

**EVALUACION DEL DAÑO CAUSADO POR EL LODO A LA FORMACION
DURANTE LA PERFORACION EN CAMPO MORICHE**

DAYAN LIZETH BUITRAGO RINCON

JAIRO ALEXEI VELANDIA MANOSALVA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA
BUCARAMANGA
2009**

**EVALUACION DEL DAÑO CAUSADO POR EL LODO A LA FORMACION
DURANTE LA PERFORACION EN CAMPO MORICHE**

Trabajo de Grado en investigación presentado como requisito para optar al título
de INGENIERO QUÍMICO

DAYAN LIZETH BUITRAGO RINCON

JAIRO ALEXEI VELANDIA MANOSALVA

Director UIS

DIONISIO LAVERDE CATAÑO

Ph.D, Ingeniero Metalúrgico
Universidad Industrial de Santander

Director MANSAROVAR

RAFAEL AVILA

Ingeniero de Petróleos
Gerente de Yacimientos
Mansarovar Energy Colombia Ltda

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA
BUCARAMANGA
2009**

"Give me a stock clerk with a goal and I'll give you a man who will make history. Give me a man with no goals and I'll give you a stock clerk."

J.C. PENNEY

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por ser la luz y la fuerza de mi vida.

Quiero dedicar este trabajo, a las personas más importantes en mi vida, mis padres Fanny y Carlos, quienes con esfuerzo y amor han hecho posible este logro, el cual no es mío, sino suyo en realidad. También a mi hermanito Brayán, por la fortaleza brindada durante tantos años de estudio, a mis dos cómplices, quienes junto a mis tres Primitos llenan mi vida de compañía, risas e incondicional amistad. A mis abuelos por ser gente maravillosa en mi vida, a mis compañeros y amigos por toda la ayuda brindada y en especial a mi novio, por su paciencia, dedicación y amor, sin él nada de esto sería posible

En memoria de mi abuelita Leti. . .

Dayan Lizeth Buitrago Rincón

DEDICATORIA

Con mi más profundo amor dedico el esfuerzo entregado en la creación de este proyecto a Dios, la luz que guía mi vida, a mis padres Martha y Jairo a quienes les debo lo que soy y quienes siempre confiaron en la realización de este logro, a mi hermana, mi familia y amigos por su apoyo, a mis abuelos quienes no están pero me dejaron su enseñanza, a mi empresa y compañeros de trabajo, y una dedicación especial para mi novia, pues por su compañía es que se escribe la segunda parte de esta buena historia.

Jairo Alexei Oelandia Manosalva

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros agradecimientos a las siguientes personas que contribuyeron a la realización de este libro, con su ayuda, sugerencias y críticas:

Phd. Dionisio Laverde , Director,	Universidad Industrial de Santander
Ing. Humberto Escalante , Calificador,	Universidad Industrial de Santander
Ing Rafael Ávila , Director,	Mansarovar Energy Colombia Ltda
Ing. Yuli Galvis , Codirector	Mansarovar Energy Colombia Ltda
Ing. Ricardo Castro , Codirector	Mansarovar Energy Colombia Ltda
Ing. Fabio Márquez , Coordinador Lodos	QMAX Colombia
Ing. Elizabeth Plata , Líder laboratorio	QMAX Colombia
Ing. Rosario Chirivia , Líder laboratorio	CoreLab Colombia
Geo. Javier Useche , Geólogo	Mansarovar Energy Colombia Ltda
Geo. Carlos Sanabria , Geólogo Campo	MECL
Ing. Sergio Orozco Líder laboratorio de daño a La formación	ICP

Un especial reconocimiento a:

Ing. Mauricio Patarroyo , Gerente Perforación y W/O	MECL
Ing. Julio Calvache , Gerente Operaciones	QMAX Colombia

Quienes, con mucha generosidad y escamoteando tiempo a sus apretadas agendas, proporcionaron la información para un estudio de daño a la formación

Dayan Lizeth Buitrago Rincón

Jairo Alexei Velandia Manosalva

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO TEORICO	2
1.1. DEFINICIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	2
1.2. DAÑO A LA FORMACIÓN POR EL LODO DE PERFORACIÓN	3
1.2.1 Invasión de sólidos de perforación.	3
1.2.2 Invasión de los fluidos de perforación	3
1.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	3
1.3.1 Transportar los ripios de perforación del fondo del hoyo hacia la superficie:	4
1.3.2 Enfriar y lubricar la sarta de perforación:.....	4
1.3.3 Estabilizar las paredes del hoyo:.....	4
1.3.4 Mantener en suspensión los ripios:.....	4
1.4. ARCILLAS EN LA FORMACION	5
2. GENERALIDADES DE CAMPO MORICHE.....	6
2.1. UBICACIÓN DE POZOS	6
2.1.1 Estratigrafía del área	6
2.1.2 Arenas productoras	6
3. METODOLOGIA PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR LODO DE PERFORACIÓN	7
3.1. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS	8
3.1.1 Registros estratigráficos	8
3.1.2 Muestras de campo	9
3.1.3 Registros eléctricos	9
3.1.4 Registros de producción.....	10
3.2. CARACTERIZACION DE ROCA	10
3.2.1 Análisis petrofísicos básicos.....	11
3.2.2 Análisis mineralógicos	11
3.2.3 Análisis especiales	11
3.3. CARACTERIZACION DE FLUIDOS.....	12
3.3.1 Crudo: crudo pesado	12
3.3.2 Agua de formación	12
3.3.3 Lodo de perforación	12
3.4. SISTEMA ROCA – LODO	13
3.4.1 Prueba de succión capilar. cst.....	13
3.4.2 Pruebas de hinchamiento lineal	13
4. RESULTADOS Y ANALISIS	15
4.1. POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN	17

4.2. DESCRIPCIÓN Y DISTRIBUCIÓN MINERALÓGICA	20
4.3. HUMECTABILIDAD EN POZO MOR Q-02	20
4.4. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS.....	20
4.4.1 Crudo: crudo pesado	24
4.4.2 Agua de formación	25
4.4.3 Lodo de perforación	25
4.5. EVALUACIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN	20
4.5.1 Pruebas de reactividad CST.....	27
4.5.2 Pruebas de hinchamiento lineal	29
CONCLUSIONES	32
RECOMENDACIONES.....	34
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	35

LISTADO DE FIGURAS

Fig. 1. Esquema de la metodología empleada para el desarrollo del proyecto	7
Fig. 1. Tendencia de la permeabilidad en MOR Q-02. Método laboratorio	
Fuente: Autores.....	18
Fig. 2. Tendencia de la permeabilidad en MOR AB-02. Método laboratorio	
Fuente: Autores.....	18
Fig.3. Concentración de smectita Vs. profundidad en el pozo AB-02	21
Fig.4. Concentración de Illita Vs. profundidad en el pozo AB-02	21
Fig.5. Concentración de clorita Vs. profundidad en el pozo AB-02	22
Fig.6. Viscosidad vs. Temperatura del crudo en campo moriche.....	24
Fig.7. Tiempo de reacción al agua (CST) Vs. Profundidad. POZO AB-02.....	28
Fig.8. Fracción arcilla Vs. Profundidad. POZO AB-02	29

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Selección de zonas en los pozos MOR AB-02 y MOR Q-02.....	15
Tabla 2. Intervalos afectados durante la perforación.....	19
Tabla 3. Resultados de DRX evaluados en las zonas estudio.....	20
Tabla 4. Viscosidad (mPa.s) Vs. Temperatura del crudo.....	24
Tabla 5. Salinidad del agua de formación.....	25
Tabla 6. Propiedades del lodo de perforación. Agua –bentonita.....	25
Tabla 7. Composición del lodo de perforación. Formula base.....	26
Tabla 8. Resultados pruebas CST.....	27
Tabla 9. Composición arcillas en las muestras a evaluar. Pozo MOR AB-02.....	30
Tabla 10. Resultados pruebas hinchamiento lineal.....	30

LISTADO DE ANEXOS

Anexo A. GENERALIDADES SOBRE ARCILLAS EN LA FORMACIÓN	37
Anexo B. UBICACIÓN DE CAMPO MORICHE EN COLOMBIA	40
Anexo C. LOCALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE POZOS EN CAMPO MORICHE	41
Anexo D. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA SUMINISTRADA.....	42
Anexo E. COLUMNA LITOGRÁFICA REGISTRADA EN CAMPO.....	43
Anexo F. EJEMPLO DE REGISTROS ELECTRICOS EN CAMPO MORICHE	44
Anexo G. PRODUCCIÓN DEL CAMPO MORICHE	45
Anexo H. METODOLOGÍA EMPLEADA EN LABORATORIO.....	276
Anexo I. PRUEBAS DE LABORATORIO REALIZADAS EN EL PROYECTO	307
Anexo J. RESULTADOS PRUEBAS PETROFÍSICAS BÁSICAS	48
Anexo K. RESULTADOS PRUEBAS SEM-EDX.....	49
Anexo L. RESULTADOS PRUEBAS DE HUMECTABILIDAD	50
Anexo M. DESCRIPCIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN	51
Anexo N. RESULTADOS PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL	53

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL DAÑO CAUSADO POR EL LODO A LA FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN EN EL CAMPO MORICHE ¹

AUTORES: DAYAN LIZETH BUITRAGO RINCON
JAIRO ALEXEI VELANDIA MANOSALVA ²

PALABRAS CLAVE: Lodo de perforación, daño a la formación, permeabilidad, arcillas reactivas, campo Moriche, caracterización roca, pruebas roca-fluido.

CONTENIDO

Durante las operaciones de perforación de pozos petroleros, se encuentran grandes cantidades de formaciones que contienen arcillas, entre las más comunes se pueden mencionar las del tipo: smectita, illita (familia de los filosilicatos), clorita y kaolinita (familia de los tectosilicatos). Estas arcillas, al estar en contacto con el fluido de perforación, sufren fenómenos de hidratación o dispersión, causantes de una disminución en la permeabilidad original de la formación, evento comúnmente conocido como daño a la formación, los cuales se evidencian con problemas de inestabilidad en las paredes del pozo, manifestándose en forma de derrumbes, ensanchamiento del agujero, fricciones, resistencias y, en algunos casos extremos, llegar hasta el colapso del agujero. Estos problemas se traducen en tiempos no productivos y en operaciones adicionales durante la perforación. Con la finalidad de evitar o reducir este tipo de problemas y minimizar los tiempos no productivos que ocasionan, es necesario e importante evaluar el efecto del lodo de perforación en la formación con el fin de definir el poder de inhibición que se deberá tener para evitar o aliviar los fenómenos descritos.

En este trabajo se analiza el daño causado por el lodo durante la perforación, partiendo de una evidencia en problemas operacionales dados en campo, pasando a una localización de zonas sensibles al daño para evaluar y posteriormente caracterizar los componentes del sistema de interacción roca-fluidos. De esta forma, se asegura una clara estructura y composición tanto de la roca-yacimiento, como de los fluidos de formación y el lodo de perforación. Concluyendo en una simulación de reacción lodo-arcilla de la cual se permite evaluar el daño inducido por el lodo.

¹ Trabajo de Investigación

² Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química, Directores: LAVERDE CATAÑO Dionisio (UIS), AVILA Rafael (MANSAROVAR ENERGY LTDA).

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF FORMATION DAMAGE CAUSED BY THE MUD DURING DRILLING IN MORICHE FIELD ¹

AUTHORS: DAYAN LIZETH BUITRAGO RINCON
JAIRO ALEXEI VELANDIA MANOSALVA ²

KEY WORDS: Drilling mud, formation damage, permeability, reactive clays, Moriche field, characterizing rock, rock-fluid tests.

CONTENT:

During drilling operations in oil wells, there are large amounts of formations containing clays, the most common may be mentioned like: smectita, illite (family of phyllosilicates), chlorite and kaolinite (family tectosilicates). These clays, being in contact with the drilling fluid, cause each other a hydration phenomena or dispersal, producing a decrease in the original formation`s permeability, an event commonly known as formation damage, which is evidenced by instability problems of the well`s wall, manifesting as landslides, wide hole, friction, resistance and, in extreme cases, get the hole collapses. These problems result in non-productive time and additional operations during drilling. In order to avoid or reduce such problems and minimize non-productive time caused, it is necessary and important to minimize the effect of drilling mud into the formation in order to define the power of inhibition to be taken to avoid or alleviate the phenomena described.

This investigation examines the damage caused by mud while drilling, from evidence given in field operational problems, moving to a location of sensitive areas to minimize damage and subsequently characterize the components of the system rock-fluid interaction. In this way, you ensure a clear structure and composition of both the rock-reservoir, as formation fluids and drilling mud. Concluding a simulation of mud-clay reaction which allows evaluating the damage induced by the mud.

¹ Investigation Work

² Physicochemical faculty, Chemical Engineering School, Director: LAVERDE CATAÑO Dionisio (UIS), AVILA Rafael (MANSAROVAR ENERGY LTDA).

INTRODUCCIÓN

Debido a los requerimientos de energía actuales, los campos de crudo pesado se muestran como una muy buena opción de explotación, sin embargo los problemas y por tanto los requerimientos de tecnología son mayores. Es el caso del campo de crudo pesado Moriche producido por Mansarovar Energy Colombia.

Este tipo de campos cuentan con muchos problemas por la alta viscosidad del crudo, siendo el daño a la formación un importante problema a solucionar debido a que este va a presentarse en todas las fases de desarrollo del campo, el siguiente proyecto expondrá lo referente al daño causado por el lodo a la formación durante la perforación, un problema primario pero de gran relevancia en la fase de producción debido a que su existencia puede generar posteriores daños en fases siguientes con un aumento de costos y una disminución en la capacidad productora del campo.

La base del análisis de daño es la disminución de la permeabilidad siendo necesario el entendimiento de la geología del campo y los fluidos a los cuales estará sometida dicha estructura durante la perforación del pozo, es decir, la existencia de un sistema de interacción fluido-roca y sus condiciones para mantenerlo estable.

Es necesario generar una metodología que permita entender el orden y la necesidad de pruebas de laboratorio usadas para realizar una adecuada evaluación del daño con el objetivo de determinar qué factores han intervenido de forma importante en el daño de formación que han sufrido los pozos del campo en cuestión, con la consiguiente pérdida de producción, así como las medidas que deben tomarse para que este daño se reduzca durante la perforación proponiendo el diseño de un lodo que dé el máximo rendimiento posible con las condiciones más amigables.

1. MARCO TEORICO

El daño a la formación es un problema que se presenta en varias operaciones de campo debido a uno o varios mecanismos específicos de daño. En éste capítulo se presentan los conceptos básicos del daño a la formación como soporte para un estudio más a fondo en la evaluación del lodo implementado en la perforación y su reactividad con el yacimiento.

