

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS CONJUNTO DE  
RESULTADOS OBTENIDOS EN PRUEBAS DE GRANULOMETRÍA,  
FILTRACIÓN EN MEDIOS POROSOS, ANÁLISIS MINERAL Y PRUEBAS DE  
RETORNO DE PERMEABILIDAD APLICADO A UN FLUIDO DE  
PERFORACIÓN**

**LIZBETH MARCELA GUTIERREZ RODRIGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS CONJUNTO DE  
RESULTADOS OBTENIDOS EN PRUEBAS DE GRANULOMETRÍA,  
FILTRACIÓN EN MEDIOS POROSOS, ANÁLISIS MINERAL Y PRUEBAS DE  
RETORNO DE PERMEABILIDAD APLICADO A UN FLUIDO DE  
PERFORACIÓN**

**LIZBETH MARCELA GUTIERREZ RODRIGUEZ**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar por el título de  
Ingeniero de petróleos**

**Director:**

**FELIX ARENAS RUEDA  
Ingeniero de Petróleos**

**Co-director:**

**WILMER JAIR CAMACHO CADENA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

A **Dios** por darme salud y la bendición de culminar esta etapa como estudiante.

A mi **papá**, Juan B, por brindarme el apoyo incondicional creyendo siempre en mí.

A mi **mamá**, Blanca Ligia, por sus consejos, oraciones, preocupaciones y paciencia que tuvo a pesar de todas las dificultades.

A mis **hijos**, Francesco, Nicolás y Matthias, quienes fueron mi motor para seguir adelante y finalizar esta etapa.

A mi **esposo**, Leonardo, por ser mi bastón en este caminar, siendo mi confidente, motivación y consejero.

A mi **hermana**, Katherine, por estar en el momento justo para darme tranquilidad y seguridad en el momento más difícil.

A mi **padraastro**, Orlando, por ser mi papá sustituto quien siempre estuvo dándome todo su apoyo.

A mis **suegros**, por ser mis segundos padres que me brindaron amor y apoyo cuando más lo necesitaba.

A mi **amigo**, Wilmer, que gracias a su ayuda sacamos con sacrificio y esfuerzo este trabajo adelante, a pesar de todas las dificultades y locuras que se dieron en el camino.

*A toda mi **familia**, por el apoyo constante, latente, porque siempre creyeron en mí  
y me dieron el cariño cuando más lo he necesitado.*

*A todos mis **amigos**, que oraron por mí para que el espíritu santo me iluminara,  
me guiara y me diera el triunfo que tanto anhelábamos.*

*Finalmente dedico esta tesis a todos aquellos que me apoyaron moralmente.*

**Lizbeth Marcela Gutiérrez Rodríguez**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecimientos a la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus profesores por brindarme los conocimientos para alcanzar la meta.

Debo agradecer de manera especial al ingeniero Félix Arenas Rueda por aceptar ser mi director, para el desarrollo de este trabajo, por su colaboración, orientación y acompañamiento.

Al ingeniero Wilmer Jair Camacho, por guiarme, enseñarme y por su orientación permanente durante el desarrollo del trabajo. Le agradezco también el haberme facilitado siempre los medios suficientes para llevar a cabo todas las actividades propuestas durante el desarrollo de la tesis.

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>20</b>
<b>1 FLUIDOS DRILL-IN.....</b>	<b>22</b>
1.1. CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN .....	22
1.2. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DRILL-IN .....	23
1.3. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DRILL-IN.....	24
1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN.....	25
<b>2. AGENTES PUENTEANTES .....</b>	<b>26</b>
2.1 TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES.....	26
2.1.1 Material Densificante.....	26
2.1.2 Material sellante.....	26
2.2 TEORÍAS DE PUENTEEO .....	31
2.2.1 Abrams.....	31
2.2.2 Vickers. ....	32
2.2.3 Teoría del empaquetamiento ideal.....	33
2.2.4 Método fractal. ....	34
2.2.4.1 Ecuación de Andreasen:.....	35
<b>3 DAÑO A LA FORMACION .....</b>	<b>36</b>
3.1 MECANISMOS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.....	36
3.1.1 Daño físico.....	36
3.1.2. Daño Químico.....	36
3.1.3. Daño Biológico.....	37

3.1.4. Daño Térmico. ....	37
3.2 PROCESOS CAUSANTES AL DAÑO DE LA FORMACIÓN .....	38
3.2.1 Hinchamiento de arcillas. ....	38
3.2.2 Invasión de Sólidos. ....	38
3.2.3 Bloqueo por Emulsión. ....	39
3.2.4 Fenómenos interfaciales. ....	40
3.3 TIPOS DE DAÑOS DE FORMACIÓN.....	41
3.3.1 En la Perforación. ....	41
3.3.2 En el Completamiento.....	44
3.3.3 En la Producción.....	44
<b>4 PRUEBAS DE LABORATORIO ESPECIALES .....</b>	<b>46</b>
4.1 SCANNING ELECTRON MICROSCOPE (SEM) .....	46
4.1.1 Selección de las Muestras. ....	46
4.1.2. Preparación de la Muestra y Desarrollo de la Prueba SEM .....	50
4.2 PARTICLE SIZE DISTRIBUTION (PSD).....	52
4.3 PRUEBA DE PPT TAPONAMIENTO POR PARTÍCULA · .....	55
4.3.1 Descripción. ....	56
4.3.2 Operación .....	57
4.4 PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD. ....	68
4.4.1 Procedimiento para Elaborar una Prueba de Retorno en el Equipo Permeámetro. ....	68
4.4.2 Resultados de correr una prueba de retorno de permeabilidad .....	85
<b>5. METODOLOGIA DEL DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN, PARA LA FORMACIÓN DE INTERES - SECCIÓN 8 ½ “- CUENCA LLANOS ORIENTALES.....</b>	<b>87</b>
5.1 INFORMACION OPERACIONAL.....	88
5.1.1 Descripción Litológica. ....	89
5.1.2 Perfil de Riesgo (problemas potenciales en la formación). ....	90

5.1.3 Propiedades y Formulaciones Realizadas en Pozos Vecinos. ....	91
5.1.4 Curva de Densidad Propuesta. ....	93
5.1.5. Formulación del fluido de perforación base agua (WBM) –Balance de Materiales .....	94
5.2. ANALISIS DE DATOS .....	96
5.2.1 Prueba de Inyección de Mercurio. ....	96
5.2.2 Análisis de permeabilidad y Porosidad .....	104
5.3 ANALISIS DE ESPECTROSCOPIA ELECTRONICA DE BARRIDO. ....	106
5.3.1 Descripción de la Muestra.....	108
5.3.2 Procedimiento .....	108
5.3.3 Especificaciones y Resultados Análisis SEM.....	109
5.3.4 Identificación de Fracturas y Poros, con el método de Imágenes.....	112
5.4. ANÁLISIS DE DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE PARTÍCULA (BRIDGEWISE).....	116
5.4.1 Procedimiento De Diseño De Material Puenteante A Partir Del Diámetro De Poro Calculado.....	118
5.5 RESULTADOS PRUEBA PPT – LODO 1 Y LODO 2 en un disco de 35 µm.....	124
5.6 RESULTADOS PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD EN NUCLEO SINTETICO APLICADA AL FLUIDO DRILL –IN. ....	125
5.6.1 Procedimiento de Diseño de Material Puenteante a Partir de la Permeabilidad. ....	128
 <b>6. DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA LA OPTIMIZACION DE UN FLUIDO DRILL-IN. ....</b>	 <b>140</b>
 <b>7. CONCLUSIONES.....</b>	 <b>144</b>
 <b>8. RECOMENDACIONES.....</b>	 <b>145</b>

**BIBLIOGRAFIA.....146**

**ANEXOS.....148**

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Funciones de los componentes del fluido de perforación drill-in .....	24
Tabla 2. Ventajas y desventajas de los fluidos Drill-In .....	25
Tabla 3. Características del Carbonato de calcio.....	29
Tabla 4. Tamaños típicos de recortes de formaciones. ....	42
Tabla 5. Recommended Minimum Back Pressure .....	63
Tabla 6. Desmontaje y limpieza .....	85
Tabla 7. Información Litológica. ....	88
Tabla 8. Descripción litológica. ....	89
Tabla 9. Perfil de riesgo para la formación C7 .....	90
Tabla 10. Aditivos de un fluido Drill-In.....	91
Tabla 11. Propiedades del lodo y concentraciones por sección. ....	92
Tabla 12. Resultados del cálculo de CaCO <sub>3</sub> para una Densidad de 8,9 ppg. ....	95
Tabla 13. Tensiones interfaciales y ángulos de contacto para diferentes sistemas.....	98
Tabla 14. Resultados de las pruebas de inyección de Mercurio.....	100
Tabla 15. Rango de tamaño de la roca.....	103
Tabla 16. Propiedades Petrofísicas- Diámetro de Poro .....	103
Tabla 17. Resultados prueba de mercurio. ....	104
Tabla 18. Propiedades Petrofísicas- Diámetro de Poro .....	104
Tabla 19. Resultados composición mineral del pozo de la muestra 1, 2,3. ....	110
Tabla 20. Resultados composición elemental (muestras 1, 2, 3).....	112
Tabla 21. PSD (Particule Size Distribution) – CaCO <sub>3</sub> disponible.....	117
Tabla 22. Diámetros de garganta de Poro – Prueba inyección de Mercurio.....	117
Tabla 23. Diámetros de Poro – Prueba Análisis SEM.....	117
Tabla 24. Formulación Fluido DRILL - IN.....	118
Tabla 25. Formulación Fluido Drill-in No. 1 .....	123

Tabla 26. Formulación Fluido Drill-in No. 2.....	124
Tabla 27. Resultados prueba PPT, fluidos Drill – In 1 y 2.....	124
Tabla 28. Propiedades Físicas Núcleo sintético. ....	126
Tabla 29. Resumen los resultados obtenidos en la prueba retorno de permeabilidad. ....	128
Tabla 30. Resumen PPT.....	137

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. El espesor del revoque es fácilmente removido con bajas presiones de producción. ....	22
Figura 2. Esquema de puenteo con microburbujas.....	27
Figura 3. Mecanismos de filtración. ....	34
Figura 4. Comportamiento de curvas IPR.....	37
Figura 5. Tipos de emulsiones.....	40
Figura 6. Identificación de picos en un espectro EDX.....	49
Figura 7. Diámetro de la partícula.....	54
Figura 8. Montaje de prueba PPT y Discos de aloxita .....	55
Figura 9. Celda de ensayo .....	58
Figura 10. Tornillo del vástago de la válvula de entrada.....	59
Figura 11. Tubo de presurización. ....	59
Figura 12. Pistón.....	60
Figura 13. Tornillos de bloqueo.....	61
Figura 14. válvula de salida .....	62
Figura 15. Receptor de presión.....	62
Figura 16. Equipo de Retorno de Permeabilidad .....	68
Figura 17. Montaje generación de vacío .....	71
Figura 18. Montaje saturación del Núcleo.....	72
Figura 19. Acumuladores de fluido y forma de llenarlos. ....	74
Figura 20. Transductores Valydine .....	74
Figura 21. Montaje calibración transductor. ....	75
Figura 22. Panel de registro de medidas y calibración de transductores.....	76
Figura 23. Transductor de registro de medidas. ....	77
Figura 24. Sistemas de contrapresión .....	77

Figura 25. Montaje de muestra .....	78
Figura 26. Montaje final de la muestra en la manga de viton.....	78
Figura 27. Core Holder .....	79
Figura 28. Curvas de permeabilidad efectiva tanto al aceite como a la salmuera.	86
Figura 29. Cambios de presión durante la inyección de lodo y zona de formación del cake. ....	86
Figura 30. Curva de Densidad Propuesta (Anexo A). ....	93
Figura 31. Herramienta para la Formulación del Fluido DRILL -IN. ....	95
Figura 32. Saturación de Mercurio vs Presión de Inyección de la muestra 3. ....	101
Figura 33. Radio de Garganta de Poro vs Fracción de volumen poroso invadido de la muestra 3. ....	102
Figura 34. Diámetro de Garganta de Poro vs Permeabilidad .....	105
Figura 35. Diametro de la garganta de poro vs frecuencia relativa.....	105
Figura 36. Muestra Core 1. ....	106
Figura 37. Plug después de ser sometido al secado .....	107
Figura 38. Plug fracturado. ....	107
Figura 39. Especificaciones del SEM.....	109
Figura 40. Muestra mineral 3 .....	109
Figura 41. Caracterización mineral Muestras 1-2-3. ....	110
Figura 42. Composición Elemental Plug de Formación. ....	111
Figura 43. Imágenes SEM –Muestra A, a escala de 3 mm hasta los 500 $\mu\text{m}$ .....	113
Figura 44. Imágenes SEM – Muestra B. Poros entre 29,9 y 65 Micrones .....	114
Figura 45. Imagen SEM – Muestra C: Escala 50 – 100 $\mu\text{m}$ . Poros entre 29,9 y 65 Micrones. ....	114
Figura 46. Imagen SEM – Muestra C: Escala 10 $\mu\text{m}$ . Poros entre 5 y 8 Micrones. ....	115
Figura 47. Imagen SEM –Escala 20 $\mu\text{m}$ . Garganta: 35,7 Micrones .....	115
Figura 48. Imagen SEM –Escala 20 $\mu\text{m}$ . Garganta: 35,7 Micrones .....	116
Figura 49. Software BridgeWise – Selección del método a analizar.....	120
Figura 50. Imagen Software BridgeWise – selección del método.....	121

Figura 51. Imagen Software BridgeWise – selección del método.....	121
Figura 52. Software BridgeWise – selección de 100 % de CaCO <sub>3</sub> M325.....	122
Figura 53. Software BridgeWise – selección de 11 % CaCO <sub>3</sub> M200 y 89 % de CaCO <sub>3</sub> M325.....	123
Figura 54. Grafica de K absoluta – KCL 2000 ppm.....	127
Figura 55. Grafica de K-efectiva del aceite y K efectiva después del Daño.....	127
Figura 56. Required and resultant PSD. Permeability 500 md.....	128
Figura 57. Required and Resultant PSD. Permeability 1000 md.....	129
Figura 58. Required and Resultant PSD. Permeability 1500 md.....	129
Figura 59. Required and Resultant PSD. Permeability 2000 md.....	130
Figura 60. Required and Resultant PSD. Permeability 3000md.....	130
Figura 61. Required and Resultant PSD. Permeability 4000 md.....	131
Figura 62. Required and Resultant PSD. Permeability 5000 md.....	131
Figura 63. Required and Resultant PSD. Permeability 6000 md.....	132
Figura 64. Required and Resultant PSD. Permeability 7000 md.....	132
Figura 65. Required and Resultant PSD. Permeability 7000 md.....	133
Figura 66. Required and Resultant PSD. Permeability 7000 md.....	133
Figura 67. Required and Resultant PSD. Permeability 7000 md.....	134
Figura 68. Required and Resultant PSD. Permeability 9000 md.....	134
Figura 69. Required and Resultant PSD. Permeability 10000 md.....	135
Figura 70. Required and Resultant PSD. Permeability 11000 md.....	135
Figura 71. Porcentaje de diferentes tamaños de CaCO <sub>3</sub> para un puenteo efectivo con variaciones de permeabilidad en medios porosos (Anexo D).....	136
Figura 72. Metodología.....	140
Figura 73. Metodología parte II. Selección del Método de análisis.....	141
Figura 74. Metodología parte III.....	142
Figura 75. Metodología parte IV. Selección del Método de análisis.....	143

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. diagrama de densidad .....	148
Anexo B. Resume de los resultados de las pruebas de inyección de mercurio ...	149
Anexo C Resultados de la inyección de mercurio .....	150
Anexo D. porcentajes de diferentes tamaños de CaCO <sub>3</sub> para un puente efectivo con variaciones de permeabilidad en medio porosos .....	155
Anexo E. Perfil de permeabilidad .....	156

## RESUMEN

**TITULO:** DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS CONJUNTO DE RESULTADOS OBTENIDOS EN PRUEBAS DE GRANULOMETRÍA, FILTRACIÓN EN MEDIOS POROSOS, ANÁLISIS MINERAL Y PRUEBAS DE RETORNO DE PERMEABILIDAD APLICADO A UN FLUIDO DE PERFORACIÓN.\*

**AUTOR:** LIZBETH MARCELA GUTIERREZ RODRIGUEZ.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** SEM (SCANNING ELECTRON MICROSCOPE), PSD (PARTICLE SIZE DISTRIBUTION), PPT (PERMEABILITY PLUGGING TEST), RETORNO DE PERMEABILIDAD Y CARBONATO DE CALCIO.

Los fluidos de perforación son los principales agentes que ocasionan daño en la formación por medio de filtración del lodo y la invasión de los sólidos, estos agentes invasores interactúan con la formación y los fluidos in-situ, generando disminución en la permeabilidad de la zona productora.

El proyecto propone al ingeniero una metodología para el diseño de un fluido con agente puenteante con el fin de mitigar el daño hacia la formación mediante la distribución de partículas de carbonato de calcio que es el aditivo a utilizar. La metodología toma como base los resultados de pruebas de laboratorio obtenidos que se le hicieron a la roca y al fluido con el objetivo de diseñar un fluido Drill-In óptimo para nuestra zona productora, tales como: como el análisis mineral de la roca, el análisis granulométrico mediante software BridgeWise, las pruebas de filtración en medio poroso y la prueba de retorno de permeabilidad.

Una vez caracterizado la formación productora, el ingeniero de lodos podrá formular diferentes tipos de lodos según la granulometría deseada como agente puenteante, basándose en los métodos (Abrams, Vickers y teoría del empaquetamiento ideal) y mediante el diagrama de flujo realizado en el trabajo que propone diferentes metodologías según los datos principales obtenidos en las pruebas hechas a la muestra .

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Petróleos. Director Félix Arena Rueda

## ABSTRACT

TITLE: A METHODOLOGY DEVELOPMENT FOR THE COMPREHENSIVE ANALYSIS OF RESULTS OBTAINED THROUGH PARTICLE SIZE DISTRIBUTION TESTS, POROUS MEANS FILTRATION, MINERAL TESTS, AND PERMEABILITY RETURN TESTS, APPLIED TO A DRILLING FLUID. \*

AUTHOR: LIZBETH MARCELA GUTIÉRREZ RODRÍGUEZ\*\*

KEY WORDS AND TERMS: SEM (SCANNING ELECTRON MICROSCOPE), PSD (PARTICLE SIZE DISTRIBUTION), PPT (PERMEABILITY PLUGGING TEST), PERMEABILITY RETURN, CALCIUM CARBONATE.

The drilling fluids are the main agents that cause damage to the formation through mud filtration and solids invasion. These invasive agents interact with the formation and the in-situ fluids by generating permeability decrease at the productive formation.

This project proposes a methodology for a fluid design with a bridging agent in order to mitigate the damage in the formation, through the distribution of Calcium carbonate particles, which is the additive to be used. Such methodology is based on the laboratory test results obtained from the rock and fluid aimed to design an optimum drill-in fluid for our productive formation, such as the rock mineral test, BridgeWise software particle size distribution, porous means filtration, and the permeability return tests.

Once the formation productive is characterized, the mud engineer will be able to formulate different types of mud according to the expected particle size distribution as a bridging agent, by keeping in mind diverse methods (Abrams, Vickers, Ideal Packing Theory) and through the flow chart proposed that displays diverse methodologies according to the main data obtained from the given sample tests results.

---

\* Degree work

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering. Petroleos school. Director Felix Arena Rueda

## INTRODUCCIÓN

Debido a las condiciones actuales del mercado en el que se tiene un precio de barril fluctuante entre los US\$ 40- US\$ 50 cerca y a los altos costos de las operaciones de perforación, las compañías de servicios petroleros están en continuo desarrollo de nuevas tecnologías y técnicas que optimicen la operación, el costo y a su vez mitiguen los riesgos asociados a la misma.

En este trabajo se plantea la metodología para diseñar el lodo más óptimo de acuerdo al tipo de formación, basado en pruebas especiales de laboratorio; es de resaltar que un mal diseño en el fluido de perforación puede ocasionar alto daño a la formación productora en la zona de interés, mediante pérdidas de filtrado e invasión de partículas sólidas, reducción de la permeabilidad y por consecuencia una baja productividad del pozo.

Durante el diseño del fluido Drill-In es de vital importancia tener en cuenta un buen material de puenteo que ayude a minimizar el daño a la formación en la zona de interés. En este trabajo se presentan los resultados de las pruebas de laboratorio realizados a la cuenca de llanos orientales la cual permite realizar un buen material de puenteo.

Con el fin de cuantificar el daño ocasionado a la formación por los fluidos de perforación y/o fenómenos naturales, se simulan condiciones cercanas a las del pozo y se hacen pruebas especiales PPT (Permeability PlugTest), PSD (Particle Size Diameter), SEM (Scanning Electron Microscope); esto, con el objetivo de garantizar un lodo adecuado que mantenga las propiedades de la roca en óptimas condiciones, estabilidad del pozo y eficiente recuperación de hidrocarburos.

Se desarrolló una metodología para la optimización de un fluido Drill-In y se analizó el procedimiento de las pruebas de laboratorio que se realizan al fluido y a la zona productora, para seleccionar un agente de puenteo que será el componente principal de la formulación del fluido Drill-In, que tiene como finalidad crear un revoque de fácil remoción, reducir el daño a la formación productora, mantener las propiedades adecuadas para la limpieza del hueco, reactividad a las arcillas, pérdidas de tiempo por taponamiento del flow line, prevenir la inestabilidad del pozo y cumplir con los parámetros HSEQ de la empresa y contratista.

## 1 FLUIDOS DRILL-IN

Los fluidos Drill-In se utilizan durante la perforación de zonas productoras, implementando la técnica del puenteo que controla efectivamente la fuga del fluido hacia la formación y ofrece una zona de revoque que puede ser removida de manera fácil-eficaz por el fluido producido y que al mismo tiempo tiene los atributos de un fluido de completación.

**Figura 1. El espesor del revoque es fácilmente removido con bajas presiones de producción<sup>1</sup>.**



Fuente: AGILA, Cynthia. Tesis de grado “optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas hidrocarburíferas”, Ecuador, 2008.

### 1.1. CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN<sup>2</sup>

Un fluido Drill-In debe tener las siguientes características:

---

<sup>1</sup> AGILA, Cynthia M., Ing., MALAVE, Kléber., Optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas hidrocarburíferas. Guayaquil, Ecuador

<sup>2</sup> AGILA, Cynthia M., Ing., MALAVE, Kléber., Optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas hidrocarburíferas. Guayaquil, Ecuador.

- Los materiales puenteantes deben tener un tamaño de partícula apropiado, que ayuda a minimizar el filtrado a la formación y obtener así un revoque delgado, impermeable, flexible y de fácil remoción.
- Se debe formular con materiales solubles al ácido y al agua, para que no cause precipitaciones ni emulsiones.
- El filtrado debe ser compatible con los fluidos provenientes de la formación para que no se altere las escalas de minerales.
- No deben contener arcillas o materiales densificantes (barita) insolubles al ácido ya que podrían migrar dentro de la formación y taponar los poros.
- El fluido y el filtrado no debe modificar la mojabilidad de la formación.
- Contener agentes que suministren lubricidad, limpieza e inhibición a la perforación.
- Este fluido como también es usado para procesos de completamiento, debe tener las propiedades de fluido de completamiento para que sea compatible con estos procesos y con los equipos.
- El fluido debe evitar la hidratación y migración de arcillas que se encuentren en las zonas productoras.

## **1.2. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DRILL-IN**

- Minimiza la expansión del pozo y estabiliza las paredes.
- Minimiza el daño a la formación.
- En los pozos horizontales o verticales, da óptimas propiedades de limpieza, lubricidad e inhibición durante la perforación del pozo.
- Proporciona una máxima producción del pozo.
- Tiene un eficaz control con la pérdida de filtrados en un intervalo amplio de permeabilidades en la formación productora.

- Dependiendo del tipo de completación programada, este facilita la remoción del revoque con o sin rompedores o fluidos para disolver los sólidos puenteantes.

### 1.3. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DRILL-IN

Los fluidos Drill-In tienen componentes básicos que dependen básicamente del tipo y del tamaño poral de la formación, así como también de la configuración del pozo, si es vertical, direccional y horizontal. Los fluidos Drill-In están compuestos principalmente por viscosificante, regulador de PH, un agente densificante (puenteante) y un controlador de filtrado. También se pueden utilizar otro tipo de aditivos para evitar problemas en la zona de interés. Su base puede ser salmuera, cloruro de potasio, agua dulce, cloruro de calcio, bromuro de calcio o bromuro de sodio.

Ejemplo:

**Tabla 1. Funciones de los componentes del fluido de perforación drill-in**

<b>COMPONENTE</b>	<b>FUNCIÓN</b>
<b>STARDRILL</b>	Control de filtrado
<b>MAXDRILL</b>	Inhibidor de arcillas
<b>HIDROXIDO DE SODIO</b>	Controlador de alcalinidad
<b>CARBONATO DE CALCIO</b>	Agente sellante
<b>KELZAN</b>	Agente viscosificante
<b>GLYMAX</b>	Inhibidor de lutitas
<b>AGUA</b>	Fluido base

Fuente: Qmax Ecuador

## 1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN<sup>3</sup>

**Tabla 2. Ventajas y desventajas de los fluidos Drill-In**

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"><li>• Ofrecer función de puenteo para diferentes rangos de permeabilidades en un yacimiento.</li><li>• Crea un revoque delgado y consistente que previene la invasión de sólidos y otros componentes de los lodos.</li><li>• Además genera un sellante de baja permeabilidad, que soporta altos sobre-balances de presión, minimizando el daño a la formación.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• si los tamaños de partículas no son seleccionados adecuadamente para el yacimiento, llevaría a un alto espesor de revoque permeable, lo que ocasionaría que ingrese con mayor velocidad de filtrado a la formación y haya invasión de sólidos causando daño a la formación.</li><li>• Si el agente puenteante tiene otros aditivos en su composición, estos podrían no ser compatibles con los fluidos de la formación ocasionando así la reducción de su permeabilidad.</li></ul>

<sup>3</sup> JACOME, Jefferson Arley y Cruz Jhon Fredy. Determinación del daño a la formación por sistemas Drill-In base agua y por sistemas "Drill-In" base aceite con lodos emulsionados directos con o sin carbonato de calcio para zonas de arenas depletadas o a presiones subnormales. Bucaramanga 2016.

## 2. AGENTES PUENTEANTES

Los agentes puenteantes son componentes del fluido de perforación cuyo objetivo es evitar la filtración de sólidos y partículas hacia la formación porosa.

El agente puenteante debe tener las siguientes características.

- Medida de la partícula.
- Distribución del tamaño de las partículas.
- Forma de la partícula: Angular o de fractura en bloque para mayor efectividad.
- Concentración total de la partícula.

### 2.1 TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES

**2.1.1 Material Densificante.** Este se encarga de aumentar la densidad del fluido de perforación y como resultado controlar la presión de la formación, su distribución granulométrica puede o no ser controlada, dependiendo del material al que se haga referencia. Los más usados son: barita, hematita, carbonato de calcio y sales.

**2.1.2 Material sellante.** Es el agente puenteante y su granulometría, a diferencia del material densificante, si requiere ser controlada. Se puede usar como densificante (sólido) o como parte de ellos. Los materiales sellantes más usados son: carbonato de calcio y sales.

**2.1.2.1 Barita:** Usado para agregar peso al fluido de perforación, debido a su alta densidad. Es el material densificante más común, disponible en diferentes granulometrías. Se encuentre como sulfato de bario ( $BaSO_4$ ), se usa por su bajo costo y su alta existencia.

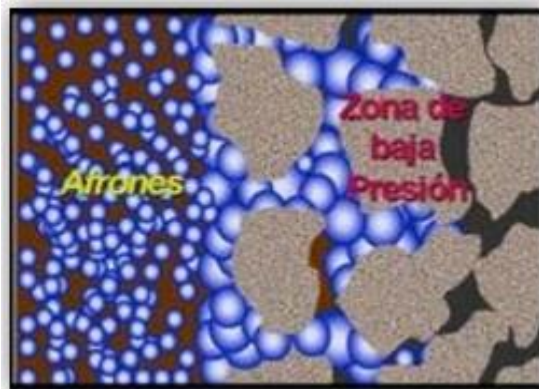
**2.1.2.2 Hematita:** Mineral compuesto de óxido férrico. Es utilizada en lodos de alta densidad, su uso disminuye el volumen de material densificante de un lodo.

**2.1.2.3 Sales:** Deben tener una granulometría adecuada que se ajuste a las características de la roca porosa, las más usadas en la formulación del fluido Drill-In son: cloruro de potasio, cloruro de calcio, cloruro de sodio, bromuro de potasio.

**2.1.2.4 Microburbujas:** Es un fluido que facilita el encapsulamiento del aire o del gas de formación, generando Aphrones estables que actúan como material puenteante.

Es un fluido que facilita el encapsulamiento del aire o del gas de formación, generando Aphrones estables que actúan como material puenteante.

**Figura 2. Esquema de puenteo con microburbujas.**



Fuente: Microburbujas. <http://es.slideshare.net/freddyvalientebriones/diapos-para-exposicion-de-hidrocarburos>.

**2.1.2.5 Carbonato de calcio:** Sal insoluble de calcio que se utiliza extensamente como material densificante hasta densidades de 12 lb/gal. También se usa para controlar pérdida de circulación en formaciones productoras de hidrocarburos y como agente puenteante.

Es un sólido inerte, derivado del mármol molido a diferentes tamaños granulométricos, de baja gravedad específica que puede ser usada como agente densificante en fluidos de perforación especializados o como agente puenteante para controlar las pérdidas de circulación hacia las formaciones productoras, soluble en ácido. Su distribución granulométrica debe ser determinada de acuerdo a las características de la formación de interés.

#### **2.1.2.5.1 Ventajas del carbonato de calcio**

- Agente puenteante de bajo costo y de fácilmente asequible en el mercado.
- Debido a su solubilidad en ácido, ayuda a disminuir el daño a la formación.
- Dependiendo del tamaño de las partículas, el carbonato de calcio puede ser utilizado como agente densificante y/o como agente de puenteo.
- Amplio rango de tamaño de partículas, se encuentra en tamaños fino, mediano y grueso, lo que permite utilizar el tamaño más adecuado y generar un buen sello en la formación productora.
- Al ser inerte e insoluble en agua, presenta consecuencias mínimas en las propiedades del fluido.

**2.1.2.5.2 Características del carbonato de calcio:** El carbonato de calcio se obtiene del mármol molido y presenta una apariencia física de partículas o polvo de caliza molida, su fórmula molecular es  $CaCO_3$ .

En la siguiente tabla se establecen algunas de las principales características tanto físicas como químicas del carbonato de calcio y su correspondiente descripción.

**Tabla 3. Características del Carbonato de calcio**

<b>PARÁMETRO</b>	<b>CARACTERÍSTICA</b>
<b>Densidad</b>	La máxima densidad que puede lograrse con este material es 12 [lb/gal].
<b>Tamaño de las partículas</b>	Varía entre 0,1 – 500 $\mu\text{m}$ .
<b>Solubilidad</b>	Insoluble en agua. Totalmente soluble en HCl al 15%.
<b>Color</b>	Blanco – Gris.
<b>Ph</b>	8 – 9
<b>Aspecto</b>	Polvo/Partículas
<b>Gravedad específica</b>	2.7 – 2.9.
<b>Punto de ebullición</b>	2570 °C.
<b>Fórmula molecular</b>	<i>CaCO<sub>3</sub></i>

**2.1.2.5.3 Granulometría del carbonato de calcio:** La granulometría o tamaño de las partículas de carbonato de calcio deben ser seleccionadas de manera adecuada, cumpliendo con su función de agente puenteante y aportando un peso adecuado al lodo de perforación; dicho tamaño de partículas dependerá de las propiedades petrofísicas de la formación a ser perforada. El carbonato de calcio cuenta con un amplio rango de tamaño de partículas, así; se tiene carbonato de calcio fino (0,1 – 20  $\mu\text{m}$ ), carbonato de calcio mediano (10 - 100  $\mu\text{m}$ ) y carbonato de calcio grueso (80 – 500  $\mu\text{m}$ ). El uso del carbonato de calcio varía dependiendo del tamaño de sus partículas, es decir, el carbonato de calcio fino es usado principalmente como agente densificantes, mientras que el carbonato de calcio de tamaño mediano o grueso tienen su uso principal como agentes de control de

filtrado y como agentes puenteantes, aunque también se pueden usar como agentes densificantes.

La efectividad del sello dependerá de la concentración y tamaño de las partículas que a su vez, es función del tamaño del poro y garganta de la roca, sobre todo cuando se trata de arenisca, ya que en formaciones microfracturadas este concepto posiblemente no aplica. Según A. Rushton, A. Word y R. Holdich la concentración del agente sellante no debe ser mayor al 5% por volumen del fluido usado, y el tamaño medio de las partículas debe ser igual o ligeramente mayor a un tercio (1/3) del diámetro medio de los poros de la roca. El tamaño adecuado de las partículas sellantes se puede determinar con el equipo Master Sizer Malvern o aplicando los criterios de selección basados en las características petrofísicas del yacimiento.

**2.1.2.5.4 Carbonato de calcio y sus aplicaciones:** El carbonato de calcio puede ser utilizado en fluidos base agua, base aceite o salmueras, tiene un costo relativamente bajo en comparación con otros agentes puenteantes, por lo que se prefiere ante estos. Sus concentraciones varían dependiendo del fin con el que se quiera utilizar, es decir, se será usado como agente puenteante o como aditivo del lodo de perforación. La concentración o cantidad de carbonato de calcio, que será requerida para aumentar la densidad del lodo, puede ser calculada de acuerdo con la siguiente expresión (Ecuación 1):

$$CaCO_3 = \frac{909(w1-w2)}{222-w2} \left( \frac{lbs}{bbl} \right) \quad \text{Ecuación 1}$$

Dónde:

$W1$ , Densidad inicial del lodo [lb/gal]

$W2$ , Densidad requerida del lodo (lb/gal)

Teniendo en cuenta que el valor constante 909 hace referencia a que 909 sacos de barita corresponden a 100 lb de volumen y el valor constante 22 [lb/gal] representa la densidad del carbonato de calcio. El carbonato de calcio puede ser usado tanto en fluidos base agua como fluidos base aceite y además en fluidos de completamiento.

El carbonato de calcio es utilizado en formaciones productoras para densificar, controlar pérdida de circulación y minimizar filtrado, al actuar como agente puenteante. Si se quiere puentear zonas altamente permeables o fracturadas, es recomendable usar carbonato de calcio de tamaño de partículas medianas y/o gruesas en concentraciones aproximadas de 30 a 50 [lbs/bbl].

