

Caracterización de yacimientos a partir del análisis de gas del lodo

Jack Dessay
Bruno Pino Velásquez
Loydah Alcántara Kast
Christian López Martínez
Jaguar Exploración y Producción

Artículo recibido en junio de 2023-evaluado-correcto y aceptado en marzo de 2024

Resumen

A través de metodologías previamente descritas y adaptadas en particular a las condiciones locales de los yacimientos Terciarios de la Cuenca de Burgos en el norte de México, se ha realizado la caracterización de los hidrocarburos observados en el transcurso de la perforación de pozos exploratorios y delimitadores. Dicha metodología toma como base un sistema básico de adquisición y análisis del gas-lodo, con el objetivo de diferenciar los tipos de hidrocarburos y predecir si corresponden con hidrocarburos potencialmente producibles o simplemente a hidrocarburos liberados por formaciones no productoras.

Al respecto, se presentan los análisis realizados a dos pozos en los cuales se caracterizan los hidrocarburos observados durante la perforación y de manera complementaria, con base en la misma metodología, se propone una diferenciación en la composición del gas. Asimismo, se ha identificado que la metodología empleada puede aplicarse efectivamente en pozos perforados con lodos base aceite o base agua. Durante la perforación, con una coordinación operativa adecuada, también se puede detectar y caracterizar la presencia de aditivos en el lodo y limitar su impacto en la cromatografía del gas de formación con una descontaminación matemática, (sustracción).

La metodología propuesta permite la definición de hidrocarburos en una fase muy temprana de la evaluación del yacimiento, y en caso de ausencia de una muestra de fluido adquirida directamente desde el yacimiento, se puede utilizar la cromatografía de gases del lodo (C1-C5) como estimación de la realizada convencionalmente en laboratorio.

Palabras clave: Cromatografía de gases, gas lodo, yacimientos.

Reservoir characterization based on mud gas analysis

Abstract

During the drilling of exploratory and appraisal wells, characterization of hydrocarbons has been carried out using previously described methodologies adapted to the tertiary reservoirs of the Burgos Basin in northern Mexico. The proposed method is based on the mud gas chromatography acquired using basic mudlogging technology. The aim is to differentiate hydrocarbon types and predict whether they correspond to potentially producible hydrocarbons.

By way of illustration, analyses carried out in two wells are presented in which the hydrocarbon gases detected while drilling are characterized. A differentiation of the gas composition is also proposed. The methodology used can be effectively applied to wells drilled with oil or water-based mud. During drilling, with proper operational coordination, the presence of additives in the drilling mud can also be detected and characterized. The impact on formation gas chromatography can be mitigated by mathematical decontamination (subtraction).

The proposed methodology allows the definition of hydrocarbons at a very early stage of the reservoir evaluation and, in the absence of a fluid sample acquired directly from the reservoir, the mud gas chromatography (C1-C5) can be used as an estimation of the one conventionally performed in laboratory.

Keywords: Gas chromatography, mud gas, reservoirs.

Introducción

La última década ha sido testigo de la evolución de las tecnologías de Mud Logging y sus aplicaciones en respuesta a la evolución del mercado, en parte relacionada con una necesidad en contextos operativos complejos (Merino-García et al., 2014; Dessay et al., 2015; Fernandes et al., 2019; Arief et al., 2020; Molla et al., 2021).

¿Esta evolución deja obsoletas tecnologías más antiguas?

Mediante un sistema básico de captura y análisis de los gases disueltos en el lodo, es posible durante la perforación, determinar si corresponden a hidrocarburos producibles o simplemente a hidrocarburos liberados por formaciones no productoras, y determinar a qué tipo de hidrocarburo obedecen los gases producidos.

Dado lo anterior, este documento describe la metodología y el análisis en que se basa la caracterización de los hidrocarburos. A modo de ilustración, se presentan los

resultados de dos pozos terrestres (Cuenca de Burgos, norte de México), en los que a través de un sistema básico de extracción y la aplicación de la metodología propuesta se ha demostrado el potencial petrolero del subsuelo, caracterizando de manera efectiva el tipo de hidrocarburo producido por los yacimientos todo durante el transcurso de la perforación.

Metodología

En los pozos considerados, el sistema de extracción y análisis de gas-lodo es de tipo básico, compuesto por un desgasificador de volumen constante situado en la línea de salida del fluido de lodo. El gas disuelto en el lodo se extrae y se transporta al cromatógrafo a través de una línea de gas estándar. El cromatógrafo es de tipo GC-FID (Gas Chromatography - Flame-Ionization Detection), que proporciona análisis de los compuestos gaseosos de hidrocarburo de C1 (Metano) a C5 (Pentano), **Figura 1**.

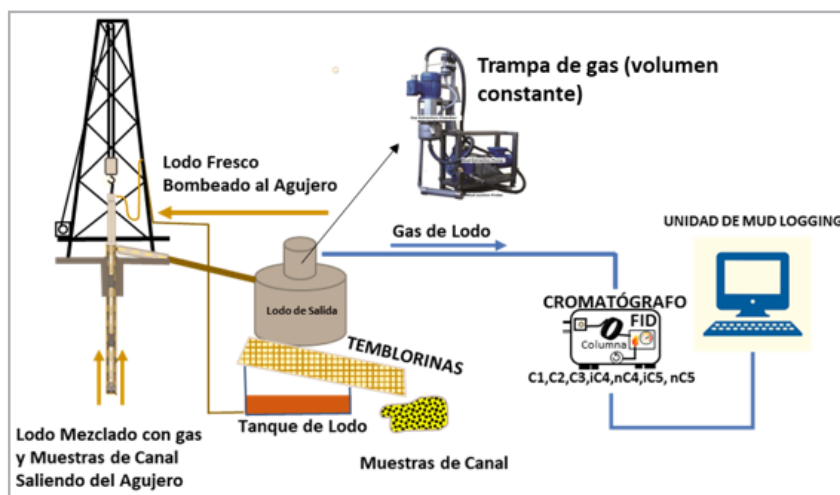


Figura 1. Esquema del sistema utilizado para la extracción y el análisis de gas del lodo.

La **Tabla 1** muestra las diferentes tecnologías entre el sistema básico utilizado y los más avanzados.

