



# **Comportamiento fisicoquímico de los fluidos de control al entrar en contacto con la formación a perforar**

## **Physicochemical behavior of control fluids when they come into contact with the formation to be drilled**

Rosalino del-Ángel-Avilés<sup>1</sup>, Leobardo Mendo-Ostos<sup>1</sup>, María Xóchitl  
Altamirano-Herrera<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico Superior de Tantoyuca,  
Veracruz, México.

---

Recibido: 26-09-2020  
Aceptado: 27-11-2020

Autor correspondal: [rosalino.delangel@itsta.edu.mx](mailto:rosalino.delangel@itsta.edu.mx)

## **Resumen.**

Con el presente proyecto se realizó un estudio sobre la interacción química del fluido de perforación al entrar en contacto con la litología de las formaciones del activo Ku, Maaloob y Zaap. Por lo que se analizaron las problemáticas que se presentan ocasionando tiempos de atraso y determinar si los fluidos de perforación fueron las causantes de problemas como efectos en particular o no “mecánica de las rocas, condiciones operativas o prácticas de perforación”. Es bien sabido que el fluido de control en la perforación se compone de una base, puede ser agua o aceite y de un conjunto de productos químicos llamados aditivos, por lo tanto, es un sistema que al entrar en contacto con la litología modificara las propiedades de la roca ocasionando daño a la formación. Al perforar se debe proporcionar las condiciones óptimas para no tener complicaciones como derrumbes, pegaduras, atrapamientos, pérdidas de circulación parciales o totales, resistencia o arrastres, que son causantes de los tiempos de atraso y que se traducen en miles de dólares de pérdida para la empresa productiva del estado. Por tal motivo se debe conocer la causa de las problemáticas ocasionada por la elección del fluido en cada etapa de perforación donde se apoyó de datos tomados de la perforación de los pozos en estudio, haciendo comparativos de los problemas presentados y así determinar si fue causado por la selección de la hidráulica en la perforación y de los fluidos en contacto con la litología/roca metro a metro. Como resultado del trabajo se expone los problemas que se presentan y que generan los tiempos no productivos en la perforación de pozos, ocasionados por los fluidos de perforación, con el fin de realizar tablas de consulta rápida para la reducción de dichos tiempos.

Palabras clave. Fluidos de control, litología, tiempo no productivo, Ku Maaloob Zaap, geomecanica

## **Abstract.**

With this project, comparison tables were made on the chemical interaction of the drilling fluid when it comes into contact with the lithology of the Ku, Maaloob and Zaap asset formations. Therefore, the problems that arise causing lag times were analyzed and to determine if the drilling fluids were the cause of problems such as "rock mechanics, operating conditions or drilling practices" effects in particular or not. It is well known that the control fluid in drilling is composed of a base, it can be water or oil and a set of chemical products

called additives, therefore, it is a system that when in contact with lithology will modify the properties of the rock causing damage to the formation. When drilling, the optimal conditions must be provided to avoid complications such as collapses, sticking, entrapments, partial or total losses of circulation, resistance or dragging, which are the cause of delay times and that translate into thousands of dollars of loss for the productive company of the state. For this reason, the cause of the problems caused by the choice of fluid in each drilling stage must be known, where it was supported by data taken from the drilling of the wells under study, comparing the problems presented and thus determining if it was caused by the selection of hydraulics in drilling and fluids in contact with lithology / rock meter by meter. As a result of the work, the problems that occur and that generate the non-productive times in the drilling of wells, caused by drilling fluids, are exposed in order to make quick reference tables for the reduction of such times.

Keywords: Control Fluids, lithology, non-productive time, Ku Maaloob Zaap, geomechanics

### **Introducción.**

Según Hernández (2009) afirma que desde el principio de la transformación en la industria cerca de 1800, los energéticos en el mundo han sido de mucha importancia ya que a través de los años, no se ha encontrado un polímero que sustituya a los hidrocarburos completamente y siguen vigentes como la principal fuente de energía. No obstante que al inicio de la era petrolera se facilitaba su extracción y en la actualidad se requiere de mayor tecnología y presupuestos para llegar a los objetivos que ésta industria requiere, satisfaciendo la demanda en el mundo.

