

Evaluación del daño a la formación de la salmuera como fluido de completación en pozos del campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco

Evaluation of damage formation caused by brine as completion fluid in wells of the Santa Rosa Field of the Anaco Gas District

Rondón, Jairo^{1*}; Meléndez, Hildemaro¹; Lugo, Claudio²; García, Edder³; Campos, Berdali¹

¹Gerencia General de Producción, PDVSA-Gas, Anaco 6003, Venezuela.

²Laboratorio de Cinética y Catálisis, Departamento de Química, Facultad de Ciencias, ULA, Mérida, 5101, Venezuela.

³Laboratory of Engineering Thermodynamics, Department of Mechanical and Process Engineering, University of Kaiserslautern, 67663 Germany.

*rondonjx@pdvsa.com

Resumen

El tamaño de garganta poral de las arenas Verde y Colorado de los pozos RG-16, RG-135, RG-206 pertenecientes al campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco se determinó siguiendo una metodología basada en registros eléctricos y de rayos Gamma, obteniendo mediante correlaciones, los parámetros petrofísicos: Vsh (volumen de arcilla), ϕ (porosidad), Sw (saturación de agua) y K (permeabilidad). Simultáneamente salmuera de 8,4 y 10 lb/gal fue caracterizada mediante pruebas ASTM de densidad, turbidez, cloruros y distribución de tamaño de partículas. Estos parámetros fueron comparados con los valores de radio de garganta poral de las de las arenas de interés. Los resultados indican que las arcillas minerales predominantes son: caolinita, clorita y baja proporción de esméctica para la arena COEFG en el pozo RG-135. Las formaciones evaluadas que presentan mayor contenido de Calcio: son VEA3 (40,7%) y COA2 (36,90%). Los fluidos de completación a 8,4 lb/gal y 10 lb/gal causan taponamiento en la garganta poral para la arena VEA3 (7.025'-7.028'), del mismo modo ocurre para el fluido de 10 lb/gal en la arena COK (9.702'-9.712').

Palabras claves: Salmuera, fluido de completación, daño a la formación.

Abstract

Pore throat size of Verde and Colorado sands in the RG-16, RG-135 and RG-206 wells belonging to the Santa Rosa field of the Anaco Gas District was determined by electrical and Gamma-ray logs. The following petrophysical parameters were obtained using correlations: Vsh (clay volume), ϕ (porosity), Sw (water saturation), and K (permeability). Simultaneously, brines of 8.4 and 10 lb / gal were characterized by ASTM density test, turbidity, chlorides and particle size distribution. These parameters were compared with the values of the pore throat radius of the sands of interest. The results indicate that the predominant mineral clays are: kaolinite, chlorite and low proportion of smectite for COEFG sand in RG-135 well. The evaluated formations that have the highest Calcium content are VEA3 (40.7%) and COA2 (36.90%). The completion fluids at 8.4 lb/gal and 10 lb/gal cause pore throat obstruction for VEA3 sand (7.025'-7.028 '), likewise for 10 lb/GA fluid in the COK sand (9.702'-9.712 ').

Keywords: Brine, completion fluid, formation damage.

1 Introducción

En el campo de las operaciones de construcción de pozos de hidrocarburos, los fluidos de completación son una fuente potencial de daño a la productividad del pozo (Civan

2015; Byrne y col., 2002; Economides 1992), aunque algunos de estos fluidos como la salmuera a base de haluros de metal alcalino y de tierra alcalina, se han venido desarrollando desde la década de los 70, su tecnología

aunque madura exhibe algunas deficiencias en su funcionamiento limitando su efectividad y aplicación. Conociendo que el daño a la formación es cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo (Islas 1991), lo que genera que la reparación de los daños en la formación sea difícil y costosa, el enfoque básico debe ser evitar dicho daño, ya que el éxito o fracaso de un pozo puede depender de la capacidad de producir petróleo y/o gas a tasas adecuadas.

Para lograr este objetivo, todo el proceso de construcción debe controlarse correctamente conociendo el tratamiento y sus efectos en la formación, para garantizar la efectividad de los fluidos de completación empleados en el medio poroso. Un amplio conocimiento de cómo se produce el daño de formación es el primer paso en la prevención del daño, por lo que se plantea evaluar el daño a la formación originado por salmueras de cloruro de calcio empleada como fluidos de completación, evitando que este factor pueda repercutir en los procesos de producción de petróleo y/o gas, ocasionando posibles alteraciones en el índice de productividad esperado en los yacimientos de hidrocarburos. Para esta evaluación se seleccionaron las arenas Verde y Colorado de los pozos RG-16, RG-135, RG-206 del campo Santa Rosa; las cuales presentan una producción crítica, debido a que no alcanzaron el potencial esperado. Asimismo, se emplearán estudios convencionales, tales como: identificación de los minerales existentes en las arenas de interés, pruebas de compatibilidad físico/química y turbidez de los fluidos de completación/terminación, prueba para establecer el tamaño de partículas y análisis de distribución de tamaño de garganta poral, entre otros, que establecen el grado de daño que pueda existir en los yacimientos (Rondón y col., 2013).

2 Parte experimental

2.1 Población y muestra

La población para esta investigación corresponde a las arenas Verde y Colorado de los pozos RG-16, RG-135, RG-206 pertenecientes al campo Santa Rosa, mientras que la muestra de fluidos de completación utilizada es Agua salada (cloruro de sodio, NaCl) cuya densidad es 8,4 y 10 (Lb/gal).

