



**Mejores prácticas para resolver problemas de perforación en
la formación Pagüey, Eoceno Medio-Tardío, Subcuenca de
Barinas, suroeste de Venezuela**

**Best practices for solving drilling problems in the Pagüey
Formation, Middle-Late Eocene, Barinas Subbasin,
southwestern Venezuela**

**Melhores práticas para solução de problemas de perfuração
na Formação Pagüey, Eoceno Médio-Superior, Sub-bacia de
Barinas, sudoeste da Venezuela**

Edgar Chacín Benedetto¹

Recibido: 9-3-25; Aprobado: 21-4-25

¹ Geólogo, Consultoría GPSI. Correo-e: ejchb1965@gmail.com

Resumen

LA fin de presentar las mejores prácticas para resolver problemas de perforación en la formación Pagüey, se recopilaron 3.000 datos de tasa de penetración durante la perforación de la formación Pagüey a través de 11 pozos de tipo vertical distribuidos en 6 campos petroleros pertenecientes a la subcuenca de Barinas, Venezuela. Los datos se agruparon en tres grupos, en primer lugar, de categoría denominada baja, que representa la ROP menor a 10 pies/hora, media entre 10 y 40 pies/hora y alta, aquella que está compuesta por valores mayores a 40 pies/hora. En este estudio se demuestra que los problemas operacionales causados en la Formación Pagüey, en pozos verticales, se derivan en mayor grado cuando se combinan lodo a base de agua con altas tasas de penetración y que la mejor opción es el lodo base aceite 100 % mineral.

Abstract

To present best practices for resolving drilling problems in the Pagüey Formation, 3,000 ROP data points were collected while drilling the Pagüey Formation through 11 vertical wells distributed across six oil fields in the Barinas sub-basin, Venezuela. The data were grouped into three categories: low, which represents ROPs less than 10 ft/hr; medium, which means values between 10 and 40 ft/hr; and high, which represents values greater than 40 ft/hr. This study demonstrates that operational issues in vertical wells in the Pagüey Formation are more likely to occur when combining water-based mud with high penetration rates, and that the best option is 100% mineral oil-based mud.

Resumo

Para apresentar as melhores práticas para solução de problemas de perfuração na Formação Pagüey, foram coletados 3.000 dados de taxa de penetração durante a perfuração da Formação Pagüey em 11 poços verticais distribuídos em 6 campos de petróleo pertencentes à sub-bacia de Barinas, Venezuela. Os dados foram agrupados em três grupos: primeiro, a categoria baixa, que representa ROP menor que 10 pés/hora; médio, que representa valores entre 10 e 40 pés/hora; e alta, que representa valores maiores que 40 pés/hora. Este estudo demonstra que problemas operacionais em poços verticais na Formação Pagüey são mais prováveis de ocorrer quando se combina lama à base de água com altas taxas de penetração, e que a melhor opção é lama, 100% à base de óleo mineral.

Palabras clave/Keywords/Palabras-chave:

Barinas Sub-basindrilling, Formação Pagüey, formación Pagüey, lama à base de óleo, lodo base aceite, oil-based mud, Pagüey Formation, perforación, perfuração, poços verticais, pozos verticales, rate of penetration, ROP, sub-bacia de Barinas, subcuenca de Barinas, tasa de penetración, taxa de penetração, vertical wells.



Figura 2. Columna estratigráfica de la Subcuenca de Barinas.
Diseño del autor para este trabajo.

c) el superior o más joven denominado Miembro Higuerones, está compuesto de una alternancia monótona de lutitas y areniscas, (Aguasuelos 1990, en Kiser, 1997).

Su espesor varía entre los 1.000 y más de 3.000 pies, como se puede observar en la figura 4, y donde la circunferencia amarilla envuelve los campos incluidos en este estudio.

