



**UNIVERSIDAD UTE**

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

**MAESTRIA EN PETRÓLEOS CON MENCIÓN EN  
PROCESOS DE PRODUCCIÓN E  
INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE UN FLUIDO DE CONTROL  
MEDIANTE PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD EN  
EL RESERVORIO U INFERIOR DEL CAMPO ARMADILLO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE MAGISTER EN PETRÓLEOS CON MENCIÓN EN PROCESOS DE  
PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

**ERICA YADIRA QUINAPALLO MOSQUERA**

**DIRECTOR: ING VICTOR PINTO**

**Quito, noviembre 2019**

© Universidad UTE. 2019

Reservados todos los derechos de reproducción

## DERECHOS DE AUTOR

Quien suscribe ERICA YADIRA QUINAPALLO MOSQUERA C.I N° 171659265-2, hace constar que es el autor de la Tesis Titulada: Evaluación del efecto de un fluido de control mediante pruebas de retorno de permeabilidad en el Reservorio U Inferior del Campo Armadillo, el cual constituye una elaboración personal realizada únicamente con la dirección del asesor de dicho trabajo, Ing. Víctor Pinto.

En tal sentido, manifiesto la originalidad de la Conceptualización del trabajo, interpretación de datos y la elaboración de las conclusiones, dejando establecido que aquellos aportes intelectuales de otros autores se han referenciado debidamente en el texto de dicho trabajo.

Quito, 14 de noviembre de 2019

f:



QUINAPALLO MOSQUERA ERICA YADIRA

1716592652

## FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1716592652
APELLIDO Y NOMBRES:	Quinapallo Mosquera Erica Yadira
DIRECCIÓN:	La Armenia-Quito
EMAIL:	eyadira_qm@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	023617299
TELÉFONO MOVIL:	0987814925

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Evaluación del efecto de un fluido de control mediante pruebas de retorno de permeabilidad en el Reservorio U Inferior del Campo Armadillo
AUTOR O AUTORES:	Erica Yadira Quinapallo Mosquera
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	14 de noviembre de 2019
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. Victor Pinto
PROGRAMA	PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO <input checked="" type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Magister en Petróleos con mención en procesos de producción e industrialización de hidrocarburos
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	<p>Los fluidos de control y completación juegan un papel importante en la producción de reservorios hidrocarburíferos; las aplicaciones de fluidos apropiados y sin sólidos optimizan la vida de los reservorios, conservando sus propiedades petrofísicas e incluso mejorándolas. El desarrollo de este trabajo se basó en la evaluación del efecto de un fluido de control mediante pruebas de retorno de permeabilidad en el Reservorio U Inferior del Campo Armadillo. se realizaron pruebas de compatibilidad petróleo-fluido de control en base a la mineralogía que se obtuvo de los análisis de difracción de rayos X (DRX) y microscopia electrónica de</p>

	<p>barrido (MEB), los cuales determinaron el alto contenido de cuarzo en la muestra del reservorio (99%) y bajo contenido de caolinita (trazas) y feldespato potásico (trazas). Los resultados de los análisis demostraron que la roca no contiene arcillas hinchables, ni carbonatos solubles por ácido, ni arcillas que puedan migrar; de tal manera que las areniscas tuvieron una susceptibilidad mínima al daño de formación, el cual se reflejó en las pruebas de laboratorio de simulación de daños a la formación con valores de disminución de permeabilidad entre 0.2 % y 0.3 % para las dos pruebas realizadas respectivamente, lo cual hizo evidente que la inyección de estos fluidos de control ocasionaron un daño de formación mínimo. Sin embargo, la literatura de los fluidos de control para la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos acepta un daño de hasta el 5 %, lo que significa que los dos fluidos evaluados pueden utilizarse en el reservorio U Inferior del Campo Armadillo, para mantener o inclusive mejorar las propiedades del yacimiento. Los resultados de este estudio para el Activo Auca permitirán tomar decisiones sobre modificaciones del fluido de control que puede disminuir el daño de formación e incrementar la producción del campo.</p>
<p><b>PALABRAS CLAVES:</b></p>	<p>Fluidos de control, compatibilidad, daño de formación, Campo Armadillo</p>
<p><b>ABSTRACT:</b></p>	<p>Control and completion fluids play an important role in the production of hydrocarbon reservoirs, the appropriate, solid-free fluid applications optimize reservoir life, preserving their petrophysical properties and even improving them. The development of this work was based on the evaluation of the effect of a control fluid by tests of return of permeability in the Lower U Reservoir of the Armadillo Field. Oil-fluid control compatibility tests were performed based</p>

	<p>on the mineralogy obtained from the X ray diffraction (DRX) and scanning electron microscopy (MEB) analyses, which determined the high quartz content in the reservoir sample (99%) and low content of kaolinite (traces) and potassium feldspar (traces). The results of the analysis showed that the rock does not contain inflatable clays, soluble carbonates by acid, or clays that can migrate; so that the sandstones had a minimal susceptibility to formation damage, which was reflected in laboratory tests of simulation of formation damage with values of reduction of permeability between 0.2 % and 0.3 % for the two tests carried out respectively, which made it clear that the injection of these control fluids caused minimal formation damage. However, the literature of control fluids for hydrocarbon recovery from reservoirs accepts damage of up to 5%, which means that the two fluids evaluated can be used in the Lower U reservoir of the Armadillo Field, to maintain or even improve deposit properties. The results of this study for the Auca Field will make it possible to make decisions on modifications of the control fluid that can reduce the formation damage and increase the production of the field.</p>
<b>KEYWORDS</b>	Control fluids, compatibility, formation damage, Auca Field

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

f: 

QUINAPALLO MOSQUERA ERICA YADIRA

1716592652

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, ERICA YADIRA QUINAPALLO MOSQUERA, CI 1716592652 autora del trabajo de titulación: Evaluación del efecto de un fluido de control mediante pruebas de retorno de permeabilidad en el reservorio U Inferior del Campo Armadillo previo a la obtención del título de MAGISTER EN PETRÓLEOS CON MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS 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, 14 de noviembre de 2019

f:   
\_\_\_\_\_  
QUINAPALLO MOSQUERA ERICA YADIRA  
1716592652

## **CERTIFICACIÓN DEL TUTOR**

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo de titulación que lleva por título Evaluación del efecto de un fluido de control mediante pruebas de retorno de permeabilidad en el reservorio U Inferior del Campo Armadillo para aspirar al título de MAGISTER EN PETRÓLEOS CON MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS fue desarrollado por QUINAPALLO MOSQUERA ERICA YADIRA, bajo mi dirección y supervisión, en 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.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'V. Pinto', is written over a horizontal line.

Ing. Víctor Pinto

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I. 1713106936



# CARTA DE CONFORMIDAD DE LA INSTITUCIÓN/EMPRESA AUSPICIANTE

Quito, D.M., 25 de julio de 2019

Señor Ingeniero  
Fausto René Ramos Aguirre  
Coordinador Maestría en Petróleos  
**UNIVERSIDAD UTE**  
En su Despacho

De mi consideración:

Por medio de la presente me dirijo a Usted, para hacer de su conocimiento que los resultados obtenidos de la Simulación de Daño a la Formación en el núcleo del reservorio U Inferior del Pozo Armadillo-B07, utilizando Fluidos de Control de Pozo, ha sido revisado y como geólogo del Activo Auca puedo corroborar que los resultados de este trabajo cumplen con las expectativas esperadas.

Con sentimientos de distinguida consideración

Atentamente,



Ing. Walter Torres

GEÓLOGO DEL ACTIVO AUCA



# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
<b>RESUMEN</b>	1
<b>ABSTRACT</b>	2
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	
1.1. OBJETIVO GENERAL	4
1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	4
<b>2. METODOLOGÍA</b>	
2.1. PREPARACIÓN DE ROCA RESERVORIO	6
2.2. MINERALOGÍA	9
2.3. PREPARACIÓN DE MUESTRAS DE FLUIDOS	10
2.3.1. ELABORACIÓN DEL FLUIDO DE CONTROL	10
2.3.2. ACONDICIONAMIENTO DEL FLUIDO DE CONTROL DE POZO	11
2.3.3. ACONDICIONAMIENTO DEL HIDROCARBURO	12
2.4. OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE LOS FLUIDOS	12
2.4.1. VISCOSIDAD A TEMPERATURA DE RESERVORIO	12
2.5. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD PETRÓLEO-FLUIDO DE CONTROL	13
2.6. ENSAYO DE DAÑO A LA FORMACIÓN	14
2.6.1. CARGA DE ACUMULADORES	14
2.6.2. ARMADO DEL PORTA MUESTRAS Y LÍNEAS DEL EQUIPO DE SIMULACIÓN DE DAÑOS A LA FORMACIÓN (SDF)	15
2.6.3. CONFINAMIENTO DE LA MUESTRA	16
2.6.4. TEMPERATURA DE PRUEBA	16
2.6.5. INGRESO DE DATOS AL SOFTWARE	16
2.6.6. LLENADO DE LA BOMBA	16
2.6.7. PERMEABILIDAD INICIAL EFECTIVA AL CRUDO	16
2.6.8. ENSAYO DE SIMULACIÓN DE DAÑO AL RESERVORIO	18
2.6.9. ENSAYO DE PERMEABILIDAD DE RETORNO	18
2.6.10. OBTENCIÓN DE RESULTADOS DE DAÑO/ESTIMULACIÓN A LA FORMACIÓN	19
2.6.11. SEGUNDA PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD CON EL FLUIDO DE CONTROL 2 FC2	19
<b>3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	
3.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS	21
3.2. MINERALOGÍA	21

	<b>PÁGINA</b>
3.3. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO A TEMPERATURA DEL RESERVORIO	24
3.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD PETRÓLEO-FLUIDO DE CONTROL	24
3.5. PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD	24
3.5.1. FLUIDO DE CONTROL 1 FC1	25
3.5.1.1. Permeabilidad inicial $K_i$	25
3.5.1.2. Simulación del daño a la formación	25
3.5.1.3. Permeabilidad de retorno $K_r$	25
3.5.1.4. Efecto del fluido en la permeabilidad del reservorio	25
3.6. PROPIEDADES PETROFÍSICAS	27
3.6.1. FLUIDO DE CONTROL 2 FC2	27
3.6.1.1. Permeabilidad inicial $K_i$	27
3.6.1.2. Simulación del daño a la formación	27
3.6.1.3. Permeabilidad de retorno $K_r$	27
3.6.1.4. Efecto del fluido en la permeabilidad del reservorio	27
<b>4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
4.1. CONCLUSIONES	30
4.2. RECOMENDACIONES	31
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	32
<b>ANEXOS</b>	34

# ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
<b>Tabla 1.</b> Evaluación de porosidades y permeabilidades de las rocas productivas o de yacimientos más comunes	8
<b>Tabla 2.</b> Volúmenes del fluido de control	10
<b>Tabla 3.</b> Sistema Fluido de control 1 FC1	11
<b>Tabla 4.</b> Evaluación para pruebas de compatibilidad petróleo-fluido	14
<b>Tabla 5.</b> Viscosidad del petróleo y densidad del fluido de control para el ensayo de simulación de daños a la formación	16
<b>Tabla 6.</b> Condiciones del equipo para el ensayo de simulación de daños a la formación	16
<b>Tabla 7.</b> Volúmenes del fluido de control	20
<b>Tabla 8.</b> Sistema Fluido de control 2 FC2	20
<b>Tabla 9.</b> Propiedades petrofísicas del plug del pozo Armadillo B-007 reservorio U Inferior profundidad 10 824.8 pies	21
<b>Tabla 10.</b> Composición mineralógica de la muestra de polvo total del pozo Armadillo B-007 reservorio U Inferior profundidad 10 824.8 pies por Difracción de Rayos X	21
<b>Tabla 11.</b> Propiedades petrofísicas del plug del pozo Armadillo B-007 reservorio U Inferior profundidad 10824.8 pies (segunda prueba)	27

# ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Figura 1.</b> Plug del pozo Armadillo B-007 zona U Inferior	6
<b>Figura 2.</b> Soxhlet extractor de hidrocarburos FH 1200. Jinan Biobase Biotech CO., LTD	6
<b>Figura 3.</b> Porosímetro-permeámetro. VINCI Technologies. 2009	8
<b>Figura 4.</b> Cilindro saturador de tapones. C&CO Services S.A.S. 2015	8
<b>Figura 5.</b> Difractómetro de rayos X. PANalytical, X-ray Company 1996	9
<b>Figura 6.</b> Microscopio electrónico de barrido. Quanta 200. FEI	10
<b>Figura 7.</b> Filtración del fluido de control	11
<b>Figura 8.</b> Filtración del petróleo	12
<b>Figura 9.</b> Reómetro Brookfield LV DV-III Ultra. Brookfield Engineering Laboratories INC. 1999	13
<b>Figura 10.</b> Fluidos de control 1-2 FC1-FC2 y petróleo	13
<b>Figura 11.</b> Fluido de control 1 FC1 vs Fluido de control 2 FC2	14
<b>Figura 12.</b> Carga de fluidos en acumuladores	15
<b>Figura 13.</b> Equipo de Simulación de daños a la Formación (SDF). VINCI Technologies	15
<b>Figura 14.</b> Diagrama de flujo dirección reservorio-pozo. (Software Appli Lab. VINCI Technologies. Ver.6.11.0)	17
<b>Figura 15.</b> Diagrama de flujo dirección pozo-reservorio. (Software Appli Lab. VINCI Technologies. Ver.6.11.0)	18

	<b>PÁGINA</b>
<b>Figura 16.</b> Diagrama de flujo dirección reservorio-pozo. (Software Appli Lab. VINCI Technologies. Ver.6.11.0)	19
<b>Figura 17.</b> Difractograma de Rayos X ARMB-007 UI 10824.8 pies. (Data Viewer X'Pert3 Powder PANalytical (DRX))	22
<b>Figura 18.</b> Granos de cuarzo subangulares a subredondeados (Xt Microscope Control MEB- Quanta 200 FEI)	23
<b>Figura 19.</b> Caolinita en forma de pore filling y mica (Xt Microscope Control MEB-Quanta 200 FEI)	23
<b>Figura 20.</b> Feldespato en fase de disolución y coating de caolinita (Xt Microscope Control MEB-Quanta 200 FEI)	24
<b>Figura 21.</b> Proceso secuencial de inyección de fluidos a la muestra del reservorio U Inferior en el pozo Armadillo B-007 Campo Armadillo. Profundidad 10824.8 pies. Fluido de control 1 FC1 (Appli Lab Ver. 6.11.0 VINCI Technologies)	26
<b>Figura 22.</b> Proceso secuencial de inyección de fluidos a la muestra del reservorio U Inferior en el pozo Armadillo B-007 Campo Armadillo. Profundidad 10824.8 pies. Fluido de control 2 FC2 (Appli Lab Ver. 6.11.0 VINCI Technologies)	29

# ÍNDICE DE ANEXOS

## PÁGINA

1. **ANEXO 1.** DATOS OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD INICIAL AL PETRÓLEO, PERMEABILIDAD AL FLUIDO DE CONTROL Y PERMEABILIDAD DE RETORNO AL PETRÓLEO, EN LA PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD CON EL FLUIDO DE CONTROL 1 FC1 Y EL VOLUMEN POROSO, EN EL PLUG DEL POZO ARMADILLO B-007 RESERVORIO U INFERIOR 34
  
2. **ANEXO 2.** DATOS OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD INICIAL AL PETRÓLEO, PERMEABILIDAD AL FLUIDO DE CONTROL Y PERMEABILIDAD DE RETORNO AL PETRÓLEO, EN LA PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD CON EL FLUIDO DE CONTROL 2 FC2 Y EL VOLUMEN POROSO, EN EL PLUG DEL POZO ARMADILLO B-007 RESERVORIO U INFERIOR 48

## RESUMEN

Los fluidos de control y completación juegan un papel importante en la producción de reservorios hidrocarburíferos; las aplicaciones de fluidos apropiados y sin sólidos optimizan la vida de los reservorios, conservando sus propiedades petrofísicas e incluso mejorándolas. El desarrollo de este trabajo se basó en la evaluación del efecto de un fluido de control mediante pruebas de retorno de permeabilidad en el Reservorio U Inferior del Campo Armadillo. Se realizaron pruebas de compatibilidad petróleo-fluido de control en base a la mineralogía que se obtuvo de los análisis de difracción de rayos X (DRX) y microscopía electrónica de barrido (MEB), los cuales determinaron el alto contenido de cuarzo en la muestra del reservorio (99%) y bajo contenido de caolinita (trazas) y feldespato potásico (trazas). Los resultados de los análisis demostraron que la roca no contiene arcillas hinchables, ni carbonatos solubles por ácido, ni arcillas que puedan migrar; de tal manera que las areniscas tuvieron una susceptibilidad mínima al daño de formación, el cual se reflejó en las pruebas de laboratorio de simulación de daños a la formación con valores de disminución de permeabilidad entre 0.2 % y 0.3 % para las dos pruebas realizadas respectivamente, lo cual hizo evidente que la inyección de estos fluidos de control ocasionaron un daño de formación mínimo. Sin embargo, la literatura de los fluidos de control para la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos acepta un daño de hasta el 5 %, lo que significa que los dos fluidos evaluados pueden utilizarse en el reservorio U Inferior del Campo Armadillo, para mantener o inclusive mejorar las propiedades del yacimiento. Los resultados de este estudio para el Activo Auca permitirán tomar decisiones sobre modificaciones del fluido de control que puede disminuir el daño de formación e incrementar la producción del campo.

