

**DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA ZONAS DE PÉRDIDA EN
FORMACIÓN PRODUCTORA DEL CAMPO CASTILLA UTILIZANDO GRAFITO
Y CARBONATO DE CALCIO COMO MATERIAL PUENTEANTE.**

DUBAN ARBEYS CASTRO FLOREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA ZONAS DE PÉRDIDA EN
FORMACIÓN PRODUCTORA DEL CAMPO CASTILLA UTILIZANDO GRAFITO
Y CARBONATO DE CALCIO COMO MATERIAL PUENTEANTE.**

DUBAN ARBEYS CASTRO FLOREZ

Trabajo de Grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos

Director ICP:

Ing. Jaime Alberto Loza Castillo

Director UIS:

Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Mi Dios, por darme las fuerzas y sabiduría suficiente para alcanzar esta meta.

A mis hermosos padres, hermanos y mi hermoso hijo Juan José, por brindarme su apoyo incondicional, los AMO con toda mi alma.

A mi familia, por estar siempre conmigo apoyándome en todos los momentos difíciles.

A mi amigo y hermano William por brindarme su verdadera amistad.

A mi compañera y amiga incondicional Karin, por brindarme todo su cariño y apoyo, Te quiero muchísimo.

A mi Padrino y Hermano Emilio, gracias por aparecer en mi vida sin usted nada de esto sería posible.

A mis amigos, Cristian y Nathalia, por su compañía en esta etapa tan importante de nuestras vidas.

A mi madre en Bucaramanga, Doña Elsa este logro en gran parte se debe también a usted, la adoro.

Duban Castro

AGRADECIMIENTOS

A todas las personas que me apoyaron e hicieron posible la realización de este proyecto, deseo expresar mis agradecimientos a:

Ingeniero Jaime Loza, por brindarme su confianza para la realización de este proyecto.

Ingeniero Cesar Pineda Gómez, por su orientación y colaboración en la dirección de este trabajo.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos-UIS, a toda su planta de profesores quienes me hicieron un excelente profesional.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), a cada uno de los ingenieros que de una u otra forma me apoyaron y ayudaron en la elaboración de este proyecto.

A todas las personas que en algún momento me colaboraron y dieron un gran apoyo en esta etapa tan importante de mi vida.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	18
1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	18
1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	23
1.3. GEOLOGÍA.....	24
1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO.....	28
2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	30
2.1. REOLOGÍA	30
2.1.1. VISCOSIDAD	31
2.1.2. PUNTO DE CEDENCIA O YIELD POINT.....	34
2.1.3. RESISTENCIA DE GEL.....	35
2.2. DENSIDAD	36
2.3. FILTRACIÓN	38
2.3.1. FILTRACIÓN ESTÁTICA.....	40
2.3.2. FILTRACIÓN DINÁMICA.....	45
2.4. MODELOS REOLÓGICOS	47
2.4.1. FLUIDO NEWTONIANO.....	48
2.4.2. FLUIDOS NO NEWTONIANOS.....	50
2.4.2.1. FLUIDOS INDEPENDIENTES DEL TIEMPO.....	50
2.4.2.2. FLUIDOS DEPENDIENTES DEL TIEMPO	54
3. DAÑOS DE FORMACIÓN.....	57
3.1. ANALISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO DE FORMACION.....	62
3.2. CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN	65
3.3. TIPOS DE DAÑOS DE FORMACION.....	79
3.3.1. PERFORACION	79
3.3.1.1. INVASION DE LOS SOLIDOS DEL LODO	79
3.3.1.2. INVASION DEL FILTRADO DE LODO	81
3.3.2. COMPLETAMIENTO.....	85
3.3.3. PRODUCCION	86
3.4. DIAGNOSTICO DE LA PRESENCIA DE DAÑO.....	89
4. FLUIDOS DRILL-IN	90
4.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN.....	90

4.2.	FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DRILL-IN	92
4.3.	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN.....	92
4.4.	COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DRILL-IN.....	93
5.	TÉCNICA DE PUENTEEO	94
5.1.	AGENTES PUENTEANTES	94
5.2.	TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES.....	96
5.3.	GRAFITO.....	98
5.4.	ADITIVOS	101
6.	METODOLOGÍA APLICADA	106
6.1.	IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON MAYORES PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.	107
6.2.	SELECCIÓN DE MUESTRAS (PLUGS).....	109
6.3.	DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE GARGANTA.....	109
6.4.	FORMULACIONES PARA CASTILLA CON DIFERENTES TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO.....	113
6.5.	PRUEBAS REOLÓGICAS	114
6.6.	PRUEBA DE CONTENIDO DE SÓLIDOS Y LÍQUIDOS.....	117
6.7.	REOLOGÍA ALTA PRESIÓN ALTA TEMPERATURA (HTHP)	117
6.8.	FILTRACIÓN ESTÁTICA (PPT) PARA CASTILLA NORTE-D TAPONAMIENTO POR PARTÍCULAS	121
6.9.	ANÁLISIS SEM ANTES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	125
6.9.1.	CASTILLA NORTE-D PF: 7840,50' - ANTES DEL DESPLAZAMIENTO.....	127
6.9.2.	CASTILLA NORTE-D PF: 7856,50' - ANTES DEL DESPLAZAMIENTO.....	136
6.10.	EVALUACIÓN DE LAS FORMULACIONES 3 Y 4 DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO CASTILLA.	144
6.10.1.	DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS EMPLEADOS.....	144
6.10.2.	PROPIEDADES BÁSICAS DE LOS PLUGS UTILIZADOS	147
6.10.3.	PROCEDIMIENTOS REALIZADOS	147
6.10.4.	ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR LAS FORMULACIONES 3 Y 4 EN LOS PLUGS DEL CAMPO CASTILLA.	150
6.11.	ANÁLISIS SEM DESPUÉS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	152
6.11.1.	CASTILLA NORTE-D PF: 7840,50' - PLUG DESPLAZADO (ANALIZADO EN EL MODO DE PRESION VARIABLE).....	154
6.11.2.	CASTILLA NORTE-D PF: 7856,50' - PLUG DESPLAZADO (ANALIZADO EN EL MODO DE PRESION VARIABLE).....	167
	CONCLUSIONES	178
	RECOMENDACIONES	179

BIBLIOGRAFÍA 180
ANEXOS 182

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Área contrato de Asociación Cubarral y área Operación directa Ecopetrol	19
Figura 2. Definición actual de los campos Castilla, Castilla Este y Castilla Norte	20
Figura 3. Plano General de Pozos Campo Castilla	22
Figura 4. Ubicación del Campo Castilla	23
Figura 5. Mapa estructural del Campo Castilla	25
Figura 6. Columna estratigráfica del Campo Castilla	27
Figura 7. Viscosímetro Fann	31
Figura 8. Características de la filtración	38
Figura 9. Relación entre volumen de filtrado y tiempo	43
Figura 10. Comportamiento de un fluido newtoniano	49
Figura 11. Comportamiento de los fluidos no newtonianos independientes del tiempo	53
Figura 12. Comportamiento de un fluido tixotrópico en el tiempo	54
Figura 13. Comportamiento de un fluido reopéctico.....	55
Figura 14. Yacimiento radial circular	58
Figura 15. Yacimiento radial circular	60
Figura 16. Presenta un pozo y una geometría radial circular con una zona de radio de penetración r_x y permeabilidad K_x , diferente a la permeabilidad de la formación K	62
Figura 17. Revoque sobre superficie plana del núcleo (Plug).	67
Figura 18. Tipos de emulsiones	69
Figura 19. Tipos de mojabilidad	70
Figura 20. Curvas de permeabilidad relativa	71
Figura 21. Depósitos inorgánicos.....	76
Figura 22. Depósitos de minerales a través de la formación.....	87
Figura 23. Acumulación de incrustaciones dentro de la tubería	88
Figura 24. Formación de sellos en la cara del pozo	90
Figura 26. Pruebas de Laboratorio.....	106
Figura 27. Mapa de distribución de pérdidas de circulación de la formación productora T2.....	107
Figura 28. Mapa de distribución de pérdidas de circulación de la formación productora K2.....	108
Figura 29. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D	110
Profundidad. 7840.50'	110
Figura 30. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D	110
Profundidad. 7856.50'	110

Figura 31. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D	111
Profundidad. 7920.42'	111
Figura 32. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D	111
Profundidad. 7971.50'	111
Figura 33. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D	112
Formación Guadalupe K2	112
Figura 34. Reograma Esfuerzo de corte Vs RPM	115
Figura 35. Lectura de Geles para 10 s, 10 min y 30 min. Para las distintas formulaciones	115
Figura 36. Lecturas de Vp y Yp Vs formulaciones	116
Figura 37. Volumen de filtrado Vs formulaciones.....	116
Figura 38. Esfuerzo de Corte vs RPM Lodo Formulación 1	119
Tamaño de garganta de 41 micrones	119
Figura 39. Geles vs Tiempo Lodo Formulación 1 con tamaño de garganta de 41 micrones.....	119
Figura 40. Esfuerzo de Corte vs RPM Lodo Formulación 2 con tamaño de garganta de 41 micrones.....	120
Figura 41. Geles vs Tiempo Lodo Formulación 2 con tamaño de garganta de 41 micrones.....	121
Figura 42. Volumen de filtrado en disco de 40 y 55 micrones al mercurio para la F1.	122
Figura 43. Formulación 1 en Disco de Aloxit de 40 μm	123
Figura 44. Formulación 1 en Disco de Aloxit de 55 μm	123
Figura 45. Volumen de filtrado en disco de 40 y 55 micrones al mercurio para la F2.	124
Figura 46. Aspecto general del plug. Profundidad: 7840,5'	128
Figura 47. Espectro composición general del plug. Profundidad: 7840,5'	128
Figura 48. Detalle de minerales presentes en el plug. Profundidad: 7840,5'	129
Figura 49. Espectro composición pirita (Py) presente en el plug	129
Figura 50. Detalle de caolinita presente en el plug. Profundidad: 7840,5'	130
Figura 51. Espectro composición caolinita (Kln) presente en el plug. Profundidad: 7840,5'	130
Figura 52. Detalle de Zircón presente en el plug. Profundidad: 7840,5'	131
Figura 53. Espectro composición Zircón	131
Figura 54. Espectro composición cuarzo microcristalino.....	132
Figura 55. Detalle material taponando garganta	132
Figura 56. Detalle de minerales taponando poros del plug	133
Figura 57. Espectro composición material oscuro.....	133
Figura 58. Espectro composición material	134
Figura 59. Detalle impregnación con material con composición de espectro.....	134
Figura 60. Detalle fibra.....	135
Figura 61. Espectro composición fibra	135

Figura 62. Aspecto general del plug. Profundidad: 7840,5'	136
Figura 63. Composición general del plug. Profundidad: 7840,5'	137
Figura 64. Detalle de minerales sobre granos del plug	137
Figura 65. Composición pirita (Py) presente en el plug.....	138
Figura 66. Detalle de caolinita presente en el plug	138
Figura 67. Composición caolinita (Kln).....	139
Figura 68. Mineral de titanio (Ttn)	139
Figura 69. Composición Titanio (Ttn) presente en el plug.....	140
Figura 70. Material taponando poros	140
Figura 71. Composición zona oscura.....	141
Figura 72. Detalle zona	141
Figura 73. Composición grano de cuarzo desgastado	142
Figura 74. Detalle zona (recuadro) Figura 70.....	142
Figura 75. Composición material de la zona	143
Figura 76. Detalle de cuarzo microcristalino	143
Figura 77. Composición cuarzo microcristalino.....	144
Figura 78. Diseño del porta-núcleo para un sistema de evaluación por filtrado de fluidos de perforación.	149
Figura 79. Aspecto del “Cake” formado después del daño con el Lodo Formulación 3 en el Plug Castilla Norte D Prof. 7840.50 ft.....	151
Figura 80. Aspecto del “Cake” formado después del daño con el Lodo Formulación 4 en el Plug Castilla Norte D Prof. 7856.50 ft.....	152
Figura 81. Descripción del procedimiento SEM después del daño	153
Figura 82. Aspecto general zona de inyección del plug .Profundidad 7840,5'	155
Figura 83. Composición general zona de inyección del plug .Profundidad 7840,5'	155
Figura 84. Detalle zona taponada	156
Figura 85. Composición impregnación.....	156
Figura 86. Detalle caolinita presente en el plug .Profundidad 7840,5'	157
Figura 87. Composición Caolinita Figura 86	157
Figura 88. Detalle de zona taponada	158
Figura 89. Composición zona recuadro Figura 88	158
Figura 90. Material presente entre los granos del plug	159
Figura 91. Composición del material figura 90.....	159
Figura 92. Detalle del material presente entre los granos.....	160
Figura 93. Detalle del material sobre grano presente en el plug	160
Figura 94. Aspecto general zona media del plug. Profundidad 7840,5'	161

Figura 95. Composición mineral zona media del plug. Profundidad 7840,5'	162
Figura 96. Detalle de zona taponada	162
Figura 97. Material taponando poros del plug	163
Figura 98. Detalle material recuadro Figura 95	163
Figura 99. Aspecto general zona de salida del plug. Profundidad 7840,5'	164
Figura 100. Composición general zona de salida del plug. Profundidad 7840,5'	165
Figura 101. Detalle de material taponando poros	165
Figura 102. Detalle de material sobre grano	166
Figura 103. Detalle del mineral presente entre los granos	166
Figura 104. Aspecto general zona de inyección del plug. Profundidad 7856,5'	168
Figura 105. Composición general zona de inyección del plug. Profundidad 7856,5'	168
Figura 106. Detalle zona taponada por minerales.....	169
Figura 107. Caolinita impregnada taponando poros	169
Figura 108. Detalle de caolinita sobre grano.....	170
Figura 109. Reducción de porosidad por taponamiento.....	170
Figura 110. Detalle de Zircón presente entre los granos	171
Figura 111. Detalle material taponando poros	171
Figura 112. Aspecto general zona media del plug. Profundidad 7856,5'	172
Figura 113. Composición general zona media del plug. Profundidad 7856,5'	173
Figura 114. Detalle de zona taponada por minerales.....	173
Figura 115. Detalle material recuadro azul Figura 114	174
Figura 116. Detalle de zona taponada por minerales.....	174
Figura 117. Aspecto general zona de producción del plug. Profundidad 7856,5'.....	175
Figura 118. Composición general zona de producción del plug. Profundidad 7856,5'	176
Figura 119. Detalle de zona taponada por minerales.....	176
Figura 120. Detalle material zona de recuadro Figura 118	177

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento	28
Tabla 2. Propiedades del crudo del Campo Castilla	29
Tabla 3. Valores típicos de daño	65
Tabla 4. Causas comunes de daños de formación asociados con varias condiciones de pozo.	66
Tabla 5. Tamaños típicos de los sólidos cortados de la formación	80
Tabla 6. Propiedades básicas de Las plugs seleccionados	109
Tabla 7. Resumen de los resultados de tamaño de garganta a diferentes profundidades.....	112
Tabla 8. Formulaciones 1 y 2 con sus diferentes aditivos	113
Tabla 9. Formulaciones 3 y 4 con sus diferentes aditivos	114
Tabla 10. Reología para las formulaciones 1,2 y 3	114
Tabla 11. Reología para las formulaciones 1,2 y 3	114
Tabla 12. Resultados prueba de contenido de sólidos y líquidos.....	117
Tabla 13. Programación de temperaturas y presiones prueba de reología HTHP	118
Tabla 14. Resultados Reología HTHP para la Formulación 1 con tamaño de garganta de 41 micrones.....	118
Tabla 15. Reología HTHP Lodo Formulación 2 con tamaño de garganta de 41 micrones	120
Tabla 16. Filtrado en un disco de 40 y 55 micrones al mercurio para la formulación 1.	122
Tabla 17. Filtrado en un disco de 40 y 55 micrones al mercurio	124
Tabla 18. Formulación salmuera sintética Castilla Norte X.....	145
Tabla 19. Comportamiento Reológico del Aceite Mineral USP-68 Kaidol	145
Tabla 20. Formulación 3 del lodo. Tamaño de garganta de 41 micrones	146
Tabla 21. Formulación 4 del lodo. Tamaño de garganta de 41 micrones	146
Tabla 22. Propiedades Petrofísicas básicas de los Plugs de Castilla Norte D.....	147
Tabla 23. Resumen del retorno de Permeabilidad efectiva al aceite en las evaluaciones de Daño por lodo en Plugs de Castilla Norte D.	150
Tabla 24. Resumen del volumen Filtrado en las evaluaciones de Daño por lodo.	150

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA ZONAS DE PERDIDA EN FORMACIÓN PRODUCTORA EN EL CAMPO CASTILLA UTILIZANDO GRAFITO Y CARBONATO DE CALCIO COMO MATERIAL PUENTEANTE.*

AUTOR: DUBAN ARBEYS CASTRO FLÓREZ **

PALABRAS CLAVES: Análisis DRX, Análisis SEM, Porosidad, Permeabilidad, Daños de formación, Tamaño de Garganta, Reología, Retorno de Permeabilidad.

Actualmente algunas compañías petroleras realizan investigaciones con el fin de mejorar el sistema de lodos que comúnmente es utilizado para perforar zonas con hidrocarburos buscando disminuir el daño que se puede generar en la formación al perforar estas zonas, y de esta manera incrementar la producción y por consiguiente las rentabilidades de un proyecto.

El daño a la formación productora, incluye la migración de sólidos finos, hinchamiento de arcillas, invasión de sólidos, que pueden reducir la permeabilidad promedio de la formación, que dan como resultado bajas tasas de producción.

En este proyecto se expone una secuencia de procedimientos y análisis para la selección de la formulación adecuada de un fluido “Drill In” en el cual se incorpora un agente puenteante (Grafito y/o Carbonato de Calcio) llamado “High Mix”, el cual es el principal componente de las formulaciones a analizar, además de otros aditivos. High Mix es un carbonato de calcio utilizado para perforar zonas con hidrocarburos y que para su óptima selección se consideró la técnica del puenteo, que a base de la información de las formaciones a perforar, tales como la distribución del tamaño de garganta poral y tamaño de poro, nos indica la clase de granulometría del agente puenteante que se debe utilizar.

Este proyecto se enfoca a optimizar el diseño de un fluido “Drill-In” considerando la información del yacimiento a perforar, además de que este fluido es diseñado para cumplir su principal función, reducir el daño a la formación productora, mantener las propiedades adecuadas para la limpieza del hueco mientras es perforado, crear un revoque que es de fácil remoción; y cumplir con los estándares de salud, seguridad y medio ambiente.

*Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela Ingeniería de Petróleos. Jaime Loza Castillo-Cesar Augusto Pineda Gómez

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A DRILLING FLUID FOR LOSS ZONES IN PRODUCING FORMATION AT CASTILLA WELL USING GRAPHITE AND CALCIUM CARBONATE AS BRIDGING MATERIAL.*

AUTHOR: DUBAN ARBEYS CASTRO FLÓREZ **

KEYWORDS: DRX Analysis, SEM Analysis, Porosity, Permeability, Formation Damage, Throat Size, Rheology, Permeability Return.

Nowadays, some oil and gas companies research with the goal of improving the mud system that is usually used to drill in hydrocarbon bearing areas, to minimize the skin that the formation may cause, and in this way increase the production and consequently the profits of a given project.

The skin in a producing formation includes the fine grain migration, the sand swelling and the solid invasion, which may reduce the average permeability of the formation, generating low production rates.

This project presents a series of procedures and analysis towards the selection of the adequate formulation of a Drill in fluid. A bridging agent (graphite and/or Calcium Carbonate) called High mix is incorporated to the fluid, this is the main component of the analyzed formulations, besides other additives. High mix is a calcium carbonate used to drill in hydrocarbon bearing areas; the bridging technique is used to make an optimal selection of the agent based in the information of the formations to drill, such as: pore throat size and pore size. These indicate the type of grain that the agent should have in order to be used.

This work is focused in the design of the Drill in fluid, considering the information of the reservoir. Besides being designed to accomplish a goal, the objective of the fluid should be to reduce the skin of the producing formation, maintain the adequate properties to clean the borehole while being drilled, and create an easy removal cake, plus fulfilling health, security and environmental standards.

*Graduation Project

**Ingenierías Faculty of Physical-Chemical, Petroleum Engineering School. Loza Jaime Augusto Cesar Castillo-Pineda Gomez

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia, la industria petrolera ha permanecido en la constante búsqueda de mejoras y optimizaciones para la mitigación de problemas operacionales y tiempos no productivos durante las operaciones de perforación, que de alguna manera, se ven reflejados en las siguientes fases de desarrollo de un pozo petrolero.

Uno de los principales problemas operacionales son las pérdidas de circulación que se generan en la mayoría de los casos por formaciones que están agotadas y/o fracturadas, donde los materiales sellantes del fluido de perforación, no son suficientes para bloquear la zona de pérdida y en muchos casos, la solución es parcial y no se logra mejorar la integridad de la formación.

En este proyecto se realizarán pruebas de laboratorio con muestras representativas del campo Castilla, donde se utilizaron agentes puenteantes como el Grafito y Carbonato de Calcio en los fluidos de perforación con el fin de disminuir el daño de formación que se puede generar y por consiguiente aumentar la producción de los pozos del campo en estudio.

El Campo Castilla, perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales, exhibe este tipo de problemática que incurre en el daño de formación y por consiguiente a la minimización de la producción. Para disminuir estos problemas operacionales se estudiará mediante algunas pruebas de laboratorio la viabilidad de implementar algunas técnicas de perforación, como lo es la técnica del puenteo. Este campo es estudiado detalladamente, teniendo en cuenta la severidad de los problemas operacionales, las propiedades físicas, petrofísicas y estabilidad de pozos para evaluar la factibilidad técnica de aplicar alguna tecnología que minimicen dichos problemas.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

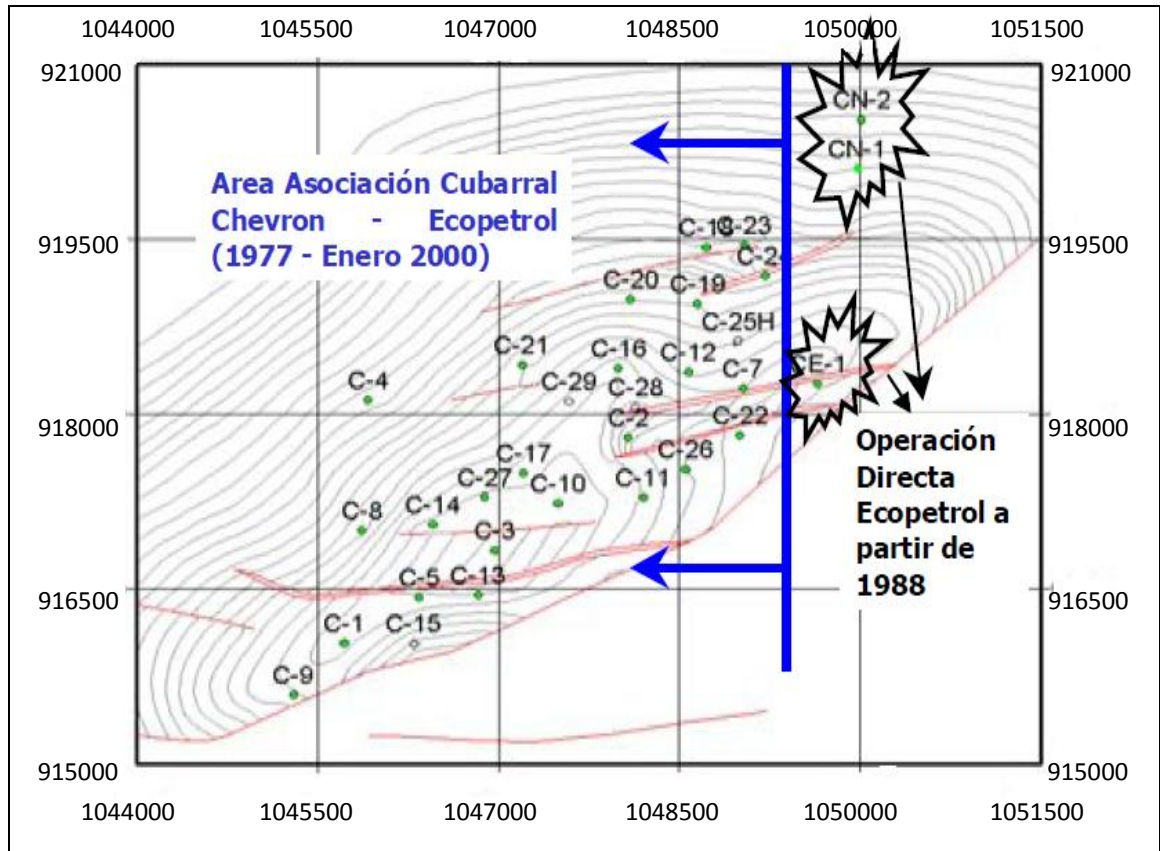
1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS¹

Entre 1944 y 1977 varias compañías petroleras entre las que se cuentan Shell, Intercol, Texaco, Chevron y Philips, hicieron gestión exploratoria en el departamento del Meta que incluyó sísmica y perforación de pozos.

La mayoría de estas campañas presentaron resultados negativos, excepto la compañía Chevron Petroleum Company of Colombia que bajo el contrato de concesión Cubarral N° 1820 comprendiendo un área de 97.450 hectáreas como se muestra en la figura 1, realizó el descubrimiento del campo por medio del pozo Castilla 1 en el año 1969 perforado hasta una profundidad de 7.347 pies (2.239 m). La explotación del campo no se realizó inmediatamente debido a las características del petróleo hallado y a la falta e infraestructura de transporte. Con los resultados obtenidos, el descubrimiento simultáneo del campo Chichimene y tras algunos estudios, Chevron entregó al Ministerio de Minas el contrato de concesión para posteriormente firmar con Ecopetrol el primer contrato de asociación del país (50% -50%) en la misma área definida en el contrato de concesión.

¹ BLANCO Sayda L. "Herramienta Informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 3.

Figura 1. Área contrato de Asociación Cubarral y área Operación directa Ecopetrol



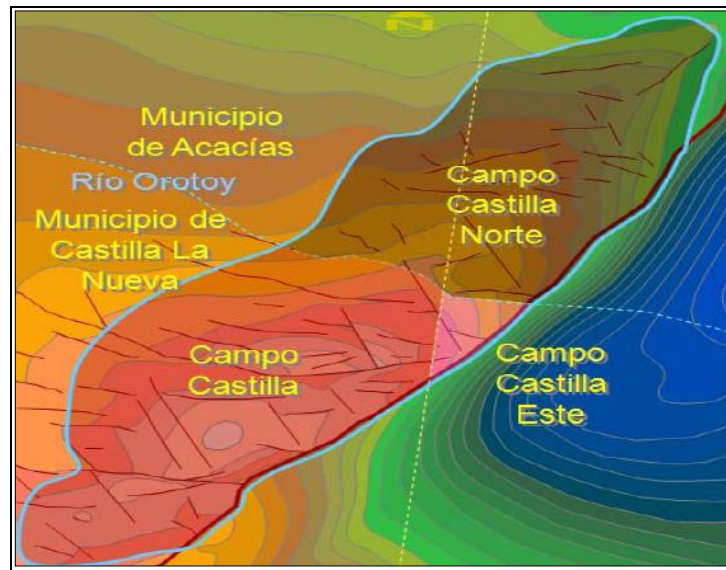
Fuente: Ecopetrol S.A

El contrato de Asociación Cubarral comprendió un periodo de un año de evaluación, aproximadamente hasta el 31 de enero de 1975, seguido de un período de operación por 25 años a partir del 31 de enero de 1975. El área final retenida que fue definida en febrero de 1984, fue de 19.202 hectáreas, incluyendo el área del campo comercial más cinco kilómetros a la redonda. Durante este periodo, la asociada desarrolló los dos campos alcanzando importantes volúmenes de producción.

En los años 1988 y 1989, Ecopetrol perforó tres pozos que definieron los denominados campos Castilla Norte y Castilla Este como lo muestra la figura 2, los cuales se ubicaron fuera del área establecida por el contrato de asociación.

Por estrategia de explotación, estos pozos fueron operados por Chevron. Hoy día y tras las reevaluaciones de yacimientos realizadas, se considera que los campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este conforman una sola estructura.

Figura 2. Definición actual de los campos Castilla, Castilla Este y Castilla Norte



Fuente: Ecopetrol S.A

Debido a la terminación del Contrato de Asociación Cubarral, estos campos quedaron a cargo de Ecopetrol a partir del 31 de enero de 2000. Por un lapso de seis meses Chevron continuó con la operación de estos campos y Ecopetrol asumió esta operación en forma directa a partir del 31 de julio de 2000. Durante la operación directa de Ecopetrol en los campos, ECOPETROL ha adelantado el desarrollo adicional de los campos mediante perforación de pozos, inversiones en facilidades de tratamiento, infraestructura vial, electrificación del campo, construcción de líneas de transferencia, optimización de la estación de bombeo Apiay y la construcción de la estación de bombeo Porvenir. Con todo esto ha logrado incrementar la producción de 20000 barriles que producía Chevron a

63000 barriles y mantener la producción del Campo Chichimene en el orden de 36000 barriles².

A pesar del acuífero activo, el yacimiento no tiene la suficiente energía para levantar la columna de fluido de los pozos hasta superficie, todos los pozos del campo producen mediante levantamiento artificial, bombeo mecánico y bombeo electrosumergible.

En el campo Castilla se han perforado 105 pozos distribuidos así: Área Castilla 55 pozos; Área Castilla Norte 47 pozos; Área Castilla Este: 1 pozo y 2 pozos abandonados, el Castilla 6 se perdió durante la perforación y el Castilla 15 se abandonó por alto corte de agua.

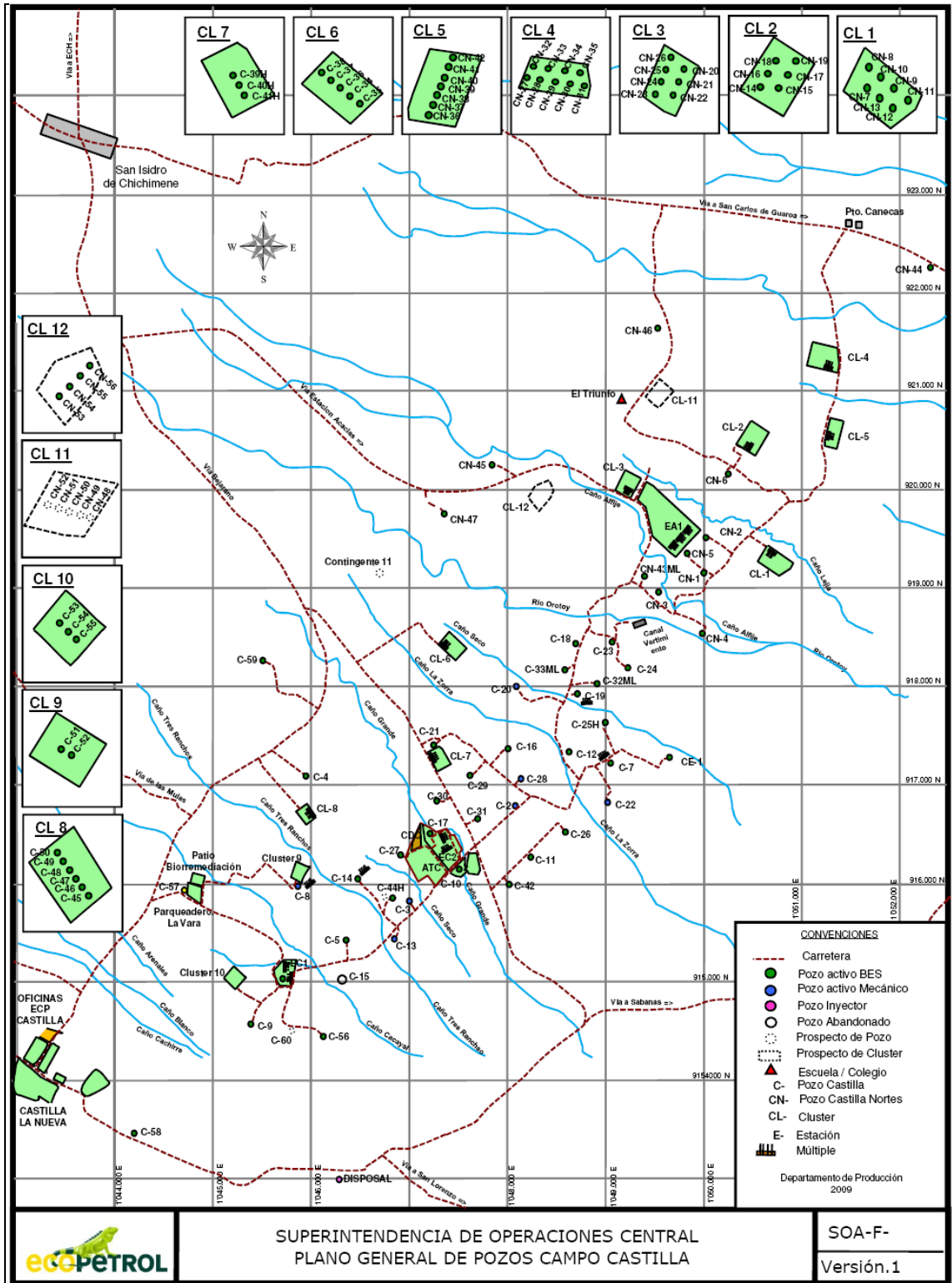
Ecopetrol perforó el primer conjunto de pozos en agrupamiento desde una misma locación denominada Clúster 1. Este clúster es un patrón hexagonal con seis pozos desviados y un pozo vertical en el centro para un total de 7 pozos.

En la actualidad el Campo Castilla se encuentra conformado por 10 clúster, 4 múltiples satélites, 2 estaciones de recolección (Estación Castilla 1 y 2) y una estación en construcción (Estación Acacias), como muestra la figura 3³.

² Asociación Colombiana del Petróleo. Informe Estadístico Petrolero “Producción de Crudo por Campo”. Junio de 2012.

³ BLANCO Sayda L. “Herramienta Informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 6.

Figura 3. Plano General de Pozos Campo Castilla



SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL
PLANO GENERAL DE POZOS CAMPO CASTILLA

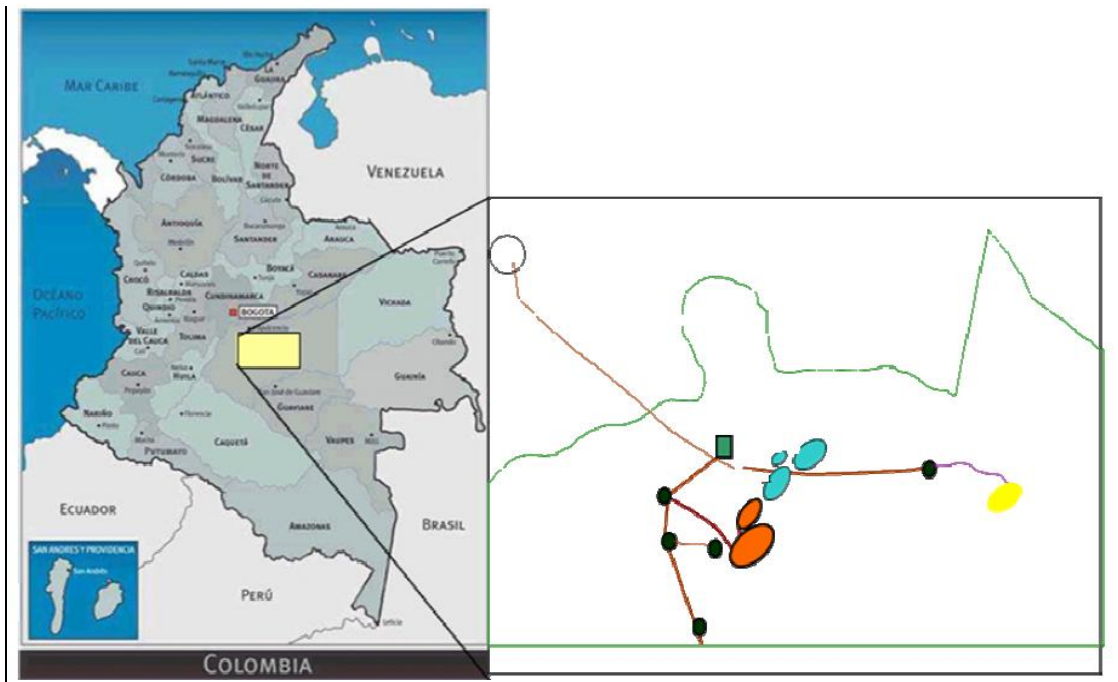
SOA-F-
Versión: 1

Fuente: ECOPETROL S.A

1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Castilla, administrado desde enero 31 del 2000 y operado desde Julio 31 del mismo año por la Superintendencia de Operaciones Apiay de ECOPETROL S.A, se encuentra ubicado en el departamento del Meta, aproximadamente a 30 Km al sur de Villavicencio dentro de las coordenadas Gauss (origen Bogotá) Norte: 915.000 a 929.000 y Este: 1.043.000 a 1.053.000, esta área se encuentra en la jurisdicción de los municipios de Acacías y Castilla la Nueva. Para el acceso desde esta ciudad, es necesario un recorrido de aproximadamente 95 kilómetros por la Vía al Llano hasta la capital del departamento del Meta, Villavicencio, y posteriormente 60 kilómetros por la vía Villavicencio -Acacías -Guamal -Castilla la Nueva, como se muestra en la Figura 4.

Figura 4. Ubicación del Campo Castilla



Fuente: Ecopetrol S.A

1.3. GEOLOGÍA⁴

La producción de petróleo proviene de la formación Guadalupe, de edad Cretáceo Medio, dividida en dos unidades operacionales: Une K2 y Chipaque K1. Existe otra formación acumuladora de hidrocarburo llamada San Fernando (T2), del terciario.

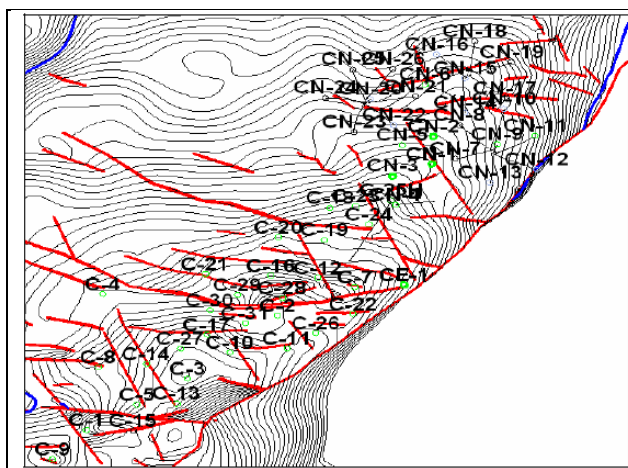
Los pozos se encuentran terminados en su mayoría en las arenas de la Unidad Guadalupe Masivo, algunos en la Unidad Guadalupe Superior y otros en las dos unidades.

1.3.1. Geología Estructural

Su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60° E, de 4 Km. de ancho y 10 Km. de largo, limitado al Este por una falla inversa. Se encuentra afectado por una serie de fallas normales e inversas con dirección NE-SW, algunas asociadas a la falla principal. Las fallas normales presentan saltos que varían de 30 a 120 pies y las fallas inversas con saltos mucho menores que varían entre 30 y 50 pies. Al parecer las fallas internas que afectan la estructura no presentan carácter sellante, ya que el contacto agua-aceite no presenta cambios abruptos al lado y lado de las fallas, mostrando en general a lo largo del campo una misma inclinación. La figura 5 presenta el mapa estructural del Campo Castilla al tope de la formación Guadalupe.

⁴ BLANCO Sayda L. "Herramienta Informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 8.

Figura 5. Mapa estructural del Campo Castilla



Fuente: Ecopetrol S.A

En el Campo Castilla la Formación Guadalupe Masivo es la formación productora, con profundidades que varían entre 6000 pies y 7000 pies.

1.3.2. Geología Estratigráfica

Las rocas del Precámbrico conformadas por rocas ígneas y metamórficas de alto grado afloran en los costados oriental y occidental de la cuenca, formando el escudo Guayanés y constituyen el basamento relativamente rígido sobre el cual se ha depositado toda la columna sedimentaria.

Las rocas sedimentarias de mayor edad (Paleozoico Temprano), contienen en su parte inferior, esquistos, calizas dolomitizadas, lavas almohadilladas, shales, intrusiones diabásicas, granitos y conglomerados y en la parte superior, shales, arcillolitas y areniscas arcólicas de ambientes marinos someros. Sobre estos sedimentos, rocas ígneas y metamórficas del Paleozoico, descansan discordantemente sedimentos del Cretáceo tardío representando el principal aporte de sedimentos Mesozoicos; en el área de Arauca, al norte de la falla de

Caño Limón solamente han sido reportados depósitos aislados de sedimentos Triásicos y Jurásicos.

Las unidades operacionales del campo, comprenden en el área de estudio la secuencia del Cretáceo superior, y se divide en las Unidades Operacionales K2 (Guadalupe Masivo) de edad Coniaciano y la unidad Operacional K1 (Guadalupe Superior) que comprende desde el Santoniano hasta el Eoceno inferior. La unidad K1 normalmente se divide en K1 Superior, K1 Medio y K1 Inferior.

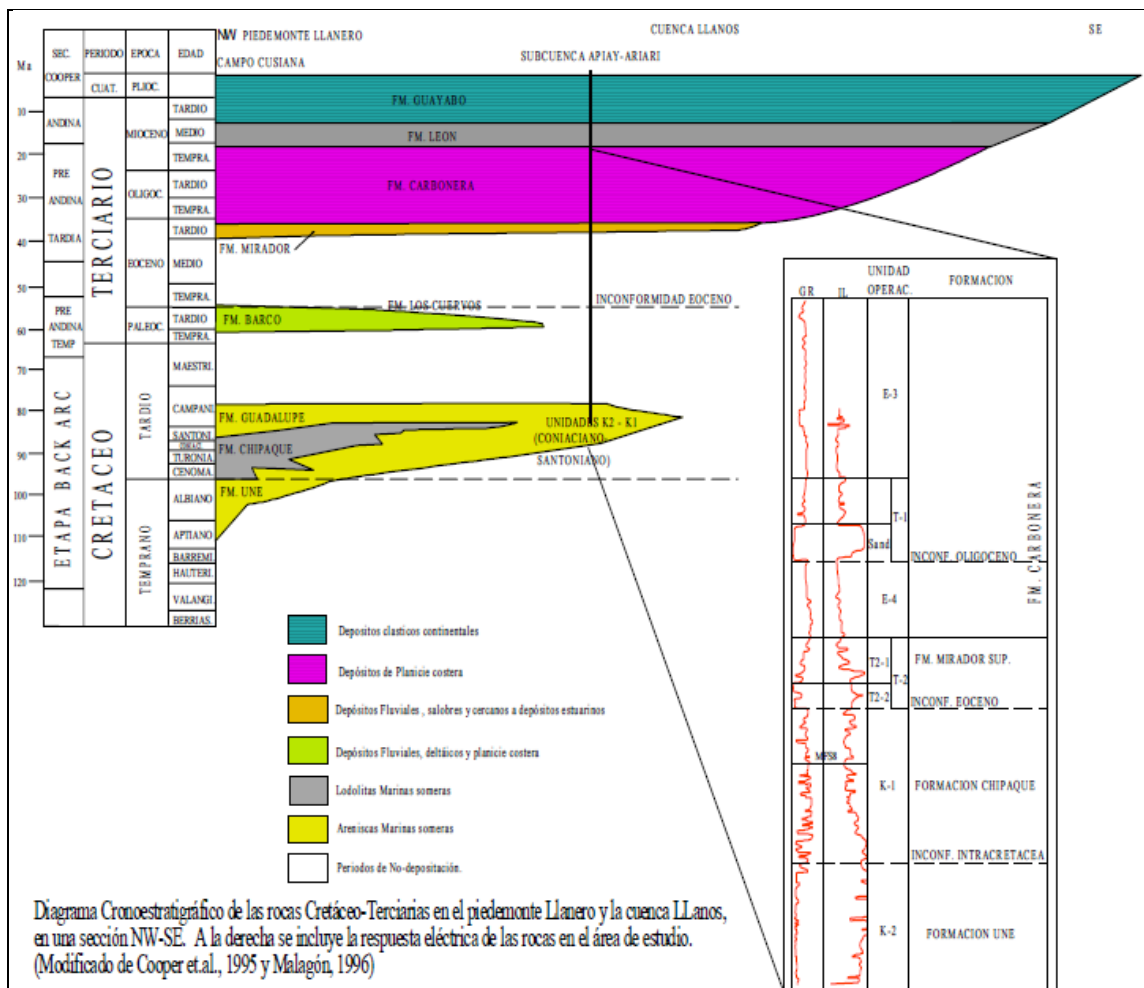
El primer estado de esta megasecuencia está ausente en la cuenca y representa la depositación de las rocas más prolíficas en generación en las Cuencas Piedemonte, del Alto y Medio Magdalena (formaciones La Luna, Villeta y Gachetá, respectivamente). El segundo pulso de sedimentación reinició en el Paleoceno con la depositación de las formaciones Barco y Los Cuervos en la parte noroccidental de la cuenca de los Llanos. Posteriormente, la cuenca experimentó un hiatus de 31 aproximadamente 16 millones de años. La depositación se reinició en el Eoceno Tardío con la depositación de la formación Mirador, caracterizada por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos conglomerados e intercalaciones limosas y arcillosas.

En el área de Apiay-Ariari la correspondiente unidad T2, se deposita en un sistema fluvial de corrientes entrelazadas. Durante el Oligoceno y el Mioceno Temprano, la depositación de la formación Carbonera compuesta de shales, limos y arcillas con escasas capas de areniscas y capas de carbón al tope, refleja cuatro ciclos de influencia marina en depósitos de planicie deltáica. La formación León compuesta de arcillolitas verdes y grises depositada bajo ambiente marino somero, sobreyace concordantemente a esta secuencia, manteniendo el registro de una elevación global del nivel del mar y el levantamiento y deformación de la Cordillera Oriental, lo que generó el aislamiento de la cuenca de los Llanos y del Valle Medio del Magdalena.

Finalmente, se presenta la depositación de areniscas de grano grueso y conglomerados con esporádicos shales y capas de lignitos correspondientes a la formación Guayabo-Necesidad.

La Unidad operacional K2 ha sido objetivo principal de producción en los campos de la Superintendencia. Su mecanismo de producción es por empuje de agua activo, lo cual ha permitido un mantenimiento natural de la presión de yacimiento, pero también de su alto drenaje y altos cortes de agua y en aumento.

Figura 6. Columna estratigráfica del Campo Castilla



Fuente: ECOPETROL S.A

1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

El principal yacimiento productor es el K2, el cual cuenta con una porosidad y permeabilidad promedio de 19% y 1.180 md, respectivamente. Para el yacimiento K2 y basado en la información de registros de los pozos perforados inicialmente, se ha interpretado un contacto agua-petróleo inclinado por efecto de hidrodinamismo⁵.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento

Propiedad	K2		K1	
	Promedio	Rango	Promedio	Rango
Porosidad	19,50%	13,8%-23,4%	18%	10,8%-28%
Permeabilidad	1384 md	465-2423 md	93 md	1-1667 md
Swirr	10%	(Valor obtenido de pruebas de presión capilar)	10%	se asume la misma que K2
Sor	35%	(Valor obtenido de pruebas de presión capilar)	35%	se asume la misma que K2

Fuente: ECOPEPETROL S.A

1.5. PROPIEDADES DEL PETROLEO Y AGUA

El yacimiento produce petróleo tipo asfáltico con gravedad API promedio de 13,7° a 60°F por empuje de acuífero activo. Se detectó un único contacto agua-petróleo inclinado el cual buza en dirección N35°E con un ángulo de 1.74°, localizado estructuralmente a una profundidad medida por registros EPT, MDss, que oscila en (-5669' a -6030), la zona de transición oscila entre 120 y 140 pies, haciéndose mayor hacia el NE, donde predomina la Unidad K1.

⁵ BLANCO Sayda L. "Herramienta Informática Para El Seguimiento Del Control de Producción del Campo Castilla". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2009. p 13.

Factores como el fenómeno de conificación existente en la Unidad K2, el bajo potencial productor de la Unidad K1 y la alta saturación residual de petróleo, Sor, la cual alcanza el 35%, afectan negativamente el recobro de hidrocarburos.

Es importante mencionar que la presión de burbuja del petróleo es tan baja (143 psi) que no se va a alcanzar bajo condiciones de yacimiento a lo largo de la historia de producción del campo.

Tabla 2. Propiedades del crudo del Campo Castilla

CARACTERISTICAS	DATOS
Presión de yacimiento, P_y	2800 psi a 5600 ft
Temperatura de yacimiento ($^{\circ}F$)	198
Viscosidad del crudo de yacimiento (cP)	100
Gravedad $^{\circ}API$	13.7
Punto de burbuja, P_b(psi)	140
Relación Gas-Aceite GOR	6-20 SCF/B
Petróleo in situ, OOIP, MB	2607
Producción acumulada, N_p	112 MB a enero de 2002

Fuente: ECOPEPETROL S.A

La composición del agua de formación varía a lo largo del yacimiento en sentido lateral y vertical. No ha sido posible identificar una tendencia que logre describir la distribución de estas variaciones, por ejemplo, la resistividad del agua de formación medida en forma directa oscila en un rango de 2 – 60 ohm-m y la salinidad varía desde 122 ppm hasta 3246 ppm. La gravedad específica del agua de formación promedio es de 1,002.

2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.1. REOLOGÍA

La reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de fluidos. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte⁶.

En los lodos de perforación existen una serie de propiedades reológicas y parámetros que los definen y que deben controlarse durante la perforación, en la reología se evalúan ciertos comportamientos mencionados a continuación:

- ❖ Viscosidad (Aparente, Plástica).
- ❖ Punto de Cedencia o Yield Point.
- ❖ Resistencia de Gel.

Basado en su comportamiento de flujo, los fluidos se pueden clasificar en dos tipos diferentes: newtonianos y no newtonianos, donde existen modelos en cada uno de ellos que me ayudan a describir su comportamiento.

- ❖ Fluidos newtonianos. (Ley de Viscosidad de Newton)
- ❖ Fluidos no newtonianos. (Modelo de Bingham, Modelo de Ley Exponencial).
- ❖ Fluidos Viscoelásticos (Ley de Maxwell).

Además de las propiedades reológicas se deben tener en cuenta otros parámetros que también deben ser controlados durante la perforación como la densidad y la filtración

⁶ Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5 "Reología e Hidráulica". p 1.

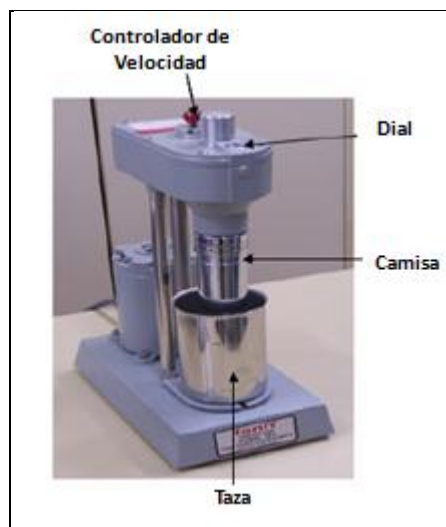
2.1.1. VISCOSIDAD

La viscosidad es una propiedad importante de los fluidos de perforación. Cuanto más viscoso es el fluido, más fácilmente suspenderá los cortes y los transportará hasta la superficie. Esta propiedad se determina en el viscosímetro FANN donde se calculan las propiedades del lodo de perforación a 120° F. Esta prueba se realiza bajo los parámetros recomendados en la Norma API 13 B-2.

