

Elección de sistema de alto poder inhibidor para la perforación de formaciones arcillosas inestables.

Edgar George de Armas, Alicia Cremé - Espinosa, Silio López – Guerra

Centro de Investigaciones del Petróleo. Churruca No. 481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana INTEVEP. República Bolivariana de Venezuela. moralesmvx@pdvsa.com DIPP. Varadero. Matanzas george@ceinpet.cupet.cu

Recibido: 7 de noviembre de 2013.

Aceptado: 3 junio de 2014.

RESUMEN. Los yacimientos petroleros de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba se caracterizan por la presencia de formaciones arcillosas inestables al contacto con fluidos acuosos. Tal fenómeno conduce a eventos indeseables que impiden el avance de la perforación. La principal causa lo constituye la hidratación de los minerales arcillosos que se manifiesta con incremento del volumen original y su dispersión en el fluido de perforación. La selección de un fluido que minimice tales condiciones representa un desafío para la ciencia y la tecnología. En este trabajo se presentan los resultados de investigaciones para seleccionar una formulación de fluido adecuado para lo cual se probó silicato de sodio como aditivo. Se ensayaron además, otros aditivos y formulaciones con muestras de arcillas montmorilloníticas y otras propias de la formación geológica denominada Vega Alta que constituye el sello de los yacimientos de la provincia gaso-petrolífera norte de Cuba. Los resultados que se obtuvieron a partir de ensayos de hinchamiento, dispersión, análisis reológico y de composición de los fluidos permitieron seleccionar la formulación idónea de un fluido para la perforación sin dificultad de un pozo en un yacimiento ubicado en una zona con formaciones arcillosas inestables.

ABSTRACT. The oil reservoirs in the Northern Heavy Oil Province of Cuba are characterized by the presence of unstable clay formations when they come in contact with water based drilling fluids. Such a phenomenon leads to undesirable events that hinder the advance of the drilling process. The clay mineral hydration constitutes the main cause which determines the increase of its original volume and its dispersion in the drilling fluid. The selection of a fluid which minimize such conditions represent a challenge for science and technology. This paper shows the results achieved in studies performed in order to select a suitable fluid formulation, using sodium silicate as an additive. Other conventional additives and formulations were tested with montmorillonitic clay samples and other clays characteristic of Vega Alta geological formation that constitutes the reservoirs seal of the northern gas - oil province of Cuba. The results obtained from swelling and dispersion test, rheological analysis and fluid composition allowed the selection of a suitable fluid formulation for a successful well drilling in a located in an area with unstable clay formations.

INTRODUCCIÓN

La explotación continuada de los yacimientos petrolíferos terrestres conjuntamente con la demanda creciente de hidrocarburos como fuente para la generación de energía eléctrica, la producción de aceites lubricantes y otros derivados, condujo a la necesidad de que se explorar y explotar otros yacimientos alejados de la costa.¹ Para el alcance de dicho objetivo se aplica actualmente de forma generalizada la tecnología de perforación horizontal de largo alcance. Tal tecnología introduce, de modo colateral a sus cuantiosas ventajas, un factor indeseable en las perforaciones de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba: el incremento del tiempo de exposición de los fluidos de perforación frente a la formación geológica conocida como Vega Alta, la cual sirve de sello a los yacimientos de dicha región. El citado incremento es consecuencia de la prolongación de la trayectoria en la secuencia geológica indicada.

El aumento del tiempo de interacción entre las rocas de la formación y el fluido de perforación, incrementa de modo substancial la severidad de la inestabilidad de las paredes del pozo. Dicho fenómeno se manifiesta con disminución o crecimiento de su diámetro, dispersión de partículas coloidales en el fluido y el derrumbe de sus paredes. La dispersión de las partículas arcillosas en el fluido de perforación conduce al aumento de sus propiedades reológicas, la tixotropía y el contenido de sólidos, todos los cuales afectan en gran medida la hidráulica necesaria para un adecuado avance de la perforación. La causa fundamental de tales inconvenientes, se atribuye a la hidratación que experimentan los minerales arcillosos al ponerse en contacto con fluidos acuosos de perforación.²

Un número significativo de investigaciones concluyen con formulaciones de fluidos inhibidores de hidratacional con igual propósitos existen igual cantidad de aditivos con tales funciones, pero la realidad es que la existencia de gran variedad de minerales arcillosos con mecanismos de hidratación diferentes implica la no existencia de un fluido universal. Por tanto, se requiere entonces, de investigaciones adicionales ante la presencia de nuevos yacimientos.⁽³⁾

El objetivo de la presente investigación consistió en seleccionar el fluido idóneo para la perforación de pozos de petróleo en la Franja Norte de Crudos Pesados del archipiélago cubano. Para alcanzar dicho objetivo se evaluó la capacidad de inhibición del hinchamiento de diferentes sistemas de fluidos acuosos en muestras arcillosas montmorilloníticas. Se analizó la capacidad de dispersión de dichas arcillas en los diferentes sistemas los que después se compararon desde el punto de vista reológico antes y después de la interacción con las arcillas de la formación geológica Vega Alta que constituye el sello regional del área de estudio.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales

Se recolectaron 17 muestras arcillosas provenientes de cuatro fuentes diferentes:

- Referencia comercial (MR2)
- Muestras de afloramiento de la formación geológica Vega Alta: EG 1003, 1004, 1005 y 1007.
- Núcleos: CN1XN1 y BJ35N36
- Diez Muestras de canal de un pozo a diferentes profundidades dentro del área de estudio.