**“Palabras clave”** (fluidos de control, compatibilidad, daño de formación, Campo Armadillo)



## ABSTRACT

Control and completion fluids play an important role in the production of hydrocarbon reservoirs, the appropriate, solid-free fluid applications optimize reservoir life, preserving their petrophysical properties and even improving them. The development of this work was based on the evaluation of the effect of a control fluid by tests of return of permeability in the Lower U Reservoir of the Armadillo Field. Oil-fluid control compatibility tests were performed based on the mineralogy obtained from the X ray diffraction (DRX) and scanning electron microscopy (MEB) analyses, which determined the high quartz content in the reservoir sample (99%) and low content of kaolinite (traces) and potassium feldspar (traces). The results of the analysis showed that the rock does not contain inflatable clays, soluble carbonates by acid, or clays that can migrate; so that the sandstones had a minimal susceptibility to formation damage, which was reflected in laboratory tests of simulation of formation damage with values of reduction of permeability between 0.2 % and 0.3 % for the two tests carried out respectively, which made it clear that the injection of these control fluids caused minimal formation damage. However, the literature of control fluids for hydrocarbon recovery from reservoirs accepts damage of up to 5%, which means that the two fluids evaluated can be used in the Lower U reservoir of the Armadillo Field, to maintain or even improve deposit properties. The results of this study for the Auca Field will make it possible to make decisions on modifications of the control fluid that can reduce the formation damage and increase the production of the field.

**“Keywords”** (control fluids, compatibility, formation damage, Auca Field)

## **1. INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

En la industria hidrocarburífera los fluidos de control se diseñan de acuerdo a las características de las formaciones productoras, los mismos que son capaces de controlar las presiones de poro de los yacimientos, realizar maniobras, operaciones dentro del pozo y, sobre todo, no generar daño en las propiedades petrofísicas de los reservorios.

En la actualidad los fluidos de control juegan un papel importante en la producción de un pozo, sus componentes químicos actúan sobre la roca y fluidos presentes en los reservorios, permitiendo una mayor movilidad del hidrocarburo contenido en los poros de la roca.

Estudios previos han demostrado que la recuperación máxima de petróleo se alcanza cuando la inyección de surfactantes, álcalis y polímeros (ASP) se realizan en condiciones de salinidad óptimas, los cuales disminuyen la tensión interfacial e incrementan la eficiencia de barrido. (Mohsen, 2019)

En las operaciones de completación y re acondicionamiento de los pozos se utilizan preferentemente fluidos de control sin sólidos, para que al interactuar con las paredes del reservorio no generen taponamientos ni obstrucción por sólidos. (Hoyos, 2012)

El uso de solventes mutuales y surfactantes han sido documentados ampliamente como métodos para reducir la tensión interfacial y la tensión superficial. (Bennion, 2006).

El daño de formación es la alteración de las características originales de la roca, cuando se generan inconvenientes que reducen el flujo en la vecindad del pozo, reduciendo la permeabilidad del mismo y que pueden ocurrir durante varias etapas de la recuperación de petróleo de los yacimientos. (Perozzi, 2015)

Cualquier fenómeno o técnica que distorsiona las líneas de flujo de los fluidos son causantes de múltiples formas de daño a la formación, y es importante considerar este componente en la producción de un pozo.

La permeabilidad es a menudo la propiedad más difícil de cuantificar; por lo tanto, centrarse en las permeabilidades puede mejorar nuestra comprensión de los daños de formación potenciales que podrían esperarse. (Fleming, 2017)

En las etapas de producción de los pozos de petróleo se originan diversas formas de daño a la formación por varias causas, como la migración de finos y el hinchamiento de arcillas en medios porosos que son causantes de la disminución de la permeabilidad en los reservorios. (Ruiz, 2004)

Una herramienta disponible para ayudar con el proceso de selección de fluidos para perforación y completación es la prueba de simulación de laboratorio. Si se realizan correctamente y con la atención al detalle necesario para simular fluidos, estas pruebas se pueden emplear para predecir y optimizar el rendimiento del pozo. (Byrne, 2016)

El desarrollo de este trabajo se basa en usar un fluido limpio y libre de sólidos, que permita evaluar su efecto y a la vez determinar si es capaz de prevenir el daño de formación en el yacimiento en las etapas de completación y re-acondicionamiento.

Un fluido de control de pozo al ingresar a una formación interactúa con el fluido original y la roca de la formación ocasionando daño, dando como resultado una producción menor a la esperada de un pozo. Si se controla la interacción del fluido de pozo con respecto al fluido y roca del reservorio disminuiría el daño de formación mejorando la producción del pozo. (Condit, 2008)

Con la finalidad de evaluar el efecto de la formulación del fluido de control a utilizar en el reservorio U Inferior del Campo Armadillo se realizarán pruebas de cuantificación de daño a la formación relacionando la permeabilidad inicial del reservorio con la permeabilidad de retorno obtenidas luego de los ensayos de simulación.

Es importante efectuar pruebas de laboratorio, para así descartar fluidos que generen daño al reservorio, y a la vez mejorar su composición química, de manera que se garantice que las propiedades del reservorio se mantengan o inclusive mejoren.

Al obtener resultados positivos con respecto a la permeabilidad de retorno en el reservorio U Inferior del Campo Armadillo se confirmarán qué componentes del fluido de control son compatibles con la mineralogía de la zona de producción, y que los fluidos utilizados en este reservorio influirán de manera positiva en las operaciones de completación y re-acondicionamiento del campo.

Los resultados de este estudio para el Activo Auca permitirán tomar decisiones, sobre modificaciones del fluido de control que puede disminuir el daño de formación e incrementar la producción del campo.

El objetivo general de este trabajo consiste en evaluar el efecto de un fluido de control mediante pruebas de retorno de permeabilidad en el Reservorio U Inferior del Campo Armadillo y como objetivos específicos realizar pruebas de compatibilidad fluido-fluido en base al estudio mineralógico del reservorio, realizar dos ensayos de simulación de daños a la formación obteniendo la permeabilidad inicial y la permeabilidad de retorno del reservorio usando dos

fluidos de control diferentes y finalmente evaluar los resultados obtenidos para la selección del fluido de control adecuado.

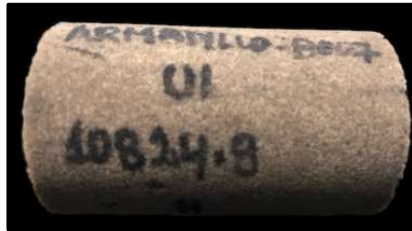
## **2. METODOLOGÍA**

## 2. METODOLOGÍA

Este es un trabajo de tipo experimental en el cual, para la evaluación del efecto de un fluido de control se realizó varios análisis en el Centro de Investigación Quito de Petroamazonas EP, utilizando un plug del pozo Armadillo B-007 del reservorio U Inferior y se siguió la siguiente secuencia de trabajo:

### 2.1 PREPARACIÓN DE ROCA RESERVORIO:

En el núcleo del pozo Armadillo B-007 del reservorio U Inferior se realizó el corte de un plug, como se muestra en la Figura 1, con el taladro automático de núcleos (Services, Taladro automático de núcleos-Manual de operación, 2013), con dimensiones de 1.5 pulg (37.18 mm) de diámetro y 2.45 pulg (62.23 mm) de longitud, se perfiló los bordes del plug y se tomó 30 g de muestra para análisis de difracción de rayos X (DRX) y microscopia electrónica de barrido (MEB).



**Figura 1.** Plug del pozo Armadillo B-007 zona U Inferior

Se codificó el plug e introdujo la muestra de roca en el soxhlet extractor (Figura 2), con tolueno que es un disolvente de grado reactivo, el cual se encontraba sobre una plancha calentadora a una temperatura de 111°C y este a su vez bajo una campana extractora de gases para eliminar los vapores de hidrocarburos contenidos en los poros de la muestra. (Nuñez, Extracciones con equipo Soxhlet, 2008)



**Figura 2.** Soxhlet extractor de hidrocarburos FH 1200. Jinan Biobase Biotech CO., LTD

Una vez lavada la muestra se colocó en un horno de vacío, se ejecutó el vacío a -20 psi y se subió la temperatura a 60 °C por 24 horas, para liberar a los poros de la muestra de cualquier residuo de fluidos.

Se determinó las propiedades petrofísicas básicas de la muestra; porosidad efectiva siguiendo el procedimiento PAM-EP-UIO-OPR-03-GUI-047, que es utilizado para muestras consolidadas de roca arenisca, cortadas en forma de plug para un rango de trabajo de 1 a 30% de porosidad efectiva.

El equipo utilizado para determinar la porosidad es el poro-permeámetro de nitrógeno. (Figura 3)

La permeabilidad al aire es determinada con el mismo equipo (poro-permeámetro), este parámetro se determinó en base a la ecuación de "Darcy", en la que el software del equipo introduce el diferencial de presión que determina y que es generado al hacer circular nitrógeno a través de la longitud mayor de la muestra.

Por lo tanto, la ecuación [1] se utiliza para calcular la permeabilidad del plug al nitrógeno, en condiciones de flujo laminar:

$$K_{gas} = \frac{Qb\mu L P_b}{A\Delta P P_m} \quad [1]$$

Donde:

- $\mu$ : viscosidad del gas (cP)
- $Qb$ : caudal de gas atmosférico (cm/s)
- $P_b$ : presión atmosférica (atm)
- $\Delta P$ : diferencial de presión (atm)
- $P_m$ : presión media del gas del plug (atm)
- $L$ : longitud de la muestra (cm)
- $A$ : área de la sección transversal del núcleo (cm<sup>2</sup>)





**Figura 3.** Porosímetro-permeámetro. VINCI Technologies. 2009

Para evaluar los resultados de porosidad y permeabilidad se utilizó el criterio de Levorsen descrita en la Tabla 1:

**Tabla 1.** Evaluación de porosidades y permeabilidades de las rocas productivas o de yacimientos más comunes

Porosidad %	Evaluación	Permeabilidad mD
0 - 5	Despreciable	-
5 - 10	Pobre	-
10 - 15	Moderada	1 - 10
15 - 20	Buena	10 - 100
20 - 25	Muy buena	100 - 1 000
> 25	Excelente	> 1 000

(Levorsen, 1956)

El plug se introdujo en un cilindro saturador (Figura 4), para generar un vacío y fue inundado con agua de formación de la zona reservorio Arenisca U Inferior del pozo B-007 del Campo Armadillo, a una presión interna de 2000 psi y se mantuvo en estas condiciones por 5 días, para de esta manera conseguir que la muestra sea restaurada con su saturación inicial. (Services, Saturador de tapones, 2015)



**Figura 4.** Cilindro saturador de tapones. C&CO Services S.A.S. 2015

Se desalojó la muestra de roca del cilindro saturador y almacenó en un recipiente, sumergiendo la muestra en agua de formación, para mantener su saturación hasta el momento en que se ensamble en el porta muestras del equipo de simulación de daños a la formación (SDF).

## **2.2 MINERALOGÍA:**

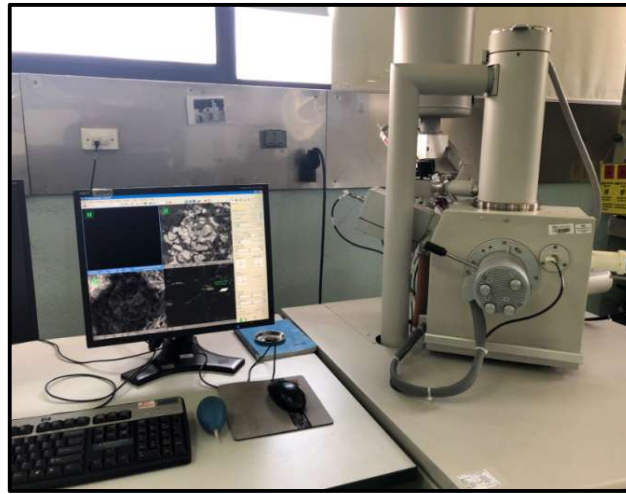
Para realizar la evaluación mineralógica, el equipo X'Pert3 Powder PANalytical (DRX) (Figura 5), consta de 3 softwares, los cuales mantienen una licencia vigente con el fabricante. El software Data Collector, para realizar el difractograma de la muestra, el High Score para realizar la evaluación de los difractogramas y el Data Viewer para realizar la presentación y adquisición de los datos.

Se colocó 30 g de muestra pulverizada para realizar el análisis de difracción de rayos X y se determinó la composición mineralógica del prototipo. (The Analytical X-ray Company, 2013)



**Figura 5.** Difractómetro de rayos X. PANalytical, The Analytical X-ray Company 1996

En el microscopio electrónico de barrido Quanta 200 marca FEI (Figura 6), mediante el software Xt Microscope Control se describió de manera visual la morfología de la muestra. (Martin Dufek - FEI Company, 2010)



**Figura 6.** Microscopio electrónico de barrido. Quanta 200. FEI

En base a estos resultados se procedió con la formulación del fluido de control.