En el campo petrolífero, los términos a continuación se usan para describir la viscosidad y las propiedades reológicas del fluido de perforación:

- ❖ Viscosidad Aparente (cP o mPa.s).
- ❖ Viscosidad Plástica (cP o mPa.s).
- ❖ Punto Cedente (lb/100 pies² o Pa).
- ❖ Esfuerzos de Gel (lb/100 pies² o Pa).

Figura 7. Viscosímetro Fann



Fuente: RODRIGUEZ Eliserio. Reestructuración Teórico-Práctica de la Guía de Laboratorio de Lodos y Cementos. Capítulo 4 “Equipos y Procedimientos”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2007. p 78.

❖ VISCOSIDAD APARENTE⁷

La viscosidad aparente está indicada por la lectura del viscosímetro de lodo a 300 RPM (θ300) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM (θ600). Cabe indicar que ambos valores de viscosidad aparente concuerdan con la fórmula de viscosidad:

$$AV(cP) = \frac{300 \times \theta}{\omega} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde ω es la velocidad rotacional en RPM.

La viscosidad aparente se ve afectada principalmente por el tamaño y forma de las partículas presentes en el fluido de perforación, viscosidad de la fase fluida y la concentración de sólidos.

Siempre se recomienda perforar manteniendo viscosidades lo más bajas posibles con lo cual se obtendrá mayor eficiencia en la rata de penetración.

La viscosidad aparente también se puede definir como la relación entre un esfuerzo de corte y una velocidad de corte, sienta el esfuerzo de corte una fuerza que se opone al flujo de un fluido en movimiento y la velocidad de corte un gradiente de velocidad que me indica la velocidad a la cual el fluido se desplaza sobre una capa, esta velocidad de corte depende de la velocidad media del fluido en la geometría en que está fluyendo

⁷ Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5 "Reología e Hidráulica". p 3.

❖ VISCOSIDAD PLÁSTICA⁸

La viscosidad plástica (VP) se calcula midiendo los esfuerzos cortantes a 600 y 300 RPM en el viscosímetro FANN, expresada en centipoise (cP) o milipascales-segundo (mPa.s)

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300}(cP) \quad \text{Ecuación 2}$$

La viscosidad plástica se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica.

La viscosidad plástica es afectada principalmente por:

- La concentración de sólidos.
- El tamaño y la forma de los sólidos.
- La viscosidad de la fase fluida.
- La presencia de algunos polímeros de cadena larga.

La viscosidad plástica se incrementa cuando aumenta la superficie de contacto de las partículas, es decir al incrementarse el contenido de sólidos o, al incrementarse el número de partículas para un contenido de sólidos constante (aumento del número de partículas finas). Similarmente, la viscosidad plástica disminuye al disminuir la superficie de contacto de las partículas, que ocurre al disminuir el contenido de sólidos, o el número de partículas cuando el contenido de sólidos se mantiene constante (disminución del número de partículas grandes).

⁸ Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5 “Reología e Hidráulica”. p 3.

Como regla general, la viscosidad plástica se debe mantener en el nivel más bajo posible en todos los casos, porque una baja VP puede aumentar la energía proporcionada a la broca, mejorar el flujo en el espacio anular para la limpieza del pozo, y reducir el uso y desgaste de los equipos, así como el consumo de combustible.

2.1.2. PUNTO DE CEDENCIA O YIELD POINT⁹

El Punto de Cedencia (PC) en libras por 100 pies cuadrados (lb/100 pies²) se calcula a partir de los datos del viscosímetro FANN, de la siguiente manera:

$$YP\left(\frac{lb}{100pies^2}\right) = \theta_{300} - VP \quad \text{Ecuación 3}$$

Es la fuerza requerida para iniciar el flujo, es la resistencia de un fluido a fluir, causada por la fuerza de atracción entre las partículas, producto de la interacción de sus cargas eléctricas.

La magnitud de estas fuerzas depende de:

- Tipo de sólidos, sus cargas superficiales y polaridad eléctrica de sus superficies.
- Cantidad de sólidos presentes.
- Concentración de iones de la fase líquida.

Un alto yield point puede deberse a:

- Pulverización de los sólidos, por la broca, la tubería, etc. con el consecuente incremento en la superficie específica.

⁹ Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5 “Reología e Hidráulica”. p 5.

- Incremento del número de sólidos, con la consecuente disminución de la distancia entre partículas.
- Contaminación por sal, yeso, etc. lo cual favorece la floculación de las partículas.

Si se conocen los factores responsables de la alteración de estos parámetros, se puede entonces aplicar un tratamiento apropiado. De esta el yield point, se puede reducir por adición de sustancias que incrementen las cargas eléctricas tales como agentes adelgazantes, o por adición de químicos que precipiten los contaminantes. Si la eliminación de contaminantes es imposible, el yield point se puede reducir por dilución o convirtiendo el lodo a otro tipo más adecuado.

2.1.3. RESISTENCIA DE GEL¹⁰

Las medidas de esfuerzo de gel son tomadas con el viscosímetro FANN a intervalos de 10 segundos, 10 minutos, y a intervalos de 30 minutos, proporcionando una medida del grado de tixotropía presente en el fluido.

La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte.

La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico, es decir que cualquier cosa que fomenta o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido.

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante. No se debe permitir

¹⁰ Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5 “Reología e Hidráulica”. p 6.

que la gelificación alcance un nivel más alto del necesario para cumplir estas funciones. Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como las siguientes:

- Entrampamiento del aire o gas en el fluido.
- Presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje.
- Reducción de la eficacia del equipo de remoción de sólidos.
- Pistoneo excesivo al sacar la tubería del pozo.
- Aumento brusco excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo.
- Incapacidad para bajar las herramientas de registro hasta el fondo.

La resistencia de gel y el punto de cedencia son, ambos, medidas de las fuerzas de atracción en un sistema de lodo. La resistencia de gel mide las fuerzas de atracción estáticas, mientras que el punto de cedencia (Yield Point) mide las fuerzas de atracción dinámicas.

2.2. DENSIDAD¹¹

Define la capacidad del lodo de ejercer una contrapresión en las paredes de la perforación, controlando de este modo las presiones litostática e hidrostática existentes en las formaciones perforadas.

Se determina pesando en una balanza un volumen conocido de lodo. La escala de la balanza (Baroid) da directamente el valor de la densidad del lodo. La densidad de los lodos bentoníticos puede variar desde poco más de la unidad hasta 1,2 aproximadamente. Para conseguir densidades mayores y que el lodo siga siendo

¹¹ RODRIGUEZ Eliserio. Reestructuración Teórico-Práctica de la Guía de Laboratorio de Lodos y Cementos. Capítulo 3 “Propiedades Físicas de los Fluidos de Perforación”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2007. p 36.

bombeable, es preciso añadir aditivos como el sulfato bórico (baritina) que tiene una densidad comprendida entre 4,20 y 4,35, lográndose lodos con densidades de hasta 2,4. Otros aditivos para aumentar la densidad, aunque menos usados, son la galena (7,5), con cuya adición se pueden alcanzar densidades análogas a la de la baritina, el carbonato cálcico (2,7) o la pirita (5). Para rebajar la densidad será preciso diluir el lodo mediante la adición de agua.

Durante la perforación se pueden producir de forma natural variaciones en la densidad del lodo que deben controlarse y corregirse adecuadamente. Así, por ejemplo, un aporte de agua clara debido a la perforación de un nivel acuífero productivo (con una presión hidrostática superior al peso de la columna de lodo), o simplemente a una infiltración puntual debida a precipitaciones intensas, puede diluir el lodo disminuyendo la densidad. Por lo contrario, la densidad puede incrementarse por la incorporación de fracciones finas procedentes de la propia formación geológica que se esté perforando.

La densidad del lodo debe ser controlada continuamente usando la balanza de lodos.

- **Balance de masa para variar la densidad del lodo.**

La ecuación de balance de masa o de materia, es usada para calcular volúmenes y densidades cuando dos o más materiales insolubles son mezclados. La ecuación es la siguiente:

$$V_1W_1 + V_2W_2 + \dots + V_nW_n = VFWF \text{ Cuando } V_F = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

Donde:

V_1 = Volumen del primer componente de la mezcla.

W_1 = Densidad del primer componente de la mezcla (V_1).

V_2 = Volumen del segundo material de la mezcla.

W_2 = Densidad del segundo componente de la mezcla (V_2).

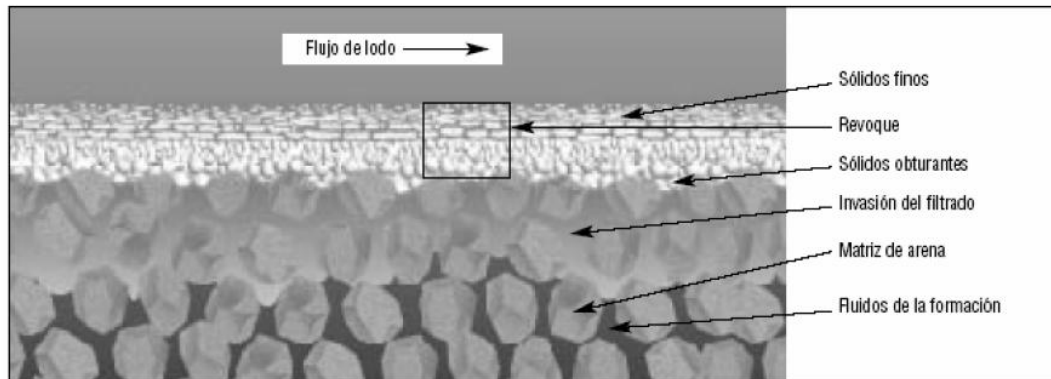
V_F = La suma de los volúmenes de los componentes de la mezcla.

W_F = Densidad de la mezcla (V_F).

2.3. FILTRACIÓN¹²

Considerando que los fluidos de perforación son lechadas que se componen de una fase líquida y partículas sólidas. La filtración se refiere a la acción mediante la cual la presión diferencial hace entrar a la fase líquida del lodo de perforación dentro de una formación permeable. Durante este proceso, las partículas sólidas son filtradas, formando un revoque (Figura 8).

Figura 8. Características de la filtración



Fuente. Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 7 "Control de Filtración". p 1.

Si la fase líquida también contiene un líquido inmiscible tal como una salmuera en un lodo base aceite entonces las gotas del líquido inmiscible también se

¹² Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 7 "Control de Filtración". p 1-2.

depositarán en el revoque y contribuirán al control de filtración. La permeabilidad se refiere a la capacidad del fluido para fluir a través de formaciones porosas.

Los sistemas de lodo deberían estar diseñados para sellar las zonas permeables lo más rápido posible con revoques lisos y delgados. En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación (según el tamaño de los sólidos del lodo). Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello.

Los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Dichos agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales que se usan cuando existen pérdidas de circulación.

Para que la filtración pueda ocurrir, tres condiciones son necesarias:

- Debe haber un líquido o un fluido líquido/lechada de sólidos.
- Debe haber un medio permeable.
- La presión del fluido debe ser más alta que la presión del medio permeable.

Durante la perforación, se hace circular un fluido a través del pozo. Se perforan zonas permeables como las areniscas y se mantiene generalmente la presión hidrostática de la columna de lodo a una presión superior a la presión poral. Una vez que estas condiciones se han satisfecho, un revoque de sólidos de lodo se acumula sobre las formaciones permeables. Mientras tanto, la fase líquida del lodo, es decir el filtrado, fluirá a través del revoque y dentro de la formación. El espesor del revoque y la profundidad de invasión de filtrado son controlados por la concentración de sólidos, la presión diferencial, la permeabilidad del revoque y el tiempo de exposición.

Durante la exposición inicial de una formación permeable a un fluido de perforación, cuando los sólidos del lodo están formando un revoque de baja permeabilidad en el pozo, se produce una alta tasa de filtración y los sólidos finos del lodo invaden la formación. Esta alta tasa de filtración inicial se llama pérdida instantánea.

La filtración ocurre bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas, durante las operaciones de perforación. La filtración bajo condiciones dinámicas ocurre mientras el fluido de perforación está circulando. La filtración estática ocurre en otros momentos, durante las conexiones, los viajes o cuando el fluido no está circulando. Las mediciones de filtración y revoque de baja presión, baja temperatura y alta temperatura, alta presión (HTHP) del Instituto Americano del Petróleo (API) realizadas por el ingeniero del lodo son pruebas estáticas. Estas pruebas son muy eficaces para evaluar las tendencias globales de filtración del lodo, y en cierto modo proporcionan una indicación de las características de la filtración dinámica de flujo laminar.

2.3.1. FILTRACIÓN ESTÁTICA¹³

El API (American Petroleum Institute) ha normalizado dos procedimientos para la prueba de filtración estática. La primera es la prueba de baja presión, baja temperatura y la otra es la prueba de filtrado HTHP (Alta Temperatura, Alta Presión). Normalmente, la prueba de baja temperatura, baja presión se llama “prueba de filtración API”.

El procedimiento de filtración de API es realizado durante 30 minutos a temperatura ambiente con una presión diferencial de 100 psi a través del papel filtro. Las variaciones de temperatura afectan esta prueba; por lo tanto se recomienda realizar esta prueba cada vez más o menos la misma temperatura.

¹³ Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 7 “Control de Filtración”. p 1-3.

En la gama de temperaturas de 70 a 140°F, el volumen de filtrado aumentará en un 50% o aproximadamente 10% por cada aumento de temperatura de 15°. El volumen de filtrado de API es indicado por los centímetros cúbicos (cm³) de filtrado captado después de 30 minutos. El espesor del revoque de API que se ha depositado durante la prueba de filtración de API está indicado en 1/32 de pulgada. En algunas regiones, los operadores requieren medidas métricas, y el espesor del revoque está indicado en milímetros (mm).

La prueba HTHP es realizada durante 30 minutos a 300°F o a una temperatura equivalente a la temperatura de la formación, con una presión diferencial de 500 psi a través del papel filtro. Esta prueba puede ser realizada a temperaturas tan bajas como 200°F y tan altas como 450°F. El valor indicado del filtrado HTHP es igual a dos veces (2x) los centímetros cúbicos (cm³) del filtrado captado después de 30 minutos. Se debe doblar el volumen de filtrado porque la superficie de filtración de la celda de filtración HTHP es igual a la mitad de la superficie de filtración de la celda de filtrado API. El espesor del revoque HTHP depositado durante la prueba de filtración HTHP está indicado en 1/32 pulgada o en milímetros (mm).

La filtración estática ocurre bajo condiciones estáticas, es decir en cualquier momento en que el lodo no está circulando. Varios factores controlan la tasa de filtración bajo estas condiciones. La ley de Darcy, un modelo clásico de flujo de fluido, ayuda a identificar los factores que afectan la filtración. También se puede usar para ilustrar el volumen de filtrado y el espesor del revoque.

La ley de Darcy se aplica al flujo de fluidos a través de materiales permeables (arena, arenisca o revoque). Puede ser usada para establecer la relación entre la tasa de filtración y la permeabilidad, superficie de la sección transversal, presión diferencial, viscosidad del filtrado y espesor del revoque. Para el flujo de filtrado a

través de un revoque, la permeabilidad del revoque es la permeabilidad determinante, visto que es mucho más baja que la permeabilidad de la formación.

La ley de Darcy se puede escribir de la siguiente manera:

$$q = \frac{K * A * \Delta P}{\mu * h} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

q = Caudal de filtrado (cm³/s).

k = Permeabilidad (darcys).

A = Superficie de la sección transversal (cm²)

ΔP = Diferencial de presión (atmósferas).

μ = Viscosidad (cP).

h = Espesor del revoque (cm).

Como lo ilustra esta ecuación, la pérdida de filtrado es inferior cuando la permeabilidad del revoque es más baja, la superficie es más pequeña y la presión diferencial es más baja. La filtración también disminuye cuando la viscosidad del filtrado y el espesor del revoque aumentan, siempre que el revoque más grueso tenga la misma permeabilidad.

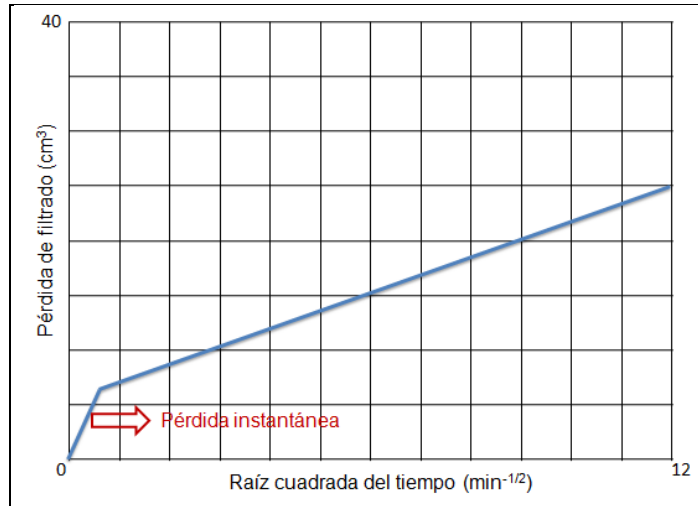
La filtración estática es controlada por el tiempo, la presión, la temperatura (que incide en la viscosidad del filtrado) y las propiedades de la torta, como grosor y permeabilidad. A continuación se describe el efecto de cada uno de estos factores.

- **Relación entre volumen de filtrado y el tiempo.**

La relación entre el volumen de filtrado y el tiempo a un diferencial de presión y temperatura constante se muestra en la figura 9. Esta gráfica, permite concluir que

el volumen de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo y que los valores Q_w/Q_c y K son constantes durante el transcurso de la filtración.

Figura 9. Relación entre volumen de filtrado y tiempo



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 7 “Control de Filtración”. p 5.

La extrapolación de la línea recta intercepta el eje vertical en un punto donde se conoce como pérdida instantánea. Esta es debida a la pérdida de fluido hacia la formación antes de que se forme una torta con propiedades filtrantes sobre ella.

- **Relación entre la temperatura y el volumen de filtrado.**

Un incremento de temperatura puede aumentar las pérdidas de fluido de varias formas.

En primer lugar, la temperatura reduce la viscosidad del filtrado y por lo tanto aumenta su volumen. Los cambios en la temperatura, también pueden afectar el volumen de filtrado a través de cambios en el equilibrio electroquímico que influye en el grado de floculación y agregación. Esto ocasiona que la permeabilidad de la torta del filtrado se altere, por lo que el volumen de filtrado puede ser mayor o menor que el calculado.

La floculación resultante de un incremento en la temperatura, hace imposible predecir las pérdidas de fluido a altas temperaturas a partir de medidas efectuadas a temperaturas más bajas. Es necesario entonces, probar cada lodo separadamente a la temperatura de interés.

La temperatura puede además degradar los materiales del lodo, lo cual genera un aumento de las pérdidas de filtrado. La velocidad de degradación se incrementa con la temperatura, hasta que las pérdidas se hacen incontrolables.

- **Influencia de las características de la torta sobre la filtración.**

Los factores que más influyen sobre la filtración del lodo son el espesor, la permeabilidad y la compresibilidad.

- ❖ **Espesor de la torta:** Es un factor vital en los problemas relacionados con huecos apretados, torque, arrastre y pega de tubería. En un lodo, el espesor de la torta es proporcional a la pérdida de filtrado y está relacionado con el contenido de sólidos en el lodo. Aunque las pérdidas de filtrado se pueden reducir al aumentar el contenido de sólidos, esto implicaría un mayor espesor de la torta.
- ❖ **Permeabilidad de la torta del lodo:** La permeabilidad de la torta del lodo es el parámetro fundamental que controla la filtración estática y dinámica. El comportamiento de filtración es más claramente reflejado por la permeabilidad que por cualquier otro parámetro; además tiene la ventaja de no ser afectada por el contenido de sólidos. La forma más eficiente para controlar la pérdida de fluido es entonces, por medio del control de la permeabilidad de la torta.

2.3.2. FILTRACIÓN DINÁMICA¹⁴

La filtración dinámica es sensiblemente diferente de la filtración estática, muchas veces con tasas de filtración considerablemente más altas. La experiencia ha demostrado que un lodo que demuestra buenas características de filtración estática y estabilidad, tendrá un rendimiento satisfactorio bajo las condiciones reales de perforación, indicando que la pérdida de filtrado dinámica está comprendida dentro de un rango satisfactorio.

La filtración comienza tan pronto como la broca se expone a la roca permeable. Un sobrealance de la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido causará el flujo inmediato del filtrado dentro de la formación a una velocidad elevada.

A medida que la filtración continúa, los sólidos más grandes de lodo sellan las formaciones porosas y un revoque empieza a formarse bajo condiciones dinámicas. La turbulencia del flujo de fluido en la broca y en las partes adyacentes a los portabrocas tiende a mantener estas tasas de filtración a altos niveles, mediante la erosión del revoque.

Bajo condiciones dinámicas, las tasas de filtración no disminuyen con el tiempo, como con la filtración estática. Además, el espesor del revoque no sigue aumentando.

El equilibrio del revoque es determinado principalmente por las características de los sólidos del lodo (tamaño, composición y concentración de las partículas), y en menor parte por las condiciones hidráulicas (flujo turbulento o laminar) y la viscosidad del filtrado.

¹⁴ Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 7 "Control de Filtración". p 10.

2.3.3. EFECTOS DE LA FILTRACIÓN¹⁵

Como hemos comentado anteriormente, en el proceso de filtración se identifican dos procesos importantes; uno es la parte líquida del lodo que invade la formación y la otra es el revoque (torta o cake) que se forma. Estos dos procesos pueden ocasionar problemas durante la perforación y en la parte productiva del pozo.

- **Problemas potenciales relacionados con el espesor excesivo del revoque.**
 - ❖ Puntos apretados en el pozo que causan un arrastre excesivo.
 - ❖ Mayor suabeo y pistoneo debido a la reducción del espacio anular libre.
 - ❖ Pegadura por presión diferencial de la columna de perforación debido a la mayor superficie de contacto y al desarrollo rápido de las fuerzas de adhesión causada por la tasa de filtración más alta.
 - ❖ Dificultades con la cementación primaria debido al desplazamiento inadecuado del revoque.
 - ❖ Mayor dificultad para bajar la tubería de revestimiento.

- **Problemas potenciales relacionados con la invasión excesiva de filtrado.**
 - ❖ Daños a la formación causados por la invasión de filtrado y sólidos. La zona dañada está ubicada a una profundidad demasiado grande para que pueda ser reparada mediante perforación o acidificación. Los daños pueden consistir en precipitación de compuestos insolubles, cambios de humectabilidad, cambios de permeabilidad relativa respecto al aceite o al

¹⁵ RODRIGUEZ Eliserio. Reestructuración Teórico-Práctica de la Guía de Laboratorio de Lodos y Cementos. Capítulo 4 “Equipos y Procedimientos”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2007. p 78

gas, taponamiento de la formación por finos o sólidos, y el hinchamiento de las arcillas in-situ.

- ❖ Prueba inválida de muestreo del fluido de la formación. Las pruebas de flujo del fluido de la formación pueden dar resultados que se refieren al filtrado y no a los fluidos del yacimiento.
- ❖ Dificultades en la evaluación de la formación causadas por la invasión excesiva de filtrado, la mala transmisión de las propiedades eléctricas a través de revoques gruesos, y posibles problemas mecánicos al bajar y recuperar las herramientas de registro. Propiedades erróneas medidas por las herramientas de registro (midiendo propiedades alteradas por el filtrado en vez de las propiedades de los fluidos del yacimiento).
- ❖ Las zonas de aceite y gas pueden pasar desapercibidas porque el filtrado está desplazando a los hidrocarburos, alejándolos del pozo, lo cual dificulta su detección.

2.4. MODELOS REOLÓGICOS

Antes de estudiar los modelos que existen para los diferentes tipos de fluidos se debe conocer los conceptos de velocidad de corte y esfuerzo de corte.

Los conceptos de velocidad de corte y esfuerzo de corte se aplican al flujo de todos los fluidos. Dentro de un sistema de circulación, la velocidad de corte depende de la velocidad media del fluido en la geometría en que está fluyendo.

Por lo tanto, las velocidades de corte son mayores en las geometrías pequeñas (dentro de la columna de perforación) y menores en las geometrías grandes (como la tubería de revestimiento).

Cuando un fluido está fluyendo, hay una fuerza en el fluido que se opone al flujo, esta fuerza se llama esfuerzo de corte. Se puede describir como un esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza encima de otra. Como el corte ocurre más fácilmente entre capas de fluido que entre la capa exterior del fluido y la pared de una tubería, el fluido que está en contacto con la pared no fluye.¹⁶

Así, la clasificación de los fluidos según su comportamiento reológico se puede establecer de la siguiente forma:

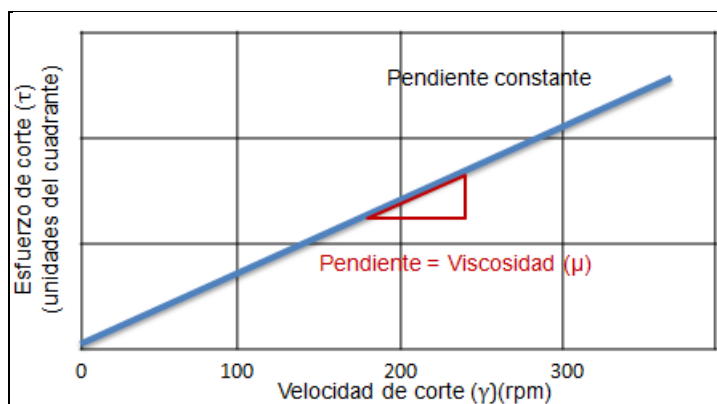
- ❖ Fluidos newtonianos.
- ❖ Fluidos no newtonianos.
- ❖ Fluidos viscoelásticos

2.4.1. FLUIDO NEWTONIANO

La clase más simple de fluidos es la de fluidos *newtonianos*. Los fluidos de base (agua dulce, agua salada, aceite diesel, aceites minerales y sintéticos) de la mayoría de los fluidos de perforación son de este tipo. En estos fluidos, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte como lo indica la figura 10.

¹⁶ Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5 “Reología e Hidráulica”. p 2.

Figura 10. Comportamiento de un fluido newtoniano



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5 “Reología e Hidráulica”. p 9.

Los puntos forman una línea recta que pasa por el punto de origen (0, 0) del gráfico según coordenadas cartesianas. La viscosidad de un fluido newtoniano es la pendiente de esta línea de esfuerzo de corte/velocidad de corte. El esfuerzo de cedencia (esfuerzo requerido para iniciar el flujo) de un fluido newtoniano siempre será cero (0).

El esfuerzo de corte debe ser medido a distintas velocidades de corte para caracterizar las propiedades de flujo de un fluido. Para determinar la viscosidad (pendiente) del fluido sólo se requiere una medida, porque el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte para un fluido newtoniano.

A partir de esta medida, se puede calcular el esfuerzo de corte a cualquier otra velocidad de corte, usando la siguiente ecuación:

$$\tau = \mu * \gamma \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

γ = Velocidad de corte (rpm)

τ = Esfuerzo de corte

μ = Viscosidad

2.4.2. FLUIDOS NO NEWTONIANOS

Son aquellos en los que la relación entre esfuerzo de corte y la velocidad de corte no es lineal. Estos fluidos a su vez se diferencian en *dependientes e independientes del tiempo*.

2.4.2.1. FLUIDOS INDEPENDIENTES DEL TIEMPO

Los fluidos independientes del tiempo se han clasificado en tres categorías o grupos: plásticos, pseudoplásticos y dilatantes, se caracterizan por que la viscosidad aparente sólo depende de la temperatura, de la composición del fluido y del esfuerzo cortante o gradiente de velocidad aplicado, pero nunca del tiempo de aplicación de éste último.

Pueden representarse de manera adecuada para muchas aplicaciones de la ingeniería mediante un modelo de la ley de potencia, el cual se convierte para un flujo unidimensional en:

$$\tau = K \frac{dv}{dy}^n \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

n= índice de comportamiento de flujo

K= índice de consistencia.

➤ Fluidos plásticos

Los fluidos plásticos son aquellos que no fluyen hasta que son sometidos a un esfuerzo cortante límite determinado, llamado esfuerzo de deformación plástica, umbral de fluencia o límite de fluencia τ_0 .

El modelo de flujo plástico de Bingham ha sido usado más frecuentemente para describir las características de flujo de los fluidos de perforación. Éste es uno de los más antiguos modelos reológicos que son usados actualmente. Este modelo describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo (punto cedente) y que luego demuestra una viscosidad constante cuando la velocidad de corte aumenta (viscosidad plástica).

La ecuación para el modelo de flujo plástico de Bingham es la siguiente:

$$\tau = \tau_0 + \mu\gamma \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte

τ_0 = Punto cedente o esfuerzo de corte a una velocidad de corte de cero (intersección de Y).

μ = Viscosidad plástica o tasa de aumento del esfuerzo de corte con el aumento de la velocidad de corte (pendiente de la línea.

γ = Velocidad de corte

En el caso de los fluidos plásticos de Bingham, una vez que se supera el valor del umbral de fluencia, la velocidad de deformación es proporcional al esfuerzo, como en el caso de los fluidos newtonianos).

El modelo de plástico de Bingham es aplicable al comportamiento de muchos fluidos de la vida real como plásticos, emulsiones, pinturas, lodos de perforación y sólidos en suspensión en líquidos o agua

➤ Fluidos pseudoplásticos

Los fluidos pseudoplásticos se caracterizan porque su viscosidad aparente decrece cuando aumenta el gradiente de velocidad de deformación. Este comportamiento indica una ruptura o reorganización continua de la estructura, dando como resultado una menor resistencia al flujo, y es debido a la presencia de sustancias de alto peso molecular así como a la dispersión de sólidos en la fase sólida.

De los modelos utilizados para describir el comportamiento reológico de los fluidos pseudoplásticos, el más conocido y simple de aplicar es el de Ostwald-De Waale, también conocido como ley de la potencia (Sherman, 1970):

$$\tau = k\gamma^n \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte

k = Índice de consistencia

γ = Velocidad de corte

n = Índice de Ley Exponencial

Según el valor de “n”, existen tres tipos diferentes de perfiles de flujo y comportamientos del fluido¹⁷:

- $n < 1$: El fluido es un fluido no newtoniano que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte.
- $n = 1$: El fluido es un fluido newtoniano.
- $n > 1$: El fluido es un fluido dilatante

¹⁷ Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5 “Reología e Hidráulica”. p 15.

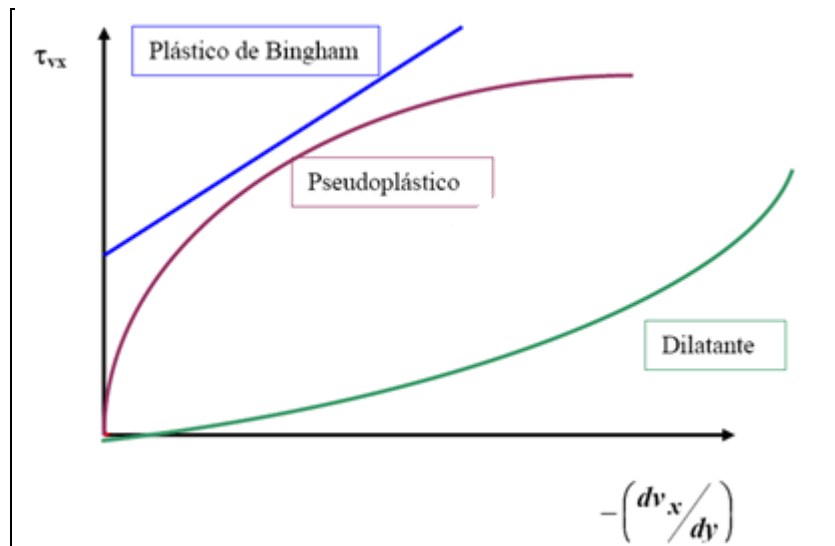
➤ Fluidos dilatantes

La principal característica de este tipo de fluidos es que al aumentar la velocidad de deformación aumenta la viscosidad aparente.

La dilatancia puede explicarse entendiendo que cuando las velocidades de deformación son bajas las partículas sólidas de formas y tamaños variados, están ceñidas y estrechamente empaquetadas y la fracción líquida está llenando los huecos y lubricando el movimiento, por lo que la viscosidad aparente es baja.

Con el aumento de la velocidad de deformación, las partículas largas y flexibles pueden estirarse rompiéndose el empaquetamiento de los sólidos y la fracción de huecos entre las partículas aumenta, no habiendo suficiente líquido para lubricar el roce de unas partículas contra otras, aumentando por ello la viscosidad aparente.

Figura 11. Comportamiento de los fluidos no newtonianos independientes del tiempo



Fuente: Tesis Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima Perú 2005

2.4.2.2. FLUIDOS DEPENDIENTES DEL TIEMPO

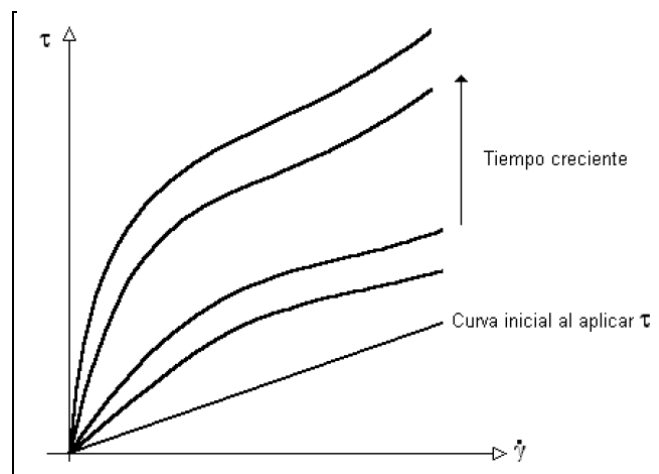
Son aquellos fluidos en los que la viscosidad aparente depende, además de la velocidad de deformación, del tiempo de actuación de dicha velocidad.

Los fluidos no newtonianos con propiedades dependientes del tiempo se subdividen en fluidos tixotrópicos y reopécticos. Para los primeros, a una velocidad de deformación fija, la viscosidad disminuye con el tiempo de cizallado; para los últimos, la viscosidad aumenta con el tiempo

➤ Fluidos tixotrópicos

Se consideran fluidos tixotrópicos a todos aquellos que al aplicarles una velocidad de deformación constante, muestran una disminución del esfuerzo cortante y de la viscosidad aparente con el tiempo. Esto es debido al cambio continuo de la estructura del material, que puede ser en cualquier caso reversible o irreversible. La tixotropía indica una continua ruptura o reorganización de la estructura dando como resultado una disminución de la resistencia al flujo.

Figura 12. Comportamiento de un fluido tixotrópico en el tiempo



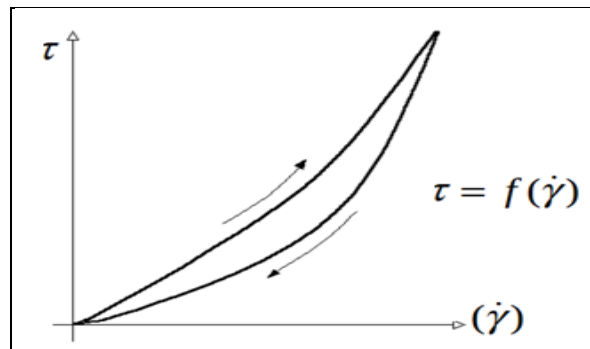
Fuente: IBARROLA Esteban L. "Cátedra Introducción A Los Fluidos No Newtonianos". Universidad Nacional de Córdoba. p 8.

➤ Fluidos reopépticos

Los fluidos reopépticos tienen un comportamiento al flujo contrario a los tixotrópicos, es decir, la viscosidad aparente aumenta con el tiempo en que la muestra es sometida a un determinado gradiente de velocidad, lo que les confiere una cierta semejanza con los fluidos dilatantes en el sentido de que la única diferencia es si el tiempo para la destrucción o formación de estructura es detectable o no.

El modelo reológico aplicable a estos fluidos es el de la ley de la potencia, siendo el valor del índice de comportamiento al flujo mayor que la unidad. Al igual que con los otros tipos de fluidos, para este tipo de alimentos se pueden aplicar otros modelos distintos con mayor o menor éxito.

Figura 13. Comportamiento de un fluido reopéptico



Fuente: IBARROLA Esteban L. "Cátedra Introducción A Los Fluidos No Newtonianos". Universidad Nacional de Córdoba. p 10.

2.4.3. FLUIDOS VISCOELÁSTICOS¹⁸

Los materiales viscoelásticos exhiben propiedades elásticas y viscosas, y el más simple es aquel que desde el punto de vista de la viscosidad se comporta como newtoniano, y en lo referente a su elasticidad sigue a la ley de Hooke. Para estos materiales la velocidad de deformación se expresa:

$$\dot{\gamma} = \frac{\dot{\tau}}{\mu_o} + \frac{\tau}{\lambda} \quad \text{Ecuación 9}$$

Siendo λ el modulo de rigidez. Para flujo estacionario $\dot{\tau}=0$, y el fluido se comporta como un fluido newtoniano simple. Sin embargo al variar la tensión comienzan a manifestarse los efectos elásticos.

Maxwell propuso la siguiente ecuación para los fluidos viscoelásticos:

$$\tau + \frac{\mu_o}{\lambda} \dot{\tau} = \mu_o \dot{\gamma} \quad \text{Ecuación 10}$$

Los líquidos que cumplen esta ley se llaman líquidos de Maxwell. La constante $\frac{\mu_o}{\lambda}$ se conoce como tiempo de relación y es físicamente la constante de tiempo del decremento exponencial de la tensión para una deformación constante.

¹⁸ IBARROLA Esteban L. "Cátedra Introducción A Los Fluidos No Newtonianos". Universidad Nacional de Córdoba. p 11.

3. DAÑOS DE FORMACIÓN

Cuando la roca reservorio ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación, o dicho de otro modo, que el pozo está dañado.

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (K) y porosidad (ϕ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como *piel* ("SKIN"), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad.

El "SKIN" (S) es una variable adimensional y compuesta. En general cualquier fenómeno que cause distorsión de las líneas de flujo de su patrón perfectamente normal al pozo, o una restricción física al flujo (que puede verse como una distorsión a escala de garganta de poro), resultará en un valor positivo de daño.

El factor "Skin" es positivo en los siguientes casos¹⁹:

- ✓ En un pozo de gas la $RLG > 100BI/MMPC$.
- ✓ En un pozo de petróleo la $RGP > 1000 PCN/BI$.
- ✓ Si hay producción de tres fases.
- ✓ Cuando $P_e - P_{wf} > 1000$ psi.
- ✓ Cuando hay altas tasas de flujo $Q/h > 20$ BPD/ft ó $Q > 5$ BPD/ perforación (Turbulencia).
- ✓ Cuando se cañonea a menor de 4 TPP.
- ✓ Cuando se cañonea en fase de cero grados.
- ✓ $P_e > P_b$ y $P_{wf} < P_b$ (separación de gas en la vecindad del pozo).

¹⁹ TOASA S. Víctor. "Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio" Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 15.

Los principales mecanismos de daño de formación son:

❖ **Daño físico**

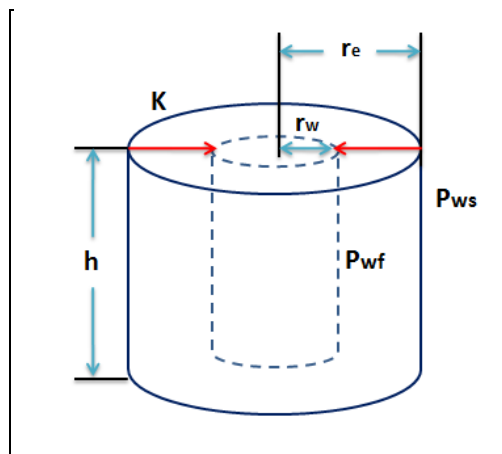
- Invasión de sólidos.
- Migración de finos.

❖ **Daño químico**

- Interacciones roca-fluido (arcilla, humectabilidad).
- Interacciones fluido-fluido (bloqueo por agua, emulsiones).

IMPORTANTE: Considerando un pozo productor, la ecuación de Darcy en su forma más simple puede usarse para conocer la respuesta de un pozo. En condiciones de flujo permanente, suponiendo un yacimiento radial circular como el mostrado en la Figura 14, se tiene para condiciones ideales de flujo (en unidades de Darcy).

Figura 14. Yacimiento radial circular



Fuente: Modificado de TOASA S. Víctor. “Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 16.

$$q = \frac{2\pi Kh (P_{ws} - P_{wf_{ideal}})}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 11}$$

Expresado en unidades de campo:

$$q = \frac{0,00708Kh (P_{ws} - P_{wf_{ideal}})}{B\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

r_e = Radio de drenaje del pozo (ft)

r_w = Radio del pozo (ft)

P_{ws} = Presión estática de pozo (psi)

$P_{wf_{ideal}}$ = Presión de fondo fluuyente (psi)

K = Permeabilidad (mD)

h = Espesor de la formación (ft)

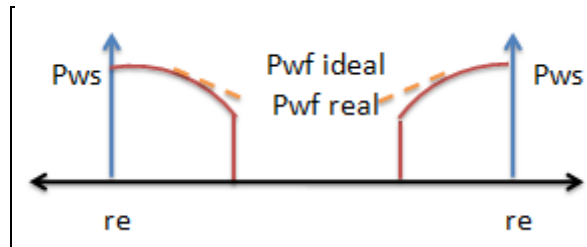
β = Factor volumétrico (BY/BN)

μ = Viscosidad (Cp)

q = Tasa de producción (BPD).

En el supuesto caso de que no existiese ninguna alteración en la permeabilidad virgen y equivalente de la formación a los fluidos del yacimiento y ninguna restricción de los mismos al entrar al pozo a través del intervalo en producción, se tendría un comportamiento de la presión como el indicado por la línea discontinua en la figura 15, siendo válida la ecuación 11.

Figura 15. Yacimiento radial circular



Fuente: Modificado de TOASA S. Víctor. “Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 17.

En condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional ΔP_s , la cual fue definida en función del “EFECTO SKIN”, por Van Everdigen y Hurst.²⁰

$$\Delta P_s = P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}} \quad \text{Ecuación 13}$$

Dada por:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi Kh} S \quad \text{Ecuación 14}$$

De donde:

$$P_{wf_{real}} = P_{wf_{ideal}} + \frac{q\mu}{2\pi Kh} S \quad \text{Ecuación 15}$$

Sustituyendo se tiene:

$$q = \frac{2\pi Kh \left(P_{ws} - \frac{q\mu}{2\pi Kh} S - P_{wf_{real}} \right)}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

²⁰ ESCOBAR M. Freddy. “Análisis Moderno De Presiones De Pozos”, Neiva-Huila. 2003. p 52.

$$q = \frac{2\pi Kh P_{ws} - P_{wf_{real}}}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} - \frac{q\mu S}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Agrupando q:

$$q \left[1 + \frac{S}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] = \frac{2\pi Kh P_{ws} - P_{wf_{real}}}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Despejando q y simplificando términos semejantes:

$$q = \frac{2\pi Kh P_{ws} - P_{wf_{real}}}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{\mu S \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}}$$

Agrupando μ se obtiene finalmente:

$$q = \frac{2\pi Kh P_{ws} - P_{wf_{real}}}{\mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

S = Daño de formación (Adimensional)

r_e = Radio de drenaje del pozo (ft)

r_w = Radio del pozo (ft)

P_{ws} = Presión estática de pozo (psi)

$P_{wf_{ideal}}$ = Presión de fondo fluente (psi)

K = Permeabilidad (mD)

h = Espesor de la formación (ft)

μ = Viscosidad (Cp)

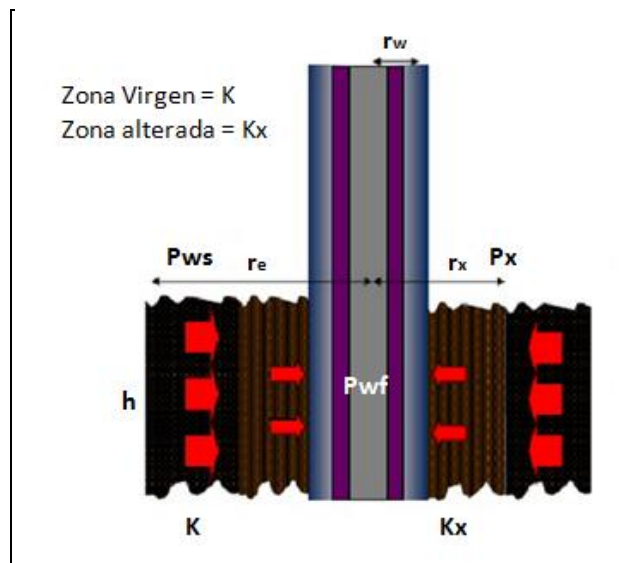
q = Tasa de producción (BPD).

Esta ecuación que en su forma más sencilla representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo.

3.1. ANALISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO DE FORMACION

Considerando el sistema típico de flujo de un pozo dado en la figura 16, y suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero abierto y que los pseudodaños son nulos, se tendría un factor de daño "S" debido exclusivamente al daño verdadero, por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad K_x , diferente a la de la zona virgen de la formación K .

Figura 16. Presenta un pozo y una geometría radial circular con una zona de radio de penetración r_x y permeabilidad K_x , diferente a la permeabilidad de la formación K .



Fuente: Modificado de ARRIETA Mario. "Daño de Formación y Cañoneo". Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Bolivariana". p 4.

En estas condiciones considerando el flujo a través de la zona alterada de radio r_x y presión P_x , se tiene:

- Si $K_x=K$

$$q = \frac{2\pi Kh (P_x - P_{wf_{ideal}})}{\mu \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 17}$$

- Si K_x es $< o >$ que K

$$q = \frac{2\pi K_x h (P_x - P_{wf_{real}})}{\mu \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 18}$$

Además se tiene la ecuación 14:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi Kh} S$$

Igualando las ecuaciones anteriores se tiene que :

$$\frac{2\pi Kh (P_x - P_{wf_{ideal}})}{\mu \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)} = \frac{2\pi K_x h (P_x - P_{wf_{real}})}{\mu \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)}$$

Simplificando terminos semejantes:

$$K (P_x - P_{wf_{ideal}}) = K_x (P_x - P_{wf_{real}})$$

Despejando P_x

$$P_x = \frac{\frac{K}{K_x} P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}}}{\frac{K}{K_x} - 1}$$

Combinando las ecuaciones de caída de presión y caudal:

$$\frac{\Delta P_s}{S} = \frac{P_x - P_{wf_{ideal}}}{\ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)}$$

Despejando S:

$$S = \frac{\Delta P_s * \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)}{P_x - P_{wf_{ideal}}}$$

Remplazando P_x y recordando que $\Delta P_s = P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}}$ se demuestra que:

$$S = \left(\frac{K}{K_x} - 1\right) * \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right)$$

Ecuación 19

Donde:

S = Daño de formación (Adimensional)

K = Permeabilidad original del yacimiento (mD)

K_x = Permeabilidad de la zona alterada (mD)

r_x = Radio de la zona alterada (in)

r_w = Radio del pozo (in).

Para calcular el daño se tiene que:

- a) Si $K_x < K$, $S > 0$, el pozo está dañado.
- b) Si $K_x = K$, $S = 0$, el pozo no tiene daño.
- c) Si $K_x > K$, $S < 0$, el pozo fue estimulado.

En la tabla 3 se muestran los valores típicos de daño que se pueden calcular teniendo en cuenta el cambio de permeabilidades en un pozo.

Tabla 3. Valores típicos de daño

Condición del pozo	Valor de S
Altamente dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 < S < -2$
Fracturado	$-2 < S < -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

Fuente: SCHLUMBERGER RESERVOIR COMPLETIONS. Agosto 1999

3.2. CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es causado por muchos factores que pueden ocurrir desde el momento en que la formación es perforada o en algún tiempo durante la vida del pozo.

Las causas principales para el daño de formación son²¹:

- A. Hinchamiento de arcillas.
- B. Invasión de sólidos.
- C. Bloqueos por emulsión.
- D. Cambios de mojabilidad.
- E. Bloqueos por agua.
- F. Depositación orgánica.
- G. Depositación de inorgánicos.

²¹ Pagina Web La Comunidad Petrolera. "Causas Y Consecuencias De Daño A La Formación"

H. Depósitos mixtos.

I. Trabajos de fracturamiento hidráulico pobremente diseñados.

Tabla 4. Causas comunes de daños de formación asociados con varias condiciones de pozo.

Pozos nuevos	Pozos viejos	Pozos inyectores
✓ Invasión de fluidos y/o sólidos.	✓ Deposito de escala y corrosión.	✓ Deposito de escala y corrosión.
✓ Sólidos del lodo	✓ Bloqueos por agua y emulsión.	✓ Hinchamiento de arcillas.
✓ Filtrado del lodo.	✓ Acumulación de parafinas y asfaltenos.	✓ Petróleo.
✓ Cemento	✓ Hinchamiento de arcillas y migración de finos.	✓ Filtración de sólidos.

Fuente: TOASA S. Víctor. "Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio" Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 26.

A. HINCHAMIENTO DE ARCILLAS

Prácticamente todas las formaciones de areniscas poseen algo de arcilla. Una arena que contenga de 1 a 5 % de arcilla es usualmente llamada "arena limpia", y la que contiene hasta 15% de arcilla es "arena sucia".

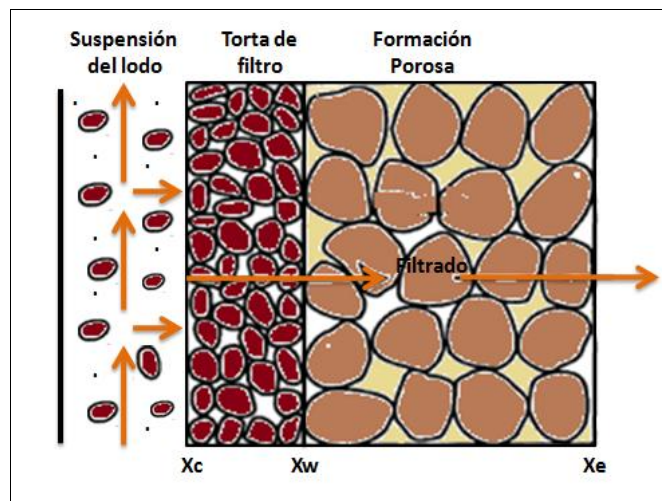
La admisión de agua dulce o de filtrados de inyección (del fluido del perforación o de terminación) a una arena arcillosa frecuentemente da por resultado una sustancial reducción de la permeabilidad al petróleo cuando las arcillas son del tipo de reticulado expandible. La arcilla de reticulado expandible que se encuentra frecuentemente en las formaciones petrolíferas es la montmorillonita.

Una vez que la arcilla se ha hinchado al contactar el agua dulce, las soluciones fuertes de sal 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.

B. INVASIÓN DE SÓLIDOS²²

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 puede 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.

Figura 17. Revoque sobre superficie plana del núcleo (Plug).