## 2.2 TEORÍAS DE PUENTEEO

**2.2.1 Abrams.** Propone dos reglas indispensables para una óptima selección del tamaño y concentración de los agentes puenteantes:

- El tamaño medio de la partícula del agente puenteante a adicionar, debe ser igual o ligeramente mayor que 1/3 del tamaño medio de poros de la formación (D50).
- La concentración de los agentes puenteantes, debe ser al menos del 5% en volumen de los sólidos en la mezcla final del lodo.

El propósito de la regla de Abrams es que al seleccionar el agente puenteante este no me debe causar daños por lo mínimo que sea al fluido de perforación<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> CARMONA, Ana Marcela y Gómez Astrid Juliana. Proyecto “Herramienta Software para la selección de material particulado en la técnica de puenteo en formaciones Productoras”. Bucaramanga, Santander 2015.

La regla (I) no ofrece un tamaño óptimo que permita abordar una secuencia de empaque ideal para minimizar la invasión de fluidos y optimizar el sello.

Sin embargo, la selección del material puenteante mediante este método, aunque es eficaz en la aplicación de campo, depende, como se ha dicho anteriormente, de que el tamaño de partícula del agente puenteante sea un tercio del diámetro medio de garganta de poro de la formación; ignorando diversos factores del yacimiento como la complejidad de la estructura de la garganta de poro y las gargantas de poro grande que contribuyen más a la permeabilidad del yacimiento.

**2.2.2 Vickers.** Incluye fracciones de diámetro adicionales a D90, D50 y D10, con el objetivo de generar un puenteo más eficiente en los tamaños grandes, medianos y pequeños de la garganta de poro. Incluyendo así las fracciones D75 y D25. Así, se debe cumplir con ciertos criterios para seleccionar la distribución adecuada de la granulometría:

- D90: la distribución granulométrica de las partículas debe ser igual al tamaño de garganta de poro más grande.
- D75: la distribución del tamaño de las partículas debe ser  $2/3$  de la garganta de poro más grande.
- D50: la distribución debe ser igual o mayor a  $1/3$  del tamaño medio de la garganta de poro.
- D25: La distribución debe ser igual a  $1/7$  del tamaño medio de la garganta de poro.
- D10: la distribución de las partículas debe ser igual o mayor al tamaño más pequeño de la garganta de poro.

El método de Vickers está basado en pruebas de laboratorio, entre otros criterios, y se considera como el mejor método utilizado para tener resultados más reales

en campo y mejores resultados de taponamiento de permeabilidad y puenteo en las zonas de interés.

El trabajo es bastante bueno cuando se seleccionan partículas grandes, medio y algunos de los poros más pequeños, su resultado es eficiente al sellar todos los poros del yacimiento, incluyendo la mayor parte de los espacios vacíos en el medio de la retorta filtro en sí.

**2.2.3 Teoría del empaquetamiento ideal.** La teoría del empaquetamiento ideal (IPT) descrita por Dick en el 2000, establece que el porcentaje de volumen acumulado frente a la raíz cuadrada del diámetro de las partículas debe formar una línea recta para minimizar el daño de formación durante la perforación.

Esta teoría describe la distribución de tamaño de partícula óptimo, la cual debe ser seleccionada basándose en el D90, que equivale a las gargantas de poro más grandes, D50 que es igual o ligeramente mayor que las gargantas de poro medio y el D10 que es mayor que el poro más pequeño de las gargantas de la roca reservorio.

Es utilizada para optimizar el puenteo de formaciones permeables, manteniendo la calidad del fluido de perforación.

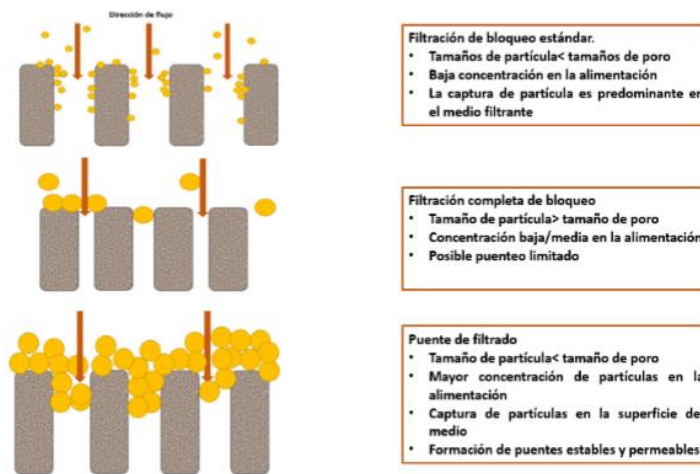
La teoría del empaquetamiento ideal se puede definir como la completa distribución de partículas requeridas para sellar de manera efectiva los espacios existentes, incluyendo los generados por el agente puenteante.

Este método usa un enfoque gráfico para determinar la distribución del tamaño de partícula óptima del material de agente puenteante, para las características de formación establecidas.

La teoría del empaquetamiento ideal (IPT) utiliza el análisis de la sección delgada de los poros o información de permeabilidad junto con las distribuciones de tamaño de partícula del material de puenteo, para así determinar la secuencia del empaquetamiento ideal (IPS).

La teoría del empaquetamiento ideal usa el enfoque gráfico para optimizar la distribución de partícula, la cual se puede lograr mediante la mezcla de varios agentes de puenteo para así sellar una amplia gama de permeabilidades, tamaños de poro o anchuras de fractura.

**Figura 3. Mecanismos de filtración.**



Fuente: Modificado de “una nueva perspectiva sobre la teoría del empaquetamiento ideal para la técnica de puenteo”, SPE 151636, 2012.

**2.2.4 Método fractal.** Se establece un nuevo método de sello temporal para disminuir o evitar el daño en el yacimiento, teniendo en cuenta la naturaleza fractal del tamaño de poro y la ecuación de Andreasen. Este método se enfoca en la optimización de las partículas de relleno. Se realizaron experimentos con núcleos de área de Hailaer utilizando este método, como resultado, en comparación con los métodos tradicionales, la filtración se redujo considerablemente y la

recuperación de la permeabilidad mejoró, verificando así la racionalidad del nuevo método.

Este método, basado en la Teoría del empaquetamiento Ideal, realiza una optimización de la misma, con el objetivo de elegir tres tipos de partículas de puenteo rígidas y una partícula de ablandamiento de partículas de puenteo para lograr un mejor efecto de relleno.

**2.2.4.1 Ecuación de Andreasen:** Las partículas puenteantes obtenidas a través del proceso de molienda, no son uniformes, por lo que cuentan con una variedad de tamaños. Por tal motivo, no se puede describir una regla de distribución basados en la geometría Euclidiana. Se ha demostrado que para satisfacer la geometría fractal, la base matemática de este nuevo método se puede generar a partir de la ecuación 2 de Andreasen:

$$U(D_p) = \left[ \frac{D_p}{D_{pl}} \right]^q \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

$U(D_p)$ , porcentaje de tamiz acumulado (%)

$D_p$ , diametro actual ( $\mu\text{m}$ )

$D_{pl}$ , diametro de poro mas grande ( $\mu\text{m}$ )

$q$ , indice:  $\frac{1}{2}$  y  $1/3$

Cuando  $q$  está dentro de 0,33 - 0,50, los vacíos son mínimos; cuando  $q$  es menor que  $1/3$ , no tiene sentido.

## 3 DAÑO A LA FORMACION

### 3.1 MECANISMOS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Al evaluar y correlacionar los pozos vecinos que atraviesan la misma capa productora, se realiza una proyección de la producción para el pozo nuevo que tiene similares características. Sin embargo puede que el nuevo pozo no tenga la producción deseada, esto puede ser a cambios litológicos que provocan disminución de la porosidad y/o de la permeabilidad debido a causas naturales.

Cuando la roca reservorio ha sido alterada por causas externas se le llama daño a la formación, generalmente se debe a la exposición a los fluidos de perforación ya que ellos contienen agua y partículas sólidas que tienden a reducir el volumen poral y la permeabilidad efectiva. Cuyo radio de daño en las zonas productoras puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. Existen diferentes mecanismos por los cuales el daño de formación se produce, los cuales son los siguientes<sup>5</sup>:

**3.1.1 Daño físico.** Es la reducción del potencial de producción por un proceso de origen físico, por ejemplo diferenciales de presión o de flujo. Las principales causas son la invasión de sólidos, migración de finos y daño inducido por cañoneo.

**3.1.2. Daño Químico.** Como por ejemplo la interacción roca-fluido en el hinchamiento y dispersión de las arcillas, también existe un daño químico debido a la alteración de la humectabilidad de la roca, interacción fluido-fluido por bloqueo por emulsiones estables, precipitadas y bloqueo por agua.

---

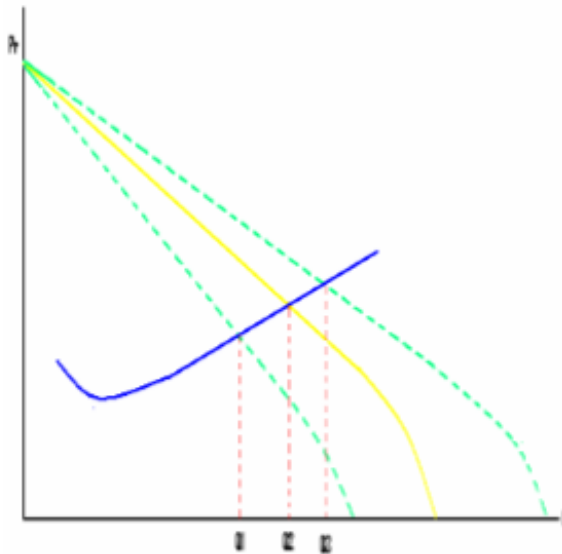
<sup>5</sup> Paper "optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarburíferas.

**3.1.3. Daño Biológico.** Es causado por el crecimiento bacteriano y subproductos de las bacterias.

**3.1.4. Daño Térmico.** Causado por las transformaciones de minerales, solubilidad de rocas y fenómenos de disolución y alteraciones de la humectabilidad de la roca.

El comportamiento de flujo de un pozo se puede describir a través de la curva IPR, índice de productividad real, como muestra la siguiente figura:

**Figura 4. Comportamiento de curvas IPR**



Fuente: Paper "optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarbúricas.

Cuando el daño posee un valor positivo la curva IPR tiende a desplazarse hacia abajo, ocasionando una baja en la producción, mientras cuando este posee un valor negativo (estimulación) la producción tiende a incrementarse.

## 3.2 PROCESOS CAUSANTES AL DAÑO DE LA FORMACIÓN

**3.2.1 Hinchamiento de arcillas.** Todas las formaciones de areniscas poseen algo de arcilla.

- Arena limpia: Contiene 1 a 5 % de arcilla
- Arena sucia: Contiene hasta 15% de arcilla.

El drenaje de agua dulce o de filtrados de inyección (fluido del perforación) a una arena arcillosa, frecuentemente da por resultado una sustancial reducción de la permeabilidad al petróleo ya que se puede encontrar directamente en el espacio poroso.

Una vez que la arcilla se ha hinchado al contactar el agua dulce, las soluciones con altas fuerzas iónicas son capaces de reducir las partículas y de restaurar parcialmente la permeabilidad al petróleo, inclusive si esta reducción es completa, la permeabilidad al petróleo nunca será restaurada a su valor original<sup>6</sup>.

**3.2.2 Invasión de Sólidos.** Está establecido que las partículas de lodo pueden invadir la formación y causar daños, bloqueando los canales de flujo; sin embargo, las partículas de lodo solo pueden penetrar en la formación durante el “Spurt Loss” (cuando la formación está expuesta por primera vez a la broca) antes de que sea establecido el revoque. Una vez que el revoque está totalmente formado, se filtra los sólidos más finos debido a su estructura y a su baja permeabilidad.

Los factores que favorecen la invasión de sólidos son:

---

<sup>6</sup> JACOME, Jeferson Arley y CRUZ Jhon Fredy. Proyecto “Determinación del daño a la formación por sistemas “Drill-In” base agua y por sistemas “Drill-In” base aceite con lodos emulsionados directos con y sin carbonato de calcio para zonas de arenas depletadas o presiones subnormales.

- Poros de gran tamaño en la roca reservorio.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación.
- Baja velocidad de perforación, como consecuencia destrucción de revoque (Mudcake) permitiendo un contacto entre el lodo y la formación, efecto que se ve incrementado por el extenso tiempo de contacto debido a la baja velocidad de penetración.
- Baja velocidad de circulación.
- Alta velocidad de circulación, se erosiona el revoque y se pone en contacto el lodo con la formación.
- Alta presión de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación. “La invasión de sólidos y el daño de formación pueden ser minimizados por la adición de materiales sellantes a los fluidos de perforación”. La medida del tamaño de la distribución de sólidos en los lodos se los realiza por medio de cálculos del tamaño de los poros de la roca.

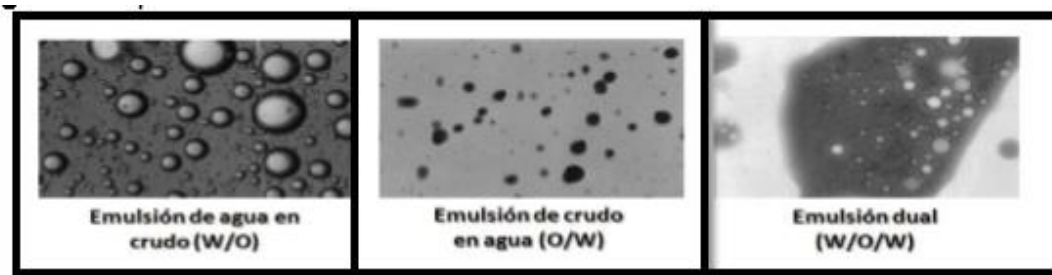
**3.2.3 Bloqueo por Emulsión.** El bloqueo por emulsión sucede cuando una emulsión viscosa invade el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente pero cuando ocurren sus consecuencias no son favorables.

El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, pero parece que no sólo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos. En la práctica, se ha hallado que el agua y el petróleo nativos de un yacimiento rara vez forman emulsiones espontáneamente. Para que se forme una emulsión, se requieren factores externos, por ejemplo, la reintroducción en el yacimiento de un crudo extraído del mismo porque, si ha experimentado la activación de surfactantes naturales, estos pueden estabilizar

emulsiones de dicho crudo con el agua de formación. La activación de los surfactantes naturales puede ocurrir en los crudos que han sido almacenados y han sufrido oxidación en la superficie. De la misma manera, agua de yacimiento y filtrado de fluidos de perforación que se han saturado de oxígeno en la superficie, al filtrarse a la formación, provocan la oxidación del petróleo, con las mismas consecuencias.

Debe tenerse en cuenta que la energía para la formación de las emulsiones la proporciona el esfuerzo de corte producido cuando los fluidos fluyen en el medio poroso.

**Figura 5. Tipos de emulsiones**



Fuente: MONTES Erik .Cátedra Facilidades de Superficie Capítulo 6 “Emulsiones”. Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander

**3.2.4 Fenómenos interfaciales.** El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos, que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo. A veces se cree que estos tipos de daño son temporales, ya que los fluidos son móviles, y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica, es muy difícil eliminar este tipo de daño.

### 3.3 TIPOS DE DAÑOS DE FORMACIÓN

**3.3.1 En la Perforación.** Desde que se inicia la fase de perforación, el lodo utilizado en dicho procedimiento entra en contacto con las formaciones de interés, alterando la condición de equilibrios físicos, químicos, de esfuerzos y termodinámicos que existen entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan. La intrusión y depositación de estas partículas móviles, conlleva al bloqueo de las gargantas de poro y esto consecuentemente genera una reducción en la permeabilidad.

**3.3.1.1 Invasión de los sólidos del lodo:** Este tipo de invasión disminuye la productividad en dos formas principales:

- Taponamiento de las gargantas de los poros por formación de revoques internos.
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

Los sólidos presentes en un fluido de perforación pueden ser:

- Sólidos agregados para cumplir funciones específicas, para darle al fluido las propiedades deseadas. Generalmente, el tamaño de la partícula es menor a una micra, excluyendo la barita y los materiales de control de pérdida de circulación.
- Los sólidos de recortes de las formaciones perforadas: su tamaño varía entre 1 y 100 micras, inclusive mayores.

Los tamaños típicos de los recortes de formaciones se muestran en la Tabla 4:

**Tabla 4. Tamaños típicos de recortes de formaciones.**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>TAMAÑO (Micras)</b>
<b>Cortes grandes de arena</b>	Más de 440
<b>Arena</b>	74-440
<b>Limo</b>	2-74
<b>Arcillas</b>	0.5-2
<b>Coloides</b>	0.001-0.5

Fuente: JACOME, Jeferson Arley y CRUZ Jhon Fredy. Proyecto “Determinación del daño a la formación por sistemas “Drill-In” base agua y por sistemas”Drill-In” base aceite con lodos emulsionados directos con y sin carbonato de calcio para zonas de arenas depletadas o presiones subnormales.

De acuerdo a su tamaño, las partículas pueden formar un revoque interno en las cercanías de la cara expuesta al flujo, o invadir profundamente el medio, si son mucho menores que el diámetro promedio de la garganta de poro. También, hay que tener en cuenta la concentración de sólidos en el fluido de invasión, ya que, aun cuando sean muy pequeños, podrán formar puentes en cualquier estrechamiento dentro del poro y reducir la permeabilidad.

Como regla del dedo gordo puede decirse que si el diámetro promedio de las partículas es mayor que  $1/3$  del diámetro promedio de los poros, las partículas formarán un revoque externo sobre la cara de la formación permeable. Si el tamaño de las partículas está comprendido entre  $1/3$  y  $1/10$  del diámetro promedio de los poros, entonces se formará un revoque interno, el cual es el peor de los casos, porque ocurre dentro del radio crítico. Si las partículas son menores que  $1/10$  del tamaño del poro, entonces habrá invasión profunda cuya severidad dependerá de la concentración de las partículas.

**3.3.1.2 Invasión del filtrado del lodo:** La filtración es la cantidad de fluido que ingresa a la formación, debido a que el revoque formado en las paredes del pozo no tiene buena consistencia.

En un lodo convencional la fase líquida contiene muchos componentes que pueden dañar las formaciones productoras teniendo en cuenta que la invasión de fluidos es mayor que la invasión de sólidos, ya que puede llegar a ser superior a los 16 pies de profundidad. Sin embargo, la severidad del daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado.

La alta permeabilidad de las arenas limpias, que tienen mayor invasión de filtrado que una roca de baja permeabilidad, usualmente no son afectadas cuando el agua de formación es compatible químicamente con el filtrado de la inyección.

Las formaciones que contienen arcillas, son en general las más sensibles, puesto que éstas pueden dispersarse, precipitarse o hincharse. Las arcillas, en su mayoría, son extremadamente sensibles a los cambios de salinidad, por lo tanto, cualquier cambio en la concentración o en el tipo de sales del reservorio en el que fueron precipitadas o estabilizadas, produce cambios catastróficos en la porosidad. En particular, la reducción de la salinidad o el incremento del pH del agua alrededor de la partícula de arcilla ocasionan la dispersión de la misma. Cuando se dispersan las arcillas actúan como pequeñas partículas sólidas que pueden migrar de poro en poro pero con la complicación de que tienen capacidad de acumularse y cerrar al poro totalmente, dependiendo del tipo de arcilla y el tamaño de las partículas.

Los factores que favorecen la invasión del filtrado de la inyección son:

- Alta permeabilidad del revoque, como resultado de un mal diseño del lodo de perforación u operaciones que disminuyen la capacidad de aislamiento del

mismo. Es válido el caso mencionado anteriormente donde en lodos salados comunes no es posible utilizar bentonita.

- Alta presión diferencial, que favorece el ingreso de la inyección hacia la formación.
- Prologado contacto de la formación con el lodo de perforación. La profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto.

El filtrado de los lodos de perforación de base agua puede tener una baja salinidad y un alto valor de pH, así como también pueden contener dispersantes y polímeros. El agua es una causa de perturbación de las arcillas y de bloqueo del flujo por permeabilidad relativa en reservorios de baja permeabilidad.

**3.3.2 En el Completamiento.** En este tipo de operación los fluidos utilizados son, en general, salmueras de altas concentraciones (Ca, Zn, Na, Li, Mg, Ti). Estas pueden incluir algún surfactante, inhibidores de corrosión y polímeros que ayudan a sostener sólidos.

Estos fluidos son filtrados para eliminar sólidos que puedan tapan la formación productora, pero hay sólidos muy finos que pasan por los filtros usados frecuentemente y éstos ocasionan la invasión profunda de sólidos. Por su parte un alto contenido de sales causa el efecto de la inhibición sobre las arcillas, pero puede haber un choque por el efecto del pH si es muy alto, produciendo la desestabilización y migración de partículas de arcillas.

La incursión de agua en la formación puede causar un bloqueo por agua ya que se disminuye la permeabilidad relativa a los hidrocarburos presentes, además este bloqueo aumenta si hay arcillas.

**3.3.3 En la Producción.** La zona que está expuesta para la producción es susceptible a ser taponada por sólidos (arcillas y otros finos) que migran de la

formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo. En formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depletado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos. En un yacimiento de petróleo subsaturado o saturado durante la fase de producción, la presión cercana al pozo será menor a la presión de burbuja permitiendo así la liberación de gas lo que produce una disminución de la permeabilidad en la zona cercana a la cara del pozo.

Los daños observados más frecuentes durante la producción de un pozo son:

- Migración de y taponamiento por partículas finas en el área crítica alrededor del pozo.
- Precipitación de productos inorgánicos (carbonatos, sulfatos), al cambiar las condiciones de presión y temperatura.
- Precipitados orgánicos, parafinas y asfáltenos.
- Colapso de los poros por alta presión diferencial, o por agotamiento de la presión del yacimiento, haciendo que actúen los esfuerzos tectónicos.
- Disolución de los granos de arena durante procesos de recuperación térmica, por el alto pH del vapor, y re precipitación de sílice en el medio poroso.

## 4 PRUEBAS DE LABORATORIO ESPECIALES

### 4.1 SCANNING ELECTRON MICROSCOPE (SEM)<sup>7</sup>

El microscopio electrónico de barrido (SEM) es un instrumento capaz de ofrecer un variado rango de informaciones procedentes de la superficie de la muestra. Su funcionamiento se basa en barrer un haz de electrones sobre un área del tamaño que deseemos (aumentos) mientras en un monitor se visualiza la información que hayamos seleccionado en función de los detectores que hayan disponibles.

El tamaño de poro puede ser estimado visualmente mediante la técnica de microscopía electrónica de barrido. Un fragmento de roca del yacimiento, de unos milímetros, se coloca sobre la cámara de un microscopio electrónico de barrido, dicha muestra es analizada para determinar el tamaño de poro y garganta de poro. La desventaja de este método, es que para determinar diversos tamaños tanto de poro como de garganta de poro, se requiere tener varias muestras de la roca yacimiento.

**4.1.1 Selección de las Muestras.** Es necesario tener en cuenta los parámetros que rigen la selección de una muestra adecuada para su análisis SEM, como las dimensiones interna de la cámara de muestras SEM, las condiciones de funcionamiento del microscopio y el tamaño de las muestras.

**4.1.1.1 Dimensiones internas de la cámara de muestras SEM.** Es importante conocer la geometría interna de la cámara de muestras SEM. Se debe conocer la

---

<sup>7</sup> RODRIGUEZ, José Raul y Rodriguez Sergio Andres. Proyecto "Desarrollo de una metodología para la optimización de un fluido de perforación mediante el analisis de la information obtenida de un programa de corazonamiento". Bucaramanga, 2014.

dimensión, posición y tamaño de los lentes, así como la posición de la platina y cuanto se puede mover en la dirección X, Y y Z y en las direcciones de inclinación.

El operador también debe conocer la ubicación de los detectores de electrones secundarios, retrodispersados y de energía dispersiva de rayos X dentro de la cámara y la forma en que se pueden mover y su ángulo de inclinación para evitar que una muestra grande se estrelle contra la parte delantera del detector, de esta forma se conocerá cuanto espacio está disponible para la muestra dentro de la cámara del microscopio y hasta qué punto se puede mover.

**4.1.1.2. Condiciones de funcionamiento del microscopio:** Después de haber establecido los parámetros especiales de todos los componentes en el interior del microscopio, es importante establecer con precisión qué tipo de información acerca de la muestra es la que se necesita. La ampliación de la resolución y la profundidad de enfoque se determinan en gran medida por la distancia de trabajo entre la muestra y el lente y la posición de los detectores. Largas distancias de trabajo reducen la resolución pero aumentan la profundidad de enfoque, si se requieren imágenes de alta resolución es necesario utilizar muestras más pequeñas que se pueden mover más cerca al lente. Se puede también inclinar la muestra hacia el detector de rayos X, con el fin de mejorar el ángulo de despegue de los fotones de rayos X emitidos.

**4.1.1.3. Tamaño de las muestras.** La mayoría de muestras examinadas en el SEM son de 12 mm de diámetro y 3mm de espesor. Aunque la cámara admita tamaños de muestras más grandes, es preferible que la muestra sea lo suficientemente pequeña sin comprometer la apariencia de las características de interés y la habilidad del microscopio de observar y analizar estas características.

Aunque las muestras más pequeñas son generalmente más fáciles de manejar que las muestras grandes, hay una desventaja en cuanto a su tamaño reducido y

es la de estar seguro que la muestra pequeña que ha sido obtenida de una muestra mucho más grande es representativa para el respectivo análisis. Una forma de evitar este dilema cuando no se disponen de otras técnicas, p.ej tomografía computarizada, consiste en examinar un mayor número de muestras pequeñas tomadas del corazón.

**4.1.1.4. Análisis EDX para minerales:** Durante el análisis EDX el mineral a ser identificado es aislado en el SEM a aproximadamente de 20.000X a 50.000X. Todos los rayos X generados del área aislada son recogidos y separados por el nivel de energía en un analizador de altura de pulso multicanal (ver figura #). Cualquier elemento importante en la muestra, (por encima de  $Z= 11$ , *Na*, sodio), dará lugar a un pico en un gráfico (del espectro EDX) en su único nivel de energía. La mayoría de los picos que se encuentran en los minerales que forman las rocas son elemento común, tales como el silicio (*SSi*), aluminio (*AMM*), magnesio (*MMMM*), hierro (*Fe*), potasio (*KK*), calcio (*HHa*), titanio (*Ti*) y azufre (*SS*). Los picos que representan el oro (*Au*), el cobre (*HHu*) y el paladio (*Pd*) generalmente indican la radiación de los recubrimientos metálicos, por lo que deben ser ignorados. Solo son visualizadas las concentraciones elementales por encima del 1%, los elementos con concentraciones por debajo de este rango no quedan registrados en el sistema EDX.

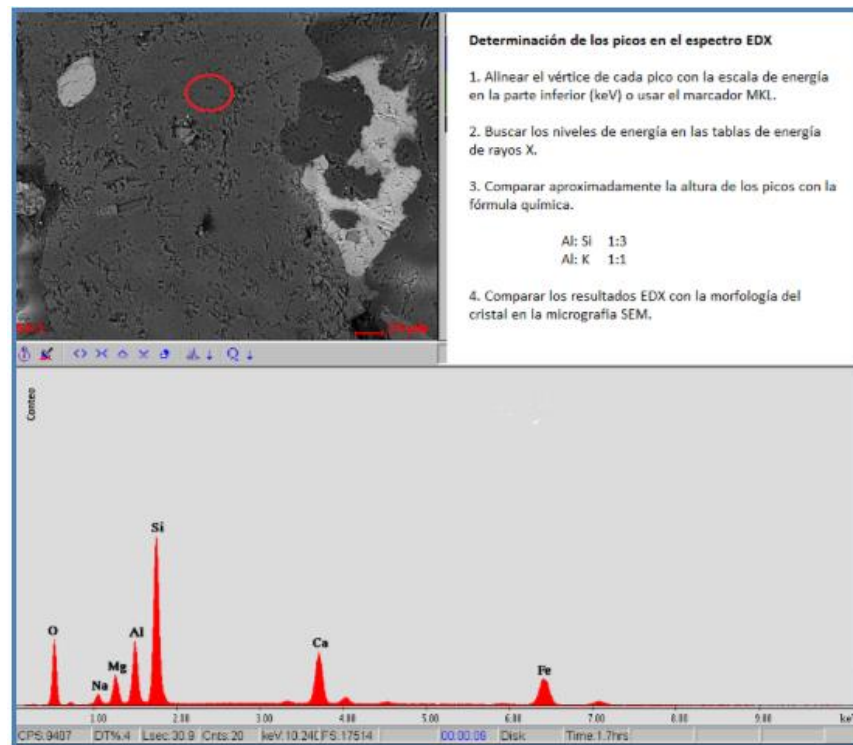
La identificación de cada pico en el espectro EDX se hace alineando el vértice con la escala de energía (KeV) en la parte inferior de la gráfica (ver figura 32). Este número es entonces comparado con las tablas de energía de rayos X, en las cuales figuran las principales energías de rayos X de cada elemento.

Actualmente todos los sistemas comerciales EDX cuentan con un sistema programado de marcadores MKL, que ayuda a la identificación rápida de los picos del espectro, simplemente marcando en el número atómico de cualquier elemento,

aparecerá un cursor en la pantalla que indicará las posiciones principales de los picos para cada elemento.

Después de identificar todos los picos en el espectro EDX, se comparan las concentraciones relativas de los elementos con la morfología del cristal y la fórmula química del supuesto mineral. La correlación de la altura de los picos de *SSi*, *AMM*, *KK* y *HHa* con la fórmula química es posible porque la altura de los picos son proporcionales a su concentración. Sin embargo, se pueden tener problemas con la comparación de la altura de los picos con la concentración tanto en las terminaciones de números atómicos bajos y medios.

**Figura 6. Identificación de picos en un espectro EDX.**



Fuente: RODRIGUEZ, José Raul y Rodriguez Sergio Andres. Proyecto “Desarrollo de una metodología para la optimización de un fluido de perforación mediante el análisis de la información obtenida de un programa de corazonamiento”. Bucaramanga, 2014.

Un problema potencial en la interpretación EDX puede ocurrir debido a la pobre resolución y penetración del haz de electrones a través de materiales muy finos como las arcillas. La mayoría de sistemas EDX tienen resoluciones mejores que 150 eV, si las energías de rayos X de dos elementos en un mineral son menores que 150 eV por separado, esto aparecerá en el espectro EDX como un solo pico asimétrico, en lugar de dos picos diferenciados en ese nivel de energía. Por ejemplo, el mineral florencita contiene fósforo (*P*) y es recubierto con oro (*Au*) para el análisis SEM. Tanto el *P* y el *Au*, tienen importantes líneas de emisión alrededor de 2.1 a 2.2 keV y el espectro de la florencita mostró un pico separado en el vértice en dos puntos, uno representa el *P* y el otro el *Au*, por lo tanto si cualquier pico en el espectro no tiene la forma gaussiana ideal, es un indicio de la presencia de más de un elemento.

#### **4.1.2. Preparación de la Muestra y Desarrollo de la Prueba SEM**

Pasos a seguir:

- La muestra del corazón no debe estar contaminada con ningún fluido de perforación (los plug pueden ser limpiados por extracción continua de solventes).
- En el momento que se quiera obtener y comparar las características petrofísicas obtenidas de las diferentes técnicas, estas deben ser analizadas de una misma muestra del corazón. (Un plug de corazón con dimensiones de 1x2 pulgadas suministra material suficiente para estos análisis).
- Las muestras deben ser manejadas con guantes desechables, pinzas, ya que el aceite de la piel de los dedos saldrá a la luz en el sistema de vacío SEM, deteriorando la imagen SEM.
- Para el análisis SEM el plug debe ser cortado con una sierra de cinta o una sierra radial, provista de una hoja impregnada de diamante. (Las partículas

finas que queden en la superficie, pueden ser desalojadas con un plumero de freón).

- Realizar la sección delgada o tableta para su manejo en laboratorio (en casos donde se requiera visualizar estructuras cuya escala sea inferior a 100nm, se procede a realizar preparación mediante desbaste por haz de iones o ion milling beam).
- La muestra se coloca en el STUB metálico (soporte circular). En algunos casos requieren ser adheridas con cinta de carbono o de otro material. Esta cinta debe tener las siguientes propiedades: (1) conductor, (2) doble cara adhesiva, (3) no gasificar en vacío, (4) fácil uso y (5) secado rápido.
- Se posiciona la muestra en el evaporador/recubridor con el fin de colocar una capa conductora con un rango de 1 a 100 nm de espesor de elementos como carbono, aluminio, oro, oro-paladio, con el fin de que la muestra sea conductora y se mejore la observación de la misma. Para esto se fijan los valores de trabajo adecuados para cada muestra (corriente pulso: 60 A, longitud pulso 5 s, número de pulsos de 2 a 5, intervalo de pulsos 5s, tiempo de salida de gas 60s, corriente del gas 30 A y tooling factor 2).
- Recubierta la muestra, se realiza la apertura de la cámara del microscopio electrónico, para ubicar la muestra dentro de la cámara estableciendo condiciones de alto vacío, bajo vacío.
- Fijar las condiciones de trabajo: (1) voltaje entre 10 y 30kV, (2) distancia entre detectores y muestra: 10 mm aproximadamente, (3) acercamiento de la muestra con el fin de posicionarla directamente bajo el emisor.
- Luego se encienden el haz de electrones y sus respectivos detectores., definiendo las condiciones de imagen (ganancia del detector, brillo y contraste del detector, brillo y gama de la imagen).
- Determinamos la región de interés en la imagen para iniciar el análisis EDS.
- Fijar las condiciones del detector EDS (voltaje 30kV, spot o tamaño del haz de electrones 5 o mayor, cuentas por segundo 2000 o mayor “fotones de rayos X en el detector”, tiempo de lectura de 50 segundos, death time del 40% “periodo

de tiempo donde no hay conteo de fotones emitidos”, amp time de 12,8 segundos o menos “tiempo que el detector procesa electrónicamente la detección de los fotones de rayos X”.

- Se realiza la autodetección de líneas de emisión de espectros y la detección manual para validar los elementos encontrados.
- Almacenar el espectro de rayos X.
- Comparar el espectro con bases de datos para la determinación de minerales presentes en la muestra.

#### **4.2 PARTICLE SIZE DISTRIBUTION (PSD)<sup>8</sup>**

El ensayo PSD (Particle Size Distribution) permite seleccionar el tamaño de partículas más adecuado para puentear una formación productora. Abrams sugirió que se requiere el tamaño y la concentración de partículas de puenteo para minimizar el espesor del cake. Específicamente, se toman en cuenta las siguientes dos reglas según Abrams:

- El tamaño promedio de las partículas puenteantes debe ser igual o ligeramente mayor a un tercio de la garganta poral de la roca en el yacimiento.
- La concentración del tamaño de las partículas puenteantes debe ser como mínimo el 5% del volumen de sólidos en la composición, incluyendo sólidos de perforación.

