

**ANÁLISIS DE DISMINUCIÓN DE COSTOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
EN CAMPO MORICHE**

**EDITH PAOLA BAYONA MATEUS
SERGIO ALEXIS BUENO PATARROYO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2015

**ANÁLISIS DE DISMINUCIÓN DE COSTOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
EN CAMPO MORICHE**

**EDITH PAOLA BAYONA MATEUS
SERGIO ALEXIS BUENO PATARROYO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero Químico**

Director

**CARLOS EDUARDO GARCÍA SÁNCHEZ
Doctor en Ingeniería Química**

Co Director

**LUIS CARLOS BUENO PATARROYO
Drilling Fluids Engineer III**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A DIOS Y A LA VIRGEN MARIA, Gracias, una vez más gracias por llenarme de fe, esperanza y darme el coraje suficiente para enfrentar todas las pruebas por las que tuve que pasar siendo mi fortaleza, y mi guía durante todo este camino.

A MI MADRE, Por su ejemplo de perseverancia, respeto, rectitud, constancia y lealtad que la caracterizan y que me ha infundado siempre, por la motivación constante que me ha permitido alcanzar grandes metas y ser la persona que hoy soy, por ser mi ángel, mi protección, mi más preciado tesoro, gracias por su amor que siempre me da fuerzas para continuar.

A MI PADRE, Por su amor, su apoyo incondicional, sus consejos, y sus valores que me ha dado para salir adelante.

A MIS HERMANOS, por la confianza depositada en mí, porque ustedes son esa motivación que me inspira triunfar, el ejemplo a seguir, gracias porque me han dado un bonito hogar.

A MI FAMILIA, por ser lo mejor que tengo en mi vida, por todas las experiencias, apoyo, consejos y por su gran amor que me motiva a vivir cada día con una sonrisa.

A MIS AMIGOS del colegio por haber estado siempre cerca de corazón acompañándome en mi proceso universitario, apoyándome cuando lo necesité sin pedir nada a cambio. **A MIS AMIGOS** de la universidad, amigos de lucha, de sueños compartidos, de locura, de experiencia, con los que empecé, los que ahora no están, y los que nunca se fueron y están conmigo, gracias por los buenos y duros momentos, porque sin duda de cada uno me llevo lo más bonito que me dejaron y me demostraron en este proceso. Yo, finalmente sería una ingrata si comienzo a enumerar a estas personas, ya que fueron muchas. A todos muchas gracias.

Edith Paola Bayona Mateus.

DEDICATORIA

A Dios,

Por darme salud y fortaleza ante las adversidades, guiarme y protegerme e iluminarme en cada una de las etapas de mi vida.

A mi maravillosa madre, Cecilia

Gracias por su comprensión y apoyo constante, por ser la mejor madre y brindarme su infinito amor.

A mi padre, Ramiro

Gracias por su comprensión y confianza en mí, por cada palabra de aliento para superar obstáculos en el camino.

A mi hermano, Diego

Gracias por su compañía constante en este proceso de aprendizaje, por brindarme su apoyo incondicional para realizar este sueño.

A mi hermano y colega, Luis Carlos

Gracias por ser incondicional conmigo y guiarme con sus consejos en el diario vivir.

A mi padrino, Mauricio

Gracias por darme motivos para persistir en la realización de este sueño.

A mi novia y amiga Deisy

Gracias Por brindarme su cariño y compañía. Estando a mi lado siempre.

A mis profesores, amigos y familiares

Gracias por acompañarme en este proceso de formación como profesional, sin ellos nada de esto sería posible.

Finalmente a mi hijo adorado, Camilo A Bueno

Gracias por su amor, cariño, risas y momentos inolvidables que me recuerdan lo mucho que lo amo y el gran sentido que tiene mi vida para seguir cumpliendo mis metas.

Sergio Alexis Bueno Patarroyo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a todas las personas que contribuyeron con sus ayudas, sugerencias y críticas para que fuera posible llevar a cabo el desarrollo de este proyecto:

A la empresa **BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A.** por darnos la oportunidad de realizar este proyecto de grado en su empresa.

Al **Ing. Humberto Sierra.** Por su acompañamiento en este proceso, y sus consejos.

Al **Dr. Carlos Eduardo García Sánchez.** Por permitirnos hacer parte del Grupo de Investigación en Fluidos y Energía del Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, por los consejos, por la atención, la colaboración y la paciencia en la guía.

Al **Ingeniero Luis Carlos Bueno Patarroyo.** Un especial reconocimiento y gratitud por todos los consejos que nos brindó, por el apoyo, por ser excelente persona que nos brindó su experiencia de vida y por el tiempo dedicado en la realización de este proyecto.

A la **Universidad Industrial de Santander y Escuela de Ingeniería Química.** Por ayudarnos en nuestro crecimiento personal y profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	17
1. OBJETIVOS	20
1.1 OBJETIVO GENERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
2. MARCO TEÓRICO	21
2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	21
2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	21
2.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	22
2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	23
2.5. DESCRIPCIÓN, PROPIEDADES, Y FUNCIONES DE LOS FLUIDOS EN CAMPO MORICHE.....	23
2.6 TRABAJOS PREVIOS	24
3. METODOLOGIA.....	26

3.1. RECOPIACIÓN DE DATOS, REVISIÓN HISTÓRICA DE POZOS REALIZADOS Y ANÁLISIS DE LA PREPARACIÓN DE FLUIDOS EN CADA FASE	26
3.2. SELECCIÓN DE POZOS DE ESTUDIO Y BALANCE ECONÓMICO	27
3.3. SELECCIÓN DE PRODUCTOS CLAVE Y PRUEBAS DE LABORATORIO A REALIZAR.....	28
3.4. MODIFICACIÓN PROGRAMA DE FLUIDOS Y REEVALUACIÓN DE POZOS REALIZADOS ACTUALMENTE	28
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	29
4.1. BALANCE ECONÓMICO POZOS ANTIGUOS.....	29
4.1.1. Costos variables.	29
4.1.2. Costos fijos	30
4.1.3. Comparación de costos	32
4.2. SELECCIÓN DE PRODUCTOS CLAVE	33
4.2.1. Clayseal Plus	33
4.2.2. Paxcel HV y Paxcel LV	35
4.3. BALANCE ECONÓMICO POZOS NUEVOS	40

4.3.1 Costos variables	41
4.3.2. Costos fijos	42
4.3.3 Comparación de costos.	42
5. CONCLUSIONES	45
6. RECOMENDACIONES.....	46
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	47
BIBLIOGRAFÍA.....	49
ANEXOS	51

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Propiedades físicas de los fluidos de perforación.	22
Figura 2. Propiedades químicas de los fluidos de perforación.	22
Figura 3. Funciones de los fluidos de perforación.	23
Figura 4. Secuencia de la metodología.	26
Figura 5. Respuesta de Porcentaje de hinchamiento en pruebas realizadas	35

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Costo global por pozo.	30
Tabla 2. Costos fijos para tres pozos campaña 2014.....	31
Tabla 3. Comparación de costos campaña 2014 según contrato <i>Lum Sumb</i> Halliburton.	32
Tabla 4. Comparación de pozos campaña 2014.....	33
Tabla 5. Cantidades de los compuestos pruebas hinchamiento lineal	34
Tabla 6. Concentraciones de los productos en el fluido 1 para realizar pruebas de filtrado y reológicas API.	36
Tabla 7. Concentraciones de los productos en el fluido 2 para realizar pruebas de filtrado y reológicas API.	36
Tabla 8. Concentraciones de los productos en el fluido 3 para realizar pruebas de filtrado y reológicas API.	37
Tabla 9. Concentraciones de los productos en el fluido 4 para realizar pruebas de filtrado y reológicas API.	38
Tabla 10. Resultados pruebas reológicas y filtrado.....	38
Tabla 11. Costos globales por pozo.....	41
Tabla 12. Costos fijos para tres pozos en la campaña 2015.	42
Tabla 13. Comparación de costos en tres pozos nuevos según contrato LUM SUMP Halliburton.	43
Tabla 14. Comparación de pozos campaña 2015.....	44

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Propiedades de los fluidos de perforación.....	51
ANEXO B. Funciones de los fluidos de perforación.	57
ANEXO C. Clasificación de los fluidos de perforación	60
ANEXO D. Generalidades de Campo Moriche.....	64
ANEXO E. Programa de fluidos Moriche Campaña 2014	65
ANEXO F. Sistema de fluidos campaña 2014.....	72
ANEXO G. CANTIDADES VOLUMETRICAS.....	73
ANEXO H. Sabanas Moriche G-07, Sabanas Moriche G-08 y Sabanas Moriche E-10 respectivamente.	74
ANEXO I. Estudio de secciones según programa de la campaña 2014.	77
ANEXO J. Estudio de secciones con la sabana del pozo G-07.....	80
ANEXO K. Estudio de secciones con la sabana del pozo G-08.	83
ANEXO L. Estudio de secciones con la sabana del pozo E-10.....	86
ANEXO M. Procedimiento pruebas Clayseal Plus.	89
ANEXO N. Procedimiento pruebas Paxcel HV y Paxcel LV.	92
ANEXO O. Programa de fluidos Moriche Campaña 2015 - Programa de fluidos Moriche campaña 2015	94
ANEXO P. Sabanas Moriche AZ-01, sabanas Moriche BH-08, y sabanas Moriche R-07 respectivamente.....	98
ANEXO Q. Estudio de secciones según programa de la campaña 2015.	110
ANEXO R. Estudio de secciones con la sabana del pozo AZ-01.	113
ANEXO S. Estudio de secciones con la sabana del pozo BH-08.....	115
ANEXO T. Estudio de secciones con la sabana del pozo R-07.	119

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE DISMINUCIÓN DE COSTOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN CAMPO MORICHE*

AUTORES: PAOLA BAYONA MATEUS**
SERGIO BUENO PATARROYO**

PALABRAS CLAVES: Fluidos de perforación, pozos de petróleo, costos, *Lump sum*.

DESCRIPCIÓN:

La caída de los precios del petróleo ha generado un impacto negativo en las compañías del sector de hidrocarburos obligándolas a dirigir esfuerzos hacia la reducción de costos para compensar la difícil situación. Halliburton es una compañía que presta el servicio de fluidos de perforación a la operadora Mansarovar Energy Colombia Ltda, mediante un contrato tipo *Lump Sum*. Durante el inicio de la campaña de perforación del 2014, se presentaron pérdidas en la prestación del servicio, generando baja rentabilidad. Este proyecto tuvo como objetivo reducir costos en la prestación de la ingeniería de fluidos, y para su ejecución se seleccionaron los datos de la campaña 2014 para 3 pozos como caso de estudio, analizándose las cantidades volumétricas, concentraciones, y eficiencia operacional de los fluidos de cada uno de estos pozos, realizando un análisis económico frente al valor pagado por la prestación del servicio en los mismos. Con base a los resultados se concluye la necesidad de reformular un nuevo programa de fluidos contemplando variar las concentraciones de los productos utilizados, con el fin de determinar un fluido de menor costo manteniendo buenos resultados operacionales. Se realizaron pruebas de laboratorio según las normas API para diferentes mezclas, variando las concentraciones de compuestos claves en cada sección, seleccionando un fluido de perforación con menor costo y buen desempeño. Se modificó el programa de fluidos para la nueva campaña 2015, se realizó un nuevo balance económico obteniendo una significativa reducción en las pérdidas y un esquema de perforación con el que se logran ganancias en el contrato.

* Proyecto de Grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería química. Directores: García Sánchez Carlos Eduardo; Bueno Luis Carlos

ABSTRACT

TITLE: COSTS REDUCTION ANALYSIS OF DRILLING FLUIDS IN THE FIELD MORICHE*

AUTHORS: PAOLA BAYONA MATEUS**
SERGIO BUENO PATARROYO**

KEYWORDS: Drilling fluids, oil well, cost, *Lump Sum*.

DESCRIPTION:

The oil price fall has generated a negative impact in the hydrocarbon sector companies, forcing them to direct efforts towards cost reduction to compensate the difficult situation. Halliburton is a company that provides the drilling fluids services to the operating company Mansarovar Energy Colombia Ltda through a Lump Sum contract type. During the beginning of the drilling campaign at 2014 losses in the services delivery were presented which generated low profitability. This project aimed to reduce cost in providing fluid engineering and for its execution data from the 2014 campaign of 3 wells was selected as a case study, analyzing the volumetric quantities, concentrations and operational efficiency of the fluids from each well, performing an economic analysis against the amount paid for the service delivery. Based on the results was concluded the necessity of reformulate a new fluid program contemplating a variation on the used products concentration, in order to determine a fluid with lower cost maintaining the satisfactory operational results. Laboratory tests were performed according to API standards for different mixtures, varying the key compounds concentration in each section, selecting a drilling fluid with lower cost and better performance. The fluids program for the new 2015 campaign was modified, a new economic balance was performed to obtain a significant reduction in losses and a drilling scheme that reach profits in the contract.

* Degree Project

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering. Directors: García Sánchez Carlos Eduardo; Bueno Luis Carlos

INTRODUCCIÓN

Halliburton Company es una empresa estadounidense fundada en 1919, que provee una variedad de servicios y productos a clientes de la industria energética para la exploración, desarrollo, producción de petróleo y gas a nivel mundial. Dentro de su portafolio de servicios cuenta con la sublínea de servicios *Drilling Fluids*, perteneciente a la línea Baroid encargada de la prestación de ingeniería de fluidos de perforación y suministro de productos químicos.

El objetivo de una operación de perforación es la construcción, evaluación y terminación de un pozo para que produzca petróleo y/o gas en forma rentable, en donde el ingeniero de fluidos debe asegurarse de que las propiedades del fluido de perforación sean correctas para un ambiente de perforación específico. A los fluidos de perforación, se les conoce como lodos de perforación, los cuales son una parte clave del proceso de perforación que cuenta con funciones físico-químicas específicas, de acuerdo a la formación que se va a perforar; se componen principalmente por una mezcla de dos fases, una fase líquida o fase continua que puede ser agua, petróleo o emulsión de estos, y una fase sólida o fase dispersa que contiene la mayoría de los aditivos que brindan las propiedades necesarias para una óptima operación[1]. Cada componente del fluido está diseñado para modificar una propiedad específica del fluido de perforación, tales como viscosidad, densidad y, lubricidad, entre otras.

La primera sustancia usada como fluido de perforación fue el agua en el año 1833, que al mezclarse con sólidos de formación formaba lodo aunque no le diera importancia a la mejora de sus propiedades; únicamente se modificaba la proporción de agua de acuerdo a qué tan ‘espeso’ era el material saliente del pozo, desde entonces se estableció el principio de usar un fluido en movimiento

para retirar los recortes. En el año 1901 Pollard y Haggen investigaron el uso de lodos en la perforación de pozos. En 1916, Lewis y Mc Murray definieron el lodo nativo como aquella mezcla de agua con algún material arcilloso, esta mezcla permanecía en suspensión por un tiempo considerable. La historia moderna de la perforación empezó en 1921 con Stroud, quien realizó un control de propiedades de los lodos a través del uso de aditivos químicos. En 1922 se experimentó con un nuevo aditivo: la barita, con el fin de solucionar los problemas de viscosidad y resistencia de gel (Ver **Anexo A**); a raíz de esto se generaron investigaciones en la búsqueda de aditivos que funcionaran en ciertos objetivos. En 1929 se descubrió que la arcilla bentonítica con respecto a la barita, presentaba ventajas en la viscosidad y control de filtrado en la formación. En 1930 comienza el desarrollo de coloides orgánicos para la mejora del filtrado como el almidón de maíz, la carboxi-metil celulosa, y para la disminución y control de la viscosidad otros como los fosfatos no hidratados. En 1937 Parsons menciona el uso de estabilizadores y pH en los fluidos de perforación. En esta época se diseñan compuestos y mezclas con precaución para satisfacer necesidades específicas teniendo en cuenta las condiciones de perforación. “Los fluidos de perforación modernos son realmente un elemento vital para el pozo. Los pozos profundos actuales no podrían existir sin ellos”. [2]

Actualmente, el bajo crecimiento económico mundial y la inesperada sobreoferta de petróleo en el mercado, que ha causado una caída de aproximadamente un 40 % en el precio del petróleo, han afectado considerablemente a los países productores y ha golpeado al sector energético, obligando a las compañías a reevaluar millonarios proyectos y reducir costos [3]. Halliburton presta el servicio de fluidos de perforación a la operadora Mansarovar Energy Colombia Ltda., la cual cuenta con un contrato *Lum Sump* para prestar ingeniería de fluidos. Este contrato consiste en un precio cerrado e igual para todos los pozos, por lo que no está exento de riesgos debido a que los pozos presentan diferentes necesidades, pudiendo llevar a baja rentabilidad e incluso a pérdidas en la prestación del

servicio. Durante el inicio de la campaña 2014 se perforaban en promedio 3 pozos mensuales con 3 taladros (MECL 1, MECL 2 y MECL 3). Los pozos realizados se perforaban en dos secciones denominadas según el diámetro del hueco: una sección inicial 12 ¼", y una llamada 8 ½", que comprende dos zonas (A y B), las cuales atraviesan en zonas intermedias formaciones arcillosas y terminan en formaciones de arenas productoras. Para las secciones anteriormente mencionadas se utilizan 4 tipos de fluidos, que en orden de uso son: *Spud Mud*, *Polímero*, *Polímero N* y *Salmuera de completamiento*.

El presente proyecto contempla los parámetros más relevantes en la perforación de pozos desde el punto de vista del fluido, estos parámetros se ven directamente afectados por el programa de fluidos, el cual define las concentraciones a utilizar en campo. De este modo se realizará una selección de los productos químicos que afectan directamente dichos parámetros específicos. De acuerdo a lo anterior se hace necesaria una recopilación de datos, seleccionando 3 pozos como caso de estudio para realizar un análisis global que comprenda: cantidades volumétricas, concentraciones, y rendimiento operacional, en los cuales se evaluarán los costos variables, y costos fijos. Se realizarán pruebas de laboratorio API variando las concentraciones de compuestos clave en cada sección de la perforación y se seleccionará la dosificación que presente mejores resultados operacionales.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- ✓ Realizar un análisis de disminución de costos en la prestación del servicio de fluidos de perforación en Campo Moriche, determinando entre diferentes opciones estudiadas el fluido que presente mejor eficiencia, y calidad operacional con el menor costo.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Realizar un balance económico entre el programa de fluidos utilizado y el historial de consumo económico para 3 pozos como caso de estudio.
- ✓ Seleccionar y determinar el efecto sobre las propiedades del fluido de productos clave en la formulación, teniendo en cuenta aquellos que se utilizan en mayor cantidad y que presentan mayores costos.
- ✓ Proponer diferentes modificaciones en la formulación de los fluidos de perforación, y evaluar experimentalmente las propiedades de las composiciones propuestas.
- ✓ Realizar un análisis económico para 3 pozos como caso de estudio, aplicando las nuevas concentraciones sugeridas para el fluido de perforación.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación es un fluido con propiedades fisicoquímicas conferidas por los diferentes compuestos que lo conforman (anticorrosivos, inhibidores, viscosificantes, entre otros) para dar operatividad a la sección a perforar. En la industria petrolera se encuentran fluidos de perforación en agua, aire o gas, combinaciones de agua y aceite con diferentes composiciones de sólidos. Estos fluidos deben mantener estable la formación de la sección perforada para asegurar el éxito en la perforación, y para esto deben ser inertes a las contaminaciones de sales solubles o minerales, además de inmune al desarrollo de bacterias, para que de este modo se cumpla con las exigencias litológicas de la zona de interés y se garantice la seguridad y rapidez del proceso de perforación.