1.1. DEFINICIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es la reducción de la permeabilidad en la roca del yacimiento que se puede presentar en cualquier etapa de desarrollo y/o explotación de un pozo, debido a mecanismos de interacción entre el fluido invasor con la roca y/o con los fluidos del yacimiento¹. Así mismo, la permeabilidad es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atravesase sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es *permeable* si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e *impermeable* si la cantidad de fluido es despreciable.¹

En el medio poroso (roca) se presentan procesos fisicoquímicos, químicos, hidrodinámicos y mecánicos, generados por la reacción entre el fluido invasor (lodo, fluido de fracturamiento, salmuera, ácidos, agua de inyección, polímeros, etc.) con el yacimiento, que frecuentemente conllevan a la movilización, generación, migración y depositación de partículas finas, precipitación de material orgánico e inorgánico, entre otros, los cuales causan daño a la formación². En todos los sistemas donde se tiene un medio poroso pueden ocurrir procesos de transferencia de calor, masa y reacción química.

Un parámetro petrofísico básico de los fenómenos de transporte en medios heterogéneos lo constituye el concepto de porosidad, definida como la fracción vacío o hueco dentro de una roca que está disponible para el almacenamiento o transporte de un fluido.

1.2. DAÑO A LA FORMACIÓN POR EL LODO DE PERFORACIÓN

Puede presentar 2 problemas durante esta operación:

1.2.1 Invasión de sólidos de perforación. Las partículas materiales contenidas en los fluidos de perforación son potencialmente peligrosas desde el punto de vista del daño de formación. Arcillas, cutting, agentes densificantes y viscosificantes, agentes minimizadores de pérdidas de circulación, cuando estos son forzados hacia la formación productiva pueden agresivamente disminuir la porosidad y permeabilidad de la roca reservorio mediante la reacción entre el lodo con las arcillas del pozo.³

1.2.2 Invasión de los fluidos de perforación. Es el principal motivo de daño de formación, tiene que ver con la infiltración del lodo de perforación, de sólidos del cutting y el revoque en la formación.³

1.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos utilizados durante la perforación de un pozo son denominados como fluidos de perforación, éstos deben poseer propiedades físicas y químicas que le permitan adaptarse a una gran variedad de condiciones que satisfacen las

funciones más complejas, por eso se ha requerido que la composición de los fluidos de perforación sea más variada y que sus propiedades estén sujetas a un mayor control. Las funciones principales que deben cumplir los fluidos de perforación son las siguientes:

1.3.1 Transportar los ripios de perforación del fondo del hoyo hacia la superficie. En la perforación de una formación, los cortes hechos por la broca, deben ser continuamente evacuados desde el hoyo hasta la superficie. El cumplimiento de esta función dependerá de los siguientes factores: densidad, viscosidad, viscosidad en el anular, velocidad anular, densidad de los cortes y tamaños de los cortes.

1.3.2 Enfriar y lubricar la sarta de perforación. Los fluidos de perforación deben tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor sea recogido del fondo del pozo, para transportarlo a la superficie y disiparlo a la atmósfera.

1.3.3 Estabilizar las paredes del hoyo. Un buen fluido de perforación debe depositar un revoque que sea liso, delgado flexible y de baja permeabilidad. Esto ayudara a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar la formación y retardar el paso de fluido hacia la misma, al ejercer una presión sobre las paredes del hoyo abierto.

1.3.4 Mantener en suspensión los ripios. Las propiedades tixotropica del fluido permiten mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación, para luego depositarlas en la superficie.

1.4. ARCILLAS EN LA FORMACION

Las arcillas son esencialmente silicatos hidratados de aluminio formados por hidrólisis natural o acción atmosférica (meteorización) de los feldespatos y varios aluminios silicatos alcalinos originarios de rocas ígneas. Parecen existir más o menos siete sustancias arcillosas químicamente diferentes de las cuales: *Caolinitas* ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$) y *Montmorillonitas* ($Al_2O_3 \cdot 3SiO_2 \cdot H_2O$) son las más importantes desde el punto de vista industrial y constituyen los *caolines* y las *bentonitas* respectivamente. Los elementos químicos más abundantes en los silicatos, además de silicio y oxígeno, son aluminio, hierro, calcio, sodio y magnesio, representando el 25% de los minerales conocidos y son los componentes principales de las rocas ígneas (el 90% de la corteza terrestre).

Una de las propiedades más representativas en las arcillas, es su afinidad por el agua, volviéndose plástica cuando se hidrata pero impermeable, y al secarse, disminuye su volumen y aumenta su dureza. Este comportamiento fisicoquímico, se ve reflejado en la composición química de los cationes presentes en su estructura, los cuales pueden sufrir variaciones al sustituirse unos iones por otros en presencia de agentes reactivos como el agua. Para un mayor estudio de los efectos de las arcillas y sus propiedades ver Anexo A.

2. GENERALIDADES DE CAMPO MORICHE

El área de Moriche está localizada adyacentemente a Abarco por el Suroeste dentro de la Asociación Nare "B", la cual está localizada estructuralmente sobre el flanco oeste de la cuenca del valle medio del Magdalena en los departamentos de Boyacá, Antioquia y Santander y ubicado al nor-noroeste a 90 millas de Bogotá, como se muestra en el Anexo B. Con un área de 1085 acres, Ecopetrol concedió la comercialidad del campo Moriche a la Texas Petroleum Company en 1989.

2.1. UBICACIÓN DE POZOS

El yacimiento de interés en el 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. Anexo C

2.1.1 Estratigrafía del área. La distribución estratigráfica en el área de campo moriche, muestra una sección de intercalaciones de arenas continentales y de arcillas irregulares del terciario superior y sobre el pre-terciario, un basamento complejo compuesto de rocas ígneas y metamórficas, formada por secciones de delgados a gruesos paquetes de arena con intercalaciones de arcilla. Ver anexo d

2.1.2 Arenas productoras. La secuencia inferior es conocida como la formación chuspas, subdividida en los grupos a, b, c y la zona de basamento. Esta sección es considerada como la principal zona con presencia de hidrocarburos en el área de moriche. La formación chuspas es una sección de delgados a gruesos paquetes de arena con intercalaciones de arcilla. Estas unidades de arena, están saturadas con agua salada y petróleo.

3. METODOLOGIA PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR LODO DE PERFORACIÓN

En esta sección se describen la metodología empleada en el desarrollo del proyecto, así como la ejecución de las diferentes pruebas realizadas en los laboratorios CoreLab Colombia y Qmax Colombia .Ver Anexo I.

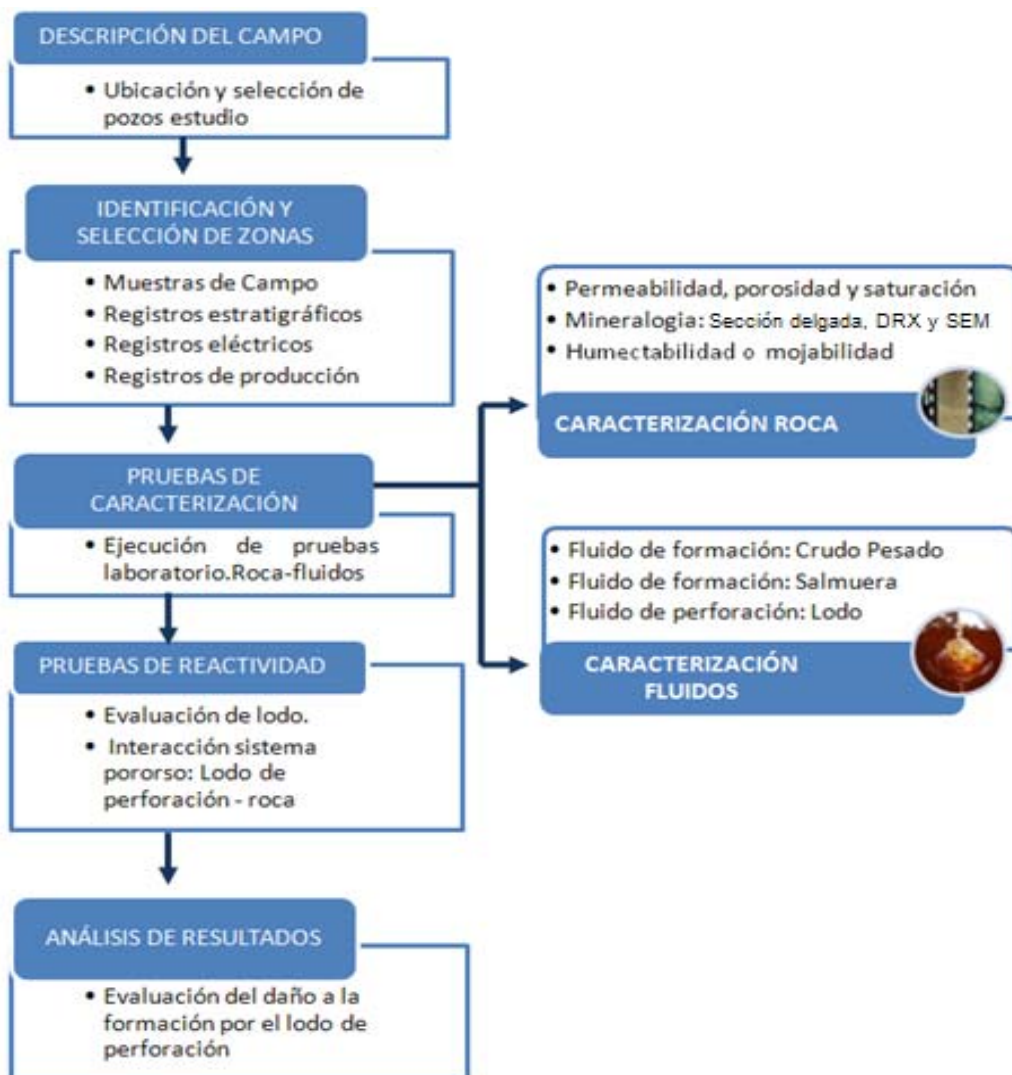


Fig. 1. Esquema de la metodología empleada para el desarrollo del proyecto

Fuente: Autores

De acuerdo a la metodología empleada en el desarrollo del trabajo, se sigue un proceso que permite un análisis del daño comenzando por la descripción de la roca a partir de las pruebas realizadas en los laboratorios CoreLab Colombia, los soportes técnicos y registros otorgados por la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd., y realizando pruebas de interacción fluido de perforación – roca en los laboratorio Qmax Solutions Colombia. De esta manera se considera el efecto del lodo de perforación sobre el yacimiento, permitiendo presentar posibles opciones para evitar el daño a la formación durante la perforación.

3.1. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS

A partir de la información obtenida de las arenas productoras y estratigrafía del área en la descripción del campo, fueron seleccionados los pozos MOR AB-02 y MOR Q-02 como pozos de estudio por tener una capacidad de producción promedio normal y baja respectivamente. Ubicados en límites fronterizos opuestos en el campo, ver Anexo C, proporcionando condiciones geológicas globales y permitiendo ver de esta manera el daño a la formación como un estudio integral en todas las fases de desarrollo de un campo.

Para la limitación de zonas en los pozos ya especificados, se seleccionaron puntos ubicados en las arenas A y B de la formación de crudo con los criterios de selección expuestos a continuación:

3.1.1 Registros estratigráficos. Los registros estratigráficos son la historia del área, previa al proceso de perforación, debido a la existencia de campos cercanos y presencia de pozos exploratorios, en su desarrollo se puede generar una columna estratigráfica, que muestra la posible distribución de arenas llevada a profundidad, ver anexo d.

En esta columna se puede identificar a manera de prognosis la existencia de arenas, arcillas y arenas productoras. El criterio de selección de zonas será entonces:

- Zonas cercanas al intervalo productor.
- Presencia de intercalaciones de arcillas
- Depósitos de arena no consolidada (zona sensible al daño).

3.1.2 Muestras de campo. Siendo la perforación la primera noción de la composición geológica real del área, se cuenta con una unidad de registro de lodo en campo, esta unidad provee la composición de las muestras de arena y arcilla que se obtienen en superficie generando una columna litográfica como la observada en el anexo e, esta columna es de gran ayuda y permite identificar las zonas de arena, zonas de arcilla y presencia de aceite y gas gracias a un equipo de cromatografía e inspección visual realizada por el geólogo encargado.

Por medio de los reportes dados durante la perforación se pueden elegir zonas de interés según los parámetros de selección:

- Presencia de diferentes tipos de arcillas (verde, amarilla, roja y gris)
- Variación de litología repentina (arcilla-arena o inverso)
- Zonas cercanas a arenas productoras (shows altos)

3.1.3 Registros eléctricos. Debido a que los registros eléctricos son la primera impresión medible de la condición del pozo, posterior al procedimiento de perforación, por medio de la interpretación de estos registros eléctricos se pueden definir los intervalos de interés.

La metodología usada se basa en realizar una columna de registros como la observada en el Anexo F, donde se muestren claramente por interpretación de estos, las zonas de arenas y arcillas, esto gracias a los registros Gamma Ray y Potencial. Un análisis más detallado identificará las zonas de agua y aceite, así

como presencia de gas por medio del registro de resistividad, un paquete de registros especiales permitirá conocer la porosidad promedio de la zona por medio de correlaciones.

A partir de estas columnas se pueden identificar los puntos, siguiendo como parámetros de selección:

- Zonas cercanas a arenas productoras (daño en zona productora)
- Alta presencia de arcillas (hinchamiento e invasión)
- Geometría del pozo irregular (derrumbamiento e invasión)
- Alta presencia de arena (canales y taponamiento)
- Presencia de agua en zonas productoras (Daño natural en la zona)

3.1.4 Registros de producción. Los registros de producción obtenidos de las primeras pruebas de producción realizadas a estos pozos, anexo g, permiten observar el comportamiento de los pozos al momento de estimularlos.

El arenamiento en estos pozos es inminente, de allí que se use como método de completamiento el empaquetamiento con grava, este arenamiento se entiende como un daño propio de los campos productores de crudo pesado.