## **2.3 PREPARACIÓN DE MUESTRAS DE FLUIDOS:**

### **2.3.1 ELABORACIÓN DEL FLUIDO DE CONTROL**

Con los resultados obtenidos de la mineralogía del reservorio se preparó el fluido de control base agua, con varios componentes detallados en la Tabla 2 y Tabla 3:

**Tabla 2.** Volúmenes del fluido de control

<b>FLUIDO</b>	<b>VOLUMEN (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>PROPIEDADES (ppg)</b>
Fluido de control 1 FC1	1 000	8.4

**Tabla 3.** Sistema Fluido de control 1 FC1

<b>Código INCOJET</b>	<b>Descripción</b>	<b>Concentración</b>	<b>Unidad</b>
Agua fresca		990.65	cm <sup>3</sup>
KBRINE-98	KCl Cloruro de potasio 98%	8.57	g
SNE-940	Surfactante no iónico anti emulsionante	2	cm <sup>3</sup>
SCT-23L	Inhibidor de hinchamiento de arcillas	1	cm <sup>3</sup>
SCS-66L	Estabilizador de arcillas	1	cm <sup>3</sup>
SCI-35L	Inhibidor de corrosión	0.25	cm <sup>3</sup>
ICIDE-G30L	Bactericida de amplio espectro	0.1	cm <sup>3</sup>
SMSS-50L	Solvente mutual Smart	5	cm <sup>3</sup>

### 2.3.2 ACONDICIONAMIENTO DEL FLUIDO DE CONTROL DE POZO:

Se filtró el fluido de control de pozo base agua, contenido en un cilindro metálico, con un aditamento que permite ensamblar en su interior una membrana de plata de una micra (Figura 7), por la que pasó el fluido de control al ser empujado por la presión generada por una bomba de desplazamiento positivo de CO<sub>2</sub> a una presión aproximada de 40 psi, para liberar al fluido de partículas sólidas en suspensión.



**Figura 7.** Filtración del fluido de control

Se almacenó el fluido en un matraz erlenmeyer con tapón para evitar la contaminación con partículas propias del ambiente y se eliminó el aire disuelto en el fluido de control, usando una bomba de vacío a -30 psi.

### **2.3.3 ACONDICIONAMIENTO DEL HIDROCARBURO:**

Para filtrar el petróleo se colocó un litro en un cilindro metálico, con un aditamento que permitió ensamblar una membrana de plata de 0.45 micras (Figura 8), por la cual se pasó el hidrocarburo y fue empujado con una bomba de desplazamiento positivo a una presión de 60 psi, para liberar al crudo de partículas sólidas en suspensión.



**Figura 8.** Filtración del petróleo

Se tomó 500 cm<sup>3</sup> de petróleo en un matraz erlenmeyer, con una tapa de caucho con conexión a una bomba de vacío, para succionar el gas disuelto en el crudo a una presión de -30 psi.

## **2.4 OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE LOS FLUIDOS:**

### **2.4.1 VISCOSIDAD A TEMPERATURA DE RESERVORIO**

Se utilizó un reómetro marca Brookfield con un sistema de calentamiento (Figura 9), en el cual se colocó 16 cm<sup>3</sup> de petróleo en el porta muestras y en el software Rheocalc se agregó los datos de temperatura (80 °C) y revoluciones por minuto (20 rpm), se conectó el eje rotatorio y finalmente se obtuvo la viscosidad de este fluido. (Brookfield Engineering Laboratories, INC. , 2000)



**Figura 9.** Reómetro Brookfield LV DV-III Ultra. Brookfield Engineering Laboratories INC. 1999

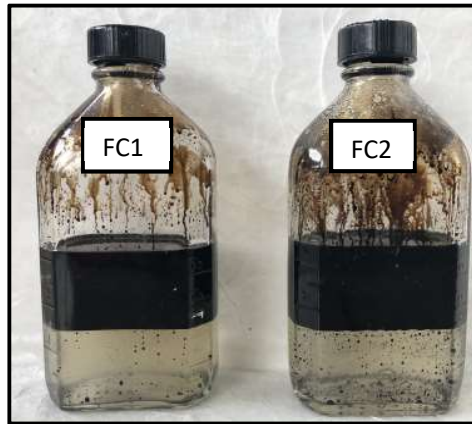
## 2.5 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD PETRÓLEO-FLUIDO DE CONTROL

Se preparó dos fluidos de control base agua con diferentes concentraciones de solvente mutual (5 cm<sup>3</sup> y 10 cm<sup>3</sup>), se tomó 100 cm<sup>3</sup> de crudo y se colocó en proporción 50-50 en volumen con los fluidos de control. Ver Figura 10 La variación en las concentraciones del solvente mutual se las realizó con el objetivo de variar la mojabilidad para mejorar la fluidez del petróleo en el reservorio.



**Figura 10.** Fluidos de control 1-2 FC1-FC2 y petróleo

Se agitó para mezclar los fluidos con el crudo durante 1 minuto, se colocó la mezcla crudo-fluido de control a baño maría a una temperatura de 60 °C y se observó la división de fases cada 5 minutos hasta completar 30 minutos. Ver Figura 11



**Figura 11.** Fluido de control 1 FC1 vs Fluido de control 2 FC2

La evaluación de las pruebas de compatibilidad petróleo-fluido de control, se realizaron en base a un análisis visual, basado en una descripción estándar descrita en la Tabla 4:

**Tabla 4.** Evaluación para pruebas de compatibilidad petróleo-fluido

AGUA-FASE	INTERFACE
AC = Agua Clara	B = Bueno
AT = Agua Turbia	R = Regular
AO = Agua Oscura	MI = Mala Interface
AB = Agua Blanca	BI = Buena Interface

(Dynadrill, 2019)

## 2.6 ENSAYO DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Con la finalidad de evaluar el efecto de las formulaciones del fluido de control se realizó dos pruebas de cuantificación de daño a la formación bajo el siguiente procedimiento:

### 2.6.1 CARGA DE ACUMULADORES

En el acumulador No 1 se agregó el fluido de control y en el acumulador No 2 el petróleo (Figura 12), se los cerró herméticamente y se los colocó dentro el equipo de simulación de daños a la formación (SDF) en la zona de los acumuladores, asegurándolos con sus respectivas conexiones.



**Figura 12.** Carga de fluidos en acumuladores

### **2.6.2 ARMADO DEL PORTA MUESTRAS Y LÍNEAS DEL EQUIPO DE SIMULACIÓN DE DAÑOS A LA FORMACIÓN (SDF)**

Se introdujo una manga de caucho de 1.5 pulg de diámetro en el interior del porta muestras, dentro de esta se colocó el plug del reservorio, se cerró la tapa del porta muestras y se conectó las líneas respectivas del flujo principal y del sistema de confinamiento. De esta manera el equipo de simulación de daños a la formación (Figura 13) quedó listo para las pruebas.



**Figura 13.** Equipo de Simulación de daños a la Formación (SDF). VINCI Technologies



### 2.6.3 CONFINAMIENTO DE LA MUESTRA

Se direccionó las válvulas para introducir el aceite al sistema de confinamiento hasta alcanzar un valor inicial de 500 psi.

### 2.6.4 TEMPERATURA DE PRUEBA

Se colocó el punto de seteo a 80 °C en el indicador de temperatura del horno del sistema de simulación de daños a la formación (FDS), temperatura que permaneció constante durante todas las etapas de prueba.

### 2.6.5 INGRESO DE DATOS AL SOFTWARE

Se ingresó en el software ApliLab la información sobre las propiedades petrofísicas de la muestra de roca del pozo Armadillo B-007 zona U Inferior, propiedades de los fluidos y condiciones de reservorio detalladas en las tablas 5 y 6.

**Tabla 5.** Viscosidad del petróleo y densidad del fluido de control para el ensayo de simulación de daños a la formación

Fluido	Viscosidad (cP)
Petróleo	74.24
Fluido	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )
Fluido de control base agua	1

**Tabla 6.** Condiciones del equipo para el ensayo de simulación de daños a la formación

Presión de confinamiento (psi)	Temperatura de prueba (°C)	Presión de poro (psi)
1 700	80	1 100

### 2.6.6 LLENADO DE LA BOMBA

Se llenó la bomba con agua destilada, la misma que al iniciar la prueba desplazó los fluidos de prueba a través del plug.

### 2.6.7 PERMEABILIDAD INICIAL EFECTIVA AL CRUDO

Se restauró al plug a condiciones iniciales de reservorio, se direccionó las válvulas del equipo en dirección reservorio-pozo (Figura 14), a una

temperatura de 80 °C, a varios caudales: 0.75 cm<sup>3</sup>/min, 1 cm<sup>3</sup>/min y 1.25 cm<sup>3</sup>/min para que el crudo circule a través de la muestra aproximadamente un mínimo de 20 volúmenes porosos, o de su equivalente en peso hasta alcanzar estabilidad en los datos de permeabilidad.

El programa grabó automáticamente los valores de temperatura, la presión de confinamiento y de poro, las ratas de flujo y el diferencial de presiones, entonces el cálculo de la permeabilidad lo realizó usando la ley de Darcy:

$$K = \frac{146959.4\mu LQ}{60A(P_i - P_o)} \quad [2]$$

Dónde:

Q: caudal (cm<sup>3</sup>/min)

K: permeabilidad (mD)

μ: viscosidad (cP)

L: longitud de la muestra (mm)

P<sub>i</sub>: presión de entrada (psi)

P<sub>o</sub>: presión de salida (psi)

P<sub>i</sub>-P<sub>o</sub>: diferencial de presión (psi)

A: área transversal de la muestra (mm<sup>2</sup>)

146 959.4: factor de conversión

Como resultado de este proceso se obtuvo la permeabilidad original o permeabilidad inicial (K<sub>i</sub>) al petróleo en el reservorio.

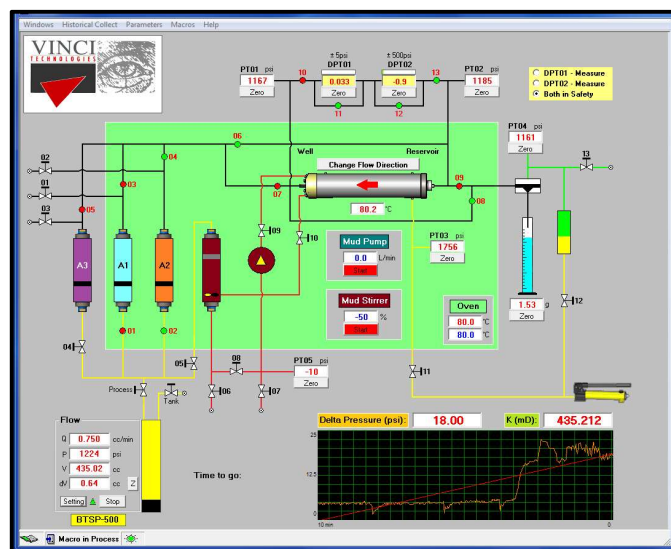


Figura 14. Diagrama de flujo dirección reservorio-pozo. (Software Appli Lab. VINCI Technologies. Ver.6.11.0)

## 2.6.8 ENSAYO DE SIMULACIÓN DE DAÑO AL RESERVORIO

En esta fase del ensayo se direccionaron las válvulas en dirección pozo-reservorio (Figura 15), se inyectó el fluido de control bajo las mismas condiciones establecidas en la Tabla 5 y con los mismos caudales: 0.75 cm<sup>3</sup>/min, 1 cm<sup>3</sup>/min y 1.25 cm<sup>3</sup>/min para que el fluido de control circule a través de la muestra, aproximadamente un mínimo de 20 volúmenes porosos.

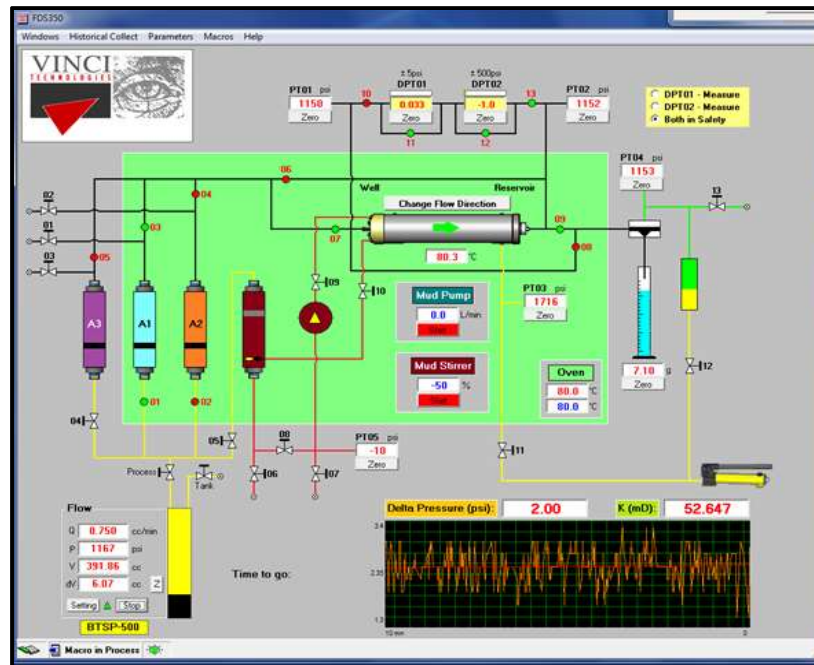


Figura 15. Diagrama de flujo dirección pozo-reservorio. (Software Appli Lab. VINCI Technologies. Ver.6.11.0)

## 2.6.9 ENSAYO DE PERMEABILIDAD DE RETORNO

Después de ejecutar el ensayo en modo de daño se re direccionó el sentido de las válvulas en dirección reservorio-pozo (Figura16), para permitir la inyección del crudo en la muestra, circulando como mínimo 20 volúmenes porosos bajo las mismas condiciones iniciales, se esperó la estabilidad de las condiciones de prueba y se obtuvo la permeabilidad final o de retorno (K<sub>r</sub>) al petróleo en el reservorio.

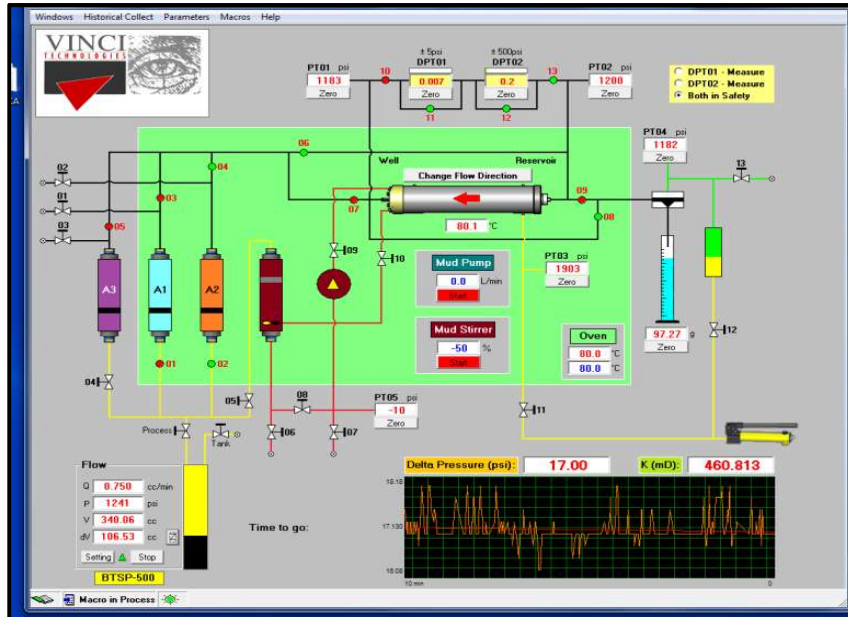


Figura 16. Diagrama de flujo dirección reservorio-pozo. (Software Appli Lab. VINCI Technologies. Ver.6.11.0)

## 2.6.10 OBTENCIÓN DE RESULTADOS DE DAÑO/ESTIMULACIÓN A LA FORMACIÓN

El valor del daño a la formación por efecto del fluido de control se lo estableció en términos de la reducción o incremento de la permeabilidad de retorno ( $K_r$ ) con respecto a la permeabilidad inicial ( $K_i$ ) al petróleo. Promediando los valores de permeabilidad inicial ( $K_i$ ) y de retorno ( $K_r$ ) durante los 20 volúmenes porosos que circularon respectivamente.