2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las propiedades de un fluido de perforación varían según su función preestablecida por las necesidades litológicas de la zona a perforar. Para garantizar el mantenimiento de las mismas es necesario tomar muestras de lodo continuas, y realizar ajustes durante el avance en la construcción del pozo, con el fin de obtener un fluido óptimo de acuerdo a la formación perforada. Con base en lo anterior, se tienen en cuenta propiedades físicas y químicas que reflejan los parámetros de evaluación más relevantes de un fluido, y son afectadas directamente mediante la adición de productos químicos para la modificación específica de cada una de dichas propiedades. Las **Figuras 1 y 2** muestran estas

propiedades, y una descripción detallada de las mismas se encuentra en el **Anexo A**.

Figura 1. Propiedades físicas de los fluidos de perforación.



Figura 2. Propiedades químicas de los fluidos de perforación.



2.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las funciones describen las tareas que los fluidos de perforación desempeñan. El orden de importancia varía según las condiciones del pozo y las operaciones que se están llevando a cabo. En el **Anexo B** se pueden ver con detalle las funciones más comunes de los lodos de perforación.

Figura 3. Funciones de los fluidos de perforación.

Retirar los recortes del pozo	Controlar las presiones del subsuelo	Suspender los recortes	Sellar formaciones permeables	Mantener la estabilidad del pozo	Evitar los daños al yacimiento
Refrescar, lubricar, y apoyar a soportar la broca y conjunto de perforación	Transmitir energía hidráulica a herramientas y la broca	Garantizar la adecuada evaluación a la formación	Controlar la corrosión	Facilitar la cementación y el completamiento	Minimizar el impacto al medio ambiente

2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los lodos se clasifican según la variedad de fluidos que tienen como objetivo satisfacer las necesidades de cada operación; ésta se da según la fase continua o base: lodos base agua, lodos base aceite, fluidos neumáticos, y lodos sintéticos.

En el **Anexo C** se puede observar con detalle una clasificación de los fluidos.

2.5. DESCRIPCIÓN, PROPIEDADES, Y FUNCIONES DE LOS FLUIDOS EN CAMPO MORICHE.

Algunas generalidades de Campo Moriche, relacionadas con su historia, su localización, su marco geológico, su estructura geológica, su geología del petróleo y su historial de producción, se presentan en el **Anexo D**. La descripción, propiedades y funciones de los fluidos de perforación usados por Baroid fluid services – Halliburton latín américa s.a en Campo Moriche se encuentran en el **Anexo E**. El sistema de fluidos utilizado junto a sus respectivos compuestos, por secciones a perforar en esta empresa se encuentra en el **Anexo F**.

Durante el inicio de la campaña de perforación del 2014 en Campo Moriche se realizaron trabajos de perforación de pozos diseñados geo-mecánicamente en dos fases, una llamada 12 ¼” que corresponde al hueco superficial, y una llamada 8

½” que comprende dos zonas A y B, las cuales atraviesan en zonas intermedias formaciones arcillosas y terminan en formaciones de arenas productoras. Esta campaña comprende también la posibilidad de reutilizar fluidos de perforación para el inicio de otro pozo, de tal forma que el último fluido utilizado para perforar formaciones productoras, se pueda reutilizar en el inicio de la sección de 12 ¼”, luego de acondicionarlo bajo parámetros reológicos y de densidad requeridos para perforar este intervalo. Después de realizar la revisión histórica en la campaña, se determinó la cantidad volumétrica regular utilizada para perforar, la cual se encuentra en el **Anexo G**.

2.6 TRABAJOS PREVIOS

Maldonado. Ángela, en 2006 evaluó sistemas de lodos base agua de alto rendimiento, desarrollados por la compañía Baroid Halliburton e implementada en otros campos del mundo que han dado muy buenos resultados desde el punto de vista de inhibición de arcillas, además de compararlos con el rendimiento del lodo base aceite, desarrollando este trabajo mediante pruebas de laboratorio como hinchamiento lineal, tiempo de succión capilar y dispersión de arcillas , para así obtener la formulación óptima para reducir costos de operación e impactos ambientales [4].

Villamizar. A, en 2010 Planteo una nueva metodología con la cual se pueda determinar el hinchamiento lineal directamente en cortes de perforación mediante la utilización de *strain gages*; para llegar a seleccionar adecuadamente los mejores inhibidores para las zonas de interés, permitiendo disminuir problemas en la perforación y tener una respuesta en menor tiempo de comportamiento entre las secciones de alto contenido de lutitas y el fluido de perforación seleccionado aumentando la estabilidad del pozo [5].

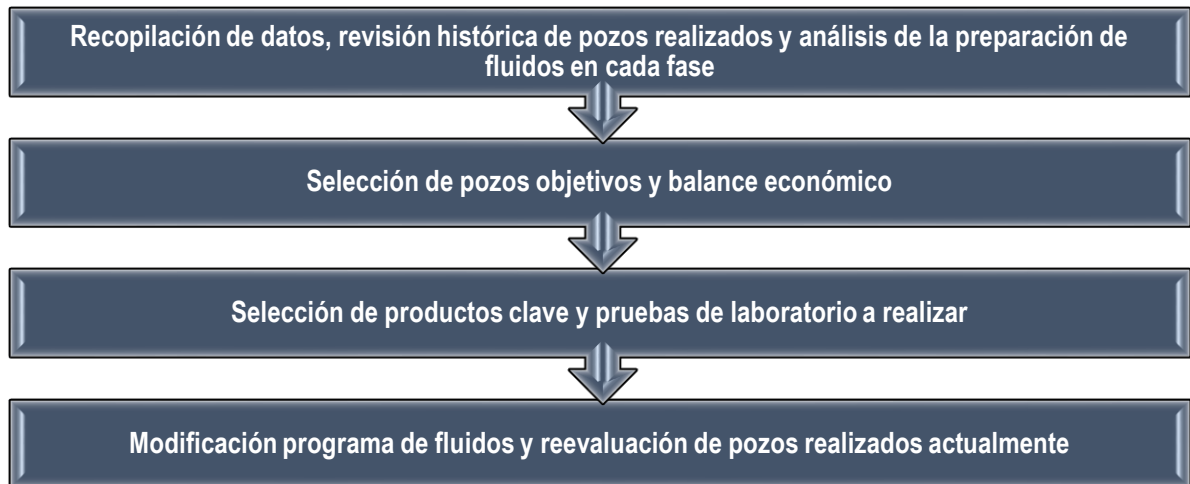
García Andrea, en 2008 evaluó y determino el mejor fluido de perforación en la zona 8 ½” de los pozos de campo Velásquez que mantenga la estabilidad de formaciones arcillosas, generando el menor daño a la formación productora, mediante pruebas básicas API, variando las concentraciones de los productos del fluido. Generando un fluido mejorado que atenuara el impacto ambiental por ser fluidos base agua, ahorrando costos de operación, tratamiento de lodo y disposición de sólidos [6].

Buitrago. D, Velandia. J, en 2009 evaluaron el daño causado por el lodo a la formación de arcillas que genera inestabilidad en las paredes de los pozos durante el proceso de perforación. Para reducir este problema se estudió la inhibición que se debe tener en cuenta para este problema, se caracterizó una estructura clara de los fluidos de formación y lodo de perforación, y se simuló la reacción lodo-arcilla, la cual permitió evaluar el daño inducido por el lodo [7].

Robledo. J, en 2012 analizo un mejor rendimiento para hacer una mejor selección en los fluidos de perforación satisfaciendo los requerimientos al realizar los trabajos de perforación de pozos a bajos costos de inversión. A partir de los datos y experiencias que les proporciona los pozos de correlación que anteriormente se han perforado. Evaluando los datos reales de todas las partes del proceso de perforación, se tiene que realizar el trabajo en conjunto con un grupo de especialistas en las diversas disciplinas que intervienen en todo el proceso de perforación, logrando una sinergia, enfocado a mejorar la calidad de los trabajos, reducir los tiempos de las etapas de perforación y disminuir los costos de los diversos bienes y servicios empleados, para así lograr optimizar las operaciones que se realizan [8].

3. METODOLOGIA

Figura 4. Secuencia de la metodología.



3.1. RECOPIACIÓN DE DATOS, REVISIÓN HISTÓRICA DE POZOS REALIZADOS Y ANÁLISIS DE LA PREPARACIÓN DE FLUIDOS EN CADA FASE

Se realizaron cinco visitas programadas a Halliburton, por medio de las cuales se obtuvo información acerca de la problemática. En estas reuniones se revisaron datos históricos de pozos perforados en el segundo trimestre del 2014; se determinó que durante este periodo de inicio de la prestación del servicio no se tenía margen de ganancia en el proyecto.

Se obtuvieron datos del programa de fluidos diseñado desde el laboratorio con procedimientos y recomendaciones para el servicio de fluidos de perforación del área en la referencia. En este programa se encuentran datos de pozos cercanos,

cálculos, requerimiento de materiales y volúmenes. (Ver **Anexo E**). De la misma manera se obtuvieron sabanas de productos químicos, las cuales indicaban el consumo de productos químicos por pozo. (Ver **Anexo H**). Para hallar los costos fijos y los costos variables, se proporcionó un esquema de costos en donde se encuentran los parámetros variables como lo son las cantidades de productos utilizados por pozo en la construcción del fluido de perforación y precios de los mismos. También se encuentran los costos fijos de ingeniería como la prestación de los profesionales o ingenieros necesarios en el pozo y el transporte o herramientas necesarias para cumplir la prestación del servicio.

3.2. SELECCIÓN DE POZOS DE ESTUDIO Y BALANCE ECONÓMICO

Con base en la información recopilada, se estudiaron los datos de consumo por pozo para la perforación de la campaña 2014, la cual tenía un plan de fluidos diseñado, donde todos los pozos de estudio debían cumplir todos los parámetros concebidos en el mismo. Con base en lo anterior y teniendo en cuenta la regularidad de los pozos, se seleccionaron 3 pozos como caso de estudio los cuales fueron: Moriche G-07, Moriche G-08 y Moriche E-10, con el fin de observar el comportamiento en cuanto a consumo, costo y eficiencia operacional.

Se realizó el balance económico de los pozos anteriormente mencionados durante el periodo abril-mayo del 2014 en condiciones no rentables para la perforación en Campo Moriche donde se analizaron los costos variables, fijos y costo total del pozo. Se propuso hacer un estudio de comparación de costos teniendo en cuenta el programa de fluidos como base y las cantidades volumétricas utilizadas regularmente, y el costo reflejado en sabanas de consumo para los tres pozos, comparándolo con el precio o pago por pozo, obteniendo las pérdidas generadas por la baja rentabilidad de la prestación de ingeniería de fluidos.

3.3. SELECCIÓN DE PRODUCTOS CLAVE Y PRUEBAS DE LABORATORIO A REALIZAR

Los productos clave se seleccionaron de acuerdo al historial de consumo de la campaña realizada en el 2014, teniendo en cuenta aquellos productos de mayor cantidad en uso y costo. Para esto se realizó una revisión de las sabanas de consumo de los pozos seleccionados y las cantidades utilizadas. Se realizaron pruebas de desempeño de acuerdo a la funcionalidad del producto seleccionado. Teniendo en cuenta el manual de fluidos de Baroid-Halliburton, el cual indica los procedimientos específicos para determinar el desempeño de las propiedades reflejadas del producto, bajo las normas API.

3.4. MODIFICACIÓN PROGRAMA DE FLUIDOS Y REEVALUACIÓN DE POZOS REALIZADOS ACTUALMENTE

Se realizó una modificación de las concentraciones de los productos químicos clave en el programa de fluidos. Esta modificación se implementó de acuerdo a los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio con los productos clave.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. BALANCE ECONÓMICO POZOS ANTIGUOS

Con base en la información recopilada se analizaron los costos (en dólares - USD) variables, fijos y totales del pozo para la perforación de la campaña 2014.

4.1.1. Costos variables. Los costos variables incluyen los costos de los productos químicos utilizados en la preparación del fluido de perforación en campo. Se calcularon los costos por sección según programa, y los costos por sección en los pozos seleccionados (Moriche G-07, Moriche G-08 y Moriche E-10). Los cálculos detallados se presentan en los **Anexos I, H, J y K** respectivamente.

✓ Costos por sección según programa

Los costos de las secciones, es decir los costos variables calculados según el programa, tienen un valor total de: **13514,81 USD**. Para este cálculo se usaron las concentraciones máximas de cada uno de los compuestos correspondientes a cada sección.

✓ Costos por sección del pozo G-07

Los costos variables calculados según la sabana de consumo del pozo G-07, tienen un valor total de: **13300,19 USD**.

✓ Costos por sección del pozo G-08

Los costos calculados según la sabana de consumo del pozo G-08, tienen un valor total de: **10368,70 USD**.

✓ Costos por sección del pozo E-10

Los costos calculados según la sabana de consumo del pozo E-10, tienen un valor total de: **11201,02 USD**.

De acuerdo a los costos calculados anteriormente se obtiene un costo global de las secciones por pozo en dólares (USD), los cuales se observan en la siguiente tabla:

Tabla 1. Costo global por pozo.

SECCIONES	PROGRAMA	G-07	G-08	E-10
Sección 12 ¼"	872,63	673,77	424,22	454,78
Sección 8 ½" A	2298,05	2493,76	1930,78	1831,73
Sección 8 ½" B	4525,48	3187,15	2586,06	3210,00
Sección fluidos de completamiento	5818,65	6945,51	5427,65	5704,51
Costo variable o costo por secciones	13514,81	13300,20	10368,70	11201,02
Costo total de secciones para 3 pozos (G-07, G-08, E-10)	34869,91 USD			

En la tabla 1 se puede observar que el costo total de secciones para 3 pozos (G-07, G-08, E-10) es de **34869,91 USD**. Se observa que el costo variable de los pozos seleccionados, es similar y menor al costo calculado según el programa de fluidos, el cual es hallado con las concentraciones máximas.

4.1.2. Costos fijos. La **Tabla 2** detalla los costos fijos del proyecto para tres pozos en la campaña 2014, cuyo total es **98985,03 USD**. Estos costos incluyen:

- **El costo de labor total** comprende los costos de la ingeniería para 12 ingenieros asignados al proyecto, los Técnicos de Floculación / Filtración, Patieros, y los cargos indirectos de administración.

- **El costo de los viajes y entretenimiento** lo comprenden los costos del transporte terrestre de ingenieros, el transporte aéreo de ingenieros, camioneta de campo y cuentas de gastos.
- **El costo de los equipos e instalaciones** comprende los costos de la caseta del laboratorio, filtración / floculación, y las instalaciones (almacén).
- **Los costos de los materiales y suministros** comprende los viajes de química adicionales, la movilización y desmovilización de la caseta, devolución de residuos, caseta dormitorio, casino y otros.
- **Los costos de las cargas / procesamiento gastos relacionados** comprende el valor de los computadores, mantenimiento, entre otros.
- **Otros gastos** comprenden los impuestos, y otros.

Tabla 2. Costos fijos para tres pozos campaña 2014.

Costo de labor total	61406,31 USD
Viajes y entretenimiento	8708,17 USD
Equipos e instalaciones	8347,83 USD
Materiales y Suministros	10722,36 USD
Cargas / Procesamiento Gastos relacionados	612,52 USD
Otros gastos directos	9187,83 USD
Total costos fijos	98985,03 USD

Tabla 3. Comparación de costos campaña 2015 según contrato *Lum Sump* Halliburton.

	Pozo G-07	Pozo G-08	Pozo E-10
Costo Sección 12 ¼"	673,77 USD	424,22 USD	454,78 USD
Costo Sección 8 ½" A	2493,76 USD	1930,78 USD	1831,73 USD
Costo Sección 8 ½" B	3187,15 USD	2586,06 USD	3210,00 USD
Sección Fluidos de Completamiento	6945,51 USD	5427,65 USD	5704,51 USD
Total costo variable para cada pozo	13300,19 USD	10368,70 USD	11201,02 USD
Total costos variables para 3 pozos	34869,91 USD		
Total costos fijos para 3 pozos	98985,03 USD		
Costos operativos calculados de los 3 pozos	133854,93 USD		
Pago de 1 pozo Halliburton	34029 USD		
Pago de los 3 pozos en Halliburton	102087 USD		
Balance para los 3 pozos estudiados	-31767,93 USD		

4.1.3. Comparación de costos. La **Tabla 3** muestra la comparación de costos en dólares para los 3 pozos según programa y sabanas de consumo, con el pago para 3 pozos según contrato *Lum Sump* Halliburton. Se puede observar que perforando tres pozos al mes se obtienen pérdidas por **31767,93 USD**; esto demuestra la necesidad de una mejora en la dosificación de productos y concentraciones utilizadas, buscando un margen de ganancias sin afectar la eficiencia operacional.

Durante el inicio de la campaña 2014, la cual comenzó en abril, se comenzó perforando con 3 taladros de la compañía operadora, realizando 3 pozos mensuales mientras se alcanzaba la curva de aprendizaje, la cual abarcaba el acople del personal de perforación, logística, personal de todos los servicios de

perforación, movimiento de equipos y afinidad con los días de perforación según el programa. Posteriormente se llegó a perforar 7 pozos mensuales, y luego 8 tras la incorporación de otro taladro. Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente y suponiendo un costo de un pozo hipotético de valores promedio de los 3 pozos analizados, se obtienen los costos mostrados en la Tabla 4 para 8 pozos realizados en la maduración de la campaña, con un precio de dólar de 2300 pesos y un pago por pozo de 34029 USD. Se observa que durante el inicio de la campaña se obtuvieron pérdidas, pero al perforar 8 pozos al mes se obtuvieron ganancias de **63926,64 USD**.