	<i>Tecnología básica</i>	<i>Tecnología avanzada</i>
Trampa de gas	Volumen constante. Lodo de salida.	Volumen constante + Temperatura controlada. Lodo de salida + Lodo de entrada
Línea de gas	Material inerte	Material inerte + Vacío parcial
Cromatógrafo	GC-FID	GC-FID o GC-TCD o GC-MS
Cromatografía	Alcanos (C1-C5)	Alcanos (C1-C8) + Alquenos (C2-C3) + Aromáticos

Tabla 1. Diferentes tecnologías entre un sistema básico y una más avanzada para la extracción y el análisis de gas del lodo.

Punto clave de la metodología es la calidad de la calibración del cromatógrafo (Burke, 2001), la cual se realiza inyectando varias composiciones certificadas de gas (C1 a C5) en número y concentraciones suficientes para asegurar la repetibilidad de las medidas, así como también asegurar que los errores relativos no superen +/- 0.5%, desde concentraciones bajas a altas (250 ppm a 100000 ppm).

La interpretación de la cromatografía del gas del lodo se realiza en dos etapas.

La primera etapa se basa en dos coeficientes definidos por Haworth et al. (1985): Wetness (Wh) y Balance (Bh).

$$\text{Wetness} = \frac{C2+C3+C4+C5}{C1+C2+C3+C4+C5} \times 100$$

$$\text{Balance} = \frac{C1+C2}{C3+C4+C5}$$

A partir de estos dos parámetros, con una cromatografía adecuada se puede predecir el tipo de hidrocarburo del yacimiento (Haworth et al., 1985; Hawker et al., 1999).

Los tipos de fluidos del yacimiento: Líquido, transición (es decir aceite volátil – gas y condensado) y gas se infieren a partir de un gráfico Wetness versus Balance, el cual

se establece mediante el análisis de una base amplia de datos PVT y publicados por Merino-Garcia et al. (2014). Se verificó la adecuación del modelo incluyendo información de la base de datos de Yacimientos Nacionales para aceite ligero, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco (León García et al., 2013, León García et al., 2019), **Figura 2.**

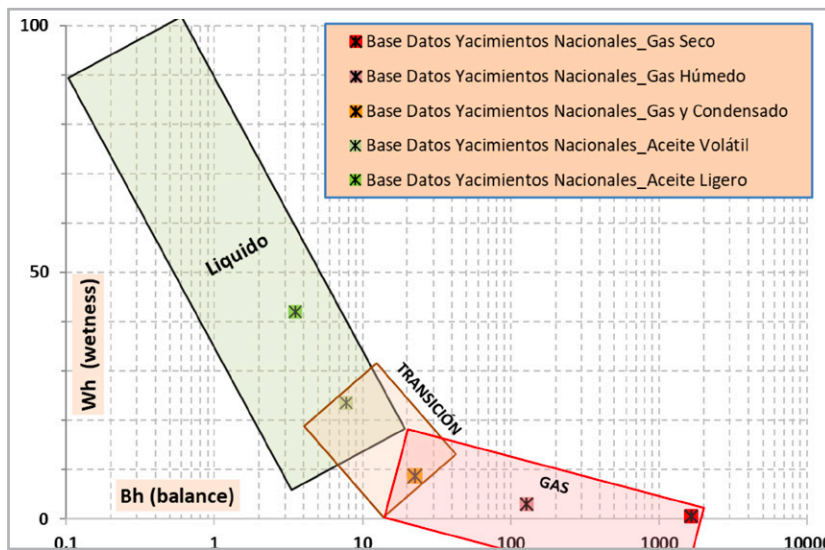


Figura 2. Gráfico de Wetness versus Balance utilizado durante la perforación para predecir el tipo de hidrocarburo del yacimiento.

La etapa siguiente es la caracterización del gas, estableciéndose para tal efecto los tipos “Gas No Productivo” y “Gas Productivo”.

Un gas de tipo “No Productivo” se definió con las siguientes características: es un gas seco muy ligero, normalmente no asociado y que no puede producirse en volúmenes comerciales incluso a través de métodos de estimulación como el fracturamiento hidráulico. Según Hawker (1999), este tipo de gas está comúnmente relacionado con metano a alta presión, generado por debajo de la ventana de petróleo y asociado con procesos del tipo bacteriano.

Por su parte, el “Gas Productivo” se define como el gas que se encuentra en concentraciones altas, que bajo condiciones operativas adecuadas pudiera producirse en volúmenes comerciales, de acuerdo con los estándares regionales o en función de análogos geológicos y de producción.

Dentro de la metodología descrita por Mode et al. (2014), el “Gas Productivo” se diferencia del “Gas No Productivo” a través de un Wetness “Cut-off “ o umbral de 0.5, de tal manera que valores menores de 0.5 indican la presencia de “Gas No Productivo”, mientras que valores mayores, son indicativos de “Gas Productivo”, **Tabla 2**. Sin embargo, con base en las observaciones realizadas en la cromatografía de gas-lodo de pozos de la Región Norte de México, se ajustó el valor del umbral o Wetness “Cut-off “ a 1.5, estableciendo un “Cut-off Regional”, **Tabla 3**. Este “Cut-off” se definió con base en la cromatografía del gas asociado a la perforación de lutitas (background gas, Mercer, 1963), en la sección objetivo de los pozos, considerando como parámetros de control las mediciones realizadas por encima de los yacimientos.

Wetness (Wh) < 0.5	No Productivo, Gas Seco No Asociado, Metano Geo-Presionado
Wetness (Wh) > 0.5 < 17.5	Incremento de la Humedad del Gas al aumentar el Wh
Wetness (Wh) > 17.5	Petróleo, Incremento de la Densidad (Disminución de la Gravedad API) a Medida que aumenta el Wh

Tabla 2. Interpretación de los hidrocarburos con base en los valores de Wetness (Mode et al., 2014).

Zona Norte	Wetness		
	Mínimo	Promedio	Máximo
Calibración Regional	0.05	0.57	1.48

Tabla 3. Valores de Wetness resultados de la calibración regional.

Se puede controlar la incorporación de aditivos al lodo de perforación y limitar su impacto en la cromatografía del gas de formación con una descontaminación matemática (sustracción). El punto principal es una coordinación operativa para que los aditivos se incorporen antes de perforar cualquier yacimiento y con la caracterización (Wetness y Balance) del gas de fondo (background gas) ya definida.

