

**COMPARACIÓN DE TÉCNICAS CUALITATIVAS Y CUANTITATIVAS PARA LA  
DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD DEL CAMPO COLORADO  
FORMACIÓN MUGROSA**

**John Alexander León Pabón 2033457**

**Ingeniería de Petróleos**

**Tito Javier Mejía Pilonieta 2033463**

**Ingeniería de Petróleos**

**Director**

**M.Sc. Luis Felipe Carrillo**

**Codirector UIS**

**M.Sc. Hernando Buendía**

**Codirector ICP**

**M.Sc. José Francisco Zapata**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

**COMPARACIÓN DE TÉCNICAS CUALITATIVAS Y CUANTITATIVAS PARA LA  
DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD DEL CAMPO COLORADO  
FORMACIÓN MUGROSA**

**John Alexander León Pabón**

**Ingeniería de Petróleos**

**Tito Javier Mejía Pilonieta**

**Ingeniería de Petróleos**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**M.Sc. Luis Felipe Carrillo**

**Codirector UIS**

**M.Sc. Hernando Buendía**

**Codirector ICP**

**M.Sc. José Francisco Zapata**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2009**

## **AGREDECIMIENTOS**

Agradecemos de ante mano a nuestro director del proyecto LUIS FELIPE CARRILLO quien con el aporte de su experiencia e ideas hizo que se desarrollara este estudio, a los codirectores HERNANDO BUENDIA y FRANCISCO ZAPATA por su colaboración tanto técnica como investigativa en el desarrollo de nuestra tesis y quienes también aportaron su experiencia, también agradecemos al grupo de investigación CAMPOS MADUROS que nos ha brindado su confianza, su apoyo y sus ideas para seguir adelante con esta investigación, al frente de Modelamiento estático quienes con sus ideas, colaboración y corrección de nuestra investigaciones hacen que todo salga adelante, a los ingenieros FERNANDO PEÑA y JORGE ROJAS quienes con su experiencia en la industria petrolera hacen que sigamos por el camino correcto, al técnico de laboratorio de Análisis Especiales del ICP PEDRO ROJAS que con toda su experiencia nos ha colaborado en el manejo de equipos y en el análisis de los resultados de las pruebas, el Geólogo Jairo Conde quien con su experiencia nos colaboro con el análisis de la roca, al ingeniero FELIX ARENAS que también con su experiencia de laboratorio hace que todo nuestro trabajo se haga de una manera exitosa tanto en el manejo de los equipos como en la seguridad en los laboratorios de la sede Guatiguara de la Universidad Industrial de Santander y a todas las personas que han estado al tanto de nuestra investigación y que de una u otra manera han aportado su granito de arena para que este proyecto obtuviera el éxito.

## DEDICATORIA

*A DIOS por permitirme cumplir con esta meta y por darme la oportunidad de estudiar esta hermosa carrera “GRACIAS PADRE”.*

*A mis padres José Hermes León y Gloria Jeaneth Pabon por que son el soporte para seguir adelante, razón de mi vida. Les doy gracias y dedico este triunfo a sus grandes esfuerzos.*

*A mi esposa Ana Maritza Ardila y mi hijo Axel Andrés León por ser mi apoyo permanente en todo momento y me dan la grandeza de seguir esforzándome cada día mas.*

*A mi hermano Fabián Andrés León y a toda mi familia porque creen en mi.*

*A mis amigos de quienes estoy orgulloso de haberlos conocido y porque confían en mi.*

JOHN LEON

## DEDICATORIA

*A DIOS por sus bendiciones y fuerzas que me brindo para poder alcanzar uno de mis grandes objetivos en mi vida el cual hoy se plasma en este triunfo.*

*A mis padres, Tito Mejía Arenas y Carmen Cecilia Pilonieta Araque quienes son la razón de mi vida. Les doy gracias y dedico este triunfo a sus grandes esfuerzos, a su apoyo incondicional, a sus sabios consejos, su soporte oportuno y su confianza que hicieron de mí una persona con grandes capacidades y con muchos valores que rigen mi vida.*

*A mi novia Cindy Nayara Rodríguez Bayona por ser mi apoyo permanente en las buenas y en las malas, por sus consejos que me dan fuerzas para seguir esforzándome cada día más y poder alcanzar lo que busco en mi vida, por nuestro gran amor que nos fortalece para seguir adelante y poder seguir alcanzando grandes triunfos.*

*A mis hermanos Isaías y Julián Andrés que de una u otra manera han aportado su granito de arena para que esta meta si hiciera realidad.*

*A mis amigos y compañeros de la Universidad quienes me apoyaron y crearon confianza en mí.*

*TITO MEJIA*

## **CONTENIDO**

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>23</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>25</b>
OBJETIVO GENERAL.	<b>25</b>
OBJETIVOS ESPECIFICOS.	<b>25</b>
<b>1. FUNDAMENTOS DE MOJABILIDAD.</b>	<b>26</b>
1.1 MOJABILIDAD DE LA ROCA.	<b>26</b>
1.2 CLASIFICACION DE LA MOJABILIDAD.	<b>28</b>
1.2.1 Mojabilidad homogénea.	<b>29</b>
1.2.1.1 Mojabilidad Preferencial.	<b>29</b>
1.2.1.2 Mojabilidad Neutra ó Intermedia.	<b>29</b>
1.2.2 Mojabilidad heterogénea.	<b>29</b>
1.2.2.1 Mojabilidad fraccional.	<b>29</b>
1.2.2.2 Mojabilidad Mixta.	<b>30</b>
1.3 METODOS PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD DE LA ROCA.	<b>30</b>
1.3.1 Métodos Cuantitativos.	<b>31</b>
1.3.1.1 Método del ángulo de contacto.	<b>31</b>
1.3.1.2 Método de Amott.	<b>33</b>
1.3.1.3 Método de Amott-Harvey.	<b>35</b>
1.3.1.4 Método U.S.B.M.	<b>35</b>
1.3.2 Métodos Cualitativos.	<b>37</b>
1.3.2.1 Método de Imbibición.	<b>38</b>
1.3.2.2 Métodos de Permeabilidad Relativa.	<b>38</b>
1.3.2.3 Métodos por Presiones Capilares.	<b>39</b>
1.3.2.4 Método de Flotación.	<b>41</b>
1.4 EFECTOS DE LA MOJABILIDAD.	<b>41</b>

1.4.1 Efectos de la mojabilidad sobre el comportamiento de la inyección de agua.	41
1.4.2 Influencia de la mojabilidad sobre las Propiedades Eléctricas.	43
1.4.3 Influencia de la mojabilidad Sobre la Presión Capilar.	44
1.4.4 Efecto de la mojabilidad Sobre las Permeabilidades Relativas.	45
1.5 ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD.	45
1.5.1 Alteración de la mojabilidad Debido a los Fluidos de Perforación.	46
1.5.2 Alteración de la mojabilidad Debido a los Asfáltenos y las Fracciones Polares del Aceite Crudo.	46
1.5.3 Alteración de la mojabilidad Original de la Muestra.	47
1.5.4 Alteración de la mojabilidad por efectos de la temperatura	47
<b>2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.</b>	<b>49</b>
2.1 GENERALIDADES.	49
2.1.1 Localización.	49
2.1.2 Reseña Histórica del Campo Colorado.	51
2.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA.	52
2.3 REGISTRO SPN.	54
2.4 DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS BÁSICAS.	61
2.5 SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS PARA DETERMINAR MOJABILIDAD DEL CAMPO COLORADO.	65
2.6 PRESIÓN, TEMPERATURA Y FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO, FORMACIÓN MUGROSA.	68
<b>3. DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD CUANTITATIVAMENTE</b>	
<b>MÉTODO DE AMOTT-HARVEY.</b>	<b>69</b>
3.1 MÉTODO DE AMOTT.	69
3.2 MODIFICACIÓN AL MÉTODO AMOTT.	72
3.3 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO.	74
3.3.1 Preparación del Núcleo.	74

3.3.1.1 Limpieza del Núcleo.	75
3.3.1.2 Saturación del núcleo.	75
3.3.1.3 Restauración de la Mojabilidad.	76
3.3.1.4 Núcleos Restaurados.	77
3.3.2 Desplazamientos Naturales.	79
3.3.3 Desplazamientos Forzados.	80
3.3.4 Evaluación de la mojabilidad.	81
<b>4. DETERMINACION DE LA MOJABILIDAD CUALITATIVAMENTE POR EL METODO VISUAL.</b>	<b>84</b>
4.1 METODO VISUAL.	84
4.1.1 Núcleos en estado nativo.	84
4.1.2 Núcleo en estado restaurado.	85
4.1.3 Otro tratamiento a los núcleos.	86
4.2 METODOLOGIA DEL METODO VISUAL.	86
4.3 PRODUCTOS UTILIZADOS EN LA METODOLOGIA.	90
4.3.1 Monómero estíreno.	90
4.3.2 Resina epoxica.	91
4.3.2.1 Resina SP - 111 / Endurecedor SQ – 56.	92
4.3.3 Pigmentos.	94
4.3.3.1 Colorante Azul 14.	96
4.3.4 Aceleradores y catalizadores.	96
4.3.5 Agentes desmoldantes.	100
4.3.6 Limpiadores.	102
<b>5. ADQUISICION DE DATOS Y ANALISIS DE RESULTADOS.</b>	<b>103</b>
5.1 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN.	103
5.2 DATOS Y RESULTADOS.	107
5.2.1 Método cuantitativo Amott-Harvey.	107
5.2.2 Método visual.	119
5.2.2.1 Selección de las muestras.	120

