidad del fluido minimizando la cantidad de arena que ingresa al pozo.
- Previene la conificación de agua y gas limitando el caudal de flujo.
- También es usado para asegurar que se dé un flujo crítico, lo cual significa que las fluctuaciones de presión antes de llegar al choke manifold no afecten la presión de fondo y el caudal del pozo (como regla general, el flujo crítico es obtenido cuando la presión antes del choke es aproximadamente 0.6 veces la presión después del choke en pozos de gas).

Separador

Es una pieza versátil del equipamiento de superficie usada para separar medir y capturar muestras de todas las fases del fluido proveniente del pozo. Su principio de trabajo es de separar el fluido, luego de pasar por el choke manifold, en

condensado, gas y agua antes de enviar el gas al quemador y el petróleo hacia el tanque o al quemador.

Consta de las siguientes partes:

- Plato deflector
- Platos coalescentes.
- Rompedor de Espuma
- Extractor de niebla
- Rompedor de Efecto Vortex

Calentador Indirecto

El calentador indirecto es un equipo similar a un tanque, el cual esta dividido en dos compartimentos, uno está lleno de agua además aloja un serpentín a través del cual pasará el fluido proveniente del pozo, en el otro se quemará diesel para calentar el agua del otro compartimento que a su vez calentará el fluido que atraviesa el serpentín. Éste equipo tiene como función la de calentar el flujo de gas y evitar la formación de hidratos. Su utilización dependerá de la temperatura q la que se encuentre el flujo.

2.3.3 Tendido del Equipo de Testing

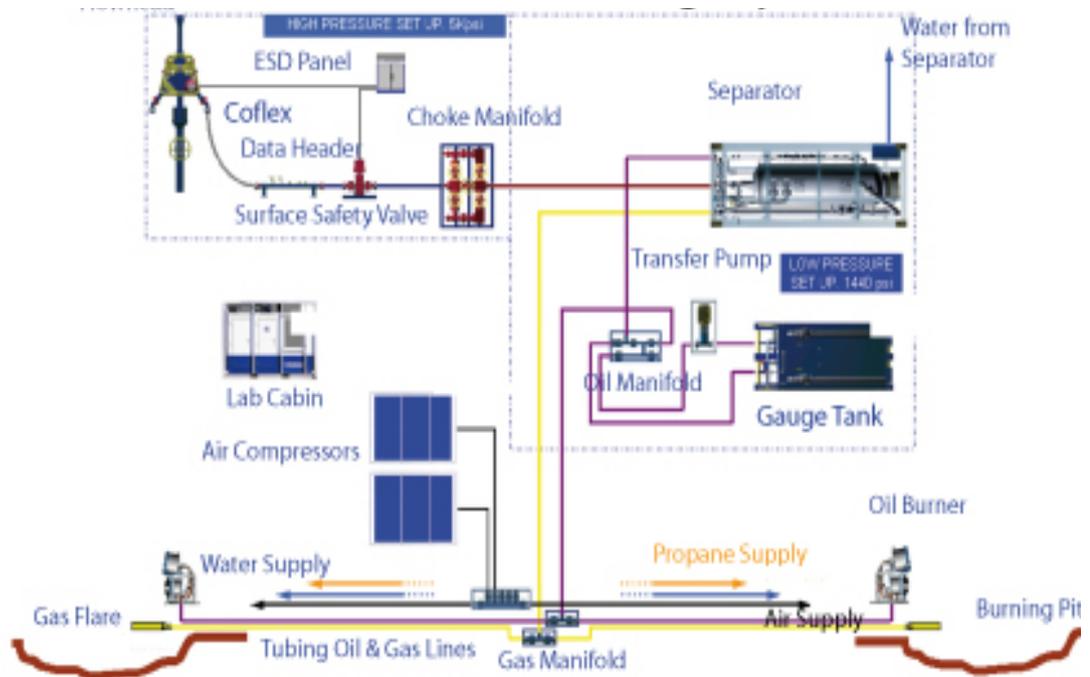


Fig. 2.8.- Instalación del Equipo de Testing

Es prioridad para la colocación de los equipos de superficie que el tendido este bien definido, el diagrama de tendido define cuales de las piezas del equipo van a ser usadas además de identificar donde van a ser colocadas (zonas y distancias recomendadas), ilustra además la secuencia en la que los equipos van a ser conectados además de mostrar las líneas de flujo principales.

Los equipos de superficie y su tendido respectivo para realizar pruebas de pozo varían considerablemente dependiendo del ambiente, de las condiciones del pozo y de los objetivos de la prueba, para realizar el tendido se tendrán las siguientes consideraciones:

- Locación(Costa afuera o Costa adentro)
- Tipo de pozo(Petróleo o Gas)

- Tipo de Fluido(propiedades del fluido y formación de hidratos)
- Caudal de Flujo y presión
- Producción de arena
- Presencia de fluidos corrosivos(H₂S, CO₂, ácidos)
- Regulaciones de seguridad(algunos equipos son restringidos en ciertas zonas)

La combinación de estos factores hace posible cuantas posibilidades de tendido se disponen, y de acuerdo a ellos ser capaces de elaborar un tendido de equipos con las distancias de seguridad recomendadas.

Las piezas que componen los equipos deben estar dispuestas con el propósito de producir el pozo en superficie, medir los diferentes componentes del fluido en producción, capturar muestras, y disponer el fluido producido de una forma segura y que no dañe el medio ambiente.

Tendido estándar Costa Adentro

Aunque el orden en el cual los equipos de superficie son conectados es similar para todos los tendidos, la selección del equipamiento y su posición pueden variar, a continuación señalaremos algunas consideraciones de seguridad y características de fluido las cuales pueden afectar la selección y posicionamiento de equipos.

La presión de trabajo requerida y la medida del cabezal de flujo, choke manifold, y separador depende de la presión esperada en cabeza y los caudales.

Para reducir la longitud de flujo de alta presión entre el cabezal de flujo y el choke manifold, el choke manifold debe ser colocado en la mesa de trabajo, además de ello

se reduce la caída de presión entre la cabeza de flujo y el choke manifold, que es donde la presión en cabeza y la temperatura son monitoreados, mientras más cerca se encuentre el cabezal de flujo al choke manifold mas precisa será las lecturas de presión y temperatura.

El tanque de almacenamiento debe ser posicionado aires abajo del castillo de perforación, pues el gas proveniente del tanque de almacenamiento es venteado a la atmósfera, es importante mantener el gas tan lejos como sea posible del área de trabajo.

La bomba de transferencia es usada para vaciar el tanque a la fosa de quema. El petróleo y el gas son conducidos hacia la fosa de quema mediante tuberías conectadas sobre el suelo. Las tuberías deben de tener por lo menos 300 pies de largo y deben estar aseguradas al suelo. Los quemadores y flares deben estar equipados con sistemas con piloto de ignición por razones de seguridad

El sistema de Apagado de Emergencia debe estar diseñado para cerrar el pozo remotamente en caso de emergencia.

CAPITULO 3

HIPÓTESIS Y VARIABLES

En este capítulo se explica la parte medular de la tesis, se plantea la hipótesis que se busca demostrar, explicando para ello las asunciones hechas, además se mencionan y detallan las variables que intervienen y como operan las mismas para llegar a demostrar la validez de la hipótesis.

3.1 Hipótesis

A través de una relación matemática obtenida de las mediciones de gas total del cromatógrafo durante la perforación de una zona se podrá tener un estimado de la producción de gas de la formación. Mediante un análisis composicional a partir de los alcanos (del C1 al C5) medidos en el cromatógrafo haciendo uso del método del triángulo se tendrá un intervalo aproximado en el que se encuentra la relación condensado gas (CGR).

El caudal de gas de una zona depende básicamente de dos factores, la cantidad de hidrocarburo presente y de las propiedades de roca - fluido, es por ello que se

plantea que el gas cromatográfico da la primera parte (cantidad de hidrocarburo), y mediante un factor que aproxima los efectos que ocasionan las propiedades petrofísicas de los fluidos, se puede llegar a predecir el caudal que se tendrá al poner en producción dicha zona.

Además de ello los alcanos obtenidos en la cromatografía (del C1 al C5) nos dan un indicativo de las fracciones livianas y pesadas del hidrocarburo, por tanto al momento de producir dicha zona se puede predecir la fracción líquida (condensado) producido mediante el CGR (Relación Gas Condensado)

Cabe resaltar que debido a que este estudio se basa en el análisis de los pozos perforados en la Cuenca Ucayali en zonas muy cercanas al área de Camisea, las variaciones de las propiedades petrofísicas y de fluidos no afectan en gran proporción al análisis, es decir, para este estudio las propiedades de reservorio a reservorio son consideradas constantes ya que toda variación que exista no afectará en gran proporción al los valores de caudal estimados y se encuentran dentro del margen de error de la aplicación.

3.2 Variables

Por lo mencionado líneas arriba, las variables que intervienen en este estudio son:

- ✓ *Gas Total*: Cantidad de Gas medida en unidades en el cromatógrafo durante la perforación de una zona.
- ✓ *Gas Cromatográfico*: Los alcanos del C1 al C5 en partes por millón (ppm) intervienen en la estimación del CGR(Relación Gas Condensado)
- ✓ *Rate de Gas de la Prueba*: Variable usada para deducir la primera correlación “Estimación del Rate de Gas”, opera con la variable Gas Total.
- ✓ *Relación Condensado Gas de la Prueba (CGR de la Prueba)*: Usado para obtener la segunda correlación” Estimación del CGR” , opera con la Variable Gas Cromatográfico

Todas estas variables como se han mencionado en cada una de ellas operan para estimar tanto el Rate de Gas como el CGR, resaltando que son cantidades aproximadas con cierto margen de error, en las dos correlaciones que se mostrarán en el capítulo siguiente correspondiente al método.

CAPITULO 4

MÉTODO

El método consiste en analizar datos recopilados de cromatografía de gases y pruebas de formación de diferentes pozos de la Cuenca Ucayali, mediante el análisis se llegan a deducir dos correlaciones: una para el Rate de Gas y otra para el CGR

Para la primera “Estimación del rate de Gas”, se ha construido la tabla 3.1 donde se presentan el nombre del reservorio con el correspondiente pozo, el gas total de cromatografía y el rate de gas con choke uniformizado de 48/64”.

Se realizan gráficos cuyo análisis llega a la correlación cuyo procedimiento se detalla líneas abajo.

Para la segunda, “Estimación del CGR “, se construye la tabla 3.3 donde se muestran el nombre del reservorio en cada pozo, la cromatografía (alcanos del C1 al C5) y de CGR de pruebas de formación de formación también con choke uniformizado.

Mediante el uso del método de los triángulos se logra deducir la correlación para el CGR (Relación Gas Condensado).