Bajo este criterio se determinó los valores porcentuales de daño a la formación utilizando la siguiente fórmula:

$$\% \text{ DAÑO} = \frac{K_{inicial} - K_{retorno}}{K_{inicial}} \times 100 \quad [3]$$

Dónde:

$K$ : permeabilidad efectiva al petróleo (mD)

## 2.6.11 SEGUNDA PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD CON EL FLUIDO DE CONTROL 2 FC2

Una vez que se obtuvieron los resultados del primer ensayo de simulación de daño a la formación se procedió a mejorar la formulación del fluido de control cambiando la concentración de solvente mutal según la prueba de compatibilidad de fluidos descrita en el numeral 2.5, se modificó el contenido

de solvente mutual en base al contenido arcilloso del reservorio, datos que se detallan en la siguiente tabla:

**Tabla 7.** Volúmenes del fluido de control

<b>FLUIDO</b>	<b>VOLUMEN (cm³)</b>	<b>PROPIEDADES (ppg)</b>
Fluido de control 2 FC2	1 000	8.4

**Tabla 8.** Sistema Fluido de control 2 FC2

<b>Código INCOPET</b>	<b>Descripción</b>	<b>Concentración</b>	<b>Unidad</b>
Agua fresca		985.65	cm³
KBRINE-98	KCl Cloruro de potasio 98%	8.57	g
SNE-940	Surfactante no iónico anti emulsionante	2	cm³
SCT-23L	Inhibidor de hinchamiento de arcillas	1	cm³
SCS-66L	Estabilizador de arcillas	1	cm³
SCI-35L	Inhibidor de corrosión	0.25	cm³
ICIDE-G30L	Bactericida de amplio espectro	0.1	cm³
SMSS-50L	Solvente mutual Smart	10	cm³

Una vez preparado el fluido de control 2 FC2 se repite el procedimiento desde el numeral 2.6.1 hasta 2.6.10.

Finalmente se compararon y evaluaron los resultados de los efectos de los dos fluidos de control sobre la permeabilidad del reservorio, determinando cuál fue el mejor fluido y recomendando el uso del mismo en los trabajos de completación y re acondicionamiento de pozos en el Campo Armadillo.

### **3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS:

Durante la primera etapa del ensayo experimental las propiedades petrofísicas que se obtuvieron del plug del pozo Armadillo B-007 zona U Inferior a 10 824.8 pies (profundidad medida en el núcleo) (10 839.8 pies profundidad del núcleo corregida por registros eléctricos) se detallan en la siguiente tabla:

**Tabla 9.** Propiedades petrofísicas del plug del pozo Armadillo B-007 reservorio U Inferior profundidad 10 824.8 pies

Diámetro (mm)	Longitud (mm)	Peso (g)	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Volumen poroso (cm <sup>3</sup> )
37.18	62.23	139.09	2.58	18.1	1 577.1	12

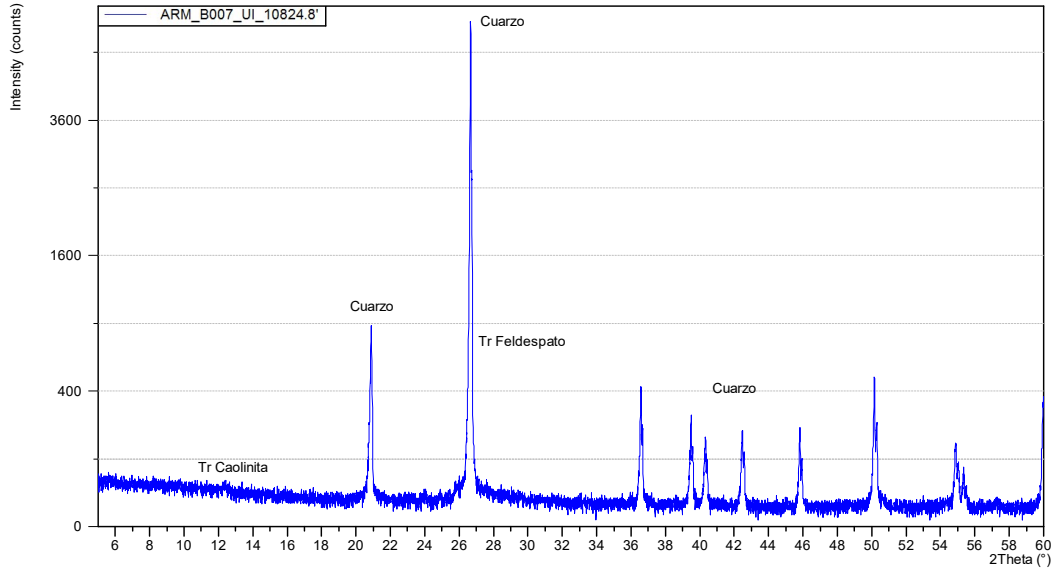
Los valores petrofísicos de la muestra de roca del reservorio U Inferior presentan valores de porosidad buenos 18.1 % y valores de permeabilidad excelentes 1 577.1 mD.

#### 3.2 MINERALOGÍA:

La composición mineralógica de la muestra de roca analizada por difracción de Rayos X (DRX) del pozo Armadillo B007, zona U Inferior mediante el método de polvo total se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 10.** Composición mineralógica de la muestra de polvo total del pozo Armadillo B-007 reservorio U Inferior profundidad 10 824.8 pies por Difracción de Rayos X

Profundidad pies	Silicato	Filosilicato	Carbonatos	Tectosilicatos		Sulfuros
	Cuarzo (%)	Caolinita (%)	Calcita (%)	Fpto-K (%)	Muscovita (%)	Pirita-calcopirita (%)
10 824.8	99	Tr		Tr		



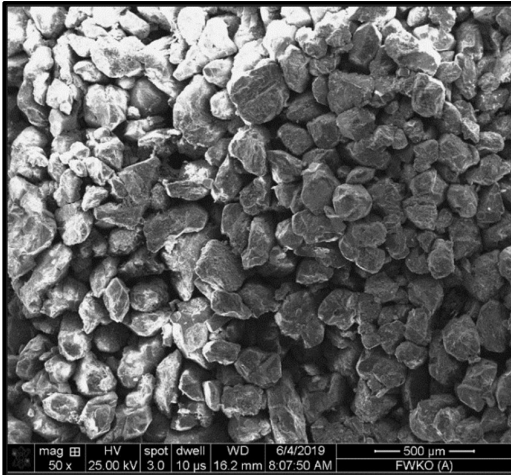
**Figura 17.** Difractograma de Rayos X ARMB-007 UI 10 824.8 pies. (Data Viewer X'Pert3 Powder PANalytical (DRX))

La Figura 17 representa la estructura cristalina de los minerales analizados en la muestra de polvo total, la intensidad o máximos relativos del índice de difracción que se reflejan en los picos del difractograma corresponden a los minerales que constituyen al reservorio.

La muestra analizada en el reservorio está constituida por un alto contenido de cuarzo y un bajo contenido de caolinita y feldespato potásico, el análisis demuestra que la roca no contiene arcillas hinchables, carbonatos solubles por ácido, ni arcillas que puedan migrar, de tal manera las areniscas tienen una susceptibilidad mínima al daño de formación.

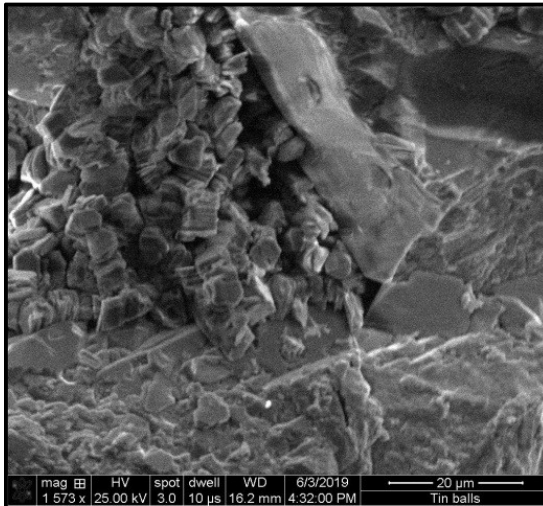
El estudio realizado en el microscopio electrónico de barrido (MEB) permitió describir de manera visual la morfología y textura de la muestra la cual está constituida por cuarzoes subangulares a subredondeados de tamaño de granos muy finos a medios (52.8  $\mu\text{m}$  a 262  $\mu\text{m}$ ). (Figura 18)





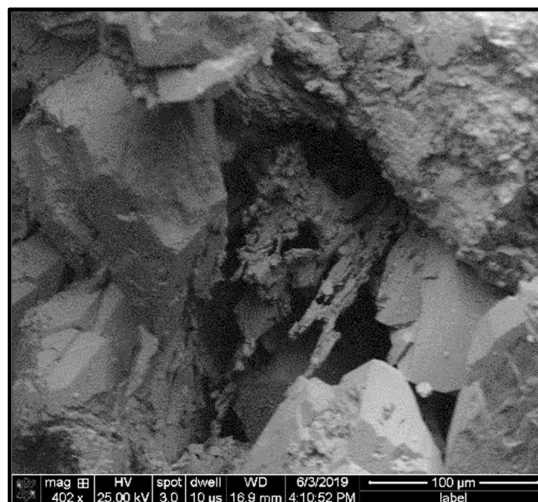
**Figura 18.** Granos de cuarzo subangulares a subredondeados (Xt Microscope Control MEB-Quanta 200-FEI)

El principal componente en la muestra es el cuarzo, bajo contenido en arcilla (caolinita < 1%) en forma de pore filling y coating y bajo contenido en micas, como se observa en la Figura 19.



**Figura 19.** Caolinita en forma de pore filling y mica (Xt Microscope Control MEB-Quanta 200-FEI)

En la figura 20 se observó feldespato potásico transformándose en caolinita y en proceso de disolución, generando porosidad secundaria.



**Figura 20.** Feldespato en fase de disolución y coating de caolinita (Xt Microscope Control MEB-Quanta 200-FEI)

La porosidad visible es buena, 18% a 20%; la porosidad es intergranular primaria y presencia de baja porosidad secundaria por la disolución de feldspatos. Las gargantas porales presentan una buena conexión entre los componentes de la muestra, la principal causa de la pérdida de porosidad intergranular primaria es por el sobrecrecimiento de cuarzo, coating y pore filling de caolinitas. Tiene un alto contenido en cemento de cuarzo.

### **3.3 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO A TEMPERATURA DEL RESERVORIO**

La viscosidad obtenida por el viscosímetro a 80°C fue de 74.4 cP

### **3.4 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD PETRÓLEO-FLUIDO DE CONTROL**

Una vez realizadas las pruebas de compatibilidad petróleo-fluido de control se observa en los dos fluidos de control FC1 y FC2 agua clara y buena interface, la recuperación fue 50-50 en volumen (cm<sup>3</sup>) tanto de fluido como de petróleo.

### **3.5 PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD**

Los valores de permeabilidad efectiva se obtuvieron realizando un promedio aritmético de la información generada en las condiciones más estables para cada ensayo, normalmente después de haber circulado por la muestra un mínimo de 10 volúmenes porosos del plug.

### **3.5.1 FLUIDO DE CONTROL 1 FC1**

#### **3.5.1.1 Permeabilidad inicial $K_i$**

Este parámetro se obtuvo luego de circular a través de la muestra de roca del reservorio una cantidad de 34.8 volúmenes porosos de la muestra de roca, en sentido formación hacia el pozo, obteniendo una permeabilidad inicial efectiva de 572.6 mD.

#### **3.5.1.2 Simulación del daño a la formación**

Una vez inyectado el fluido de control de pozo a la muestra de roca del reservorio con 28.5 volúmenes porosos se determinó como información adicional o referencial que, el valor promedio de permeabilidad efectiva al fluido de control de pozo en dirección pozo-formación es de 565 mD, que determina la factibilidad/dificultad con el que el fluido se desplazará en el reservorio.

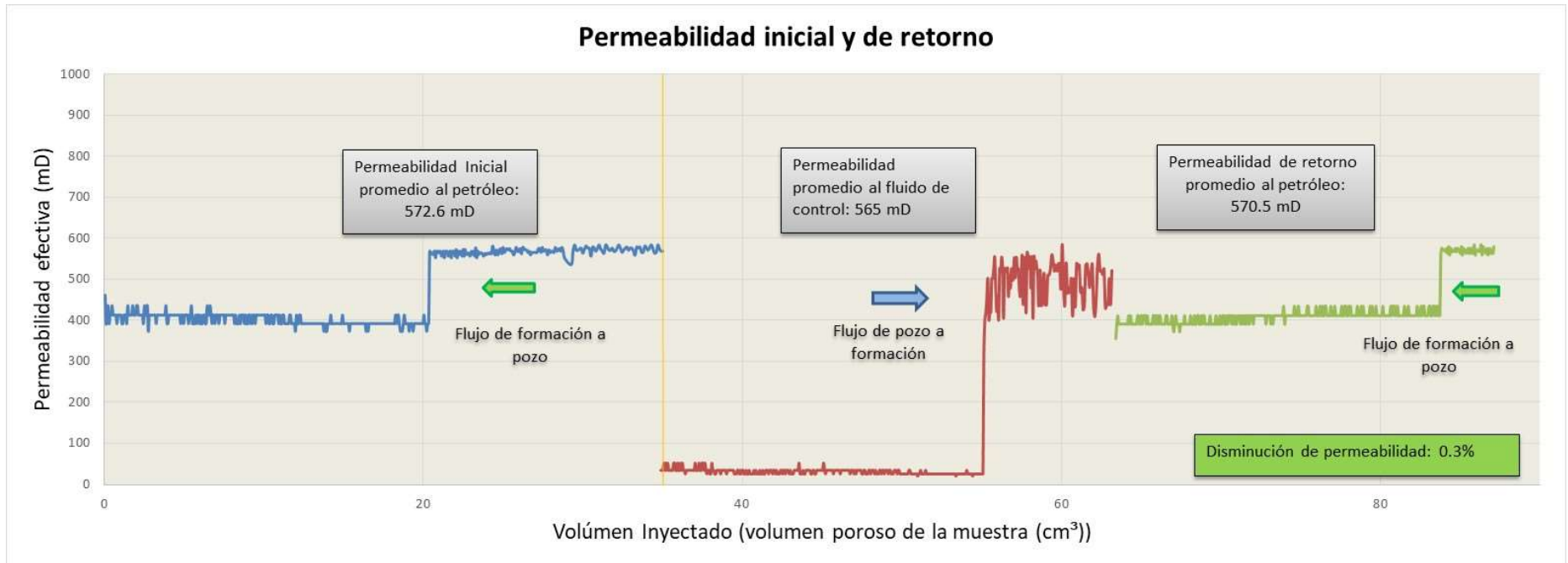
#### **3.5.1.3 Permeabilidad de retorno $K_r$**

Este parámetro de permeabilidad de retorno fue obtenido después de circular el petróleo a través de la muestra de roca del reservorio en una cantidad de 23.6 volúmenes porosos en dirección reservorio-pozo y se obtuvo un valor promedio de permeabilidad efectiva de retorno de 570.5 mD.