5.2.2.2 Selección de los productos a utilizar	121
5.2.2.3 Pruebas de calidad y solidificación del Monómero Estireno y de la Resina Epoxica.	122
5.2.2.4 Desplazamiento del Monómero Estireno.	130
5.2.2.4.1 Desplazamiento de monómero estireno sin iniciador.	130
5.2.2.4.2 Desplazamiento de monómero estireno con iniciador y colorante azul 14.	131
5.2.2.5 Saturación de las muestras con la Resina epoxica SP – 111, endurecedor SQ -56 y colorante azul 14.	133
5.2.2.6 Elaboración de la sección delgada.	135
5.2.2.7 Secciones delgadas impregnadas con solo monómero estireno, iniciador y colorante azul 14.	.136
5.2.2.8 Saturación de las muestras con la Resina epoxi SP – 111, endurecedor SQ -56 y colorante azul 14.	138
5.2.2.9 Elaboración de la sección delgada.	140
5.2.2.10 Secciones delgadas del método visual.	140
5.3 COMPARACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR LA TECNICA CUANTITATIVA Y LA TECNICA CUALITATIVA.	146
<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	<b>147</b>
6.1 CONCLUSIONES	147
6.2 RECOMENDACIONES	149
<b>7. BIBLIOGRAFIA.</b>	<b>151</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>155</b>

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Ventajas y desventajas de cada método.	<b>37</b>
<b>Tabla 2.</b> Muestras del laboratorio de basicos del ICP.	<b>60</b>
<b>Tabla 3.</b> Muestras del laboratorio de petrofisicos, GUATIGUARA.	<b>60</b>
<b>Tabla 4.</b> Propiedades petrofisicas basicas de las Muestras del laboratorio de basicos del ICP.	<b>63</b>
<b>Tabla 5.</b> Propiedades petrofisicas basicas de las Muestras del laboratorio de petrofisicos, GUATIGUARA.	<b>64</b>
<b>Tabla 6.</b> Resultados de las pruebas iniciales de formación.	
<b>Tabla 7.</b> Muestras seleccionadas para determinar la mojabilidad del campo Colorado, Formación Mugrosa.	<b>65</b>
<b>Tabla 8.</b> Muestras restauradas a 200 horas.	<b>66</b>
<b>Tabla 9.</b> Muestras restauradas a 1000 horas.	<b>79</b>
<b>Tabla 10.</b> Rango del tipo de mojabilidad de la roca.	<b>79</b>
<b>Tabla 11.</b> Procedimiento para el método cualitativo “Método Visual.	<b>83</b>
<b>Tabla 12.</b> Cantidad del fabricante.	<b>88</b>
<b>Tabla 13.</b> Pastas pigmento para Poliéster y Gel Coat.	<b>93</b>
<b>Tabla 14.</b> Combinaciones y Características más sobresalientes.	<b>98</b>
<b>Tabla 15.</b> Cantidad de monómero estíreno y peróxido de benzoílo.	<b>100</b>
<b>Tabla 16.</b> Cantidad de monómero estíreno, cobalto y Mekp.	<b>100</b>
<b>Tabla 17.</b> Índice de mojabilidad método de Amott.	<b>107</b>
<b>Tabla 18.</b> Índice de mojabilidad método de Amott-Harvey.	<b>108</b>
<b>Tabla 19.</b> Volumen de aceite desplazado naturalmente en las muestras restauradas a 200 horas.	<b>109</b>
<b>Tabla 20.</b> Volumen de agua desplazado naturalmente en las muestras restauradas a 200 horas.	<b>111</b>
<b>Tabla 21.</b> Volumen de aceite desplazado naturalmente en las muestras restauradas a 1000 horas.	<b>113</b>

<b>Tabla 22.</b> Volumen de agua desplazado naturalmente en las muestras restauradas a 1000 horas.	<b>115</b>
<b>Tabla 23.</b> Resultados de la prueba de mojabilidad por el método cuantitativo.	<b>117</b>
<b>Tabla 24.</b> Índices de mojabilidad para los núcleos restaurados a 200 horas.	<b>118</b>
<b>Tabla 25.</b> Índices de mojabilidad para los núcleos restaurados a 1000 horas.	<b>118</b>
<b>Tabla 26.</b> Rango del tipo de mojabilidad de la roca.	<b>119</b>
<b>Tabla 27.</b> Resultados del índice de desplazamiento de Amott-Harvey, para las muestras del Campo Colorado de la Formación Mugrosa.	<b>119</b>
<b>Tabla 28.</b> Muestras seleccionadas.	<b>120</b>
<b>Tabla 29.</b> Prueba solidificación de la resina a diferentes concentraciones.	<b>126</b>
<b>Tabla 30.</b> Prueba de solidificación del estireno a diferentes concentraciones de iniciador peróxido de Benzoílo y Cobalto, Mekp.	<b>127</b>
<b>Tabla 31.</b> Prueba de solidificación del estireno a diferentes concentraciones de Cobalto y Mekp.	<b>128</b>
<b>Tabla 32.</b> Cantidades de monómero estireno y peróxido de benzoílo.	<b>130</b>
<b>Tabla 33.</b> Cantidades de Resina SP – 111, Endurecedor SQ – 56 y el colorante azul 14.	<b>130</b>
<b>Tabla 34.</b> Condiciones de desplazamiento de monómero estireno sin iniciador.	<b>131</b>
<b>Tabla 35.</b> Condiciones de desplazamiento de monómero estireno con iniciador y colorante azul 14.	<b>132</b>
<b>Tabla 36.</b> Condiciones de saturación de la resina SP – 111, Endurecedor SQ – 56 y el colorante azul 14.	<b>134</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Ejemplo de la Mojabilidad.	<b>26</b>
<b>Figura 2.</b> Mojabilidad en los poros.	<b>27</b>
<b>Figura 3.</b> Método de ángulo de contacto.	<b>32</b>
<b>Figura 4.</b> Método U.S.B.M para la determinación de la mojabilidad.	<b>36</b>
<b>Figura 5.</b> Mojado por agua.	<b>38</b>
<b>Figura 6.</b> Mojado por aceite.	<b>39</b>
<b>Figura 7.</b> Método Capilarimétrico.	<b>40</b>
<b>Figura 8.</b> Proceso de inyección de agua cuando la roca es mojada por agua.	<b>42</b>
<b>Figura 9.</b> Proceso de inyección de agua cuando la roca es mojada por agua.	<b>42</b>
<b>Figura 10.</b> Curvas de presión capilar.	<b>45</b>
<b>Figura 11.</b> Ubicación geográfica del campo Colorado.	<b>49</b>
<b>Figura 12.</b> Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM.	<b>50</b>
<b>Figura 13.</b> Estado del núcleo del pozo Colorado 21.	<b>53</b>
<b>Figura 14.</b> Estado de los núcleos del pozo Colorado 25.	<b>53</b>
<b>Figura 15.</b> Estado de los núcleos del pozo Colorado 27.	<b>54</b>
<b>Figura 16.</b> Zonas registradas por el SP.	<b>55</b>
<b>Figura 17.</b> Resgistro SPN del pozo Colorado 21.	<b>56</b>
<b>Figura 18.</b> Resgistro SPN del pozo Colorado 25.	<b>57</b>
<b>Figura 19.</b> Resgistro SPN del pozo Colorado 27.	<b>58</b>
<b>Figura 20.</b> Corte de los plugs.	<b>59</b>
<b>Figura 22.</b> Porosímetro de Helio, COREPET.	<b>62</b>
<b>Figura 23.</b> Muestras seleccionadas para la determinación de la mojabilidad.	<b>67</b>
<b>Figura 24.</b> Representación esquemática del Método de Amott-Harvey.	<b>73</b>
<b>Figura 25.</b> Muestras saturadas de crudo.	<b>76</b>
<b>Figura 26.</b> Equipo de Restauración de la mojabilidad.	<b>77</b>
<b>Figura 27.</b> Equipo para la determinación de la Mojabilidad cualitativamente, método de Amott-Harvey.	<b>79</b>

<b>Figura 28.</b> Core Holder, equipo de desplazamiento forzado.	<b>81</b>
<b>Figura 30.</b> Monómero Estireno.	<b>91</b>
<b>Figura 31.</b> Resina SP – 111 / Endurecedor SQ – 56.	<b>93</b>
<b>Figura 32.</b> Pigmento Naranja y Azul.	<b>96</b>
<b>Figura 33.</b> Colorante Azul 14.	<b>97</b>
<b>Figura 34.</b> Cobalto y Mepk.	<b>99</b>
<b>Figura 35.</b> Peróxido de Benzoílo.	<b>99</b>
<b>Figura 36.</b> Cera Desmoldante.	<b>101</b>
<b>Figura 37.</b> Varsol.	<b>102</b>
<b>Figura 38.</b> Equipo de desplazamiento (Core Holder).	<b>103</b>
<b>Figura 39.</b> Fluidos sintéticos y de yacimiento.	<b>104</b>
<b>Figura 40.</b> Equipo de desplazamiento (Core Holder)	<b>105</b>
<b>Figura 41.</b> Equipo desplazamiento Core Holder.	<b>105</b>
<b>Figura 42.</b> Muestras saturadas 100%.	<b>106</b>
<b>Figura 43.</b> Equipo de restauración de la mojabilidad.	<b>106</b>
<b>Figura 44.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 21, 3777,3 ft de profundidad.	<b>109</b>
<b>Figura 45.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 21, 3640,7 ft de profundidad.	<b>110</b>
<b>Figura 46.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 27, 3908 ft de profundidad.	<b>110</b>
<b>Figura 47.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 21, 3777,3 ft de profundidad.	<b>111</b>
<b>Figura 48.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 21, 3640,7 ft de profundidad.	<b>112</b>
<b>Figura 49.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 27, 3908 ft de profundidad.	<b>112</b>
<b>Figura 50.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 21, 3780,9 ft de profundidad.	<b>113</b>
<b>Figura 51.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la	

muestra Colorado 25, 2123 ft de profundidad.	114
<b>Figura 52.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 27, 3916,9 ft de profundidad.	114
<b>Figura 53.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 21, 3780,9 ft de profundidad.	115
<b>Figura 54.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 25, 2123 ft de profundidad.	116
<b>Figura 55.</b> Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 27, 3916,9 ft de profundidad.	116
<b>Figura 56.</b> Muestra Colorado 27 dividida en dos partes iguales.	121
<b>Figura 57.</b> Productos químicos.	122
<b>Figura 58.</b> Evaluación de la resina SP – 111 con su endurecedor SQ – 56.	123
<b>Figura 59.</b> Evaluación del estireno con el peróxido de benzoílo.	123
<b>Figura 60.</b> Solución de resina, endurecedor y pigmento azul.	124
<b>Figura 61.</b> Solución de estireno, peróxido de benzoílo y colorante azul 14.	125
<b>Figura 62.</b> Solución de resina, endurecedor y colorante azul 14.	125
<b>Figura 63.</b> Desplazamiento de monómero estireno sin iniciador.	131
<b>Figura 64.</b> Desplazamiento de monómero estireno con peróxido de benzoílo y colorante azul 14.	132
<b>Figura 65.</b> Muestras saturadas y solidificadas cien por ciento de monómero estireno con su iniciador (peróxido de benzoílo) y colorante azul 14.	133
<b>Figura 66.</b> Muestra en el equipo de vacío.	133
<b>Figura 67.</b> Saturación de las muestras.	134
<b>Figura 68.</b> Muestras saturadas con la solución de resina.	135
<b>Figura 69.</b> Secciones delgadas de 2 muestras.	135
<b>Figura 70.</b> Sección delgada de la muestra de Berea, comportamiento del monómero estireno.	136
<b>Figura 71.</b> Sección delgada de la muestra del pozo Colorado 21, comportamiento del monómero estireno.	137