La interpretación de gas tipo productivo y gas tipo no productivo también se realiza con el gráfico Wetness versus Balance, pero centrándose en el Wetness, la cual puede complementarse con un análisis matemático de tipo Student's T-test.

A partir del gráfico Wetness versus Balance, a veces puede cuestionarse si los hidrocarburos evaluados son similares o no. El objetivo de la prueba Student's T-test es eliminar esta incertidumbre.

Se utilizan tres tipos de prueba Student's T-test en las que los valores de Wetness de la cromatografía de gas del lodo se comprueban con el valor de Wetness de un gas de referencia que proviene de la cromatografía de laboratorio de un hidrocarburo del mismo campo/yacimiento o de la base de datos de Yacimientos Nacionales. En primer lugar, debe validarse la normalidad de la distribución de los valores de Wetness de la cromatografía de gas del lodo.

- “Two-tailed one sample T-test”: esta prueba asume (hipótesis nula H_0) que la media (μ) de los valores de Wetness de la cromatografía de gas del lodo es igual al valor del gas de referencia (μ_0). Es decir, $H_0: \mu = \mu_0$.
- “Left-tailed one sample T-test”: esta prueba asume (hipótesis nula H_0) que la media (μ) de los valores de Wetness de la cromatografía de gas del lodo es mayor o igual al valor del gas de referencia (μ_0). Es decir, $H_0: \mu \geq \mu_0$.
- “Right-tailed one sample T-test”: esta prueba asume (hipótesis nula H_0) que la media (μ) de los valores de Wetness de la cromatografía de gas del lodo es menor o igual al valor del gas de referencia (μ_0). Es decir, $H_0: \mu \leq \mu_0$.

Contexto geológico general

La zona de estudio se encuentra ubicada al Noreste de la República Mexicana en el Estado de Tamaulipas, **Figura 3**. La Cuenca de Burgos cubre una superficie de 73,800 km², con 650 km de largo, desde Piedras Negras en el norte hasta la costa en el sur.

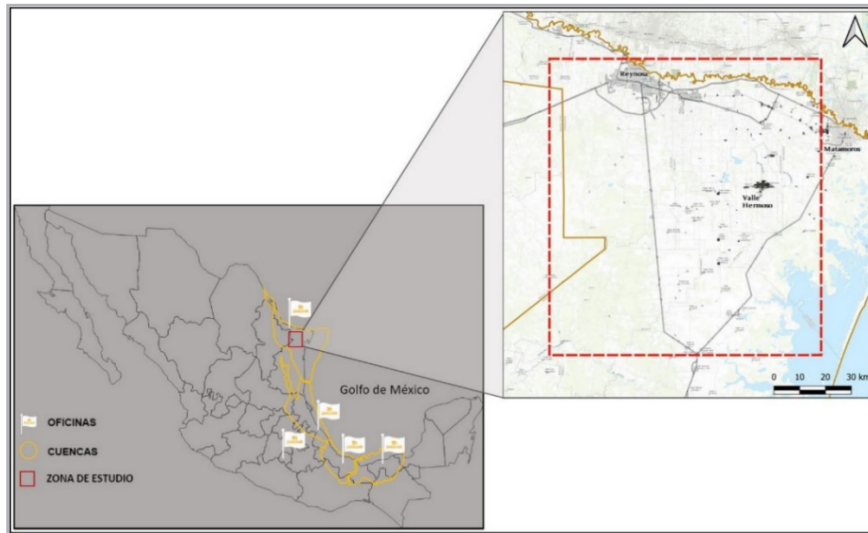


Figura 3. Zona de estudio, norte de México.

De manera general su evolución geológica se podría describir de la manera siguiente: en su etapa temprana, la Cuenca de Burgos formó parte de una antefosa o cuenca de antepaís ubicada hacia el frente del Cinturón Plegado Laramídico de la Sierra Madre Oriental, que afectó del Paleoceno al Eoceno Medio, sobre todo su parte sur y occidental. Sin embargo, la mayor parte del relleno sedimentario de la cuenca representa depósitos de la parte norte de la margen pasiva del Golfo de México. El alto del basamento correspondiente con la plataforma Burro-Picachos y la Península de Tamaulipas constituyen el límite sur y occidental de la cuenca, la cual se extiende hacia el norte adentrándose en el estado de Texas y hacia el oriente abarca parte del Golfo de México considerándose como límite geográfico la isobata de 200 m.

El estilo estructural predominante corresponde a un sistema de fallas normales lítricas de orientación NW-SE con caída hacia el oriente - donde las fallas son más jóvenes - con desplazamientos de algunos cientos de metros. Se observan estructuras “roll-over” con nivel de despegue en sedimentos arcillosos del Paleoceno en la parte occidental y en niveles más jóvenes hacia el oriente, en donde despegan en el Oligoceno. Se distinguen tres estilos principales de fallamiento normal, uno hacia la porción occidental que

involucra la franja del Paleoceno, en donde predominan las fallas normales sin deposicionales, con zonas de expansión poco desarrolladas, que contribuyen a crear el entrampamiento y compartimentos en los yacimientos. Un segundo estilo se presenta hacia las denominadas franjas del Eoceno y Oligoceno en las cuales son comunes las fallas sin sedimentarias de ángulo mediano a bajo. La tercera zona se presenta en la parte oriental y se extiende hasta la plataforma continental en donde las fallas son también de crecimiento, pero con planos que tienden a la verticalidad, que afectan predominantemente la columna del Mioceno y Plioceno. Algunas fallas antitéticas con caída hacia el occidente se han desarrollado asociadas a las fallas principales. La columna sedimentaria de la Cuenca de Burgos abarca todo el Terciario y yace sobre rocas del Mesozoico. El espesor máximo de sedimentos calculado en el depocentro de esta cuenca es de aproximadamente 10,000 metros y está compuesto litológicamente por una alternancia de lutitas y areniscas, depositadas siguiendo un patrón general progradante o regresivo.

En la zona de estudio, se han identificado dos tipos de trampas potenciales de hidrocarburos: abanico de piso de cuenca, **Figura 4** y complejos progradantes, **Figura 5**.