#### **3.5.1.4 Efecto del fluido en la permeabilidad del reservorio**

La relación entre la permeabilidad efectiva inicial 572.6 mD y la final 570.5 mD determinó que el fluido de control de pozo a prueba, provocó una disminución en la permeabilidad efectiva del reservorio U Inferior, cuantificado en 0.3% que equivale a 2.1 mD.

En la figura 21 se observa la secuencia de los fluidos inyectados y los resultados de las permeabilidades obtenidas durante el ensayo de simulación de daños a la formación:



**Figura 21.** Proceso secuencial de inyección de fluidos a la muestra del reservorio U Inferior en el pozo Armadillo B-007 Campo Armadillo. Profundidad 10 824.8 pies. Fluido de control 1 FC1 (Appli Lab Ver.6.11.0 VINCI Technologies)

### 3.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS:

Durante la segunda prueba experimental las propiedades petrofísicas que se obtuvieron del plug del pozo Armadillo B-007 zona U Inferior a 10 824.8 pies (profundidad medida en el núcleo) se detallan en la siguiente tabla:

**Tabla 11.** Propiedades petrofísicas del plug del pozo Armadillo B-007 reservorio U Inferior profundidad 10 824.8 pies (segunda prueba)

<b>Diámetro (mm)</b>	<b>Longitud (mm)</b>	<b>Peso (g)</b>	<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>Volumen poroso (cm<sup>3</sup>)</b>
37.18	62.23	139.04	2.54	18.3	1 541.3	12

Los valores petrofísicos de la muestra de roca del reservorio U Inferior presentan valores de porosidad buenos 18.3 % y valores de permeabilidad excelentes 1 541.3 mD.

#### 3.6.1 FLUIDO DE CONTROL 2 FC2

##### 3.6.1.1 Permeabilidad inicial $K_i$

Este parámetro se obtuvo luego de circular a través de la muestra de roca del de reservorio una cantidad de 15 volúmenes porosos de la muestra de roca, en sentido formación hacia el pozo, obteniendo una permeabilidad efectiva inicial de 327.4 mD.

##### 3.6.1.2 Simulación del daño a la formación

Una vez inyectado el fluido de control de pozo a la muestra de roca del reservorio con 30 volúmenes porosos se determinó como información adicional o referencial que, el valor promedio de permeabilidad efectiva al fluido de control de pozo en dirección pozo-formación es de 375.4 mD, que determina la factibilidad/dificultad con el que el fluido se desplazará en el reservorio.

##### 3.6.1.3 Permeabilidad de retorno $K_r$

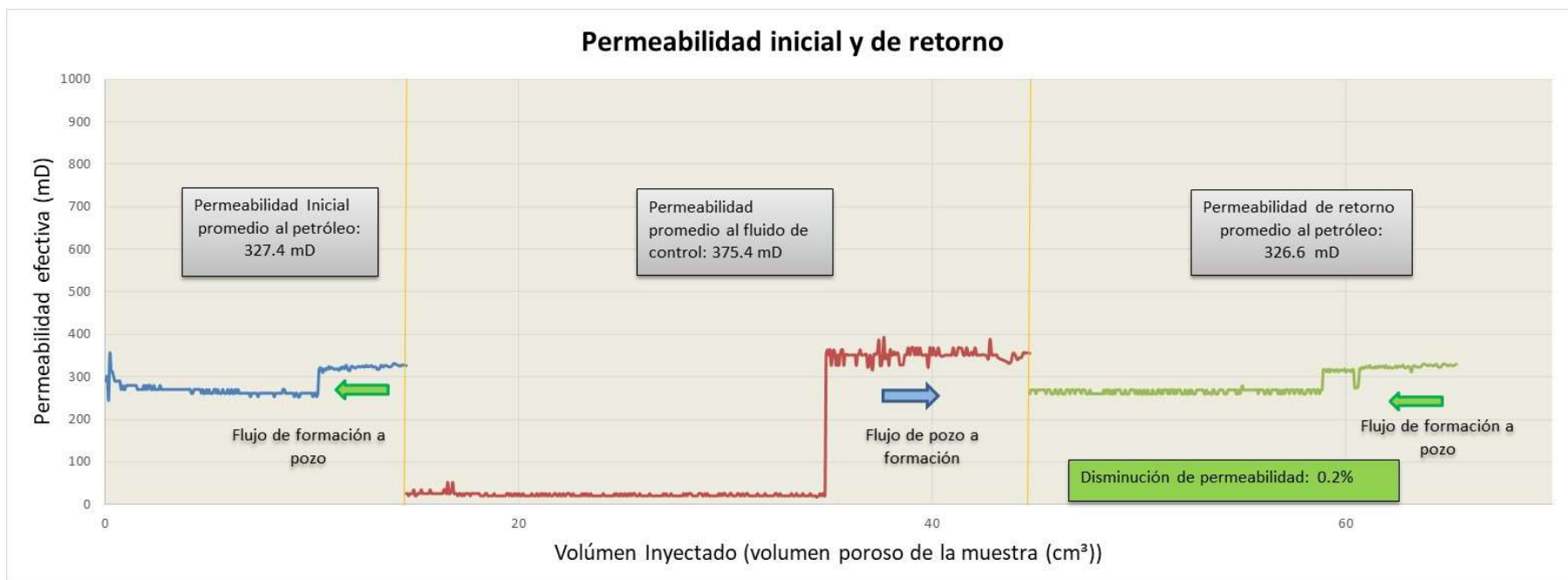
Este parámetro de permeabilidad de retorno fue obtenido después de circular el petróleo a través de la muestra de roca del reservorio una cantidad de 21 volúmenes porosos en dirección reservorio-pozo y se obtuvo un valor promedio de 326.6 mD.

##### 3.6.1.4 Efecto del fluido en la permeabilidad del reservorio

La relación entre la permeabilidad efectiva inicial 327.4 mD y la final 326.6 mD determinó, que el fluido de control de pozo prueba, produjo una disminución

en la permeabilidad del reservorio U Inferior, cuantificado en 0.2% que equivale a 0.8 mD.

En la figura 22 se observa la secuencia de los fluidos inyectados y los resultados de las permeabilidades obtenidas durante el segundo ensayo de simulación de daños a la formación con el fluido de control 2 FC2:



**Figura 22.** Proceso secuencial de inyección de fluidos a la muestra del reservorio U Inferior en el pozo Armadillo B-007 campo Armadillo. Profundidad 10 824.8 pies. Fluido de control 2 FC2 (Appli Lab Ver.6.11.0 VINCI Technologies)

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**



## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES:

- La muestra de roca del reservorio U Inferior del Campo Armadillo está constituida por un alto contenido de cuarzo (99%), un bajo contenido de caolinita (Trazas) y feldespato potásico (Trazas).
- Texturalmente la muestra está constituida por cuarzos subangulares a subredondeados de tamaño de granos muy finos a medios (52.8  $\mu\text{m}$  a 262  $\mu\text{m}$ ). La porosidad intergranular primaria visible es buena entre 18% y 20%; y presencia de baja porosidad secundaria por la disolución de feldespatos.
- Realizadas las pruebas de compatibilidad de fluidos de control y de acuerdo a las concentraciones químicas utilizadas de los componentes, se concluye que el fluido de control 1 FC1 y el fluido de control 2 FC2 evaluados de manera visual, presentan agua clara y una buena interface, la recuperación fue 50-50 en volumen ( $\text{cm}^3$ ), tanto de fluido de control como de petróleo.
- Después de la inyección del fluido de control 1 FC1 a través de la muestra, se obtuvo como permeabilidad efectiva de retorno ( $K_r$ ) al petróleo 570.5 mD.
- De la relación entre la permeabilidad inicial y la de retorno efectivas, se concluye que el fluido de control 1 FC1 originó un daño a la permeabilidad del reservorio U Inferior, cuantificado en 0.3% o su equivalente de 2.1 mD.
- Después de la inyección del fluido de control 2 FC2 a través de la muestra, se obtuvo como permeabilidad efectiva de retorno ( $K_r$ ) al petróleo 326.6 mD.
- De la relación entre la permeabilidad inicial y la de retorno efectivas, de la segunda prueba, se concluye que el fluido de control 2 FC2 originó un daño a la permeabilidad del reservorio U Inferior, cuantificado en 0.2% o su equivalente de 0.8 mD.
- El incremento de solvente mutual en el fluido de control 2 FC2 disminuyó el daño de formación, debido a las propiedades que posee este solvente, que es reducir la tensión superficial y mejorar la fluidez del petróleo.
- En las dos pruebas el daño de formación es mínimo, sin embargo, la literatura de los fluidos de control para la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos, aceptan un daño de hasta el 5%, lo que significa que los fluidos

evaluados en estos ensayos, pueden utilizarse en el reservorio para mantener la producción del Campo.

- El fluido de control 2 FC2 es el más adecuado para ser utilizado en las operaciones de completación y re acondicionamiento de los pozos del Campo Armadillo.

#### **4.2 RECOMENDACIONES:**

- Realizar numerosas pruebas de compatibilidad de fluidos de control y petróleo, variando las concentraciones de sus componentes químicos con el fin de obtener un fluido en el cual se refleje mayor recuperación de petróleo.
- Realizar pruebas de retorno de permeabilidad, con varios fluidos de control en la muestra de roca del reservorio, hasta que los resultados de permeabilidad efectiva de retorno reflejen resultados en los cuales no generen daño a la formación e inclusive mejoren las propiedades petrofísicas.
- Probar fluidos de control con nuevas tecnologías, como son el uso de nanopartículas, para comparar su comportamiento con respecto a los fluidos de control tradicionales.

## **BIBLIOGRAFÍA**

## BIBLIOGRAFÍA

- A. Restrepo, E. E. (2018). New Tool for Formation Damage Management. *Society of Petroleum Engineers*, 2.
- B. Fun-Sang, J. A. (2018). Restoring the Auca Field Potential Through Formation Damage Removal. *Society of Petroleum Engineers*, 7.
- Bennion, F. T. (2006). Water and Oil Base Fluid Retention in Low Permeability Porous Media – an Update. *PETROLEUM SOCIETY, CANADIAN INSTITUTE OF MINING, METALLURGY & PETROLEUM*, 1.
- Brookfield Engineering Laboratories, INC. . (2000). *Programming and Operation Instructions Manual No M/99-222-E0506*. Massachusetts : Brookfield Engineering Laboratories, Incorporated .
- Byrne, R. K. (2016). Laboratory Simulation and Damage in Open Hole Water Injector. *Society of Petroleum Engineers*, 1.
- Condit, E. B. (2008). Análisis de un fluido de control y Re-acondicionamiento de pozos para determinar si previene el daño de formación en los campos Fanny y Dorine.
- Dynadrill. (2019). *Fluidos de control*. Quito.
- Fleming, N. (2017). Technology Focus: Formation Damage. *Journal of Petroleum Technology*, 69.
- Gerhard Condit Salazar, E. B. (2012). *Análisis de un Fluido de Completación y Re-acondicionamiento de Pozos para Determinar si Previene el Daño de Formación en los Campos Fanny y Dorine*. Quito.
- Hoyos, A. (2012). *Fluidos de Control*.
- INCOJET. (2017). *Technical Data Summary K-Brine*. Quito: Engineering, Consulting and Oil Services.
- INCOJET. (2017). *Technical Data Summary SCS-66L*. Quito: Engineering, Consulting and Oil Services.
- INCOJET. (2018). *Technical Data Summary Icade-G30L*. Quito: Engineering, Consulting and Oil Services.

- INCOPET. (2018). *Technical Data Summary- Inhibidor de Corrosión-Fluidos y ácidos inorgánicos*. Quito: Engineering, Consulting and Oil Services.
- INCOPET. (2018). *Technical Data Summary SMSS-50L*. Quito: Engineering, Consulting and Oil Services.
- J. F. Portela, H. B. (2017). Nuevas Formulaciones de Fluidos para Control de Pozos en Operaciones de Intervención en el Piedemonte. *Acipet*, 6.
- Levorsen. (1956). *Geología del Petróleo*. Buenos Aires.
- Levorsen. (1973). *Geología del Petróleo*. Buenos Aires.
- Martin Dufek - FEI Company. (2010). *The Quanta 250/450/650 User Operation Manual*. Frame Marker.
- Michael Byrne, I. a. (2015). The Impact of Formation Damage on Core Quality. *Society of Petroleum Engineers*, 1.
- Mohsen, E. B. (2019). Mechanistic Simulation and History Matching of Alkaline-Surfactant-Polymer ASP Core Flooding Experiment at Optimum vs. Under-Optimum Salinity Conditions. *Society of Petroleum Engineers*, 1.
- Núñez, C. E. (2008). *Extracciones con equipo Soxhlet*.
- Núñez, C. E. (2008). *Extracciones con Soxhlet*.
- Perozzi, I. S. (2015). *Estimulación matricial para el mejoramiento del factor de recobro de producción en pozos de crudo pesado con inyección alterna de vapor combinadas con químicos térmicos en el Campo Bachaquero Lago del Lago de Maracaibo, Venezuela*. USA.
- Ruiz, D. B. (2004). Construcción de un Modelo para Caracterizar Daño por Procesos de Partículas en Formaciones Productoras. *Energética* 23, 35-36.
- Services, C. (2013). *Taladro automático de núcleos-Manual de operación*. Bogotá.
- Services, C. (2015). *Saturador de tapones*. Bogotá.
- The Analytical X-ray Company, P. (2013). *X' Pert3 Powder Guide*. Países Bajos.
- Zeiss, C. (2010). *AxioVision User's Guide*. Jena, Deutschland.