A continuación se detallan los procedimientos:

a) Deducción de la primera Correlación : "Estimación del Rate de gas" mediante el análisis de Gas Total contrastados con los Rate de Gas de Prueba

En la tabla 3.1 se muestran los datos recopilados de GAS TOTAL obtenidos de la PERFORACION de los pozos A, B,C, y D versus los resultados de GAS RATE obtenidos de la PRUEBA DE FORMACION respectiva con choke uniformizado de 48/64 en todos los casos.

| | Perforación | Testing |
|--------------------------------|--------------------------------|--|
| | ↓ | ↓ |
| RESERVORIO | TOTAL GAS(unidades) | GAS RATE(MMSCFD) a 48/64" |
| LOWER NIA-POZO B | 600 | 39,82 |
| LOWER NIA-POZO A | 193 | 29,45 |
| LOWER NOI-POZO A | 63 | 17 |
| UPPER NOI-POZO A | 59 | 17 |
| Shinai/Lower Nla-POZO C | 19 | 3,67 |
| Lower/Upper Nia- POZO C | 17,6 | 3 |
| ENE -POZO A | 26 | 29,23 |
| ENE - POZO D | 40 | 29 |

Tabla 3.1 Datos recopilados de los pozos A, B, C y D

Ahora se pasa a hacer un ploteo del gas total versus el rate de gas

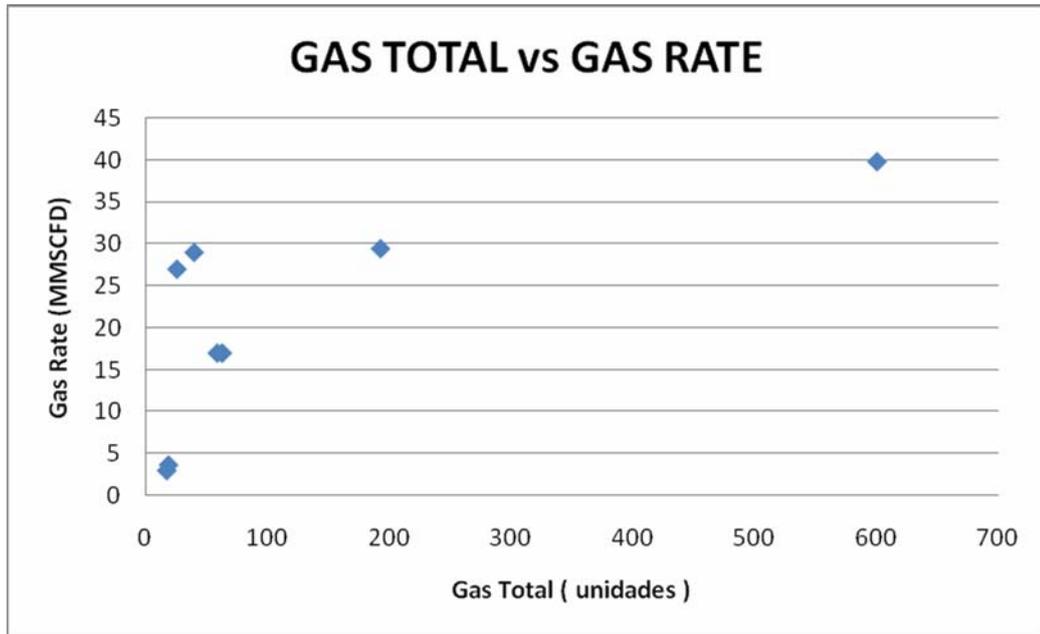


Grafico 3.1 Gas Total vs Gas Rate

Como se observa la tendencia que siguen los puntos se aproxima a una curva logarítmica, por lo que se procede a realizar un ploteo en escala semilogarítmica.

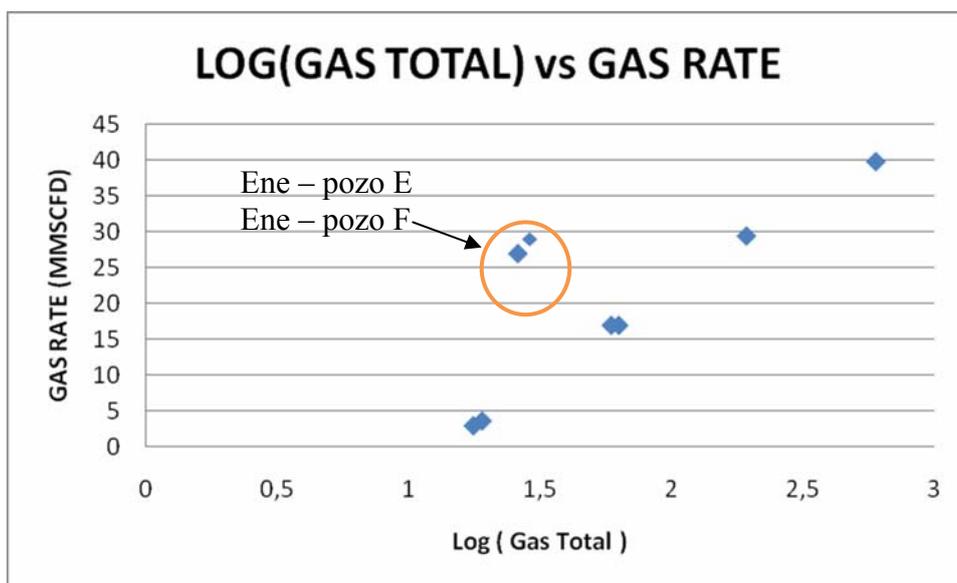


Grafico 3.2 Log (Gas Total) vs Gas Rate

Como se observa, dos puntos específicamente de la formación ENE están fuera de la tendencia de los demás puntos, por lo que se busca un factor de corrección para hacer que estos puntos queden sobre la recta, como se menciona en la hipótesis, el factor se atribuye al efecto de las propiedades petrofísicas de roca - fluido, las cuales influyen directamente en la producción de gas.

Es así que en la tabla 3.2, se incluye una columna con éste factor de corrección, que se multiplica por el rate de gas.

| ZONA | Perforación | | Testing | |
|-------------------------|-------------|----------|----------------------|--------------------|
| | TOTAL GAS | GAS RATE | FACTOR DE CORRECCIÓN | GAS RATE CORREGIDO |
| LOWER NIA-POZO B | 600 | 39,82 | 1 | 39,82 |
| LOWER NIA-POZO A | 193 | 29,45 | 1 | 29,45 |
| LOWER NOI-POZO A | 63 | 17 | 1 | 17 |
| UPPER NOI-POZO A | 59 | 17 | 1 | 17 |
| Shinai/Lower Nia-POZO C | 19 | 3,67 | 1 | 3,67 |
| Lower/Upper Nia- POZO C | 17,6 | 3 | 1 | 3 |
| ENE -POZO A | 26 | 27 | 0,3 | 8,1 |
| ENE - POZO D | 40 | 29 | 0,3 | 8,7 |

Tabla 3.2.- datos recopilados de los pozos A, B, C y D

Ahora se procede a realizar el ploteo semilogarítmico de los datos:

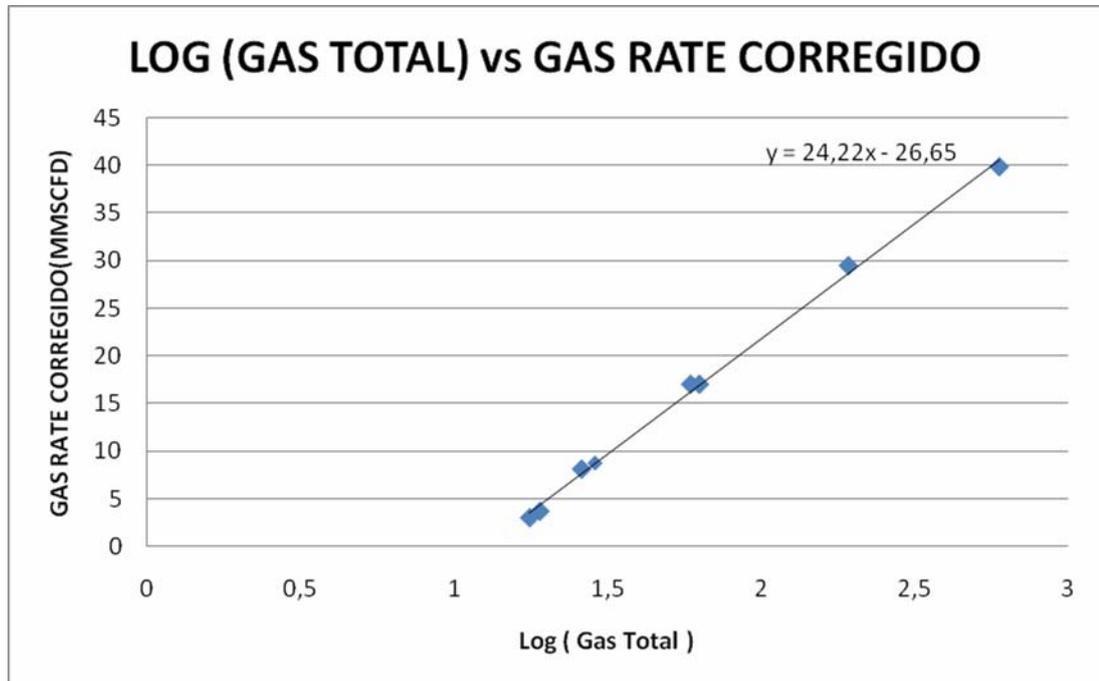


Grafico 3.3 Log (Gas Total) vs Gas Rate Corregido

Como se puede observar al realizar el ploteo, todos los puntos pasan sobre una recta, cuya ecuación se muestra en el gráfico, y se describe a continuación:

$$y = 24,222x - 26,654$$

Siendo: x: Log (Gas Total)

y: Gas Rate corregido (MMSCFD)

- b) Deducción de la Segunda Correlación: “Estimación del CGR mediante el análisis de datos de cromatografía de gases (alcanos) contrastados con los CGR de prueba”.**

En la Tabla 3.3 se muestran los datos recopilados de Relación Condensado - Gas (CGR) respectivo a cada prueba de formación y los datos de Cromatografía de Gases

(Alcanos del C1 al C5) en detalle de cada arena, todos estos ordenados en forma decreciente al CGR.

| RESERVORIO | CGR(BLS/ MMSCF) | CROMATOGRAFIA | | | | | | |
|-------------------------|--------------------|---------------|-------|------|-----|------|-----|-----|
| | | C1 | C2 | C3 | iC4 | nC4 | iC5 | nC5 |
| LOWER NOI-POZO E | 46 | 111023 | 11723 | 4725 | 617 | 1330 | 430 | 415 |
| LOWER NOI-POZO A | 38 | 10500 | 849 | 158 | 30 | 24 | 3 | 0 |
| UPPER NOI-POZO A | 38 | 11319 | 801 | 103 | 20 | 15 | 2 | 1 |
| LOWER NIA-POZO A | 18 | 33653 | 2213 | 271 | 40 | 29 | 2 | 2 |
| Lower/Upper Nia- POZO C | 16,5 | 3112 | 134 | 25 | 11 | 3 | 3 | 1 |
| Shinai/Lower Nia-POZO C | 14,7 | 3302 | 151 | 34 | 11 | 9 | 7 | 7 |
| LOWER NIA-POZO B | 13,74 | 111994 | 2268 | 902 | 80 | 76 | 19 | 17 |

Tabla 3.3.- Datos Recopilados de los pozos A, B, C y D

A continuación se realiza un análisis de Gas Ratios (Relaciones de Gases) de cada una de las zonas haciendo uso del método de los triángulos usando los datos de cromatografía del cuadro anterior, se grafica cada triángulo por separado:

- LOWER NOI – POZO E

CGR: 46 BLS/MMSCF

Para graficar:

$$\sum C = 133296 \text{ ppm}$$

$$C2 = 11723 \text{ ppm}$$

$$C3 = 4725 \text{ ppm}$$

$$nC4 = 1330 \text{ ppm}$$

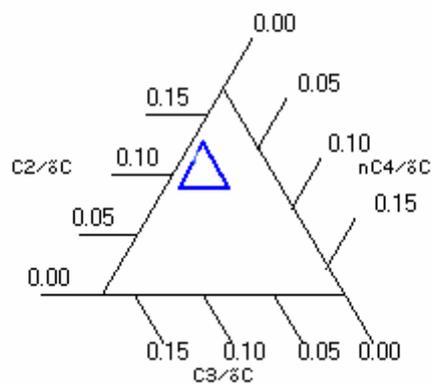
Entonces:

$$C2/\sum C = 11723 / 133296 = 0,088$$

$$C3/\Sigma C = 4725 / 133296 = 0.035$$

$$nC4/\Sigma C = 1330 / 133296 = 0.0099$$

| Gas Composition Diagram @ 2877 | | |
|--------------------------------|---------------|--------------|
| C1= 111023 ppm | iC4= 617 ppm | iC5= 430 ppm |
| C2= 11723 ppm | nC4= 1330 ppm | nC5= 415 ppm |
| C3= 4725 ppm | | |