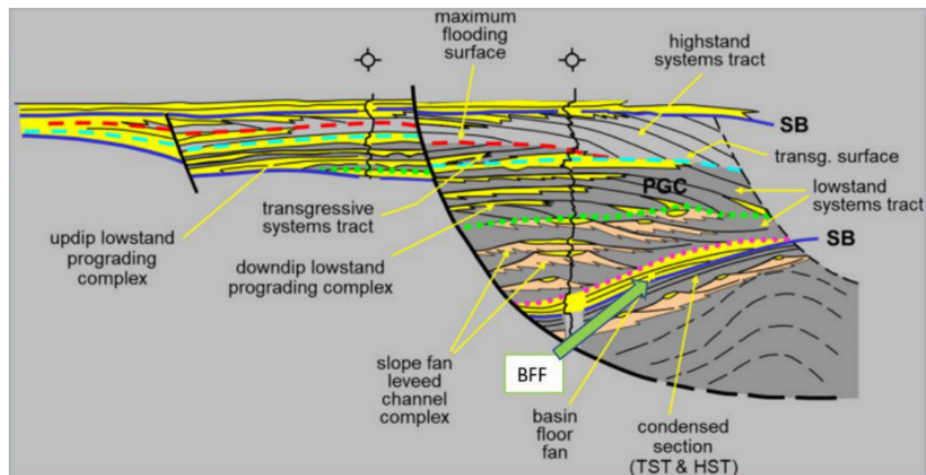


Figura 4. Ambiente depositacional asociado a Abanico de piso de cuenca, (Basin Floor Fans BFF por sus siglas en inglés). Modificado de Mitchum et Al., 2019.

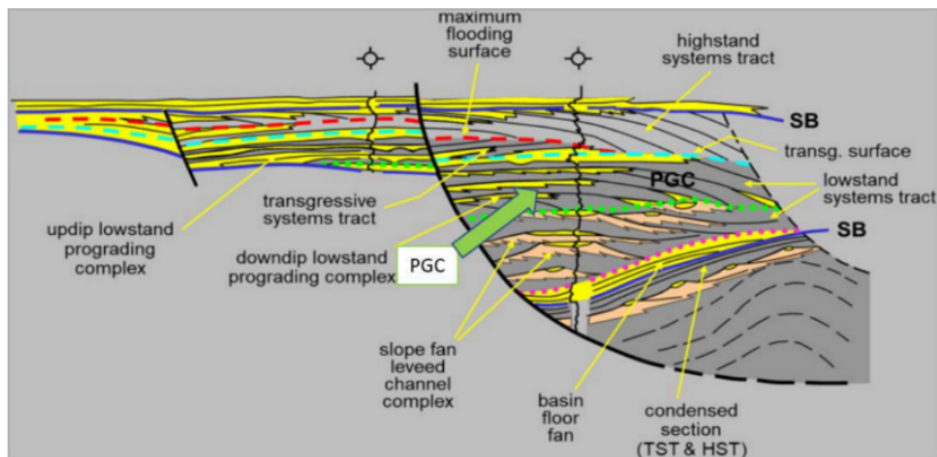


Figura 5. Ambiente depositacional asociado a complejos progradantes, (Prograding Complex, PGC por sus siglas en inglés). Modificado de Mitchum et Al., 2019.

La producción comercial en la Cuenca de Burgos inició en 1945 con el descubrimiento del campo Misión, productor en el Play Vicksburg. La producción es de gas seco dulce en su parte occidental, haciéndose más húmedo hacia el

oriente. Se tienen un total de 237 campos, de los cuales los más importantes son Reynosa, Monterrey, Cuitláhuac, Arcabuz, Culebra, Arcos, Pandura, Corindón, Fundador y Enlace, entre otros.

A continuación, se presentan datos de producción e hidrocarburos en la zona de estudio, **Tabla 4**.

	Mínimo	Promedio	Máximo
RGA medida en separador (bbl/MMpc)	8.1	16.9	27.6
Densidad relativa (°API)	37.8	39.4	41.4
C1 (% normalizado)	89.30	94.46	97.93
C2 (% normalizado)	1.54	3.62	7.08
C3 (% normalizado)	0.32	1.07	2.02
iC4-nC4 (% normalizado)	0.15	0.63	1.14
iC5-nC5 (% normalizado)	0.06	0.22	0.45

Tabla 4. Datos de producción e hidrocarburos en la zona de estudio.

Caso de estudio

Pozo 1

El Pozo 1, es de delineación perforado con lodo base aceite, que tiene un solo objetivo, el cual fue inicialmente dividido

en tres yacimientos distintos en función de las propiedades petrofísicas previstas. La **Tabla 5** muestra los rangos de Wetness y Balance de estos yacimientos.

Pozo 1	Mínimo	Máximo
	Yacimiento 1A	
Wetness	1.50	2.13
Balance	234.01	360.15
	Yacimiento 1B	
Wetness	1.66	2.22
Balance	226.82	340.08
	Yacimiento 1C	
Wetness	2.43	4.70
Balance	78.49	189.42

Tabla 5. Rangos de Wetness y Balance de los yacimientos estudiados en el Pozo 1.

En la **Figura 6**, se muestra la interpretación del tipo de fluido dentro de hidrocarburo líquido, transición y gas. Este análisis permite inferir un hidrocarburo de tipo gas para los yacimientos perforados. Sin embargo, la interpretación

indica una evolución posible de fluido entre el yacimiento 1A, 1B y 1C, siendo el yacimiento 1A el más somero y el 1C el más profundo.