Estas dos reglas se utilizan, cuando se sabe poco de la distribución del tamaño de poro en el yacimiento, por lo cual se emplean una amplia gama de tamaños de partículas a la hora de plantear un fluido Drill-In puenteante.

---

<sup>8</sup> Bridging Particle Size Distribution: A Key Factor in the Designing Of Non-Damaging Completion Fluids. SPE-8792-MS

Cuando no se conoce el diámetro de la garganta poral del yacimiento, empleamos la teoría del empaquetamiento ideal (IPT) que afirma, cuando el porcentaje de volumen acumulado vs raíz cuadrada de los diámetros de partículas es directamente proporcional; el enfoque IPT se basa en una estimación del tamaño medio del poro a partir de la permeabilidad tomando la raíz cuadrada de la permeabilidad. Esto sería ideal si la distribución del tamaño de gargantas de poros en un yacimiento fueran lineales. La idea de la teoría del empaquetamiento ideal es mejorar la eficiencia del puente para los fluidos de perforación basándose en una regla: afirma que el empaquetamiento ideal ocurre cuando el porcentaje de volumen acumulado vs raíz cuadrada de los diámetros de partículas debe formar una línea recta para minimizar el daño de formación durante la perforación.

Con base a estas reglas se concluye que el tamaño ideal de las partículas requeridas para formar un sello efectivo que minimice la invasión del filtrado en formaciones productoras de petróleo, se determina con el método basado en la dispersión y difracción de la luz.

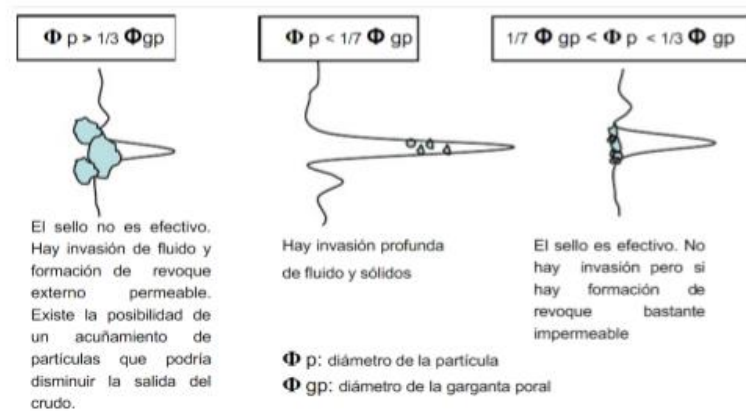
Interpretación de las lecturas:

- $D_{10} = 2.40 \text{ m}\mu$ . Significa que el 10% de las partículas tienen un tamaño menor al señalado. De hecho, los finos disminuyen en tamaño en la medida que el  $D_{10}$  se hace menor.
- $D_{50} = 20.18 \text{ m}\mu$ . Significa que un 50% de las partículas tienen un tamaño menor al señalado y el otro 50% mayor.
- $D_{50}$  representa la mediana, término usado para describir el tamaño de las partículas mediante un solo número. El término promedio es similar, pero no es lo mismo; por ejemplo, en la sumatoria impar de  $1+5+7+13+19$ , el promedio

es 9 (45/5) y la mediana 7, y en la sumatoria par de  $1+3+5+7+13+19$ , el promedio resulta ser 8 (48/6) y la mediana 6 (5+7/2).

- D90 = 56.80  $\mu\text{m}$ . Significa que el 90% de las partículas tienen un tamaño menor al señalado. En conclusión, el punto de corte de una partícula se expresa en base a tres porcentajes, 10, 50 y 90% y se representa como D10, D50y D90.

**Figura 7. Diámetro de la partícula**



Fuente: Bridging Particle Size Distribution: A Key Factor in the Designing Of Non-Damaging Completion Fluids. SPE-8792-MS

A la prueba de distribución por tamaño de partículas (PSD) le precede la de taponamiento de permeabilidad (PPT). PSD permite seleccionar los tamaños de partículas más apropiados para lograr sello y PPT confirma la calidad de ese sello.

### 4.3 PRUEBA DE PPT TAPONAMIENTO POR PARTÍCULA<sup>9</sup>.

**Figura 8. Montaje de prueba PPT y Discos de aloxita**



Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.



10 micrones      20 micrones

Fuente: Laboratorio Baroid Fluid Services.

Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

La prueba PPT es una modificación de la norma 500-ml ATAP Filtro prensa. Se puede utilizar en campo o en un entorno de laboratorio. El instrumento es útil para realizar ensayos de filtración en los materiales de obturación. El PPT es muy útil en la predicción de como un fluido de perforación puede formar una torta de filtro de baja permeabilidad para sellar esto bajo intervalos de presión y ayudar a prevenir la adherencia. Las presiones diferenciales típicas son mucho más altos que los observados en las pruebas HTHP estándar.

La celda de presión es similar a lo observado en la prueba de presión ATAP estándar pero se invierte con el medio de filtro y el receptor de contrapresión en la parte superior del conjunto. La celda convencional puede ser operada a 2000PSI utilizando tornillos de fijación de acero endurecido para asegurar la tapa de la celda. Por presiones elevadas, el creador de la maquina ha diseñado una celda especial con una presión de hasta 4000 PSI, con la bomba hidráulica

---

<sup>9</sup> OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

convencional. La celda se presuriza con aceite hidráulico y un pistón flotante separa el aceite del fluido dentro de la celda.

**4.3.1 Descripción.** La celda esta equipada dentro con una tapa estándar, un pistón flotante y una tapa de salida descrita para los discos de filtro cerámico (Aloxita). El extremo de salida de la celda tiene  $\frac{1}{4}$ " (6.35 mm) de hueco más profundo que una celda estándar para permitir el disco de cerámica como medio de filtro. La tapa del extremo se utiliza de  $\frac{1}{4}$ " (6.35mm) pues este tiene un patrón concéntrico descrito en lugar de la pantalla convencional. El papel de filtro u otro medio de filtro fino se puede utilizar con este medio de casquillo mediante el anillo espaciador para llenar el espacio extra  $\frac{1}{4}$ " (6.35 mm). Además una gran tapa de extremo con una copia de seguridad de imagen estándar se suministra para su uso con medios de filtración fina papel-metal.

Todas las piezas se han diseñado para aceptar el vástago de la válvula estándar. Los de entrada o inferior, el vástago de la válvula está equipada con una conexión rápida para la conexión del colector de presión hidráulica. Los colectores estándar de presión hidráulica están equipados con una válvula de alivio de 2000PSI (13.800 kpa). El conjunto superior, vástago de válvula consiste en doble vástago de válvula con una doble bola en el medio, que facilita la apertura y cierre de flujo de salida. El consumo de energía PPT, su camisa de calentamiento de 800 vatios. El receptor de presión de 100 ml está montado en la parte superior de la camisa de calentamiento y al revés, si se compara con la configuración normal de la prensa de filtro ATAP (alta temperatura/alta presión). Se une el vástago de válvula de salida de la celda y se asegura con el dispositivo de retención. Los accesorios en el receptor se invierten con el de entrada de presión con el extremo pequeño (el extremo superior). Un accesorio puede estar provisto de llamanada si se desea utilizar el lado de baja presión de un doble colector de nitrógeno, biberón en lugar de cartuchos estándar de CO<sub>2</sub>.

Especificaciones:

- Peso: 58 libras. (26,3 kg)
- Dimensiones: 15 "x 25" x 42 "(38,1 x 63,5 x 106,7 cm)
- Peso del producto: 84 lbs. (38,1 kg)
- Envío Dimensiones: 30 "x 18" x 17 "(76,2 x 45,7 x 43,2 cm)
- Calentador 800W
- Prueba de la celda
- Temperatura máxima: 500 ° F (260 ° C)
- Presión máxima: 2.000 psi (13.800 kPa)

### **4.3.2 Operación**

#### **4.3.2.1 Preparación**

1. Antes de iniciar una prueba, cierre todas las válvulas y asegurarse que todos los reguladores giren hacia la izquierda.
2. Conectar el calentamiento bien a una fuente de alimentación de 110V o 220V AC como se especifica en la placa. La camisa de calentamiento requiere una fuente de alimentación de 800 W.
3. Ajustar el termostato aproximadamente a la mitad de la escala para comenzar calefacción y termómetro también. La luz piloto se encenderá cuando el pozo de calentamiento es a la temperatura punto fijo. La temperatura debe leer 10 ° F (6 ° C) por encima de la temperatura en prueba deseada. Si no es así ajustar el termostato.
4. Antes de utilizar el disco de cerámica, dejarlo en remojo durante 10 minutos en el líquido base.

Use agua para fluidos a base de agua dulce, salada para fluidos a base de agua salada, diésel para fluidos de base aceite y una base sintético para fluidos de base sintética.

#### 4.3.2.2 Cargar la filtración de la celda.

1. Abrir la celda. Reemplace los que estén desgastados o dañados. Nuevos o-rings se requieren normalmente después de cada prueba 300°F (149°C).
2. Aplique una capa fina de grasa de silicona alrededor de o-rings utilizadas en el pistón, en los vástagos de las válvulas y las tapas de las celdas.
3. Coloque la celda en posición vertical con la entrada, o superficial, hueco hacia arriba. Compruebe el receso o-ring para asegurarse que está limpio. Con cuidado, inserte una teórica en el interior de las tapas de ranura de la celda.
4. Encontrar la tapa de la celda más cortos, se tamizan y se colocan en el cuerpo de la celda de prueba.  
Asegúrese de que la flecha de la tapa de la celda se alinee con la flecha del cuerpo de la celda.
5. Coloque un tornillo de bloqueo en cada uno de los agujeros alrededor de la parte superior de la celda de ensayo y apretarlos con la llave Allen suministrada.

**Figura 9. Celda de ensayo**



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

- Empuje la perilla roja ubicada justo debajo del control del termostato en la camisa de calefacción. Esto mueve el embolo de parada en posición para apoyar la celda mientras se está llenando de líquido y facilita la instalación de la celda. Invertir la celda y colocarla dentro de la camisa de calentamiento con la tapa de entrada hacia abajo.
- Tornillo del vástago de la válvula de entrada (con el accesorio de conexión rápida) en la entrada de la tapa de la celda y aprieta por completo. A continuación, abra el vástago de la válvula girando en sentido horario de  $\frac{1}{2}$  a 1 vuelta completa. Una vez conectado, la conexión rápida final del vástago de la válvula debe apuntar hacia abajo.

**Figura 10. Tornillo del vástago de la válvula de entrada**



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014.

- Conectar el tubo de presurización de la bomba hidráulica con el (2.0 cm) de la bola  $\frac{3}{4}$ " la válvula y accesorio de conexión rápida para el conjunto del vástago de válvula de entrada.

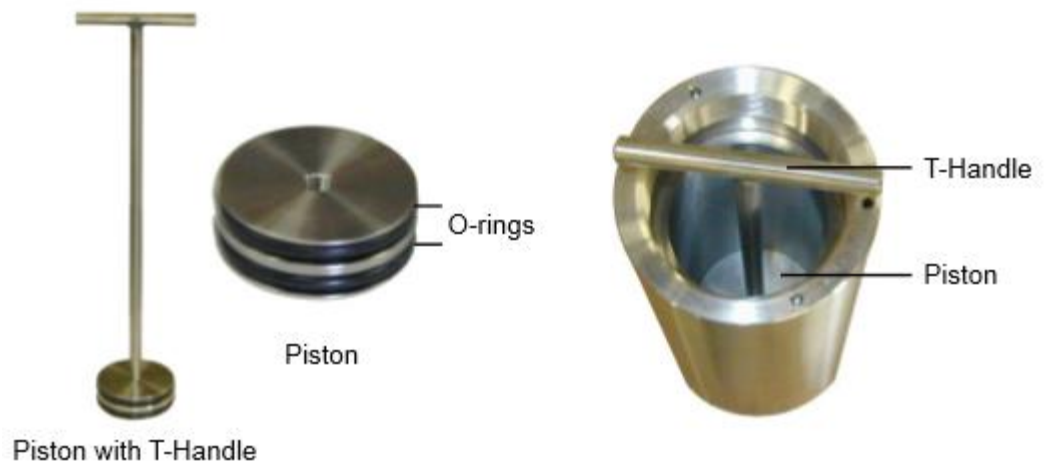
**Figura 11. Tubo de presurización.**



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

9. Tornillo del mango en T en el pistón y colocarlo dentro de la celda, trabajándolo arriba y hacia abajo para asegurar la libre circulación. Coloque el pistón con la T-handle de modo que entra en contacto con la tapa de la celda de entrada.

**Figura 12. Pistón**



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

10. Abra la válvula de entrada. Gire el botón de liberación de la presión hidráulica en el bombear las agujas del reloj para cerrar la válvula de liberación de presión.
11. Retire el mango en forma de T del pistón y la celda.
12. Preparar el líquido de ensayo de acuerdo con las especificaciones API.
13. Añadir aproximadamente 320ml de fluido de prueba a la celda. Tenga cuidado de no verter cualquier fluido en la cavidad o-ring. El nivel del fluido dentro de la celda debe ser en el fondo de la cavidad o-ring.

14. Colocar un tornillo de bloqueo en cada uno de los agujeros alrededor de la parte superior del cuerpo de la celda de ensayo y apretarlos con la llave Allen suministrada.

**Figura 13. Tornillos de bloqueo**



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014.

15. El uso de una jeringa de 3ml, llenar la válvula de salida del líquido de base (agua o aceite) que mejora la precisión de la prueba. El volumen total del espacio muerto a partir de los medios de filtro para el receptor de contrapresión debe ser llenado con el fluido de base antes de la prueba. Esto asegurará que el volumen inicial del filtrado que pasa a través de los medios de filtrado desplazará un volumen igual de filtrado en el extremo receptor. En algunas configuraciones, el espacio muerto puede exceder 1-2 ml, el volumen filtrado por lo que tendrá resultado erróneos si este espacio muerto no es lleno.

16. Instalar y apretar el conjunto de vástago de la válvula de salida con el 1/8" (0.32 cm) válvula de bola en la tapa de la celda de la salida en la parte superior de la celda.

17. Sujete el conjunto de la válvula de salida con una mano

**Figura 14. válvula de salida**

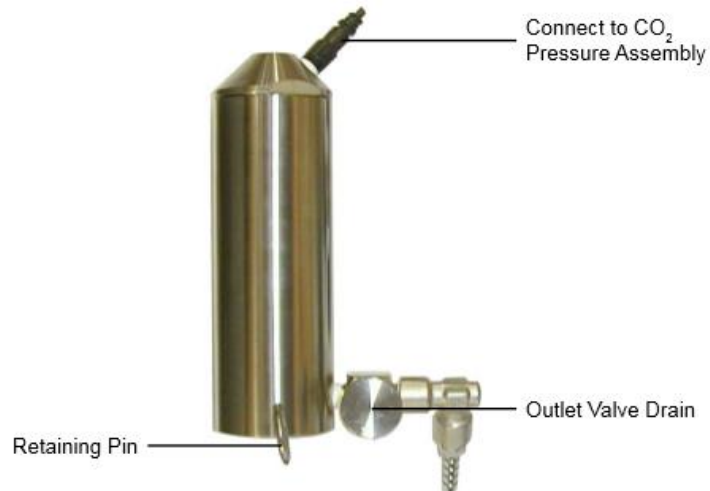


Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

18. Cierre la válvula de salida girando la palanca de posición de 90°. Coloque un termómetro de cuadrante de metal en la parte superior de la celda en el pequeño agujero.

19. Acople el receptor de presión de nuevo a la parte superior del conjunto de la válvula. Tener cuidado de no girar el conjunto de la válvula. Bloquear el receptor en su lugar con el pasador de retención. Asegurarse de que el pasador este en el fondo. El 1/8" (0.32 cm) válvula de drenaje de salida en el receptor debe estar en la posición cerrada.

**Figura 15. Receptor de presión**



Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

20. Una el conjunto de presión de CO2 al vástago de válvula en la parte superior de la espalda del receptor de presión y asegúrese de que el pasador de retención es hasta el fondo.
21. Girar el mango en T en el regulador de aire en sentido anti horario hasta que aproximadamente 6 hilos estén expuestos. Perforar el bulbo de CO2 y aplicar la cantidad adecuada de presión de vuelta al receptor para la prueba temperatura deseada.
22. Mientras que la celda se está calentando a la temperatura deseada, abra la entrada de la válvula y aplicar la cantidad de presión indicadas en el “mínimo de presión recomendada. Observe tabla de recomendaciones:

**Tabla 5. Recommended Minimum Back Pressure**

<b>Recommended Minimum Back Pressure</b>		
<b>test temperature ( °F)</b>	<b>vapor pressure (Psi)</b>	<b>Minimum Back Pressure (Psi)</b>
212	14,7	100
250	30	100
300	67	100
350	135	160
400*	247	275
450*	422	450
500*	680	700

Fuente: OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014

Cuan se cierra la celda se está calentando en la chaqueta, la presión en la celda se aumenta rápidamente debido a la expansión térmica de la muestra y de la hidráulica del fluido. Utilice la bomba para liberar el aceite hidráulico y evitar un

exceso de presión. Mantener la presión sobre el fluido hasta que la temperatura deseada se estabiliza, como se indica por el termómetro. Utilice la bomba hidráulica de la válvula de liberación de presión para regular y mantener la presión. El tiempo de calentamiento no puede exceder de una hora.

Una presión excesiva pone la tensión en cuatro áreas principales de la celda:

- Tapa terminal de reflexión- se puede observar ya sea a simple vista o mediante la medición casquillo de compresión.
- Puede ser observado por la ovalación en el bloqueo de los asientos de los tornillos o agujeros.
- Cilindro de corte- Zonas elevadas por encima de los orificios de los tornillos de bloqueo u orificios de los tornillos de fijación dañados en el cuerpo de la celda.
- Cilindro de estrés- Agrietamiento por tensión o picaduras graves van aparecer en el cuerpo de la celda.

#### **4.3.2.3 Procedimiento de Prueba**

1. Una vez que la celda ha alcanzado la temperatura requerida, cierra la válvula en la bomba hidráulica y abrir la válvula de salida. Operar la bomba aumentando la presión de la celda a la presión de prueba deseada para iniciar filtración. El uso de la bomba, debe mantener la presión deseada en la celda. La presión diferencial es la presión de la celda menos la cantidad de contrapresión.

No exceda los 2000 PSI de presión como el principal o de entrada.

2. Establecer un temporizador para los tiempos de prueba deseados. El filtrado se debe recoger en un mínimo de intervalos 7,5 y 30 minutos. Recoger y registrar el total de cantidad de filtrado y/o lodo de 30 minutos. Asegurase de mantener

la presión la presión diferencial seleccionada y temperatura de ensayo dentro de  $\pm 5$  ° F (3 ° C).

3. Durante la recogida de la filtración, la presión de la celda tendrá a disminuir, por lo que será necesario la aplicación de presión hidráulica adicional para mantener una presión constante.
4. Si la contrapresión aumenta durante la prueba, con cautela reducir la presión abriendo la válvula de drenaje en el receptor y descargando algo del filtrado en el cilindro guardado. El filtrado será en o cerca de la prueba de temperatura y lentamente la apertura de la válvula de drenaje reducirá al mínimo cualquier salpicadura del fluido y cualquier contacto potencial con las manos y los dedos.
5. Después del periodo de tiempo de 30 minutos, cierre la válvula de salida. Abra la válvula de drenaje receptor y deje que se sople en seco para eliminar filtrado y/o barro desde el receptor. Registrar la cantidad total del líquido recuperado, incluido la pérdida de chorro.
6. Girar el mango en T en el regulador de aire hacia la derecha para dejar de añadir presión al receptor de contrapresión.

#### **4.3.2.4 Desmontaje**

1. Liberar la presión en la bomba hidráulica girando la válvula de descarga de la bomba en sentido anti horario hasta que el indicador de presión en el colector de la bomba hidráulica lee 0 psi (al menos cuatro vueltas completas). Cerrar la entrada de la válvula y quitar la manguera hidráulica y de conexión rápida de la entrada conjunto de la válvula. Deje el conjunto de la válvula de entrada conectada a la celda.
2. Retire el conjunto de CO2 presionar desde el regulador de presión de retorno.

3. Retire el regulador de presión de retorno de conjunto de válvula de salida.
4. Permitir que la celda se enfríe o eliminar el calentamiento de la camisa.  
La temperatura de la muestra en la celda debe reducirse a menos del 100° F (46,5 ° C) antes de que la celda se puede abrir de forma segura.
5. Mantenga la celda para que las válvulas de entrada y de salida están apuntando lejos de las personas y equipos. Abrir lentamente la válvula de salida están apuntando lejos de personas y equipos. Abrir lentamente la válvula de salida para soltar la presión de la celda. Repetir el proceso con la válvula de entrada y asegurarse de que toda la presión se ha liberado en la celda.  
La torta de filtro puede bloquear la liberación de presión en el lado de salida.
6. Gire la celda al revés o ponerlo en su lado. Utilice la llave para quitar la tapa de la celda de salida. Retire el conjunto de válvula de salida y la tapa de la celda. Inspeccione el vástago de la válvula para asegurarse de que no está conectado por soplado de aire en la válvula.

Puede que sea necesario para eliminar completamente cualquier obstrucción insertando una broca pequeña, alambre o un clip desdoblado, en el vástago de la válvula. Asegúrese de que la apertura este lejos de las personas y equipos cuando se inserte el cable.

7. Recuperar el disco de cerámica y muy ligeramente lavar la torta de filtro con el tipo de fluido de base utilizada en el lodo (agua, salmuera, diésel, sintético, etc.). Medir la torta de filtro para el 1/32" más próximo (0.8mm).  
Si el disco de cerámica no viene fácilmente fuera de la celda con el flujo de fluido:
  - Coloque la celda de su lado y sobre un fregadero.

- Instalar el conector hidráulico en el vástago de válvula de entrada y abrir el vástago girando 2 vueltas en sentido anti horario.
- Abra la válvula de entrada y cerrar la válvula de alivio de presión hidráulica en la bomba.
- No trate de hacer palanca ni sacuda el disco de cerámica de la celda ya que el disco puede romperse.

8. Para recuperar cualquier fluido hidráulico restante de la celda:

- Tornillo de la llave de barra en T en el pistón dentro de la celda.
  - Abra la válvula de entrada y gire la válvula de alivio de presión en la hidráulica bomba 4 vueltas completas.
  - Empujar manualmente el pistón a la parte inferior de la celda.
  - Cierre la válvula de alivio de presión en la bomba hidráulica y cierre la válvula de entrada.
  - Retire el colector de la bomba hidráulica del vástago de la válvula de entrada y quitar el pistón de la celda utilizando el mango en T.
9. Desmontar completamente la celda y limpiar y secar todo el aparato con agua y jabón. Inspeccione todas las o-rings y reemplazarlos si es necesario.
10. Si está utilizando brinefluids, limpie el conjunto del vástago de la válvula de salida con agua dulce y secar con aire antes de volver a usar.

#### 4.4 PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD<sup>10</sup>.

El permeámetro mostrado en la figura 16, es un equipo diseñado para medir permeabilidades a tapones de corazones a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. La condiciones de prueba pueden ser hasta 3000 psi confinando y hasta 350 F de temperatura. El sistema cuenta con medidores de presión tanto diferencial como manométrica. La inyección de fluidos es realizada mediante una bomba de desplazamiento positivo, la cual permite un caudal máximo de 50 centímetros cúbicos por minuto. Requisitos de energía 110-240 voltios de CA, 50/60 Hz.

**Figura 16. Equipo de Retorno de Permeabilidad**



Fuente: Suministrado por Baker Hughes

**4.4.1 Procedimiento para Elaborar una Prueba de Retorno en el Equipo Permeámetro.** La permeabilidad y porosidad es de vital importancia en la industria petrolera, ya que estas propiedades hacen de un yacimiento atractivo o no. Estas propiedades dan idea de la capacidad de flujo que presenta el reservorio y la

---

<sup>10</sup> Baker Hughes Inc

capacidad de almacenar fluidos del mismo, importante al momento de cuantificar reservas y tomar decisiones.

Esta prueba es diseñada con el fin de cuantificar el daño generado en la formación debido a los fluidos de perforación y completamiento utilizados en la industria del petróleo y gas. La etapa de perforación es la primera instancia que genera un daño en la formación, debido al filtrado y la invasión de partículas.

El protocolo descrito a continuación está en proceso de elaboración, se le harán modificaciones de acuerdo a las especificaciones y requerimientos del cliente.

Requisitos para la prueba:

1. Para la elaboración de una prueba de retorno es indispensable contar con un núcleo de formación, el cual debe tener un diámetro de 1 pulgada, y una longitud entre 1-2 pulgadas.
2. Se debe contar con fluidos de reservorio (tanto aceite como salmuera), de no ser posible se debe caracterizar la salmuera de campo para realizar una salmuera representativa en laboratorio y usar aceite mineral.
3. Se debe conocer datos de campo. Temperatura, Presión de confinamiento, presión de poro, Presión de sobre balance son necesarias para la elaboración de la prueba.

#### **4.4.1.1 Preparación de la Muestra**

1. Lavado de muestra: Por medio de un equipo Soxhlet poner en contacto el núcleo con Solventes, (Tolueno y metanol ya que poseen bajas temperaturas de ebullición y actúan como buenos removedores de orgánicos e inorgánicos respectivamente) a una temperatura dada (depende del punto de ebullición del solvente utilizado o mezcla).

Se necesita el núcleo limpio para determinar sus propiedades petrofísicas.  
(Permeabilidad y porosidad)

2. Secado de muestra: Colocar los núcleos en un horno a una temperatura por encima del punto de ebullición del solvente.

La temperatura por encima del punto de ebullición evapora todos los solventes presentes en el medio poroso con el fin de garantizar la no presencia de fluidos en la muestra

Esta primera etapa se realiza con el fin de garantizar las condiciones óptimas para el desarrollo de la prueba, evitando la presencia de fluidos invasores que puedan generar algún tipo de error en los resultados obtenidos en la prueba.

#### **4.4.1.2 Medida de Propiedades de la Muestra**

1. Medida del valor de longitud de la muestra: Medir tres veces la longitud girando 45 grados en cada medida en sentido de las manecillas del reloj y sacar el promedio de las tres medidas.

Este valor es necesario para calcular la porosidad, el volumen poroso y la permeabilidad de la muestra.

2. Medida del valor del diámetro de la muestra: Medir tres veces el diámetro en los dos extremos, en el centro y sacar el promedio de las tres medidas.

Este valor es necesario para calcular la porosidad, el volumen poroso y la permeabilidad de la muestra.

3. Medida del peso en seco de la muestra: Medir tres veces el peso de la muestra y sacar el promedio de las tres medidas.

Este valor es necesario para calcular el volumen poroso y la porosidad.

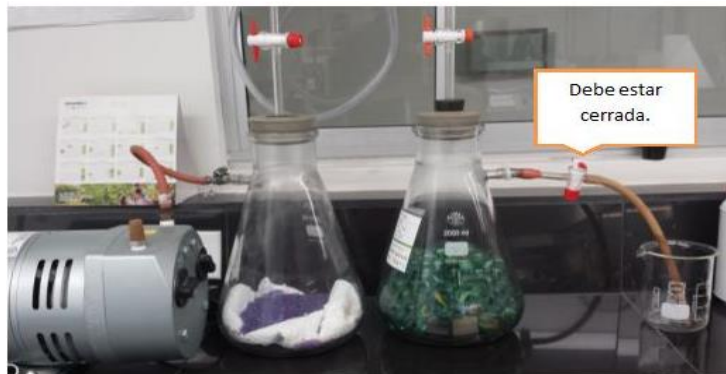
Esta etapa se realiza con el fin de tomar propiedades básicas necesarias para el cálculo de variables importantes durante la ejecución de la prueba, como lo son la porosidad, la permeabilidad y el volumen poroso.

#### 4.4.1.3 Medida de la Porosidad

1. Generación de condiciones de vacío: Ingresar el núcleo en el montaje de vacío y generar condiciones de vacío en el medio aproximadamente por 1 hora. Figura 17.

Sacar el aire presente en el medio poroso para la posterior saturación.

#### Figura 17. Montaje generación de vacío



Fuente: Fotografía suministrada por la compañía por Baker Hughes.

2. Saturación del medio poroso con salmuera: Abrir válvula que comunica la cámara de vacío con el fluido y permitir el flujo lentamente. Figura 18. Saturar el medio con salmuera para medir el volumen poroso.

**Figura 18. Montaje saturación del Núcleo**



Fuente: Fotografía suministrada por la compañía por Baker Hughes

3. Desaireado de la muestra: Permanecer en condiciones de vacío para extraer el gas presente el fluido y el remanente en el núcleo.

Saturar completamente el núcleo.

4. Medida del peso húmedo de la muestra: Medir tres veces el peso de la muestra y sacar el promedio de las tres medidas.

Este valor es necesario para calcular el volumen poroso y la porosidad.

5. Medida de la densidad de la salmuera: Tomar mediante un picnómetro el valor de densidad.

Este valor es necesario para calcular el volumen poroso y la porosidad.

Esta etapa se realiza con el fin de saturar el núcleo y tomar la medida de porosidad del medio, igual se desarrolla para evitar efectos capilares en el medio.

La porosidad se calcula de la siguiente manera:

1. Calcular el Volumen Total del núcleo,  $V_T$

$$V_T = \frac{\pi}{4} D^2 \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde D es el diámetro promedio medido.

2. Calcular el Volumen Poroso del núcleo,  $V_P$

$$V_P = \frac{(m_s - m_h)}{\rho_s} \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:  $m_s$ = peso seco medido

$m_h$ = peso húmedo medido

$\rho_s$ = densidad de la salmuera medida

3. Calcular porosidad,  $\phi$

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} * 100 \quad \text{Ecuación 4}$$

#### 4.4.1.4 Preparación del Equipo

4. Preparación de acumuladores (ver figura 19): Por medio de la bomba de desplazamiento positivo vaciar los acumuladores (si están llenos), luego por medio de la inyección de gas por la parte superior del acumulador (orificio de la válvula libre), y con la válvula "Purge Pump" y la válvula inferior del acumulador abierta vaciar el acumulador, cargar los acumuladores con los fluidos a trabajar.

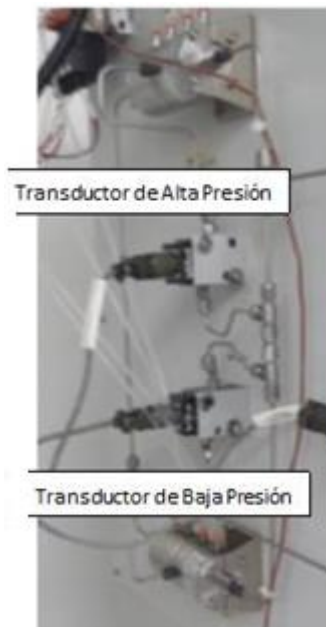
**Figura 19. Acumuladores de fluido y forma de llenarlos.**



Fuente: Fotografía suministrada por la Compañía Baker Hughes.

3. Verificación del funcionamiento de los transductores (ver figura 20):

**Figura 20. Transductores Valydine**



Fuente: Fotografía suministrada por la Compañía Baker Hughes.

Se cuenta con dos tipos de transductor, Rosemount y Valydine. Para el caso de un transductor tipo Valydine.

Conectar los transductores de presión directamente a la bomba de desplazamiento positivo, teniendo en cuenta el lado positivo del transductor (cámara de alta). Se debe fijar una presión y verificar la lectura de los transductores (ver la figura 21), Si:

**Figura 21. Montaje calibración transductor.**



Fuente: Fotografía suministrada por la Compañía Baker Hughes.

- Si las presiones tanto en la bomba como en el transductor son iguales, los transductores están OK.
- Si las presiones son distintas se debe calibrar el transductor mediante el panel de los transductores.

Procedimiento para calibrar los transductores:

- Despresurizar el sistema.
- Fijar con la bomba de desplazamiento positivo una presión baja (10 psi).
- Hacer coincidir la lectura de los transductores con la presión de la bomba (esta lectura es registrada en el panel. (Ver figura 22), mediante el SPAM).

**Figura 22. Panel de registro de medidas y calibración de transductores.**



Fuente: Fotografía suministrada por la Compañía Baker Hughes.

- Realizar el paso anterior a diferentes presiones hasta llegar a la presión máxima de los transductores (50 psi el T. de baja y 125 psi el T. de alta).
- Realizar igual procedimiento en forma decreciente de presión.
- Para una presión de 0 “cero”, ajustar la medida del transductor con el *ZERO*.
- Repetir todo el proceso 4 veces.
- Corroborar la calibración a diferentes medidas.

Dado el caso de no lograr la calibración de los transductores realizar una curva de ajuste la cual consiste en tomar dos puntos a dos presiones y hallar una ecuación que cumpla este comportamiento, para luego corregir los datos obtenidos.

En el caso de un transductor Rosemount. (fig. 23).

**Figura 23. Transductor de registro de medidas.**

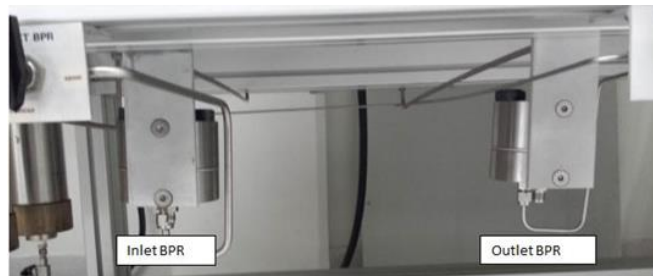


Fuente: Fotografía suministrada por la Compañía Baker Hughes.

Saturar todas las cámaras del transductor con aceite mineral procurando que no permanezcan burbujas de aire en las cámaras.

**4. Preparación de sistemas Back Pressure Regulator “BPR” (ver figura 24 ):**

**Figura 24. Sistemas de contrapresión**



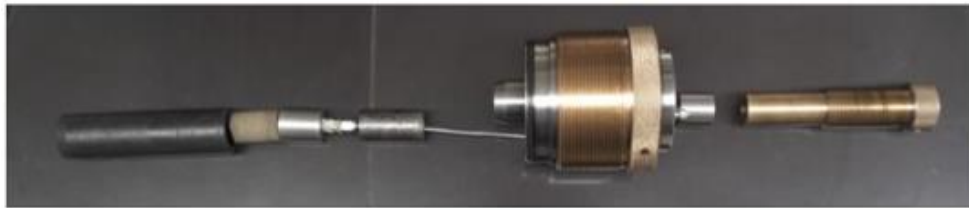
Fuente: Fotografía suministrada por la Compañía Baker Hughes.