<b>Figura 72.</b> Equipo para saturar las muestras con la resina epoxica.	<b>138</b>
<b>Figura 73.</b> Muestras listas para el proceso de saturación con resina epoxica.	<b>139</b>
<b>Figura 74.</b> Muestras saturadas con la resina epoxica dentro de la cubeta.	<b>139</b>
<b>Figura 75.</b> Muestras saturadas con la resina epoxica.	<b>139</b>
<b>Figura 76.</b> Secciones delgadas de 5 muestras.	<b>140</b>
<b>Figura 77.</b> Visualización de la mojabilidad del pozo Colorado 21.	<b>141</b>
<b>Figura 78.</b> Visualización de la mojabilidad del pozo Colorado 25.	<b>142</b>
<b>Figura 79.</b> Visualización de la mojabilidad del pozo Colorado 27 a SOR.	<b>143</b>
<b>Figura 80.</b> Visualización de la mojabilidad del pozo Colorado 27 a Swirr.	<b>144</b>
<b>Figura 81.</b> Visualización de la mojabilidad de la muestra de Berea.	<b>145</b>

## **ANEXOS**

**Anexo 1.** Descripción litológica del pozo Colorado 21.

**Anexo 2.** Descripción litológica del pozo Colorado 25.

**Anexo 3.** Descripción litológica del pozo Colorado 27.

**Anexo 4.** Fichas técnicas de los productos químicos utilizados.

## RESUMEN

### TITULO

COMPARACIÓN DE TÉCNICAS CUALITATIVAS Y CUANTITATIVAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD DEL CAMPO COLORADO FORMACIÓN MUGROSA<sup>1</sup>.

### AUTORES:

JOHN ALEXANDER LEON PABON, TITO JAVIER MEJIA PILONIETA<sup>2</sup>.

### PALABRAS CLAVE

Mojabilidad, restauración de la mojabilidad, método Amott-Harvey, método visual, mojabilidad neutra.

### RESUMEN

El objetivo es determinar en muestras de corazones de los pozos Col-21, Col-25 y Col-27 la Mojabilidad de la Formación Mugrosa del Campo Colorado por medio de la técnica cuantitativa (Método de Amott-Harvey) y una técnica cualitativa (Método Visual), la cual no ha sido utilizada en Colombia; Ya que el hecho de conocer el tipo de Mojabilidad que tiene la roca incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento; Al suponer que una formación es mojada por agua cuando en realidad no lo es puede ocasionar diferencias en los pronósticos de producción del yacimiento. La metodología es hacer una comparación de los resultados obtenidos y la realización de la técnica cualitativa pues son el aporte investigativo de nuestro trabajo, ya que la técnica Cualitativa es de gran aplicabilidad, pues nos permite visualizar como es la Mojabilidad de la roca y como se distribuyen los fluidos dentro de está. Sin embargo cabe resaltar que el campo no posee el calculo experimental de la misma y de esta manera se puedan desarrollar estudios factibles que optimicen el campo. Estas pruebas se realizaron en los laboratorios de la Universidad Industrial de Santander sede Guatiguara, teniendo la oportunidad de aprovechar los nuevos equipos obtenidos.

De esta manera el Campo Colorado tiene un tipo de Mojabilidad Neutra, lo cual quiere decir que la roca no tiene una fuerte preferencia al aceite ó al agua. Por lo tanto el comportamiento de esta propiedad es complicada ya que la formación es heterogénea con respecto a las propiedades petrofísicas y geológicas que hacen que tenga muchos estudios para poder optimizar la producción del campo por medio de métodos secundarios o terciarios.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

<sup>2</sup> Directores: Luis Felipe Carrillo, Hernando Buendía, José Francisco Zapata.

## **ABSTRACT**

### **TITLE**

COMPARISON OF TECHNICAL QUALITATIVE AND QUANTITATIVE FOR THE DETERMINATION OF THE WETTABILITY OF THE FIELD COLORADO FORMATION MUGROSA<sup>3</sup>.

### **AUTHORS**

JOHN ALEXANDER LEON PABON, TITO JAVIER MEJIA PILONIETA<sup>4</sup>.

### **WORDS KEY**

Wettability, restoration of the wettability, method Amott-Harvey, visual method, neuter wettability.

### **SUMMARY**

The objective is to determine in samples of cores of the wells Colorado-21, Colorado-25 and Colorado-27 the wettability of the Formation Mugrosa of the Field Colorado by methods quantitative technique (Method of Amott-Harvey) and a qualitative technique (Visual Method), which has not been used in Colombia; Since the fact of knowing the type of wettability that has the rock impacts in numerous aspects of the one acting of the reservoir; when supposing that a formation is wet by water when in fact it is not it can cause differences in the presage of production of the reservoir. The methodology is to make a comparison of the obtained results and the realization of the qualitative technique because they are the investigative contribution of our work, since the qualitative technique is of great applicability, because it allows us to visualize like it is the wettability of the rock and like the fluids are distributed inside it is. However it is necessary to stand out that the field doesn't possess the I calculate experimental of the same one and this way feasible studies can be developed that optimize the field. These tests were carried out in the laboratories of the Industrial University of Santander headquarters Guatiguara, having the opportunity to take advantage of the new obtained teams.

This way the Field Colorado has a type of Neuter wettability, that which means that the rock doesn't have a strong preference to the oil or the water. Therefore the behavior of this property is complicated the formation since it is heterogeneous with regard to the properties petrophysics and geologic that they make him to have many studies to be able to optimize the production of the field by means of secondary methods or third.

---

<sup>3</sup> Proyecto de Grado

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

<sup>4</sup> Directores: Luis Felipe Carrillo, Hernando Buendía, José Francisco Zapata.

## INTRODUCCIÓN

Este estudio se realiza con el propósito de resaltar la importancia que tiene la mojabilidad, ya que el conocimiento certero en un sistema Roca / Fluido es de gran interés para todas las decisiones que se tomen en un estudio de ingeniería de yacimientos, pues es el factor de mayor incidencia en la distribución y saturación residual de los fluidos en el medio poroso, al igual que la facilidad con la cual cada fluido fluye en el mismo medio. Se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles; por consiguiente es un fenómeno físico que está actuando permanentemente en nuestro alrededor.

Las condiciones mojantes de un yacimiento afectan las propiedades de transporte, como: la permeabilidad relativa, presión capilar, el comportamiento de la inyección con agua, el recobro terciario, saturación de agua irreducible y saturación de aceite residual.

Este reporte presenta los resultados de un estudio realizado en muestras de corazones, en el cual se determina la mojabilidad de la Formación Mugrosa del Campo Colorado. Se utilizan técnicas cuantitativas y cualitativas.

En el capítulo 1 se habla de los conceptos preliminares de mojabilidad que son base para el desarrollo de las técnicas que se utilizaran para determinar la mojabilidad del campo Colorado de la formación Mugrosa.

El capítulo 2 se basa en las generalidades del campo Colorado dándonos a conocer su localización, la columna estratigráfica en la cual se observa la formación Mugrosa, historia de producción, una descripción litológica de los pozos que se escogieron para el estudio, propiedades petrofísicas básicas las cuales juegan un papel importante a la hora de la selección de las muestras, y demás

características del yacimiento como lo son la presión, temperatura y la composición del fluido del yacimiento.

En el Capítulo 3 se describe la técnica cuantitativa que se basa en el método de Amott-Harvey el cual esta avalado por la norma API RP 40.

El capítulo 4 describe la técnica cualitativa llamado el método visual, él cual no ha sido utilizado en Colombia y lo que se busca es tener una visualización de la mojabilidad.

El Capítulo 5 muestra los resultados obtenidos de las dos técnicas y se realiza una comparación para tener un resultado representativo de la mojabilidad del campo Colorado de la Formación Mugrosa.

Con la interpretación de los resultados puede obtener conocimiento acerca de cómo se está comportando dicha propiedad petrofísica dentro del yacimiento del campo Colorado, ya que este campo no posee el cálculo experimental de la misma y de esta manera puedan desarrollar estudios factibles que optimicen el campo.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Comparar la técnica Cualitativa y Cuantitativa para la determinación de la mojabilidad del campo Colorado, Formación Mugrosa.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Tener conocimiento de los fundamentos teóricos prácticos para la evaluación de la mojabilidad.
- Realizar una revisión bibliográfica del Campo Colorado, para tener conocimiento de las propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos del yacimiento.
- Restauración de la mojabilidad a condiciones de yacimiento, para obtener un dato representativo.
- Aplicar metodologías existentes para la medición de la mojabilidad en muestras de corazones del Campo Colorado de la Formación Mugrosa. Medir la mojabilidad de la formación Mugrosa campo Colorado por medio de técnicas cuantitativas como lo es el método de Amott- Harvey.
- Aplicar una metodología moderna para la determinación cualitativa de la mojabilidad en muestras de corazones del campo Colorado de la formación Mugrosa.
- Comparar e interpretar los resultados obtenidos por medio de las dos técnicas utilizadas y determinar el tipo de mojabilidad.