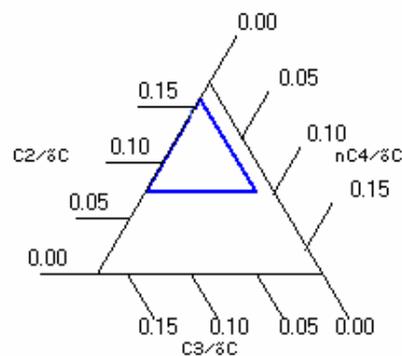


De la misma forma se grafican los demás triángulos:

- LOWER NOI- POZO A

CGR: 38 BLS/MMSCF

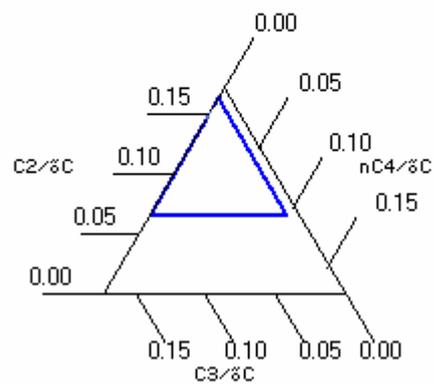
| Gas Composition Diagram @ 3881 | | |
|--------------------------------|-------------|------------|
| C1= 10500 ppm | iC4= 30 ppm | iC5= 3 ppm |
| C2= 849 ppm | nC4= 24 ppm | nC5= 0 ppm |
| C3= 158 ppm | | |



- UPPER NOI – POZO A

CGR: 38 BLS/MMSCF

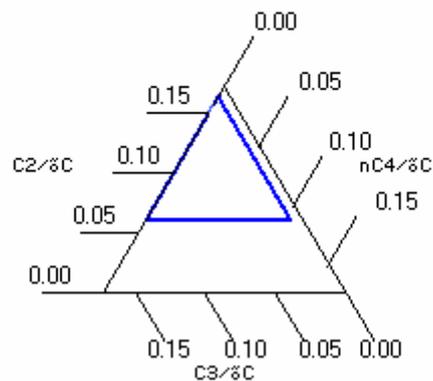
| Gas Composition Diagram @ 3841 | | |
|--------------------------------|-------------|------------|
| C1= 11319 ppm | iC4= 20 ppm | iC5= 2 ppm |
| C2= 801 ppm | nC4= 15 ppm | nC5= 1 ppm |
| C3= 103 ppm | | |



- LOWER NIA – POZO A

CGR: 18 BLS/ MMSCF

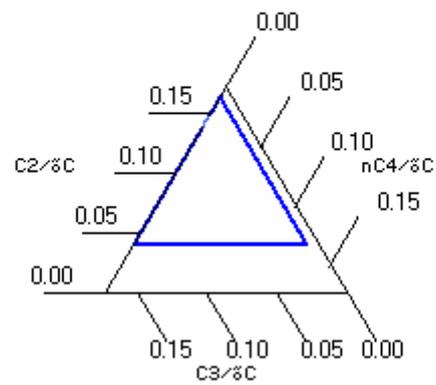
| Gas Composition Diagram @ 3648 | | |
|--------------------------------|-------------|------------|
| C1= 33653 ppm | iC4= 40 ppm | iC5= 2 ppm |
| C2= 2213 ppm | nC4= 29 ppm | nC5= 2 ppm |
| C3= 271 ppm | | |



- LOWER/UPPER NIA – POZO C

CGR: 16,5 BLS/MMSCF

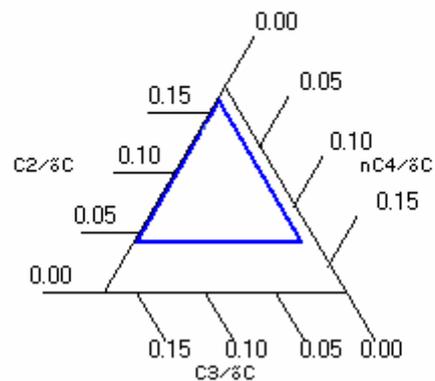
| Gas Composition Diagram @ 9832 | | |
|--------------------------------|-------------|------------|
| C1= 3112 ppm | iC4= 11 ppm | iC5= 3 ppm |
| C2= 134 ppm | nC4= 3 ppm | nC5= 1 ppm |
| C3= 25 ppm | | |



- SHINAI / LOWER NIA – POZO C

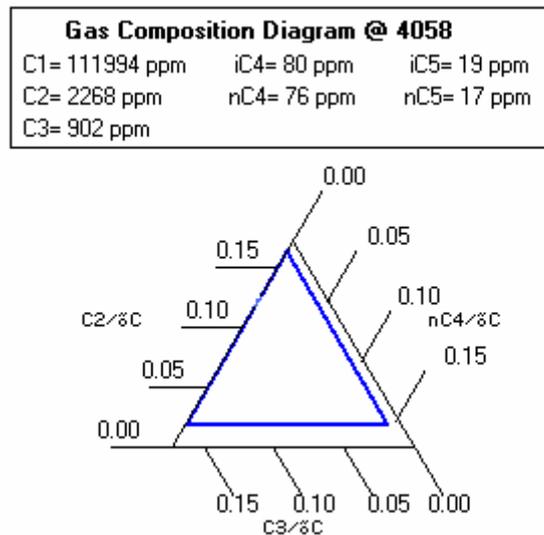
CGR: 14,7 BLS/MMSCF

| Gas Composition Diagram @ 10040 | | |
|---------------------------------|-------------|------------|
| C1= 3302 ppm | iC4= 11 ppm | iC5= 7 ppm |
| C2= 151 ppm | nC4= 9 ppm | nC5= 0 ppm |
| C3= 34 ppm | | |



- LOWER NIA – POZO B

CGR: 13,74 BLS/MMSCF



Observando cada uno de los diagramas, se nota claramente que todos los triángulos están orientados hacia arriba, esto corrobora lo que dice la teoría ya que esta orientación de los triángulos indica una zona rica en gas.

Además, algo que se puede ver fácilmente es que a medida que el CGR (Relación Condensado Gas) va disminuyendo, el tamaño de los triángulos va aumentando.

Por consiguiente de acuerdo al tamaño del triángulo podremos predecir un rango para el CGR. Para ello se construye un cuadro a fin de especificar dichos rangos.

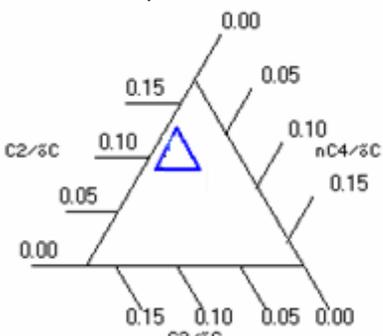
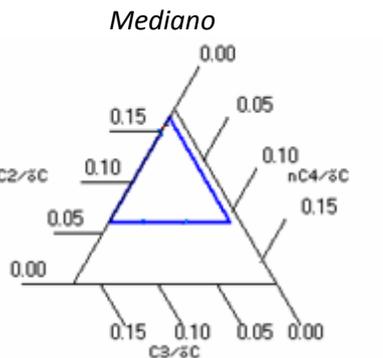
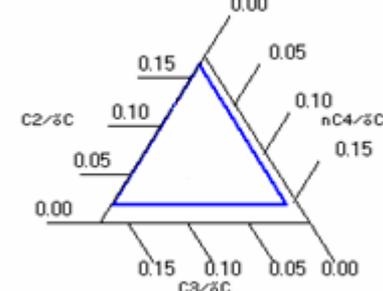
| Tamaño del Triángulo | Intervalo del CGR(BLS/MMSCF) |
|---|------------------------------|
| <p style="text-align: center;"><i>Pequeño</i></p>  <p>The diagram shows a large triangle with a smaller blue triangle inside it. The vertices of the large triangle are labeled 0.00 at the top, 0.15 at the bottom left, and 0.10 at the bottom right. The sides are labeled with values: 0.05 on the left side, 0.15 on the right side, and 0.00 on the bottom side. The sides are also labeled with variables: C2/3C on the left, C3/3C on the bottom, and nC4/3C on the right.</p> | <i>Mayor a 35</i> |
| <p style="text-align: center;"><i>Mediano</i></p>  <p>The diagram shows a large triangle with a medium blue triangle inside it. The vertices of the large triangle are labeled 0.00 at the top, 0.15 at the bottom left, and 0.10 at the bottom right. The sides are labeled with values: 0.05 on the left side, 0.15 on the right side, and 0.00 on the bottom side. The sides are also labeled with variables: C2/3C on the left, C3/3C on the bottom, and nC4/3C on the right.</p> | <i>Entre 15 y 35</i> |
| <p style="text-align: center;"><i>Grande</i></p>  <p>The diagram shows a large triangle with a large blue triangle inside it. The vertices of the large triangle are labeled 0.00 at the top, 0.15 at the bottom left, and 0.10 at the bottom right. The sides are labeled with values: 0.05 on the left side, 0.15 on the right side, and 0.00 on the bottom side. The sides are also labeled with variables: C2/3C on the left, C3/3C on the bottom, and nC4/3C on the right.</p> | <i>Menor a 15</i> |

Tabla 3.4.- Correlaciones para el CGR obtenida a criterio personal basado en los resultados anteriores

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN

En este capítulo se pasa a aplicar las correlaciones obtenidas en el capítulo anterior.

Se realizan tres aplicaciones para la predicción del Rate de Gas y otras tres para estimar el CGR (Relación Condensado Gas).

Se hace uso de la cromatografía que es registrada en el Masterlog (Registro Maestro), del Masterlog se extraen los datos de Gases Totales, además de la cromatografía de gases propiamente dicha (Alcanos del C1 al C5).

Como ya es sabido las arenas productivas en la Cuenca Ucayali son Nia, Noi y Ene, entonces se aplican las correlaciones obtenidas en el capítulo anterior para predecir un Rate de Gas y un CGR (relación condensado gas) que luego se contrastan con los resultados reales obtenidos de los ensayos de formación.

Se resalta que todos los datos usados para las aplicaciones están documentados en cada figura, que muestran los registros maestros y los resultados de los ensayos de formación.