Tabla 4. Comparación de pozos campaña 2014

POZOS	Costo	Costo según	Pérdidas o
1 Pozo	-	34029 USD	-
3	133854,93 USD	102087 USD	-31767,93 USD
4	148745,02 USD	136116 USD	-12629,02 USD
5	163635,11 USD	170145 USD	6509,89 USD
6	178525,19 USD	204174 USD	25648,81 USD
7	193415,28 USD	238203 USD	44787,72 USD
8	208305,36 USD	272232 USD	63926,64 USD

4.2. SELECCIÓN DE PRODUCTOS CLAVE

4.2.1. Clayseal Plus. Los datos recopilados de los costos y el historial de consumo indican que el primer producto clave es el Clayseal Plus, pues es uno de los más costosos y utilizados en mayor cantidad. El desempeño de los inhibidores se prueba con el hinchamiento lineal [5], que mide el porcentaje de hinchamiento en el tiempo, de acuerdo a concentraciones seleccionadas (ver **Anexo M**). La **Tabla 5** muestra las composiciones de 4 fluidos diferentes, que diferían en la

concentración de Clayseal Plus, y la **Figura 6** presenta el resultado de las pruebas de hinchamiento lineal a los 4 fluidos mencionados.

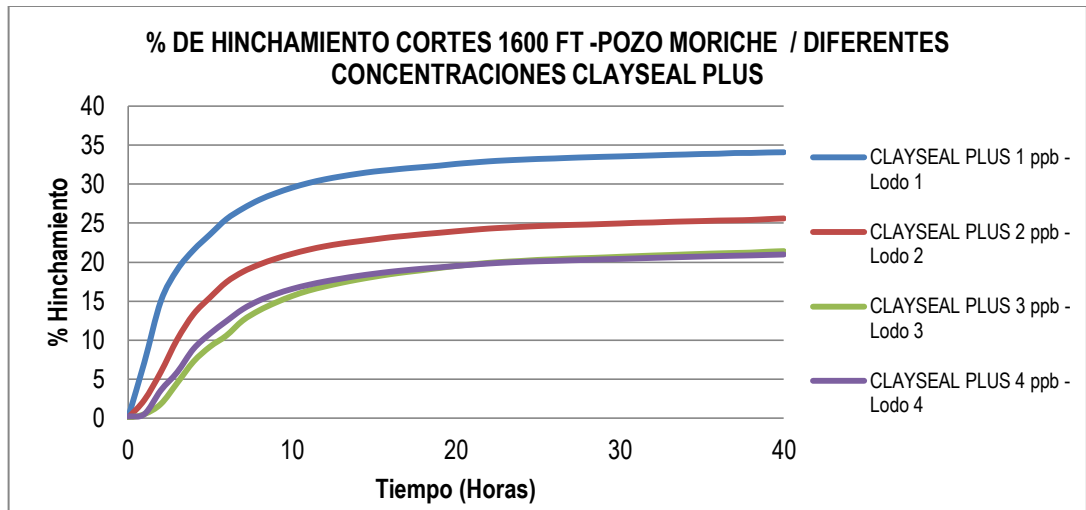
Tabla 5. Cantidades de los compuestos-pruebas hinchamiento lineal

COMPONENTE	LODO 1 (lpb)	LODO 2 (lpb)	LODO 3(lpb)	LODO 4(lpb)
BARAZAN D PLUS	0,5	0,5	0,5	0,5
PAXCELL LV	1,5	1,5	1,5	1,5
PAXCELL HV	0,5	0,5	0,5	0,5
BARACARB 50	8	8	8	8
BARACARB 25	2	2	2	2
CLAYSEAL PLUS	1	2	3	4

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Se puede observar que entre las concentraciones estudiadas, el mayor porcentaje de hinchamiento se obtiene con la concentración más baja de Clayseal Plus; también se observa que a concentraciones mayores de 3 lpb el comportamiento del producto no varía, por consiguiente el uso de mayores concentraciones no incrementa el desempeño del producto en la formación. El porcentaje de hinchamiento de un fluido de 2 y 3 lpb son similares y menores al 30% recomendable [6], por esta razón se determina la concentración de 2 lpb como la óptima en términos de relación desempeño-costos, sin presentar diferencias significativas a nivel eficiencia operacional.

Figura 5. Respuesta de Porcentaje de hinchamiento en pruebas realizadas



Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

4.2.2. Paxcel HV y Paxcel LV. El segundo producto objetivo fue el controlador de filtrado, ya que también tiene un costo mayor respecto a los otros productos en el fluido de perforación, y es utilizado en grandes cantidades.

Se realizó la preparación y montaje de 4 tipos de fluidos, que difieran en las concentraciones de controladores de filtrado expresadas en el programa de fluidos, buscando la dosificación óptima entre los dos productos utilizados: PAXCEL HV de alto peso molecular y PAXCEL LV de bajo peso molecular, ambos modificadores reológicos. Se realizaron pruebas de filtrado y reológicas API para determinar el mejor comportamiento y determinar la mejor opción de concentración. En el **Anexo N** se pueden observar detalladamente como se llevaron a cabo estos experimentos. Para la construcción del fluido de perforación se tuvo en cuenta los parámetros a cumplir en el programa de fluidos, tales como: densidad variable debido a considerar el incremento de la misma durante la perforación, cantidad de filtrado permitido, simulación de ripio o sólidos aportados por el pozo en el fluido, y mejores condiciones reológicas. La concentración de los fluidos se presenta en las **Tablas 8, 9, 10, y 11.**

Para la variación de las concentraciones de controlador de filtrado se tienen en cuenta dos formulaciones, una con densidad de 9 y 9.2 libras por galón (ppg) con el fin de tener en cuenta el efecto de aumento de densidad mientras se perfora a través de las zonas litológicas.

Tabla 6. Concentraciones de los productos en el fluido 1 para realizar pruebas de filtrado y reológicas API.

FLUIDO No 1			
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (lpb) a una densidad de 9,0 ppg	COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (lpb) a una densidad de 9,2 ppg
BARAZAN D PLUS	0,5	BARAZAN D PLUS	0,5
PAX CELL HV	0,5	PAX CELL HV	0,5
PAX CELL LV	0,5	PAX CELL LV	0,5
SODA CAUSTICA	0.1	SODA CAUSTICA	0,1
CLAY SEAL	2	CLAY SEAL	2
BARACARB DF 50	10	BARACARB DF 50	13
BARACARB DF 25	40	BARACARB DF 25	52

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 7. Concentraciones de los productos en el fluido 2 para realizar pruebas de filtrado y reológicas API.

FLUIDO No 2			
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (ppb) a una densidad de 9,0 ppg	COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (ppb) a una densidad de 9,2 ppg
BARAZAN D PLUS	0,5	BARAZAN D PLUS	0,5
PAX CELL HV	1	PAX CELL HV	1

FLUIDO No 2			
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (ppb) a una densidad de 9,0 ppg	COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (ppb) a una densidad de 9,2 ppg
PAX CELL LV	1	PAX CELL LV	1
SODA CAUSTICA	0,1	SODA CAUSTICA	0,1
CLAY SEAL	2	CLAY SEAL	2
BARACARB DF 50	10	BARACARB DF 50	13
BARACARB DF 25	40	BARACARB DF 25	52

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 8. Concentraciones de los productos en el fluido 3 para realizar pruebas de filtrado y reológicas API.

FLUIDO No 3.			
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (ppb) a una densidad de 9,0 ppg	COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (ppb) a una densidad de 9,2 ppg
BARAZAN D PLUS	0,5	BARAZAN D PLUS	0,5
PAX CELL HV	1,5	PAX CELL HV	1,5
PAX CELL LV	1	PAX CELL LV	1
SODA CAUSTICA	0,1	SODA CAUSTICA	0,1
CLAY SEAL	2	CLAY SEAL	2
BARACARB DF 50	10	BARACARB DF 50	13
BARACARB DF 25	40	BARACARB DF 25	52

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 9. Concentraciones de los productos en el fluido 4 para realizar pruebas de filtrado y reológicas API.

FLUIDO No 4.			
COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (ppb) a una densidad de 9,0 ppg	COMPONENTE	CONCENTRACIÓN (ppb) a una densidad de 9,2 ppg
BARAZAN D PLUS	0,5	BARAZAN D PLUS	0,5
PAX CELL HV	1,5	PAX CELL HV	1,5
PAX CELL LV	1	PAX CELL LV	1
SODA CAUSTICA	0,1	SODA CAUSTICA	0,1
CLAY SEAL	2	CLAY SEAL	2
BARACARB DF 50	10	BARACARB DF 50	13
BARACARB DF 25	40	BARACARB DF 25	52
REV DUST	7	REV DUST	7

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Se logró construir las formulaciones de los fluidos postuladas con base de 9 y 9,2 ppg para simular las condiciones de densidad a la cual se realiza la perforación, además de considerar los sólidos aportados por el pozo, con el producto REV DUST. En la **Tabla 10** se muestran los resultados de las pruebas reológicas y de filtrado API.

Tabla 10. Resultados pruebas reológicas y filtrado.

Propiedades del fluido	Fluido No. 1		Fluido No. 2		Fluido No. 3		Fluido No. 4	
	9,0 ppg	9,2 ppg	9,0 ppg	9,2 ppg	9,0 ppg	9,2 ppg	9,0 ppg	9,2 ppg
Reología @120°F								
600 rpm	16	17	25	26	26	28	28	30
300 rpm	12	12	18	19	18	20	19	21

Propiedades del fluido	Fluido No. 1		Fluido No. 2		Fluido No. 3		Fluido No. 4	
VP (cp)	4	5	7	7	8	8	9	9
YP (lb/100 ft ²)	8	7	11	12	10	12	10	12
Filt. API 30 min, ml	24	25	16,8	14,2	10,2	9,4	8	7,3

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Se determinó que el fluido número 3 presenta una mejora significativa en el control de filtrado al incremento de 0,5 lpb de PAX CELL HV, y considerando el fluido número 4 el cual contiene los sólidos aportados por el pozo, se obtiene un valor de filtrado más real en condiciones de operación de 7,3 ml, permitido según el programa de fluidos el cual es de 7,5 ml máximo en la sección 8 ½ A (ver **Anexo E**) lo cual significa que la reducción en la concentración de este producto es totalmente viable e impactaría positivamente los costos en cuanto a preparación y mantenimiento del mismo.

También se puede observar en estos resultados un aporte reológico importante, como se refleja en $Y_p = 12 \frac{\text{lb}}{100 \text{ ft}^2}$ y $V_p=9$ cp, los cuales representan incrementos en la capacidad del fluido para limpiar el pozo, pues según programa el $Y_p = \frac{15-22 \text{ lb}}{100 \text{ ft}^2}$, $V_p=10-17$ cp (ver **Anexo E**), por consiguiente se necesitará menor cantidad de producto viscosificante utilizado para aumentar dicha capacidad. Las pruebas realizadas excluyen el producto DEXTRID debido a que se utilizaban cantidades excesivas en campo y se evidenciaba poco efecto en su funcionalidad, luego del inicio de la campaña fue descartado, y se centró la atención en la dosificación de los productos paralelos como PAXCEL LV y HV.

4.3. BALANCE ECONÓMICO POZOS NUEVOS

Dando continuidad a los resultados de laboratorio y a las nuevas concentraciones óptimas encontradas según las pruebas realizadas en base a procedimientos API, se modificó el programa de fluidos de perforación (ver **Anexo O**). Se procedió a analizar los costos variables, fijos y costo total del pozo para la perforación de la campaña 2015. Todos los costos están en dólares (USD).

Se seleccionaron 3 pozos como caso de estudio perforados entre mayo y junio 2015, los cuales fueron MORICHE AZ-01, Moriche BH-08, y Moriche R-07, teniendo en cuenta que la operadora incorporó un nuevo esquema de completamiento mecánico para esta campaña, el cual consiste en realizar una sección de 6 1/8 in en vez de la de 8 ½ in, debido a problemas de escurrimiento de cemento en la cementación de la sección 8 ½ A, y al cambio de dimensión de revestimiento de completamiento. Esto tuvo un impacto positivo en los volúmenes utilizados en el fluido de perforación para las secciones B y de completamiento, los cuales fueron considerados para el siguiente balance económico. Por otra parte, debido a la crisis presentada desde finales del 2014, la operadora decide reducir en un 15 % el pago por pozo a Halliburton para la campaña 2015; es decir, se modificó el contrato de la prestación de servicios de ingeniería de fluidos de un pago por pozo de **36228,2 USD** a **30794 USD**.

Cabe resaltar que luego de la implementación de la modificación de las concentraciones de productos, se observa una excelente eficiencia del fluido de perforación, reflejado en cero npt (tiempo no productivo), buenos resultados en simulaciones hidráulicas, efectiva estabilidad del pozo y ningún problema operacional desde el punto de vista del fluido.

4.3.1 Costos variables. Se evaluaron los costos variables del programa, y de cada uno de los tres pozos de estudio. El cálculo detallado se puede consultar en los **Anexos P, Q, R, S, y T.**

✓ Costos por sección según programa nuevo 2015

El costo variable total calculado para el programa nuevo es de **11638,75 USD**; para este cálculo se usó las concentraciones máximas para cada uno de los compuestos, correspondientes a cada sección.

✓ Costos por sección del pozo AZ-01

El costo total calculado para el pozo AZ-01 fue de **8639,47 USD.**

✓ Costos por sección del pozo BH-08

El costo total calculado para el pozo AZ-01 fue de **\$ 8343,02 USD.**

✓ Costos por sección del pozo R-07

El costo total calculado para el pozo R-07 fue de **\$ 10389,90 USD.**

En la **Tabla 11** se encuentran los costos variables para cada pozo, y finalmente los costos operativos calculados para los 3 pozos. Se observa que el costo de los pozos seleccionados es ligeramente menor al costo calculado según el programa de fluidos, el cual es hallado con las concentraciones máximas.

Tabla 11. Costos globales por pozo.

SECCIONES	PROGRAMA	AZ-01	BH-08	R-07
Sección 12 ¼"	870,50 USD	715,06 USD	430,25 USD	414,19 USD
Sección 8 ½" A	1901,52 USD	2391,15 USD	696,96 USD	3306,93 USD
Sección 8 ½" B	3034,83 USD	4163,70 USD	3420,1 USD	1691,99 USD

Sección fluidos de completamiento	5831,90 USD	1369,57 USD	3795,8 USD	4976,80 USD
Total de secciones	11638,75 USD	8639,47 USD	8343 USD	10389,90 USD
Costo total de secciones para 3 pozos (AZ-01, BH-08, R-07)	27372,39 USD			

4.3.2. Costos fijos. El pago por pozo a Halliburton quedó establecido \$ 30794, y se tomó un promedio del valor del dólar para mayo-junio 2015 de 2567 pesos. La **Tabla 12** presenta los costos fijos en dólares del proyecto para tres pozos según la campaña 2015, con un total de **88777,03 USD**.

Tabla 12. Costos fijos para tres pozos en la campaña 2015.

Labor total	55019,29 USD
Viajes y entretenimiento	7802,42 USD
Equipos e instalaciones	7479,55 USD
Materiales y Suministros	9607,1 USD
Cargas / Procesamiento Gastos relacionados	554,29 USD
Otros costos	8314,38 USD
Total costos fijos	88777,03 USD

4.3.3 Comparación de costos. La **Tabla 13** muestra la comparación de costos en dólares para los 3 pozos nuevos según programa y sabanas, con el pago para 3 pozos según contrato Lum Sump Halliburton en la campaña 2015. Se puede observar que si se perforan sólo tres pozos al mes siguen presentándose pérdidas por 23767,42 USD; sin embargo, la pérdida es menor comparada con la obtenida en los pozos antiguos (que era de 31767,93 USD). Esta disminución en costos es debida a la modificación de los productos, cuya diferencia es de 8001 USD.

Considerando la actividad de perforación en la nueva campaña realizada en el 2015, se encuentran datos actuales promedios de 4 a 5 pozos realizados en el

mes; teniendo en cuenta el análisis realizado anteriormente y suponiendo un costo de un pozo hipotético de valores promedio, se obtiene un margen de ganancias mostrado en la **Tabla 14**. Se observa que durante el inicio de la campaña 2015, mientras se realizaba la curva de aprendizaje se obtuvieron pérdidas al llegar a perforar solo 3 pozos mensuales, pero tras superar la misma consiguen ganancias de \$ 32373,51 perforando 6 pozos al mes.

Tabla 13. Comparación de costos en tres pozos campaña 2015 según contrato Lum Sump Halliburton.

	Pozo AZ-01	Pozo BH-08	Pozo R-07
Costo Sección 12 ¼"	715,06 USD	430,25 USD	414,19 USD
Costo Sección 8 ½" A	2391,15 USD	696,96 USD	3306,93 USD
Costo Sección 8 ½" B	4163,7 USD	3420,05 USD	1691,99 USD
Sección Fluidos de Completamiento	1369,57 USD	3795,75 USD	4976,8 USD
Total costo variable para cada pozo	8639,47 USD	8343,02 USD	10389,90 USD
Total costos variables para 3 pozos	27372,39 USD		
Total costos fijos para 3 pozos	88777,03 USD		
Costos operativos calculados de los 3 pozos	116149,42 USD		
Pago de 1 pozo Halliburton	30794 USD		
Pago de los 3 pozos en Halliburton	92382 USD		
Balance para los 3 pozos estudiados	-23767,42 USD		

Tabla 14. Comparación de pozos campaña 2015.

POZOS	Costo Calculado	Cantidad pagada por pozo en Halliburton	Balance
1 Pozo	-	30794 USD	-
3 Pozos	116149,42 USD	92382 USD	-23767,42 USD
4 Pozos	128229,78 USD	123176 USD	-5053,78 USD
5 Pozos	140310,14 USD	153970 USD	13659,86 USD
6 pozos	152390,49 USD	184764 USD	32373,51 USD

5. CONCLUSIONES

- ✓ Se realizó el balance económico para 3 pozos seleccionados durante el inicio de la campaña 2014, de los cuales se observa que durante la curva de aprendizaje se obtuvieron pérdidas de 31767,93 USD.
- ✓ Se realizó con éxito la selección de productos clave teniendo la revisión de las cantidades utilizadas y los costos involucrados.
- ✓ Se seleccionó un fluido de perforación que se adapta a las condiciones operacionales exigidas, bajo las pruebas API enlazadas a la función específica del producto seleccionado.
- ✓ Se determinó que para la campaña de perforación 2015, el proyecto es rentable desde 5 pozos perforados mensualmente, y debido a la actividad actual se mantiene en 6 pozos teniendo un margen de ganancias de 32373,51 USD.
- ✓ Se logró hacer una disminución de costos en la prestación del servicio de fluidos de perforación en campo moriche de 7497,51 USD, modificando la concentración de los productos clave: Clayseal Plus, Paxcel Hv y Paxcel Lv, con excelente eficiencia operacional y bajo los parámetros establecidos en el programa de fluidos.

6. RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda un estudio amplio del portafolio de productos químicos de Halliburton y contemplar la posibilidad de utilizar productos nacionales disponibles en el mercado sin comprometer la eficiencia operacional.
- ✓ Se recomienda utilizar personal con experiencia previa en el mismo campo al inicio de las campañas de perforación, con el fin de optimizar costos en la curva de aprendizaje durante la perforación de los primeros pozos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Rodríguez. V. (2009). Evaluación de un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el campo San Diego de Cabrutica. (Proyecto de grado ingeniero de petróleos). Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui. Barcelona. España. 18 p.

[2] Balza Rodriguez, Franci del valle. (2009). Evaluación de un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el campo san Diego de Cabrutica. (Proyecto de grado Ingeniero de Petroleos). *Universidad de Oriente*. Barcelona. 19 p.

[3] Ambito.com. (2015). Recuperado el 20 de Mayo de 2015, de La caída del petróleo obliga a compañías a reevaluar proyectos: <http://www.ambito.com/noticia.asp?id=791302%20>. 1 p.

[4] Maldonado Bautista, A. M. (2006). . Formulación y Evaluación de fluidos de perforación base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcón como sustitutos de lodo base aceite. (Proyecto de grado Ingeniero de Petroleos). *Universidad Industrial de Santander* . Bucaramanga, Santander, Colombia. 17, 21 p.

[5] Ardila .C, Villamizar. M. (2010). Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grade ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.19 p.

- [6] Garcia Badillo, A. P. (2008). Formulación de un fluido para perforar la zona de 8 1/2" de los pozos del campo Velásquez.(Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos). *Universidad Industrial de Santander*. Bucaramanga, Santander, Colombia.22, 26, 33, 34 p.
- [7] Buitrago Rincon, D. L., & Velandia Manosalva, J. A. (2009). Evaluacion del daño causado por el lodo a la formacion durante la perforacion en campo Moriche. (Trabajo de grado Ingenieros Quimicos). *Universidad Industrial de Santander*, Pag 1. Bucaramanga, Santander, Colombia.16 p.
- [8] Robledo Rodriguez , J. R. (2012). Análisis de barreras y los fluidos de control aplicados a la optimización de la perforación de pozos.(Trabajo de grado Ingeniera de Petroleos). *Universidad Nacional Autonoma de Mexico*. Mexico D.F.
- [9] PDVSA. (Agosto de 2002). Manual de fluidos de perforacion. 6 p.
- [10] Proaño Salcedo, J. C. (2013). Implementación del uso de aplicaciones complementarias de software displace 3D con la finalidad de optimizar volúmenes de lechadas de cemento en pozos de la cuenca del oriente ecuatoriano (Trabajo de grado Ingeniero de petroleos). Quito, Ecuador. 32 p.
- [11] Halliburton Baroid. (Abril de 2005). Manual de fluidos Baroid. Houston, USA.
- [12] Bueno Patarroyo Diego, Walter Nieto. (2010). Implementación de un sistema de medición y fiscalización de custodia de crudo en la estación de transferencia de campo Moriche. (Proyecto de grado ingeniero de Petróleos). *Universidad Industrial de Santander*. Bucaramanga, Santander, Colombia.59-60 p.

BIBLIOGRAFÍA

AMBITO., de La caída del petróleo obliga a compañías a reevaluar proyectos: [en línea] [citado el 20 de Mayo de 2015] disponible en: <http://www.ambito.com/noticia.asp?id=791302%20>. 1 p

ARDILA .C, VILLAMIZAR. M. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2010 19 p

BALZA RODRIGEZ, Franci del valle. Evaluación de un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el campo san Diego de Cabrutica. (Proyecto de grado Ingeniero de Petroleos). *Universidad de Oriente*. Barcelona. 2009 19 p.

BUENO PATARROYO, Diego; NIETO, Walter. Implementación de un sistema de medición y fiscalización de custodia de crudo en la estación de transferencia de campo Moriche. (Proyecto de grado ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Santander, Colombia. 2010 59-60 p

BUITRAGO RINCON, D. L., & VELANDIA MANOSALVA, J. A. Evaluacion del daño causado por el lodo a la formacion durante la perforacion en campo Moriche. (Trabajo de grado Ingenieros Quimicos). *Universidad Industrial de Santander*, Pag 1. Bucaramanga, Santander, Colombia. 2009 16 p

GARCIA BADILLO, A. P. Formulación de un fluido para perforar la zona de 8 1/2" de los pozos del campo Velásquez.(Trabajo de grado Ingeniera de Petróleos).

Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Santander, Colombia 2008 .22, 26, 33, 34 p

HALLIBURTON Baroid. Manual de fluidos Baroid. Houston, USA Abril de 2005

MALDONADO BAUTISTA, A. M.. Formulación y Evaluación de fluidos de perforación base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcón como sustitutos de lodo base aceite. (Proyecto de grado Ingeniero de Petroleos). *Universidad Industrial de Santander* . Bucaramanga, Santander, Colombia. 2006 17, 21 p

PDVSA. Manual de fluidos de perforacion. 6 p Agosto de 2002

PROAÑO SALCEDO, J. C. Implementación del uso de aplicaciones complementarias de software displace 3D con la finalidad de optimizar volúmenes de lechadas de cemento en pozos de la cuenca del oriente ecuatoriano (Trabajo de grado Ingeniero de petroleos). Quito, Ecuador. 2013 32 p

ROBLEDO RODRIGUEZ , J. R. Análisis de barreras y los fluidos de control aplicados a la optimización de la perforación de pozos.(Trabajo de grado Ingeniera de Petroleos). *Universidad Nacional Autonoma de Mexico*. Mexico D.F 2012

RODRÍGUEZ. V. Evaluación de un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el campo San Diego de Cabrutica. (Proyecto de grado ingeniero de petróleos). Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui. Barcelona. España. 2009 18 p

ANEXOS

Anexo A. Propiedades de los fluidos de perforación

- **PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de perforación son:

- ✓ **DENSIDAD:** describe la relación con la cantidad de sólidos y peso de los mismos en el fluido, llegando a mantener en un valor deseado las presiones de formación y sin exceder el gradiente de fractura lo cual es controlado por la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido. La densidad es expresada en libras por galón (lpg), gramos por centímetro cubico (g/cm³), libras por pie cubico (lb/ft³).
- ✓ **REOLOGÍA:** permite el estudio del flujo de fluidos y su deformación. Al llevar ciertas variaciones en la composición de los fluidos, se podría describir la forma de fluir de un fluido bajo unas condiciones iniciales (temperatura, presión y velocidad de corte).

Los parámetros para el estudio de reología son:

- **Viscosidad:** Determina la oposición interna de un fluido a continuar con su trayectoria. Esta propiedad en los fluidos de perforación contribuye a la buena remoción (limpieza) de solidos de perforación, para permitir su suspensión y extraerlos en las barcas o tamices vibrantes hacia la superficie, esta función se realiza por medio del aumento de presión para bombear los fluidos muy viscosos.

Por ello es necesario trabajar con viscosidades no muy grandes para permitir un fácil bombeo pero no tan baja que impida la extracción del detritus (solidos).

La Viscosidad (μ) se puede describir como la relación del esfuerzo de corte (τ) y velocidad de corte (γ).

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad (1)$$

Durante la trayectoria de un fluido, se denota una fuerza que dificulta el transcurso del mismo. Esta oposición ocurre cuando una sección del fluido se desliza encima de otra, denominada esfuerzo de corte (fricción) y la velocidad a la cual una sección pasa por delante de la otra se denomina velocidad de corte.

Entre las propiedades reológicas están:

-Viscosidad API: describe la comparación de la fluidez de un líquido con la del agua a través de un embudo Marsh. Para los fluidos de perforación se aconseja no operar con altas viscosidades y con viscosidad de embudo lo menor posible, siempre y cuando se encuentre un control en el filtrado y se mantengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización. Una alta viscosidad de embudo puede describir un fluido contaminado por lo que se utiliza como indicador relativo de la condición del fluido. [9]

-Viscosidad aparente: determinada por el viscosímetro de lodo a 300 RPM ($\Theta 300$) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM ($\Theta 600$). Los dos valores de viscosidad aparente se describen con la siguiente fórmula de la viscosidad [4].

$$VA \text{ (cp)} = \frac{300 * \theta}{\omega}$$

Dónde:

VA= Viscosidad aparente, cp.

θ := Teta, desplazamiento angular (grados)

ω = Omega, velocidad angular (RPM)

-Viscosidad Efectiva: relaciona la viscosidad de un fluido bajo condiciones pre-establecidas o específicas, como lo es la velocidad de corte, la temperatura y la presión, las cuales influyen en la variación de la viscosidad.

-Viscosidad plástica (VP): describe la oposición a través de la fricción mecánica dispersos en los lodos a la trayectoria del fluido. Esto ocurre entre los sólidos del lodo y el líquido que aplica un esfuerzo cortante. A un mayor contenido de sólidos se tendrá mayor VP o una reducción en los mismos. El viscosímetro de lodo nos permite determinar la VP. En el caso de los fluidos de perforación las partículas sólidas como la Bentonita y la Barita (arcillas) son necesarias para un buen desempeño del fluido, pero un exceso de estas no es recomendable ya que su presencia causa un aumento en la VP o en el punto de cedencia (YP).

-Reducción de PV: si se reduce la cantidad de sólidos por volumen de lodo será disminuirá la PV. Esto puede ocurrir con la dilución de volumen total de lodo con la adición de fluido o base o con el uso de equipos de control de sólidos eficientes.

-Punto cedente (YP): Describe la oposición a la trayectoria de un fluido debido a las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas. Para una limpieza adecuada del pozo el YP debe permanecer al nivel requerido en fluidos de perforación no densificados, además en estos se requiere un YP alto para mantener en suspensión las partículas de agentes densificantes ya que estas propiedades dependen de la superficie del lodo, la concentración de los sólidos en el volumen de lodo y tipos de iones en la fase líquida del lodo.[9]

Equipo de Medición del Punto Cedente: Viscosímetro.

$$Y_p = (\text{Lect } 300 - V_p) \frac{L_b}{100 \text{ ft}^2}$$

$$Y_p = (\text{Lect } 300 - \text{Lect } 600) \frac{L_b}{100 \text{ ft}^2}$$

-Esfuerzo Cedente (YS): “Es la fuerza requerida para iniciar el flujo, el valor calculado del esfuerzo cortante cuando la velocidad de corte es cero, es independiente del tiempo, pero se le considera como una resistencia del gel en un tiempo cero”. [6]

$$Y_s = (2 * \text{Lect } 3) - \text{Lect } 600 \frac{L_b}{100 \text{ ft}^2}$$

-Resistencia de gel: La resistencia de gel o fuerza de gel es la propiedad reológica del fluido que permite mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación. Esta propiedad retarda la caída de los sólidos, pero no la evita. Estas resistencias de gel son medidas en intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos en un viscosímetro. [10]

$$\text{Resistencia de gel} = \text{Máxima lentura del dia a 3 RPM} \frac{L_b}{100 \text{ ft}^2}$$

- ✓ **PERDIDA DE FILTRADO:** Se presenta cuando la presión de formación es menor que la presión hidrostática, filtrándose una proporción de la fase líquida por medio de las paredes permeables del pozo hacia el interior de las formaciones, lo que ocasiona un revoque con la fase sólida en la parte exterior del pozo.

El filtrado se altera por los factores de dispersión, temperatura, presión, y tiempo. se mide en condiciones estáticas, y baja presión y temperatura para los fluidos base agua y a alta presión (HP) y alta temperatura (HT) para los fluidos base aceite. [9]

- ✓ **RESISTIVIDAD** es una propiedad que indica el efecto de la resistencia que ejerce un fluido por causa de la corriente eléctrica.
- ✓ **PH:** es un indicador que permite saber si el lodo es ácido o básico. Por lo general los fluidos base acuosa son alcalinos y operan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5 (7.5-9.5 bajo PH, 9.5-11.5 alto PH).
- ✓ **SÓLIDOS:** Cuerpos que mantienen su volumen y forma constantes dentro de los fluidos de perforación debido a su buena cohesión de sus moléculas. Para ejercer un control de los sólidos se debe conocer su naturaleza físico química. Los sólidos en el interior del fluido son arcillas, aditivos densificantes, viscosificantes para obtener las propiedades deseadas.

• PROPIEDADES QUÍMICAS

Es la cualidad de un material que permite ser establecida al cambiar la identidad química de una sustancia, afectada en su estructura interna para el estudio de las mismas y lograr definir el comportamiento y características del mismo tanto en reposo como en movimiento.

Entre las propiedades de los Fluidos de perforación se tienen:

- Alcalinidad de una solución: concentración de iones solubles en agua que permiten neutralizar ácidos.
- Alcalinidad del Filtrado; encontramos alcalinidades de filtrado como **Pf** (determinada con la fenolftaleína) definida como cc sulfúrico N/50 que se

requieren, por cc de filtrado, para llevar el pH del lodo a 8.3. **Mf** (determinada con el anaranjado de metilo) definida como los cc de ácido sulfúrico de N/50 que se requieren, por cc de filtrado, para llevar el pH del lodo a 4.3. **Pm** (determinada con la fenolftaleína) Permite medir la conc. De OH, en el Fluido, también el exceso de Cal libre en el Fluido.

Con los valores de la alcalinidad del filtrado (Pf) y del lodo (Pm), se puede determinar el exceso de cal que contiene un fluido.

- Contenido de cal: en sistemas calados el exceso de cal es función de la alcalinidad del lodo, la fracción de agua obtenida en la retorta y de la alcalinidad de filtrado
- Cloruros: presencia de iones de cloro en el filtrado del lodo. Una gran cantidad de cloruros causa efectos en la reología de los fluidos base agua, como lo son problemas de floculación o también arremetidas por influjo de agua salada.
- Calcio: procede del cemento, el agua dura o de la formación, es un agente contaminante en particular con los fluidos que contienen arcillas y se determinan en el filtrado como ion solo o haciendo parte de la dureza total del agua.
- M.T.B (Methylene Blue Test): Permite medir la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.

ANEXO B. Funciones de los fluidos de perforación.

FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

- ✓ **Retirar los recortes del fondo del agujero, transportarlos y liberarlos en las superficies:**

Los sólidos y los recortes tienen que ser retirados en la superficie para que de ese modo se logre obtener un fluido limpio y así se pueda bombear de nuevo hacia el agujero a través de la sarta. Para vencer el efecto de gravedad el parámetro clave es la velocidad de flujo en el espacio anular que oscila entre 199 y 200 $\frac{ft}{min}$.

- ✓ **Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación:**

Cuando la sarta de perforación y la barrena se encuentran girando contra la formación, se produce calor el cual es absorbido y llevado a la superficie por el lodo para que se libere a la atmósfera.

- ✓ **Depositar un revoque de pared impermeable:**

Para que un fluido esté en condiciones óptimas debe presentar un revoque delgado y de baja permeabilidad en la pared del agujero con respecto a las formaciones permeables.

✓ **Controlar las presiones del subsuelo:**

La densidad del fluido de perforación es el factor de control. Para lograr prevenir un brote que no era planeado en el pozo es necesario que exista presión hidrostática.

✓ **Sostener los recortes y el material pesado en suspensión cuando se detenga la circulación:**

Esto se logra con buenas propiedades tixotrópicas del fluido. En esta función resulta importante mencionar la tixotropía, ya que para sostener los recortes se logra con excelente propiedades tixotrópicas del fluido.

✓ **Soportar parte del peso de las sargas de perforación y de revestimiento:**

Esta función es un factor crítico cuando un pozo es perforado a mayor profundidad.

✓ **Evitar daños de permeabilidad en la zona productiva:**

El fluido utilizado para perforar la zona de producción tendrá un impacto importante en la productividad del pozo. La pérdida de la producción resulta de: arcillas hinchadas por hidratación, poros del yacimiento bloqueados con sólidos y/o gotas de micro- emulsión.

✓ **Permitir la obtención de las formaciones penetradas.**

Las propiedades de fluido no deben inferir con el programa de registro, deben facilitar la obtención de la información deseada.

✓ **Proteger la sarta de perforación contra la corrosión:**

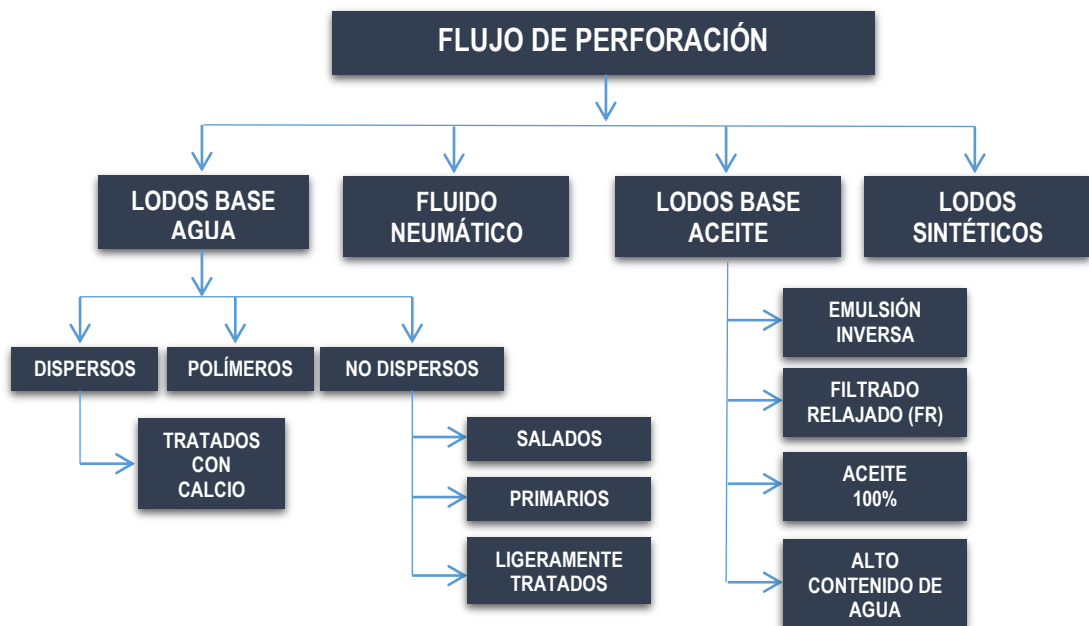
El fluido de perforación debe ser no corrosivo ya que la presencia de corrosión por chorro erosivo o lavado, fallas en la comba de lodos, entre otras, puede llevar a roturas de la tubería.