## 1. FUNDAMENTOS DE MOJABILIDAD.

El presente capítulo contiene los conceptos básicos de la mojabilidad y su importancia en un yacimiento de petróleo. Esta información está basada en el estudio de los artículos de Anderson W.G<sup>5</sup>, Cuiec<sup>6</sup>, Amott Earl<sup>7</sup>, Donaldson<sup>8</sup>, quienes han recopilado la mayor información sobre mojabilidad.

### 1.1 MOJABILIDAD DE LA ROCA.

Esta no solo es un fenómeno físico que solo se da en un yacimiento de petróleo, también actúa permanentemente en nuestro alrededor. Hay aplicaciones prácticas, tales como hacer que la lluvia se concentre formando gotas sobre un automóvil recién encerado para protegerlo de la herrumbre ver Figura 1. Y además presentan situaciones inverosímiles, por ejemplo, las fuerzas de adhesión son las que adhieren los granos de arena para mantener la forma de un castillo de arena hecho por un niño.

**Figura 1.** Ejemplo de la Mojabilidad.



*Fuente: Wael Abdallah Edmonton, Alberta, Canadá; los fundamentos de mojabilidad, Oilfield review, Tomo 18, 2007.*

---

<sup>5</sup> ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey, parte 1, 2, 3, 4, 5 y 6. Disponible en la SPE.

<sup>6</sup> CUIEC L. A. Restoration of the natural state of core samples. SPE 5634.

<sup>7</sup> AMOTT, E. "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Paper SPE 1167.

<sup>8</sup> DONALDSON, E.C., "Wettability Determination and Its Effects on Recovery Efficiency". Paper SPE 2338

La comprensión de la mojabilidad de la formación es crucial para optimizar la recuperación del petróleo. El hecho de que una roca sea mojada por petróleo o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del petróleo. Suponer que una formación es mojada por agua, cuando en realidad no lo es, puede llevar a pérdidas económicas a una compañía por malas decisiones tomadas.

En términos generales se define como “la tendencia que tiene un fluido a adherirse a una superficie sólida en la presencia de otros fluidos inmiscibles”. En un sistema roca/aceite/salmuera (que es el que interesa en la ingeniería de petróleos) esta se puede definir como la medida de la preferencia que tiene la roca al aceite o al agua.

En un sistema roca-fluido tiene gran importancia porque es el principal factor en el control de la localización, flujo y distribución de fluidos en un yacimiento. Cuando un sistema con mojabilidad uniforme se encuentra en equilibrio, el fluido mojanete ocupa completamente los poros pequeños y está en contacto con la mayoría de la superficie de la roca, asumiendo que la saturación del fluido mojanete es lo suficientemente alta. El fluido no mojanete ocupa el centro de los poros más grandes y forma glóbulos que se extienden a través de varios poros.

**Figura 2.** Mojabilidad en los poros.



*Fuente: Wael Abdallah Edmonton, Alberta, Canadá; los fundamentos de mojabilidad, Oilfield review, Tomo 18, 2007.*

En la Figura 2 se observa que en un caso de mojabilidad por agua (izquierda), el petróleo permanece en el centro de los poros. La condición inversa tiene lugar si todas las superficies son mojadas por petróleo (derecha). En el caso correspondiente a mojabilidad neutra, el petróleo ha desplazado al agua de algunas de las superficies, pero aún permanece en los centros de los poros mojados por agua (centro). Las tres condiciones mostradas poseen saturaciones similares de agua y petróleo.

La fase mojante ingresa al medio poroso en forma espontánea. Y, por lo tanto, es necesario suministrar energía para sacarla del medio poroso. Esta fase tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral.

La fase no-mojante es expulsada del medio poroso en forma espontánea. Y, por lo tanto, no es necesario suministrar energía para extraerla de la red poral. Esta fase tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral.

## **1.2 CLASIFICACION DE LA MOJABILIDAD.**

Anteriormente se pensaba que los yacimientos estaban mojados preferencialmente por agua, debido a que la mayoría de los elementos constituyentes de la roca en el yacimiento presentaban mojabilidad al agua en su estado natural.

Se ha encontrado que el aceite tiene unos componentes polares, aparentemente de composición asfáltica que son absorbidos sobre la superficie de la roca cambiando la mojabilidad de ésta hacia el aceite, esto depende en gran parte de la clase de roca presente en el yacimiento, ya sea de tipo sílice, carbonatos o arcillas. Es evidente que el carácter mojante de la roca depende de la interacción específica del sistema roca/aceite/salmuera. Teniendo en cuenta esto, el grado de mojabilidad varía de fuertemente mojado por agua a fuertemente mojado por aceite. Pero cuando no existe tal preferencia mojante se dice que la roca tiene una mojabilidad intermedia o neutra.

**1.2.1 Mojabilidad homogénea:** Un sistema es de mojabilidad uniforme u homogénea cuando se presentan las mismas características mojantes en toda su extensión.

**1.2.1.1 Mojabilidad Preferencial:** La superficie de la roca es preferencialmente mojada por aceite ó agua, que en preferencia hace contacto con la superficie interna de la roca.

Cuando el agua es la fase completamente mojante, se dice también que el yacimiento es mojado por agua (hidrófilo), pero por el contrario si el yacimiento es mojado completamente por aceite (oleófilo).

**1.2.1.2 Mojabilidad Neutra ó Intermedia:** Cuando la roca no tiene una fuerte preferencia al aceite ó al agua, se dice que el sistema es de mojabilidad neutra o intermedia. Este tipo de mojabilidad asume que todas las fracciones de la superficie de la roca tienen una débil pero igual preferencia a ser mojado por agua ó aceite.

**1.2.2 Mojabilidad heterogénea:** En los yacimientos de mojabilidad heterogénea, ciertas áreas de la superficie interna de la roca son mojadas por agua, mientras que las restantes son mojadas por petróleo. Este tipo de mojabilidad se debe a que las rocas están constituidas de diferentes minerales y por tanto diferentes propiedades de adsorción.

**1.2.2.1 Mojabilidad fraccional:** También se denomina mojabilidad manchada. Fue propuesta por Brown y Fatt<sup>9</sup> en 1956 al sugerir que la mojabilidad de la roca del yacimiento se debía establecer en términos del área de la superficie interna que está en contacto con el agua ó con el aceite.

---

<sup>9</sup> BROWN, R.J. and FATT, J. "Measurement of fractional Wettability of Oil Field Rock by the Nuclear magnetic Relaxation Method". Paper SPE 743-G.

La propuesta se basó en el reconocimiento de la heterogeneidad de la composición mineralógica de la superficie interna de la mayoría de las rocas de los yacimientos, cada una con superficies químicas diferentes y distinta capacidad de adsorción de los materiales activadores presentes en los fluidos del yacimiento.

La mojabilidad fraccional se refiere a que ciertas áreas o regiones de la superficie interna de una roca dada están cubiertas por agua, mientras que las regiones restantes están cubiertas por petróleo.

**1.2.2.2 Mojabilidad Mixta:** Este es un tipo especial de mojabilidad heterogénea en la cual las superficies mojadas por petróleo forman caminos continuos a través de los poros más grandes. Los poros pequeños permanecen mojados por agua y no contienen petróleo.

La ubicación del petróleo en los poros más grandes, en este tipo de mojabilidad, permite que existan valores grandes de permeabilidad relativa al petróleo a saturaciones de petróleo muy bajas y sea la razón para que un proyecto de inyección de agua dure por mucho más tiempo.

### **1.3 METODOS PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD DE LA ROCA.**

Se ha demostrado que la mojabilidad afecta casi todas las propiedades petrofísicas, incluyendo la permeabilidad relativa, la presión capilar, las propiedades eléctricas, además, el comportamiento de la inyección de agua, el recobro mejorado, entre otros. Por consiguiente, los parámetros más confiables y exactos que predicen el comportamiento de un yacimiento se pueden obtener sólo cuando las mediciones se hacen en corazones en estado nativo, donde la mojabilidad del yacimiento se conserva, bajo condiciones simuladas de temperatura y presión.

Es necesario por lo anterior determinar la mojabilidad de la roca de una manera exacta. A través de los años se han propuesto muchos métodos para medir la mojabilidad de un sistema. Estos se clasifican en:

- Métodos Cuantitativos.
- Métodos Cualitativos.

### **1.3.1 Métodos Cuantitativos.**

Dentro de los métodos cuantitativos convencionales utilizados para determinar la mojabilidad de un sistema se tienen:

- ✓ Método del ángulo de contacto.
- ✓ Método de Amott.
- ✓ Método de Amott-Harvey.
- ✓ Método U.S.B.M. (United States Bureau of Mines).

El ángulo de contacto mide la mojabilidad de una superficie específica, mientras que los métodos de Amott y U.S.B.M. miden la mojabilidad promedio de un corazón.

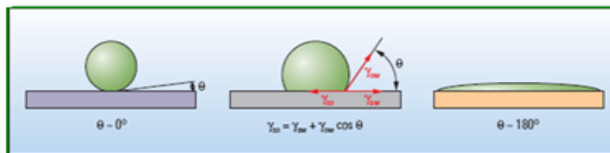
**1.3.1.1 Método del ángulo de contacto:** El ángulo de contacto es el mejor método para determinar la mojabilidad cuando se utilizan fluidos puros y corazones artificiales, puesto que no existe la posibilidad que los surfactantes u otros compuestos alteren la mojabilidad. El método también se utiliza para determinar si un aceite crudo puede alterar la mojabilidad y para examinar los efectos de la temperatura, la presión y la química de la salmuera.