***Aplicaciones de predicción del Rate de Gas**

Aplicación N°1: Lower Noi - Pozo E

A continuación se muestra el registro Maestro para esta zona, del cual se obtiene el valor de Gas Total para este intervalo:

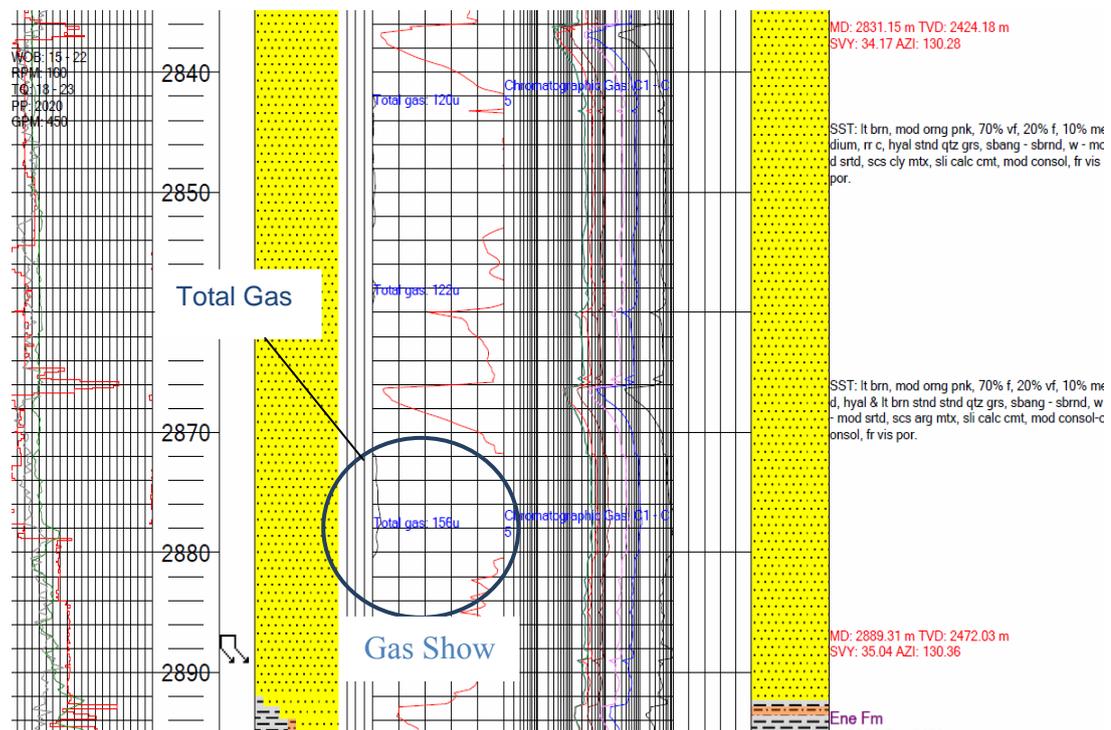


Fig. 4.1.- Sección del Masterlog (Registro Maestro) correspondiente a la formación Lower Noi en el pozo E

El total Gas como se observa es de 156 unidades, con este dato se reemplaza en la correlación obtenida en el capítulo anterior para poder predecir el rate de gas con choke de 48/64”

La ecuación es:

$$y = 24,222x - 26,654$$

Reemplazando

$$y = 24,222 \cdot \text{Log}(156) - 26,654$$

$$y = 26,47$$

Con lo que la ecuación arroja que dicha zona producirá 26,47 MMSCFD con choke de 48/64”.

Comprobación de Resultados

A continuación se muestran los resultados de la prueba de formación correspondiente a Lower Noi del Pozo E

| From | To | From | To | From | To |
|-----------------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------|
| 23-Oct-11 15:05 | 23-Oct-11 20:25 | 23-Oct-11 20:25 | 24-Oct-11 00:40 | 24-Oct-11 00:45 | 24-Oct-11 05:11 |
| Length | 5:20:00 | Length | 4:15:00 | Length | 4:26:00 |
| Separador Data | | Separador Data | | Separador Data | |
| Choke In | 52/64" | Choke In | 44/64" | Choke In | 36/64" |
| Static Pressure Sep HP psi | 969.77 | Static Pressure Sep HP psi | 965.44 | Static Pressure Sep HP psi | 895.32 |
| Diff. Pressure Sep HP InH2O | 305.12 | Diff. Pressure Sep HP InH2O | 301.42 | Diff. Pressure Sep HP InH2O | 377.25 |
| Temp. °F Gas Sep HP | 79.24 | Temp. °F Gas Sep HP | 79.04 | Temp. °F Gas Sep HP | 72.15 |
| Co2 % Sep HP | 0 | Co2 % Sep HP | 0 | Co2 % Sep HP | 0 |
| Specific Gravity Gas HP | 0.696 | Specific Gravity Gas HP | 0.684 | Specific Gravity Gas HP | 0.684 |
| H2s ppm Sep HP | 0 | H2s ppm Sep HP | 0 | H2s ppm Sep HP | 0 |
| Static Pressure Sep LP psi | 79.17 | Static Pressure Sep LP psi | 74.56 | Static Pressure Sep LP psi | 62.68 |
| Diff. Press Sep LP InH2O | 81.53 | Diff. Press Sep LP InH2O | 66.08 | Diff. Press Sep LP InH2O | 33.61 |
| Temp. °F Gas Sep LP | 66.16 | Temp. °F Gas Sep LP | 66.23 | Temp. °F Gas Sep LP | 64.58 |
| Temp. °F Oil Sep LP | 69.54 | Temp. °F Oil Sep LP | 69.39 | Temp. °F Oil Sep LP | 66.32 |
| Co2 % Sep LP | 0 | Co2 % Sep LP | 0 | Co2 % Sep LP | 0 |
| Specific Gravity Gas LP | 0.846 | Specific Gravity Gas LP | 0.860 | Specific Gravity Gas LP | 0.860 |
| H2s ppm LP | 0 | H2s ppm LP | 0 | H2s ppm LP | 0 |
| Bsw% | 0.25 | Bsw% | 0 | Bsw% | 0.15 |
| API | 53.7 | API | 53.7 | API | 53.7 |
| Average Data | | Datos Promedios | | Datos Promedios | |
| Orifice Plate HP | 3.00 | Orifice Plate HP | 2.50 | Orifice Plate HP | 2.00 |
| Orifice Plate LP | 0.75 | Orifice Plate LP | 0.75 | Orifice Plate LP | 0.75 |
| GOR | 21510.11 | GOR | 20759.15 | GOR | 20096.60 |
| Gas Flow Rate MMscfd | 32.8958 | Gas Flow Rate MMscfd | 25.563 | Gas Flow Rate MMscfd | 15.184 |
| Oil Flow Rate Bpd | 1529.32 | Oil Flow Rate Bpd | 1231.41 | Oil Flow Rate Bpd | 755.55 |
| Well Head Pressure psi | 2819.03 | Well Head Pressure psi | 2836.55 | Well Head Pressure psi | 2850.40 |
| Well Head Temperature°F | 127.25 | Well Head Temperature°F | 128.02 | Well Head Temperature°F | 118.44 |

Tabla 4.1 Resultados de la Prueba de Formación Lower Noi - Pozo E

De la tabla 4.1 se puede extraer el gas Rate de la prueba de formación correspondiente a LOWER NOI – pozo E, se observa que con choke de 52/64 se produjo 32,9 MMSCFD mientras que con choke de 44/64 se produjo 25,6 MMSCFD por lo que por interpolación con choke de 48/64 se tendría una producción aproximada de 29 MMSCFD

Rate de Gas (48/64) prueba de formación = 29 MMSCFD

Rate de Gas estimado con la correlación = 26,47 MMSCFD

% error = $(29-26,47)/29 = 8,7 \%$

Aplicación N°2: Lower Nia - Pozo F

De la misma forma, se muestra el Masterlog correspondiente a Lower Nia en el pozo F, se coge el valor del gas total

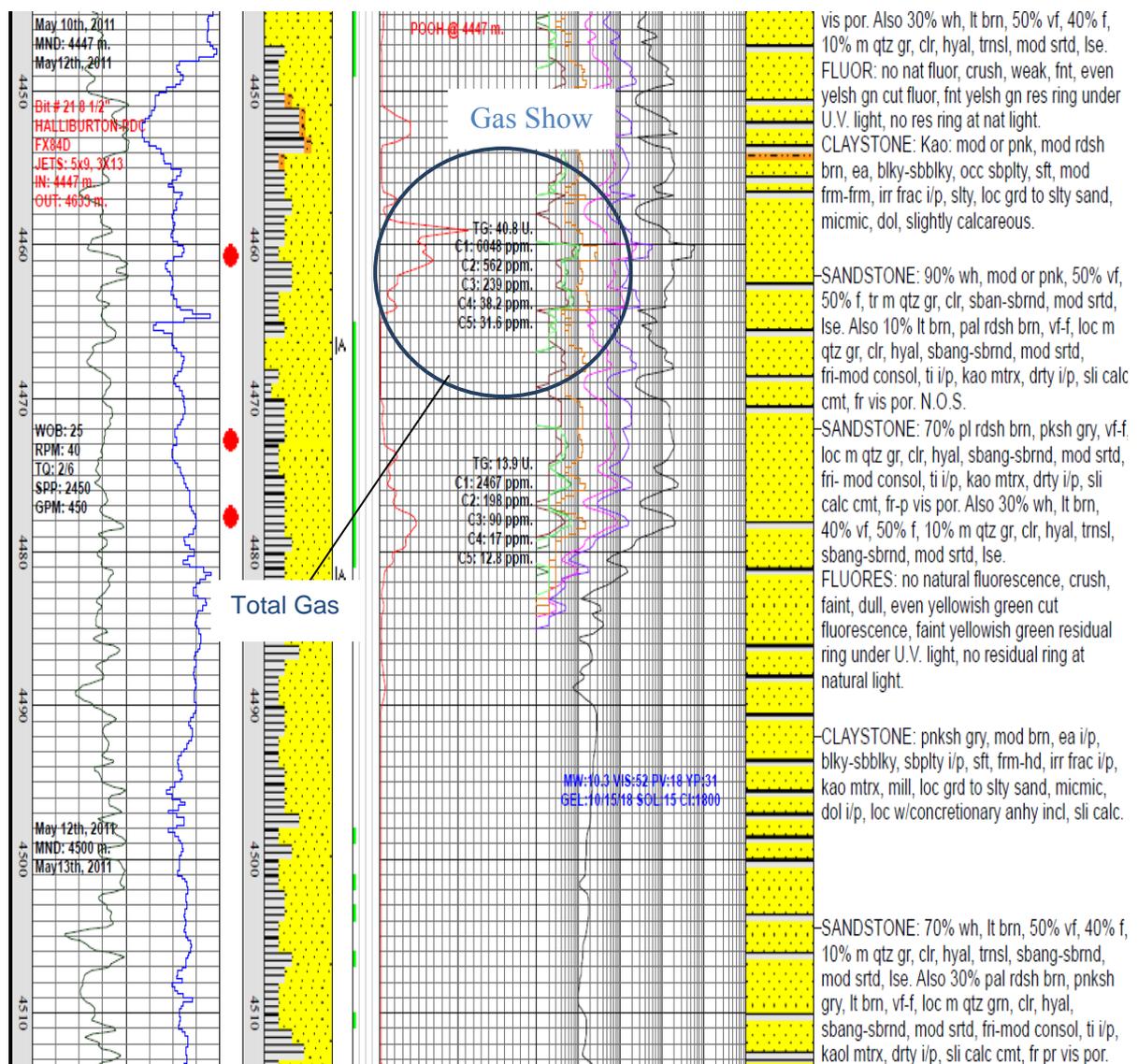


Fig. 4.2 - Sección del Masterlog (Registro Maestro) correspondiente a la formación Lower Nia en el pozo F

El gas total como se observa es de 40,8 unidades, entonces de igual forma se reemplaza en la ecuación.

$$y = 24,222. \text{Log} (40,8) - 26,654$$

$$y = 12,4$$

Con lo que la ecuación arroja que dicha zona producirá 12,36 MMSCFD con choke de 48/64.

