



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

MAESTRÍA EN PETRÓLEOS

**DISEÑO DEL FLUIDO DE CONTROL PARA REDUCIR EL
DAÑO DE FORMACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE
RETORNO DE PERMEABILIDAD EN EL YACIMIENTO U
INFERIOR DEL CAMPO MADURO CULEBRA-YULEBRA
EN LA CUENCA ORIENTE.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
MAGISTER EN PETROLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE
PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

MORALES MINA OSCAR OMAR

DIRECTOR: Ing. Raúl Baldeón López, Mgt.

Quito, noviembre 2019

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2019
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1711987915
APELLIDO Y NOMBRES:	MORALES MINA OSCAR OMAR
DIRECCIÓN:	Av. Manuel Córdova Galarza s/n Conjunto Alcázar de Toledo
EMAIL:	oscar.morales.mina@gmail.com
TELÉFONO FIJO:	+593 022350301
TELÉFONO MÓVIL:	+593 997170094

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Diseño del fluido de control para reducir el daño de formación mediante pruebas de retorno de permeabilidad en el Yacimiento U Inferior del campo maduro Culebra-Yulebra en la Cuenca Oriente.
AUTOR O AUTORES:	MORALES MINA OSCAR OMAR
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	15/ 11 / 2019
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	ING. RAÚL BALDEÓN LÓPEZ. Mgt.
PROGRAMA	<input type="checkbox"/> PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS
RESUMEN:	<p>El presente trabajo propone incluir en el diseño del fluido de completación los productos de nueva tecnología como FLOWBAK que es un reductor de tensión superficial y el ECF-1864 que es un Surfactante no iónico de alto rendimiento, los mismos tienen que ser compatibles con las propiedades de roca y fluido del yacimiento para mejorar su interacción y reducir el daño de formación. Es importante mencionar que conocer y comprender cómo se produce el daño de formación es el primer paso para su prevención, debido a que el fenómeno es un problema económico y operacional indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación de petróleo de los yacimientos. Para determinar del potencial</p>

daño de formación con los fluidos que tienen interacción con el yacimiento U Inferior del Campo Culebra-Yulebra, la metodología se basó en el análisis de las propiedades petrofísicas y mineralógicas de la roca integrando con el procedimiento API RP 42 para las pruebas de compatibilidad fluido-fluido y finalmente la permeabilidad de retorno, con todos estos componentes integramos para obtener una selección adecuada del fluido de completación para reducir el daño de la formación. Los resultados obtenidos en el análisis de núcleo convencional en el tapón de U Inferior en la muestra de 9707.3 pies del pozo Culebra-06 indicaron una porosidad de 18.19% y una permeabilidad al aire de 552.45 mD. Los estudios de Laminas Delgadas y Difracción de Rayos X determinaron que la composición mineralógica fue de 95% de cuarzo y un 5% de arcillas en donde la más abundante es la caolinita. Una vez determinadas la característica de roca se procedió a realizar las pruebas de compatibilidad de fluidos y de retorno de permeabilidad se procedió con la formulación # 1 y se obtuvo que la permeabilidad inicial al crudo es de 245.9 mD y la permeabilidad de retorno fue de 268.8 mD lo que equivale a un incremento de permeabilidad de 22.9 mD. Los datos obtenidos confirman que el diseño del fluido de completación descrito en el presente trabajo no genera daño en el yacimiento U Inferior, estableciendo un aporte y apoyo fundamental el desarrollo del plan de explotación. La implementación del presente trabajo tendremos una reducción en los trabajos de estimulación y fracturamiento para remediar el daño de formación del fluido de completación, con lo cual se reduce la inversión económica e incrementa la recuperación del capital invertido en el tiempo.

PALABRAS CLAVES:

Fluido de control, pozos petroleros, daño de formación, Campo Culebra Yulebra

ABSTRACT:

The present work proposes to include in the design of the completion fluid the new technology products such as FLOWBAK which is a surface tension reducer and the ECF-1864 which is a high-performance non-ionic Surfactant, they have to be compatible with the properties of rock and reservoir fluid to improve their interaction and reduce formation damage. It is important to mention that knowing and understanding how formation damage occurs is the first step in prevention damage, because the phenomenon is an undesirable economic and operational problem that can occur during various phases of oil recovery from the reservoir. To determine the potential formation damage with fluids that interact with the U Inferior of the Culebra-Yulebra field, the methodology was based on the analysis of the petrophysical and mineralogical properties of the rock and following the API RP 42 procedure The fluid-fluid compatibility tests and return permeability were performed to develop a clean control fluid, with all these components we integrate to obtain a suitable selection of the completion fluid to reduce the damage of the formation. The results obtained in the conventional core analysis in the U Inferior plug in the 9707.3-foot sample of the Culebra-06 well indicated a porosity of 18.19% and an air permeability of 552.45 mD. The studies of Thin Section and X-Ray Diffraction determined that the mineralogical composition was 95% quartz and 5% clays where kaolinite is the most abundant. Once the rock characteristic was determined, the fluid compatibility and permeability return tests were carried out with the formulation # 1 and the initial permeability to oil was 245.9 mD and the return permeability was 268.8

KEYWORDS	<p>mD after flushing with the brine, which is equivalent to an increase in permeability of 22.9 mD</p> <p>The data obtained confirm that the design of the completion fluid described in this work does not cause damage to the U Inferior reservoir, establishing a fundamental input into and support for the development of the exploitation plan. This results in a reduction in the need for stimulation and hydraulic fracturing jobs to remedy the formation damage caused by the completion fluid. The improved production and reduced costs increase the recovery of capital invested over time</p>
	<p>Fluid control, oil wells, formation skin, Culebra Yulebra field</p>

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

f. 

MORALES MINA OSCAR OMAR

1711987915

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, MORALES MINA OSCAR OMAR, CI: 1711987915 autor/a del trabajo de titulación: **DISEÑO DEL FLUIDO DE CONTROL PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD EN EL YACIMIENTO U INFERIOR DEL CAMPO MADURO CULEBRA-YULEBRA EN LA CUENCA ORIENTE.**

previo a la obtención del título de GRADO ACADÉMICO COMO APARECE EN EL CERTIFICADO DE APROBACIÓN ACADÉMICA en la Universidad UTE.

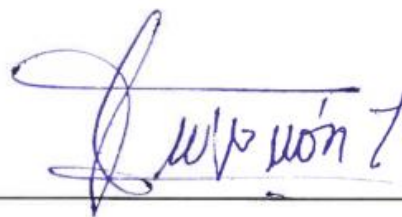
1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación de grado para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de titulación de grado con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 15 de noviembre del 2019

f: 
MORALES MINA OSCAR OMAR
1711987915

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo de titulación que lleva por título **DISEÑO DEL FLUIDO DE CONTROL PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD EN EL YACIMIENTO U INFERIOR DEL CAMPO MADURO CULEBRA-YULEBRA EN LA CUENCA ORIENTE.** para aspirar al título de **MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS** fue desarrollado por **MORALES MINA OSCAR OMAR**, bajo mi dirección y supervisión, en la Maestría en Petróleos de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y que dicho trabajo cumple con las condiciones requeridas para ser sometido a la evaluación respectiva de acuerdo a la normativa interna de la Universidad UTE.



Ing. Raúl Baldeón Msc.

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 1708042534

DECLARACION JURAMENTADA DEL AUTOR

Yo, **MORALES MINA OSCAR OMAR**, portador(a) de la cédula de identidad N° **1711987915**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en ese documento.

La Universidad UTE puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

f: 

MORALES MINA OSCAR OMAR
1711987915

CARTA DE CONFORMIDAD DE LA INSTITUCIÓN/EMPRESA AUSPICIANTE

Schlumberger del Ecuador S.A
Av. 12 de Octubre N24-593 y Francisco Salazar
Edificio EXPOCENTURY, Planta Baja
Quito-Ecuador



Quito, 26 de julio 2019

Ing. Fausto René Ramos Aguirre,
Coordinador de la Maestría en Petróleos
Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias
UNIVERSIDAD UTE
Presente.

En esta oportunidad nos dirigimos a usted para informarle que el trabajo de titulación **“Diseño del fluido de control para reducir el daño de formación mediante pruebas de retorno de permeabilidad en el Yacimiento U inferior del Campo Maduro Culebra-Yulebra en la Cuenca Oriente”**, desarrollado en nuestras oficinas y laboratorios por el maestrante Oscar Omar Morales Mina CC: 1711987915. Los análisis de roca y fluido referente a estudios convencionales, laminas delgadas, difracción de rayos X, pruebas de compatibilidad de fluidos y de retorno de permeabilidad que se desarrollaron en el tapón del núcleo del yacimiento U Inferior han culminado con éxito en tiempo y forma.

Los resultados obtenidos demuestran que el fluido de control diseñado cumple con éxito su función de reducir el daño de formación en los trabajos de reacondicionamiento de pozos. Nos complace indicar que en base a lo mencionado líneas arriba nos encontramos aplicando esta metodología en el diseño de fluido de control de los Campos Sacha, Shushufindi, Auca y Cuyabeno-Sansahuari.

Atentamente,

Ing. Francisco Carrión
M-I SWACO ECG Fluids Operations Manager
Schlumberger
Tel: 593 2-297-6947
Cell: 593 9 9-450-2731
Email: fcarrion2@slb.com

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1 INTRODUCCIÓN	4
1.1 OBJETIVOS	6
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	6
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
2 METODOLOGÍA	8
2.1 MATERIALES	8
2.1.1 TAPÓN DE NÚCLEO	8
2.1.2 PREPARACIÓN DE FLUIDOS	9
2.2 MÉTODOS Y EQUIPOS	10
2.2.1 MÉTODO PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA	10
2.2.2 MÉTODO DE EVALUACIÓN DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	12
2.2.3 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS	12
2.2.4 MÉTODO DE EVALUACIÓN DEL RETORNO DE PERMEABILIDAD	13
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	16
3.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS ROCAS Y FLUIDOS	16
3.1.1 ESTUDIOS DE ROCA	16
3.1.1.1 Difracción de rayos x	16
3.1.1.2 Láminas Delgadas	18
3.2. COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	21
3.2.1 AGUA DE FORMACIÓN	21
3.2.2 FLUIDO DE COMPLETACIÓN	22
3.3. COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS	22
3.3.1 CARACTERIZACIÓN SIMPLE	23
3.3.2 EVALUACIÓN COMPATIBILIDAD FLUIDOS	28
3.3.2.1 Evaluación del agua de formación–fluido de completación	29

	PÁGINA
3.3.2.2 Evaluación del crudo – fluido de completación	30
3.4. EVALUACIÓN DE RETORNO DE PERMEABILIDAD	35
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	39
4.1 CONCLUSIONES	39
4.2 RECOMENDACIONES	39
BIBLIOGRAFÍA	41
ANEXOS	44

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Análisis Físico - Químico Pozo Culebra-01	9
Tabla 2. Químicos de Fluido de control	10
Tabla 3. Equipos e instrumentos	11
Tabla 4. Análisis de núcleo Culebra-06	16
Tabla 5. Composición Mineralógica	18
Tabla 6. Composición de agua de formación	21
Tabla 7. Parámetros del Crudo: Pozo Yulebra -020	23
Tabla 8. Formulación Fluido de Completación	24
Tabla 9. Formulación # 1	25
Tabla 10. Formulación # 2	26
Tabla 11. Formulación # 3	27
Tabla 12. Formulación # 4	27
Tabla 13. Evaluación de características	29
Tabla 14. Muestra Agua Formación	29
Tabla 15. Composición del Agua Formación	30
Tabla 16. Formulación 25/75	31
Tabla 17. Características de Formulaciones	31
Tabla 18. Formulación 50/50	32
Tabla 19. Características de Formulaciones	32
Tabla 20. Formulación 75/25	34
Tabla 21. Características de Formulaciones	34
Tabla 22. Resumen de Formulaciones	35

ÍNDICE DE FIGURAS

PÁGINA

Figura 1. Equipo Soxhlet y Núcleo pozo Culebra-06	8
Figura 2. Paso 9. Curva de permeabilidad inicial	14
Figura 3. Paso 11. Medida de retorno de permeabilidad	14
Figura 4. Resultados Difracción de Rayos X_DRX. Prof. 9,663.7 ft	17
Figura 5. Resultados Difracción de Rayos X. Prof. 9,707.3 ft	17
Figura 6. Composición mineralógica. Yacimiento U Inferior Prof.	18
Figura 7. Composición mineralógica. Yacimiento U Inferior Prof.	19
Figura 8. Composición mineralógica. Yacimiento U Inferior Prof.	19
Figura 9. Composición mineralógica. Yacimiento U Inferior Prof.	20
Figura 10. Diagrama de clasificación de las areniscas del Yacimiento U Inferior	20
Figura 11. Tipos de Salmuera y Densidad	23
Figura 12. Determinación de API y BSW: Pozo Yulebra -020	24
Figura 13. Formulación # 1	25
Figura 14. Formulación # 2	26
Figura 15. Formulación # 3	27
Figura 16. Formulación # 4	28
Figura 17. Resumen de Formulaciones	28
Figura 18. Compatibilidad Fluido de Control – Agua de Formación	29
Figura 19. Compatibilidad 50% Fluido de control - 50% Agua	30
Figura 20. Compatibilidad 25% Fluido de control - 75% de crudo	30
Figura 21. Compatibilidad 50% Fluido de control - 50% de crudo	32
Figura 22. Compatibilidad 75% Fluido de control - 25% de crudo	33
Figura 23. Prueba de Retorno de Permeabilidad_Culebra -06	37