La mayoría de estos métodos no se utilizan en la industria del petróleo, debido a que se necesita esperar un tiempo considerable para que el ángulo de contacto alcance el equilibrio por causa de los agentes activos de superficie del crudo. Este método utiliza un cristal mineral que se monta en una celda compuesta totalmente

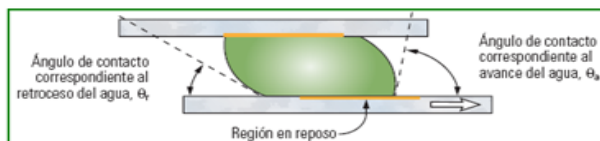
por materiales inertes para evitar la contaminación. El método de la gota sessile usa un cristal mineral pulido y plano. El método modificado de la gota sessile utiliza dos cristales minerales planos y pulidos, montados paralelamente. Las areniscas están compuestas principalmente por cuarzo y calizas de calcita, los cuales se utilizan para simular las superficies porosas de las rocas. Obviamente, la mojabilidad de las arcillas no se puede examinar utilizando este método. Como se observa en la Figura 3.

**Figura 3.** Método de ángulo de contacto.

Método gota Sessile



Modificación método sessile



$0 < \theta < 75$	Mojado por agua
$75 < \theta < 105$	Mojabilidad neutra
$105 < \theta < 180$	Mojado por aceite

*Fuente: Wael Abdallah Edmonton, Alberta, Canadá; los fundamentos de mojabilidad, Oilfield review, Tomo 18, 2007.*

Por convención, el ángulo de contacto, se mide a través del agua (fase más densa). Como se muestra en la Figura 3, cuando el ángulo de contacto es menor que  $90^\circ$ , se dice que la superficie es preferencialmente mojada por agua, y cuando es mayor a  $90^\circ$ , se dice que la superficie es preferencialmente mojada por aceite. Si es exactamente  $90^\circ$ , ningún fluido moja preferencialmente el sólido, cuando está entre  $0^\circ$  y  $60^\circ$  ó  $75^\circ$ , el sistema se define como mojado por agua. Cuando está entre  $180^\circ$  y  $105^\circ$  ó  $120^\circ$ , el sistema se define como mojado por aceite. En la mitad del rango de los ángulos de contacto, el sistema está mojado neutralmente ó es de mojabilidad intermedia.

**1.3.1.2 Método de Amott:** Este método desarrollado por Earl Amott<sup>10</sup> en 1959, combina el desplazamiento forzado y la imbibición para medir la mojabilidad promedio de una muestra de roca. En este método se utiliza tanto la muestra de roca, como los fluidos del yacimiento.

El método de Amott se basa en el hecho de que el fluido mojante se imbibirá espontáneamente en la muestra, desplazando al fluido no mojante. La relación de imbibición espontánea a imbibición forzada llamada índice de Amott, se utiliza para reducir la influencia de factores, tales como: permeabilidad relativa, viscosidad, y saturación inicial de la roca.

La muestra se prepara por centrifugación bajo salmuera hasta que se alcanza la saturación residual de aceite. La medida de mojabilidad de Amott consiste básicamente en los cuatro siguientes pasos:

- ✓ Se sumerge la muestra en aceite, y se mide el volumen de agua desplazado naturalmente por aceite ( $V_{wnat.}$ ), después de 20 días.
- ✓ Se desplaza la muestra con aceite hasta que se alcanza la saturación de agua irreducible, y se mide la cantidad total de agua desplazada ( $V_{wfor.}$ ), incluyendo el volumen desplazado naturalmente.
- ✓ Se sumerge la muestra en salmuera, y se mide el volumen de aceite desplazado naturalmente por el agua ( $V_{onac.}$ ), después de 20 días.
- ✓ Se desplaza la muestra en salmuera hasta alcanzar la saturación de aceite residual, y se mide la cantidad total de aceite desplazado ( $V_{ofor.}$ ).

Es importante, que la saturación de aceite residual y la saturación irreducible de agua deben alcanzarse preferiblemente mediante flujo y no haciendo uso de la centrífuga, esto es necesario especialmente en materiales poco consolidados que no pueden ser desplazados.

---

<sup>10</sup> AMOTT, E. "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Paper SPE 1167-G.

Los resultados de la prueba se expresan por:

1) "relación de desplazamiento por aceite que es la relación del volumen de agua desplazado naturalmente por aceite únicamente,  $V_{wnat}$ . Y el volumen total de agua desplazada naturalmente y por desplazamiento forzado de aceite,  $V_{wt}$ .

$$I_o = \frac{V_{wnat}}{V_{wt}} \dots (1)$$

2) por "relación de desplazamiento por agua" que es la relación del volumen de aceite desplazado naturalmente de agua,  $V_{onat}$ . y el volumen de aceite total desplazado naturalmente y por desplazamiento forzado,  $V_{ot}$ .

$$I_w = \frac{V_{onat}}{V_{ot}} \dots (2)$$

Las muestras de roca mojadas preferencialmente por agua tienen una "relación de desplazamiento por agua" positiva y un valor de cero para la "relación de desplazamiento por aceite". La magnitud de la preferencia al agua corresponde al valor de la "relación de desplazamiento por agua", una fuerte preferencia se indica por un valor aproximado a 1 y una débil preferencia por un valor aproximado a cero.

De una manera similar, las muestras de roca mojadas por aceite, tienen una "relación de desplazamiento por aceite" positiva y una "relación de desplazamiento por agua" igual a cero.

Para muestras de mojabilidad neutra, ambas relaciones presentan un valor de cero. Amott, en el desarrollo de su método, escogió un periodo de 20 días de una manera arbitraria, para los procesos de desplazamientos naturales de aceite y agua. Contrario a esto, se recomienda si es posible, dejar las muestras por más tiempo, hasta obtener un completo desplazamiento ó que se alcancen una o dos semanas. Para que el desplazamiento sea completo, puede tomar desde varios

días hasta más de dos meses. Es necesario escoger cierto límite de tiempo para finalizar la medición, el volumen desplazado naturalmente medido no será el verdadero y subestimaré la mojabilidad del yacimiento, cuando esto sucede las relaciones de desplazamiento deben ser interpretadas cuidadosamente.

**1.3.1.3 Método de Amott-Harvey:** Esta prueba tiene un paso adicional en la preparación del corazón antes de ser corrida la prueba, y consiste en que el núcleo se desplaza primero bajo salmuera y luego bajo crudo para llevar el núcleo a la saturación de agua irreducible.

Este método es el utilizado para el desarrollo de la tesis ya que esta avalado por la Norma API-RP 40<sup>11</sup> y así determinar la mojabilidad cuantitativamente. Este método se hablara en el capítulo 3 en el cual se indicara el procedimiento y como se aplica a las muestras del campo Colorado.

**1.3.1.4 Método U.S.B.M:** Este método desarrollado por el Departamento de Minas de los Estados Unidos (United States Bureau of Mines) y por Donaldson<sup>12</sup> y otros, mide la mojabilidad promedio de una muestra de roca. El método es relativamente rápido, requiere pocos días para probar de cuatro a ocho muestras. Una gran ventaja que tiene sobre el método de Amott es su sensibilidad a mojabilidades cercanas a la neutra, una pequeña desventaja es que el índice de mojabilidad U.S.B.M sólo se puede medir en muestras tamaño tapón puesto que éste es el tamaño requerido para que puedan ser colocadas en la centrífuga.

El método U.S.B.M compara el trabajo necesario para que un fluido desplace a otro en un medio poroso. Debido al cambio favorable de energía libre, el trabajo que requiere el fluido mojante para desplazar el no mojante es menor que el trabajo requerido para el desplazamiento opuesto.

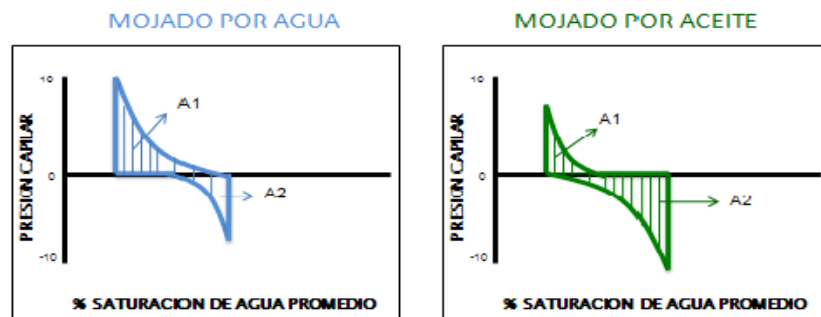
---

<sup>11</sup> Norma API RP 40

<sup>12</sup> DONALDSON, E.C. "Oil – Water – Rock Wettability Measurement". Paper Presented at the Symposium on Chemistry of E.O.R., Atlanta, GA. Marzo 29 – Abril 3, 1981. Pág. 110 – 122

Se ha demostrado que el trabajo requerido es proporcional al área bajo la curva de presión capilar, es decir, cuando la muestra es mojada por agua, el área bajo la curva de presión capilar del empuje por salmuera (cuando el agua desplaza el aceite) es menor que el área bajo la curva de presión capilar del desplazamiento contrario, Figura 4 (izquierda). De hecho, si la mojabilidad al agua es bastante fuerte, la mayor parte del agua será imbibida espontáneamente por la muestra, y el área bajo la curva del empuje por agua será muy pequeña. Si la mojabilidad al aceite es bastante fuerte, la mayor parte del aceite será imbibida espontáneamente por la muestra, y el área bajo la curva del empuje por aceite será muy pequeña Figura 4 (derecha).

**Figura 4.** Método U.S.B.M para la determinación de la mojabilidad.



Fuente: William G. Anderson. *Wettability Literature Survey— Part 2: Wettability Measurement.* SPE 13933.

Parámetros: 
$$W = \log \left( \frac{A_1}{A_2} \right) \dots\dots (3)$$

W cerca de 1 es mojado por agua.

W cerca de cero mojabilidad neutra.

W cerca de -1 mojado por aceite.

A continuación en la tabla 1 se muestra una comparación de las ventajas y desventajas de los tres métodos anteriormente nombrados.