2.2 Caracterización de las Propiedades Físicas y Químicas del Fluido de Completación

Se efectuó mediante los métodos analíticos estandarizados por la ASTM (American Standard and Testing Materials). La densidad de la salmuera se determinó siguiendo la norma ASTM D1298-12b (2017) empleando para ello un hidrómetro graduado en unidades de gravedad específica marca Stevenson Reeves Ltd Rango: 0,990-1,000 g/cm³; resolución: 0,001 g/cm³, tensión superficial: 35 mN/m, temperatura de referencia: 20°C, peso aproximado

del hidrómetro 136,46 g, largo: 400mm, diámetro del vástago: 28 mm; un termómetro marca ERTCO rango: -20 - +102 °C; error de escala $\pm 0,15$ °C y un cilindro graduado de 250 ml marca PHYWE Systeme GmbH & Co, error de escala 2 ml. Para la turbidez se utilizó un turbidímetro de laboratorio marca HACH modelo 1890 con el cual se pudo estimar la concentración de sólidos suspendidos en el fluido de completación; esta medida de la turbidez está expresada en NTU (Unidad de Turbidez Nefelométrica) según norma ASTM D1889-00. El contenido de cloruros de la salmuera se determinó mediante la norma ASTM D512-12 empleando los siguientes reactivos: dicromato de potasio K₂Cr₂O₇ (Merck, 99,9%), ácido sulfúrico H₂SO₄ 0,02 N (N/50) (Merck, 98%), fenolftaleína C₂₀H₁₄O₄ (Labkem 99,9%), nitrato de plata AgNO₃ (J. T Baker, 99,9%). Finalmente el tamaño y distribución de los sólidos se efectuó mediante la norma ASTM C1070-01(2014) en un equipo Malvern Mastersizer 2000. El principio de operación del equipo es la difracción láser. Este método proporciona un estándar de tamaño de partículas entre 0,02 y 500 micras que facilitan la caracterización y control de calidad de tamaño de partícula.

2.3 Pruebas de Compatibilidad Físico/Química entre los Fluidos Presentes en el Yacimiento y los Fluidos utilizados en las operaciones de completación de pozos

Se realizaron siguiendo las normas API-RP-13B-1 y API-RP-13L, del American Petroleum Institute. Estas pruebas permiten comprobar si los fluidos evaluados son compatibles y no alteran las propiedades de la formación (Prieto 2007). Los procesos en general se basan en la mezcla del fluido del reservorio con el fluido de completación de 8,4 y 10 lb/gal.

2.4 Metodología de Identificación Mineral basada en el Gamma Ray Espectral

El registro gamma ray espectral es una herramienta alternativa para el perfilaje de pozos petroleros. Los rayos gamma medidos con esta herramienta son de fuentes naturales, es decir, estos rayos gamma naturales son emanados por el torio, el potasio y el uranio. Los cuales cuentan con las mayores radiaciones en formaciones sedimentarias. El torio y el potasio se miden en ppm y porcentaje respectivamente, y son asociados con arcillas (montmorillonita, ilita y caolinita), mientras que el uranio que también se mide en ppm se encuentra en arena, lutita y algunos carbonatos. La información aportada por el registro gamma ray espectral permite identificar el perfil mineralógico de las arcillas que a su vez es una indicación relativa de radiactividad de las mismas. El registro normalmente refleja el contenido de arcilla, ya que los elementos radiactivos (torio y potasio) tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas (Schlumberger Limited 1991). Para la identificación mineralógica se tomaron

valores de torio y potasio seleccionando pozos de referencia, debido a que no se contaba con información para los pozos en estudio (RG-16; RG-135; RG-206) pertenecientes al campo Santa Rosa. Cabe destacar que los perfiles de gamma ray espectral de los pozos seleccionados para tomar dichos valores, son pozos cuya estratigrafía concuerda con los intervalos de los pozos evaluados; es decir que atraviesan las arenas de interés de los pozos objetivos. Los valores de torio y potasio fueron vaciados en una hoja de Excel lo que permitió posteriormente generar un gráfico cruzado donde se pueden identificar los tipos de arcillas existentes en las formaciones: Colorado y Verde. Las principales partículas finas naturales que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas: 1) caolinita (fractura y migra); 2) esméctica (hincha); 3) illita (quebra y migra) y 4) clorita (reacciona con alto contenido de hierro). En el gráfico cruzado Th y K utilizado se representan en forma de abanico los siguientes tipos de arcillas entre los que se encuentran: glauconita, feldespato, esmécticas/capas mezcladas de arcillas, caolinita y clorita; estas dos últimas son las predominantes en las formaciones evaluadas.

2.5 Metodología para Identificación de Carbonato de Calcio basada en el Factor Fotoeléctrico (P.E.F)

Este registro es utilizado para producir información sobre los tipos de átomos presentes en una formación, por medio de la determinación del parámetro físico denominado como factor de absorción fotoeléctrica (P.E.F). Esta herramienta no discrimina litología pero conociendo los tipos de átomos de la formación se puede inferir el tipo de litología presente. La herramienta de densidad solo detecta rayos gamma de alta energía, los rayos gamma de baja energía son absorbidos por efecto fotoeléctrico. El factor fotoeléctrico se expresa en función del número Z de protones (o números de electrones por átomo eléctricamente neutro) en la formación. Los valores típicos de P.E.F para las rocas de un yacimiento son los siguientes: 1,8 en arenisca, 5,08 en caliza y 3,14 dolomita. La curva de factor fotoeléctrico; es útil para la determinación de la litología y sus variaciones, independientemente de la porosidad, ya que cada roca cuenta con su valor de factor fotoeléctrico bien definido. La identificación de carbonato de calcio se realizó utilizando como herramienta el programa Geographic Discovery™ (software PRIZM) (Landmark Graphics Corporation, Halliburton 2015).

2.6 Rango de Radio de Garganta Poral en las Arenas del Campo Santa Rosa.

Para la estimación del radio garganta poral, se realizó la evaluación petrofísica en las formaciones Colorado y Verde de los pozos objetivos en las arenas: RG-16 (CO-K/RG-16; CO-B2/RG-58; VE-A3/RG-77), RG-135 (CO-A2/RG-42; CO-B4/RG-79; CO-EFG/RG-14), RG-206 (CO-B2/RG-58; CO-R2/RG-29) mediante las curvas de gamma

ray, potencial espontáneo, resistividad, densidad-neutrón, debido a que no se contaba con información de núcleo para los pozos en evaluación se podrá definir el tamaño de partículas mediante la ecuación de Winland R35; basada en los valores de porosidad y permeabilidad. (Martínez 2012).

La evaluación se realizó mediante el programa Geographic Discovery™ (Landmark Graphics Corporation Halliburton 2015), en el cual fueron cargados las curvas de entrada GR (litología), ILD, RD, RT (resistividad), RHOB,NPHI (densidad-neutrón) obteniéndose u originándose cuatro curvas de salida de los siguientes parámetros Vsh (volumen de arcilla), ϕ (porosidad), Sw (saturación de agua), K (permeabilidad). Permitiendo posteriormente determinar el radio de garganta poral característico para cada formación en evaluación. Diferentes correlaciones fueron utilizadas en la evaluación petrofísica de las arenas de interés correspondientes al campo Santa Rosa.

