

ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS FISICOQUÍMICOS DE LA PERFORACIÓN DEL POZO EXPLORATORIO CHOCOL-1 UBICADO ENTRE LA CIUDAD DE COMALCALCO-PARAÍSO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE UN POSIBLE YACIMIENTO

ANALYSIS OF THE PHYSICOCHEMICAL PARAMETERS OF THE DRILLING OF THE CHOCOL-1 EXPLORATORY WELL LOCATED BETWEEN THE CITY OF COMALCALCO-PARAÍSO FOR THE IDENTIFICATION OF A POSSIBLE RESERVOIR

José del Carmen Méndez González (QEPD)¹ ; Edelia Claudina Villareal Ibarra² .

1. Universidad Popular de la Chontalpa, Méxio. jose.mendez@upch.mx
2. Universidad Nacional Autónoma de México, México. villiba.edecla@hotmail.com

* Autor de correspondencia: Edelia Claudina Villareal Ibarra, e-mail: villiba.edecla@hotmail.com

RESUMEN

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar a mayores profundidades, esto exige a la industria petrolera retos cada vez mayores y difíciles de vencer, la presente investigación se llevó a cabo con datos proporcionados del pozo exploratorio Chocol-1 ubicado a 8 km al sur de la ciudad de Paraíso, así como a 10 km al norte de la ciudad de Comalcalco.

Para la perforación del pozo Chocol-1 se hizo uso de la correlación, la cual se ha considerado como una de las técnicas más aplicables en la industria petrolera, donde se obtienen datos de primera instancia mediante la comparación de ciertos parámetros, para ello se tomaron datos de los pozos Pareto-1, Arrastradero-201 y Aarrastradero-301. El uso de la metodología de correlación proporciona datos veraces que permiten extrapolar a trabajo de campo, con un ahorro significativo en herramientas, equipos, personal, y además una disminución en el número de pozos exploratorios, ayudando con esto a minimizar costos en diversos conceptos.

Palabras clave: Correlación; aceite; eras; yacimiento; fisicoquímicas.

Revista de Investigaciones Universidad del Quindío,
34(S5), 62-75; 2022.

ISSN: 1794-631X e-ISSN: 2500-5782

Esta obra está bajo una licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-SinDerivadas 4.0 Internacional.



ABSTRACT

The search for hydrocarbons has forced to drill to greater depths, this requires the oil industry increasingly greater and difficult challenges to overcome, the present investigation was carried out with data provided from the Chocol-1 exploratory well located 8 km south of the city of Paraíso, as well as 10 km north of the city of Comalcalco.

For the drilling of the Chocol-1 well, correlation was used, which has been considered one of the most applicable techniques in the oil industry, where first instance data is obtained by comparing certain parameters, for which data from the Pareto-1, Arrastradero-201 and Arrastradero-301 wells. The use of the correlation methodology provides accurate data that allows extrapolation to field work, with significant savings in tools, equipment, personnel, and also a decrease in the number of exploratory wells, thus helping to minimize costs in various concepts.

Keywords: Correlation; oil; eras; deposit; physicochemical.

INTRODUCCIÓN

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar a mayores profundidades, esto exige a la industria petrolera retos cada vez mayores y difíciles de vencer, entre estos retos, se encuentra la determinación adecuada de la densidad del lodo para atravesar las diferentes capas terrestres (Jiménez, 2013).

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un hueco o pozo (Qmax, 2013).

OBJETIVOS

El presente trabajo plantea como objetivos el Analizar las principales condiciones que deben mantenerse en la perforación de un pozo exploratorio para la localización de un yacimiento que cuente con las características adecuadas para su explotación; así como determinar en base a los estudios de correlación de los pozos Pareto-1, Arrastradero-301 y Arrastradero-201 las condiciones idóneas para la perforación del pozo exploratorio Chocol-1; e Identificar y analizar los principales parámetros fisicoquímicos del fluido de perforación apropiado para una buena perforación de acuerdo a las condiciones litológicas en el pozo Chocol-1 de Comalcalco, Tabasco.

Aspectos geológicos

La escala de tiempo geológico subdivide los 4600 millones de años de la historia de la Tierra en muchas unidades diferentes y proporciona una estructura temporal significativa dentro de la cual se disponen los acontecimientos del pasado geológico (Tarbuck, 2005; p. 274).

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los acontecimientos más importantes observados durante cada una de las eras presentadas anteriormente:

Tabla 1. Rasgos de las eras geológicas en el mundo (Bedolla et al., 2003).

ERA	PERIODO	RASGOS SOBRESALIENTES	MILLONES DE AÑOS A.C
CENOZOICA	Cuaternario	Antropoides, Homo sapiens	2
	Terciario	Mamíferos placentarios modernos	65
MESOZOICA	Cretácico	Extinción masiva de dinosaurios	66
	Jurásico	Dinosaurios, amonitas. Surgen las aves	158
	Triásico	Primeros dinosaurios Inicio de las derivadas continental	225 230
PALEOZOICA	Permico	Extinción masiva de organismos	250
	Carbonifero	Ambientes pantanosos con pinos	345
	Devónico	Primeros anfibios. Abundan los peces	400
	Silúrico	Plantas primitivas	435
	Ordovícico	Invertebrados marinos. Surgen los peces	500
PRECAMBRICA	Cámbrico	Diversificación de la vida marina	570
		Primeras rocas. Organismos simples, unicelulares y anaerobios.	600 4600

Geología y las condiciones litológicas

La litología es una rama de la geología que se encarga de estudiar las características de los diversos tipos de rocas que existen en la Tierra. El término proviene del latín: litho (roca) + logia (estudio de) [En línea]: <https://www.lifeder.com/litologia/>

3. 3. El petróleo y la migración.