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
Anexo 1. Mapa de Ubicación del Campo Culebra-Yulebra	44
Anexo 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente, Ecuador	45
Anexo 3. Evaluación Petrofísica Pozo Tipo	46
Anexo 4. Sumario Petrofísico. Campo Culebra-Yulebra	47
Anexo 5. Mapa Estructural Culebra-Yulebra-U Inferior	48
Anexo 6. Producción del Campo Culebra-Yulebra	49

RESUMEN

El presente trabajo propone incluir en el diseño del fluido de completación los productos de nueva tecnología como FLOWBAK que es un reductor de tensión superficial y el ECF-1864 que es un Surfactante no iónico de alto rendimiento. Estos fluidos tienen que ser compatibles con las propiedades de roca y fluido del yacimiento para mejorar su interacción y reducir el daño de formación. Es importante mencionar que conocer y comprender cómo se produce el daño de formación es el primer paso para su prevención, debido a que el fenómeno es un problema económico y operacional indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación de petróleo de los yacimientos. Para determinar del potencial daño de formación con los fluidos que tienen interacción con el yacimiento U Inferior del Campo Culebra-Yulebra, la metodología se basó en el análisis de las propiedades petrofísicas y mineralógicas de la roca integrando con el procedimiento API RP 42 para las pruebas de compatibilidad fluido-fluido y finalmente la permeabilidad de retorno, con todos estos componentes integramos para obtener una selección adecuada del fluido de completación para reducir el daño de la formación. Los resultados obtenidos en el análisis de núcleo convencional en el tapón de U Inferior en la muestra de 9707.3 pies del pozo Culebra-06 indicaron una porosidad de 18.19% y una permeabilidad al aire de 552.45 mD. Los estudios de láminas delgadas y difracción de rayos x determinaron que la composición mineralógica fue de 95% de cuarzo y un 5% de arcillas en donde la más abundante es la caolinita. Una vez determinadas la característica de roca se procedió a realizar las pruebas de compatibilidad de fluidos y de retorno de permeabilidad se procedió con la formulación # 1 y se obtuvo que la permeabilidad inicial al crudo es de 245.9 mD y la permeabilidad de retorno fue de 268.8 mD lo que equivale a un incremento de permeabilidad de 22.9 mD. Los datos obtenidos confirman que el diseño del fluido de completación descrito en el presente trabajo no genera daño en el yacimiento U Inferior, estableciendo un aporte y apoyo fundamental el desarrollo del plan de explotación. La implementación del presente trabajo tendremos una reducción en los trabajos de estimulación y fracturamiento para remediar el daño de formación del fluido de completación, con lo cual se reduce la inversión económica e incrementa la recuperación del capital invertido en el tiempo.

Palabras clave: Fluido de control, pozos petroleros, daño de formación, Campo Culebra Yulebra

ABSTRACT

The present work proposes to include in the design of the completion fluid the new technology products such as FLOWBAK, which is a surface tension reducer, and the ECF-1864 that is a high-performance non-ionic Surfactant. These fluids must to be compatible with the properties of rock and reservoir fluid to improve their interaction and reduce formation damage. It is important to mention that knowing and understanding how formation damage occurs is the first step in prevention damage, because the phenomenon is an undesirable economic and operational problem that can occur during various phases of oil recovery from the reservoir. To determine the potential formation damage with fluids that interact with the Lower U Sandstone of the Culebra-Yulebra field, the methodology was based on the analysis of the petrophysical and mineralogical properties of the rock and following the API RP 42 procedure. The fluid-fluid compatibility tests and return permeability analysis were performed to develop a clean control fluid, with all these components we integrate to obtain a suitable selection of the completion fluid to reduce the damage of the formation. The results obtained in the conventional core analysis in a plug of the Lower U Sandstone at 9707.3-foot of the Culebra-06 well indicated a porosity of 18.19% and an air permeability of 552.45 mD. The studies of thin section and x-ray diffraction determined that the mineralogical composition was 95% quartz and 5% clays, where the kaolinite is the most abundant clay. Once the rock characteristic was determined, the fluid compatibility and permeability return tests were carried out with the formulation # 1, the initial permeability to oil was 245.9 mD, and the return permeability was 268.8 mD after flushing with the brine, which is equivalent to an increase in permeability of 22.9 mD. The data obtained confirm that the design of the completion fluid described in this work does not cause damage to the Lower U reservoir, establishing a fundamental input into and support for the development of the exploitation plan. This results in a reduction in the need for stimulation and hydraulic fracturing jobs to remedy the formation damage caused by the completion fluid. The improved production and reduced costs increase the recovery of capital invested over time.

Keywords: Fluid control, oil wells, formation skin, Culebra Yulebra field

INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

La explotación petrolera en nuestro país es el principal motor de la economía del Ecuador. Durante el proceso para el desarrollo de un campo luego de su perforación, es necesario un correcto estudio para completar los pozos y conseguir una producción óptima. Es importante mencionar que la producción de petróleo ha venido decayendo debido a la depletación de los reservorios, lo cual los ha convertido en maduros y es necesario implementar métodos de explotación, producción y completación eficientes. (López & Sámano, 2011).

El Campo Culebra–Yulebra está ubicado aproximadamente a 12 km al este de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca) en la Provincia de Orellana en la parte centro occidental de la Cuenca Oriente. Limita al norte con los campos Sacha y Mauro Dávalos Cordero, al sur con el Campo Auca y al este con el Campo Yuca. (Anexo1). El área del Campo Culebra–Yulebra forma parte de la Cuenca Oriente, desarrollada entre el Cratón Guayanés - Brasileño al este y los Andes al oeste. El detalle de las secuencias se muestra en la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente (Anexo 2).

El Campo Culebra-Yulebra fue puesto en producción en el yacimiento U inferior, en febrero de 1981, con 130 BPPD promedio mensual. Desde su inicio de producción ha mostrado una tendencia incremental en el tiempo. En diciembre de 1995 el campo Culebra-Yulebra alcanzó una producción de 7,119 BPPD. La producción actual al 30 de mayo del 2019 es de 14,817 BPPD con 63 pozos perforados de los cuales 43 se encuentran produciendo. (Anexo 6)

El mayor aporte de producción del Campo Culebra–Yulebra proviene del yacimiento Arenisca U Inferior alrededor del 92% y el 8% restante proviene de los yacimientos secundarios (Hollín Inferior, Arenisca T Inferior y Arenisca Basal Tena). El campo arrancó con un corte de agua menor al 1%, a mayo del 2019 se encuentra en 24.5%, en el yacimiento U inferior. En el anexo 3 se puede observar las características del yacimiento U Inferior.

Los principales reservorios hidrocarburíferos en el Campo Culebra–Yulebra se localizan dentro de la Formación Napo y se muestran en la figura que se encuentra en el anexo 2. Así como en la las propiedades petrofísicas y pozo tipo del mencionado campo se evidencian en el anexo 3 y 4.

La mayor parte de los mecanismos de daño de formación se dan cuando se realizan operaciones de completación y reacondicionamiento, razón por la

cual es necesario utilizar el fluido de control que se ajuste a las características petrofísicas y mineralógicas en un yacimiento para reducir el daño a la formación que se puede provocar por una mala selección del fluido de control (Schlumberger, 2008).

Durante muchos años la explotación petrolera en el Ecuador, las empresas no les daban un valor significativo a los estudios de fluido de completación para evitar daños a la formación en las operaciones de completación y reacondicionamiento. Esta mala práctica dio como resultado una disminución en la producción y por ende afectando los ingresos económicos de las compañías operadoras y del país.

En las operaciones de perforación de pozos de hidrocarburos, los fluidos de completación son una fuente potencial de daño a la productividad del pozo (Civan 2015; Byrne y Col., 2002; Economides 1992), aunque algunos de estos fluidos se han venido desarrollando desde hace varios años, su tecnología aunque madura, exhibe algunas deficiencias en su funcionamiento, reduciendo su efectividad y aplicación.

En general, el daño a la formación es cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la cercanía del pozo (Islas C, 1991), lo que conduce que la remediación del daño en la formación sea complicada y se incrementen los costos de operación, el enfoque básico debe ser evitar dicho daño, ya que el éxito o fracaso de un pozo puede depender de la capacidad de producir petróleo de forma óptima.

Las operaciones asociadas a la producción de petróleo, tales como perforación, completación y reacondicionamiento, pueden resultar en afectaciones a la capacidad productiva de los pozos, lo cual se traduce en daño de formación. En muchas ocasiones, no se logra identificar el mecanismo de daño que actúa en un reservorio y por esta razón no se tiene la posibilidad de optar por un tratamiento para recuperar las pérdidas de producción que el daño produce.

Para lograr este objetivo, todo el proceso debe controlarse, conociendo el tratamiento y sus efectos en el yacimiento, para lograr la efectividad de los fluidos de completación de acuerdo a las características de roca y fluido en el yacimiento.

1.1 OBJETIVOS

El yacimiento U Inferior del Campo Culebra - Yulebra, es considerado maduro y tiene retos importantes a resolver uno de ellos es la reducción de producción de petróleo en los pozos en las operaciones post-recondicionamiento a causa de los fluidos de control, el cual vamos a solucionar utilizando en los fluidos de control químicos reductores de tensión superficial para mejorar la eficiencia del barrido, incrementar la movilidad y por ende la productividad de los pozos.

El presente trabajo tiene por objeto diseñar un fluido de control para reducir el daño de formación en los trabajos de recondicionamiento y completación de pozos, para el desarrollo del mismo se seleccionó un tapón y muestras de núcleo de la arenisca del Yacimiento U Inferior del pozo Culebra -06 del Campo Culebra-Yulebra, para realizar pruebas convencionales de núcleo, tales como: porosidad, permeabilidad, difracción de rayos X, láminas delgadas, así como también agua de formación, petróleo y fluido de completación para pruebas de compatibilidad de fluidos y de retorno de permeabilidad (fluido-roca), para determinar el grado de daño que pueda existir en el mencionado yacimiento.

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la formulación del fluido de control para incrementar la productividad de los pozos mediante las pruebas de retorno de permeabilidad en el núcleo del pozo Culebra-006 del Yacimiento U Inferior del Campo Culebra-Yulebra

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar estudios de láminas delgadas y XRD para establecer la presencia de los tipos de arcillas de los núcleos de los pozos Culebra 06.
- Realizar pruebas de compatibilidad fluido – fluido; fluido-roca, para establecer las formulaciones de nueva tecnología con las que se analizará en el núcleo del pozo Culebra 06.

METODOLOGÍA

2 METODOLOGÍA

Se seleccionó el yacimiento Arenisca U Inferior del Campo Culebra-Yulebra, debido a que en este reservorio se planea realizar trabajos de reacondicionamiento y completación en pozos nuevos, para lo cual es indispensable diseñar e implementar un nuevo fluido de completación. Se obtuvo la información por medio de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH) con la cual se realizó un convenio de confidencialidad y entregó la información perteneciente a la empresa Petroamazonas EP. La información fue recopilada entre los meses de abril y mayo del 2019.

La metodología sobre el cual están basados las pruebas y análisis de propiedades petrofísicas y mineralógicas de la roca y con estos resultados identificar los mecanismos de daño sobre los cuales las pruebas y análisis de compatibilidad roca-fluido y de retorno de permeabilidad podemos identificar la causa raíz de potenciales reducciones del índice de productividad.

2.1 MATERIALES

2.1.1 TAPÓN DE NÚCLEO

Se utilizaron 2 tapones provenientes de los núcleos del yacimiento Arenisca U Inferior del pozo Culebra06. Posteriormente cada tapón fue cortado, perfilado, codificado, sometido a lavado dinámico con solvente tolueno y finalmente secado al vacío.



Figura 1. Equipo Soxhlet y Núcleo pozo Culebra-06
Fuente: Petroamazonas EP, 2016.

Así como también se obtuvieron muestras para los análisis de difracción de rayos X y muestras para la elaboración de láminas delgadas de los pozos Culebra-06.

2.1.2 PREPARACIÓN DE FLUIDOS

a) Agua de formación:

Las muestras de agua se las obtiene en los pozos re-inyectores, pozos inyectores, en los niveles inferiores de los equipos de facilidades (separadores, tratadores térmicos, tratadores electrostáticos, etc.) y colchones de agua de los tanques de lavado

- Seleccionar un recipiente en función del BSW del pozo
- En el recipiente llenar con un 30% de volumen de un desmulsificante de acción rápida
- Tomar la muestra y agitar, dejar que se separe el agua por unos 30 minutos

Tabla 1. Análisis Físico - Químico Pozo Culebra-01
Fuente: Petroamazonas EP, 2019.