2.7 Correlación para Arcillosidad (Vshl)

La metodología para la estimación del volumen de arcilla consistió en considerar por formaciones un valor de GR de la arena más limpia, del mismo modo se realizó para la lutita más representativa. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$Vshl = \left(\frac{(GR - GR_{c \ln})}{(GR_{shl} - GR_{c \ln})} \right) \quad (1)$$

Donde:

Vshl = Volumen de Arcilla.

GR = Curva de Gamma Ray.

GR cln = Lectura de GR de la arena limpia.

GR shl = Lectura de GR de la lutita.

2.8 Correlación para Porosidad (ϕ)

El modelo de porosidad del campo Santa Rosa para los pozos RG-16; RG-135; RG-206, se realizó estableciendo estimaciones de esta propiedad con el perfil neutrón, densidad y la combinación de las curvas de densidad-neutrón. Esto con la finalidad de definir la correlación que mejor se ajuste. La ecuación para determinar la porosidad total y efectiva para el área se describe a continuación:

$$Phie = 0,1799 - 0,0010 \times GR \quad (2)$$

Dónde:

Phie = Porosidad efectiva.

GR = Gamma Ray.

Es importante mencionar que se conocen dos tipos de porosidad: total y efectiva. En la porosidad total es aquella

que considera el volumen total de los poros y la porosidad efectiva, es la que toma en cuenta únicamente aquellos poros que se encuentran interconectados siendo esta última la de mayor interés para el ingeniero de yacimientos (Paris 2009).

2.9 Correlación para Saturación de Agua (S_w)

La determinación de la saturación de agua (S_w) se hizo mediante el Modelo de Simandoux (Sánchez 2012); este modelo empírico está basado en el concepto de la fracción volumétrica de arcilla y es utilizado para cálculo de la saturación de agua en arenas arcillosas. Tiene la ventaja de no necesitar parámetros determinados a partir de análisis especiales de núcleos. La arcilla es uno de los componentes más importantes de la roca en el análisis de registros, además de sus efectos en la porosidad y la permeabilidad, esta característica surge por sus propiedades eléctricas que tienen una gran influencia en la determinación de la saturación de fluidos (Rodríguez y col., 2013).

La presencia de arcilla en la roca reservorio es un factor extremadamente perturbador en la evaluación de formaciones. Por una parte complica la determinación de los hidrocarburos en el lugar, y por otra parte afecta la habilidad del reservorio para producir estos hidrocarburos. La ecuación empleada para determinar la saturación de agua es la siguiente:

$$S_{wMS} = \frac{\left(\sqrt[4]{(V_{shl} / R_{shl})^2 + 4 * Phie^m / (a * R_w * (1 - V_{shl}) * RT)} - V_{shl} / R_{shl} \right)}{(2 * Phie^m / (a * R_w * (1 - V_{shl})))} \quad (3)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua
 R_o = Resistividad del petróleo
 R_t = Resistividad total
 V_{shl} = Volumen de arcilla
 R_w = Resistividad del agua

El valor de R_w característico utilizado para la formación Colorado es de 0,12 y para la formación Verde 0,14.

2.10 Correlación para Permeabilidad (K)

La permeabilidad se determinó mediante la correlación de Timur (Yagual 2014), la cual se muestra a continuación:

$$K = (100 * Phie^{2,25} / SwIrr)^{\wedge 2} \quad (4)$$

Dónde:

K = permeabilidad
 $Phie$ = porosidad efectiva
 $SwIrr$ = saturación de agua irreducible

2.11 Correlación para Determinar el Radio de Garganta

Poral

Para determinar el rango de radio de garganta poral se utilizó la ecuación de Winland R35 (Martínez 2012); basada en los valores de porosidad y permeabilidad (aire). Winland desarrolló una ecuación empírica (utilizando análisis de regresión lineal múltiple) entre porosidad, permeabilidad al aire y apertura del poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35 % (R35). La ecuación es la siguiente:

$$R35W = 10^{(0,609 + 0,608 * \log(K) - 0,974 * \log(Phie))} \quad (5)$$

Donde:

$R35$ = Radio de apertura del poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio del 35%.
 K_{aire} = Permeabilidad al aire no corregida (mD).
 $Phie$ = Porosidad efectiva (%).

El radio de garganta de poros $R35$ es una función del tamaño de las partículas y la selección de las gargantas de los poros. Representa una buena medida de la mayor garganta de poros conectados que exista en una roca con porosidad intergranular.

3 Resultados y discusión

3.1 Pruebas de Laboratorio Realizadas al Fluido de Completación

Tabla 1. Pruebas de laboratorio realizadas al fluido de completación.

Fluido de completación	Agua salada	
Densidad (lb/gal)	8,4	10
Turbidez (NTU)* con agitación	45	42
Turbidez (NTU)* sin agitación	63	51
Cloruro (ppm)	10.000	17.000
Tamaño de partícula (μ)D (v, 0,5)**	27,04	237,02

* NTU: (Unidad de Turbidez Nefelométrica)

** D (v, 0,5): Diámetro promedio de partículas.

3.2 Pruebas de Compatibilidad Físico/Química entre los Fluidos Presentes en el Yacimiento y los Fluidos Utilizados en las Operaciones de Perforación de Pozos.

En la tabla 2 se presentan las observaciones referentes a cada muestra con la finalidad de verificar si forma emulsión con los fluidos de los pozos RG-178, RG-206, RG-36, RG-107 y RG-223 (Pozos arenas de referencias).