Iglesias (2003, p. 32) y Figueroa (2015, p. 31), ambos explican que una vez formados el petróleo y el gas tienden a fluir hacia la superficie, es por ello que se genera una migración, es decir que el petróleo suele emigrar de una roca generadora a una roca impermeable que impiden que su movimiento prosiga.

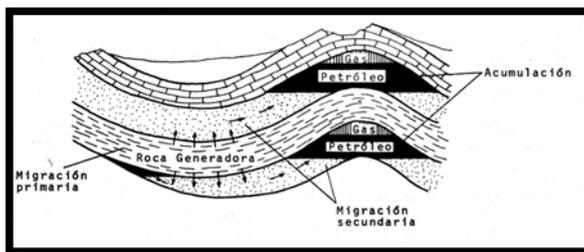


Figura 8. Migración del petróleo (Figueroa, 2015).

Edad de los yacimientos

Tradicionalmente, se designa la edad de los yacimientos conforme a la edad de las rocas almacenadora; pero esta no coincide con la edad de la acumulación y menos con la edad de la roca generadora, en términos de producción mundial, las rocas almacenadoras más ricas en hidrocarburos son del terciario, después las del cretácico, en menor grado las del jurásico y por ultimo las del paleozoico, en México la mayoría de los yacimientos se encuentra en el cretácico y jurásico (Santana, 1986, p. 17).

Estado mecánico

Un estado mecánico es la representación del perfil del pozo donde se visualizan los parámetros físicos relacionados con las propiedades geológicas y petrofísicas del comportamiento de los estratos que han sido perforados (Gómez, 2006; p. 36).

123 100 % hidrocarburos 123 75 % hidrocarburo 123 50 % hidrocarburo

Cuadro 1. Generación de los hidrocarburos (Santana, 1986, p. 17)

Era	Periodo	Época	Edad	Litología	Profundidad (m)	
Cenozoico	Cuaternario		Plioceno superior		812	
			Plioceno inferior		2500	
	Terciario	Neógeno		Mioceno superior		4120
				Mioceno inferior		4954
		Paleógeno		Oligoceno		5012
				Eoceno medio		5160
				Paleoceno superior		5340
Mesozoico	Cretácico		Superior		5570	
			Inferior		6328	
	Jurásico		Tithoniano		6850	
			Kimmeridgiano		7215	

Principales condiciones para la perforación

Durante la búsqueda de ciertos yacimientos petrolíferos se pueden y deben evaluar diferentes condiciones y características petrofísicas de la roca generadora, los principales parámetros de la roca reservorio son: profundidad, presión de yacimiento, tipo de yacimiento, temperatura, porcentaje de saturación, porosidad y permeabilidad (Rodríguez, 1938, p. 4).

Porosidad

Cabe señalar que Velasco (2009, p. 536) y Artigas (2010, p. 13), afirman que la porosidad es el porcentaje de espacios vacíos que contiene una roca.

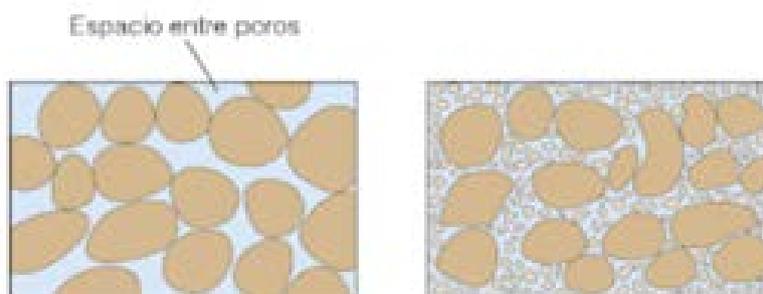


Figura 9. Porosidad en las rocas (Artigas, 2010)

Permeabilidad

De acuerdo con Rodríguez (2001, p. 77) y Santana (1986, p. 78), ambos autores recalcan que la permeabilidad es la propiedad que tienen algunas rocas para permitir el movimiento de los fluidos dentro de ellas, debido a la intercomunicación de los poros.

Tabla 3. Datos de equivalencia (Santana, 1985)

Porosidad		Permeabilidad	
Despreciable	0-5%	Regular	1 - 10 md
Pobre	5-10%	Buena	10 - 100 m
Regular	10-15%	Muy buena	100 - 1000 m
Buena	15-20%		
Muy buena	20-25%		

Saturación

Kobr (2005, p. 13), afirma que esta es la propiedad que poseen algunas rocas de estar impregnadas por algún tipo de fluido (agua, petróleo o gas) con los espacios porosos llenos hasta su capacidad.