ANEXO C. Clasificación de los fluidos de perforación

CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En la actualidad hay variedad de fluidos que cumplen con las necesidades de cada operación clasificándose de acuerdo a su fase continua o base, entre ellos; lodos base agua, lodos base aceite. Los fluidos de perforación pueden ser aire, gas, agua, lodo o combinaciones de los mismos, también se usa petróleo, diesel y fluidos sintéticos.

Figura 1. Clasificación de los fluidos de perforación.



Fuente: conceptos y prácticas de perforación. Entrenamiento fase III para ingenieros de fluidos de perforación. [6]

✓ **LODOS BASE AGUA**

La materia prima más usada para hacer el lodo es el agua la cual es la fase continua del mismo. En la perforación normalmente se le adiciona arcillas al lodo para darle grosor o viscosidad al agua cumpliendo de esta manera un trabajo eficiente ya que el lodo debe tener propiedades requeridas. El agua usada puede ser dulce, agua de mar o salmuera, depende de su disponibilidad y de las propiedades que debe tener el lodo para perforar el hueco eficientemente. La mezcla de bentonita con agua llamado lodo bentónico es un tipo de arcilla densa, utilizado para perforar pozos de petróleo y gas natural. “Estos lodos son los más utilizados debido a su menor costo de operación y disminuye el impacto ambiental”. [6]

- **Sistemas Dispersos.** Este sistema es útil ya que reduce las pérdidas de filtrado del lodo, y al mismo tiempo lo adelgazan. “Su principal característica es la dispersión de las arcillas, controlando la hidratación de las arcillas se asegura la estabilidad del hueco y presenta una alta tolerancia a la contaminación”. [6]
- **Polímeros.** La mayoría de los polímeros son de alto peso molecular y cadena larga empleados en la industria petrolera en los fluidos de completamiento, fracturación, entre otros. Son utilizados para encapsular sólidos de perforación, ya que evitan la dispersión, aumentan la viscosidad del lodo y reducen la pérdida de filtrado. [6]
- **Sistemas no dispersos.** “Estos fluidos no contienen aditivos químicos para controlar las propiedades del lodo” [6]. Se clasifican en lodos salados en los cuales la salmuera es la fase continua, lodos primarios los cuales son usados en el inicio de la perforación y finalmente están los lodos ligeramente tratados.

✓ **FLUIDO NEUMATICO.**

Son aquellos fluidos de perforación que poseen baja densidad; tienen la ventaja de causar bajo daño a la formación, aumentando la tasa de penetración. La desventaja es que no proporcionan un control adecuado del pozo, puesto ejerce una presión hidrostática sobre él.

✓ **FLUIDO BASE ACEITE**

Se presenta cuando se hace indispensable agregarle aceite al lodo base agua por las condiciones de fondo de pozo. Estos fluidos son más costosos que los fluidos base agua aunque pueden ser rehusados y tratados, así como ser empleados para largas corridas reduciendo los costos totales debido a fluidos de perforación. La ventaja es que presenta un adecuado control de filtrado. Los sistemas lodos base aceite se clasifican en: [8]

- **Sistema de emulsión firme o apretada.** Ocurre cuando una emulsión inversa es una emulsión de agua (fase dispersa) en aceite (fase continua). Estos sistemas usan agentes de pérdida de filtrado y elevadas concentraciones de emulsificantes. Se usa en áreas de alta temperatura hasta 500°F (260°C).
- **Sistema de filtrado relajado (FR).** Se conocen por usar bajas concentraciones de emulsificantes y agente controlador de filtrado. Se usa para proporcionar altos índices de perforación.
- **Sistema Aceite 100%** contiene aceite en la fase continua, son usados con como fluidos de corazonamiento y se usa como fluido no perjudicial de extracción de núcleos y perforación.

- **Sistema con alto contenido de agua.** Son usados para reducir la retención de aceite en los recortes; principalmente se usa en zonas costa afuera que son ambientalmente sensibles.

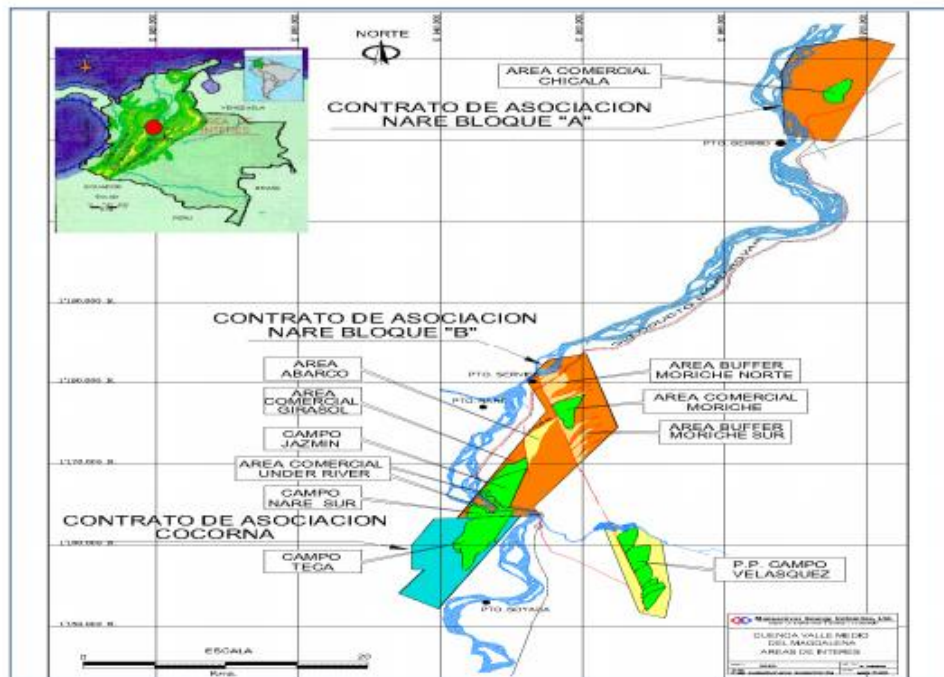
- **LODOS SINTETICOS**

Son lodos no acuosos, en los que la fase externa es un fluido sintético en lugar de un aceite, pero han sido diseñados para lograr un desempeño similar a los lodos base aceite. Los lodos base sintética son los más aceptables ambientalmente en la mayoría de las zonas de perforación costa afuera, pero no han sido muy aplicables debido a sus altos costos iniciales. [11]

ANEXO D. Generalidades de Campo Moriche.

La ubicación de Campo Moriche se encuentra dentro de la Asociación Nare “B”, adyacente a Abarco por el suroeste. Estructuralmente sobre el flanco oeste de la cuenca del valle medio del Magdalena en los departamentos de Boyacá, Antioquia y Santander y su noroeste a 90 millas de Bogotá. Se puede observar mejor su ubicación en la figura X, con un área aproximada de 1085 acres. Ecopetrol concedió la comercialidad del campo Moriche a la Texas Petroleum Company en 1989. La ubicación de los pozos en campo Moriche se pueden observar en la figura X. los yacimientos en Campo Moriche corresponde a la zona B de la formación chuspas. Las unidades individuales de arena no son uniformes y continuas lateralmente, lo que hace que la correlación entre pozos sea difícil. [12]

Figura 1. Localización Campo Moriche

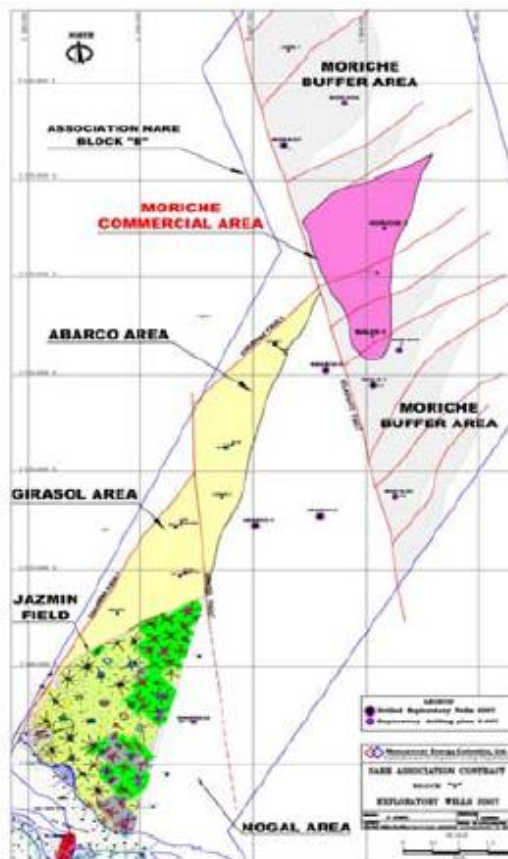


Fuente: Mansarovar Energy Colombia

Estratigrafía del área. En el sector de campo Moriche, su litología muestra una sección de intercalaciones de arenas continentales y de arcillas irregulares de terciario superior y sobre el pre-terciario, un basamento complejo compuesto por rocas metamórficas e ígneas. Constituido por intercalaciones de arcilla con pequeños o grandes sectores de arena. [8]

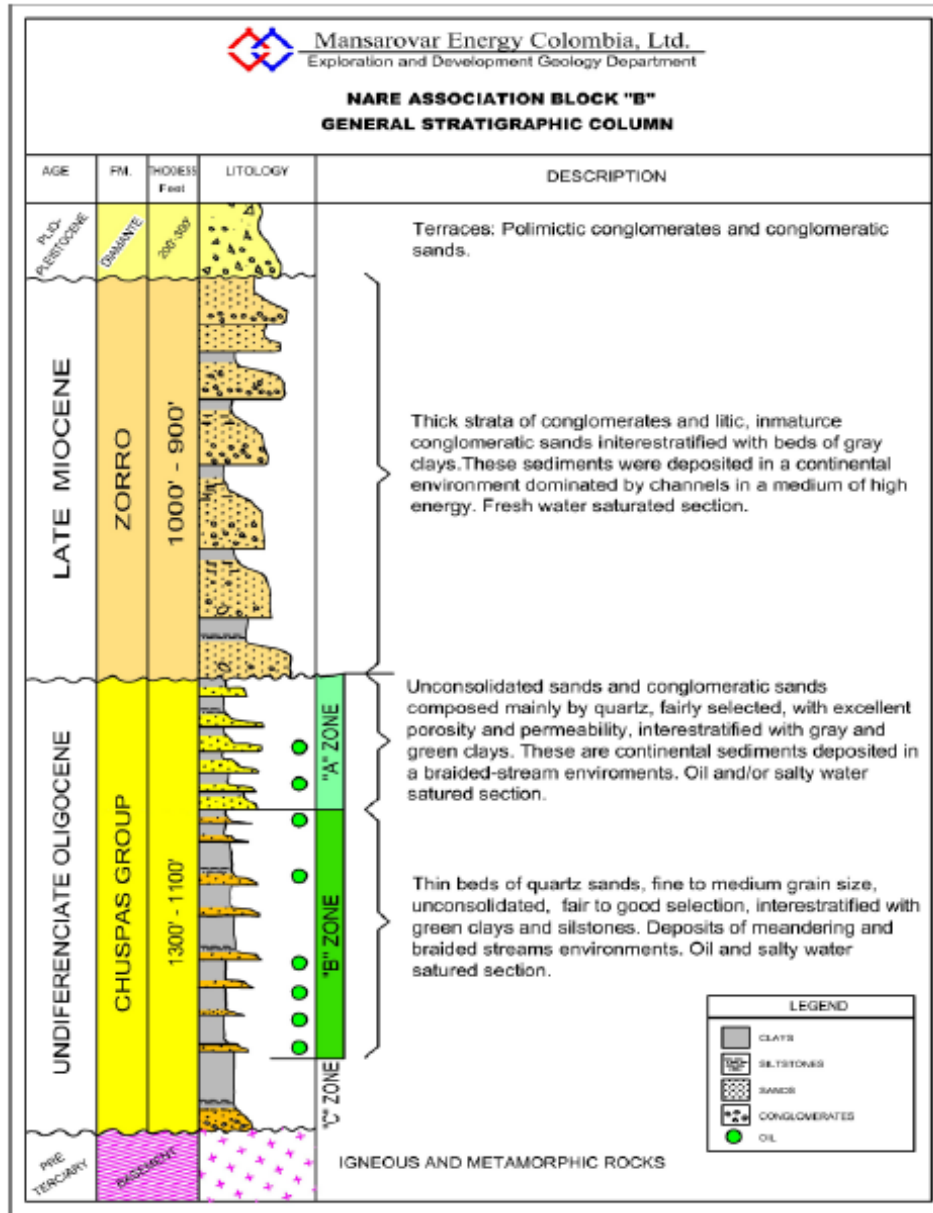
Arenas productoras. Encontramos la formación chuspas, la cual es una sección de delgados a gruesos paquetes de arena con intermeditaciones de arcillas. Estas arenas contienen agua salada y petróleo en una cantidad saturada.

Figura 2. Localización del área de campo Moriche comercial



Fuente. Mansarovar Energy Colombia

Figura 3. Columna estratigráfica en Campo Moriche



Fuente. Mansarovar Energy Colombia

ANEXO E. Programa de fluidos moriche campaña 2014

Propiedades de los fluidos en la campaña 2014

Tabla 1. Propiedades fluidos propuestos sección 12 ¼"- SPUD MUD

Propiedad	0 – 200'
Densidad, lpg.	8.6 – 9
Viscosidad Funnel, seg/qt	45 –60
VP, Cp	10 – 15
YP, Lb/100 ft ²	15 – 22
Geles (10"/10'/30')	5/14/16
Filtrado API, cc	N.C.
PH	8.7 – 9.0
MBT, lb/ bl eq.	< 17.5
Calcio (ppm)	< 100
Cloruros (ppm)	< 1200

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 2. Propiedades fluidos propuestos sección 8 1/2" A- POLIMERO

Propiedad	200'- 1825'
Densidad, lpg.	8.8 -9.2
Viscosidad Funnel, seg/qt	45 – 55
VP, Cp	15 – 18
YP, Lb/100 ft ²	17 – 22
Geles (10"/10'/30')	8/10/12
Filtrado API, cc	< 7.5
PH	9 –10.0
MBT, lb/ bl eq.	< 17.5
Calcio (ppm)	< 100
Cloruros (ppm)	< 1700

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 3. Propiedades fluidos propuestos sección 8 1/2” B – POLIMERO

Propiedad	1825'- 2,484'
Densidad, lpg.	9.0 -9.3
Viscosidad Funnel, seg/qt	45 – 55
VP, Cp	15– 18
YP, Lb/100 ft ²	17 – 22
Geles (10"/10'/30')	8/10/12
Filtrado API, cc	< 4.5
PH	9 – 9.5
MBT, lb/ bl eq.	< 15
Calcio (ppm)	< 100
Cloruros (ppm)	< 1700
Solidos totales %.	4

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 4. Propiedades del Fluido completamiento

Tipo de Fluido	Propiedades Necesarias	Valor Primario	Unidades	Valor Secundario	Unidades	Autoridad
Fluido de Completamiento	Densidad	9.2	Lpg			Supervisada por BAROID CFS Verificado por Representante de la Operadora
	TSS (%)	<0.05	%			
	pH	7.5 – 8.0				
	Micrones máximos			<2	Micrones	
	Claridad			<50	NTU	
	Salinidad	250-550	Ppm			

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Concentración recomendada y función de productos en la campaña 2014

Tabla 1. Concentración Recomendada De Productos sección 12 ¼

Producto	Concentración, lpb	Función.
AQUAGEL	10.0 - 15.0	Viscosificante.
X-TEND II	0.03- 0.05	Viscosificante.

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 2. Concentración Recomendada De Productos – INTERVALO 8 ½” A

Materiales	200’ - 1825’	Función.
	Lpb	
BARAZAN D PLUS	0.5 - 0.7	Viscosificante
PAX CELL LV	1.0	Control de Filtrado.
PAX CELL HV	1.0	Control de Filtrado.
CLAYSEAL PLUS	2.5—3	Inhibidor.
SODA CAUSTICA	0.1 – 0.3	Alcalinidad.
BARACARB DF 50/ BARACARB DF 25 (80% Y 20%)	5.0 -10	Agente Puenteante.

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 3. Concentración Recomendada De Productos – INTERVALO 8 ½” B.

Materiales	1,825’ – 2,484’	Función.
	Lpb	
BARAZAN D PLUS	0.8 – 1.0	Viscosificante
PAX CELL LV	0.5 -1.0	Control de Filtrado.
PAX CELL HV	0.5 -1.0	Control de Filtrado.
CLAYSEAL PLUS	2.5 – 3.0	Inhibidor.
SODA CAUSTICA	0.1 – 0.3	Alcalinidad.
BARACARB DF 50/ BARACARB DF 25 (80% Y 20%)	10 -12	Agente Puenteante.
DEXTRID	3.0 - 4.0	Control de Filtrado.
GLUTARALDEHIDO	0.5	Bactericida.

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 4. Concentración Recomendada De Productos – INTERVALO de Completamiento.

Materiales	2,484'-- -- Lpb	Función.
Formiato de sodio viscoso	72	Fluido libre de sólidos, estabilizador de formación.
Formiato de sodio limpio	66	Fluido libre de sólidos Control de presión.
Ba barazan d plus 25kg bag	0.5	Viscosificante

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Descripción de productos en la campaña 2014

AQUAGEL

Montmorillonita sódica tratada, es una bentonita sódica de molienda especial y alta calidad que satisface los requisitos de la Especificación 13A, sección 4 del Instituto Norteamericano del Petróleo (API). AQUAGEL proporciona viscosidad y Propiedades gelificantes a la mayoría de los fluidos de perforación base agua.

BARAZAN D PLUS

Biopolímeros en polvo (goma de Xanthan) con dispersante incorporado, provee Viscosidad y suspensión en fluidos a base de agua dulce, agua de mar, bromuro de sodio, bromuro de potasio, cloruro de potasio y cloruro de sodio. Ha sido especialmente formulado para ser más fácil de dispersar.

CLAYSEAL PLUS

Material anfótero de bajo peso molecular, reduce la dispersión e hidratación de las formaciones de arcillas reactivas y lutitas. CLAYSEAL PLUS es estable térmicamente a temperaturas superiores a los 300°F (149°C), y exhibe un alto punto de inflamación.