Polímero viscosificante (PV)

Agente encapsulador (AE)

Aditivo regulador de filtrado (ARF)

Cloruro de potasio (KCl)

Cloruro de sodio (NaCl)

Inhibidor secundario (IS)

Lubricante (LUB)

Silicato de sodio (Na₂SiO₃)

Biocida (BIO)

Carbonato de calcio dimensionado 10-15 µm, 20-25 µm y 40-45 µm (CaCO₃)

Antiespumante (AS)

Métodos y equipos

Para la identificación de fases en las muestras y su cuantificación, se aplicó el método de polvo en un difractómetro Philips modelo PW - 1710 (Tabla 1).

Tabla 1. Parámetros instrumentales de operación del difractómetro empleado.

Goniómetro	Vertical
Sistema de focalización	Bragg-Brentano
Radiación	K α (Fe)
Filtro	Mn
Diferencia de potencial aplicada	30 kV
Corriente anódica	20 mA
Registro angular (2 θ)	6 a 60 °C
Paso angular	0,05°
Patrón	Externo (silicio)

El análisis cuantitativo se realizó con ayuda del sistema XPERT-PRO.

Preparación de pastillas de material arcilloso según: Instrucción de uso de OFI Testing Equipment, Inc.⁴ y compactador OFITE.

Determinación del incremento de volumen por hidratación según: Instrucción de uso OFI Testing Equipment, Inc. Hinchómetro lineal dinámico OFITE.

Los ensayos reológicos se realizaron según ISO 10414-1:2008. Viscosímetro OFITE Modelo 800.⁵

Se utilizó el método del azul de metileno para determinar capacidad de intercambio catiónico en fluidos de perforación según ISO 10414-1:2008.

Los ensayos de capacidad de inhibición a la dispersión se realizaron según ISO 10416:2008. Horno rotatorio OFITE.⁶

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Mediante análisis de difracción de rayos X de muestras de rocas de pozo, que se obtuvieron a diferentes profundidades, se determinó la composición arcillosa del área de estudio (Figura 1). En los resultados, se correlacionan las profundidades con los eventos adversos ocurridos en dicho pozo (zona sombreada). Se observa que coincide dicha zona con las concentraciones mayores de arcilla. Se remarca que aunque el incremento se observa para todos los tipos de arcillas detectadas se subraya el de las arcillas esmectíticas, ya que^{7,8}

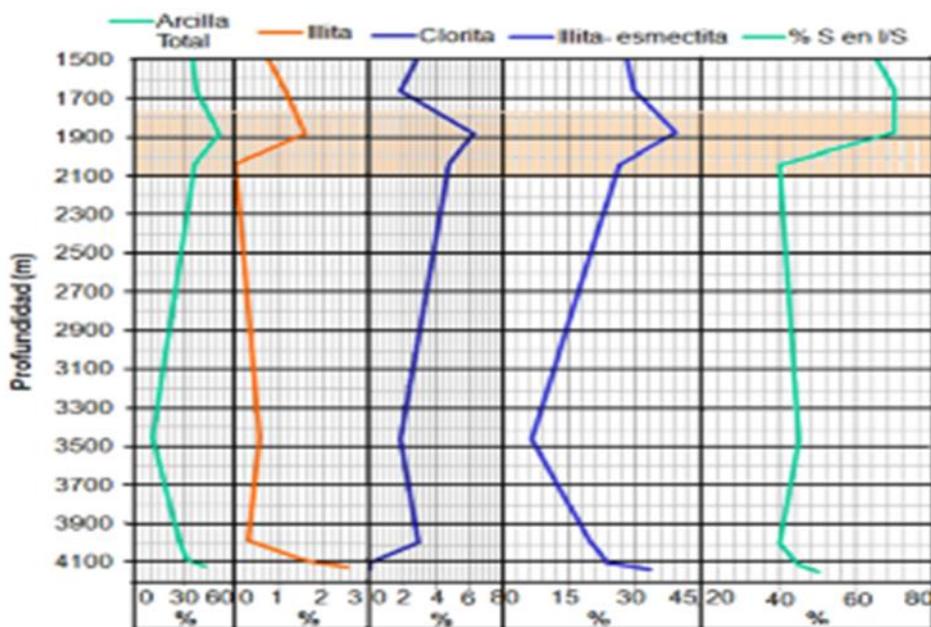


Fig 1. Resultados de la correlación del contenido arcilloso con la profundidad de yacencia.

La inestabilidad de las paredes del pozo es consecuencia de la existencia de varios factores⁹, no obstante, los resultados indicaron que la presencia de arcillas hidratables es una de las principales causas cuando se perfora con fluidos acuosos en la región que se evalúa.