Profundidad

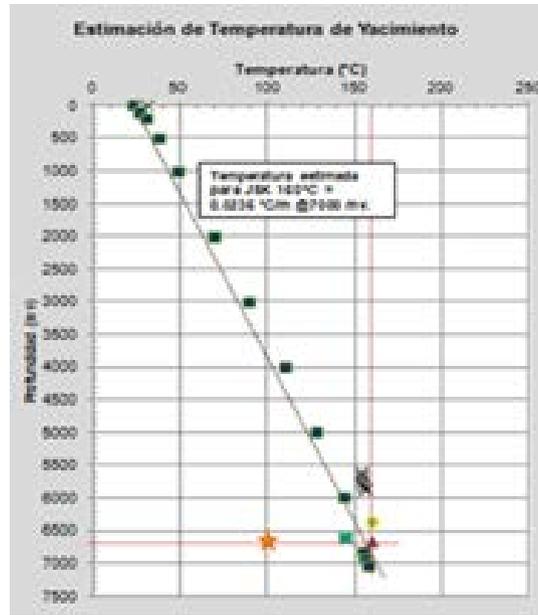
Hasta el momento en que se perfora uno de estos yacimientos, no pueden saberse con certeza si hay o no petróleo y en qué cantidad. Debido a que los yacimientos pueden encontrarse a profundidades muy considerables, de hasta 5000 o 6000 metros (existen algunos aún más profundos).

Temperatura

Salas (2013, p. 228), indica que la clasificación de los yacimientos geotérmicos debe hacerse de acuerdo con su nivel energéticos de manera práctica estos se clasifican en función de su temperatura. De esta manera los yacimientos están clasificados por yacimientos de bajas, medianas y altas temperaturas.

Tabla 4. Estimación de temperatura de yacimiento (PEMEX, 2016)

Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Temperatura °F
0	38°C	100°F
500	46 °C	114°F
1000	50°C	122°F
1500	64°C	147°F
2000	76°C	169°F
2500	86°C	186°F
3000	92°C	197°F
3500	98°C	208°F
4000	108°C	226°F
4500	118°C	244°F
5000	126°C	258°F
5500	134°C	273°F
6000	145°C	293°F
6500	150°C	302°F
7000	164°C	327°F
7500	175°C	347°F



Grafica 1. Representación de la estimación de yacimiento (PEMEX, 2016)

Presión

Es aquella presión a la cual están confinados los hidrocarburos dentro de la formación, es decir, el primer valor que se tiene como producto del disturbio de presión ocasionado durante el descubrimiento de dicha formación al establecer comunicación entre el yacimiento y el pozo (Bravo, 2009, p. 12).

Tipo de yacimiento (API).

La clasificación que se hace del petróleo crudo dada por la industria petrolera es acorde a su lugar de origen y relacionados con la de su gravedad API (American Petroleum Institute), por lo que la mayoría de estos hidrocarburos se presentan como crudo ligero con gravedad mayores a (31.1 °API), crudo medio con gravedad (entre 22.3 a 31.1 °API), crudo pesado con gravedad °API (entre 10 y 22.3 °API) y crudo extra pesado con gravedad menores a 10 °API (Soria, 2009; p. 45).

Información de pozos de correlación

Esta nos ayuda a comparar la información existente entre diferentes pozos que ya han sido perforados, para identificar en corte a las relaciones geológicas mutuas (Usón, 2013; p. 23).

Tabla 5. Datos para efectuar una correlación

PROFUN- DIDAD	PRESIÓN DEL YACI- MIENTO	TIPO DE YACIMIEN- TO (API)	TEMPERA- TURA DEL YACIMIEN- TO	ESTIMACIÓN DEL % DE SATURACIÓN			Ø (%)	PERMEABI- LIDAD (MD)
				%	%	%		
				AGUA	PETRÓ- LEO	GAS		
-	-	-	-	-	-	-	-	-

Datos de la correlación de los registros geofísicos

Nos indica la grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas que pueden ser atravesadas antes o durante la perforación del pozo, entre los datos que debemos de tener en cuenta se tiene a la determinación de rayos gamma, resistividad, densidad y porosidad (Martínez, 2016, p. 8).

Rayos gamma (GR)