3.2. CARACTERIZACION DE ROCA

Para una adecuada descripción de la roca se empleó una metodología, ver Anexo H, basada en las pruebas realizadas en los laboratorios CoreLab Colombia. Siguiendo el procedimiento de caracterización de la roca para cada uno de los puntos seleccionados, se definieron 3 grupos de pruebas a realizar:

3.2.1 Análisis petrofísicos básicos. Se realizan con el objetivo de identificar una disminución en la permeabilidad y porosidad de la roca (daño), éstos proporcionan las características propias del yacimiento, observando resultados en permeabilidad y porosidad de las zonas, además, proporcionan valores de densidad de grano y saturaciones agua y aceite (sw, so) a condiciones de presión de confinamiento y temperatura de yacimiento. Anexo j

3.2.2 Análisis mineralógicos. Para la determinación de la composición total de la roca y de su fracción arcillosa, se emplean análisis mineralógicos, comenzando con la evaluación de pruebas de DRX y sección delgada, obteniendo resultados tanto de su composición global como de su estructura arcillosa, además permiten una descripción detallada de la textura y mineralogía ilustrada en fotomicrografías. Una información microtextural, morfológica y de distribución de minerales se observa por medio de la técnica SEM-EDX, la cual identifica por su aspecto y composición la distribución de los diferentes componentes en la zona de interés anexo j

3.2.3 Análisis especiales. Se trata de simular la interacción natural que existe entre los fluidos propios del yacimiento (agua de formación y crudo) con la roca en su estado natural, para entender los fenómenos de desplazamiento y preferencia que presenta la roca hacia alguno de los fluidos en la formación: crudo y agua. Se decidió evaluar pruebas de humectabilidad sólo a las zonas contenidas dentro del pozo MOR Q-02, debido a su posición geográfica, su baja producción y su distribución de arenas presentes en esta área del campo moriche, con el fin de futuras correlaciones geográficas que permitirán una mejor interpretación del campo. Anexo J

3.3. CARACTERIZACION DE FLUIDOS

La caracterización de fluidos permite identificar las composiciones y condiciones tanto de los fluidos contenidos en yacimiento como el fluido de perforación diseñado para mantener la integridad del pozo.

3.3.1 Crudo: crudo pesado. Para la adecuada caracterización del crudo en campo moriche, se realizaron análisis PVT y análisis básicos por parte del departamento de producción de Mansarovar, donde es tomada una muestra de crudo pesado directamente del pozo y es llevada a los laboratorios en campo donde se identifican las propiedades básicas de gravedad API, temperatura y viscosidad en el crudo.

3.3.2 Agua de formación. Con el fin de identificar la concentración de sal presente en el agua de formación contenida en el yacimiento, son tomadas muestras de agua asociada al crudo en el módulo de producción, donde se almacenan y tratan los fluidos producidos en los pozos por medio de separadores y tratadores térmico. La muestra de agua tomada en los tanques de almacenamiento, se le mide el peso equivalente o la densidad, para relacionarla en una tabla de concentración de cloruros, ver anexo j, donde se correlaciona la concentración de cloruros (sal) y la propiedad medida en campo.

3.3.3 Lodo de perforación. De acuerdo con la experiencia, en Mansarovar se recomienda aplicar lodo base bentonita en el campo moriche, el cual está plenamente identificado en composición y propiedades por los laboratorios Qmax Colombia, ver anexo n, encargados de la implementación y disposición de los lodos usados en la perforación de campo moriche para los cuales se evalúa la presente investigación.

3.4. SISTEMA ROCA – LODO

Con el fin de simular la interacción dada en el yacimiento por el lodo de perforación con la roca del pozo, se evalúa el comportamiento de las arcillas presentes en muestras de ripios de las zonas seleccionadas para estudio. Las muestras de cada punto son arcillas características del campo a esa profundidad.

3.4.1 Prueba de succión capilar. CST. La prueba de succión capilar (CST) se ha usado para caracterizar lutitas o arcillas midiendo la tendencia de éstas a hincharse al entrar en contacto con el agua fresca, además, es importante para optimizar la concentración de electrolitos en los fluidos de perforación, minimizando su efecto sobre las formaciones de arcillas. Para la ejecución de la prueba, es tomada una muestra de 4g de arcilla, luego macerada y filtrada en malla 200 para ser disuelta en 10 ml de agua. El instrumento CST mide automáticamente el tiempo para que la solución agua-arcilla avance entre dos electrodos separados radialmente, cuando un área fija de un papel de filtro especial sea expuesta a la suspensión.

Las partículas muy dispersables dan valores de baja permeabilidad del revoque y alto CST. Las partículas floculadas dan valores de alta permeabilidad de la torta y bajo CST. El tiempo registrado está directamente relacionado al potencial de hinchamiento de la muestra – entre más grande el tiempo, más alto es el potencial de hinchamiento. Este tiempo se puede reducir por la adición de inhibidor.

3.4.2 Pruebas de hinchamiento lineal. Las pruebas de hinchamiento lineal dinámico es un método altamente efectivo para examinar la interacción entre los fluidos base agua y las muestras de formación que contienen arcillas reactivas bajo condiciones simuladas mientras el fluido está en movimiento. En esta prueba se determina el aumento en volumen que una arcilla presenta al absorber agua

tanto a cortos como largos periodos de tiempo, permitiendo ejecutar medidas preventivas o correctivas durante la perforación de pozos petroleros. Se fabrica una pastilla con el recorte de formación y se introduce en una celda a la cual se adiciona fluido de perforación. Se mide el cambio de tamaño de pastilla a diferentes tiempos. Una interface entre el equipo de medición y un computador, permite que los datos sean almacenados en un archivo electrónico.

4. RESULTADOS Y ANALISIS

En éste capítulo se presentan los análisis y resultados obtenidos de las pruebas aplicadas a muestras del campo Moriche y la correspondiente evaluación del daño a la formación.

Para la selección de zonas de estudio en los pozos a evaluar, a partir de la información obtenida en operaciones de exploración, perforación y producción del pozo, se prefirieron zonas sensibles al daño por su composición arcillosa y mineral, por sus rangos de permeabilidad y porosidad, así como zonas cercanas o ubicadas en arenas productoras. Eligiendo 11 zonas de los pozos MOR AB-02 Y MOR Q-02, de amplia variedad en composición, estructura y distribución.

ZONA	PROFUNDIDAD [ft]	POZO	OBSERVACIONES
1	1838-1848	MOR AB - 02	Arenisca arcillosa, con variaciones de grano entre medio y muy grueso. Matriz arcillosa, cuarzosa, con alta fluorescencia y una baja porosidad visual. No se observa torta de lodo ni zonas lavadas.
2	1850-1861	MOR AB - 02	Arenisca arcillosa. Manchas de aceite oscuro, de grano fino y grueso, en una sección arcillosa que varía abruptamente en el punto 1857ft, con una composición de cuarzo al 100%. Retoma nuevamente su carácter arcilloso a los 1859 ft donde se estima un 80% de arcilla con manchas de aceite, observando presencia de torta de lodo en los registros así como una baja permeabilidad.
3	1990-1998	MOR AB - 02	Zona productora. Arenisca, con variaciones de grano muy fino a grueso. Estimando un 20% arcilloso y 80% de arena con manchas de aceite, se observa un escaso lavado de zona y buena permeabilidad en registros.

4	2000-2010	MOR AB - 02	Zona productora. Arenisca arcillosa y arcillolita. Con una buena porosidad visual y variaciones en grano de grueso a medio. Los registros estiman la mayor permeabilidad del pozo en esta zona, así como la mayor concentración de aceite.
5	2110-2122	MOR AB – 02	Zona productora. Arenisca arcillosa, grano medio y grueso. Estima un 30% de arcilla y buena porosidad visual, así como buena permeabilidad y una escasa zona lavada.
6	2180-2190	MOR AB - 02	Arenisca arcillosa, con presencia de grano medio y grueso, abundante matriz arcillosa y pobre porosidad visual. Registra una permeabilidad media y un considerable espesor de torta de lodo.
7	2270-2276	MOR AB - 02	Arcillolita arenosa, con inclusiones de granos finos a medios de cuarzo impregnados con aceite residual. Registra una baja permeabilidad y un considerable espesor de torta de lodo.
8	1694-1702	MOR Q - 02	Arcillolita arenosa, abundante contenido de arena combinado con arena arcillosa, de grano medio a conglomerático. Presenta trazas de aceite así como una baja permeabilidad.
9	1750-1760	MOR Q – 02	Arenisca arcillosa. Constituida por grano grueso a medio, y una abundante matriz arcillosa. Con pobre porosidad visual, baja permeabilidad y registra un alto espesor de torta de lodo. Presencia de arcilla rojiza por óxido de hierro.
10	1851-1854	MOR Q – 02	Arenisca arcillosa. Constituida por grano medio y grueso. Registra una buena porosidad y una escasa matriz arcillosa con un 40% mancha aceite
11	1950-1955	MOR Q - 02	Zona productora. Arenisca arcillosa. Con matriz arcillosa y buena permeabilidad en registro, además de una buena porosidad visual y una abundante zona lavada. Registra presencia de torta de lodo.

Tabla 1. Selección de zonas en los pozos MOR AB-02 y MOR Q-02

Fuente: Autores

4.1. POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN

A partir de los resultados obtenidos en los análisis petrofísicos básicos, ver Anexo K, se observa la baja permeabilidad debida a la naturaleza de la zona en los dos pozos estudio. Los resultados obtenidos en permeabilidades klinkenberg para el pozo Mor AB-02 varían entre 1,2 mD y 305 mD con un valor promedio de 53.3mD, aunque su porosidad parece estable en un rango de 13.6% y 25 %, es común en este tipo de formaciones no consolidadas los bajos rangos de permeabilidad a pesar de una buena estructura porosa.

De forma similar, las condiciones para el pozo MOR Q-02 en permeabilidad presentan un rango entre 0.467mD y 72.5 mD con un valor promedio de 31.4mD, y una variación en porosidad de 12.6% a 24.9%, con un valor promedio de 21% de espacio poroso, esto debido a la cercanía de las arenas/areniscas con la superficie, lo cual indica una mala cementación por el poco tiempo de exposición a esfuerzos de sobrecarga elevados observados a profundidad.

Se puede inferir para la estimación de un daño, la diferencia que existe entre las permeabilidades estimadas mediante registros eléctricos de campo en la zona y las permeabilidades calculadas por los análisis petrofísicos básicos. Considerando los métodos de obtención para cada proceso, se observa que en la toma de registros, la herramienta (Formation tester), encargada de estimar una permeabilidad dentro de la formación, es introducida al instante de ser perforado el pozo, midiendo la permeabilidad de la zona luego de haberse efectuado el daño, mientras las permeabilidades calculadas en los análisis petrofísicos de laboratorio, valoran una permeabilidad y porosidad simulada en el yacimiento antes de cualquier alteración. Para la evaluación de este daño, se demuestran tendencias por ambos métodos, Gráficas 1 y 2, indicando la variación en la permeabilidad antes y después de la perforación.

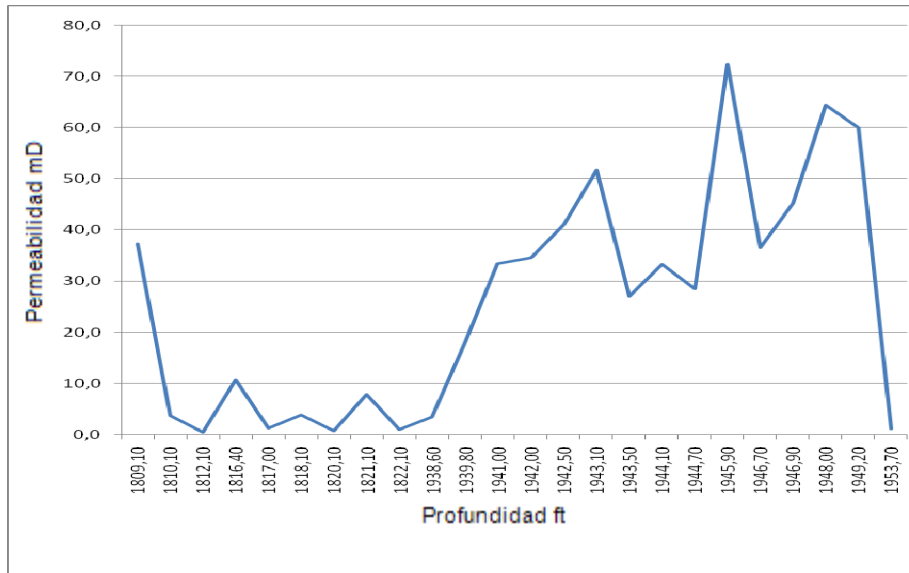


Fig. 1. Tendencia de la permeabilidad en MOR Q-02. Método laboratorio

Fuente: Autores

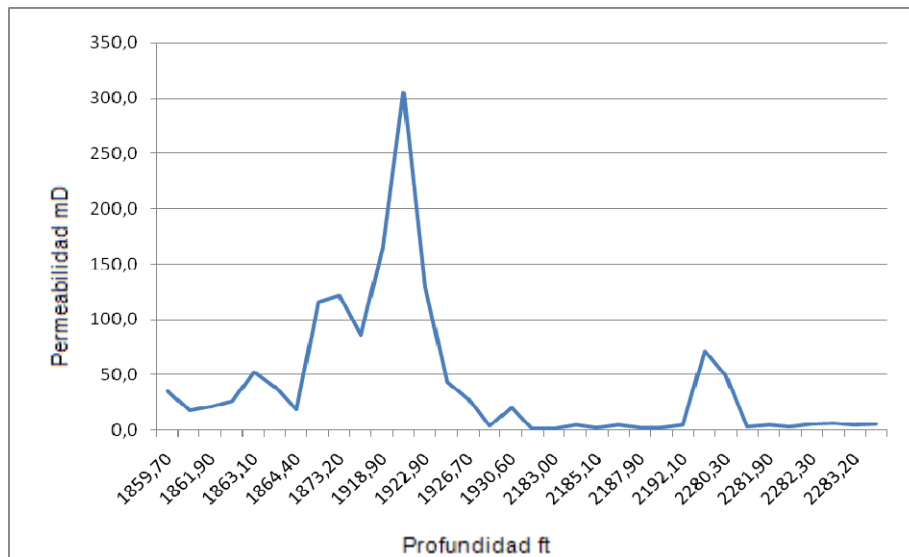


Fig. 2. Tendencia de la permeabilidad en MOR AB-02. Método laboratorio

Fuente: Autores

Al observar los registros eléctricos de cada pozo, y compararlos con los perfiles obtenidos en laboratorio, efectivamente se observa una variación en la distribución de la permeabilidad a lo largo de la zona. Se hace una estimación, y se observan zonas altamente afectada por el proceso de perforación previo a la toma del registro eléctrico, asegurando la existencia del daño durante el transcurso de la estimulación. Al identificar las zonas de mayor riesgo, fueron ubicados particularmente los puntos mostrados en la tabla 2:

POZO	PROFUNDIDAD (ft)
MOR AB -02	1850 – 1870
MOR AB -02	1910 – 1930
MOR AB -02	2250 – 2280
MOR Q -02	1809 – 1819
MOR Q -02	1840 - 1860

Tabla 2. Intervalos afectados durante la perforación

Fuente: Autores

Destacándose el pozo Q-02, como la formación más afectada observada mediante registros. Esto no supondría efectos más directos sobre la formación del pozo MOR Q-02, que los efectuados por el cuarzo, el cual, a pesar de no tener reacción alguna con los fluidos tanto del yacimiento como de perforación, su estructura es densa, con textura granular, lo que implica un escaso porcentaje de arcilla y claramente un alto porcentaje de arena, indicando inevitablemente una zona poco permeable debido a su capacidad de formar masas compactas microcristalinas de gran dureza.