Si se tiene en cuenta que la presencia de minerales esmectíticos son los causantes de la inestabilidad, se infiere que las muestras con mayor concentración de dicho mineral son las idóneas para los ensayos de interacción.

Preparación de las formulaciones

La hidratación de los minerales arcillosos es el resultado de varios mecanismos de interacción roca–fluido y como consecuencia de ellos existen flujos másicos de agua y cationes solvatados.¹⁰ Entre estos mecanismos prevalecen los osmóticos y difusivos, ambos son funciones de la diferencia de concentración iónica entre la fase líquida del fluido y la existente en los poros de la formación geológica. Por tanto para minimizar tales diferencias, los fluidos se elaboran de forma que posean concentraciones catiónicas equivalentes a las encontradas en los fluidos de la formación. Se determinaron las composiciones de las aguas de formación de cinco pozos del yacimiento que se analizó.

Tabla 2. Composición de las aguas de 5 pozos

Pozo	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Total
1	634 ± 1	19,4 ± 0,5	3,4 ± 0,3	3,2 ± 0,3	660 ± 2
2	478 ± 1	1,3 ± 0,3	98 ± 1	26,9 ± 0,4	605 ± 2
3	435 ± 1	4,9 ± 0,3	108,3 ± 0,8	20,0 ± 0,3	568 ± 2
4	363 ± 1	0,0 ± 0,0	84,0 ± 0,6	20,7 ± 0,4	467 ± 2
5	487 ± 1	1,3 ± 0,1	100,0 ± 0,7	15,9 ± 0,3	604 ± 2

Los pesos equivalentes de los diferentes cationes como se muestra en la tabla se encuentran entre 467,42 meq/L y 660,1 meq/L. Como se utilizan sales inorgánicas de sodio y potasio en la elaboración de los fluidos, se calculan por estequiometría las cantidades necesarias de dichas sales (Tabla 3).

Tabla 3. Concentraciones calculadas de las sales inorgánicas a utilizar.

Parámetro	NaCl	KCl	K ₂ SO ₄	Na ₂ SiO ₃
Masa molecular (g/mol)	58,44	74,56	174,27	122,06
Peso equivalente (g)	32,66	41,67	48,70	34,11
Concentración seleccionada (g/L)	35,0	45,0	50,0	35,0

Según algunos investigadores es preferible que en el proceso de ósmosis, el flujo de agua tenga lugar desde la formación geológica y no hacia ella, por lo que se diseñó también un fluido con mezcla de dos sales (formulación 6) con peso equivalente total superior a los calculados.¹¹

En algunas investigaciones se afirma que los flujos tanto de disolvente como de soluto, por el mecanismo convectivo y advectivo disminuyen debido al taponamiento mecánico de los poros de las rocas que conforman la formación geológica. Por tal motivo, se selecciona además, el silicato de sodio como aditivo, dada su acción precipitante como silicato de cationes divalentes cuando reacciona con los cationes alcalinos terreos presentes en las formaciones de manera que bloquee sus respectivos poros.¹²

Tabla 4. Concentración de los aditivos en las formulaciones ensayadas.

Aditivos	Fluidos					
	1	2	3	4	5	6
VP (g/L)	-	3	3	3	3	3
AE (g/L)			3			
ARF (g/L)			3			
KCl (g/L)	-	45	45	45	-	25
NaCl (g/L)	-	-	-	-	-	30
K ₂ SO ₄ (g/L)	-	-	-	-	50	-
LUB (mL/L)			10			
AS (mL/L)			1			
Na ₂ SiO ₃ (mL/L)	-	-	63	63	-	-
NaOH			- Hasta pH 9,5 -	- Hasta pH 10,5 -- Hasta pH 9,5 -		
CaCO ₃ (g/L)				60		
IS (mL/L)	-	-	6	-	-	-
BIO (mL/L)			0,34			

Sobre la base de la utilización en el campo de mezclas de diferentes granulometrías para asegurar un taponamiento efectivo de los canales porales, en el laboratorio se utilizó carbonato de calcio de tres granulometrías diferentes 10 a 15, 20 a 25 y 40 a 45 μm en iguales proporciones hasta la densidad de 1,2 g/cm³

Evaluación de la capacidad de inhibición al hinchamiento.

Para el ensayo de capacidad de inhibición al hinchamiento se prepararon tres pastillas del material arcilloso por cada muestra, las cuales se elaboraron a presión de 41,37 MPa durante 30 min. La altura inicial de la pastilla de bentonita fue de 3,0 mm y la temperatura de medición fue de 21°C \pm 1 °C. Los resultados que se grafican corresponden al valor promedio de la medición.

Primero, se emplearon celdas de hinchamiento lineal para cada muestra arcillosa con agua (Fig. 2) y con posterioridad, se selecciona la muestra natural con mayor hinchamiento y se evalúa la inhibición con el uso de los diferentes sistemas elaborados con dicha muestra (Fig. 3).