En el pozo RG- 16 arena CO-B2 se observa presencia en mayor proporción de Clorita (arcilla antigénica), la cual a pesar de no ser propensa a disgregarse, migrar ni

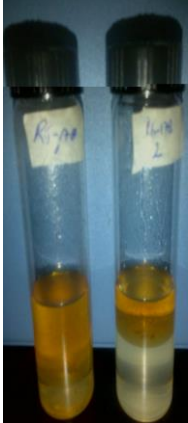
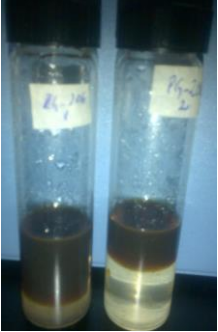
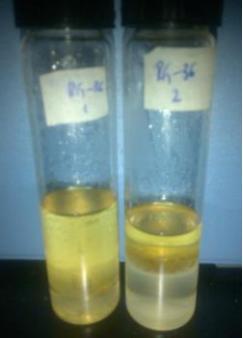
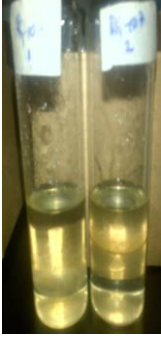
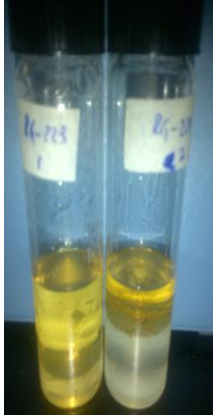
expandirse, es problemática a la hora de inyectar ácido en una formación, debido a su alto contenido de Hierro. El mineral arcilloso más predominante y que se observa en gran proporción en las arenas VE-A3 y CO-K es la Caolinita. (Figura 1a). El pozo RG-206 en la arena CO-B2 se observa de acuerdo al comportamiento generado en el gráfico cruzado presencia de Caolinita. (Figura 1b). En el análisis mineralógico del pozo RG-135 en las arenas COA2, COB4, COEFG es similar, se observa la presencia de Caolinita como la arcilla más predominante en cada una de las arenas evaluadas, sin embargo en la arena COEFG tenemos Clorita en menor proporción, es importante resaltar que la Caolinita se caracteriza por ser una arcilla que no se expande; sin embargo ocasiona problemas de migración de finos que causan taponamiento en la garganta poral,

reduciendo la permeabilidad de la formación y por ende provocando un daño a la misma (Figura 1c).

Identificación de Carbonato de Calcio

En las figuras 2a a la 2g se muestra la composición mineralógica (carbonato de calcio) para cada uno de los pozos, calculada mediante modelos de litologías complejas, implícitos en PRIZM 3.0 de GeoGraphix Discovery™ (Landmark Graphics Corporation, Halliburton, 2015). Los algoritmos están definidos a partir de las curvas de Factor fotoeléctrico (PEF), porosidad neutrón (PHIN), densidad aparente (RHOB) y Gamma Ray (GR). Posteriormente se presenta el gráfico de la composición mineralógica en porcentaje para cada uno de los pozos en estudio (Figura 3).

Tabla 2. Pruebas de compatibilidad físico/química entre los fluidos presentes en el yacimiento y los fluidos utilizados en las operaciones de completación de pozos.

Pozo	RG-178 (CO-B4)	RG-206 (CO-B2)	RG-36 (CO-EFG)	RG-107 (CO-K)	RG-223 (VE-A3)
Prueba					
Mezcla 1 Fluido de completación/ crudo 25:75	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Partículas de sal adheridas a las paredes del vial - Formación de micro emulsión en la fase acuosa. - Partículas de sal en gran proporción. - Menor volumen de fase acuosa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Partículas de sal adheridas a las paredes del vial - Formación de micro emulsión en la fase acuosa. - Partículas de sal en gran proporción. - Menor volumen de fase acuosa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Menor volumen fase acuosa. - Partículas de sal adheridas a las paredes del vial - Formación de micro emulsión (tipo tela de araña) en la fase acuosa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Gran proporción de partículas de sal adheridas a las paredes del vial. - Menor volumen fase acuosa. - Formación de micro emulsión (tipo tela de araña) en la fase acuosa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Gran proporción de partículas de sal en las paredes del vial. - Menor volumen fase acuosa. - No se formó emulsión (fluido compatibles).
Mezcla 2 Agua de formación/ crudo 50:50	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Mayor volumen fase acuosa. - Presencia de partículas de sal, adheridas a las paredes del vial. - Las partículas de sal se aprecian en baja proporción. - No se formó emulsión. 	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Mayor volumen fase acuosa. - Adherencia de partículas sólidas (sal) en las paredes. - Se aprecia emulsión, trazas de crudo en la fase acuosa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Mayor volumen fase acuosa - Partículas de sal adheridas a las paredes del vial - No se formó emulsión (fluido compatibles). - Las partículas de sal se aprecian en gran proporción. 	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Mayor volumen de fase acuosa. - Baja proporción de partículas de sal adheridas a las paredes del vial. - No se formó emulsión (fluido compatibles). 	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de dos fases (acuosa y oleosa). - Baja proporción de partículas de sal en las paredes del vial. - Mayor volumen fase acuosa. - No se formó emulsión (fluido compatibles).