Desmontar ambos BPR para realizar limpieza, verificar estado de las membranas y fluir gas con el fin de remover algún material particulado que se haya podido depositar en las boquillas de entrada y salida.

Montar los BPR teniendo en cuenta la posición y presurizar el sistema de contrapresión con la bomba hidráulica.

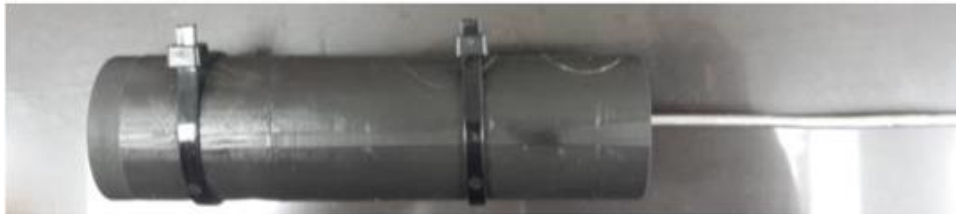
6. Montaje de la muestra.(ver figura 25):

**Figura 25. Montaje de muestra**



Fuente: Fotografía suministrada por la Compañía Baker Hughes.

**Figura 26. Montaje final de la muestra en la manga de viton.**

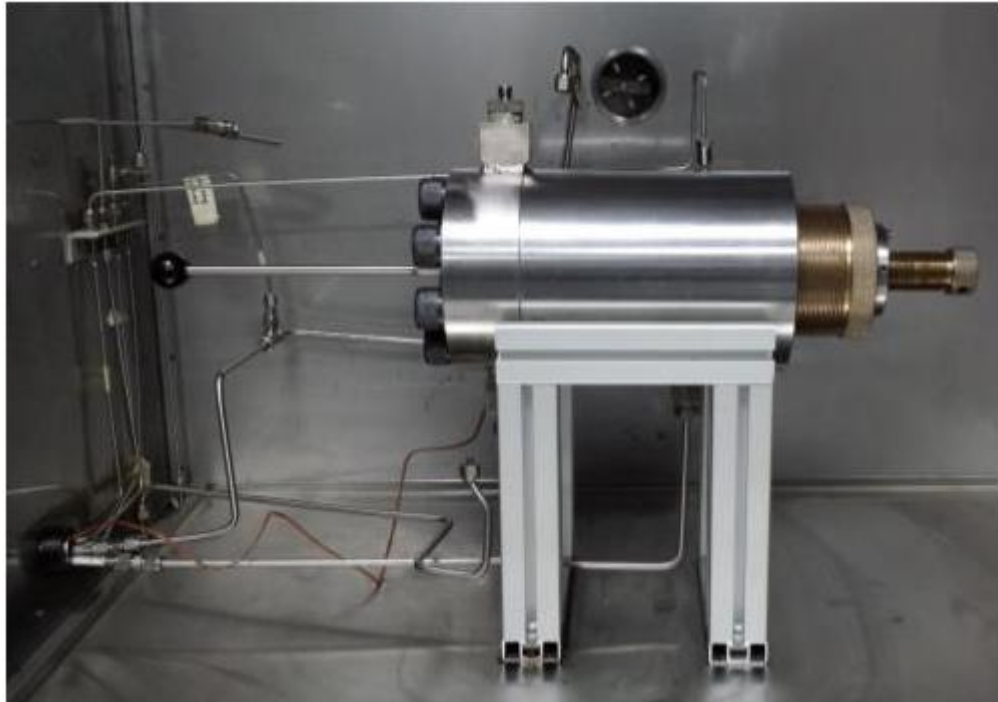


Fuente: Fotografía suministrada por la Compañía Baker Hughes.

- \_Colocar la muestra ya saturada (paso 3.4) en la manga de caucho en uno de los extremos de esta.
- Colocar el cabezote y el espaciador en la manga y sujetarlos con abrazaderas plásticas, esto ayudara a que no se distancien las piezas y evitar una posible ruptura de la manga

- Introducir la manga en el Core Holder (ver figura 27) de tal manera que encase en el o-ring.

**Figura 27. Core Holder**



Fuente: Fotografía suministrada por la Compañía Baker Hughes.

- Cerrar el Core Holder con la tapa, cuidando que la manga no salga del o-ring.
- Insertar el espaciador en la tapa.
- Con la bomba hidráulica saturar el Core Holder con aceite hidráulico.
- Levantar la presión hasta los requerimientos de la prueba y esperar estanquidad.

Si el sistema se conecta (Salida de aceite por alguno de los lados) se debe bajar de nuevo la muestra, someterla a lavado y realizar de nuevo el procedimiento.

Esta etapa es realizada con el fin de evitar cualquier inconveniente en el transcurso de la prueba, igual garantizar unos resultados más confiables.

#### **4.4.1.5 Medida de Permeabilidad y Daño Generado por los Fluidos de Perforacion.**

1. Inyección de salmuera: Mediante el uso de la bomba de desplazamiento positivo fijar un Q (Caudal) el cual se tendrá en cuenta a la hora de calcular la permeabilidad.

- Habilitar el flujo por el acumulador A.
- Se debe saturar el sistema (líneas de flujo) antes de conectar con el coreholder, con el fin de retirar cualquier fluido extraño presente en ellas.
- Conectar la línea de flujo al coreholder y esperar retorno en el otro extremo.
- Conectar el coreholder al sistema de contrapresión y esperar que el sistema alcance la presión de trabajo.
- Comenzar a registrar las medidas de delta de presión y el tiempo.
- Esperar la estabilidad (momento en el cual la caída de presión es constante) y dejar fluir aproximadamente 5-10 volúmenes porosos.

Con la caída de presión, el caudal, el área, la longitud de la muestra y la viscosidad del fluido se calcula la permeabilidad de la siguiente forma:

$$K = 245.6 \frac{\mu * L * Q}{A * \Delta P}$$

## 2. Inyección de aceite:

- Se cierra la válvula Flow shut off chequeando la presión de cierre del sistema. Se debe tener en cuenta la presión con la que fue cerrado el sistema, ya que se debe abrir a esta misma presión para evitar una perturbación en el medio poroso
- Se cierra el flujo por el acumulador A.
- Se abren las válvulas del acumulador B.
- Con la bomba presurizar hasta la presión de cierre y luego abrir la válvula Flow Shut off.
- Fluir aceite hasta alcanzar la estabilidad.
- Calcular la permeabilidad usando la ley de Darcy.

## 3. Inyección de salmuera:

- Se cierra la válvula Flow shut off chequeando la presión de cierre del sistema. Se debe tener en cuenta la presión con la que fue cerrado el sistema, ya que se debe abrir a esta misma presión para evitar una perturbación en el medio poroso
- Se cierra el flujo por el acumulador B.
- Se abren las válvulas del acumulador A.
- Con la bomba presurizar hasta la presión de cierre y luego abrir la válvula Flow Shut off.
- Fluir salmuera hasta alcanzar la estabilidad.
- Recolectar el aceite desplazado por el agua, el cual es necesario para calcular la saturación residual de aceite. (**PRECAUCION:** se debe tener en cuenta el volumen de las líneas “*Volumen muerto*” para descontarlo al Vrec).

$$S_{or} = \frac{V_p - V_{rec}}{V_p} * 100$$

- Calcular la permeabilidad usando la ley de Darcy.

$$K = 245.6 \frac{\mu * L * Q}{A * \Delta P}$$

#### 4. Inyección de aceite:

- Se cierra la válvula Flow shut off chequeando la presión de cierre del sistema. Se debe tener en cuenta la presión con la que fue cerrado el sistema, ya que se debe abrir a esta misma presión para evitar una perturbación en el medio poroso.
- Se cierra el flujo por el acumulador A.
- Se abren las válvulas del acumulador B.
- Con la bomba presurizar hasta la presión de cierre y luego abrir la válvula Flow Shut off.
- Fluir aceite hasta alcanzar la estabilidad.
- Recolectar la salmuera desplazada por el aceite, el cual es necesario para calcular la saturación residual de agua.

$$S_{wr} = \frac{V_p - V_{rec}}{V_p} * 100$$

- Calcular la permeabilidad usando la ley de Darcy.

$$K = 245.6 \frac{\mu * L * Q}{A * \Delta P}$$

#### 5. Inyección de lodo:

- Cerrar válvulas del acumulador B.
- Elevar la presión del BPR inlet hasta alcanzar la presión de overbalance.
- Abrir las válvulas del acumulador C.
- Comenzar inyección de lodo a una tasa de aproximadamente 5 cc/min.
- Fluir lodo durante 1 hora, registrando la presión de entrada.
- Registrar el volumen de aceite recogido por el BPR outlet, este será el volumen de filtrado que ingreso al sistema.

6. Inyección de aceite:

- Se cierra el flujo por el acumulador C.
- Se abren las válvulas del acumulador B.
- Fluir aceite hasta alcanzar la estabilidad, registrando la presión de inyección durante los primeros minutos con el fin de determinar la presión de ruptura de cake.
- Calcular la permeabilidad usando la ley de Darcy.

$$K = 245.6 \frac{\mu * L * Q}{A * \Delta P}$$

7. Inyección de la salmuera:

- Se cierra la válvula Flow shut off chequeando la presión de cierre del sistema. Se debe tener en cuenta la presión con la que fue cerrado el sistema, ya que se debe abrir a esta misma presión para evitar una perturbación en el medio poroso
- Se cierra el flujo por el acumulador B.
- Se abren las válvulas del acumulador A.
- Con la bomba presurizar hasta la presión de cierre y luego abrir la válvula Flow Shut off.
- Fluir salmuera hasta alcanzar la estabilidad.
- Recolectar el aceite desplazado por el agua, el cual es necesario para calcular la saturación residual de aceite después del daño.

$$S_{ord} = \frac{Vp - Vrec}{Vp} * 100$$

- Calcular la permeabilidad usando la ley de Darcy.

$$K = 245.6 \frac{\mu * L * Q}{A * \Delta P}$$

8. Inyección de aceite:

- Se cierra la válvula Flow shut off chequeando la presión de cierre del sistema. Se debe tener en cuenta la presión con la que fue cerrado el sistema, ya que se debe abrir a esta misma presión para evitar una perturbación en el medio poroso
- Se cierra el flujo por el acumulador A.
- Se abren las válvulas del acumulador B.
- Con la bomba presurizar hasta la presión de cierre y luego abrir la válvula Flow Shut off.
- Fluir aceite hasta alcanzar la estabilidad.
- Recolectar la salmuera desplazada por el aceite, el cual es necesario para calcular la saturación residual de agua después del daño.

$$S_{wrd} = \frac{V_p - V_{rec}}{V_p} * 100$$

- Calcular la permeabilidad usando la ley de Darcy.

$$K = 245.6 \frac{\mu * L * Q}{A * \Delta P}$$

El daño generado a la formación es calculado de la siguiente forma:

$$S = \frac{K_i - K_f}{K_i} * 100 \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

K<sub>i</sub>= Permeabilidad efectiva al aceite calculada

K<sub>f</sub>= Permeabilidad efectiva al aceite después del daño calculada

S= Daño en la formación.

**4.4.1.6 Desmontaje y Limpieza:** La tabla 6 muestra mediante etapas, el desmontaje y limpieza del sistema para una prueba de retorno de permeabilidad.

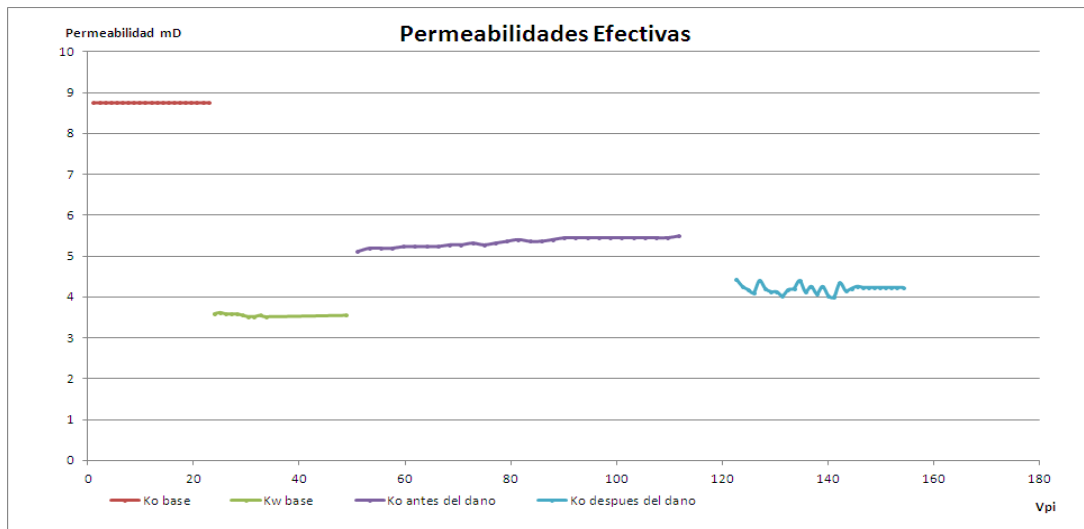
**Tabla 6. Desmontaje y limpieza**

<b>N</b>	<b>ETAPA</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>JUSTIFICACIÓN</b>
1	Despresurización del sistema	Aliviar el sistema de confinamiento y contrapresión con la válvula de alivio de la bomba hidráulica.	Evitar una pérdida violenta de fluidos.
2	Drenaje del Core holder	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desconectar la el core holder de las líneas de flujo.</li> <li>• Abrir lentamente la tapa móvil con el fin de que el aceite comience a drenarse por el extremo opuesto, esperar hasta no recobrar más aceite hidráulico.</li> <li>• Retirar completamente la tapa con precaución ya que la celda aún tiene aceite.</li> </ul>	Permite retirar el core del porta muestra.
3	Desmontaje y limpieza del core	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retirar la manga de caucho del core holder.</li> <li>• Retirar las abrazaderas plásticas.</li> <li>• Retirar el núcleo de la manga</li> <li>• Realizar el paso 1</li> </ul>	Recuperar el medio poroso para próximos eventos.
4	Limpieza de equipo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar la inyección de solventes orgánicos e inorgánicos por las líneas de flujo.</li> <li>• Inyectar HCl por la línea de inyección de lodo con el fin de remover los carbonatos depositados en estas.</li> <li>• Realizar el paso 4.1</li> </ul>	Remover partículas y líquidos de las líneas de flujo.

**4.4.2 Resultados de correr una prueba de retorno de permeabilidad.** El objetivo de correr una prueba de retorno es cuantificar el daño generado por los fluidos de perforación a una formación de interés. Por ende es necesario medir permeabilidades efectivas tanto al aceite como a la salmuera, para poder tomar decisiones acerca del uso o no de un lodo en campo.

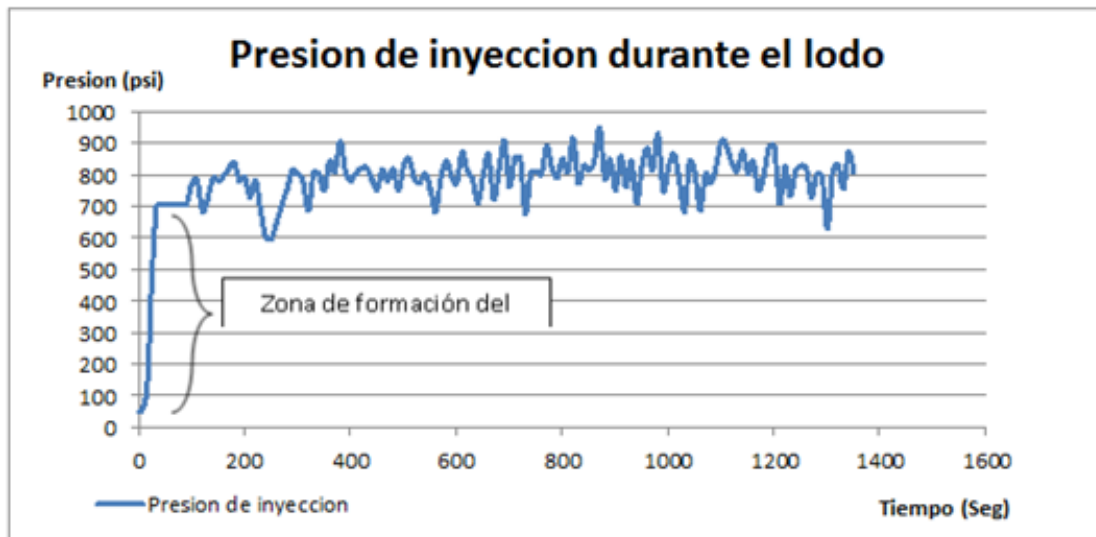
Estas son las curvas que el equipo permite calcular:

**Figura 28. Curvas de permeabilidad efectiva tanto al aceite como a la salmuera.**



Fuente: Suministrada por la Compañía Baker Hughes.

**Figura 29. Cambios de presión durante la inyección de lodo y zona de formación del cake.**



Fuente: Suministrada por la Compañía Baker Hughes.

## **5. METODOLOGIA DEL DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN, PARA LA FORMACIÓN DE INTERES - SECCIÓN 8 ½ “- CUENCA LLANOS ORIENTALES.**

Durante la perforación de la zona productora, el fluido de perforación altera la porosidad y/o la permeabilidad causando daño y a su vez reduciendo el índice de productividad, esto se puede presentar en la cara de la formación de interés que generalmente se da por: invasión de partículas sólidas y filtradas en los poros, hinchamiento de arcillas, alteración de la mojabilidad del yacimiento, precipitación de materiales insolubles en espacios porosos, entre otros. Por esta razón se establece una metodología para diseñar un fluido DRILL IN, mediante pruebas especiales PPT (Permeability PlugTest), PSD (Particle Size Diameter), SEM (Scanning Electron Microscope) y de retorno de permeabilidad para mitigar el impacto del daño generado por el fluido de perforación.

Se recopiló información relacionada a la formación de Interés, descripción litológica, perfil de riesgos, propiedades y formulaciones realizadas de pozos vecinos, curva de densidad y revisión de programas de fluidos diseñados para la zona de la cuenca de los llanos orientales; con el objetivo de obtener una guía de los aditivos utilizados y conocer los problemas operacionales presentados, enfocándose en los eventos de pérdidas de fluido hacia la formación.

Para el diseño óptimo del fluido de perforación, se tuvo en cuenta los reportes de lodos de pozos ejecutados en la cuenca de estudio y se tomó los datos de propiedades como: viscosidad plástica, Yield Point, geles, filtrado API, MBT y LGS (Low Gravity Solids). En el laboratorio se simuló a condiciones cercanas a las del pozo y se obtuvo resultados representativos con el fin de cuantificar el daño ocasionado a la formación, permitiendo así un mejor entendimiento del fenómeno.

Para formular y optimizar un fluido Drill-In debe conocer las siguientes características y propiedades.

- Tipo de yacimiento.
- Caracterización Mineralógica.
- Presión de poro/fondo.
- Temperatura.
- Saturación de Fluidos.
- Permeabilidad y porosidad.

### 5.1 INFORMACION OPERACIONAL.

Para el desarrollo de la metodología se seleccionaron las características litológicas, información operacional y pruebas especiales de laboratorio. En la tabla 7 se puede observar la litología de un pozo de correlación ubicado en la cuenca de los llanos orientales, en ella se puede apreciar la formación carbonera C7 y C7M (zona a estudiar).

**Tabla 7. Información Litológica.**

MD (ft)	TVD WH (ft)	Name
Superficie	Superficie	GUAYABO
2749	2708	LEON
3602	3540	CARBONERA C1
3871	3802	CARBONERA C2
4034	3958	CARBONERA C3
4244	4149	CARBONERA C4
4314	4209	CARBONERA C5
4751	4546	CARBONERA C6
4853	4615	CARBONERA C7
5663	4903	CARBONERA C7M
8491	4947	TOTAL DEPTH

Fuente: Baker Hughes Inc.

### 5.1.1 Descripción Litológica.

En la tabla 8 se puede observar la descripción litológica de la cuenca con su correspondiente nomenclatura. La descripción litológica requerida es la C6-C7.

**Tabla 8. Descripción litológica.**

Nomenclatura Reconocida	Descripción Litológica
<b>Guayabo</b>	En la parte superior, compuesto por arenas y arcillas moteadas rojas y blancas, intercaladas con arcilla abirragadas y arenas de colores pardo claro y grisáceo; por debajo de estas capas abirragadas, hay un tramo más potente de lutitas, localmente ligníticas, arenoso, de color gris; areniscas con estratificación cruzada, poco consolidada, de color amarillo, gris, pardo claro y conglomerados altamente ferruginosos. La parte inferior más lutácea, varía lateralmente en carácter siendo de poco espesor.
<b>C1</b>	En el techo cuarzo areniscas de grano medio a grueso, moderadamente seleccionadas, friables, en capas gruesas a muy gruesas. En la parte inferior se encuentra bancos gruesos de areniscas de grano medio y fino intercaladas con capas de lodolitas.
<b>C2</b>	Se destacan arcillolitas y lodolitas de color gris verdoso y gris castaño, paquetes métricos de areniscas de grano fin a muy fino arcilloso, también se presentan arcillolitas de color gris claro con moteado rojizo e intercalaciones de calizas entre las lodolitas.
<b>C3 y C4</b>	<b>C3:</b> Se caracteriza por un intervalo de cuarzo-arenitas de grano fino bien seleccionadas de matriz arcillosa. Entre las capas de arenita se encuentra delgadas capas de arcillolita de color gris claro. <b>C4:</b> Se compone principalmente de lodolitas y arcillolitas de color gris claro a medio.
<b>C5</b>	En la parte superior presenta cuarzo arenita de grano medio en capas gruesas. En la parte inferior se presentan arenitas de grano fino en capas delgadas y areniscas de grano medio en capas medianas.
<b>C6 y C7</b>	<b>C6:</b> Se caracteriza por paquetes de Shale Arcilloso de color gris verdoso oscuro a oliva claro, entre los cuales se interponen delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera. <b>C7:</b> Presenta intervalos métricos de arenitas separados por gruesos paquetes de lodolitas. Las arenitas son cuarzós de grano medio a fino, ligeramente arcillosas. Se encuentran también algunas capas de lodolitas caranosas.

Fuente: Baker Hughes Inc.

Seguido de la tabla de descripción litológica se observa los posibles riesgos que se pueden presentar en la formación.

### 5.1.2 Perfil de Riesgo (problemas potenciales en la formación).

En la tabla 9 se presentan los riesgos que se pueden materializar durante la formación de un pozo en la cuenca de los Llanos orientales.

**Tabla 9. Perfil de riesgo para la formación C7**

Formaciones	Problemas potenciales	Estrategia propuesta
<b>C7 / C7M</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdidas de circulación hacia la formación.</li> <li>• Pega diferencial.</li> <li>• Inestabilidad de las formaciones.</li> <li>• Daño a la formación.</li> <li>• Limpieza Inadecuada de Pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso adecuado controladores de filtrado tipo polimérico al igual uso de solidos solubles, que trabajen adecuadamente bajo los rangos de temperatura y presión de la formación y que sean resistentes a la degradación y que a su vez sean fáciles de remover con o sin tratamiento.</li> <li>• Uso adecuado de distribución del tamaño de las partículas para reducir invasión de sólidos y fluidos que cause taponamiento de la de las formaciones productoras.</li> <li>• Control de filtrado y puenteo carbonatos de diferente granulometría y materiales especiales tipo LCM.</li> <li>• Seguir la curva de densidad propuesta en el programa.</li> </ul>

Fuente: Baker Hughes

Los problemas potenciales que se observan en los reportes de guía para el pozo en la formación C7/C7M, nos muestran posibles perfiles de riesgo en la perdida de circulación hacia la formación, inestabilidad de las formaciones, daño a la formación y limpieza inadecuada del pozo. La estrategia propuesta por la compañía que realizo el estudio es el uso adecuado de distribución del tamaño de partícula (PSD) para reducir la invasión de sólidos y fluidos que cause

taponamiento de las formaciones productoras, así como el uso adecuado de controladores de filtrado tipo polimérico.

**5.1.2.1 Formulaciones de fluido Drill-In.** Teniendo en cuenta la litología y características de la formación productora se presentan los aditivos utilizados para la formulación de un fluido Drill-In:

**Tabla 10. Aditivos de un fluido Drill-In.**

Productos	Función
XCD Polymer	Viscosificante
Flowzan	
Xanplex	
AQUACOL B	Inhibidor de arcillas
KCL	
Claytrol	
Biopac	Controla la pérdida de filtrado
Mil Pac R	
Biolose	
Soda Caustica	Control de alcalinidad
Xcide 102	Bactericida
*Carbonato High Mix	Agente puenteante y densificante

Fuente: Baker Hughes

Se pretende realizar una evaluación del carbonato de calcio High Mix el cual es un agente densificante y de puenteo con una distribución de tamaño de partícula que fue diseñado para un amplio rango de permeabilidades, para lo cual su granulometría fue cuidadosamente seleccionada mediante una serie de ensayos que conjuntamente con otros aditivos se muestran posteriormente.

**5.1.3 Propiedades y Formulaciones Realizadas en Pozos Vecinos.** En la tabla 11 se muestran las propiedades del lodo y las concentraciones propuestas por la compañía de servicio, de acuerdo a las secciones del pozo. La sección de color azul corresponde a la zona productora la cual fue objeto de estudio.

**Tabla 11. Propiedades del lodo y concentraciones por sección.**

Sección		I	IIA	IIB	III
Diámetro del Hueco	Unidades	17 ½” Guayabo	12 ¼” Guayabo	12 ¼” León Carboneras	8 ½” Carbonera C7
VP @ 120°F	Cp	< 20	< 20	< 22	< 10
PC @ 120°F	lb/100ft²	10 – 14	10 – 12	10 – 16	14 – 20
Geles @ 120°F	lb/100ft²	5 / 6 / 8	5 / 8 / 12	8 / 14 / 20	8 / 12 / 16
API Filtrado	c.c./30min	< N.C	< 8.0	< 5.0	< 5.0
pH	H <sup>+</sup> ion	Natural	Natural	9.0 – 10.0	8.5 – 9.5
MBT	lb/bbl	< 17.5	< 25	< 20	< 10
LGS	% Vol.	< 8	< 8	< 8	< 4
Sistema	Unidad	GEL BENEX	Polímero Reformulado	CLAY-TROL / POLÍMERO	DRILL IN PERFLOW
MIL-GEL	lb/bbl	12 – 16	5.0		
BENEX	Lb/bbl	0.02 – 0.04			
NEW-DRILL LV	Gal.		0.1 – 0.2	0.1 – 0.2	
MIL PAC LV	lb/bbl			1.0 – 2.0	1.0 – 1.5
CHEMTROL-X	lb/bbl		1.0 – 2.0	3.0 – 4.0	
BIOLOSE	lb/bbl				4.0 – 5.0
CLAY-TROL	Gal.			1.0 - 1.5	1.5 - 2.0
SULFATROL	lb/bbl			4.0 – 5.0	
LATILUBE	% v/v			2.0 – 3.0 *	2.0 – 3.0 *
TERRA- RATE	% v/v	0.5	0.5 – 1.0	0.5 – 1.0	
XANPLEX D	lb/bbl		Píldoras Hi-Vis	0.5 – 0.75	0.75 – 1.0
SODA-CAUSTICA	lb/bbl			Necesaria Proveer pH	
X-CIDE	Gal.				0.1 – 0.2

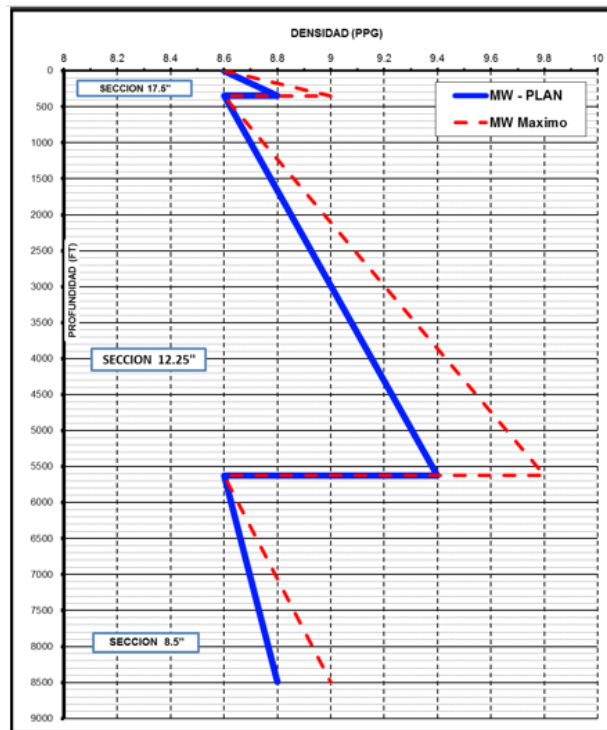
Fuente: Baker Hughes

Teniendo en cuenta la información de los productos recomendados y sus concentraciones (Tabla 11) para un fluido Drill-In se procede a determinar la concentración óptima de los diferentes CaCO<sub>3</sub> utilizados por la compañía en el puenteo de las gargantas de la formación de interés, haciendo una sensibilidad de diferentes rangos de permeabilidades.

La sección objeto de análisis es la sección 81/2 (sección III), formación carbonera 7 de 8 1/2”.

**5.1.4 Curva de Densidad Propuesta.** El balance de masa y formulación de los diferentes aditivos del fluido de perforación deben ir estrictamente relacionados a los esfuerzos in situ, presiones de Poro y el sobre balance esperado. Por lo cual el primer paso antes de conocer la concentración adecuada de Carbonato consistió en revisar la curva de densidad construida (figura 30). (Software Advantage).

**Figura 30. Curva de Densidad Propuesta (Anexo A).**



Fuente: Baker Hughes Inc.

De acuerdo a los datos de la gráfica densidad del Fluido Drill-In para la sección de 8 ½ debe estar entre los 8.7 y 8.9 ppg, se recomienda tomar la densidad de mayor valor para disminuir el filtrado hacia la formación. Adicionalmente se requiere saber la concentración de carbonato total a utilizar y las granulometrías seleccionadas.

**5.1.5. Formulación del fluido de perforación base agua (WBM) –Balance de Materiales.** Teniendo en cuenta las concentraciones de los aditivos expuestos anteriormente y usando el formulador de fluido suministrado por la empresa (Mud Formulator v.v) como herramienta de cálculo (figura 31). Se calculó la cantidad de material puenteante que se requiere para una densidad máxima de 8,9 ppg. (Tabla 12).

Este formulador utiliza las ecuaciones de balance de materiales para derivar formulaciones de lodos, calcular la cantidad de barita y/o carbonato de calcio necesario para densificar, determina la cantidad de agua suficiente para diluir un lodo.

Con el balance de materia se calcula el contenido de sólidos del lodo sobre la base de los datos de ensayo. Teniendo en cuenta la gravedad específica de cada material inicial, la concentración (lb/bbl para sólidos y % v/v para Líquidos), la densidad deseada de la mezcla y usando una base de cálculo de 1 bbl, se obtuvo la siguiente información:

$$MW = D_s V_s + D_o V_o + D_w V_w$$

MW = peso de la mezcla.

$V_s$  = volumen porcentual de Sólidos en el sistema,

$D$  = densidad específica

$V_o$  = Volumen de Aceite (Lubricantes, aceite (Solo en lodos Base Aceite))

$V_w$  = Volumen de agua

Figura 31. Herramienta para la Formulación del Fluido DRILL -IN.

Fuente: Baker Hughes – Derechos reservados

Tabla 12. Resultados del cálculo de CaCO3 para una Densidad de 8,9 ppg.

Product	Product Concentrarían		Product to Build 1,0 bbls	
	bbl/bbl	lb/bbl	Total bbl	Total lb
MIL-PAC LV	0,0009	0,50	0,0009	0,50
BIO-LOSE	0,0098	5,00	0,0098	5,00
CLAY-TROL	0,0200	7,08	0,0200	7,08
LATI-LUBE	0,0200	7,57	0,0200	7,57
TERRA-RATE	0,0100	2,67	0,0100	2,67
CAUSTIC SODA	0,0001	0,10	0,0001	0,10
XANPLEX D	0,0019	1,00	0,0019	1,00
Water	0,8897	311,83	0,8897	311,83
CaCO3	0,0476	45,19	0,0476	45,19
<b>Totals</b>	<b>1,0000</b>	<b>380,94</b>	<b>1,0000</b>	<b>380,94</b>

Fuente: Baker Hughes – Derechos reservados

## 5.2. ANALISIS DE DATOS

Una vez obtenida la cantidad de  $\text{CaCO}_3$  (45 lb/bbl) necesaria para obtener un fluido de perforación DRILL IN, con una densidad de 8,9 ppg; se procede a conocer las características petrográficas y petrofísicas de la formación de interés, con el objetivo de proponer y estudiar la mejor distribución de Carbonato de Calcio para el medio Poroso en cuestión, y revisar qué información se tiene para sugerir el mejor método de análisis de distribución de partícula.

Para ello se requiere conocer la distribución poral del medio, es decir conocer el máximo diámetro de poro y el mínimo a través de dos técnicas que actualmente se usan en la industria:

- Método de inyección de mercurio.
- Análisis SEM– microscopio electrónico.
- Análisis al microscopio petrográfico.

**5.2.1 Prueba de Inyección de Mercurio.** Se seleccionó las muestras de un Pozo para 9 profundidades (3, 10, 18A, 27A, 29, 37A, 46, 52,59) y se registraron los resultados obtenidos de la prueba de inyección de mercurio, con el objetivo de obtener diferentes saturaciones de diámetros de poro a diferentes presiones. La tabla 14 presenta los datos obtenidos a diferentes profundidades de las muestras de los pozos en estudio.

Se tomó diferentes lecturas en la prueba de inyección de mercurio que permite calcular el volumen no ocupado por la muestra en la celda. A partir de este punto se comienza a realizar una serie de mediciones presión-volumen que se traduce a valores de presión-saturación de fase no mojante (mercurio líquido) mediante las calibraciones adecuadas y el conocimiento del volumen poroso ( $V_p$ ) de la muestra.

La hoja de cálculo para la determinación de gargantas porales y presiones capilares se basa en la siguiente ecuación y da como resultado la tabla 14:

$$p_c = P_{de\ fase\ no\ mojante} - P_{de\ fase\ mojante}$$

$$p_c = P_{Hg} - P_{aire}$$

$$p_c = P_{Hg}$$

$$S_{MF} = \frac{(V_P - V_{Hg\ inyectado})}{V_P * 100}$$

Dónde:

$S_{MF}$  Saturación de la fase mojante (%)

$P_{MC}$  Presión Capilar (psia)

$P_{Hg}$  Presión de la fase no mojante (psia)

$P_{aire}$  Presión de la fase mojante (psia)

$V_P$  Volumen poroso (cc)

$V_{Hg\ inyectado}$  Volumen de Mercurio inyectado (cc)

Se elaboró una hoja de cálculo la cual indica los datos de la fracción de espacio poroso ocupado por mercurio y el radio de garganta de poro a diferentes presiones. (ANEXO B).