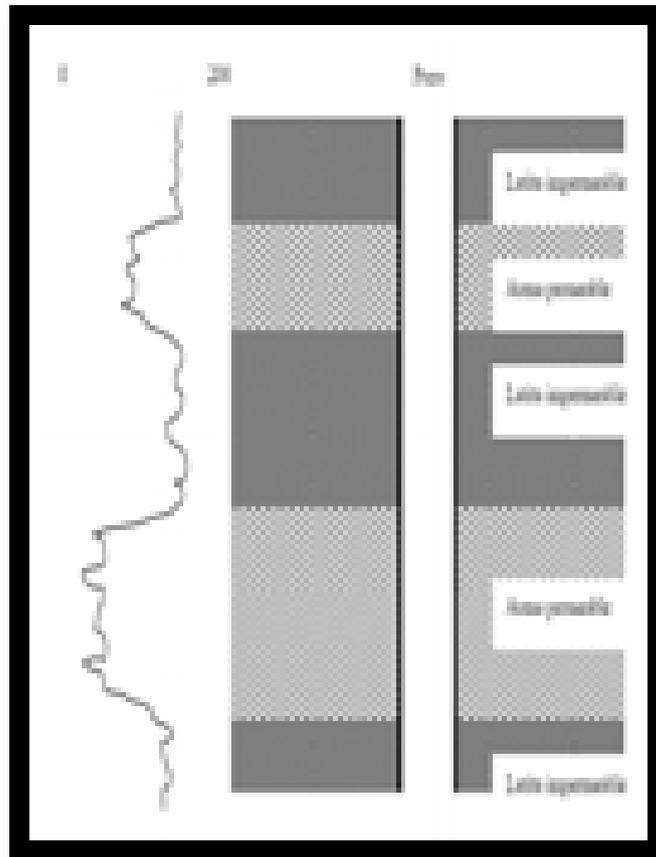


Figura 10. Registro de rayos gamma

El sistema de GR realiza la medición de la radioactividad natural de la formación, como consecuencia de los fenómenos físicos que ocurren de manera natural en la roca, la medición puede obtenerse tanto con agujero descubierto como a través de la tubería de revestimiento.

Los rangos para determinar el contenido de rocas con contenidos de arcillas y lutitas dentro de la formación a perforar van de 0 a 200 API lo que indica que las lutitas la podemos encontrar en un rango de 150 a 170 API, mientras que las arcillas van de 170 a 200 API, cabe señalar que de 0 a 150 podemos encontrar otros tipos de rocas tales como carbonatos o rocas ricas en feldespato.

Resistividad (RES)

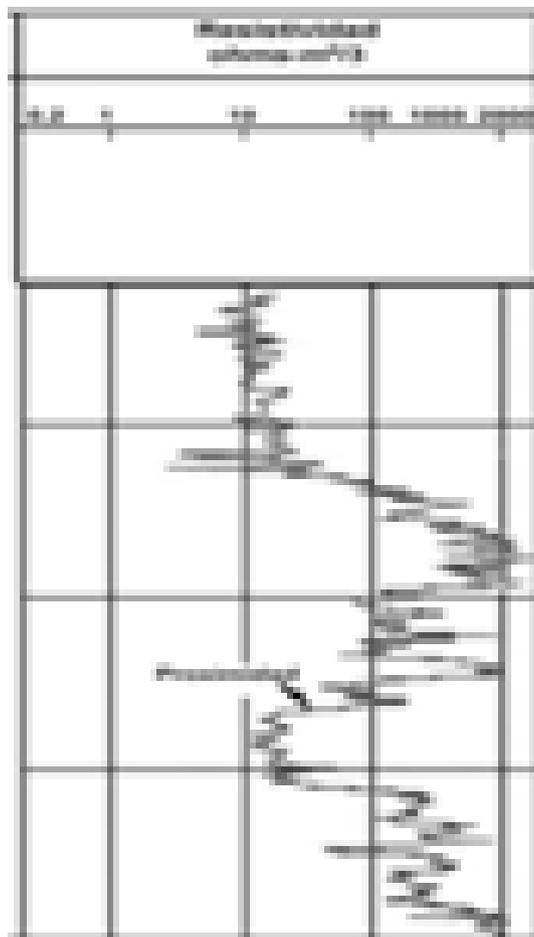


Figura 12. Registro de resistividad

Es un registro de la resistividad de la formación, expresado en ohms-m², por consiguiente, se presenta generalmente en una escala logarítmica comprendida, por ejemplo, entre 0.2 y 2000 ohm-m y se lee de izquierda a derecha (Figura 12), el registro de resistividad es fundamental en la evaluación de formaciones porque los hidrocarburos no conducen la electricidad, en tanto que todas las aguas de formación sí lo hacen.

Densidad del sistema roca fluido (RHOB)

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor, de acuerdo con la escala si el registro de densidad está por debajo de 1.95 gr/cm³ indica alta porosidad y si está por encima de 2.95 gr/cm³ indica baja porosidad, por lo cual se establece que si la densidad está dentro del rango de 1.95 gr/cm³ a 2.95 gr/cm³ se considera como estable y sin perturbaciones.

Porosidad (NPHI)

Responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias donde los poros están llenos de agua o petróleo, este registro refleja la porción de la porosidad llena de líquido

MATERIALES Y MÉTODOS

Ubicación del sitio de estudio

El presente trabajo está dirigido a integrar las diversas metodologías empleadas por PEMEX versus metodologías y/o propuestas validadas a fin de analizar los parámetros fisicoquímicos de la perforación del pozo exploratorio Chocol-1 ubicado entre la ciudad de Comalcalco-Paraíso para la identificación de un posible yacimiento.

Se caracterizará por ser de tipo descriptivo y valorativo, a través de una investigación documental metódica y sistemática, que permitirá la recolección, selección, análisis y presentación de información coherente a partir del uso de documentos sobre las diversas metodologías para analizar los diferentes parámetros que se requieren para efectuar una perforación en base a la correlación de los datos obtenidos por los pozos Pareto-1, Arrastradero-201 y Arrastradero-301.

RESULTADOS Y DISCUSIONES

Localización del área de estudio

La localización del pozo exploratorio Chocol-1, se ubica a 8 km al sur de la ciudad de Paraíso, así como a 10 Km al norte de la ciudad de Comalcalco.

