



Metodología del diseño de un fluido de perforación base agua en la cuenca oriente ecuatoriana




Methodology for the design of a water-based drilling fluid in the ecuadorian east basin


Romero Cortez, Henry Paúl; Chávez Chamorro, Andrea Paola; Enríquez, Bolívar Germán; Iza, Henry; Jácome, Renato

 **Henry Paúl Romero Cortez**
hromero@ccdc-ec.com
Chuanqing Drilling Engineering Company Limited (CCDC), China

 **Andrea Paola Chávez Chamorro**
apchavez@uce.edu.ec
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador

 **Bolívar Germán Enríquez**
bgenriquez@uce.edu.ec
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador

 **Henry Iza**
hoiza@uce.edu.ec
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador

 **Renato Jácome**
rsjacome@uce.edu.ec
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador

FIGEMPA: Investigación y Desarrollo
Universidad Central del Ecuador, Ecuador
ISSN: 1390-7042
ISSN-e: 2602-8484
Periodicidad: Semestral
vol. 14, núm. 2, 2022
revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 04 Mayo 2022
Aprobación: 08 Julio 2022

URL: <http://portal.amelica.org/amei/journal/624/6243122005/>

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v14i2.3831>

Autor de correspondencia: hromero@ccdc-ec.com



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

Cómo citar:: Romero-Cortez, H.P., Chávez Chamorro, A.P., Enríquez, B.G., Iza, H. & Jácome, R. (2022). Metodología del diseño de un fluido de perforación base agua en la cuenca oriente

Resumen: Al no existir metodologías estandarizadas para el diseño del fluido de perforación en función de caracterización de la roca, revisión de fluidos de pozos de referencia, interacción roca-fluido, nuestro objetivo es obtener la mejor formulación en cada sección, que es específica para cada campo, la que debe ser compatible con las formaciones en las que se están perforando. Metodológicamente se describen los pasos para obtener la mejor formulación compatible con las formaciones en las que se están perforando; caracteriza las rocas de las formaciones geológicas como son: terciario indiferenciado, Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo, distribuidas en tres secciones 16", 12 ¼" y 8 ½", mediante parámetros: tiempo de succión capilar, capacidad de intercambio catiónico, erosión/dispersión, acreción e hinchamiento lineal, los mismos proporcionan información de reactividad de la formación, posterior selección de formulaciones en pozos de referencia y evaluación en pruebas de interacción roca fluido. Los resultados establecieron un parámetro para evaluar y categorizar el desempeño de la prueba según la contribución al desempeño del fluido, la tecnología, la precisión y la repetibilidad de la prueba, siendo 1 la menor prioridad y 3 la mayor prioridad.

Palabras clave: fluidos perforación base agua, diseño, formaciones, interacción roca-fluido, cuenca oriente.

Abstract: As there are no standardized methodologies for drilling fluid design based on rock characterization, reference well fluid review, rock-fluid interaction, our goal is to obtain the best formulation in each section, which is specific to each field, which must be compatible with the formations being drilled. Methodologically, the steps to obtain the best formulation compatible with the formations in which they are drilling are described; characterizes the rocks of geological formations such as: undifferentiated tertiary, Orteguaza, Tiyuyacu, Tena and Napo, distributed in three sections 16", 12 ¼" and 8 ½", through parameters: capillary suction time, cation exchange capacity, erosion /dispersion, accretion and linear swelling, they provide information on the reactivity of the formation, subsequent selection of formulations in reference wells and evaluation in rock-fluid interaction tests. The results established a parameter to evaluate and rank test performance based on contribution to fluid performance, technology, accuracy, and test repeatability, with 1 being the lowest priority and 3 being the highest priority.

INTRODUCCIÓN

La dificultad de la perforación dentro de las litologías es muy compleja y difieren en cada formación, terciarias indiferenciadas (Chalcana, Arajuno, Curaray y Chambira), Terciarias (Orteguaza y Tiyuyacu), Mesozoicas (Tena y Napo) (Baby et al., 2014).

Actualmente se perforan varias capas de formaciones litológicas cada vez más profundas, que contienen diversos elementos contaminantes, la influencia de presión, temperatura, diseño mecánico e incluso el tipo de taladro de perforación afecta a los fluidos de perforación base agua, la metodología del diseño de un fluido de perforación nos llevará al desarrollo de un fluido con alto rendimiento en el campo.

Los fluidos de perforación base agua son importantes para la perforación del pozo, la evaluación y toma de registros, para la corrida del revestido y la cementación del pozo (Aguilar, 2008).

El problema radica en la falta de metodologías para diseñar fluidos de perforación base agua, encaminada a obtener la mejor formulación del fluido de perforación que cumpla los requerimientos de la operación.

METODOLOGÍA

Como universo se toma el sistema geológico Capirón - Tiputini de la cuenca oriente ecuatoriana y la muestra está conformada por muestras de cortes de diferentes pozos perforados a través de las formaciones Terciario Indeterminado y Orteguaza para la sección superficial de 16"; Tiyuyacu y Tena para la sección intermedia de 12 ¼" y Napo para la sección de producción de 8 ½"; del campo donde se realiza la evaluación de los fluidos de perforación (Iza y Jácome, 2021).

Los datos experimentales fueron obtenidos realizando ensayos en el laboratorio de fluidos de perforación de la empresa CCDC Branch Ecuador que mantiene un convenio de colaboración interinstitucional académica y de investigación con la Universidad Central del Ecuador administrado por la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, Carrera de Ingeniería en Petróleos.

La optimización de fluidos de perforación por medio de pruebas de interacción roca fluido, son importantes para minimizar tiempos no productivos atribuibles al desempeño de fluidos de perforación, durante operaciones de construcción del pozo, viajes de tubería, corrida de revestidor y completación del pozo.

El tiempo no productivo implica un aumento en el costo total del pozo y una disminución de los ingresos económicos, ya que genera un retraso en el inicio de la producción (Herrera, 2020)

La metodología para el diseño de un fluido de perforación base agua se la realizó en cuatro pasos:

1. Caracterización de la roca

Es importante para identificar el comportamiento de la formación a evaluar con una hidratación máxima y descontrolada (Khan et al., 2021), manifestándose como el hinchamiento y/o dispersión característica de

NOTAS DE AUTOR

hromero@ccdc-ec.com

la muestra sometida al agua, esto marca una referencia del máximo o mínimo comportamiento (según la prueba) que se puede presentar durante la hidratación de las formaciones (Wysocki et al., 2015).

La hidratación de arcillas genera cambio en su estructura molecular, dependiendo del tipo de arcilla se refleja en cambios físicos como: hinchamiento o dispersión de formaciones arcillosas (Darley, 1965).

El fluido de perforación debe atravesar todas las estructuras litológicas desde la superficie hasta la zona de pago, este análisis es de mucho interés siendo una de las razones por lo cual se utilizan diferentes formulaciones o diferentes fluidos de perforación para un pozo y no se utiliza solo un fluido.

Para Agwu et al., (2018) el hinchamiento de las arcillas es responsable de algunos problemas operacionales durante la perforación como: presencia de los puntos apretados durante los viajes corrida de revestidor, bajada de registros, y en muchos de los casos estos puntos apretados pueden generar una carga de cortes, adicional en el anular que podría dar problemas durante la perforación o la cementación del revestidor. La dispersión de las arcillas aumenta el riesgo de daño de formación, y modifica significativamente las propiedades más importantes del fluido de perforación (Fereidounpour y Vatani, 2015) como: densidad y reología, considerándose como una contaminación del fluido de perforación que merece tratamiento inmediato.

Esta caracterización se determina con las siguientes pruebas de laboratorio, utilizando las muestras de cortes de diferente formación y agua:

- Capacidad de Intercambio Catiónico CEC
- Tiempo de Succión Capilar CST
- Prueba de Acreción
- Prueba de Erosión /Dispersión
- Prueba de Hinchamiento Lineal

Capacidad de Intercambio Catiónico CEC

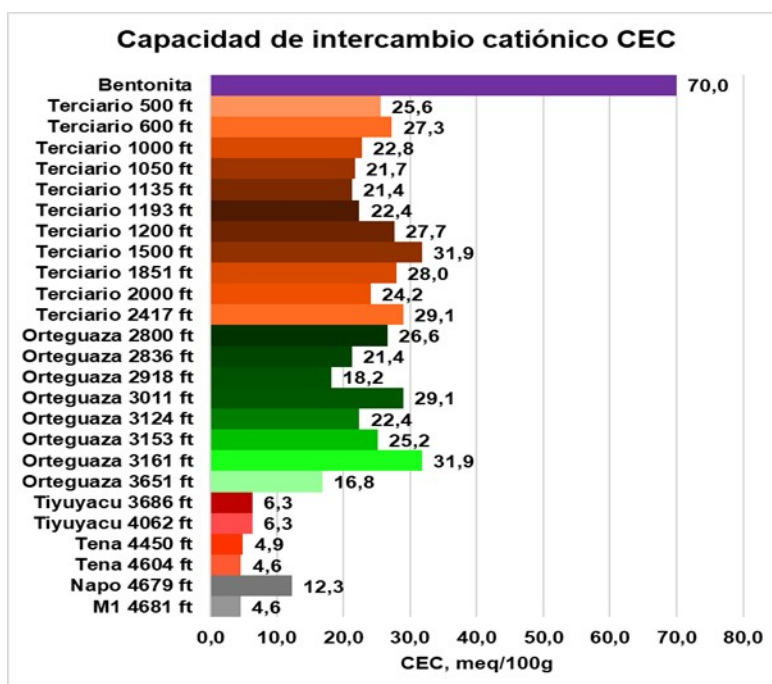


FIGURA 1
Capacidad de intercambio catiónico CEC de la columna litoestática

Una medida indirecta de la capacidad de intercambio catiónica es la prueba de azul de metileno utilizada en campo, el MBT (Methyl blue test) da una idea indirecta de la reactividad de los sólidos de perforación (formación arcillosa reactiva) presentes en el fluido de perforación, con una equivalencia de un fluido preparado con una concentración de bentonita con la misma reactividad expresada en lbeq/bbl (libras de bentonita equivalente por barril).