**Tabla1.** Ventajas y desventajas de cada método.

<b>METODO</b>	<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVETAJAS</b>
<b>METODO DEL ANGULO DE CONTACTO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Mide la Mojabilidad de una superficie específica.</li> <li>•Reconoce los efectos de presión , temperatura y salinidad.</li> <li>•Determina las alteraciones en al Mojabilidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• no puede determinar la Mojabilidad de las arcillas.</li> </ul>
<b>METODO DE AMOTT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• mide la Mojabilidad promedio de un corazón.</li> <li>•Mide las tasas de imbibición durante la medición de la imbibición espontanea.</li> <li>•Es superior al método de ángulo de contacto.</li> <li>•Determina la Mojabilidad fraccional.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiempo de imbibición recomendado mayor a 20 horas.</li> <li>•insensible a Mojabilidad cercanas a la neutra.</li> </ul>
<b>METODO U.S.B.M</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mide la Mojabilidad promedio de un corazón.</li> <li>•Toma menos tiempo en su medición.</li> <li>•Sensible a Mojabilidades cercanas a la neutra.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• falla al determinar Mojabilidad mixta o fraccional.</li> <li>•Índice de U.S.B.M puede ser medido en muestras de tamaño tapón.</li> </ul>

*Fuente: William G. Anderson. Wettability Literature Survey— Part 2: Wettability Measurement. SPE 13933.*

### 1.3.2 Métodos Cualitativos.

El objetivo de todo método cualitativo, usado para evaluar la mojabilidad de un sistema, es determinar la preferencia de la roca a ser mojada, bien sea por agua ó por el aceite, sin indicar los límites cuantitativos de esta preferencia. Los principales métodos usados para medir cualitativamente la mojabilidad son los siguientes:

- ✓ Método de imbibición.
- ✓ Método de permeabilidades relativas.
- ✓ Método de presión capilar.
- ✓ Método de flotación.

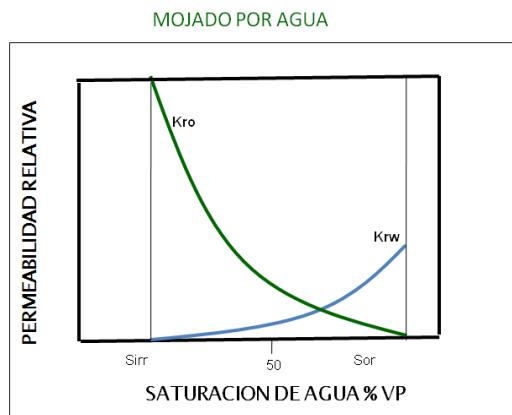
**1.3.2.1 Método de Imbibición:** Este método es el más comúnmente usado de todas las mediciones cualitativas de mojabilidad, debido a que muestra una rápida y acertada idea, acerca del tipo de mojabilidad sin que se requiera del uso de complicados equipos para llevar a cabo la prueba.

El método consiste en la medición de la tasa de flujo del fluido mojante que se desplaza naturalmente dentro una muestra de roca y reemplaza al fluido no mojante, por la sola acción de las fuerzas capilares.

**1.3.2.2 Métodos de Permeabilidad Relativa:** Existen varios métodos basados en los efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa. Sin embargo, estos sólo diferencian los corazones entre fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite.

Estos métodos no notarían un cambio pequeño en la mojabilidad (Por ejemplo, entre fuertemente mojado por agua y moderadamente mojado por agua).

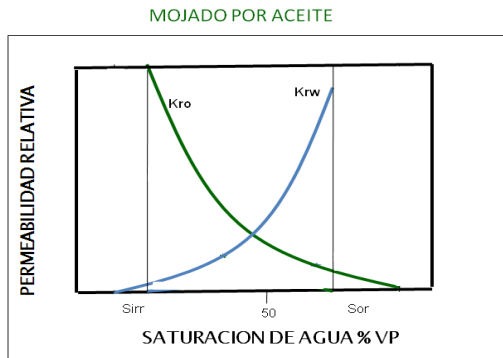
**Figura 5.** Mojado por agua.



*Fuente: William G. Anderson. Wettability Literature Survey— Part 2: Wettability Measurement. SPE 13933.*

La Figura 5 se observa un corte de las curvas de permeabilidad por encima del 50%, por lo tanto nos indica que la muestra (plug) es mojado por agua.

**Figura 6. Mojado por aceite.**



*Fuente: William G. Anderson. Wettability Literature Survey— Part 2: Wettability Measurement. SPE 13933.*

La Figura 6 se observa un corte de las curvas de permeabilidad por debajo del 50%, por lo tanto nos indica que la muestra (plug) es mojado por aceite.

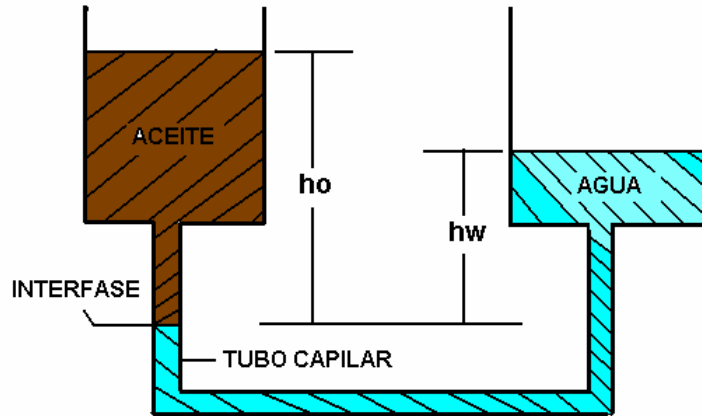
**1.3.2.3 Métodos por Presiones Capilares:** Haciendo uso de las diferentes formas para determinar la presión capilar, se pueden establecer varios métodos cualitativos para medir la mojabilidad de un medio poroso.

Método Capilarimétrico, Johansen y Dunning<sup>13</sup> reconocieron la importancia del fluido utilizado en la determinación de la mojabilidad y propusieron el uso de un capilarímetro, ver Figura 7, el cual une las dos fases líquidas aceite y agua, por medio de un tubo capilar, con una presión capilar a través de la interface de unión de las fases. Este método mide la tensión de adhesión,  $t'wo \text{ Cos } \theta$ , en un tubo capilar, determinada por la diferencia de alturas de los dos líquidos en las dos secciones del capilarímetro, por la diferencia entre sus densidades, y por la aceleración de la gravedad.

---

<sup>13</sup> ANDERSON, Op. Cit.

**Figura 7. Método Capilarimétrico.**



*Fuente: William G. Anderson. Wettability Literature Survey— Part 2: Wettability Measurement. SPE 13933.*

Parámetros:

$$E_D = \sigma \cos \theta = \frac{rg}{2} (\rho_o h_o - \rho_w h_w) \dots \dots (4)$$

ED = energía de desplazamiento.

r= radio del tubo.

g= gravedad.

po = densidad del aceite.

pw = densidad del agua.

ho = altura del aceite.

hw = altura del agua.

Calculamos la energía de desplazamiento:

Si la energía de desplazamiento es + es mojado por agua.

Si la energía de desplazamiento es – es mojado por aceite.

**1.3.2.4 Método de Flotación:** Los métodos de flotación son rápidos pero sirven sólo para sistemas fuertemente mojados. En la forma más simple, el agua, el aceite y la arena se ubican en una botella de vidrio. La botella se agita, y se observa el comportamiento de los granos de arena. Si el sistema es fuertemente mojado por agua, los granos de arena limpios se depositarán en el fondo de la botella. Los granos de arena ubicados en el aceite se agruparán y formarán grumos pequeños de granos rodeados por una capa delgada de agua. Si el sistema es mojado por aceite, algunos de los granos pueden estar suspendidos en la interface aceite/agua. Los granos de arena mojados por aceite se agruparán en el agua, formando pequeños glóbulos de aceite cubiertos con arena.

#### **1.4 EFECTOS DE LA MOJABILIDAD.**

La variación de la mojabilidad afecta las mediciones de las propiedades de las rocas, la cual puede ser comprobada mediante análisis de núcleos. De manera que un factor muy importante a tenerse en cuenta con relación a los sistemas roca-fluido, son las propiedades de la formación, únicamente si la preferencia en la muestra es la misma que la de la formación. Por tanto es de vital importancia, un manejo apropiado de las muestras de roca para garantizar la preservación de la mojabilidad, desde que se extrae de la formación hasta el laboratorio.

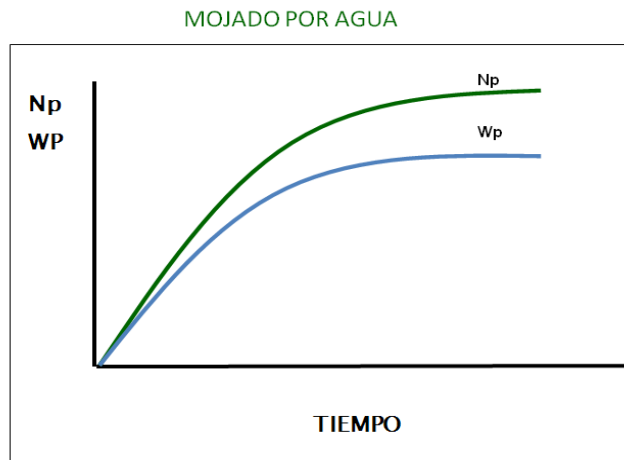
##### **1.4.1 Efectos de la Mojabilidad sobre el Comportamiento de la Inyección de Agua.**

La irrupción de agua tiene lugar en las etapas tardías de un proceso de inyección de agua y se produce más petróleo antes de que irrumpa el agua en un yacimiento mojado por agua que en un yacimiento mojado por petróleo.