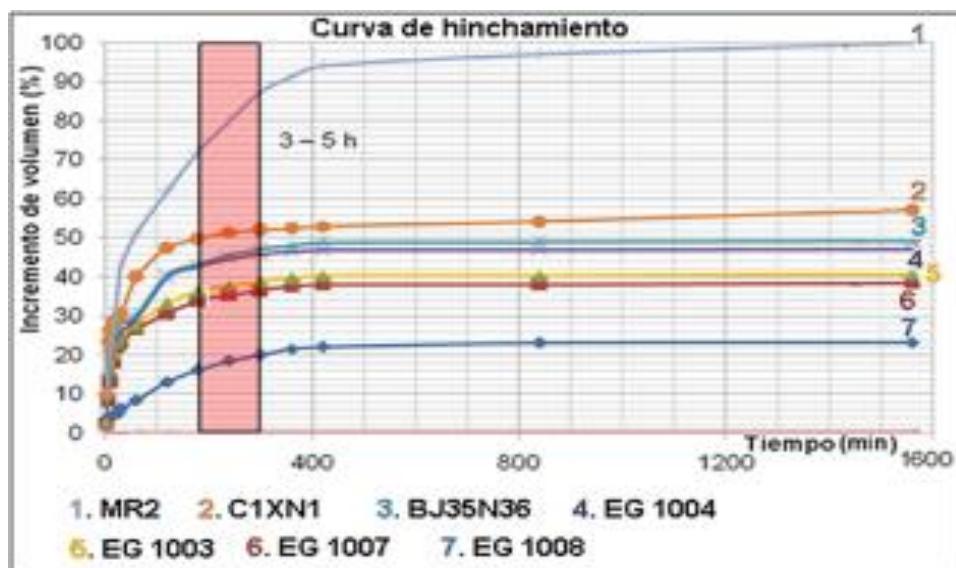


Fig 2. Resultados del hinchamiento de muestras arcillosas con agua destilada.

Se observó que de las muestras naturales, la CN1XN1 fue la que desarrolló mayor hinchamiento, por lo que se seleccionó para el segundo ensayo. Se observa además, que entre 3 y 5 h la muestra alcanza el 85 % del incremento total del volumen. Tal aspecto se tendrá en cuenta para futuras investigaciones con el objetivo de reducir el tiempo de ensayo.

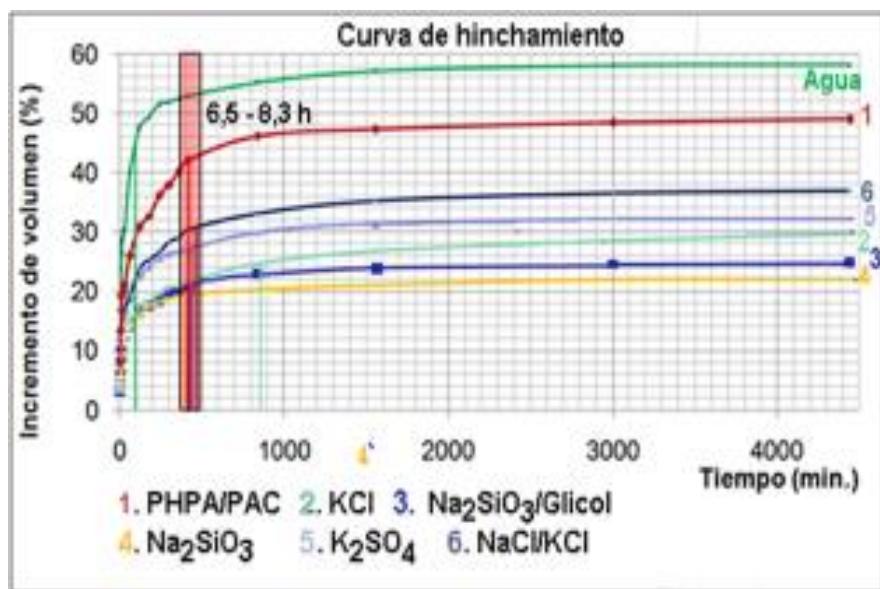


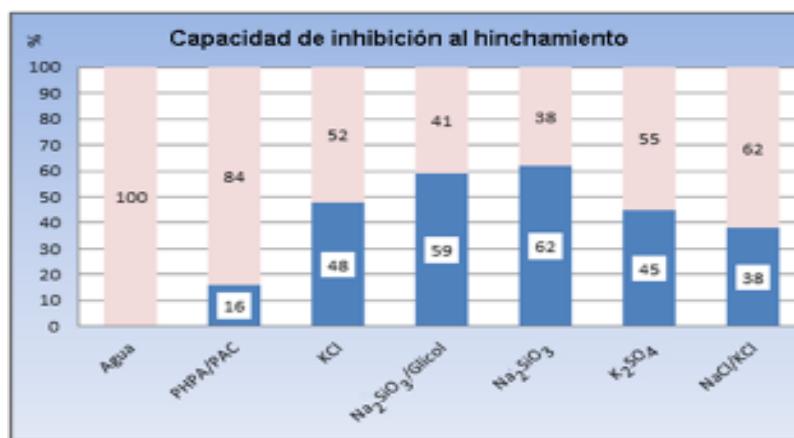
Fig 3. Variación del hinchamiento de la muestra arcillosa en presencia de fluidos inhibidores.