Para el cálculo de diámetro de Garganta de Poro debo conocer: el radio capilar que se halló con la presión capilar, la tensión interfacial (varía en función de la temperatura) y el ángulo de contacto aire-mercurio. Con los resultados de la tabla 14 se obtuvo la clasificación del tamaño de poro (Tabla 16) y la gráfica radio de

garganta de poro vs fracción de volumen poroso invadido de la muestra 3, se hace el mismo procedimiento para cada una de las muestras. (ANEXO C).

Ecuación de diámetro de garganta de poro:

$$r[cm] = \frac{2\sigma\cos\theta}{P_C}$$

$P_C$  Presión capilar [psi]

$\cos\theta$  coseno del ángulo de contacto [ ° ]

$\sigma$  Tensión interfacial [ dina/cm ]

$r$  Radio capilar [ cm ]

Resolviendo esta ecuación para el sistema mercurio-aire (ver tabla 13)

**Tabla 13. Tensiones interfaciales y ángulos de contacto para diferentes sistemas.**

Medición a condiciones de laboratorio				
Sistema	$\theta$	$\cos\theta$	$\sigma$ [Dinas/cm]	$\sigma\cos\theta$
Aire-Agua	0	1	72	72
Petróleo-Agua	30	0,866	48	42
Aire-Mercurio	40	0,766	480	367
Aire-Petróleo	0	1	24	24
Medición a condiciones de yacimiento				
Sistema	$\theta$	$\cos\theta$	$\sigma$ [Dinas/cm]	$\sigma\cos\theta$
Agua-Petróleo	30	0,866	30	26
Agua-Gas	0	1	50	50

Fuente: HARTMANN, D.J., and E.A.BEAUTOMONT, Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook Geology, Cap 9 "Predicting Reservoir System Quality and Performance", 1999, p.9-37.

Se llega a la siguiente expresión con la ecuación de diámetro de garganta de poro y la tabla:

$$D_p = \frac{4 \times 0.765 \times 480 [\text{dinas/cm}]}{P_c [\text{psi}]}$$

$$D_p = \frac{1468.8 [\text{dinas/cm}]}{P_c [\text{psi}]} \times \frac{1 [\text{psi}]}{68947.6 \left[ \frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right]}$$

$$D_p = 0.021 [\text{cm}] \times \frac{10 [\text{mm}]}{1 [\text{cm}]} \times \frac{1000 [\mu\text{m}]}{1 [\text{mm}]}$$

Se llega a esta expresión aproximada:

$$D_p = \frac{216}{P_c}$$

El factor 200 es aproximado, indica que en una presión de 200 psi se inunda con mercurio todos los poros cuya garganta de acceso es de un micrón o superior. De igual manera, para llegar a poros con garganta del orden 0.01 micrones es necesario emplear una presión cercanas a los 20.000 psi (Crotti, 2003)

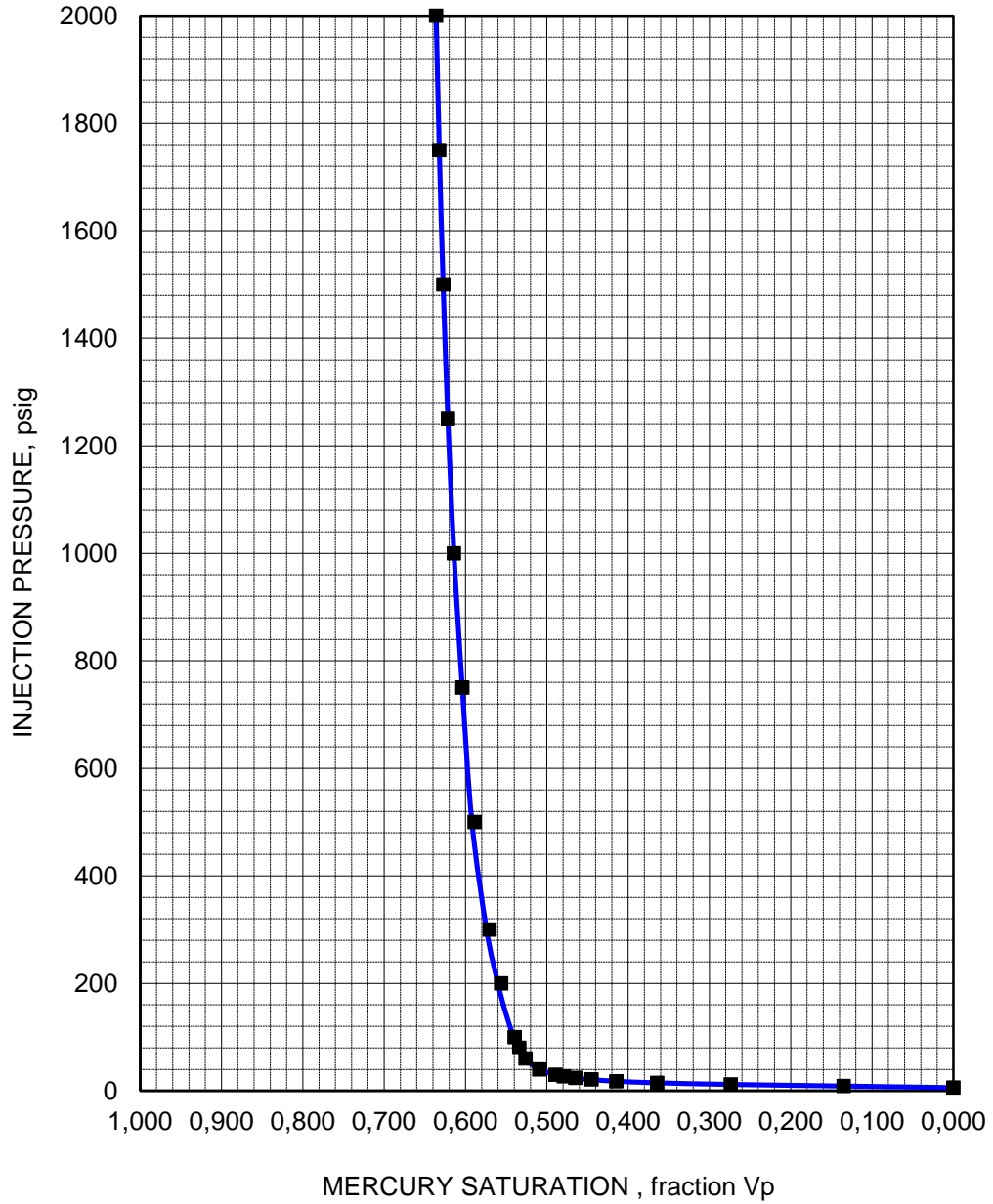
**Tabla 14. Resultados de las pruebas de inyección de Mercurio.**

Identificación de la muestra:		3	10	18 <sup>a</sup>	27 <sup>a</sup>	29	37 <sup>a</sup>	46	52	59
Profundidad (ft):		5225,9	5288,2	5296,8	5310,9	5312,2	5320,9	5329,7	5355,2	5412,8
Permeabilidad al aire (md):		63,0	3730,	753,	1380,	191,	5550,	1410,	6780,	1660,
Porosidad, fracción:		0,275	0,284	0,249	0,246	0,233	0,278	0,268	0,259	0,260
Injection Pressure, Psia	Radio garganta poro Microns	Fracción de espacio poroso – Ocupado por Mercurio								
3	35,50	0,000	0,109	0,054	0,058	0,000	0,070	0,049	0,307	0,042
6	17,75	0,000	0,521	0,160	0,286	0,000	0,548	0,230	0,634	0,312
9	11,83	0,000	0,625	0,263	0,494	0,000	0,704	0,405	0,729	0,514
12	8,87	0,000	0,667	0,370	0,593	0,087	0,755	0,546	0,770	0,629
15	7,10	0,000	0,701	0,460	0,646	0,173	0,774	0,621	0,792	0,693
18	5,92	0,000	0,723	0,538	0,679	0,256	0,792	0,671	0,807	0,733
21	5,07	0,000	0,740	0,606	0,700	0,334	0,801	0,706	0,817	0,758
24	4,44	0,000	0,753	0,642	0,716	0,405	0,808	0,731	0,825	0,776
27	3,94	0,000	0,763	0,674	0,728	0,469	0,814	0,751	0,832	0,789
30	3,55	0,147	0,773	0,694	0,738	0,524	0,819	0,767	0,837	0,799
40	2,66	0,417	0,794	0,746	0,759	0,631	0,832	0,802	0,850	0,819
60	1,77	0,597	0,812	0,783	0,781	0,716	0,842	0,838	0,866	0,837
80	1,33	0,654	0,825	0,804	0,794	0,751	0,851	0,856	0,875	0,847
100	1,06	0,679	0,833	0,818	0,802	0,771	0,858	0,868	0,882	0,854
200	0,532	0,725	0,858	0,851	0,822	0,808	0,877	0,894	0,899	0,875
300	0,355	0,746	0,869	0,863	0,831	0,823	0,884	0,905	0,907	0,885
500	0,213	0,771	0,880	0,872	0,840	0,838	0,890	0,915	0,915	0,897
750	0,142	0,789	0,887	0,877	0,846	0,849	0,894	0,922	0,921	0,904
1000	0,106	0,801	0,893	0,880	0,850	0,856	0,897	0,927	0,924	0,909
1250	0,085	0,810	0,896	0,882	0,852	0,862	0,900	0,930	0,927	0,912
1500	0,071	0,817	0,900	0,885	0,854	0,866	0,902	0,932	0,929	0,915
1750	0,061	0,823	0,902	0,886	0,855	0,870	0,904	0,934	0,930	0,917
2000	0,053	0,828	0,904	0,887	0,856	0,874	0,906	0,936	0,932	0,919

Fuente: Baker Hughes Inc.

La prueba continuo hasta que se aplica la máxima presión capilar programada, obteniéndose en este proceso la curva de drenaje de la fase mojante, con los resultados que genero la hoja de cálculo se grafica saturación de mercurio vs presión de inyección.

Figura 32. Saturación de Mercurio vs Presión de Inyección de la muestra 3.

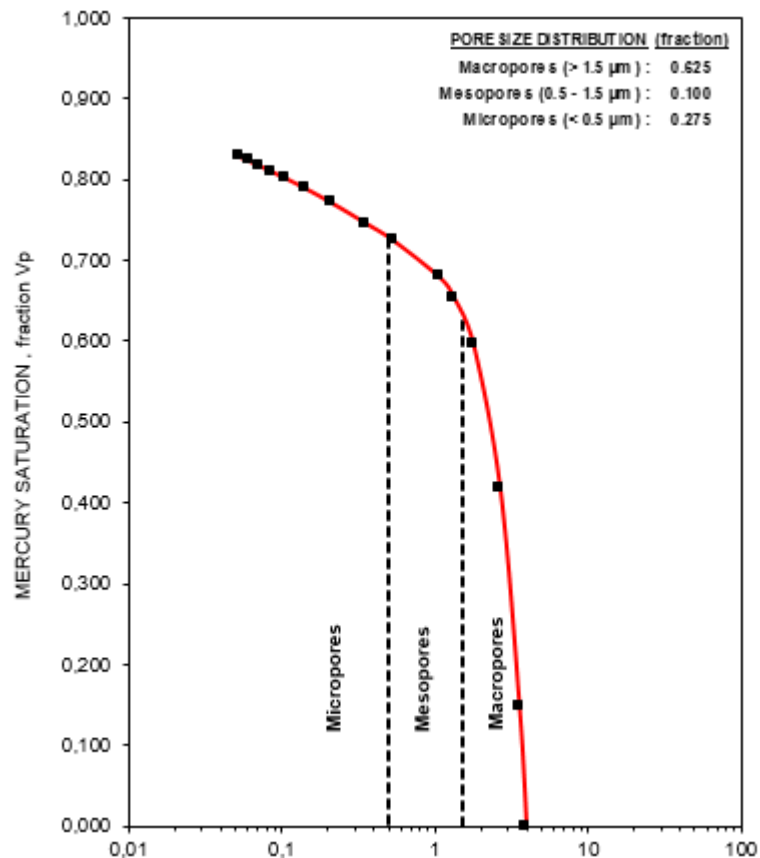


Fuente: Baker Hughes Inc.

Para esta esta profundidad se aprecia que para la máxima presión de inyección la Saturación de la fase mojanje alcanzada es 82.8%. En la figura 33 de la muestra

tres, indica los valores de radio de garganta de poro que se clasifican según su tamaño (micro, meso y macro) de poro. La muestra presenta un radio máximo de 3.94 Micrones, mínimo de 0,053 micrones, lo que permite entender la distribución de diámetros de poro para dicha profundidad.

**Figura 33. Radio de Garganta de Poro vs Fracción de volumen poroso invadido de la muestra 3.**



Fuente: Baker Hughes Inc.

Muestra la contribución relativa de los diferentes diámetros de gargantas porales ( $D_p$ ) del sistema; la mayor cantidad de gargantas porales en esta muestra se encuentran en los rangos de microporosa a nanoporosa cuyo intervalo de diámetro esta entre 0.1-0.5 [ $\mu\text{m}$ ] y menor 0.1 [ $\mu\text{m}$ ]. Los resultados de la prueba permiten obtener la distribución de diámetros en el medio poroso (ver tabla 15).

**Tabla 15. Rango de tamaño de la roca.**

<b>Tipos de roca</b>	<b>Rango de tamaño (<math>\mu\text{m}</math>)</b>
Megaporosa	> 10
Macroporosa	2 a 10
mesoporosa	0.5 a 2
microporosa	0.1 a 0.5
nanoporosa	< 0.1

Fuente: libny *et al.*, 2001)

La tabla 16, muestra los resultados obtenidos de la prueba de inyección de mercurio.

**Tabla 16. Propiedades Petrofísicas- Diámetro de Poro**

<b>Sample I.D.</b>	<b>Depth (feet)</b>	<b>Pore Size Classification</b>		
		<b>Micro</b> $r < 0.5$	<b>Meso</b> $0.5 < r < 1.5$	<b>Macro</b> $r > 1.5$
3	5225,9	0,275	0,100	0,625
10	5288,2	0,142	0,040	0,818
18A	5296*,8	0,149	0,058	0,793
27A	5310,9	0,178	0,034	0,788
29	5312,2	0,192	0,074	0,734
37A	5320,9	0,123	0,030	0,847
46	5329,7	0,106	0,047	0,847
52	5355,2	0,101	0,028	0,871
59	5412,8	0,125	0,033	0,842
79	5456,8	0,377	0,061	0,562

Fuente: Baker Hughes Inc.

Con los resultados que genero la hoja de cálculo (tabla 13), concluimos con los diámetros de garganta de poro máximo, mínimo e intermedio de las muestras analizadas. (Tabla 17).

**Tabla 17. Resultados prueba de mercurio.**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Valor máximo</b>	35.50 $\mu\text{m}$
<b>Valor Intermedio</b>	10.2 $\mu\text{m}$
<b>Valor mínimo</b>	1,26 $\mu\text{m}$
<b>Rango (R)</b>	13,87 $\mu\text{m}$

Fuente: Autor.

### 5.2.2 Análisis de permeabilidad y Porosidad

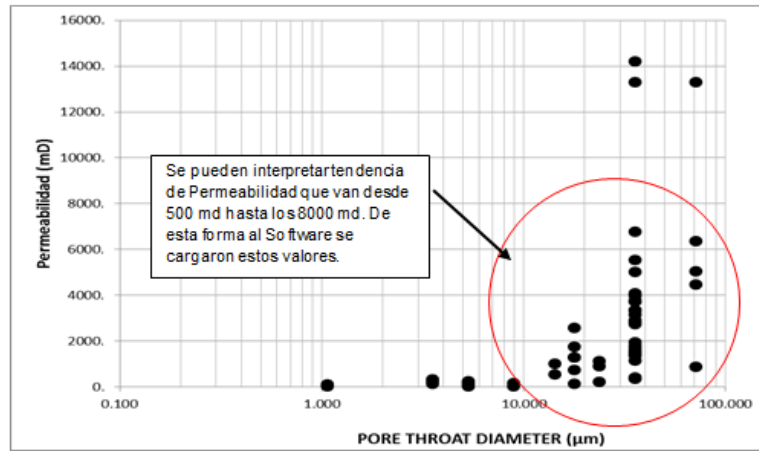
1. Igualmente los datos de Porosidad y Permeabilidad suministrados por la compañía (Tabla 18), se graficaron y se obtuvieron tendencias claras durante toda la zona productora.

**Tabla 18. Propiedades Petrofísicas- Diámetro de Poro**

Sample I.D.	Depth, feet	Permeability to Air (millidarcies)	Porosity (fraction)	Pore Size Classification		
				Micro $r < 0.5$	Meso $0.5 < r < 1.5$	Macro $r > 1.5$
<b>3</b>	5225,9	63,0	0,275	0,275	0,100	0,625
<b>10</b>	5288,2	3730	0,284	0,142	0,040	0,818
<b>18A</b>	5296,8	753	0,249	0,149	0,058	0,793
<b>27A</b>	5310,9	1380	0,246	0,178	0,034	0,788
<b>29</b>	5312,2	191	0,233	0,192	0,074	0,734
<b>37A</b>	5320,9	5550	0,278	0,123	0,030	0,847
<b>46</b>	5329,7	1410	0,268	0,106	0,047	0,847
<b>52</b>	5355,2	6780	0,259	0,101	0,028	0,871
<b>59</b>	5412,8	1660	0,260	0,125	0,033	0,842
<b>79</b>	5456,8	220	0,179	0,377	0,061	0,562

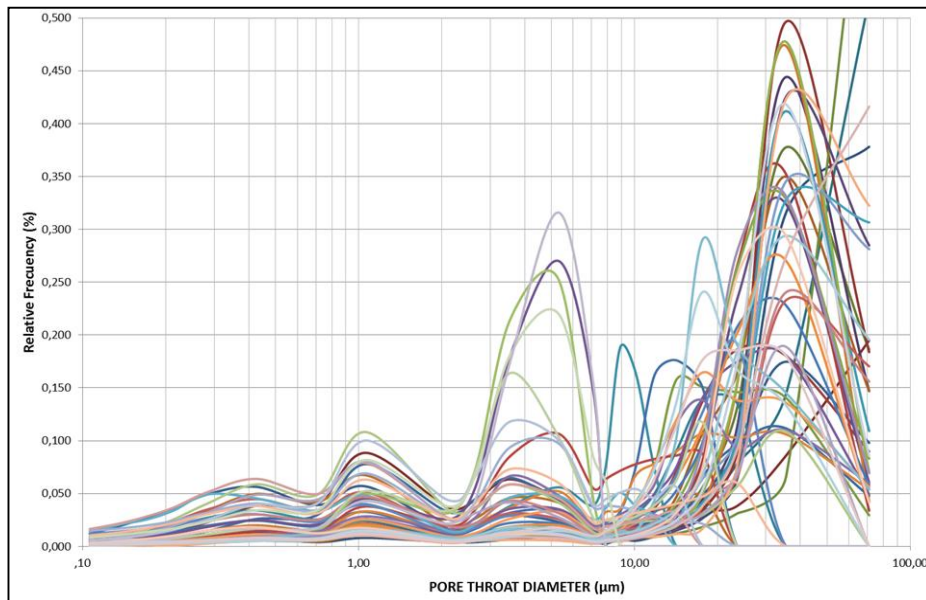
Fuente: Derechos Reservados. Empresa Operadora

**Figura 34. Diámetro de Garganta de Poro vs Permeabilidad**



Fuente: Baker Hughes Inc.

**Figura 35. Diametro de la garganta de poro vs frecuencia relativa**



Fuente: Baker Hughes Inc.

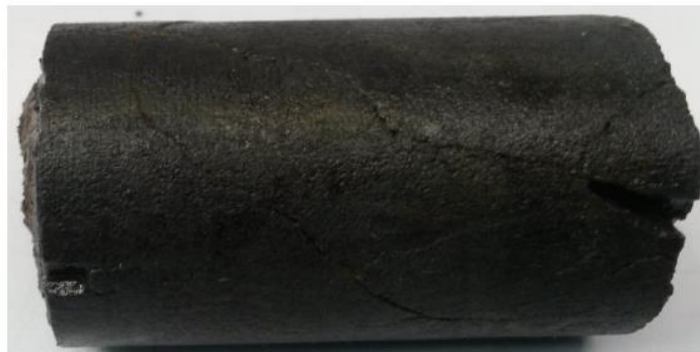
Ya conociendo los resultados de las pruebas, se recopila la información del medio poroso, tamaño de garganta de poro y distribución del diámetro de partícula. Seguida de la prueba de inyección de mercurio se propone realizar una prueba de

petrografía de alta resolución para determinar diámetros de garganta y diámetros de poro en imágenes

### **5.3 ANALISIS DE ESPECTROSCOPIA ELECTRONICA DE BARRIDO.**

El análisis XRD y de petrografía realizado el Microscopio electrónico de Barrido QUANTA 200 –QEMSCAN, permitió observar y realizar un análisis en tiempo real, de medición de las fracturas presentes en algunas de las muestras (figura 36,37 y 38) suministradas, y conocer la distribución mineral en el medio poroso.

**Figura 36. Muestra Core 1.**



Fuente: Baker Hughes Inc.

**Figura 37. Plug después de ser sometido al secado**



Fuente: Baker Hughes Inc.

**Figura 38. Plug fracturado.**



Fuente: Baker Hughes Inc.

Se pretende obtener la información mineralógica de muestras de cortes de perforación de la formación 8 ½ pertenecientes al intervalo (5225,9 – 5412,8 ft).

El propósito es realizar SEM a las muestras de cortes de perforación pertenecientes al intervalo de interés para establecer su composición mineralógica y composición elemental. También determinar si existen o no minerales arcillosos los cuales generen problemas a la hora de perforar y también cuantificar el porcentaje en volumen de minerales en cada una de las muestras.

Estos son los pasos a seguir:

**5.3.1 Descripción de la Muestra.** Se alistan las muestras identificadas cada con un número, cortadas, pulidas y recubiertas con resina, para posteriormente ser metalizadas y empleadas en el Microscopio SEM, con el fin de realizar una medida de alto vacío.

### **5.3.2 Procedimiento**

**5.3.2.1 Descripción del método y condiciones Experimentales:** A través de un escaneo programado, tal como se explica en la sección de la Prueba SEM en el capítulo anterior, se realiza un análisis a la sección delgada. El método de medición de longitud mayor de poro y menor de garganta poral, consiste en cortar una sección horizontal de roca sedimentaria clástica consolidada (núcleos de corona) con la cual se preparan láminas delgadas petrográficas; empleando el microscopio electrónico de Barrido (SEM), un software administrador de imágenes que me van a identificar y medir múltiples longitudes para ser tratadas estadísticamente.

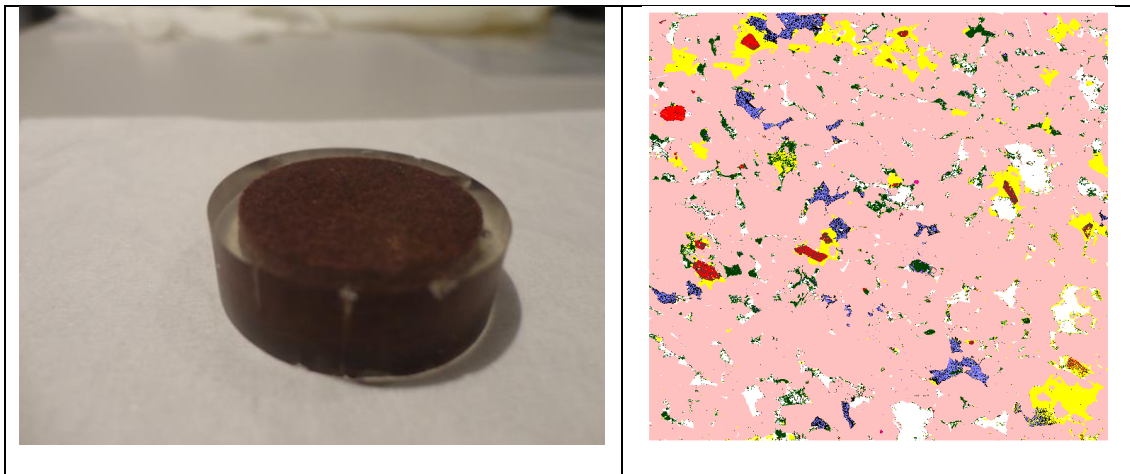
### 5.3.3 Especificaciones y Resultados Análisis SEM

Figura 39. Especificaciones del SEM.

Especificaciones del SEM-Quanta FEG-250		
SEM	1 kV	3,0 nm
	30 kV	1,0 nm
	3 kV (bajo vacío)	3,0 nm
	Máxima corriente de haz	200 nA
Vacío	Modos	Alto y bajo vacío (bajo, por encima 200 Pa) ESEM (2600Pa)
Stage	X x Y x Z (mm)	50 x 50 x 50 mm
Detección	Estado sólido BSE	BSED, vCD, DBS
	STEM	STEM
	Bajo vacío	LFD, GAD
	ESEM™	GSED, GBSD, ESEM-GAD
Imagen	Estrategias de barrido	FEI Smartscan™, DCFI
Limpieza cámara	CryoCleaner <sup>EC</sup>	
Cámara externa	MAPS, Nav-Cam	
Cámara	Cámara con 10 puertos	

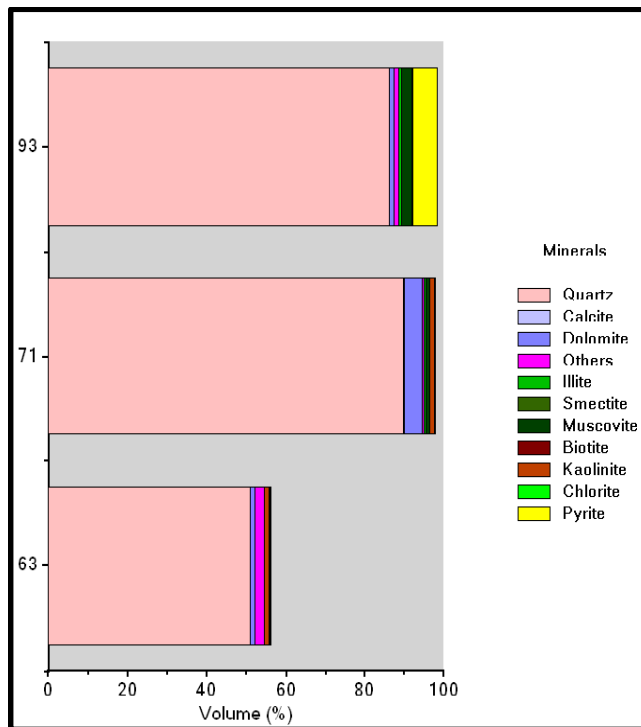
Fuente: Baker Hughes Inc.

Figura 40. Muestra mineral 3



Fuente: Baker Hughes Inc.

Figura 41. Caracterización mineral Muestras 1-2-3.



Fuente: Baker Hughes Inc.

• **COMPOSICIÓN MINERAL DE LA MUESTRA:**

Tabla 19. Resultados composición mineral del pozo de la muestra 1, 2,3.

	MUESTRA 1	MUESTRA 2	MUESTRA 3
	% VOLUME	% VOLUME	% VOLUME
<b>Quartz</b>	<b>50.91</b>	<b>89.90</b>	<b>86.20</b>
Calcite	0.03	0.07	0.01
Dolomite	1.11	4.47	1.30
Others	2.47	0.62	1.21
Illite	0.02	0.42	0.67
<b>Smectite</b>	<b>0.01</b>	<b>0.01</b>	<b>0.00</b>
Muscovite	0.01	0.99	2.54
Biotite	0.00	0.05	0.21
<b>Kaolinite</b>	<b>1.25</b>	<b>1.07</b>	<b>0.06</b>
Chlorite	0.01	0.02	0.01
Pyrite	0.39	0.29	6.04

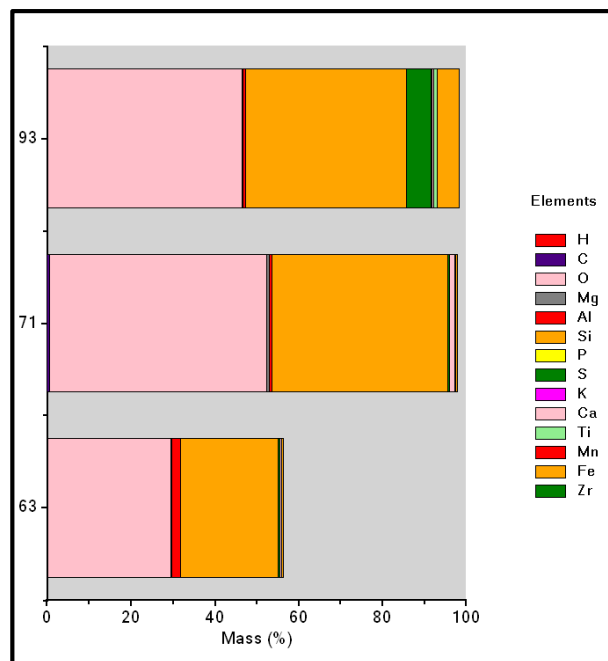
Fuente: Baker Hughes Inc.

De acuerdo a los resultados de la muestra se observó un alto contenido de cuarzo y contenido casi nulo de minerales arcillosos reactivos; tendencia esperada para una arena limpia, aunque se observaron algunas trazas de kaolinitas. Las caolinitas (kaolinite) tienden a migrar, son arcillas en equilibrio y no reaccionan con el agua; si son quebradizas al migrar pueden presentar bloqueos por finos en el medio poroso. Es recomendable no generar cambios bruscos de presión en el yacimiento, con el objetivo de no generar migración de estas.

A continuación se realizó una medición del mapa de composición de los elementos, que permite conocer y corroborar el análisis mineral. Se realiza para conocer las cantidades propias de elementos químicos característicos en arcillas como Na, K, Al, Mg.

- **COMPOSICIÓN ELEMENTAL DE LA FORMACIÓN (MUESTRAS 1,2,3):**

**Figura 42. Composición Elemental Plug de Formación.**



Fuente: Baker Hughes Inc.

- **RESULTADOS DE LA COMPOSICIÓN ELEMENTAL**

**Tabla 20. Resultados composición elemental (muestras 1, 2, 3)**

MINERAL	MUESTRA 1	MUESTRA 2	MUESTRA 3
	% MASS	% MASS	% MASS
C	0.16	0.67	0.18
O	29.34	51.62	46.15
Mg	0.16	0.66	0.22
Al	2.03	0.49	0.61
Si	23.41	42.17	38.57
P	0.00	0.01	0.00
S	0.40	0.30	5.84
K	0.00	0.14	0.31
Ca	0.29	1.10	0.37
Ti	0.07	0.22	0.73
Mn	0.00	0.00	0.00
Fe	0.35	0.43	5.28
Zr	0.00	0.02	0.01

Fuente: Baker Hughes Inc.

De acuerdo al análisis, se corrobora la composición, ya que el silicio y el oxígeno son los elementos más abundantes en el cuarzo. La muestra está compuesta principalmente por areniscas con granos de cuarzo como se evidencia en los resultados obtenidos en la prueba de análisis mineral. En la prueba 3, se aprecian granos de forma redonda debido al proceso de transporte que sufren.

La importancia de mostrar este ejemplo SEM es observar los resultados de la composición elemental. Resultados que no se pudieron realizar de esta forma en la muestra real.

Seguido de la prueba SEM se hace un perfil litológico con análisis mineral.

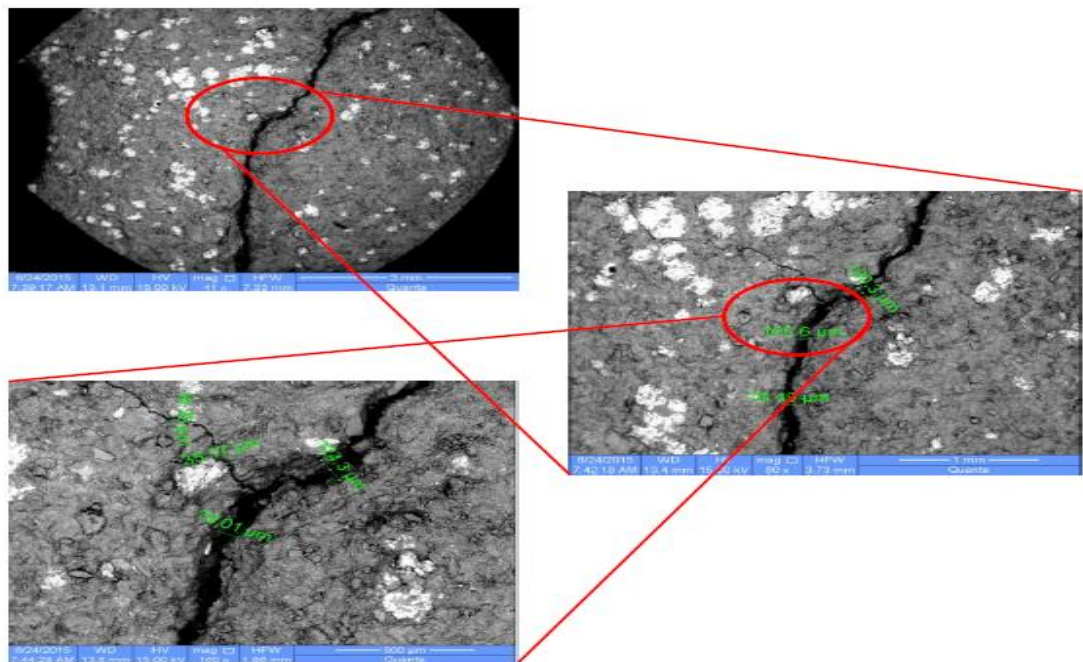
**5.3.4 Identificación de Fracturas y Poros, con el método de Imágenes.** A continuación se presentan las imágenes (fotografías) tomadas al núcleo a

magnificaciones de hasta 20 y 10 micrones para observar las características de ancho del micro fracturas existentes.

Con ayuda del Microscopio y la herramienta de medición en imágenes; se realizan mediciones de los anchos de poro y se identifica el diámetro más grande.