**ANEXOS**

# ANEXOS

## ANEXO 1

**DATOS OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD INICIAL AL PETRÓLEO, PERMEABILIDAD AL FLUIDO DE CONTROL Y PERMEABILIDAD DE RETORNO AL PETRÓLEO, EN LA PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD CON EL FLUIDO DE CONTROL 1 FC1 Y EL VOLUMEN POROSO, EN EL PLUG DEL POZO ARMADILLO B-007 RESERVORIO U INFERIOR**

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
460,8	0,0			356,1	63,4
391,7	0,1	35,1	34,9	391,7	63,5
412,3	0,2	35,1	35,0	412,3	63,5
435,2	0,2	35,1	35,0	391,7	63,6
391,7	0,3	52,6	35,1	391,7	63,7
412,3	0,3	35,1	35,1	391,7	63,7
412,3	0,4	52,6	35,2	391,7	63,8
435,2	0,5	35,1	35,3	391,7	63,8
412,3	0,5	52,6	35,3	391,7	63,9
412,3	0,6	35,1	35,4	391,7	64,0
412,3	0,7	35,1	35,4	391,7	64,0
412,3	0,7	35,1	35,5	391,7	64,1
391,7	0,8	35,1	35,6	391,7	64,1
412,3	0,8	35,1	35,6	412,3	64,2
412,3	0,9	52,6	35,7	391,7	64,3
412,3	1,0	52,6	35,8	412,3	64,3
412,3	1,0	35,1	35,8	391,7	64,4
391,7	1,1	35,1	35,9	391,7	64,4
391,7	1,1	52,6	35,9	391,7	64,5
412,3	1,2	35,1	36,0	391,7	64,6
412,3	1,3	35,1	36,1	391,7	64,6
412,3	1,3	52,6	36,1	391,7	64,7
391,7	1,4	35,1	36,2	412,3	64,8
435,2	1,5	52,6	36,2	412,3	64,8
412,3	1,5	35,1	36,3	391,7	64,9
412,3	1,6	35,1	36,4	391,7	64,9
412,3	1,6	26,3	36,4	412,3	65,0
412,3	1,7	35,1	36,5	391,7	65,1

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
412,3	1,8	35,1	36,6	412,3	65,2
412,3	1,9	35,1	36,7	412,3	65,2
412,3	1,9	35,1	36,7	391,7	65,3
435,2	2,0	35,1	36,8	412,3	65,4
435,2	2,1	35,1	36,9	391,7	65,4
412,3	2,1	35,1	36,9	391,7	65,5
412,3	2,2	35,1	37,0	391,7	65,6
412,3	2,3	52,6	37,0	391,7	65,6
412,3	2,3	35,1	37,1	391,7	65,7
412,3	2,4	35,1	37,2	412,3	65,7
391,7	2,4	35,1	37,2	412,3	65,8
435,2	2,5	52,6	37,3	391,7	65,9
412,3	2,6	35,1	37,4	412,3	65,9
412,3	2,6	35,1	37,4	391,7	66,0
435,2	2,7	52,6	37,5	412,3	66,0
373,0	2,7	52,6	37,5	391,7	66,1
412,3	2,8	35,1	37,6	412,3	66,2
412,3	2,9	52,6	37,7	391,7	66,2
412,3	2,9	35,1	37,7	391,7	66,3
412,3	3,0	26,3	37,8	391,7	66,4
412,3	3,1	35,1	37,8	391,7	66,4
412,3	3,1	35,1	37,9	391,7	66,5
412,3	3,2	26,3	38,0	412,3	66,5
391,7	3,2	26,3	38,0	412,3	66,6
412,3	3,3	52,6	38,1	391,7	66,7
412,3	3,4	35,1	38,2	391,7	66,7
412,3	3,4	35,1	38,2	391,7	66,8
412,3	3,5	26,3	38,3	391,7	66,8
412,3	3,5	26,3	38,3	412,3	66,9
412,3	3,6	35,1	38,4	391,7	67,0
412,3	3,7	35,1	38,5	373,0	67,0
412,3	3,7	35,1	38,5	391,7	67,1
412,3	3,8	35,1	38,6	412,3	67,2
435,2	3,9	26,3	38,6	391,7	67,2



Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
391,7	3,9	35,1	38,7	391,7	67,3
391,7	4,0	35,1	38,8	391,7	67,3
412,3	4,0	35,1	38,8	373,0	67,4
412,3	4,1	35,1	38,9	391,7	67,5
412,3	4,2	35,1	38,9	391,7	67,5
412,3	4,2	26,3	39,0	391,7	67,6
412,3	4,3	35,1	39,1	391,7	67,6
412,3	4,3	35,1	39,1	412,3	67,7
412,3	4,4	35,1	39,2	391,7	67,8
412,3	4,5	35,1	39,3	391,7	67,8
412,3	4,5	35,1	39,3	391,7	67,9
412,3	4,6	35,1	39,4	391,7	68,0
412,3	4,7	35,1	39,4	391,7	68,0
412,3	4,7	26,3	39,5	412,3	68,1
391,7	4,8	26,3	39,6	391,7	68,1
412,3	4,8	26,3	39,6	391,7	68,2
412,3	4,9	35,1	39,7	391,7	68,3
391,7	5,0	35,1	39,7	412,3	68,3
412,3	5,0	26,3	39,8	391,7	68,4
412,3	5,1	35,1	39,9	391,7	68,4
412,3	5,1	26,3	39,9	412,3	68,5
412,3	5,2	35,1	40,0	412,3	68,6
391,7	5,3	35,1	40,1	391,7	68,6
412,3	5,3	26,3	40,1	391,7	68,7
412,3	5,4	26,3	40,2	412,3	68,8
435,2	5,5	35,1	40,2	391,7	68,8
391,7	5,5	26,3	40,3	412,3	68,9
391,7	5,6	26,3	40,4	412,3	68,9
391,7	5,6	35,1	40,4	391,7	69,0
412,3	5,7	26,3	40,5	391,7	69,1
391,7	5,8	26,3	40,5	391,7	69,1
412,3	5,8	26,3	40,6	391,7	69,2
412,3	5,9	26,3	40,7	391,7	69,2
391,7	5,9	35,1	40,7	412,3	69,3

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
412,3	6,0	26,3	40,8	391,7	69,4
391,7	6,1	35,1	40,9	391,7	69,4
391,7	6,1	26,3	40,9	391,7	69,5
412,3	6,2	26,3	41,0	391,7	69,5
412,3	6,3	26,3	41,0	391,7	69,6
391,7	6,3	35,1	41,1	412,3	69,7
391,7	6,4	26,3	41,2	391,7	69,7
435,2	6,4	26,3	41,2	391,7	69,8
412,3	6,5	35,1	41,3	391,7	69,9
412,3	6,6	26,3	41,3	412,3	69,9
435,2	6,6	26,3	41,4	391,7	70,0
412,3	6,7	35,1	41,5	391,7	70,0
391,7	6,7	35,1	41,5	412,3	70,1
412,3	6,8	35,1	41,6	412,3	70,2
412,3	6,9	26,3	41,7	391,7	70,2
391,7	6,9	35,1	41,7	391,7	70,3
412,3	7,0	35,1	41,8	412,3	70,3
412,3	7,0	35,1	41,8	391,7	70,4
412,3	7,1	26,3	41,9	412,3	70,5
391,7	7,2	35,1	42,0	412,3	70,5
412,3	7,2	35,1	42,0	412,3	70,6
412,3	7,3	26,3	42,1	391,7	70,7
412,3	7,4	35,1	42,1	412,3	70,7
412,3	7,4	26,3	42,2	391,7	70,8
412,3	7,5	26,3	42,3	412,3	70,8
391,7	7,5	26,3	42,3	391,7	70,9
412,3	7,6	35,1	42,4	391,7	71,0
412,3	7,7	35,1	42,5	412,3	71,0
412,3	7,7	26,3	42,5	412,3	71,1
412,3	7,8	35,1	42,6	412,3	71,1
412,3	7,8	35,1	42,6	391,7	71,2
412,3	7,9	26,3	42,7	412,3	71,3
412,3	8,0	35,1	42,8	391,7	71,3

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
412,3	8,0	35,1	42,8	412,3	71,4
412,3	8,1	35,1	42,9	391,7	71,5
391,7	8,2	26,3	42,9	412,3	71,5
412,3	8,2	35,1	43,0	391,7	71,6
391,7	8,3	26,3	43,1	412,3	71,6
391,7	8,3	26,3	43,1	412,3	71,7
391,7	8,4	26,3	43,2	391,7	71,8
412,3	8,5	35,1	43,3	412,3	71,8
391,7	8,5	35,1	43,3	412,3	71,9
412,3	8,6	35,1	43,4	412,3	71,9
412,3	8,6	35,1	43,4	391,7	72,0
412,3	8,7	35,1	43,5	412,3	72,1
391,7	8,8	52,6	43,6	412,3	72,1
412,3	8,8	26,3	43,6	412,3	72,2
391,7	8,9	26,3	43,7	412,3	72,3
391,7	9,0	26,3	43,7	412,3	72,3
412,3	9,0	35,1	43,8	412,3	72,4
412,3	9,1	26,3	43,9	412,3	72,4
391,7	9,1	26,3	43,9	412,3	72,5
412,3	9,2	35,1	44,0	412,3	72,6
391,7	9,3	35,1	44,1	412,3	72,6
412,3	9,3	35,1	44,1	412,3	72,7
412,3	9,4	35,1	44,2	412,3	72,7
391,7	9,4	35,1	44,2	391,7	72,8
412,3	9,5	26,3	44,3	412,3	72,9
412,3	9,6	26,3	44,4	412,3	72,9
412,3	9,6	35,1	44,4	412,3	73,0
412,3	9,7	35,1	44,5	412,3	73,1
412,3	9,8	26,3	44,5	391,7	73,1
412,3	9,8	26,3	44,6	412,3	73,2
412,3	9,9	35,1	44,7	391,7	73,2
412,3	9,9	35,1	44,7	412,3	73,3
412,3	10,0	35,1	44,8	412,3	73,4
412,3	10,1	35,1	44,9	412,3	73,4
391,7	10,1	35,1	44,9	412,3	73,5

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
412,3	10,2	35,1	45,0	412,3	73,5
412,3	10,2	35,1	45,0	412,3	73,6
391,7	10,3	52,6	45,1	412,3	73,7
391,7	10,4	35,1	45,2	412,3	73,7
412,3	10,4	26,3	45,2	412,3	73,8
412,3	10,5	35,1	45,3	412,3	73,9
391,7	10,6	35,1	45,3	435,2	73,9
391,7	10,6	35,1	45,4	391,7	74,0
412,3	10,7	35,1	45,5	412,3	74,0
412,3	10,7	35,1	45,5	412,3	74,1
412,3	10,8	35,1	45,6	412,3	74,2
412,3	10,9	35,1	45,7	412,3	74,2
391,7	10,9	26,3	45,7	412,3	74,3
412,3	11,0	35,1	45,8	412,3	74,3
391,7	11,0	35,1	45,8	412,3	74,4
391,7	11,1	35,1	45,9	412,3	74,5
412,3	11,2	35,1	46,0	412,3	74,5
412,3	11,2	35,1	46,0	435,2	74,6
391,7	11,3	35,1	46,1	412,3	74,7
391,7	11,4	26,3	46,1	412,3	74,7
391,7	11,4	35,1	46,2	412,3	74,8
391,7	11,5	35,1	46,3	435,2	74,8
391,7	11,5	35,1	46,3	412,3	74,9
412,3	11,6	35,1	46,4	412,3	75,0
412,3	11,7	35,1	46,5	412,3	75,0
391,7	11,7	35,1	46,5	412,3	75,1
391,7	11,8	35,1	46,6	412,3	75,1
391,7	11,8	35,1	46,6	412,3	75,2
391,7	11,9	35,1	46,7	412,3	75,3
373,0	12,0	26,3	46,8	412,3	75,3
412,3	12,0	35,1	46,8	435,2	75,4
391,7	12,1	35,1	46,9	435,2	75,4
391,7	12,2	35,1	46,9	412,3	75,5
412,3	12,2	26,3	47,0	412,3	75,6
412,3	12,3	35,1	47,1	412,3	75,6

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
391,7	12,3	26,3	47,1	412,3	75,7
391,7	12,4	35,1	47,2	412,3	75,8
391,7	12,5	35,1	47,2	412,3	75,8
391,7	12,5	35,1	47,3	412,3	75,9
391,7	12,6	35,1	47,4	435,2	75,9
391,7	12,6	35,1	47,4	412,3	76,0
391,7	12,7	26,3	47,5	412,3	76,1
391,7	12,8	26,3	47,6	412,3	76,1
391,7	12,8	35,1	47,6	435,2	76,2
391,7	12,9	35,1	47,7	412,3	76,2
391,7	13,0	26,3	47,7	435,2	76,3
391,7	13,0	26,3	47,8	412,3	76,4
391,7	13,1	26,3	47,9	412,3	76,4
391,7	13,1	35,1	47,9	435,2	76,5
391,7	13,2	35,1	48,0	435,2	76,6
391,7	13,3	26,3	48,0	412,3	76,6
391,7	13,3	35,1	48,1	412,3	76,7
391,7	13,4	35,1	48,2	412,3	76,7
391,7	13,4	35,1	48,2	412,3	76,8
391,7	13,5	26,3	48,3	435,2	76,9
391,7	13,6	35,1	48,4	412,3	76,9
391,7	13,6	26,3	48,4	412,3	77,0
391,7	13,7	26,3	48,5	412,3	77,1
373,0	13,8	26,3	48,5	435,2	77,1
391,7	13,8	35,1	48,6	412,3	77,2
373,0	13,9	35,1	48,7	412,3	77,2
373,0	13,9	26,3	48,7	412,3	77,3
391,7	14,0	35,1	48,8	412,3	77,4
391,7	14,1	35,1	48,8	412,3	77,4
391,7	14,1	26,3	48,9	412,3	77,5
412,3	14,2	35,1	49,0	435,2	77,5
391,7	14,2	35,1	49,0	412,3	77,6
391,7	14,3	35,1	49,1	412,3	77,7
391,7	14,4	26,3	49,2	435,2	77,7
391,7	14,4	35,1	49,2	435,2	77,8

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
391,7	14,5	35,1	49,3	412,3	77,8
391,7	14,6	26,3	49,3	412,3	77,9
391,7	14,6	26,3	49,4	435,2	78,0
391,7	14,7	26,3	49,5	412,3	78,0
391,7	14,7	35,1	49,5	435,2	78,1
391,7	14,8	35,1	49,6	412,3	78,2
391,7	14,9	35,1	49,6	412,3	78,2
412,3	14,9	26,3	49,7	412,3	78,3
391,7	15,0	35,1	49,8	412,3	78,3
391,7	15,0	35,1	49,8	412,3	78,4
391,7	15,1	26,3	49,9	412,3	78,5
391,7	15,2	26,3	50,0	435,2	78,5
391,7	15,2	26,3	50,0	412,3	78,6
391,7	15,3	26,3	50,1	412,3	78,6
373,0	15,4	26,3	50,1	412,3	78,7
391,7	15,4	26,3	50,2	435,2	78,8
391,7	15,5	26,3	50,3	412,3	78,8
391,7	15,5	26,3	50,3	435,2	78,9
391,7	15,6	26,3	50,4	412,3	79,0
391,7	15,7	35,1	50,4	412,3	79,0
391,7	15,7	35,1	50,5	412,3	79,1
391,7	15,8	26,3	50,6	412,3	79,1
391,7	15,8	26,3	50,6	412,3	79,2
391,7	15,9	26,3	50,7	412,3	79,3
391,7	16,0	26,3	50,8	435,2	79,3
391,7	16,0	26,3	50,8	412,3	79,4
391,7	16,1	26,3	50,9	435,2	79,4
391,7	16,2	26,3	50,9	412,3	79,5
391,7	16,2	21,1	51,0	412,3	79,6
391,7	16,3	26,3	51,1	412,3	79,6
391,7	16,3	26,3	51,1	435,2	79,7
373,0	16,4	35,1	51,2	412,3	79,8
391,7	16,5	26,3	51,2	412,3	79,8
373,0	16,5	26,3	51,3	412,3	79,9
391,7	16,6	26,3	51,4	412,3	79,9