Comprobación de Resultados

| LOWER NIA B FORMATION: SHORT TEST | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|----------|--------|----------|-----|-----------|------|------|------|-----|----------------|------|----------|-----------------|------------|------------|----------|----------|--|
| | | | DOWNHOLE | | WELL HEAD | | | | | SEPARATOR 1440 | | | ROTRON | Gas | | | FLUID | |
| Date | Time | dt | BHP | BHT | Choke | BSW | WHP | WDPC | WHT | Press | Temp | Gas Rate | Condensate Rate | Total Rate | CGR | Produced | API | |
| dd/mm/aaaa | hh:mm | hr/min | psia | °F | 1/64" | % | psia | psia | °F | psia | °F | MMscfd | BPD | MMscfd | bbld/MMscf | MMscf | Sep 1440 | |
| | 10:00:00 | 0:00 | | | 52 | 0,05 | 1627 | 705 | 154 | 601 | 124 | | 3684 | | | | | |
| | 10:30:00 | 0:30 | | | 52 | 0,00 | 1628 | 709 | 154 | 600 | 125 | 16,00 | 3748 | 16,0 | 234,26 | 0,33 | | |
| | 11:00:00 | 1:00 | | | 52 | 0,00 | 1630 | 711 | 155 | 601 | 125 | 16,40 | 3721 | 16,4 | 226,91 | 0,34 | | |
| | 11:30:00 | 1:30 | | | 52 | 0,00 | 1632 | 711 | 153 | 602 | 124 | 16,40 | 3842 | 16,4 | 234,28 | 0,34 | | |
| | 12:00:00 | 2:00 | | | 52 | 0,00 | 1633 | 713 | 154 | 603 | 125 | 16,50 | 3770 | 16,5 | 228,46 | 0,34 | 56,6 | |
| | 12:30:00 | 2:30 | | | 52 | 0,25 | 1635 | 715 | 155 | 604 | 125 | 16,60 | 4043 | 16,6 | 243,58 | 0,35 | | |
| | 13:00:00 | 3:00 | | | 52 | 0,00 | 1643 | 711 | 156 | 599 | 126 | 16,50 | 4066 | 16,5 | 246,41 | 0,34 | | |
| | 13:30:00 | 3:30 | | | 44 | 0,25 | 2027 | 696 | 157 | 598 | 120 | 14,80 | 3560 | 14,6 | 243,84 | 0,30 | | |
| | 14:00:00 | 4:00 | | | 44 | 0,00 | 2028 | 695 | 157 | 598 | 121 | 14,80 | 3539 | 14,6 | 242,40 | 0,30 | | |
| | 14:30:00 | 4:30 | | | 44 | 0,00 | 2026 | 696 | 157 | 598 | 121 | 14,80 | 3548 | 14,6 | 243,03 | 0,30 | | |
| | 15:00:00 | 5:00 | | | 44 | 0,00 | 2027 | 696 | 157 | 599 | 121 | 14,70 | 3541 | 14,7 | 240,86 | 0,31 | 57,3 | |
| | 15:30:00 | 5:30 | | | 44 | 0,00 | 2030 | 696 | 157 | 598 | 121 | 14,70 | 3547 | 14,7 | 241,29 | 0,31 | | |
| | 16:00:00 | 6:00 | | | 44 | 0,00 | 2031 | 696 | 157 | 599 | 121 | 14,80 | 3548 | 14,8 | 239,72 | 0,31 | | |
| | 16:30:00 | 6:30 | | | 32 | 0,00 | 2724 | 660 | 157 | 590 | 112 | 10,50 | 2508 | 10,5 | 238,86 | 0,22 | | |

Tabla 4.2 Resultados de la prueba de formación de Lower Nia- Pozo F

De la tabla 4.2 se extrae el gas Rate de la prueba de formación correspondiente a LOWER NOI – pozo E, se observa que con choke de 52/64 se produjo 16 MMSCFD mientras que con choke de 44/64 se produjo 14,6 MMSCFD por lo que con choke de 48/64 se tendría una producción de 15,3 MMSCFD

Rate de Gas (48/64) prueba de formación = 15,3 MMSCFD

Rate de Gas estimado con la correlación = 12,4 MMSCFD

% error = $(15,3 - 12,4) / 15,3 = 18,8 \%$

Aplicación N°3: Ene - Pozo F

De la misma forma, mostramos el Masterlog correspondiente a dicha zona, extraeremos el valor del gas total

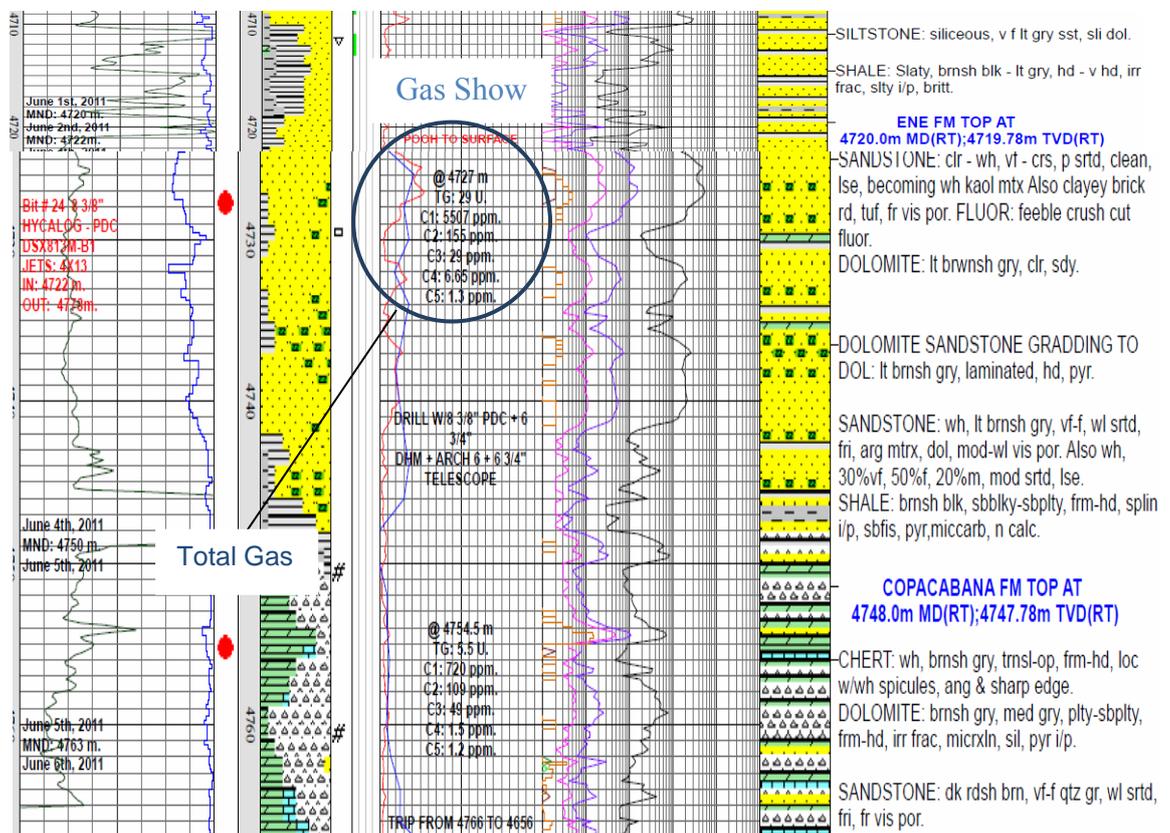


Fig. 4.3- Sección del Masterlog (Registro Maestro) correspondiente a la formación Ene en el pozo F

El gas total como se observa es de 29 unidades, entonces de igual forma se reemplaza en la ecuación.

$$y = 24,222. \text{Log}(29) - 26,654$$

$$y = 8,77$$

Sin embargo como ya se había mencionado en el capítulo anterior la formación ENE tiene un factor de corrección de 0,3 por lo cual el rate de gas correspondiente a esta zona sería de:

$$y = 8,77 / 0,3$$

$$y = 29,23$$

Con lo que nos arroja que en dicha zona se producirá 29,23 MMSCFD con choke de 48/64.

Comprobación de Resultados

| ENE FORMATION: FLOW AFTER FLOW 48/64th fixed choke | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------|--------|------|----|-------|----------|------|-----------|-----|------|-------|----------------|------|------|---------------|-----|------------|--------|-----------|-------|------|---------------|-------|
| Date | | Time | | dt | | DOWNHOLE | | WELL HEAD | | | | SEPARATOR 1440 | | | SEPARATOR 600 | | Gauge Tank | | Gas | | | FLUID PROPERT | |
| d/mm/aaaa | hh:mi | hr:min | psia | °F | 1/64" | % | psia | psia | °F | psia | °F | MMscfd | psia | °F | MMscfd | BPD | BPD | MMscfd | bbl/MMscf | MMscf | Tank | Sep 1440 | |
| 15:00:00 | 0:00 | 5536 | 259 | 40 | 15,0 | 3194 | 1148 | 161 | 857 | 120 | 28,35 | 143 | 106 | 0,03 | -- | 250 | 28,38 | 8,81 | 0,59 | | | 0,672 | |
| 15:30:00 | 0:30 | 5342 | 259 | 48 | 14,0 | 2615 | 1212 | 159 | 859 | 124 | -- | 207 | 104 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- | | | |
| 16:00:00 | 1:00 | 5338 | 259 | 48 | 13,0 | 2613 | 1209 | 159 | 857 | 124 | 31,64 | 109 | 106 | -- | -- | -- | -- | 31,64 | -- | -- | 0,66 | | 0,654 |
| 16:30:00 | 1:30 | 5338 | 259 | 48 | 15,0 | 2611 | 1207 | 159 | 855 | 123 | 31,60 | 125 | 106 | -- | -- | -- | -- | 31,60 | -- | -- | 0,66 | | |
| 17:00:00 | 2:00 | 5337 | 259 | 48 | 13,0 | 2611 | 1204 | 159 | 853 | 121 | 31,56 | 128 | 106 | 0,04 | -- | -- | -- | 31,60 | -- | -- | 0,66 | 45,9 | 0,654 |
| 17:30:00 | 2:30 | 5337 | 259 | 48 | 14,0 | 2611 | 1212 | 159 | 861 | 120 | 32,11 | 129 | 101 | 0,03 | -- | -- | -- | 32,14 | -- | -- | 0,67 | | |
| 18:00:00 | 3:00 | 5338 | 259 | 48 | 15,0 | 2612 | 1219 | 159 | 871 | 118 | 32,55 | 74 | 98 | 0,03 | -- | -- | -- | 32,58 | -- | -- | 0,68 | | 0,658 |
| 18:30:00 | 3:30 | 5338 | 259 | 48 | 16,0 | 2612 | 1222 | 159 | 874 | 118 | 32,67 | 132 | 99 | -- | -- | -- | -- | 32,67 | -- | -- | 0,68 | | |
| 19:00:00 | 4:00 | 5338 | 259 | 48 | 15,0 | 2611 | 1041 | 160 | 874 | 113 | 32,56 | 148 | 98 | -- | 247 | 260 | 32,56 | 7,97 | 0,68 | | | 0,662 | |
| 19:30:00 | 4:30 | 5338 | 259 | 48 | 16,0 | 2609 | 1040 | 159 | 873 | 113 | 32,44 | 150 | 96 | 0,04 | 234 | 233 | 32,48 | 7,19 | 0,68 | | | | |
| 20:00:00 | 5:00 | 5339 | 259 | 48 | 15,0 | 2608 | 1040 | 158 | 873 | 113 | 32,58 | 148 | 94 | 0,04 | 387 | 224 | 32,62 | 6,88 | 0,68 | 46,2 | | 0,662 | |
| 20:30:00 | 5:30 | 5340 | 259 | 48 | 14,0 | 2611 | 1042 | 159 | 874 | 113 | 32,54 | 144 | 93 | 0,04 | -- | 233 | 32,58 | 7,16 | 0,68 | | | | |
| 21:00:00 | 6:00 | 5341 | 259 | 48 | 16,0 | 2611 | 1045 | 158 | 876 | 113 | 32,43 | 243 | 95 | 0,05 | -- | -- | -- | 32,48 | -- | -- | 0,68 | | |
| 21:30:00 | 6:30 | 5341 | 259 | 48 | 16,0 | 2610 | 1044 | 158 | 877 | 113 | 32,43 | 127 | 91 | 0,06 | -- | -- | -- | 32,49 | -- | -- | 0,68 | | |

Tabla 4.3 Resultados de la prueba de formación Ene- Pozo F

De la tabla 4.3 se extrae el gas Rate de la prueba de formación correspondiente a ENE – pozo F, se observa que con choke de 48/64 se produjo 32 MMSCFD.