La muestra seleccionada se somete a igual ensayo pero con los diferentes sistemas elaborados. Se apreció que el mejor resultado correspondió al fluido con silicato de sodio conjuntamente con el inhibidor secundario (Figura 4). Se señala que el 85 % del volumen total de hinchamiento se alcanza en la mayoría de los casos entre 6,5 y 8,3 h. Tal resultado demuestra el efecto retardador de la hidratación de los productos inhibidores. De superior significado es el hecho que el volumen total de hinchamiento con el fluido de silicato de sodio (Formulación 4) respecto al alcanzado con agua, se redujo en 62 %.

Tabla 5. Efectividad de cada sistema en la inhibición al hinchamiento.

Formulación	Incremento (%)	Efectividad (%)
Agua	58 ± 3	---
1 No inhibidor	49 ± 2	16 ± 1
2 KCl	30 ± 2	48 ± 7
3 Na ₂ SiO ₃ /IS	24 ± 1	59 ± 5
4 Na ₂ SiO ₃	22 ± 1	62 ± 5
5 K ₂ SO ₄	32 ± 2	45 ± 1
6 NaCl/KCl	36 ± 2	38 ± 2

Entre el fluido sin silicato de sodio (Formulación 2) y el que lo contiene con la misma base (Formulación 4) existe una diferencia de 8 % de incremento de volumen, lo que representa un 13 % de efectividad. En la tabla 4 se muestran los por cientos de efectividad de los sistemas relacionados con el agua como la máxima hidratación. Se observa, que los dos sistemas con mayor efectividad son los que contenían silicato de sodio con 62 % y 59 %.

**Fig 4.** Eficiencia de inhibición. (La serie en azul representa la eficiencia y la rosada la ineficiencia)

Análisis de capacidad de dispersión de muestra arcillosa CN1XN1 en fluidos inhibidores

A partir de los resultados que se alcanzaron en el primer ensayo se escogieron las formulaciones 2 y 3, las que se diferencian por el contenido de silicato de sodio y el inhibidor secundario para la evaluación de la capacidad de dispersión.

Método: Se colocaron en horno rotativo a 50 °C ± 1 °C y 0,70 MPa ± 0,02 MPa de presión durante 16 h. Se utilizaron, para cada caso, pastillas bentoníticas que se elaboraron de igual forma que para el ensayo de hinchamiento. Se utilizó una cuarta celda (blanco) con la máxima dispersión en agua. Los resultados se aprecian en la tabla 5 y figura 5, donde se muestran los valores promedios de tres determinaciones en cada caso. Se observó una disminución considerable de la dispersión entre el fluido sin y con silicato de sodio, la cual alcanzó cerca de 30 % de mejora, 2% adicional para el caso en que se adiciona un segundo inhibidor.

Tabla 6. Resultados de los ensayos de dispersión.

Fluidos	M ₁	M ₂	Inhibición %	Efectividad
Agua	15,00 ± 0,01	0	0	Ninguna
1	15,05 ± 0,01	0,20 ± 0,05	1,3 ± 0,3	En extremo deficiente
2	14,60 ± 0,01	1,45 ± 0,01	9,9 ± 0,1	Deficiente
3	15,10 ± 0,02	5,62 ± 0,02	37,2 ± 0,2	Suprema
4	14,54 ± 0,02	5,11 ± 0,02	35,1 ± 0,2	Suprema
5	15,03 ± 0,01	2,61 ± 0,04	17,4 ± 0,3	Aceptable
6	14,15 ± 0,01	3,02 ± 0,01	21,3 ± 0,1	Notable

M_1 masa de la pastilla antes de la interacción. M_2 masa de la pastilla después de la interacción. Inhibición% a la dispersión = $100 \cdot M_2/M_1$

Otra forma de evaluación de la dispersión se efectuó con el análisis de propiedades reológicas y de la capacidad de intercambio catiónico (MBT) del fluido antes y después del horno rotatorio (tablas 7 y 8). El fluido sin silicato de sodio alcanzó el valor de 66 g/L mientras que el fluido con silicato de sodio solo alcanzó la concentración en el sistema de 28 g/L.