4.2. DESCRIPCIÓN Y DISTRIBUCIÓN MINERALÓGICA

Por medio de los DRX evaluados en los diferentes puntos de los pozos, así como los análisis de Sección Delgada tomados de los diferentes ripios de cada zona, se estimó la composición global y arcillosa del yacimiento, encontrando una abrupta variación en la matriz arcilla del pozo por su carácter no consolidado. De acuerdo con las zonas seleccionadas, la presencia de cuarzo en la zona es el componente principal, descartando algunos puntos de carácter totalmente arcillosos o con abundancia de arcillas.

Zona	Pies (ft)	Cuarzo	K-Feldespato	Smectita	Illita + mica	Caolinita	Clorita	Total Arcilla
AB-02	1824,1	57	5	27	5	2	2	36
1	1838,9	72	5	13	6	2	1	22
2	1861,0	68	6	16	4	3	2	25
AB-02	1904,0	76	2	N.I	1	N.I	0	10
4	2006,0	85	4	4	1	4	0	9
4	2008,1	62	8	13	6	5	3	27
5	2119,4	83	5	5	1	3	0	9
5	2122,0	76	9	4	3	3	1	11
AB-02	2123,6	77	6	4	2	5	0	11
AB-02	2124,5	81	5	4	1	2	0	7
6	2186,1	61	1	2	2	21	6	31
7	2275,1	63	7	15	6	7	2	30
8	1696,2	65	Tr	N.I	2	7	Tr	19
8	1702,3	56	2	N.I	3	6	0	21
Q-02	1735,1	70	5	N.I	2	6	0	10
Q-02	1768,4	52	7	N.I	Tr	6	0	13
10	1852,9	63	2	N.I	0	4	0	14
Q-02	1856,1	81	Tr	N.I	0	2	0	17
Q-02	1949,9	87	3	4	1	3	0	8
11	1954,7	76	11	7	1	3	0	11
Q-02	1957,8	86	2	7	2	2	0	11

Tabla 3. Resultados de DRX evaluados en las zonas estudio

N.I = No identificada

Fuente: Laboratorios CoreLab Colombia

De la composición mineralógica en el pozo MOR AB-02(Zonas 1-7), se observa la constante presencia de smectita en la matriz arcillosa, la cual tiende a disminuir en composición con el aumento de la profundidad, grafica 3. Al existir presencia de arcillas Montmorillonita (smectita) en el yacimiento se puede esperar una reacción de intercambio catiónico (hinchamiento) por parte de éstas, pero al observar la caracterización del lodo de perforación empleado en la perforación del pozo, no se encuentra ningún tipo de inhibidor de arcillas.

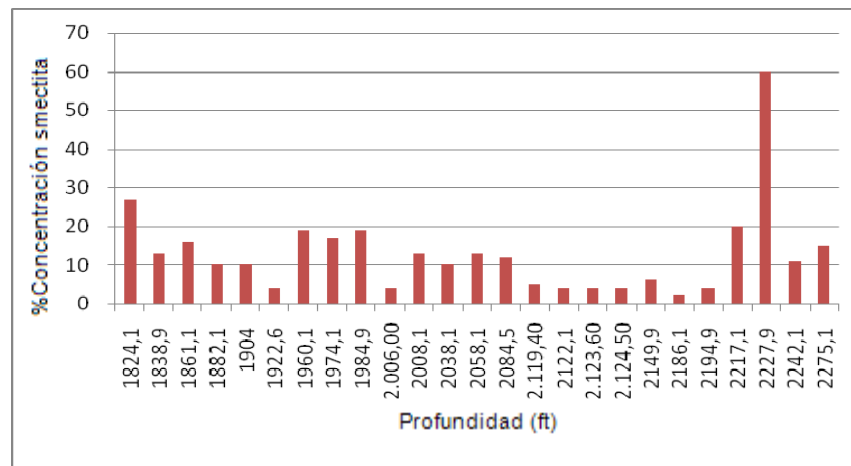


Fig.3. Concentración de smectita Vs. profundidad en el pozo AB-02

Fuente: Autores

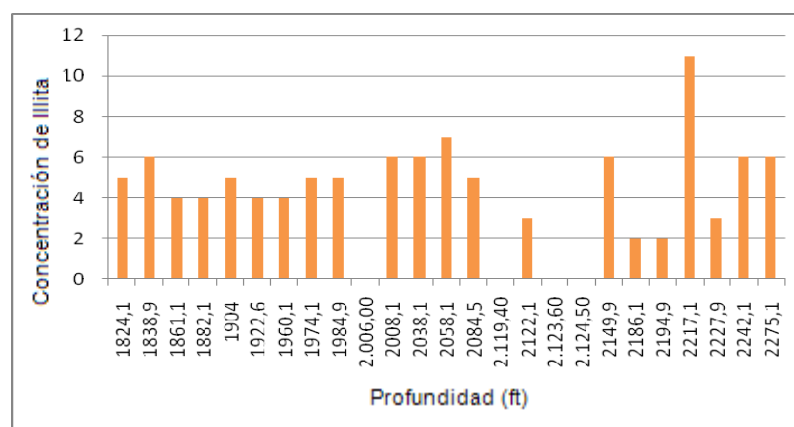


Fig.4. Concentración de Illita Vs. profundidad en el pozo AB-02

Fuente: Autores

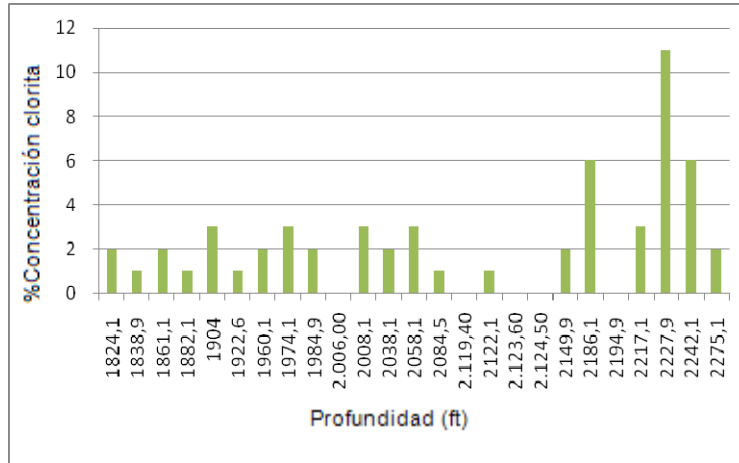


Fig.5. Concentración de clorita Vs. profundidad en el pozo AB-02

Fuente: Autores

Analizando la reactividad de la smectita como principal arcilla de daño, se observa la constante presencia de illita y clorita en el yacimiento, las cuales tienden a aumentar en su composición con el aumento de profundidad, graficas 4 y 5. Según la reactividad de las arcillas hinchables, la Clorita se expande más que la Kaolinita o Illita, pero no más que las Smectitas. De acuerdo con esto, la posibilidad de una reacción de hinchamiento en la zona por parte de la clorita se hace significativa, en comparación con la constante presencia de illita en la zona, que a pesar de tener una estructura Montmorillonita, no se expande tanto como la smectita.

Para las Zonas restantes (8-11) del pozo MOR Q-02, la concentración de smectita en la zona es muy reducida y en algunas muestras no identificada, lo cual sugiere una baja reactividad por parte de la smectita en la zona al compararse con los resultados obtenidos en MOR AB-02, de esta variación se aporta una diferenciación en la estratigrafía del campo para los dos pozos de estudio, cumpliendo uno de los objetivos en el criterios de selección de pozos, caracterizar límites estratigráficos y litológicos diferentes para estimar de mejor forma la geología de toda el área comercial Moriche.

De acuerdo a los análisis de Microscopia Electrónica de barrido (SEM), ver Anexo L, en las zonas de estudio, no se observa continuidad en las arenas ni distribución homogénea de los componentes minerales, esto debido a su naturaleza no conglomerada y a su cercanía con la superficie, se observan variaciones mineralógicas con el aumento de caolinita en la zona y no se identifica materia orgánica importante en las zonas no registradas como productoras.

4.3 HUMECTABILIDAD EN POZO MOR Q-02

Debido a la estructura no consolidada del campo, es necesario enchaquetar las muestras (plug) con laminas de zinc, las cuales cumplen la función de estabilizar y aislar. Es importante en la evaluación de la mojabilidad o humectabilidad, el libre desplazamiento de los fluidos a través de la muestra para calcular los volúmenes de aceite o agua desplazados forzosamente, indicando por medio de la ecuación de Amott la preferencia de la roca al aceite o al agua. Al ejecutar la prueba, se observó la inestabilidad de la muestra a las condiciones de evaluación y la dificultad de los fluidos al desplazarse durante el tiempo de exposición, a pesar de esto, los resultados obtenidos nos indican la preferencia al aceite que tiene la roca tal como lo muestran los resultados cuantitativos de la prueba luego de aplicar la ecuación Amott. Los resultados obtenidos se observan en el Anexo M.

4.4 CARACTERIZACION DE FLUIDOS

La caracterización de fluidos permite identificar las composiciones y condiciones tanto de los fluidos contenidos en yacimiento como el fluido de perforación diseñado para mantener la integridad del pozo.

Se presentan 3 diferentes tipos de fluidos junto a sus propiedades más relevantes:

4.4.1 Crudo: crudo pesado. La gravedad api a 60°f del crudo del área moriche, varía entre 12.4° a 16° api, con promedio para el campo de 13.4 °API.

De acuerdo con la información de algunas pruebas de viscosidad de crudo del campo Moriche hechas en Septiembre de 2007, se determinó una viscosidad del crudo de 1050 cp (1050 mPas) @ 110°F.

Pozo	100°F	122°F	130°F	180°F	210°F
Moriche-1	2767		590	96	
Moriche-S-1	1737	623			40
Moriche Average	2176	763			

Tabla 4. Viscosidad (mPa.s) Vs. Temperatura del crudo

Fuente: Mansarovar energy colombia ltd.

A partir de estas pruebas, evaluadas en tres pozos del campo, se obtuvo una correlación de viscosidad Vs. Temperatura, con el fin de buscar una tendencia en la caracterización del crudo en campo.

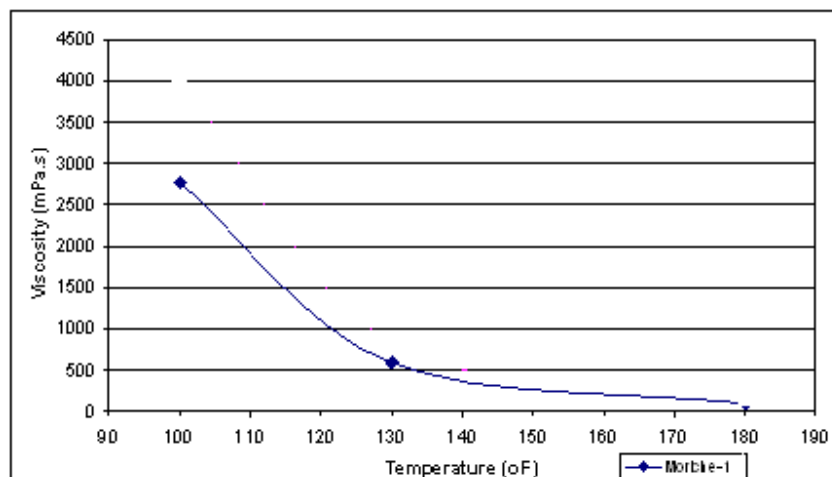


Fig.6. Viscosidad vs. Temperatura del crudo en campo moriche

Fuente: Autores

4.4.2 Agua de formación. La salinidad del agua de formación para este campo es de 13000 mg/l a 23000 mg/l de iones (tabla 5) de acuerdo a los análisis hechos al agua de producción. Un valor promedio de salinidad para el campo es de 20500 mg/l de acuerdo a los cloruros calculados por la tabla general de concentración de cloruros, ver anexo j.

Nombre del Pozo	Cl(mg/l)
Moriche-1	N/A
Moriche-S1	18000 – 23000
Moriche Average	13000-19000
Promedio	20500

Tabla 5. Salinidad del agua de formación

Fuente: Mansarovar energy colombia ltd.

4.4.3 Lodo de perforación. Lodo bentonítico. Emulsión directa de base agua. De acuerdo con la experiencia, en Mansarovar se recomienda aplicar lodo base bentonita en el campo moriche. Los tipos y densidades de lodo a usar en cada etapa son definidos según la presión del yacimiento, la cual se considera de 1500 psi promedio estimado en la zona productora. Sin embargo, estas densidades del fluido de perforación son ajustadas de acuerdo a las prácticas de perforación en el campo. El lodo se diseña y luego se prepara siguiendo las cantidades referenciadas en la tabla 7, sin embargo se pueden distinguir dos tipos de lodos según los aditivos adicionados en cada caso, ver anexo N.

Densidad (ppg)	Viscosidad de Embudo (sg/qt)	Viscosidad Plástica (cp)	Punto de Cedencia (Lb/100 Ft ²)
8,5 - 8,8	50 - 60	9 - 15	25 - 28
MBT (Lb/Bbl)	pH	Sólidos Totales (%)	Filtrado API (ml/30min)
< 25	8,5 - 9,0	4 - 8	N C

Tabla 6. Propiedades del lodo de perforación. Agua –bentonita

Fuente: Laboratorios Qmax Solutions Colombia

MATERIAL	FUNCION	CONCENTRADO
NATURAL GEL	Bentonita Premium. Viscosificante	12,5 - 15,0
BENEX	Extendedor Bentonita	0,02 - 0,04
SODA CAUSTICA	Controlador de pH. Alcalinizante	0,05
RHEOXAN	Goma Xántica. Material viscosificante	0,5 - 1,0
Q-STAR	Almidón controlador de filtrado para zona de interés	2,5 - 3,5
Q-PAC L/R	Polímero controlador de filtrado	0,5 - 1,0
K - 17	Lignito Caustizado. Dispersante	0,5 - 1,0
SODA CAUSTICA	Controlador de pH. Alcalinizante	0,1 - 0,3
BACTERICIDA Q-CIDE 14	Preservativo biocida	0,02 - 0,05 GPB

Tabla 7. Composición del lodo de perforación. Formula base

Fuente: Laboratorios Qmax Solutions Colombia

Cada fase se encarga de mantener el buen diseño del pozo debido a sus propiedades de viscosidad y peso, propiedades básicas para efectos de limpieza, sostenimiento de cortes y estabilidad del pozo.

Los fluidos de perforación base bentonita, se usan en la sección del hueco de superficie, debido a que la formación en esta zona está compuesta principalmente de arenas y arcillas no consolidadas. Normalmente se aumenta la viscosidad de los lodos base bentonita para evitar eficazmente problemas en el pozo causados por la inestabilidad de las arenas y arcillas.

4.5 EVALUACIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN

Sistema: Matriz porosa – Fluido de perforación. POZO AB-02.