Fuente: TOASA S. Víctor. “Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 28.

²² TOASA S. Víctor. “Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 27.

Factores que favorecen la invasión de sólidos:

- 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.

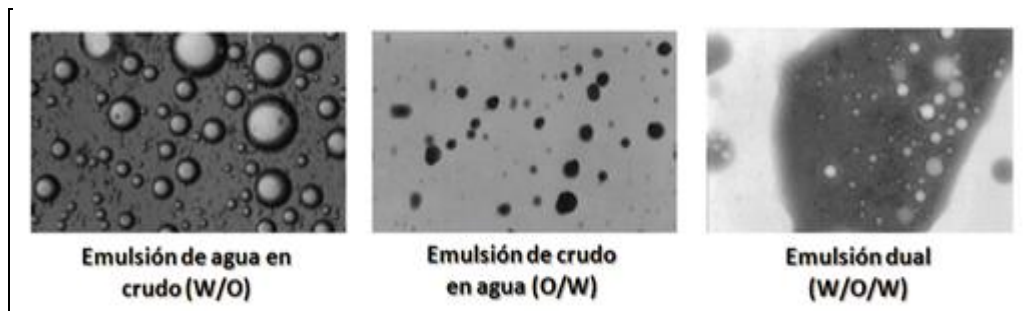
C. BLOQUEOS POR EMULSION

Puede producirse una emulsión de filtrado de fluido de perforación de yacimiento y fluido de la formación, causando daños a la formación y limitando el flujo de fluidos de yacimiento durante la producción.

El bloqueo de emulsión puede ser causado por sólidos finos en el filtrado de fluido, unidos a asfaltinas en el aceite, por agentes tensioactivos o emulsificantes en el fluido que emulsifica a los fluidos de la formación, o por la exposición de ciertos crudos a un ambiente químico que reacciona para formar emulsificantes. Los fluidos base aceite y sintético pueden modificar la humectabilidad de la formación, liberando agua para la emulsión.

En los fluidos base agua, se puede probar y ajustar la compatibilidad del filtrado con otras formulaciones y no emulsificantes. Al reducir el filtrado del fluido de perforación de yacimiento, también se puede minimizar la profundidad de los daños potenciales a la formación.

Figura 18. Tipos de emulsiones



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

D. CAMBIOS DE MOJABILIDAD

En general, debido a su deposición en ambientes marinos y fluviales, las rocas que constituyen el yacimiento son mojadas preferentemente por agua. Si esta condición se conserva, el flujo de petróleo en ese medio mojado por agua se facilita.

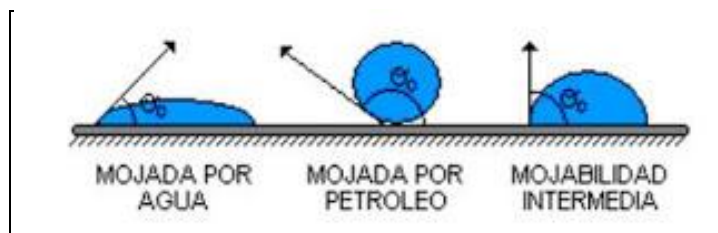
La condición de mojabilidad al agua puede, sin embargo modificarse y tender hacia la mojabilidad al petróleo, debido a la deposición de películas de asfaltenos sobre las superficies de los granos de la roca a través del tiempo, lo cual es una ocurrencia natural, o por introducción de fluidos extraños que pueden revertir la condición de mojabilidad hacia el petróleo.

Esta condición afecta adversamente a la permeabilidad relativa al petróleo.

Causas: Los principales causantes de un cambio en la mojabilidad durante la operación

- Surfactantes en los fluidos de Perforación-Completamiento-Workover.
- Surfactantes en los fluidos de estimulación.

Figura 19. Tipos de mojabilidad



Fuente: Página Web Comunidad Petrolera. "Propiedades Y Características De Los Yacimientos".
Noviembre de 2008.

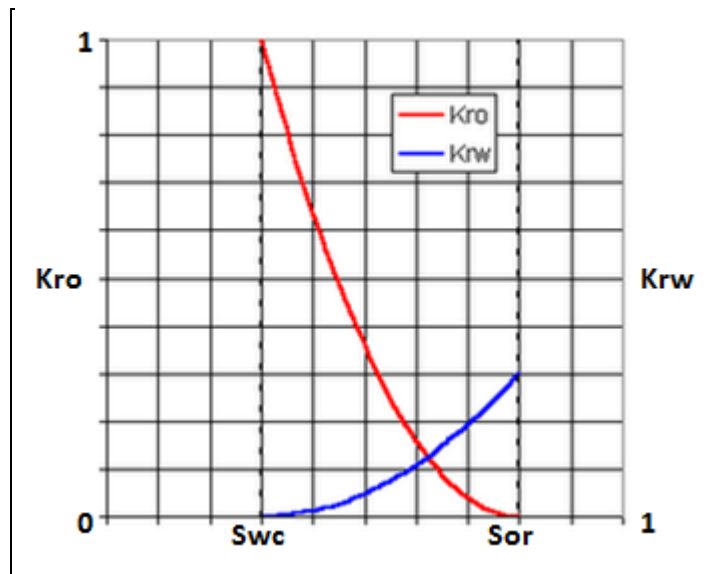
E. BLOQUEO POR AGUA

El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua (S_w) en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo.

Los bloqueos por agua pueden ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, completamiento o workover, o por comunicación con una zona productora de agua; el retorno de la productividad del petróleo original o del gas puede ser lento especialmente en aquellos yacimientos parcialmente agotados por la presión.

La presión del yacimiento puede ser tan baja que no se logre vencer la presión capilar creada por la alta tensión interfacial entre el agua y el medio poroso.

Figura 20. Curvas de permeabilidad relativa



Fuente: Página Web Comunidad Petrolera. "Propiedades Y Características De Los Yacimientos". Febrero de 2008.

Un bloqueo por agua se identifica por un repentino incremento del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia de producción, generalmente después de una reparación en un pozo, donde se ha usado agua o salmuera. Si el pozo produce, es fácil distinguir el bloqueo de una conificación o intrusión de agua, ya que el bloqueo no es sensible a los cambios de la tasas de producción, mientras que la conificación e intrusión disminuirán al disminuir la tasa de producción.

F. DEPOSITOS ORGANICOS

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas.

❖ Parafinas²³

Las parafinas son generalmente inertes. Son resistentes a ser disueltas en ácidos base y agentes oxidantes. Esto dificulta remover los depósitos químicamente. Dependiendo de las condiciones donde los depósitos de parafina fueron formados, estas tienen diferentes formas físicas. Estas formas incluyen depósitos de blandos a duros, quebradizos.

Igualmente los depósitos de parafinas incluyen otros materiales tales como escamas, partículas de arena, o asfáltenos. Los problemas de las parafinas se encuentran en casi todas las áreas de producción de aceite. Algunas áreas son más afectadas que otras. La gravedad de los problemas de deposición varía de acuerdo a los yacimientos en el área misma y entre pozos en el mismo yacimiento.

²³ Halliburton Production Enhancement Laboratory Handbook. Julio de 2012. p 10.

La gravedad es difícil de estimar hasta que no pueda ser controlada por las técnicas de producción normal. Muchos operadores han aprendido a vivir con su situación y se han “familiarizado” con sus técnicas de extracción; como consecuencia tienden a tratar el problema como algo no controlable.

- **Punto de Turbidez y Punto de Fluidez²⁴**

La medición del punto de turbidez y fluidez, son generalmente utilizados para referirse a la habilidad del petróleo crudo de mantener la parafina en solución.

Estas mediciones son experimentales, que dan una idea de donde y cuando la parafina puede causar problemas. El punto de turbidez es definido como la temperatura donde la parafina comienza a salir de la solución. Este punto es visible en los aceites crudos, como una pequeña nubosidad; obviamente el punto de turbidez en un aceite oscuro, la nubosidad oscura no tiene medida pues la nubosidad no es visible. Otros métodos instrumentales son algunas veces utilizados para obtener el punto de turbidez del aceite crudo. Si el líquido o el aceite crudo es lentamente enfriado por abajo del punto de turbidez sin agitación, pequeños cristales de cera forman gradualmente un enlace en cadena que soportan el líquido.

Finalmente se alcanza una temperatura, donde el aceite no fluye cuando se incline a una posición horizontal en una botella. A esto se le designa como el punto de fluidez. Este punto tiene más significado cuando se trata de aceites crudos. Generalmente, entre más elevado sea el punto de turbidez o el punto de fluidez de un aceite, la parafina en el aceite es menos estable.

²⁴ Halliburton Production Enhancement Laboratory Handbook. Julio de 2012. p 11.

❖ **Asfaltenos**²⁵

Los asfaltenos se consideran los compuestos más pesados del petróleo, por lo cual resulta necesario estudiar los cambios en sus características durante la etapa de producción de crudo cuando las características iniciales del yacimiento se modifican.

Los asfaltenos por ser los componentes más pesados del petróleo, bajo ciertas condiciones desfavorables de presión, temperatura, composición química del crudo, se pueden precipitar y depositar en el medio poroso del yacimiento. Los depósitos de asfaltenos se acumulan entre los poros y obstruyen el paso de los fluidos además de alterar propiedades como la porosidad y permeabilidad.

La mojabilidad de la roca se modifica cuando los asfaltenos se adhieren en su superficie mineral y se cambia su preferencia a ser mojado por el agua. También la precipitación de asfaltenos causa un incremento en la viscosidad del crudo por formación de emulsiones entre el agua y petróleo. Este conjunto de fenómenos se conoce como daño de formación por depositación de asfaltenos.

Estos precipitados cristalizados son removidos con solventes orgánicos, como polímeros aromáticos (benceno, xileno, tolueno), pero en casos particulares en que la composición del precipitado es mayormente de asfaltenos, puede removerse simplemente con alcohol, que es más barato.

²⁵ OSPINO Teddys G. "Aspectos Generales Del Daño De Formación Por Depositación De Asfaltenos En Yacimientos De Petróleo" Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2009. p 7-8.

G. DEPOSITOS INORGANICOS

Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando la salmuera utilizada y las aguas de la formación son incompatibles, y se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura durante la producción de petróleo o gas con agua de alto contenido de sales. Los sólidos inorgánicos reciben el nombre de escamas, y se depositan cuando se alteran el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que las aguas o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sus sales disueltas.

El ejemplo más común de esto es un filtrado con calcio que reacciona con carbonatos o sulfatos solubles en los fluidos de la formación, para formar una incrustación de carbonato de calcio o calcio (“yeso”).

Conociendo la composición de los fluidos de la formación y diseñando un fluido de perforación de yacimiento compatible, se puede eliminar este problema potencial.

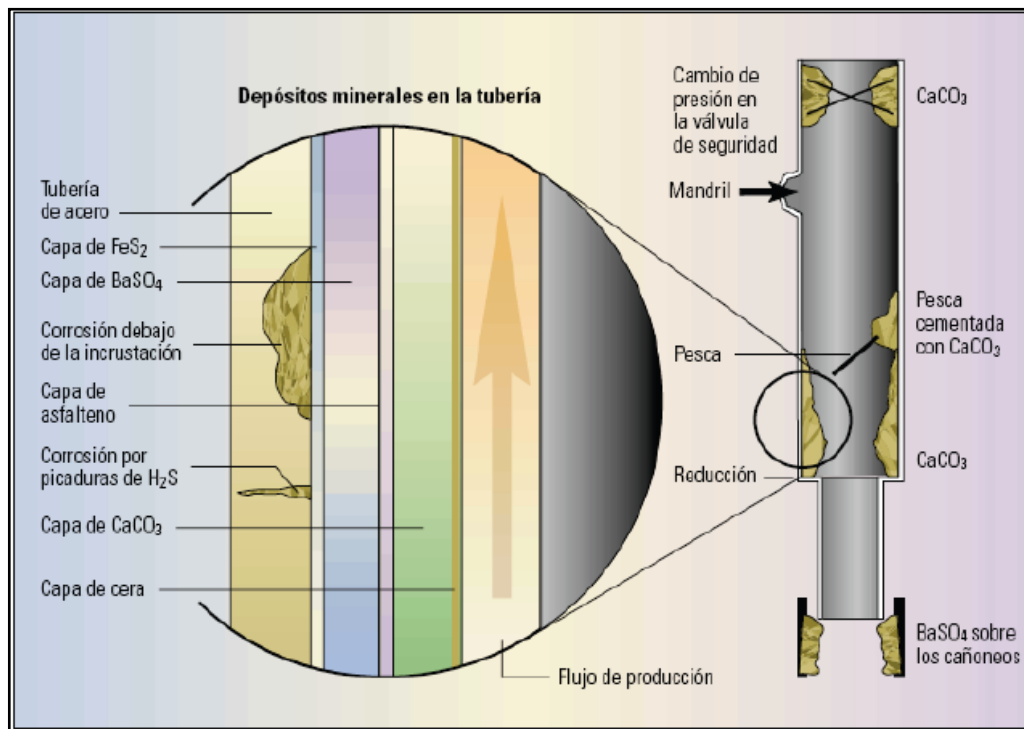
Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas²⁶:

- ❖ **Carbonato de calcio (más frecuente):** El aumento de la presión y la temperatura puede provocar la precipitación de carbonato de calcio, lo cual puede originar deposición y daño en las vecindades el pozo, particularmente en pozos con alta presión y alta temperatura.
- ❖ **Sulfato de calcio (yeso y anhidrita):** Su precipitación es principalmente causada por caídas de presión, cambios de temperatura y aguas incompatibles.

²⁶ Schlumberger “La Lucha Contra Las Incrustaciones, Remoción Y Prevención”.1999. p 4.

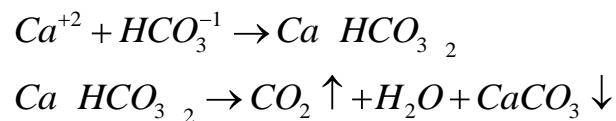
- ❖ **Sulfato de bario:** Ocurre comúnmente después de inundaciones de agua, disminuciones de temperatura (más significativo a altas concentraciones de sal) y disminuciones de presión.

Figura 21. Depósitos inorgánicos



Fuente: Documento Schlumberger “La Lucha Contra Las Incrustaciones, Remoción Y Prevención”.1999. p 4.

La tendencia a precipitar del carbonato de calcio depende de la concentración de los iones presentes de calcio y bicarbonato, y de la presión parcial del CO_2 en los fluidos residentes.



La precipitación puede ser natural o inducida:

- ✓ La natural está asociada con la producción, cuando los gases disueltos salen de solución a medida que va declinando la presión del yacimiento, cuando el agua de formación entra en la zona de altas caídas de presión en las cercanías del pozo, el CO₂ escapa de la solución favoreciendo la precipitación de carbonato de calcio.
- ✓ La precipitación inducida puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles. Por ejemplo, cuando los iones externos de calcio se introducen en la formación durante la perforación, cementación, completación, workover. El ion de calcio generado durante una acidificación matricial puede producir este mismo efecto.

H. DEPOSITOS MIXTOS

Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos, que pueden incluir también sarros, fangos, sílices y arcillas.

Cuando los depósitos migran, asociados con un incremento en la producción de agua, actuando como un núcleo de deposición de compuestos orgánicos provenientes de los hidrocarburos en flujo.

El único remedio para este problema es la utilización de un solvente dual, que contenga un agente de dispersión orgánico (polímero aromático) y un agente de dispersión inorgánico (ácido).

I. TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (HF) POBREMENTE DISEÑADOS²⁷

La primera reacción del HF con un mineral silíceo producirá ácido fluosilícico H_2SiO_6 . Este ácido, al hacer contacto con sodio o potasio y al gastarse el HF, precipitará los siguientes compuestos:

- ❖ Fluosilicato de sodio, amorfo
- ❖ Fluosilicato de potasio, amorfo

A medida que el HF se consume, el ácido fluosilícico se descompone y produce HF y tetrafluoruro de silicio SiF_4 , el cual se hidroliza y forma ácido silícico, que al hidratarse forma hidróxido silícico, precipitado amorfo conocido como sílica gel.

En los minerales donde hay aluminio, éste tiene mayor afinidad por el HF que el silicio, por lo que el HF se gastará reaccionando con el aluminio, dejando que precipite también la sílica gel. Dependiendo de las condiciones de pH, temperatura y presión, también puede precipitar fluoruro de aluminio.

Otros tipos de daño que pueden generarse por la acidificación con HF son:

- Debilitamiento y desconsolidación de la matriz de la roca, con producción de arena.
- Alteración de la mojabilidad de la roca por causa de los inhibidores de corrosión.
- Reacciones adversas entre los aditivos del ácido, los minerales, las aguas y crudo saturantes del yacimiento.

²⁷ TOASA S. Víctor. "Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio" Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 48.

3.3. TIPOS DE DAÑOS DE FORMACION

3.3.1. PERFORACION

Los fluidos de perforación constan de una fase sólida y una líquida, los daños que causa en los yacimientos son ocasionados por el filtrado de la fase líquida o por invasión de sólidos en el medio poroso.

3.3.1.1. INVASION DE LOS SOLIDOS DEL LODO

La invasión de los sólidos del lodo 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 impartir al fluido las propiedades deseadas. Generalmente su tamaño de partícula es menor de una micra, excepto la barita y los materiales de control de pérdida de circulación. El tamaño de partícula de la barita varía entre 1 y 74 micras, y los materiales de control de pérdida son de mayor tamaño todavía.
- Sólidos cortados de las formaciones atravesadas, su tamaño de partícula varía entre 1-100 micras.

Tabla 5. Tamaños típicos de los sólidos cortados de la formación

DESCRIPCIÓN	TAMAÑO (MICRAS)
Corte grande	Más de 440
Arena	74-440
Limo	2-74
Arcilla	0,5-2
Coloides	0,001-0,5

Fuente: TOASA S. Víctor. "Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio" Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 40.

El medio poroso actúa como un filtro y por lo tanto, las partículas sólidas pueden invadirlo dependiendo de su tamaño, del diámetro promedio de las gargantas de los poros y de la presión diferencial aplicada.

Dependiendo del tamaño, las partículas pueden formar un revoque en la cara del medio poroso, hacer 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 garganta.

También hay que tomar en cuenta la concentración de sólidos en el fluido de invasión, ya que, aun cuando sean muy pequeños, si hay alta concentración, podrán formar puentes en cualquier estrechamiento dentro del poro y reducir la permeabilidad.

3.3.1.2. INVASION DEL FILTRADO DE LODO

La invasión de la fase líquida de un fluido de perforación hacia el medio poroso ocurre en tres etapas:

1. **Debajo de la broca de perforación.**
2. **Filtración dinámica:** se produce durante la circulación del fluido de perforación.
3. **Filtración estática:** se produce cuando el fluido de perforación no circula.

Los factores que controlan las propiedades filtrantes de un fluido de perforación son:

- ✓ Las propiedades físicas y químicas del fluido.
- ✓ El sobre balance de presión aplicado.
- ✓ La velocidad anular.
- ✓ La tasa de penetración.
- ✓ El diámetro del hueco.
- ✓ El tiempo de circulación y el que el fluido permanece estático.
- ✓ Las propiedades de la roca: porosidad, permeabilidad, fracturas naturales.

Es importante que los fluidos de perforación tengan el mínimo filtrado posible, para minimizar la invasión a la formación. Debe entenderse que la filtración depende en gran manera de la capacidad del fluido de formar un revoque impermeable contra la cara del medio poroso, para controlar el filtrado.

La formación del revoque sin embargo, es un proceso dinámico que comprende dos mecanismos: la formación del revoque por deposición de partículas y la erosión del mismo por efectos de esfuerzos de corte por la velocidad del fluido paralela a la cara de la formación. Un revoque formado exclusivamente por partículas sólidas será susceptible a erosionarse y muy permeable, mientras que si contiene polímeros o partículas fibrosas, será menos erosionable, más delgado y más impermeable.

Se debe tener presente que la fase líquida de los fluidos de perforación contiene sustancias químicas diseñadas para cumplir los propósitos adecuadas en el fluido así, el fluido contendrá sustancias alcalinas para controlar el pH, dispersantes para evitar la agregación de las parafinas sólidas, cierto porcentaje de hidrocarburos, lubricantes.

3.3.1.3. PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS DE FORMACIÓN INDUCIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN

La causa principal de la invasión de filtrado y sólidos del fluido de perforación hacia los yacimientos es la presión diferencial o sobre balance de la columna hidrostática del fluido en contra de la presión del yacimiento.

Dadas las consecuencias económicas que tiene el daño inducido durante la perforación, es recomendable tener una base de datos actualizada del yacimiento, que incluya registros de presión estática, para poder diseñar los fluidos de perforación a la mínima densidad compatible con los márgenes de seguridad.

Si los yacimientos se hallan en un grado de agotamiento avanzado, es recomendable la perforación con fluidos de muy baja densidad, aireados de espuma.

Para minimizar la invasión de filtrado, asimismo se recomienda la utilización de lodos que puedan construir un revoque impermeable rápidamente, y que este revoque pueda ser removido por la presión del yacimiento al fluir el pozo. Para esto existen lodos saturados de sal, o con partículas inertes de tamaño controlado, capaces de formar este tipo de revoque.

Es necesaria la caracterización mineralógica de la roca del yacimiento, así como de los fluidos que la saturan, agua y petróleo, para prever las reacciones químicas que podrían ocurrir cuando el filtrado de lodo invada la formación. Asimismo de disponer de núcleos de la formación, se recomienda realizar pruebas de flujo a través de los mismos, para hallar la reducción de la permeabilidad debida a la invasión del filtrado y sólidos del lodo.

Durante la perforación del pozo, es de importancia el diseño y buen funcionamiento de los equipos de control de sólidos de tamaño menor que el permisible.

Es importante conocer los efectos que cada uno de los aditivos del lodo tiene en el medio poroso, y mantener la composición del mismo lo más sencillo posible. Como regla general, aditivos tales como detergentes, lubricantes y asfaltos para prevenir el embolamiento de la broca y pegamiento de la tubería, solo deben usarse cuando se demuestre la necesidad y si es posible, solo mientras se estén perforando secciones de lutitas. Los aditivos para despegar tuberías deben usarse en forma de píldoras y ser circulados a superficies y eliminados del lodo, no permitiendo que se mezclen en todo su volumen.

Este tipo de aditivos tienen a formar emulsiones viscosas muy estables en el medio poroso, bloqueando el flujo de fluidos desde el yacimiento de baja o moderada presión.

Se sabe que gran parte de los lodos de perforación cumple con sus funciones en forma óptima a valores altos de pH. Esta alcalinidad, al filtrarse hacia el medio poroso, activará los surfactantes naturales del crudo de la formación, formando emulsiones en el medio poroso.

El problema del daño durante la perforación se agudiza cuando se perfora pozos horizontales, ya que el yacimiento pasa más tiempo en contacto con el fluido de perforación, y el área expuesta a la filtración es mayor que en un pozo vertical.

Hay que distinguir dos tipos de pozos horizontales: los que se planifican como tales desde el principio, y los de reentrada, en los cuales se aprovecha un pozo vertical existente, y a partir de él a una profundidad programada determinada, se perfora una sección horizontal.

Estos últimos son los que presentan mayores problemas de daño de formación por las siguientes razones:

- En general, el revestidor del pozo existente es el de producción, restringiendo el diámetro de las brocas de perforación de la sección horizontal.
- En la perforación de la sección curva del pozo, se perfora a través de secciones de lutitas que requieren altas densidades de lodo para garantizar su estabilidad.
- El reducido diámetro de la perforación impide la bajada de un revestidor intermedio para cubrir la sección de lutita antes de penetrar a la sección productora, por lo que esta ha de ser perforada con la misma densidad del lodo, en general mucho mayor que la necesaria, creando grandes sobre balances e invasión de filtrado y sólidos.

Para prevenir estos efectos, se recomienda perforar con lodos que puedan construir un revoque impermeable rápidamente y tenga un estricto control de sólidos.

3.3.2. COMPLETAMIENTO

Los fluidos utilizados en este tipo de operación son, en general, salmueras de altas concentraciones (Na, Ca, Zn, Li, Mg, Ti), que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos, inhibidores de corrosión y surfactantes.

Es práctica común filtrar estos fluidos para eliminar sólidos que pueden tapan la formación productora, pero los sólidos muy finos suelen pasar por los filtros comúnmente usados con los cuales se tiene invasión profunda de sólidos.

Más importante son los daños que pueden ocasionarse por reacciones químicas de las sales disueltas con los fluidos presentes en la formación y en algunos casos con los minerales.

La penetración de agua en la formación puede causar bloqueo por agua al disminuir la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, este bloqueo se incrementa si hay arcillas presentes.

El alto contenido de sales hace que el efecto sobre las arcillas sea inhibitorio, pero siempre puede haber un choque por efecto del pH si éste es muy alto, produciéndose desestabilización y migración de partículas de arcillas.

Si en la formación hay presencia de iones sulfato (SO_4^{-2}), bicarbonato (HCO_3) o CO_2 podrá precipitarse sulfato o carbonato de calcio, que afectan negativamente la permeabilidad, hay que tener especial cuidado cuando se usa agua de mar, debido a que ésta puede contener grandes cantidades del ion sulfato.

Hay tendencia a formar emulsiones entre el agua introducida y el petróleo presente, estabilizadas por partículas finas, o por el exceso de inhibidor de corrosión presente. También puede haber reacciones entre la salmuera que se filtra a la formación y el filtrado del fluido de perforación que ocupa el espacio alrededor del pozo, en general el resultado de estas interacciones es la formación de emulsiones.

3.3.3. PRODUCCION

La zona abierta a producción es susceptible a ser taponada por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran 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 esta depletado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos. En un yacimiento de petróleo sub-saturado ó saturado durante la fase de producción, la presión cercana al pozo será menor a la presión de burbuja, permitiendo así la liberación de gas, produciendo una disminución de la permeabilidad en la zona cercana a la cara del pozo.

Dependiendo del tamaño de las partículas, estas pueden bloquear el poro a través de su interconexión con el siguiente o migrar hacia otros poros aumentando la viscosidad del fluido en producción hacia el pozo. El drawdown excesivo hace caer la presión poral en las inmediaciones del pozo, y puede exceder a la fuerza compresiva de la roca. Este fenómeno es mucho más complejo en arenas no consolidadas, donde la pobre cementación de la matriz se traduce en un aumento progresivo en la producción de arena de las inmediaciones del pozo.

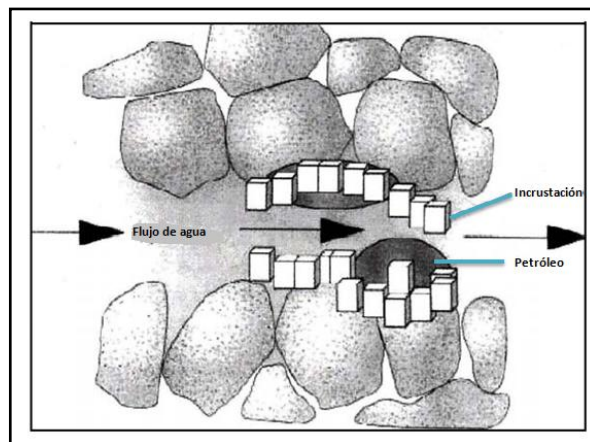
La reducción de presión poral durante la producción, y muchas veces el enfriamiento provocado por la expansión del gas, resulta en un taponamiento por precipitación orgánica o inorgánica. La mayor parte de las veces, éstos depósitos afectan solamente a la cadena de producción y al equipo de superficie, sin

embargo, hay casos en que pueden reducir la permeabilidad de la formación. Hay arcillas específicas que pueden promover la deposición de materiales orgánicos en el sistema poroso o la precipitación de soluciones salinas muy saturadas como el CaCO_3 , CaSO_4 .

La deposición de asfaltenos en las paredes de los poros pueden no afectar a la porosidad y la permeabilidad absoluta en forma significativa, sin embargo, la roca pasa a estar mojada por petróleo y no por agua, como sucede normalmente, lo que reduce en forma significativa la permeabilidad al petróleo, y bajo ciertas condiciones, favorece el bloqueo por emulsión cuando el yacimiento produce petróleo y agua simultáneamente.

El drawdown excesivo en yacimientos productores de gas condensado, conduce a una presión de flujo por debajo del punto de rocío en el fondo del pozo, ocurriendo una destilación in-situ de las fracciones livianas producidas, mientras que los hidrocarburos más pesados permanecen en la formación causando una caída de la permeabilidad relativa al gas.

Figura 22. Depósitos de minerales a través de la formación



Fuente: Documento Schlumberger “La Lucha Contra Las Incrustaciones, Remoción Y Prevención”.1999. p 4.

Figura 23. Acumulación de incrustaciones dentro de la tubería



Fuente: Documento Schlumberger “La Lucha Contra Las Incrustaciones, Remoción Y Prevención”.1999. p 1.

3.3.3.1. PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS DE FORMACIÓN DURANTE EL PROCESO DE PRODUCCIÓN

Los daños que se generan en forma natural durante la vida productiva de un pozo pueden ser prevenidos pero no evitados por completo.

- ✓ Puede lograrse que las parafinas se depositen fuera del pozo mediante la colocación de aislantes térmicos en el espacio anular del mismo, para conservar la temperatura del crudo hasta la superficie.
- ✓ Siendo los asfaltenos más sensibles a la declinación de presión, cualquier método que permita tener una alta presión de fondo fluyente, disminuyendo las caídas de presión en la zona cercana al pozo, retrasaría la precipitación de los mismos. Asimismo, la inyección continua de dispersantes de asfaltenos en el fondo del pozo, por medio de mecanismos evitaría esta ocurrencia.

- ✓ La producción de arena asociada con altas tasas de producción puede reducirse reduciendo la tasa de producción del pozo, o por medio de fracturamiento hidráulico.
- ✓ En el caso de producirse agua con el petróleo, deben realizarse los análisis de esta agua para determinar si es capaz de depositar precipitados inorgánicos en el sistema de producción. De acuerdo a este análisis, podrán tomarse acciones preventivas, como la inyección de inhibidores.

3.4. DIAGNOSTICO DE LA PRESENCIA DE DAÑO

Existen muchos motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él, o declina su producción con el tiempo. Solamente un análisis cuidadoso puede identificar las causas de este comportamiento. Es importante hacer este estudio, ya que puede atribuirse la baja productividad de un pozo a daños a la formación, cuando los factores involucrados pueden ser de origen mecánico o natural.

Anomalías:

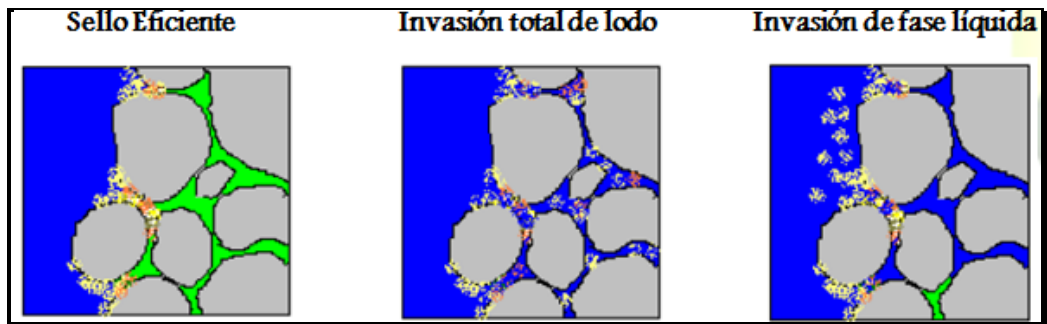
- ❖ Bajo índice de productividad: es una ocurrencia frecuente que un pozo presente un bajo índice de productividad, producto de una alta diferencial de presión en la cara del yacimiento. Una de las causas de esta caída de presión puede ser el daño de la formación, pero antes de afirmar esto, debe analizarse todo el sistema yacimiento/ pozo.
- ❖ Alta tasa de declinación: debe compararse la declinación de cada pozo individual con la declinación promedio del yacimiento para detectar anomalías.

4. FLUIDOS DRILL-IN

Los fluidos Drill-In han sido diseñados para ser usados especialmente en zonas productoras, y el principal objetivo de éstos es minimizar el daño de formación, proveer un nivel superior de limpieza del pozo y han demostrado ser muy efectivos en relación al costo.²⁸

Estos fluidos generalmente usan la técnica de puenteo, mediante la cual se evita el filtrado de fluido a la formación productora y se forma un revoque de fácil remoción por el fluido producido.

Figura 24. Formación de sellos en la cara del pozo



Fuente: ARRIETA Mario. "Daño de Formación y Cañoneo". Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Bolivariana".

4.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN

Los fluidos Drill-In deben tener las siguientes características:

- No deben contener material densificante insolubles al ácido, ni arcillas ya que podrían migrar dentro de la formación y taponar los poros.

²⁸ AGILA Cynthia M., MALAVÉ Kléber. "Optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarburíferas". Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra .Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador. p 2.

- Su formulación debe constar de rompedores o viscosificantes solubles al ácido.
- Los materiales puenteantes deben tener un tamaño de partícula apropiado, para de esta forma minimizar el filtrado a la formación y obtener un revoque eficiente, es decir, delgado, impermeable, flexible y de fácil remoción.
- El fluido debe ser formulado para evitar la hidratación y migración de arcillas que se encuentran en las zonas productoras, y evitar el taponamiento de los poros de la formación.
- El filtrado debe ser compatible con los fluidos de la formación, para no alterar las escalas de minerales.
- Tanto el fluido como el filtrado no deben alterar la mojabilidad de la formación.
- El filtrado no debe formar emulsiones con los fluidos de la formación para no causar bloqueos de la misma.
- Contener agentes que provean lubricidad, limpieza e inhibición a la perforación.
- Debe ser formulado con materiales solubles al ácido y al agua, los cuales no causen precipitaciones ni emulsiones.
- Debido a que este fluido también tiene propiedades de fluido de completación es importante que sea compatible con los procesos y equipos de completación.

4.2. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DRILL-IN²⁹

Entre las principales funciones de los fluidos Drill-in tenemos las siguientes:

- Minimizar el daño de formación.
- Proveer óptimas propiedades de limpieza, lubricidad e inhibición durante la perforación del pozo, ya sea horizontal o vertical.
- Dar estabilidad a las paredes del hueco y minimizar el ensanchamiento del hueco.
- Controlar eficazmente las pérdidas de filtrado en un intervalo amplio de permeabilidades de formación.
- Maximizar el potencial de productividad del pozo.
- Facilitar la remoción del revoque con o sin rompedores o fluidos para disolver los sólidos puenteantes, esto se logra al hacer fluir el pozo.

4.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN

Algunas de las ventajas que ofrecen los fluidos Drill-In son las siguientes:

- Ofrece la función de puenteo para diferentes rangos de permeabilidad de un yacimiento.

²⁹ CARVAJAL, Eduardo X., RIVAS, Krupskaya N. "Determinación De La Granulometría Adecuada Del Carbonato De Calcio Para Optimizar El Puenteo De Lodo En Las Zonas Productoras Del Campo Eden-Yuturi". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. 2011. p 27.

- Crea un revoque consistente y delgado que previene la invasión de sólidos y otros componentes del lodo.
- La selección del tamaño de partícula permite que el revoque que se forma sea fácilmente removido aún por bajas presiones de producción sin necesidad de fluidos que disuelvan el agente puenteante.
- Debido a que crea un revoque sellante de baja permeabilidad, que soporta altos sobre-balances de presión, minimiza el daño a la formación.

La única desventaja de este fluido es que si el tamaño de las partículas no es seleccionado adecuadamente para el yacimiento, ocasionaría un alto espesor de revoque permeable, lo que ocasionaría que ingrese con mayor velocidad el filtrado a la formación y que hubiese invasión de sólidos ocasionando daño de formación.

4.4. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DRILL-IN³⁰

Los fluidos Drill-in están compuestos principalmente por un agente viscosificante, un controlador de filtrado, un agente densificante/puenteante, y un agente regulador del pH.

Cabe indicar que la anterior composición es la base de un fluido Drill-In, ya que se pueden utilizar otros aditivos con el objeto de evitar varios problemas en las zonas productoras.

Estos fluidos pueden ser formulados en salmueras, agua dulce, cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de calcio, bromuro de sodio o bromuro de calcio.

³⁰ CARVAJAL, Eduardo X., RIVAS, Krupskaya N. "Determinación De La Granulometría Adecuada Del Carbonato De Calcio Para Optimizar El Puenteo De Lodo En Las Zonas Productoras Del Campo Eden-Yuturi". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. 2011. p 28.

5. TÉCNICA DE PUENTEADO

La técnica del puenteado se utiliza para proteger la zona hidrocarburífera, de la invasión de la fase líquida y sólida del fluido de perforación evitando un daño mayor a ésta, mediante la formación de un revoque o sello en la cara de la formación.

Para que se origine el puenteado, el fluido de perforación Drill-In debe poseer en su composición un agente puenteante con la granulometría adecuada para impermeabilizar la cara de la zona de interés.

5.1. AGENTES PUENTEANTES³¹

Un agente puenteante es un componente del fluido de perforación o de completamiento como el Carbonato de Calcio, Grafito, Sales (Cloruro de Calcio) entre otros, cuya función es formar un revoque externo en la cara de la formación permeable para controlar la invasión de filtrado en la zona de interés o de producción. Para tener un óptimo sello de dicha zona, se debe realizar una mezcla adecuada de sólidos puenteantes, partículas coloidales y subcoloidales.

Primero las partículas más gruesas forman un puente en los espacios porosos alrededor del pozo, reduciendo la porosidad y la permeabilidad de esta superficie; luego dicho puente es sellado con las partículas coloidales y subcoloidales que taponan los espacios que dejan los sólidos de puenteado, reduciendo la permeabilidad del revoque, y solo admiten el ingreso hacia la formación de una cantidad mínima de filtrado sin sólidos.

³¹ CARVAJAL, Eduardo X., RIVAS, Krupskaya N. "Determinación De La Granulometría Adecuada Del Carbonato De Calcio Para Optimizar El Puenteado De Lodo En Las Zonas Productoras Del Campo Eden-Yuturi". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. 2011. p 30-31.

Las consideraciones que se toma en cuenta para un puenteo exitoso son:

- Sello instantáneo
- Baja permeabilidad
- Alta resistencia
- Granulometría adecuada
- Baja presión de remoción del sello
- Solubilidad: los agentes puenteantes se seleccionan de manera que sean removidos fácilmente con agua o aceite.

El agente de puenteo debe poseer las siguientes características:

- **Forma de la partícula.** El puenteo es mejor si la partícula escogida es de forma angular o de fractura en bloque (formas de pulverizar el carbonato de calcio).
- **Medida de la partícula.** La regla dice que el fluido que va a contener el agente puenteante debe tener partículas con un diámetro al menos de 1/3 o mayor que el tamaño más grande que la garganta de un poro.³²
- **Distribución del tamaño de las partículas.** Se recomienda tener una amplia curva de distribución del tamaño de partículas para su efectividad.
- **Concentración total de la partícula.** Al menos el 10% del volumen de sólidos del fluido
- **Solubilidad de la partícula.** Esta puede ser soluble en ácido, agua o aceite, siendo los fluidos base agua más utilizados.

³² Teoría de Abrams y Teoría del Empaque Ideal desarrollada por Kaeuffer.

- **Agente control de pérdida de fluido.** No se deben evitar utilizar fluidos que contengan en su composición bentonita.

5.2. TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES

Existen gran variedad de agentes puenteantes, fluidos base agua principalmente, otros elaborados en salmueras y aceites. Los principales tipos de partículas que pueden ser usadas para esta función, son los que se describen a continuación:

5.2.1. Sales

Son de fácil remoción aplicando agua de formación, salmueras o agua dulce. La sal debe tener una adecuada distribución de tamaño de partícula de acuerdo a las características de la formación de interés. Las sales más utilizadas para este procedimiento en un fluido Drill-In son: cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de potasio, bromuro de potasio, cloruro de sodio y el bromuro de sodio.

5.2.2. Microburbujas

Es un fluido que facilita el encapsulamiento del aire o del gas de formación, generando Aphrones estables y recirculables que actúan como material puenteante, facilitando la perforación de zonas con bajos gradientes de presión y altas permeabilidades.

5.2.3. Carbonato de calcio

Es un sólido que se obtiene de la molienda fina o micronización de rocas sedimentarias como la caliza son extremadamente puras, con más del 98% de contenido en CaCO_3 .

Se puede utilizar en fluidos base agua, salmuera y fluidos base aceite, además de ser un agente de puenteo, es un material densificante. También se lo prefiere por su bajo costo y soluble en ácido clorhídrico.

Como agente puenteante y aditivo para el filtrado, las concentraciones varían desde 10 hasta 50 lb/bbl (de 29 a 143 kg/m³). El carbonato de calcio fino (0.1 – 20 micrones) se utiliza como agente densificante estándar. El carbonato de calcio mediano (10 – 100 micrones) y el carbonato de calcio grueso (80 – 500 micrones) se usan para controlar la filtración y puentear, o pueden utilizarse como material densificante con un mayor tamaño de partículas. La cantidad de carbonato de calcio requerida para aumentar la densidad del lodo se puede calcular con las siguientes fórmulas:

$$CaCO_3 = \frac{909 W1 - W2}{22 - W2} \left(\frac{lbs}{bbl} \right)$$

Donde:

W1 = Densidad inicial de lodo en lb/gal

W2 = Densidad de lodo deseada en lb/gal

El valor constante de 909 se deriva al hecho de que 909 sacos de barita=100 bbl de volumen.

La constante de 22 se debe a que el carbonato de calcio tiene una densidad de 22 lb/gal.

Ventajas del Carbonato de Calcio

- Producto soluble en ácido que minimiza los daños a la formación
- Tamaños únicos de partículas: disponible en grado fino, mediano y grueso, con lo cual permite seleccionar el tamaño de partícula más adecuado
- Agente puenteante efectivo (inerte y relativamente insoluble) que tiene un efecto mínimo en las propiedades del fluido.
- Para la suspensión se requiere menos viscosidad y esfuerzos de gel que otros aditivos densificantes.

5.3. GRAFITO³³

El grafito es un agente puenteante a base de Carbono (C) de tamaño medio a grueso con poca frecuencia utilizado para puentear y sellar formaciones porosas y fracturadas mientras se perfora con fluidos no acuosos. También resulta efectivo en fluidos base agua, reduciendo la posibilidad de pegadura por presión diferencial, pérdida de circulación reduciendo el torque y arrastre mediante un aumento en la lubricidad.

³³ Boletín del Producto Grafito MI-SWACO. 2006.

Figura 25. Grafito



Fuente: Boletín del Producto Grafito MI-SWACO. 2006.

El Grafito mezclado con Carbonato de Calcio (CaCO_3), permite el puenteo de fracturas, disipando la energía de las fracturas y evitando la propagación de las mismas. El material se deforma bajo compresión, sin romperse, brindando resistencia ante la reapertura de las fracturas.

Este aditivo puede utilizarse en combinación con otros materiales para controlar de circulación pérdidas de parciales a severas. Las formaciones con altas permeabilidades, como carbonatos fracturados y zonas conglomeradas pueden requerir de mayores concentraciones de Grafito en conjunto con otros aditivos de distinta granulometría.

El Grafito también puede utilizarse mezclado en seco con cemento para sellar de forma efectiva las fracturas inducidas e inhibir su mayor propagación mientras se cementa una tubería de revestimiento.

El torque y arrastre pueden reducirse al incorporar barridos de aditivo G-SEAL PLUS dentro del sistema activo hasta alcanzar una concentración total de 20 lb/bbl (57 kg/m³). Los tratamientos iniciales para el sistema activo pueden incorporarse en incrementos de 4 lb/bbl (11.4 kg/m³) mientras se monitorea el torque y arrastre.

Ventajas

- Agente puenteante y de sellado efectivo para una amplia gama de formaciones y severidad de pérdidas.
- Aumenta las presiones de propagación de fracturas de las muestras de prueba expuestas a fluidos no acuosos.
- Reduce la posibilidad de pegadura por presión diferencial al controlar las pérdidas por infiltración.
- Reduce el torque y el arrastre en todos los sistemas de lodo al aumentar la lubricidad.
- Material inerte sin ningún efecto significativo en la reología del lodo; compatible con todos los sistemas de lodo.
- Producto que viene en un solo saco y sin requerir de ningún otro aditivo; se mezcla y dispersa fácilmente en el sistema.
- Se mantiene fácilmente en todo el sistema de circulación gracias a su granulometría.
- Se puede bombear fácilmente a través de herramientas de fondo en concentraciones de hasta 100 lb/bbl.
- Térmicamente estable a >500°F (260°C).

Limitaciones

- Las zarandas y equipo de control de sólidos puede retirarlo del sistema de circulación. Requiere atento monitoreo de las zarandas.
- Material no soluble en ácido, podría no ser adecuado para terminaciones de pozo abierto donde se requiere solubilidad en ácido.

Propiedades físicas típicas³⁴:

- Apariencia física: Polvo color gris a negro
- Gravedad específica: 1.9 -2.1
- Solubilidad en agua a 20°C: Insoluble
- Granulometría (Analizador de Tamaño de Partículas Coulter^ LS).....d₁₀=60μ / d₅₀=200μ / d₉₀=600μ Mediano (micrones) = 200.

5.4. ADITIVOS

❖ BAROTROL (HALLIBURTON)

Agente de control de filtrado, también conocido como BARABLOK™, se usa para control de la filtración, es un una gilsonita de alto punto de fusión que puede extenderse dentro de las microfracturas de la formación para generar un sello/taponamiento y un mecanismo de enlace. Además ayuda a estabilizar shales y previene su desprendimiento.

BARABLOK™ agente de control de filtración que puede ser usado en fluidos de perforación base agua o en emulsiones inversas base aceite para controlar y reducir el filtrado del lodo y crear una torta suave y consistente.

BARABLOK™ agente de control de filtración también puede estabilizar eficientemente shales quebradizos y reducir el washout en secuencias de intercalaciones de arenas. En fluidos de perforación base agua, un agente para incrementar la mojabilidad por agua debe ser añadido.

³⁴ Boletín del Producto Grafito HALLIBURTON. Marzo de 2010.

BARABLOK™ agente de control de filtración es efectivo a temperaturas hasta los 350°F (177°C). Para aplicaciones en temperaturas más altas se reemplaza con barablok™ 400 agente de control de filtrado.

- **Aplicaciones/Funciones**

- Estabilización de shales.
- Control de pérdidas de fluido.
- Reducción de la invasión de fluidos a través de mecanismos de taponamiento.
- Minimiza las pegas diferenciales.

- **Ventajas**

- No es fluorescente.
- Ayuda a incrementar el control de pérdidas de fluido.
- Se puede mezclar fácilmente con fluidos base agua o base aceite.
- Ayuda a minimizar las pegas diferenciales.

- **Propiedades típicas**

- Apariencia.....Polvo Negro.
- Gravedad específica.....1.05.
- Solubilidad.....No soluble.

❖ **PAC R (HALLIBURTON)**

Es un polímero de celulosa polianiónica de cadena larga y alto peso molecular, de alto rendimiento, dispersable en todos los fluidos de perforación base agua, desde sistemas de agua dulce hasta saturados de sal, que ayuda a controlar el filtrado y funciona como viscosificante suplementario.

- **Ventajas**

- ✓ Fácilmente dispersable en lodos base agua.
- ✓ Viscosificante suplementario en lodos de agua salada.
- ✓ Forma enjarres delgados de baja permeabilidad.
- ✓ Estable a temperaturas por encima de 150°C (300°F).
- ✓ No está sujeto a degradación por ataque microbiológico.

- **Aplicación**

Principalmente, un agente reductor de filtrado para fluidos base agua, diseñado para usarse cuando se desean incrementos mínimos de viscosidad y bajo filtrado.

En lodos bajos en sólidos, PAC R controla el filtrado por medio de un enjarre delgado de poca permeabilidad, que protege las formaciones porosas de una intrusión de filtrado.

Comúnmente, el PAC R se utiliza para controlar el filtrado en lodos de agua salada, con un rendimiento aproximado de 236.5 m³ de lodo por cada tonelada de producto, con una viscosidad plástica de 10 cp, en agua saturada de sal.

En agua dulce, para obtener lodos bajos en sólidos: 2.85 - 5.70 kg/m³

Para control de filtrado en lodos salados: 2.85 - 5.70 kg/m³

- **Especificaciones**

- ✓ Apariencia:..... Polvo blanco de flujo libre
- ✓ Densidad:..... 1.55 g/cc

- ❖ **BARACARB (HALLIBURTON)**

El carbonato de calcio según el tamaño, está disponible en seis grados: 5,25, 50, 150 ,600 ,2300.

- **Funciones**

- *BARACARB 5, 25 y 50 pueden ser usados para:*

- ✓ Incrementar la densidad de los lodos base agua y aceite
- ✓ Incrementar la densidad de los fluidos base agua salada
- ✓ Control de pérdida de fluido.

- *BARACARB 150, 600 y 2300 pueden ser usados para:*

- ✓ Problemas de pérdida de circulación
- ✓ GE: 2,7 (aproximadamente)

- ❖ **PAC-L(HALLIBURTON)**

Es un polímero celulósico polianiónico usado para control de filtrado en fluidos de perforación base agua.

El PAC L es adicionado a lodos salinos o de agua fresca para reducir la pérdida de filtrado y mejorar la calidad del revoque, es normalmente usado en lodos de bajo peso y bajo contenido de sólidos, como de alta densidad y altos sólidos.

- **Datos Técnicos:**

- ✓ Apariencia: Polvo blanco amarillento.
- ✓ Ligeramente higroscópico.
- ✓ PH en agua: 7,5 / 8

- **Modo de empleo:**

El producto debe ser adicionado directamente mediante el dispositivo mezclador disponible, (embudo - agitador), en forma lenta para maximizar el aprovechamiento del producto. Las concentraciones normales de trabajo recomendadas son a partir de 1.5 kg/m³, pudiendo llegar hasta un máximo de 6 kg/m³ dependiendo del parámetro de pérdida de agua requerido al sistema de lodo. Este producto no produce variaciones significativas en la reología del fluido.

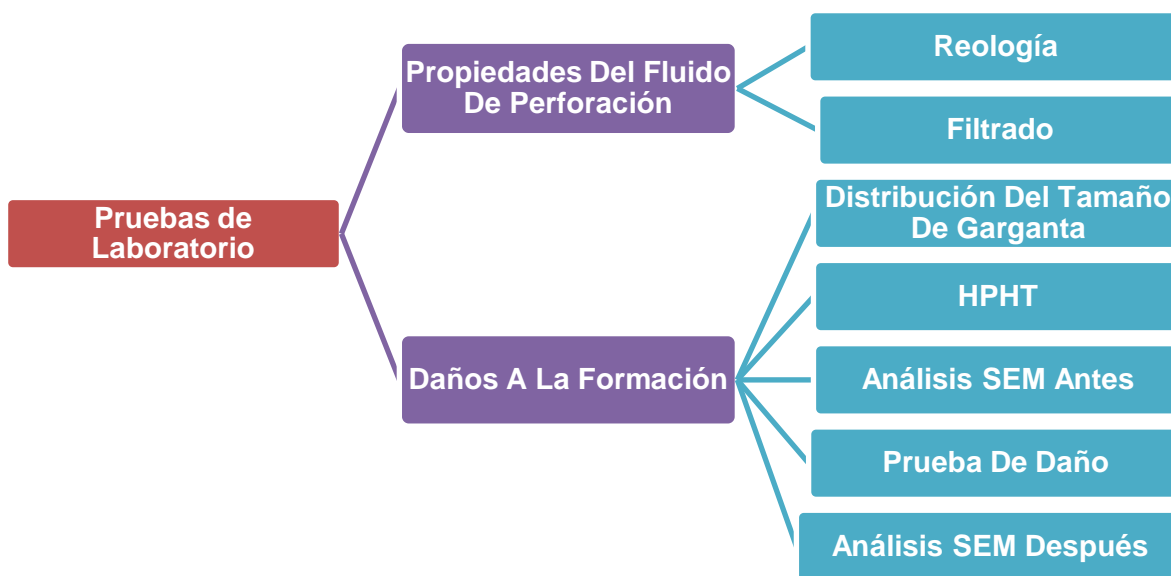
- **Ventajas:**

NOVAMUD PAC L es efectivo a bajas concentraciones para reducir la pérdida de filtrado en lodos base agua. Es biodegradable pero resistente a microorganismos, por lo tanto no requiere la adición de preservativos o biocida.