La capacidad de intercambio catiónico es una medida directa de la reactividad de sólidos de formación (muestra de cortes) expresada en meq/100g y que nos da una idea de que formación es más reactiva que otra (Khan et al., 2021). El método utilizado es una modificación del método del MBT.

Según Iza y Jácome (2021) se consideraron para el estudio muestras a diferentes profundidades tomando en cuenta la heterogeneidad de las formaciones.

La capacidad de intercambio catiónico permite identificar la reactividad de cada formación basado en el método de MBT (Test azul de metileno) de la norma API RP 13B-1 (1990) (ver figura 1). Se realizan pruebas con muestras de 1 ml y 10 ml para obtener mejor precisión de resultados (Iza y Jácome, 2021).

Para este proceso la formulación se basa en el uso de 25 ppb de muestra de cada formación tomadas a diferentes profundidades.

La capacidad de intercambio catiónico CEC, es un parámetro que indica la reactividad de cada formación, tomando de referencia la bentonita como la más reactiva, con 70 meq/100g. conforme va descendiendo su valor será la formación menos reactiva (Wysocki et al., 2015)

Tiempo de Succión Capilar CST

Según Romero (2016) el CST (capilar suction time) incorpora un papel de cromatografía líquida como medio permeable donde una mezcla de la muestra de formación con la fase líquida, agua o solución de agua con inhibidor, se coloca sobre el papel filtro y se toma el tiempo que demora en recorrer la migración del agua de un sensor a otro del equipo, de esta forma cuando evalúa una arcilla muy reactiva como la bentonita el agua interactúa primero con la bentonita y después pasa al papel y como resultado el tiempo de migración del agua por capilaridad a través el papel filtro aumenta.

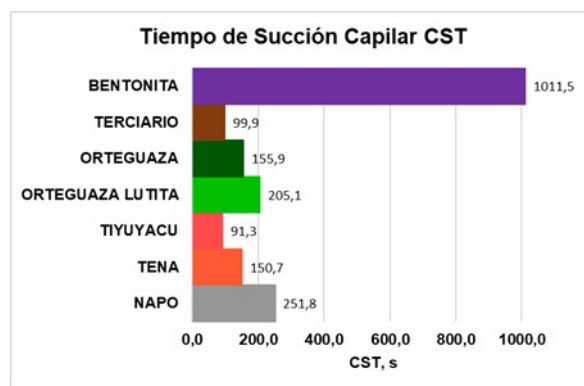


FIGURA 2
Tiempo de succión capilar.

El CST es otra forma de evaluación de la reactividad de las arcillas o de su hidratación con una interpretación de campo igual a la prueba de CEC (Wysocki et al., 2015) y se modifica al usar los productos inhibidores del fluido de perforación, como las aminas cuaternarias o los glicoles.

Una vez secada y molida la muestra (formaciones) y pasada por malla 200 se pesa de 1 a 2 gramos y se mezcla con 24 ml de agua destilada, se somete a agitación por 2 min, y una alícuota de 5ml se coloca en el equipo, según las especificaciones del manual de equipos OFITE (OFI Testing Equipment Inc., 2018).

El equipo CST mide automáticamente el tiempo en que el agua libre avance entre los electrodos separados radialmente, usando el papel filtro como medio.

El tiempo de succión capilar indica la permeabilidad del revoque, considerando que partículas altamente dispersas dan baja permeabilidad del filtrado y altos valores de CST; mientras más bajos sean los valores de CST indican partículas floculadas con alta permeabilidad de revoque (Iza y Jácome, 2021).

El tiempo de succión capilar registrado está directamente relacionado al potencial de hidratación de la muestra es decir entre más grande el tiempo, más alto es la reactividad de la muestra. En la figura 2 se evidencia a la bentónica con el valor máximo de 1011,5 segundos de tiempo de succión capilar, la formación Tiyuyacu presenta el menor valor con 91,3 segundos.

Prueba de Acreción

Es el envejecimiento, tamizado y colocación de las partículas de arcilla de un tamaño específico dentro de una celda de vidrio con un fluido de perforación junto con una celda metálica y envejecerlo dinámicamente a una temperatura de 120 F por 1 hora, recuperar las celdas metálicas para ser pesadas y obtener la masa de formación o muestra que se adhirió al metal expresada en porcentaje (Romero, 2016).

Para Cliffe y Young (2008) consiste en determinar la adhesión de las partículas de arcillas reactivas al acero al estar sumergido en el fluido de perforación, la arcilla más reactiva se impregna en el cilindro metálico simulando las condiciones de perforación, es una medida indirecta de la tendencia del fluido para aumentar o disminuir la acreción de la arcilla en las herramientas metálicas del ensamblaje de fondo, como puede ser el embolamiento de la broca, de los estabilizadores o de cualquier parte del BHA, así como es una medida de la tendencia a formar gumbos en las líneas superficiales, según el manual de laboratorio de fluidos de perforación de CCDC Branch Ecuador.

Se considera como referencia la acreción al agua de cada formación como valor mínimo posible de 0,00% y un valor máximo de acreción del 100% de la muestra utilizada, haciendo referencia a la cantidad de sólidos iniciales utilizados en la prueba (Romero, 2016).

Prueba de Erosión /Dispersión

Es el envejecimiento, tamizado y colocación de las partículas de arcilla de un tamaño específico dentro de una celda metálica en contacto de un fluido de perforación y envejecerlo dinámicamente a una temperatura de 120 F por 16 horas, recuperar los cortes no erosionados tamizando, limpiar la muestra recuperada para ser pesada y obtener la masa de formación o muestra, la diferencia de la masa recuperada con la masa inicial darán una indicación de la tendencia del fluido a dispersar o erosionar la arcilla. Según CCDC Branch Ecuador (2016) se considera como referencia la erosión/dispersión del agua con la muestra, normalmente 100% como valor máximo posible, se toma un valor mínimo posible de erosión/dispersión 0% haciendo referencia a la cantidad de sólidos iniciales utilizados en la prueba.

Prueba de Hinchamiento Lineal

Este método es efectivo para analizar la interacción roca-fluido bajo condiciones simuladas mientras el fluido está en movimiento (Khan et al., 2021).

Romero (2016) menciona que se prepara una pastilla cilíndrica mediante una unidad de compactación hidráulica con el recorte de formación, se introduce en una celda con el fluido de perforación respectivo y se coloca en el equipo.

Se considera como referencia el porcentaje de hinchamiento de arcilla al agua como valor máximo posible, tomándose la medida de hinchamiento en el tiempo final de estabilidad, determinado cuando la velocidad de hinchamiento es menor o igual a 0,1%/hora y su tiempo de equilibrio se define cuando inicia la fase estable de equilibrio (OFI Testing Equipment Inc., 2018).

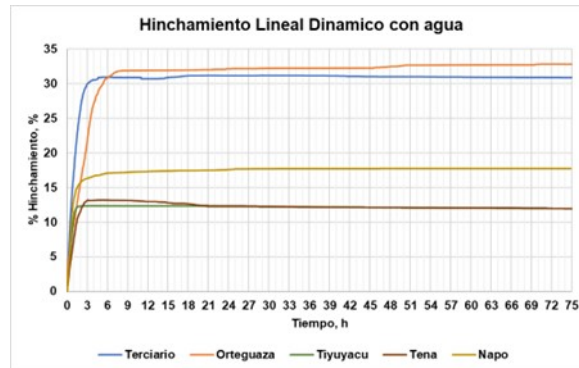


FIGURA 3
Hinchamiento lineal

El hinchamiento lineal (figura 3) mide con sensores de alta sensibilidad la altura de una pastilla cilíndrica la muestra y calcula su volumen, que lo compara con el estado inicial y entrega un porcentaje de hinchamiento cada segundo (Khan et al., 2021). De esta forma se obtiene una curva en función del tiempo donde el valor máximo es el hinchamiento lineal obtenido en un periodo de tiempo definido, en este caso se utiliza un tiempo de hinchamiento de 75 horas, tiempo aproximado que toma la perforación de la sección, viaje y corrida de revestidor, conocido como tiempo de exposición del hueco abierto.

Es un proceso a nivel molecular pero finito, por ende, es fácil identificar el tiempo que tarda en llegar al equilibrio o el tiempo que tarda en hidratar todas las arcillas presentes en la muestra de 15g (Agwu et al., 2018). El uso de inhibidores de arcilla no solo actúa en el efecto de la dispersión si no también, modifica el hinchamiento disminuyendo este valor y/o aumentando el tiempo de estabilidad, que se interpreta como una reducción en la velocidad de hinchamiento (Wysocki et al., 2015).

2. Diseño de fluidos de perforación base agua en base a la comparación de pozos de referencia.

Pozos de referencia

Son pozos perforados en las áreas más cercanas al área de estudio con acceso a la información de los fluidos de perforación, estudios de geomecánica, registros, una bitácora de las operaciones donde se deben identificar los problemas de la perforación.

En base a parámetros aplicados en pozos de referencia, bases de diseño de la empresa de fluidos, análisis de los problemas durante la perforación y revisión de lecciones aprendidas, se formulan fluidos para ser utilizados en la perforación del pozo, este es el mecanismo que sigue la curva de aprendizaje y garantiza que las lecciones aprendidas pasen de pozo en pozo, en ocasiones este proceso es insuficiente y no se llega a la solución de problemas rápidamente ya que los resultados están listos después de terminar la perforación.

Para mejorar este proceso se incorporan pruebas de laboratorio de interacción roca fluido que permite evaluar distintas formulaciones y seleccionar las mejores para usar en la perforación en campo (Morton et al., 2005), esto disminuye drásticamente la curva de aprendizaje y de esta forma hay un compromiso de la mejora continua en el proceso de perforación.

En la tabla 1 se describen las propiedades de los fluidos empleados en los pozos con rendimientos óptimos en la operación, y cuyas formulaciones se emplearán como base de los fluidos a analizar por la metodología propuesta en este artículo.

TABLA 1
Diseños de fluidos de perforación base agua en base a las comparaciones de pozos de referencia.