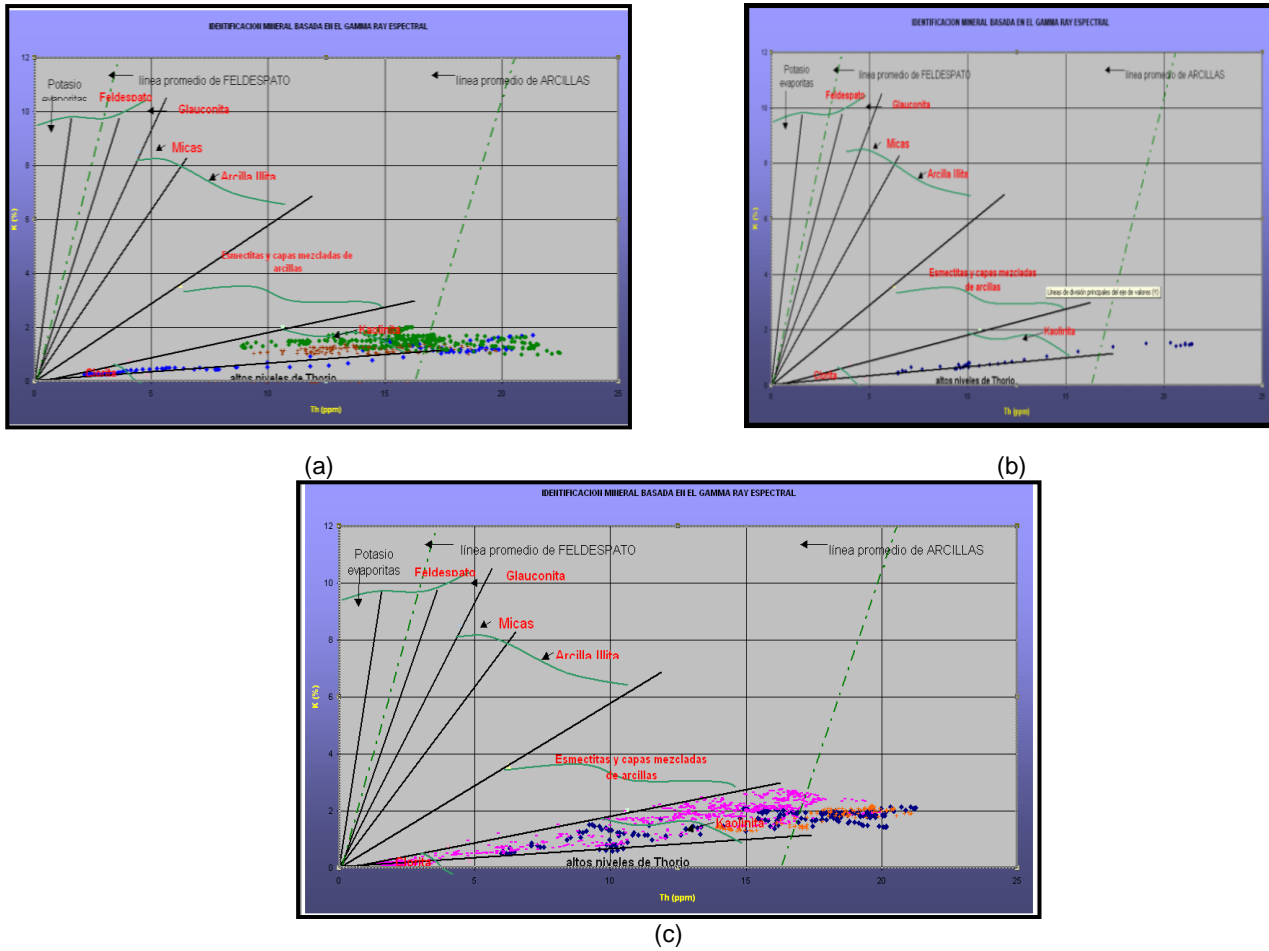
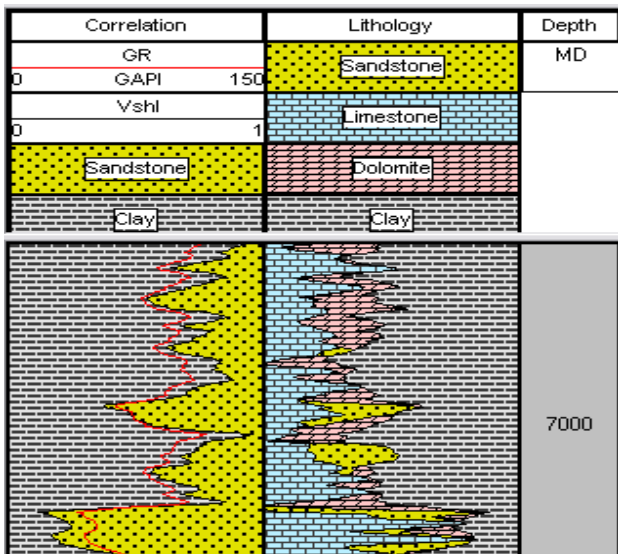
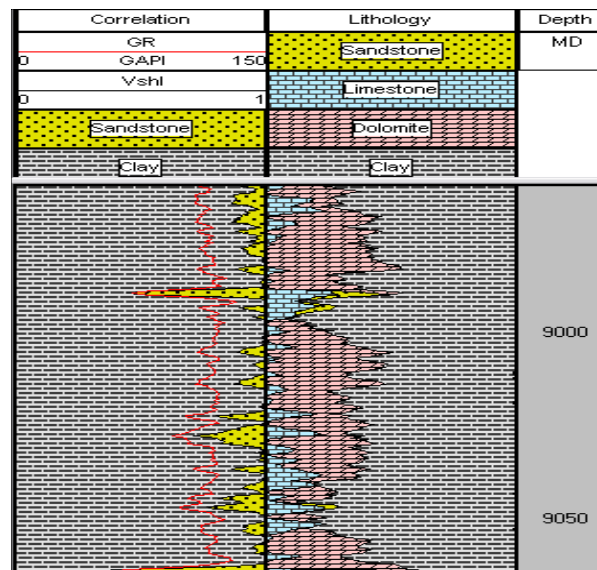


Figura 1. Identificación Mineral gráficos cruzados Torio vs Potasio a) Pozo RG-135 Arena CO-A2, CO-B4, CO-EFG; b)Pozo RG- 206 Arena CO-B2; c) Pozo RG-16 Arena VE-A3, CO-B2, CO-K.



(a)



(b)