El recobro de aceite durante la inyección de agua es una función de la mojabilidad, de la geometría del poro, la distribución de los fluidos, la saturación, la historia de la saturación y la relación de viscosidad aceite-agua. Los sistemas fuertemente mojados por agua, ver Figura 8, sometidos a inyecciones de agua se caracterizan

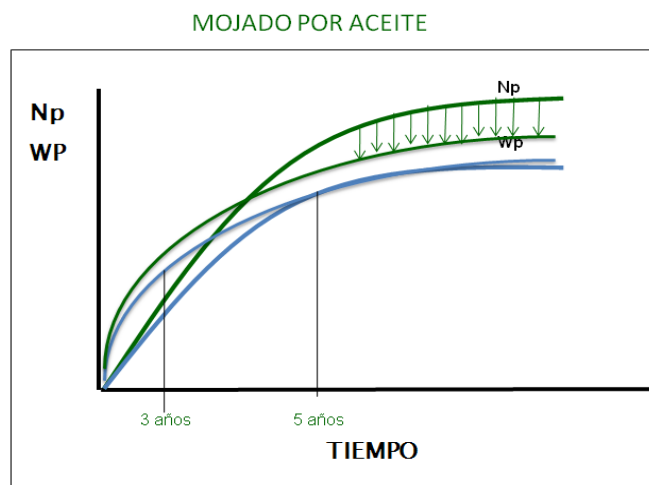
por presentar un alto recobro de aceite en el momento de la irrupción de agua y una producción de aceite adicional muy baja después de la irrupción, contrario a lo que ocurre en sistemas fuertemente mojados por aceite, en donde la irrupción prematura del agua hace que la mayor parte del aceite se recobre durante un gran periodo de producción simultanea de agua y aceite.

**Figura 8.** Proceso de inyección de agua cuando la roca es mojada por agua.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 9.** Proceso de inyección de agua cuando la roca es mojada por agua.



*Fuente. Autores del Proyecto*

En la Figura 9, se observa la cantidad de aceite residual que se esta perdiendo, lo cual implica una perdida de dinero considerable, también se observa que la irrupción de agua en un yacimiento mojado por aceite es mas temprana que en un yacimiento mojado por agua.

#### **1.4.2 Influencia de la Mojabilidad sobre las Propiedades Eléctricas.**

En el laboratorio se determinan parámetros tales como el exponente de saturación de Archie y el factor de resistividad de la formación, los cuales junto con los datos de resistividad obtenidos de los registros de pozos juegan un papel importante en el cálculo de la saturación de hidrocarburos de una formación.

La determinación de la resistividad eléctrica de un medio poroso depende en gran parte de la mojabilidad y de la historia de saturación.

En un sistema aceite/agua/roca, el único conductor de la corriente eléctrica es el agua, por lo tanto, la resistividad eléctrica del núcleo es una función de la longitud y del área de la sección transversal de los caminos por donde pasa el agua a través del medio poroso.

Una alta resistividad en un medio poroso se debe a que los caminos por donde fluye la corriente son largos y tienen áreas de sección transversal pequeñas. Además, la presencia de la misma roca y de altas saturaciones de hidrocarburos ayuda a incrementar la resistividad eléctrica del sistema.

En una roca mojada por agua, la salmuera ocupa los poros más pequeños y forma una película continua sobre todas la superficie de la roca, en cambio, en una roca mojada por aceite, la salmuera se localiza en el centro de los poros más grandes. Esta diferencia en la distribución de la salmuera causada por la mojabilidad llega a ser muy importante a medida que se disminuye la saturación de la salmuera.

En una roca mojada por agua, la salmuera se mantiene continua pero aumenta su resistividad al disminuir su saturación porque se disminuye el área transversal por

donde se conduce el flujo, y en una roca mojada por aceite, una parte de la salmuera pierde continuidad eléctrica al disminuir su saturación, de manera que la resistividad aumenta, en este caso, más rápidamente.

### **1.4.3 Influencia de la Mojabilidad Sobre la Presión Capilar.**

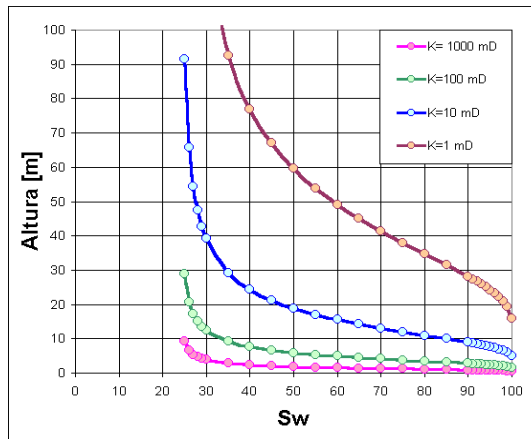
Como se definió anteriormente, la presión capilar en los medios porosos es la diferencia de presión que existe a través de la interface que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la superficie de la roca. En el laboratorio se mide la presión capilar, como la presión que es necesario aplicar al fluido desplazante para desplazar al fluido que satura al medio poroso.

Existen dos tipos básicos de procesos de presión capilar: drenaje ó imbibición. En un proceso por drenaje, el fluido no mojante desplaza al fluido mojante, mientras que en el proceso por imbibición ocurre lo contrario. La mayoría de las gráficas de presión capilar obtenidas por mediciones en el laboratorio, incluyen únicamente la curva de saturación ó drenaje, ó sea la curva obtenida aumentando gradualmente la presión de desplazamiento.

Aunque, también se puede obtener la curva de imbibición, disminuyendo lentamente la presión y midiendo las correspondientes saturaciones a medida que el fluido mojante es imbibido por el medio poroso. La diferencia entre las dos curvas se debe al efecto de histéresis, es decir, que el valor de la presión capilar para un determinado valor de saturación depende del sentido de la variación de la saturación.

La Figura 10 nos indica que las curvas de presión capilar altas tenemos zonas con área superficial mayor, lo cual quiere decir que tenemos mas superficie mojada con arenas sucias y permeabilidades bajas, en cambio para curvas de presión capilar menores tenemos arenas limpias menos área superficial o sea tenemos menor área mojada.

**Figura 10.** Curvas de presión capilar.



*Fuente: William G. Anderson. Wettability Literature Survey— Part 4: Effects of Wettability on capillary pressure. SPE 15271.*

#### **1.4.4 Efecto de la Mojabilidad Sobre las Permeabilidades Relativas.**

En términos generales se ha definido a la permeabilidad relativa como una medida directa de la habilidad del medio poroso para conducir un fluido cuando hay otros presentes. Esta propiedad de flujo es el resultado de los efectos de la geometría de los poros, de la mojabilidad, de la distribución de los fluidos y de la historia de saturación. Un factor muy importante que debe tenerse en cuenta con relación a las mediciones de las permeabilidades relativas agua/petróleo determinada en el laboratorio, es que éstas corresponden a las reales de la formación únicamente si la preferencia de mojabilidad de la muestra en el laboratorio es la misma que en la formación.

#### **1.5 ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD.**

En esta parte del capítulo se tratarán algunos factores que pueden alterar la mojabilidad del yacimiento, trayendo como consecuencia un mejoramiento del recobro o una disminución de éste. Algunos de estos factores son:

- ✓ Fluidos de perforación base agua y base aceite.
- ✓ Asfáltenos y fracciones polares.
- ✓ Mojabilidad original de la muestra.
- ✓ Temperatura (inyección de agua caliente y vapor).

#### **1.5.1 Alteración de la Mojabilidad Debido a los Fluidos de Perforación.**

Durante la perforación, el fluido de perforación invade inevitablemente la formación adyacente a la cara del pozo, llevando a una reducción de la permeabilidad de la roca en la zona invadida. La profundidad de la invasión y la extensión del daño de permeabilidad varían dependiendo de la naturaleza de la roca y del tipo del fluido de perforación. El daño de la formación causado por los fluidos de perforación, puede ocurrir por varios mecanismos diferentes, tales como, invasión de sólidos del lodo, dispersión de finos de la formación, hidratación de arcillas, alteración de la mojabilidad, etc.

El daño de la formación no solamente afecta la producción de un pozo, sino que también afecta las propiedades de las muestras de roca tomadas del yacimiento. La mojabilidad afecta la presión capilar, la permeabilidad relativa y las pruebas de desplazamiento de agua entre otras, si ésta se altera por el contacto con los fluidos de perforación ó corazonamiento, la muestra de roca no es representativa del yacimiento.

#### **1.5.2 Alteración de la Mojabilidad Debido a los Asfáltenos y las Fracciones Polares del Aceite Crudo.**

La alteración de mojabilidad frecuentemente se atribuye a las partículas coloidales de alto peso molecular conocidas como asfáltenos suspendidos en el aceite crudo. Los asfáltenos se definen como el precipitado resultante de la adición de grandes volúmenes de hidrocarburos de bajo peso molecular al aceite crudo. Las fracciones asfálticas generalmente son aromáticos condensados y moléculas

nafténicas con pesos moleculares en el rango de cientos a miles de gramos por mol. Se ha confirmado el papel de los asfáltenos en la alteración de la mojabilidad al observar que los aceites crudos sin asfáltenos no exhiben adhesión en rangos de bajo PH.

Cuando la superficie de la roca entra en contacto con el aceite crudo, hay la posibilidad de modificar su superficie debido a la adsorción de asfáltenos. Esto altera la mojabilidad de la roca, mientras que los segmentos polares de una molécula de asfáltenos se orientan hacia la superficie, las porciones no polares se alejan de ella, llevando a la superficie a ser mojada por aceite.

### **1.5.3 Alteración de la Mojabilidad Original de la Muestra.**

La alteración de la mojabilidad afecta los resultados en muchos análisis a muestras de roca como la presión capilar, la permeabilidad relativa, el comportamiento de la inyección de agua y las propiedades eléctricas entre otros. Sin embargo, el propósito aquí es conocer las causas que dan lugar a la alteración de la mojabilidad en las distintas muestras de roca (núcleos nativos, limpios y restaurados), sobre los cuales se hacen mediciones de mojabilidad. Las causas que den lugar a la alteración de la mojabilidad y en consecuencia, las precauciones que se deben tomar para evitarlas, están un tanto relacionadas con la forma como se obtienen las muestras de roca (núcleos nativos, limpios, restaurados).