6. METODOLOGÍA APLICADA

Una manera de reproducir los fenómenos que han ocurrido a nivel de pozo, es realizar pruebas de laboratorio utilizando núcleos y fluidos de los yacimientos del campo en estudio. Esto permitirá determinar la existencia del daño, los mecanismos que lo provocan y las posibles soluciones al mismo.

Figura 26. Pruebas de Laboratorio



Fuente: Autor

El grafito (STEEL SEAL) es un material que va a ser evaluado como material de puenteo en los fluidos de perforación a causa de altas permeabilidades en la cara de la formación, que causan daño en el proceso de la perforación. Para evaluar el grafito para su caracterización y comportamiento en los fluidos de perforación, se realizan una serie de pruebas reológicas, daño a la formación, difracción de Rayos X, presión capilar inyección de mercurio y análisis SEM, todo esto para el conocimiento y la evaluación de un material como un nuevo aditivo en lodos de perforación.

Para este proceso, es necesario formular diferentes fluidos con diferentes cantidades del material de prueba, para cada formulación se realizan, pruebas reológicas, filtrado y pruebas de daño a la formación.

6.1. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON MAYORES PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.

Para un estudio más detallado de las pérdidas de circulación en cada unidad, se generaron mapas de distribución de pérdidas a lo largo de todo el campo con el fin de identificar las zonas mayormente afectadas y mapas de burbujas para conocer la magnitud del problema operacional presentado en cada uno de los pozos durante la perforación convencional.

Para la obtención de estos mapas, se tomaron las máximas pérdidas presentadas en cada pozo diariamente, con el fin de establecer la severidad del problema. A continuación se muestran los mapas de distribución y de burbuja para las pérdidas presentadas en las dos formaciones (Guadalupe K2 y San Fernando T2) en barriles de lodo por día [Bbls/día].

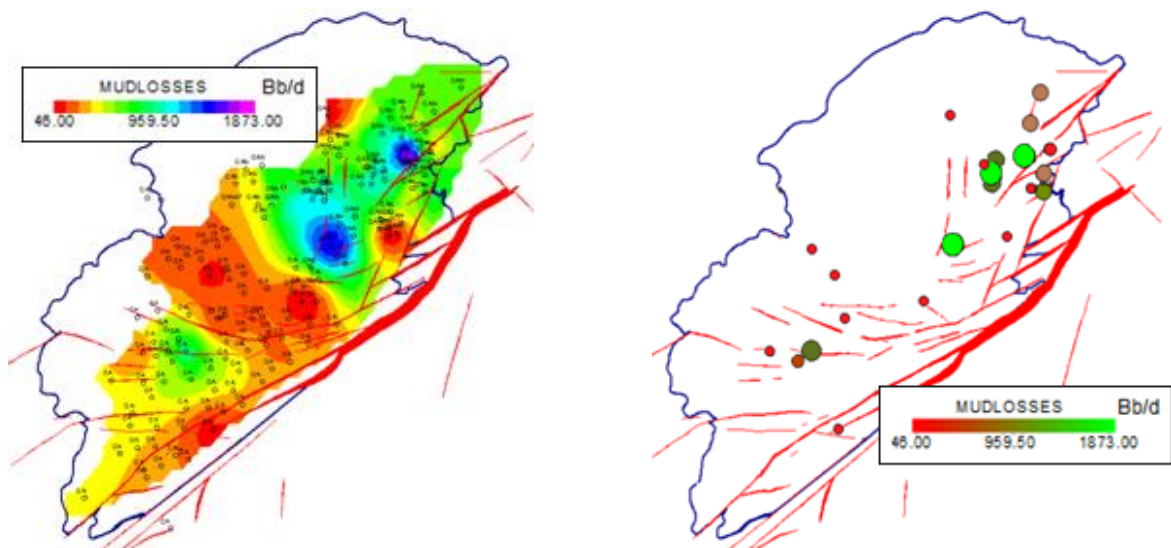


Figura 27. Mapa de distribución de pérdidas de circulación de la formación productora T2

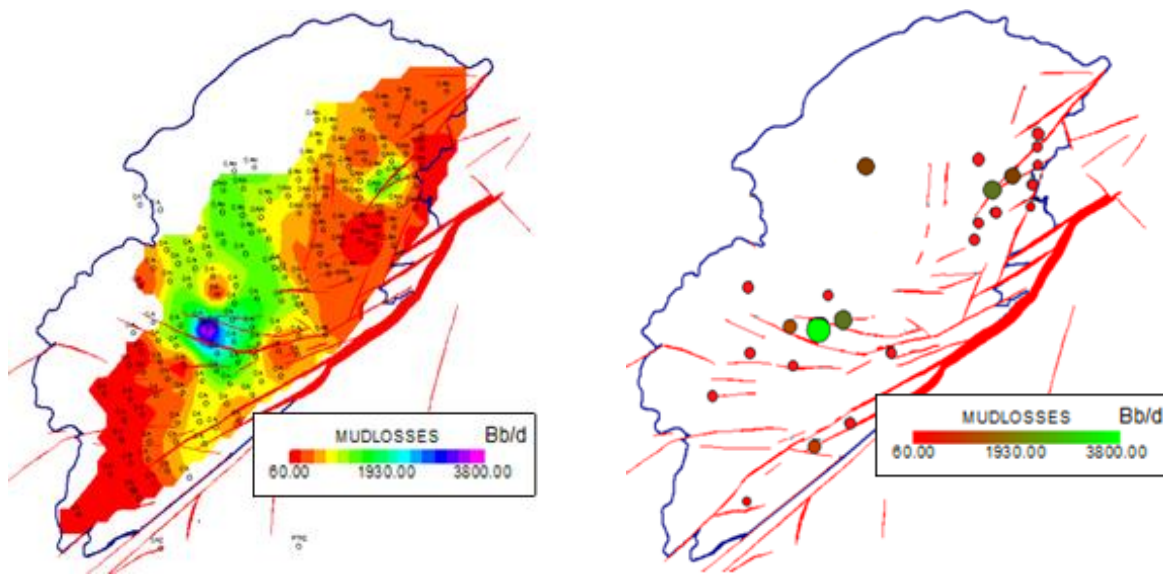


Figura 28. Mapa de distribución de pérdidas de circulación de la formación productora K2

Al igual que en la unidad T2, la formación Guadalupe K2 exhibe pérdidas de circulación en la mismas zonas norte y sur, pero en un rango significativamente mayor, llegando a tener pérdidas de hasta 3800 Bbls/día en el sur y alrededor de 2000 Bbls/día en el norte. En las figuras se aprecia notoriamente que las pérdidas de circulación ocurridas tanto en la unidad T2 como en K2, pueden asociarse al sistema de fallas presente en el campo, además de las fracturas naturales propias de estas formaciones. Sin embargo, es necesario corroborar esta teoría analizando otros parámetros en el campo, como la permeabilidad y la presión.³⁵

³⁵ LOZANO Viera, RIVAS Diego, LOZA Jaime, SUÁREZ Diego, CALDERÓN Zuly." Factibilidad Técnica De La Perforación Bajo-Balance Para Un Campo En La Cuenca De Los Llanos Orientales." Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) – Ecopetrol S.A. 2011

6.2. SELECCIÓN DE MUESTRAS (PLUGS)

Del pozo Castilla Norte D se tomaron 8 plugs de las zonas con altas permeabilidades (fracturadas) a las cuales se les realizaron una serie de pruebas que me ayudaran a estudiar la factibilidad de implementar apropiadamente actividades de perforación, realizando un estudio del daño que tiene la formación.³⁶

Intervalo De Profundidad (ft)	Permeabilidad (mD)	Intervalo De Profundidad (ft)	Permeabilidad (mD)
7840,50	1627	7716.50'	1650
7856,50	1623	7737.50'	1647
7920,42	1615	7820.50'	1643
7971,50	1609	7830.50'	1608

Tabla 6. Propiedades básicas de Las plugs seleccionados

6.3. DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE GARGANTA

Con el propósito de mejorar el proceso de puenteo, a las muestras seleccionadas se le cortaron sus bordes (tapas), a las cuales se les realizó un análisis de la distribución de las gargantas porales empleando el método de Inyección de Mercurio y de esta manera conocer en forma real las características del reservorio, se obtuvieron los siguientes resultados:

³⁶ LOZA, Jaime Alberto, BERBEO, Orlando. “Determinación De Propiedades Petrofísicas De La Sección De Overburden Y Reservorio Para El Diseño De Fluido De Perforación E Incremento De Productividad En Los Pozos De Los Campos Castilla, Apiay, Chichimene Y Suria”. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) – Ecopetrol S.A. Junio de 2011.

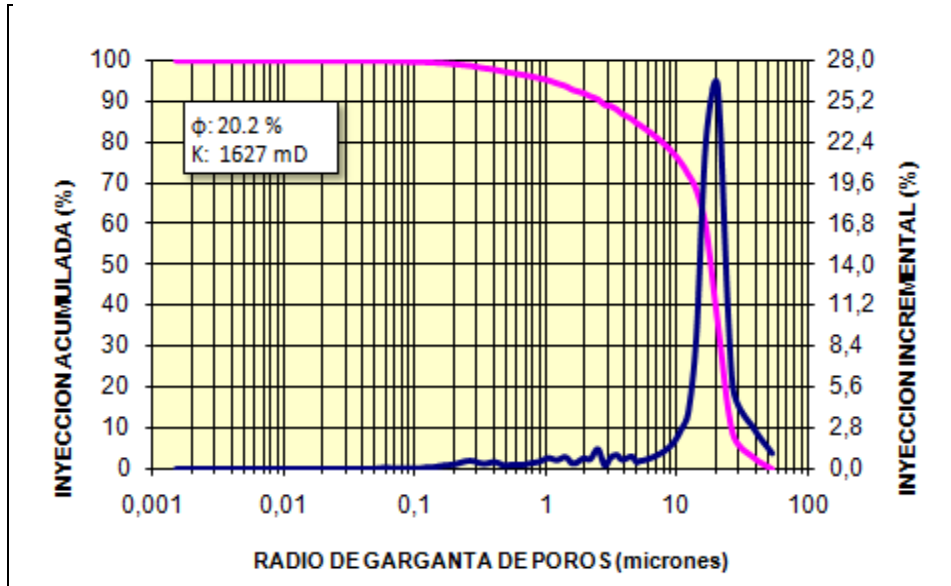


Figura 29. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D Profundidad. 7840.50'

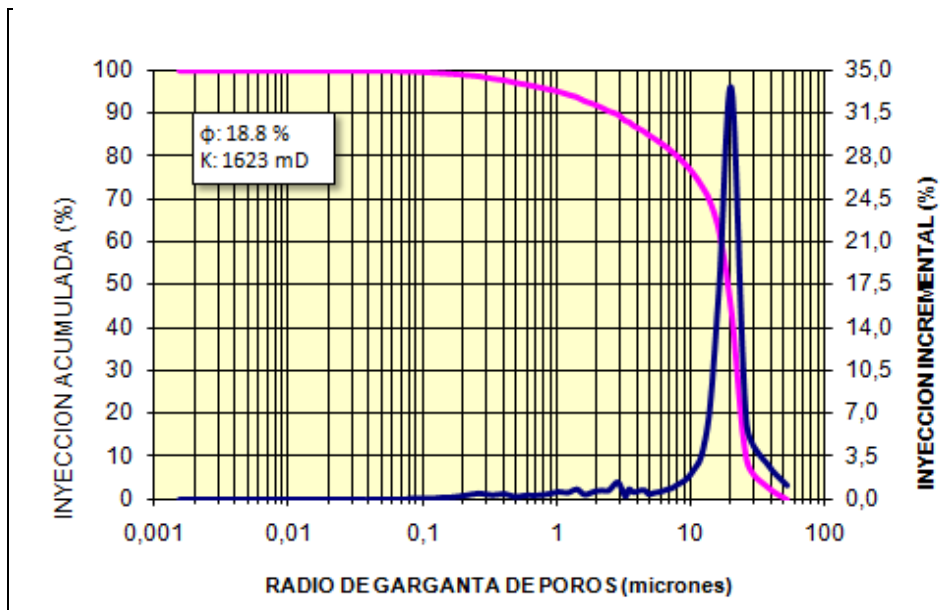


Figura 30. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D Profundidad. 7856.50'

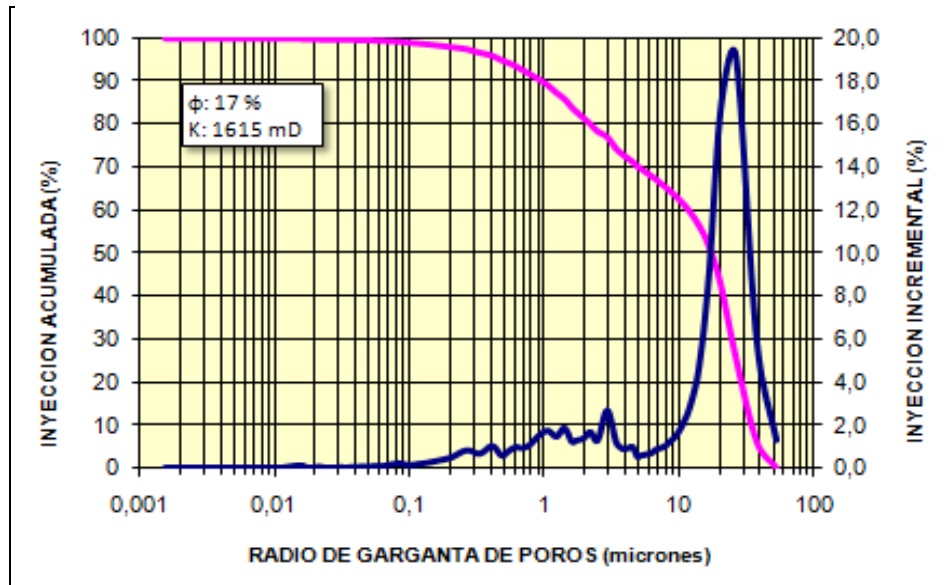


Figura 31. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D Profundidad. 7920.42'

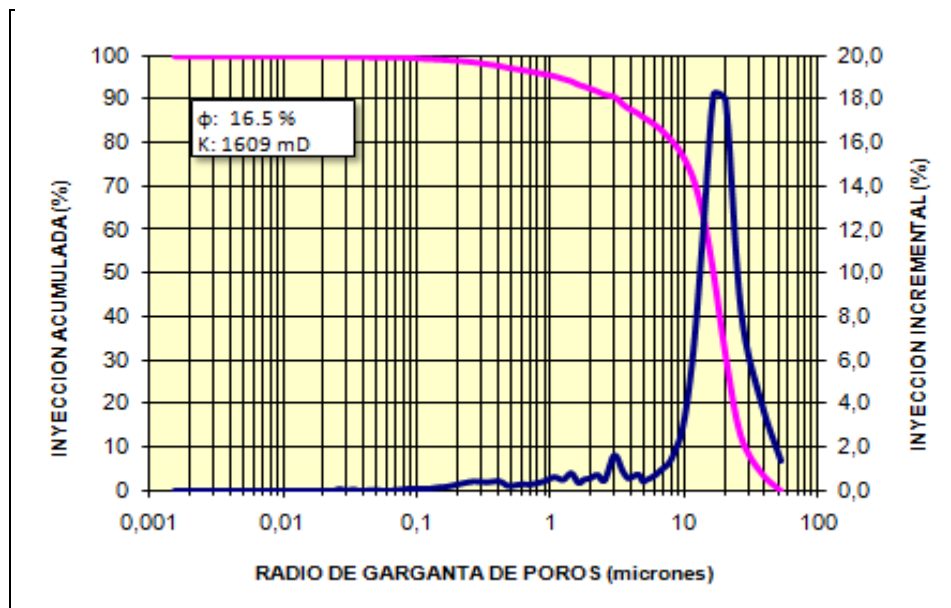


Figura 32. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D Profundidad. 7971.50'

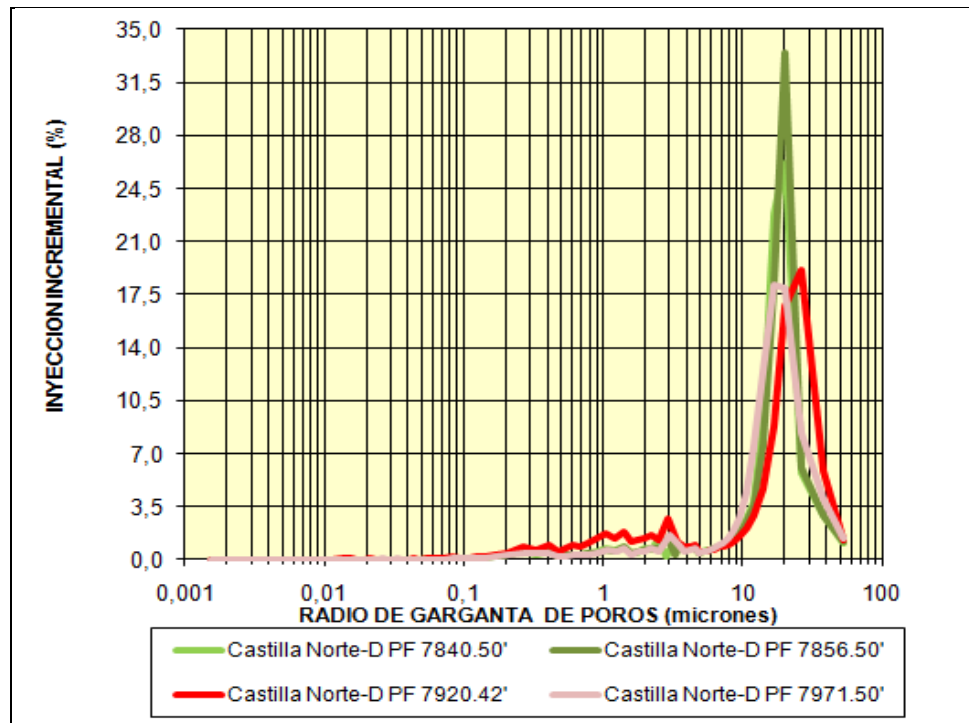


Figura 33. Distribución Tamaño de Garganta de Poros Muestra Castilla Norte-D Formación Guadalupe K2

INTERVALO DE PROFUNDIDAD	DIAMETRO MODA	INTERVALO DE PROFUNDIDAD	DIAMETRO MODA
ft	micrones	ft	micrones
7840,50	40,83	7716.50'	40.81
7856,50	40,79	7737.50'	40.84
7920,42	52,92	7820.50'	75.68
7971,50	33,24	7830.50'	52.96

Tabla 7. Resumen de los resultados de tamaño de garganta a diferentes profundidades.

Después de realizar la prueba de inyección de mercurio y analizar los resultados obtenidos se determinó que el diámetro moda que predomina es **41 micrones**, lo cual me ayudara a determinar el tamaño óptimo del material de puenteo que se debe utilizar (Teoría de Abrams) en las distintas formulaciones de los fluidos de perforación a los cuales se les realizará el estudio de daño.

6.4. FORMULACIONES PARA CASTILLA CON DIFERENTES TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO

Despues de seleccionar el tamaño de grano a utilizar como material puenteante se deben hacer una serie de pruebas de laboratorio con diferentes formulaciones para diseñar un fluido de perforacion que genere el menor daño posible hacia la formacion.

PRODUCTO	FORMULACION 1	FORMULACION 2
BARAZAN D PLUS	1.5 lpb	1.5 lpb
FILTERCHEK	10.0 lpb	10.0 lpb
PAC L	0.5 lpb	0.5 lpb
PAC R	0.5 lpb	0.5 lpb
CLAY SEAL PLUS	4.0 lpb	4.0 lpb
BARACARB DF 5	12.0 lpb	12.0 lpb
BARACRAB DF 25	8.0 lpb	8.0 lpb
STEEL SEAL 50	-	5.0 lpb
BAROTROL PLUS	-	-
BAROLUBE GOLD SEAL	6.0 lpb	6.0 lpb
Glutaraldehido	0.5 lpb	0.5 lpb
Soda Caustica	pH 9.0	pH 9.0

Tabla 8. Formulaciones 1 y 2 con sus diferentes aditivos

PRODUCTO	FORMULACION 3	FORMULACION 4
BARAZAN D PLUS	1.5 lpb	1.5 lpb
FILTERCHEK	10.0 lpb	10.0 lpb
PAC L	0.5 lpb	0.5 lpb
PAC R	0.5 lpb	0.5 lpb
CLAY SEAL PLUS	4.0 lpb	4.0 lpb
BARACARB DF 5	12.0 lpb	12.0 lpb
BARACRAB DF 25	8.0 lpb	8.0 lpb
STEEL SEAL 50	10.0 lpb	15.0 lpb
BAROTROL PLUS	6.0 lpb	3.0 lpb

BAROLUBE GOLD SEAL	6.0 lpb	6.0 lpb
Glutaraldehido	0.5 lpb	0.5 lpb
Soda Caustica	pH 9.0	pH 9.0

Tabla 9. Formulaciones 3 y 4 con sus diferentes aditivos

6.5. PRUEBAS REOLÓGICAS

A continuación se muestran los resultados de las pruebas que se realizaron en el Viscosímetro Fann 35 a una temperatura de 120°F, se mide 600 rpm, 300 rpm, 200 rpm, 100 rpm, 6 rpm, 3 rpm, fuerza de gel de 10 seg, geles 10 min, viscosidad plastica, punto de cedencia (Yield Point) y los resultados de los volúmenes de filtrado en la filtro prensa API y PPT bajo las normas ya especificadas.

Las pruebas reológicas se realizaron para las formulaciones 1,2 y 3 para tamaño de garganta de 41 micrones.

FORMULACIÓN	Temp. (F)	RPM					
		600	300	200	100	6	3
Formulación 1 Sin Grafito ni Barotrol	120	128	93	77	55	15	11
Formulación 2 Con Grafito		187	137	115	84	25	19
Formulación 3 Con Grafito y Barotrol		183	136	114	84	25	19

Tabla 10. Reología para las formulaciones 1,2 y 3

FORMULACIÓN	Temp. (F)	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Vp (cp)	YP	Filtrado (ml)
Formulación 1 Sin Grafito ni Barotrol	120	13	15	16	35	58	4,8
Formulación 2 Con Grafito		19	23	23	50	87	5
Formulación 3 Con Grafito y Barotrol		19	23	24	47	89	4,4

Tabla 11. Reología para las formulaciones 1,2 y 3

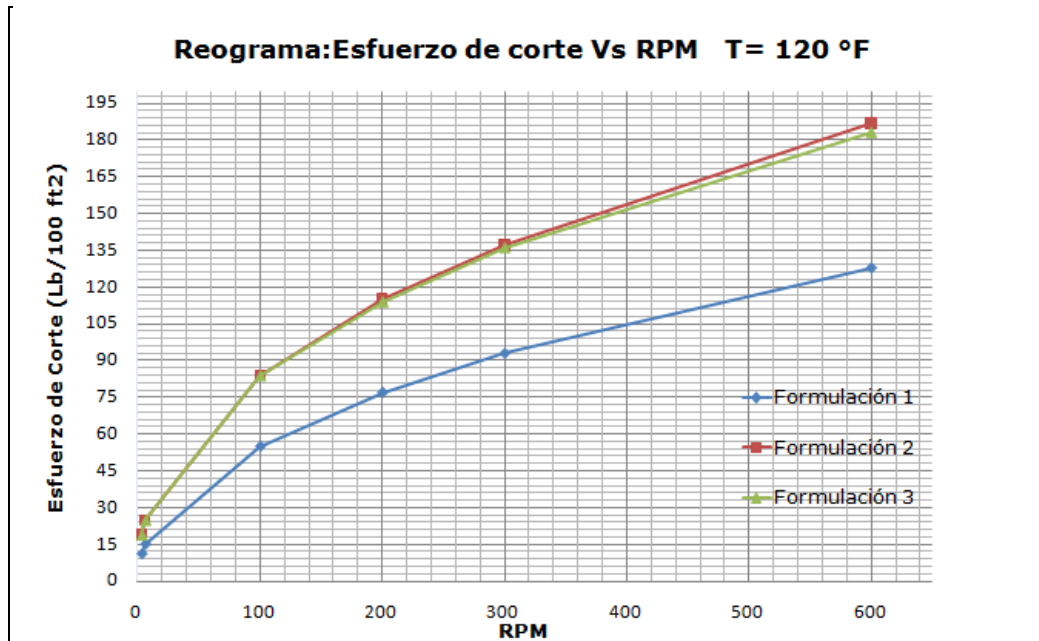


Figura 34. Reograma Esfuerzo de corte Vs RPM

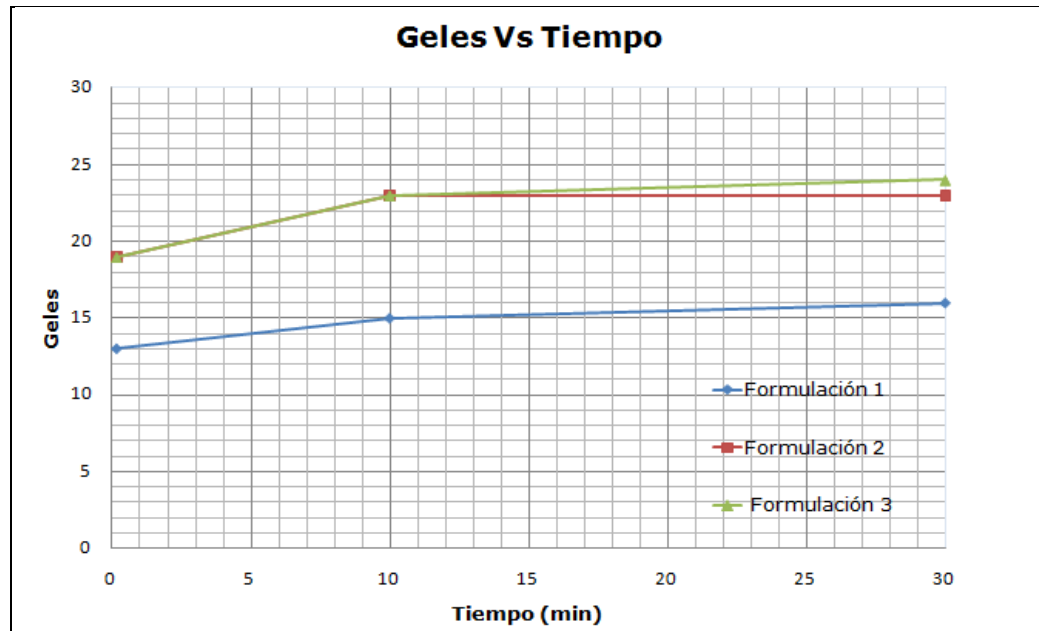


Figura 35. Lectura de Geles para 10 s, 10 min y 30 min. Para las distintas formulaciones

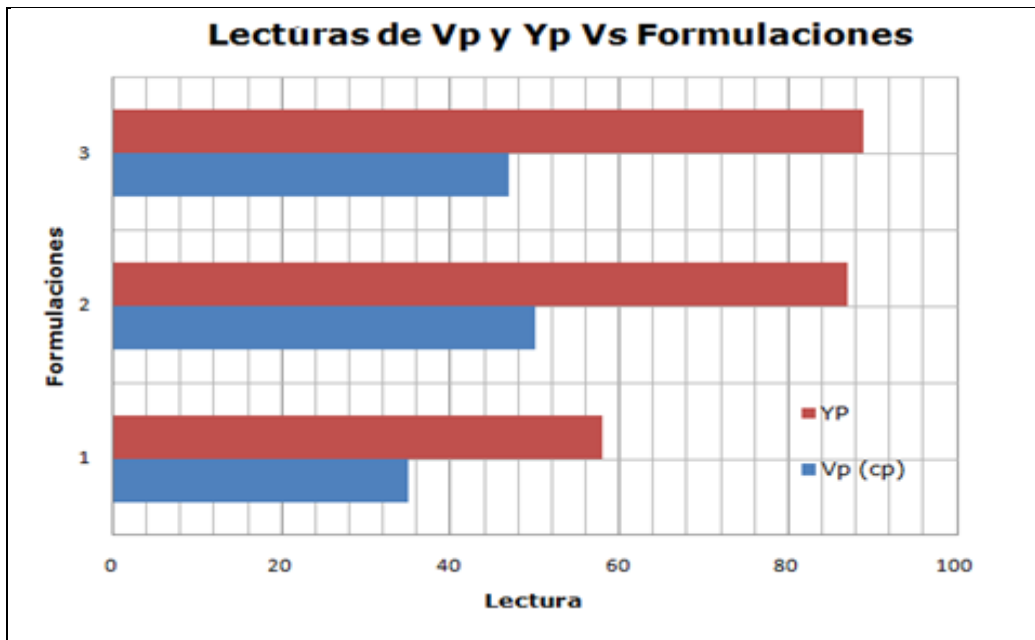


Figura 36. Lecturas de Vp y Yp Vs formulaciones

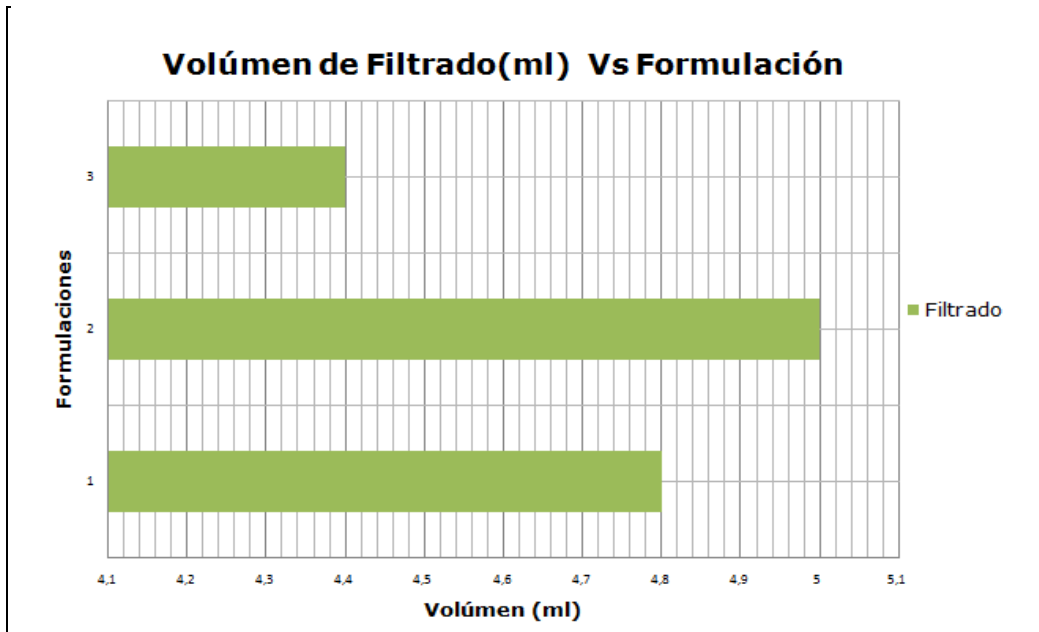


Figura 37. Volumen de filtrado Vs formulaciones

Con los resultados obtenidos se puede observar como los materiales de puenteo utilizados (Grafito y Carbonato de Calcio) afectan considerablemente las propiedades reológicas de los fluidos utilizados, además se observa que con la

FORMULACIÓN 3 se obtiene menor volumen de filtrado lo que es más favorable en el momento de estudiar el daño que se genera en la formación.

6.6. PRUEBA DE CONTENIDO DE SÓLIDOS Y LÍQUIDOS

Se usa una muestra de lodo (retortas de 10, 20 ó 50 ml están disponibles) con capacidad de calefacción en un “horno” (120 °F), se coloca la muestra de lodo dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele ser graduado en porcentajes. El volumen de líquido, petróleo y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos son determinados restando de 100% o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro³⁷.

Lodo evaluado	% de Sólidos y Líquidos.		
	% Líquidos	% Líquidos	% Sólidos
Lodo Formulación 1	94		6
Lodo Formulación 2	94		6
Lodo Formulación 3	94		6

Tabla 12. Resultados prueba de contenido de sólidos y líquidos.

No se observan cambios en el contenido de sólidos y líquidos para las formulaciones con y sin grafito.

6.7. REOLOGÍA ALTA PRESIÓN ALTA TEMPERATURA (HTHP)

La reología de los lodos evaluados se realizó a las condiciones de presión y temperatura mostradas en la tabla 13, determinando la viscosidad plástica, el

³⁷ RODRIGUEZ Eliserio. Reestructuración Teórico-Práctica de la Guía de Laboratorio de Lodos y Cementos. Capítulo 4 “Equipos y Procedimientos”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2007. p 94.

punto de cedencia y la evaluación de geles a 10 seg, 10 min y 30 min en cada una de las condiciones planteadas.

Esta prueba se realizó en el Viscosímetro OFITE MODEL 77 HTHP VISCOMETER, Se utilizó el procedimiento técnico de ensayo UST-LDF-I-041 Este procedimiento se basa en la Norma API RP 13D 2006 (Fifth Edition, June 2006).

TEMPERATURA	PRESIONES A EVALUAR (PSI)	
170 °F	1000	2000
220 °F	1000	2000

Tabla 13. Programación de temperaturas y presiones prueba de reología HTHP

A continuación se presentan los valores hallados de la viscosidad plástica (VP), el punto de cedencia (YP) y la fuerza gel. En cada punto de presión y temperatura programado en el equipo.

LODO FORMULACIÓN 1 Sin Grafito							
T (°F)	P (psi)	RPM					
		600	300	200	100	6	3
170	1000	132	94.2	77.2	55.6	16	12
170	2000	135	95.6	78.3	56.3	16	11
220	1000	89.1	62.4	50.3	34.7	6.7	4.1
220	2000	90.3	63.2	51	35.2	6.8	4.2

LODO FORMULACIÓN 1 Sin Grafito						
T (°F)	P (psi)	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Vp (cp)	YP
170	1000	11	13	13	38.1	56.1
170	2000	11	13	14	39.2	56.4
220	1000	4	4	4	26.7	35.7
220	2000	4	4	4	27.1	36.1

Tabla 14. Resultados Reología HTHP para la Formulación 1 con tamaño de garganta de 41 micrones

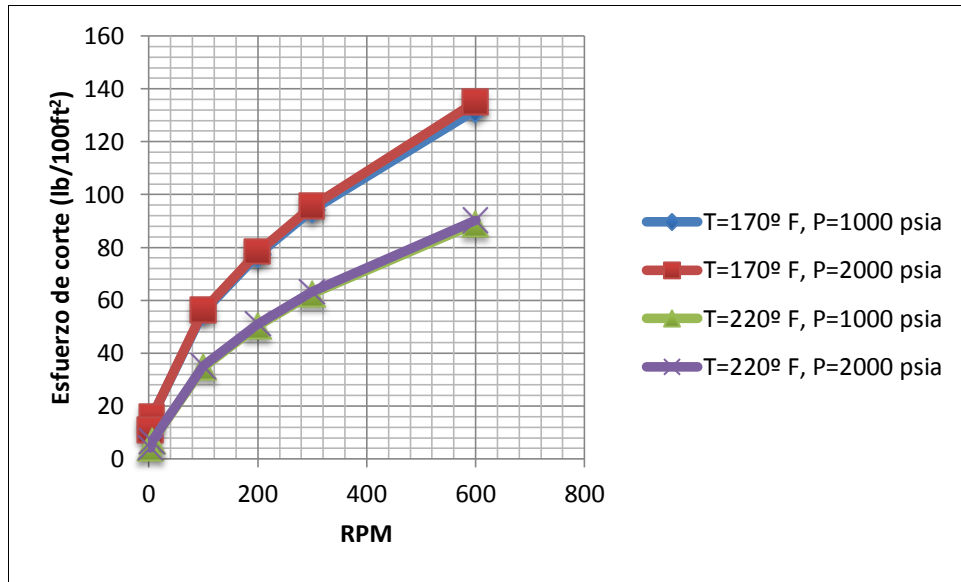


Figura 38. Esfuerzo de Corte vs RPM Lodo Formulación 1
Tamaño de garganta de 41 micrones

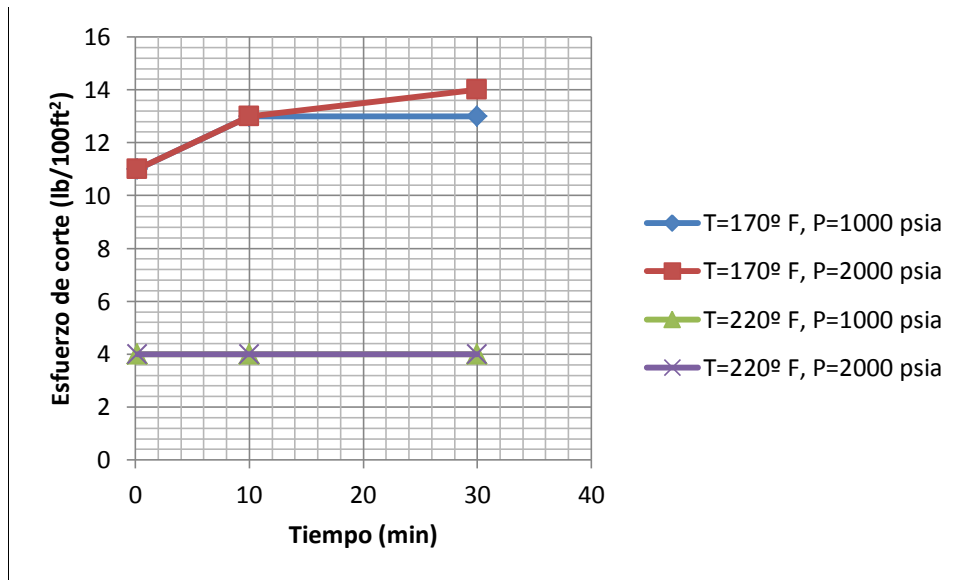


Figura 39. Geles vs Tiempo Lodo Formulación 1 con tamaño de garganta de 41 micrones

LODO FORMULACIÓN 2 Con Grafito							
T (°F)	P (psi)	RPM					
		600	300	200	100	6	3
170	1000	134	94.8	77.3	55.4	15	11
170	2000	138	97	79.1	56.5	15	11
220	1000	90.5	62.6	49.9	34.1	6.6	4
220	2000	91.8	63.5	50.6	34.6	6.7	4

LODO FORMULACIÓN 2 Con Grafito						
T (°F)	P (psi)	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	Vp (cp)	YP
170	1000	11	12	13	39.6	55.2
170	2000	11	13	13	41.2	55.8
220	1000	3	3	3	27.9	34.7
220	2000	4	3	3	28.3	35.2

Tabla 15. Reología HTHP Lodo Formulación 2 con tamaño de garganta de 41 micrones

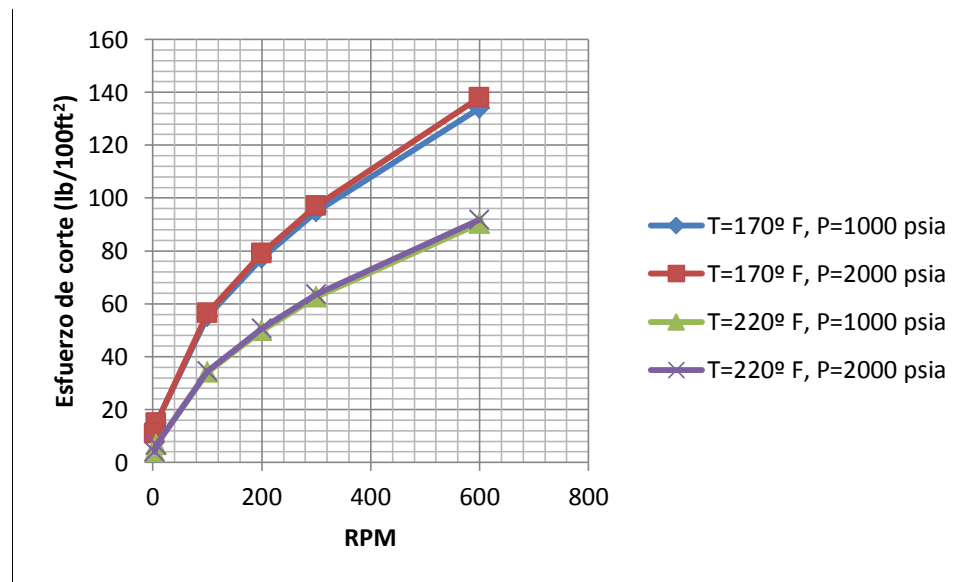


Figura 40. Esfuerzo de Corte vs RPM Lodo Formulación 2 con tamaño de garganta de 41 micrones

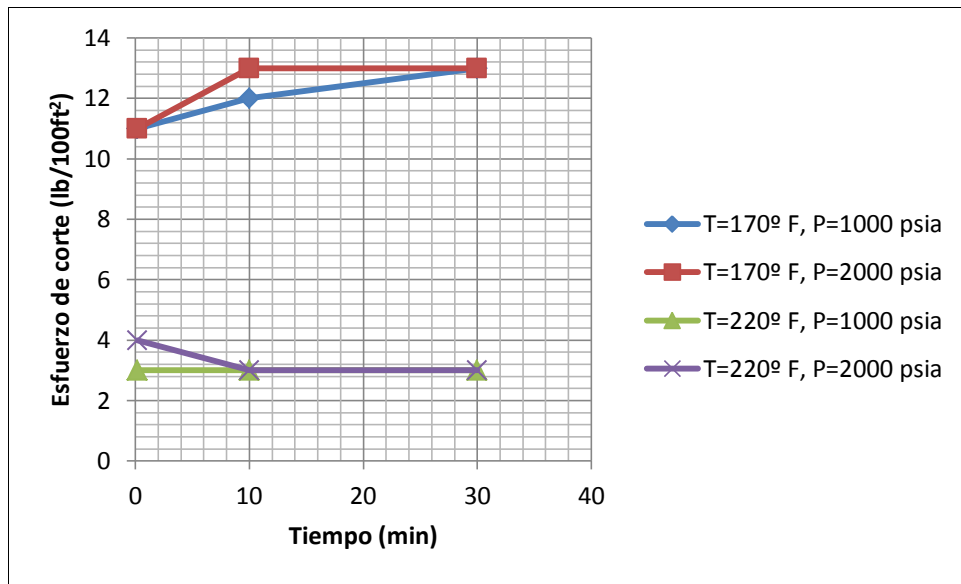


Figura 41. Geles vs Tiempo Lodo Formulación 2 con tamaño de garganta de 41 micrones

Con los resultados obtenidos se muestra que con la prueba HTHP hay una mayor pérdida de fluido que la prueba a menor presión y menor temperatura, esto se debe a que ciertos agentes de control de filtrado pierden su eficacia cuando se someten a altas temperaturas y presiones, además de afectar sus propiedades reológicas

6.8. FILTRACIÓN ESTÁTICA (PPT) PARA CASTILLA NORTE-D TAPONAMIENTO POR PARTÍCULAS

La filtración estática se basa en la cantidad de filtrado que invade la zona productora, así como la tasa de invasión que este realiza en condiciones estáticas, se determinó en la celda PPT en una filtro-prensa HTHP. Se utilizaron discos de cerámica de 40 y 55 micrones al mercurio (Hg), según la relación y el ajuste de los resultados arrojados por la prueba de tamaño de garganta por inyección de mercurio de los plugs del pozo del campo Castilla Norte - D.

La temperatura de evaluación fue de 200 °F y las presiones de 50 psi de contrapresión, con un diferencial de presión de 1000 psi. Esta prueba se realiza bajo los parámetros recomendados en la Norma API 13 B-2.

A continuación se presentan los resultados de la prueba de filtrado, se inicia con la formulación 1.

Filtrado PPT para Castilla Norte-D		
Fluido evaluado	Formulación 1 Sin Grafito ni Barotrol	
Disco μm (Hg)	40 μm	55 μm
Spurt loss(ml)	3	5,6
Vol. filtrado 30 min(ml)	12	20
PPT(ml)	27	45,6

Tabla 16. Filtrado en un disco de 40 y 55 micrones al mercurio para la formulación 1.

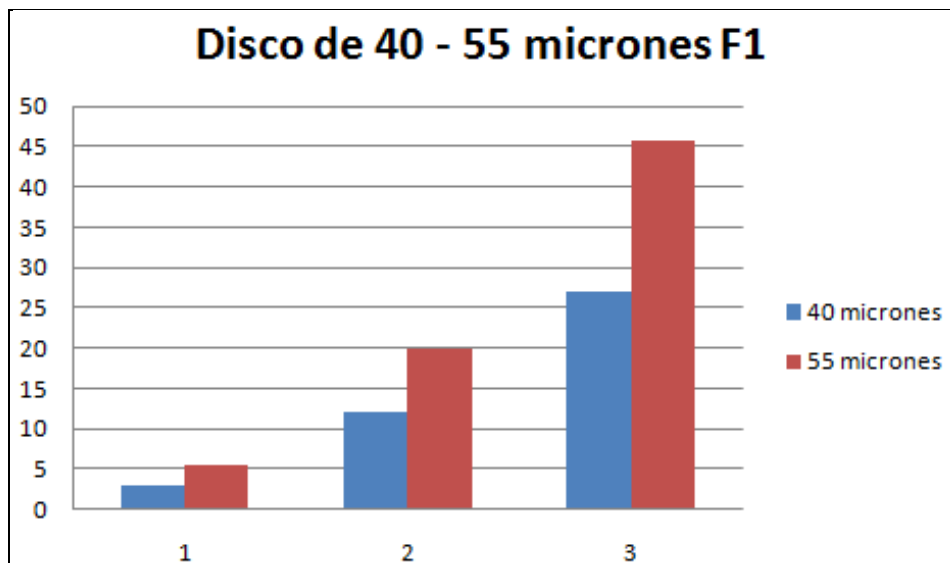


Figura 42. Volumen de filtrado en disco de 40 y 55 micrones al mercurio para la F1.

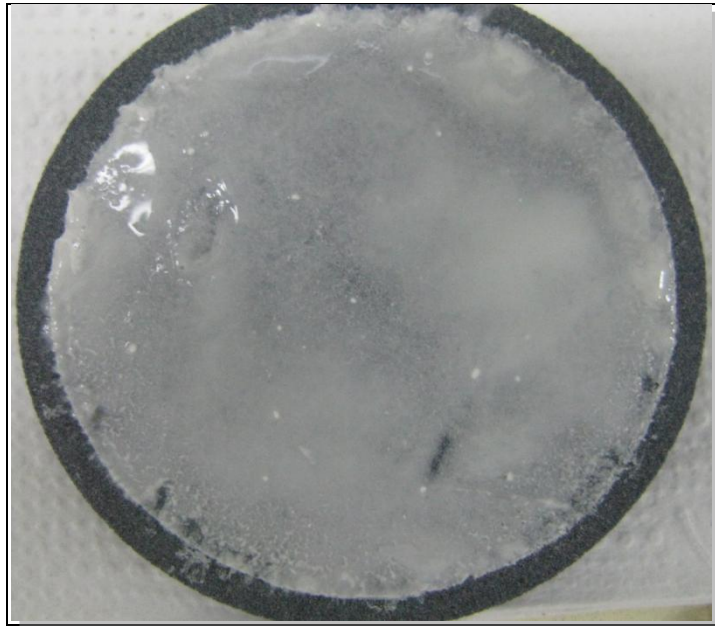


Figura 43. Formulación 1 en Disco de Aloxita de 40 μm

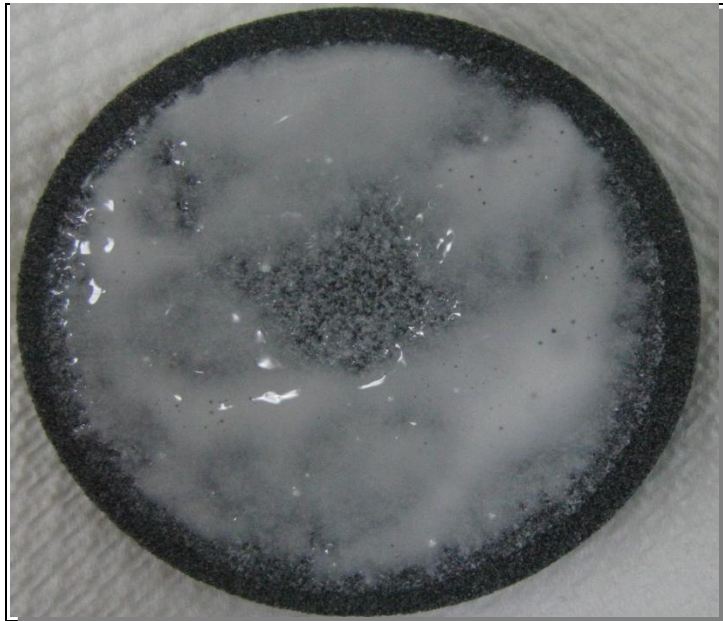


Figura 44. Formulación 1 en Disco de Aloxita de 55 μm

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la formulación 2 y se observa el comportamiento del grafito, que cumple la función de material de puenteo.

Se observa como el grafito disminuye la pérdida inicial instantánea (Spurt Loss) y los valores de pérdida de filtrado total de la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT).

Filtrado PPT para Castilla Norte-D		
Fluido evaluado	Formulación 2 Con Grafito	
Disco μm (Hg)	40 μm	55 μm
Spurt loss(ml)	1	4
Vol. filtrado 30 min(ml)	7	9,2
PPT(ml)	15	22,4

Tabla 17. Filtrado en un disco de 40 y 55 micrones al mercurio

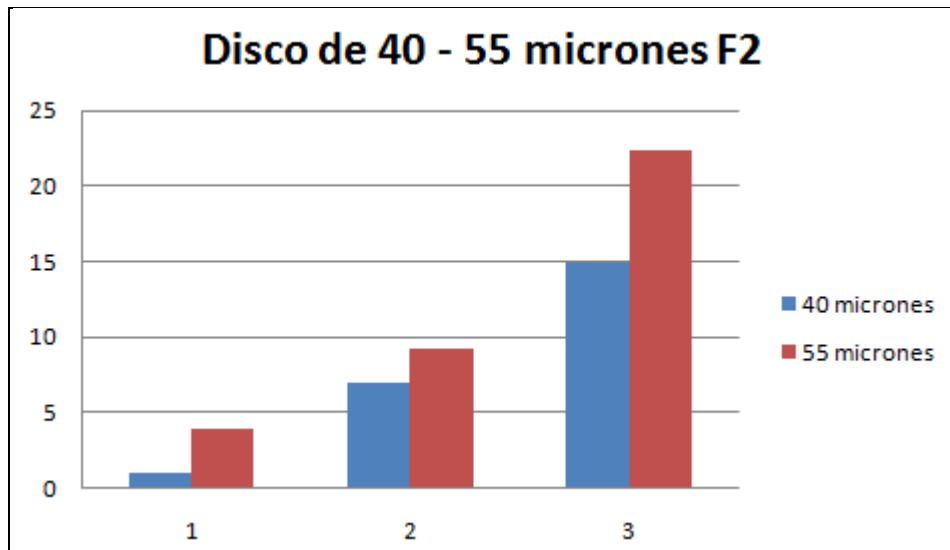


Figura 45. Volumen de filtrado en disco de 40 y 55 micrones al mercurio para la F2.