Rate de Gas (48/64) prueba de formación = 32 MMSCFD

Rate de Gas estimado con la correlación = 29,23 MMSCFD

% error = $(32-29,23)/32 = 8,6 \%$

***Aplicaciones de Estimación de la Relación Condensado Gas (CGR)**

Aplicación N°4: Ene – Pozo A

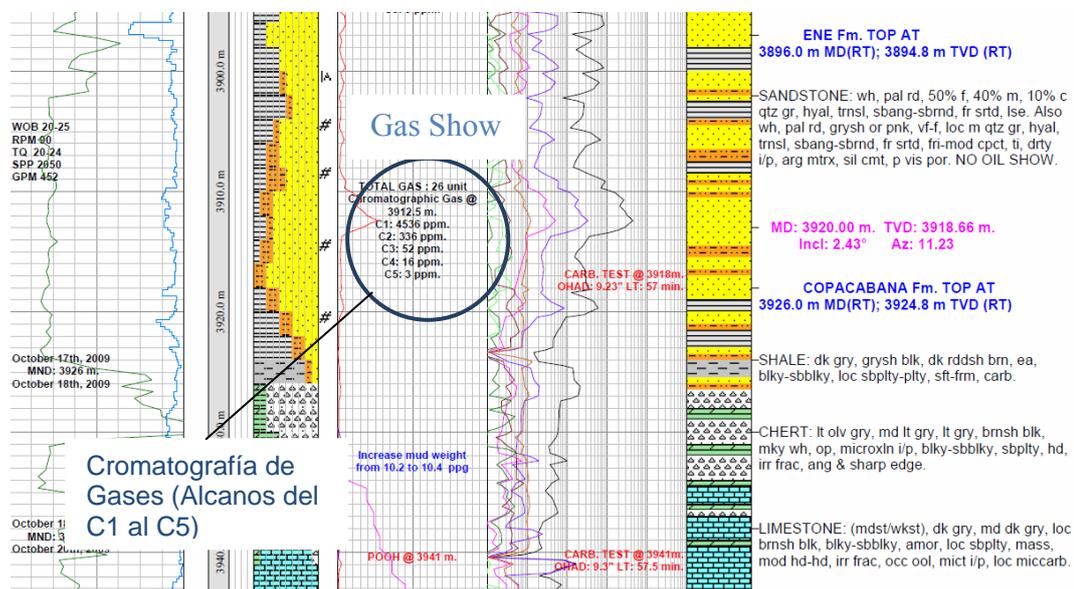


Fig. 4.4- Sección del Masterlog (Registro Maestro) correspondiente a la formación Ene en el pozo A

| ZONA | CROMATOGRAFÍA | | | | | | |
|------------|---------------|-----|----|-----|-----|-----|-----|
| | C1 | C2 | C3 | iC4 | nC4 | iC5 | nC5 |
| ENE-POZO A | 4536 | 336 | 52 | 12 | 4 | 2 | 1 |

En la tabla mostrada en la parte superior se presentan los datos de cromatografía de gases (alcanos del C1 al C5) con ello se puede armar el triángulo correspondiente de la siguiente forma:

$$\Sigma C = 4943 \text{ ppm}$$

$$C2 = 336 \text{ ppm}$$

$$C3 = 52 \text{ ppm}$$

$$nC4 = 4 \text{ ppm}$$

Entonces:

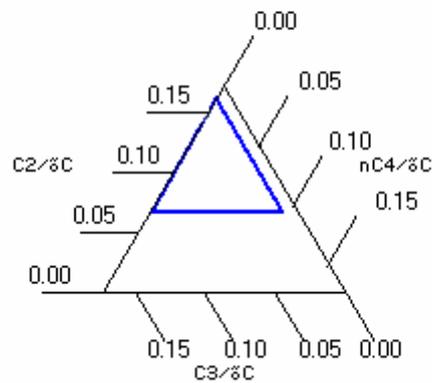
$$C2/\Sigma C = 336 / 4943 = 0.068$$

$$C3/\Sigma C = 52 / 4943 = 0.01$$

$$nC4/\Sigma C = 4 / 4943 = 0.0004$$

Con lo cual el triángulo resultaría de la manera siguiente.

| Gas Composition Diagram @ 3913 | | |
|--------------------------------|-------------|------------|
| C1= 4536 ppm | iC4= 12 ppm | iC5= 2 ppm |
| C2= 336 ppm | nC4= 4 ppm | nC5= 1 ppm |
| C3= 52 ppm | | |



Como se observa es un triángulo mediano por lo que según la correlación se obtendría un CGR entre 15 y 35 BLS/MMSCF nuevamente con un choke también de 48/64.

Comprobación de Resultados

| No | Description | Start Time | Duration | DOWNHOLE | | WELL HEAD | | | | | SEPARATOR 144 | | SEPARATOR 100 | | Gauge Tank | | | FLUID PROPERTIES | | | | Gas | | | | |
|----|-----------------------|------------------|----------|----------|-----|-----------|------|------|------|------|---------------|------|---------------|----------|------------|------|-----------------|------------------|-----------------|--------|----------|---------|----------|----------|------------|-------|
| | | | | BHP | BHT | Choke | BSW | WI-P | WDCP | WI-T | Csg | Pres | Temp | Gas Rate | Pres | Temp | Condensate Rate | Gas Rate | Condensate Rate | Oil SG | Gas SG | Gas SG | Salinity | Sediment | Total Rate | |
| | | dd/mm/aa hh:mm | hh:mm | psia | °F | 1/64" | % | psia | psia | °F | psia | psia | °F | MMscfd | psia | °F | EPD | MMscfd | EPD | API | Sep 1440 | Sep 600 | ppm | % | MMscfd | |
| 1 | First Flow | 19/11/2009 14:27 | 00:15 | 5085 | 231 | | | 2923 | 103 | 112 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Build Up Period | 19/11/2009 14:44 | 01:44 | 5545 | 228 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Clean Up + Short Test | 19/11/2009 15:24 | 01:46 | 5137 | 231 | 24 | 9.33 | 3546 | 596 | 109 | 944 | 693 | 41 | 7.43 | | | | | | 43 | 0.740 | | 35925 | 0.19 | 7.52 | |
| 4 | Build Up | 20/11/2009 1:30 | 11:13 | 5571 | 225 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Isochronal/Modified | 20/11/2009 14:45 | 03:32 | 5325 | 231 | 24 | 3.39 | 3839 | 1076 | 110 | 545 | 746 | 77 | 12.26 | 118 | 64 | | | 0.11 | 332 | 42 | 0.738 | 0.840 | 31061 | 0.19 | 12.34 |
| 6 | Build Up | 20/11/2009 16:17 | 03:31 | 5566 | 231 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | Isochronal/Modified | 20/11/2009 21:40 | 03:29 | 5035 | 232 | 32 | 8.16 | 3320 | 1156 | 119 | 550 | 785 | 60 | 18.77 | 129 | 61 | | | 0.15 | 598 | 44 | 0.736 | 0.840 | 22067 | 0.01 | 18.87 |
| 8 | Build Up | 21/11/2009 1:16 | 03:37 | 5560 | 231 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Isochronal/Modified | 21/11/2009 4:53 | 03:24 | 4837 | 231 | 40 | 6.18 | 2880 | 943 | 123 | 535 | 733 | 63 | 24.92 | 139 | 63 | | | 0.15 | 758 | 49 | 0.717 | 0.840 | 17366 | 0.11 | 25.16 |
| 10 | Build Up | 21/11/2009 8:17 | 03:38 | 5551 | 231 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Isochronal/Modified | 21/11/2009 11:56 | 03:29 | 4687 | 231 | 48 | 4.75 | 2169 | 997 | 128 | 520 | 759 | 75 | 29.18 | 119 | 73 | | | 0.15 | 678 | 54 | 0.711 | 0.840 | 14925 | 0.04 | 29.39 |
| 12 | Final Build Up | 21/11/2009 15:16 | 06:00 | 5576 | 222 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabla 4.4 Resultados de la prueba de Formación Ene – Pozo A

De la tabla 4.4 se puede calcular el CGR con choke de 48/64” pues se tiene que el rate de gas con dicho choke es de 29,39 y el rate de condensado es de 878 BPD.

Entonces:

$$\text{CGR} = 878/29,39 \approx 30 \text{ BLS/MMSCF}$$

Por lo tanto:

$$\text{CGR (48/64) obtenido en la prueba} = 30 \text{ BLS /MMSCF}$$

Lo que corrobora lo obtenido de la cromatografía pues el CGR de 30 se encuentra entre 15 y 35 BLS / MMSCF.

Aplicación N°5: Lower Nia – Pozo F

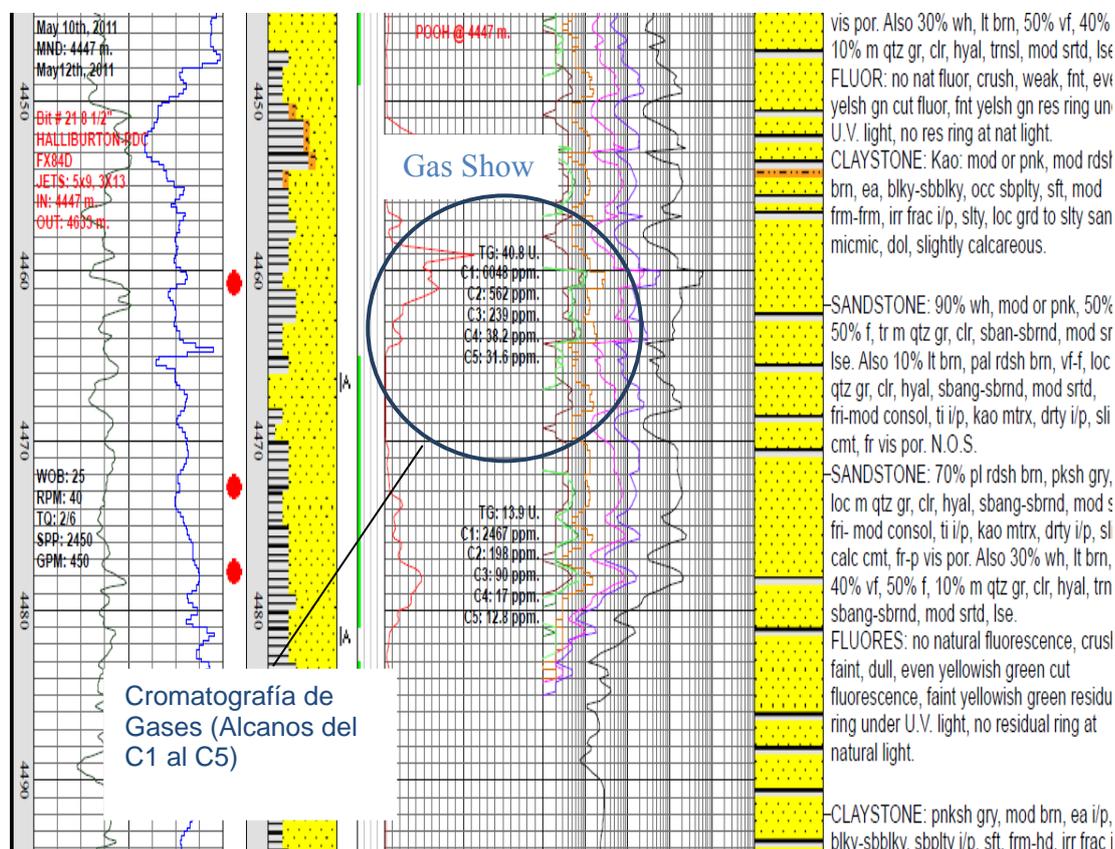


Fig. 4.5.- Sección del Masterlog (Registro Maestro) correspondiente a la formación Lower Nia en el pozo F

Al igual que en la aplicación anterior se hace uso el método de los triángulos.

| ZONA | CROMATOGRAFÍA | | | | | | |
|--------------------|---------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | C1 | C2 | C3 | iC4 | nC4 | iC5 | nC5 |
| LOWER NIA - POZO F | 6048 | 562 | 239 | 20 | 18 | 17 | 15 |

En la tabla mostrada en la parte superior se presentan los datos de cromatografía de gases (alcanos del C1 al C5) con ellos se arma el triángulo correspondiente de la siguiente forma:

$$\Sigma C = 6919 \text{ ppm}$$

$$C2 = 562 \text{ ppm}$$

$$C3 = 239 \text{ ppm}$$

$$nC4 = 18 \text{ ppm}$$

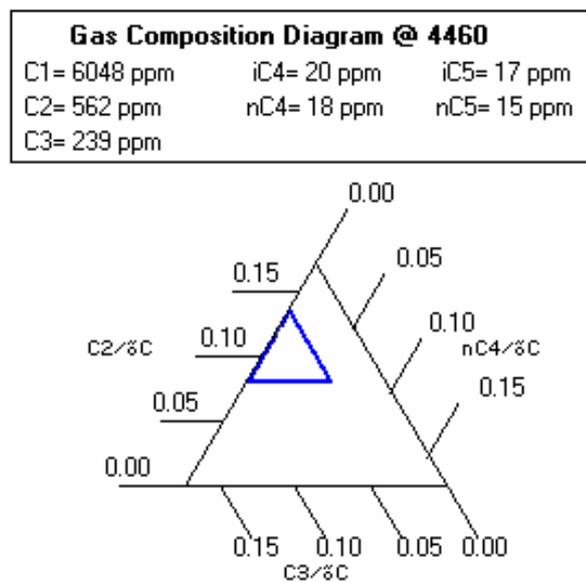
Entonces:

$$C2/\Sigma C = 562 / 6919 = 0.081$$

$$C3/\Sigma C = 239 / 6919 = 0.035$$

$$nC4/\Sigma C = 18 / 6919 = 0.0026$$

Con lo cual el triángulo resulta de la manera siguiente.