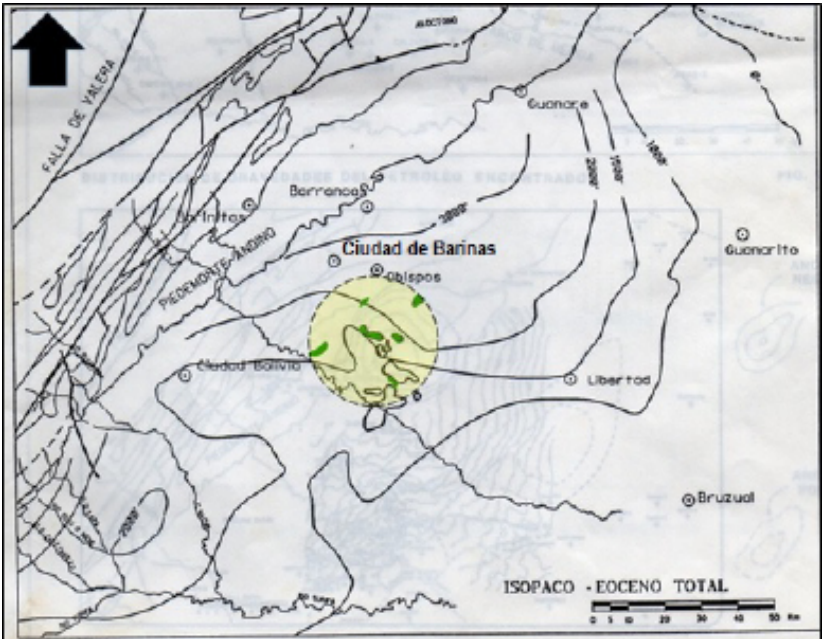


Figura 4. Espesor del Eoceno.
Tomado de Kiser (1967).

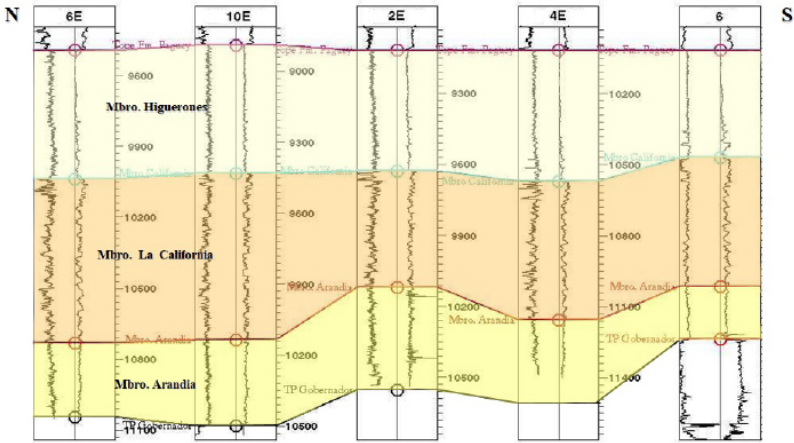


Figura 3. Sección estratigráfica de la Formación Pagüey.
Diseño del autor para este trabajo.

La figura 5 muestra el sector estudiado en la subcuenca de Barinas, el cual comprende los campos productores de petróleo crudo de las áreas tradicionales como son: Maporal, Silvan, Caípe, Silvestre y los pertenecientes a Barinas Norte: Bejucal y Torunos, todos situados al sureste y suroeste de la ciudad de Barinas.

Antecedentes

En el pasado, para poder determinar la tasa de penetración, se guiaba a través de un equipo denominado Geolograph (Figura 6-A), un registrador automático de la velocidad de perforación, que carecía de un formato gráfico y asequible de entender para todo público.

Para facilitar la carencia de recursos tecnológicos, tiempo después se diseñó una nueva configuración que permitiría llevar un control detallado de la tasa de penetración, en los pozos de producción de un campo en desarrollo, a intervalos cada 5 pies con la colaboración del perforador de turno (Chacín, 2014).

Se considera un campo en desarrollo como el área prospectiva previamente delimitada y caracterizada para la explotación de hidrocarburos, y la validación del proceso de exploración geofísica se consigue a través de la perforación de varios pozos colindantes que usualmente presentan condiciones