6.9. ANÁLISIS SEM ANTES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Este estudio se realizó con el microscopio electrónico Leo 1450VP, equipado con sistema de rayos X por energía dispersa OXFORD INCA, operado en el modo alto vacío. Se trabajó sobre la muestra, sin molar recubiertas con oro. Las imágenes observadas se obtuvieron usando detector de electrones secundarios (SE) y detector de electrones retrodispersos (BSE), los contrastes de intensidad que se observan en el modo SE dependen principalmente de la morfología de la muestra, su interpretación es similar a la del objeto visto por encima con iluminación lateral.

En el modo BSE los contrastes dependen principalmente del número atómico promedio, zonas más claras en BSE corresponden a número atómico promedio elevado, en tanto que las oscuras pertenecen a números atómicos bajos. Los rayos X característicos, por medio de los cuales se identifican los elementos presentes, son emitidos dentro de un rango de profundidades de la muestra que va desde su superficie hasta unas pocas micras. El tipo de detector EDX empleado permite detectar todos los elementos de $Z \geq 5$, que se encuentren en la zona analizada. Las alturas de los picos en los espectros pueden interpretarse de manera preliminar como reflejo de la abundancia relativa de estos elementos en la parte analizada, sin embargo su interpretación cuantitativa está sujeta a una serie de fenómenos que se presentan en la muestra por la interacción de los rayos X con ella y por la probabilidad de ocurrencia de la emisión característica de cada elemento.

Para las muestras se presenta una imagen de baja ampliación con el fin de mostrar la morfología general, se presentan también imágenes más ampliadas de zonas de interés, junto con el análisis de composición elemental en la zona analizada. En la parte inferior de las micrografías, junto con la identificación de la muestra y algunos parámetros de operación del microscopio, aparece la línea de

escala con la cual puede estimarse el tamaño de las zonas de interés, mm simboliza milímetros y μm micrómetro.

Siguiendo el Procedimiento Técnico General UST-154-P-304 y el Procedimiento Técnico de Ensayo UST-154-P-0006. Este estudio se realizó con el microscopio electrónico de barrido LEO 1450VP y el detector de rayos Oxford - Prime.

Para la muestra se adquieren imágenes y análisis de composición elemental a baja ampliación y series de imágenes a mayores ampliaciones, con el fin de tener información sobre el tipo de roca, su microtextura y la morfología y distribución de algunos minerales que pueden identificarse por su aspecto y composición elemental. La descripción se basa inicialmente en la textura, el tamaño de grano promedio, la composición mineralógica y en conceptos generales de rocas sedimentarias. Se consideran también cuando son aplicables los conceptos de Arcilla laminar, Arcilla estructural y Arcilla dispersa que pueden apoyar la interpretación del comportamiento petrofísico.

Como arcilla laminar se tipifican láminas de arcilla de origen detrítico localizadas entre los granos de arena, que han sufrido tensión mecánica durante la compactación. Las arcillas laminares pueden afectar la porosidad dependiendo de su ubicación en el espacio poral, cuando recubren los granos su efecto es menor que cuando se encuentran relleno los poros o en los intersticios de los granos.

Como arcilla estructural se consideran granos formados por agregados de partículas de arcilla que toman el lugar de granos del armazón de la roca y no afectan de manera considerable la porosidad.

Como arcilla dispersa se describe la arcilla ubicada en el espacio poral que puede actuar como cemento o como matriz. La influencia de las arcillas dispersas depende del tipo de mineral arcilloso. Estas arcillas adquieren tres tipos de

distribución, descritas como: 1. “pore filling”: rellenando poros, 2. “pore lining”: capa que recubre las paredes de los granos, 3: “pore bridging”: haciendo puentes en el espacio poral. De este grupo haría parte lo que se describe petrográficamente como cemento arcilloso, que es de tipo autigénico y ocasionalmente la matriz arcillosa, que tiene un carácter más detrítico, pero que según su distribución, se incluye en este grupo.³⁸

6.9.1. CASTILLA NORTE-D PF: 7840,50' - ANTES DEL DESPLAZAMIENTO

Con el análisis SEM se pudo determinar que a esta profundidad hay una roca tipo arenisca, con tamaño de grano variado y con algunas zonas de aspecto inconsolidado. Su volumen poroso se ve afectado por sobrecrecimiento de cuarzo y diversos materiales. Toda la muestra tiene un contenido de carbono que puede deberse a impregnación con material orgánico, lo que no permitió que la muestra se observara en el modo de alto vacío.

Como material disperso en la muestra, el más frecuente es la caolinita, la cual se presenta como laminas sueltas y librillos dispuestos sobre los granos y taponando poros y gargantas. Adicionalmente se presenta cuarzo microcristalino disperso, y en algunas zonas aglomerado con material orgánico junto con un material con contenido de silicio, carbono, aluminio, azufre, calcio, potasio; taponando garganta, fibra con alto contenido de carbono y presencia de cloro (largo aproximado 605µm). Principalmente: Pirita y Zircón, es decir, que afecta el volumen poroso de la muestra.

³⁸ Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)- Ecopetrol S.A. “Servicios De Laboratorio Y Plantas Piloto - Laboratorio De Microscopia Electrónica. Profundidad 7840,5'. Enero de 2011.p 3.

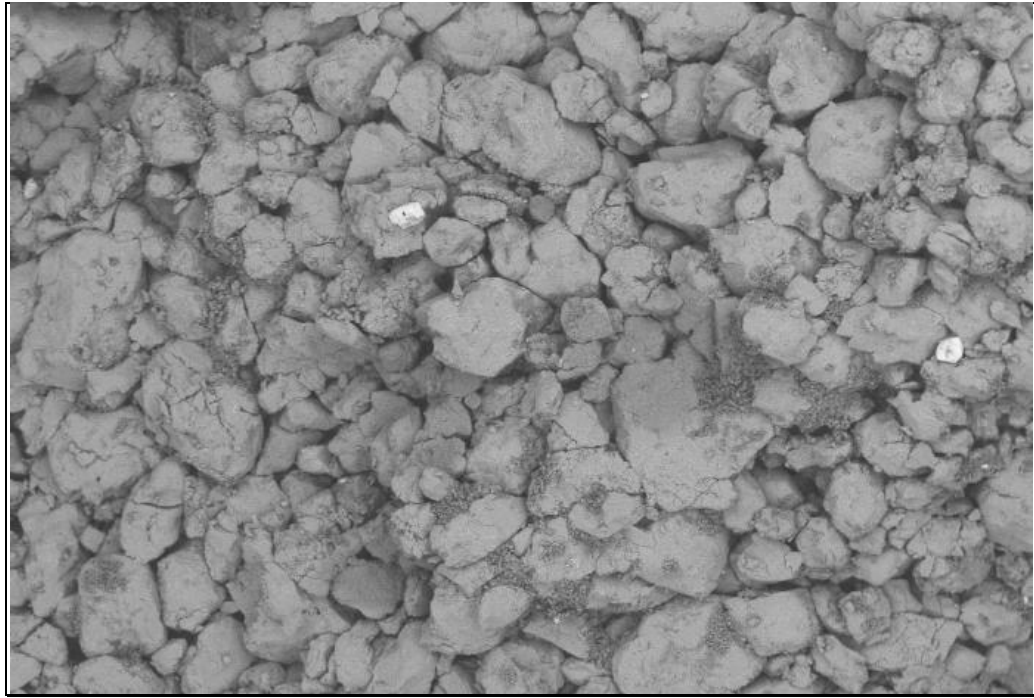


Figura 46. Aspecto general del plug. Profundidad: 7840,5'

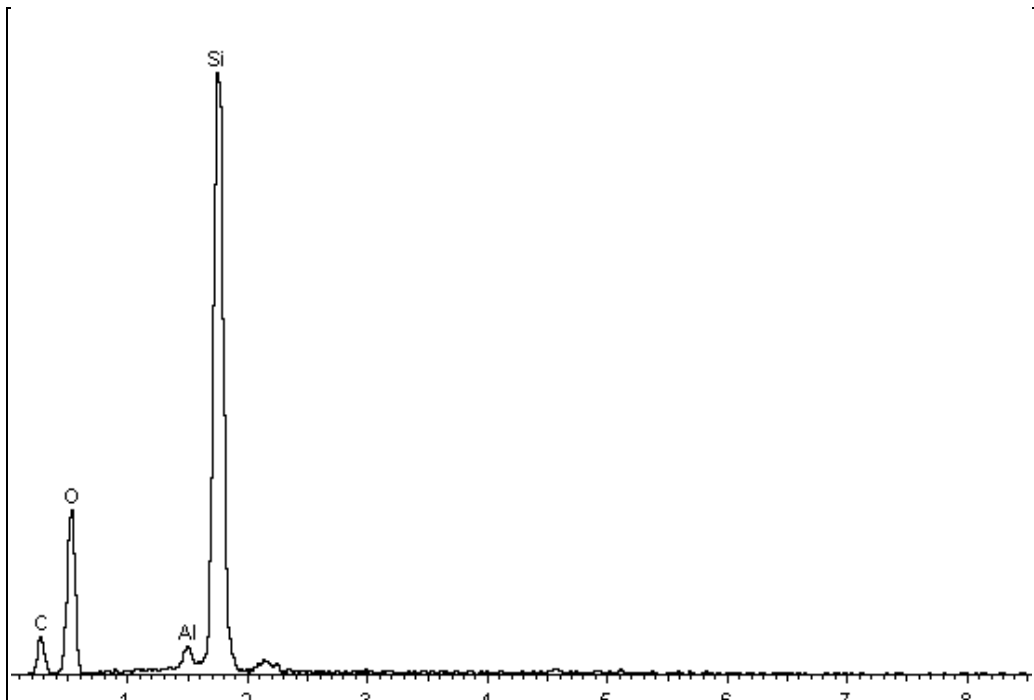


Figura 47. Espectro composición general del plug. Profundidad: 7840,5'

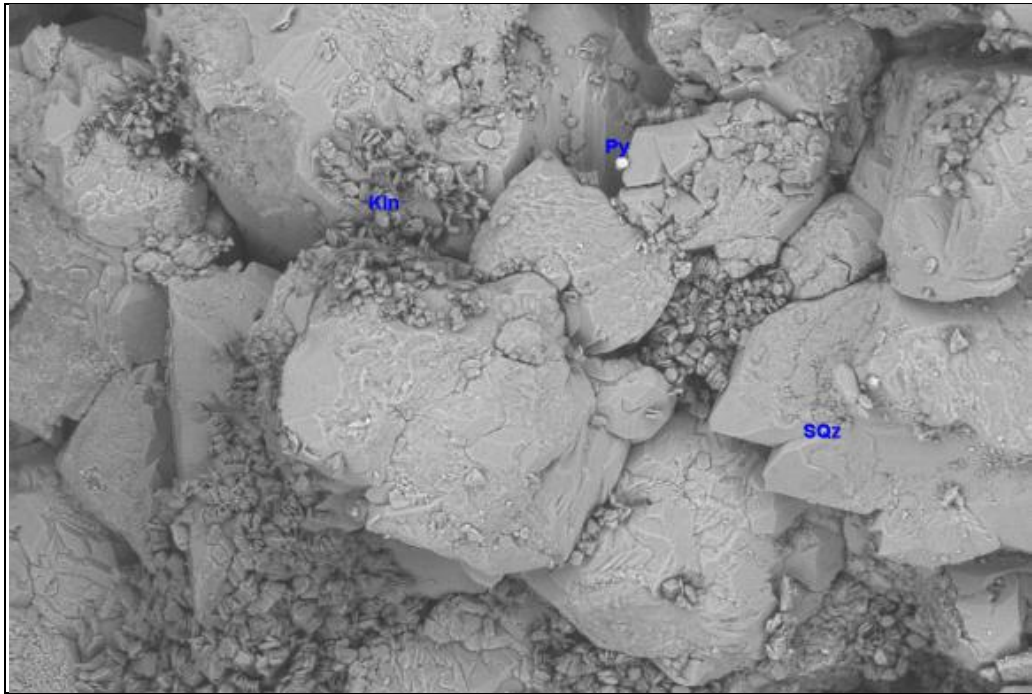


Figura 48. Detalle de minerales presentes en el plug. Profundidad: 7840,5'

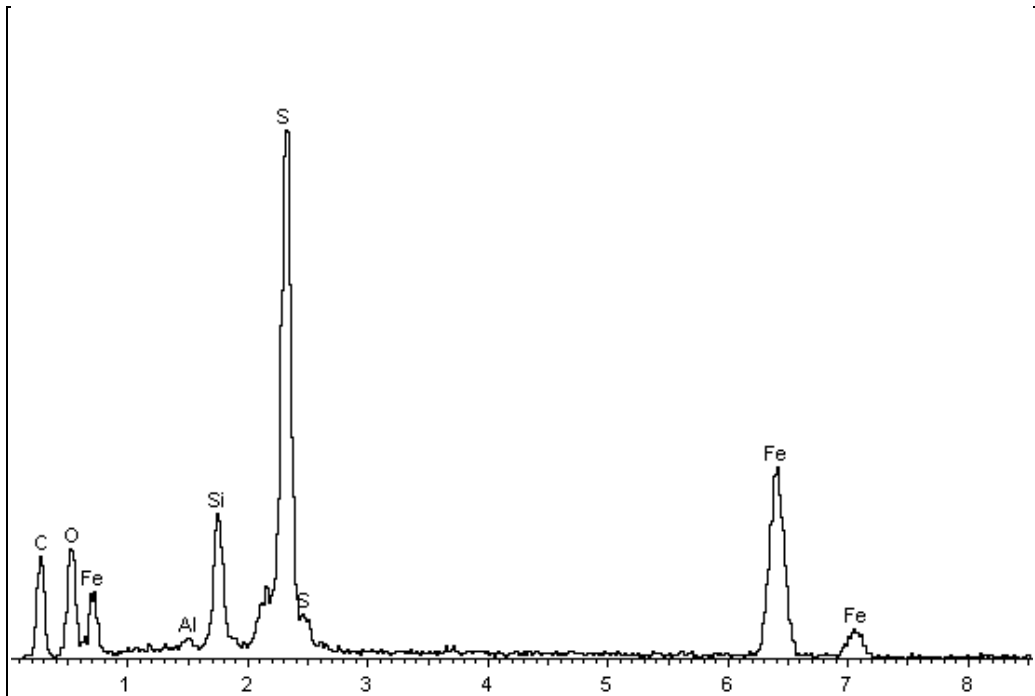


Figura 49. Espectro composición pirita (Py) presente en el plug

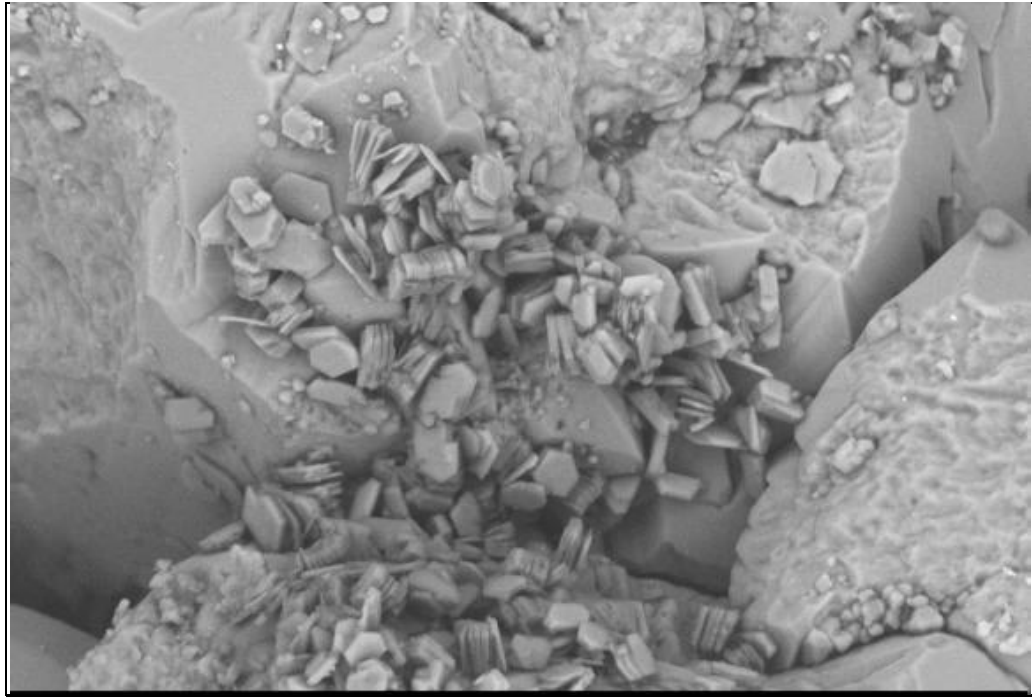


Figura 50. Detalle de caolinita presente en el plug. Profundidad: 7840,5'

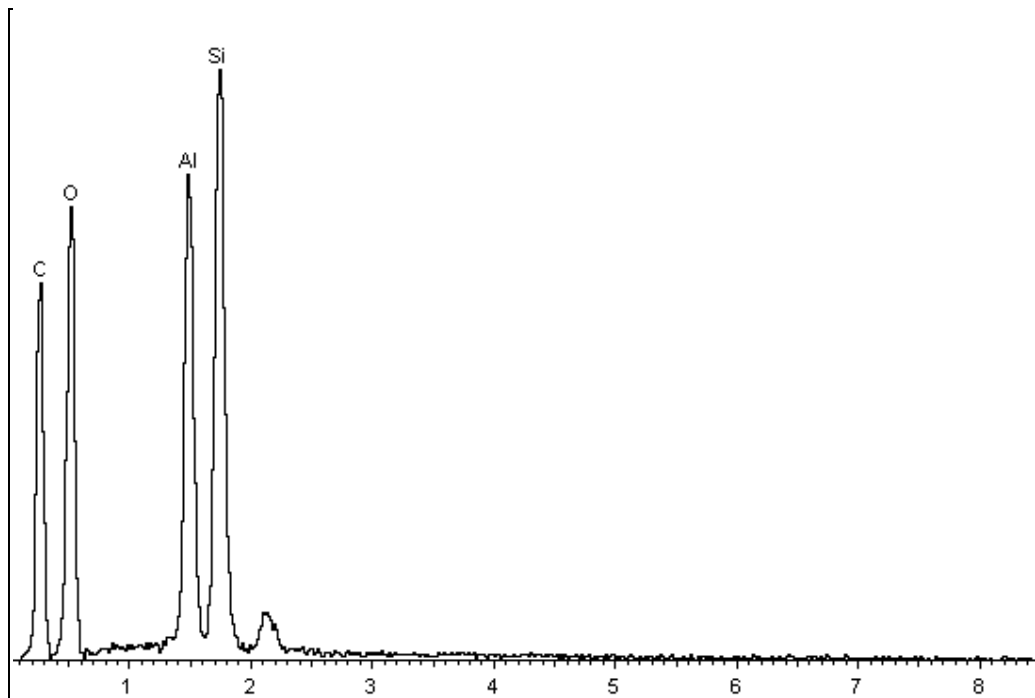


Figura 51. Espectro composición caolinita (Kln) presente en el plug. Profundidad: 7840,5'

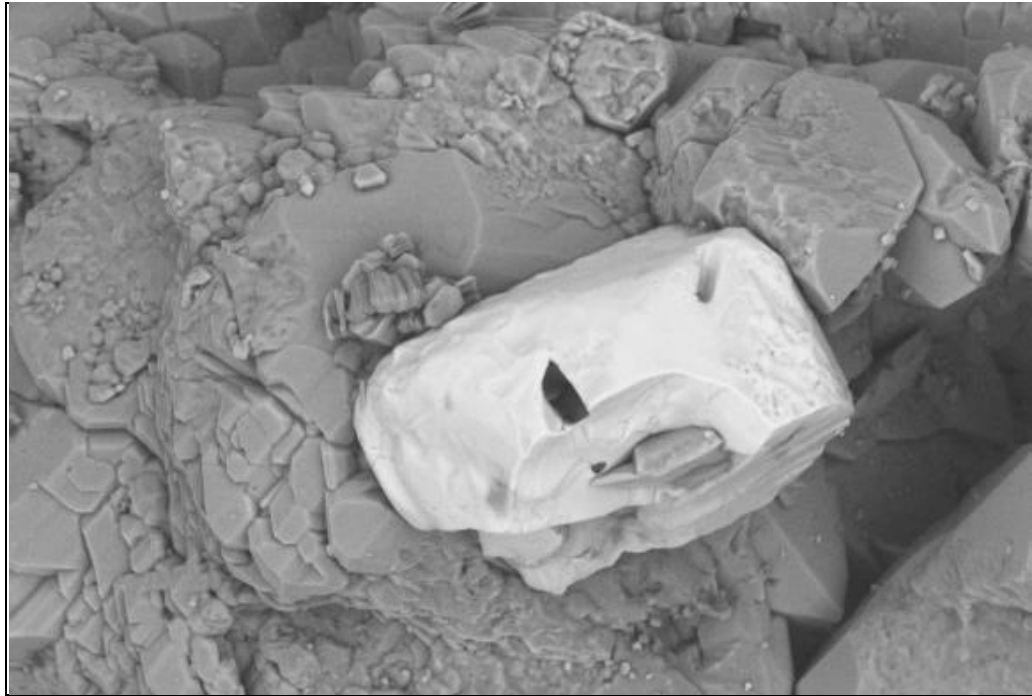


Figura 52. Detalle de Zircón presente en el plug. Profundidad: 7840,5'

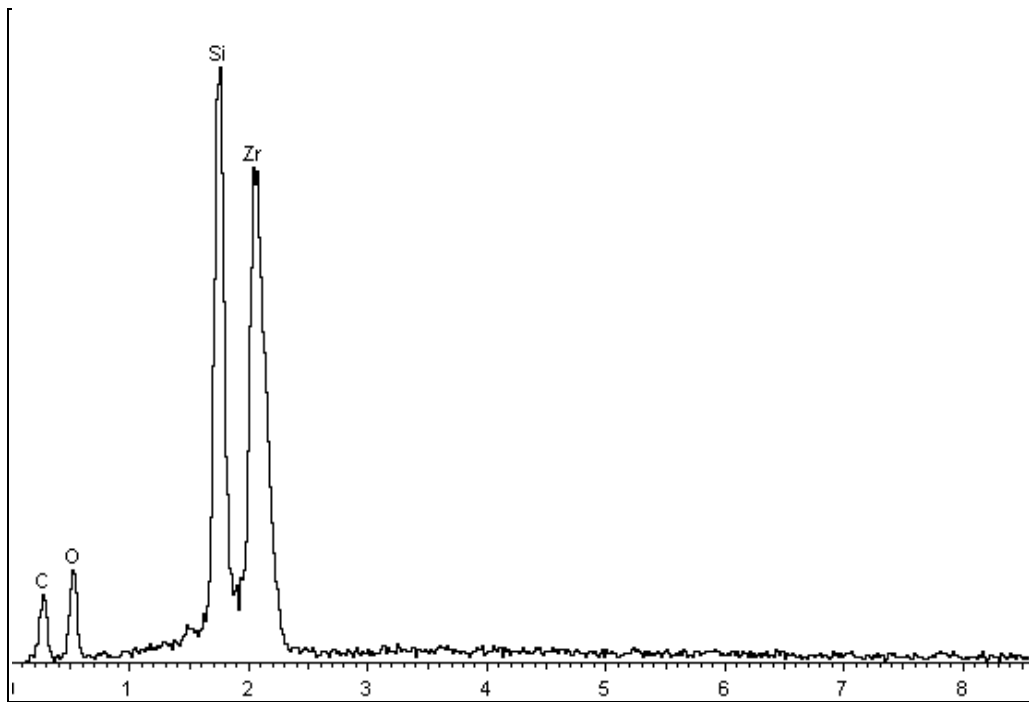


Figura 53. Espectro composición Zircón

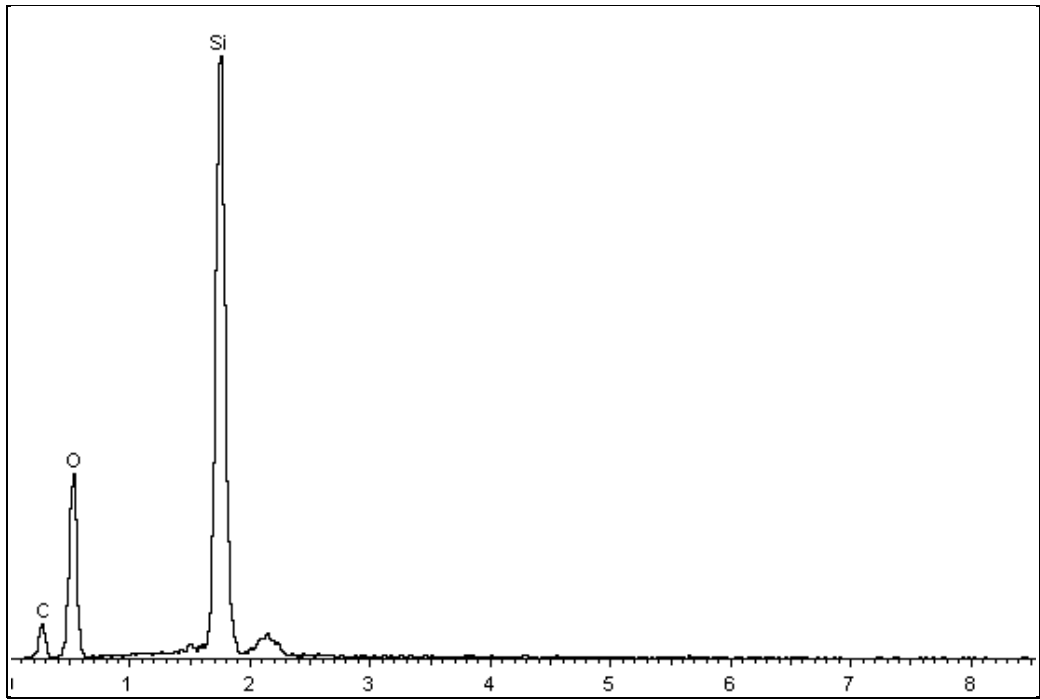


Figura 54. Espectro composición cuarzo microcristalino

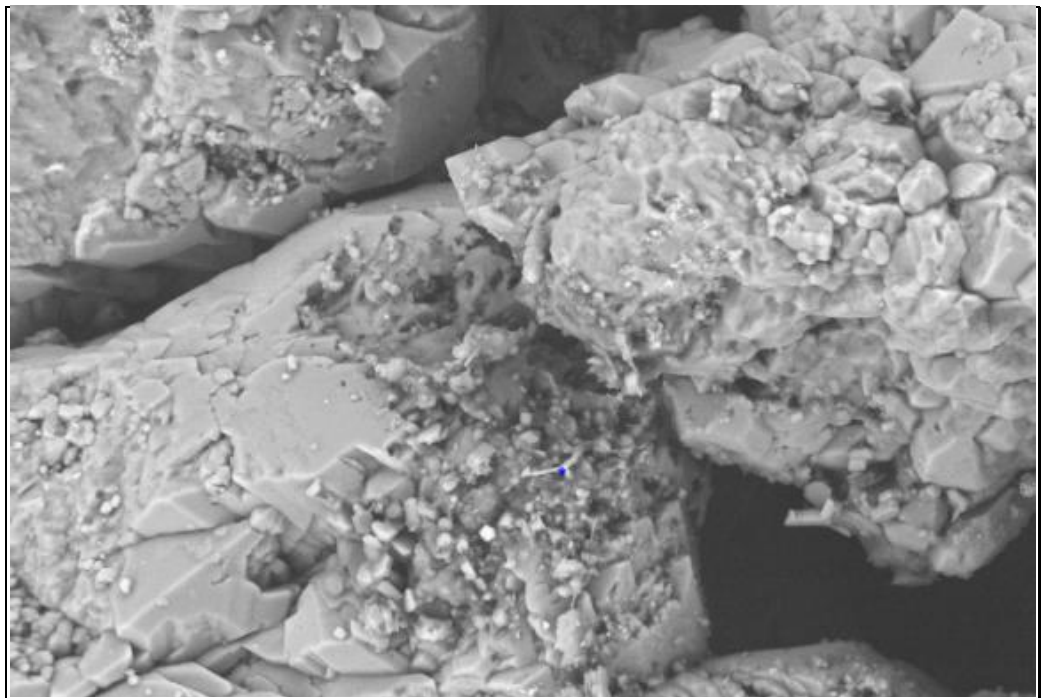


Figura 55. Detalle material taponando garganta

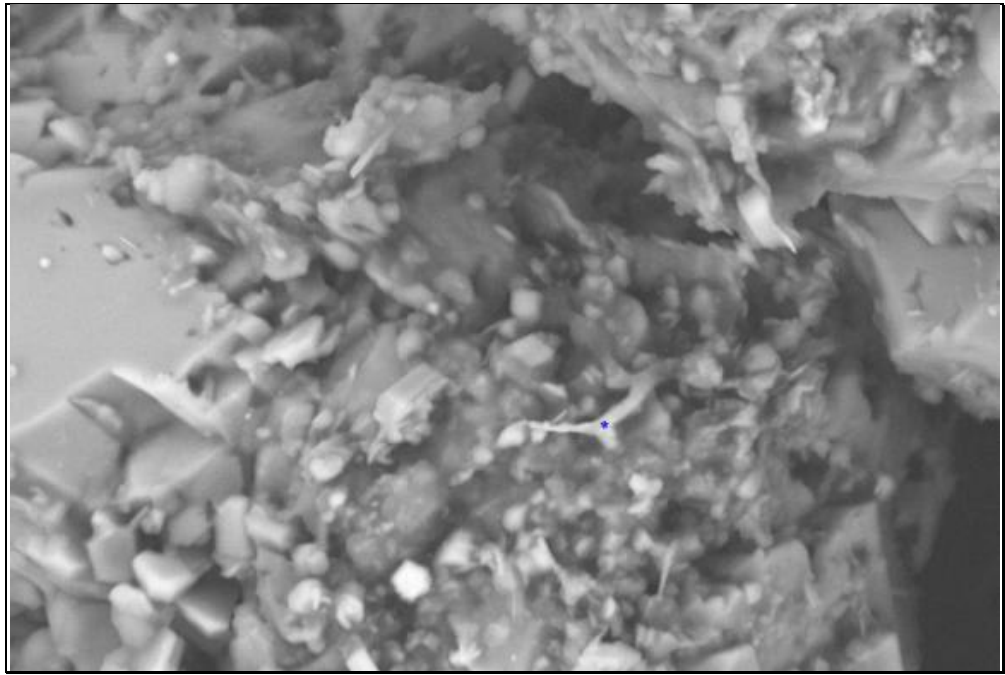


Figura 56. Detalle de minerales taponando poros del plug

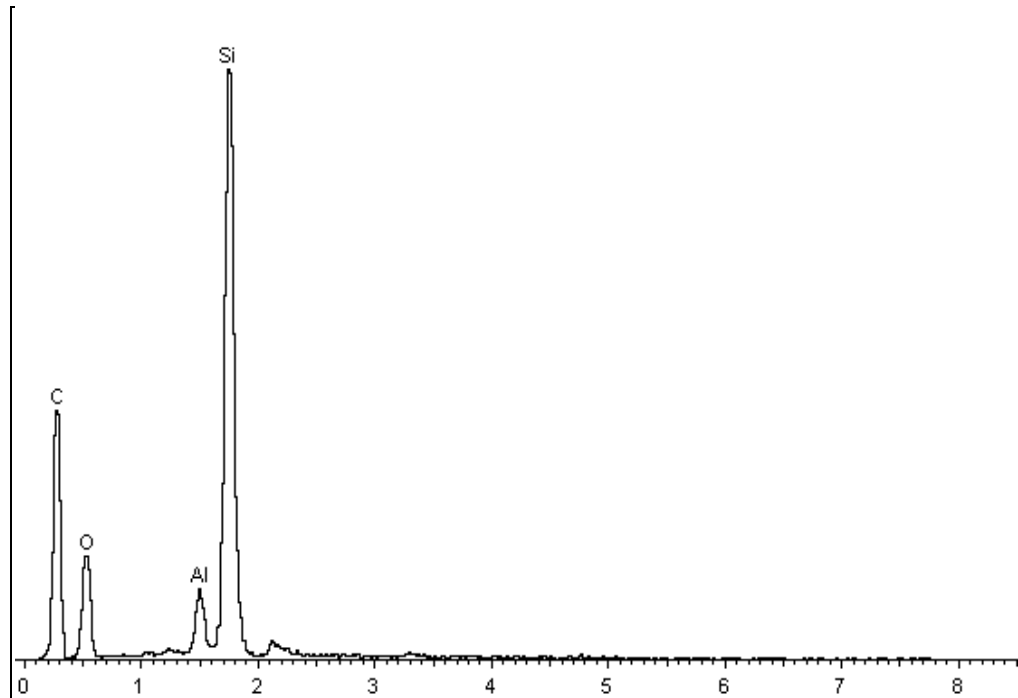


Figura 57. Espectro composición material oscuro

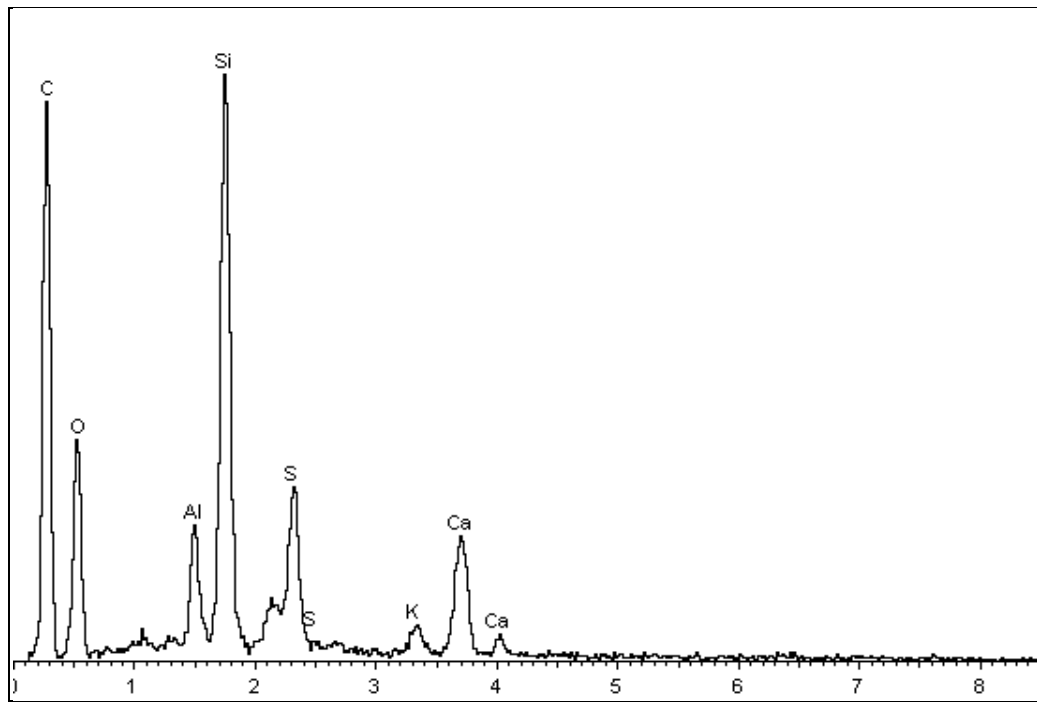


Figura 58. Espectro composición material

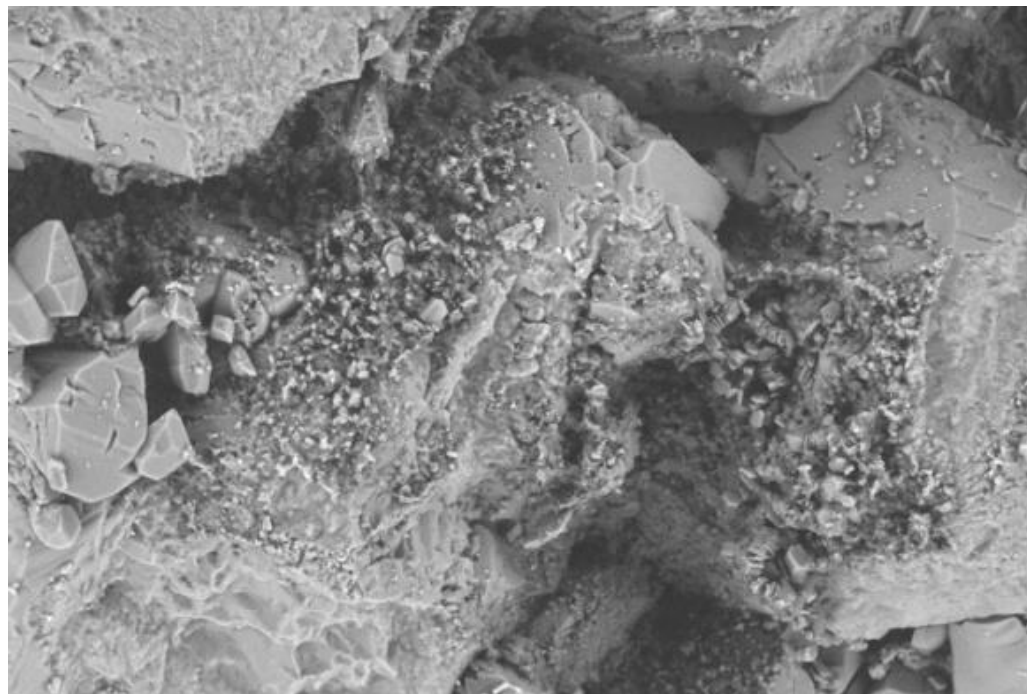


Figura 59. Detalle impregnación con material con composición de espectro

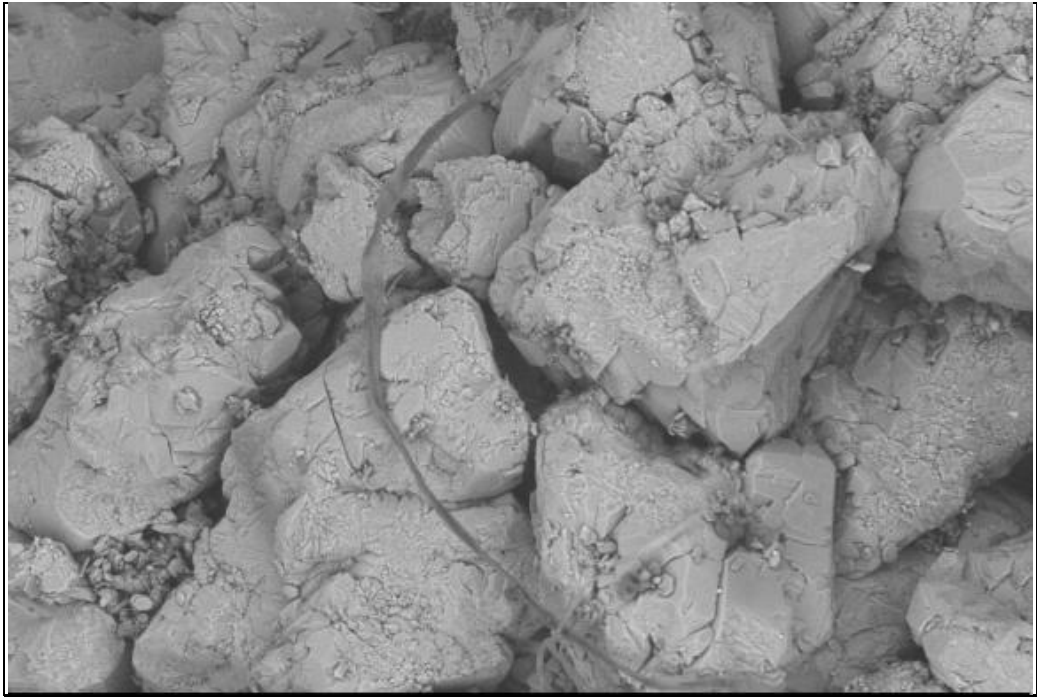


Figura 60. Detalle fibra

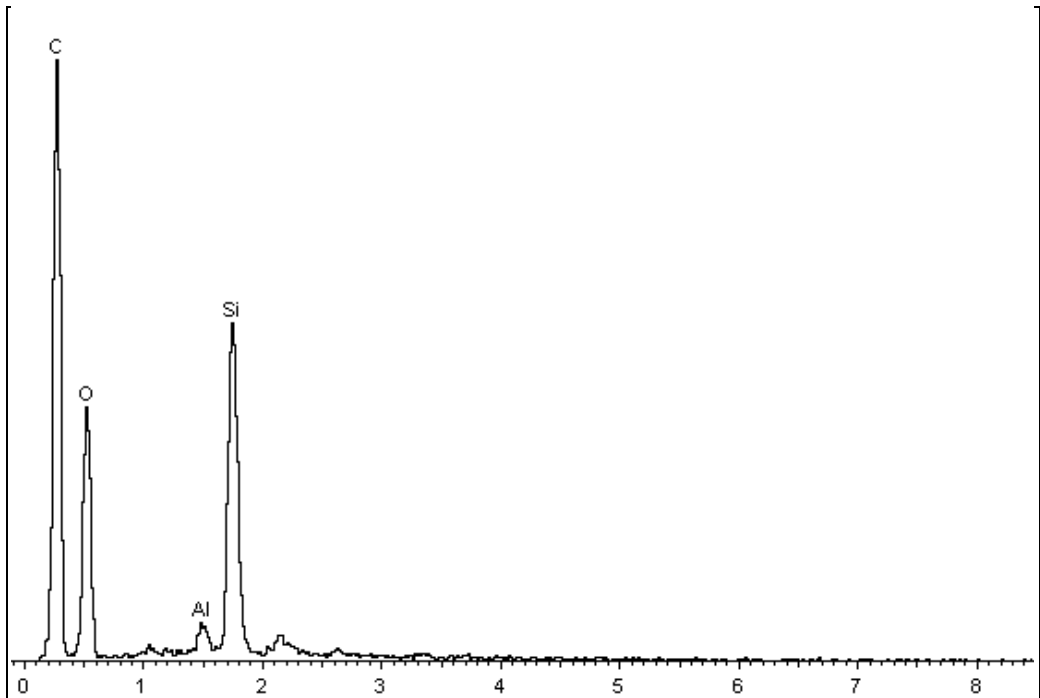


Figura 61. Espectro composición fibra

6.9.2. CASTILLA NORTE-D PF: 7856,50' - ANTES DEL DESPLAZAMIENTO

Con el análisis SEM se pudo determinar que a esta profundidad hay una roca cuarzosa con tamaño de grano variado, frecuentes poros despejados y zonas de aspecto inconsolidado. Presenta arcilla tipo caolinita en forma de laminas sueltas y librillos ambas localizadas sobre grano, entre garganta y poro; en algunas zonas se aprecia abrigando granos. Se observa sobrecrecimiento de cuarzo y cuarzo microcristalino localizado en la garganta, Pirita y minerales de Titanio. Adicional se tienen zonas taponadas por material orgánico, el cual se encuentra junto a granos de cuarzo que presentan impregnación de material orgánico; se encontró un material arcilloso aglomerado e impregnado con contenido de carbono, aluminio, silicio, potasio, titanio³⁹.

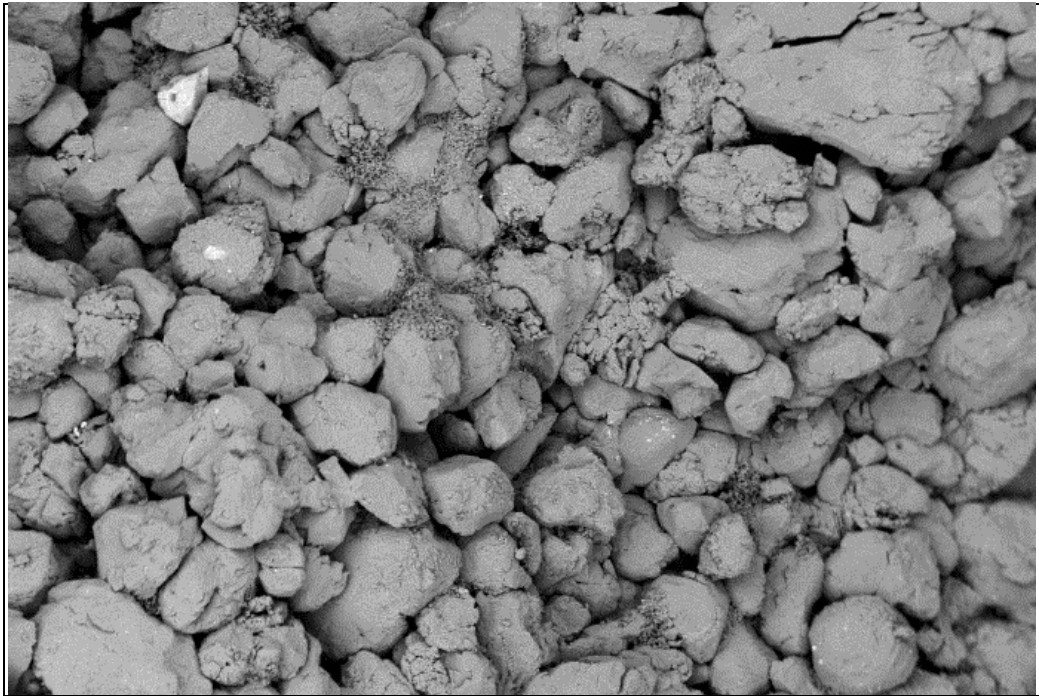


Figura 62. Aspecto general del plug. Profundidad: 7840,5'

³⁹ Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)- Ecopetrol S.A. "Servicios De Laboratorio Y Plantas Piloto - Laboratorio De Microscopia Electrónica. Profundidad 7856,5'. Enero de 2011.p 5.