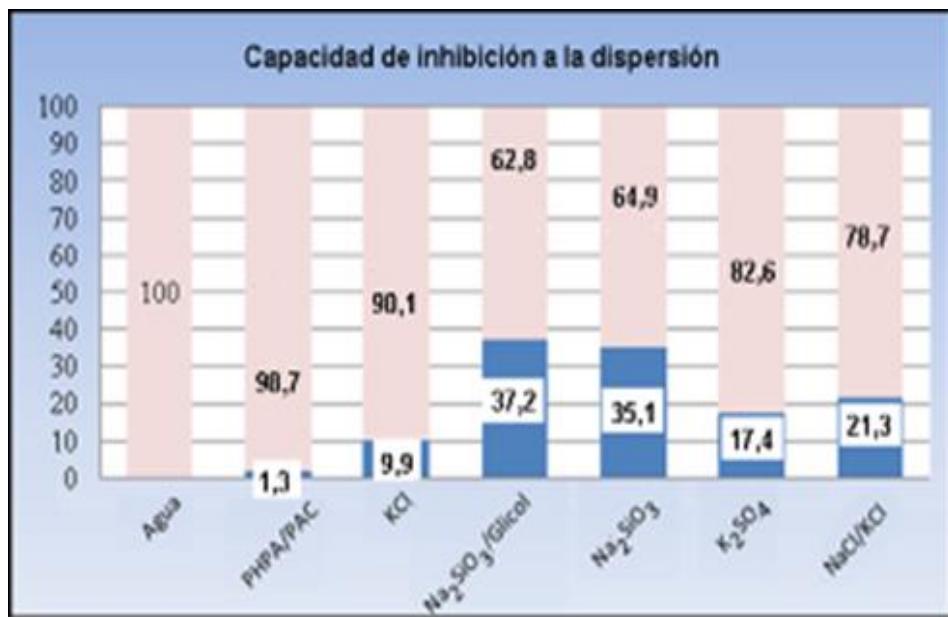


Fig 5. Efectividad de fluidos inhibidores a la dispersión.

El análisis reológico se realizó utilizando el modelo de Bingham. (Figura 6). Se observó una propiedad importante que posee influencia positiva en la minimización de la interacción. A bajas tasas de corte la tensión dinámica (τ) se incrementa en relación con el resto de los sistemas, lo que disminuye la movilidad del fluido que penetra en las arcillas y de los cationes presentes. Tal efecto retarda los procesos de ósmosis y difusión que estén presentes.

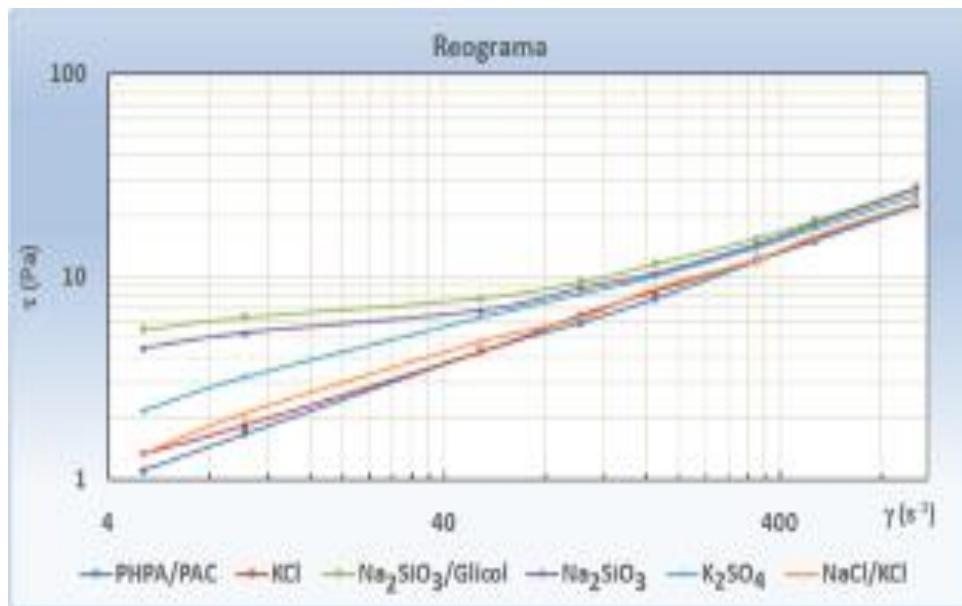


Fig 6. Propiedades de los fluidos antes de la interacción.

Tabla 7. Propiedades de los fluidos antes de la interacción.