Para Pérez et al (2013), una de las principales funciones de la empresa productiva del estado, es la de elevar las reservas de hidrocarburos de forma eficiente apoyándose de instrumentos de rentabilidad de la ingeniería económica y de la experiencia técnica de su capital humano para incrementar el índice de productividad de los yacimientos consiguiendo aumentar las actividades de exploración, del desarrollo y la producción de hidrocarburos en nuevos yacimientos mediante planes establecidos por Pemex y así incrementar sus reservas 1P, 2P y 3P.

El campo de estudio de esta investigación, es un activo que genera gran parte de la producción de hidrocarburos en México (850,000 BPD de 1, 500,000 BPD en toda la República mexicana), por ende la implementación de este proyecto ayuda a cumplir con los tiempos programados de producción para continuar manteniendo la producción establecida. Y para mantener esta producción se debe reducir los tiempos no productivos.

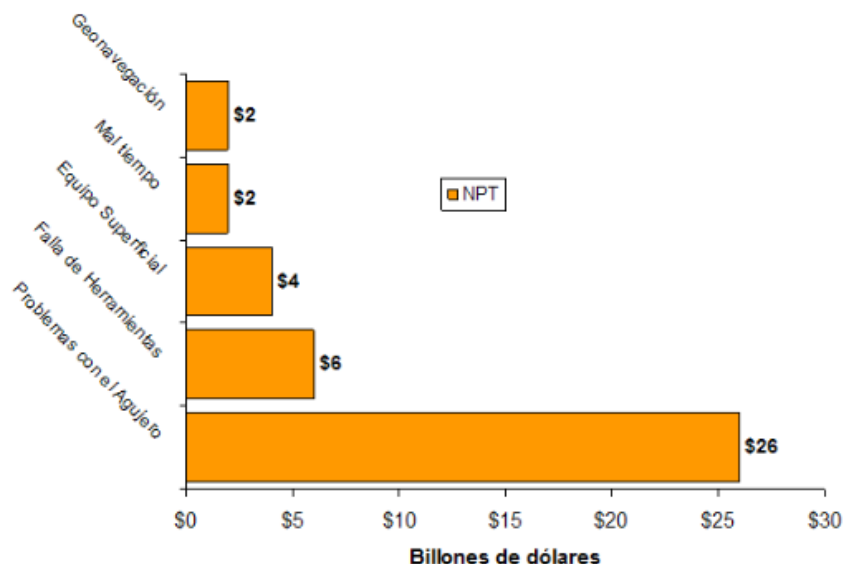
Para Rabia (2002) los tiempos utilizados en operaciones no deseadas que ocasionan atrasos en la perforación de pozos y que no se encuentren en el programa establecido, como lo son fallas en equipos y herramientas utilizadas se les define como Tiempo No Productivo o NPT por sus siglas en inglés (Non Productive Time).

York et al. (2009) afirmaban que arriba del 35% de los tiempos no productivos son debidos por derrumbamiento de pozos, atrapamiento de tuberías, fluido mal diseñado, brotes en aguas profundas y por malos cálculos en la presión de poro

Por otra parte para Velázquez (2018) un NPT es el tiempo de perforación adicional causado por problemas, esperas o eventos no programados en la perforación de pozos y en la mayoría de los pozos, el 22% del tiempo total de perforación se pierde en NPTs, de estos, el 44% son debidos a problemas con la presión de poro y la inestabilidad de agujero.

Para Sweatman (2006) mencionado en Velázquez (2018) público un análisis de NPTs donde la problemática afín con el pozo supera los \$26 billones de dólares en tiempos muertos, (ver gráfica 1).

Dentro de estos problemas están las pérdidas de circulación en formaciones con márgenes estrechos entre la presión de poro y la presión de fractura, las pegaduras por presión diferencial en zonas con baja presión y los brotes y flujos debidos a zonas con alta presión.



Grafica 1 Fuente: Sweatman (2006) Mencionado en Velázquez (2018) Curso de geomecánica de pozos Instituto Mexicano del Petróleo y el Instituto Politécnico Nacional

El campo Ku, Maloob y Zaap están situados en las brechas del cretácico en aguas de Campeche descubierto en 1979 con los pozos de exploración Ku1 y Ku101, produciendo hidrocarburo hasta el año de 1986 con el pozo Ku10, Pérez et al (2013).

El campo estudiado pertenece al bloque de producción de aguas someras el cual se encuentra ubicado al noroeste del golfo de México.