Para la correcta evaluación del fluido de perforación en el campo moriche, fueron seleccionadas 9 muestras de las diferentes zonas estudio, identificando

composiciones particulares de arcillas en la formación: Smectita, caolinita, clorita e illita + mica. Ver Tabla 8

4.5.1 Pruebas de reactividad CST. La siguiente tabla presenta los resultados obtenidos de realizar las pruebas de succión capilar (cst) de las muestras de formación interactuando con agua.

Zona	Pozo MOR	Profundidad(ft)	Valor CST (s)
1	AB-02	1839	26.9
2	AB-02	1854	48.2
2	AB-02	1857	12.3
3	AB-02	1998.5	49.1
4	AB-02	2002.5	44.8
5	AB-02	2111	101.1
6	AB-02	2186	35.7
9	Q-02	1758	188.4
11	Q-02	1951	69.5

Tabla 8. Resultados pruebas CST

Fuente: Laboratorios Qmax Solutions Colombia

Los resultados del ensayo CST muestran los efectos de inhibición de varios aditivos y sus concentraciones en la dispersión de una lutita, el tiempo registrado está directamente relacionado al potencial de hinchamiento de la muestra – entre más grande el tiempo, más alto es el potencial de hinchamiento.

Se elaboró un perfil de datos a partir de los resultados obtenidos, ver tabla 8, con el fin de visualizar la reacción al agua por parte de las arcillas presentes en el pozo MOR AB-02.

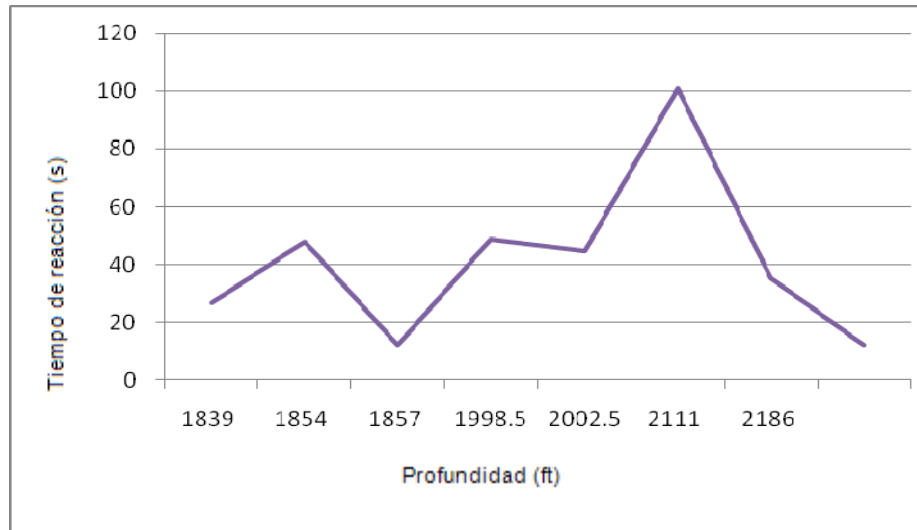


Fig.7. Tiempo de reacción al agua (CST) Vs. Profundidad. POZO AB-02

Fuente: Autores

De la gráfica 8, se observa la variación de la zona en la reactividad con el aumento en la profundidad, representando un perfil de daño muy definido desde los 1998 a los 2111 ft, demostrando una tendencia a la reacción del agua con las arcillas en la muestra. Al analizar la gráfica 8 con los resultados obtenidos en DRX y el perfil de permeabilidad en la grafica 2, la variación de la fracción arcillosa con respecto a la profundidad es similar a la variación de la reactividad CST y se vincula dentro de los rangos de permeabilidad alterados en las zonas constituidas como afectadas o sensibles durante la perforación.

A partir de esto se construyó una grafica de composición arcilla Vs. Profundidad, la cual muestra la mayor reactividad al agua en las zonas de mayor concentración arcillosa.

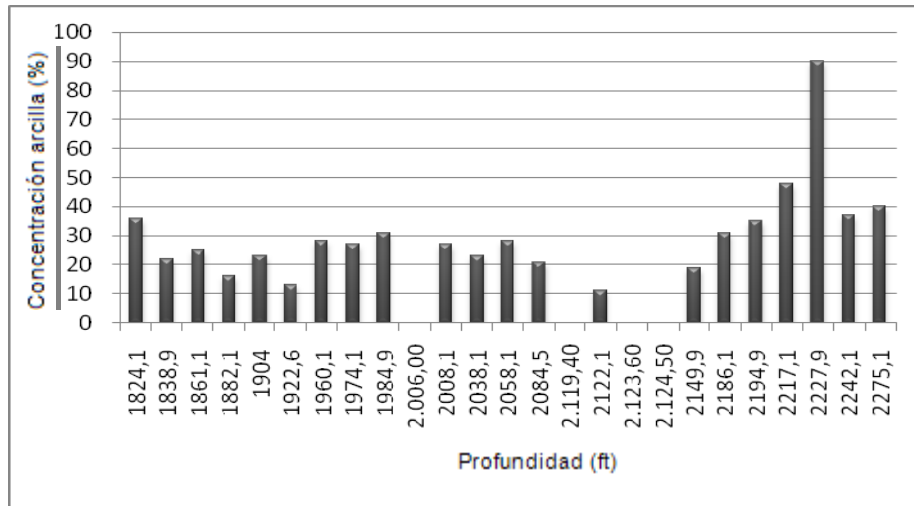


Fig.8. Fracción arcilla Vs. Profundidad. POZO AB-02

Fuente: Autores

De acuerdo a la comparación de la gráfica 9, realizada para visualizar el comportamiento de la concentración de arcillas con la profundidad, y la grafica 8 del perfil de reactividad con la profundidad, se puede observar que el mayor índice de reactividad CST es el representado por la zona con mayor contenido de arcillas en la formación. También se observa que en las gráficas 4, 5 y 6, la concentración de arcillas smectita, clorita e illita representan las más altas concentraciones en el pozo en la misma zona de alta reactividad observada en la gráfica 8.

4.5.2 Pruebas de hinchamiento lineal. A partir de los resultados obtenidos en las pruebas de succión capilar, fueron seleccionados los rangos de mayor valor para una evaluación de hinchamiento lineal a condiciones del yacimiento, presión de 1500 psi y temperatura de 180^of, ver tabla 10.

Para la toma de las muestras indicadas en la evaluación de reactividad con agua y porcentaje de hinchamiento lineal con el lodo de perforación, se caracterizó cada

muestra en su arcilla o mezcla de arcilla de mayor concentración, con el fin de evaluar una mezcla de arcilla determinada en cada punto.

Zona	Profundidad(ft)	Arcilla de mayor concentración
1	1839	Smectita
2	1854	Illita
2	1857	Caolinita
3	1998.5	Smectita + caolinita
4	2002.5	Smectita + caolinita
5	2111	Smectita + caolinita
6	2186	Caolinita

Tabla 9. Composición arcillas en las muestras a evaluar. Pozo MOR AB-02

Fuente: Autores

De acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis CST se escogieron los cuatro valores más altos en tiempo de Succión Capilar, ver Anexo O, eliminando la muestra del punto 5 (1951 ft - MOR Q-02) debido a su hidratación en su disposición final haciendo defectuosa la muestra a tratar.

Zona	Pozo MOR	Profundidad(ft)	%Hinchamiento final
2	AB-02	1854	56.3
3	AB-02	1998.5	25
5	AB-02	2111	34.8
9	Q-02	1758	47.3

Tabla 10. Resultados pruebas hinchamiento lineal

Fuente: Laboratorios Qmax Solutions Colombia

Con los resultados obtenidos en las pruebas de hinchamiento lineal y observando las concentraciones caracterizadas en la tabla 10, se encontró el mayor porcentaje de hinchamiento en el punto 1854 dominado por smectita + illita, lo cual indica una reacción al lodo con un aumento de volumen del 56.3%, respuesta diferente a la esperada de acuerdo a los resultados obtenidos a partir de las pruebas de succión capilar, donde la mayor reactividad se esperaba en la zona de 1998ft a 2111 ft, caracterizada por su concentración de smectita + caolinita.

Las muestras que presentaron mayor porcentaje de hinchamiento fueron las correspondientes al pozo AB (1854 ft) y el pozo Q-02 (1758 ft), mientras que las muestras del pozo AB (1998.5 y 2111 ft) presentan un hinchamiento moderado al ser expuestas al fluido base, como se puede apreciar en la gráfica del Anexo O, la tendencia de la curva de hinchamiento es hacia la estabilización. Las bajas pendientes de las curvas de las muestras N. 2 (pozo AB, 1998.5 ft) y N. 4 (Pozo AB, 2111 ft) indican una actividad balanceada lo cual crea una condición óptima de estabilidad del pozo.

CONCLUSIONES

- ✓ En la comparación y análisis de registros eléctricos generados en el campo luego de la perforación y los resultados obtenidos de permeabilidad en el laboratorio por pruebas petrofísicas básicas, se determinó la existencia de un daño durante la perforación mediante la disminución de la permeabilidad obtenida antes (simulación laboratorio) y después (toma de registros).

- ✓ Se realizó una correlación de viscosidad vs. temperatura de tres pozos del campo Moriche. Este análisis indica que la viscosidad del crudo de Moriche disminuye bruscamente con el aumento de temperatura, como se muestra en la Tabla 3 y grafica 1. Así mismo, la viscosidad promedio de una muestra de crudo del pozo Moriche, a 100 °F es de 2176 cp y 96 cp a 180 °F.

- ✓ En la caracterización de la roca-yacimiento, se contó con pruebas de laboratorio elaboradas en los laboratorios CoreLab CoLombia y registros de operaciones en campo e informes aportados por Mansarovar Energy Ltd., permitiendo una descripción petrofísica y mineralógica de los pozos, así como una visualización de su distribución mineral y estructura interna. De lo cual se obtuvo abundantes composiciones de cuarzo a lo largo y ancho del campo, siendo éste el mineral dominante de la estructura porosa en la mayoría de zonas, junto con una matriz arcillosa variable y poco continua, dominada por smectita con trazas de feldespato, clorita y una concentración en aumento de caolinita al norte del campo (MOR AB-02). Para el pozo MOR Q-02, se encontró una notable presencia de feldespato en las zonas, así como una constancia en la concentración de caolinita y una escasa fracción de smectita.

- ✓ El análisis de núcleos continúa siendo el fundamento sobre la que descansa la evaluación de formaciones en su conjunto, ya que proporciona información relevante cuya obtención no es posible por ningún otro medio. Las mediciones de laboratorio en muestras de roca ofrecen los medios más directos y tangibles para determinar los parámetros críticos del yacimiento.
- ✓ Por lo general los minerales presentes en la columna lutítica, se presentan por sustitución isomórfica resultando en un gran desequilibrio de cargas negativas, debido a esto y a la cantidad de agua interlaminada, se observa que en el punto de mayor concentración de illita con smectita no se obtuvo un tiempo de reacción alto en el CST pero sí un alto porcentaje de hinchamiento, lo que permite suponer efectos de daño debido a los aditivos del lodo más que al agua base del mismo.
- ✓ De acuerdo a los resultados obtenidos por las pruebas CST e hinchamiento lineal, se concluye el uso de un lodo inadecuado durante las operaciones de perforación en campo Moriche, debido a su reactividad con las diferentes arcillas en la zona en presencia de agua dulce que es su componente base y su los resultados obtenidos en el hinchamiento lineal donde se observa la reactividad de los aditivos en la formación.
- ✓ Se estiman zonas sensibles al daño a partir de los resultados obtenidos, como las zonas de mayor concentración de arcillas en la formación y su preferencia por la mezcla en considerables proporciones de smectita e illita, registradas como las arcillas mas reactivas frente al lodo de perforación

RECOMENDACIONES

- ✓ Valorar la reacción individual de los componentes del lodo de perforación, con el fin de estimar un daño inducido sobre la formación de arcillas por un aditivo específico del lodo.
- ✓ Incluir en el procedimiento y metodología de ensayos de laboratorio para la evaluación del daño a la formación por el lodo de perforación, pruebas de intercambio cationico en las arcillas con el fin de estimar la capacidad de los minerales para adsorber iones a un determinado pH.
- ✓ Seleccionar un aditivo inhibidor de arcilla que disminuya la reactividad del lodo con la mezcla illita-smectita que reacciona en la zona, hacer uso de este inhibidor para estimar la posible reducción en el efecto de hinchamiento de esta arcilla.
- ✓ Estudiar detalladamente la relación costo beneficio, con el fin de determinar la posibilidad de utilizar un lodo que ofrezca los mejores resultados para la perforación y estabilidad del pozo, buscando garantizar un menor efecto de daño sobre el yacimiento a explorar.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- BRAND, M.J., FRICK, C.W. economides. Well configurations in Anisotropic Reservoirs. SPE 27980, 1994
- ¹Jodie Lee Craft, *A DICTIONARY OF PETROLEUM TERMS, third edition, Petroleum Extension Service division of continuing education the University of Texas at Austing, Texas 1983.*
- ²CIVAN FARUK, "Reservoir formation Damage" University of Oklahoma
- DICTIONARY OF PETROLEUM TERMS, third edition, Petroleum Extension Service, University of Texas at Austin.
- HAWKER, David, et al. Datalog Wellsite Operations Manual, Version 3.0, issued March 2001.
- Naseby, D., Yang, Z., Rahman, S.S., and Tan, C.P., Optimum Mud Weight and Trajectory Planning - Key to Avoiding Borehole Instability in Highly Stressed and Shaley Formations, SPE paper 47788, Proc. of the Asia Pacific Drilling Technology Conference (not included in the conference proceedings), Jakarta, Indonesia, Sept. 7-9, 1998.
- Tan, C.P., Chen, X., Willoughby, D.R., Wu, B., and Rahman, S.S., Wellbore Stability Analysis and Guidelines for Effective Shale Instability Management, SPE paper 47795, Proc. of the Asia Pacific Drilling Technology Conference, Jakarta, Indonesia, Sept. 7-9, 1998, pp. 165-174.
- Tan, C.P., Richards, B.G., and Rahman, S.S., Managing Physico-Chemical Wellbore Instability in Shales with the Chemical Potential Mechanism, SPE Paper 36971, Proc. of the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Adelaide, Australia, Oct. 28-31, 1996, pp.107-116.
- Zenaly-Andabilty, E.M., Chen, H., Rahman, S.S., and Tan, C.P., Management of Wellbore Stability in Shales by Controlling the Physico-Chemical Properties

- of Muds, SPE Paper 36396, Proc. of the SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, Sep. 9-11, 1996, pp. 253-261.
- Agawani, M.M., Rahman, S.S. and Maidla, E.E., A New Approach to Selecting Optimum Bottomhole Assembly Configuration for Any Given Well Trajectory, SPE paper 28774, Proc. of the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, Nov. 7-10, 1994, pp.327-335.
 - Azizi, T, Rahman, M.M. and Rahman, S.S., Design and Planning of Low Permeability Reservoir Stimulation by Acid Treatment: An Integrated Laboratory Analysis, APPEA Journal, Vol. 39, Part-I, 1999, pp.548-561.
 - Azizi, T., Jin, W. and Rahman, S.S., Management of Formation Damage by Improved Mud Design, SPE paper No. 38039, Proc. of the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, Apr. 14-16, 1997, pp. 203-217.
 - Hatcher, G.B., Chen, H. and Rahman, S.S., Evaluating Formation Damage Risk in a Glauconitic Sandstone Reservoir, SPE paper 37014, Proc. of the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Adelaide, Australia Oct. 28-31, 1996, pp.461-475.
 - Tan, C.P., Rahman, S.S., Richard, B.G., and Mody, F.K., Integrated Approach to Drilling Fluid Optimisation for Efficient Shale Instability Management, SPE paper 48875, Proc. of the 8th International Oil & Gas Conference and Exhibition held in Beijing, China, Nov. 2-8, 1998, pp. 441-456.
 - Tan, C.P., Rahman, S.S., Richard, B.G., and Mody, F.K., Integrated Rock Mechanics and Drilling Fluid Design Approach to Manage Shale Instability, SPE paper 47259, Proc. of the SPE/ISRM Eurock'98 held in Trondheim, Norway, Jul. 8-10, 1998, pp. 291-300.