DEXTRID

Almidón de papa modificado y estabilizado bacteriológicamente, controla la filtración en los fluidos de perforación base agua generando un mínimo de viscosidad. El mecanismo de recubrimiento que emplea reduce la dispersión de las partículas de arcilla y estabiliza las formaciones reactivas.

PAXCEL HV

Celulosa polianiónica de alto peso molecular, permite controlar el filtrado y aporta viscosidad suplementaria en la mayoría de los fluidos de perforación base agua.

PAXCEL LV

Celulosa polianiónica, es un agente de control de filtrado aplicable a la mayoría de los fluidos de perforación base agua.

X-TEND II

Copolímero de poliacrilato/poliacrilamida, se utiliza para aumentar el rendimiento de las arcillas bentónicas en los fluidos de perforación base agua.

BARACARB

Carbonato de calcio de tamaño seleccionado.

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

ANEXO F. Sistema de fluidos en la campaña 2014.

Tabla. Sistema de fluidos utilizados según programa de fluidos Moriche campaña 2014.

Sistema de Fluidos/ Sección a perforar	Producto
SPUD MUD Sección 12 ¼"	AQUAGEL X-TEND II
POLIMERO Sección 8 ½" A	AQUAGEL BARAZAN D PLUS PAX CELL LV PAX CELL HV CLAYSEAL PLUS SODA CAUSTICA BARACARB DF 50/ BARACARB DF 25 (80% Y 20%)
POLIMERO Sección 8 ½" B	BARAZAN D PLUS PAX CELL LV PAX CELL HV CLAYSEAL PLUS SODA CAUSTICA BARACARB DF 50/ BARACARB DF 25 (80% Y 20%) DEXTRID GLUTARALDEHIDO
Fluido de Completamiento	Formiato de Sodio viscoso Formiato de Sodio limpio BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG

ANEXO G. Cantidades volumétricas en la campaña 2014

Tabla. Cantidades volumétricas regulares usadas en cada sección del fluido de perforación.

Sección	Volumen (Barriles)
12 ¼"	200
8 ½" A	320
8 ½" B	360
Fluido de Completamiento	180 (salmuera limpia) 50 (salmuera viscosa)

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

ANEXO H. Sabanas Moriche G-07, Sabanas Moriche G-08 y Sabanas Moriche E-10 respectivamente en la campaña 2015.

Tabla 1. Sabanas MORICHE G-07 campaña 2014.

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA Ltd.		MORICHE G-07											
OPERADORA		POZO											
		Mayo											
FASE		12 1/4	8 1/2" A				8 1/2" B			Completamiento			
Día		20	21	22	23	24	25	26	27	28			
Reporte #		1	2	3	4	5	6	7	8	9			
PRODUCTO	UNIDAD										TOTAL PERFORACION	TOTAL COMPLETAMIENTO	
AQUAGEL	50 lb/sx	30									30	0	
BARACARB DF 25	110 lb/sx					40	4	6			50	0	
BARACARB DF 50	110 lb/sx		120			30	4	6			160	0	
BARACARB DF 150	110 lb/sx						7	10			17	0	
BARACARB DF 600	110 lb/sx						6	3			9	0	
BARAZAN D PLUS	55 lb/sx	2	3	2		3	1		2		11	2	
SODIUM BICARBONATE	55 lb/sx										0	0	
CLAYSEAL PLUS	55 gall/dr		2			1	1				4	0	
DEXTRID	50 lb/sx					18					18	0	
CAUSTIC SODA	55 lb/sx			1		1					2	0	
GLUTARALDEHIDO	5 gall/can										0	0	
KWIK SEAL	40 lb/sx										0	0	
PAXCEL LV	50 lb/sx		3	1		3					7	0	
PAXCEL HV	50 lb/sx	1	2	1		3	2				9	0	
X-TEND II	2 lb/bag	1									1	0	
FORMIATO DE SODIO	55 lb/sx								365		0	365	
LIME	55 lb/sx			1							1	0	

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 3. Sabanas MORICHE E-10 campaña 2014.

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA Ltd.				POZO MORICHE E-10								
OPERADORA				POZO								
				may-14								
FASE		12,25 "	8 1/2" A	8 1/2" B				Completamiento				
Día		31	31	1	2	3	4	5	6	7		
Reporte #		1A	1B	2	3	4	5	6	7	8		
PRODUCTO	UNIDAD										TOTAL PERFORACION	TOTAL COMPLETAMIENTO
AQUAGEL	50 lb/sk	25									25	0
BARACARB DF 25	110 lb/sk			80							80	0
BARACARB DF 50	110 lb/sk		120	40							160	0
BARACARB DF 150	110 lb/sk										0	0
BARACARB DF 600	110 lb/sk										0	0
BARAZAN D PLUS	55 lb/sk	1		3	5				1		9	1
SODIUM BICARBONATE	55 lb/sk										0	0
CLAYSEAL PLUS	55 gall/dr		1	1	1						3	0
DEXTRID	50 lb/sk										0	0
CAUSTIC SODA	55 lb/sk		2		1						3	0
GLUTARALDEHIDO	5 gall/can		2	1							3	0
KWIK SEAL	40 lb/sk										0	0
PAXCEL LV	50 lb/sk		4	5	2						11	0
PAXCEL HV	50 lb/sk		6	4	2			1			13	1
X-TEND II	2 lb/bag	2									2	0
FORMIATO DE SODIO	55 lb/sk							300			0	285
LIME	55 lb/sk										0	0

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

**ANEXO I. Estudio de costos por sección según programa de la campaña
2014.**

Tabla 1. Estudio de costos para la sección 12 ¼" del programa campaña 2014

SECCIÓN 12 ¼"					
Barriles por sección			200		
Productos	Libraje [lb]	concentración recomendada de productos [lb/BBL]	cantidad en sacos	Costo producto pozo	Total Venta Estimado
BA.AQUAGEL	50	15	60	13,5 USD	812,04 USD
BA.X-TEND II	2	0,05	5	12,1 USD	60,59 USD
Costo Total por Sección:					872,63 USD

Tabla 2. Estudio de costos para la sección 8 ½" A del programa campaña 2014.

SECCIÓN 8 ½" A					
BARRILES POR SECCIÓN			320		
Productos	Libraje [lb]	concentración recomendada de productos [lb/BBL]	cantidad en sacos	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	50	0,7	4,48	104,3 USD	467,39 USD
PAXCEL LV	50	1	6,4	47 USD	300,8 USD
PAXCEL HV	50	1	6,4	63 USD	403,45 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	275 gal tote	3	0,4	2246,07 USD	898,43 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	0,3	1,75	23,60 USD	41,12 USD
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	50	10	25,6	5,90 USD	151,29 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	50	10	6,4	5,60 USD	35,58 USD
Costo Total por Sección:					2298,05 USD

Tabla 3. Estudio de costos para la sección 8 ½” B del programa campaña 2014.

SECCIÓN 8 ½” B					
Barriles por sección			360		
Productos	Libraje [lb]	concentración recomendada de productos [lb/BBL]	cantidad en sacos	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	50	1	7,20	104,3 USD	751,16 USD
PAXCEL LV	50	1	7,2	47,0 USD	338,40 USD
PAXCEL HV	50	1	7,2	63,0 USD	453,89 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	275 gal	3	0,6	2246,07 USD	1347,64 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	0,3	1,96	23,6 USD	46,26 USD
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	50	12	34,56	5,9 USD	204,24 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	50	12	8,64	5,6 USD	48,03 USD
DEXTRID	50	4	28,8	39,3 USD	1131,84 USD
BA.GLUTARALDEHYDE - BIOCIDE - 5 GAL CAN	45	0,5	4	51,0 USD	204,04 USD
Costo Total por Sección:					4525,48 USD

Tabla 4. Estudio de costos para la sección fluidos de completamiento del programa campaña 2014.

SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO					
BARRILES POR SECCIÓN				salmuera limpia	180
				salmuera viscosa	50
Productos	Libraje [lb]	concentración recomendada de productos [lb/BBL]	cantidad en sacos	Costo producto	total venta estimado
Formiato de Sodio viscoso	50	72	72	18,5 USD	1328,91 USD
Formiato de Sodio limpio	50	66	237,6	18,5 USD	4385,41 USD
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	50	0,5	1	104,3 USD	104,33 USD
Costo Total por Sección:					5818,65 USD

Tabla 5. Resumen de costos por sección según el programa campaña 2014.

Secciones programa	Costo sección	Costo Total programa
SECCIÓN 12 ¼"	872,63 USD	13514,81 USD
SECCIÓN 8 ½" A	2298,05 USD	
SECCIÓN 8 ½" B	4525,48 USD	
SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	5818,65 USD	

ANEXO J. Estudio de secciones con la sabana del Pozo G-07.

Tabla 1. Estudio de costos para la sección 12 ¼” de la sabana del pozo G-07.

SECCIÓN 12 ¼”				
Barriles por sección		200		
Compuestos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto pozo	Total Venta Estimado
BA.AQUAGEL	50	30	13,5 USD	406,02 USD
BA.BARAZAN D PLUS	55	2	104,3 USD	208,7 USD
PAXCEL HV	50	1	63,0 USD	47,00
X-TEND II	2	1	12,1 USD	12,10
Costo Total por Sección:				673,77 USD

Tabla 2. Estudio de costos para la sección 8 ½” A de la sabana del pozo G-07.

SECCIÓN 8 ½” A				
Barriles por sección			320	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS	55	5	104,3 USD	521,64 USD
PAXCEL LV	50	4	47 USD	188 USD
PAXCEL HV	50	3	63 USD	189,12 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 gal/dr	2	449,21 USD	898,43 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,56 USD
LIME	55	1	5,9 USD	5,87 USD

SECCIÓN 8 ½" A				
Barriles por sección			320	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	110	120	5,6 USD	667,15 USD
Costo Total por Sección:				2493,76 USD

Tabla 3. Estudio de costos para la sección 8 ½" B de la sabana del pozo G-07.

SECCIÓN 8 ½" B				
Barriles por sección			360	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS	55	4	104,3 USD	417,31 USD
PAXCEL LV	50	3	47,0 USD	141,00 USD
PAXCEL HV	50	5	63,0 USD	315,20 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 gal/dr	2	449,21 USD	898,43 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,56 USD
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	110	50	5,9 USD	295,48 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	110	40	5,6 USD	222,38 USD
DEXTRID	50	18	39,3 USD	707,40 USD
BARACARB DF 150	110	17	6,4 USD	108,80 USD
BARACARB DF 600	110	9	6,4 USD	57,60 USD
Costo Total por Sección:				3187,15 USD

Tabla 4. Estudio de costos para la sección de fluidos de completamiento de la sabana del pozo G-07.

SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO					
Barriles por sección				Barriles salmuera limpia:	180
				barriles salmuera viscosa:	50
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	total venta estimado	
Formiato de Sodio viscoso	55	365	18,5	6736,85	
Formiato de Sodio limpio	55	0	18,5	0	
BA.BARAZAN D PLUS	55	2	104,3	208,65	
Costo Total por Sección:				\$ 6945,51	

Tabla 5. Resumen de costos por sección según el pozo G-07.

Secciones Pozo G-07	Costo sección (dólares)	Costo Total programa (dólares)
SECCIÓN 12 ¼"	673,77 USD	13300,19 USD
SECCIÓN 8 ½" A	2493,76 USD	
SECCIÓN 8 ½" B	3187,15 USD	
SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	6945,51 USD	

ANEXO K. Estudio de secciones con la sabana del Pozo G-08.

Tabla 1. Estudio de costos para la sección 12 ¼” de la sabana del pozo G-08.

SECCIÓN 12 ¼”				
Barriles por sección			200	
Compuestos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.AQUAGEL	50	21	13,5 USD	284,21 USD
BA.X-TEND II	2	1	12,1 USD	12,12 USD
BA.BARAZAN D PLUS	55	1	104,3 USD	104,33 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,56 USD
Costo Total por Sección:				424,22 USD

Tabla 2. Estudio de costos para la sección 8 ½” A de la sabana del pozo G-08.

SECCIÓN 8 ½” A				
Barriles por sección			320	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
PAXCEL LV	50	3	47 USD	141 USD
PAXCEL HV	50	2	63 USD	126,08 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 gal/dr	2	449,21 USD	898,43 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	2	23,60 USD	47,11 USD

SECCIÓN 8 ½" A				
Barriles por sección			320	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	110	120	5,60 USD	667,15 USD
BA.GLUTARALDEHYDE - BIOCIDE	5 gal/can	1	51,00 USD	51,01 USD
Costo Total por Sección:				1930,78 USD

Tabla 3. Estudio de costos para la sección 8 ½" B de la sabana del pozo G-08.

SECCIÓN 8 ½" B				
Barriles por sección			360	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS	55	8	104,3 USD	834,62 USD
PAXCEL LV	50	5	47,0 USD	235,00 USD
PAXCEL HV	50	5	63,0 USD	315,20 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 gal/dr	1	449,21 USD	449,21 USD
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	110	80	5,9 USD	472,77 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	110	40	5,6 USD	222,38 USD
BA.GLUTARALDEHYDE - BIOCIDE - 5 GAL CAN	5 gal/can	1	51,0 USD	51,01 USD
LIME	55	1	5,9 USD	5,87 USD
Costo Total por Sección:				2586,06 USD

Tabla 4. Estudio de costos para la sección de fluidos de completamiento de la sabana del pozo G-08.

SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO				
Barriles por sección			Barriles salmuera limpia:	180
			Barriles salmuera viscosa:	50
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	total venta estimado
Formiato de Sodio viscoso	55	285	18,5 USD	5260,28 USD
Formiato de Sodio limpio	55	0	18,5 USD	0,00 USD
BA.BARAZAN D PLUS	55	1	104,3 USD	104,33 USD
PAXCEL HV	50	1	63,0 USD	63,04 USD
Costo Total por Sección:				5427,65 USD

Tabla 5. Resumen de costos por sección según el pozo G-08.

Secciones según Sabana Pozo G-08	Costo sección	Costo Total programa
SECCIÓN 12 ¼"	424,22 USD	10368,70 USD
SECCIÓN 8 ½" A	1930,78 USD	
SECCIÓN 8 ½" B	2586,06 USD	
SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	5427,65 USD	

ANEXO L. Estudio de secciones con la sabana del pozo E-10.

Tabla 1. Estudio de costos para la sección 12 ¼” de la sabana del pozo E-10.

SECCIÓN 12 ¼”				
Barriles por sección			200	
Compuestos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto pozo	Total Venta Estimado
BA.AQUAGEL	50	25	13,5 USD	338,35 USD
BA.BARAZAN D PLUS	55	1	104,3 USD	104,32713 USD
X-TEND II	2	2	12,1 USD	12,10 USD
Costo Total por Sección:				454,78 USD

Tabla 2. Estudio de costos para la sección 8 ½” A de la sabana del pozo E-10.

SECCIÓN 8 ½” A				
Barriles por sección			320	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
PAXCEL LV	50	4	47,0 USD	188,00 USD
PAXCEL HV	50	6	63,0 USD	378,24 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 gal/dr	1	449,21 USD	449,21 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	2	23,6 USD	47,11 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	110	120	5,6 USD	667,15 USD
BA.GLUTARALDEHYDE - BIOCIDE	5 gal/can	2	51,0 USD	102,02 USD
Costo Total por Sección:				1831,73 USD

Tabla 3. Estudio de costos para la sección 8 ½” B de la sabana del pozo E-10.

SECCIÓN 8 ½” B				
Barriles por sección			360	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS	55	8	104,3 USD	834,62 USD
PAXCEL LV	50	7	47 USD	329 USD
PAXCEL HV	50	6	63 USD	378,24 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 gal/dr	2	449,21 USD	898,43 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,56 USD
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	110	80	5,9 USD	472,77 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	110	40	5,6 USD	222,38 USD
BA.GLUTARALDEHYDE - BIOCIDE	5 gal/can	1	51 USD	51,01 USD
Costo Total por Sección:				3210 USD

Tabla 4. Estudio de costos para la sección de fluidos de completamiento de la sabana del pozo E-10.

SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO				
Barriles por sección			Barriles salmuera limpia	180
			barriles salmuera viscosa	50
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	total venta estimado
Formiato de Sodio viscoso	55	300	18,5 USD	5537,14 USD
Formiato de Sodio limpio	55	0	18,5 USD	0,00 USD
BA.BARAZAN D PLUS	55	1	104,3 USD	104,33 USD
PAXCEL HV	50	1	63,0 USD	63,04 USD
Costo Total por Sección:				5704,51 USD

Tabla 5. Resumen de costos por sección según del pozo E-10.

Secciones según Sabana Pozo	E-10	Costo Total programa (dólares)
SECCIÓN 12 ¼"	454,78 USD	11201,02 USD
SECCIÓN 8 ½" A	1.831,73 USD	
SECCIÓN 8 ½" B	3210 USD	
SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	5704,51 USD	

ANEXO M. Procedimiento pruebas clayseal plus.

El **CLAYSEAL PLUS** es un material anfótero de bajo peso molecular, reduce la dispersión e hidratación de las formaciones de arcillas reactivas y lutitas. CLAYSEAL PLUS es estable térmicamente a temperaturas superiores a los 300°F (149°C), y exhibe un alto punto de inflamación.

Las pruebas de CLAYSEAL PLUS (ppb), se realizaron variando las concentraciones de 1 lpb, 2 lpb, 3 lpb y 4 lpb, ya que este compuesto es un inhibidor que estabiliza el esquisto.

Equipo

- Calentador eléctrico
- Dos frascos Erlenmeyer de 125 ml
- Tapón de goma con tubo de vidrio insertado por el agujero central
- Tubo de vidrio
- Tubo flexible
- Pipeta de 5 ml
- 6 a 10 piedras de hervir
- Jeringa de 10 ml
- Agua destilada
- Desespumante a base de silicio
- Solución indicadora (1 parte de verde de bromocresol en 2 partes rojo metilo)
- Solución 5N de hidróxido de sodio
- Solución de 2% de ácido bórico
- Solución 0.02N (N/50) de ácido sulfúrico

Procedimiento

1. Preparar una solución 0.002N de ácido sulfúrico haciendo una dilución de la Solución 0.02N (N/50) de ácido sulfúrico.

P. ej. 10 ml 0.02N H₂SO₄ + 90 ml de agua desionizada = 100 ml de solución 0.002N de ácido sulfúrico.

2. Obtener una muestra de lodo íntegro.

3. Agregar lo siguiente al frasco Erlenmeyer (de reacción).

- 25 ml de agua destilada
- 25 ml de muestra a analizar
- 2 ml de desespumante a base de silicio
- 6 a 10 piedras de hervir

4. Agregar lo siguiente al otro frasco Erlenmeyer (de recolección).

- 25 ml de ácido bórico al 2%
- 25 ml de agua desionizada
- 10-15 gotas de solución indicadora

5. Colocar un extremo del tubo flexible en el tubo de vidrio y colocar el tubo de vidrio en el frasco de recolección.

Nota: Asegurar que el extremo del tubo de vidrio quede sumergido en la solución de ácido bórico.