El estudio realizado comprende el análisis de datos de los pozos perforados en los años 2017 y 2018, la interacción de las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de perforación seleccionados en cada una de las etapas a perforar, analizando el comportamiento roca-fluido para esto evitar las problemáticas antes mencionadas. Aunque en los activos se cuenten con un equipo de geomecánica especializados, un programa de perforación y un análisis previo se siguen presentando este tipo de problemas y con este tipo de proyecto se desea ampliar el panorama para realizar una mejor planeación en los pozos a perforar.

Utilizar herramientas de análisis rápido no es muy común en la industria, por lo tanto, introducir una base de datos que contengan las propiedades fisicoquímicas de los fluidos es muy oportuna, puesto que en la industria petrolera se requieren decisiones rápidas pero a la vez que se encuentren dentro de la ventana operativa con un margen de error pequeño, por

esto la importancia de tener un instrumento útil para elegir la mejor opción sin sobrepasar los límites económicos y técnicos.

### **Materiales y métodos.**

La obtención de la información se empezó a extraer de los avances diarios de operación, empezando a concentrarse en una hoja de Excel, por estos datos nos referimos a las propiedades físico- químicas del fluido de perforación (densidad, Viscosidad Marsh, punto cedente, viscosidad aparente, filtrado, ph, alcalinidad, geles y salinidad), volúmenes programados Vs volúmenes reales, registrando el comportamiento mecánico de la interacción del fluido de perforación con el contacto geológico, además se tuvo que realizar una comparativa de las propiedades del fluido de perforación Vs las problemáticas presentadas, todo esto siendo graficado para obtener una visión más amplia para de esta manera tener nuestra base datos concentrada para una visión fácil en cualquier momento lista para su análisis.

De igual manera al ser versátil se pueden ir incluyendo los datos de los pozos que están siendo perforados y los que próximamente se perforarán, podrán capturarse de la misma manera en la que se capturo la información obteniendo nuestra base de datos versátil.

Para implementar esta base de datos de manera permanente se pensó en utilizar un programa básico que cualquier persona con conocimientos básicos de office pueda utilizarla siendo gran utilidad como una herramienta de apoyo siendo de fácil manipulación disponible para cualquier persona. Se compararon las características de los pozos perforados, para conocer si se disminuyeron las problemáticas o si se detectaron oportunamente, analizando la interacción química, comprobando si las problemáticas fueron originadas por el fluido de perforación utilizado mediante la comprensión del comportamiento del fluido y la litología.

Para poder descartar algún problema ocasionado relacionado con el área de fluidos, por alguna mala elección del tipo de fluido, una mala elección de las propiedades del fluido, entre otros

La buena elección del lodo de perforación debe ejecutarse con el fin de evitar los tiempos de atraso en la perforación de pozos petroleros y de no sobrepasar los márgenes económicos y técnicos, maximizando el índice de productividad. Otro punto importante a

tomar es la logística y la disposición de materiales en la elaboración de los lodos de perforación, realizando estrategias para la movilidad de ellos y su suficiente disponibilidad, que pueden utilizarse en técnicas basadas como el just in time y así evitar tiempos de atraso. Al ir sumando estos tiempos ocasionan los paros de equipos imputables a los servicios auxiliares a la perforación por una logística deficiente, que solo traen problemas y enormes pérdidas económicas, que no aseguran la continuidad en la perforación establecida en los programas de la empresa.

Una ventaja en instalaciones costa afuera es el uso de fluidos de agua marina, ya que se dispone de éste fluido in situ y no se requiere de traslado de materiales densificantes por la naturaleza del agua de mar.

Si se toma la decisión en la selección de un fluido con base agua, se requiere tener conocimiento de sus propiedades tixotrópicas y reológicas y del contenido de los componentes fisicoquímicos de la formación a perforar, para tener parámetros que ayuden a conocer como se comportara el contacto entre la formación y el fluido, evitando tiempos de atraso por pegaduras o atrapamiento de tuberías relacionadas al contacto en la zona productora

Por lo contrario si se utilizan fluidos base aceite, no se requiere de estudios previos ya que en los fluidos base aceite al entrar en contacto con la formación, no se hidrata la roca ya que el fluido inverso por su naturaleza lo impide, pero si se requieren conocer ciertos parámetros importantes como su reología y tixotropía a temperaturas altas y así determinar que se realizará una limpieza correcta del hueco, asegurando no salirse de los tiempos programados.