Pozo:	CLB-001	
Arena Productora	Arenisca U Inferior	
Na ⁺	(mg/l)*	18,935
Mg ²⁺	(mg/l)	192
Ca ²⁺	(mg/l)	1120
Ba ²⁺	(mg/l)	0
Total Fe	(mg/l)	6.75
Cl ⁻	(mg/l)	31500
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	35
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	427
TDS	(mg/l)*	52,251
pH	---	5.7
CO ₂ Gas	(%)	4
CO ₂ Agua	(mg/l)	225
H ₂ S Gas	(ppm)	12
Densidad API	° API	17
Temperatura de fondo	(°F)	246
Presión de fondo	(psia)	3232

b) Petróleo:

Forma de tomar la muestra en cabeza de pozo, líneas o facilidades de producción.

- Verificar la presión y temperatura del pozo, de la línea o facilidad de producción.
- Verificar el estado de la válvula y de la toma muestra, que la válvula tenga la mariposa y cierre herméticamente.

- Drenar el fluido en una bandeja, por unos 2 minutos, o el tiempo necesario en el que el fluido presente un flujo constante.
- Regular el caudal con la válvula de tal manera que se pueda tomar la muestra con la menor cantidad de gas.
- Recolectar 250 ml de muestra.

Los ensayos que se realizan en campo son:

- Viscosidad.
- BSW
- API.
- Azufre.
- Sólidos por extracción.

- Seleccionar un recipiente adecuado, para deshidratar el petróleo sin utilizar solventes ni demulsificante de acción rápida.
- Realizar un baño maría para deshidratar.
- Verificar que la muestra para los análisis tenga un BSW menor a 0,2

c) Fluido de Completación (Fluido de control)

Los productos que se utilizan en la elaboración de los fluidos de completación se muestran en la Tabla 2. Se especifica que todos los materiales son adquiridos, verificados y realizados el respectivo control de calidad por la compañía M-I Swaco.

Tabla 2. Químicos de Fluido de control

PRODUCTO
POTASSIUM CHLORIDE
KLA-CURE:
ECF-1864
EGMBE SOLVENT
CARBOSAN 1516
FLOW BAK

2.2 MÉTODOS Y EQUIPOS:

2.2.1 MÉTODO PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA

Análisis Convencionales de Núcleo: Para la realización del análisis convencional de núcleos de corona de la Arenisca U Inferior del pozo Culebra-06 se utilizaron los equipos del Centro de Investigaciones Quito (CIGQ) indicados en la Tabla 3. Se seleccionaron las profundidades de

muestreo para obtener plugs horizontales de 1 pulgada de diámetro. Luego de la extracción de estos plugs de corona se los perfilaron cortando sus extremos superior e inferior, para posteriormente ser codificados con datos como nombre del pozo, profundidad y zona productora. Se realizó la extracción de hidrocarburos utilizando el solvente Tolueno en una columna aproximada de 600 cc de cada Soxhlet. Luego el secado de las muestras se lo realizó en el horno al vacío a 82°C y 20 pulgadas de Hg de vacío, se las dejó enfriar para iniciar el proceso del análisis convencional.

Porosímetro de Helio para determinar la porosidad y la densidad de grano.

Permeámetro de Nitrógeno para obtener el valor de permeabilidad absoluta.

Tabla 3. Equipos e instrumentos

Equipo / Material	Marca	Modelo / Serie
Porosímetro de Helio	Core Lab	3020-062
Tri-Axial Core Holder	Core Lab	CAT#117
Permeámetro de Gas	Ruska Instrument Corp.	20427
Cortadora de Plugs	Milwaukee	
Horno de Vacío	Vacuum Oven	HO.19
Bomba de Vacío	Welch Duo-Seal Vacuum Pump	No.1405
Calibrador Digital	Caliper	PDC-150
Balanza	Mettler	PM 460 Delta Range
Desecador	Warning	
Soxhlet	Labconco	US PATENT D286.324 &4.534.281

Difracción de rayos X: Las muestras de núcleo fueron molidas a un tamaño de 5 micrones para posteriormente realizar la corrida en el difractograma. Se exporta los datos con el programa EVA para procesar la información, e identificar los minerales existentes comparando los picos presentes en el difractograma. Finalmente, con el TOPAS se cuantifica en porcentajes en peso los minerales detectados.

Láminas Delgadas: Se procedió a cortar la roca, llevándola a una pastilla de 3x2x2 cm. en espaciamiento tridimensional. A continuación, se adhiere una de las superficies a un portaobjeto, previo pulido de la superficie a analizar con abrasivos progresivos hasta el más fino. Se pule las muestras hasta alcanzar la medida de 30 micrones de espesor. Posteriormente en el microscopio polarizador modelo Orthoplan marca Leitz, en el que por medio de las propiedades ópticas (color, relieve, extinción) de los minerales constituyentes, realizamos una selección cualitativa de los grupos de minerales y apoyados con el retículo del ocular procedemos por análisis modal (conteo de puntos) a exponer los resultados cuantitativos.

2.2.2 MÉTODO DE EVALUACIÓN DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN

Para diseño de un fluido de completación, compatible con el agua formación, petróleo y la roca, capaz de minimizar el daño a la formación y maximizar la productividad de los pozos. La formulación del fluido se realiza en base a la mineralogía encontrada en el reservorio, y propiedades fisicoquímicas de los fluidos de producción. Para determinar la compatibilidad del fluido de control se realizan pruebas de botella de acuerdo al procedimiento API RP 42 y pruebas de retorno de permeabilidad de plugs de pozos de correlación.

Identificar posibles efectos que puedan ocurrir en el campo durante la ejecución de los trabajos. Efectos que pueden ser observados durante las pruebas incluyen:

- Precipitación o floculación (formación de sólidos)
- Emulsificación
- Formación de escalas
- Hinchamiento y dispersión de arcillas presentes en la roca, que reducen la movilidad de los fluidos (permeabilidad)

2.2.3 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS

Para las pruebas de compatibilidad entre el fluido de control/agua de formación y fluido de control/petróleo se sigue el procedimiento establecido en las **API RP 42** a 180° F de temperatura, una breve descripción de la prueba envuelve los siguientes pasos:

- Preparar 100 ml de cada sistema a ser probado.
- Probar compatibilidad en una relación de mezcla fluido de control / crudo, fluido de control / agua de formación de: 25% / 75%, 50% / 50% y 75% / 25%
- Mezclar vigorosamente la mezcla en botellas de compatibilidad, con una inclinación del vaso de aproximadamente 45 grados durante 60 segundos.
- Colocar en botellas en un baño térmico y medir la fase acuosa separada a los 2, 4, 6, 8, 10, 15, y 30 min, evaluar la capacidad de separación de la fase acuosa.
- Luego de los 30 min observar la claridad de la fase acuosa, la humectabilidad arriba y al fondo de la probeta, la interfaz y la velocidad de separación.

- Finalmente, dejar este sistema por 1 - 4 horas a la BHST, filtrar en una malla # 325 y observar cualitativamente si el sistema presenta sedimentos, emulsión.

2.2.4 MÉTODO DE EVALUACIÓN DEL RETORNO DE PERMEABILIDAD

Las pruebas de retorno de permeabilidad están diseñadas para evaluar el desempeño de fluidos de perforación (RDF) y fluidos de control, comparando la permeabilidad del tapón antes y después de ser expuesto al fluido. Una prueba típica de retorno de permeabilidad es realizada en condiciones de alta temperatura y alta presión, tratando de simular las condiciones del reservorio. Un valor cuantitativo del porcentaje de retorno de permeabilidad es usado para determinar el daño causado a la formación.

Procedimiento

1. Selección de tapón de 1.5 pulgadas del núcleo del yacimiento de interés.
2. El tapón es limpiado con solvente y secado en un horno de convección.
3. El tapón es pesado para medir las propiedades de la roca, como la permeabilidad absoluta y porosidad
4. Preparación y acondicionamiento de fluidos: agua de formación, petróleo y fluido de completación (fluido de control).
5. Llenado de acumuladores con fluidos y ensamblaje del “core holder” del equipo marca Temco, modelo FDS 800-10000
6. Luego el tapón es saturado con agua de formación a una presión de 3000 psi por 7 días.
7. Seteo del software del equipo de Retorno de Permeabilidad.
8. Restauración de condiciones del yacimiento: con datos de presión y temperatura del yacimiento se restaura las permeabilidades iniciales al petróleo ($K_o @ S_{wi}$).
9. Medir la permeabilidad inicial al petróleo. Esta permeabilidad es a la saturación de agua irreducible y es medida en el sentido de flujo desde la formación hacia el lado del pozo del núcleo como se indica en la figura 2.
10. Exponer el núcleo al fluido, dinámicamente con un sobre balance de presión por un periodo de tiempo específico. Registrar el valor de filtración dentro del core.
11. Medir el retorno de permeabilidad como en el paso 9 más arriba (ver figura 3).

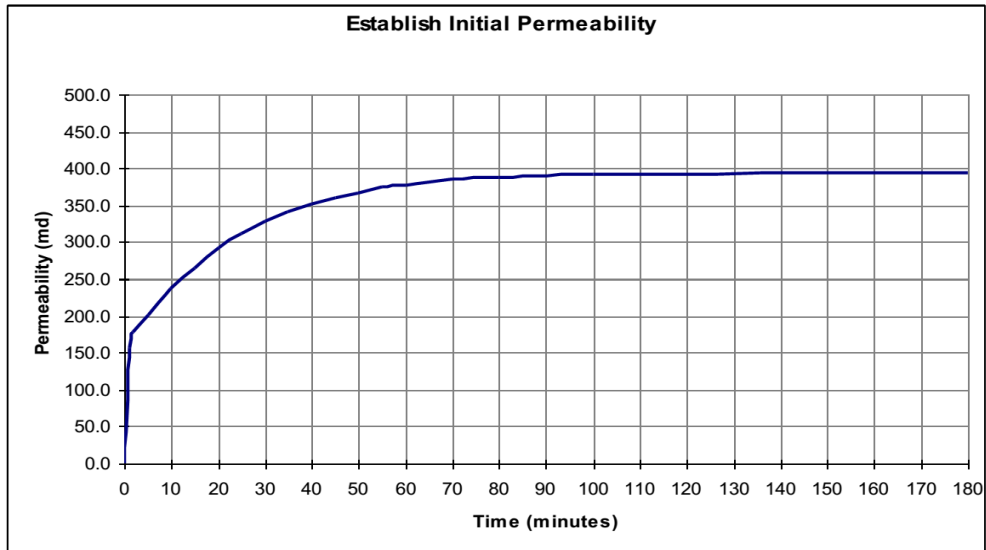


Figura 2. Paso 9. Curva de permeabilidad inicial
Fuente: MI-SWACO.

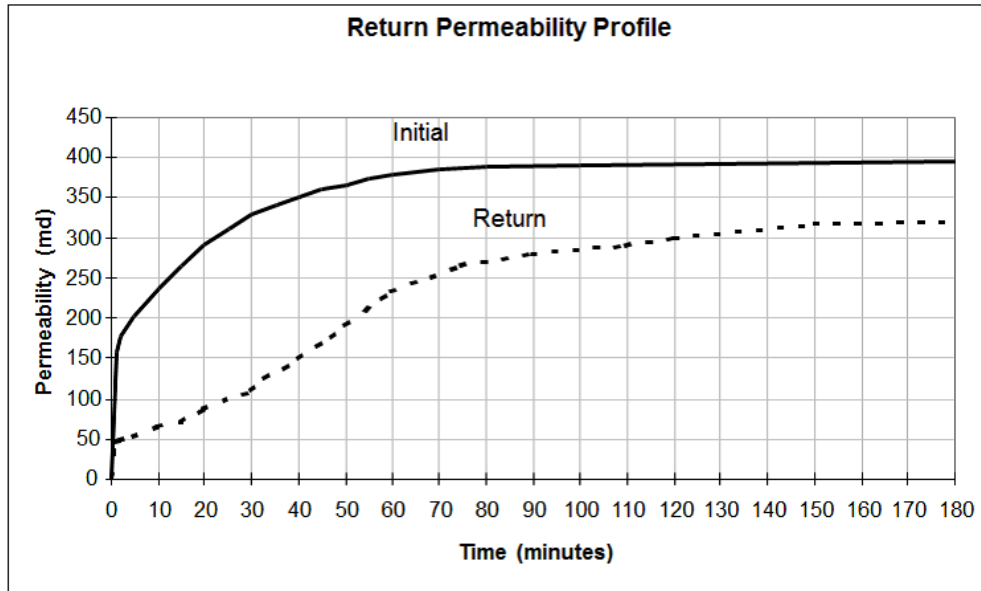


Figura 3. Paso 11. Medida de retorno de permeabilidad
Fuente: MI-SWACO.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS ROCAS Y FLUIDOS

3.1.1 ESTUDIOS DE ROCA

3.1.1.1 Análisis Convencionales de Núcleo

Para la realización del análisis convencional de núcleos de corona de la Arenisca U Inferior del pozo Culebra - 06, se cortaron los tapones. Los hidrocarburos fueron extraídos utilizando el solvente Tolueno en el equipo Soxhlet. Luego se realizó el secado en el horno al vacío a 82° C para evitar daño en los minerales presentes en la roca, posteriormente se inicia con las medidas de porosidad, densidad de grano y permeabilidad.