Como se observa es un triángulo pequeño por lo que según la correlación se obtendría un CGR mayor a 35 BLS/MMSCF nuevamente con un choke de 48/64.

Comprobación de Resultados

| Date | Time | dt | BHP | BHT | Choke | BSW | WHP | WDCP | WHT | Press | Temp | Gas Rate | Condensate Rate | Total Rate | CGR | Produced | API |
|------------|-------|--------|------|-----|-------|------|------|------|-----|-------|------|----------|-----------------|------------|-------------|----------|----------|
| dd/mm/aaaa | hh:mm | hr/min | psia | °F | 1/64" | % | psia | psia | °F | psia | °F | MMscfd | BPD | MMscfd | bbl/d/MMscf | MMscf | Sep 1440 |
| 10:00 | 0:00 | | | | 52 | 0,05 | 1627 | 705 | 154 | 601 | 124 | | 3684 | | | | |
| 11:00 | 1:00 | | | | 52 | 0,00 | 1628 | 709 | 154 | 600 | 125 | 16,00 | 3748 | 16,0 | 234,26 | 0,33 | |
| 12:00 | 2:00 | | | | 52 | 0,00 | 1630 | 711 | 155 | 601 | 125 | 16,40 | 3721 | 16,4 | 236,91 | 0,34 | |
| 13:00 | 3:00 | | | | 52 | 0,00 | 1632 | 711 | 153 | 602 | 124 | 16,40 | 3842 | 16,4 | 234,28 | 0,34 | |
| 14:00 | 4:00 | | | | 52 | 0,00 | 1633 | 713 | 154 | 603 | 125 | 16,50 | 3770 | 16,5 | 228,46 | 0,34 | |
| 15:00 | 5:00 | | | | 52 | 0,25 | 1635 | 715 | 155 | 604 | 125 | 16,50 | 4043 | 16,6 | 243,58 | 0,35 | 56,6 |
| 16:00 | 6:00 | | | | 52 | 0,25 | 1640 | 711 | 156 | 599 | 126 | 16,50 | 4066 | 16,5 | 246,41 | 0,34 | |
| 17:00 | 7:00 | | | | 44 | 0,25 | 2027 | 696 | 157 | 598 | 120 | 14,80 | 3560 | 14,6 | 243,84 | 0,30 | |
| 18:00 | 8:00 | | | | 44 | 0,00 | 2028 | 695 | 157 | 598 | 121 | 14,80 | 3539 | 14,6 | 242,40 | 0,30 | |
| 19:00 | 9:00 | | | | 44 | 0,00 | 2026 | 696 | 157 | 598 | 121 | 14,80 | 3548 | 14,6 | 243,03 | 0,30 | |
| 20:00 | 10:00 | | | | 44 | 0,00 | 2027 | 696 | 157 | 599 | 121 | 14,70 | 3541 | 14,7 | 240,86 | 0,31 | 57,3 |
| 21:00 | 11:00 | | | | 44 | 0,00 | 2030 | 696 | 157 | 598 | 121 | 14,70 | 3547 | 14,7 | 241,29 | 0,31 | |
| 22:00 | 12:00 | | | | 44 | 0,00 | 2031 | 696 | 157 | 599 | 121 | 14,80 | 3548 | 14,8 | 239,72 | 0,31 | |
| 23:00 | 13:00 | | | | 32 | 0,00 | 2724 | 660 | 157 | 590 | 112 | 10,50 | 2508 | 10,5 | 238,86 | 0,22 | |
| 0:00 | 14:00 | | | | 32 | 0,00 | 2727 | 661 | 157 | 588 | 111 | 10,50 | 2470 | 10,5 | 235,24 | 0,22 | |
| 1:00 | 15:00 | | | | 32 | 0,00 | 2728 | 662 | 156 | 589 | 112 | 10,48 | 2539 | 10,5 | 242,28 | 0,22 | |
| 2:00 | 16:00 | | | | 32 | 0,00 | 2727 | 664 | 155 | 590 | 111 | 10,47 | 2540 | 10,5 | 242,62 | 0,22 | 58,2 |
| 3:00 | 17:00 | | | | 32 | 0,00 | 2726 | 668 | 155 | 595 | 111 | 10,45 | 2582 | 10,5 | 247,07 | 0,22 | |

Tabla 4.5 Resultados de La Prueba de Formación Lower Nia – Pozo F

En la tabla 4.5 el CGR con choke de 48/64” es en promedio 230 BLS/MMSCF.

Por lo tanto:

CGR (48/64) obtenido en la prueba = 230 BLS /MMSCF

Lo que corrobora lo obtenido de la cromatografía pues el CGR de 230 es mayor a 35 BLS / MMSCF.

Aplicación N°6: Ene – Pozo F

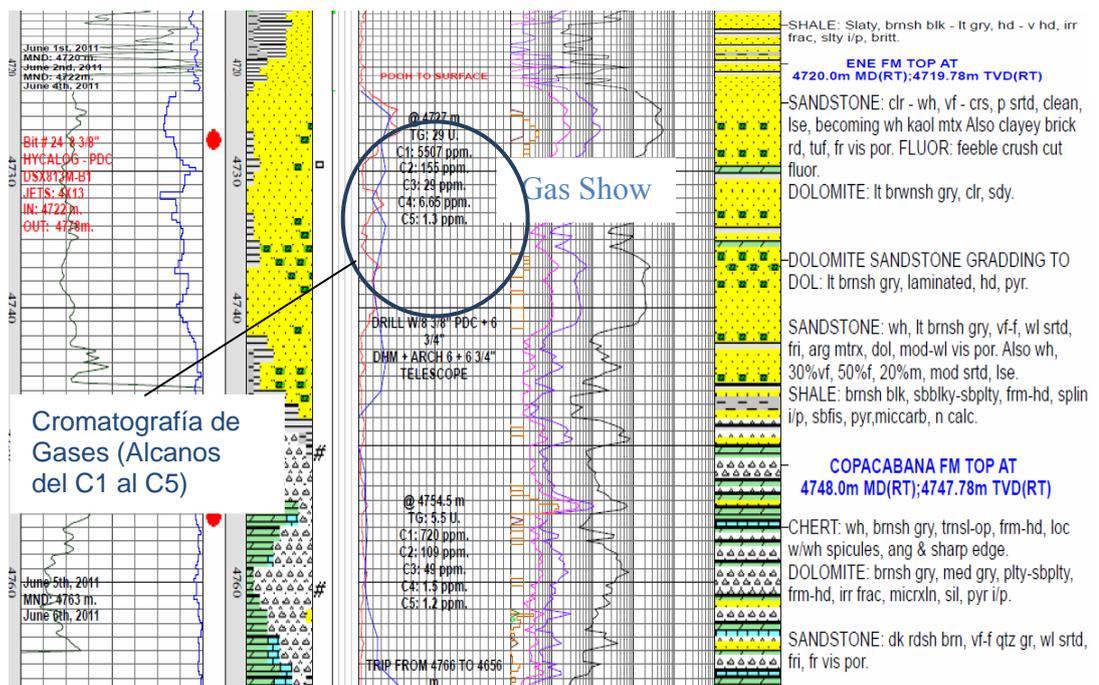


Fig. 4.6- Sección del Masterlog (Registro Maestro) correspondiente a la formación Ene en el pozo

F

| ZONA | CROMATOGRAFÍA | | | | | | |
|--------------|---------------|-----|----|-----|-----|-----|-----|
| | C1 | C2 | C3 | iC4 | nC4 | iC5 | nC5 |
| ENE - POZO F | 5507 | 155 | 29 | 4 | 2 | 1 | 0 |

En la tabla mostrada en la parte superior se presentan los datos de cromatografía de gases (alcanos del C1 al C5) con ellos se procede a construir el triángulo correspondiente de la siguiente forma:

$$\Sigma C = 5698 \text{ ppm}$$

$$C2 = 155 \text{ ppm}$$

$$C3 = 29 \text{ ppm}$$

$$nC4 = 2 \text{ ppm}$$

Entonces:

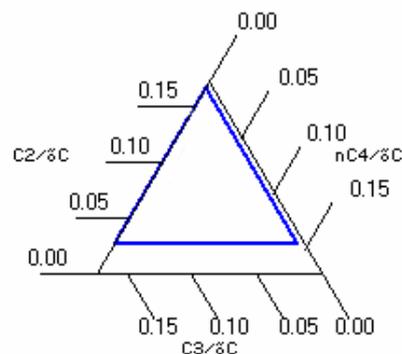
$$C2/\Sigma C = 155 / 5698 = 0.027$$

$$C3/\Sigma C = 29 / 5698 = 0.005$$

$$nC4/\Sigma C = 2 / 5698 = 0.00035$$

Con lo cual el triángulo resultaría de la manera siguiente.

| Gas Composition Diagram @ 4727 | | |
|--------------------------------|------------|------------|
| C1= 5507 ppm | iC4= 4 ppm | iC5= 1 ppm |
| C2= 155 ppm | nC4= 2 ppm | nC5= 0 ppm |
| C3= 29 ppm | | |



Como se observa es un triángulo pequeño por lo que según la correlación se obtendría un CGR menor a 15 BLS/MMSCF nuevamente con un choke de 48/64.

Comprobación de Resultados

Tabla 4.6 Resultados de la Prueba de Formación Ene-Pozo F

En la tabla 4.6 se observa que el CGR con choke de 48/64” es en promedio 7 BLS/MMSCF.