Una buena limpieza del agujero es necesaria tanto para remover los recortes que están por debajo de la barrena mientras se perfora, de tal forma que no se les reperfore, y para desplazarlos fuera del pozo para evitar pegaduras por esto la importancia del fluido de perforación evitando tener las problemáticas incluidas en esta investigación como por ejemplo pegaduras, resistencias, perdidas de circulación, arrastres, represionamiento, paros de rotaria deficiencias en el equipo de control de sólidos, entre otras.

Debido a la extensión de dichas problemáticas y a su análisis tan extenso solo nos enfocaremos en las resistencias que en nuestros pozos de estudio se presentaron con mayor frecuencia llamando nuestra atención para su análisis.

Se procedió a analizar las resistencias si fueron ocasionadas por el fluido de perforación utilizado indagando en las propiedades fisicoquímicas de dicho fluido conforme a su función en la limpieza del pozo e incluso sobre su estabilidad tomando los valores programados y reales.

## Resultados y discusión

Se comenzó estudiando las funciones del fluido de perforación y su importancia, después se observó cuáles de las propiedades del fluido afectan a la efectividad de la función del fluido de perforación, ya que para poder conocer los valores de las propiedades del fluido de perforación se requiere realizar ciertas pruebas de campo o de laboratorio, por ende de igual manera dichas pruebas se añadieron a las tablas de análisis para obtener una visión amplia y efectiva de ésta investigación (ver tabla 1)

Funciones	Propiedades del Fluido de Perforación	Problemas a Mitigar	Pruebas de Laboratorio de Campo	Pruebas de Laboratorio Especializadas	Calculos
1.- Transportar Recortes a Superficie	1a.- Propiedades Reológicas	Pegadura Resistencia Abundante Recorte Deficiencia en el ECS	1.1a.- Viscosímetro de Marsh 1.2a.- Viscosímetro Rotativo	1.1a.- Con Presión y Temperatura FANN 70, 1.2a.- Horno de Rolar y Arejado	
2.- Controlar las Presiones de Formación	2a.- Densidad del Fluido (Peso del Lodo)	Perdida Parcial de Circulación Perdida Total de Circulación	2a.- Balanza de Lodo		
3.- Suspender y Descargar los Recortes	3a.- Propiedades Tixotrópicas	Pegadura Resistencia Abundante Recorte	3a.- Viscosímetro Rotativo	3.1a.- Con Presión y Temperatura FANN 70, 3.2a.- Horno de Rolar y Arejado	
4.- Obturar Formaciones Permeables	4a.- Filtración, 4b.- Sellado de Formación, 4c.- Enjarre	Perdida Parcial de Circulación Abundante Recorte	4a.- Prueba de Filtrado API y Prueba de Filtrado ATAP	PPT (Testing Permeability Plug), Filtración Dinámica FANN 90	
5.- Mantener la Estabilidad del Agujero	5a.- Filtración, 5b.- Densidad del Fluido (Peso del Lodo), 5c.- Inhibición Química	Perdida Parcial de Circulación Abundante Recorte Pegadura Paro de rotaria Resistencia	5a.- Prueba de Filtrado API y Prueba de Filtrado ATAP, 5b.- Balanza de Lodo	5a.- Filtración Dinámica FANN 90, 5c.- Tiempo De Succión Capilar Hinchamiento Inicial	
6.- Minimizar los Daños a la Formación	6a.- Filtración, 6b.- Sellado de Formación, 6c.- Enjarre, 6d.- Composición Química	Perdida Parcial de Circulación Abundante Recorte Pegadura Paro de rotaria Resistencia	6a.- Prueba de Filtrado API y Prueba de Filtrado ATAP, 6b.- Enjarre	PPT (Testing Permeability Plug), Retorno a la Permeabilidad, Filtración Dinámica, 6d.- Solubilidad al Ácido	
7.- Enfriar y Lubricar y Apoyar la Barrena y el Conjunto de Perforación	7a.- Lubricidad, 7b.- Densidad (Flotabilidad)	Perdida Parcial de Circulación Perdida Total de Circulación	7a.- Balanza de Lodo	7a.- Lubricímetro	
8.- Transmitir la Energía Hidráulica a las Herramientas y a la Barrena	8a.- Propiedades Reológicas, 8b.- Tipo de Comportamiento Reológico, 8c.- Modelo Reológico		8.1a.- Viscosímetro de Marsh, 8.2a.- Viscosímetro Rotativo	8a.- Con Presión y Temperatura FANN 70, Horno de Rolar y Arejado, 8c.- No Newtoniano	
9.- Asegurar una Evaluación Adecuada de la Formación	9a.- Nucleos, 9b.- Filtración, 9c.- Conductividad		Análisis Químico de los Fluidos, Pruebas de Intervalo, Pruebas de Productividad Potencial de la Formación, 9b.- Prueba de Filtrado API y Prueba de Filtrado ATAP, 9c.- Registros	9b.- Filtración Dinámica FANN 90	
10.- Controlar la Corrosión	10a.- Ph, 10b.- H2S, 10c.- Velocidad de rotación		10.1a.- Papel Ph, 10.2a.- Medidor De PH	10b.- Tren de Gas de Garret, 10c.- Electrodo de Cilindro Rotatorio	
11.- Facilitar la Cementación y la Competición	11a.- Densidad del Fluido (Peso del Lodo), 11b.- Filtración, 11c.- Propiedades Reológicas	Perdida Parcial de Circulación Perdida Total de Circulación Pegadura Arrastre	11a.- Balanza De Lodo, 11b.- Prueba de Filtrado API y Prueba de Filtrado ATAP	11.1c.- Horno de Rolar con Presión y Temperatura FANN 70, 11.2c.- Filtración Dinámica FANN 90	