Propiedad del fluido	Sección 16"				Sección 12 ¼"		Sección 8 ½"	
	Nitrato de Calcio		Polimérico		Polimérico		Drill in	
Densidad (ppb)	8,5	9,8	9,8	10,4	9,6	10,2	8,7	8,9
Viscosidad plástica (cP)	2	6	7	15	8	18	15	28
Punto cedente (lbf/100ft ²)	15	19	7	15	7	16	>=24	
Contenido Ion Ca ⁺⁺ (ppm)	1400	3000	150	180	150	180	70	90
Filtrado API (ml/30')	20	26	10	14	6,5	11	máx. 5,8	
MBT (ppb)	<=21		<12		<15		<5	
pH	6	9	9	11	8	9	9	10,5

CCDC Ecuador Branch, (2020)

3. Interacción Roca-Fluido

La disminución de la hidratación de arcillas es la consigna de los fluidos de perforación base agua, y para lograrlo se recurre principalmente a dos estrategias:

1. Disminución del agua libre que puede estar en contacto con las formaciones arcillosas (Fereidounpour y Vatani, 2015), en otras palabras, control de filtrado y propiedades del fluido de perforación adecuadas.
2. El uso de inhibidores de arcilla que al tener una mayor afinidad con el agua o con la formación evita la hidratación de las arcillas.

Se realizan todas las pruebas detalladas en la caracterización de la roca (a excepción de CEC), con diferentes formulaciones y se analiza los resultados comparando con el comportamiento con el agua, de esta forma se identifica las mejores concentraciones de los productos que minimizan los efectos de la hidratación de las arcillas presentes en las formaciones a perforar.

La interacción roca fluido se determina con las siguientes pruebas de laboratorio, utilizando muestras de cortes de diferente formación y diferentes formulaciones de los fluidos seleccionados:

- Tiempo de Succión Capilar CST
- Prueba de Acreción
- Prueba de Erosión /Dispersión
- Prueba de Hinchamiento Lineal

Los resultados se analizan para comparar con la caracterización de la roca y seccionar la formulación de mayor desempeño y de esta forma optimizar el fluido de perforación.

Se recomienda utilizar muestras de cortes obtenidos durante la perforación con la mínima modificación, por tanto, se prefiere tomar muestras en las zarandas cuando no se han mezclado productos que modifiquen la muestra como: asfalto, lubricante, píldoras de limpieza, material de barrido, material LCM, etc. Según Romero (2016) se debe tener la muestra escurrida del lodo, sin lavar los cortes con agua, porque limpiaríamos

la matriz de la roca; los cortes deben ser identificados con el pozo, el área, la formación, profundidad, tipo de lodo, sección, etc. y se deben enviar al laboratorio para ser secadas sin tratamiento y almacenadas.

La muestra seca se muele en diferentes tamaños para las pruebas y con los valores totales se realiza la planificación del número de éstas, ya que deben ser realizadas con las mismas muestras, de lo contrario los resultados tendrán error y no serían comparables entre sí.

Las muestras pueden ser tomadas cada 500 ft en MD o en caso de tener problema en una formación específica se pedirán muestras de esa profundidad.

En el ejemplo se utilizan concentraciones de las formulaciones desarrolladas por Iza y Jácome (2021, p. 38) para las 3 secciones. Se denomina como f0 a la formulación compuesta solo por agua; f1 y f4 los fluidos poliméricos; f5 el fluido nitrato para la sección superficial de 16"; los fluidos poliméricos con las formulaciones f1, f2 y f3 son para la sección intermedia de 12 ¼"; y el fluido DRILL IN para la sección productora de 8 ½" tendrá una formulación f1.

Para la sección 16"

La formulación de los fluidos de perforación para esta sección (tabla 2) según Iza y Jácome (2021, p. 26) "se conforma por dos tipos de fluidos que atraviesan las formaciones Terciario indefinido y Orteguaza con un fluido Nitrato y un fluido polimérico respectivamente para simular la interacción que se produce durante la perforación y evaluar su desempeño".

Los fluidos poliméricos son desarrollados y evaluados con concentraciones mínimas, promedio y máximas de inhibición para determinar su rendimiento y por ende la optimización en el uso de inhibidores (Iza y Jácome, 2021), las formulaciones que no se presentaron como F2 y F3 fueron descartadas en el análisis de los pozos de referencia.

TABLA 2
Formulaciones de los fluidos de perforación.

Formulación	F0 (ppb)	F1 (ppb)	F4 (ppb)	F5 (ppb)
Nitrato de calcio				6,00
Goma Xantana alta viscosidad	1,25	1,25	1,25	0,60
F-Terciario	22,50	22,50	22,50	87,50
F- Orteguaza	22,50	22,50	22,50	
Celulosa polianiónica baja viscosidad	2,00	2,00	2,00	
Alcalinizante	0,01	0,01	0,01	
Carbonato de Calcio	62,30	62,30	62,30	
Barita	23,69	23,69	23,69	
Inhibidor- Glicol		0,50	1,00	

CCDC Ecuador Branch, (2020)

Para la sección 12 ¼"

Se desarrollaron 3 formulaciones para esta sección (f1, f2, f3: fluido polimérico) (tabla 3), considerando la existencia de las formaciones Tiyuyacu, Tena y Napo (Iza y Jácome, 2021).

Para el ejemplo según Iza y Jácome (2021, p. 28) se realizó la variación de concentración del controlador de inhibición XCS III en cantidades de 0,5, 1 y 2 ppb con el fin de evaluar la eficiencia y rendimiento durante la perforación de esta sección.

TABLA 3
Formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 12 ¼”

Formulación	f1 (ppb)	f2 (ppb)	f3 (ppb)
Celulosa polianiónica baja viscosidad	4,00	4,00	4,00
Celulosa polianiónica alta viscosidad	0,25	0,25	0,25
Goma Xantana alta viscosidad	0,3	0,3	0,3
Lubricante	2%	2%	2%
Surfactante	0,5	0,5	0,5
Inhibidor-Glicol	0,5	1	2
PHPA - Poliacrilamida parcialmente hidrolizada	0,25	0,25	0,25
Carbonato de Calcio (325)	50,69	50,69	50,69
Carbonato de Calcio (200)	21,72	21,72	21,72

CCDC Ecuador Branch, (2020)

Para la sección 8 ½”

Como indican Iza y Jácome (2021, p. 28) “se desarrolló una formulación para esta sección (f1: fluido Drill In), tomando en consideración únicamente la existencia de la formación Napo”.

Se llegó a la optimización del fluido obteniendo el máximo desempeño en campo: viajes de tubería libres, corrida de revestidor libres y por ser zona de interés se perfora con LWD con ROP controlada, por esta razón para esta sección se corrobora el buen desempeño con Napo (tabla 4).

TABLA 4
Formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 8 ½”.

Formulación	F1 (ppb)
Carbonato de Calcio (325)	14
Carbonato de Calcio (200)	14
Almidón	7
Alcalinizante	0,2
Celulosa polianiónica baja viscosidad	5
Celulosa polianiónica alta viscosidad	0,5
Inhibidor-Glicol	1
Bactericida	0,3
Goma Xantana alta viscosidad	0,3

CCDC Ecuador Branch, (2020)

4. Categorización de parámetros de evaluación

Se selecciona la mejor formulación para cada sección (tabla 5), basándonos en la matriz de evaluación donde se ponderan los parámetros según algunos factores de repetitividad y tecnológicos.

TABLA 5
Categorización de parámetros para la selección de fluidos de perforación base agua

Pruebas	Categorización
Capacidad de Intercambio catiónico CEC	2
Tiempo de succión capilar	1
Acreción	1
Erosión/Dispersión	2
Hinchamiento lineal	3

Se establecieron escalas del 1 al 3, donde 1 es el más bajo y 3 es el más alto. Se designa:
 Valoración 3 a las pruebas que cumplen con mejor repetibilidad y tecnología.
 Valoración 2 a las pruebas que cumplen con un 50% de la repetibilidad y tecnología.
 Valoración 1 a las pruebas que cumplen con menor repetibilidad y tecnología.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Pruebas de tiempo de succión capilar (CST)

Para el ejemplo tenemos el tiempo de succión capilar de las formulaciones usadas en las diferentes formaciones. Para Iza y Jácome (2021, p. 44) se toma como referencia el valor de CST del agua con la bentonita de 1011,5s y la medida resultado es el promedio de los 3 primeros valores similares obtenidos, donde las pruebas se realizaron únicamente con mezclas de inhibidor en agua. Se categoriza como 1 porque tiene menor confiabilidad por ser uno de los primeros equipos en determinar la inhibición en forma indirecta

Para la sección 16”

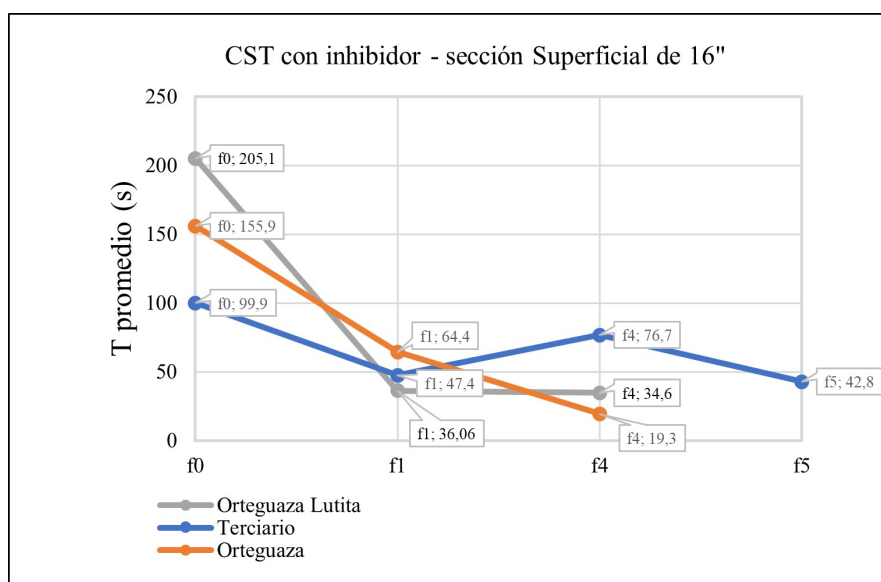


FIGURA 4
Tiempo de succión capilar de la sección 16”

Se evaluaron inhibidores de diferentes fluidos utilizados en esta sección como el nitrato de calcio para Terciario indiferenciado y el glicol para Orteguaza, se obtuvieron los tiempos de succión capilar detallados en la figura 4.