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
391,7	16,6	26,3	51,4	412,3	80,0
391,7	16,7	35,1	51,5	412,3	80,1
391,7	16,8	26,3	51,6	435,2	80,1
391,7	16,8	26,3	51,6	412,3	80,2
391,7	16,9	26,3	51,7	412,3	80,2
391,7	17,0	26,3	51,7	412,3	80,3
391,7	17,0	26,3	51,8	412,3	80,4
391,7	17,1	26,3	51,9	412,3	80,4
391,7	17,1	26,3	51,9	412,3	80,5
391,7	17,2	26,3	52,0	412,3	80,6
391,7	17,3	26,3	52,0	435,2	80,6
391,7	17,3	26,3	52,1	412,3	80,7
391,7	17,4	26,3	52,2	435,2	80,7
391,7	17,4	26,3	52,2	435,2	80,8
391,7	17,5	26,3	52,3	412,3	80,9
391,7	17,6	26,3	52,4	435,2	80,9
391,7	17,6	26,3	52,4	412,3	81,0
391,7	17,7	26,3	52,5	435,2	81,0
391,7	17,8	26,3	52,5	412,3	81,1
391,7	17,8	26,3	52,6	412,3	81,2
391,7	17,9	26,3	52,7	412,3	81,2
391,7	17,9	26,3	52,7	412,3	81,3
391,7	18,0	26,3	52,8	412,3	81,4
391,7	18,1	26,3	52,8	412,3	81,4
391,7	18,1	26,3	52,9	435,2	81,5
391,7	18,2	26,3	53,0	412,3	81,5
412,3	18,2	26,3	53,0	412,3	81,6
391,7	18,3	26,3	53,1	412,3	81,7
412,3	18,4	26,3	53,1	435,2	81,7
412,3	18,4	26,3	53,2	412,3	81,8
391,7	18,5	26,3	53,3	412,3	81,8
373,0	18,5	26,3	53,3	412,3	81,9
373,0	18,6	21,1	53,4	412,3	82,0
373,0	18,7	26,3	53,5	412,3	82,0
391,7	18,7	26,3	53,5	412,3	82,1

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
412,3	18,8	26,3	53,6	412,3	82,2
391,7	18,9	26,3	53,6	412,3	82,2
391,7	18,9	26,3	53,7	435,2	82,3
391,7	19,0	26,3	53,8	412,3	82,3
391,7	19,0	26,3	53,8	412,3	82,4
373,0	19,1	26,3	53,9	412,3	82,5
391,7	19,2	26,3	53,9	435,2	82,5
391,7	19,2	26,3	54,0	412,3	82,6
391,7	19,3	35,1	54,1	435,2	82,6
373,0	19,3	26,3	54,1	435,2	82,7
391,7	19,4	26,3	54,2	412,3	82,8
391,7	19,5	26,3	54,3	412,3	82,8
391,7	19,5	26,3	54,3	412,3	82,9
391,7	19,6	26,3	54,4	412,3	83,0
391,7	19,7	21,1	54,4	435,2	83,0
391,7	19,7	26,3	54,5	435,2	83,1
391,7	19,8	26,3	54,6	412,3	83,1
391,7	19,8	26,3	54,6	412,3	83,2
391,7	19,9	26,3	54,7	435,2	83,3
391,7	20,0	26,3	54,7	435,2	83,3
412,3	20,0	26,3	54,8	412,3	83,4
391,7	20,1	26,3	54,8	412,3	83,4
391,7	20,1	26,3	54,9	435,2	83,4
373,0	20,2	26,3	55,0	412,3	83,5
391,7	20,3	26,3	55,0	435,2	83,6
391,7	20,3	26,3	55,1	412,3	83,6
567,7	20,4	326,5	55,2	412,3	83,7
563,6	20,4	402,0	55,2	563,6	83,8
563,6	20,5	421,2	55,3	576,0	83,8
559,6	20,6	458,1	55,3	571,8	83,9
563,6	20,6	501,4	55,4	571,8	83,9
567,7	20,7	402,0	55,5	571,8	84,0
551,7	20,8	421,2	55,5	567,7	84,1
567,7	20,8	419,4	55,6	576,0	84,1
563,6	20,9	502,1	55,6	563,6	84,2



Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
567,7	20,9	501,4	55,7	580,3	84,2
563,6	21,0	526,5	55,8	559,6	84,3
567,7	21,1	554,2	55,8	576,0	84,4
555,6	21,1	478,6	55,9	567,7	84,4
559,6	21,2	421,2	55,9	571,8	84,5
567,7	21,2	457,8	56,0	567,7	84,6
551,7	21,3	402,0	56,1	571,8	84,6
567,7	21,4	526,5	56,1	576,0	84,7
563,6	21,4	519,4	56,2	567,7	84,7
567,7	21,5	554,2	56,3	576,0	84,8
555,6	21,6	535,0	56,3	571,8	84,9
563,6	21,6	405,0	56,4	571,8	84,9
567,7	21,7	526,5	56,4	563,6	85,0
551,7	21,7	526,5	56,5	580,3	85,0
567,7	21,8	519,4	56,6	559,6	85,1
563,6	21,9	527,4	56,6	576,0	85,2
567,7	21,9	458,1	56,7	567,7	85,2
555,6	22,0	509,9	56,8	571,8	85,3
571,8	22,0	478,6	56,8	563,6	85,4
551,7	22,1	526,5	56,9	571,8	85,4
567,7	22,2	497,4	56,9	576,0	85,5
559,6	22,2	501,4	57,0	563,6	85,5
567,7	22,3	552,9	57,1	576,0	85,6
563,6	22,4	504,2	57,1	563,6	85,7
555,6	22,4	554,2	57,2	576,0	85,7
571,8	22,5	525,0	57,2	563,6	85,8
555,6	22,5	526,5	57,3	584,6	85,8
571,8	22,6	478,6	57,4	559,6	85,9
559,6	22,7	458,1	57,4	571,8	86,0
563,6	22,7	501,4	57,5	571,8	86,0
559,6	22,8	558,1	57,5	571,8	86,1
563,6	22,8	438,7	57,6	567,7	86,2
555,6	22,9	552,1	57,7	571,8	86,2
563,6	23,0	501,4	57,7	584,6	86,3
567,7	23,0	419,4	57,8	559,6	86,3

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
559,6	23,1	565,0	57,9	580,3	86,4
567,7	23,2	554,2	57,9	567,7	86,5
555,6	23,2	526,5	58,0	571,8	86,5
576,0	23,3	554,2	58,0	563,6	86,6
551,7	23,3	478,6	58,1	576,0	86,6
567,7	23,4	554,2	58,2	559,6	86,7
559,6	23,5	405,0	58,2	567,7	86,8
563,6	23,5	554,2	58,3	576,0	86,8
563,6	23,6	526,5	58,3	563,6	86,9
563,6	23,6	545,0	58,4	571,8	87,0
559,6	23,7	526,5	58,5	563,6	87,0
555,6	23,8	501,4	58,5	580,3	87,1
561,9	23,8	435,1	58,6		
559,0	23,9	523,0	58,7		
562,9	24,0	437,1	58,7		
561,3	24,1	446,8	58,8		
564,0	24,2	515,1	58,9		
561,6	24,3	438,1	59,0		
580,3	24,3	438,1	59,1		
564,6	24,4	510,4	59,2		
558,6	24,5	510,4	59,2		
570,8	24,6	526,3	59,3		
558,6	24,7	559,9	59,4		
567,7	24,7	545,0	59,5		
573,9	24,8	520,0	59,6		
561,6	24,9	535,0	59,6		
577,1	25,0	520,0	59,7		
564,6	25,1	538,1	59,8		
570,8	25,2	538,9	59,9		
573,9	25,2	476,3	60,0		
570,8	25,3	585,0	60,1		
573,9	25,4	484,1	60,1		
567,7	25,5	435,9	60,2		
567,7	25,6	540,0	60,3		
558,6	25,6	467,4	60,4		

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
564,6	25,7	480,0	60,5
577,1	25,8	468,5	60,6
567,7	25,9	501,4	60,6
567,7	26,0	410,4	60,7
573,9	26,1	502,0	60,8
561,6	26,1	432,8	60,9
577,1	26,2	538,1	61,0
573,9	26,3	525,0	61,0
570,8	26,4	534,7	61,1
570,8	26,5	468,5	61,2
564,6	26,5	480,0	61,3
567,7	26,6	425,4	61,4
558,6	26,7	438,1	61,5
564,6	26,8	535,0	61,5
564,6	26,9	538,1	61,6
564,6	27,0	510,4	61,7
564,6	27,0	480,0	61,8
564,6	27,1	515,0	61,9
573,9	27,2	536,0	61,9
573,9	27,3	430,4	62,0
564,6	27,4	409,4	62,1
577,1	27,4	452,9	62,2
567,7	27,5	535,0	62,3
570,8	27,6	561,6	62,4
570,8	27,7	520,0	62,4
558,6	27,8	521,6	62,5
570,8	27,9	511,6	62,6
564,6	27,9	525,0	62,7
567,7	28,0	430,0	62,8
567,7	28,1	438,7	62,8
564,6	28,2	438,1	62,9
577,1	28,3	502,0	63,0
567,7	28,3	438,1	63,1
570,8	28,4	521,6	63,2

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
573,9	28,5	565,2	32,4
567,7	28,6	570,1	32,5
577,1	28,7	575,2	32,6
567,7	28,8	577,7	32,7
550,2	28,9	570,1	32,8
535,2	29,3	575,2	33,0
567,7	29,4	575,2	33,1
582,9	29,5	567,7	33,2
570,1	29,6	558,0	33,3
570,1	29,7	577,7	33,4
572,6	29,8	575,2	33,5
575,2	29,9	577,7	33,6
562,8	30,0	565,2	33,7
572,6	30,1	565,2	33,8
580,3	30,2	580,3	33,9
575,2	30,3	575,2	34,0
575,2	30,4	570,1	34,1
555,6	30,5	577,7	34,2
577,7	30,6	582,9	34,3
575,2	30,7	572,6	34,4
567,7	30,8	562,8	34,5
575,2	30,9	565,2	34,6
582,9	31,0	582,9	34,7
572,6	31,1	572,6	34,8
567,7	31,2	567,7	34,9
562,8	31,3	567,7	35,0
582,9	31,4		
577,7	31,5		
570,1	31,6		
570,1	31,7		
575,2	31,8		
567,7	31,9		
567,7	32,0		
575,2	32,1		
582,9	32,2		
575,2	32,3		

## ANEXO 2

**DATOS OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD INICIAL AL PETRÓLEO, PERMEABILIDAD AL FLUIDO DE CONTROL Y PERMEABILIDAD DE RETORNO AL PETRÓLEO, EN LA PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD CON EL FLUIDO DE CONTROL 2 FC2 Y EL VOLUMEN POROSO, EN EL PLUG DEL POZO ARMADILLO B-007 RESERVORIO U INFERIOR**

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
290,0	0,0	26,3	14,6	261,0	44,7
301,2	0,1	26,3	14,6	270,0	44,8
244,7	0,2	21,0	14,7	270,0	44,9
355,9	0,2	26,3	14,7	270,0	44,9
313,2	0,3	26,3	14,8	270,0	45,0
313,2	0,3	26,3	14,9	261,0	45,0
301,2	0,4	35,1	14,9	270,0	45,1
290,0	0,5	21,0	15,0	270,0	45,2
290,0	0,5	21,0	15,0	270,0	45,2
290,0	0,6	26,3	15,1	270,0	45,3
290,0	0,6	26,3	15,2	270,0	45,3
290,0	0,7	26,3	15,2	270,0	45,4
270,0	0,8	35,1	15,3	270,0	45,5
279,6	0,8	26,3	15,4	261,0	45,5
270,0	0,9	26,3	15,4	270,0	45,6
270,0	0,9	26,3	15,5	270,0	45,6
279,6	1,0	26,3	15,5	270,0	45,7
279,6	1,1	26,3	15,6	261,0	45,8
279,6	1,1	26,3	15,7	261,0	45,8
279,6	1,2	35,1	15,7	261,0	45,9
279,6	1,2	26,3	15,8	270,0	45,9
279,6	1,3	26,3	15,8	270,0	46,0
279,6	1,4	26,3	15,9	261,0	46,1
279,6	1,4	26,3	16,0	261,0	46,1
279,6	1,5	26,3	16,0	270,0	46,2
270,0	1,5	26,3	16,1	270,0	46,2
270,0	1,6	26,3	16,1	261,0	46,3
270,0	1,7	26,3	16,2	261,0	46,4
270,0	1,7	26,3	16,3	261,0	46,4
270,0	1,8	26,3	16,3	270,0	46,5

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
279,6	1,9	35,1	16,4	270,0	46,6
270,0	1,9	35,1	16,4	270,0	46,6
279,6	2,0	26,3	16,5	261,0	46,7
270,0	2,0	52,6	16,6	270,0	46,7
279,6	2,1	26,3	16,6	270,0	46,8
279,6	2,2	26,3	16,7	270,0	46,9
270,0	2,2	35,1	16,7	261,0	46,9
270,0	2,3	52,6	16,8	270,0	47,0
279,6	2,3	26,3	16,9	270,0	47,0
270,0	2,4	26,3	16,9	270,0	47,1
270,0	2,5	26,3	17,0	270,0	47,2
270,0	2,5	21,0	17,0	261,0	47,2
270,0	2,6	26,3	17,1	270,0	47,3
279,6	2,6	26,3	17,2	270,0	47,3
270,0	2,7	21,0	17,2	270,0	47,4
270,0	2,8	26,3	17,3	261,0	47,5
270,0	2,8	21,0	17,4	261,0	47,5
270,0	2,9	26,3	17,4	261,0	47,6
270,0	2,9	26,3	17,5	270,0	47,6
270,0	3,0	26,3	17,5	261,0	47,7
270,0	3,1	26,3	17,6	261,0	47,8
270,0	3,1	21,0	17,7	261,0	47,8
270,0	3,2	26,3	17,7	261,0	47,9
270,0	3,2	26,3	17,8	261,0	47,9
270,0	3,3	26,3	17,8	261,0	48,0
270,0	3,4	26,3	17,9	261,0	48,1
270,0	3,4	26,3	18,0	261,0	48,1
270,0	3,5	26,3	18,0	261,0	48,2
270,0	3,6	26,3	18,1	261,0	48,3
270,0	3,6	21,0	18,1	270,0	48,3
270,0	3,7	21,0	18,2	261,0	48,4
270,0	3,7	21,0	18,3	270,0	48,4
270,0	3,8	21,0	18,3	270,0	48,5
270,0	3,9	26,3	18,4	261,0	48,6
270,0	3,9	26,3	18,4	270,0	48,6
270,0	4,0	21,0	18,5	261,0	48,7
270,0	4,0	21,0	18,6	261,0	48,7
270,0	4,1	21,0	18,6	270,0	48,8