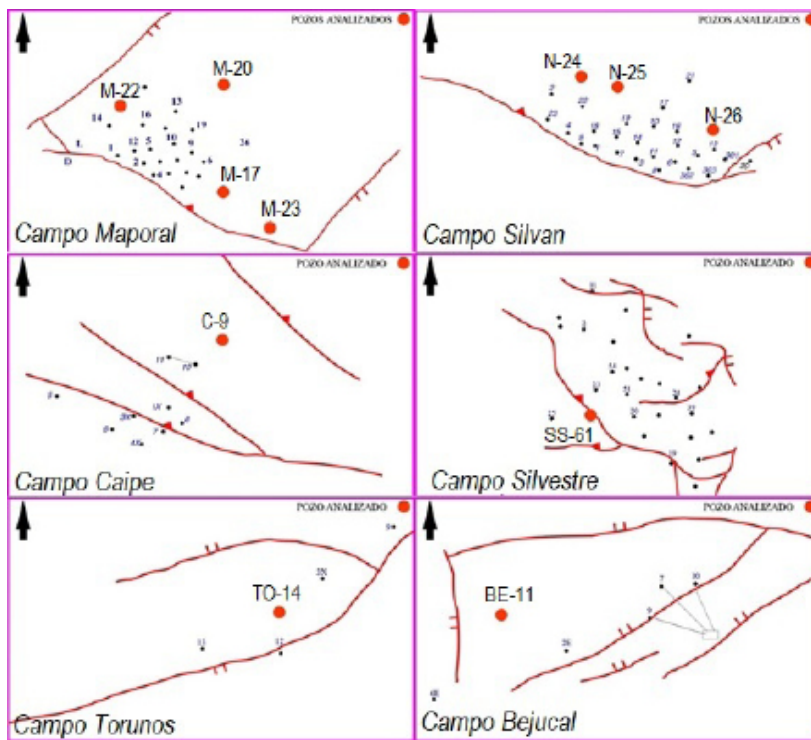


Figura 5. Ubicación de los Campos petrolíferos y los pozos estudiados.
Diseño del autor para este trabajo.

geológicas semejantes debido a que se encuentran en una misma cuenca geológica (Hernández, et al.,2015).

La figura 6-B, muestra el formato empleado para la obtención de la información a intervalos de 5 pies, donde cada columna representa una tubería de perforación, cuya longitud varía y está comprendida usualmente entre los 29 y los 32 pies, con 7 casillas verticales, comenzando con Tiempo inicial (Ti) y culminando con el Tiempo Final (Tf).

Se puede observar que en el cuadrante de perforación (Figura 6-C), la marca con una tiza de color amarillo, usando una regla de madera de longitud 5 pies, y a medida que se profundiza, la marca de la tiza amarilla también descende y al llegar a la base, se visualiza el tiempo, se anotaba en el formato y nuevamente se utilizaba el instrumento de medición para volver a marcar los subsiguientes 5 pies, hasta terminar de perforar.

La tarea descrita es continua, figura 6-C, y simultáneamente se hacía el cálculo de la tasa de penetración con una regla de tres sencilla, por ejemplo: 5 pies se perforaron en 10 minutos, cuanto equivaldrá a 60 min (1 hora), dando como resultado 30 pies/hora.

En la Figura 6-D, por ejemplo, la línea azul del gráfico muestra la variación en la escala de derecha a izquierda, es decir, de 0 a 50 pies/hora.

Donde se distingue en detalle el cambio inesperado de la tasa de penetración es a la profundidad de 10.265 pies, pasando de un promedio de 25 pies/hora a 5 pies/hora, debido al cambio de una formación frágil, ya que la composición lito-

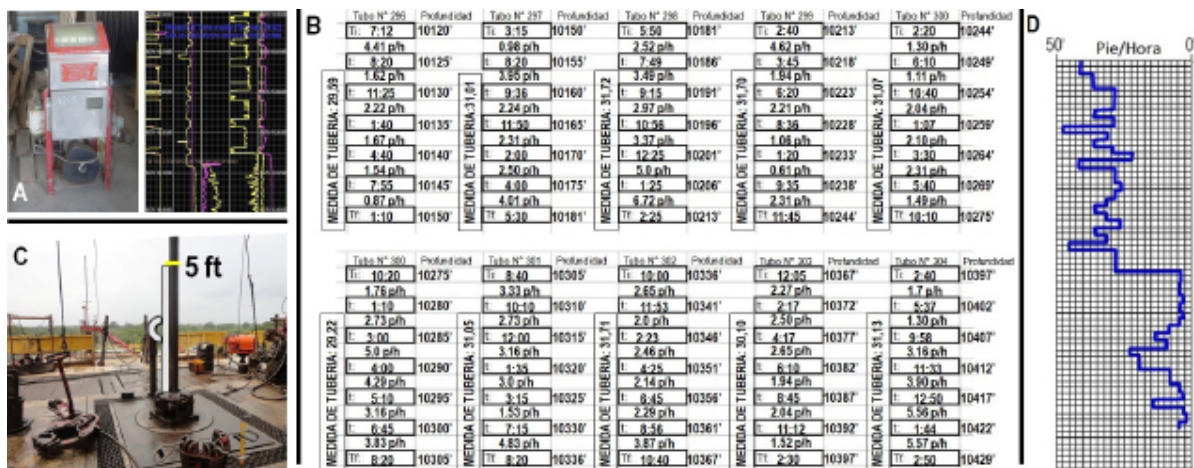


Figura 6. A) Geolograph, B) nueva configuración para llevar control de la ROP, C) Instrumento de medición empleado para medir intervalo de 5 pies en el cuadrante de perforación y D) Gráfico manual de ROP, Campo N.