Los resultados fueron determinados en un equipo experimental computarizado obteniendo los resultados de la tabla 4.

Tabla 4. Análisis de núcleo Culebra-06

Análisis Convencional de Núcleos			
Profundidad	Densidad de Grano	Porosidad	Permeabilidad
pies	g/cm³	%	mD
9663.7	2.63	16.68	855.43
9707.3	2.65	18.19	552.45

3.1.1.2 Difracción de rayos x

De acuerdo al análisis de los difractogramas aplicando los programas EVA y TOPAS, las muestras de núcleo del pozo Culebra-06 de la Arenisca U Inferior (profundidades: 9,663.7' y 9,707.3'), del presentan una composición mineralógica dominada por cuarzo (qz), caolinita y anhidrita, que constan en las Figuras 4 y 5.

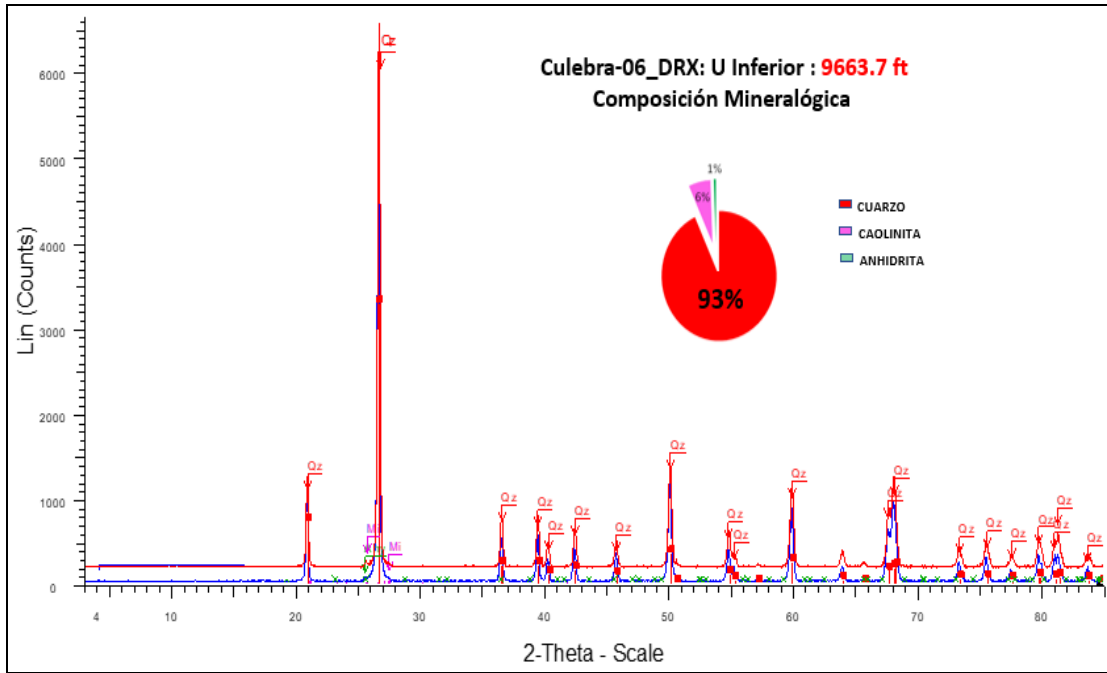


Figura 4. Resultados Difracción de Rayos X_DRX. Prof. 9,663.7 ft

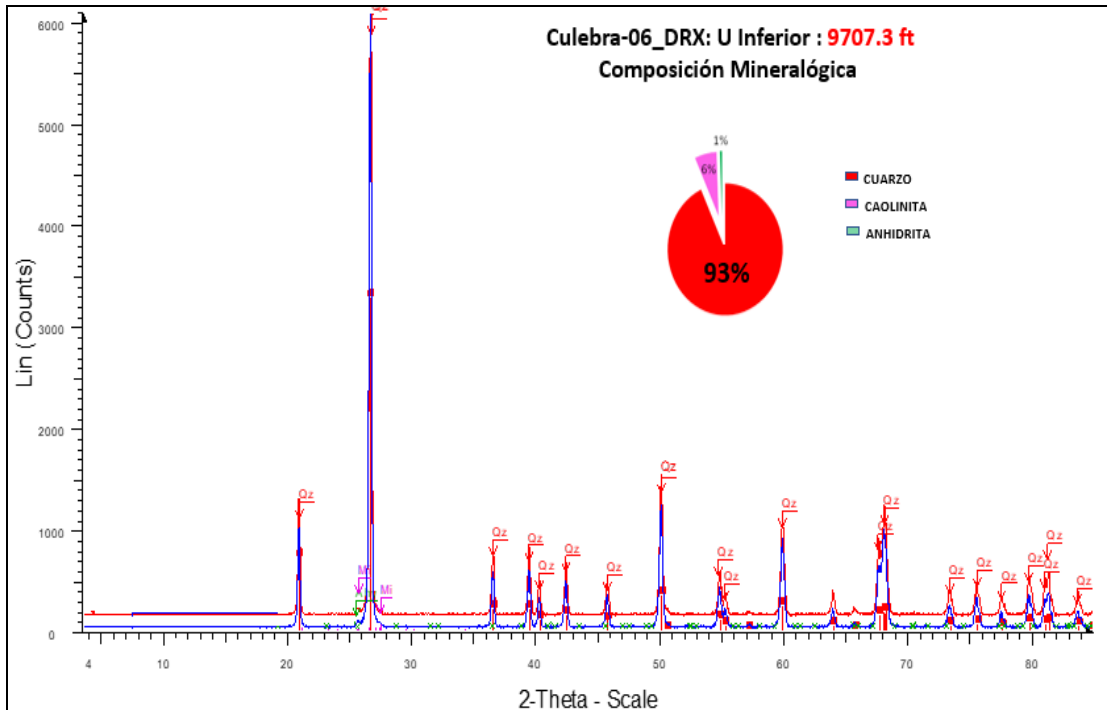


Figura 5. Resultados Difracción de Rayos X. Prof. 9,707.3 ft

Finalmente, con el TOPAS se cuantificó en porcentajes en peso los minerales detectados (Tabla 5).

Tabla 5. Composición Mineralógica

Profundidad (ft)	Composición Mineralógica %		
	Cuarzo	Caolinita	Anhidrita
9663.7	93,05	6,35	0,6
9707.3	93,17	6,21	0,63

3.1.1.3 Láminas Delgadas

Descripción macroscópica: El tapón tomado en el núcleo del yacimiento Arenisca U Inferior del pozo Culebra-06 es una cuarzoarenita de grano fino, bien sorteada, con un buen grado de consolidación, de color café oscuro y visualmente muy uniforme en su composición mineralógica.

Descripción microscópica: El estudio mineralógico de las muestras del pozo Culebra-06 del yacimiento Arenisca U Inferior, son rocas clásticas constituidas principalmente de cuarzos monocristalinos de extinción paralela, ocasionalmente ondulada, se caracteriza por tener un tamaño de grano muy fino superior, distribuido en forma proporcional entre subangular a subredondeada, de moderada a buena selección. Los contactos entre granos de las muestras son rectos y en menor grado cóncavos - convexos según se evidencia en las figuras: 6-7 y 8-9.

La muestra de la profundidad de 9663.7 pies, es una arenisca que se clasifica como una cuarzoarenitas, con una composición de: cuarzo: 99.53 %, feldespatos: 0.47; trazas de piritita, micas y circón.

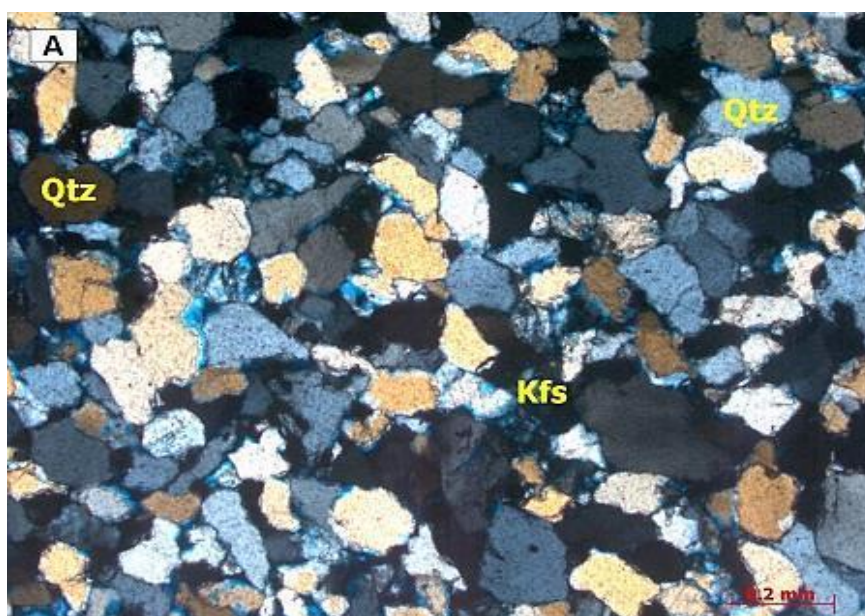


Figura 6. Composición mineralógica. Yacimiento U Inferior Prof. 9,663.7 ft

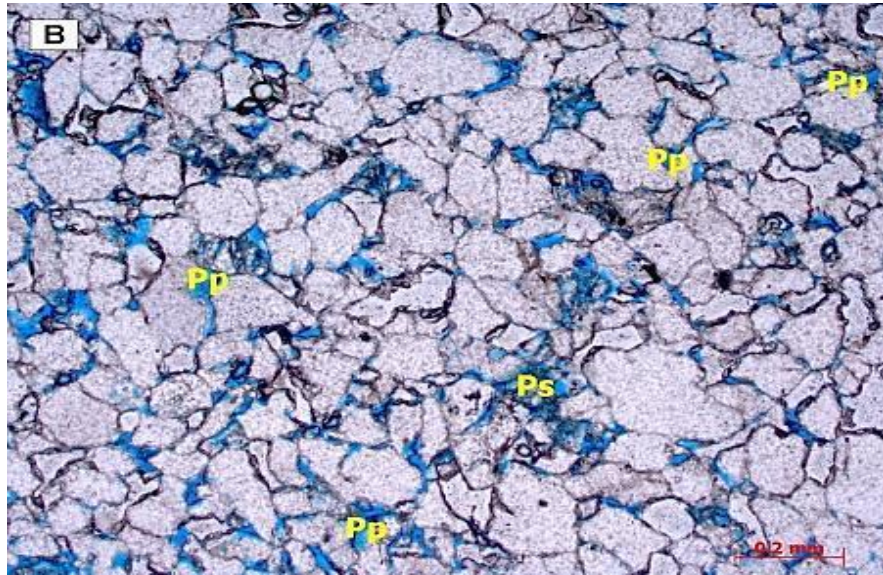


Figura 7. Composición mineralógica. Yacimiento U Inferior Prof. 9,663.7 ft.

La muestra de la profundidad de 9707.3 pies, es una arenisca que se clasifica como una cuarzoarenitas con una composición de: cuarzo: 99.53 %, feldespatos: 0.47; trazas de pirita, micas y circón.

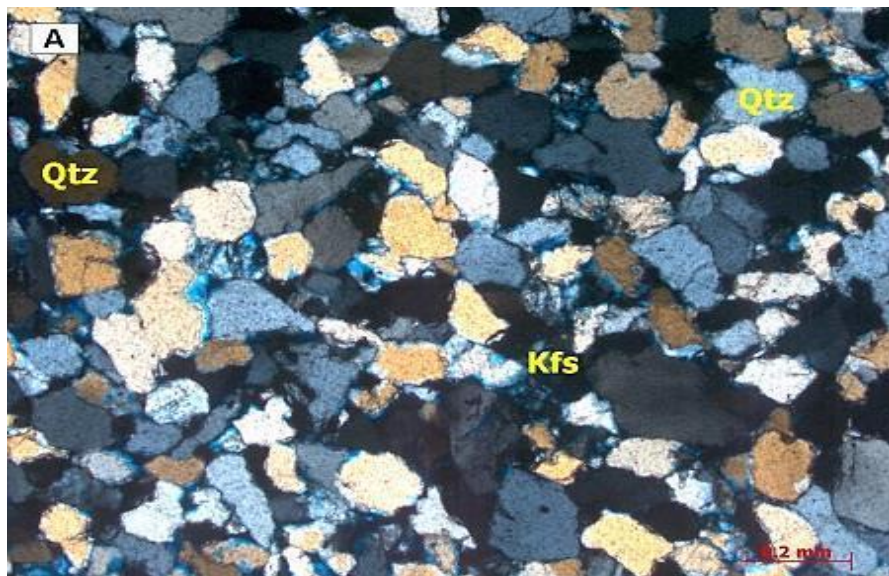


Figura 8. Composición mineralógica. Yacimiento U Inferior Prof. 9,707.3 ft.