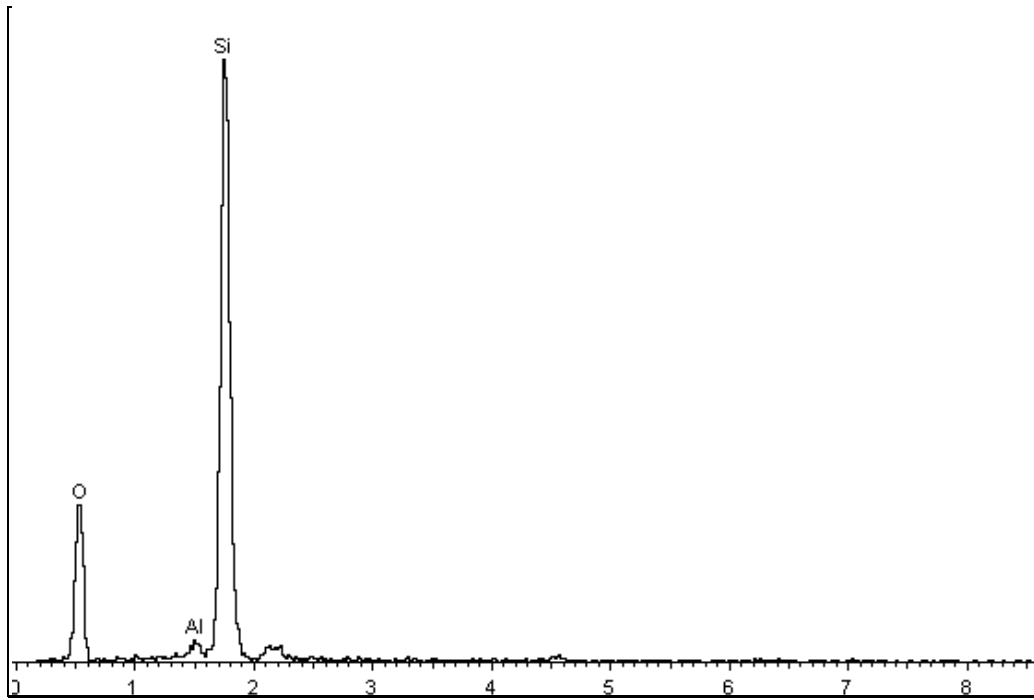


Figura 63. Composición general del plug. Profundidad: 7840,5'

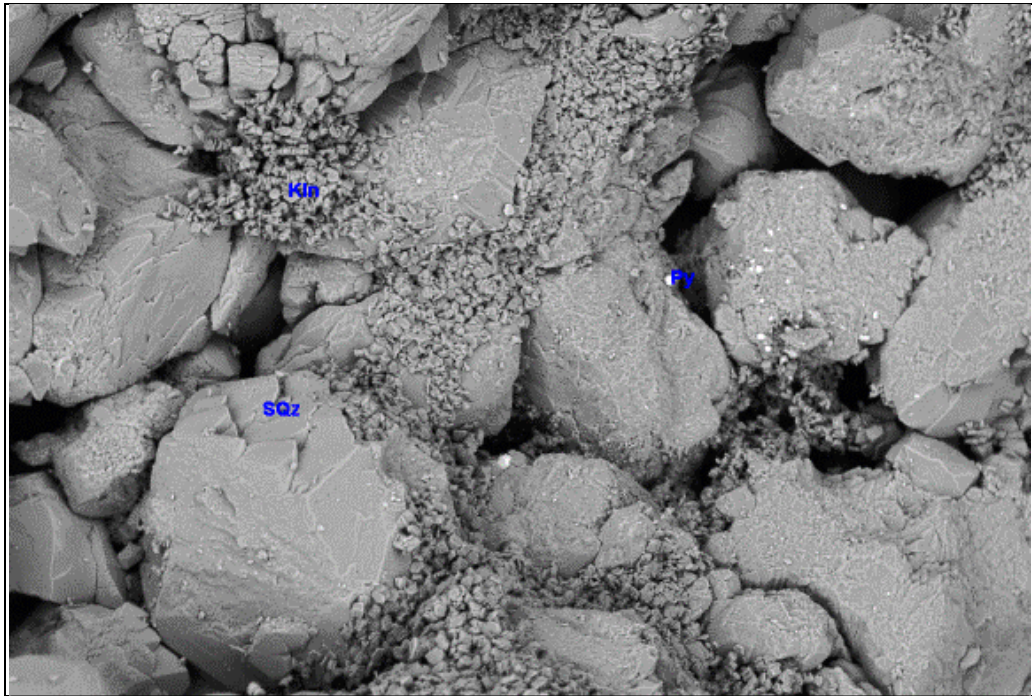


Figura 64. Detalle de minerales sobre granos del plug

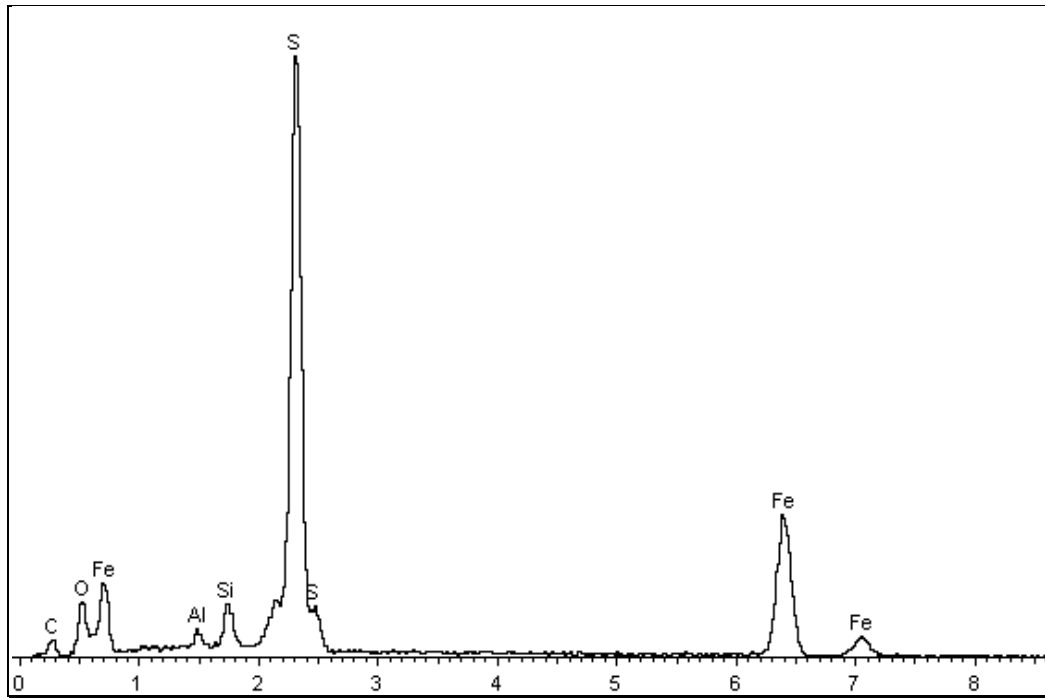


Figura 65. Composición pirita (Py) presente en el plug

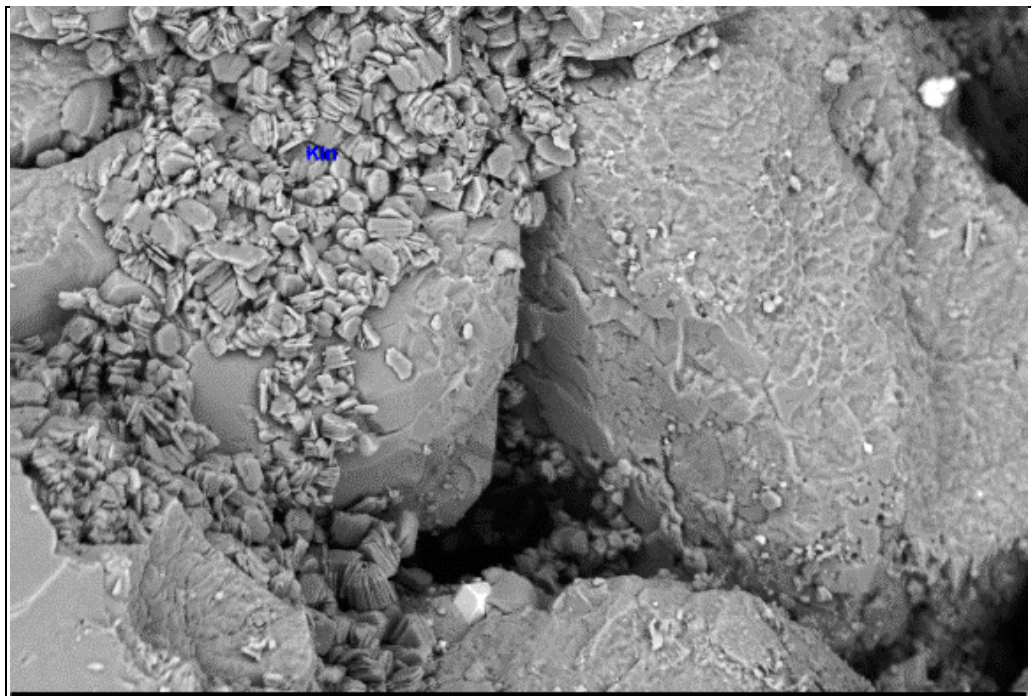


Figura 66. Detalle de caolinita presente en el plug

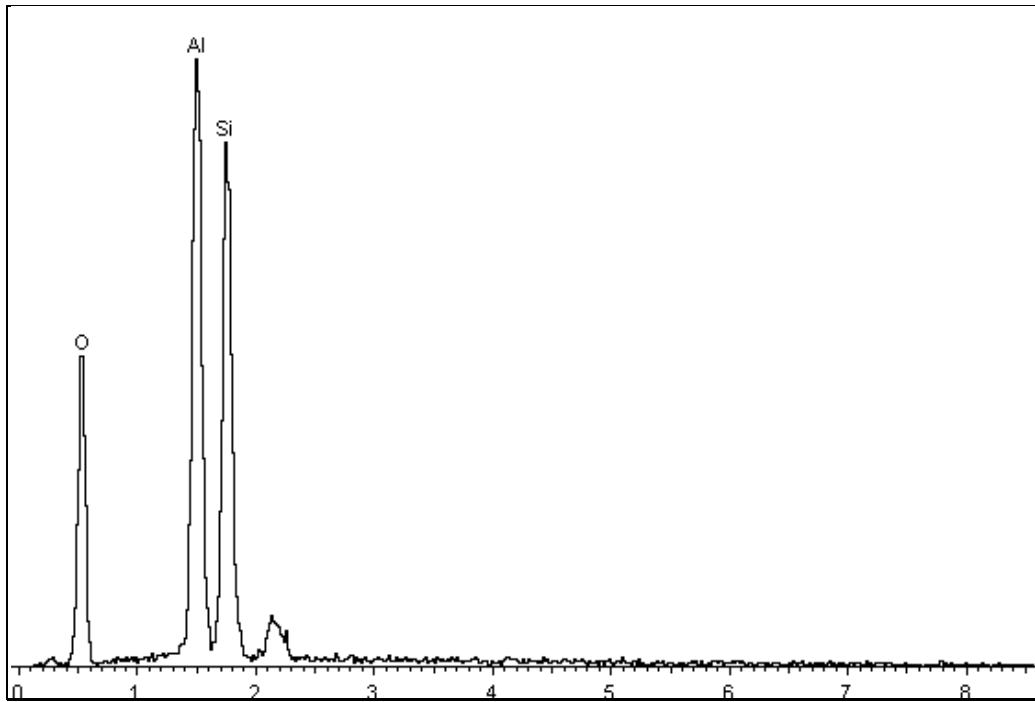


Figura 67. Composición caolinita (Kln)

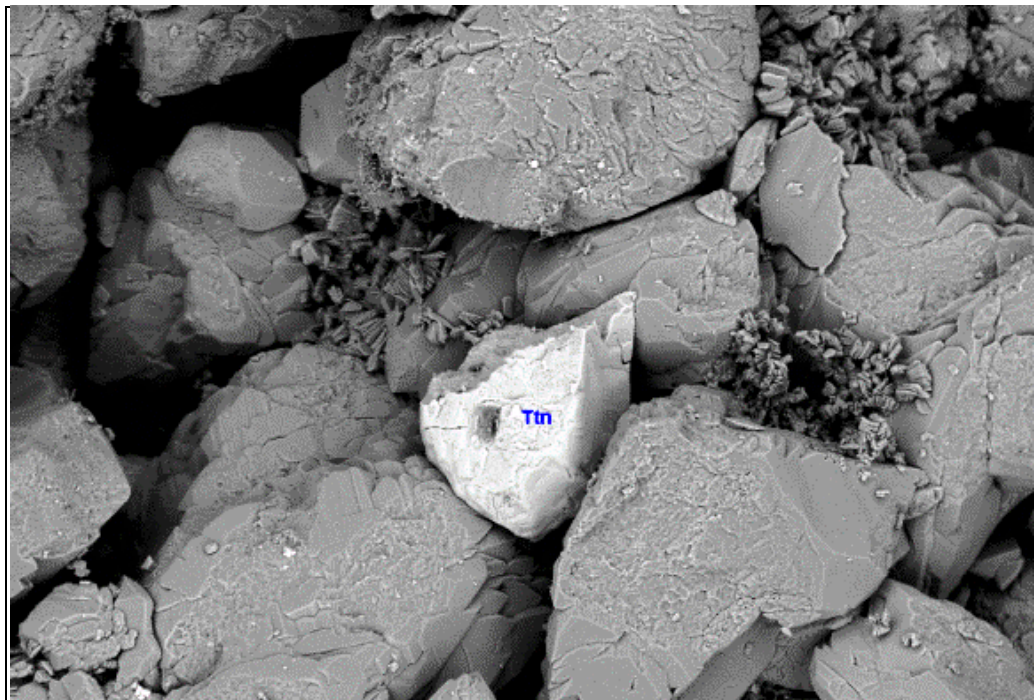


Figura 68. Mineral de titanio (Ttn)

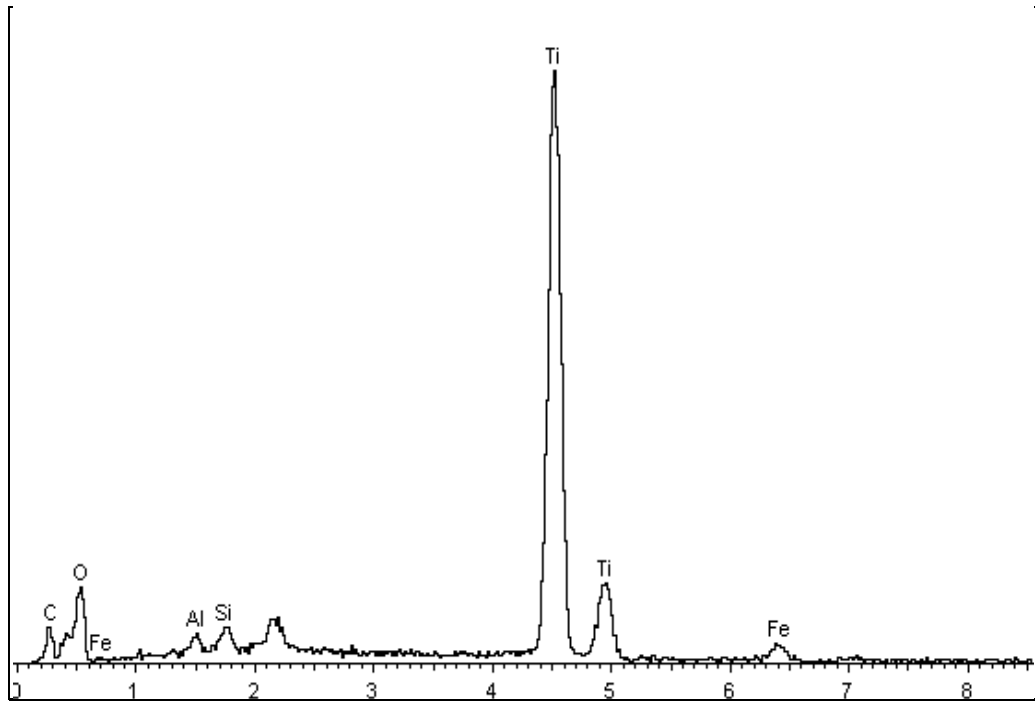


Figura 69. Composición Titanio (Ttn) presente en el plug

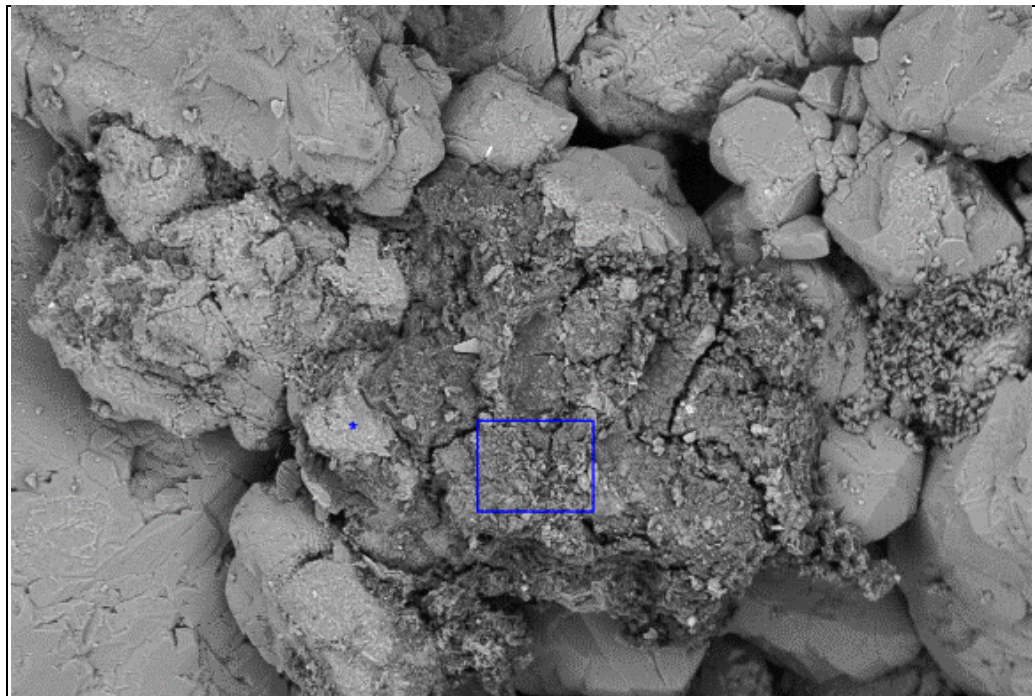


Figura 70. Material taponando poros

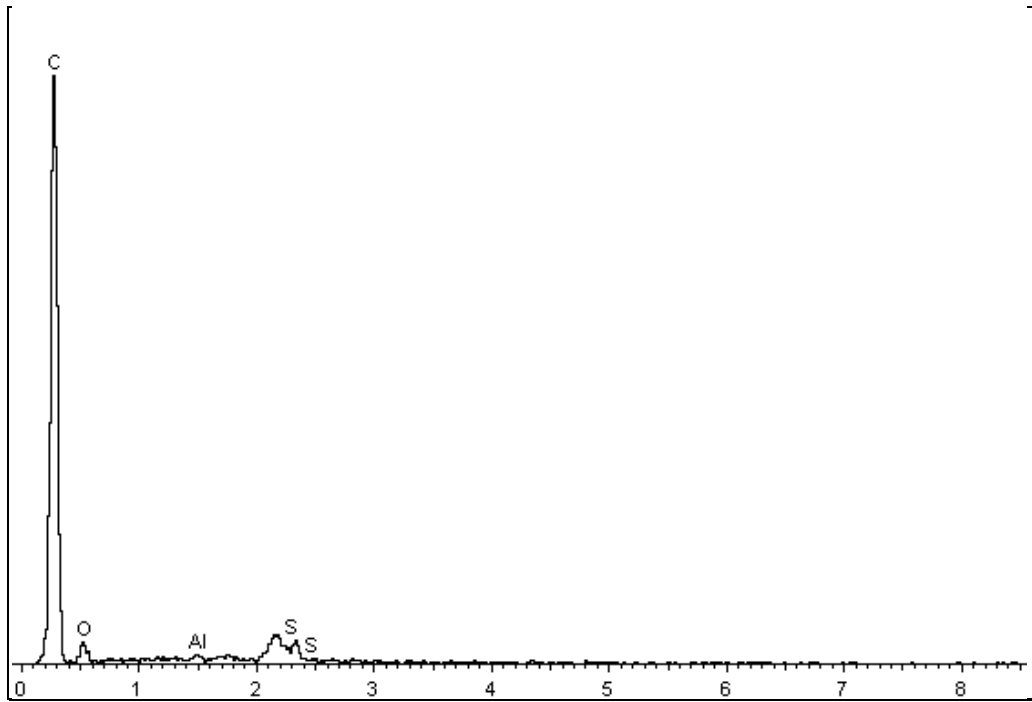


Figura 71. Composición zona oscura

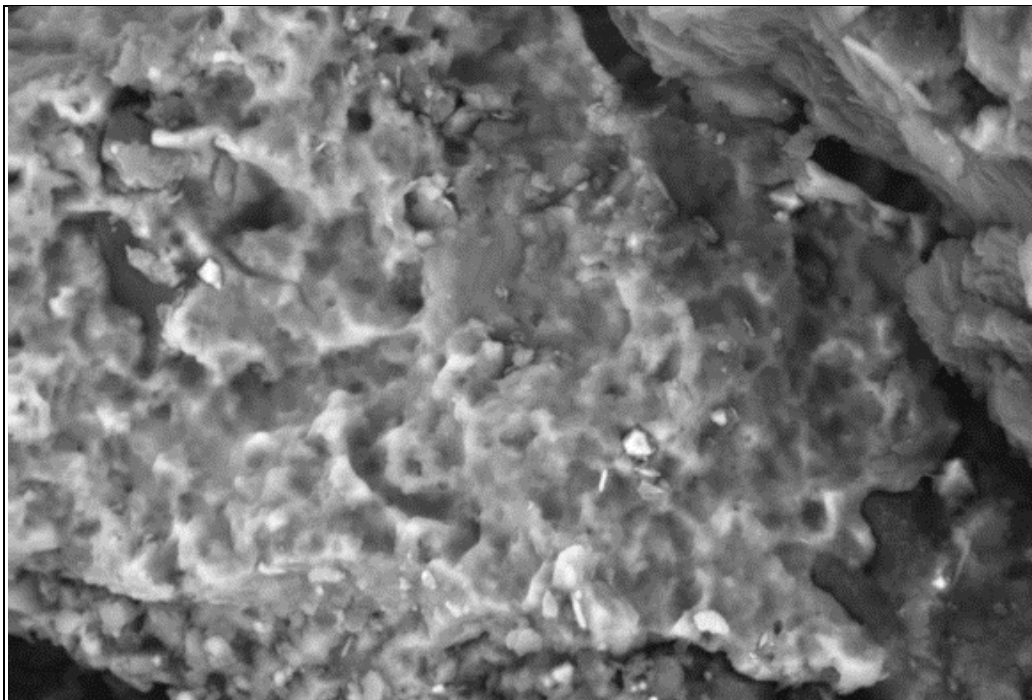


Figura 72. Detalle zona

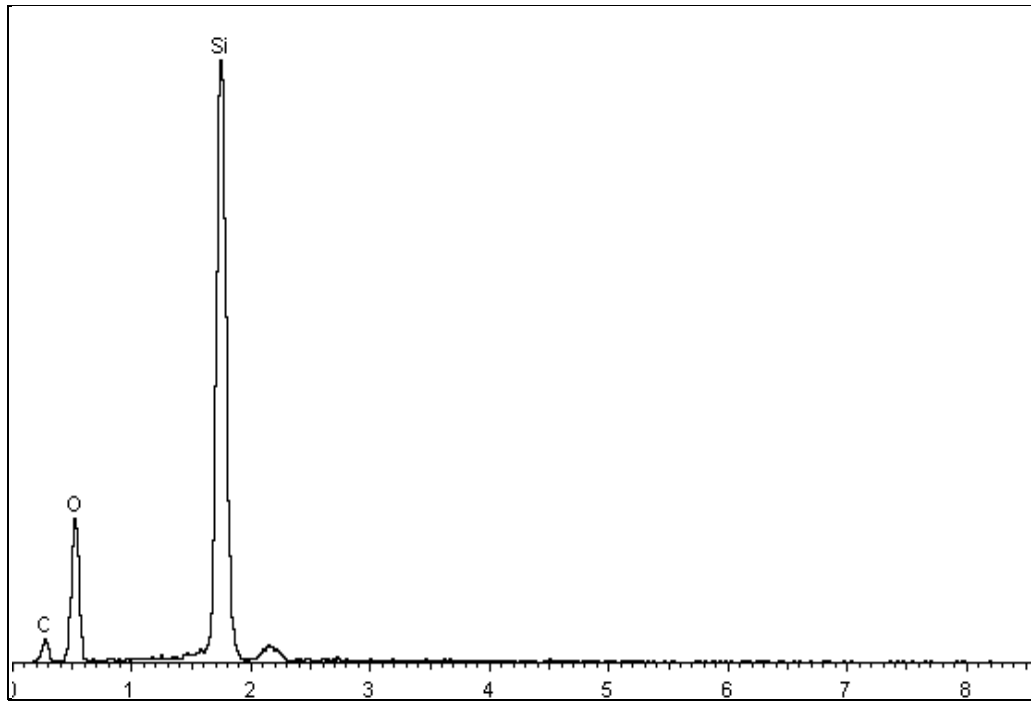


Figura 73. Composición grano de cuarzo desgastado

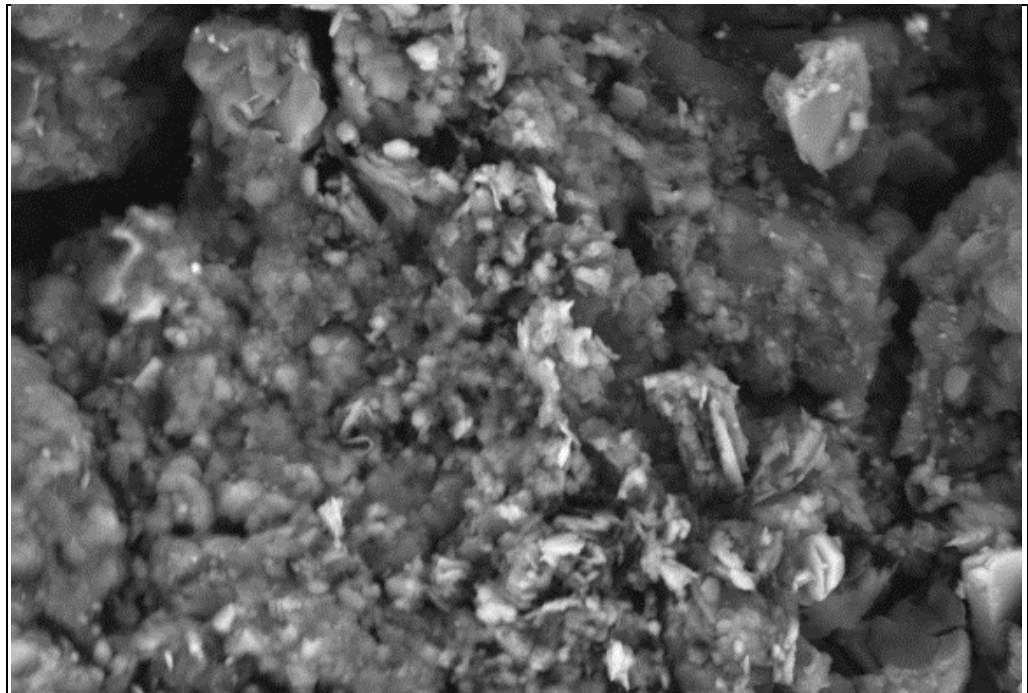


Figura 74. Detalle zona (recuadro) Figura 70

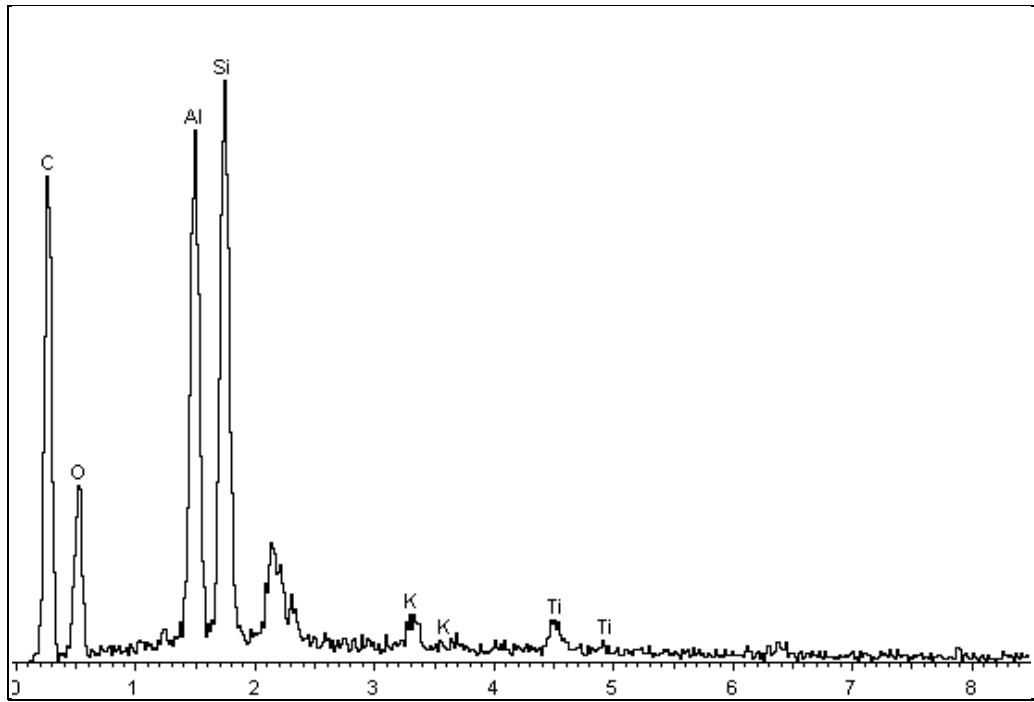


Figura 75. Composición material de la zona

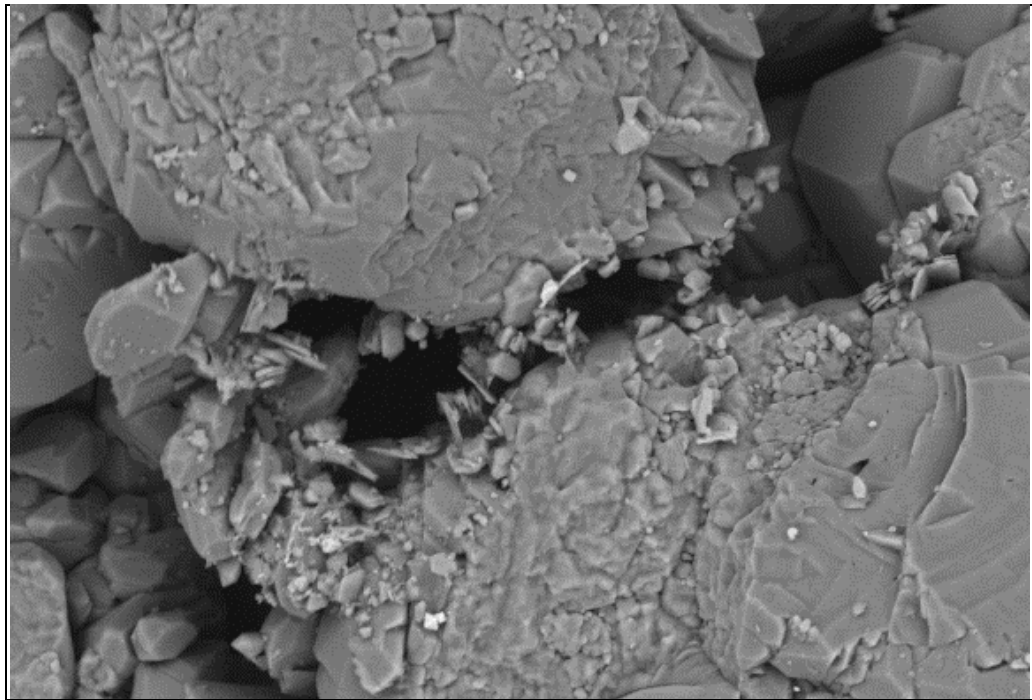


Figura 76. Detalle de cuarzo microcristalino

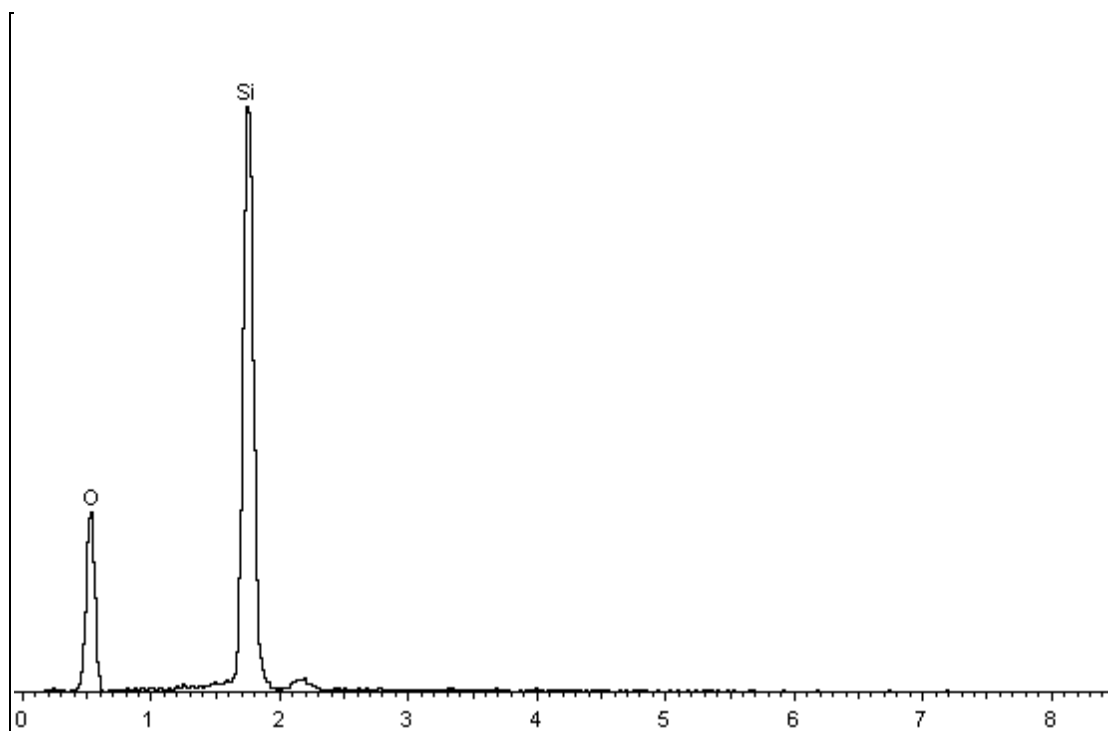


Figura 77. Composición cuarzo microcristalino

6.10. EVALUACIÓN DE LAS FORMULACIONES 3 Y 4 DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO CASTILLA.

Con base en los resultados obtenidos en las pruebas de filtración API se pudo determinar que para las formulaciones 1 y 2 se obtienen volúmenes mayores de filtrado (4,8 y 5 ml respectivamente), que comparado con la formulación 3 que contiene Grafito y Barotrol (4,4 ml), va generar mayor daño en la formación. Por este motivo cual se decidió realizar el estudio de daño a las formulaciones 3 y 4.

6.10.1. DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS EMPLEADOS

Para la evaluación de las formulaciones 3 y 4 de los lodos del campo Castilla se emplearon los siguientes fluidos:

- **Salmuera Sintética de Formación Castilla Norte X.**

Esta salmuera fue utilizada como equivalente al agua de formación para determinar las permeabilidades efectivas al agua antes del daño por el lodo de perforación.

Composición	Cantidad (g/l)
NaCl	0.038
KCl	0.008
MgCl ₂ * 6H ₂ O	0.006
CaCl ₂ * 2H ₂ O	0.030

Tabla 18. Formulación salmuera sintética Castilla Norte X

- **Aceite Mineral USP-68 Kaidol filtrado a 0.45 µm**

Este aceite fue utilizado para determinar las permeabilidades efectivas al aceite antes y después del daño por el lodo de perforación.

Temperatura °F	Viscosidad cP
77	130
104	70
149	22
176	13
212	7,96

Tabla 19. Comportamiento Reológico del Aceite Mineral USP-68 Kaidol

- **Fluidos de Perforación:**

➤ Lodo Formulación 3: En el laboratorio de daños a la formación se preparó este lodo de acuerdo a la siguiente formulación:

Producto	Concentración
BARAZAN D PLUS	1.5 lpb
FILTERCHEK	10.0 lpb
PAC L	0.5 lpb
PAC R	0.5 lpb
CLAY SEAL PLUS	4.0 lpb
BARACARB DF 5	12.0 lpb
BARACARB DF 25	8.0 lpb
STEEL SEAL 50	5.0 lpb
BAROTROL PLUS	6.0 lpb
BAROLUBE GOLD SEAL	6.0 lpb
Glutaraldehido	0.5 lpb
Soda Caustica	pH 9.0

Tabla 20. Formulación 3 del lodo. Tamaño de garganta de 41 micrones

- Lodo Formulación 4: En el laboratorio de daños a la formación se preparó este lodo de acuerdo a la siguiente formulación:

Producto	Concentración
BARAZAN D PLUS	1.5 lpb
FILTERCHEK	10.0 lpb
PAC L	0.5 lpb
PAC R	0.5 lpb
CLAY SEAL PLUS	4.0 lpb
BARACARB DF 5	12.0 lpb
BARACARB DF 25	8.0 lpb
STEEL SEAL 50	10.0 lpb
BAROTROL PLUS	6.0 lpb
BAROLUBE GOLD SEAL	6.0 lpb
Glutaraldehido	0.5 lpb

Tabla 21. Formulación 4 del lodo. Tamaño de garganta de 41 micrones

6.10.2. PROPIEDADES BÁSICAS DE LOS PLUGS UTILIZADOS

En la tabla 22 se presentan las propiedades petrofísicas básicas de los plugs del pozo Castilla Norte D evaluados en las pruebas de daño a la formación causado por las formulaciones 3 y 4 de los lodos del campo Castilla:

Prof.	Presión de confinamiento	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Volumen Poroso (cm ³)	Porosidad (%)	Permeabilidad (Klinkenberg)	Permeabilidad al aire
ft	(psia)					(md)	(md)
7840,5	800	6,5	3,720	14,096	20,2	1627	1654
7840,5	2300	6,5	3,720	13,898	20	1597	1623
7856,5	800	7,009	3,732	13,975	18,8	1623	1649
7856,5	2300	7,009	3,732	13,775	18,6	1588	1614

Tabla 22. Propiedades Petrofísicas básicas de los Plugs de Castilla Norte D

6.10.3. PROCEDIMIENTOS REALIZADOS

Se utilizó el procedimiento técnico de ensayo UST-LDF-I-007; este procedimiento describe los pasos para determinar en el equipo Geomecanique el daño causado por un fluido de perforación, completamiento y workover; el cual se ajustó al protocolo que se muestra a continuación:

Las condiciones iniciales de la prueba para el plug de Castilla Norte D fueron:

- Presión de confinamiento: 2.500 psi
- Contrapresión: 500 psi
- Temperatura: 170 °F
- Delta de presión del lodo contra la formación: 500 psi

- Caudal del lodo: 10 cm³/min.
- Caudal de la prueba: 1 cm³/min.

A continuación se describe el procedimiento realizado para el estudio de Daño a la Formación:

➤ **Medición de Permeabilidades Efectivas (Líneas Base):**

- Desplazamiento de Aceite Mineral USP-68 Kaidol para determinación de permeabilidad efectiva al aceite (tasa 1 cm³/min dirección de producción, 2 primeros volúmenes porosos a 0.25 cm³/min).
- Desplazamiento de salmuera Castilla Norte X para determinación de permeabilidad efectiva a la salmuera (tasa 1 cm³/min, dirección de producción, 2 primeros volúmenes porosos a 0.25 cm³/min).
- Desplazamiento de Aceite Mineral USP-68 Kaidol para determinación de permeabilidad base al aceite (2DO Ciclo), (tasa 1 cm³/min, dirección de producción, 2 primeros volúmenes porosos a 0.25 cm³/min).

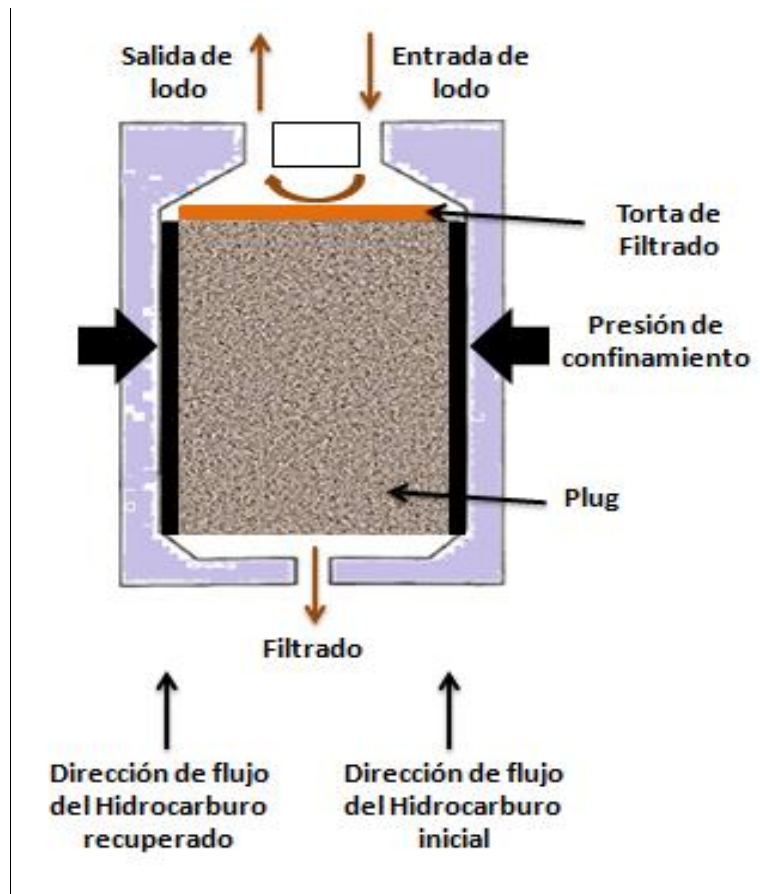
➤ **Generación de Daño a la Formación por Lodo:**

- Circulación de 100 cm³ de lodo sobre la cara del plug, a un caudal constante de 10 cm³/min sin aplicar diferencial de presión, para garantizar el contacto del lodo con la formación.
- Filtrado Dinámico: circulación del lodo de perforación a un caudal de 10 cm³/min, aplicando un diferencial de presión de 500 psi (Dirección de Inyección). Durante un tiempo de 1 hora manteniendo el diferencial de presión de 500 psi sobre la formación.
- Filtrado Estático: Parar la bomba, el caudal se hace cero y se determina el filtrado estático (1 hora), manteniendo el diferencial de presión de 500 psi sobre la formación.

➤ **Evaluación de Retorno de Permeabilidad Después del Daño:**

- Desplazamiento de Aceite Mineral USP-68 Kaidol para determinación de permeabilidad residual al aceite (tasa 1 cm³/min dirección de producción 1ER ciclo).
- Se evalúa retorno de permeabilidad al aceite, comparando las permeabilidades residuales al aceite después del daño con permeabilidades base al aceite antes del daño.

Figura 78. Diseño del porta-núcleo para un sistema de evaluación por filtrado de fluidos de perforación.



Fuente: Modificado de TOASA S. Víctor. "Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio" Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 151.

6.10.4. ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR LAS FORMULACIONES 3 Y 4 EN LOS PLUGS DEL CAMPO CASTILLA.

Los resultados obtenidos en las pruebas de daño a la formación por fluido de perforación para las formulaciones 3 y 4 realizadas en los plugs de Castilla Norte D, se presentan en la tabla 23.

Permeabilidades al Aceite (mD) y % de Retorno de permeabilidad				
Fluido Evaluado	PLUG	Keo antes del daño	Keo después del daño	% Ret Keo después del Daño
Formulación 3 de Lodo	Castilla Norte D Prof: 7840.50 ft.	1137.35 mD	1037.53 mD	91.22 %
Formulación 4 de Lodo	Castilla Norte D Prof: 7856.50 ft.	1025.3 mD	925 mD	90.22 %

Tabla 23. Resumen del retorno de Permeabilidad efectiva al aceite en las evaluaciones de Daño por lodo en Plugs de Castilla Norte D.

La tabla 24 presenta el resumen del volumen filtrado (dinámico y estático) de los lodos evaluados a través de cada plug de Castilla Norte D.

Evaluación de Daño por Lodos	Volumen Filtrado del Lodo (cm³)		
	Dinámico	Estático	Total
Lodo Formulación 3 en Plug Castilla Norte D Prof 7840.50 ft.	4.98	1.95	6.93
Lodo Formulación 4 en Plug Castilla Norte D Prof 7856.50 ft.	5.32	1.95	7.27

Tabla 24. Resumen del volumen Filtrado en las evaluaciones de Daño por lodo.

Se observa que el retorno de permeabilidad obtenido en la evaluación de daño a la formación en los plugs del Campo Castilla causado por cada una de las formulaciones es bueno ya que el retorno de permeabilidad supera el 90%.

Una vez finalizada la evaluación del retorno de permeabilidad se baja el plug y se observa la formación del “cake” sobre la cara de producción.

En la Figura 79 se presenta el aspecto del “cake” formado en la cara del plug Castilla Norte D, profundidad: 7840.50’, después de la evaluación del lodo Formulación 3. Se observa que NO se forma “cake” en la cara del plug y el cabezote aparece limpio sin obstrucción al paso del aceite al punto de producción.



Figura 79. Aspecto del “Cake” formado después del daño con el Lodo Formulación 3 en el Plug Castilla Norte D Prof. 7840.50 ft.

En la Figura 80 se presenta el aspecto del “cake” formado en la cara del plug Castilla Norte D, profundidad: 7840.50’, después de la evaluación del lodo Formulación 4. Se observa nuevamente que NO se forma “cake” en la cara del plug y el cabezote aparece limpio y no presenta ninguna obstrucción al paso del aceite al punto de producción.



Figura 80. Aspecto del “Cake” formado después del daño con el Lodo Formulación 4 en el Plug Castilla Norte D Prof. 7856.50 ft.

6.11. ANÁLISIS SEM DESPUÉS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Con el fin de evaluar la invasión del lodo, se tomo una muestra del corazón Castilla Norte – D Profundidad: 7840.50’ y 7856.5’. Para la identificación de los posibles cambios en la roca por su interacción con los fluidos durante las pruebas de desplazamiento, se analiza con un reconocimiento previo de entre los aditivos del lodo se encuentra: el grafito quien está constituido únicamente por carbono.

La distribución de minerales, sus características morfológicas y composición química elemental y la evaluación del sistema poroso, sobre muestras de corazón limpio, con el fin de conocer su estado inicial y usar esta información como parámetro comparativo en el análisis posterior una vez se hayan realizado el desplazamiento.

Con el fin de evaluar el daño por filtrado de lodo, se tomo un plug al cual se le desplazaron los siguientes fluidos:

- a. Desplazamiento de aceite Kaidol, salmuera castilla norte- A aceite Kaidol
- b. Desplazamiento del lodo sobre la cara de producción y realización de filtrado a través del plug.
- c. Desplazamiento de aceite kaidol, y se desplaza salmuera castilla norte A para dejar el plug en salmuera.

Entre la formulación del lodo están presentes carbonatos .El corazón o plug utilizado en las pruebas de desplazamiento se fracturó a la mitad, exponiendo una sección longitudinal, transversal a la cara de entrada de flujo (figura 79). Sobre esta sección se evaluaron los cambios en el sistema poroso y en la distribución de minerales tomando muestra a la entrada (E), media (C) y salida (S) del corazón y en la cara expuesta a los fluidos desplazados.

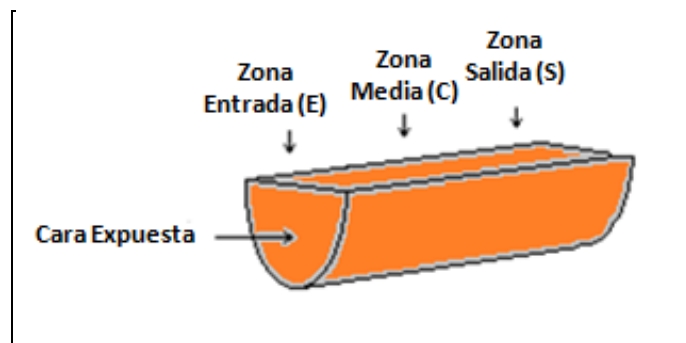


Figura 81. Descripción del procedimiento SEM después del daño

**6.11.1. CASTILLA NORTE-D PF: 7840,50' - PLUG DESPLAZADO
(ANALIZADO EN EL MODO DE PRESION VARIABLE)**

✓ AREA TRANSVERSAL- ZONA DE ENTRADA

En la zona de entrada del tratamiento el sistema poroso se observa más taponado con respecto a la muestra antes de tratamiento y con los granos más impregnados de material orgánico. En su composición general se reporta silicio, carbono, aluminio, calcio, la cual es la misma composición en ciertas zonas en donde se aprecia un material aglomerado taponando los poros, esto podría deberse a la presencia de el BAROTROL PLUS desplazado. Como material sobre granos y entre poros se encuentra: caolinita impregnada y aglomerada en material orgánico que taponan garganta y poros. Cuarzo microcristalino aglomerado. Minerales: pirita. Minerales de titanio. Material sobre grano con contenido de carbono, aluminio, silicio, fósforo, calcio, cerio. Fibra con alto contenido de carbono y presencia de silicio, aluminio, calcio (longitud aproximada 133 μ m) ubicada a una distancia del borde de inyección de 9 mm. Fibra con contenido de carbono, silicio, cloro, calcio (longitud 240 μ m), ubicada a 11 mm del borde de entrada.