lógica de ese recorrido son lutitas marinas del Miembro Arandía, y el cambio es a una sección mucho más consolidada compuesta por carbonatos (calizas) pertenecientes a la formación Gobernador.

Es importante detectar este cambio, pues, allí es donde generalmente se coloca el revestidor (casing) intermedio, para asegurar las formaciones Río Yuca, Parángula y Pagüey que equivalen al 90 % de toda la columna que se perfora.

En la década de los 60, las cabinas de Mud Logging permitieron el control más preciso y minucioso de los parámetros de perforación, así como el examen microscópico de los ripios o recortes, a intervalos variables y determinados por el geólogo.

Los datos de dichos parámetros, se obtienen de una serie de sensores electrónicos que son conectados en los equipos de perforación como: presión de bomba, rotaria, peso de la sarta y del lodo, temperatura, torque, entre otros; en consecuencia, son pro-

cesados para proporcionar los cálculos de ingeniería que luego son reflejados en forma simplificada y detallada en un registro maestro o Masterlog, logrando reconocer y entender mejor los cambios de formación.

Por regla general, se acuerda el uso de cabinas de Mud Logging, por ejemplo, para pozos exploratorios, pozos HPHT (alta presión y alta temperatura) o en áreas petrolíferas o gasíferas con presiones anormales.

También formaciones con presiones anormales, cuando son atravesadas, complican severamente las operaciones de perforación, geológicas, sísmicas y de ingeniería de petróleo, de allí su inminente demanda.

Sin embargo, en aquellos campos petroleros carentes de estas zonas problemáticas no es necesario contratarlas, ya que incrementa levemente el costo de producción del barril de petróleo, por tanto, las operaciones geológicas pueden ser ejecutadas sin problemas por el geólogo

de la compañía; es importante que este profesional recurra a técnicas más sencillas y menos traumáticas para la obtención de los datos para la elaboración de los gráficos operacionales.

A partir de 1992, en la Subcuenca de Barinas, con el desarrollo de software, se introduce la data cruda de la tasa de penetración en Excel, lo que facilitó poder visualizar los cambios de formación y determinar los topes geológicos con el empleo de diferentes escalas (Figura 7).

El objetivo principal de obtener con mayor precisión los topes geológicos es con el propósito de asentar la tubería de revestimiento intermedio en la base de la Formación Pagüey, ya que posteriormente se realiza el cambio de mecha o barrena de perforación, de diamante policristalina (PDC) a una mecha Tricónica, y donde también el lodo es de menor densidad para hacer el menor daño a los yacimientos de las formaciones de interés petrolífero como son Gobernador y Escandalosa.