ANEXO A. GENERALIDADES SOBRE ARCILLAS EN LA FORMACION

Las arcillas son esencialmente silicatos hidratados de aluminio formados por hidrólisis natural o acción atmosférica (meteorización) de los feldspatos y varios aluminio silicatos alcalinos originarios de rocas ígneas. Debido a su insolubilidad en los solventes habituales han sido difíciles de investigar y caracterizar. Parecen existir más o menos siete sustancias arcillosas químicamente diferentes de las cuales: *Caolinitas* ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$) y *Montmorillonitas* ($Al_2O_3 \cdot 3SiO_2 \cdot H_2O$) son las más importantes desde el punto de vista industrial y constituyen los *caolines* y las *bentonitas* respectivamente.

A.1 PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS DE LAS ARCILLAS

La mayor parte de las propiedades físico-químicas de las arcillas son consecuencia de sus características estructurales, principalmente de su extremadamente pequeño tamaño de partícula (inferior a $2 \mu m$), su morfología laminar (filosilicatos) y las sustituciones de cationes en las láminas, que dan lugar a la aparición de carga en las mismas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar. A continuación se muestran en detalle sus principales propiedades:

- **Superficie específica**

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie de las partículas constituyentes por unidad de masa, expresada en m^2/g . Debido a su pequeño tamaño de partícula y a su morfología laminar, las arcillas poseen una elevada superficie específica, y a la vez, una gran cantidad de

superficie activa con enlaces no saturados, por lo que pueden interactuar con muy diversas sustancias, en especial compuestos polares. Esto hace que puedan interactuar con muy diversas sustancias, en especial con compuestos polares como el agua. Las consecuencias inmediatas son el comportamiento plástico en mezclas arcilla-agua y el hinchamiento o *swelling*.

- **Capacidad de Intercambio catiónico**

Los cationes del espacio interlaminar, al estar débilmente ligados, pueden ser intercambiados fácilmente por otros existentes en las soluciones acuosas que las rodean; compensándose así la diferencia de cargas que pueda existir en las láminas. A esta propiedad se la conoce como capacidad de intercambio catiónico (CEC) y se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH, o lo que es lo mismo, las cargas negativas que posee el mineral. Esta propiedad es la base de multitud de aplicaciones industriales. Algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico (en meq/100 g): Caolinita: 3-5; Sepiolita-paligorskita: 20-35.

- **Capacidad de absorción**

Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes, ya que pueden capturar agua u otras moléculas en el espacio interlaminar. La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad), y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada:

- absorción: si actúan fundamentalmente procesos físicos como la retención por capilaridad.
- adsorción: cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido.

- **Hidratación e hinchamiento**

La hidratación y deshidratación del espacio interlaminar son propiedades características de las arcillas, y cuya importancia es crucial en los diferentes usos industriales. Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina. La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento, que puede llegar a disociar completamente unas láminas de otras. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las arcillas tendrán una gran capacidad de hinchamiento. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio, su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

- **Plasticidad**

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas. La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento. En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material.

- **Tixotropía**

La tixotropía se define como el fenómeno consistente en la pérdida de resistencia de un coloide al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo. Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si se dejan en reposo, recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido.

ANEXO B. UBICACIÓN DE CAMPO MORICHE EN COLOMBIA

Figura B1. Localización de campo moriche en Colombia

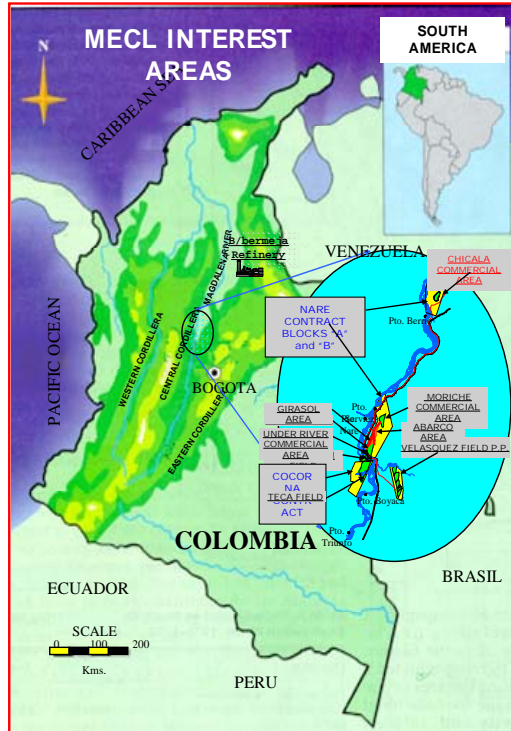
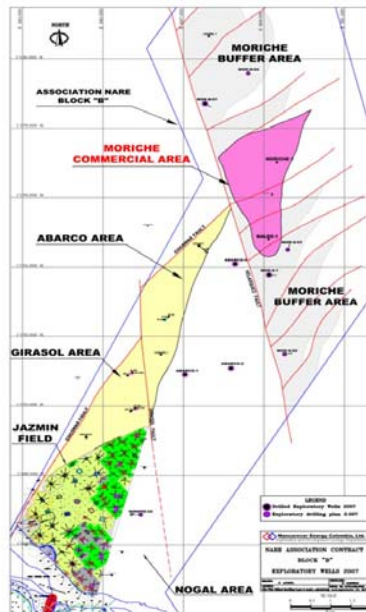


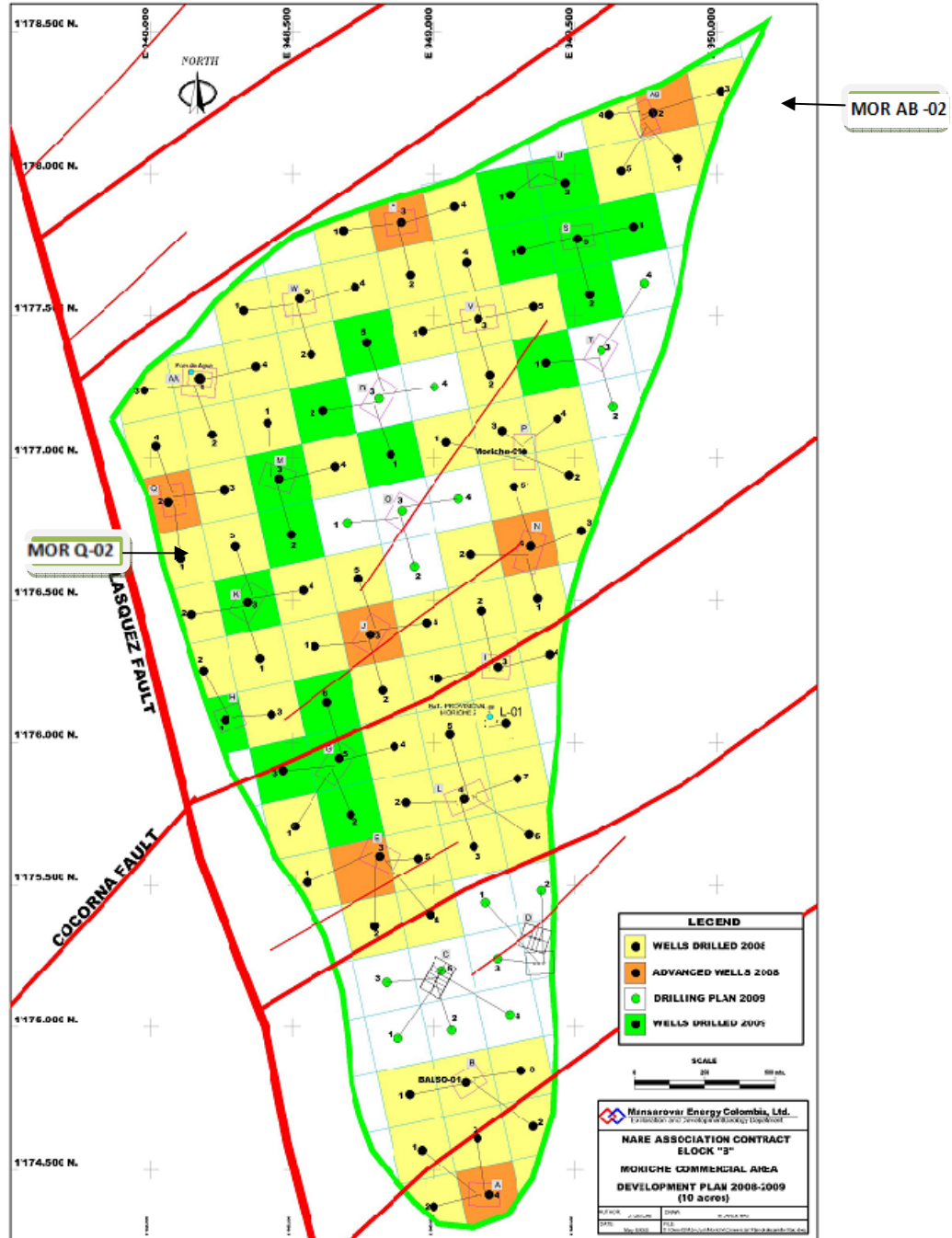
Figura B2. Localización del área de campo moriche comercial.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia

ANEXO C. LOCALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE POZOS EN CAMPO MORICHE

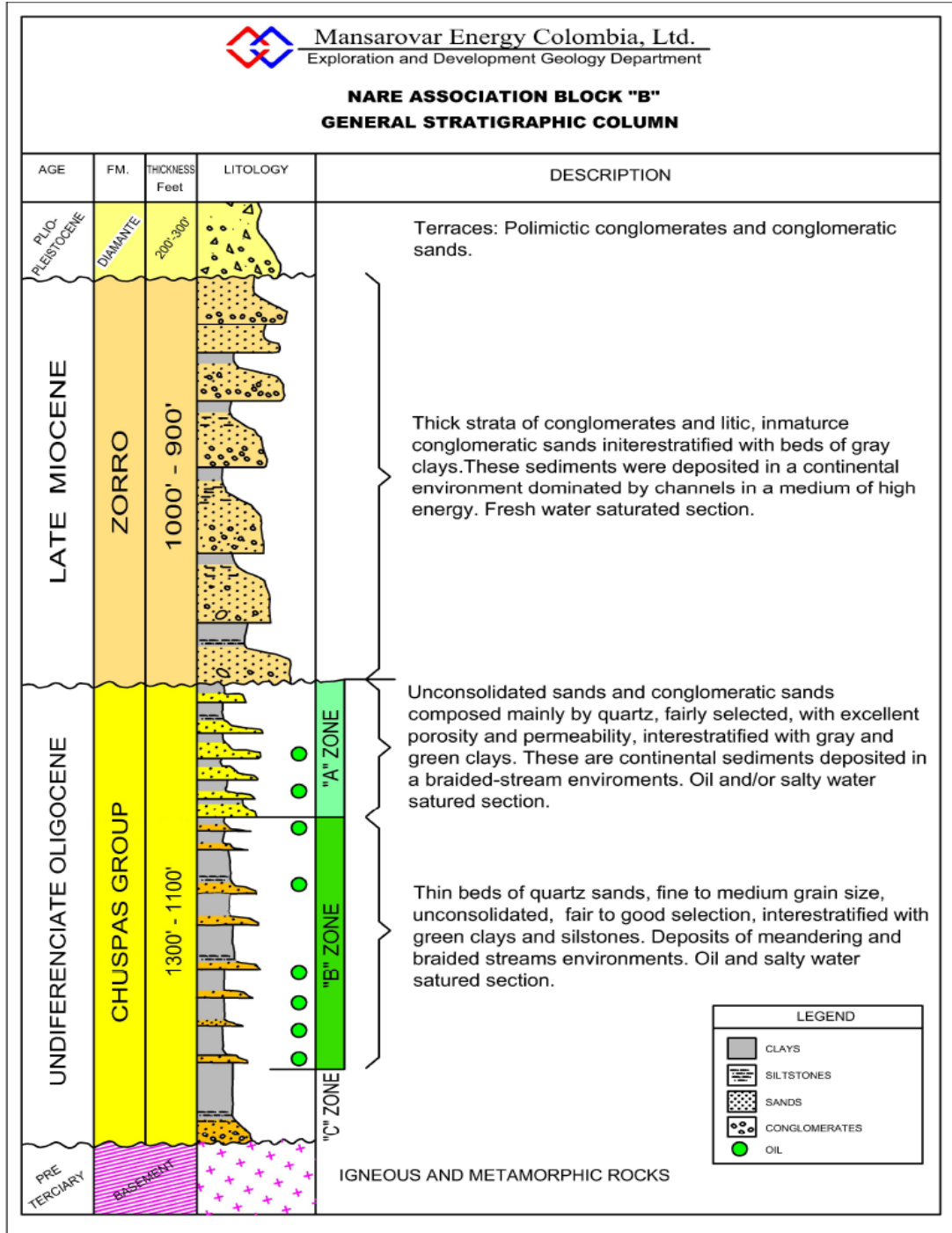
Figura C1. Localización y distribución de pozos en campo Moriche