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
261,0	4,2	21,0	18,7	261,0	48,9
261,0	4,2	21,0	18,7	270,0	48,9
270,0	4,3	26,3	18,8	270,0	49,0
270,0	4,3	21,0	18,9	270,0	49,0
270,0	4,4	21,0	18,9	270,0	49,1
270,0	4,5	21,0	19,0	261,0	49,2
270,0	4,5	21,0	19,1	261,0	49,2
270,0	4,6	21,0	19,1	261,0	49,3
261,0	4,6	21,0	19,2	270,0	49,3
270,0	4,7	21,0	19,2	261,0	49,4
261,0	4,8	21,0	19,3	261,0	49,5
261,0	4,8	21,0	19,4	261,0	49,5
270,0	4,9	26,3	19,4	270,0	49,6
261,0	4,9	26,3	19,5	270,0	49,6
270,0	5,0	21,0	19,5	270,0	49,7
261,0	5,1	26,3	19,6	270,0	49,8
261,0	5,1	21,0	19,7	261,0	49,8
261,0	5,2	21,0	19,7	270,0	49,9
270,0	5,3	26,3	19,8	261,0	50,0
270,0	5,3	21,0	19,8	261,0	50,0
261,0	5,4	26,3	19,9	270,0	50,1
270,0	5,4	21,0	20,0	261,0	50,1
261,0	5,5	26,3	20,0	261,0	50,2
261,0	5,6	21,0	20,1	270,0	50,3
261,0	5,6	21,0	20,1	261,0	50,3
270,0	5,7	26,3	20,2	261,0	50,4
261,0	5,7	21,0	20,3	270,0	50,4
261,0	5,8	21,0	20,3	261,0	50,5
261,0	5,9	21,0	20,4	261,0	50,6
270,0	5,9	21,0	20,4	261,0	50,6
261,0	6,0	21,0	20,5	270,0	50,7
261,0	6,0	21,0	20,6	261,0	50,7
270,0	6,1	26,3	20,6	261,0	50,8
261,0	6,2	21,0	20,7	261,0	50,9
261,0	6,2	21,0	20,8	270,0	50,9
270,0	6,3	21,0	20,8	270,0	51,0

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
261,0	6,3	26,3	20,9	261,0	51,0
270,0	6,4	21,0	20,9	270,0	51,1
261,0	6,5	21,0	21,0	261,0	51,2
261,0	6,5	26,3	21,1	270,0	51,2
261,0	6,6	21,0	21,1	270,0	51,3
261,0	6,6	26,3	21,2	270,0	51,3
261,0	6,7	21,0	21,2	261,0	51,4
261,0	6,8	26,3	21,3	270,0	51,5
261,0	6,8	21,0	21,4	261,0	51,5
261,0	6,9	21,0	21,4	270,0	51,6
261,0	6,9	26,3	21,5	270,0	51,6
252,6	7,0	21,0	21,5	261,0	51,7
261,0	7,1	21,0	21,6	270,0	51,8
261,0	7,1	21,0	21,7	261,0	51,8
261,0	7,2	26,3	21,7	270,0	51,9
261,0	7,3	26,3	21,8	270,0	52,0
261,0	7,3	21,0	21,8	270,0	52,0
252,6	7,4	21,0	21,9	261,0	52,1
261,0	7,4	26,3	22,0	261,0	52,1
261,0	7,5	21,0	22,0	261,0	52,2
261,0	7,6	21,0	22,1	270,0	52,3
261,0	7,6	26,3	22,1	261,0	52,3
261,0	7,7	21,0	22,2	261,0	52,4
261,0	7,7	21,0	22,3	270,0	52,4
261,0	7,8	26,3	22,3	261,0	52,5
261,0	7,9	26,3	22,4	270,0	52,6
261,0	7,9	26,3	22,5	261,0	52,6
261,0	8,0	21,0	22,5	261,0	52,7
261,0	8,0	21,0	22,6	261,0	52,7
261,0	8,1	26,3	22,6	270,0	52,8
252,6	8,2	21,0	22,7	270,0	52,9
261,0	8,2	21,0	22,8	270,0	52,9
261,0	8,3	21,0	22,8	270,0	53,0
261,0	8,3	21,0	22,9	270,0	53,0
261,0	8,4	21,0	22,9	270,0	53,1
261,0	8,5	21,0	23,0	261,0	53,2
261,0	8,5	26,3	23,1	261,0	53,2
270,0	8,6	21,0	23,1	270,0	53,3



Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
270,0	8,6	26,3	23,2	261,0	53,3
261,0	8,7	21,0	23,2	263,2	53,4
261,0	8,8	26,3	23,3	263,2	53,5
261,0	8,8	21,0	23,4	259,6	53,5
261,0	8,9	21,0	23,4	270,0	53,6
261,0	9,0	26,3	23,5	270,0	53,7
261,0	9,0	21,0	23,5	261,0	53,7
261,0	9,1	21,0	23,6	261,0	53,8
252,6	9,1	21,0	23,7	261,0	53,8
261,0	9,2	21,0	23,7	270,0	53,9
261,0	9,3	21,0	23,8	270,0	54,0
252,6	9,3	21,0	23,8	270,0	54,0
252,6	9,4	21,0	23,9	270,0	54,1
261,0	9,4	21,0	24,0	261,0	54,1
261,0	9,5	21,0	24,0	261,0	54,2
261,0	9,6	26,3	24,1	261,0	54,3
261,0	9,6	21,0	24,2	270,0	54,3
261,0	9,7	21,0	24,2	270,0	54,4
261,0	9,7	21,0	24,3	270,0	54,4
261,0	9,8	21,0	24,3	270,0	54,5
261,0	9,9	21,0	24,4	270,0	54,6
261,0	9,9	21,0	24,5	270,0	54,6
261,0	10,0	21,0	24,5	270,0	54,7
252,6	10,0	21,0	24,6	261,0	54,7
261,0	10,1	26,3	24,6	261,0	54,8
261,0	10,1	21,0	24,7	270,0	54,8
252,6	10,2	26,3	24,8	261,0	54,9
261,0	10,3	21,0	24,8	270,0	55,0
317,0	10,3	21,0	24,9	279,6	55,0
322,2	10,4	26,3	24,9	270,0	55,1
315,7	10,4	21,0	25,0	270,0	55,1
310,7	10,5	21,0	25,1	270,0	55,2
319,6	10,6	26,3	25,1	270,0	55,3
315,7	10,6	21,0	25,2	270,0	55,3
320,9	10,7	21,0	25,2	270,0	55,4
318,3	10,8	26,3	25,3	270,0	55,4
324,9	10,8	21,0	25,4	270,0	55,5
319,6	10,9	26,3	25,4	270,0	55,6

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
322,2	10,9	21,0	25,5	270,0	55,7
320,9	11,0	26,3	25,5	270,0	55,8
318,3	11,1	26,3	25,6	261,0	55,8
318,3	11,1	21,0	25,7	270,0	55,8
319,6	11,2	21,0	25,7	270,0	55,9
318,3	11,2	21,0	25,8	270,0	56,0
315,7	11,3	26,3	25,8	270,0	56,0
322,2	11,4	21,0	25,9	261,0	56,1
319,6	11,4	21,0	26,0	261,0	56,1
320,9	11,5	21,0	26,0	270,0	56,2
323,9	11,5	21,0	26,1	270,0	56,3
320,0	11,6	21,0	26,2	261,0	56,3
327,7	11,6	21,0	26,2	261,0	56,4
317,7	11,7	21,0	26,3	270,0	56,4
314,7	11,8	26,3	26,3	270,0	56,5
324,7	11,9	21,0	26,4	270,0	56,6
324,2	12,0	21,0	26,5	270,0	56,6
321,2	12,0	21,0	26,5	270,0	56,7
322,2	12,1	21,0	26,6	261,0	56,7
325,2	12,2	21,0	26,6	270,0	56,8
324,2	12,3	21,0	26,7	261,0	56,9
324,2	12,4	21,0	26,8	261,0	56,9
326,3	12,5	21,0	26,8	270,0	57,0
323,2	12,5	21,0	26,9	261,0	57,0
327,3	12,6	21,0	26,9	270,0	57,1
324,2	12,7	26,3	27,0	270,0	57,2
325,2	12,8	21,0	27,1	270,0	57,2
327,3	12,9	26,3	27,1	261,0	57,3
323,2	12,9	21,0	27,2	270,0	57,4
324,2	13,0	21,0	27,2	270,0	57,4
322,2	13,1	21,0	27,3	270,0	57,5
318,3	13,1	26,3	27,4	261,0	57,5
318,7	13,2	21,0	27,4	270,0	57,6
327,7	13,3	21,0	27,5	270,0	57,7
323,7	13,4	21,0	27,5	270,0	57,7
327,7	13,5	21,0	27,6	261,0	57,8

Permeabilidad inicial al petróleo Ki	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
325,4	13,6	21,0	27,7	270,0	57,8
323,8	13,7	21,0	27,7	270,0	57,9
325,4	13,8	21,0	27,8	261,0	58,0
332,1	13,9	21,0	27,9	261,0	58,0
330,4	14,0	21,0	27,9	261,0	58,1
327,9	14,1	26,3	28,0	270,0	58,1
325,4	14,2	21,0	28,0	270,0	58,2
328,7	14,3	26,3	28,1	270,0	58,3
327,9	14,4	21,0	28,2	261,0	58,3
327,1	14,5	26,3	28,2	270,0	58,4
		26,3	28,3	270,0	58,4
		26,3	28,3	270,0	58,5
		21,0	28,4	261,0	58,6
		21,0	28,5	270,0	58,6
		21,0	28,5	270,0	58,7
		21,0	28,6	261,0	58,7
		21,0	28,6	270,0	58,8
		26,3	28,7	270,0	58,9
		26,3	28,8	317,0	58,9
		26,3	28,8	314,5	59,0
		21,0	28,9	315,7	59,1
		21,0	28,9	312,0	59,1
		26,3	29,0	318,3	59,2
		21,0	29,1	310,7	59,2
		26,3	29,1	317,0	59,3
		21,0	29,2	315,7	59,4
		21,0	29,2	315,7	59,4
		21,0	29,3	312,0	59,5
		21,0	29,4	317,0	59,5
		21,0	29,4	315,7	59,6
		21,0	29,5	312,0	59,7
		21,0	29,5	315,7	59,7
		21,0	29,6	315,7	59,8
		26,3	29,7	314,5	59,8
		21,0	29,7	315,7	59,9
		26,3	29,8	318,3	60,0
		21,0	29,9	310,7	60,0

Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
26,3	29,9	315,7	60,1
26,3	30,0	314,5	60,1
21,0	30,0	315,7	60,2
21,0	30,1	312,0	60,3
21,0	30,2	317,0	60,3
26,3	30,2	316,4	60,4
26,3	30,3	274,7	60,4
21,0	30,3	274,7	60,5
21,0	30,4	274,7	60,6
21,0	30,5	282,2	60,6
21,0	30,5	319,3	60,7
26,3	30,6	317,3	60,7
26,3	30,6	322,2	60,8
21,0	30,7	320,2	60,9
21,0	30,8	320,2	60,9
26,3	30,8	324,2	61,0
21,0	30,9	322,2	61,0
21,0	30,9	322,2	61,1
26,3	31,0	326,3	61,2
26,3	31,1	321,2	61,2
21,0	31,1	321,2	61,3
21,0	31,2	322,2	61,3
21,0	31,2	320,2	61,4
21,0	31,3	324,2	61,5
21,0	31,4	322,2	61,5
21,0	31,4	321,2	61,6
21,0	31,5	325,2	61,7
26,3	31,6	323,2	61,7
21,0	31,6	323,2	61,8
21,0	31,7	325,2	61,8
21,0	31,7	321,2	61,9
21,0	31,8	326,3	62,0
21,0	31,9	321,2	62,0
26,3	31,9	321,2	62,1
21,0	32,0	323,2	62,1
21,0	32,0	321,2	62,2

Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
21,0	32,1	320,2	62,3
21,0	32,2	321,2	62,3
21,0	32,2	322,2	62,4
21,0	32,3	325,2	62,4
21,0	32,3	321,2	62,5
26,3	32,4	324,2	62,5
26,3	32,5	324,2	62,6
21,0	32,5	323,2	62,7
21,0	32,6	327,3	62,8
26,3	32,6	321,2	62,9
21,0	32,7	321,2	62,9
21,0	32,8	324,2	63,0
21,0	32,8	322,7	63,1
21,0	32,9	311,3	63,2
21,0	32,9	324,2	63,3
21,0	33,0	325,7	63,3
21,0	33,1	323,1	63,4
21,0	33,1	323,0	63,5
26,3	33,2	322,2	63,6
21,0	33,3	324,6	63,7
21,0	33,3	329,5	63,8
21,0	33,4	329,5	63,8
26,3	33,4	327,9	63,9
21,0	33,5	325,4	64,0
21,0	33,6	327,9	64,1
21,0	33,6	327,1	64,2
21,0	33,7	325,4	64,2
26,3	33,7	327,1	64,3
21,0	33,8	329,5	64,4
21,0	33,9	323,0	64,5
21,0	33,9	322,2	64,6
21,0	34,0	324,6	64,6
21,0	34,0	329,5	64,7
26,3	34,1	329,5	64,8
21,0	34,2	327,9	64,9
21,0	34,2	325,4	65,0

Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad de retorno al petróleo Kr	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
21,0	34,3	327,9	65,0
21,0	34,3	327,1	65,1
17,5	34,4	325,4	65,2
21,0	34,5	327,1	65,3
21,0	34,5	329,5	65,4
26,3	34,6		
21,0	34,6		
26,3	34,7		
21,0	34,8		
21,0	34,8		
352,4	34,9		
363,1	34,9		
350,8	35,0		
363,1	35,1		
326,2	35,1		
350,8	35,2		
363,1	35,2		
350,8	35,3		
326,2	35,4		
350,8	35,4		
326,2	35,5		
350,8	35,5		
363,1	35,6		
363,1	35,7		
326,2	35,7		
350,8	35,8		
352,4	35,8		
350,8	35,9		
350,8	36,0		
350,8	36,0		
350,8	36,1		
350,8	36,1		
350,8	36,2		
350,8	36,3		
326,2	36,3		
350,8	36,4		

Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp	Permeabilidad al fluido Kf	Volúmen poroso Vp
(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )	(mD)	(cm <sup>3</sup> )
352,4	36,4	350,8	38,8	367,7	41,7
363,1	36,5	367,7	38,8	350,8	41,7
350,8	36,6	350,8	38,9	350,8	41,8
350,8	36,6	367,7	39,0	357,7	41,9
350,8	36,7	367,7	39,1	350,8	42,0
352,4	36,8	350,8	39,2	367,7	42,1
352,4	36,8	367,7	39,2	350,8	42,2
322,4	36,9	350,8	39,3	350,8	42,2
326,2	36,9	367,7	39,4	350,8	42,3
350,8	37,0	350,8	39,5	350,8	42,4
326,2	37,1	350,8	39,6	351,6	42,5
316,2	37,1	350,8	39,6	350,8	42,6
352,4	37,2	350,8	39,7	347,7	42,6
352,4	37,2	321,6	39,8	341,6	42,7
352,4	37,3	367,7	39,9	387,7	42,8
363,1	37,4	350,8	40,0	350,8	42,9
385,4	37,4	367,7	40,0	350,8	43,0
326,2	37,5	350,8	40,1	350,8	43,0
326,2	37,5	350,8	40,2	350,8	43,1
350,8	37,6	367,7	40,3	343,9	43,2
392,4	37,7	350,8	40,4	335,1	43,6
342,4	37,7	347,7	40,5	330,9	43,7
350,8	37,8	347,7	40,5	334,8	43,8
350,8	37,8	350,8	40,6	354,8	43,9
326,2	37,9	350,8	40,7	351,2	44,0
363,1	38,0	350,8	40,8	339,6	44,1
350,8	38,0	350,8	40,9	344,7	44,2
350,8	38,1	350,8	40,9	344,7	44,3
358,4	38,1	367,7	41,0	356,4	44,4
350,8	38,2	350,8	41,1	354,8	44,5
355,1	38,3	350,8	41,2	356,4	44,6
355,1	38,3	367,7	41,3	354,6	44,7
328,1	38,4	367,2	41,3		
328,1	38,5	366,2	41,4		
328,1	38,6	350,8	41,5		
350,8	38,7	350,8	41,6		