Propiedades	Unidad	Formulaciones					
		PHPA/PAC	KCl	Na ₂ SiO ₃ /Glicol	Na ₂ SiO ₃	K ₂ SO ₄	NaCl/KCl
Propiedades reológicas							
Vap (1021,8 s-1)	mPa.s	24 ± 1	24 ± 1	29 ± 1	28 ± 1	26 ± 1	28 ± 1
Vap (a 510,9 s-1)	mPa.s	31 ± 2	33 ± 2	40 ± 2	38 ± 2	36 ± 2	39 ± 1
Vap (a 340,6 s-1)	mPa.s	37 ± 2	41 ± 2	48 ± 2	45 ± 2	43 ± 2	47 ± 2
Vap (a 170,3 s-1)	mPa.s	49 ± 5	53 ± 5	72 ± 4	65 ± 5	63 ± 5	69 ± 5
Vap (a 102,2 s-1)	mPa.s	62 ± 8	67 ± 8	99 ± 8	92 ± 8	87 ± 8	92 ± 8
Vap (a 51,1 s-1)	mPa.s	90 ± 20	90 ± 20	160 ± 20	140 ± 20	130 ± 20	130 ± 20
Vap (a 10,2 s-1)	mPa.s	180 ± 80	200 ± 80	660 ± 80	550 ± 80	340 ± 80	300 ± 80
Vap (a 5,1 s-1)	mPa.s	230 ± 80	300 ± 200	1100 ± 100	900 ± 200	500 ± 200	400 ± 200
Vpl	mPa.s	16 ± 2	16 ± 2	18 ± 0	19 ± 2	16 ± 0	17 ± 3
Pc	Pa	8 ± 1	8 ± 1	10 ± 1	9 ± 1	10 ± 0	10 ± 1
Gel inicial	Pa	1,3 ± 0,6	1,3 ± 0,3	5,8 ± 0,7	5,3 ± 0,7	2,9 ± 0,3	2,1 ± 0,4
Gel final	Pa	3,1 ± 0,4	3,3 ± 0,7	7,8 ± 0,7	7,3 ± 0,7	5,3 ± 0,7	4,3 ± 0,7
Otras propiedades							
MBT	(g/dm ³)	0	0	0	0	0	0
pH	-	9,2 ± 0,1	9,4 ± 0,1	11,2 ± 0,1	10,9 ± 0,2	9,5 ± 0,1	9,3 ± 0,1
Sólidos	%	0,8 ± 0,2	0,9 ± 0,2	0,9 ± 0,1	1 ± 0,2	0,8 ± 0,1	0,9 ± 0,2
Densidad	g/cm ³	1,20 ± 0,01	1,20 ± 0,01	1,20 ± 0,01	1,20 ± 0,01	1,20 ± 0,01	1,20 ± 0,01
Filtrado	mL	7,3 ± 0,2	7,8 ± 0,2	7,2 ± 0,4	6,3 ± 0,2	6,5 ± 0,2	10 ± 1

Vap Viscosidad aparente., Vpl viscosidad plástica. Pc Punto de cedencia. MBT Contenido bentonítico.

Tabla 8. Propiedades de los fluidos después de la interacción.

Propiedades	Unidad	Formulaciones				
		PHPA/PAC	KCl	Na ₂ SiO ₃ /Glicol	Na ₂ SiO ₃	K ₂ SO ₄
Propiedades reológicas						
Vap (1021,8 s-1)	mPa.s	31 ± 1	30 ± 1	30 ± 1	31 ± 1	32 ± 1
Vap (a 510,9 s-1)	mPa.s	47 ± 1	45 ± 2	43 ± 2	44 ± 1	49 ± 1
Vap (a 340,6 s-1)	mPa.s	58 ± 2	57 ± 2	53 ± 2	55 ± 2	63 ± 2
Vap (a 170,3 s-1)	mPa.s	85 ± 5	82 ± 5	75 ± 5	82 ± 5	95 ± 8
Vap (a 102,2 s-1)	mPa.s	108 ± 8	104 ± 8	102 ± 8	113 ± 8	131 ± 8
Vap (a 51,1 s-1)	mPa.s	160 ± 20	140 ± 20	170 ± 20	184 ± 20	220 ± 20
Vap (a 10,2 s-1)	mPa.s	440 ± 80	380 ± 40	670 ± 80	680 ± 40	810 ± 80
Vap (a 5,1 s-1)	mPa.s	600 ± 200	600 ± 80	1180 ± 80	1080 ± 80	1100 ± 200
Vpl	mPa.s	17 ± 2	16 ± 2	12 ± 1	17 ± 1	15 ± 2
Pc	Pa	18 ± 2	14 ± 1	18 ± 0	13 ± 1	17 ± 1
Gel inicial	Pa	3,1 ± 0,4	2,4 ± 0,3	5,3 ± 0,7	5,3 ± 0,6	3,7 ± 0,3
Gel final	Pa	4,7 ± 0,7	4,4 ± 0,4	6,9 ± 0,7	7,1 ± 0,6	6,1 ± 0,6
Otras propiedades						
MBT	(g/l)	3,5 ± 0,0	3,0 ± 0,7	1,5 ± 0,0	1,5 ± 0,7	2,7 ± 0,7
pH	-	8,4 ± 0,4	7,6 ± 0,5	10,2 ± 0,4	10,4 ± 0,5	8,9 ± 0,4
Sólidos	%	2 ± 0,1	1,6 ± 0,1	1,1 ± 0,1	1,1 ± 0,1	1,5 ± 0,1
Densidad	g/cm ³	1,2 ± 0,0	1,2 ± 0,0	1,2 ± 0,0	1,2 ± 0,0	1,2 ± 0,0
Filtrado	ml	5,7 ± 0,4	7,9 ± 0,1	7,8 ± 0,6	6,5 ± 0,8	5,5 ± 0,2
Vap Viscosidad aparent., Vpl viscosidad plástico. Pc Punto de cedencia. MBT Contenido bentonítico.						

Para casi todas las propiedades que se evalúan excepto la densidad y el gel final, las menores diferencias se encuentran en la interacción con los fluidos de silicato de sodio.