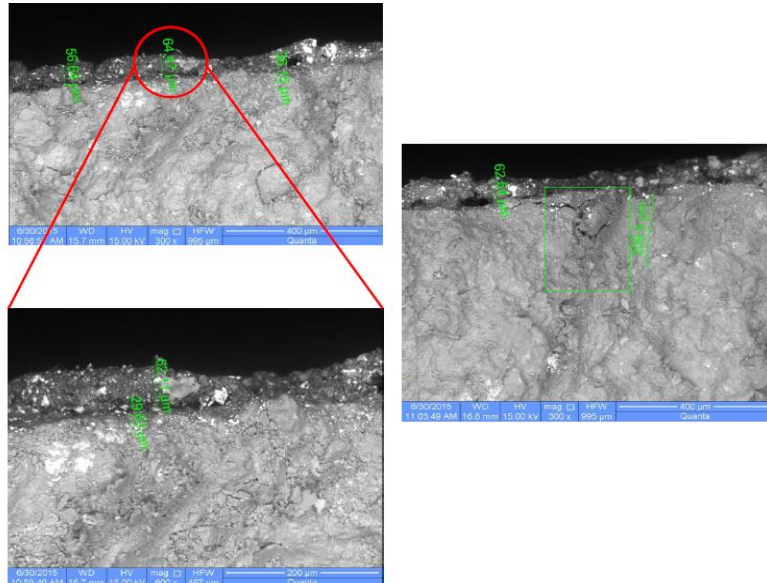
**5.3.4.1 Fotos de alta magnificación.** A continuación se presentan las imágenes o fotos tomadas al núcleo a magnificaciones de hasta 50 micrones para observar las características de ancho de las microfracturas existentes.

**Figura 43. Imágenes SEM –Muestra A, a escala de 3 mm hasta los 500  $\mu$ m**



Fuente: Baker Hughes Inc.

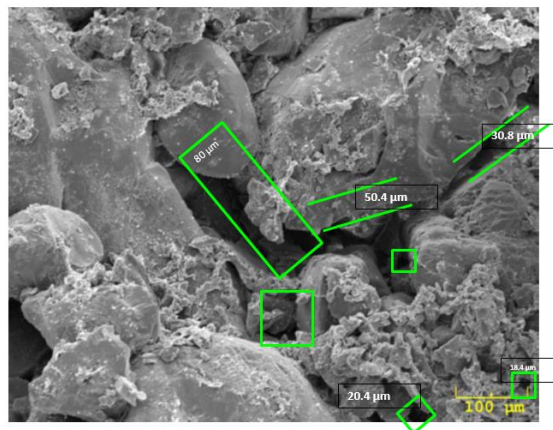
**Figura 44. Imágenes SEM – Muestra B. Poros entre 29,9 y 65 Micrones**



Fuente: Baker Hughes Inc.

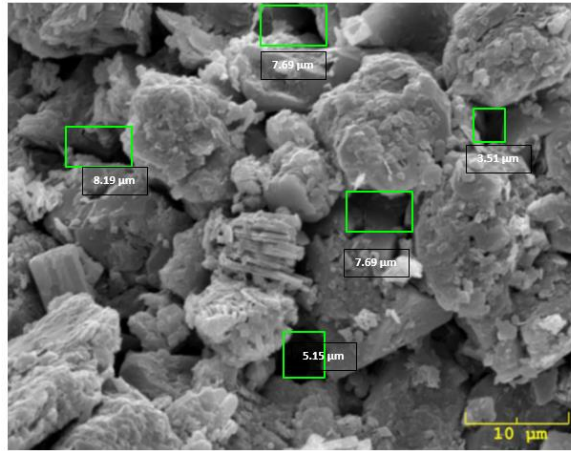
Luego de tener la información anterior, se observa las fotos de los núcleos para determinar el tipo de microfractura que se presentan en el medio poroso y realizar una medición del ancho de la microfractura existente; para tener en cuenta a la hora de formular el agente puenteante.

**Figura 45. Imagen SEM – Muestra C: Escala 50 – 100  $\mu\text{m}$ . Poros entre 29,9 y 65 Micrones.**



Fuente: Baker Hughes Inc.

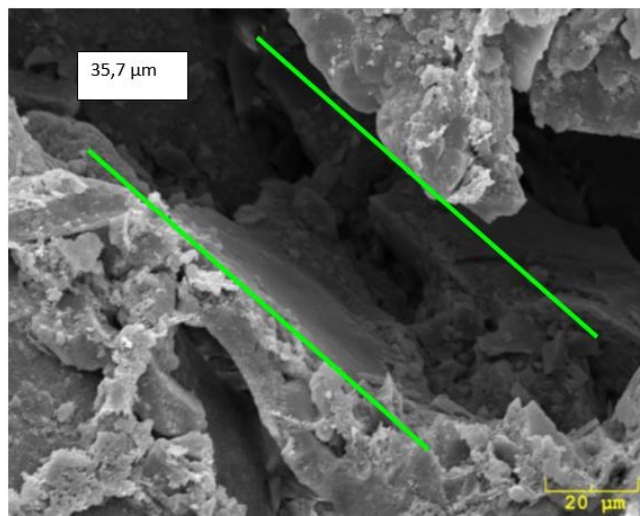
**Figura 46. Imagen SEM – Muestra C: Escala 10  $\mu\text{m}$ . Poros entre 5 y 8 Micrones.**



Fuente: Baker Hughes Inc.

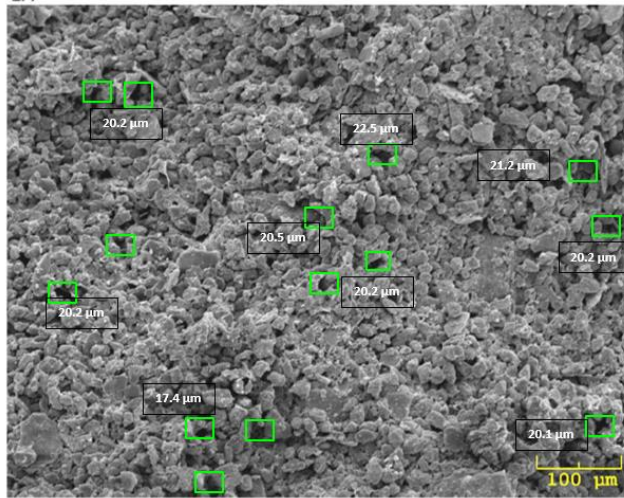
A una magnificación de 100 micrones se observan poros desde los 18,4 hasta las 80 micras. Los granos están preferiblemente formados por cuarzo y sus poros son intergranulares en su mayoría. No presentan Matriz con buena cementación.

**Figura 47. Imagen SEM –Escala 20  $\mu\text{m}$ . Garganta: 35,7 Micrones**



Fuente: Baker Hughes Inc.

**Figura 48. Imagen SEM –Escala 20  $\mu\text{m}$ . Garganta: 35,7 Micrones**



Fuente: Baker Hughes Inc.

El objetivo de estas mediciones es tener una visualización de los diámetros de poro del medio, con el objetivo de seleccionar un diámetro de partícula de agente puenteante ideal para obturar el medio. Las imágenes permiten encontrar diámetros de Poro que varían desde los 4 micrones hasta los 80 micrones, presentando un mayor porcentaje entre los 20 y 40 micrones.

#### **5.4. ANÁLISIS DE DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE PARTÍCULA (BRIDGEWISE)**

Para el análisis del material puenteante es necesario conocer el diseño del fluido de perforación, es decir la concentración permitida de agente puenteante; para este caso, es 45 lb/bbl (Limitado por la densidad máxima permitida). El objetivo del diseño de material puenteante es distribuir dicha concentración Total, en concentraciones menores de  $\text{CaCO}_3$  de diferentes granulometrías. Teniendo en cuenta los siguientes criterios, para los diferentes Carbonatos a utilizar:

**Tabla 21. PSD (Particule Size Distribution) – CaCO<sub>3</sub> disponible.**

Percentiles	CaCO <sub>3</sub> M 10-40	CaCO <sub>3</sub> M 40-100	CaCO <sub>3</sub> M 200	CaCO <sub>3</sub> M 325
<b>D-90</b>	1296,813	487,783	84,697	39,62
<b>D-50</b>	655,737	87,545	28,52	17,363
<b>D-10</b>	29,654	3,204	2,324	1,743

Fuente: Baker Hughes Inc.

Se usa el software BridgeWise de Baker Hughes, para evaluar la mejor distribución de partícula de los datos obtenidos de diámetros de poro. Es necesario partir de valores conocidos como la concentración máxima del CaCO<sub>3</sub> permitida (45 lb/bbl).

Posteriormente fue necesario establecer conclusiones a partir de la información obtenida de la prueba de inyección de Mercurio (Tabla 21) y Análisis SEM (Tabla 23).

**Tabla 22. Diámetros de garganta de Poro – Prueba inyección de Mercurio.**

Parámetro	Valor
Valor máximo	35.50 µm
Valor Intermedio	10.2 µm
Valor mínimo	1,26 µm

**Tabla 23. Diámetros de Poro – Prueba Análisis SEM.**

Parámetro	Valor
Valor máximo	80 µm
Valor Intermedio	33.3 µm
Valor mínimo	8,15 µm

**Tabla 24. Formulación Fluido DRILL - IN.**

Product	Product Concentration		Product to Build 1,0 bbls	
	bbl/bbl	lb/bbl	Total bbl	Total lb
MIL-PAC LV	0,0009	0,50	0,0009	0,50
BIO-LOSE	0,0098	5,00	0,0098	5,00
CLAY-TROL	0,0200	7,08	0,0200	7,08
LATI-LUBE	0,0200	7,57	0,0200	7,57
TERRA-RATE	0,0100	2,67	0,0100	2,67
CAUSTIC SODA	0,0001	0,10	0,0001	0,10
XANPLEX D	0,0019	1,00	0,0019	1,00
Water	0,8897	311,83	0,8897	311,83
CaCO3	0,0476	45,19	0,0476	45,19
<b>Totals</b>	<b>1,0000</b>	<b>380,94</b>	<b>1,0000</b>	<b>380,94</b>

Fuente: Baker Hughes Inc.

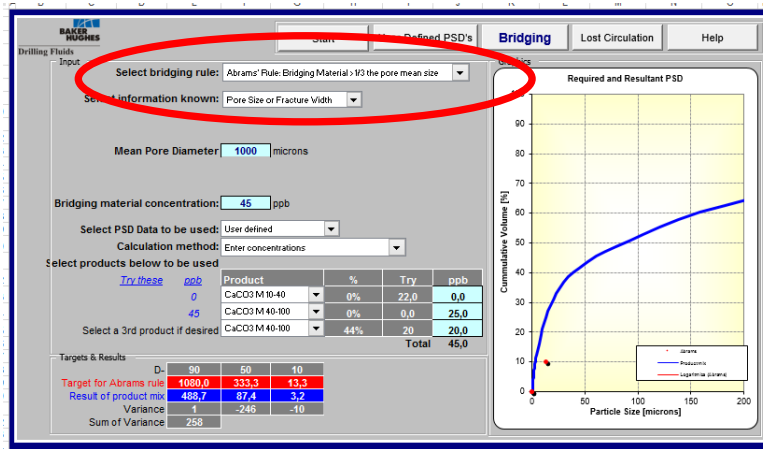
Con el fin de validar la concentración necesaria de cada uno de los CaCO<sub>3</sub> a utilizar en la operación de perforación, se realizó un análisis de ingeniería con la ayuda del programa *BridgeWise* (pantallazos que empiezan desde la hoja siguiente), se procede a aplicar las diferentes reglas de diseño de distribución de partícula expuestas anteriormente donde a partir del método a utilizar (regla de Abrahams), se comparan las mediciones de diámetro de poro y permeabilidad presentadas, con los diámetros de los carbonatos que se desea obturar, entregando una tendencia de diámetros presentes y su porcentaje en volumen para obturar un poro de la medida suministrada. Para el diseño final del material de puenteante.

**5.4.1 Procedimiento De Diseño De Material Puenteante A Partir Del Diametro De Poro Calculado.** El proceso de búsqueda de la mejor distribución de partícula a partir de mezclas de carbonatos es un proceso de Ensayo y error. Donde se busca encontrar la distribución de carbonato que se ajuste mejor a la predicción hecha por el programa. A partir de la permeabilidad ingresada BRIDGEWISE, usando la ecuación de Winlad, calcula un Diámetro de poro adecuado y finalmente aplica a dicho dato a la regla que se esté analizando.

Los pasos a seguir:

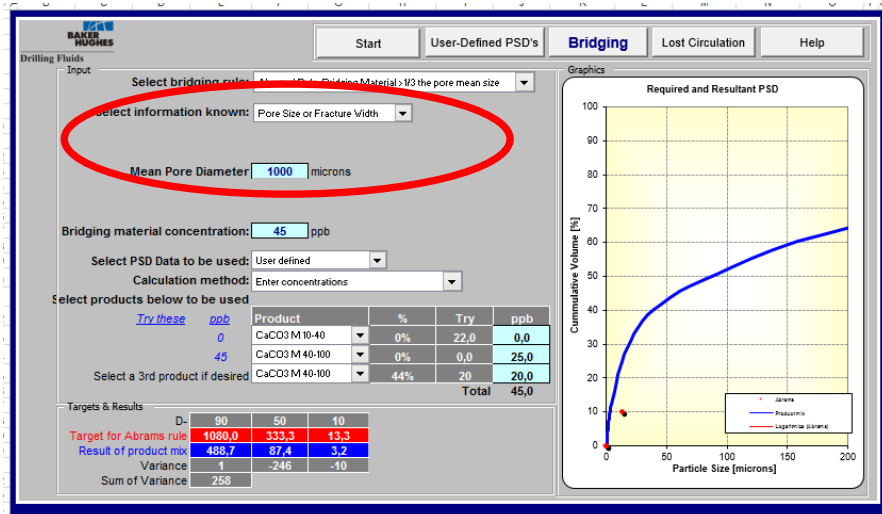
1. Seleccionar las unidades con las que desea trabajar S.l o Campo.
2. Seleccionamos la regla mediante la cual deseamos hacer el diseño de puenteo. **Figura 49.**
3. Ingresamos el método de medida (Ingresando valor de Poro Máximo). **Figura 50.**
  - **Abrams:** El tamaño medio de la partícula del agente puenteante a adicionar, debe ser igual o ligeramente mayor que  $1/3$  del tamaño medio de poros de la formación (D50).
  - **Vickers.** Incluye fracciones de diámetro adicionales a D90, D50 y D10, con el objetivo de generar un puenteo más eficiente en los tamaños grandes, medianos y pequeños de la garganta de poro. Incluyendo así las fracciones D75 y D25. Así, debe cumplir con ciertos criterios para seleccionar la distribución adecuada de la granulometría:
    - ✓ D90: la distribución granulométrica de las partículas debe ser igual al tamaño de garganta de poro más grande.
    - ✓ D75: la distribución del tamaño de las partículas debe ser  $2/3$  de la garganta de poro más grande.
    - ✓ D50: la distribución debe ser igual o mayor a  $1/3$  del tamaño medio la garganta de poro.
    - ✓ D25: La distribución debe ser igual a  $1/7$  del tamaño medio de la garganta de poro.
    - ✓ D10: la distribución de las partículas debe ser igual o mayor al tamaño más pequeño de la garganta de poro.

Figura 49. Software BridgeWise – Selección del método a analizar



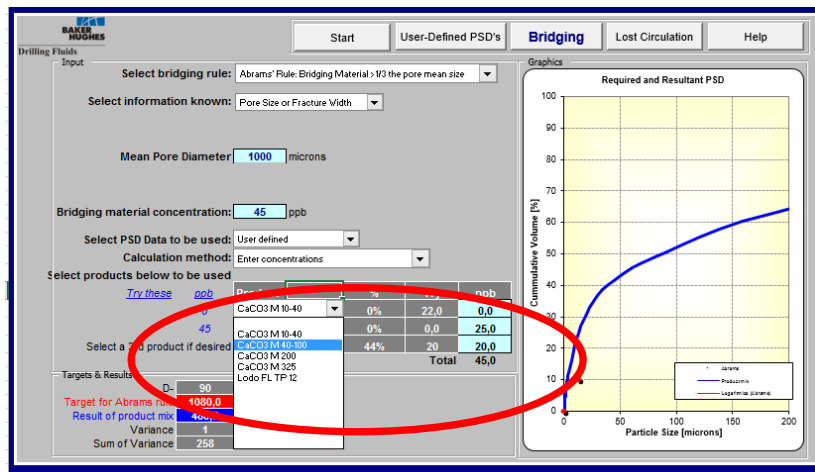
- **Teoría del Empaquetamiento Ideal (IPT) descrita por Dick en el 2000:** Establece que el porcentaje de volumen acumulado frente a la raíz cuadrada del diámetro de las partículas debe formar una línea recta para minimizar el daño de formación durante la perforación. Esta teoría describe la distribución de tamaño de partícula óptimo, la cual debe ser seleccionada basándose en el D90, que equivale a las gargantas de poro más grandes, D50 que es igual o ligeramente mayor que las gargantas de poro medio y el D10 que es mayor que el poro más pequeño de las gargantas de la roca reservorio.
4. Ingresamos el diámetro máximo de Poro o fractura (Micrones), obtenidos de las pruebas especiales. De acuerdo al método aplicado, por practicidad y ajuste se recomienda el método de Abrams.

Figura 50. Imagen Software BridgeWise – selección del método.



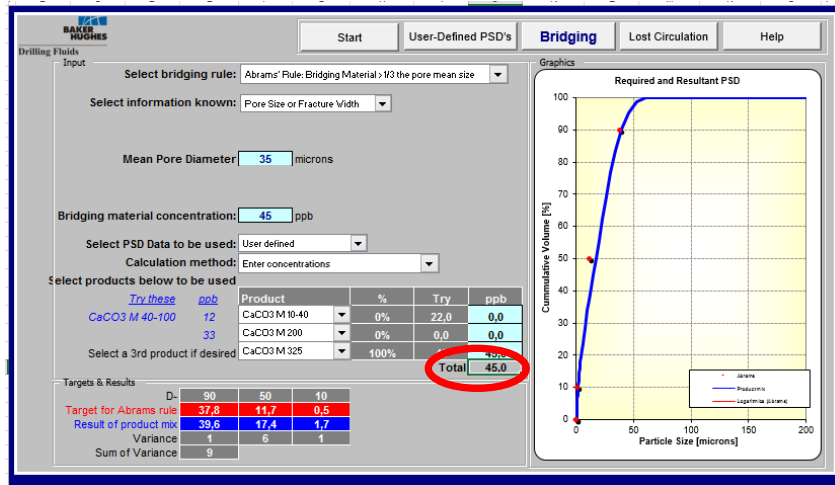
5. Seleccione los carbonatos con los que desea realizar el puenteo. **Figura 51.**

Figura 51. Imagen Software BridgeWise – selección del método.



6. A prueba de error se colocan diferentes concentraciones de cada tipo, hasta que la curva de distribución de partícula del fluido según el programa tome la tendencia a los calculados por la regla de Abram. Se realizan dos análisis para un 100% de CaCO3 M325 y otro teniendo en cuenta el CaCO3 M200. (Figura 52).

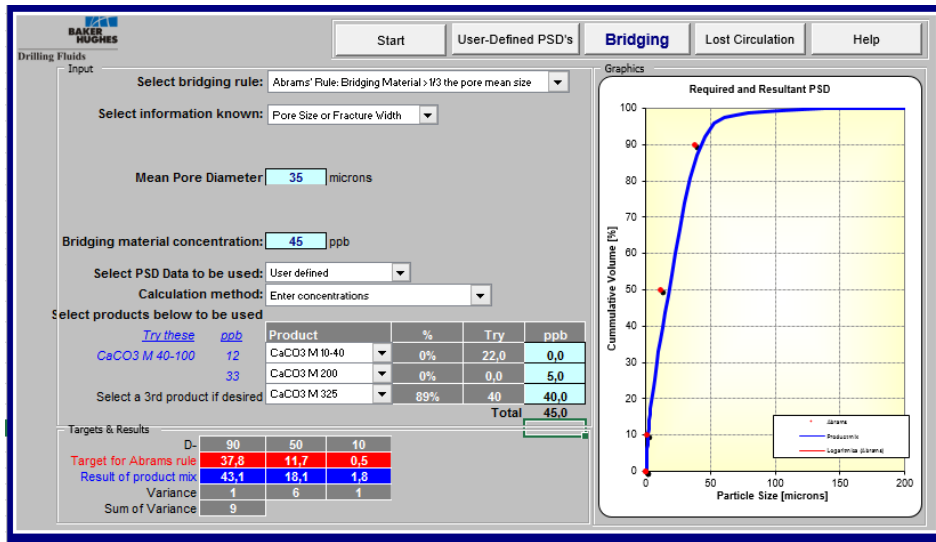
**Figura 52. Software BridgeWise – selección de 100 % de CaCO3 M325.**



**Análisis 1:** Se puede observar que la varianza entre el valor precedido por la regla de Abram y el obtenido por el carbonato seleccionado, es baja. Se toma de referencia una varianza por debajo de 15. Es decir que las libras de CaCO3 de la formulación del fluido DRILL-IN, debe tomarse en lo posible con Carbonato M 325.

**Análisis 2:** Se puede observar que la varianza entre el valor precedido por la regla de Abram y el obtenido por el carbonato seleccionado, es baja. Teniendo en cuenta la importancia de tener granulometrías distintas en el medio poroso. Se buscan mezclas de CaCO3 M325 y M 200 obteniendo una mejor tendencia y una varianza igual. **Figura 53.**

**Figura 53. Software BridgeWise – selección de 11 % CaCO3 M200 y 89 % de CaCO3 M325.**



De acuerdo a los resultados  $D_{90}=43.1$ ,  $D_{50}=18.1$ ,  $D_{10}= 1.8$ ; y a la prueba de inyección de Mercurio para la Muestra 1 con un diámetro de 35 Micrones, se espera que el puenteo sea eficiente con la mezcla de CaCO3 M 200 y 325, ya que la erosión de las partículas durante la perforación, permitirá una leve disminución de sus diámetros y un mejor ajuste. Es necesario corroborar con una Prueba PPT, en un disco de 35 Micrones.

**Tabla 25. Formulación Fluido Drill-in No. 1**

Product	Total lb
MIL-PAC LV	0,50
BIO-LOSE	5,00
CLAY-TROL	7,08
LATI-LUBE	7,57
TERRA-RATE	2,67
CAUSTIC SODA	0,10
XANPLEX D	1,00
Water	311,83
CaCO3 M325	45,19
<b>Totals</b>	<b>380,94</b>

**Tabla 26. Formulación Fluido Drill-in No. 2**

Product	Total lb
MIL-PAC LV	0,50
BIO-LOSE	5,00
CLAY-TROL	7,08
LATI-LUBE	7,57
TERRA-RATE	2,67
CAUSTIC SODA	0,10
XANPLEX D	1,00
Water	311,83
CaCO3 M200	5
CaCO3 M325	40
Totals	380,94

### 5.5 RESULTADOS PRUEBA PPT – LODO 1 Y LODO 2 en un disco de 35 µm

Se procede a preparar los fluidos de perforación propuestos 1 y 2. Se calientan a una temperatura de 180 °F (temperatura máxima para el agua) y se verifican los resultados de Filtrado con el objetivo de verificar la formulación.

**Tabla 27. Resultados prueba PPT, fluidos Drill – In 1 y 2.**

PPT	Volumen Spurt Loss (ml)	Volumen Filtrado Total (ml)
Lodo 1	1.2	12.5
Lodo 2	1.7	12.0

Un filtrado menor a 16 ml, se considera ideal para un fluido DRILL-IN, base agua. Los resultados permiten concluir que una granulometría mixta genera una mejor obturación a pesar de tener mayor spurt. El valor alto de Spurt es debido a la menor cantidad de Finos presentes, por lo que se demora más tiempo en hacer el cake en la cara del disco.

## 5.6 RESULTADOS PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD EN NUCLEO SINTETICO APLICADA AL FLUIDO DRILL –IN.

Con el fin de determinar la porosidad del plug, como primera medida se miden las propiedades físicas como longitud, diámetro y peso. Se procede a generar una condición de vacío en el medio poroso para luego saturar con salmuera de KCl y tomar su peso húmedo (se mide porosidad por diferencia de pesos). La tabla 27 corresponde al protocolo experimental en este se detalla paso a paso la prueba y la justificación de cada paso, el cual fue diseñado basado en la experiencia.

**Tabla 27. Protocolo experimental prueba de Retorno de Permeabilidad. BHI.**

PROTOCOLO EXPERIMENTAL PRUEBAS DE RETORNO BHI		
ETAPA	PROCEDIMIENTO	JUSTIFICACION
1	Medida de propiedades físicas (Longitud, diámetro y peso seco) de la muestra	Medidas necesarias para el cálculo de Porosidad y permeabilidad del medio poroso
2	Saturación del medio poroso con salmuera y medida del peso húmedo de la muestra	Se realiza con el fin de minimizar efectos capilares, además la medida del peso húmedo es necesaria para el calculo de Porosidad efectiva del medio poroso
3	Inyección de salmuera (sentido de producción)	Medida de permeabilidad absoluta ( $K_{abs}$ )
4	Inyección de aceite (sentido de producción)	Saturación del medio poroso y medida de permeabilidad efectiva al aceite ( $K_o$ ) antes del Daño.
5	Inyección de lodo de perforación por la cara de la muestra (sentido de inyección)	Generación del cake y el daño a la formación por fluidos de perforación
6	Inyección de aceite (sentido de producción)	Ruptura de cake y medida de permeabilidad efectiva al aceite después del daño, cuantificación del daño.
9	Inyección de Tratamiento enzimático (sentido de inyección)	Degradación de polímeros.
10	Inyección de aceite (sentido de producción)	Medida de permeabilidad efectiva al aceite después del tratamiento enzimático, cuantificación de la estimulación del medio

Fuente: Baker Hughes Inc.

La permeabilidad es medida mediante la utilización del equipo de retorno de permeabilidad presente en el laboratorio, dicha propiedad es medida con la inyección de salmuera y es calculada bajo condiciones de flujo estable por lo menos durante 5 volúmenes porosos inyectados ( $V_{pi}$ ).

**Tabla 28. Propiedades Físicas Núcleo sintético.**

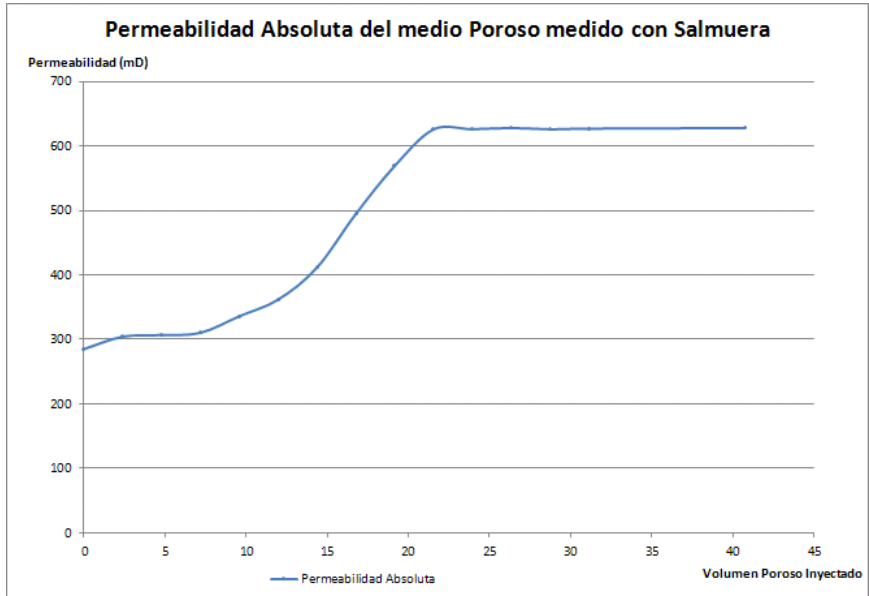
<b>Core</b>	<b>1</b>
<b>Formación</b>	Berea
<b>Profundidad</b>	NA
<b>Temperatura ( ° F)</b>	189
<b>Viscosidad (cP)</b>	100
<b>Longitud (cm)</b>	4.765
<b>Diámetro (cm)</b>	2.575
<b>Porosidad (%)</b>	25.23
<b>Permeabilidad (mD)</b>	627.78

Fuente: Baker Hughes Inc.

- **ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

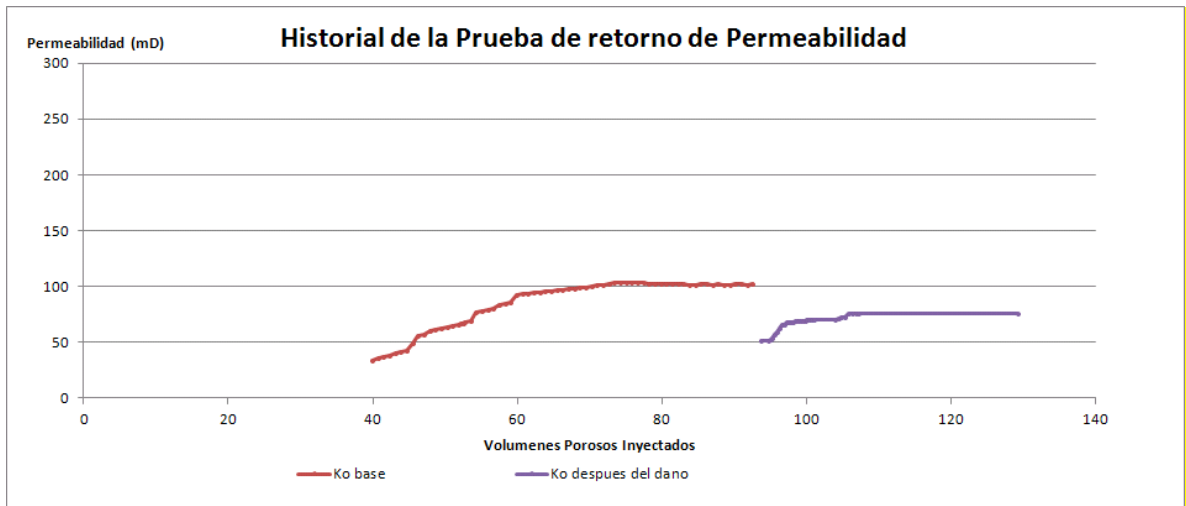
La figura 54, corresponde a la permeabilidad absoluta del plug de formación. Esta fue medida mediante la inyección de salmuera de KCl con una concentración de 2000 ppm.

**Figura 54. Grafica de K absoluta – KCL 2000 ppm**



Fuente: Baker Hughes Inc.

**Figura 55. Grafica de K-efectiva del aceite y K efectiva después del Daño.**



Fuente: Baker Hughes Inc.

De acuerdo a los resultados es posible concluir que el LODO 1 por presentar 11% menos de finos en su concentración, no genero tanta invasión de finos, a diferencia del Fluido Dill –in 2.

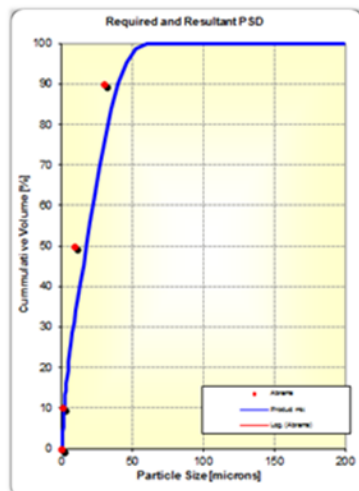
Tabla 29. Resumen los resultados obtenidos en la prueba retorno de permeabilidad.

PRUEBA	Ko BASE (mD)	Ko DESPUES DEL DANO (mD)	DANO EN LA FORMACION	FILTRADO (cc)
Fluido No. 1.	101.97	80.52	21.45 %	3.1
Fluido No. 2	112.25	85.6	26.65 %	4.2

**5.6.1 Procedimiento de Diseño de Material Puenteante a Partir de la Permeabilidad.** A partir de los datos de Permeabilidad y Porosidad, se realizó igualmente un análisis de puenteo obteniendo los siguientes resultados. Se realizan las conclusiones y por ende se tiene en cuenta las concentraciones de Carbonato finales, a través del análisis de la varianza (dispersión de los datos).