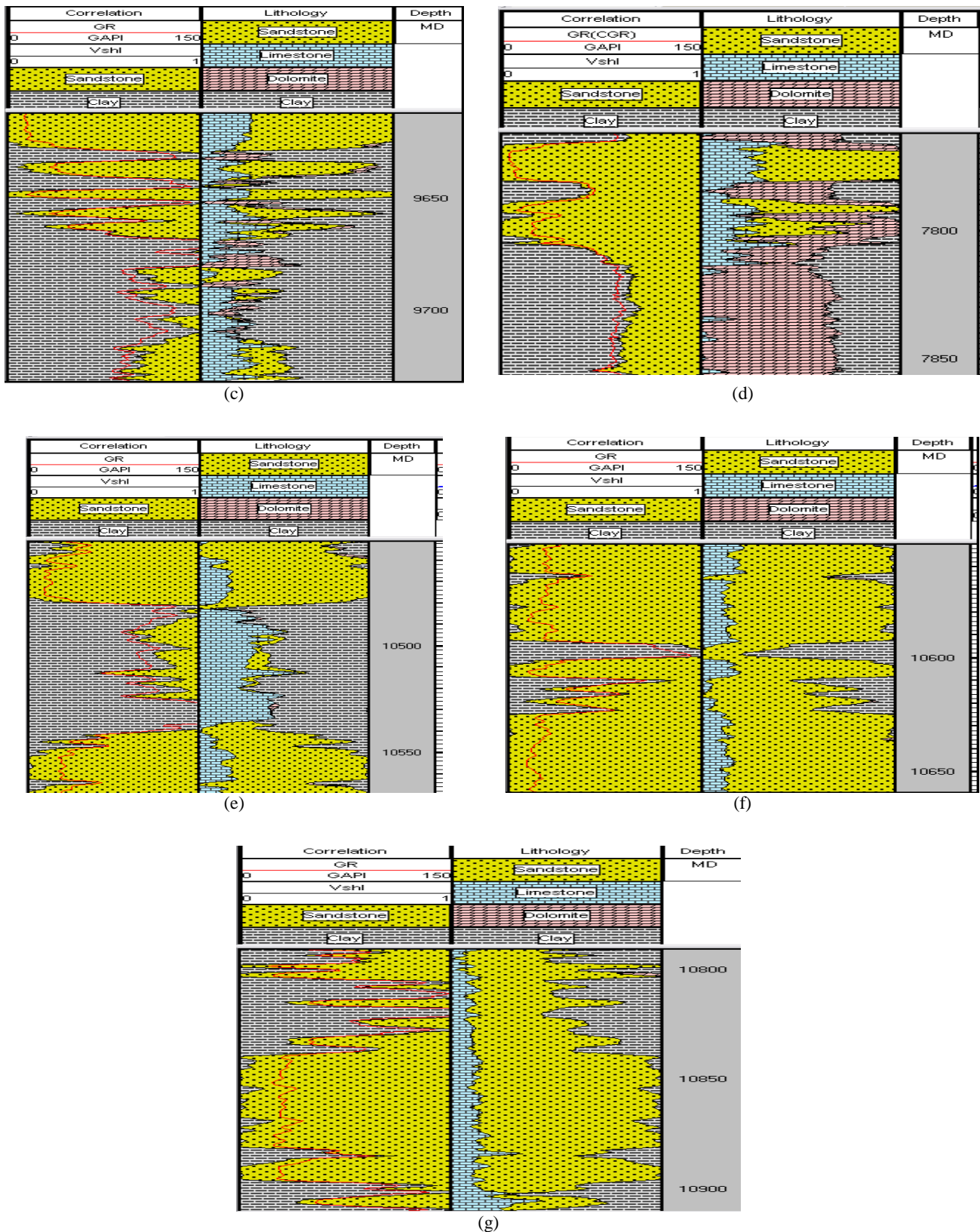


Figura 2. Identificación mineralógica calculados por GeoGraphix Discovery™ para los pozos: a) RG-16/VE-A3; b) RG-16/COB2; c) RG-16/CO-K; d) RG-206/CO-B2; e) RG-135/CO-A2; f) RG-135/COB4; g) RG-135/COEFG.

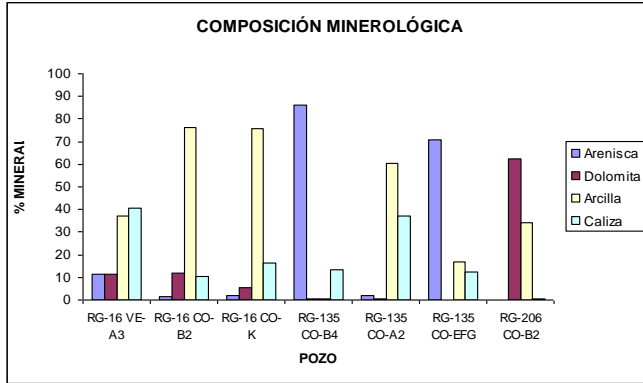
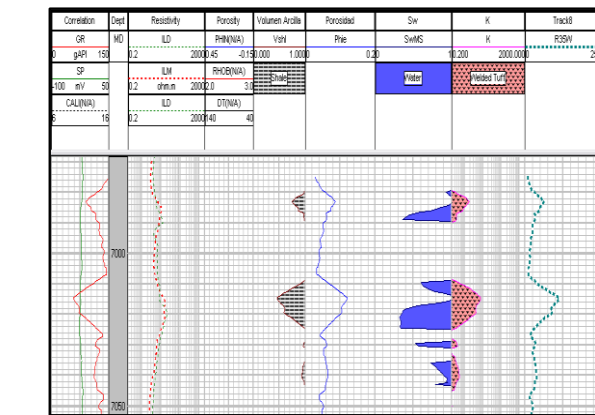


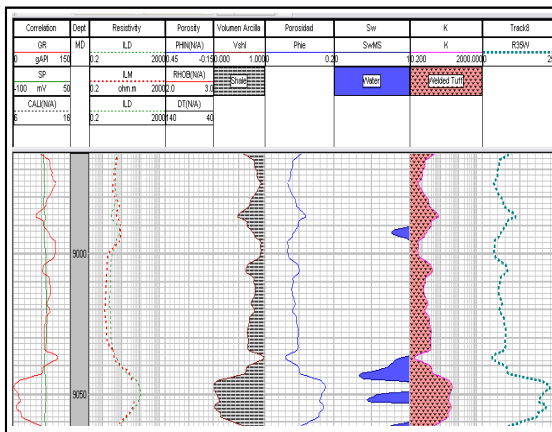
Figura 3. Composición mineralógica porcentual.

Rango de Radio de Garganta Poral en las Arenas del Campo Santa Rosa

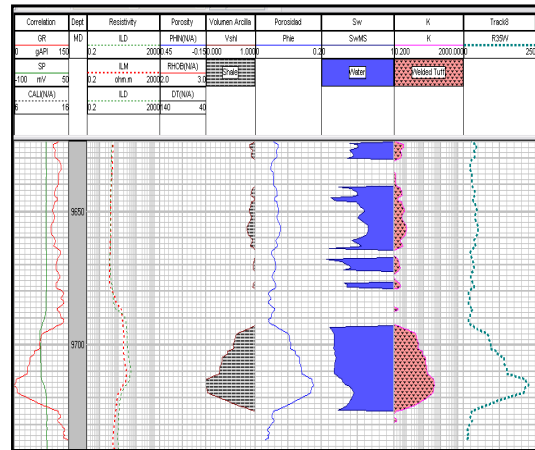
En la figura 4 se muestran plantillas de la evaluación petrofísica para cada pozo del estudio, donde se observan las curvas de volumen de arcilla, porosidad, saturación del agua, permeabilidad y el radio de garganta poral estimado para cada una de las arenas.