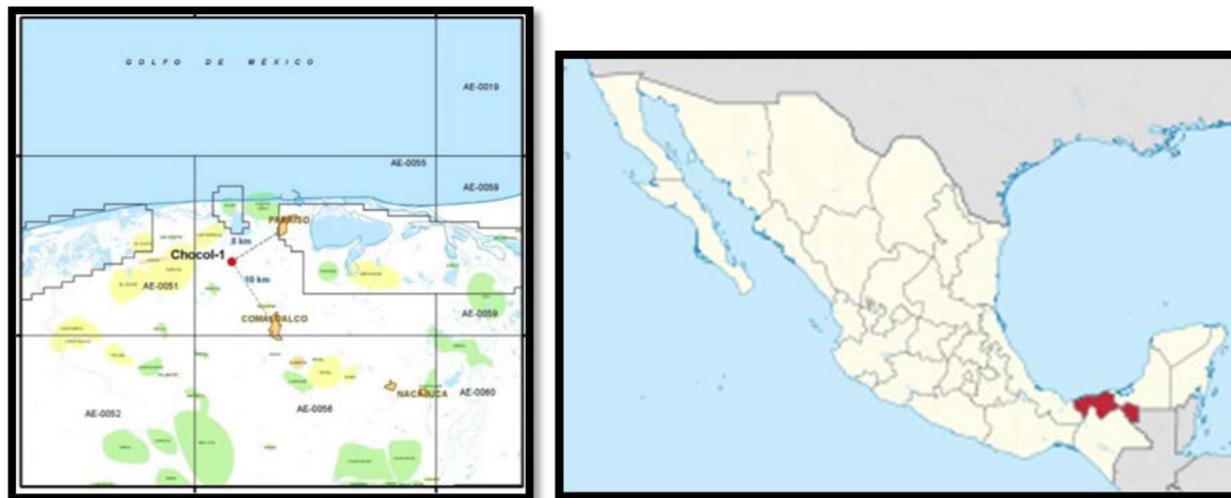


Figura 14. Localización del pozo Chokol-1(PEMEX, 2016)

Ubicación del sitio de muestreo

El área donde se llevaron a cabo las diferentes pruebas que se le realizaron al fluido de perforación fue ubicada en las instalaciones del pozo exploratorio Chokol-1.

Forma de Muestreo

Se debe de muestrear el lodo a analizar tomando una jarra de aluminio de 4 litros, esta prueba se hace para dos tanques de los cuales se analizarán sus condiciones fisicoquímicas, es decir se debe

de tomar 8 litros en total. Estas muestras por lo general son tomadas de manera diaria, esto con la finalidad de que nuestro lodo de perforación no presente cambios tanto físicos como químicos durante su utilización.

Análisis de Laboratorio

Para determinar el análisis de los fluidos base agua se requieren determinar ciertas pruebas de acuerdo con la norma establecida según la API RP 13B-1– ISO 10414-1 que se utiliza para pruebas de campo de fluidos de perforación base-agua de acuerdo con los procedimientos estándares para la determinación de las siguientes características de fluidos de perforación base-agua.

Tabla 6. Relación de registros geofísicos de los pozos de correlación (PEMEX, 2016)

REGISTRO	PARETO-1	ARRASTRADERO-201	ARRASTRADERO-301	CHOCOL-1
RAYOS GAMMA (GR)	53-7129 m	53-6675 m	52-963 m	53-7368 M
RESISTIVIDAD (RES)	53-7129 m	53-6675 m	52-963 m	53-7368 M
DENSIDAD (RHOB)	4682-7129 m	4967-6675 m	5059-6488 m	4864-7368 M
POROSIDAD (NPHI)	984-7129 m	987-4191 m	987-4191 m	986-5834 M

Análisis de los datos de los pozos de correlación.

Cuadro 2. Datos comparativos de pozos de correlación (PEMEX, 2016).

Nombre del pozo	Tipo de pozo	Objetivo	Profundidad (mvsbm)	Presión del yacimiento (psi)	Tipo de hidrocarburo (API)	Temperatura del yacimiento (°C)	Estimación del % Saturación			a (%)	Permeabilidad (md)	Resultado
							% Agua	% Petróleo	% Gas			
Pareto-1	Direccional	Jurásico Superior Kimmeridgano	7130	1120	38 API	165	27	35	38	18%	42 md	Productor de aceite y gas
Arastradero-201	vertical	Jurásico Superior Kimmeridgano	7200	1315	36 API	168	29	38	33	15%	31 md	Improductivo por baja permeabilidad en KI y JST no se llegó al objetivo
Arastradero-301	Direccional	Jurásico Superior Kimmeridgano	7324	1428	32 API	170	24	31	45	22%	34 md	Improductivo por baja permeabilidad en KI y JST
Chocol-1	Direccional	Jurásico Superior Kimmeridgano	7368	1536	41 API	170	26	39	35	25%	38 md	Productor de aceite y gas

Perforación del pozo Chocol-1

Después de haber analizado y correlacionado la información de los diferentes pozos con datos similares, se procede a realizar la perforación del pozo Chocol-1.