- **Resultados obtenidos por el programa BridgeWise**

Figura 56. Required and resultant PSD. Permeability 500 md

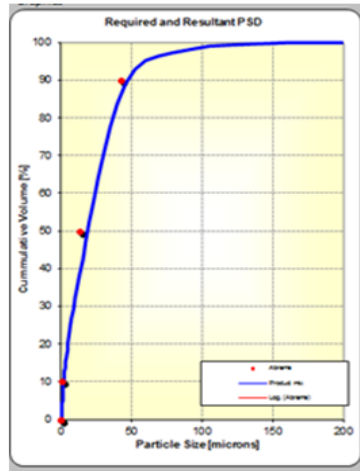


permeability(md)	500		
Bridging material concentration (ppb)	45		
<b>product</b>	<b>%</b>	<b>Try</b>	<b>ppb</b>
CaCO3 M325	0%	45	45
	0%		
	0%		
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	29,8	9,2	0,4
Result of product mix	39,6	17,4	1,7
variance	10	8	1
sum of variance	20		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 57. Required and Resultant PSD. Permeability 1000 md**

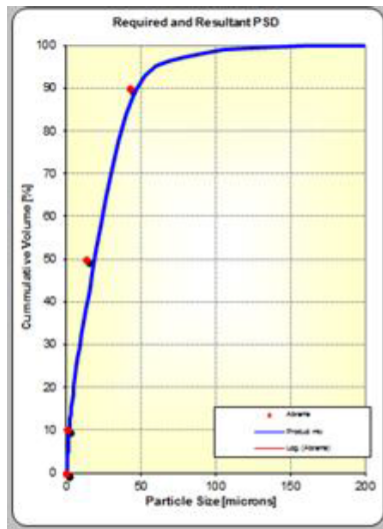


permeability(md)	1000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
<b>product</b>	<b>%</b>	<b>Try</b>	<b>ppb</b>
CaCO3 M325	0%	35	35
CaCO3 M200	0%	10	10
	0%		
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	42.2	13.0	0,5
Result of product mix	47.2	18.9	1,8
variance	5	6	1
sum of variance	13		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 58. Required and Resultant PSD. Permeability 1500 md**

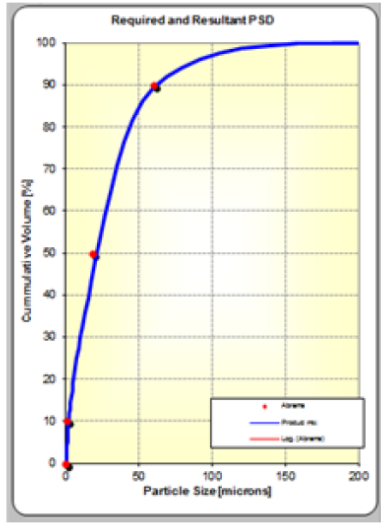


permeability(md)	1500		
Bridging material concentration (ppb)	45		
<b>product</b>	<b>%</b>	<b>Try</b>	<b>ppb</b>
CaCO3 M325	0%	30	30
CaCO3 M200	0%	15	15
	0%		
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	51.6	15.9	0,6
Result of product mix	52.3	19.8	1.9
Variance	1	4	1
sum of variance	6		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 59. Required and Resultant PSD. Permeability 2000 md**

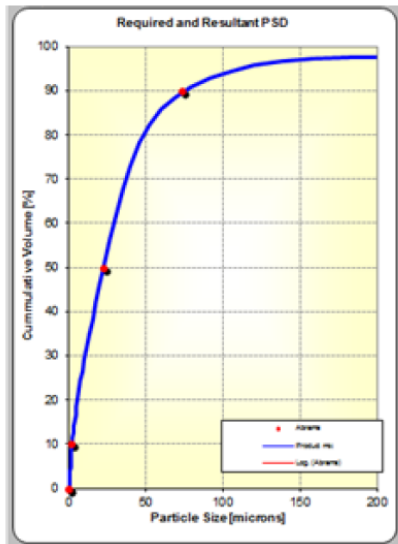


permeability(md)	2000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
<b>product</b>	<b>%</b>	<b>Try</b>	<b>ppb</b>
CaCO3 M325	0%	23.0	23.0
CaCO3 M200	0%	22.0	22.0
	0%		
	<b>TOTAL</b>	45	

D	90	50	10
Target Abrams rule	59.6	18.4	0.7
Result of product mix	62.3	21.2	2.0
Variance	3	3	1
sum of variance	7		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 60. Required and Resultant PSD. Permeability 3000md**

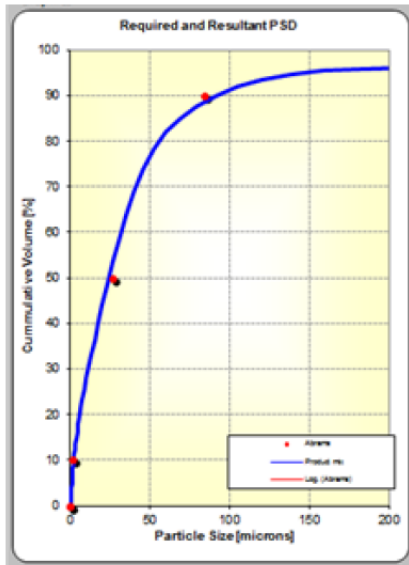


permeability(md)	3000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
<b>product</b>	<b>%</b>	<b>Try</b>	<b>ppb</b>
CaCO3 M325	0%	20.0	20.0
CaCO3 M200	0%	22.0	22.0
CaCO3 M40-100	7%	3.0	3.0
	<b>TOTAL</b>	45	

D	90	50	10
Target Abrams rule	73.0	22.5	0.9
Result of product mix	76.1	22.3	2.0
Variance	3	0	1
sum of variance	5		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 61. Required and Resultant PSD. Permeability 4000 md**

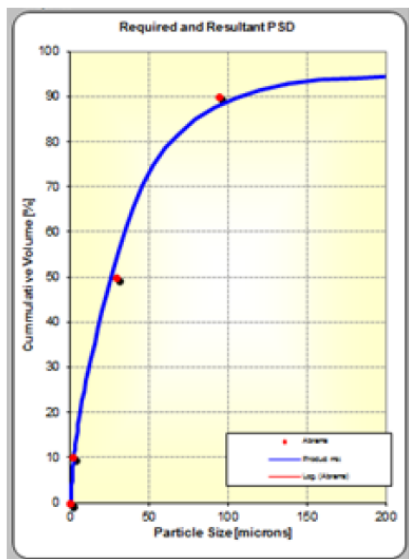


permeability(md)	4000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
product	%	Try	ppb
CaCO3 M325	0%	15.0	15.0
CaCO3 M200	0%	25.0	25.0
CaCO3 M40-100	11%	5.0	5.0
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	84.3	26.0	1.0
Result of product mix	90.9	24.0	2.1
Variance	7	(2)	1
sum of variance	10		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 62. Required and Resultant PSD. Permeability 5000 md.**

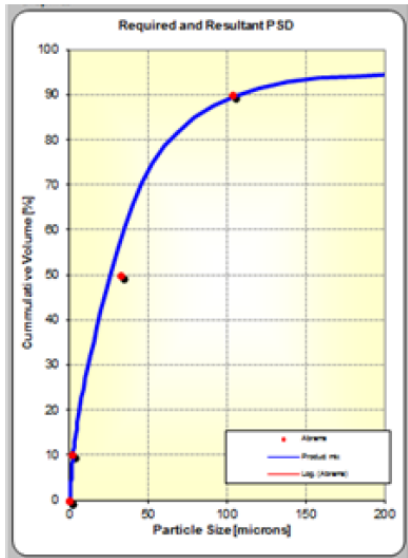


permeability(md)	5000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
product	%	Try	ppb
CaCO3 M325	0%	11.0	11.0
CaCO3 M200	0%	27.0	27.0
CaCO3 M40-100	16%	7.0	7.0
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	94.3	29.1	1.2
Result of product mix	107.4	25.7	2.2
Variance	13	(3)	1
sum of variance	18		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 63. Required and Resultant PSD. Permeability 6000 md.**

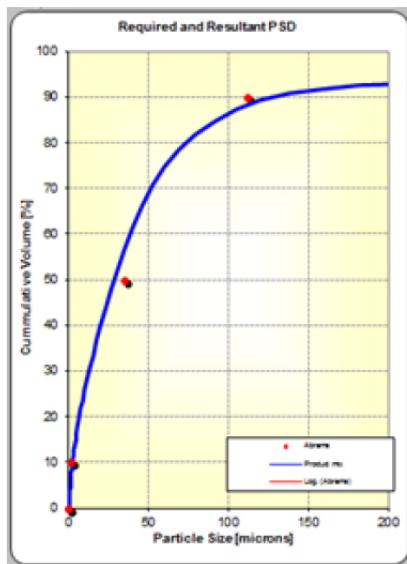


permeability(md)	6000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
product	%	Try	ppb
CaCO3 M325	0%	11.0	11.0
CaCO3 M200	0%	27.0	27.0
CaCO3 M40-100	16%	7.0	7.0
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	103.3	31.9	1.3
Result of product mix	107.4	25.7	2.2
Variance	4	(6)	1
sum of variance	12		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 64. Required and Resultant PSD. Permeability 7000 md.**

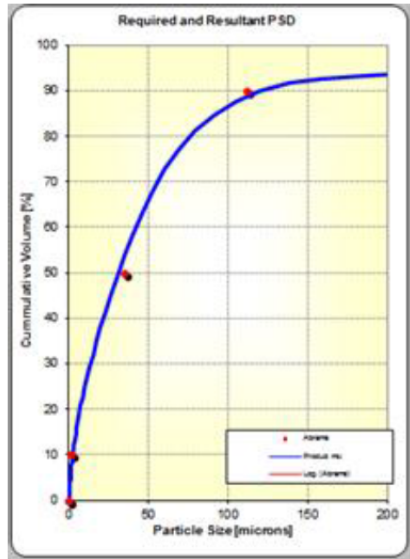


permeability(md)	7000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
product	%	Try	ppb
CaCO3 M325	0%	6.0	6.0
CaCO3 M200	0%	30.0	30.0
CaCO3 M40-100	20%	9.0	9.0
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	111.6	34.4	1.4
Result of product mix	128.3	28.2	2.3
Variance	17	(6)	1
sum of variance	25		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 65. Required and Resultant PSD. Permeability 7000 md.**

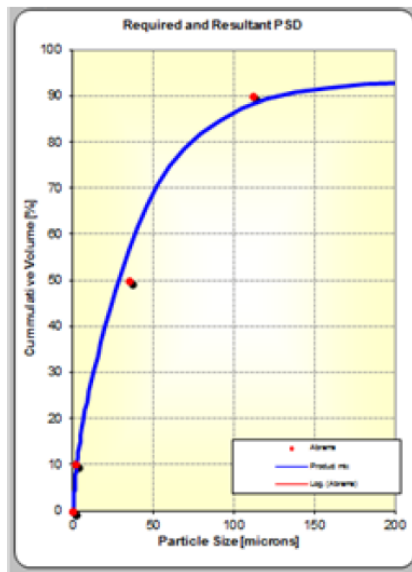


permeability(md)	7000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
product	%	Try	ppb
CaCO3 M325	0%	0.0	0.0
CaCO3 M200	0%	37.0	37.0
CaCO3 M40-100	18%	8.0	8.0
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	111.6	34.4	1.4
Result of product mix	121.4	31.0	2.4
Variance	10	(3)	1
sum of variance	15		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 66. Required and Resultant PSD. Permeability 7000 md.**

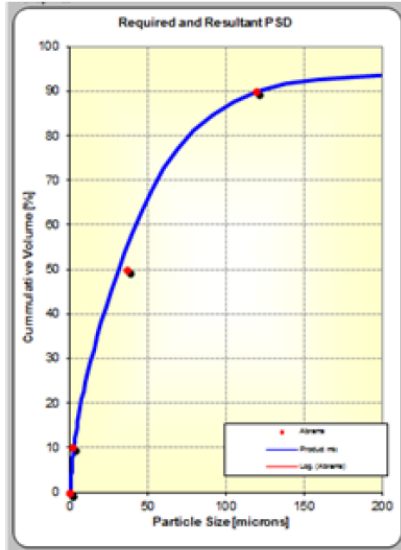


permeability(md)	7000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
product	%	Try	ppb
CaCO3 M325	0%	6.0	6.0
CaCO3 M200	0%	30.0	30.0
CaCO3 M40-100	20%	9.0	9.0
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	111.6	34.4	1.4
Result of product mix	18.3	28.2	2.3
Variance	17	(6)	1
sum of variance	25		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 67. Required and Resultant PSD. Permeability 7000 md.**

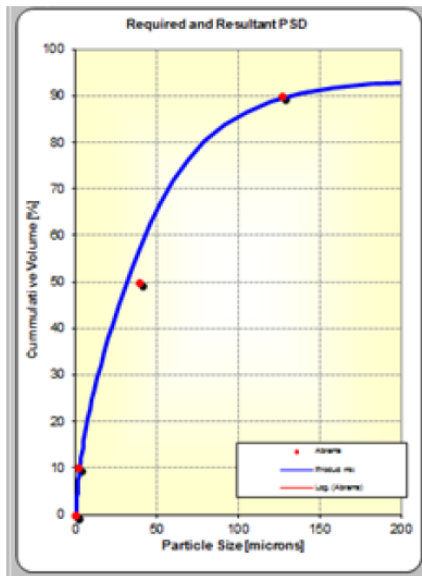


permeability(md)	7000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
<b>product</b>	<b>%</b>	<b>Try</b>	<b>ppb</b>
CaCO3 M325	0%	0.0	0.0
CaCO3 M200	0%	37.0	37.0
CaCO3 M40-100	18%	8.0	8.0
		<b>TOTAL</b>	<b>45</b>

D	90	50	10
Target Abrams rule	119.3	36.8	1.5
Result of product mix	121.4	31.0	2.4
Variance	2	(6)	1
sum of variance	10		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 68. Required and Resultant PSD. Permeability 9000 md.**

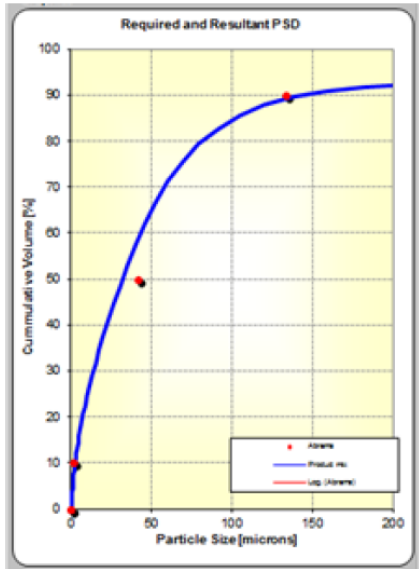


permeability(md)	9000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
<b>Product</b>	<b>%</b>	<b>Try</b>	<b>ppb</b>
CaCO3 M325	0%	0.0	0.0
CaCO3 M200	0%	36.0	36.0
CaCO3 M40-100	20%	9.0	9.0
		<b>TOTAL</b>	<b>45</b>

D	90	50	10
Target Abrams rule	126.5	39.0	1.6
Result of product mix	131.0	31.4	2.5
Variance	4	(8)	1
sum of variance	14		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modification por el autor.

**Figura 69. Required and Resultant PSD. Permeability 10000 md.**

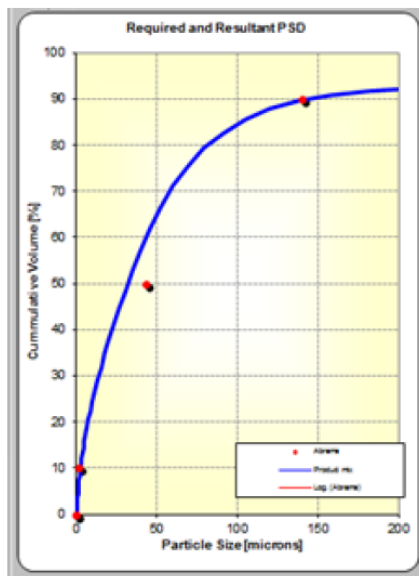


permeability(md)	10000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
Product	%	Try	ppb
CaCO3 M325	0%	0.0	0.0
CaCO3 M200	0%	35.0	35.0
CaCO3 M40-100	22%	10.0	10.0
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	133.3	41.2	1.6
Result of product mix	141.9	31.7	2.5
Variance	9	(9)	1
sum of variance	19		

Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**Figura 70. Required and Resultant PSD. Permeability 11000 md.**



permeability(md)	11000		
Bridging material concentration (ppb)	45		
Product	%	Try	ppb
CaCO3 M325	0%	0.0	0.0
CaCO3 M200	0%	35.0	35.0
CaCO3 M40-100	22%	10.0	10.0
		<b>TOTAL</b>	45

D	90	50	10
Target Abrams rule	139.9	43.5	1.7
Result of product mix	141.9	31.7	2.5
Variance	2	(11)	1
sum of variance	15		

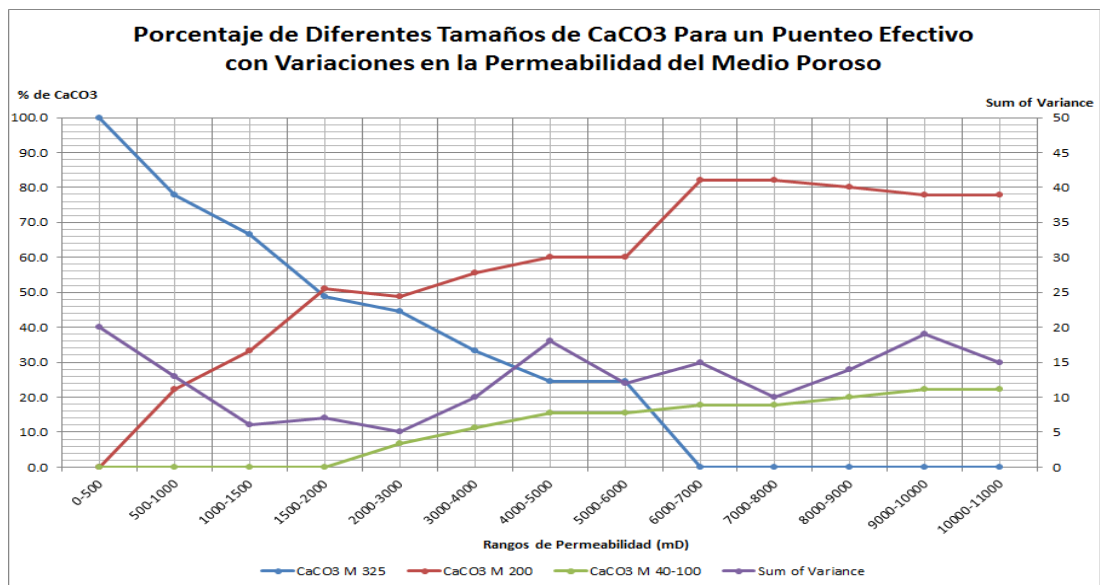
Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

Apoyándonos de esta herramienta BridgeWise que permite el análisis conjunto de distribución de partícula a partir de los métodos existentes en la industria como el

de Abrams, se realiza una simulación de distribuciones de los diámetros mínimos, medios y máximos que deben haber en mi fluido para lograr la mejor obturación basados en la información de la porosidad, permeabilidad y la distribución de diámetros de garganta.

**5.6.1.1 Distribución Óptima De Carbonatos:** De acuerdo a la distribución propuesta por el Software se entrega una relación del diámetro de carbonato y la permeabilidad final.

**Figura 71. Porcentaje de diferentes tamaños de CaCO3 para un puenteo efectivo con variaciones de permeabilidad en medios porosos (Anexo D).**



Fuente: Baker Hughes Inc. Modificado por el autor.

**RESULTADOS ANALISIS DE PRUEBA PPT (PERMEABILITY PLUG TEST).**

En la tabla 30, se puede observar los resultados de los volúmenes de filtrado a diferentes permeabilidades.

**Tabla 30. Resumen PPT**

PPT por K	Disco Aloxita Utilizado	Volumen Spurt Loss (ml)	Volumen Filtrado Total (ml)
0 – 500	3	1.2	12.2
500 – 1000	5	2.2	12.0
1000 – 1500		2.4	13.4
1500 – 2000		2.0	13.2
2000 – 3000	10	3.2	13.8
3000 – 4000		3.2	13.4
4000 – 5000		4.2	14.2
5000 – 6000		3.8	13.8
6000 – 7000	20	4.0	14.0
7000 – 8000		4.4	14.6
8000 – 9000		3.8	16.2
9000 – 10000	30	4.8	16.8
10000 – 11000		6.2	18.4

Fuente: Baker Hughes Inc.

El análisis fue realizado con una concentración de CaCO<sub>3</sub> de 45 lpb. Se realiza un proceso de ensayo y error con el fin de obtener una Varianza menor a 20, garantizando un D90 del Mix de Carbonatos de Calcio ligeramente mayor al D90 de la formación, este hecho ayudaría a la erosión que tiene el grano de CaCO<sub>3</sub> en la circulación del lodo.

Con la información recibida del Anexo B, se gráfica la tendencia de la Permeabilidad en un rango de profundidad (Anexo E), determinado para los pozos a estudiar y se finaliza con la estrategia de puenteo recomendada.

### **5.6.1.2 Análisis De Resultados - Estrategia Recomendada De Punteo Recomendada.**

#### **Formación Productora – Concentración de Carbonato en el lodo:**

- CaCO<sub>3</sub> Malla 40-100; **2 - 5 lb/bbl**
- CaCO<sub>3</sub> Malla 200; **20 - 25 lb/bbl**
- CaCO<sub>3</sub> Malla 325; **10 - 15 lb/bbl**

Mediante el estudio y Análisis de 3 parámetros claves en lodo de perforación se debe hacer un control y verificación de la efectividad del tipo de punteo utilizado.

**5.6.1.2.1 PPT:** Este es el parámetro más determinante en la decisión de aumentar o disminuir la adición de Carbonato en el sistema, ya que la cantidad de filtrado que se obtiene en cada uno de los diferentes discos de Aloxita (10 micras) utilizados en la prueba, determinan una tendencia con la cual se identifica si el material puenteante en el lodo, de tipo Carbonatos, Asfaltos y Grafitos es el adecuado.

- PPT @ 150 F / 250 psi < 14 - 16 c.c.
- Spurt Loss= 2 – 4 c.c.

#### **5.6.1.2.2 PSD:** (Distribución de Tamaño de Partícula).

Se realiza un análisis y control continuo de los parámetros D10 / D50 / D90 de las sólidos presentes en el lodo se puede tomar la decisión de adicionar/eliminar algún tipo de Carbonato o Material puenteante al fluido.

Los parámetros más adecuados para los sólidos en el sistema son:

- D10 entre 2 - 5

- D50 entre 25 – 30
- D90 entre 70 - 110

#### **5.6.1.2.3 % LGS** (% Sólidos de Baja Gravedad).

Un continuo control sobre el parámetro de LGS en el lodo, nos determina la cantidad más adecuada de material a adicionar en el lodo, además del tipo de Carbonato.

Los parámetros más adecuados para mantener en el sistema son:

- % LGS entre 3 – 4 (**Utilizar CaCO<sub>3</sub> malla 200 para el peso requerido**)

Después de las recomendaciones de la estrategia de puenteo se le hace al lodo un ensayo de retorno de permeabilidad para observar si causo o no perdidas de fluido y de permeabilidad.

## 6. DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA LA OPTIMIZACION DE UN FLUIDO DRILL-IN.

**Figura 72. Metodología**

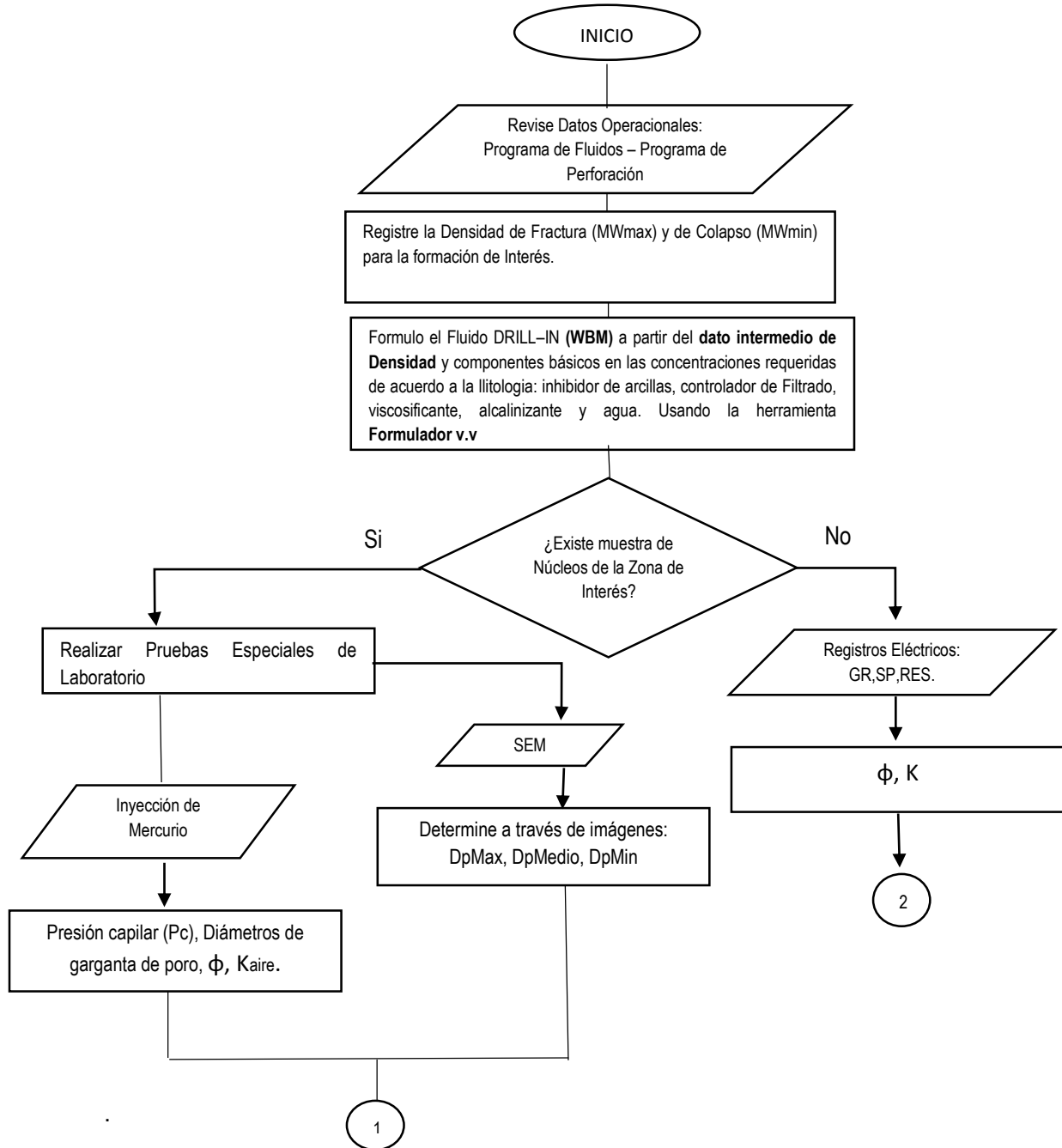


Figura 73. Metodología parte II. Selección del Método de análisis

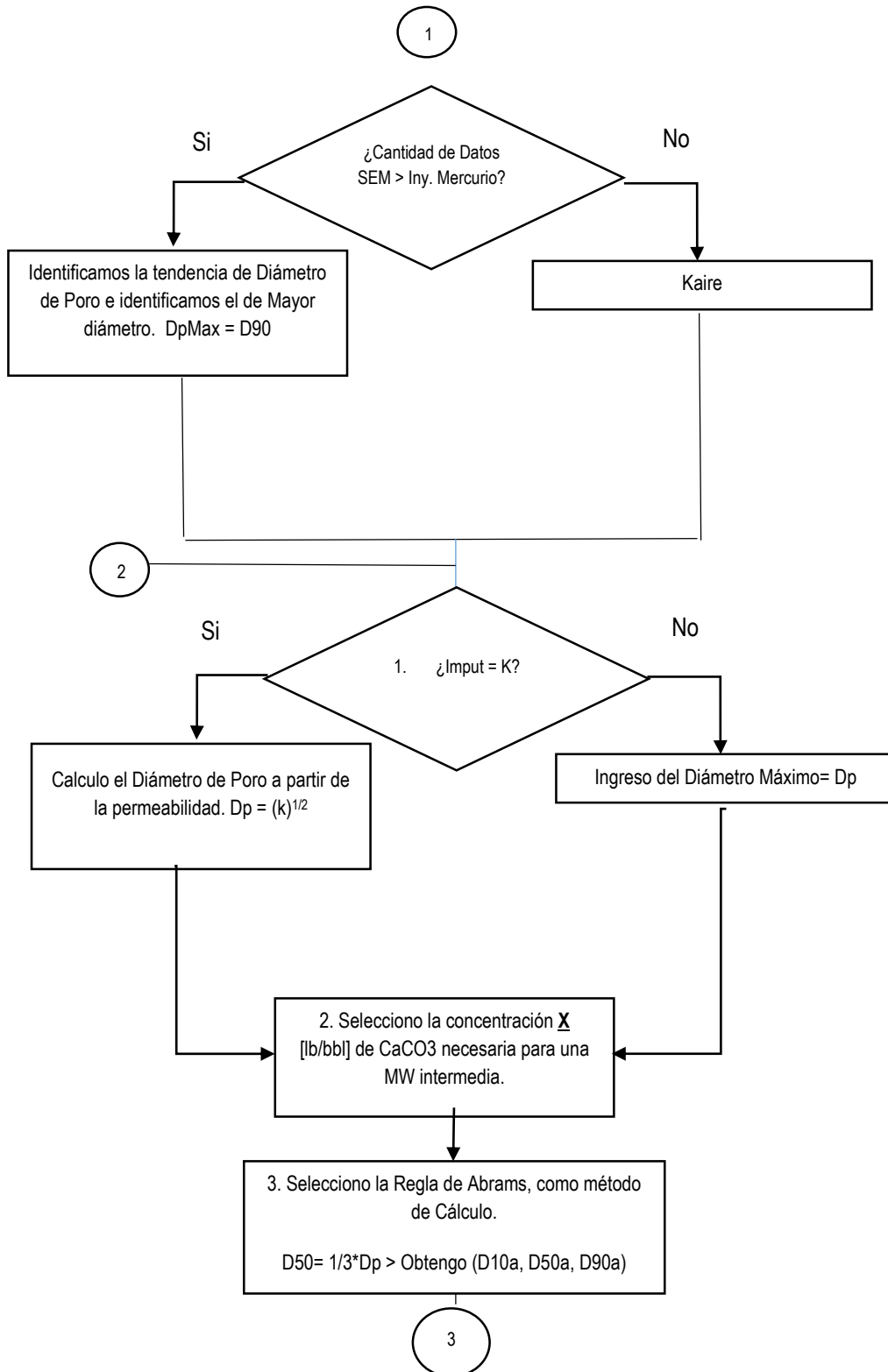
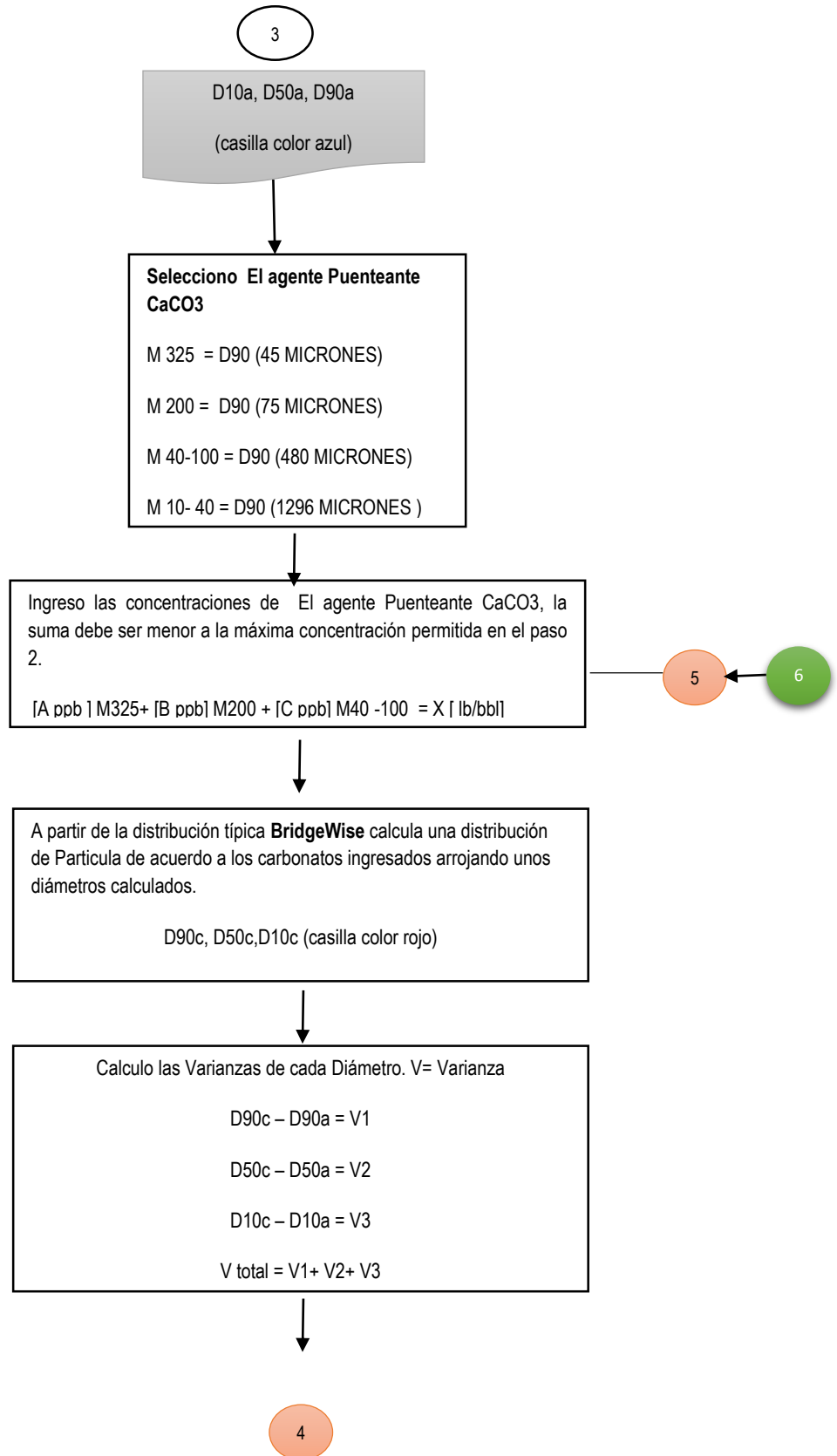
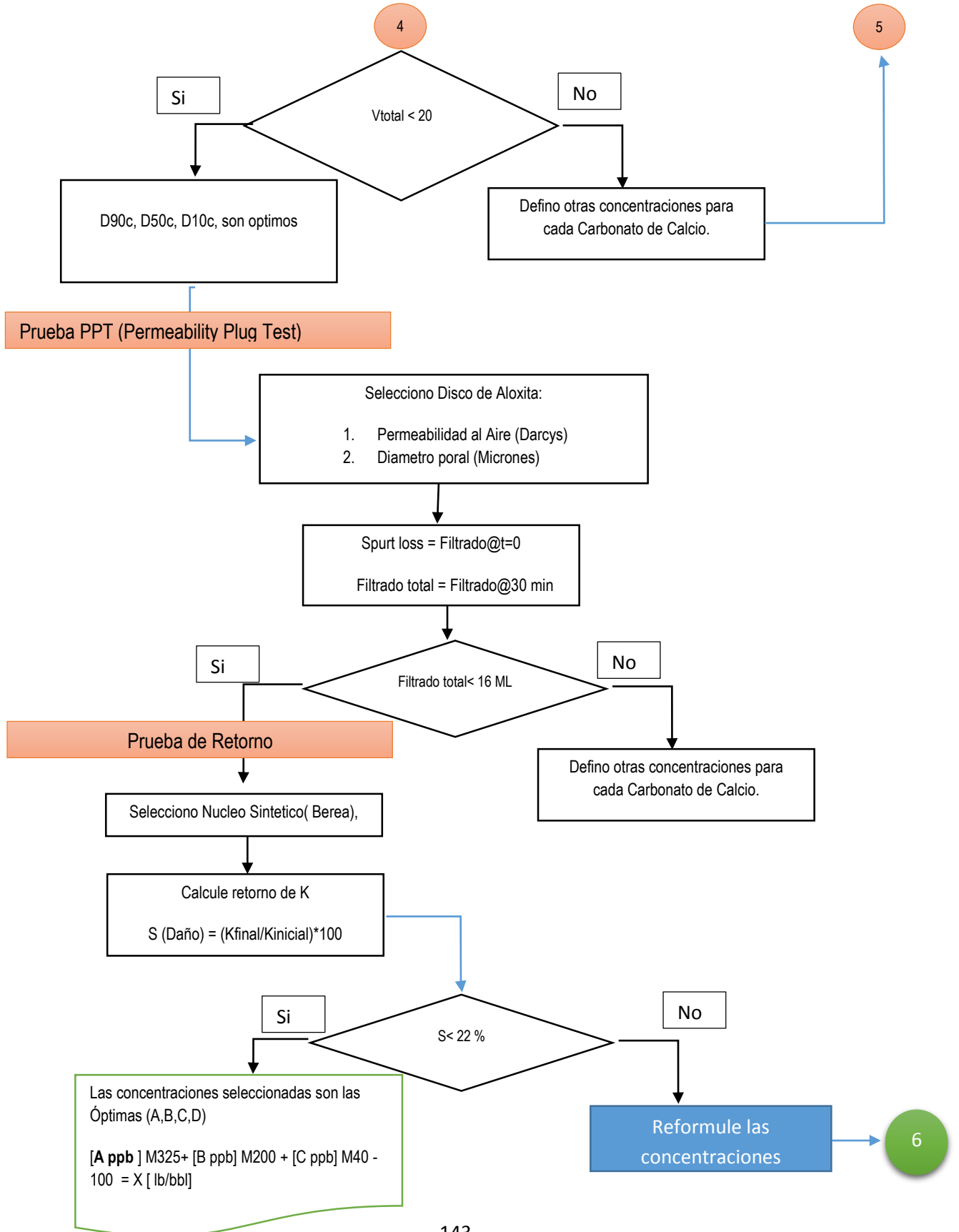


Figura 74. Metodología parte III.