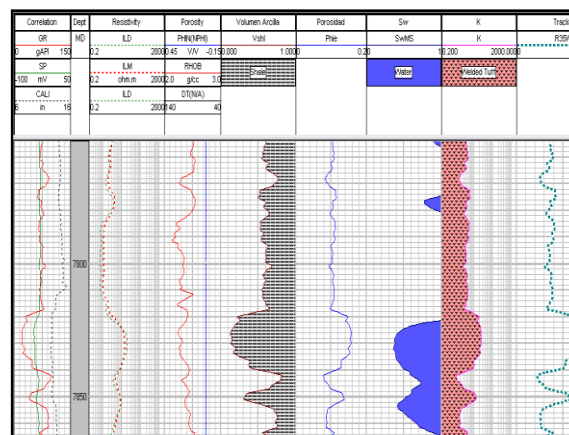
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4. Rango de radio de garganta poral para: a) RG-16 (7.010'-7.028') Arena VE-A3; b) RG-16 (9.044'-9.056') Arena CO-B2; c) RG-16 (9.692'-9.712') Arena CO-K; d) RG-206 (7.820'-7.834') Arena CO-B2.

Para estimar el rango de radio de garganta poral en cada una de las arenas se considero un valor promedio, máximo y mínimo de la curva generada mediante la ecuación de Winland R35 (tabla 3).

Tabla 3 Rango de radio de garganta poral

Pozo	RG-16	RG-16	RG-16	RG-206
Arena	VE-A3/ RG-77	CO-B2/ RG-58	CO-K/ RG-16	CO-B2/ RG-58
Intervalo	7.010'- 7.028'	9.044'- 9.056'	9.692'- 9.712'	7.820'- 7.834'
Valor Máximo	114,2366	225,4833	184,2741	54,4778
Valor Mínimo	19,2598	135,6662	40,0665	35,7760
Promedio (AVG)	67,2642	201,8983	108,9209	44,1819

Pozo RG- 16 Arena VE-A3/RG-77 (7.010'-7.028')

Dado que el promedio de radio de garganta poral equivale a 67,2642 μm se observa que en el intervalo (7.025'-7.028') usando fluido de completación de 8,4 lb/gal, se puede producir un taponamiento de la garganta poral, debido a que el tamaño de las partículas sólidas que contiene el fluido de completación (valor de la media $D(v, 0.5)$), equivale a 27,04 μm siendo de mayor tamaño que el radio de garganta poral determinado. Para el resto de los intervalos de la arena de interés puede ocurrir invasión de los canales porosos.

Por otro lado, la muestra de fluido de completación de 10 lb/gal ($D(v, 0.5) = 237,02 \mu\text{m}$) se puede producir taponamiento de la garganta poral, debido a que las partículas en suspensión que contiene el fluido de completación son de mayor tamaño que el radio de garganta poral determinado para todo el intervalo de la arena cañoneada (7.010'-7.028').

Pozo RG- 16 Arena CO-B2/RG-58 (9.044'-9.056')

De acuerdo al promedio de rango de radio de garganta poral obtenido, el cual equivale a 201,8983 μm se estima que para el fluido de completación de 8,4 lb/gal, los sólidos contenidos en este; invaden la garganta poral. El fluido de 10 lb/gal ocasiona taponamiento de la garganta poral, ya que los sólidos que se encuentran en suspensión en el fluido de completación son de mayor tamaño que el radio de garganta poral determinado.

Pozo RG-16 Arena CO-K/RG-16 (9.692'-9.712')

En los intervalos 9.692' hasta 9.701', el valor de radio de garganta poral es de mayor tamaño que los sólidos en suspensión que contiene el fluido de completación, por lo que el uso de la salmuera a 8,4 lb/gal produce una invasión de estos sólidos a la formación, de igual forma para el fluido de 10 lb/gal; se produce un taponamiento de la garganta poral en el intervalo (9.702'-9.712'), ya que el tamaño de esta es menor que los sólidos en suspensión contenidos en el fluido de completación.

Pozo RG-206 Arena CO-B2/RG-58 (7.820'-7.834')

Para todo el intervalo (7.820'-7.834') se tiene un valor promedio de radio de garganta poral de 44,1819, en caso de emplear fluido de 8,4 lb/gal se produce una invasión de los sólidos en suspensión que contenga este, ya que el tamaño de estos sólidos es menor que el radio de garganta poral determinado y para la muestra del fluido de completación de 10 lb/gal con un valor de media $D(v, 0.5) = 237,02 \mu\text{m}$; se puede generar un taponamiento de la garganta poral debido a que el rango de esta medida es de menor tamaño que los sólidos suspendidos en el fluido de completación. Esto se puede provocar en todo el intervalo de la arena desde 7.820' hasta 7.834'.

4 Conclusiones

El fluido de completación de 8,4 y 10 (lb/gal) de acuerdo a la prueba de turbidez contienen gran cantidad de sólidos en suspensión.

Los gráficos Torio y Potasio indicaron que los minerales de arcillas más predominantes para las arenas de interés son caolinita, clorita y baja proporción de esméctica para la arena COEFG del RG-135.

Las formaciones evaluadas que presentan mayor contenido de Calcio son VEA3 (40,7%) y COA2 con un (36,90%).

Siempre que las partículas sólidas que puedan invadir el medio poroso, posean un diámetro menor que el de los poros serán responsables de una disminución en la permeabilidad y porosidad de la roca y en caso de ser de mayor diámetro generaran taponamiento de la garganta poral.

El fluido de completación de 10 lb/gal taponan la garganta poral de la arena COK en el intervalo (9.702'-9.712').

En la arena VEA3 en el intervalo (7.025'-7.028') los fluidos de completación a 8,4 lb/gal y 10 lb/gal causan taponamiento de la garganta poral.