Tabla 1. Funciones de los fluidos de control. Fuente propia

Posteriormente se capturaron los datos de los avances diarios de cada pozo (ver tabla 2), también se utilizaron puntos críticos de cada etapa, el programa de perforación de cada pozo, los reportes finales de cada etapa y el programa de fluidos de cada pozo así obteniendo



los datos necesarios para realizar nuestra investigación y tener el conglomerado lo suficientemente preparado para arrojar los resultados de acuerdo a nuestros objetivos añadiendo todas las propiedades dependiendo del tipo de fluido, debido a que no se realizan las mismas pruebas a todos los fluidos de estudio capturando dato por dato en cada avance perforado.

Fecha	Barrena	TR	Metros Perforados	Profundidad @24 hrs	Densidad	Filtrado API	Filtrado APAT	Alcalinidad	% de Sólidos	% de Agua
07/02/2018	28"	30"	0	0	1.06	16			2	98
08/02/2018	28"	30"	0	0	1.06	16			2	98
09/02/2018	28"	30"	144	0	1.06	16			2	98
10/02/2018	28"	30"	300	300	1.17	16			4	96
11/02/2018	28"	30"	0	300	1.17	16			4	96
13/02/2018	26"	20"	0	300	1.06	17			2	98
14/02/2018	26"	20"	0	300	1.06	17			2	98
15/02/2018	26"	20"	7	307	1.06	18			2	98
16/02/2018	26"	20"	300	607	1.06	18			2	98
17/02/2018	26"	20"	220	827	1.15	7			9	91
18/02/2018	26"	20"	173	1000	1.2	7			11	89
19/02/2018	26"	20"	0	1000	1.2	8			11	89
20/02/2018	26"	20"	0	1000	1.2	7			11	89
25/02/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	1000	1.3		5	4	14	21
26/02/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	1000	1.3		5	4	14	21
27/02/2018	17 1/2"	13 5/8"	258	1258	1.3		4	6	14	21
28/02/2018	17 1/2"	13 5/8"	283	1541	1.3		4	6	14	21
01/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	264	1805	1.35		5	6	16	21
02/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	344	2149	1.43		5	6	19	20
03/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	140	2289	1.44		5	5	19	20
04/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	160	2449	1.46		5	6	22	19
05/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	302	2751	1.46		4.2	6	21	19
06/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	189	2940	1.46		4.4	6	21	19
07/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	6	21	19
08/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	6	21	19
09/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	6	21	19
10/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	6	21	19
11/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	6	21	19
12/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	6	21	19
13/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	4.5	21	19
14/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	4.5	21	19
15/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	4.5	21	19
16/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	4.5	21	19
17/03/2018	17 1/2"	13 5/8"	0	2940	1.46		4.4	4.5	21	19

Tabla 2. Datos de avances diarios de cada pozo. Fuente Propia.