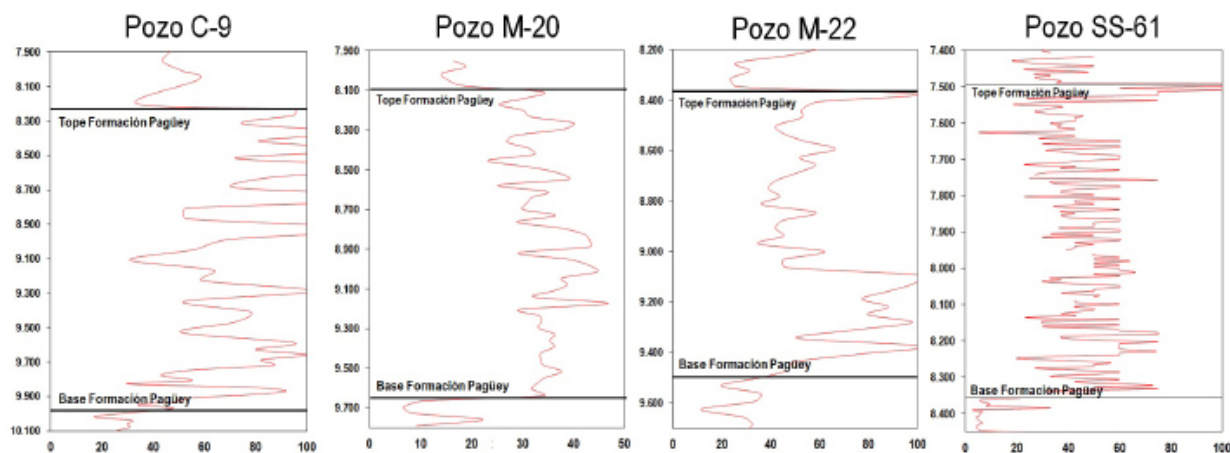


Figura 7. Gráficos de tasa de penetración.

Ilustración del autor para este trabajo.

Metodología

La metodología consistió en recolectar y procesar más de 3.000 datos estadísticos de tasa de penetración provenientes de la Formación Pagüey en pozos que fueron perforados en los campos: Maporal, Silvan, Caípe, Silvestre, Bejucal y Torunos (Tabla I). Luego, estos datos se clasificaron en tres grandes grupos: Baja ROP (menor @ 10 p/h), Media ROP de 10 @ 40 p/h y Alta ROP (mayor @ 40 p/h), como se puede observar en la figura 8.

Resultados

La figura 9 muestra al Grupo # 1, compuesto por los pozos M-17, M-22 y M-23, los cuales fueron perforados empleando lodo base agua durante el tránsito

por la Formación Pagüey; las tasas de penetración más resaltantes fueron las de los pozos 22 y 23, los cuales presentaron ROP > 40 p/h, 68,2 % y 89,8 %, respectivamente.

El tiempo de viaje empleado para el reemplazo de la broca PDC por Tricónica, para la perforación de formaciones Gobernador y Cretácicas, que presentan intercalaciones de areniscas, carbonatos y lutíticas, fue de 4 días + 23 horas y 7 días + 16,5 horas, respectivamente, debido a problemas operacionales de arrastres y pegas de tubería.

La figura 10 representa al Grupo # 2, compuesto por los pozos N-24, SS-61 y C-9, se puede observar en este caso, que la tasa de penetración media en todos los pozos supera porcentualmente la ROP y que la densidad del lodo a base de agua se mantiene en un rango similar, no afectando el tiempo para reemplazo de mechas, que se mantiene muy cercano, tal como se muestra en la tabla.

La figura 11 representa al grupo # 3, integrada por los pozos BE-11 y TO-14, se puede apreciar que la tasa de penetración alta, supera porcentualmente a la tasa de penetración media a pesar de observarse un incremento en la densidad del lodo a base de aceite desde 10,6 @ 12,2 lpg, por otra parte, el tiempo empleado para el reemplazo de la broca fue menor a 24 horas, en esta situación se aprecian altas tasas de penetración sin problemas operacionales ni pérdida de tiempo.

En la tabla II se presenta un resumen de los grupos de pozos según sus resultados. En ella se puede observar de manera concluyente las distintas condiciones de perforación que tuvieron estos pozos, los cuales muestran variaciones significativas en escala de tiempo, tasa de penetración y los problemas operacionales.

Tabla I. Comparación de tipos de brocas, tipo de lodo, ROP.

Diseño y estadísticas por Chacín E. para este trabajo.

POZOS	MECHAS	DENSIDAD DE LODO	TIPO DE LODO	< 10 P/H (BAJA)	10 a 40 P/H (MEDIA)	> 40 P/H (ALTA)	TIEMPO DE VIAJE
N-24	PDC (DS40HF)	10.4 @ 11.2	BASE AGUA	3,33 %	77,27 %	19,4 %	1D + 3.5h
N-25	PDC (DS40HF)	10.8 @ 10.9	"	1,02 %	83,7 %	15,28 %	2D + 23.5 h
N-26	PDC (DS40HF)	11.2	"	7,06 %	76,63 %	16,31 %	1D + 11.5 h
M-17	PDC (F40MC)	10.5 @ 11	"	10,07 %	60,51 %	29,42 %	16.5 horas
M-20	PDC (SP137)	10.8 @ 11	"	0,35 %	75,6 %	24,05 %	2D + 5 h
M-22	PDC (DS40HF)	11.2 @ 11.6	"	1,44 %	30,33 %	68,23 %	4D + 23,0 h
M-23	PDC (M94K)	11.4 @ 12.0	"	0 %	10,17 %	89,83 %	7D + 16,5 h
SS-61	PDC (DS40HF)	11 @ 11.3	"	6,56 %	51,66 %	41,78 %	1D + 4 h
C-9	PDC (M94K)	10.4 @ 11.6	"	2,43 %	53,53 %	44,04 %	1D + 18.5 h
BE-11	PDC (697 GZ)	10.5 @ 11.9	BASE ACEITE	1,00 %	32,00 %	67,00 %	22,5 horas
TO-14	PDC (MA985 HSPX)	11.5 @ 12.2	"	6,00 %	15,00 %	79,00 %	16 horas