Para la sección 12 ¼"

Para esta sección se evaluó diferentes concentraciones del inhibidor glicol utilizado en la perforación. En la variación de inhibidor usado en su máxima concentración (f3) presenta un aumento con respecto a la formulación (f0), donde se observa que una elevada concentración del inhibidor glicol puede causar una reacción adversa con la formación (Iza y Jácome, 2021).

Se realizó una validación de la información en Tiyuyacu, donde se comprobó que la formulación f3 con 2,0 lb/bbl de glicol es óptima.

Para la sección 8 ½"

Estas variaciones de reactividad en las formaciones pueden deberse a diferentes composiciones arcillosas de las mismas en contacto con el agua y la reacción con los polímeros (Iza y Jácome, 2021) (tabla 6). La prueba CST proporciona una idea de la permeabilidad del revoque, considerando que partículas altamente dispersas dan baja permeabilidad del filtrado y altos valores de CST; mientras más bajos sean los valores de CST indican partículas floculadas con alta permeabilidad de revoque.

TABLA 6
Tiempo de succión capilar de las diferentes formulaciones con la formación Napo

Formación	Agua	f1	f2
Napo	251,8	208,3	

Pruebas de Acreción

Tenemos la acreción de formulaciones usadas en Terciario Indiferenciado y Orteguaza, se observa el peso del cilindro metálico limpio y con arcilla adherida, el porcentaje se obtiene al comparar con el peso inicial de la muestra de 30g.

Se toma como referencia el resultado al agua como mínimo valor.

Se categoriza como 1, ya que se relaciona con las cargas electroestáticas de los sólidos con el metal y su confiabilidad en baja.

Para la sección 16"

Se determina con un fluido de referencia que es el agua y el fluido denominado (f5) fluido base nitrato de calcio (tabla 7).

Se determina comparando los fluidos sin inhibidor (f0), con el (f1) con 0,5 lb/bbl, (f4) 1 lb/bbl respectivamente.

TABLA 7
Acreción de las diferentes formulaciones con la formación Terciario indiferenciado.

Fluido	Peso inicial, g	Peso final, g	Peso Acreción, g	Acreción, %
Agua	77,67	77,67	0,00	0,00%
F5	77,48	77,93	0,45	1,50%

La prueba de acreción (tabla 8) simula la adhesión de recortes durante la perforación por lo que se debe evitar este tipo de problemas durante la perforación, manteniendo la menor pega posible de recortes en la sarta y broca.

TABLA 8
Acreción de las diferentes formulaciones con la formación Orteguaza.

Fluido	Peso inicial, g	Peso final, g	Peso Acreción, g	Acreción, %
Agua	77,44	77,44	0,00	0,00%
Polimérico - F0	77,50	96,69	19,19	63,97%
Polimérico - F1	77,49	79,62	2,13	7,10%
Polimérico - F4	77,44	79,23	1,79	5,97%

El fluido (f5) de nitrato de calcio en la formación terciario indiferenciado tiene el menor porcentaje de acreción de 1.5%, mostrando una buena inhibición.

El porcentaje de acreción con el fluido base en Orteguaza es de 63,97%; el fluido polimérico (f1) tiene un porcentaje de acreción del 7,10% y con el fluido polimérico (f4) un porcentaje de 5,97%.

Comparando los resultados se determina que al incrementar la concentración del inhibidor glicol se produce una disminución marcada en cuanto al porcentaje de acreción, por tanto, se determina que el fluido polimérico (f4) posee las características óptimas para un correcto funcionamiento dentro de la perforación de esta formación, minimizando los problemas como embolamiento de sarta y broca, con ello conseguir mayores tasas de penetración.

Para la sección 12 ¼"

En esta sección se perfora Tiyuyacu, Tena y un poco de Napo.

Tiyuyacu

El fluido polimérico con menor porcentaje de acreción de 3,40% es el fluido (f1), el fluido Polimérico (f2) con un porcentaje de acreción de 3,53% y con el fluido polimérico (f3) con el 4,47%.

Indicando que al incrementar la concentración del inhibidor se produce mayor tendencia a la acreción de esta formación, pero las 3 formulaciones cumplen con condiciones óptimas para desempeñarse eficientemente, así el fluido f1 es el recomendado para el desarrollo de la perforación en Tiyuyacu, tomando en consideración que se debe evaluar en conjunto todas las pruebas realizadas para tomar una decisión.

Tena

La tendencia a la acreción con el fluido f1 – Polimérico es 2,63%, con el fluido f2 – Polimérico es 2,77% y con el fluido f3 – Polimérico es 2,63%. Estos resultados indican que la variación de concentración de inhibidor no produce un cambio drástico en la acreción de la formación, por lo cual se sugiere que los fluidos f1 y f3 son los óptimos para la perforación de esta formación.

Napo

La tendencia a la acreción con el fluido f1 – Polimérico es 14,07%, con el fluido f2 – Polimérico es 7,83%, con el fluido f3 – Polimérico es 13,20% y a la vez permite distinguir que esta formación presenta mayor acreción en toda la sección, por lo cual se determina que el fluido f2 presenta las propiedades de inhibición óptimas para un desempeño eficiente durante la perforación.

Para la sección 8 ½”

La acreción en esta sección es muy leve ya que la litología en su mayoría es arenisca y solo se evalúa lutita. El uso del controlador de inhibición del tipo glicol, muestra en la tabla la tendencia a la acreción con el fluido f1 – Drill in es 49,27%, con respecto a la tendencia a la Acreción con el agua es 0.07%.

Pruebas de Erosión/Dispersión

Para el ejemplo tenemos la erosión/dispersión de formulaciones usadas en Terciario Indiferenciado y Orteguzaza, observando el peso de los cortes finales o recuperados que mantienen su tamaño de malla gruesa, el porcentaje se obtiene al comparar el peso que no se recuperó con el peso inicial de la muestra de 30g. A este análisis se le designa la categorización de 2 porque se usan balanza, horno de rolar y la observación nos indica si el fluido empleado en la perforación tiene la capacidad de mantener las formaciones integras o las erosiona, relacionada con la inhibición (ver tabla 9 y tabla 10).

TABLA 9

Erosión/Dispersión de las diferentes formulaciones con la formación Terciario indiferenciado.

Fluido	Peso inicial, g	Peso final, g	Peso Erosión, g	Erosión, %
Agua	30,00	0,72	29,28	97,60%
F5	30,00	1,51	28,49	94,97%

TABLA 10

Erosión/Dispersión de las diferentes formulaciones con la formación Orteguzaza

Fluido	Peso inicial, g	Peso final, g	Peso Erosión, g	Erosión, %
Agua	30,00	3,67	26,33	87,77%
Polimérico - F0	30,00	14,49	15,51	51,70%
Polimérico - F1	30,00	9,20	20,80	69,33%
Polimérico - F4	30,00	10,45	19,55	65,17%

Para la sección 16”

La tendencia a la erosión/dispersión de Terciario indiferenciado con el agua es 97.60%, con el fluido f5 nitrato de calcio es 94.97% debido a su propiedad dispersante ya que el objetivo es obtener la erosión para mejorar el hoyo de perforación. En la formación Orteguzaza se determina comparando los fluidos sin inhibidor (f0), con el (f1) con 0,5 lb/bbl, (f4) 1 lb/bbl respectivamente.

La tendencia a la erosión/dispersión de Orteguzaza en comparación a la erosión provocada por el agua se determinó que el uso de inhibidores genera un control en la dispersión de las arcillas, tomando al fluido f1 como el óptimo para la perforación de esta formación.

Para la sección 12 ¼"

En esta sección tendrán más relevancia los resultados de las formaciones Tiyuyacu y Tena, ya que Napo únicamente se perfora muy poco al final de la sección.

Tiyuyacu

La tendencia a la erosión/dispersión con el agua es 99.20%, con el fluido f1 – Polimérico es 97,97%, con el fluido f2 – Polimérico es 97,37% y con el fluido f3 – Polimérico es 96,97%, lo cual permite determinar que el fluido f3 cumple con la mayor optimización para esta prueba.

Tena

La tendencia a la erosión/dispersión con el agua es 87,43%, con el fluido f1 – Polimérico es 76,83%, con el fluido f2 – Polimérico es 78,23% y con el fluido f3 – Polimérico es 71,80%. Estos resultados permiten determinar que la formulación f3 posee las mejores características de inhibición.

Napo

La tendencia a la erosión/dispersión con el agua es 79,30%, con el fluido f1 – Polimérico es 58,93%, con el fluido f2 – Polimérico es 59,10% y con el fluido f3 – Polimérico es 61,93%. Mediante esta evaluación se establece a la formulación f1 como el fluido óptimo para la perforación de esta formación.

Para la sección 8 ½"

La erosión/dispersión en esta sección es principalmente por la lutita presente o la matriz arcillosa. La tendencia a la erosión/dispersión con el agua es 85,50% y con el fluido f1 – Drill In es 56,67%, lo cual evidencia la eficiencia del inhibidor y se confirma que es innecesario hacer una evaluación a diferentes concentraciones.

Prueba de hinchamiento lineal

Esta prueba es la que mejor tecnología dispone y sus resultados tienen la máxima repetibilidad y confiabilidad de todas las pruebas expuestas en este trabajo. El uso de inhibidores del tipo glicol disminuye el hinchamiento de las arcillas e inhibe la velocidad de hidratación aumentando el tiempo de equilibrio, a este análisis se le designa la categorización de 3 porque emplea un equipo de alta tecnología para determinar los porcentajes de inhibición permitiéndonos tener una alta repetibilidad.

Para la sección 16"

Para el ejemplo tenemos el hinchamiento lineal de las formulaciones usadas en Terciario Indiferenciado y Orteguzaza, se observa el hinchamiento máximo y el tiempo de estabilidad.

La prueba de hinchamiento lineal al agua es 30,89% con un tiempo de equilibrio de 6 horas, con el fluido f5 - nitrato de calcio es 20,58% con un tiempo de equilibrio de 5 horas, por lo que se define una correcta inhibición de hidratación de las arcillas presentes en la formación.