Columna Geológica del Pozo Chocol-1

Era	Periodo	Época	Edad	Litología	Prof. (Dob.)	Prof. (m.v.)	Prof. (m.d.)	Superficie	Descripción de Tercio y de otros	
Cenoicoico	Cuaternario		Pleistoceno Reciente							
			Plioceno Superior		200	212	212	300	Arena de cuarcos de grano fino a medio, subredondeado. Arenisca gris claro de grano fino a medio, subredondeado a subredondeado.	
			Plioceno Medio		380	402	402	500	Arenisca de cuarcos de grano fino a medio, subredondeado, regularmente clasificada. Con intercalaciones de lutita.	
	Terciario	Neógeno	Plioceno Inferior	Falla N	1290	1302	1302	1502	510	Arenisca grano fino a medio, subredondeado, con cementante anolito calcáreo. Con intercalaciones de lutita.
			Mioceno Superior		1800	1812	1812	2076	Arenisca de grano fino a grueso subredondeado, pobremente consolidada en matriz arcillosa. Con intercalaciones de lutita.	
			Mioceno Medio		4076	4088	4084	427	Lutita ligeramente calcárea. Arenisca de grano fino, en matriz arcillosa.	
		Paleógeno	Probable Cima Sal		4723	4726	5012	138	Sal	
			Eoceno Medio		4862	4865	5147	178	Lutita ligeramente calcárea.	
			Eoceno Superior		5010	5042	5330		Lutita ligeramente calcárea.	
			Paleoceno Superior		5001	5043	5331	290	Lutita ligeramente calcárea.	
Mesozoico	Cretácico	Superior		5320	5333	5527	310	Mudstone - Wackestone arcilloso.		
		Medio		5500	5542	5847	270	Mudstone y Wackestone finamente recristalizado, con microfrazuras.		
		Inferior		5800	5812	6127	250	Mudstone finamente recristalizado. Mudstone arcilloso con microfrazuras.		
	Jurásico	Tithoniano		5960	5963	6282	489	Mudstone partes recristalizado, con microfrazuras. Mudstone arcilloso.		
		Kimmeridgiense		6400	6412	6747	600	Mudstone y Wackestone con microfrazuras y Packstone de ooides e intraclastos en partes recristalizado.		
		P.P.		7000	7012	7368				

Figura 18. Columna geológica del Chocol-1(PEMEX, 2016)

Estado Mecánico del Chocol-1

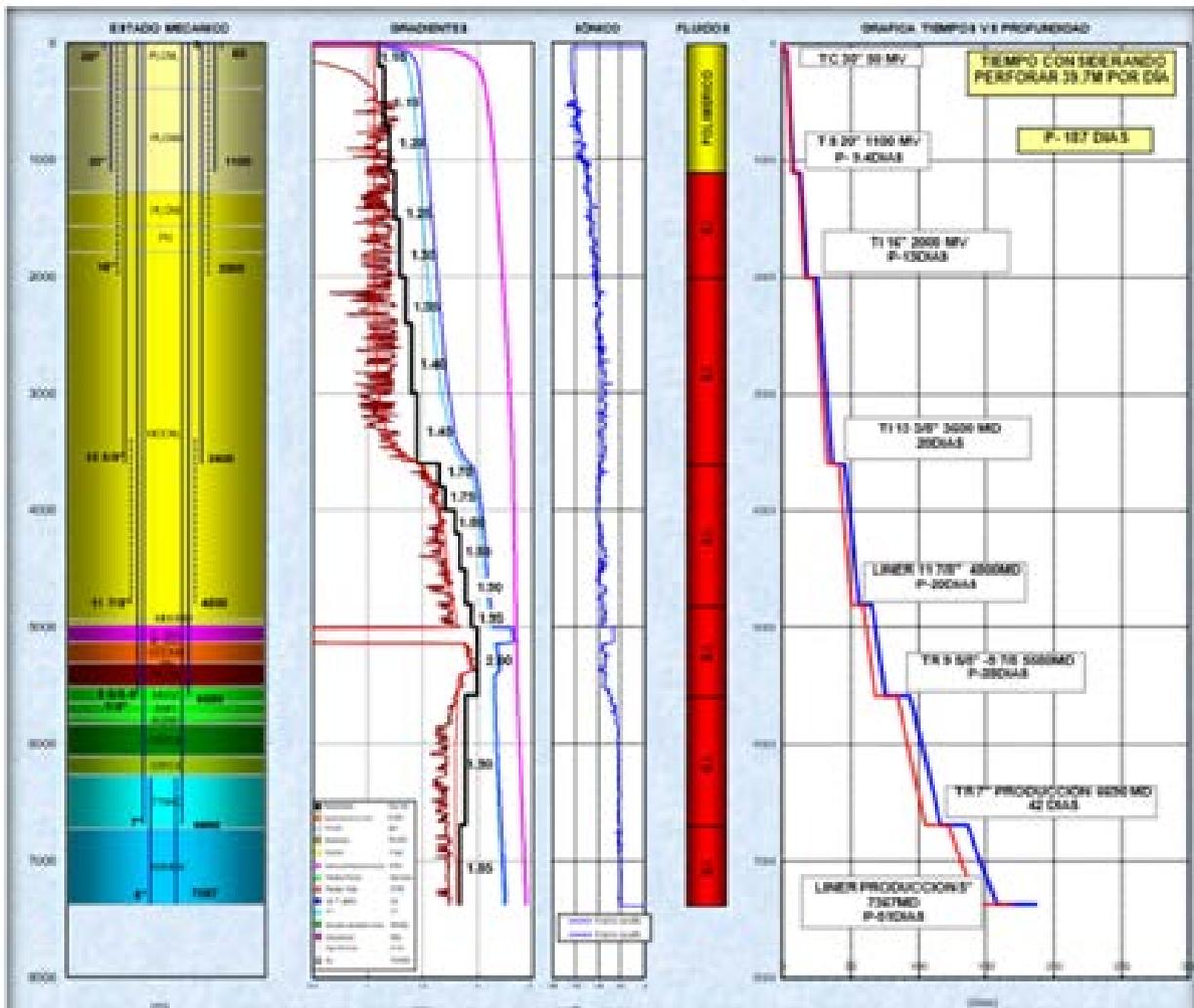


Figura 19. Estado Mecánico del Pozo Chocol-1 (PEMEX, 2016)