Se compararon las problemáticas presentadas por cada pozo y se observó que presentaron problemáticas similares en cada etapa, sin embargo, existieron varios patrones en todos los pozos, los cuales todos presentaron problemáticas similares en la misma etapa a diferentes profundidades. Por lo tanto se procedió a analizar las propiedades reológicas, la densidad del fluido de perforación, propiedades tixotropicas, filtración, inhibición química y su Ph para descartar que estos problemas fueron ocasionados por el fluido de perforación. Para analizar esto se capturaron las propiedades programadas mínimas y máximas, de igual manera las propiedades reales con sus respectivos mínimos y máximos. Comenzamos por las propiedades del fluido de perforación las cuales afectan a las resistencias las cuales son las propiedades reológicas las propiedades tixotropicas, filtración, densidad del fluido de perforación, inhibición química, enjarre y sellado de formación. Dichas propiedades son de gran importancia sin embargo la información sobre la inhibición química, enjarre y sellado de formación no se nos fue proporcionada en los reportes de cada etapa, sin embargo esta información no nos limita a continuar con el proyecto y tampoco al análisis del mismo.

Empezando a comparar la informacion obtenida con las resistencias presentadas en los pozos conociendo con esto en que etapas se presentaron resistencias y si estas fueron ocasionadas por alguna de las propiedades enlistadas anteriormente siendo mas elevadas o por debajo de lo programado. Por lo tanto se conglomero en una tabla donde se especificó por etapa sus valores programados (minimos y maximos) y sus valores reales (minimos y maximos) como se observa en la tabla 3.

Etapa		minimo programado	maximo programado	minimo real	maximo real	Resistencia	Resistencia	Resistencia	Resistencia
Primer etapa	Va	25	40.125	32.375	40.625	145	100	144	287
	Vp	14	22	17.25	20.5	145	139	291	302
	Pc	22	36.25	30	40.25	95.3	295	278	296.3
Segunda etapa	Va	18	36.125	25	34.125	428	300	559	#N/A
	Vp	10.5	21	13.5	20	345	535	#N/A	#N/A
	Pc	15	30.25	22.5	30	707	391	#N/A	#N/A
Tercera etapa	Va	24.25	46.75	29.625	38.375	983	707	707	#N/A
	Vp	16.5	32.25	20.75	27	942	902	1050	#N/A
	Pc	15.5	29	17	22.5	950	450	1042	#N/A
Cuarta etapa	Va	40	63	41.125	55	1320	1503	#N/A	#N/A
	Vp	31.5	47.5	30	41.75	1508	#N/A	#N/A	#N/A
	Pc	17	31	20.75	28.75	1336	#N/A	#N/A	#N/A
Quinta etapa	Va	36	57.625	47.5	51.25	3648	4139	#N/A	#N/A
	Vp	27	40.5	36.5	39.5	3457	4140	#N/A	#N/A
	Pc	18	34.25	21	25.5	4138	#N/A	#N/A	#N/A
Sexta etapa	Va	22.25	42	29.333333	38.166667	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
	Vp	11.75	24.75	17.666667	25	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
	Pc	21	34.5	21.666667	31	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Septima etapa	Va	15	40	23	49	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
	Vp	5	20	11	40	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
	Pc	20	40	18	27	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A

Tabla 3. Valores programados y reales (máximos y mínimos) de las propiedades reológicas de los fluidos Fuente Propia.

Se realizó un promedio de los 4 pozos por etapa dicho promedio se conjuntó por etapa y por cada mínimo y máximo, posteriormente se obtuvo como resultado lo siguiente. (ver tabla 4).