Para la formación Orteguzaza el desarrollo de la prueba de hinchamiento lineal dinámico permite evidenciar que el hinchamiento al agua es 32,81% con un tiempo de equilibrio de 9 horas, con el fluido f0 – Polimérico

es 30,88% con un tiempo de equilibrio de 18 horas, con el fluido f1 – Polimérico es 28,93% con un tiempo de equilibrio de 52 horas y con el fluido f4 – Polimérico es 27,67% con un tiempo de equilibrio de 49 horas, esto indica que el aumento de concentración de inhibidor disminuye el hinchamiento de las arcillas, pero tiende a demorarse mayor tiempo en estabilizarse.

Para la sección 12 ¼”

En el ejemplo la sección intermedia es la de interés de optimizar la formulación motivo por el cual se realiza el análisis con 3 formulaciones para las 3 formaciones presentes.

Tiyuyacu

El hinchamiento al agua es 12,33% con un tiempo de equilibrio de 2,00 horas, con el fluido f1 – Polimérico es 6,25% con un tiempo de equilibrio de 36,00 horas, con el fluido f2 – Polimérico es 6,33% con un tiempo de equilibrio de 15,00 horas y con el fluido f3 – Polimérico es 3,21% con un tiempo de equilibrio de 6,00 horas.

La concentración de inhibidor en el fluido f3 genera el menor hinchamiento de la pastilla, indicando baja hidratación de las arcillas y por ende mejor control de inhibición al tener una estabilización en un periodo corto de tiempo.

Tena

El hinchamiento al agua es 13,17% con un tiempo de equilibrio de 3 horas, con el fluido f1 – Polimérico es 5,92% con un tiempo de equilibrio de 21 horas, con el fluido f2 – Polimérico es 3,87% con un tiempo de equilibrio de 9 horas y con el fluido f3 – Polimérico es 6,92% con un tiempo de equilibrio de 11 horas.

En relación con la hidratación provocada por la interacción del agua y la pastilla de formación, la figura presenta una disminución significativa de mayor eficiencia por su hinchamiento bajo del 3,15% en un tiempo de equilibrio de 9 horas al usar controladores de inhibición en las diferentes formulaciones, siendo así el fluido f2.

Napo

El hinchamiento al agua es 17,06% con un tiempo de equilibrio de 6,00 horas, con el fluido f1 – Polimérico es 10,77% con un tiempo de equilibrio de 15,00 horas, con el fluido f2 – Polimérico es 13,81% con un tiempo de equilibrio de 13,00 horas y con el fluido f3 – Polimérico es 14,96% con un tiempo de equilibrio de 21,00 horas.

La formulación f1 compuesta por 0,5 ppb de inhibidor muestra ser la más eficiente en el control de la hidratación de arcillas para esta formación.

Para la sección 8 ½”

El hinchamiento al agua es 19,65% con un tiempo de equilibrio de 6 horas y con el fluido f1 – Drill In es 12,61% con un tiempo de equilibrio de 21 horas, por lo cual esta formulación es óptima al producir una disminución significativa en la hidratación de arcillas presentes en esta zona de producción, a su vez se verifica la inhibición de los sólidos presentes en el fluido cumpliendo con el objetivo de minimizar el daño a la formación.

Evaluación de los fluidos de perforación

Todos los datos son revisados y se evalúan las mejores formulaciones con el sistema de calificación de cada prueba de interacción roca fluido y se elige la formulación más óptima.

TABLA 11
Selección de los fluidos en función de los resultados de las pruebas

Pruebas	Valoración Terciario	Orteguaza	Sección 16"		Sección 12 ¼"		
			Orteguaza Lutita	Tiyuyacu	Tena	Napo	
Acreción	1	f5	f4	f4	f1 y f2	f1 y f3	f2
Erosión/Dispersión	2		f1		f3	f2	f3
CST	1		f4	f1	f3	f2	f1
Hinchamiento	3		f4	f1	f3	f2	f1

En la sección de 16" se recomienda utilizar y probar en campo el fluido nitrato formulación f4 en la perforación de la formación Terciario Indiferenciado y el fluido polimérico formulación f4 en la formación Orteguaza. Para la sección de 12 ¼" se debería utilizar el fluido polimérico con la formulación f3 y para la sección de 8 ½" el fluido drill in formulación 1 (tabla 11), los resultados obtenidos deben ser registrados para su posterior análisis como pozo de referencia (tabla 12).

TABLA 12
Valoración de las pruebas para cada fluido seleccionado.

		Acreción	Erosión /Dispersión	CST	Hinchamiento	Total
Orteguaza	f1	0	2	0	0	2
	f4	1	0	1	3	5
Orteguaza Lutita	f1	0	0	1	3	4
	f4	1	0	0	0	1
Tiyuyacu	f1	1	0	0	0	1
	f2	1	0	0	0	1
	f3	0	2	1	3	6
Tena	f1	1	0	0	0	1
	f2	0	2	1	3	6
	f3	1	0	0	0	1
Napo	f1	0	0	1	3	4
	f2	1	0	0	0	1
	f3	0	2	0	0	2

CONCLUSIONES

La metodología propuesta que está en función de la caracterización de las formaciones (roca), análisis de formulaciones, efectos durante la perforación, viaje de tubería, corrida de registros, casing de los pozos de referencia que se han perforado en el área cercana y de pruebas de laboratorio de la interacción roca fluido; demostrando que esta metodología abarca todos los eventos que impacta en el resultado de la perforación como es la disminución de la curva de aprendizaje y los tiempos no productivos.

La capacidad de intercambio catiónico, tiempo de succión capilar, erosión/dispersión, acreción e hinchamiento lineal, son pruebas empleadas en esta metodología para el diseño del fluido base agua, siendo

estas pruebas una medida indirecta de la reactividad y la interacción de la litología con el fluido de perforación que se reflejará en el desempeño de la perforación.

Las pruebas de interacción roca fluido utilizadas en esta metodología tienen diferente confiabilidad por su repetibilidad, precisión y tecnología utilizada, por lo cual se estableció una categorización de las mismas para dar mayor relevancia a las pruebas con menor error, siendo 1 para las pruebas de menor prioridad, 3 para las de más prioridad.

La formulación F5 presentó mejores resultados en la sección superficial 16", en la formación Terciario indeterminado caracterizado por la alta concentración de sólidos empleando el Nitrato de Calcio como inhibidor; la formulación F4 presenta los mejores resultados en la formación Orteguaza por su alta capacidad en el control de acreción en la formación donde es común el embolamiento de las brocas.

Para la sección intermedia de 12 ¼" de la formación Tiyuyacu se determinó que la mejor formulación es F3; para la formación Tena es la formulación F2 donde existe una similitud entre la reducción de acreción y erosión/dispersión, además de una reducción del hinchamiento 100% más eficaz que la formulación F3; Para la formación Napo la que presenta mejor rendimiento en las pruebas de erosión/dispersión es la formulación F1, con una mejora de aproximadamente el 10% y 30% respectivamente para cada prueba.

En la sección de producción de 8 ½" se empleó únicamente la formulación F1 para comprobar la eficiencia del fluido drill-in, basado en datos y experiencias anteriores en otros pozos cercanos, determinando que la inhibición es la óptima para la perforación de esta sección.

En resumen en la perforación de la sección superficial en la formación terciario indiferenciado se usa fluido nitrato con la mejor formulación F5, en Orteguaza el fluido polimérico F4, para la sección intermedia se usa fluido polimérico F3 para Tiyuyacu, F2 para Tena, y para la sección de producción el fluidodrill-in F1 para Napo.

REFERENCIAS

- Aguilar, M. (2008). *Drilling solutions Introducción a los fluidos de perforación*. Universidad Nacional de Salta Sede Regional Tartagal.
- Agwu, O. E., Akpabio, J. U., Alabi, S. B. y Dosunmu, A. (2018). Artificial intelligence techniques and their applications in drilling fluid engineering: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 167, 300-315.
- API. (1990). *Recommended practice 13B-1 (RP 13B-1)*. American Petroleum Institute
- Arévalo Peña, J. J. (2018). *Valoración de alternativas de tratamiento de fluidos de perforación en la industria petrolera*.
- ASME Shale Shaker Committee. (2011). *Drilling fluids processing handbook*. Elsevier.
- Baby, P., Rivadeneria, M. & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Ecuador: Cámara Ecuatoriana Del Libro - Núcleo de Pichincha. <https://bit.ly/3NRWPqU>
- Baroid. (1982). *Manual de fluidos*. In *Manual de fluidos*. Vol. 1.
- Barroeta, B. P. (2008). *Diseño de secuencia de pruebas para la selección de fluidos de perforación en pozos de alta presión y temperatura*. Doctoral dissertation, Universidad Rafael Urdaneta.
- Bloys, B., Davis, N., Smolen, B., Bailey, L., Houwen, O., Reid, P., ... y Montrouge, F. (1994). Designing and managing drilling fluid. *Oilfield Review*, 6(2), 33-43.
- Carrión Cueva, R. A. (2015). *Fluido de perforación-Sistema base agua para perforación de pozos de petróleo y gas*.
- CCDC Ecuador Branch. (2016). *Manual de Laboratorio de Fluidos de Perforación y Completación*. 1st ed. Quito: CNPC
- CCDC. (2020). *CCDC Ecuador Branch, Programa de fluidos de perforación*. Chuanqing Drilling Engineering Company Limited.
- Cliffe, S. y Young, S. (2008). Agglomeration and accretion of drill cuttings in water-based fluids. In AADE-08-DF-HO-10 AADE Fluids Conference and Exhibition held at the Wyndam Greenspoint Hotel. April