6. Conectar el otro extremo del tubo flexible al tubo de vidrio del tapón.

7. Usar la jeringa de 5 ml para agregar 5 ml de solución 5N de hidróxido de sodio al frasco de reacción e inmediatamente poner el tapón en el frasco.
8. Poner el frasco de reacción en el calentador y calentar la solución hasta que hierva.
9. Hervir la solución por 45 a 55 minutos para destilar por lo menos 25 ml de solución al frasco de colección.
10. Quitar el tubo de vidrio del frasco de recolección y dejar que el frasco se enfríe.
11. Titular la solución en el frasco de recolección con la solución 0.002N de ácido sulfúrico (preparada en el paso 1) hasta el punto final del indicador. El color cambiará de azul/verde a lavanda/rojo.
12. Apuntar los ml usados de ácido sulfúrico.
13. Calcular la concentración de CLAYSEAL en lbs/bbl usando la siguiente ecuación.

ANEXO N. Procedimiento pruebas Paxcel HV y Paxcel LV.

EI PAX CELL HV/LV es un controlador de filtrado diseñado para reducir la filtración de fluidos de perforación basados en agua, donde la viscosidad adicional no es necesaria o deseada.

PROCEDIMIENTO

PRUEBAS DE FILTRADO API:

Medir el volumen de filtrado y la costra de lodo de un fluido de perforación usando el método de filtrado API.

Equipo

- C Filtro prensa
- C Papel de filtro
- C Cronómetro 30-minutos de intervalo
- C Cilindro graduado 25- ó 50-Ml

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Armar la celda con el papel de filtro en su lugar.
3. Echar la muestra en la celda hasta $\frac{1}{2}$ pulg. (13mm) de la parte superior.
4. Meter la celda dentro del marco; colocar y ajustar la tapa sobre la celda.
5. Colocar un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje.
6. Cerrar la válvula de alivio y ajustar el regulador para que sea aplicada una presión de 100 ± 5 psi (690 ± 35 kPa) en 30 segundos o menos.
7. Mantener la presión a 100 ± 5 psi (690 ± 35 kPa) durante 30 minutos.

8. Cerrar el flujo con el regulador de presión y abrir con cuidado la válvula de alivio.
9. Registrar el volumen de filtrado en el cilindro graduado con precisión del más próximo mL.
Nota: Si se usa un filtro prensa de media área multiplicar por 2 el volumen del filtrado.
10. Aflojar la presión, verificar que ha sido descargada toda la presión, y retirar la celda del marco.
11. Desarmar la celda y descartar el lodo.
12. Dejar la costra de lodo sobre el papel y lavar ligeramente con el fluido base para quitar todo exceso de lodo.
13. Medir y registrar el espesor de la costra de lodo con aproximación de 1/32 in. (1.0 mm).

ANEXO O. Programa de fluidos moriche campaña 2015

Propiedades de los fluidos en la campaña 2015

Tabla 1. Propiedades fluidos propuestos sección 12 ¼" - SPUD MUD

Propiedad	0 – 200'
Densidad, lpg.	8.6 – 9
Viscosidad Funnel, seg/qt	45 –60
VP, Cp	10 – 15
YP, Lb/100 ft ²	15 – 22
Geles (10"/10'/30')	5/14/16
Filtrado API, cc	N.C.
PH	8.7 – 9.0
MBT, lb/ bl eq.	< 17.5
Calcio (ppm)	< 100
Cloruros (ppm)	< 1200

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 2. Propiedades fluidos propuestos sección 8 1/2" A- POLIMERO

Propiedad	200'- 1825'
Densidad, lpg.	8.8 -9.2
Viscosidad Funnel, seg/qt	45 – 55
VP, Cp	15 – 18
YP, Lb/100 ft ²	17 – 22
Geles (10"/10'/30')	8/10/12
Filtrado API, cc	< 7.5
PH	9 –10.0
MBT, lb/ bl eq.	< 17.5
Calcio (ppm)	< 100
Cloruros (ppm)	< 1700

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 3. Propiedades fluidos propuestos sección 8 1/2” B - POLIMERO

Propiedad	1825'- 2,484'
Densidad, lpg.	9.0 -9.3
Viscosidad Funnel, seg/qt	45 – 55
VP, Cp	15– 18
YP, Lb/100 ft ²	17 – 22
Geles (10”/10’/30’)	8/10/12
Filtrado API, cc	< 4.5
PH	9 – 9.5
MBT, lb/ bl eq.	< 15
Calcio (ppm)	< 100
Cloruros (ppm)	< 1700
Solidos totales %.	4

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 4. Propiedades del Fluido completamiento

Tipo de Fluido	Propiedades Necesarias	Valor Primario	Unidades	Valor Sec.	Unidades	Autoridad		
Fluido de Completamiento	Densidad	9.2	Lpg			Supervisada por BAROID CFS Verificado por Representante de la Operadora		
	TSS (%)	<0.05	%					
	pH	7.5 – 8.0						
	Micrones máximos						<2	Micrones
	Claridad						<50	NTU
	Salinidad	250-550	Ppm					

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Concentración recomendada y función de productos en la campaña 2015

Tabla 1. Concentración Recomendada De Productos sección 12 ¼

Producto	Concentración, lpb	Función.
AQUAGEL	10.0 - 15.0	Viscosificante.
X-TEND II	0.03- 0.05	Viscosificante.

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 2. Concentración Recomendada De Productos – INTERVALO 8 ½”

Materiales	200' - 1825'	Función.
	Lpb	
BARAZAN D PLUS	0.5 - 0.7	Viscosificante
PAX CELL LV	1.0	Control de Filtrado.
PAX CELL HV	1.0	Control de Filtrado.
CLAYSEAL PLUS	1.0 – 2.0	Inhibidor.
SODA CAUSTICA	0.1 – 0.5	Alcalinidad.
BARACARB DF 50/ BARACARB DF 25 (80% Y 20%)	5.0 -15	Agente Puenteante.

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 3. Concentración Recomendada De Productos – INTERVALO 6- 1/8”.

Materiales	1,825' – 2,484'	Función.
	Lpb	
BARAZAN D PLUS	0.8 – 1.0	Viscosificante
PAX CELL LV	0.5 -1.5	Control de Filtrado.
PAX CELL HV	0.5 -1.5	Control de Filtrado.
CLAYSEAL PLUS	1.0 – 2.0	Inhibidor.
SODA CAUSTICA	0.1 – 0.3	Alcalinidad.

Materiales	1,825' – 2,484'	Función.
	Lpb	
BARACARB DF 50/ BARACARB DF 25 (20% Y 80%)	8 -32	Agente Puenteante.
DEXTRID	3.0 - 4.0	Control de Filtrado.
GLUTARALDEHIDO	0.5	Bactericida.

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 4. Concentración Recomendada De Productos – INTERVALO de Completamiento.

Materiales	2,484'-- --	Función.
	Lpb	
FORMIATO DE SODIO VISCOSO	72	Fluido libre de sólidos, estabilizador de formación.
FORMIATO DE SODIO LIMPIO	66	Fluido libre de sólidos Control de presión.
BA BARAZAN D PLUS 25Kg BAG	0.5	Viscosificante

ANEXO P. Sabanas Moriche AZ-01, sabanas Moriche BH-08, y sabanas Moriche R-07 respectivamente en la campaña 2015.

Sabanas Moriche AZ-01

Tabla 1. Sabana MORICHE AZ-01 campaña 2015 - sección 12 ¼”

HALLIBURTON | Baroid

MORICHE AZ-01 · MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD · MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD · MECL 2 · WSE API(Copy)

Drilling Fluids - Interval Inventory Report

Interval#	12 ¼”	Top of Interval (MD/TVD)	0 / 0	ft
From Date	05-05-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	223 / 223	ft
To Date	05-05-2015	Avg Hole Size / Bit Size	9.679 / 12.500	in

Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG		1			1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG		41	22		19	950.0
BARACARB-DF 25	50 kg BAG		80			80	8,818.5
BARACARB-DF 50	50 kg BAG		15			15	1,653.5
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN		3			3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG		15	4		11	606.3
BAROFIBRE O	25 lbm BAG		3			3	75.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG		14			14	771.6
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM		4			4	1,964.4
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN		15			15	663.4
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN		9			9	344.7
PAXCEL HV	50 lbm BAG		9			9	450.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG		45			45	2,250.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG		4			4	220.5
SODIUM FORMATE	25 kg BAG		380			380	20,943.9
THERMA-THIN	5 Gal CAN		10			10	517.4
X-TEND II	2 lbm BAG		27			27	54.0
Total Weight of Products in Stock lbm							40,437.2
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons							18.34

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 2. Sabana MORICHE AZ-01 campaña 2015 - sección 8 ½”

Interval#	8 ½" A	Top of Interval (MD/TVD)	224 / 223		ft		
From Date	05-05-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	1,950 / 1,870		ft		
To Date	08-05-2015	Avg Hole Size / Bit Size	9.000 / 8.500		in		
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
AKTAFLO-S	55 Gal DRUM						
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG	1				1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG	19			19		
BARACARB-DF 150	50 kg BAG						
BARACARB-DF 25	50 kg BAG	80				80	8,818.5
BARACARB-DF 50	50 kg BAG	15	160	120		55	6,062.7
BARACARB-DF 800	50 kg BAG						
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	3				3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	11		4		7	385.8
BAROFIBRE O	25 lbm BAG	3				3	75.0
BAROFIBRE	25 lbm BAG						
BICARBONATE OF SODA	25 kg BAG						
CAUSTIC SODA	25 kg BAG	14		1		13	716.5
CLAY GRABBER	5 Gal CAN						
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM	4		1	2	1	491.1
DEXTRID	50 lbm BAG						
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN	15				15	663.4
KWIK SEAL COARSE	40 lbm BAG						
LIME	25 kg BAG						
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN	9				9	344.7
LOSURF-300 M	5 Gal CN						
LOSURF-300M	55 Gal CN						
PAXCEL HV	50 lbm BAG	9		7		2	100.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG	45		6		39	1,950.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG	4				4	220.5
RICE HULLS	EA						
RICE HULLS	10 kg BAG						
SODIUM FORMATE	25 kg BAG	380				380	20,943.9
THERMA-THIN	5 Gal CAN	10		2		8	413.9
X-TEND II	2 lbm BAG	27				27	54.0
Total Weight of Products in Stock lbm							41,394.0
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons							18.78

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 3. Sabana MORICHE AZ-01 campaña 2015 - sección 6 1/8"

Interval#	6 1/8"	Top of Interval (MD/TVD)	1.950	1.870	ft		
From Date	09-05-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	2.411	1.870	ft		
To Date	10-05-2015	Avg Hole Size / Bit Size	6.500	8.500	in		
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
AKTAFLO-S	55 Gal DRUM						
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG	1				1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG						
BARACARB-DF 150	50 kg BAG						
BARACARB-DF 25	50 kg BAG	80		80			
BARACARB-DF 50	50 kg BAG	55		15	40		
BARACARB-DF 600	50 kg BAG						
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	3				3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	7		6		1	55.1
BAROFIBRE O	25 lbm BAG	3				3	75.0
BAROFIBRE	25 lbm BAG						
BICARBONATE OF SODA	25 kg BAG						
CAUSTIC SODA	25 kg BAG	13				13	716.5
CLAY GRABBER	5 Gal CAN						
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM	1		1			
DEXTRID	50 lbm BAG						
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN	15				15	663.4
KWIK SEAL COARSE	40 lbm BAG						
LIME	25 kg BAG						
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN	9				9	344.7
LOSURF-300 M	5 Gal CN						
LOSURF-300M	55 Gal CN						
PAXCEL HV	50 lbm BAG	2		2			
PAXCEL LV	50 lbm BAG	39		8		31	1,550.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG	4				4	220.5
RICE HULLS	EA						
RICE HULLS	10 kg BAG						
SODIUM FORMATE	25 kg BAG	380		110		270	14,881.2
THERMA-THIN	5 Gal CAN	8				8	413.9
X-TEND II	2 lbm BAG	27				27	54.0
Total Weight of Products in Stock lbm							19,128.3
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons							8.68

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 4. Sabana MORICHE AZ-01 campaña 2015 - sección completamiento.

Interval#	completion	Top of Interval (MD/TVD)	2.411 / 1.870 ft				
From Date	12-05-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	2.411 / 1.870 ft				
To Date	13-05-2015	Avg Hole Size / Bit Size	/ 8.500 in				
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
AKTAFLO-S	55 Gal DRUM						
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG	1				1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG						
BARACARB-DF 150	50 kg BAG						
BARACARB-DF 25	50 kg BAG		40			40	4,409.2
BARACARB-DF 50	50 kg BAG		160			160	17,637.0
BARACARB-DF 600	50 kg BAG						
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	3				3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	1				1	55.1
BAROFIBRE O	25 lbm BAG	3				3	75.0
BAROFIBRE	25 lbm BAG						
BICARBONATE OF SODA	25 kg BAG						
CAUSTIC SODA	25 kg BAG	13		1		12	661.4
CLAY GRABBER	5 Gal CAN						
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM		10			10	4,911.0
DEXTRID	50 lbm BAG						
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN	15		1		14	619.2
KWIK SEAL COARSE	40 lbm BAG						
LIME	25 kg BAG						
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN	9				9	344.7
LOSURF-300 M	5 Gal CN						
LOSURF-300M	55 Gal CN						
PAXCEL HV	50 lbm BAG						
PAXCEL LV	50 lbm BAG	31				31	1,550.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG	4				4	220.5
RICE HULLS	EA						
RICE HULLS	10 kg BAG						
SODIUM FORMATE	25 kg BAG	270		70		200	11,023.1
THERMA-THIN	5 Gal CAN	8				8	413.9
X-TEND II	2 lbm BAG	27				27	54.0
Total Weight of Products in Stock lbm							42,128.1
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons							19.11

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

SABANAS MORICHE BH-08

Tabla 5. Sabanas MORICHE BH – 08 campaña 2015 - sección 12 ¼”

HALLIBURTON | Baroid

MORICHE BH-08 · MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD · MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD · MECL 2 · WSE API(Copy)

Drilling Fluids - Interval Inventory Report

Interval#	12 ¼”	Top of Interval (MD/TVD)	0 / 0 ft
From Date	20-05-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	211 / 211 ft
To Date	21-05-2015	Avg Hole Size / Bit Size	12.500 / 8.500 in

Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG		1			1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG		67	30		37	1,850.0
BARACARB-DF 25	50 kg BAG		200			200	22,046.2
BARACARB-DF 50	50 kg BAG		380			360	39,683.2
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN		3			3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG		43			41	2,259.7
BAROFIBRE O	25 lbm BAG		20			20	500.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG		5			5	275.6
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM		8			8	3,928.8
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN		12			12	530.7
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN		9			9	344.7
PAXCEL HV	50 lbm BAG		66			63	3,150.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG		44			40	2,000.0
SODIUM BICARBONATE	25 kg BAG		5			5	275.6
SODIUM FORMATE	25 kg BAG		450			450	24,802.0
THERMA-THIN	5 Gal CAN		3			3	155.2
X-TEND II	2 lbm BAG		24	2		22	44.0
Total Weight of Products in Stock lbm							101,999.7
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons							46.27

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 6. Sabana MORICHE BH – 08 campaña 2015 - sección 8 ½”

Interval#	8 ½”	Top of Interval (MD/TVD)	1,373 / 211	ft			
From Date	22-05-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	2,052 / 2,008	ft			
To Date	24-05-2015	Avg Hole Size / Bit Size	0.755 / 8.500	in			
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG	1				1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG	37				33	1,650.0
BARACARB-DF 25	50 kg BAG	200				200	22,046.2
BARACARB-DF 50	50 kg BAG	360		20		200	22,046.2
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	3				3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	41		2		37	2,039.3
BAROFIBRE O	25 lbm BAG	20				20	500.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG	5				4	220.5
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM	8				7	3,437.7
GLUTARALDEHYDE - BIOCIDES	5 Gal CAN	12				11	486.5
LIME	50 kg BAG		4			3	330.7
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN	9				9	344.7
PAXCEL HV	50 lbm BAG	63		3		54	2,700.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG	40		4		36	1,800.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG						
SODIUM BICARBONATE	25 kg BAG	5				5	275.6
SODIUM FORMATE	25 kg BAG	450				450	24,802.0
THERMA-THIN	5 Gal CAN	3				3	155.2
X-TEND II	2 lbm BAG	22				21	42.0
Total Weight of Products in Stock lbm						83,030.6	
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons						37.66	

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 7. Sabana MORICHE BH – 08 campaña 2015 - sección 6 1/8”

Interval#	6 1/8”	Top of Interval (MD/TVD)	2,052 / 2,008	ft			
From Date	25-05-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	2,426 / 2,370	ft			
To Date	28-05-2015	Avg Hole Size / Bit Size	8.800 / 8.500	in			
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG	1				1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG	33		4		33	1,650.0
BARACARB-DF 25	55 kg BAG	200				200	22,046.2
BARACARB-DF 50	50 kg BAG	200		161		199	21,936.0
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	3				3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	37		6		35	1,929.0
BAROFIBRE O	25 lbm BAG	20				20	500.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG	4		1		4	220.5
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM	7		2		6	2,946.6
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN	11		1		11	486.5
LIME	50 kg BAG	3		1		2	220.5
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN	9				9	344.7
PAXCEL HV	50 lbm BAG	54		9		54	2,700.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG	36		4		36	1,800.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG						
SODIUM BICARBONATE	25 kg BAG	5				5	275.6
SODIUM FORMATE	25 kg BAG	450				450	24,802.0
THERMA-THIN	5 Gal CAN	3		2		3	155.2
X-TEND II	2 lbm BAG	21				21	42.0
Total Weight of Products in Stock lbm						82,208.8	
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons						37.29	

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 8. Sabana MORICHE BH – 08 campaña 2015 - sección fluidos de completamiento