Programa de Fluido de Control

Propiedades del fluido Base Agua														
Intervalo M		Tipo Fluido	Den. g/cm ³	Visc seg	Filtr. ml	MBT Kg/m ³	Sól. %	Vp cps	Yp lb/100p ²	Gel-0	Gel-10	Salin. Ppm K ⁺	Emul volts	Lubricidad
0	50	BENTONITICO	1.10	45	6		7	18	14	6	11			0.15 – 0.20
51	200	POL INH	1.10	45	6	30	7	18	16	5	11	40M		0.15 – 0.20
201	700	POL INH	1.15	50	6	40	9	18	16	6	12	40M		0.15 – 0.20
701	1000	POL INH	1.20	55	4	50	11	18	18	6	12	40M		0.15 – 0.20
1001	1100	POL INH	1.25	55	4	60	12	20	20	7	13	40M		0.15 – 0.20

Propiedades del fluido Base Aceite														
Intervalo M		Tipo Fluido	Den. g/cm ³	Visc seg	Filtr. ml	RAA Ac/Ag	Sól. %	Vp cps	Yp lb/100p ²	Gel-0	Gel-10	Salin. ppm CaCl ₂ x1000	Emul volts	Lubricidad
1501	2000	E.I.	1.30	55	3	75/25	14	22	15	11	16	180M	>700	0.01-0.12
2001	2400	E.I.	1.35	60	3	75/25	15	23	16	11	18	180M	>700	0.01-0.12
2401	3000	E.I.	1.40	60	3	75/25	17	24	18	12	18	200M	>700	0.01-0.12
3001	3600	E.I.	1.45	60	3	75/25	18	25	21	12	23	220M	800	0.01-0.12

Propiedades del fluido Base Aceite														
Intervalo M		Tipo Fluido	Den. g/cm ³	Visc seg	Filtr. ml	RAA Ac/Ag	Sól. %	Vp cps	Yp lb/100p ²	Gel-0	Gel-10	Salin. ppm CaCl ₂ x1000	Emul volts	Lubricidad
3601	3800	E.I.	1.65	65	2	80/20	26	30	22	14	26	220M	800	0.01-0.12
3801	4000	E.I.	1.70	70	2	80/20	27	32	24	15	26	240M	800	0.01-0.12
4001	4200	E.I.	1.80	75	2	80/20	30	34	26	17	25	260M	800	0.01-0.12
4201	4500	E.I.	1.85	75	2	85/15	31	38	28	18	28	280M	800	0.01-0.12
4501	4750	E.I.	1.90	75	2	85/15	33	38	28	18	28	280M	800	0.01-0.12
4751	5000	E.I.	1.95	75	1	90/10	35	42	29	18	28	280/300M	900	0.01-0.12
5001	5580	E.I.	2.00	75	1	90/10	37	46	30	22	30	300M	1000	0.01-0.12

Propiedades del fluido Base Aceite														
Intervalo M		Tipo Fluido	Den. g/cm ³	Visc seg	Filtr. ml	RAA Ac/Ag	Sól. %	Vp cps	Yp lb/100p ²	Gel-0	Gel-10	Salin. ppm CaCl ₂ x1000	Emul volts	Lubricidad
5581	6690	E.I.	1.90	75	1-2	85/15	33	38-45	28	18	28	200M	800-900	0.01-0.12

Objetivo de cada Etapa

Tabla 7. Objetivo por Etapas (PEMEX, 2016)

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Prof. (mvbnm)	Prof. (mvbmr)	Profund. (mdbmr)	Diámetro TR (pg)	Objetivo
1	26	1088	1100	1100	20	Tubería Superficial (Instalar conexiones Superficiales. Aislar acuíferos/Gradiente).
*2	18 ½	1988	2000	2000	16	Tubería Intermedia (Aislar zona de arenas de bajo gradiente y falla normal) (ETAPA DE CONTINGENCIA) .
3	14 ½ x 17 ½	3459	3471	3600	13 3/8	Tubería Intermedia (Integridad/Perforar a la cima de la zona de alta presión) Aislar parte del Mioceno superior.
*4	12 ¼ x 14 ½	4524	4536	4800	11 7/8	(Aislar zona de arenas del Mioceno Superior por encima del intervalo de sal. (Obtener gradiente) (ETAPA DE CONTINGENCIA)).
5	10 5/8 x 12 ¼	5272	5284	5580	9 5/8	Tubería Intermedia (Zona de discordancia, aislar intervalo de sal y falla normal).
6	8 ½	6345	6357	6690	7	Tubería de Producción, aislar Cretácicos de forma que permita la explotación selectiva de los intervalos que presenten características para ello.
7	5 5/8	7000	7012	7368	5	Liner de producción (Integridad/ perforar objetivo del JSK), aislar de forma que permita la explotación selectiva de los intervalos que presenten características para ello.