Plataforma	Pozo	Localización	Columna1	Tipo de fluido	Barrena	TR	Vol. Programado (m3)	Vol. Real (m3)	Volumen Generado (m3)
Cosil 7	Ayatsil 107-A	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	Bentonitico	28"	30"	433.19	254	N/E
Cosil 7	Ayatsil 107-A	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	BAPH	28"	20"	1141.67	842.8	N/E
Cosil 7	Ayatsil 107-A	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Versadri	17 1/2"	13 5/8"	1218.66	1251	N/E
Cosil 7	Ayatsil 107-A	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Versadri	12 1/4"	10 3/4"	571.14	668.27	N/E
Cosil 7	Ayatsil 107-A	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Versadri	8 1/2"	7 5/8"	4294	1902.3	N/E
Cosil 7	Ayatsil 107-A	Sonda de Campeche	T.I.F.R.	SP-Brecha	6 1/2"	5 1/2"			N/E
Cosil 7	Ayatsil 106	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	Bentonitico	28"	30"	250	254	N/E
Cosil 7	Ayatsil 106	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	BAPH	28"	20"	1367.45	814.81	N/E
Cosil 7	Ayatsil 106	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Versadri	14.5" x 17.5"	13 5/8"	1218.66	874	25.5
Cosil 7	Ayatsil 106	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Versadri	12 1/4"	10 3/4"	640	783.62	53.3
Cosil 7	Ayatsil 106	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Barnil	8 1/2"	7 5/8"	638	3611	3611
Cosil 7	Ayatsil 106	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	FAPX	6 1/2"	5 1/2"	640	5896	5896
MASE-006	Ayatsil-139	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	BAPH	28"	30"	402.68	367	N/E
MASE-006	Ayatsil-139	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	BAPH	28"	20"	1445.28	N/E	933.87
MASE-006	Ayatsil-139	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Versadri	17 1/2"	13 5/8"	981.19	1154	94.21
MASE-006	Ayatsil-139	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Versadri	12 1/4"	10 3/4"	697	478	N/E
MASE-006	Ayatsil-139	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Versadri	8 1/2"	7 5/8"	560	398	N/E
MASE-006	Ayatsil-139	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	E.I. Barnil	6 1/2"	5 1/2"	3100	3148.61	N/E
Ayatsil-A	Ayatsil-133	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	Bentonitico	28"	30"	402.78	353	N/E
Ayatsil-A	Ayatsil-133	Sonda de Campeche	M.I. Sivaco	BAPH	28"	20"	1078.67	485	N/E

Tabla 4. Volumetrías programadas y reales por plataforma, pozo y localización. Fuente propia.

## **Conclusiones.**

En el estudio realizado arroja resultados de gran relevancia puesto que se puede observar que en la etapa que no se presentan problemas se apegan incluso se ajustan al máximo de las propiedades programadas y proporciona una mejor limpieza de pozo, un óptimo soporte de las paredes del pozo entre otros, dado a que tiene las condiciones óptimas. Inclusive cuando se requiere elevarlas con incrementos pequeños pero significativos puesto que no perjudican, pero se beneficia con un buen control de pozo, como por ejemplo se pudo observar en la séptima etapa, donde se realizó un incremento considerable de las propiedades reológicas con respecto a los programas y se presentó un porcentaje menor de problemáticas con respecto a otras etapas.

Un buen fluido de perforación es todo un reto que se debe de asumir en la perforación, ya que con un buen fluido se logrará generar y mantener las propiedades óptimas al pozo perforado y aunque se tenga una buena programación, siempre se debe monitorear para evitar los paros de labores o retrasos en el programa de perforación.

## **Referencias bibliográficas**

- Hernández Rodríguez Oscar (2009) Exploración y Producción de lutitas gasíferas un recurso no convencional en México, Tesis UNAM
- Kaiser, M., & Pulshiper, A. (2007). Generalized Fuctional Models for Drilling Cost Estimation. SPE.
- Kreige, G., & Meriam, J. (2007). Engineering Mechanic Statics. John Wiley & Sons, Inc.
- Loaiza, M., Ramírez, F., Morales, D., Colmenares, E., & Tapia, E. (2015). Techniques and Benefits of Drilling into 2 Sections in the Ecuadorian Basin. SPE, 8.
- Maindla, E., & Maindra, W. (2010). Rigorous Drilling Nonproductive-Time Determination and Elimination of Invisible Lost Time: Theory and Case Histories. SPE, 9.

Marbun, B., Aristya, R., Pinem, R., Ramli, B., & Gadi, K. (2013). Evaluation of Non Productive Time of Geothermal Drilling Operations – Case Study in Indonesia. Stanford University, 9.

Pérez-Martínez E & Prado Morales G. & Rojas Figueroa A. & Correa López M. (2013). Desarrollo de Campos Marginales – Caso de Estudio: Campo Ku Maloob Zaap Formación Eoceno Medio, México; Biblat. UNAM, vol. 53 número 5, 298-315.

Rabia, H. (2002). Well engineering and construction.

Ramsey, M. (2007). Improved Drilling Technical Training and Communications for Effective Rig Utilization and Accelerated Promotional Schedules During the Big Crew Change and Associated. Houston.

Velázquez Cruz D. (2018) Curso de Geomecánica de pozos, IMP e IPN.

York, P., Panitchard, D., Dodson, J., Dodson, T., Rosenberg, S., Gala, D., & Utama, B. (2009). Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling Trouble Zones. Offshore Technology Conference OTC, 18.