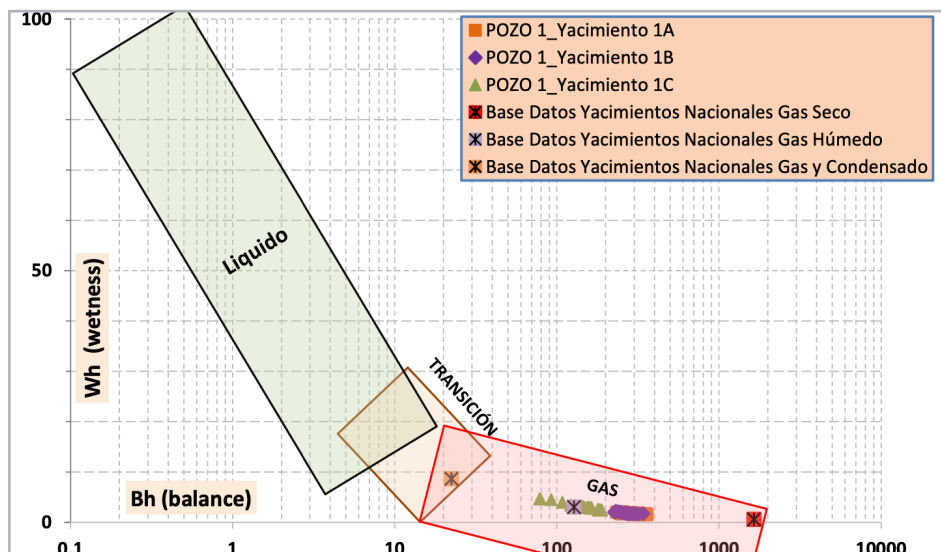


Figura 6. Interpretación del tipo de hidrocarburo en los yacimientos del Pozo 1. Los valores de Wetness y Balance de los gases de Yacimientos Nacionales se basan en los datos publicados por León García et al., 2019.

Resultado de la segunda etapa en la metodología, la Figura 7 muestra la caracterización del gas dentro del tipo “Gas Productivo” y “Gas No Productivo”.

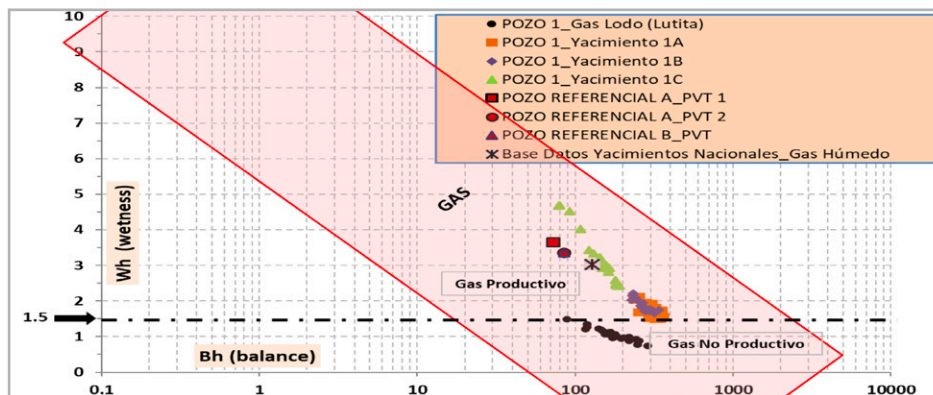


Figura 7. Caracterización del tipo de gas en los yacimientos del Pozo 1.

De este análisis se desprenden las informaciones siguientes:

1. Los valores de Wetness del gas-lodo adquiridas en lutita (background gas, Mercer, 1963) están por debajo de 1.5, coherentes con el "Cut-off Regional" definido para la identificación de gas de tipo no productivo.
2. Los valores de Wetness en los yacimientos están por encima del "Cut-off Regional", lo que indica yacimientos con gas de tipo Productivo.
3. La cromatografía del gas del yacimiento 1C (más profundo) se interpreta como un gas húmedo y es diferente a la de los yacimientos 1A y 1B.

4. Los yacimientos 1A y 1B, más someros, aparecen como de gas de tendencia más seco (menos húmedo).

Con el fin de confirmar la interpretación del yacimiento 1C (gas húmedo), se realizó una comparación con el análisis cromatográfico (PVT) del mismo yacimiento en pozos del mismo campo (pozo referencial A y B), (Figura 7). En estos pozos, la producción inicial era de gas con una fracción de líquido. También se integró, a fin de comparación, la información de una base de datos de Yacimientos Nacionales para un gas húmedo, (Tabla 6, León García et al., 2019).

Composición (% Mol.)	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5
PVT Referencial (Gas Húmedo)	96.27	2.23	0.37	0.12	0.20	0.05	0.03
Wetness Referencial	3.02						
Balance Referencial	127.92						

Tabla 6. Composición de un gas húmedo de la base de datos de yacimientos nacionales y los valores inferidos de Wetness y Balance.

Con referencia a estos datos PVT y como puede verse en la Figura 7, los valores de Wetness y Balance del yacimiento 1C coinciden con los de los PVT de referencia para gas húmedo, lo que valida la interpretación basada en la cromatografía de gas de lodo.

Además, los fluidos de los yacimientos 1A y 1B, interpretado como un gas de tendencia más seco, (menos húmedo), tienen claramente una composición diferente a la de los PVT de gas húmedo.

A continuación, se presenta un análisis matemático de los datos con el fin de complementar la interpretación previa.

El primer análisis es un "Two-tailed one sample T-test". Los valores de Wetness del yacimiento 1C se comprueban con el

valor de Wetness de un gas húmedo de la base de datos de Yacimientos Nacionales (Tabla 6). El resultado se presenta en la **Tabla 7**.

La normalidad de la distribución de los valores de Wetness del yacimiento 1C se confirmó con una prueba de Shapiro-Wilk ($p\text{-value} = 0.25, \alpha = 0.05$).

En cuanto al T-test, como el valor $p > \alpha$ ($\alpha = 0.05$), no se puede rechazar la hipótesis nula H_0 y se confirma que la media de los Wetness del yacimiento 1C es igual al valor esperado para un gas húmedo, confirmando la interpretación anterior de gas húmedo para el yacimiento 1C.



Parameter	Value
P-value	0.95
t	0.067
Sample size (n)	11
Average (\bar{x})	3.02
Standard deviation (S)	0.15
Normality p-value	0.25
A priori power	0.32
Post hoc power	0.05
Skewness	1.03
Skewness Shape	 Potentially Symmetrical (pval=0.118)
Excess kurtosis	0.77
Kurtosis Shape	 Potentially Mesokurtic , normal like tails (pval=0.547)
Outliers	2.4904, 2.5924, 3.4272

Tabla 7. Resultado del T-test con los valores Wetness del yacimiento 1C (Pozo 1) y el Wetness de un gas húmedo de la base de datos de yacimientos nacionales.