Garaicochea (1983, pp. 14-37) en concordancia con Ramírez (2017, pp. 8-23), ambos afirman que para realizar una terminación óptima de un pozo es necesario disponer de toda la información posible, recopilada durante su perforación, la información recabada durante la perforación comprende las características de la columna geológica atravesada por la barrena, además del contenido, las características y la distribución de los fluidos, para la determinación de la columna geológica y de las características de las formaciones perforadas es importante obtener este tipo de información donde existen medio directos e indirectos:

Para obtener la información directa se necesitan de los datos de:

1. Muestras de canal
2. Cortes de núcleos
3. Pruebas de formación
4. Datos sobre gasificaciones y pérdidas de circulación observadas durante la perforación.

CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES

Se analizaron cada una de las condiciones que deben de prevalecer en un pozo exploratorio, donde lo que se buscó fue realmente determinar si nuestro yacimiento contó o no con las condiciones y características petrofísicas necesarias para su debida explotación

Se logró la determinación de la correlación de los tres pozos los cuales fueron estudiados y comparados con cada uno de los parámetros y condiciones de los pozos con datos que son necesarios para la perforación del pozo Chocol-1

Finalmente podemos decir que el correlacionar los datos de pozos donde se ha obtenido antecedentes de producción de hidrocarburo ha sido una buena opción; ya que aprovechándonos de los pozos ya

perforados estos nos ayudan a contar con datos de pozos que ya han sido trabajados en épocas pasadas. El uso de la metodología de correlación proporciona datos veraces que permiten extrapolar a trabajo de campo, con un ahorro significativo en herramientas, equipos, personal, y además una disminución en el número de pozos exploratorios, ayudando con esto a minimizar costos en diversos conceptos.

PARA FUTUROS PROYECTOS SE RECOMIENDAN:

- Correlacionar de cuatro a 6 pozos ya que con esto se busca el obtener la cantidad suficiente de datos necesarios para efectuar una mejor perforación a largo plazo.
- Utilizar el método Dryer para disminuir los recortes de perforación posible ya que con esto se busca minimizar costos en cuanto a equipos y tratamiento del mismo.

REFERENCIAS

- Artigas, M. 2010. Exploración y producción de Petróleo: reservorios, perforación y terminación de pozos: área de actualización tecnológica aplicada a la industria. Ed. CABA. Buenos aires. pp. 13-22.
- Bravo, H. J. 2009. Métodos y Herramientas para estimar la presión de formación de yacimiento antes y después de la terminación de un pozo. México. pp. 12-15.
- Bedolla, C. P, Perkins. B. B, Puig, S. N, Lobejon, T. M, Zapatero, M. B, Esteban, F.M, Sáez, B.N, Rubia, E.M, Bernabé, R. R. 2003. Biología I. Ed. Limusa. México. pp. 86-93.
- Figueroa, E. 2015. El comportamiento Económico del Mercado del Petróleo. México. pp. 31-34.
- Garaicochea, P. F. 1983. Terminación de pozos. México. pp. 14-37.
- Gómez, B. D. 2006. Aplicación de los registros Geofísicos en el distrito de Papanltla, Veracruz. México. pp. 33-38.
- Iglesia, P. E. 2003. Petróleo y Gas Natural: industria, mercados y precios. Ed. Akal. Madrid, España. pp. 32-33.
- Jiménez, R. H. 2013. Curso de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos. Comalcalco, Tabasco. pp. 57-60
- Kobr, M. 2005. Evaluación hidrológica de pozos a través de registros geofísicos. Ed. ESIA. Republica checa. pp. 13-15.
- Martínez, S.I. 2016. Perforación en la industria petrolera. Modalidad Tesis. México. pp. 8-21.
- Pemex. 2016. Programa de Perforación. Comalcalco, Tab. pp. 8-150.
- Qmax. 2013. Curso Qmax de fluidos de perforación. México. pp. 13-45.
- Ramírez, A. R. 2017. Cuaderno de terminación y mantenimiento de pozos. México. pp. 8-23.
- Rodríguez, A. P. 1938. Petróleo en Venezuela Ayer, Hoy y Mañana. Ed. Minerva. Venezuela. pp. 4-216.
- Salas, V. B. 2013. Corrosión y preservación de la infraestructura industrial. Ed. Limusa. España. pp. 228-232.
- Santana. 1986. Apuntes de Geología del Petróleo. UNAM. México. pp. 78-82.
- Soria, V. F. 2009. Química del carbono: introducción al universo de los hidrocarburos. Ed. Pearson. México. pp. 45-49.
- Tarback, J. E. 2005. Ciencias de la Tierra. Ed. Pearson Educación. Madrid. pp. 274- 280.
- Usón. A. J. 2013. Guía de mercados energéticos. Ed. CIRCE. España. pp. 14-16.
- Velasco, P. J. 2009. La captación de aguas subterráneas. Ed. Pearson. Barcelona. pp. 536-538.
- CONSULTA EN LÍNEA
[En línea]: <https://www.lifeder.com/litologia/>