Las partículas sólidas incorporadas al fluido no modifican significativamente la densidad, por lo que a nivel de laboratorio no constituyó una propiedad de relevancia. La variación del gel final se debe a la influencia del pH que disminuyó a valores inferiores a 10,5 donde comienza un proceso de gelificación del silicato de sodio, tal resultado se impone que en las aplicaciones industriales se controle con rigor dicha propiedad de forma tal que no constituya un evento indeseable.

Se señala que existen variaciones significativas en las propiedades de los fluidos de potasio, lo que implica una influencia desfavorable y aunque se observó cierta influencia inhibidora, se demostró que el fluido no garantiza el alcance del objetivo como inhibidor.

Los fluidos con silicato de sodio fueron los más efectivos, lo que corrobora los resultados de ensayos de hinchamiento y dispersión.

CONCLUSIONES

El fluido con silicato de sodio ofrece resultados satisfactorios notables tanto para la minimización de la hidratación de las arcillas de la formación arcillosa como para la dispersión de ellas en el fluido. Tal comportamiento permite que se le califique como idóneo para la perforación de pozos en el área que se estudia. La adición de un segundo inhibidor adicional (glicol) incrementa la efectividad de la inhibición a la dispersión de modo ligero. El fluido de silicato de sodio presenta la propiedad de adelgazamiento por corte que favorece la disminución de la movilidad del fluido y de los cationes, dentro de los poros de la formación, lo cual retarda los mecanismos de ósmosis y de difusión.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Legón M, George E, Rodríguez A M, Cremé A. Evaluación de las Complejidades para la Perforación Asociadas a la Formación Vega Alta, Sello Regional de Yacimientos Cubanos. VI SEFLUCEMPO. Isla de Margarita, Venezuela : 2006.
2. Mitchell, JK. Fundamentals of Soil Behavior. Second Edition. s.l. : Wiley Interscience; 1993. 23-31.
3. Managing Borehole Stability Problems: On the Learning, Unlearning and Relearning Curve. Tare, U.A. y Mody, F.K. 2002, Conferencia de Tecnología AADE 2002. Drilling & Completion Fluids and Waste Management. AADE-02-DFWM-OH-31.
4. OFI. www.ofite.com. [En línea] 2009. [Citado el: 23 de febrero de 2013.]
5. API. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids. API Recommended Practice 13B-1 / ISO 10414-1. API Publishing Services, 2001.
6. ISO-10416. Petroleum and natural gas industries — Drilling fluids — Laboratory testing. Standard International. ISO Office, 2008.
7. Adesoye K. Shale Characterization for Evaluating Shale-Drilling Fluid Interaction. [MSc Thesis]. Norman , Oklahoma, USA : Universidad de Oklahoma, 2009. Disponible en mpge.ou.edu/research/documents/2009%20thesis/Kehinde%20Adesoye.pdf.
8. Paianan, Abouzar Mirzaei, Azadbakht, Saman y Al-Anazi, Bandar Duraya. Optimizing Wellbore Inclination and Azimuth to Minimize Instability Problems. [ogbus](http://www.ogbus.ru/eng/). [En línea] 2008. [Citado el: 3 de junio de 2011.] <http://www.ogbus.ru/eng/>.
9. Valoraciones Sobre Fundamentos de la Interacción Roca – Fluido en la Perforación de Pozos de Petróleo. George, E, Creme, A y López, S. Revista Ciencias Químicas: CENIC, 2013, 44.
10. Zhang J, Clark D E. and Al-Bazali, T M. Ion Movement and Laboratory Technique to Control Wellbore Stability. Conferencia de fluidos AADE. Houston, Texas, U.S.A : 11-12 de abril de 2006. AADE 06-DF-HO-37.
11. AL-Bazali, Talal Mohammad. Experimental Study of the Membrane Behavior of Shale During Interaction with Water-Base and. Tesis Doctoral presentada en la Universidad de Texas. Austin, Texas, U.S.A : mayo de 2005.
12. Van Oort E. On the physical and Chemical stability of Shales. 38, Journal of Petroleum Science & Engineering. 2003, (38): 213-235.
13. Ritz M, Vaculikova, L y Plevova E. Identification of Clay Minerals by Infrared Spectroscopy and Discriminant Analysis. Applied Spectroscopy. 2010, 64(12).
14. Tehrani, A. Behaviour of Suspensions and Emulsions in Drilling Fluids., Annual Transactions of the Nordic Rheology Society. 2007;15.
15. Turrero MJ, Fernández AM, Peña, J.; Sánchez, M.D.; Wersin, P.. Química del agua intersticial de una arcilla continental Paleógena en España y una arcilla marina Jurásica en Suiza: métodos de muestreo e interpretación geoquímica. Journal of Iberian Geology, 2006; 32(2): 233-258.
16. Vargas RYM, Gómez VV, LE Vázquez, García BA. Caracterización espectroscópica, química y morfológica y propiedades superficiales de una montmorillonita mexicana. Rev mex cienc Geol., 2008; 25(1): 22.