El segundo análisis es también un “Two-tailed one sample T-test”. Los valores de Wetness de los yacimientos 1A y 1B se comprueban con el valor de Wetness de un gas húmedo de la base de datos de Yacimientos Nacionales (Tabla 6). El resultado se presenta en la **Tabla 8**.

La normalidad de la distribución de los valores de Wetness de los yacimientos 1A y 1B se confirmó con una prueba de Shapiro-Wilk (p-value =0.43, $\alpha=0,05$).

En el T-test, con el valor $p < \alpha$ ($\alpha = 0.05$) se rechaza la hipótesis nula H_0 y se considera la hipótesis alternativa H_1 , de una media de los Wetness de los yacimientos 1A y 1B diferente al valor esperado para un gas húmedo, confirmando la interpretación previa de gas de tendencia más seco para estos yacimientos.

Parameter	Value
P-value	8.1e-51
t	-55.9
Sample size (n)	57
Average (\bar{x})	1.76
Standard deviation (S)	0.17
Normality p-value	0.43

Tabla 8. Resultado del T-test con los valores de Wetness de los yacimientos 1A y 1B (Pozo 1) y el Wetness de un gas húmedo de la base de datos de Yacimientos Nacionales.

Pozo 2

Al igual que el Pozo 1, el Pozo 2 es de delineación, pero con la diferencia importante de que fue perforado con lodo base agua. Este pozo tiene dos objetivos. Solo el primero

se dividió inicialmente en tres yacimientos distintos en función de las propiedades petrofísicas previstas. En la **Tabla 9** se presentan los rangos de Wetness y Balance de estos yacimientos.

Pozo 2	Mínimo	Máximo
	Yacimiento 1A	
Wetness	2.19	2.79
Balance	154.31	427.46
	Yacimiento 1B	
Wetness	3.27	3.96
Balance	71.5	96.98
	Yacimiento 1C	
Wetness	3.22	3.89
Balance	62.40	89.91
	Yacimiento 2	
Wetness	3.26	3.98
Balance	69.29	94.16

Tabla 9. Rangos de Wetness y balance de los yacimientos estudiados en el Pozo 2.

La **Figura 8** muestra la interpretación del tipo de fluido dentro de hidrocarburo líquido, transición y gas. El análisis permite inferir la existencia de un hidrocarburo de tipo gas para todos los yacimientos perforados. Sin embargo, la interpretación indica una evolución posible del fluido entre el yacimiento 1A, el más somero, y los yacimientos más profundos 1B, 1C y 2.

La metodología también permite la caracterización de un lubricante a base de aceite añadido al lodo durante la perforación. Este lubricante tiene una característica de fluido en la zona de transición, Figura 8. Se aplica una corrección (sustracción como descontaminación matemática) a la base de datos del gas de lodo (C1-C5) para limitar el impacto de este aditivo en la cromatografía del gas de formación.

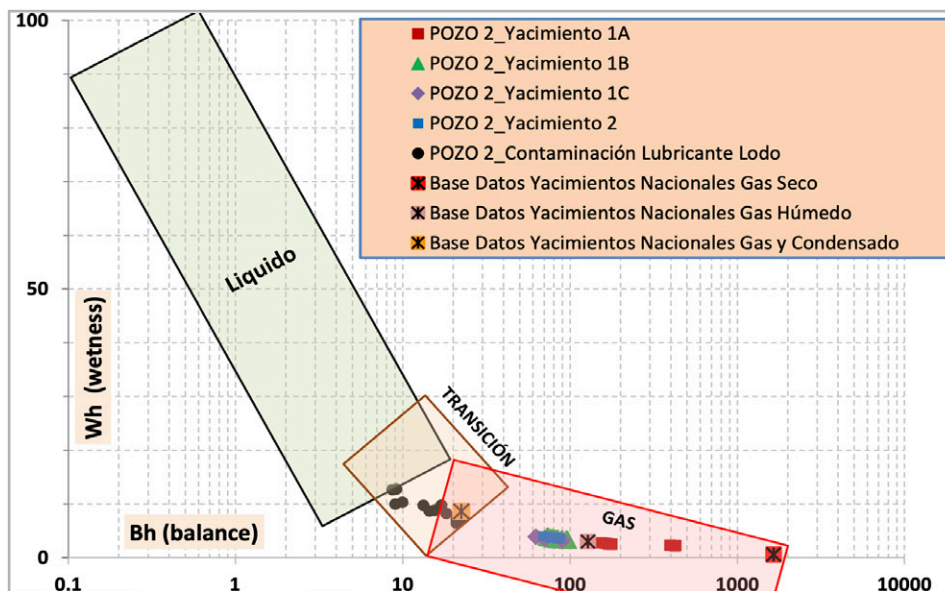


Figura 8. Interpretación del tipo de hidrocarburo en los yacimientos del Pozo 2. Los valores de Wetness y Balance de los gases de Yacimientos Nacionales se basan en los datos publicados por León García et al., 2019.

La **Figura 9** muestra la caracterización del gas dentro del tipo “Gas Productivo” y “Gas No Productivo”.

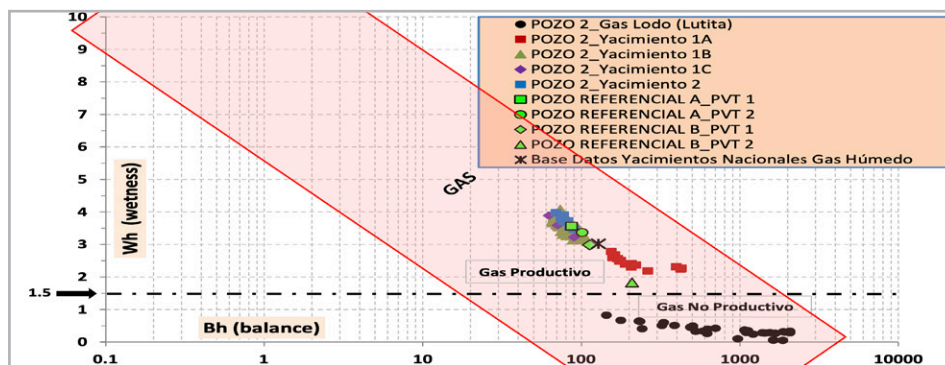


Figura 9: Caracterización del tipo de gas en los yacimientos del Pozo 2.