El uso adecuado de fluido de completación de alta densidad solo es posible cuando no se requiera la adición de ningún material sólido, debido a la saturación de la salmuera.

El camino que tome un fluido de completación depende de la interacción que exista entre los minerales presentes en la formación y el fluido de completación, por lo que es indispensable conocer la petrografía para comprender la respuesta de la misma a los diferentes fluidos.

5 Recomendaciones

Es imprescindible el uso de sistema de filtración adecuado para dar un valor de turbidez no mayor de 30 NTU.

Se debe procurar el uso de un fluido que ataque tanto las arcillas hidratables como desmoronables, debido a que las formaciones evaluadas contienen varios tipos de arcillas a diferentes concentraciones.

Evitar tiempos elevados de evaluación de los pozos o exposición al fluido de completación, para que de esta

manera los fluidos invadan lo menos posible la formación, reduciendo así el daño que estos puedan ocasionar.

Realizar estudios de compatibilidad entre el fluido de completación y la formación antes de la selección del mismo.

Determinar la densidad óptima del fluido de completación, así como su composición, con la finalidad de minimizar el daño a la formación.

Referencias

- American Petroleum Institute, 2010, Recommended Practice for Training and Qualification of Drilling Fluid Technologists, API-RP-13L, 1st ed. American Petroleum Institute, Dallas, USA.
- American Petroleum Institute, 2009, Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluid, API-RP-13B-1, 4th ed. American Petroleum Institute, Dallas, USA.
- ASTM D1298-12b (2017), 2017, Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method, ASTM International, West Conshohocken, PA, USA.
- ASTM D1889-00, 2007, Standard Test Method for Turbidity of Water (Withdrawn 2007), ASTM International, West Conshohocken, PA, USA.
- ASTM D512-12, 2012, Standard Test Methods for Chloride Ion In Water, ASTM International, West Conshohocken, PA, USA.
- ASTM C1070-01(2014), 2014, Standard Test Method for Determining Particle Size Distribution of Alumina or Quartz by Laser Light Scattering, ASTM International, West Conshohocken, PA, USA.
- Byrne M, Patey I, George L, Downs J, Turner J, 2002, Formate Brines: A Comprehensive Evaluation of Their Formation Damage Control Properties Under Realistic Reservoir Conditions, In International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Society of Petroleum Engineers, USA.
- Civan F, 2015, Reservoir formation damage, fundamentals, modeling, assessment, and mitigation, Third Edition, Gulf Professional Publishing, Elsevier. USA.
- Economides MJ, 1992, A practical companion to reservoir stimulation, Developments in Petroleum Science, 34, Elsevier Science Publishers B.V. AE Amsterdam, The Netherlands
- Islas C, 1991, Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, P./ imprenta: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, AC, México, D.F. México.
- Landmark Graphics Corporation, Halliburton. 2015, GeoGraphix Discovery™ Discovery™ on OpenWorks®, EE.UU.
- Martínez V, 2012, Caracterización Petrofísica de la formación Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulica de flujo, Área Aguada Toledo-Sierra Barrosa, Cuenca Neuquina, Revista Petrotécnica, IAPG.
- Ferrer MP, 2009, Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Editorial Astro Dala S.A., Maracaibo. Venezuela.
- Prieto A, 2007, Tecnología de los Fluidos de Perforación Manual Técnico, Asesoría Petrolera Orientada C.A. (APOCA), Venezuela, Pág. 42.
- Rondón J, Meléndez H, Palencia M, Díaz I, Campos K, Campos B, Idrogo C, Lugo C, Rodríguez R, 2013, Estudio del efecto de daño a la formación originado por el uso de los fluidos de perforación en pozos del campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco. En Second South American Oil and Gas Congress, Society of Petroleum Engineers Western Venezuelan Petroleum Section.
- Rodríguez R., Meléndez H, Rondón J, Lugo C, Palencia M, 2013, Determinación de la resistividad eléctrica en rocas de yacimiento de baja permeabilidad para inferir su porosidad y permeabilidad. En Second South American Oil and Gas Congress, Society of Petroleum Engineers Western Venezuelan Petroleum Section.
- Sánchez C, 2012, Evolución de los Registros de Resistividad y su Aplicación en la Estimación de la Saturación de Fluidos (Agua e Hidrocarburos), Universidad Nacional Autónoma De México, Facultad de Ingeniería, Ciudad Universitaria, México, D.F., México.
- Schlumberger Limited, 1991, Log Interpretation Principles/ Applications. Schlumberger Educational Services. Texas, EE.UU.
- Yagual I, 2014, Obtención de parámetros petrofísicos y propiedades de fluidos a partir de datos de campo y correlaciones numéricas para predecir el comportamiento del yacimiento: estimación del factor recobro en el campo Pacoa, Bachelor's thesis, La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador.

Recibido: 12 de noviembre de 2016

Aceptado: 04 de julio de 2017

Rondón C, Jairo J: Doctor en Química Aplicada, mención Estudio de Materiales, 2015, Universidad de Los Andes. Gerencia General de Producción, PDVSA-Gas, Anaco 6003, Venezuela.

Meléndez Q, Hildemaro J: Magister Scientiae en Química Aplicada, mención Estudio de Materiales, 2014, Universidad de Los Andes. Gerencia General de Producción, PDVSA-Gas, Anaco 6003, Venezuela, Correo Electrónico: melendezhj@pdvsa.com

Lugo G, Claudio A: Doctor en Química en Química Aplicada, mención Estudio de Materiales, 2017. (ULA). Docente de la Universidad de los Andes, Facultad de Ciencias, Laboratorio de Cinética y Catálisis, Correo Electrónico: claudiolugo@ula.ve

García M, Edder J: Doctor en Físicoquímica (UCB) 2012;
Investigador en TU-Kaiserslautern, Facultad de ingeniería
mecánica y procesos químicos, Correo Electrónico:
edder.garcia-manzano@mv.uni-kl.de

Campos P, Berdali E: Ingeniero de Petróleo, 1988.
Universidad de Oriente. Gerencia General de Producción,
PDVSA-Gas, Anaco 6003, Venezuela, Correo Electrónico:
camposbe@pdvsa.com