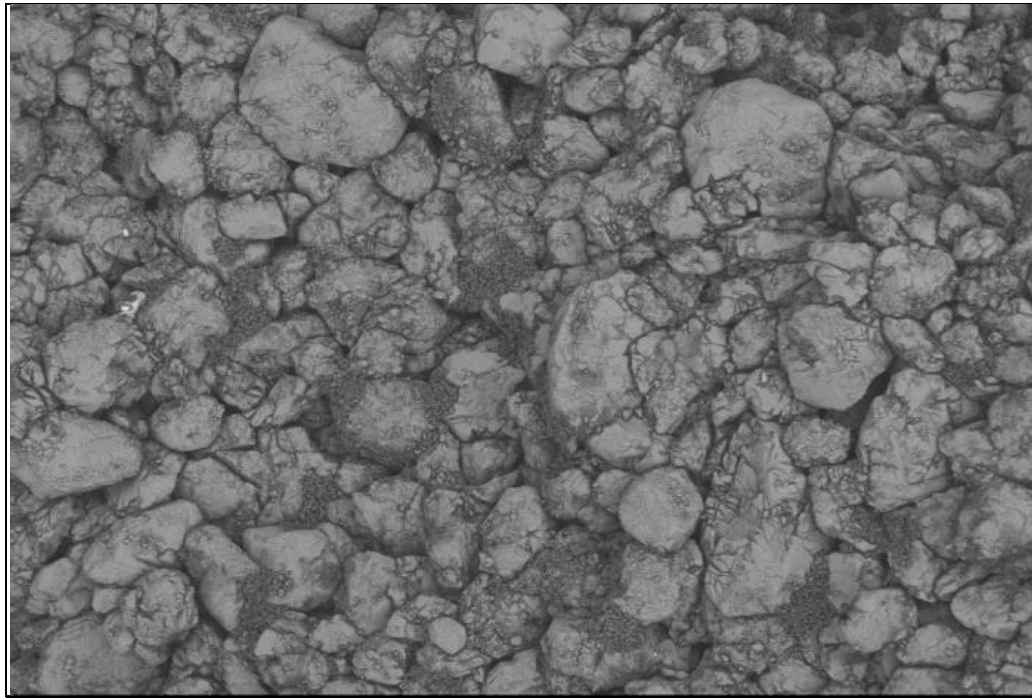


Figura 82. Aspecto general zona de inyección del plug .Profundidad 7840,5'

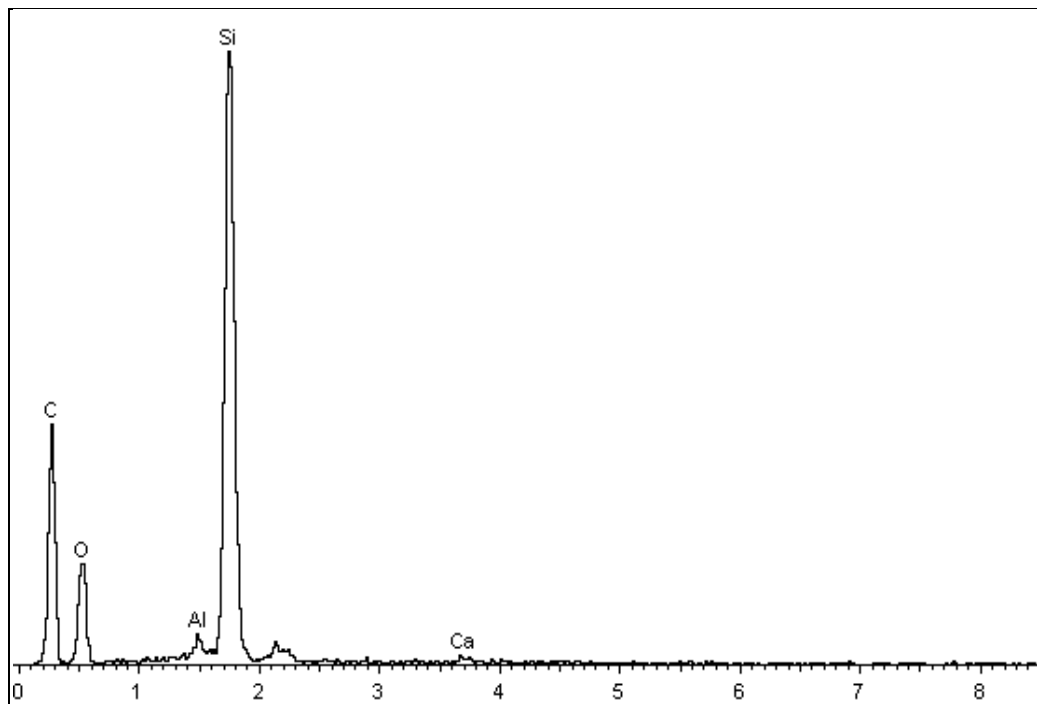


Figura 83. Composición general zona de inyección del plug .Profundidad 7840,5'

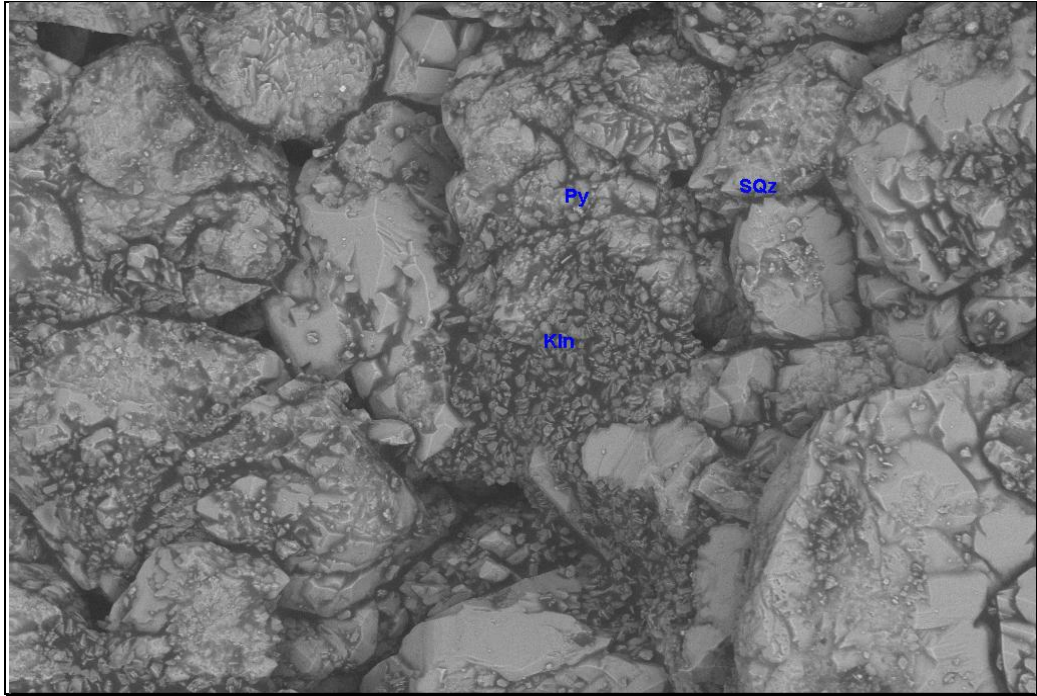


Figura 84. Detalle zona taponada

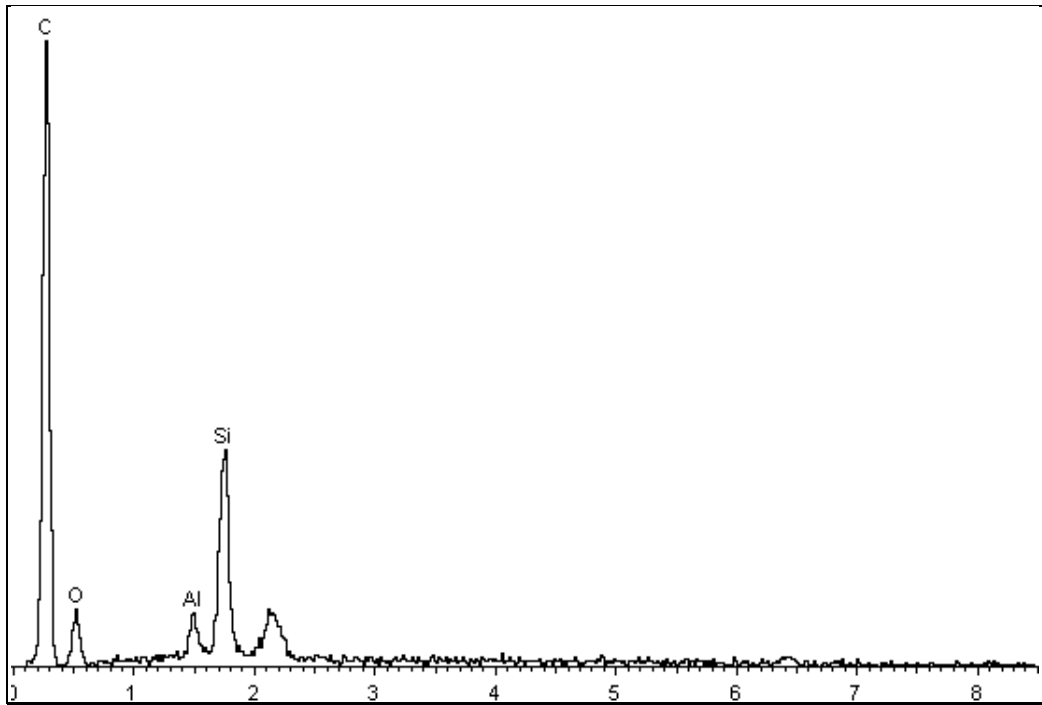


Figura 85. Composición impregnación

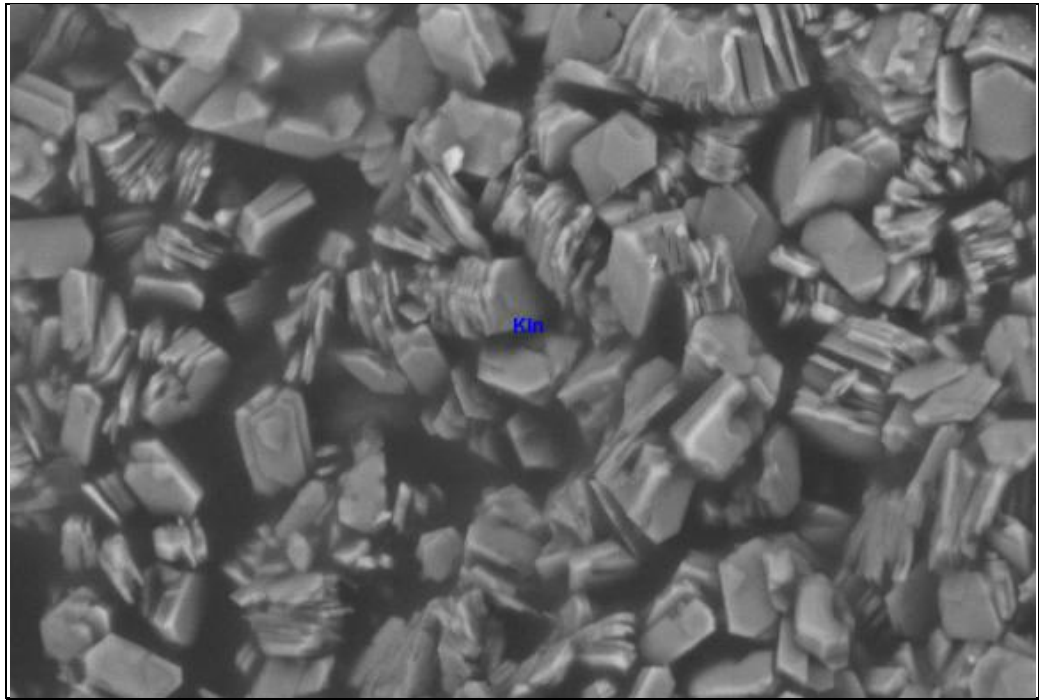


Figura 86. Detalle caolinita presente en el plug .Profundidad 7840,5'

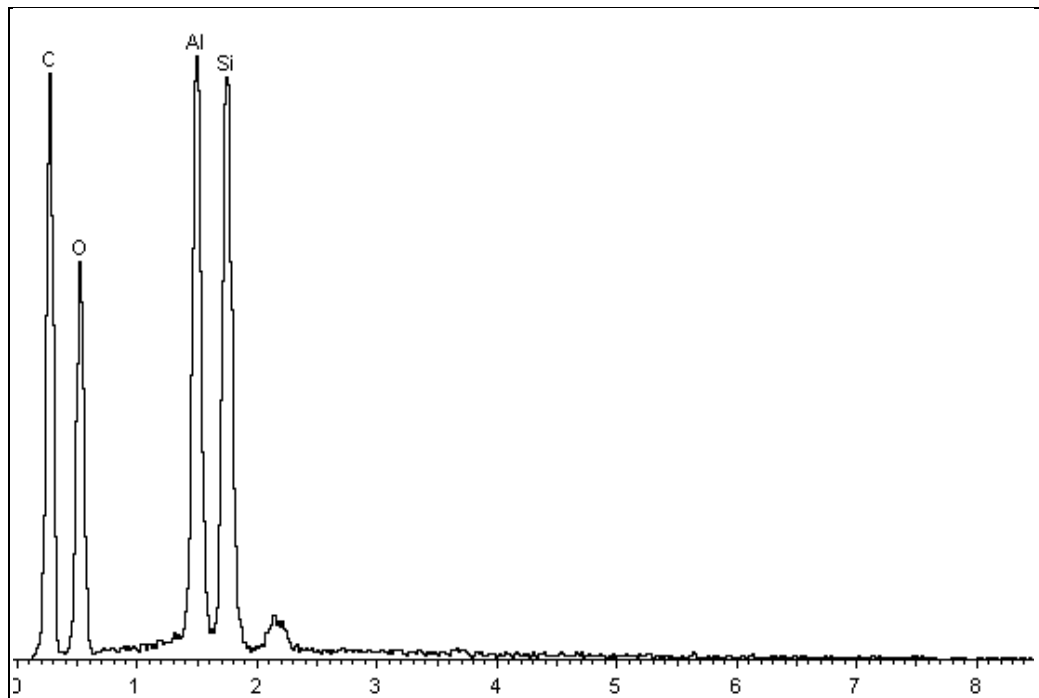


Figura 87. Composición Caolinita Figura 86

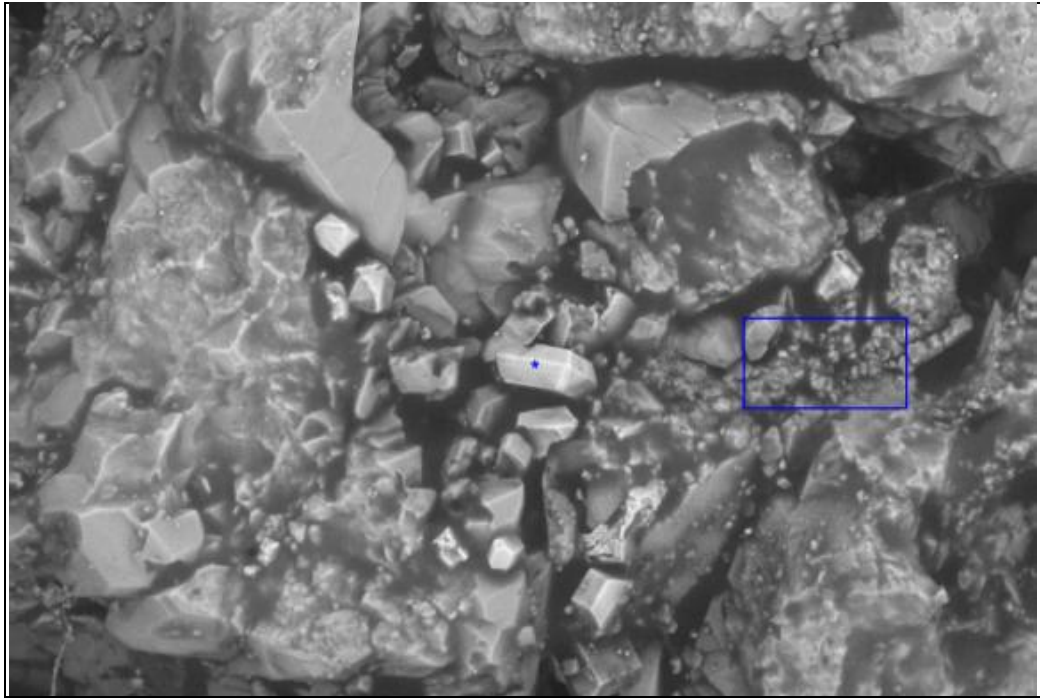


Figura 88. Detalle de zona taponada

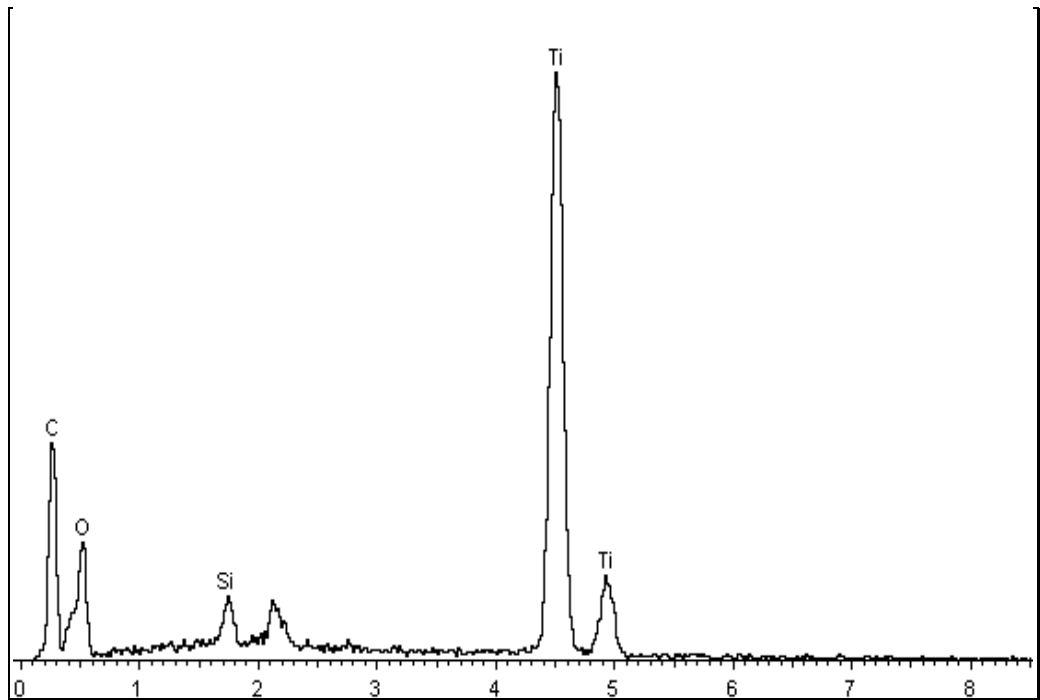


Figura 89. Composición zona recuadro Figura 88



Figura 90. Material presente entre los granos del plug

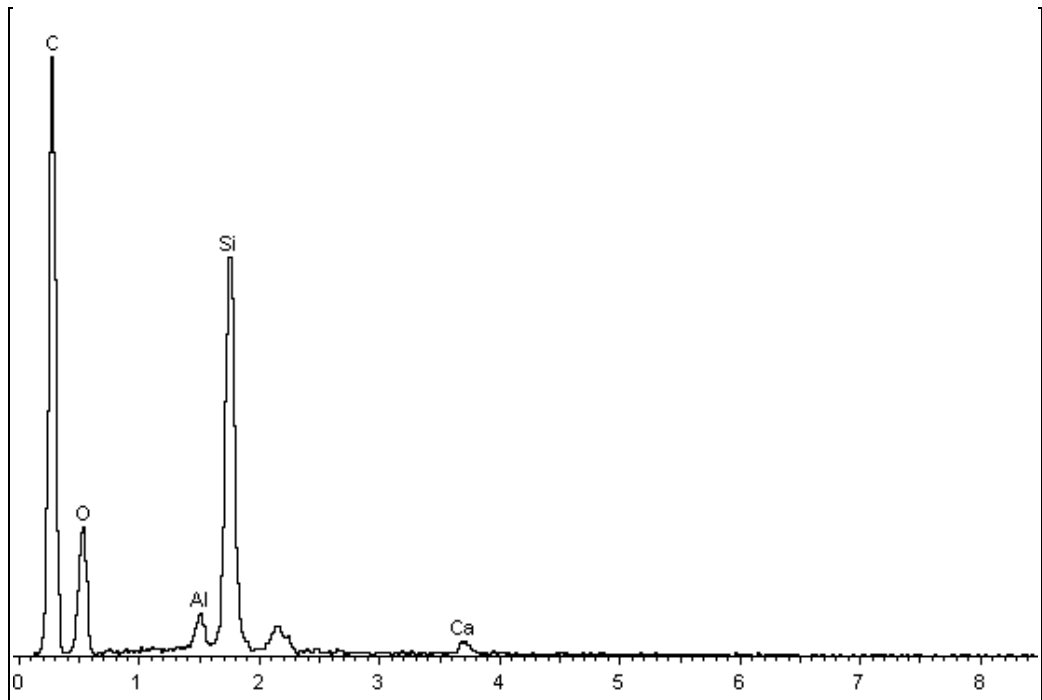


Figura 91. Composición del material figura 90

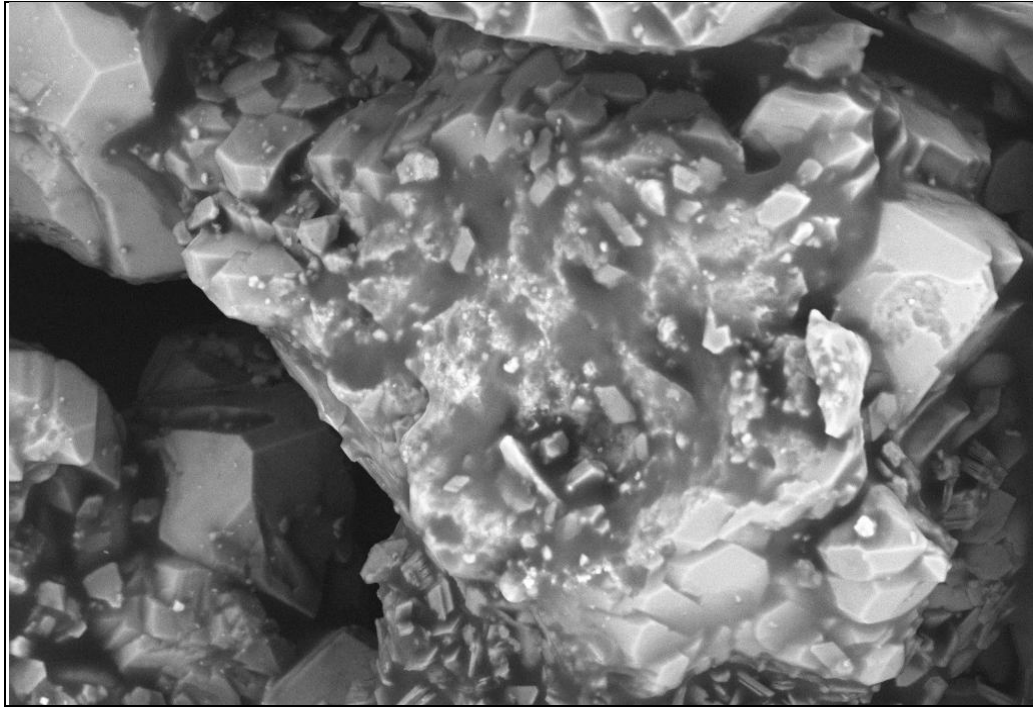


Figura 92. Detalle del material presente entre los granos

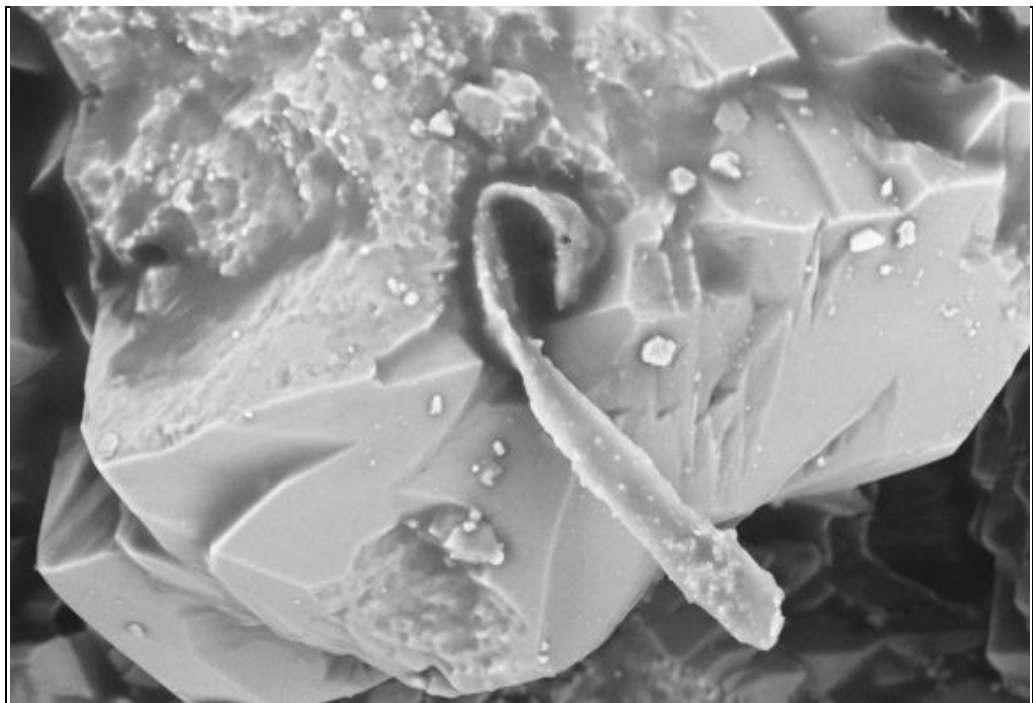


Figura 93. Detalle del material sobre grano presente en el plug

✓ ZONA MEDIA

El sistema poroso de esta zona se aprecia similar al anterior. La muestra en general está impregnada de material orgánico. En su composición general reporta silicio, carbono, oxígeno, aluminio. Como material taponando los poros se presenta: cuarzo (fragmentos y microcristalino) aglomerados e impregnados de material orgánico. Caolinita como láminas inmersas y aglomeradas en material orgánico en el cual a su vez se detecta la presencia de calcio y titanio. Minerales: zircón, mineral arcilloso con forma de láminas y contenido de silicio, aluminio, potasio. Se evidencia en toda esta zona la presencia de material orgánico (contenido de carbono), pero no se hace evidente la presencia de BAROTROL PLUS.

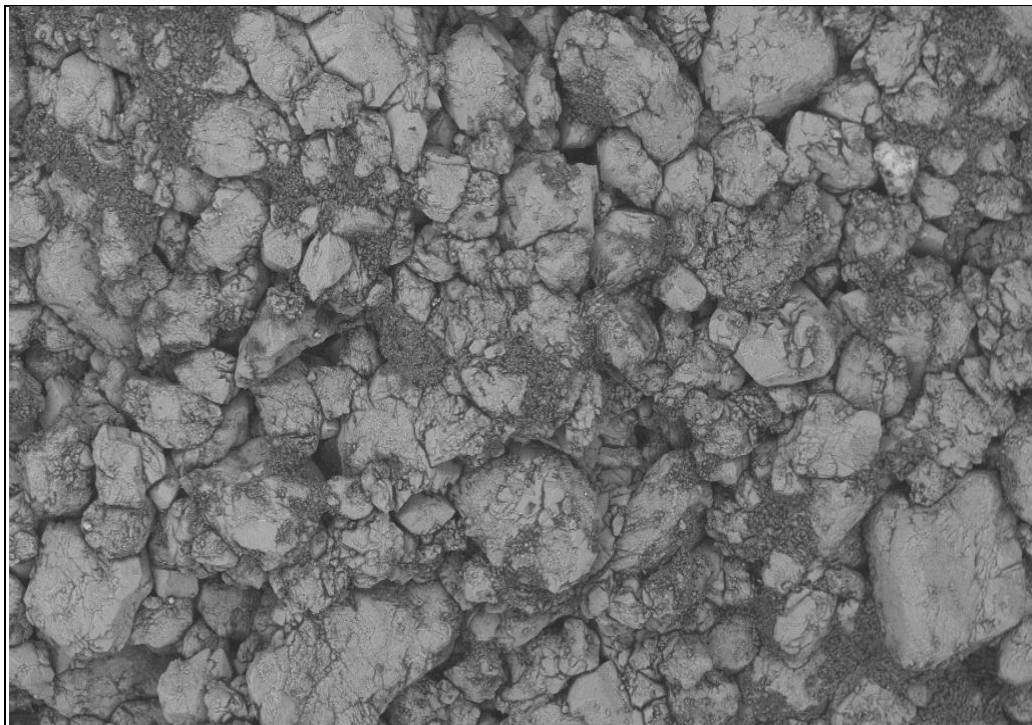


Figura 94. Aspecto general zona media del plug. Profundidad 7840,5'

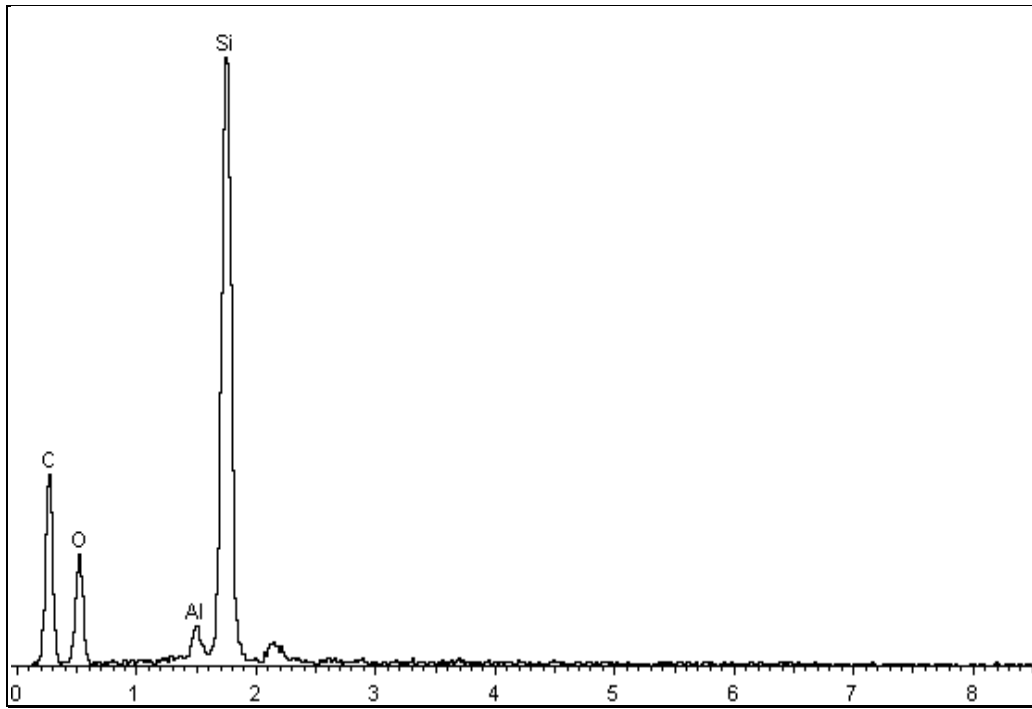


Figura 95. Composición mineral zona media del plug. Profundidad 7840,5'

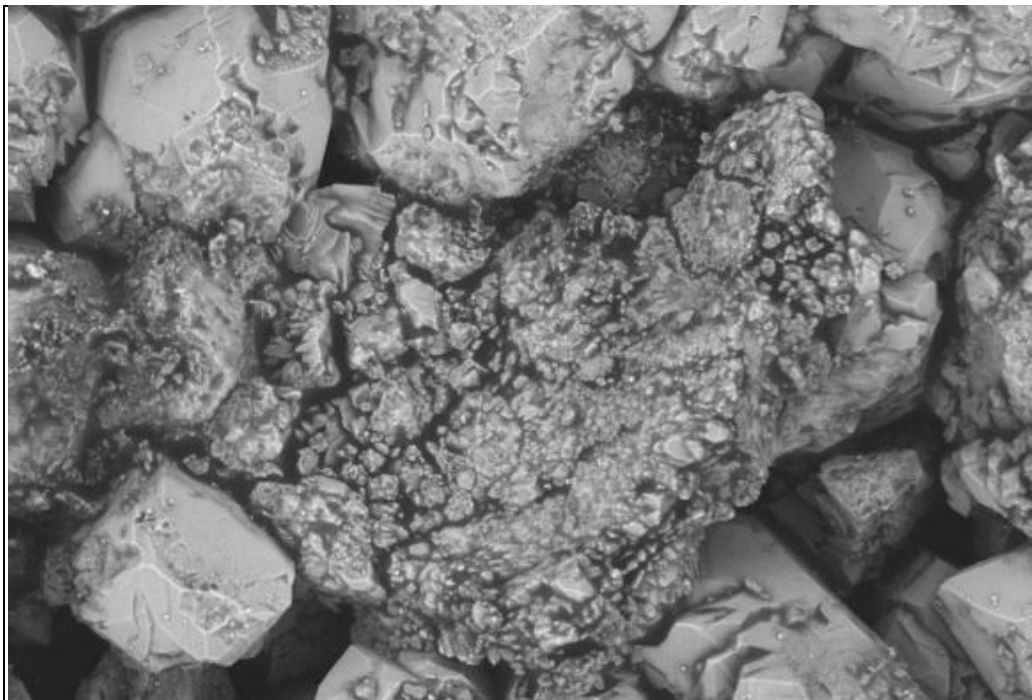


Figura 96. Detalle de zona taponada

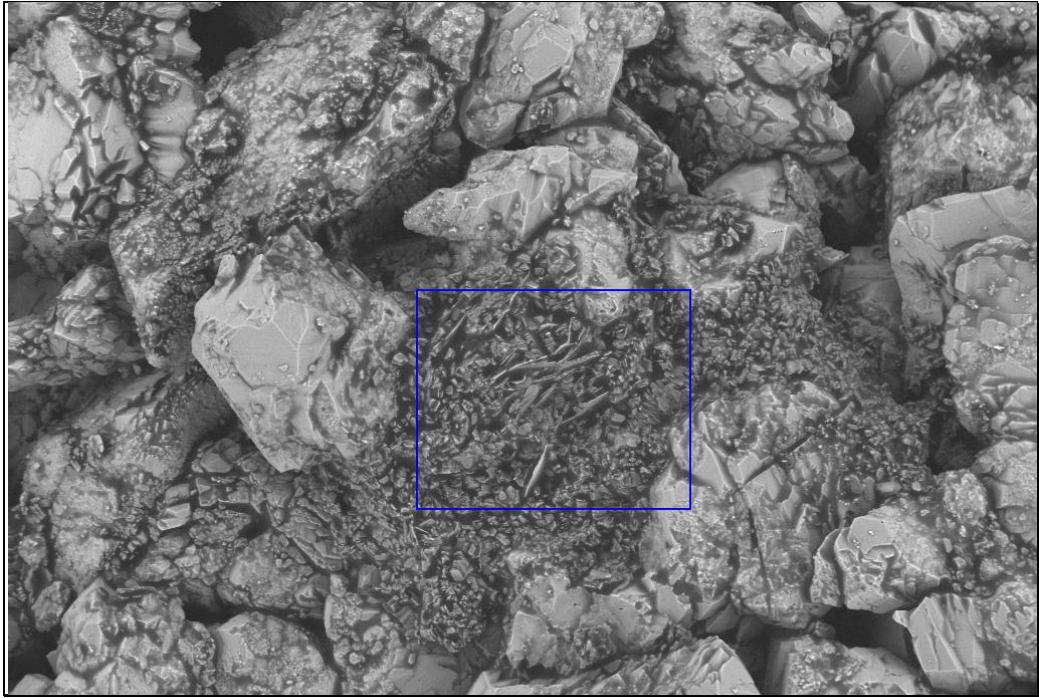


Figura 97. Material taponando poros del plug

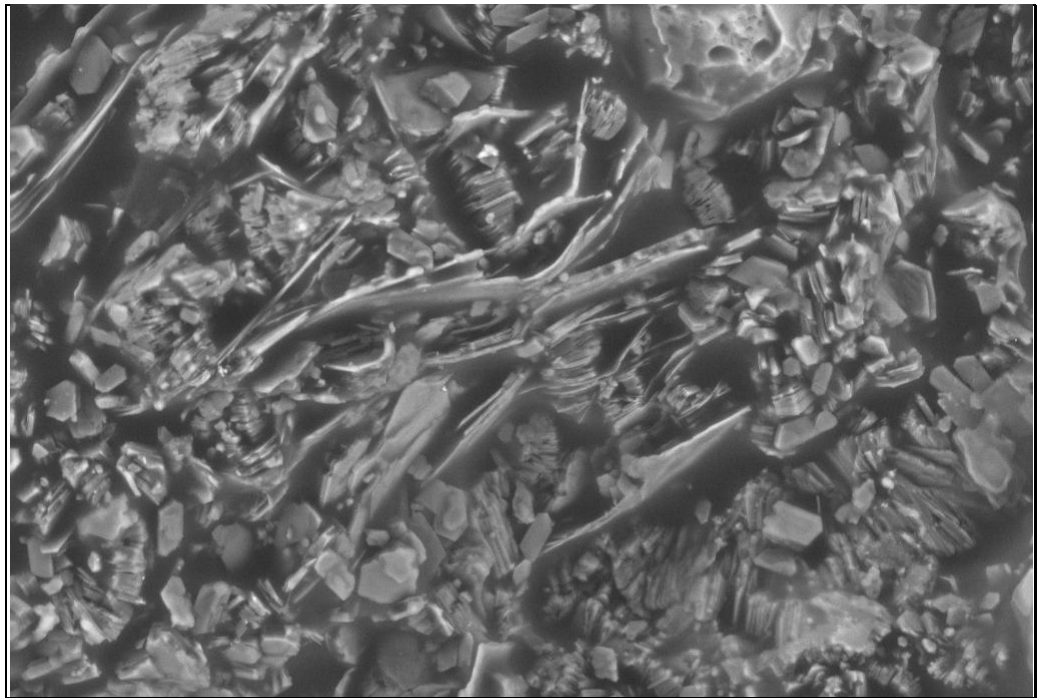


Figura 98. Detalle material recuadro Figura 95

✓ ZONA DE SALIDA

En la zona de salida del plug, la apariencia del sistema poroso, es similar a las dos zonas anteriormente descritas. Hay presencia de material sobre los granos, taponando poros y garganta; así como impregnación de toda la muestra de material orgánico. En su composición general se observa la presencia de silicio, carbono y aluminio. Abundante presencia de caolinita en láminas y librillos, inmersa en material orgánico y aglomerada. En el borde de salida de esta zona se encontró una fibra (longitud $612\mu\text{m}$), con contenido de carbono, cloro, silicio, calcio, potasio, sodio, bario. Cristales con contenido de calcio, azufre, oxígeno, carbono sobre los granos y entre los poros, ubicado a $407,5\mu\text{m}$ del borde de salida. Sobre los granos hay presencia de un material en forma de película, con contenido de carbono, silicio, calcio, cloro. Cloruro de sodio (cristales y como impregnación). Zircón (como fragmentos). De manera general no se evidencia la presencia de calcio, aunque se encuentran ciertas partículas con contenido de este elemento.

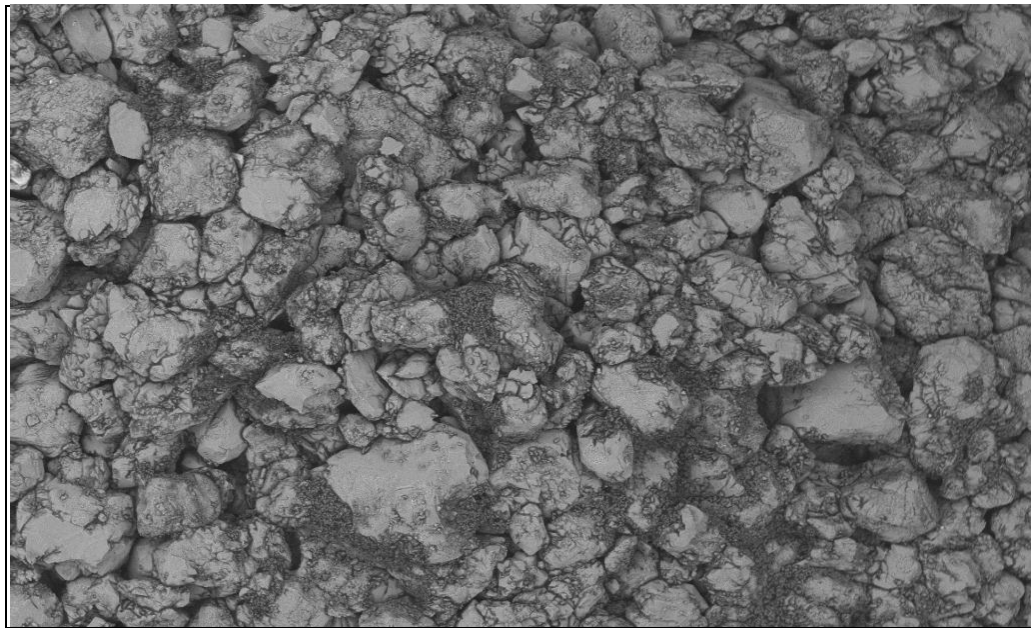


Figura 99. Aspecto general zona de salida del plug. Profundidad 7840,5'

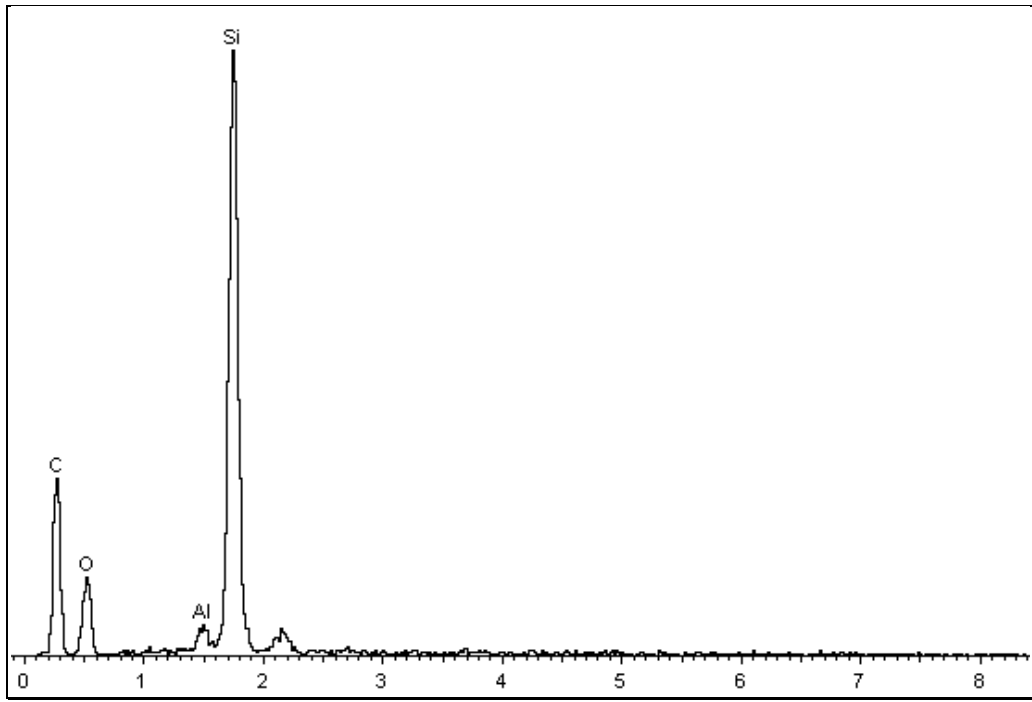


Figura 100. Composición general zona de salida del plug. Profundidad 7840,5'

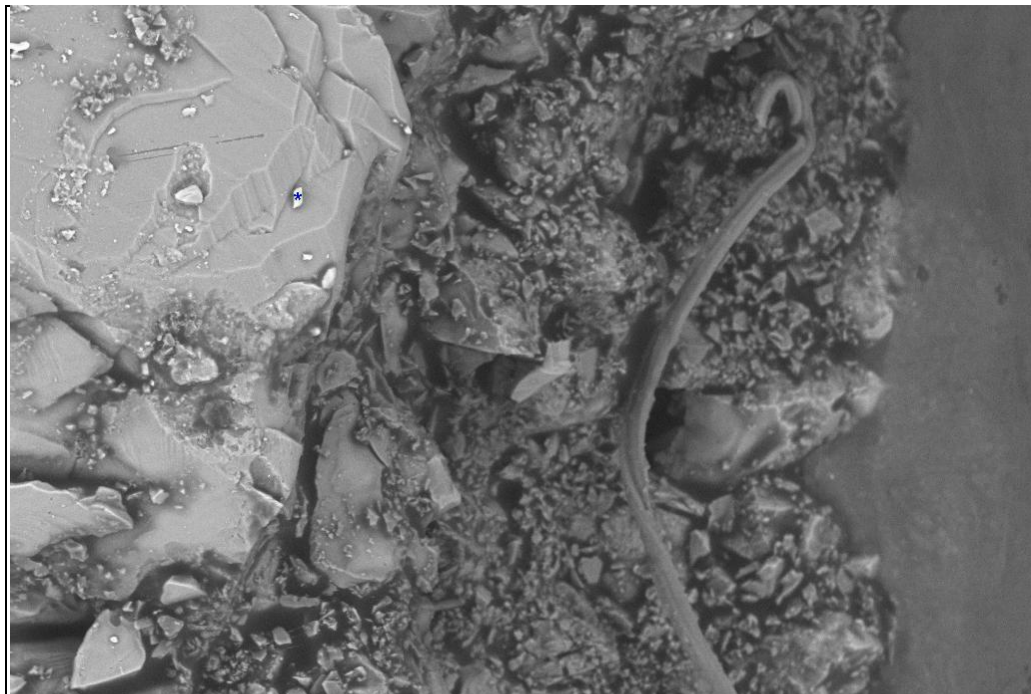


Figura 101. Detalle de material taponando poros

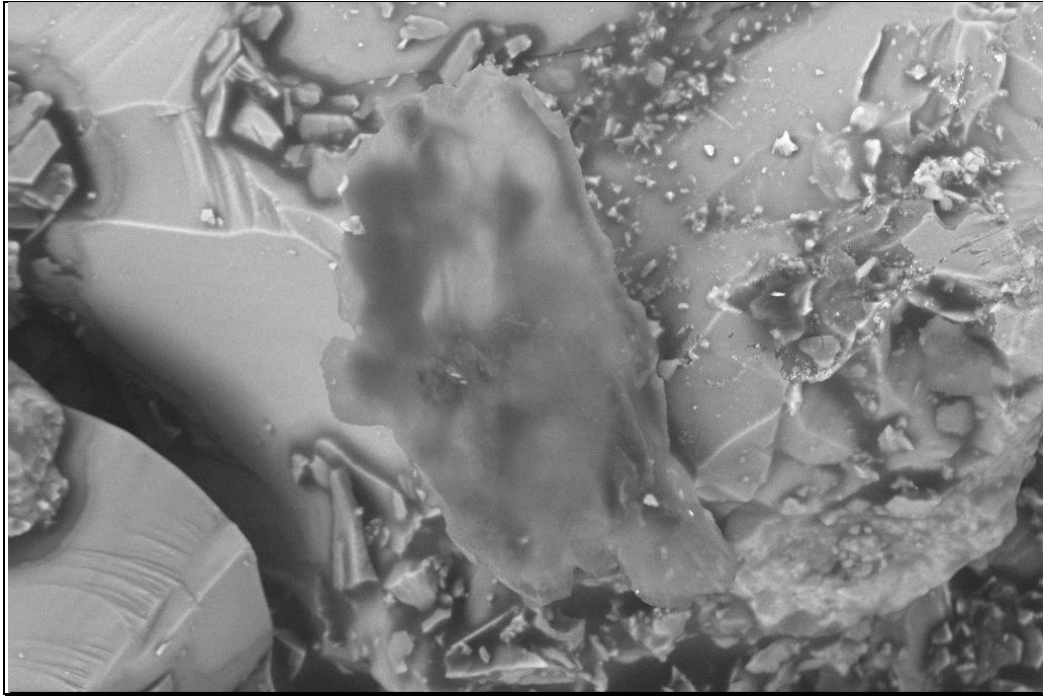


Figura 102. Detalle de material sobre grano

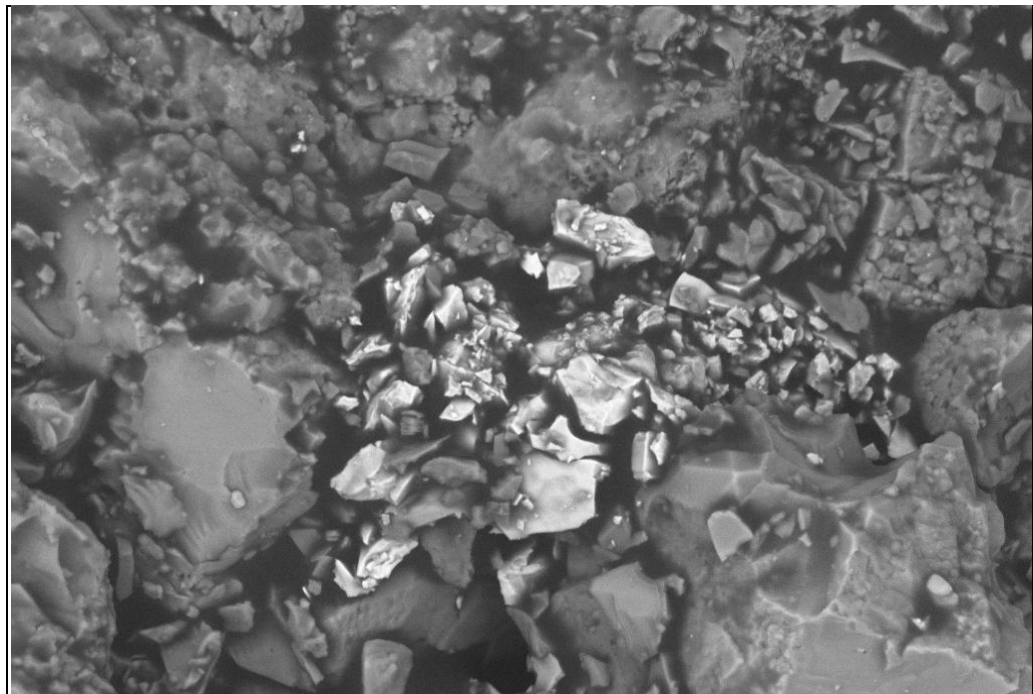


Figura 103. Detalle del mineral presente entre los granos

**6.11.2. CASTILLA NORTE-D PF: 7856,50' - PLUG DESPLAZADO
(ANALIZADO EN EL MODO DE PRESION VARIABLE)**

✓ AREA TRANSVERSAL- ZONA DE ENTRADA

En la zona de entrada se observa impregnación de la muestra y zonas taponadas por material orgánico. Esta es una roca cuarzosa en donde adicional se aprecia la presencia de carbono, aluminio y calcio, con escasos poros despejados, con frecuente material disperso localizado principalmente sobre granos. Se aprecia la presencia principalmente de caolinita en forma de láminas sueltas o aglomeradas impregnadas de material orgánico (m.o), estas se encuentran taponando poros y garganta; en algunas zonas se observa aglomerada con fragmentos de cuarzo e impregnada de m.o. Se localizan zonas taponadas por fragmentos de cuarzo (grano estructural de composición cuarzosa) impregnados de material orgánico y calcio (estos podrían atribuirse posiblemente a residuo de barotrol y steel seal), impregnación con cloruro de sodio (cristales), fibra (longitud 119,4µm) ubicada entre poros (a 4mm del borde de entrada) y con contenido de carbono, silicio, cloro, calcio, potasio y sodio; material taponando poro, posiblemente minerales alterados con contenido de titanio, carbono, oxígeno, aluminio, silicio, cloro, sodio, hierro y zircón.