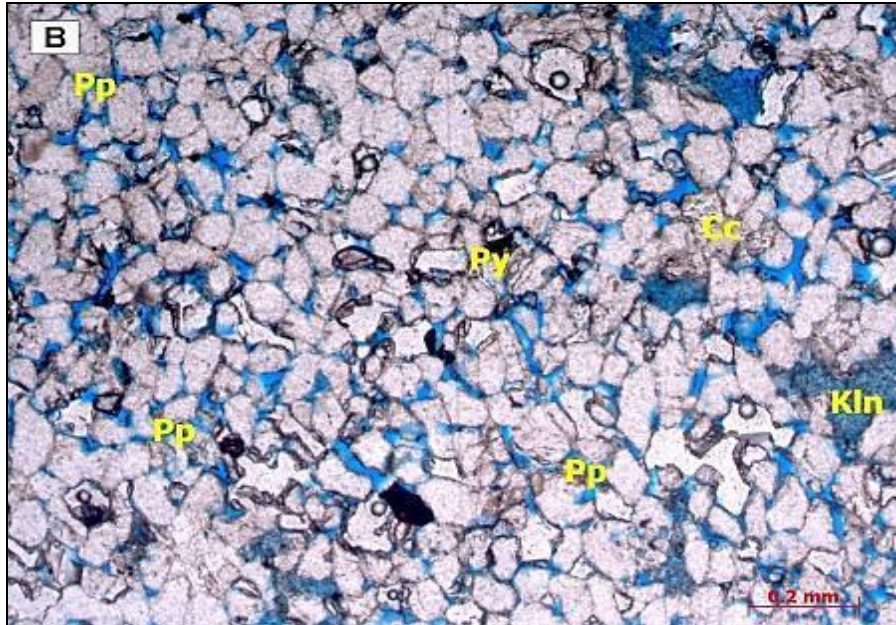


Figura 9. Composición mineralógica. Yacimiento U Inferior Prof. 9,707.3 ft.

El análisis composicional efectuado mediante el conteo de 300 puntos y llevado a un diagrama triangular de clasificación de areniscas (Q, F, L), bajo la terminología propuesta por Folk 1974. (Figura 10) clasifica a las muestras estudiadas como cuarzoarenitas.

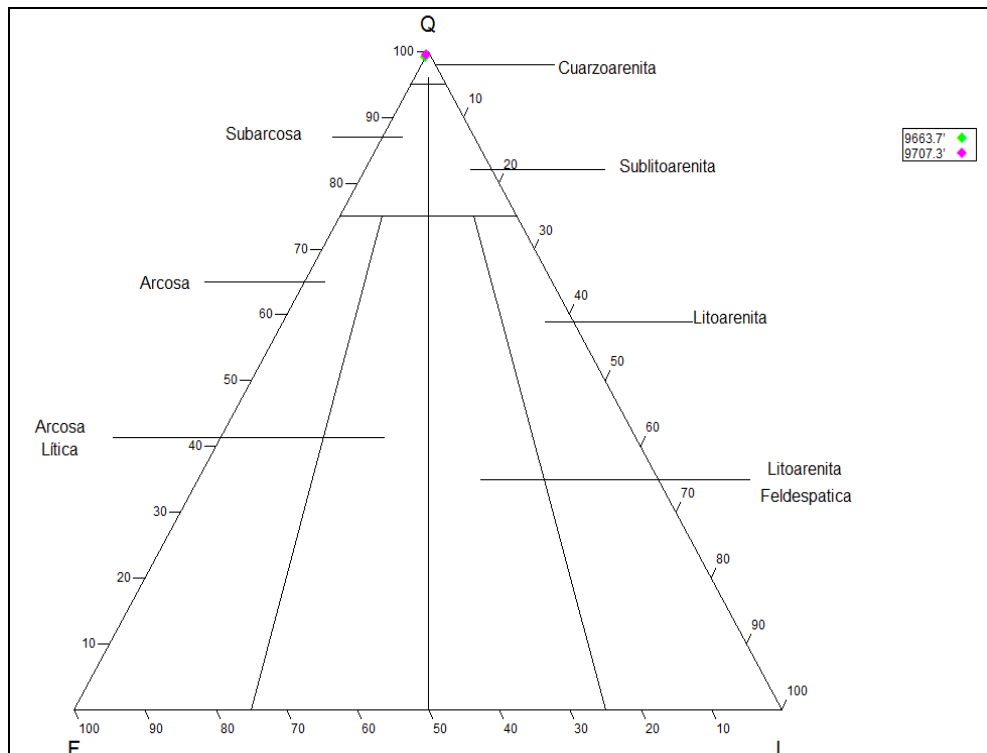


Figura 10. Diagrama de clasificación de las areniscas del Yacimiento U Inferior

Los fenómenos diagenéticos observados en las láminas delgadas analizadas son: físicos, por compactación de la roca; con crecimiento secundario de cuarzo y raramente pirítica.

3.2. COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los fluidos se elaboran principalmente de forma que posean concentraciones iónicas equivalentes a las encontradas en los fluidos de la formación, de forma que se equilibren las fuerzas.

3.2.1. AGUA DE FORMACIÓN

Se determinaron las composiciones del agua de formación de 5 pozos del yacimiento Arenisca U Inferior del Campo Culebra-Yulebra. Los resultados se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Composición de agua de formación

Fuente: Petroamazonas EP, 2019.

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO AGUA FORMACIÓN						
Campo:	CULEBRA-YULEBRA					
Pozos:		CLB-001	CLB-002	CLB-003	YLB-005	YLB-013
Yacimiento	ARENA	UI	UI	UI	UI	UI
Na ⁺	(mg/l)*	18,935	17,924	16,541	22,176	22,473
Mg ²⁺	(mg/l)	192	240	288	182	211
Ca ²⁺	(mg/l)	1120	1100	1120	1776	1864
Ba ²⁺	(mg/l)	0	0	0	0	
Total Fe	(mg/l)	6.75	30	40.5	11	14.5
Cl ⁻	(mg/l)	31500	30000	28000	33600	34050
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	35	105	55	35	15
Bicarbonatos	(mg/l HCO ₃)	427	439	586	244	403
TDS (Calculado)	(mg/l)*	52,251	49,912	46,721	55,339	54,030
TDS (Medido)	(mg/l)*					
pH Condiciones Normales	---	5.7	6.2	6.7	6.11	5.73
CO ₂ Gas	(%)	4	4	5	4	6
CO ₂ Agua	(mg/l)	225	480	260	320	608
H ₂ S Gas	(ppm)	12	8	1	10	10
Densidad API	° API	17	14.9	20.6	22	17.7
Temperatura de fondo	(°F)	246	233	226	261	239
Presión de fondo	(psia)	3232	4045	3897	3568	3450

3.2.2. FLUIDO DE COMPLETACIÓN

La formulación del fluido se realiza en base a la mineralogía encontrada en el reservorio, y propiedades fisicoquímicas de los fluidos de producción. Para determinar la compatibilidad del fluido de control se realizó pruebas de botella de acuerdo al procedimiento API RP 42 y pruebas de retorno de permeabilidad en el tapón del pozo Culebra-06.

3.3. COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS

Cada tipo de fluido de completación o reacondicionamiento utilizado en un pozo debe ser compatible con la formación y sus fluidos. Las incompatibilidades entre fluidos de completación y formación pueden llevar a ocasionar graves daños a la formación y la consecuente pérdida de producción.

Un fluido de control facilita las operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos mientras minimiza el daño a la formación. Típicamente el fluido de completación es una salmuera limpia elaborada usando sales solubles.

Las funciones esenciales del fluido de completación son las siguientes:

- Control de la presión de formación, creando un sobre-balance.
- Continuidad hidráulica entre superficie y el fondo del pozo.
- Proteger el reservorio
- Proteger los equipos de completación instalados en el fondo del hoyo

El PH del fluido es importante mantenerlo entre valores de 7 y 9, para minimizar problemas de corrosión, y evitar una reacción de las arcillas presentes en la formación, ya que un PH mayor a 9.5 puede producir la dispersión y causar daño por migración de finos.

La densidad de la salmuera depende principalmente de la presión de la formación y del programa de completación o intervención del pozo, siendo el fluido de control una barrera primaria para prevenir el descontrol del pozo. De acuerdo a la necesidad de densidad se escoge el tipo de sal a utilizar en la salmuera. A continuación, se muestra la figura 11 con las diferentes sales y los rangos de densidad que se puede manejar.

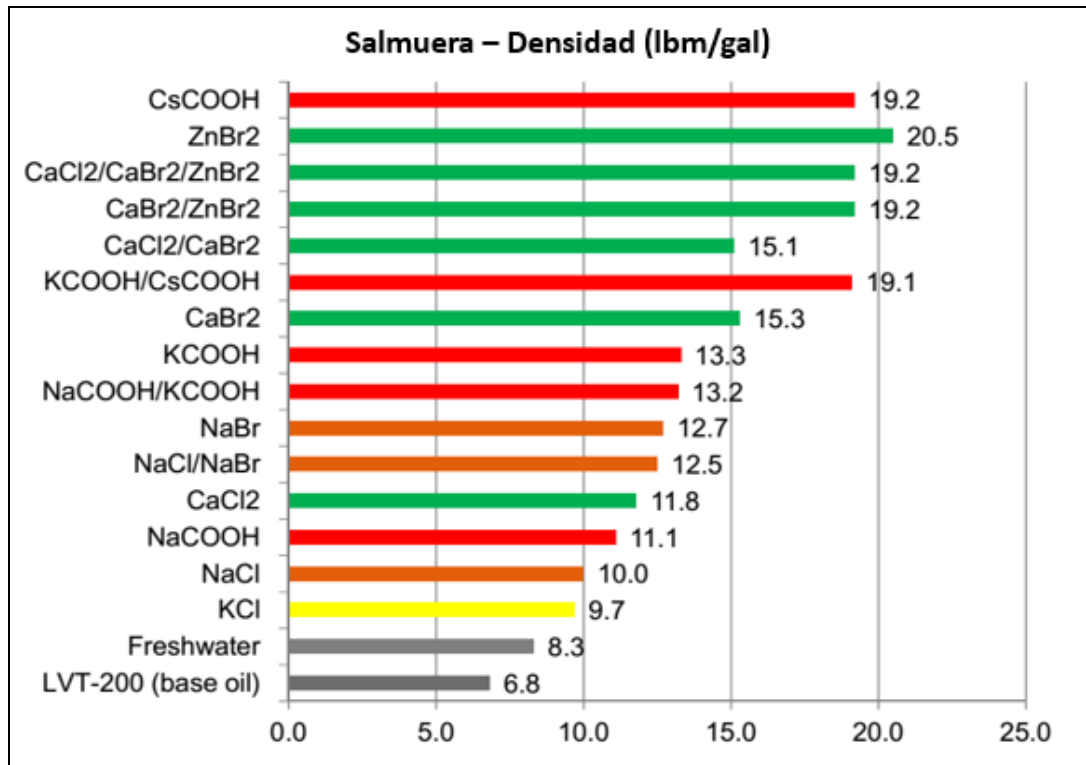


Figura 11. Tipos de Salmuera y Densidad
Fuente: MI-SWACO.

3.3.1 CARACTERIZACIÓN SIMPLE

Se determina los grados API con la ayuda de Hidrómetro. El BSW se lo realiza por centrifugación a 3500 rpm por 10 min, los sedimentos corresponden a los depósitos residuales que quedan en el fondo del tubo de centrifugación. (Figura 12). El agua libre es el agua que viene separada de la muestra total, como se evidencia en la tabla 7.