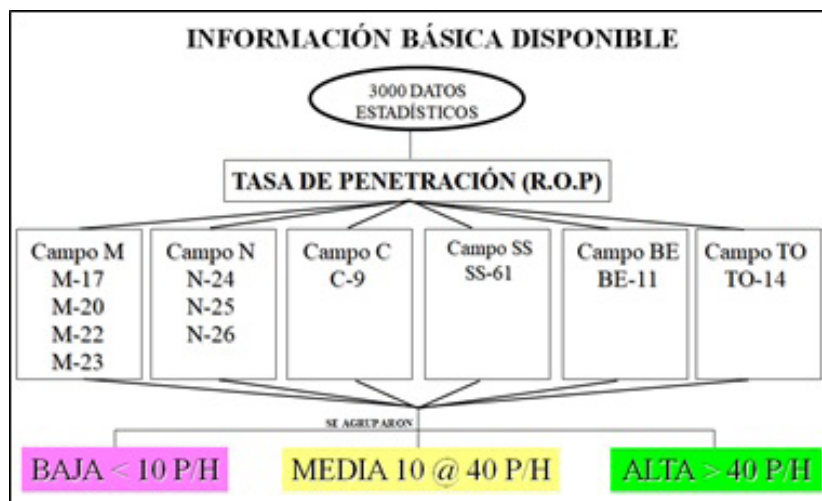
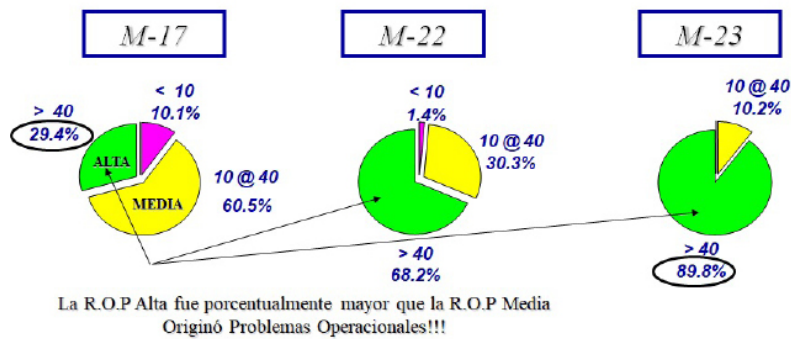


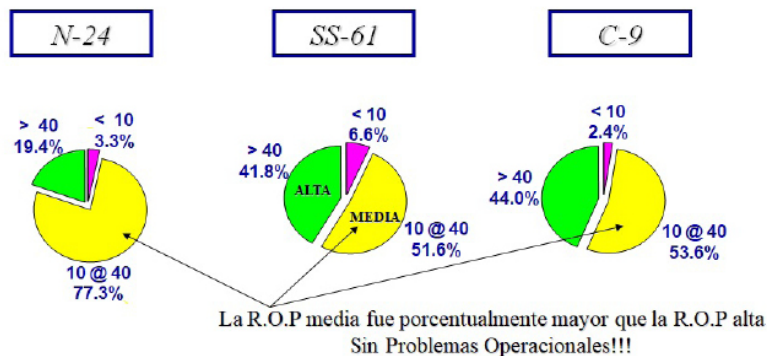
Figura 8. Clasificación según datos preliminares.

Ilustración del autor para este trabajo.

GRUPO # 1

PESO DE LODO	10.5 @ 11 LPG	11.2 @ 11.6 LPG	11.4 @ 12.0 LPG
TIEMPO	16.5 horas	4 Dias + 23 horas	7 Dias + 16.5 horas
TIPO DE LODO	Base Agua	Base Agua	Base Agua

Figura 9. Estadísticas del Grupo # 1.
Diseño y estadísticas por Chacín E. para este trabajo.