Fuente: Mansarovar Energy Colombia

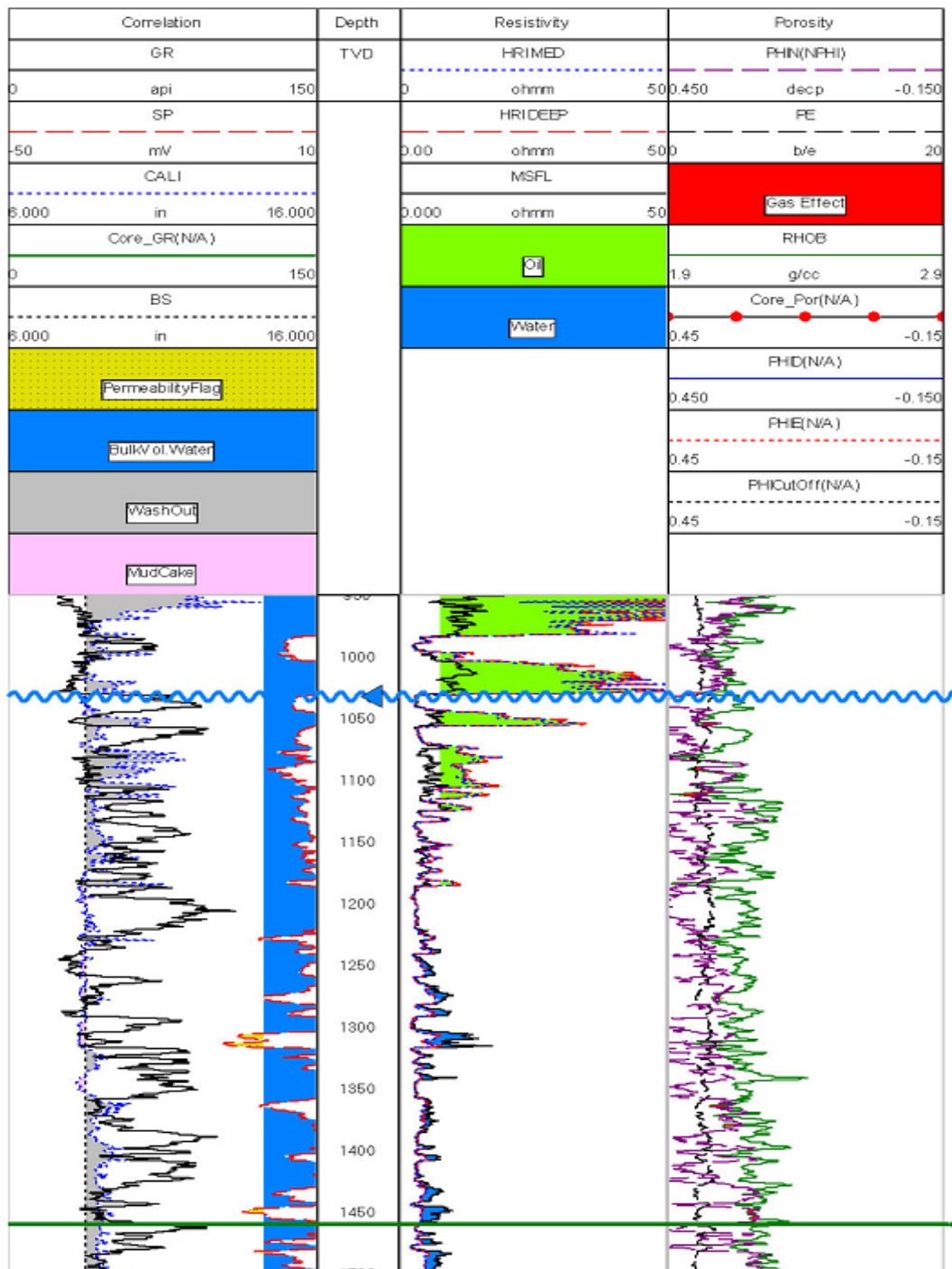
ANEXO D. COLUMNA ESTRATIGRAFICA SUMINISTRADA

Figura D1. Columna estratigráfica en campo Moriche



Fuente: Mansarovar Energy Colombia

ANEXO F. EJEMPLO REGISTROS ELECTRICOS EN CAMPO MORICHE
 Figura F1. Ejemplo de prototipos de registros eléctricos en campo Moriche.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia

ANEXO G. PRODUCCION DEL CAMPO MORICHE

Figura G1. Grafico de producción estimada Diaria del Campo Moriche.

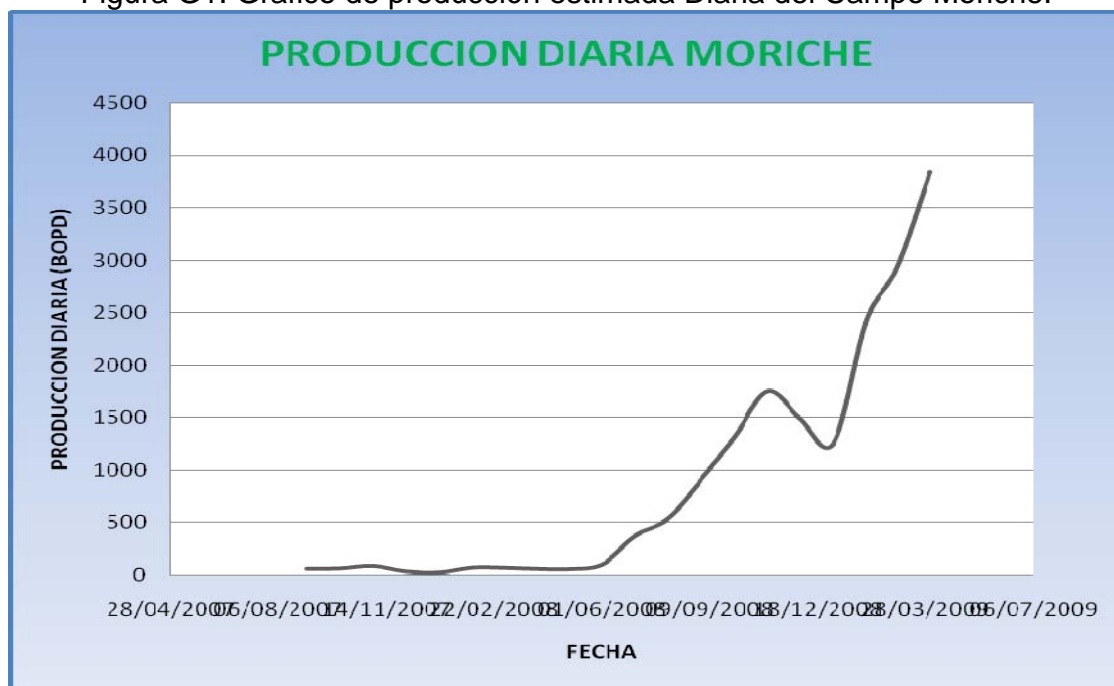


Figura G2. Tabla pruebas de producción pozos MOR AB-02 y MOR Q-02

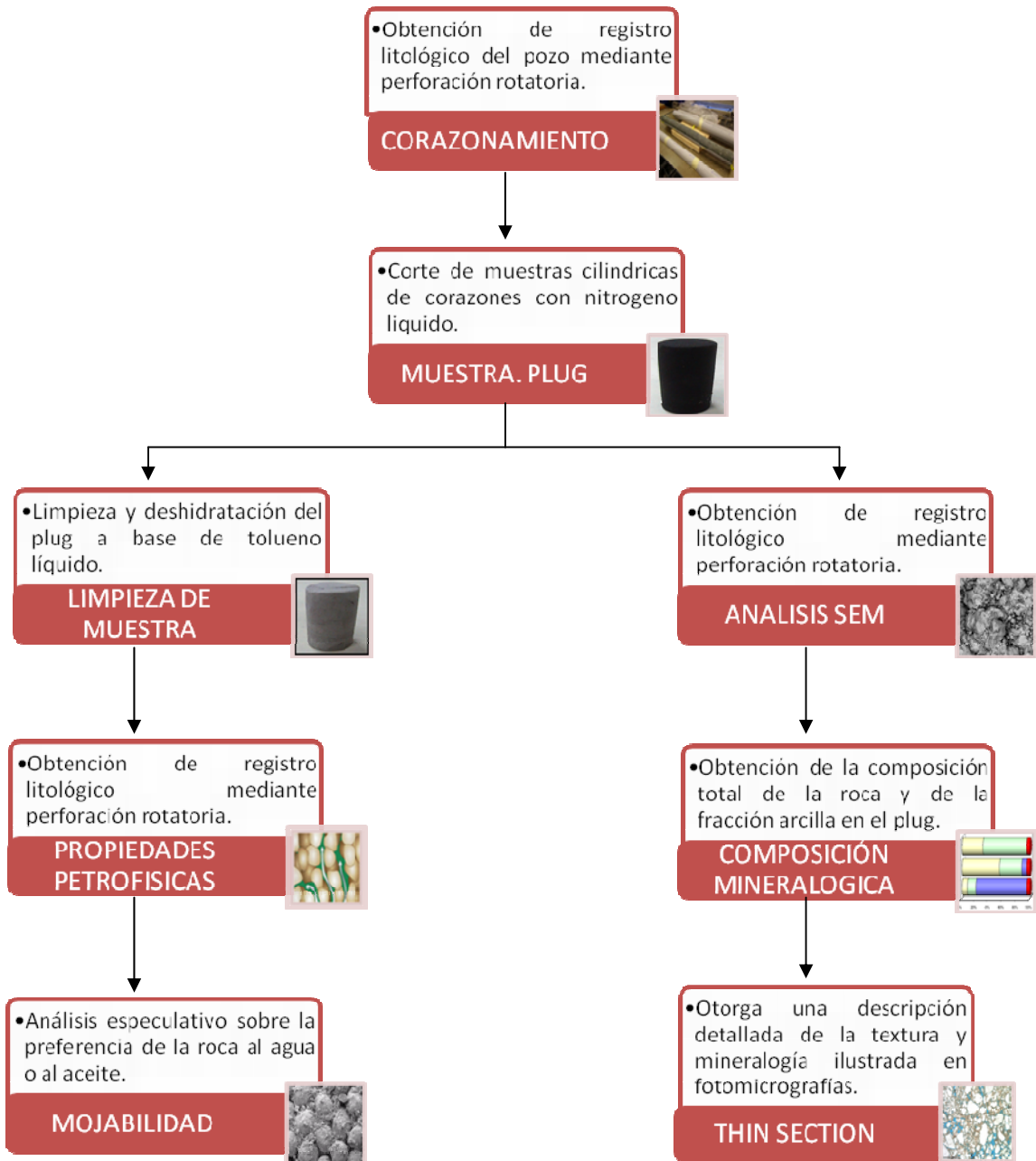
Pozo	Fecha	BFPD	BSW %	BOPD	API
MRA-B002	25/09/2008	49	6	46,06	13,5
MRA-B002	11/10/2008	39	2	38,22	13,6
MRA-B002	17/11/2008	35	2	34,3	13,5
MRA-B002	03/12/2008	35	0,9	34,685	13,4
MRA-B002	09/01/2009	40	0,6	39,76	13,6
MRA-B002	08/02/2009	48	0,3	47,856	13,6
MRA-B002	22/04/2009	46	0,2	45,908	14

Pozo	Fecha	BFPD	BSW %	BOPD	API
MOR-Q002	21/08/2008	31	3,8	29,822	13,5
MOR-Q002	28/08/2008	28	3,7	26,964	13,5
MOR-Q002	15/09/2008	37	3,8	35,594	13,5
MOR-Q002	11/10/2008	36	1,6	35,424	13,5
MOR-Q002	27/11/2008	35	1,6	34,44	13,5
MOR-Q002	02/12/2008	32	0,5	31,84	13,5
MOR-Q002	07/01/2009	37	0,2	36,926	13,8
MOR-Q002	02/02/2009	37	0,3	36,889	13,9
MOR-Q002	15/03/2009	42	0,2	41,916	13,9

Fuente: Mansarovar Energy Colombia

ANEXO H. METODOLOGIA EMPLEADA EN LABORATORIOS

Figura H1. Metodología empleada para la caracterización de roca en laboratorios CoreLab Colombia



Fuente: Autores

ANEXO I. PRUEBAS DE LABORATORIO REALIZADAS EN EL PROYECTO

Tabla I1. Descripción de las diferentes pruebas realizadas en el proyecto.

NOMBRE	OBJETIVO	MUESTRA	EQUIPO
Análisis petrofísicos básicos	Determinar la permeabilidad, porosidad y saturación de la roca con los fluidos de formación en condiciones de equilibrio, simulando el yacimiento antes de su perforación con presión y temperatura.	Plug. (Roca) Fluidos de formación: Crudo y agua.	CMS-300 CONVENTIONAL PLUG ANALYSIS
DRX. Difracción de rayos-X Método instrumental	Determina la composición total de roca y a su vez detalla la composición de la fracción de arcilla de una determinada muestra a través de la difracción de rayos X.	Roca.	Difractómetro de rayos X Philips automatizado equipado con una fuente de cobre (40 KV, 40 mA) y detector XE proporcional
Thin Section. Análisis de Sección delgada	Otorga una descripción detallada de la textura y mineralogía ilustrada en fotomicrografías. Se determinan los porcentajes de minerales a través de una estimación visual.	Roca	Microscopio
Barrido SEM-EDX <i>Scanning Electron Microscopy</i>	Proporciona la distribución, morfología y composición elemental de los minerales en la roca por medio de fotomicrografías.	Plug. Roca	Microscopio electrónico de barrido (SEM) Cambridge Instruments Stereoscan 240, equipado con detector de rayos X , sobre las muestras recubiertas con oro
Mojabilidad o Humectabilidad Método de Amott Modificado	Proporciona una indicación de la preferencia de la roca por agua o por petróleo. Esta presencia controla la distribución de fluidos en un yacimiento.	Roca (Plug) Fluidos de formación: Agua y aceite	
CST Capillary Suction Test	Se usa para medir la tendencia de la arcilla a hincharse al estar en contacto con el agua fresca.	Roca. (Ripio arcilloso) Agua dulce.	El instrumento CST
Hinchamiento Lineal	El aumento en volumen que una arcilla presenta al absorber agua.	Roca. (Ripio arcilloso) Lodo de perforación	Equipo de Hinchamiento Lineal Dinámico

Fuente: Autores

ANEXO J. RESULTADOS PRUEBAS PETROFISICAS BASICAS

Tabla K1. Resultados .cms-300 conventional plug analysis pozo Moriche Q-02

Depth (ft)	Net Confining	Porosity (%)	Permeability			Saturation		Grain
	Stress (psig)		Klinkenberg (mD)	Kair (mD)	b(air) psi	Oil % Pore Volume	Water	Density (g/cm3)
1820,10	800	17,5	1,6	1,9	4,28	14,6	66,2	2,58
1820,10	1500	17,1	0,662	0,864	5,32			
1822,10	800	13,5	2,3	3,0	5,31	7,7	69,6	2,72
1822,10	1500	13,1	1,0	1,3	5,05			
1946,90	800	24,5	61,0	71,1	2,23	39,1	48,2	2,59
1946,90	1500	23,2	45,2	52,8	2,26			
1948,00	800	23,9	80,2	93,1	2,13	35,3	44,7	2,58
1948,00	1500	22,9	64,4	74,6	2,08			
1949,20	800	26,3	81,8	95,4	2,19	39,4	48,5	2,57
1949,20	1500	24,9	60,0	70,1	2,24			
1953,70	800	20,8	3,4	4,2	4,03	27,3	50,0	2,53
1953,70	1500	19,9	1,1	1,4	5,24			

Fuente: Laboratorios CoreLab Colombia.