- Darley, H. C. H. (1965). Designing fast drilling fluids. *Journal of Petroleum Technology*, 17(04), 465-470.
- Fereidounpour, A. y Vatani, A. (2015). Designing a polyacrylate drilling fluid system to improve wellbore stability in hydrate bearing sediments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 921-926.
- Gallardo, F.E., Erdmann, E. y Abalos, R. (2018). Evaluación reológica de fluidos de perforación base agua con nanosilice. *Matéria (Rio de Janeiro)*, 23.
- Herrera Herbert, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos petroleros y gas*. Vol. III: Sistemas básicos y procesos de los equipos de perforación: <https://doi.org/10.20868/upm.book.62720>
- Iza, H. y Jácome, R. (2021). *Optimización de fluidos de perforación base agua a partir de pruebas de interacción roca – fluido para el campo HR de la cuenca oriente ecuatoriana*. Tesis de grado. Quito: Universidad Central del Ecuador. <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/24589/1/UCE-FIGEMPA-CIG-IZA%20HENRY-J%C3%81COME%20RENATO.pdf>
- Khan, M.A., Haneef, J., Lalji, S.M. y Ali, S.I. (2021). Experimental study and modeling of water-based fluid imbibition process in Middle and Lower Indus Basin Formations of Pakistan. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11(1), 425-438.
- Morton, E. K., Bomar, B. B., Schiller, M. W., Gallet, J. D., Azar, S. J., Otto, M. J., ... y Daugereau, K. (2005). *Selection and evaluation criteria for high-performance drilling fluids*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October. OnePetro.
- OFITE. (2018). *Manual de equipos*. OFI Testing Equipment Inc., Houston; Texas. <https://www.ofite.com/publications/instructions/>
- Piroozian, A., Ismail, I., Yaacob, Z., Babakhani, P. y Ismail, A.S.I. (2012). Impact of drilling fluid viscosity, velocity and hole inclination on cuttings transport in horizontal and highly deviated wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2(3), 149-156.
- Romero, H. (2016). Manual de Pruebas de Laboratorio (V1.0). CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited.
- Taghipour, A., Lund, B., David Ytrehus, J., Skalle, P., Saasen, A., Reyes, A. y Abdollahi, J. (2014). Experimental study of hydraulics and cuttings transport in circular and noncircular wellbores. *Journal of Energy Resources Technology*, 136(2).
- Totosaus León, N.A, Hernández Cobián, M.A., Marval Rojas, A.D. y Muñoz Flores, E.S. (2017). Selección del fluido de perforación base agua para la limpieza del agujero a partir de la concentración de bentonita sódica. Memorias del Congreso Internacional de Investigación. *Academia Journals Tabasco*, 9(3), pp. 3132-3293
- Williamson, D. (2013). Fundamento de los fluidos de perforación. *Oilfield Review*, 25(1), 67-69.
- Wysocki, S., Wiśniowski, R., Ryznar, D. y Gaczoł, M. (2015). Linear swelling test (LST) of clay formation under the influence of newly developed drilling fluids with the addition of cationic polymers. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 32(4).
- Xu, J., Qiu, Z., Huang, W. y Zhao, X. (2017). Preparation and performance properties of polymer latex SDNL in water-based drilling fluids for drilling troublesome shale formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 37, 462-470

ANEXOS

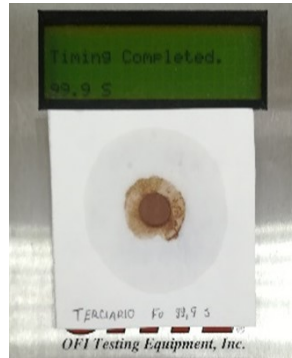


FIGURA 1
Tiempo de succión capilar de Terciario en agua

AGUA	FLUIDO POLIMÉRICO SIN INHIDOR
	
0,00%	63,90%

FIGURA 2
Acreción


AGUA	FLUIDO POLIMÉRICO SIN INHIDOR
	
87,77%	51,70%

FIGURA 3
Erosión/Dispersión

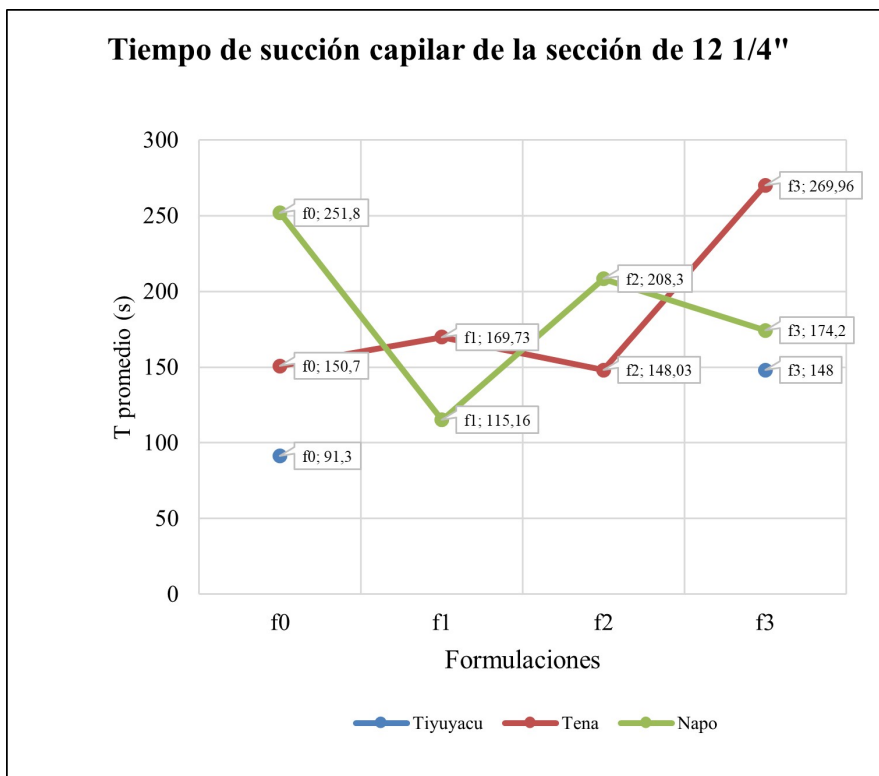


FIGURA 4
Tiempo de succión capilar de la sección 12 1/4"

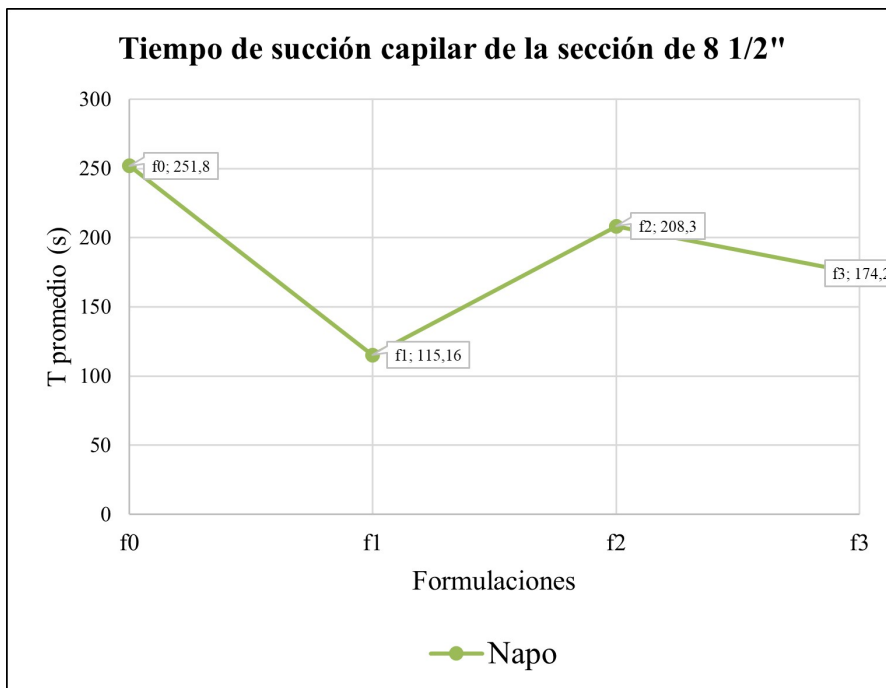


FIGURA 5
Tiempo de succión capilar de la sección 8 1/2"

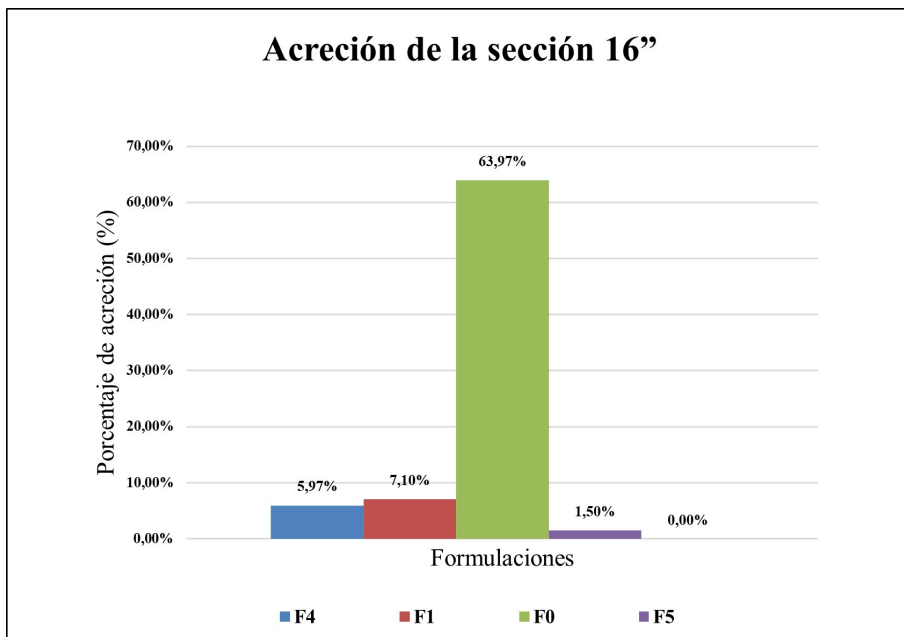


FIGURA 6
Acreción de la sección 16"