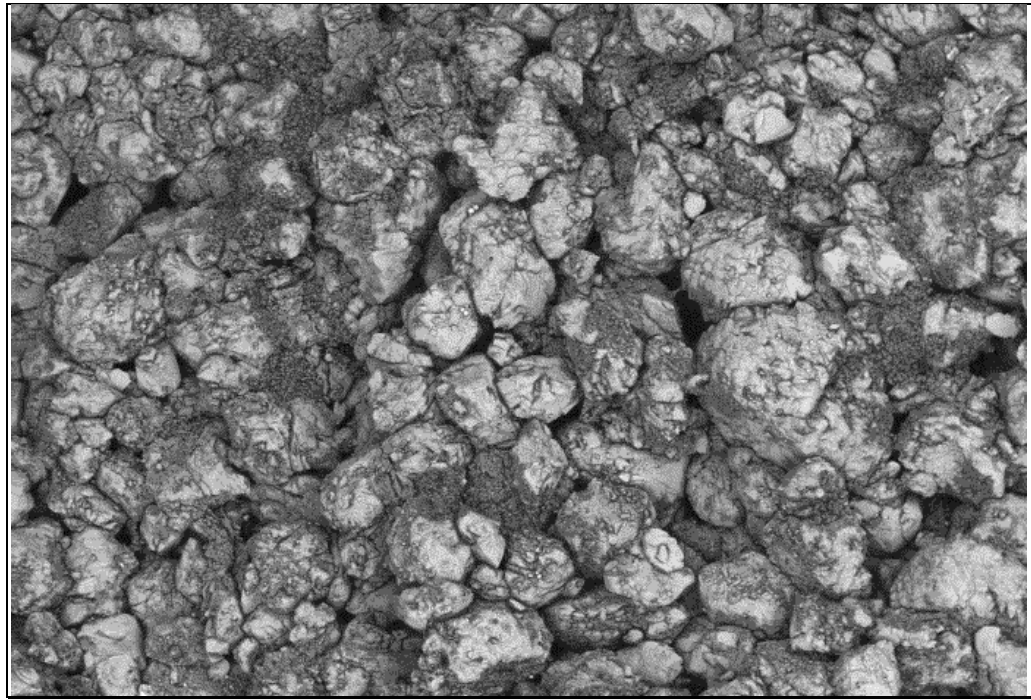


Figura 104. Aspecto general zona de inyección del plug. Profundidad 7856,5'

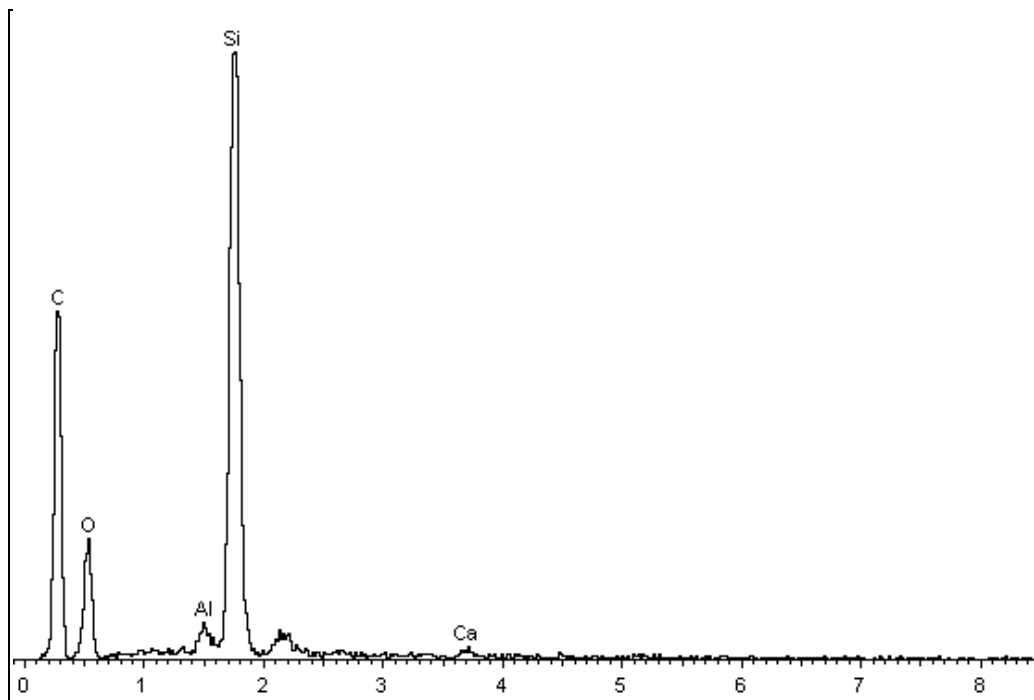


Figura 105. Composición general zona de inyección del plug. Profundidad 7856,5'

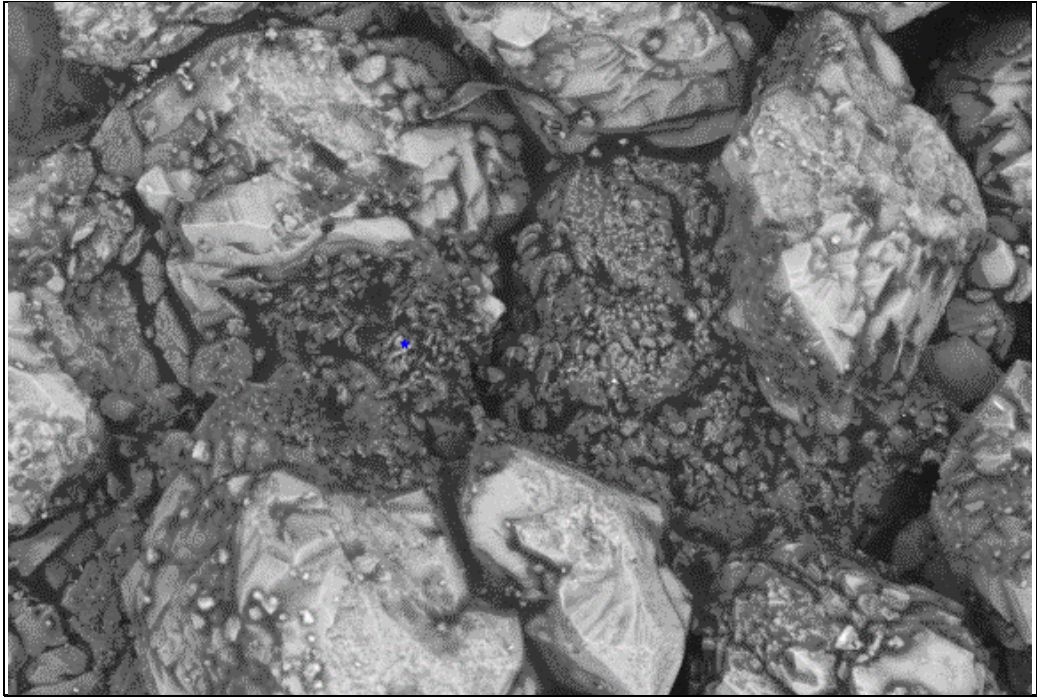


Figura 106. Detalle zona taponada por minerales

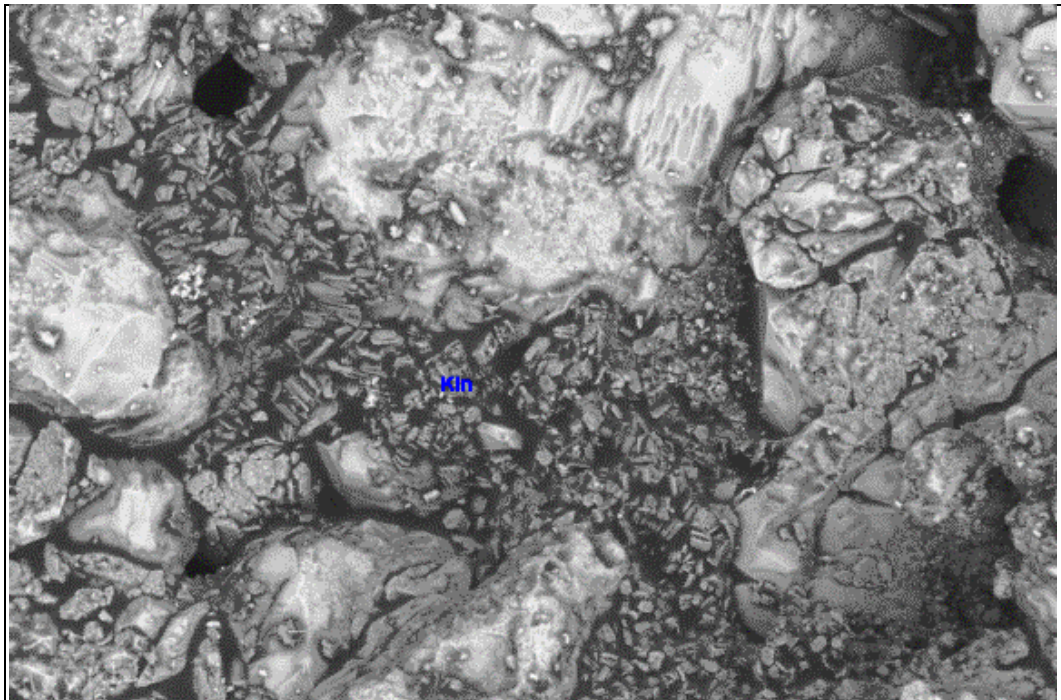


Figura 107. Caolinita impregnada taponando poros

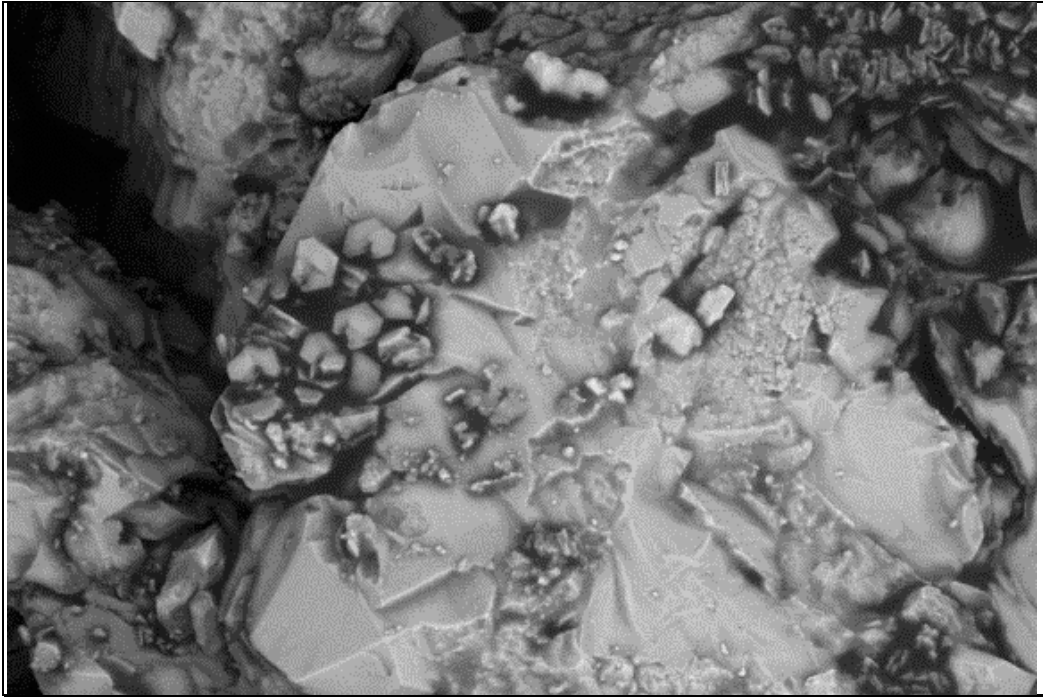


Figura 108. Detalle de caolinita sobre grano

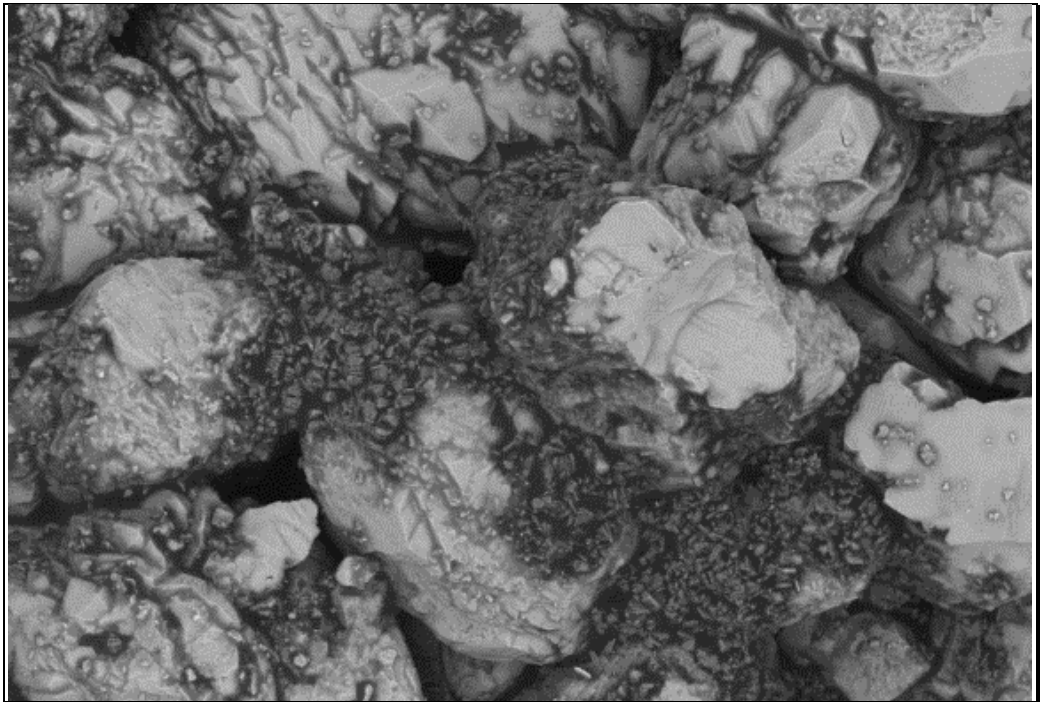


Figura 109. Reducción de porosidad por taponamiento

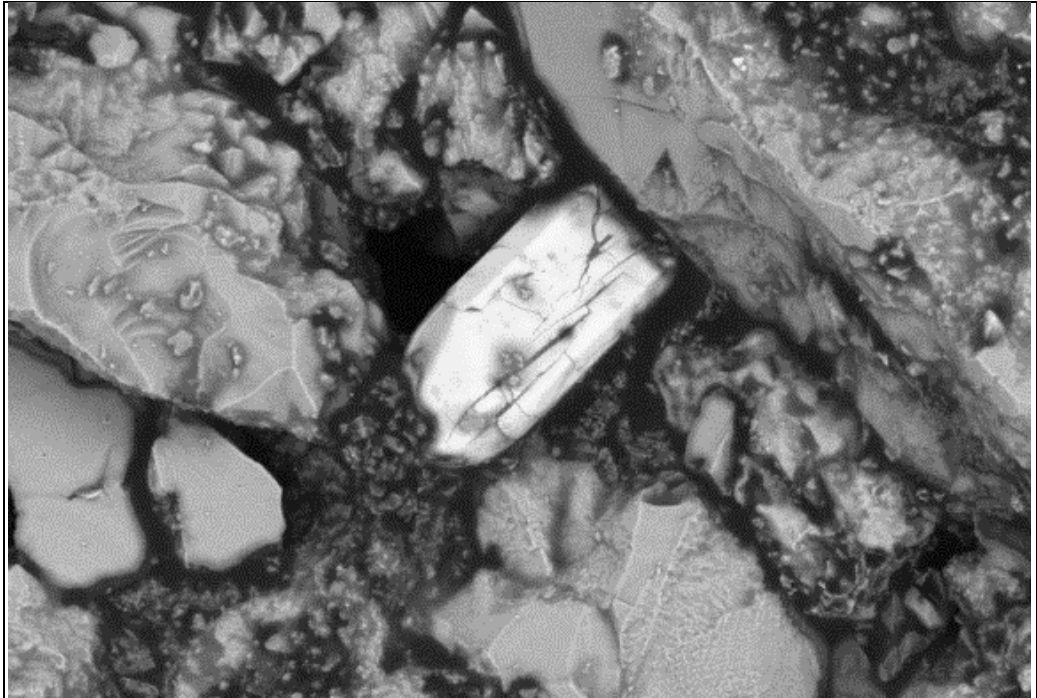


Figura 110. Detalle de Zircón presente entre los granos

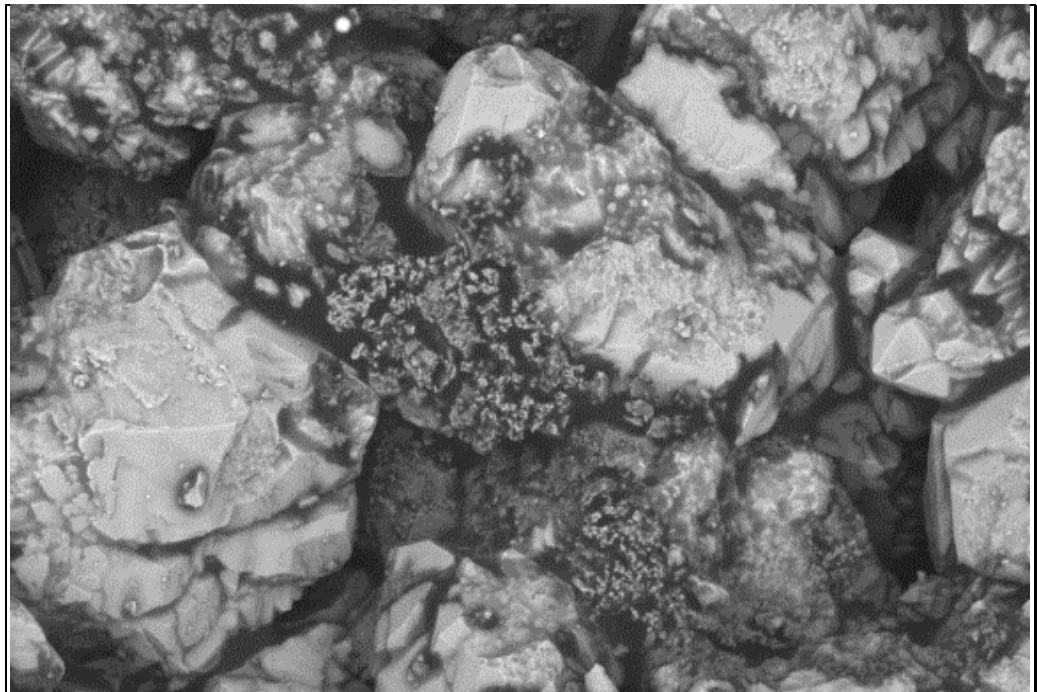


Figura 111. Detalle material taponando poros

✓ ZONA MEDIA

En la zona media se observan escasos poros despejados y frecuente material arcilloso distribuido en la muestra en menor proporción con respecto a la zona anterior, estos se encuentran localizados sobre granos, taponando los poros y en gargantas. Como material que reduce el sistema poroso, se encuentran láminas y librillos de caolinita impregnados con material orgánico y de aspecto aglomerado. También se observa un material aglomerado, sin morfología definida y contenido de carbono, azufre, calcio, titanio y cloro. Se aprecian frecuentes granos de cuarzo fracturados e impregnados de material orgánico, fibras (longitud aproximada de $1,1\mu\text{m}$ - $1,6\mu\text{m}$) a 1,9cm del borde de entrada (se presentan de manera más frecuente que en la zona anterior), pirita y zona impregnada de material con alto contenido de cloro. No se observa de manera general la presencia de calcio, como si ocurre en el espectro general de la zona de entrada.

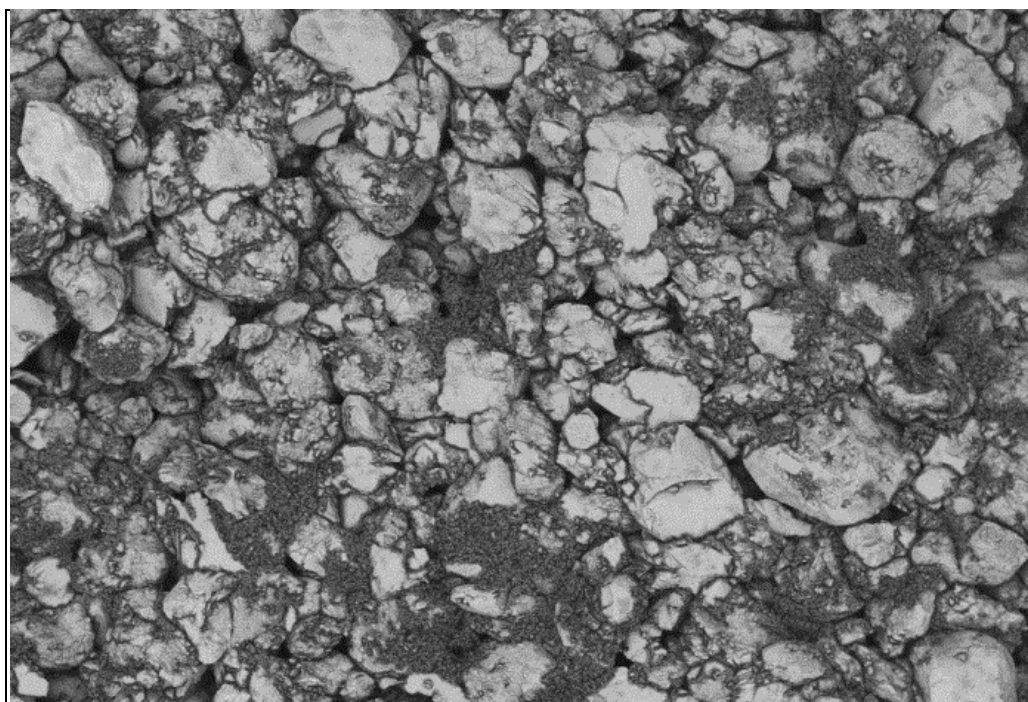


Figura 112. Aspecto general zona media del plug. Profundidad 7856,5'

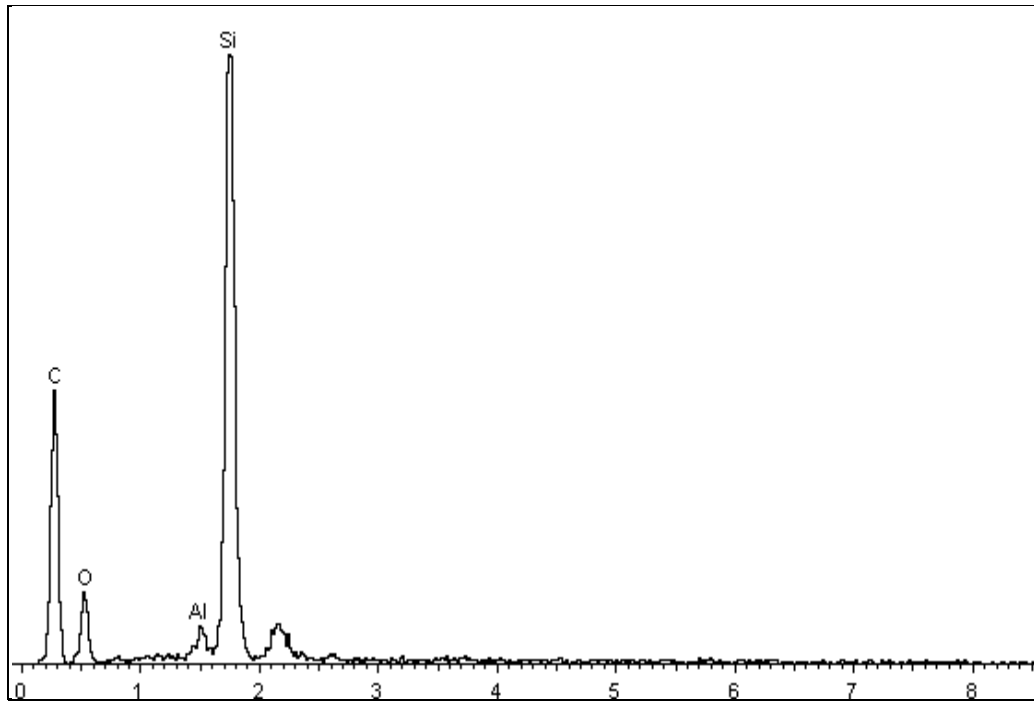


Figura 113. Composición general zona media del plug. Profundidad 7856,5'

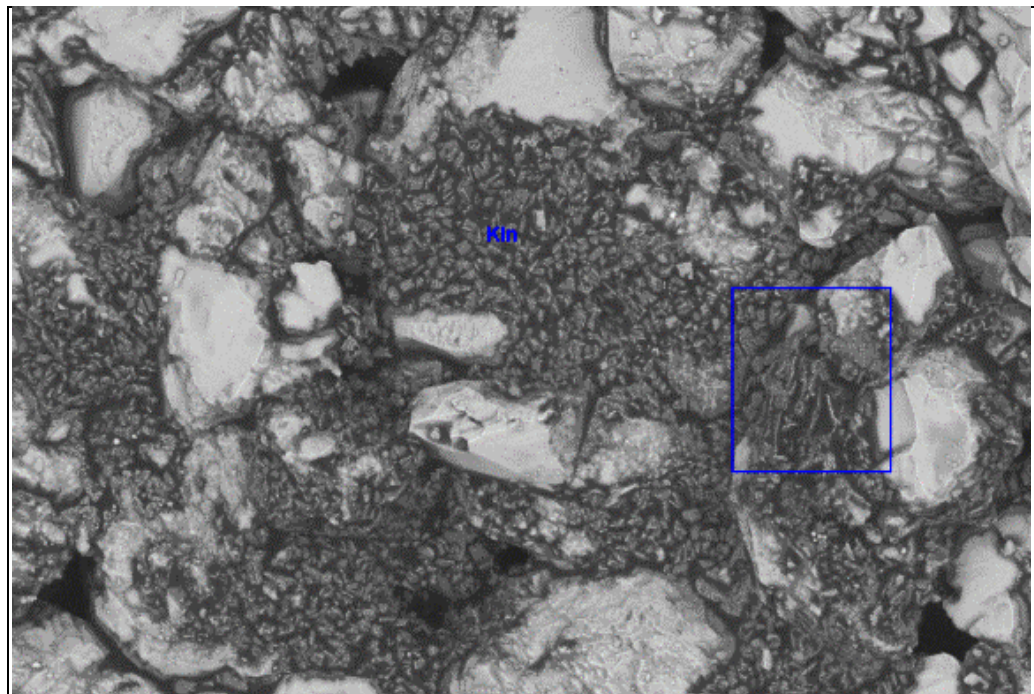


Figura 114. Detalle de zona taponada por minerales

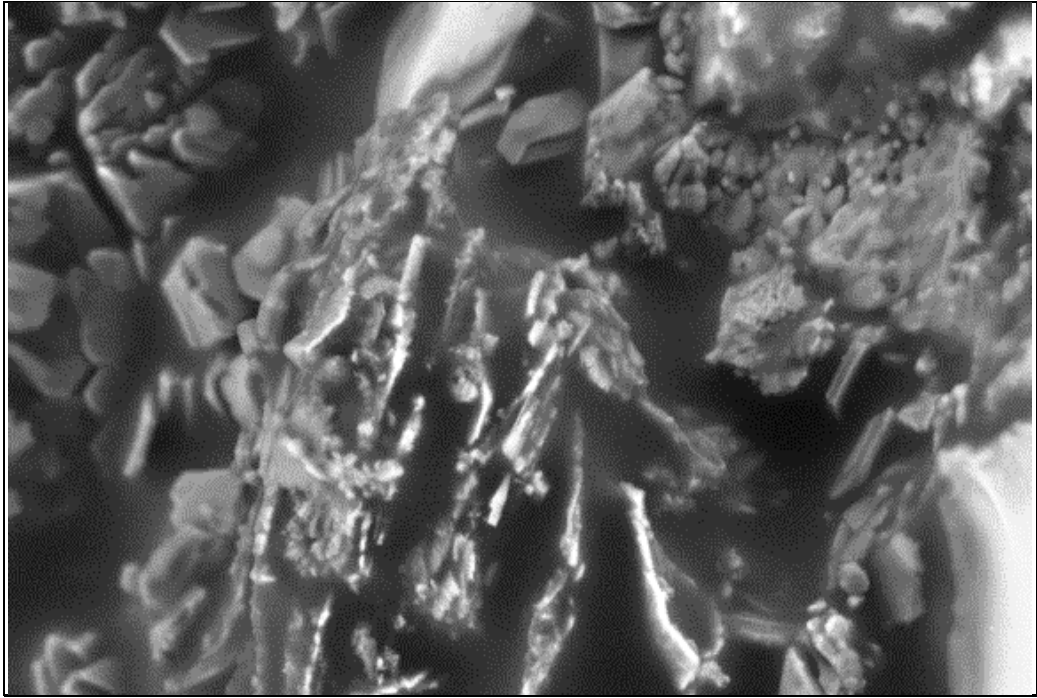


Figura 115. Detalle material recuadro azul Figura 114

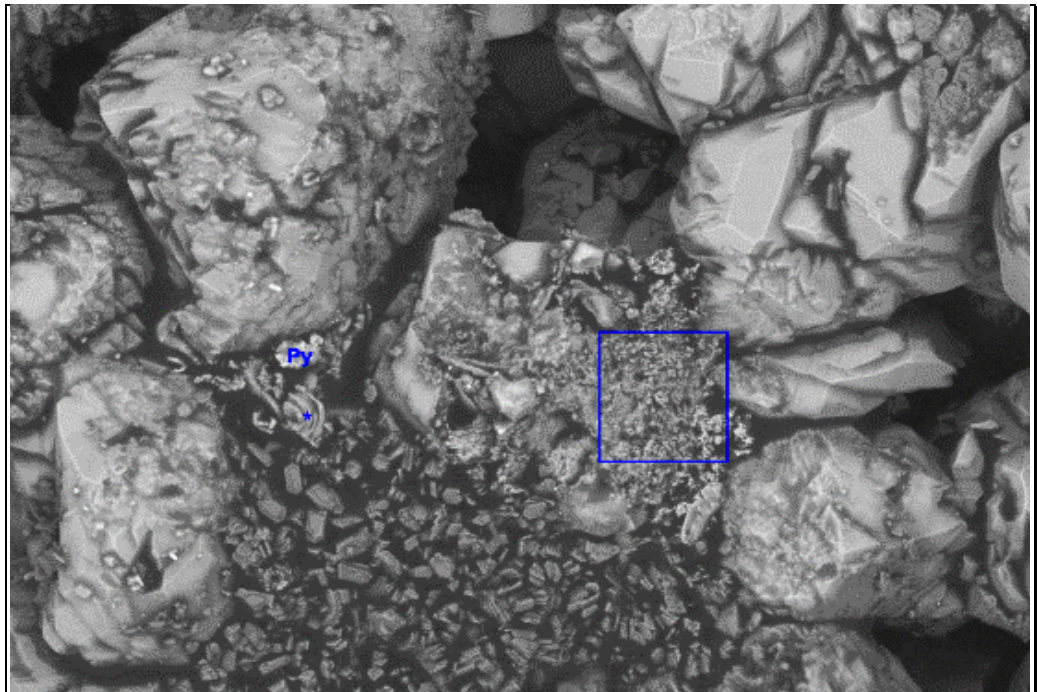


Figura 116. Detalle de zona taponada por minerales

✓ ZONA DE SALIDA

En esta zona se aprecia mayor impregnación del área con respecto a las dos zonas anteriores, el sistema poroso se ve disminuido por la presencia de material arcilloso sobre granos, taponando poros y gargantas. En su composición general no se detecta la presencia de calcio, como si ocurre en la zona de entrada. Se observa caolinita en laminas y en librillos aglomerada por material orgánico, localizada taponando poros y garganta, granos impregnados con un material que presenta alto contenido de azufre, calcio, carbono, y presencia de silicio, aluminio, fragmentos de cuarzo impregnados de m.o, dispuesto sobre granos y taponando los poros (en algunos casos aglomerados con laminas de caolinita), fibra (a 1mm del borde de producción, con una longitud de 530 μ m). Posible mineral alterado taponando poros con contenido de titanio, carbono, silicio, hierro; y algunas partículas de sulfato de bario.



Figura 117. Aspecto general zona de producción del plug. Profundidad 7856,5'

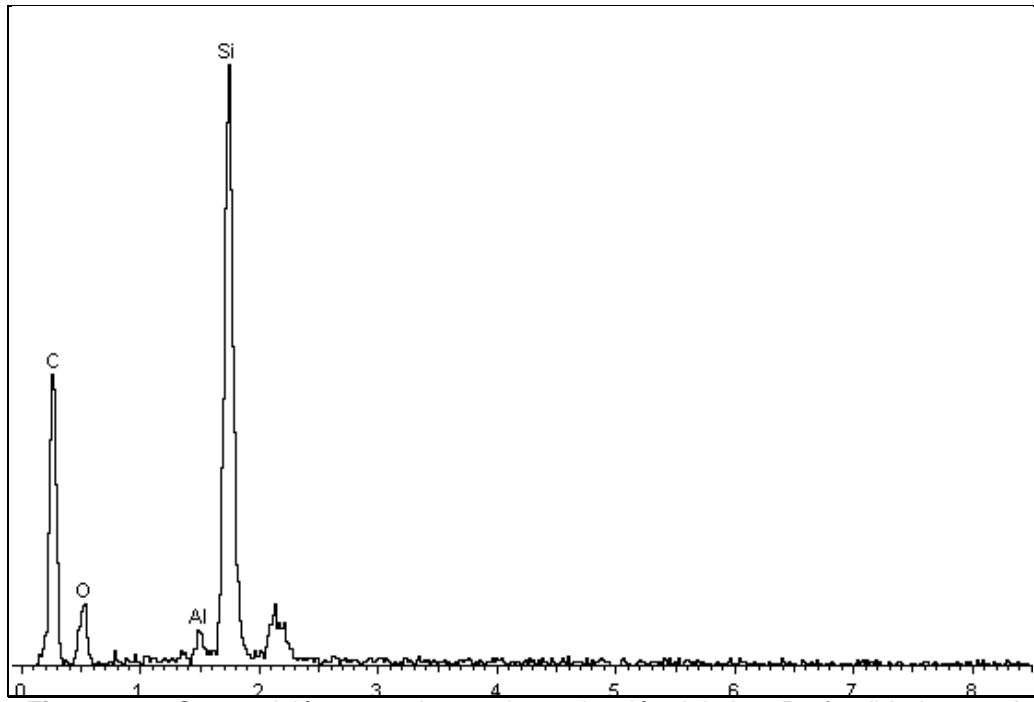


Figura 118. Composición general zona de producción del plug. Profundidad 7856,5'

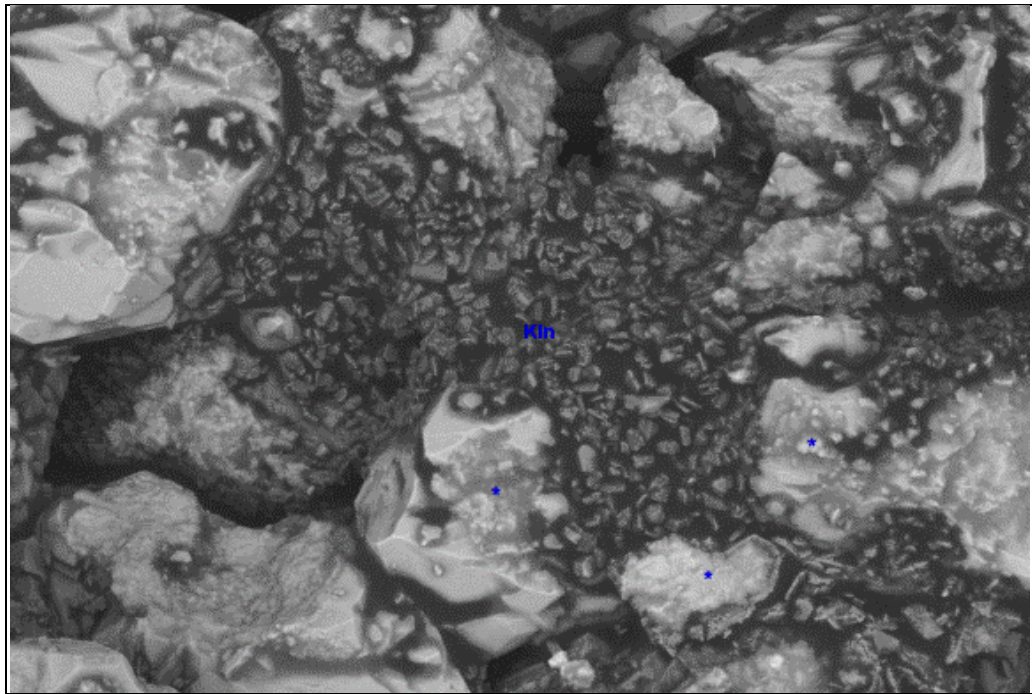


Figura 119. Detalle de zona taponada por minerales

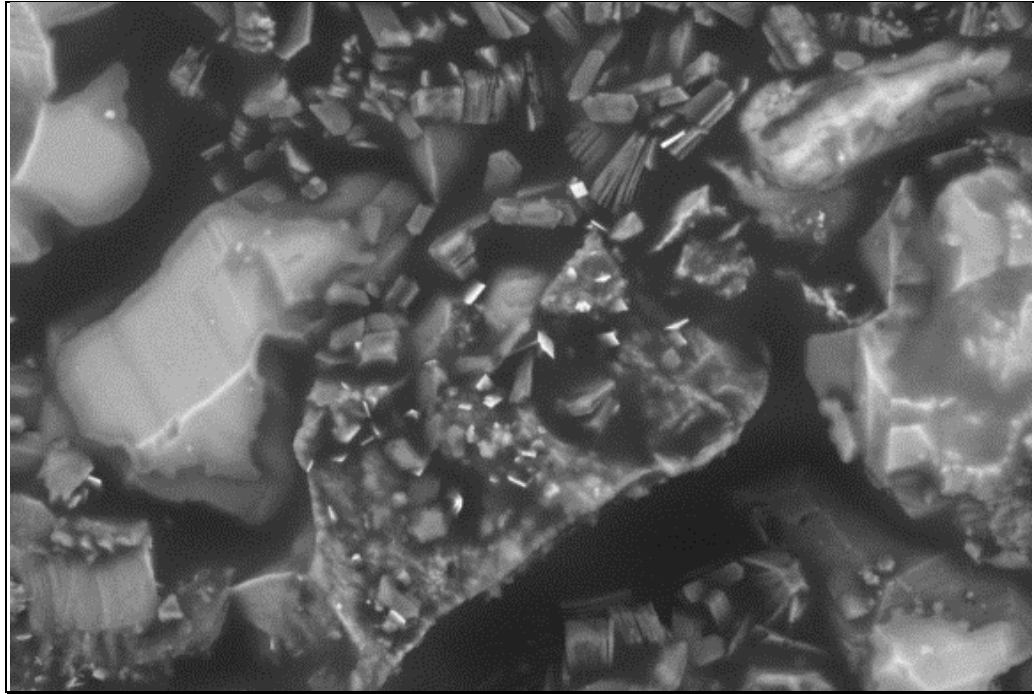


Figura 120. Detalle material zona de recuadro Figura 118

❖ ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con los diferentes análisis SEM realizados antes y después de la prueba de daño a la formación, se puede observar que el Grafito y el Barotrol utilizados en las formulaciones 3 y 4 crean el revoque o cake esperado, disminuyendo así el filtrado de lodo, logrando disminuir el daño que se va a generar en la formación productora, esto se confirma con los resultados obtenidos en la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT). Además los residuos de estos aditivos alcanzan distancias mínimas desde el borde de entrada (9 mm-7840,5 ft y 4 mm-7856,5 ft) lo cual NO afectará la etapa de producción.

CONCLUSIONES

- Se observa que el retorno de permeabilidad obtenido en la evaluación de daño a la formación en los plugs del campo Castilla causado por cada una de las formulaciones es bueno ya que el retorno supera el 90%.
- En la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad, al usar Grafito en los fluidos de perforación, este aditivo disminuye la pérdida inicial instantánea (de 3ml a 1ml) y los valores de pérdida de filtrado total de (PPT) (de 27ml a 15 ml) lo que resulta favorable para disminuir el daño que se genera en la formación.
- Al realizar el análisis de los retornos de permeabilidades que se obtienen en la prueba de daño de formación se observa que la Formulación 3 que tiene Grafito y Barotrol tiene menor volumen de filtrado lo cual es más favorable ya que se disminuirá el daño por invasión de fluido en la formación productora.
- Con los resultados obtenidos en el Análisis SEM se observa que la distancia que alcanza el Grafito y Barotrol es 9 mm (7840,5 ft) y 4 mm (7856,5 ft) desde el borde de entrada, indicando que se va a generar mínimo daño de formación por invasión de sólidos del lodo

RECOMENDACIONES

- Realizar el estudio en otros campos donde se presenten este tipo de problemas operacionales con el fin de disminuir el daño que se genera en la fase de perforación de un pozo para lograr así un incremento en la producción de hidrocarburos.
- Realizar un estudio detallado de todos los tipos de daños que se pueden generar en un pozo para implementar algunas técnicas en campos colombianos que ayuden a aumentar la producción de hidrocarburos.
- Debido a que las zonas estudiadas presentan fracturas naturales, se recomienda estudiar la factibilidad de implementar la técnica de perforación Underbalance creando una ventana operacional de lodo con el fin de mitigar los problemas operacionales en la fase de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

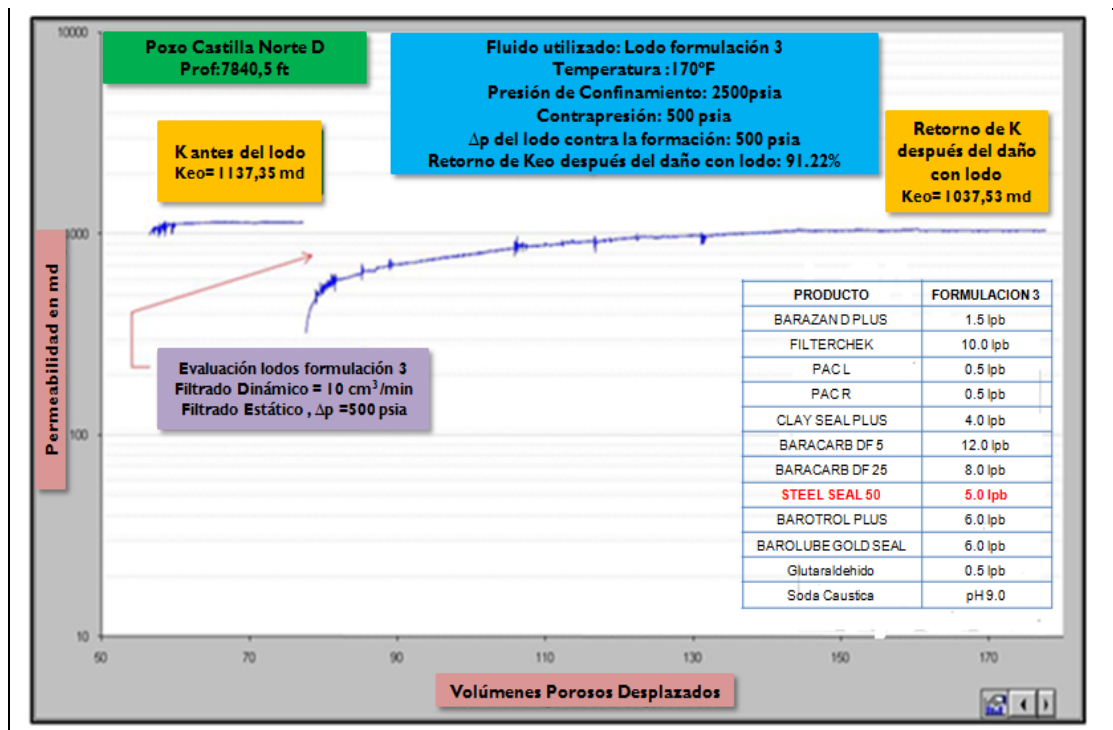
- AGILA SOTO, Cynthia M., MALAVÉ, Kléber. “Optimización De Un Fluido “Drill-In” Para Perforar Zonas Hidrocarburíferas.” Revista Tecnológica ESPOL – RTE, ISSN: 0257-1749. Guayaquil-Ecuador. 2008
- AZIZI, W. Jin, and RAHMAN S. S. The University of New South Wales, “Management or Formation Damage by Improved Mud Design”. SPE-38039.1997.
- CARVAJAL, Eduardo X., RIVAS, Krupskaya N. “Determinación De La Granulometría Adecuada Del Carbonato De Calcio Para Optimizar El Punteo De Lodo En Las Zonas Productoras Del Campo Eden-Yuturi”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. 2011.
- JIAO DI and SHARMA, Mukul. “Mud Induced Formation Damage in Fractured Reservoirs”. SPE-30107.1996.
- LOZA, Jaime Alberto, BERBEO, Orlando. “Determinación De Propiedades Petrofísicas De La Sección De Overburden Y Reservorio Para El Diseño De Fluido De Perforación E Incremento De Productividad En Los Pozos De Los Campos Castilla, Apiay, Chichimene Y Suria”. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) – Ecopetrol S.A. Junio de 2011.
- LOZANO Viera, RIVAS Diego, LOZA Jaime, SUÁREZ Diego, CALDERÓN Zuly.” Factibilidad Técnica De La Perforación Bajo-Balance Para Un Campo En La Cuenca De Los Llanos Orientales.” Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) – Ecopetrol S.A. 2011.

- Manual de Fluidos de Perforación. Capítulos 3-4-5-6.
- OHEN H.A., CIVAN F. “Predicting Skin Effects Due to Formation Damage by Fines Migration.” University of Oklahoma. SPE-21675. April 1991.
- OSPINO Teddys G. “Aspectos Generales Del Daño De Formación Por Depositación De Asfaltenos En Yacimientos De Petróleo” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2009.
- RODRIGUEZ Eliserio. “Reestructuración Teórico-Práctica de la Guía de Laboratorio de Lodos y Cementos”. Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2007.
- SCOTT H.E, PATEY T.M and BYRNE M.T. “Return Permeability Measurements-Procceed With Caution”. SPE-107812. June 2007.
- SCHLUMBERGER, Characterizing of Formation Damage and Skin, Agosto 2003.
- TOASA S. Víctor. “Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009.
- Types and Mechanisms of Formation Damage, CORELAB INC, Agosto. 2003.
- WWW.SLB.COM - Estudio de caso: Minimización de los daños de formación de alta permeabilidad.

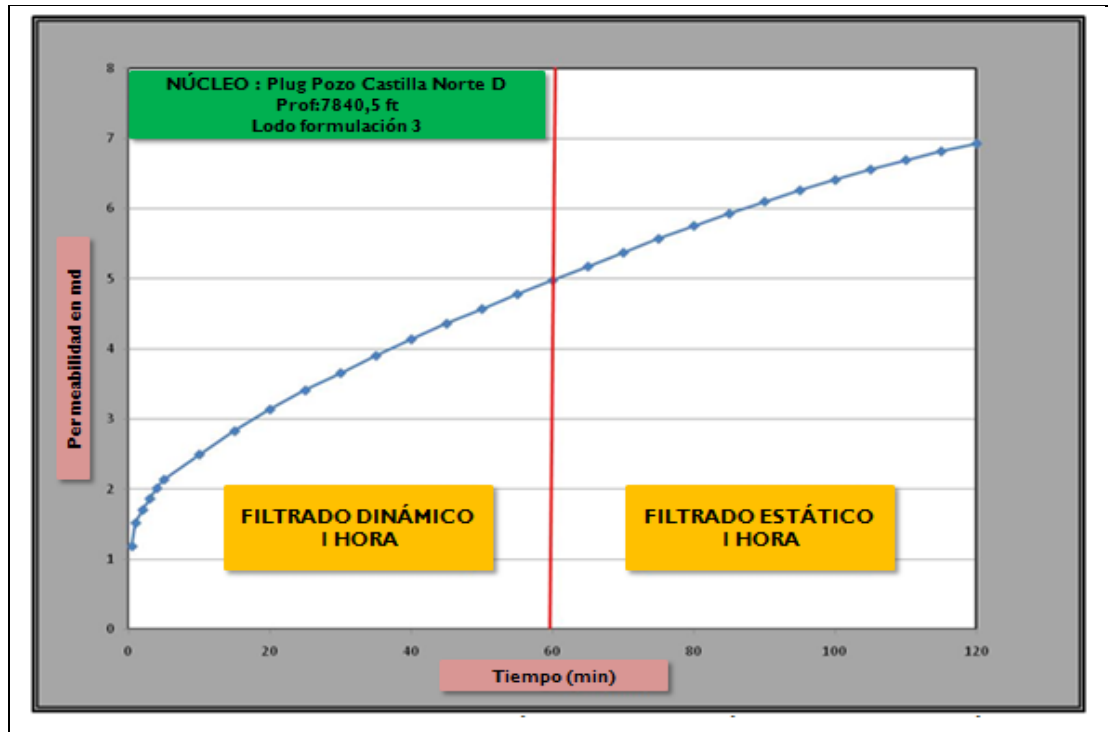
ANEXOS

En los anexos 1 y 3 es posible ver el comportamiento de la permeabilidad Vs los Volúmenes Porosos de fluidos desplazados durante las etapas de las pruebas de evaluación de Daño causado por los Lodos en los plugs de Castilla Norte-D.

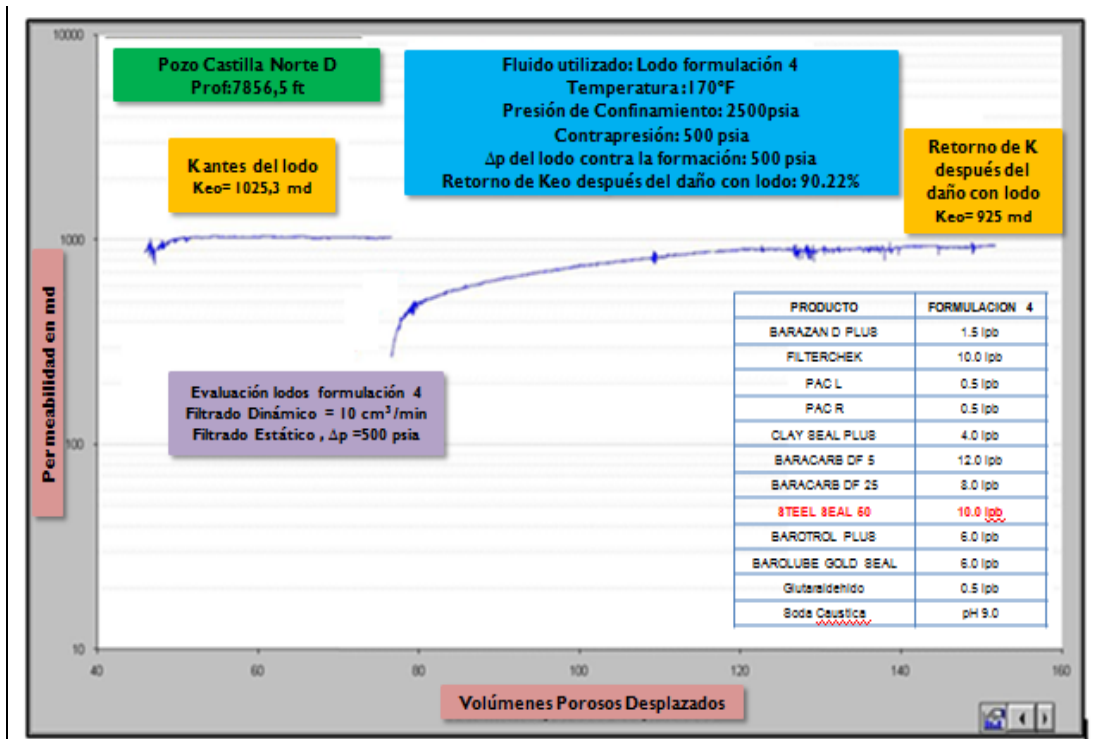
En los anexos 2 y 4 se puede observar la grafica del volumen de lodo filtrado (dinámica y estáticamente) Vs el tiempo, a través de los plugs de Castilla Norte D para cada lodo evaluado.



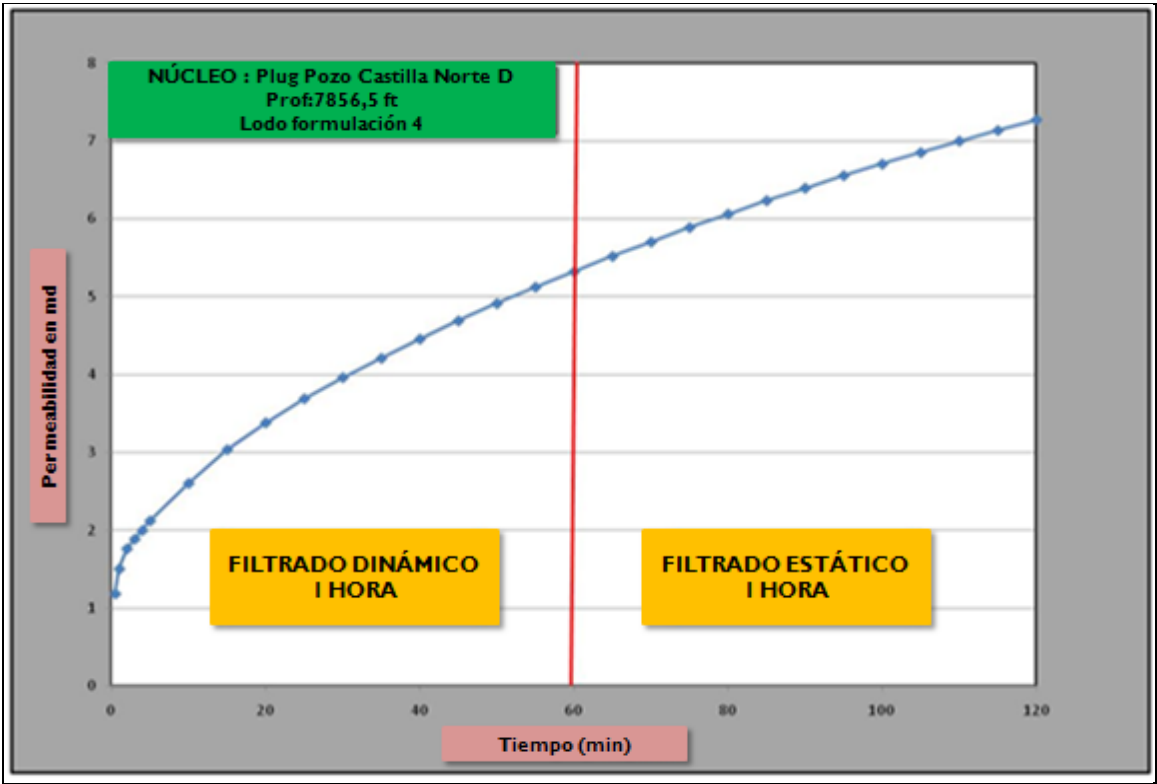
Anexo 1. Comportamiento de la Permeabilidad Lodo Formulación 3 de Halliburton en el plug castilla Norte D Prof.: 7840.50 ft.



Anexo 2. Comportamiento del Filtrado Dinámico y Filtrado Estático – Lodo Formulación 3 en el plug castilla Norte D Prof.: 7840.50 ft.



Anexo 3. Comportamiento de la Permeabilidad Lodo Formulación 4 de Halliburton en el plug castilla Norte D Prof.: 7856.50 ft.



Anexo 4. Comportamiento del Filtrado Dinámico y Filtrado Estático – Lodo Formulación 4 de Halliburton en el plug castilla Norte D Prof.: 7856.50 ft.