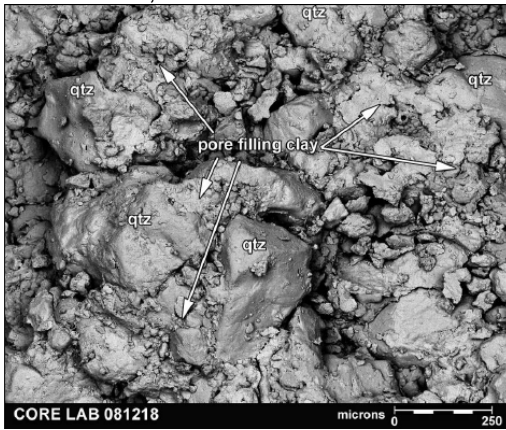
Tabla K2. Resultados.cms-300 conventional plug analysis pozo Moriche AB-02

Depth (ft)	Net Confining	Porosity (%)	Permeability			Saturation		Grain
	Stress (psig)		Klinkenberg (mD)	Kair (mD)	b(air) psi	Oil % Pore Volume	Water	Density (g/cm3)
1859,70	800	22,3	58,9	67,0	1,85	32,7	57,0	2,58
1859,70	1500	20,8	34,7	40,6	2,31			
1861,20	800	20,4	33,1	37,5	1,85	37,0	62,2	2,58
1861,20	1500	18,9	17,4	20,6	2,56			
1861,90	800	18,5	40,1	45,6	1,93	31,1	50,4	2,58
1861,90	1500	17,3	21,1	24,7	2,39			
1862,40	800	19,2	43,1	49,2	1,95	22,6	60,5	2,58
1862,40	1500	18,1	26,3	30,2	2,08			
2186,80	800	15,3	8,4	10,0	2,97	0,0	93,6	2,63
2186,80	1500	14,6	4,1	5,1	3,47			
2187,90	800	14,6	5,2	6,3	3,62	0,0	91,6	
2187,90	1500	13,6	1,9	2,4	4,76			
2189,20	800	15,2	6,0	7,4	3,55	17,5	66,2	2,62
2189,20	1500	14,3	2,3	3,0	4,76			
2192,10	800	16,1	8,7	10,8	3,69	26,9	68,8	2,62
2192,10	1500	15,3	4,3	5,5	4,22			
2279,90	800	24,7	113	126	1,48	36,0	58,8	2,60
2279,90	1500	23,4	71,3	83,0	2,15			
2280,30	800	21,8	77,7	87,4	1,66	33,8	61,0	2,60
2280,30	1500	20,4	50,1	56,5	1,69			

Fuente: Laboratorios CoreLab Colombia.

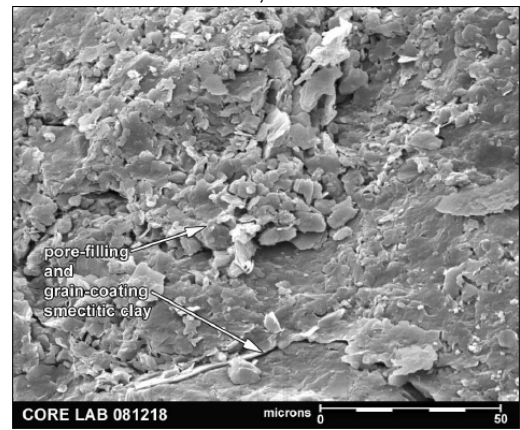
ANEXO K. RESULTADOS PRUEBAS SEM-EDX

Figura L1. Fotomicrografía SEM.
Pozo AB-02, 1854 ft.



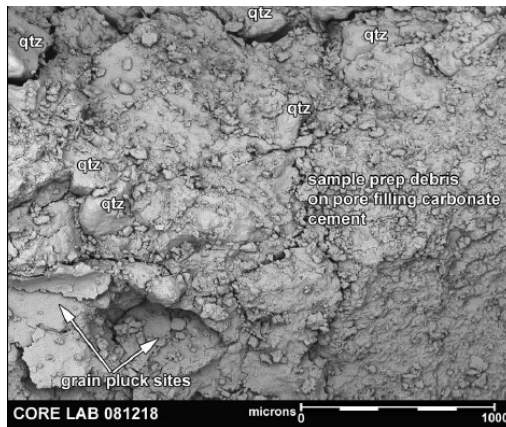
Fuente: Laboratorios CorLab Colombia.

Figura L2. Fotomicrografía SEM.
Pozo AB-02, 1998.5 ft.



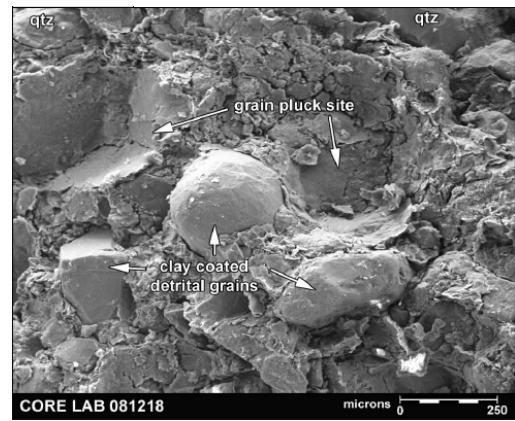
Fuente: Laboratorios CorLab Colombia.

Figura L3. Fotomicrografía SEM.
Pozo AB-02, 2111 ft.



Fuente: Laboratorios CorLab Colombia.

Figura L4. Fotomicrografía SEM.
Pozo Q-02, 1758 ft.



Fuente: Laboratorios CorLab Colombia.

ANEXO L. RESULTADOS PRUEBAS DE HUMECTABILIDAD

Cuadro M1. Resultados pruebas de humectabilidad. Pozo MOR Q-02

Depth, feet	1695,2	1706,1	1812,3	1840,4	1944,2	1949,3	1983,9	2012,6
Basic Parameters of Test Samples								
Permeability to Air, millidarcies	15,0	7,54	0,330	0,567	12,3	23,9	76,4	5,31
Porosity, fraction	0,195	0,172	0,178	0,147	0,204	0,224	0,146	0,090
Immobile Oil Saturation,* fraction Vp	0,415				0,197	0,140		
Permeability to Water at Immobile Oil								
Saturation, md	0,067				0,091	0,421		
Imbibition of Oil								
Spontaneous Imbibition, fraction Vp	0,000				0,000	0,000		
Dynamic Imbibition, fraction Vp	0,006				0,051	0,143		
Total Imbibed, fraction Vp	0,006				0,051	0,143		
Immobile Water Saturation,** fraction Vp	0,579				0,752	0,717		
Permeability to Oil at Immobile Water								
Saturation, md	0,332				0,262	0,628		
Imbibition of Water								
Spontaneous Imbibition, fraction Vp	0,000				0,000	0,000		
Dynamic Imbibition, fraction Vp	0,372				0,008	0,006		
Total Imbibed, fraction Vp	0,372				0,008	0,006		
Wettability Index								
Amott Wettability Index to Oil	0,000				0,000	0,000		
Amott Wettability Index to Water	0,000				0,000	0,000		

Fuente: Laboratorios CorLab Colombia.

Ecuación de Amott:

$$IH = V_{FA} / V_{FTA}$$

Donde,

Fluido A: Agua

IH: Índice de humectabilidad

V_{FA} : Volumen del fluido A inhibido espontáneamente.

V_{FTA} : Volumen total del fluido A inhibido espontáneamente.

Resultados: IH = 1 (Preferencia al fluido A. Agua)

IH = 0 (Preferencia al otro fluido. Aceite)

ANEXO M. DESCRIPCION DEL LODO DE PERFORACION

FASE I SISTEMA AGUA-BENTONITICO

El sistema seleccionado para la primera sección, consta de bentonita como agente viscosificante primario y Benex como extendedor de bentonita, logrando así obtener valores de viscosidad entre 50 y 60 seg/qt Tabla N1.

Esta sección se caracteriza por la presencia de arenas seguida por intercalaciones de arcillolitas con arena y limonitas, el cual debido a la gran acumulación de cortes durante la perforación, se requiere de una buena hidráulica y propiedades geológicas para mantener el hueco limpio.

Se utiliza BENEX el cual funciona como floculante selectivo de sólidos coloidales provenientes de los cortes perforados para favorecer su remoción como aglomerados en los equipos de control de sólidos. Las adiciones posteriores de un químico llamado natural gel deben hacerse en forma pre hidratada, para lograr un rendimiento óptimo de la bentonita y mantener la viscosidad en el valor necesario para lograr una buena limpieza en el hueco.

El valor de pH se debe mantener entre 8.5 – 9.0 y se deben evitar valores mayores para no dispersar las secciones de arcillas. Los equipos de control de sólidos se deben operar continuamente y en las condiciones de trabajo adecuadas. En este intervalo es muy importante la utilización de zarandas de buena capacidad para manejar los altos caudales de operación que se requerirán para asegurar la limpieza del hueco.

FASE II SISTEMA BAJO DE SOLIDOS

El sistema seleccionado para esta sección consta de una combinación de polímeros (RHEOXAN almidón y Q- PAC L), que garantizan las adecuadas propiedades del fluido de perforación y en especial un adecuado control del filtrado en la zona de interés, las cuales, de acuerdo a la experiencia en áreas similares,

tienden a resentirse cuando se perforan formaciones arcillosas debido a la incorporación de sólidos de baja gravedad al sistema. Con el fin de controlar la alta incorporación de arcillas al sistema se debe mantener una dilución constante Tabla N2.

Para la segunda sección es necesario que el lodo cumpla buenos requerimientos de limpieza y a su vez contenga un bajo contenido de sólidos con el fin de proteger la formación de taponamientos y esfuerzos por presión, se trata de un lodo con muy buenas propiedades de sostenimiento y arrastre.

El valor de pH se debe mantener alrededor de 8.5 - 9.0, y se deben evitar valores mayores para no activar las arcillas de esta sección. La adición de Bactericida se debe hacer fundamentalmente antes de los viajes y en especial antes del viaje de acondicionamiento para mantener el lodo en buenas condiciones con las propiedades previamente diseñadas.

Tabla N1. Formulación lodo de perforación fase I

MATERIAL	FUNCION	CONCENTRADO
NATURAL GEL	Bentonita Premium. Viscosificante	12,5 - 15,0
BENEX	Extendedor Bentonita	0,02 - 0,04
SODA CAUSTICA	Controlador de pH. Alcalinizante	0,05

Fuente: Qmax Solutions Colombia

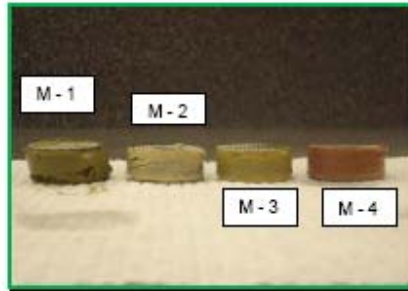
Tabla N2. Formulación lodo de perforación fase II

MATERIAL	FUNCION	CONCENTRADO
RHEOXAN	Goma Xántica. Material viscosificante	0,5 - 1,0
Q-STAR	Almidón controlador de filtrado para zona de interés	2,5 - 3,5
Q-PAC L/R	Polímero controlador de filtrado	0,5 - 1,0
K - 17	Lignito Caustizado. Dispersante	0,5 - 1,0
SODA CAUSTICA	Controlador de pH. Alcalinizante	0,1 - 0,3
BACTERICIDA Q-CIDE 14	Preservativo biocida	0,02 - 0,05 GPB

Fuente: Qmax Solutions Colombia

ANEXO N. RESULTADOS PRUEBAS DE HINCHAMIENTO

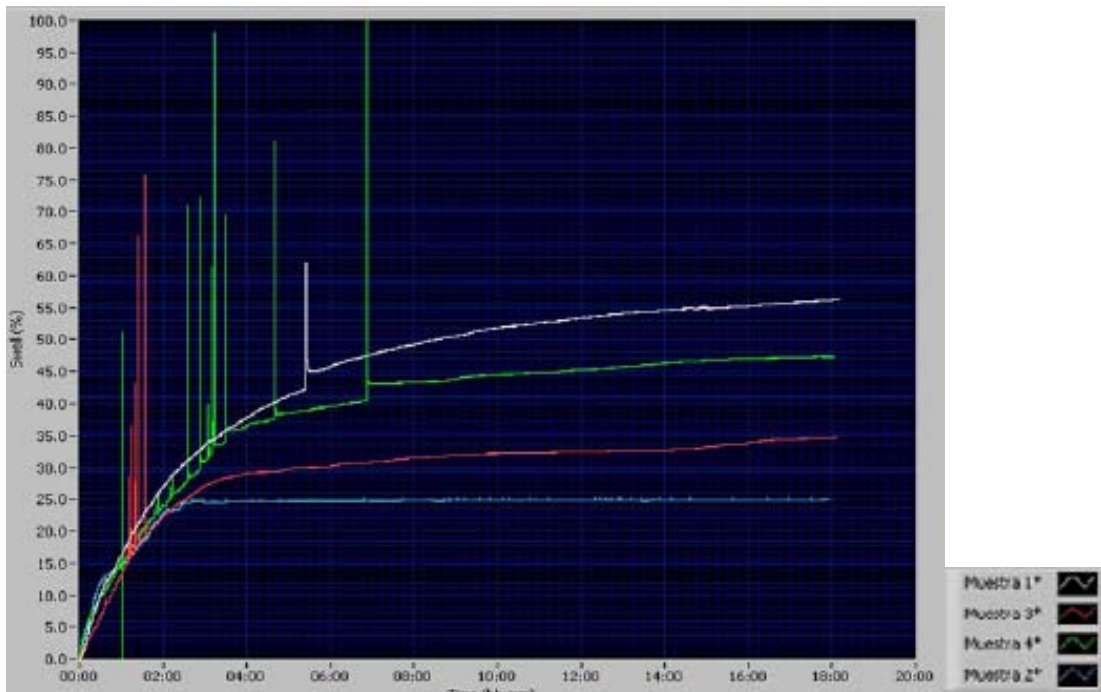
Figura O1. Pastillas de muestras después de la prueba de hinchamiento.



Fuente: Laboratorios Qmax Solutions Colombia

La prueba de Hinchamiento Lineal fue realizada por un periodo de 18 horas, a una temperatura promedio de 180°F. La siguiente ilustración presentan las gráficas generadas por el software del equipo de Hinchamiento Lineal.

Gráfica O1. Porcentaje de hinchamiento de las muestras seleccionadas



Fuente: Laboratorios Qmax Solutions Colombia