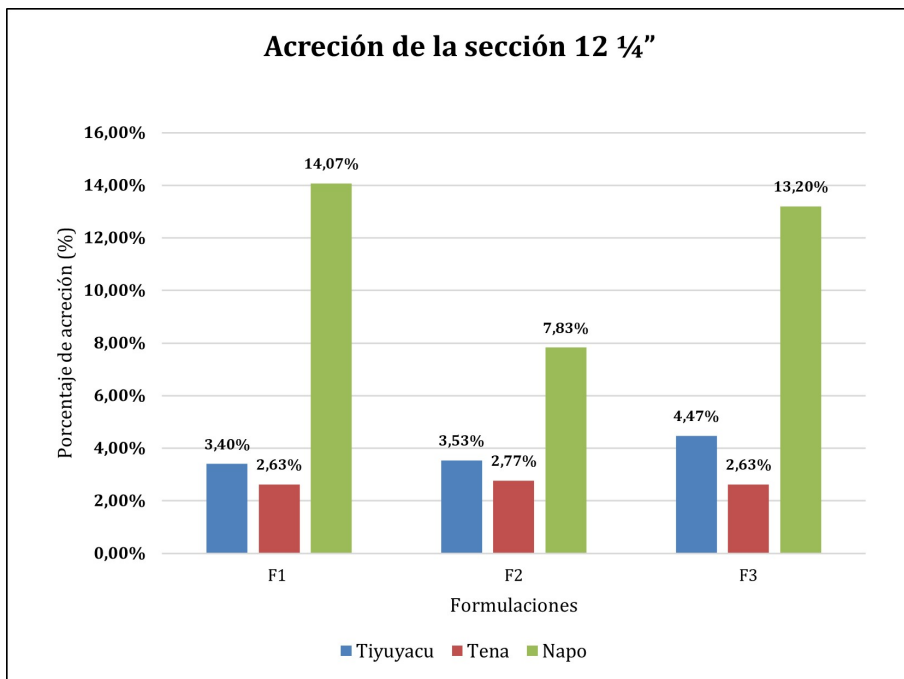


FIGURA 7
Acreción de la sección 12 1/4"

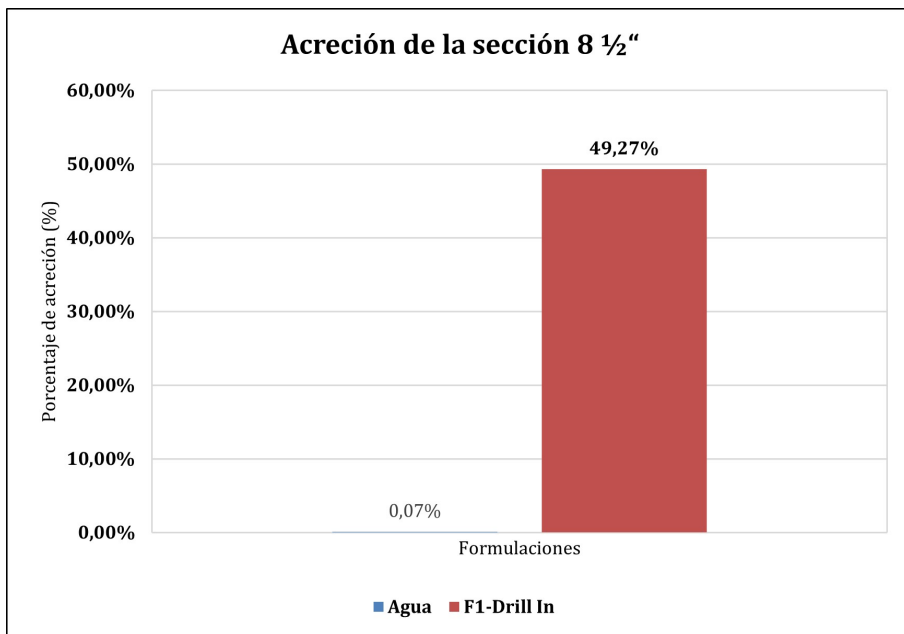


FIGURA 8
Acreción de la sección 8 1/2"

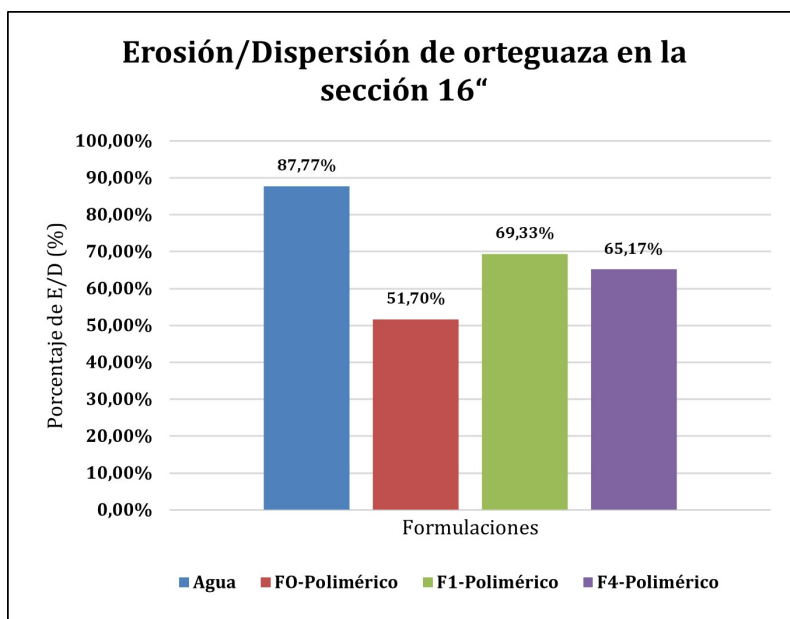


FIGURA 9
Erosión/Dispersión de Orteguaza en la sección 16"

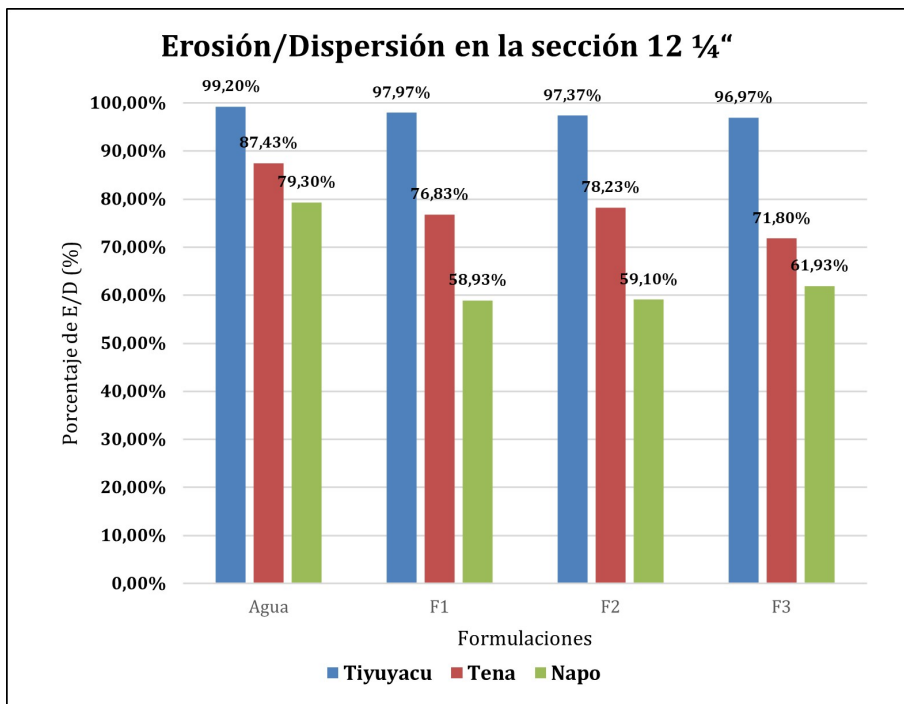


FIGURA 10
Erosión/Dispersión de Tiyuyacu, Tena y Napo en la sección 12 1/4"

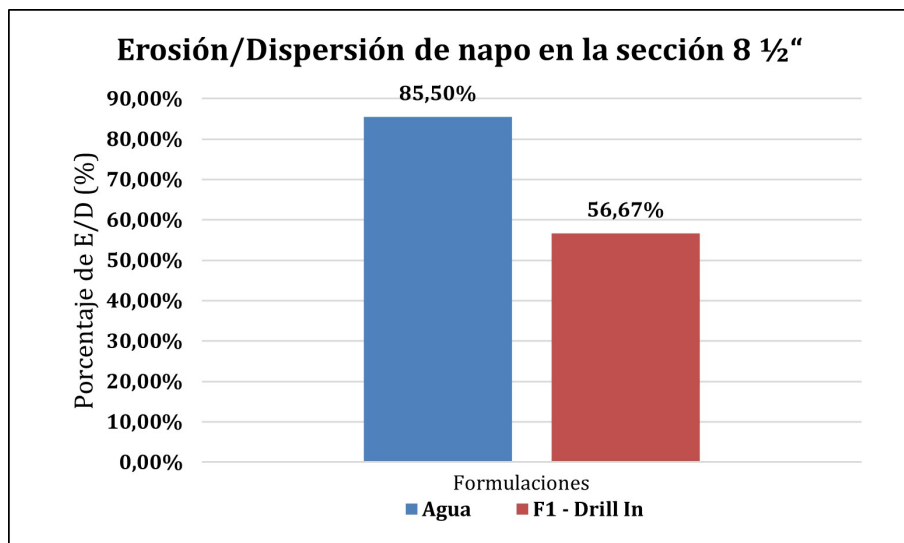


FIGURA 11
Erosión/Dispersión de Napo en la sección 8 1/2"

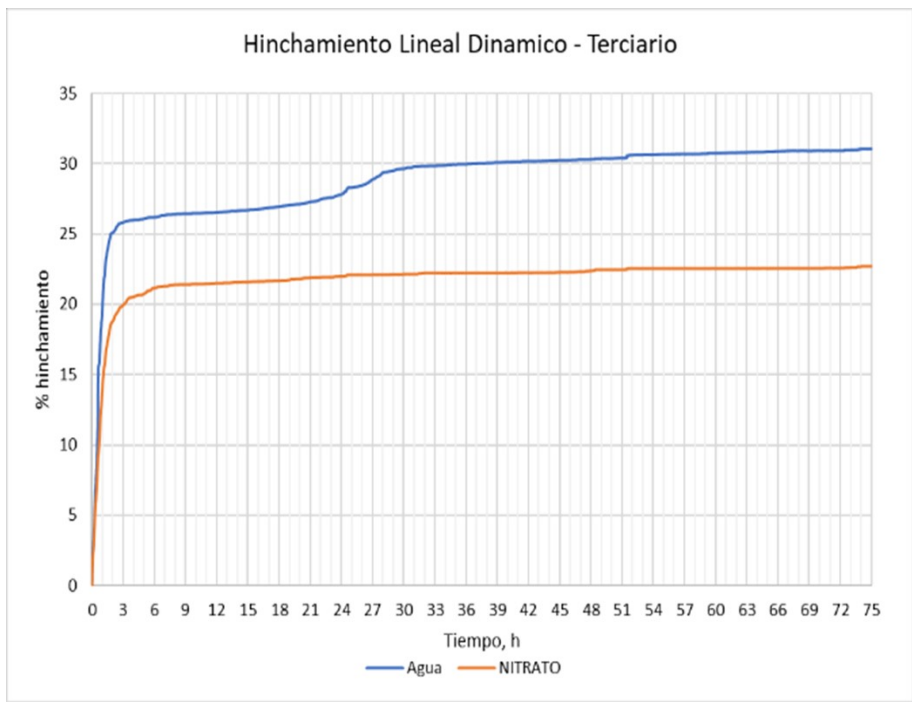


FIGURA 12
Hinchamiento lineal de terciario indiferenciado en la sección 16"