GRUPO # 2

PESO DE LODO	10.4 @ 11.2 LPG	11 @ 11.3 LPG	10.4 @ 11.6 LPG
TIEMPO	1 Día + 3.5 horas	1 Día + 4 horas	1 Día + 16.5 horas
TIPO DE LODO	Base Agua	Base Agua	Base Agua

Figura 10. Estadísticas del Grupo # 2.
Diseño y estadísticas por Chacín E. para este trabajo.

Es importante resaltar que en el grupo 3, formado por los pozos TO-14 y BE-11, el tiempo empleado para continuar con la perforación de la formación Gobernador fue menor en relación con los grupos uno y dos; gracias a que no se presentaron problemas operacionales, la tasa de penetración predominante fue alta y el tipo de lodo utilizado fue a base de aceite 100 % mineral.

Conclusiones

Tradicionalmente, se conoce que los problemas operacionales más comunes en la formación Pagüey son arrastres, repasos y pegas de tubería, debido a su naturaleza mayormente lutítica.

En este estudio se demuestra que los problemas operacionales causados en la formación Pagüey, en pozos verticales, se derivan en mayor grado cuando se combinan lodo a

base de agua con altas tasas de penetración.

Mejores prácticas para minimizar estos problemas operacionales en la formación Pagüey indican que cuando es perforada con lodo 100 % aceite mineral y una menor densidad, la tasa de penetración es mayor y con menor ocurrencia de problemas operacionales.

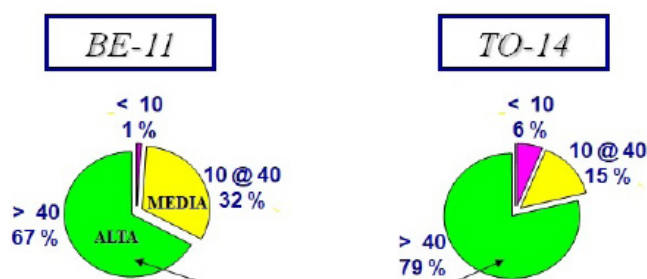
Esta práctica incide en el tiempo de perforación, en la determinación más precisa del tope geológico esperado de los yacimientos de las formaciones de interés petrolífero, objetivo de la perforación, y por lo tanto en el factor económico de los pozos.

Agradecimientos

El autor agradece a PhD Francia Galea y MSc Rafael Falcón por sus revisiones y recomendaciones.

Referencias

- Aguasuelos Ingeniería, S. C. (1990). Modernización de datos geológicos en el frente de montaña. Vol. III, Estratigrafía/Sedimentología. Corpoven S. A. Informe Inédito, 517 p.
- Chacín, E. (2014). Cabinas para muestreo, piedra angular de las actividades geológico operacionales en la Subcuenca de Barinas, Venezuela. Geominas, 42(64)
- Hernández, H. D. y D. F. Lemus (2015). Modelo en series de tiempo para la tasa de penetración de un pozo de petróleo de referencia: Caso Puerto Boyacá – Colombia. ing.

GRUPO # 3

La T.D.P alta fue porcentualmente mayor que la T.D.P media
Sin Problemas Operacionales!!!

PESO DE LODO	10.6 @ 10.8 LPG	11.5 @ 12.2 LPG
TIEMPO	22.5 horas	16 horas
TIPO DE LODO	100 % Aceite Mineral	100 % Aceite Mineral

Figura 11. Estadísticas del Grupo # 3.
Diseño y estadísticas por Chacín E. para este trabajo.

Tabla II. Resumen de los grupos de pozos según sus resultados.
Diseño y estadísticas por Chacín E. para este trabajo.

GRUPO	POZOS	TIPO DE LODO	T.D.P. PREDOMINANTE	TIEMPO (días)	PROBLEMAS OPERACIONALES
				3 3 3 4 5 6 7	
1	M-17	BASE AGUA	MEDIA		NO
	M-22		ALTA		SI
	M-23		ALTA		SI
2	N-25	BASE AGUA	MEDIA		NO
	SS-61		MEDIA		NO
	C-9		MEDIA		NO
3	BE-11	BASE ACEITE	ALTA		NO
	TO-14		ALTA		NO



Conciencia conservacionista



Conciencia conservacionista