Tabla 7. Parámetros del Crudo: Pozo Yulebra -020

PARÁMETRO	YLBA-020
BSW	2 %
API	17.8
Sedimentos	No
Agua libre	Si
Petróleo Total	98 %

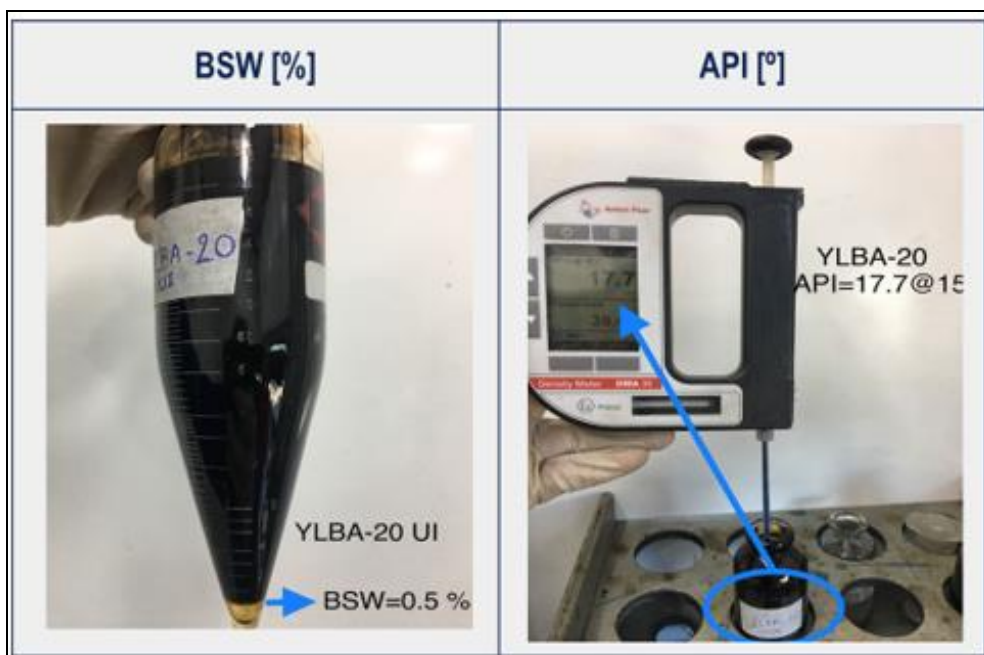


Figura 12. Determinación de API y BSW: Pozo Yulebra -020

Para la prueba de compatibilidad entre el fluido de control/agua de formación y fluido de control/crudo se siguió el procedimiento establecido en las API RP 42 a 180 °F de temperatura y de acuerdo a los datos de mineralogía, propiedades del crudo/agua de formación, densidad necesaria y experiencias de pozos pasados se realiza la formulación de los fluidos de completación.

Tabla 8. Formulación Fluido de Completación

PRODUCTO
POTASSIUM CHLORIDE
KLA-CURE:
ECF-1864
EGMBE SOLVENT
CARBOSAN 1516
FLOWBACK

POTASSIUM CHLORIDE: Sal orgánica seca cristalina, usada como agente densificante y para formar una salmuera limpia, es un excelente estabilizador para formaciones de arcillas sensibles al agua y arcillas contenidas en las areniscas. Es recomendable usarla en ambientes donde se presenta migración de finos.

KLA-CURE: Amina cuaternaria, con PH cercano a neutro (7-9), lo cual refuerza el proceso de inhibición de arcillas a través del intercambio catiónico.

ECF-1864: Surfactante no iónico, reduce la tensión superficial e interfacial entre el fluido de control y el hidrocarburo presente en el reservorio. Este rompe y previene la formación de emulsiones y micro-emulsiones.

EGMBE SOLVENT: Solvente mutual no iónico, permite mantener la humectabilidad al agua de las rocas hidrofílicas, lo que favorece la movilidad del crudo en la etapa de producción. Tiene aplicaciones secundarias, tales como reducir la tensión interfacial y romper la emulsión.

CARBOSAN 1516: Biocida, el cual previene la proliferación de sulfatos, reduciendo las bacterias que pueden causar un daño en la formación.

FLOWBACK: Reduce la tensión superficial para reducir las fuerzas capilares que atrapan fluidos en formaciones.

A continuación, se muestra el procedimiento de pruebas de botellas, donde se evaluó el rendimiento de los productos y determinar las concentraciones óptimas para conseguir la mejor formulación.

Formulación Inicial #1

Tabla 9. Formulación # 1

PRODUCTO	F# 1
POTASSIUM CHLORIDE	11.6 lb/bbl
CARBOSAN 1516	0.06%

Resultados:



Figura 13. Formulación # 1

Únicamente usando sal en la formulación, a pesar de que la velocidad de separación fue BUENA, se observa agua oscura debido a las micro-

emulsiones formadas, la humectabilidad al tope es muy mala y la humectabilidad en la base es Regular.

Formulación #2

En la formulación #2, a la formulación inicial se le adiciona el inhibidor de arcillas KLA-CURE, y evaluar su efecto en la tendencia de formación de emulsiones.

Tabla 10. Formulación # 2

PRODUCTO	F# 1	F# 2
POTASSIUM CHLORIDE	11.6 lb/bbl	11.6 lb/bbl
KLA-CURE	0.45%	0.47%
CARBOSAN 1516	0.03%	0.04%

Resultados



Figura 14. Formulación # 2

La velocidad de separación fue igual a la formulación inicial, pero se observó una mejora en la claridad del agua y la humectabilidad en la base. La humectabilidad en el tope sigue siendo MALA.

Formulación #3

Con el propósito de mejorar la velocidad de separación y eliminar la formación de micro-emulsiones (mejorar la claridad de agua), en la tercera formulación se incluyó el preventor de emulsión ECF-1864.

Tabla 11. Formulación # 3

PRODUCTO	F# 1	F# 2	F# 3
POTASSIUM CHLORIDE	11.6 lb/bbl	11.6 lb/bbl	11.6 lb/bbl
KLA-CURE	0.45%	0.47%	0.52%
ECF-1864	0.18%	0.23%	0.26%
CARBOSAN 1516	0.03%	0.04%	0.05%
FLOWBACK	0.30%	0.35%	0.45%

Resultados



Figura 15. Formulación # 3

La velocidad de Separación fue MUY BUENA, y se observó una mejora notable en la claridad del agua. De igual forma se observó una mejora en la Humectabilidad al tope.

Formulación #4

Con el propósito de mejorar la humectabilidad al agua, en la formulación #4 se adicionó el solvente mutual no iónico, para mantener la humectabilidad al agua y mejorar la humectabilidad al tope.

Tabla 12. Formulación # 4

PRODUCTO	F# 1	F# 2	F# 3	F# 4
POTASSIUM CHLORIDE	11.6 lb/bbl	11.6 lb/bbl	11.6 lb/bbl	11.6 lb/bbl
KLA-CURE	0.45%	0.47%	0.52%	0.52%
ECF-1864	0.18%	0.23%	0.26%	0.26%
EGMBE SOLVENT	0.65%	0.72%	0.78%	0.78%
CARBOSAN 1516	0.03%	0.04%	0.05%	0.06%
FLOWBACK	0.45%	0.45%	0.45%	0.40%

Resultados

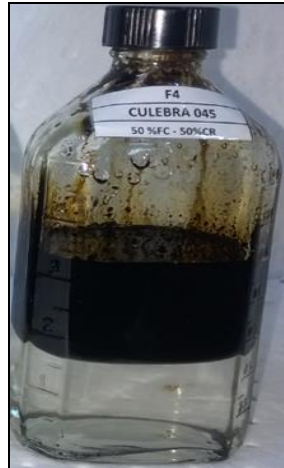


Figura 16. Formulación # 4

Con la adición del EGMBE Solvent se observó una mejora en la humectabilidad al tope, observándose una humectabilidad BUENA.



Figura 17. Resumen de Formulaciones

De acuerdo a los resultados observados se confirma el funcionamiento y contribución de todos los productos para obtener los resultados esperados en las pruebas de botella (figura 16). El cambio en la claridad del agua es muy notorio, debido a la eliminación de las microemulsiones con la adición del preventor de emulsión ECF-1864, de igual forma la humectabilidad mejora con la adición del Solvente mutual EGMB Solvent.

3.3.2 EVALUACIÓN COMPATIBILIDAD FLUIDOS

Se probará la compatibilidad en una relación de mezcla fluido de control / crudo, fluido de control/agua de formación de: 25% / 75%, 50% / 50% y 75% / 25%, para esto se recolectaron muestras de fluido de producción del pozo

Culebra-06, con propiedades similares al pozo para el cual se está diseñando el fluido de control.

3.3.2.1 Evaluación del agua de formación–fluido de completación

En la prueba agua de formación / fluido de control, se evalúa el cambio de color del agua, formación de sólidos (precipitados).

En las pruebas fluido control / crudo se evalúa la capacidad de separación de las fases a los 2, 4, 6, 8 10, 15, y 30 min, la claridad de la fase acuosa, la humectabilidad arriba y al fondo de la probeta, la interfaz y la velocidad de separación. Observar cualitativamente si el sistema presenta sedimentos, emulsión o “lodos”.

Evaluación:

Tabla 13. Evaluación de características

CARACTERÍSTICAS	Evaluación
Humectabilidad Tope	Tendencia de adhesión crudo en el tope de la botella
Humectabilidad Base	Tendencia de adhesión del crudo en la base de la botella
Claridad del Agua	Transparencia del agua / Cambio de Color
Velocidad Separación	Capacidad separación de las fases
Interface	Que se observe una interface definida entre las fases
Lodos / Sedimento	Observación de sedimentos, lodos, precipitados

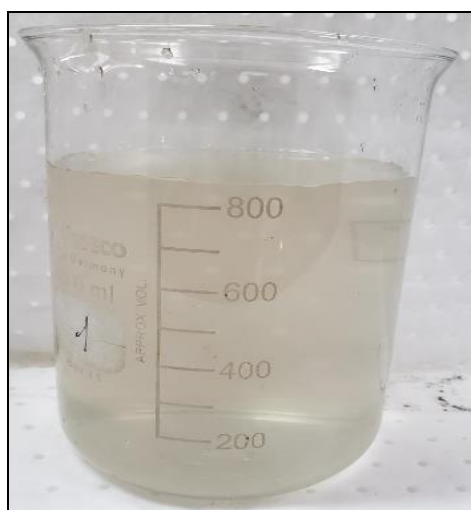


Figura 18. Compatibilidad Fluido de Control – Agua de Formación

Tabla 14. Muestra Agua Formación

MUESTRA	TSS	Fe mg/L	NTU	pH	Cloruros ppm
CULEBRA 18	34	0.43	20.9	7.1	38000

Se evaluó el comportamiento del agua de formación al exponerlo a las 6 formulaciones propuestas en la relación 50 / 50, a continuación, se muestran los resultados.



Figura 19. Compatibilidad 50% Fluido de control - 50% Agua de Formación

Tabla 15. Composición del Agua Formación

PARAMETRO	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Fe mg/L	0.26	0.35	0.32	0.42	0.36	0.30
pH	8.7	8.9	8.5	8.7	8.5	8.7
TSS	33	37	35	35	39	38
NTU	12.2	12.6	13.3	13.2	15.5	12.9

No se observó cambio de coloración ni formación de precipitados con ninguna de las formulaciones, como se lo puede comparar con la prueba de turbidez y sólidos totales suspendidos, obteniendo valores similares a los del fluido de formación. De acuerdo con el procedimiento API RP 42 las 6 formulaciones son compatibles con el agua de formación.

3.3.2.2 Evaluación del crudo – fluido de completación



Figura 20. Compatibilidad 25% Fluido de control - 75% de crudo

En la siguiente tabla, se evaluó la velocidad de separación de las fases en el baño térmico luego de mezclar la botella, observándose una velocidad de separación muy buena desde los 2 minutos de la prueba.

a. Formulación 25/75

Tabla 16. Formulación 25/75

TIEMPO	F1	F2	F3	F4	F5	F6
2 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
6 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
8 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
10 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
15 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
30 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
1 hora	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 17. Características de Formulaciones

CARACTERÍSTICAS	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Humectabilidad Tope	Muy Buena	Buena	Regular	Buena	Buena	Regular
Humectabilidad Base	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena
Claridad del Agua	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena
Velocidad Separación	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena
Interface	Definida	Definida	Definida	Definida	Definida	Definida
Lodos Sedimento	No	No	No	No	No	No

Humectabilidad al Tope: Se observó una humectabilidad MUY BUENA al tope en la formulación 1, donde se tiene menor adhesión de crudo al vidrio del vaso.

Humectabilidad en la Base: en todas las pruebas se observó una humectabilidad en la base Muy Buena.

Claridad del Agua: es Muy buena en todas las formulaciones aplicadas.

Interface: se observa una interfase definida con las 6 formulaciones

Sedimentos: No se observan sedimentos al final de las pruebas.



Figura 21. Compatibilidad 50% Fluido de control - 50% de crudo

Se observó una **velocidad de separación** Muy Buena con todas las formulaciones:

b. formulación 50/50

Tabla 18. Formulación 50/50

TIEMPO	F1	F2	F3	F4	F5	F6
2 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
6 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
8 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
10 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
15 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
30 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
1 hora	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 19. Características de Formulaciones

CARACTERÍSTICAS	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Humectabilidad Tope	Buena	Buena	Mala	Mala	Regular	Regular
Humectabilidad Base	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena
Claridad del Agua	Muy Buena	Muy Buena	Buena	Buena	Muy Buena	Muy Buena
Velocidad Separación	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena
Interface	Definida	Definida	Definida	Definida	Definida	Definida
Lodos Sedimento	No	No	No	No	No	No

Humectabilidad al Tope: Se observó una humectabilidad BUENA al tope en la formulación 1 y 2, con las otras formulaciones se observa una humectabilidad MALA y REGULAR.

Humectabilidad en la Base: en todas las pruebas se observó una humectabilidad en la base Muy Buena.

Claridad del Agua: es Muy buena con las formulaciones 1, 2, 5 y 6, en la 3 y 4 es BUENA.