**Figura 75. Metodología parte IV. Selección del Método de análisis**



## **7. CONCLUSIONES.**

El análisis mineral previo realizado al núcleo, nos permite observar si en el medio poroso se presentan minerales arcillosos con el objetivo de adicionar al fluido aditivos que no permitan el hinchamiento dentro del medio poroso.

El análisis de diámetro de garganta y diámetro de poro para la formulación de un fluido drill in, permite al ingeniero seleccionar los diámetros de partícula del agente puenteante con el fin de obturar el medio poroso y evitar así la migración de fluidos al mismo.

El 80 % de las pruebas de filtrado (PPT) obtenidas fueron iguales o menores a 16 ml de volumen, se puede concluir que las predicciones del agente puenteante fueron adecuadas y que el filtrado hacia la formación no fue considerable.

## 8. RECOMENDACIONES

- Para el diseño del puenteo se recomienda tomar la permeabilidad al aire como dato principal.
- Se recomienda un análisis SEM para cada muestra, con el objetivo de obtener una mayor cantidad de datos de los diámetros de poro, su distribución y los diámetros de gargantas porales.
- De acuerdo a los resultados de las pruebas PPT, se recomienda evaluar los filtrados usando otros métodos de ajuste diferentes a los de Abraham.
- Se recomienda hacer un análisis mineral a todas las muestras con el objetivo de establecer la existencia de minerales arcillosos y el porcentaje de abundancia para establecer una concentración adecuada de inhibidor de arcillas en el fluido drill-in.

## BIBLIOGRAFIA

AGUILA, Cynthia María. Proyecto “Optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas Hidrocarburíferas”, Ecuador, 2008.

BIDGEWISE, Simulator Baker Hughes 2009.

BURDEN, P, TULLOW K.D, CLEMENT K, NGUYEN C, STAPLES T, THOMAS S, “Drilling fluid selection Methodology for Environmentally Sensitive Areas”, Artículo SPE/IAD 1635508, M-I SWACO.

CARMONA, Ana Marcela y Gómez Astrid Juliana. Proyecto “Herramienta Software para la selección de material particulado en la técnica de puenteo en formaciones Productoras”. Bucaramanga, Santander 2015.

CRAIG F. F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Series, SPE. Dallas, 1971.

CROTTI, M. Movimiento de Fluidos en Reservorios de Hidrocarburos. Argentina, 2004.

JACOME, Jeferson Arley y CRUZ Jhon Fredy. Proyecto “Determinación del daño a la formación por sistemas “Drill-In” base agua y por sistemas “Drill-In” base aceite con lodos emulsionados directos con y sin carbonato de calcio para zonas de arenas depletadas o presiones subnormales.

OFITE. Permeability Plugging Tester- PPT. Instruction Manual. Texas, 2014.

PAPPER “optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas hidrocarburíferas.

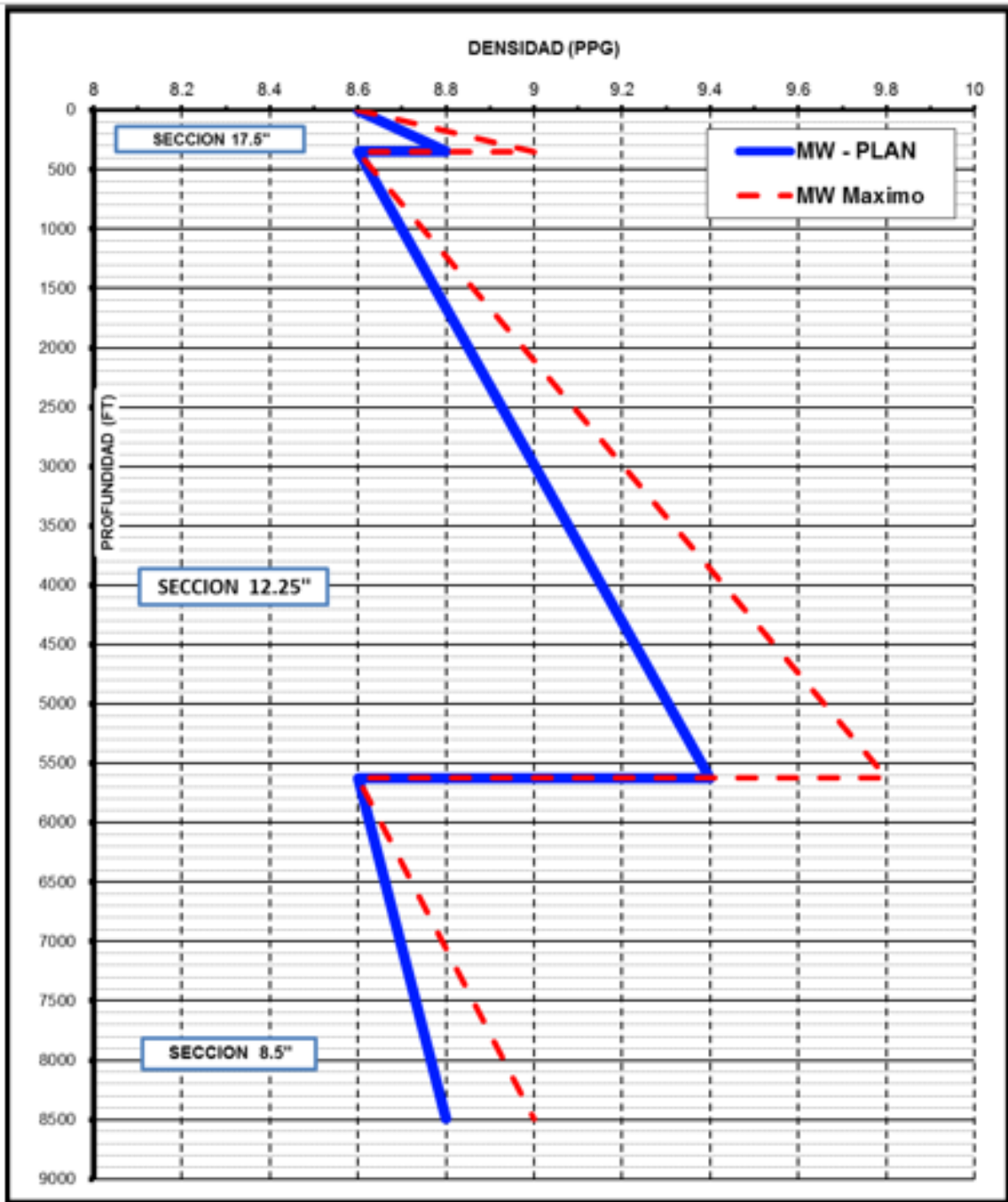
RODRIGUEZ, José Raul y Rodriguez Sergio Andres. Proyecto “Desarrollo de una metodología para la optimización de un fluido de perforación mediante el análisis de la información obtenida de un programa de corazonamiento”. Bucaramanga, 2014.

RUIZ, Luis Fernando y Santana Paúl, proyecto “Determinación del diámetro de las gargantas porales y presiones capilares usando el equipo de presión capilar con picnómetro de Mercurio para la caracterización de un reservorio arenisca u del campo auca, mediante pruebas de laboratorio. Quito, mayo 2012.

TECHNICAL SERVICES NEWS LETTER”, september 2, 1997.

# ANEXOS

## Anexo A. diagrama de densidad



## Anexo B. Resume de los resultados de las pruebas de inyección de mercurio

Identificación de la muestra:	3	10	18A	27 <sup>a</sup>	29	37 <sup>a</sup>	46	52	59	79																																																																																																																																																																																																																													
Profundidad (ft):	5225,9	5288,2	5296,8	5310,9	5312,2	5320,9	5329,7	5355,2	5412,8	5456,8																																																																																																																																																																																																																													
Permeabilidad al aire (md):	63,0	3730,	753,	1380,	191,	5550,	1410,	6780,	1660,	220																																																																																																																																																																																																																													
Porosidad, fracción:	0,275	0,284	0,249	0,246	0,233	0,278	0,268	0,259	0,260	0,179																																																																																																																																																																																																																													
Injection Pressure, Psia	Radio garganta poro microns	Fracción de espacio poroso – Ocupado por Mercurio																																																																																																																																																																																																																																					
		3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	40	60	80	100	200	300	500	750	1000	1250	1500	1750	2000																																																																																																																																																																																																															
		0,000	0,109	0,054	0,058	0,000	0,070	0,049	0,307	0,042	0,000	0,000	0,521	0,160	0,286	0,000	0,548	0,230	0,634	0,312	0,000	0,000	0,625	0,263	0,494	0,000	0,704	0,405	0,729	0,514	0,191	0,000	0,667	0,370	0,593	0,087	0,755	0,546	0,770	0,629	0,319	0,000	0,701	0,460	0,646	0,173	0,774	0,621	0,792	0,693	0,387	0,000	0,723	0,538	0,679	0,256	0,792	0,671	0,807	0,733	0,427	0,000	0,740	0,606	0,700	0,334	0,801	0,706	0,817	0,758	0,453	0,000	0,753	0,642	0,716	0,405	0,808	0,731	0,825	0,776	0,472	0,000	0,763	0,674	0,728	0,469	0,814	0,751	0,832	0,789	0,486	0,000	0,773	0,694	0,738	0,524	0,819	0,767	0,837	0,799	0,498	0,000	0,794	0,746	0,759	0,631	0,832	0,802	0,850	0,819	0,524	0,000	0,812	0,783	0,781	0,716	0,842	0,838	0,866	0,837	0,553	0,000	0,825	0,804	0,794	0,751	0,851	0,856	0,875	0,847	0,571	0,000	0,833	0,818	0,802	0,771	0,858	0,868	0,882	0,854	0,584	0,000	0,858	0,851	0,822	0,808	0,877	0,894	0,899	0,875	0,623	0,000	0,869	0,863	0,831	0,823	0,884	0,905	0,907	0,885	0,646	0,000	0,880	0,872	0,840	0,838	0,890	0,915	0,915	0,897	0,677	0,000	0,887	0,877	0,846	0,849	0,894	0,922	0,921	0,904	0,703	0,000	0,893	0,880	0,850	0,856	0,897	0,927	0,924	0,909	0,723	0,000	0,896	0,882	0,852	0,862	0,900	0,930	0,927	0,912	0,740	0,000	0,900	0,885	0,854	0,866	0,902	0,932	0,929	0,915	0,754	0,000	0,902	0,886	0,855	0,870	0,904	0,934	0,930	0,917	0,767	0,000	0,904	0,887	0,856	0,874	0,906	0,936	0,932	0,919	0,779

# Anexo C Resultados de la inyección de mercurio

Gráfico: muestra 3

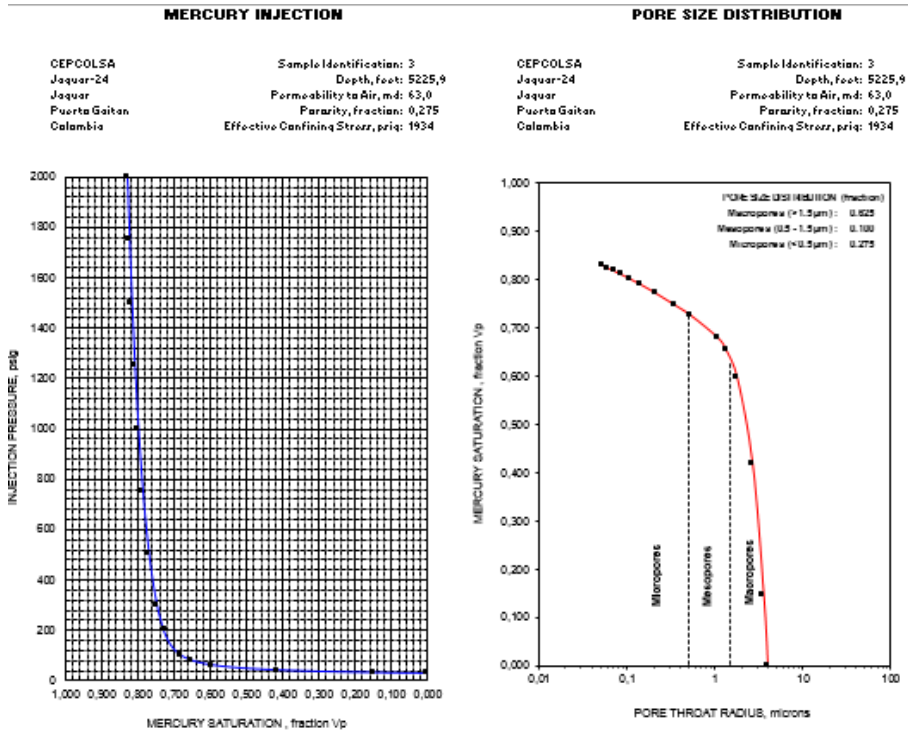


Gráfico: muestra 10

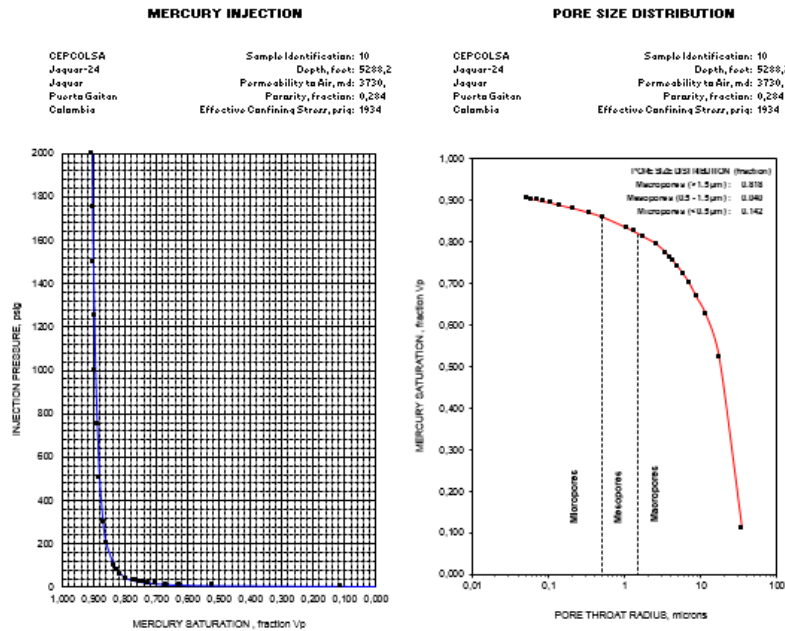
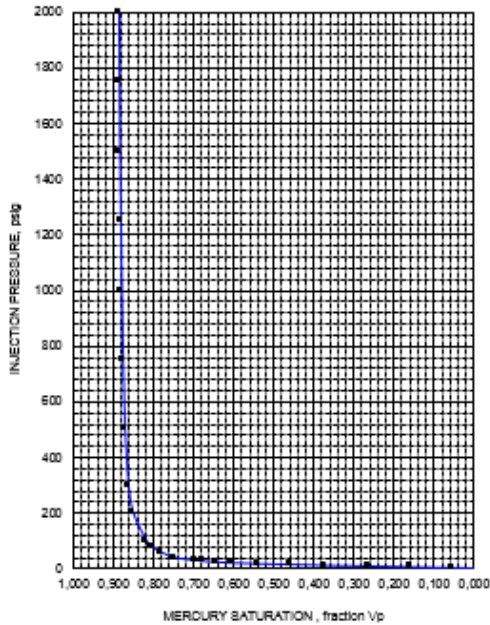


Gráfico: Muestra 18 A

**MERCURY INJECTION**

CEPOOLSA  
Jaquar-24  
Jaquar  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 18A  
Depth, feet: 5296,8  
Permeability to Air, md: 753  
Porosity, fraction: 0,249  
Effective Confining Stress, psig: 1934



**PORE SIZE DISTRIBUTION**

CEPOOLSA  
Jaquar-24  
Jaquar  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 18A  
Depth, feet: 5296,8  
Permeability to Air, md: 753  
Porosity, fraction: 0,249  
Effective Confining Stress, psig: 1934

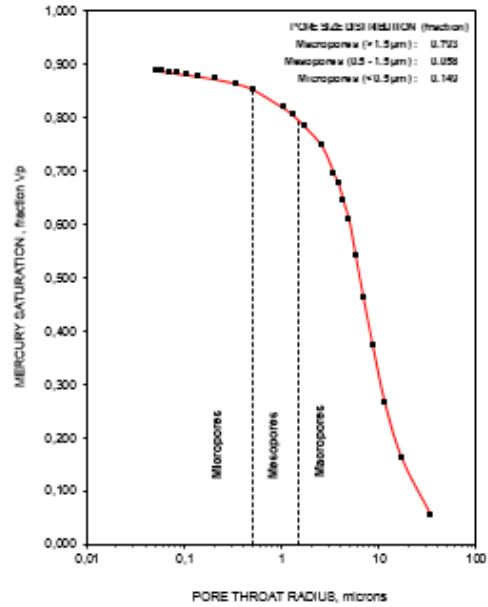
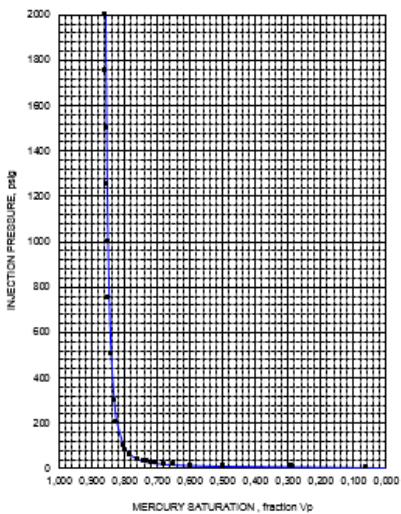


Gráfico: Muestra 27 A

**MERCURY INJECTION**

CEPOOLSA  
Jaquar-24  
Jaquar  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 27A  
Depth, feet: 5310,9  
Permeability to Air, md: 1380  
Porosity, fraction: 0,246  
Effective Confining Stress, psig: 1934



**PORE SIZE DISTRIBUTION**

CEPOOLSA  
Jaquar-24  
Jaquar  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 27A  
Depth, feet: 5310,9  
Permeability to Air, md: 1380  
Porosity, fraction: 0,246  
Effective Confining Stress, psig: 1934

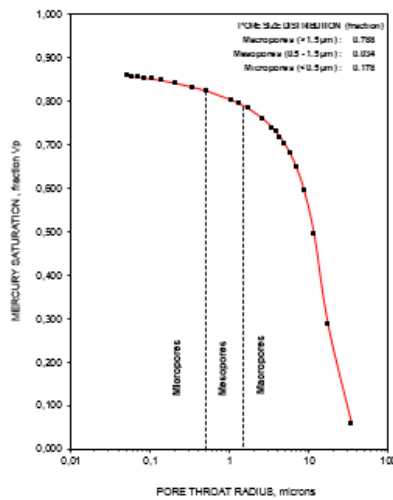
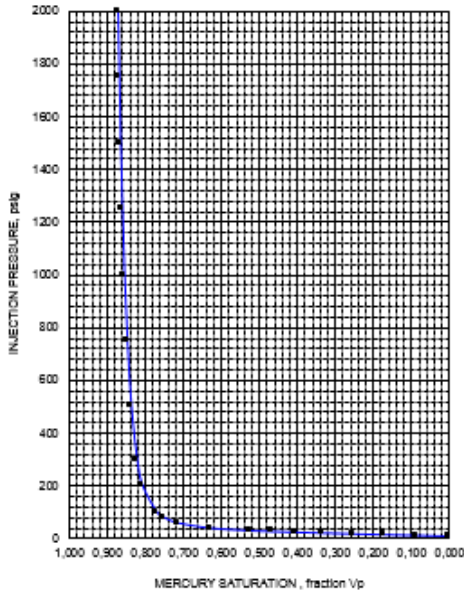


Gráfico: Muestra 29

**MERCURY INJECTION**

CEPCOLSA  
Jaquar-24  
Jaquar  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 29  
Depth, feet: 5312,2  
Permeability to Air, md: 191,  
Pararity, fraction: 0,233  
Effective Confining Stress, psi: 1934



**PORE SIZE DISTRIBUTION**

CEPCOLSA  
Jaquar-24  
Jaquar  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 29  
Depth, feet: 5312,2  
Permeability to Air, md: 191,  
Pararity, fraction: 0,233  
Effective Confining Stress, psi: 1934

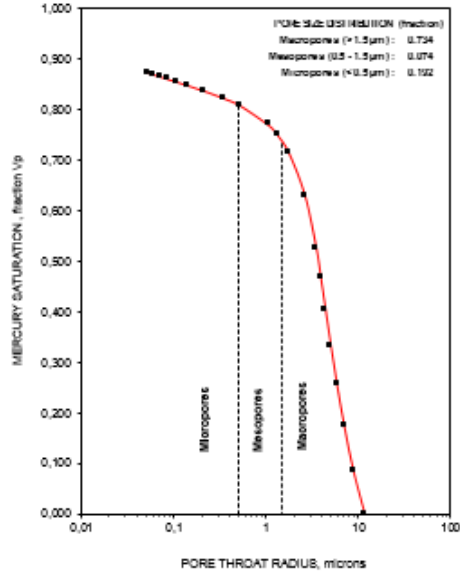
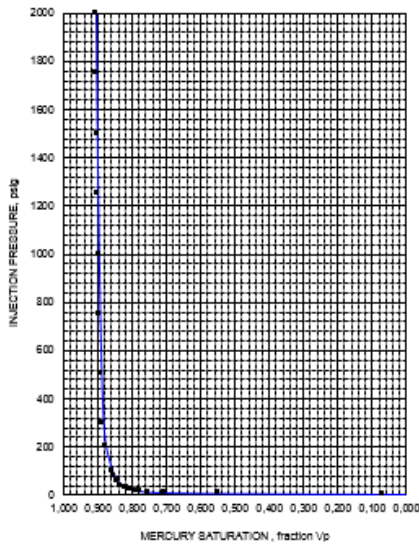


Gráfico: Muestra 37 A

**MERCURY INJECTION**

CEPCOLSA  
Jaquar-24  
Jaquar  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 37A  
Depth, feet: 5320,9  
Permeability to Air, md: 5550,  
Pararity, fraction: 0,278  
Effective Confining Stress, psi: 1934



**PORE SIZE DISTRIBUTION**

CEPCOLSA  
Jaquar-24  
Jaquar  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 37A  
Depth, feet: 5320,9  
Permeability to Air, md: 5550,  
Pararity, fraction: 0,278  
Effective Confining Stress, psi: 1934

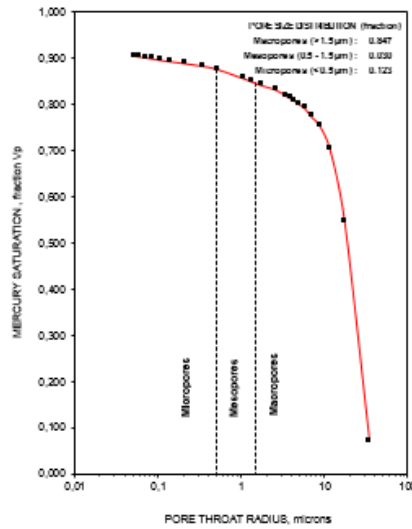


Gráfico: Muestra 46

**MERCURY INJECTION**

CEPCOLSA  
Jaquer-24  
Jaquer  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 46  
Depth, feet: 5329,7  
Permeability to Air, m.d: 1410,  
Porosity, fraction: 0,268  
Effective Confining Stress, psi: 1934

**PORE SIZE DISTRIBUTION**

CEPCOLSA  
Jaquer-24  
Jaquer  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 46  
Depth, feet: 5329,7  
Permeability to Air, m.d: 1410,  
Porosity, fraction: 0,268  
Effective Confining Stress, psi: 1934

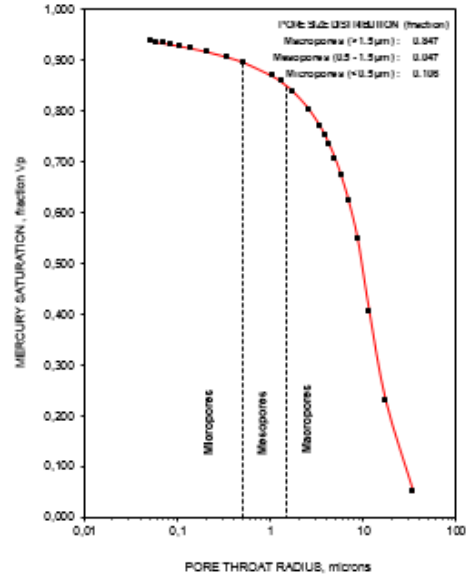
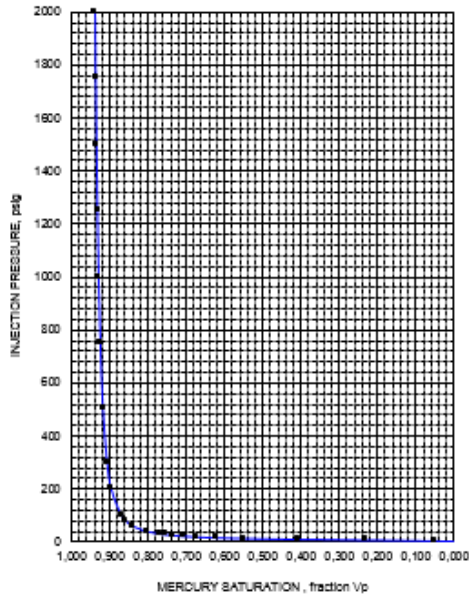


Gráfico: Muestra 52

**MERCURY INJECTION**

CEPCOLSA  
Jaquer-24  
Jaquer  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 52  
Depth, feet: 5355,2  
Permeability to Air, m.d: 6780,  
Porosity, fraction: 0,259  
Effective Confining Stress, psi: 1934

**PORE SIZE DISTRIBUTION**

CEPCOLSA  
Jaquer-24  
Jaquer  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 52  
Depth, feet: 5355,2  
Permeability to Air, m.d: 6780,  
Porosity, fraction: 0,259  
Effective Confining Stress, psi: 1934

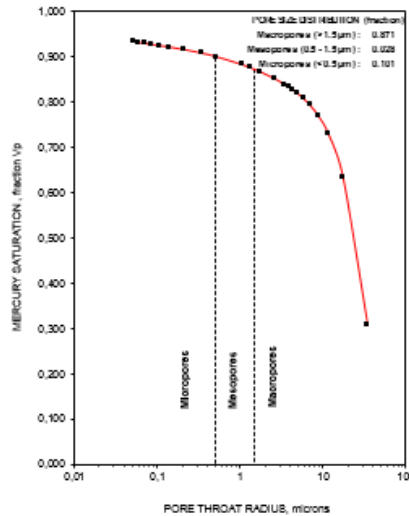
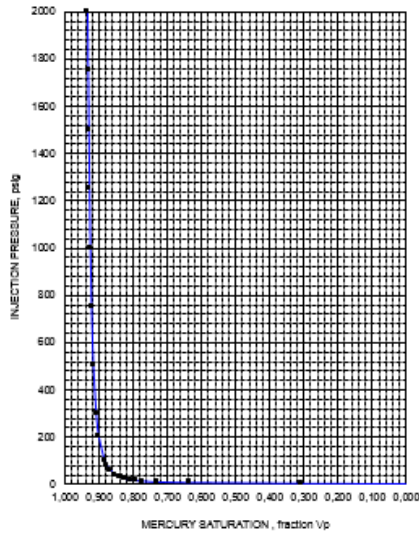


Gráfico: Muestra 59

CEPCOLSA  
Jaquer-24  
Jaquer  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 59  
Depth, feet: 5412,8  
Permeability to Air, md: 1660,  
Porosity, fraction: 0,260  
Effective Confining Stress, psi: 1934

CEPCOLSA  
Jaquer-24  
Jaquer  
Puerto Gaitan  
Colombia

Sample Identification: 59  
Depth, feet: 5412,8  
Permeability to Air, md: 1660,  
Porosity, fraction: 0,260  
Effective Confining Stress, psi: 1934

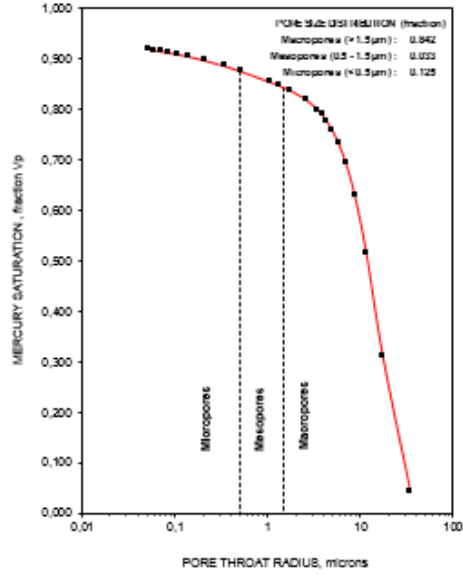
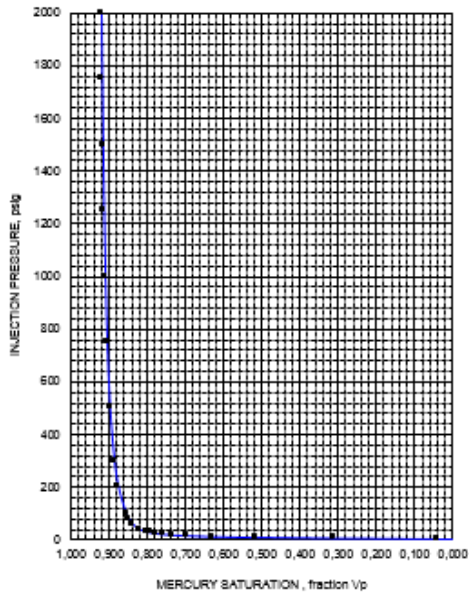
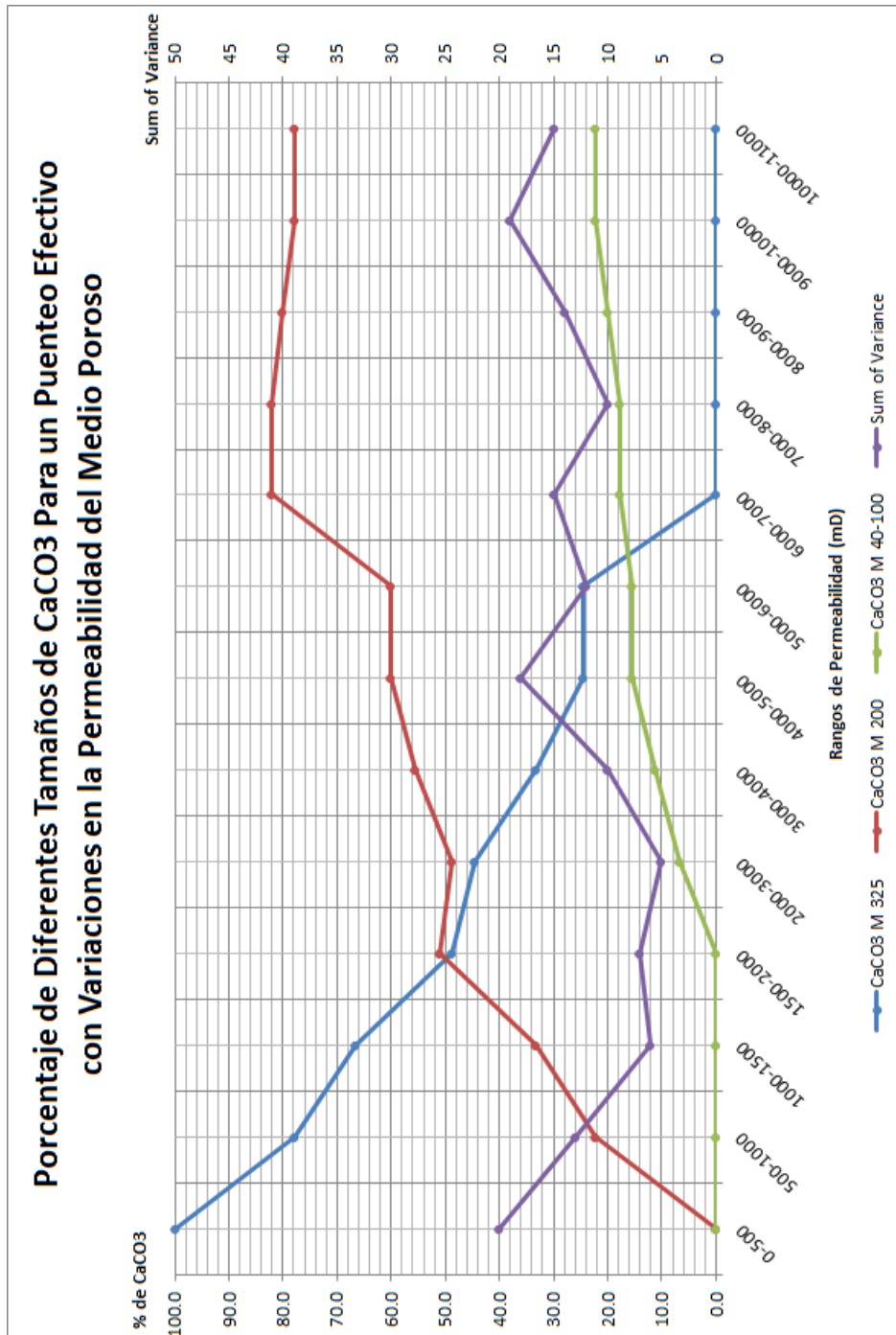


Gráfico: Muestra

**Anexo D. porcentajes de diferentes tamaños de CaCO3 para un puente efectivo con variaciones de permeabilidad en medio poroso**



## Anexo E. Perfil de permeabilidad