De este análisis se pueden extraer las informaciones siguientes:

1. Los valores de Wetness del gas-lodo (background gas, Mercer, 1963) están por debajo de 1.5, coherentes con el “Cut-off Regional” definido para la determinación de gas de tipo no productivo.
2. Los valores de Wetness en los yacimientos están por encima del “Cut-off Regional”, lo que indica yacimientos con gas de tipo productivo.
3. Se puede inferir que los yacimientos 1B, 1C y 2 tienen probablemente un gas de la misma característica, lo cual se interpreta como un gas húmedo.
4. El yacimiento 1A, el más somero, aparece como de gas de tendencia más seco (menos húmedo).

Para validar la interpretación de los yacimientos 1B, 1C y 2 como gas húmedo, se realizó una comparación con análisis cromatográficos (PVT) de pozos del mismo campo. Solo se tiene disponible análisis de laboratorio para el yacimiento 2 (pozo referencial A y B) (Figura 9). En estos pozos, la producción inicial del yacimiento 2 era de gas con una fracción de líquido. Se integró también la información de una base de datos de Yacimientos Nacionales para un gas húmedo (Tabla 6, León García et al., 2019).

Con referencia a estos datos PVT y cómo puede observarse en la Figura 9, los valores de Wetness y Balance para los yacimientos 1B, 1C y 2 coinciden con los de los PVT para gas húmedo, validando la interpretación basada en la cromatografía del gas de lodo.

La composición del fluido del yacimiento 1A, interpretada como gas menos húmedo, sigue la tendencia del PVT 2 del pozo referencial B. Este PVT corresponde a un fluido obtenido tras meses de producción y casi sin importe de hidrocarburo líquido.

De igual forma que para el pozo presentado anteriormente, se realizó un análisis matemático con el fin de acompañar la interpretación.

La primera prueba es un “left-tailed one sample T-test” con los valores de Wetness de los yacimientos 1B, 1C y 2 comparados con el valor de Wetness de un gas húmedo de la base de datos de los Yacimientos Nacionales (Tabla 6). Esta prueba asume (H_0) que la media de los valores de Wetness es superior al valor esperado para un gas húmedo. Hipótesis que corresponde en este caso a mayor Wetness = gas más húmedo. El resultado se incluye en la **Tabla 10**.

La normalidad de la distribución de los valores de Wetness de los yacimientos 1B, 1C y 2 se confirmó con una prueba de Shapiro-Wilk (p-value =0.88, $\alpha=0,05$).

Con el valor $p > \alpha$ ($\alpha = 0.05$) no se puede rechazar la hipótesis nula H_0 . La media de los valores de Wetness de los yacimientos 1B, 1C y 2 es superior al valor esperado para un gas húmedo, lo que confirma que se trata de yacimientos de gas húmedo, probablemente de gas más húmedo que el utilizado como referencia para este tipo de fluido.

Parameter	Value
P-value	1
t	18.97
Sample size (n)	27
Average (\bar{x})	3.65
Standard deviation (S)	0.17
Normality p-value	0.88

Tabla 10. Resultado del T-test con los valores Wetness de los yacimientos 1B, 1C y 2 (Pozo 2), y el obtenido de un gas húmedo de la base de datos de los yacimientos nacionales.

La segunda prueba es un “right-tailed one sample T-test” con los valores de Wetness del yacimiento 1A, que también se comparan con el valor de Wetness de un gas húmedo de la base de datos de los Yacimientos Nacionales (Tabla 6). Se supone (H_0) que la media de los valores de Wetness es inferior al valor esperado para un gas húmedo. Esta hipótesis corresponde en este caso a un Wetness menor = gas menos húmedo. El resultado se presenta en la **Tabla 11**.

La normalidad de la distribución de los valores de Wetness del yacimiento 1A se confirmó con una prueba de Shapiro-Wilk ($p\text{-value} = 0.91, \alpha = 0.05$).

Con base en los resultados del T-test, el valor $p > \alpha$ ($\alpha = 0.05$), no se puede rechazar la hipótesis nula H_0 . La media de los valores de Wetness del yacimiento 1A es inferior al valor esperado para un gas húmedo. En otras palabras, el análisis matemático confirmó el yacimiento 1A como un gas menos húmedo.

Parameter	Value
P-value	1
t	-13.07
Sample size (n)	15
Average (\bar{x})	2.4
Standard deviation (S)	0.18
Normality p-value	0.91

Tabla 11. Resultado del T-test con los valores Wetness del yacimiento 1A (Pozo 2) y el Wetness obtenido para un gas húmedo, de la base de datos de yacimientos nacionales.

Conclusiones

La última década ha sido testigo de la evolución de las tecnologías de Mud Logging y sus aplicaciones. ¿Esta evolución deja obsoletas tecnologías más antiguas?

La respuesta a la interrogante es: No, pues el uso adecuado de la información arrojada por instrumentación básica considerada como de una generación anterior, puede apoyar en la caracterización inicial de los yacimientos de una manera rápida y económica, lo cual es de bastante utilidad en los tiempos actuales en los que la expedites y el control de costos, son elementos sustanciales para el éxito de los proyectos petroleros.

Los dos ejemplos de pozos presentados muestran que el análisis de la cromatografía del gas de lodo permite determinar si el gas liberado durante la perforación es potencialmente producible o no, y también revelar algunas diferencias en la composición del gas: gas húmedo y gas de tendencia más seco. Información de alta importancia para

definir si existen dos fases coexistiendo en el yacimiento para establecer la mejor estrategia de producción, como, por ejemplo, definir si se explota primero la zona de gas húmedo y posteriormente la zona de gas seco, lo cual si no se toma en cuenta puede conducir a tener grandes diferencias en la recuperación de los hidrocarburos.

El método de análisis ha demostrado su importancia en pozos delimitadores y de exploración en los que los tipos de hidrocarburos se predicen con cierta incertidumbre. Esta capacidad es independiente de si el fluido de perforación es a base de aceite o de agua. Durante la perforación, con una coordinación operativa adecuada, también se puede detectar y caracterizar la presencia de aditivos en el lodo y limitar su impacto en la cromatografía del gas de formación con una descontaminación matemática (sustracción).