Interface: se observa una interfase definida con las 6 formulaciones

Sedimentos: No se observan sedimentos al final de las pruebas, a continuación, se muestran las mallas luego de filtrar los fluidos:



Figura 22. Compatibilidad 75% Fluido de control - 25% de crudo

Se observó una **velocidad de separación** Muy Buena con todas las formulaciones:

c. Formulación 75/25

Tabla 20. Formulación 75/25

FORMULACION 50/50						
TIEMPO	F1	F2	F3	F4	F5	F6
2 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
6 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
8 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
10 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
15 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
30 min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
1 hora	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 21. Características de Formulaciones

CARACTERÍSTICAS	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Humectabilidad Tope	Muy Buena	Muy Buena	Mala	Mala	Buena	Buena
Humectabilidad Base	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena
Claridad del Agua	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Buena
Velocidad Separación	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena
Interface	Definida	Definida	Definida	Definida	Definida	Definida
Lodos Sedimento	No	No	No	No	No	No

Humectabilidad al Tope: Se observó una humectabilidad MUY BUENA al tope en la formulación 1 y 2, con las otras formulaciones se observa una humectabilidad entre MALA y BUENA.

Humectabilidad en la Base: en todas las pruebas se observó una humectabilidad en la base Muy Buena.

Claridad del Agua: es Muy buena con todas las formulaciones, excepto con la formulación 6 que es BUENA.

Interface: se observa una interfase definida con las 6 formulaciones

Sedimentos: No se observan sedimentos al final de las pruebas, a continuación, se muestran las mallas luego de filtrar los fluidos.

Tabla 22. Resumen de Formulaciones

Características	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Humectabilidad Tope	Se observó una Humectabilidad en el tope del vidrio entre BUENA y MUY BUENA en las tres relaciones probadas	Se observó una Humectabilidad en el tope del vidrio entre BUENA en las tres relaciones probadas	La humectabilidad fue Mala/Regular en las tres relaciones	Humectabilidad Regular en las 3 relaciones	Humectabilidad entre Regular y Buena en las relaciones probadas	Humectabilidad entre Regular y Buena en las relaciones probadas
Humectabilidad Base	Con todas las formulaciones se observó una humectabilidad en la base de la botella Muy Buena					
Claridad del Agua	La claridad del Agua fue Muy Buena en las 3 relaciones probadas	La claridad del Agua fue Muy Buena en las 3 relaciones probadas	Buena	Buena	Buena	Buena
Velocidad Separación	La velocidad de separación de las fases luego de la mezcla fue Muy Buena con todas las formulaciones					
Interface	Se observa una interfase Definida entre los fluidos en todas las formulaciones					
Lodos Sedimento	No se observaron formación de precipitados en ninguna de las pruebas					

Como se puede apreciar en la tabla 26 en los valores obtenidos en los resultados y en la evidencia fotográfica respectiva, la **Formulación # 1** mostró ser las más idónea en las 3 relaciones de volumen probadas siguiendo el procedimiento API RP 42, observándose una mejor humectabilidad al tope y una MUY BUENA claridad en el agua, descartando formaciones de micro emulsiones.

La humectabilidad en la base de la botella y la velocidad de separación luego de realizar la mezcla de los fluidos fue MUY BUENA con todas las formulaciones.

Con ninguna de las formulaciones se observó formación de precipitados.

3.4. EVALUACIÓN DE RETORNO DE PERMEABILIDAD

En base a las pruebas de compatibilidad se seleccionó la **Formulación # 1** para proceder a realizar la prueba de retorno de permeabilidad, con el fin de confirmar la compatibilidad del fluido con la roca.

El análisis de retorno de permeabilidad fue realizado en el Centro de Investigación Quito de PETROAMAZONAS E.P.

Los resultados de los análisis convencionales de núcleo en el tapón del yacimiento Arenisca U Inferior (9707.3 pies) del pozo Culebra-06, utilizado para esta prueba tiene una porosidad 18.19%, y permeabilidad al aire de 552.45 mD.

En la Figura 22 se muestra la secuencia del trabajo realizado en el equipo simulador de daños a la formación.

El ensayo fue realizado a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, para lo cual se inyectó 24.1 volúmenes porosos de crudo en el tapón, en sentido formación-pozo, luego de lo cual se determinó que la permeabilidad inicial es 254.9 mD.

Para realizar la simulación del daño a la formación, se inyectó 25.3 volúmenes porosos de nuevo fluido de control en el tapón, con lo cual se determinó como información referencial que el valor promedio de permeabilidad efectiva al fluido de control en dirección pozo – formación es de 80.2 mD,

La permeabilidad de retorno fue determinada luego de circular 29.5 volúmenes porosos de crudo a través del tapón en sentido formación - pozo, luego de lo cual se determinó que para este reservorio la permeabilidad de retorno fue 268.8 mD

La relación entre permeabilidad inicial y de retorno que se obtuvo como resultado fue de 5.4% o su equivalente de 13.9 mD. Lo cual es un incremento de la permeabilidad del yacimiento.

Con los resultados obtenidos se comprueba que el diseño de la nueva formulación del fluido de completación descrito en el presente trabajo no genera daño en el Yacimiento U Inferior.

Permeabilidad Inicial y de Retorno

Campo : Culebra
Pozo : Culebra-A006
Zona : Reservorio U
Profundidad : 9707.3'
Fluido de prueba : Fluido de control de pozo.
Empresa proveedora del fluido : MI SWACO

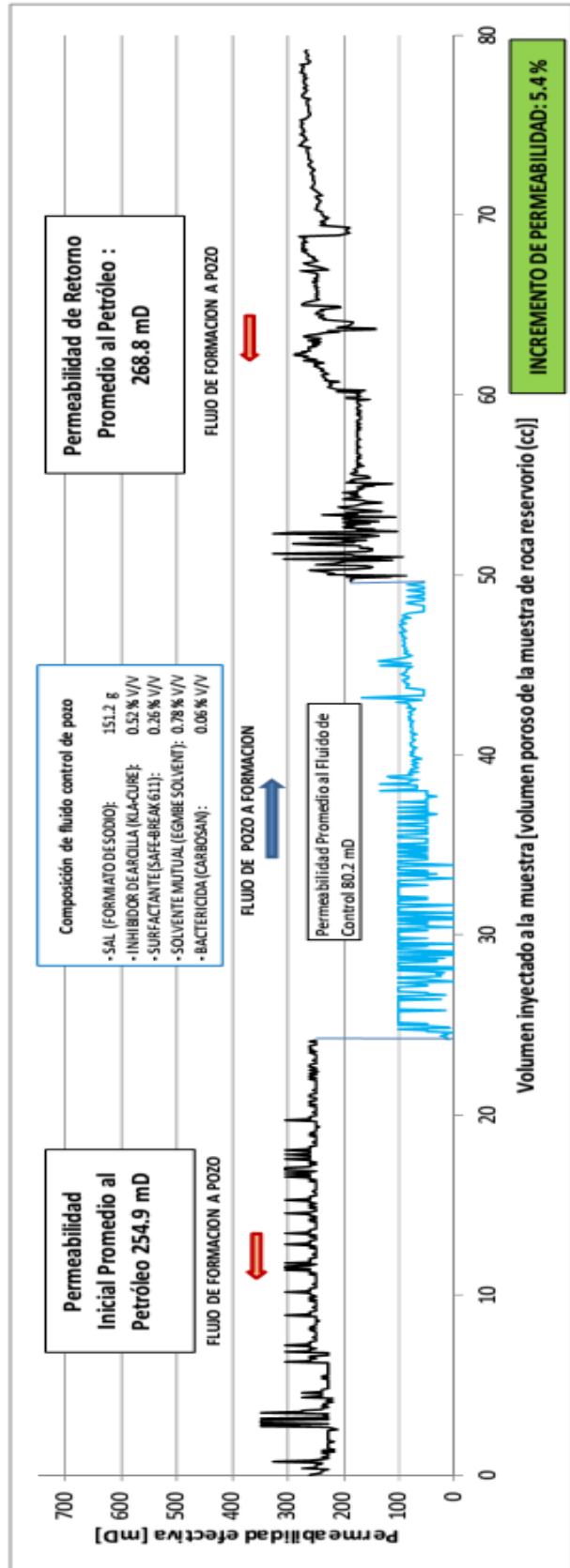


Figura 23. Prueba de Retorno de Permeabilidad_Culebra -06

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Con los estudios realizados se determinó que el Yacimiento Arenisca U Inferior con los análisis convencionales de núcleo tiene una porosidad 18.19%, y permeabilidad al aire de 552.45 mD. De acuerdo a las láminas delgadas evidenció que es una cuarzoarenita con 99.43 % de cuarzo y 0.57 % de arcillas y según la difracción de rayos X una composición promedio de 93.11% cuarzo y 6.28 % de caolinita y 0.61% de anhidrita.
- En las pruebas de compatibilidad se observó MUY BUENAS características en la humectabilidad al tope y base, claridad en el agua, velocidad de separación, con lo cual se descartó la formación de micro-emulsiones.
- La formulación # 1 del nuevo fluido de completación está basada en cloruro de potasio, favorece su acción como inhibidor de arcillas, para reducir el hinchamiento y migración de la caolinita
- Tenemos un incremento de la permeabilidad del 5.4% o su equivalente de 13.9 mD. de acuerdo a la relación entre permeabilidad inicial y de retorno de la prueba de retorno de permeabilidad. Con estos resultados se demuestra que el fluido de control diseñado no causó una alteración en la permeabilidad del tapón del pozo Culebra - 06, por lo tanto, las propiedades inhibitorias del fluido fueron acordes, evitando la reacción de las arcillas presentes en la arena que puedan causar una reducción en la permeabilidad.

4.2 RECOMENDACIONES

- Usar la formulación # 1 (F1) de fluido de completación en los trabajos de completación del Yacimiento U Inferior del Campo Culebra Yulebra.
- Continuar realizando estudios de compatibilidad entre el fluido de completación y la formación en zonas con composición y propiedades de roca diferentes porque es esencial conocer y entender las propiedades de los fluidos de la formación y reconocer las potenciales incompatibilidades que puedan existir.