Por lo tanto:

CGR (48/64) obtenido en la prueba = 7 BLS /MMSCF

Lo que corrobora lo obtenido de la cromatografía pues el CGR de 7 es menor a 15 BLS / MMSCF.

| ENE FORMATION: FLOW AFTER FLOW 48/64th fixed choke | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------|--------|----------|-----|-------|------|-----------|------|-----|-------|----------------|----------|-------|---------------|----------|-------------|-----------------|------------|-------------|----------|------|---------------|--|
| | | | DOWNHOLE | | | | WELL HEAD | | | | SEPARATOR 1440 | | | SEPARATOR 600 | | | Gauge Tank | | Gas | | | FLUID PROPERT | |
| Date | Time | dt | BHP | BHT | Choke | BSW | WHP | WDCP | WHT | Press | Temp | Gas Rate | Press | Temp | Gas Rate | Conden Rate | Condensate Rate | Total Rate | CGR | Produced | API | Gas SG | |
| d/mm/aaaa | hh:mm | hr/min | psia | °F | 1/64" | % | psia | psia | °F | psia | °F | MMscfd | psia | °F | MMscfd | BPD | BPD | MMscfd | bbl/d/MMscf | MMscf | Tank | Sep 1440 | |
| 15:00:00 | 0:00 | | 5536 | 259 | 48 | 15,0 | 3194 | 1148 | 161 | 857 | 120 | 28,35 | 143 | 106 | 0,03 | -- | 250 | 28,38 | 8,81 | 0,59 | | 0,672 | |
| 15:30:00 | 0:30 | | 5342 | 259 | 48 | 14,0 | 2615 | 1212 | 159 | 859 | 124 | -- | 207 | 104 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | | | |
| 16:00:00 | 1:00 | | 5338 | 259 | 48 | 13,0 | 2613 | 1209 | 159 | 857 | 124 | 31,64 | 109 | 106 | -- | -- | -- | 31,64 | -- | 0,66 | | 0,654 | |
| 16:30:00 | 1:30 | | 5338 | 259 | 48 | 15,0 | 2611 | 1207 | 159 | 855 | 123 | 31,60 | 125 | 106 | -- | -- | -- | 31,60 | -- | 0,66 | | 0,654 | |
| 17:00:00 | 2:00 | | 5337 | 259 | 48 | 13,0 | 2611 | 1204 | 159 | 853 | 121 | 31,56 | 128 | 106 | 0,04 | -- | -- | 31,60 | -- | 0,66 | 45,9 | 0,654 | |
| 17:30:00 | 2:30 | | 5337 | 259 | 48 | 13,0 | 2611 | 1212 | 159 | 861 | 120 | 32,11 | 129 | 101 | 0,03 | -- | -- | 32,14 | -- | 0,67 | | | |
| 18:00:00 | 3:00 | | 5338 | 259 | 48 | 15,0 | 2612 | 1219 | 159 | 871 | 118 | 32,55 | 74 | 98 | 0,03 | -- | -- | 32,58 | -- | 0,68 | | 0,658 | |
| 18:30:00 | 3:30 | | 5338 | 259 | 48 | 16,0 | 2612 | 1222 | 159 | 874 | 118 | 32,67 | 132 | 99 | -- | -- | -- | 32,67 | -- | 0,68 | | | |
| 19:00:00 | 4:00 | | 5338 | 259 | 48 | 15,0 | 2611 | 1041 | 160 | 874 | 113 | 32,56 | 148 | 98 | -- | 247 | 260 | 32,56 | 7,97 | 0,68 | | 0,662 | |
| 19:30:00 | 4:30 | | 5338 | 259 | 48 | 16,0 | 2609 | 1040 | 159 | 873 | 113 | 32,44 | 150 | 96 | 0,04 | 234 | 233 | 32,48 | 7,19 | 0,68 | | | |
| 20:00:00 | 5:00 | | 5339 | 259 | 48 | 16,0 | 2608 | 1040 | 158 | 873 | 113 | 32,58 | 148 | 94 | 0,04 | 387 | 224 | 32,62 | 6,88 | 0,68 | 46,2 | 0,662 | |
| 20:30:00 | 5:30 | | 5340 | 259 | 48 | 15,0 | 2611 | 1042 | 159 | 874 | 113 | 32,54 | 144 | 93 | 0,04 | -- | 233 | 32,58 | 7,16 | 0,68 | | | |
| 21:00:00 | 6:00 | | 5341 | 259 | 48 | 16,0 | 2611 | 1045 | 158 | 878 | 113 | 32,43 | 243 | 95 | 0,05 | -- | -- | 32,48 | -- | 0,68 | | | |
| 21:30:00 | 6:30 | | 5341 | 259 | 48 | 16,0 | 2610 | 1044 | 158 | 877 | 113 | 32,43 | 127 | 91 | 0,06 | -- | -- | 32,49 | -- | 0,68 | | | |

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO

Cuando se decide probar una zona y esta no produce se está realizando un gasto innecesario, pero si se sabe a priori que zonas no son productivas mediante el análisis de gases en la perforación se puede ahorrar todo este tiempo de equipo de perforación, equipos de servicios y de testing.

Por ello si mediante los métodos clásicos, se escoge una formación potencialmente productiva, antes de probarla debemos de aplicar las correlaciones obtenidas en la tesis, usando la data de cromatografía en perforación y si en esta aplicación nos indica que no es productiva se recomienda no probarla.

Debido a la complejidad de la logística en la selva peruana lo que involucra el transporte de equipos y personal los costos son elevados, en promedio el costo por día de un equipo en un pozo en la cuenca Ucayali como se detalla a continuación:

| CONCEPTO | COSTO DIARIO |
|---|---------------------|
| Equipo de perforación | \$ 60 000 |
| Lodos y Control de Sólidos | \$ 20 000 |
| Servicio de Prueba de Pozos | \$ 60 000 |
| Logística | \$ 10 000 |
| Alimentación | \$ 10 000 |
| Traslado de Personal desde y hacia la locación | \$10 000 |
| Otros | \$ 10 000 |
| Total | \$ 180 000 |

Tabla 5.1 Detalle del costo por día realizado por una empresa operadora durante operaciones de Testing

Ahora, para calcular el costo de cada prueba de formación se hizo un resumen de las actividades que se llevan a cabo a lo largo de toda una prueba de formación, con sus respectivos tiempos, para luego calcular el tiempo total de la prueba. Además se debe tomar en cuenta que en estos pozos las formaciones a probar están de 9000 o 10000 ft. de profundidad, lo cual demanda un mayor tiempo en las bajadas y subidas de la sarta de prueba.

Primeramente en superficie se tiene que realizar el armado del BHA de prueba es decir de la sarta DST, luego se hace la Bajada de la sarta y tubería de producción todo esto se realiza en un promedio de 16 horas.

Posterior a ello cuando se tiene la sarta a la profundidad deseada se asienta el packer y se prosigue con el armado del cabezal de flujo lo cual toma alrededor de 4 horas.

Una vez realizado ello se procede a hacer el disparo de los cañones lo cual toma alrededor de 3 horas.

Luego de realizados los disparos hay un tiempo de espera para que el pozo fluya este es en promedio 5 horas.

Luego de ello hay un periodo llamado el Build Up o restauración de la presión la cual toma aproximadamente 9 horas.

Terminado el build up se procede a quebrar el cabezal de flujo lo cual toma por lo menos 2 horas.

A continuación se debe realizar el control de pozo para luego realizar el desasentamiento del packer lo cual se hace en aproximadamente 6 horas

Finalmente se procede con la sacada de la sarta, con pruebas de flujo cada 500 metros lo cual toma alrededor de 3 horas.

Sumando todos estos tiempos correspondientes a cada una de las actividades que comprenden una prueba de formación da un total de 48 horas es decir 2 días, por probar cada zona.

Ahora, como indica la tabla anterior tenemos un costo diario de \$ 180,000 con lo que probar cada zona asciende a un costo promedio de \$ 360 000 gasto que se podría evitar si se conocieran las productividades del pozo en su contenido de gas y condensados.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES

- El gas que se obtiene durante la perforación significa el primer momento en el que se tiene contacto directo con el hidrocarburo proveniente del reservorio, por ello se requiere darle un uso, una aplicación que nos permita usar la información que trae consigo dicho gas.
- Si bien es cierto el gas de formación al llegar a superficie cambia su composición pues en la trampa de gas ubicada en el possum belly se está a presión atmosférica, todos los gases pasan a estar a la misma presión es decir se puede tomar como una estandarización lo cual es válido y posteriormente verificado mediante la aplicación de las correlaciones.
- Se logró aplicar el concepto de gas total como una herramienta útil en la detección de zonas productivas y de serlo, aplicada en la predicción del rate de gas en dicha zona.
- Los resultados son únicamente válidos para pozos de gas y condensados pertenecientes a la cuenca Ucayali, pues para la deducción de las correlaciones se utilizaron datos obtenidos de pozos pertenecientes a esta

zona, sin embargo puede ser aplicado a otros yacimientos si se disponen de los datos suficientes para aplicar el mismo método.

- Se logró aplicar con éxito el concepto de cromatografía de gases (Alcanos del C1 al C5) como una herramienta que complementa a la primera (gas total) logrando predecir el rango en que se encuentra el CGR de producción de la formación.
- La correlación obtenida para el gas rate (ecuación lineal) se obtuvo utilizando los datos disponibles de pozos ya perforados, haciendo uso de una regresión lineal, sin embargo esta correlación puede ser mejorada a medida que se tengan más pozos perforados en la misma cuenca, por tanto más puntos, con los que se ajustará mejor la recta.
- En las aplicaciones correspondientes a la predicción del rate de gas se obtuvo un error mínimo del 8,6% y un error máximo del 18,8%.
- Desde el momento en que se está perforando en condiciones de Sobrebalance (presión con el lodo en circulación mayor a la presión de formación), todo el gas que va a transportar el lodo proviene solamente de la roca perforada
- Con la aplicación de esta herramienta de cromatografía de gases nos permite conocer a priori si va a ser productiva o no una zona antes de ser probada, con lo cual logramos evitar gastos inútiles ya que ahorramos tiempo y dinero.

CAPÍTULO 7

RECOMENDACIONES

- Hay que prestar especial cuidado con la trampa de gas, ella siempre debe estar trabajando correctamente para así poder tener los valores representativos de la formación que se está perforando, como también chequear siempre las líneas que llevan el gas al cromatógrafo, estas no deben estar bloqueadas, si lo estuvieran se deberá reemplazar rápidamente por las de back up para así seguir registrando.
- Así también el cromatógrafo debe trabajar correctamente (chequear las gráficas en la computadora), que debe estar calibrado, además se recomienda que el intervalo de lectura del cromatógrafo debe ser lo más corto posible para obtener la mayor cantidad de lecturas y no se deje ninguna muestra sin haberla capturado, sobre todo cuando se está perforando con altos ROP.
- Todas las mediciones hechas por instrumentación deben de ser corroboradas físicamente, es decir deben ser medidos en cierto intervalo de tiempo en tanques, obteniendo un factor de corrección para los medidores de flujo.

- Los instrumentos usados para la medición de rates de gas se debe de calibrar apropiadamente y los cálculos deben coincidir, cuando se utilizan dos platos de orificio diferentes.
- Puede darse el caso que no se puedan correr registros eléctricos una vez perforado el pozo, se recomendaría hacer uso del registro de gases conjuntamente con estas correlaciones, para elegir los intervalos a realizar las pruebas de formación respectivas.
- Cuando se tiene zonas que se está perforando con alto ROP existe la posibilidad de dejar alguna muestra de gas sin ser leída por el cromatógrafo, en este caso se recomienda reducir al mínimo el intervalo de detección del cromatógrafo.

CAPÍTULO 8

BIBLIOGRAFÍA

- L.P Dake, “Developments in Petroleum Science 8, Fundamentals of Reservoir Engineering “, First Edition 1978
- B.C. Craft and M.F. Hawkins, “Applied Petroleum Reservoir Engineering”, Second Edition 1993,.
- Amanat U. Chaudhry, “Oil and Gas Well Testing Handbook” - Vol I.
- Chi U. Ikoiku, “ Natural Gas Reservoir Engineering”
- D. Harris, “Análisis Químico Cuantitativo”, 3ra edición.
- Luis Del Castillo Rodríguez, “Performance de pozos productores de petróleo y gas”, Primera edición 2009.
- TGT Gamas, “Manual de Cromatografía 8610”
- Haworth, M. Sellens, and Alun Whittaker, “Wetness, Balance, and Character ratios, del paper “Interpretation of Hydrocarbon Shows using Light hydrocarbon gases from mud log data”- AAPG bulletin V69, N° 8 ,1985
- www.sib.com / Reservoir Engineering.