En un proyecto enfocado a la caracterización y delimitación de yacimientos, la herramienta puede contribuir con la definición de presencia y calidad de los hidrocarburos en una fase temprana del proyecto. Mientras que, en

un proyecto exploratorio, es posible definir de manera expedita, la presencia de hidrocarburos producibles y, por consiguiente, sustentar un descubrimiento de hidrocarburos en el subsuelo, así como su tipo. En caso de ausencia de una muestra de fluido adquirida directamente desde el yacimiento, se puede utilizar la cromatografía de gases del lodo (C1-C5) como estimación de la realizada convencionalmente en laboratorio.

Agradecimientos

A Jaguar E&P por otorgar la autorización para publicar estos resultados.

Referencias

- Burke, S. 2001. Regression and Calibration. *LC-GC Europe Online Supplement*: 13-18.
- Dessay, J., Beda, G., Merino-García, D. et al. 2015. Complex Lithology and Hydrocarbon Fluid Characterizations While Drilling from Advanced Mud Logging Technologies. 77th EAGE Conference and Exhibition, junio.
- Fernandes, A. K. y Strąpoć, D. 2019. Charge History Clues from Advanced Geochemical Mud Gas Logging. AAPG Middle East Region GTW, Regional Variations in Charge Systems and the Impact on Hydrocarbon Fluid Properties in Exploration, Dubai, EAU, febrero 11-13.
- Hafidz Arief, I. y Yang, T. 2020. Real-Time Reservoir Fluid Log from Advanced Mud-Gas Data. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, octubre 26–29. SPE-201323-MS. <https://doi.org/10.2118/201323-MS>.
- Hawker, D. P. 1999. Direct Gas in Mud Measurement at the Wellsite. *Petroleum Engineer International* **72** (9).
- Haworth, J. H., Sellens, M. y Whittaker, A. 1985. Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1-C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data. *AAPG Bulletin* **69** (8): 1305- 1310. <https://doi.org/10.1306/AD462BDC-16F7-11D7-8645000102C1865D>.
- León García, A., Alamilla Carrillo, N. y García Hernández, F. 2013. Clasificación de los Yacimientos en México: Un Nuevo Enfoque. *Ingeniería Petrolera* **53** (7): 388-409.
- León García, A., Galván Serralde, E. E. y Samaniego Verduzco, F. 2019. Comportamiento Termodinámico de los Yacimientos de Gas Seco, Gas Húmedo y Gas y Condensado. *Ingeniería Petrolera* **59** (1): 4-21.
- Mercer, R. 1963. Detection of Gas in Drilling Mud: Value and Limitations. Part 2. *World Oil* (diciembre).
- Merino-García, D., Beda, G., Dessay, J. et al. 2014. An Innovative Approach for Formation Fluid Typing with API and GOR Assessments in Real Time from Mud Gas Aata. 76th EAGE Conference and Exhibition, Ámsterdam, Países Bajos, junio 16-19.
- Mitchum, R. M. Jr., Sangree, J. B., Vail, P. R. et al. 1991. Sequence Stratigraphy in Late Cenozoic Expanded Sections, Gulf of Mexico. En *Sequence Stratigraphy as an Exploration Tool: Concepts and Practices in the Gulf Coast*, eds. J. M. Armentrout y B. F. Perkins, 237-256. Tulsa, Oklahoma: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Foundation, Gulf Coasts Section. (GCSSEPM; Vol. 11). <https://doi.org/10.5724/gcs.90.11.0237>.
- Mode, A. W., Anyiam, O. A. y Egbujie, B. C. 2014. The Application of Chromatographic Gas Ratio Analysis in Reservoir Fluid Evaluation of “Beta” Field in the Congo Basin. *Journal of Geological Society of India* **84** (3): 303-310. <https://www.geosocindia.org/index.php/jgsi/article/view/56935>.
- Molla, S., Pisharat, M., De Santo, I. et al. 2021. Predicting Reservoir Fluid Properties from Advanced Mud Gas Analysis Using Machine Learning Models. Artículo presentado en OMC Med Energy Conference and Exhibition, Ravena, Italia, septiembre 28-30. OMC- 2021-169.

Semblanza de los autores

Jack Dessay

Geólogo, PhD en Geología de la Universidad de Burdeos (Francia). Cuenta con 30 años de experiencia en la industria petrolera (IOCs), principalmente asociada a la Geología de Operaciones: perforación onshore y offshore en Europa, África, Asia y Sudamérica. Ha dedicado los últimos 10 años a diseñar y aplicar nuevas herramientas de Mud Logging para la perforación de pozos en contextos geológicos complejos.

Actualmente se desempeña como Gerente ejecutivo del Departamento de las Operaciones Geológicas de Jaguar Exploración y Producción.

Bruno Pino Velasquez

Ingeniero Geólogo de la Universidad Central de Venezuela. Inicio su carrera profesional en Lagoven - Petróleos de Venezuela S.A, en el Departamento de Exploración. Se ha desempeñado como Geólogo de Operaciones – Desarrollo, para Diferentes Compañías como lo son Perez Companc, Petrobras (Venezuela-Ecuador), Vinccler Oil and Gas, Weatherford México, Gasprom Venezuela.

Actualmente se desempeña como Coordinador de Geología de Operaciones para Jaguar Exploración y Producción.

Loydah Alcántara Kast

Ingeniera Petrolera egresada en el 2017 de la Universidad Nacional Autónoma de México. Desde el 2018 hasta la actualidad desempeña labores como Ingeniera de Yacimientos para Jaguar Exploración y Producción.

Christian López Martínez

Geólogo, por el Instituto Politécnico Nacional, con 19 años de experiencia en la industria petrolera. Ha trabajado en el IMP, Pemex, Integrated Exploration Systems, Schlumberger, CNH y actualmente en Jaguar Exploración y Producción. Se desarrolló en diversas posiciones enfocadas en la elaboración de estudios en el análisis de sistemas petroleros, maduración de prospectos, evaluación de recursos prospectivos.

Actualmente contribuye con la planificación de la estrategia de los proyectos de exploración-extracción, así como en la construcción de planes y programas para su aprobación ante CNH.