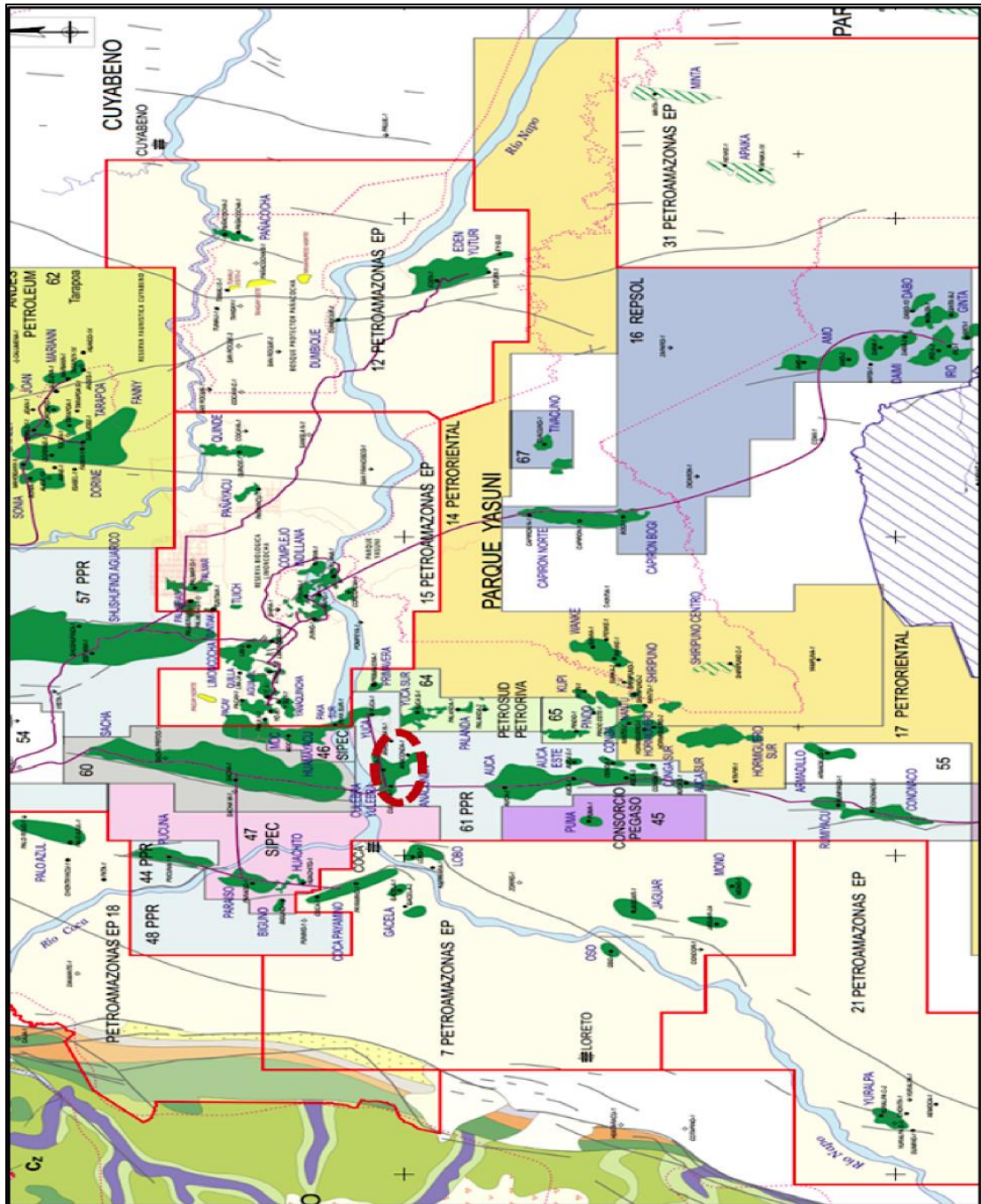
BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- ALGEROY, J., BRYANT, I., & JOHANNESSEN, O. (1999). Control remoto de yacimientos. Houston: Schlumberger.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. «Recommended Practices for Core Analysis. » Recommended Practices for Core Analysis. nº API-RP42. USA: American Petroleum Institute, 01 de 02 de 1998.
- ASTM. «Standard Practice for Surface Wettability of Coatings, Substrates and Pigments by Advancing Contact Angle Measurement. » Standard Practice for Surface Wettability of Coatings, Substrates and Pigments by Advancing Contact Angle Measurement. nº D7334. West Conshohocken, PA: ASTM, 01 de 08 de 2013.
- CIVAN F, (2000), Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Gulf Publishing Company, 740 p. Houston, Texas.
- ECONOMIDES M., 1992, A practical companion to reservoir stimulation, Developments in Petroleum Science, 34, Elsevier Science Publishers B.V. AE Amsterdam, The Netherlands
- FOLK R., (1980), PETROLOGY OF SEDIMENTARY ROCKS. Editorial HEMPHILL PUBLISHING COMPANY, 182 p., Austin – Texas
- GENG J. 2010. Mechanisms and Prevention of Damage for Formations with Low porosity and Low-permeability. SPE 130961.
- HOUCHIN, D.D. DUNLAP. 2000. Formation Damage during Gravel Pack Completions. SPE 17166.
- ISLAS C, 1991, Manual de Estimulación matricial de pozos petroleros, P./ imprenta: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, AC, México, D.F. México.
- KRUEGER F. «An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations. » SPE-10029 (1986): 1-22
- LEBOURG M. 2006. Detection of deep Formation Damage. PETSOC 6800.
- MARSHALL S., RUSSELL G y BYRNE M. «Development of a Recommended Practice for Formation Damage Testing. » Society of Petroleum Engineers, nº SPE-38154-MS (1997): 1-11.
- MENDOZA A. Daños a la formación. ICP-Piedecuesta, 2008
- PIRSON S., Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos.
- REINSTAG J, 2009. Metodología de diagnóstico de daño de formación, 64 p., Bucaramanga.
- SALAGER, J.L. CUADERNO FIRP S300-A SURFACTANTES TIPOS Y USOS. Cuaderno FIRP 300 A, Merida, Venezuela: Lab. FIRP, ULA, 2002.
- SCHLUMBERGER M-I SWACO. Formation Damage & Stability. Handbook, Texas: Schlumberger, 2008.

ANEXOS

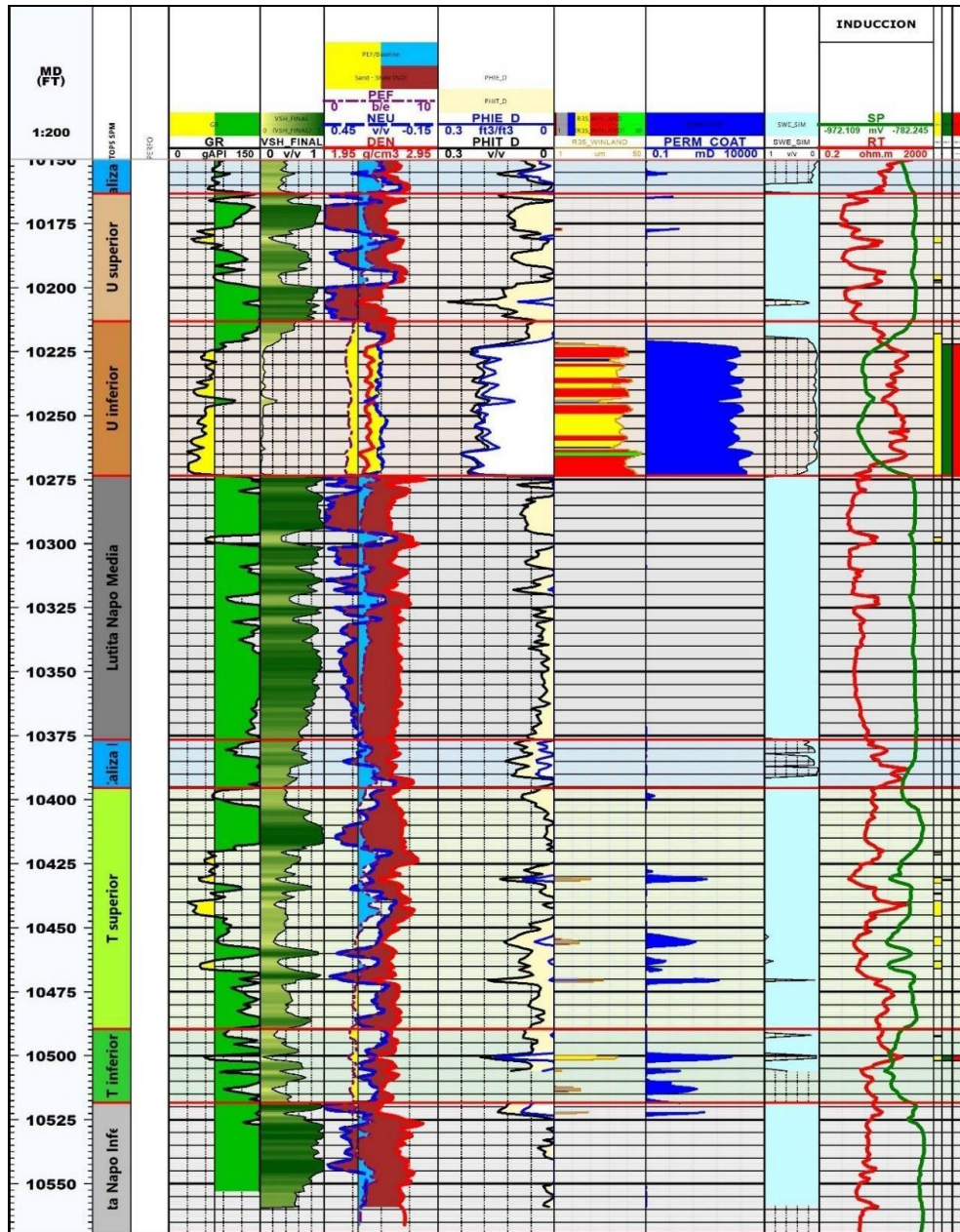
ANEXOS



Anexo 1. Mapa de Ubicación del Campo Culebra-Yulebra
Fuente: Petroamazonas EP, 2016.

ERA	PERIODO	EPOCA	FORMACION	MIEMBRO	Esp.Util (pies)	Porosidad (%)		LITOLOGIA	
MESOZOICO	CENOZOICO	TERCIARIO	TIYUYACU					CAPAS ROJAS	
				TENA					CAPAS ROJAS
	CRETACICO	APT./ALB. CENOMANIANO - CAMPANIANO	EOCENO	NAPO	BASAL TENA	10	20		
					ARENA M-1				ARENISCA CUARZOSA
					CALIZA M-2				ARCILLITAS GRESOS OSCURAS
					ARENA M-2				CALIZA MICRITICA
					ARENA M-2				ARENISCA GLAUCONITICA
					CALIZA "A"				CALIZA MICRITICA
					ARENA "U"				ARENISCA CUARZOSA
					ARENA "U"				ARCILLITAS GRESOS OSCURAS
					CALIZA "B"				ARCILLITAS GRESOS OSCURAS CALIZA
					ARENA "T"				ARENISCA GLAUCONITICA
					BASAL NAPO				ARCILLITAS GRESOS OSCURAS
					HOLLIN	HOLLIN SECUNDARIO	88	13	
HOLLIN PRINCIPAL				ARENISCA CUARZOSA					
			PRE - CRETACICO						

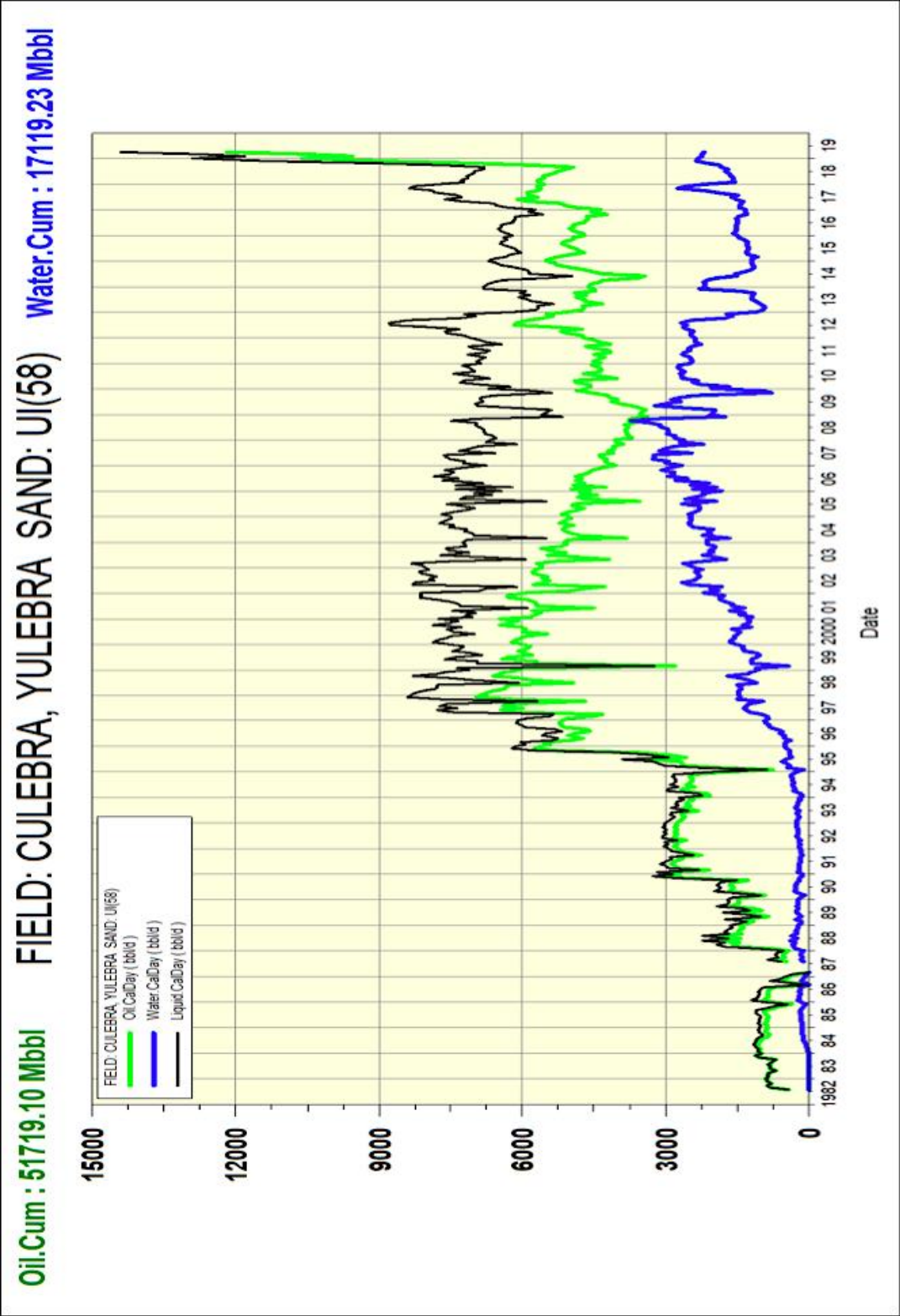
Anexo 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente, Ecuador
Fuente: Petroamazonas EP, 2016.



Anexo 3. Evaluación Petrofísica Pozo Tipo

SUMARIO PETROFISICO										
CULEBRA						YULEBRA				
Yacimiento	Gross	Neto	Porosidad	Saturacion de Agua	PERM	Gross	Neto	Porosidad	Saturacion de Agua	PERM
	pies	pies	%	%	mD	pies	pies	%	%	mD
U INFERIOR	127	81	16	7	824	67	38	15	12	691
T INFERIOR	69	12	12	18	285	51	10	12	18	353

Anexo 4. Sumario Petrofisico. Campo Culebra-Yulebra



Anexo 6. Producción del Campo Culebra-Yulebra
Fuente: Petroamazonas EP, 2019.