Interval#	completion	Top of Interval (MD/TVD)		Bottom of Interval (MD/TVD)		Avg Hole Size / Bit Size	
From Date	31-05-2015	2,426 / 2,370		2,426 / 2,370		ft	
To Date	03-06-2015					/ 8.500 in	

Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG	1				1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG	33				33	1,650.0
BARACARB-DF 25	50 kg BAG	200				200	22,046.2
BARACARB-DF 50	50 kg BAG	199				199	21,936.0
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	3				3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	35		1		34	1,873.9
BAROFIBRE O	25 lbm BAG	20				20	500.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG	4				4	220.5
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM	6				6	2,946.6
GLUTARALDEHYDE - BIOCIDE	5 Gal CAN	11				11	486.5
LIME	50 kg BAG	2				2	220.5
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN	9				9	344.7
PAXCEL HV	50 lbm BAG	54				54	2,700.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG	36				36	1,800.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG						
SODIUM BICARBONATE	25 kg BAG	5				5	275.6
SODIUM FORMATE	25 kg BAG	450		200		250	13,778.9
THERMA-THIN	5 Gal CAN	3				3	155.2
X-TEND II	2 lbm BAG	21				21	42.0
Total Weight of Products in Stock lbm						71,130.6	
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons						32.26	

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

SABANAS MORICHE R-07

Tabla 9. Sabana MORICHE R – 07 campaña 2015 - sección 12 ¼”

Interval#	12 ¼”	Top of Interval (MD/TVD)	0 / 0	ft			
From Date	05-06-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	177 / 177	ft			
To Date	05-06-2015	Avg Hole Size / Bit Size	12.500 / 12.250	in			
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG		1			1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG		58	22		36	1,800.0
BARACARB-DF 25	50 kg BAG		133			133	14,660.7
BARACARB-DF 50	50 kg BAG		200			200	22,046.2
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN		3			3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG		30	1		29	1,598.4
BAROFIBRE O	25 lbm BAG		3			3	75.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG		9			9	496.0
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM		8			8	3,928.8
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN		14			14	619.2
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN		9			9	344.7
PAXCEL HV	50 lbm BAG		46			46	2,300.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG		69			69	3,450.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG		4			4	220.5
SODIUM FORMATE	25 kg BAG		150			150	8,267.3
THERMA-THIN	5 Gal CAN		7			7	362.2
X-TEND II	2 lbm BAG		27	1		26	52.0
Total Weight of Products in Stock lbm						60,375.0	
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons						27.39	

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 10. Sabanas MORICHE R – 07 campaña 2015 - sección 8 ½”

Interval#	8 ½”	Top of Interval (MD/TVD)	373 / 177 ft				
From Date	06-06-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	1,726 / 1,680 ft				
To Date	08-06-2015	Avg Hole Size / Bit Size	8.800 / 12.250 in				
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG	1				1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG	36				36	1,800.0
BARACARB-DF 25	50 kg BAG	133		43		90	9,920.8
BARACARB-DF 50	50 kg BAG	200		120		80	8,818.5
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	3				3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	29		6		23	1,267.7
BAROFIBRE O	25 lbm BAG	3				3	75.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG	9		1		8	440.9
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM	8		2		7	3,192.2
GLUTARALDEHYDE - BIOCIDO	5 Gal CAN	14				14	619.2
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN	9				9	344.7
PAXCEL HV	50 lbm BAG	46		7		39	1,950.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG	69		7		62	3,100.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG	4				4	220.5
SODIUM FORMATE	25 kg BAG	150	200			350	19,290.4
THERMA-THIN	5 Gal CAN	7		1	3	3	155.2
X-TEND II	2 lbm BAG	26		1		25	50.0
Total Weight of Products in Stock lbm							51,399.1
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons							23.31

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 11. Sabanas MORICHE R – 07 campaña 2015 - sección 6 1/8”

Interval#	6 1/8”	Top of Interval (MD/TVD)	2,253 / 1,680	ft			
From Date	08-06-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)	2,253 / 2,187	ft			
To Date	10-06-2015	Avg Hole Size / Bit Size	6.200 / 6.125	in			
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG	1				1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG	36		2		34	1,700.0
BARACARB-DF 25	50 kg BAG	90		45		45	4,960.4
BARACARB-DF 50	50 kg BAG	80				80	8,818.5
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	3				3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	23		3		20	1,102.3
BAROFIBRE O	25 lbm BAG	3				3	75.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG	8		1		7	385.8
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM	7		1		6	2,946.6
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN	14				14	619.2
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN	9				9	344.7
PAXCEL HV	50 lbm BAG	39		6		33	1,650.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG	62		5		57	2,850.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG	4				4	220.5
SODIUM FORMATE	25 kg BAG	350				350	19,290.4
THERMA-THIN	5 Gal CAN	3				3	155.2
X-TEND II	2 lbm BAG	25				25	50.0
Total Weight of Products in Stock lbm							45,322.6
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons							20.56

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

Tabla 12. Sabana MORICHE R – 07 campaña 2015 - sección fluidos de completamiento

Interval#	completion	Top of Interval (MD/TVD)		2,253 / 2,187		ft	
From Date	10-06-2015	Bottom of Interval (MD/TVD)		2,253 / 2,187		ft	
To Date	11-06-2015	Avg Hole Size / Bit Size		/ 6.125		in	
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Weight lbm
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG	1				1	44.1
AQUAGEL	50 lbm BAG	34				34	1,700.0
BARACARB-DF 25	50 kg BAG	45		5		40	4,409.2
BARACARB-DF 50	50 kg BAG	80				80	8,818.5
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN	3				3	109.9
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG	20				20	1,102.3
BAROFIBRE O	25 lbm BAG	3				3	75.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG	7		1		6	330.7
CLAYSEAL PLUS	55 Gal DRUM	6				6	2,946.6
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN	14		1		13	575.0
LOSURF-300 M -5 Gal CN	5 Gal CN	9				9	344.7
PAXCEL HV	50 lbm BAG	33				33	1,650.0
PAXCEL LV	50 lbm BAG	57				57	2,850.0
QUIKSEAL MEDIUM	25 kg BAG	4				4	220.5
SODIUM FORMATE	25 kg BAG	350		264		86	4,739.9
THERMA-THIN	5 Gal CAN	3				3	155.2
X-TEND II	2 lbm BAG	25				25	50.0
Total Weight of Products in Stock lbm							30,121.6
Total Weight of Products in Stock, Metric Tons							13.66

Fuente. BAROID FLUID SERVICES – HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A

ANEXO Q. Estudio de secciones según programa de la campaña 2015.

Tabla 1. Estudio de costos para la sección 12 ¼” del programa campaña 2015.

SECCIÓN 12 ¼”					
Barriles por sección					200
Compuestos	Libraje [lb]	concentración recomendada de productos [lb/BBL]	cantidad en sacos	Costo producto pozo	Total Venta Estimado
BA.AQUAGEL	50	15	60	13,5 USD	810,00 USD
BA.X-TEND II	2	0,05	5	12,1 USD	60,5 USD
Costo Total por Sección:					870,50 USD

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 2. Estudio de costos para la sección 8 ½” del programa campaña 2015.

SECCIÓN 8 ½”					
Barriles por sección					320
Productos	Libraje [lb]	concentración recomendada de productos [lb/BBL]	cantidad en sacos	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZA N D PLUS - 25 KG BAG	50	0,7	4,48	104,3 USD	467,26 USD
PAXCEL LV	50	1	6,40	47,0 USD	300,80 USD
PAXCEL HV	50	1,5	9,60	63,0 USD	604,80 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 gal tote	2	0,4	449,21 USD	179,69 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	0,5	2,91	23,6 USD	68,65 USD
BA.BARACA RB-DF 25 - (0,8)	50	15	38,4	5,9 USD	226,56 USD

SECCIÓN 8 1/2"					
Barriles por sección				320	
Productos	Libraje [lb]	concentración recomendada de productos [lb/BBL]	cantidad en sacos	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARACA RB-DF 50 - (0,2)	50	15	9,6	5,6 USD	53,76 USD
Costo Total por Sección:					1901,52 USD

Tabla 3. Estudio de costos para la sección 6 1/8" según programa campaña 2015.

SECCIÓN 6 1/8"					
Barriles por sección				360	
Productos	Libraje [lb]	concentración recomendada de productos [lb/BBL]	cantidad en sacos	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	50	1	7,20	104,3 USD	750,96 USD
PAXCEL LV	50	1,5	10,8	47,0 USD	507,60 USD
PAXCEL HV	50	1,5	10,8	63,0 USD	680,40 USD
BA.CLAYSEAL PLUS - 275 GAL TOTE	55 gal	2	0,6	449,21 USD	269,52 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	0,3	1,96	23,6 USD	46,34 USD
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	50	32	92,16	5,9 USD	543,74 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	50	8	5,76	5,6 USD	32,25 USD
BA.GLUTARALDEHYDE - BIOCIDE - 5 GAL CAN	45	0,5	4	51,0 USD	204,00 USD
Costo Total por Sección:					3034,83 USD

Tabla 4. Estudio de costos para la sección de fluidos de completamiento según programa campaña 2015.

SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO					
				salmuera limpia	180
				salmuera viscosa	50
Productos	Libraje [lb]	concentración recomendada de productos [lb/BBL]	cantidad en sacos	Costo producto	total venta estimado
Formiato de Sodio viscoso	50	72	72	18,5 USD	1332,00 USD
Formiato de Sodio limpio	50	66	237,6	18,5 USD	4395,60 USD
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	50	0,5	1	104,3USD	104,30 USD
Costo Total por Sección:					5831,90 USD

Tabla 5. Estudio de costos por sección según programa campaña 2105.

Secciones según Programa Nuevo	Costo sección (dólares)	Costo Total programa (dólares)
SECCIÓN 12 ¼"	870,50 USD	11638,75 USD
SECCIÓN 8 ½" A	1901,52 USD	
SECCIÓN 8 ½" B	3034,8 USD	
SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	5831,90 USD	

ANEXO R. Estudio de secciones con la sabana del pozo AZ-01.

Tabla 1. Estudio de costos para la sección 12 ¼” de la sabana del pozo AZ-01.

SECCIÓN 12 ¼”				
Barriles por sección				200
Compuestos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto pozo	Total Venta Estimado
BA.AQUAGEL	50	22	13,5 USD	297,75 USD
BA.BARAZAN D PLUS	55	4	104,3 USD	417,3 USD
Costo Total por Sección:				715,06 USD

Tabla 2. Estudio de costos para la sección 8 ½” de la sabana del pozo AZ-01.

SECCIÓN 8 ½”				
Barriles por sección				320
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	55	4	104,3 USD	417,31 USD
PAXCEL LV	50	6	47,0 USD	282,00 USD
PAXCEL HV	50	7	63,0 USD	441,28 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 GAL DRUM	1	449,21 USD	449,21 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,56 USD
THERMA-THIN	5 GAL CAN	2	55,32 USD	110,64 USD
BA.BARACARB -DF 50 - (0,2)	50	120	5,6 USD	667,15 USD
Costo Total por Sección:				2391,15 USD

Tabla 3. Estudio de costos para la sección 6 1/8” de la sabana del pozo AZ-01.

SECCIÓN 6 1/8”				
Barriles por sección				360
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	55	6	104,3 USD	625,96 USD
PAXCEL LV	50	8	47,0 USD	376,00 USD
PAXCEL HV	50	2	63,0 USD	126,08 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 GAL DRUM	1	449,21 USD	449,21 USD
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	50	80	5,9 USD	472,77 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	50	15	5,6 USD	83,39 USD
Formiato de Sodio	55	110	18,5 USD	2030,28 USD
Costo Total por Sección:				4163,70 USD

Tabla 4. Estudio de costos para la sección de fluidos de completamiento de la sabana del pozo AZ-01.

SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO				
Barriles por sección			Barriles salmuera limpia	180
			barriles salmuera viscosa	50
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	total venta estimado
Formiato de Sodio viscoso	50	70	18,5 USD	1295,00 USD
Formiato de Sodio limpio	50	0	18,5 USD	0,00 USD
BA.GLUTARALDEHYDE - BIOCIDE	5 gal can	1	51,0 USD	51,01 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,56 USD
Costo Total			por	Sección:
1369,57 USD				

Tabla 5. Resumen de costos por sección según pozo AZ-01.

Secciones según Sabana Pozo AZ-01	Costo sección	Costo Total programa
SECCIÓN 12 ¼"	715,06 USD	8639,47 USD
SECCIÓN 8 ½" A	2.391,15 USD	
SECCIÓN 8 ½" B	4163,70 USD	
SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	1369,57 USD	

ANEXO S. Estudio de secciones con la sabana del pozo BH-08.

Tabla 1. Estudio de costos para la sección 12 ¼” de la sabana del pozo BH-08.

SECCIÓN 12 ¼”				
Barriles por sección			200	
Compuestos	Libraje [lb]	cantidad [sacos] (proporcionada de las sabanas)	Costo producto pozo	Total Venta Estimado
BA.AQUAGEL	50	30	13,5 USD	406,02 USD
X-TEND II	2	2	12,1 USD	24,24 USD
Costo Total por Sección:				430,25 USD

Tabla 2. Estudio de costos para la sección 8 ½” de la sabana del pozo BH-08.

SECCIÓN 8 ½”				
Barriles por sección			320	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS	55	2	104,3 USD	208,65 USD
PAXCEL LV	50	4	47,0 USD	188,00 USD
PAXCEL HV	50	3	63,0 USD	189,12 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	50	20	5,6 USD	111,19 USD
Costo Total por Sección:				696,96 USD

Tabla 3. Estudio de costos para la sección 6 1/8” de la sabana del pozo BH-08.

SECCIÓN 6 1/8”				
BARRILES POR SECCIÓN			360	
Productos	Libraje [lb]	Cantidad en sacos	Costo producto	Total Venta Estimado
AQUAGEL	50	4	13,5 USD	54,1 USD
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	55	6	104,3 USD	625,96 USD
PAXCEL LV	50	4	47,0 USD	188,0 USD
PAXCEL HV	50	9	63,0 USD	567,4 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 GAL DRUM	2	449,21 USD	898,43 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,6 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	50	161	5,6 USD	895,10 USD
THERMA-THIN	5 GAL CAN	2	55,32 USD	110,6 USD
BA.GLUTARALDEHYD E - BIOCIDE	5 GAL CAN	1	51,0 USD	51,0 USD
LIME	55	1	5,9 USD	5,87 USD
Costo Total por Sección:				3420,05 USD

Tabla 4. Estudio de costos para la sección de fluidos de completamiento de la sabana del pozo BH-08.

SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO					
BARRILES POR SECCIÓN			Barriles salmuera limpia	180	
			barriles salmuera viscosa	50	
Productos	Libraje [lb]	Cantidad en sacos	Costo producto	total venta estimado	
Formiato de Sodio viscoso	50	200	18,5 USD	3691,43 USD	
Formiato de Sodio limpio	50	0	18,5 USD	0,00 USD	
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	50	1	104,3 USD	104,33 USD	
Costo Total por Sección:				3795,75 USD	

Tabla 5. Resumen de costos por sección según pozo BH-08.

Secciones según Sabana Pozo BH-08	Costo sección	Costo Total programa
SECCIÓN 12 ¼"	430,25 USD	8343,02 USD
SECCIÓN 8 ½" A	696,96 USD	
SECCIÓN 8 ½" B	3420,05 USD	
SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	3795,75 USD	

ANEXO T. Estudio de secciones con la sabana del pozo R-07.

Tabla 1. Estudio de costos para la sección 12 ¼” de la sabana del pozo R-07.

SECCIÓN 12 ¼”				
Barriles por sección			200	
Compuestos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto pozo	Total Venta Estimado
BA.AQUAGEL	50	22	13,5 USD	297,75 USD
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	55	1	104,3 USD	104,33 USD
X-TEND II	2	1	12,1 USD	12,12 USD
Costo Total por Sección:				414,19 USD

Fuente. Autores del proyecto

Tabla 2. Estudio de costos para la sección 8 ½” de la sabana del pozo R-07.

SECCIÓN 8 ½”				
BARRILES POR SECCIÓN			320	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	55	6	104,3 USD	625,96 USD
PAXCEL LV	50	7	47,0 USD	329,00 USD
PAXCEL HV	50	7	63,0 USD	441,28 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 GAL DRUM	2	449,21 USD	898,43 USD
BA.CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,56 USD
THERMA-THIN-	5 GAL CAN	1	55,32 USD	55,32 USD

SECCIÓN 8 1/2"				
BARRILES POR SECCIÓN			320	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	50	43	5,9 USD	254,11 USD
BA.BARACARB-DF 50 - (0,2)	50	120	5,6 USD	667,15 USD
X-TEND II	2		12,1 USD	12,12 USD
Costo Total por Sección:				3306,93 USD

Tabla 3. Estudio de costos para la sección 6 1/8" de la sabana del pozo R-07.

SECCIÓN 6 1/8"				
Barriles por sección			360	
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	Total Venta Estimado
AQUAGEL	50	2	13,5 USD	27,1 USD
BA.BARAZAN D PLUS - 25 KG BAG	55	3	104,3 USD	313,0 USD
CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,6 USD
BA.CLAYSEAL PLUS	55 GAL DRUM	1	449,21 USD	449,2 USD
PAXCEL HV	50	6	63,04 USD	378,2 USD
PAXCEL LV	50	5	47,00 USD	235,0 USD
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	50	45	5,9 USD	265,9 USD
Costo Total por Sección:				1692,0 USD

Tabla 4. Estudio de costos para la sección de fluidos de completamiento de la sabana del pozo R-07.

SECCIÓN FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO					
BARRILES POR SECCIÓN				Barriles salmuera limpia	180
				barriles salmuera viscosa	50
Productos	Libraje [lb]	cantidad en sacos (proporcionada de las sabanas)	Costo producto	total venta estimado	
Formiato de Sodio viscoso	50	264	18,5 USD	4872,68 USD	
Formiato de Sodio limpio	50	0	18,5 USD	0,00 USD	
BA.BARACARB-DF 25 - (0,8)	50	5	5,9 USD	29,55 USD	
BA.GLUTARALDEHYDE - BIOCIDE	5 GAL CAN	1	51,0 USD	51,01 USD	
CAUSTIC SODA	55	1	23,6 USD	23,56 USD	
Costo Total por Sección:				4976,80 USD	

Tabla 5. Resumen de costos por sección según pozo R-07.

Secciones según Sabana Pozo R-07	Costo sección	Costo Total programa
Sección 12 ¼"	414,19 USD	10389,90 USD
Sección 8 ½" A	3306,93 USD	
Sección 8 ½" B	1692,0 USD	
Sección fluidos de completamiento	4976,80 USD	