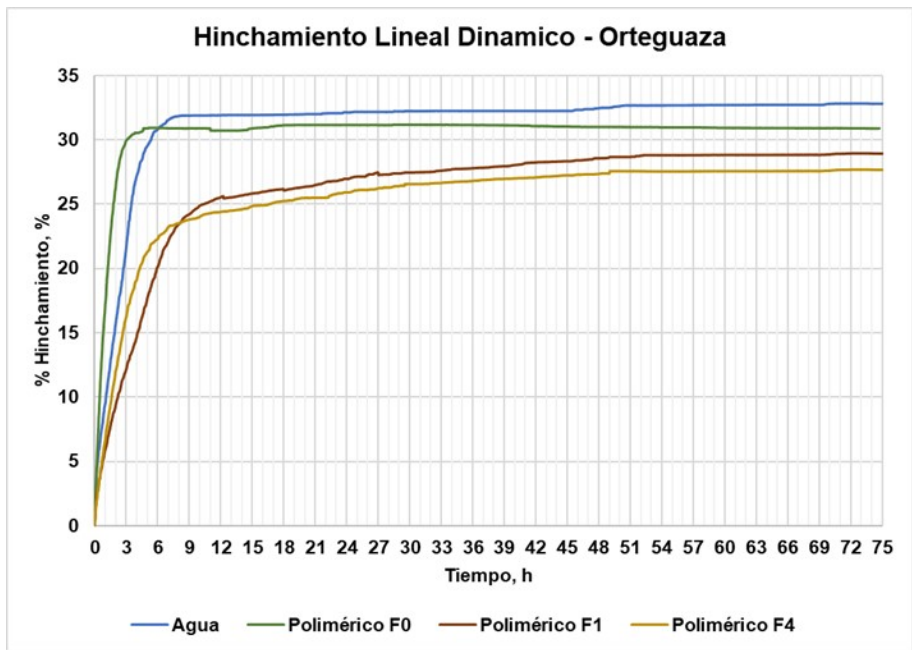


FIGURA 13
Hinchamiento lineal de Ortegaza en la sección 16"

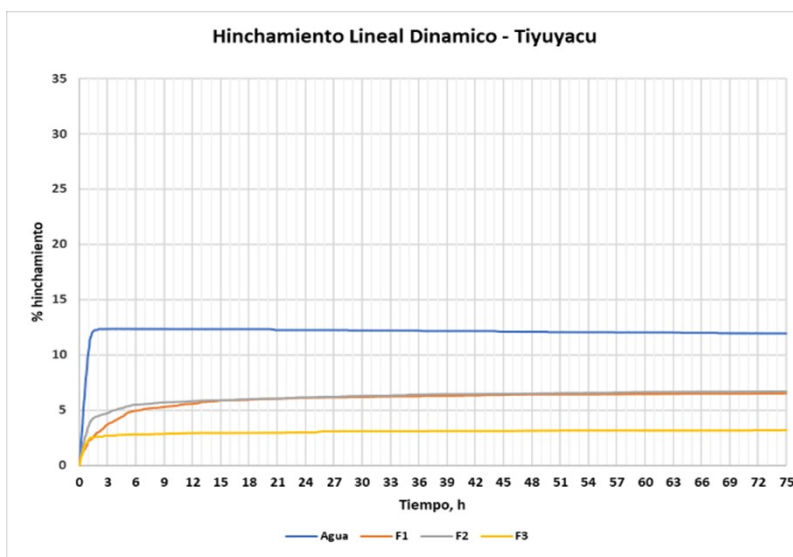


FIGURA 14
Hinchamiento lineal de Tiyuyacu en la sección 12 ¼"

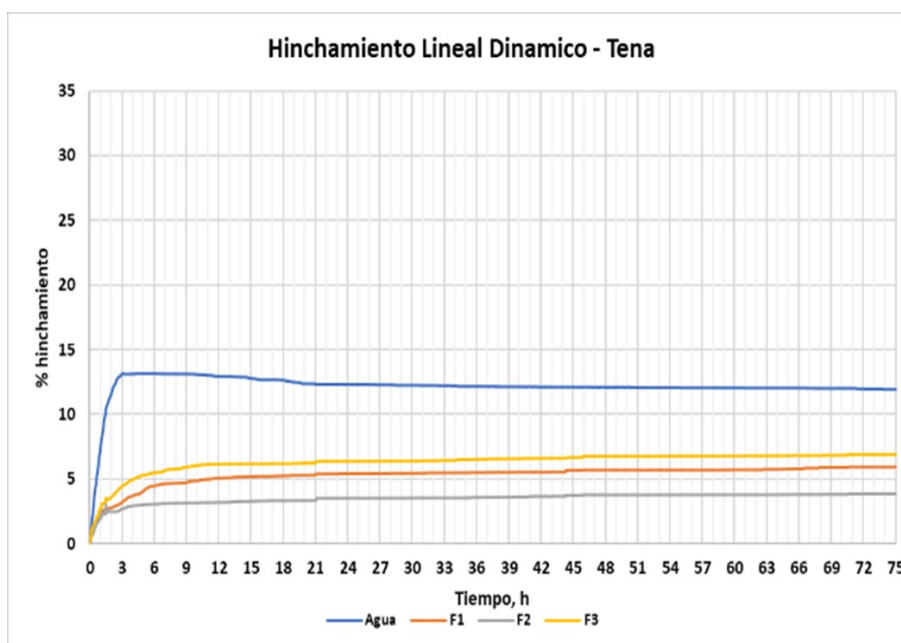


FIGURA 15
Hinchamiento lineal de Tena en la sección 12 ¼"

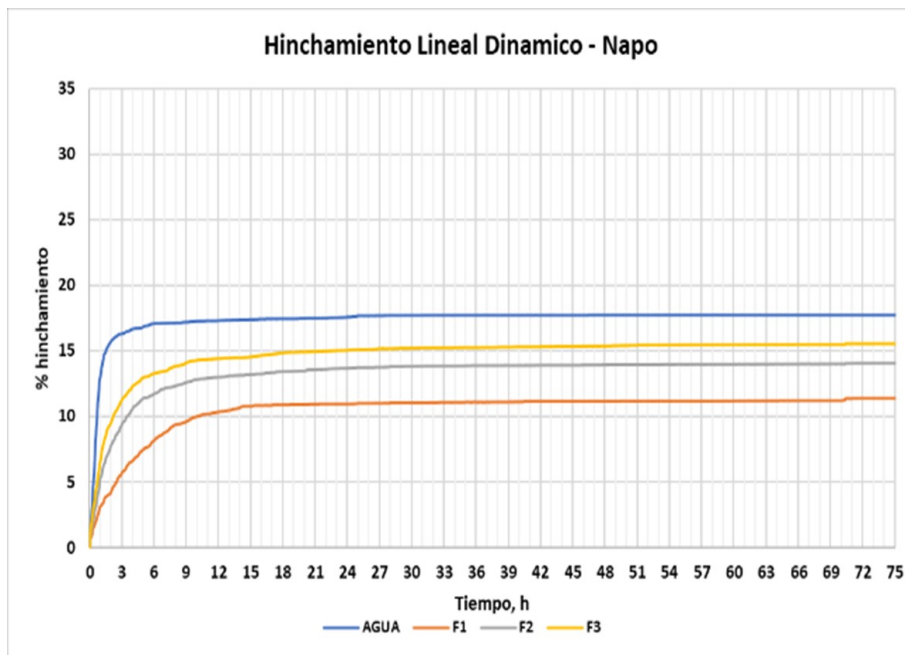


FIGURA 16
Hinchamiento lineal de Napo en la sección 12 ¼"

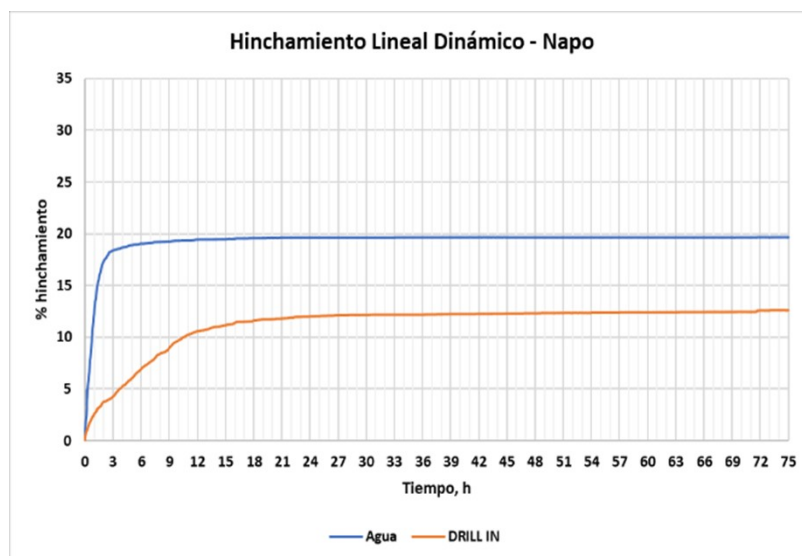


FIGURA 17
Hinchamiento lineal de Napo en la sección 8 ½"