### **1.5.4 Alteración de la Mojabilidad por Efectos de la Temperatura.**

Aunque las operaciones de recobro térmico en este momento, sean ya casi usuales, y se entienda a grosso modo el médium y el fin de estas vale hacer un alto, para mirar la preponderancia que en realidad ésta envuelve, ya que no es solo reducir la viscosidad del aceite para que éste fluya, si no que ese aumento en temperatura comprende también la alteración de un equilibrio termodinámico y de propiedades tales como: densidad de las fases individuales, propiedades

interfaciales aceite/gas/agua, energías interfaciales y mineralizaciones de la superficie sólida como por nombrar solo algunas que de manera directa ó indirecta afectan el movimiento de las fases en el medio poroso.

Aunque el planteamiento de una metodología, para la caracterización del cambio de la mojabilidad con la temperatura, se muestra como un asunto práctico y de relevante uso, basta con solo una mirada a la literatura para saber que este estudio dista mucho de ser simple, por las diversas corrientes de pensamiento, la dispersión y algunas veces alineación de la información.

## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.

### 2.1 GENERALIDADES.

#### 2.1.1 Localización.

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en el municipio de San Vicente de Chucuri, al sur-este del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del Campo La Cira – Infantas, ver Figura 11. Su exploración se inició en los años 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, posteriormente la Troco de 1945 a 1946 programo la perforación de 8 pozos para que en los años 1963 a 1964 ECOPEPETROL desarrollará completamente el Campo con la perforación de 60 pozos quedando un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción con 1771 BOPD pero declinó rápidamente hasta llegar a 467 BOPD en 1966.

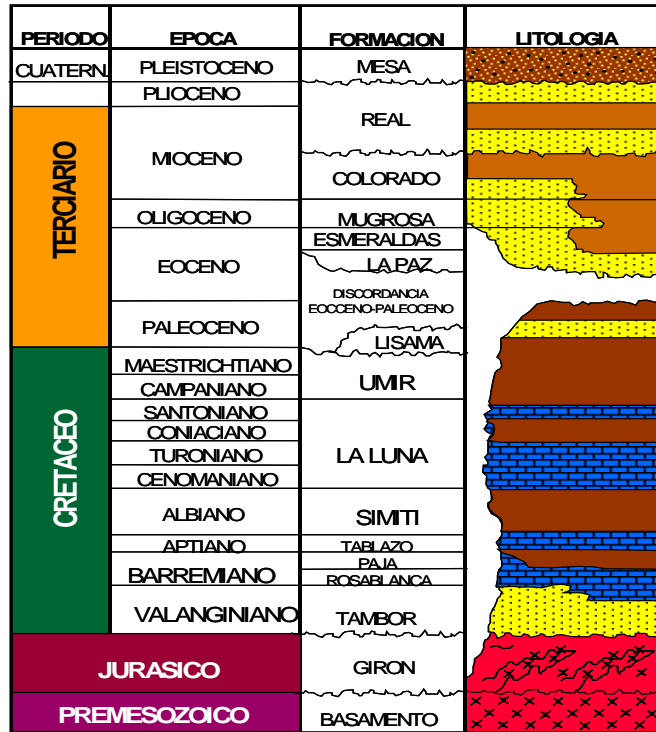
**Figura 11.** Ubicación geográfica del campo Colorado.



Fuente: ECOPEPETROL – ICP 2003 D.E.R.

La aplicación de este trabajo es para la formación Mugrosa la cual fue depositada en el terciario, por esta razón solo mencionaremos la características de terciario ver Figura 12.

**Figura 12 .Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM.**



Fuente: ECOPEPETROL – ICP 2003 D.E.R.

Como se observa en la Figura 12, las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos.

### **2.1.2 Reseña Histórica del Campo Colorado.**

La primera fase de exploración para este campo se llevo a cabo entre 1923 hasta 1932 con 7 pozos perforados. La fase de perforación se inicio el 3 de septiembre de 1945 con el pozo denominado c-9 el cual luego de realizarle pruebas mostró muy buenos resultados dando inicio a un programa de perforación entre 1945 y 1946 con 8 pozos perforados, ésta campaña fue realizada por la TROCO compañía encargada de esta etapa.

La compañía encargada del desarrollo de éste campo fue ECOPETROL hacia los años 1953 a 1964 a través de la perforación de 60 pozos completando así 75 pozos perforados. Su máxima producción ocurrió en 1961 con 1771 BOPD y en 1966 su tasa de producción cayo a 467 BOPD. Este periodo obligó a perder pozos productores dado los problemas mecánicos presentados tales como taponamiento de las líneas por precipitación de parafinas. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en junio de 1976 a 47 en junio de 1989. Se han llevado a cabo trabajos de "Workover" recuperando la producción del área, sin embargo los problemas mecánicos presentados hacen que rápidamente decline sin obtener buenos resultados.

En la actualidad se desarrollan trabajos de orden investigativo de la mano de la Universidad Industrial de Santander (UIS) y ECOPETROL aportando conocimiento y tecnología, el propósito de estos dos entes es desarrollar investigación que soporte la parte operacional realizando estudios como: estudio del comportamiento de las parafinas, caracterización de fluidos (PVT), caracterización petrofísica, análisis de presiones, optimización de producción, caracterización estratigráfica, análisis geoquímica, con un solo objetivo optimizar y aumentar la producción del campo Colorado mejorando las

condiciones actuales, generando nuevas oportunidades tanto económicas como sociales.

## **2.2 DESCRIPCION LITOLOGICA.**

En esta fase del proyecto se realizó la fase de descripción de núcleos disponibles en la Litoteca Nacional del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), para los pozos Colorado 21, Colorado 25 y Colorado 27, debido a que son los pozos que le realizaremos el estudio de la mojabilidad. También se encontraban núcleos del pozo Colorado 26 pero como es un acuífero no se tuvo en cuenta para el estudio.

Con esta descripción se encontró una gran variedad de areniscas de grano medio a muy fino, lodolitas y arcillolitas limosas, las cuales se representan de manera muy general en el registro SPN.

A continuación se muestra la descripción litológica de una manera somera. Con esta descripción litológica se sacaron la mayor cantidad de plugs, pues los núcleos estaban ya deteriorados. Se seleccionaron las zonas donde se iban a extraer los plugs y se correlaciono esa descripción litológica con el registro SPN pues es con el registro que cuenta cada uno de estos pozos que se analizaron.

Todos los núcleos se encuentran eslavados y es debido a que la empresa operadora se queda con el 30% y la empresa que está a cargo del campo se queda con el 70% restante.

**Pozo Colorado 21:** La descripción litológica del pozo Colorado 21 esta en el Anexo No.1 con su respectiva columna estratigráfica.

Como se observa en la descripción litológica del anexo No. 1 el núcleo se presenta en un mal estado el cual no ha sido preservado desde el momento de su extracción, pero es información muy importante y es la materia prima para conocer las propiedades de un yacimiento. Las dimensiones del núcleo son 3.5 pulgadas (in) de diámetro y en cada caja vienen 6 pies (ft) del núcleo dividido en dos secciones de 3 pies (ft) cada caja. El estado del núcleo se puede observar en la Figura 13.

**Figura 13.** Estado del núcleo del pozo Colorado 21.



*Fuente. Autores del Proyecto*

En la Figura 13 se observa que hay secciones de la caja que están ocupadas por icopor (el cual está reemplazando a los pies (ft) de núcleos extraídos y que no fueron devueltos), y las secciones restantes se encuentra con núcleos fragmentados.

**Pozo Colorado 25:** La descripción litológica del pozo Colorado 25 ver Figura 14 está en el Anexo No. 2 con su respectiva columna estratigráfica.

**Figura 14.** Estado de los núcleos del pozo Colorado 25.

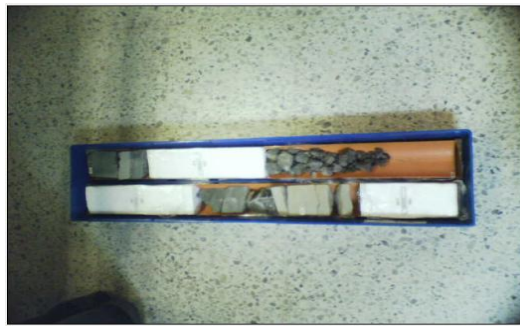


*Fuente. Autores del Proyecto*

En la Figura 14 al igual que en el pozo 21, se observa que hay secciones de la caja que están ocupadas por icopor (el cual está reemplazando a los pies (ft) de núcleos extraídos y que no fueron devueltos), y las secciones restantes se encuentra con núcleos fragmentados.

**Pozo Colorado 27:** La descripción litológica del pozo Colorado 27 esta en el Anexo No 3 con su respectiva columna estratigráfica.

**Figura 15.** Estado de los núcleos del pozo Colorado 27.



*Fuente. Autores del Proyecto*

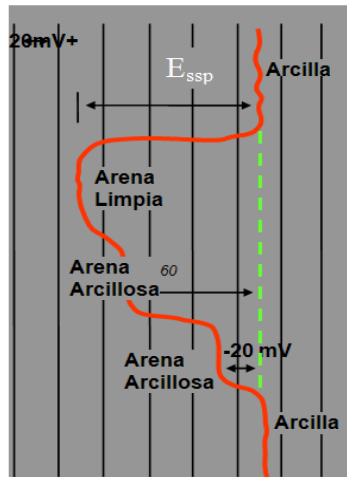
En la Figura 15 al igual a los pozos 21 y 25, se observa que hay secciones de la caja que están ocupadas por icopor (el cual está reemplazando a los pies (ft) de núcleos extraídos y que no fueron devueltos), secciones restantes se encuentra con núcleos fragmentados.

### **2.3 REGISTRO SPN.**

La curva de Potencial Espontáneo (SP) es el registro de un fenómeno físico natural que ocurre en las rocas de una formación. La curva del SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por interacción del agua connata de la formación y el fluido de perforación, y ciertas rocas que actúan como membranas selectivas de iones (lutitas). La curva del SP se registra generalmente en la pista 1 (pista izquierda) del perfil, usualmente junto con curvas de resistividad (figura 16).

La Curva de Potencial Espontáneo (SP) es un registro en función de la profundidad, de la diferencia entre el potencial de un electrodo móvil en el pozo y el potencial fijo de un electrodo de superficie. La unidad utilizada es el milivoltio.

**Figura 16.** Zonas registradas por el SP.

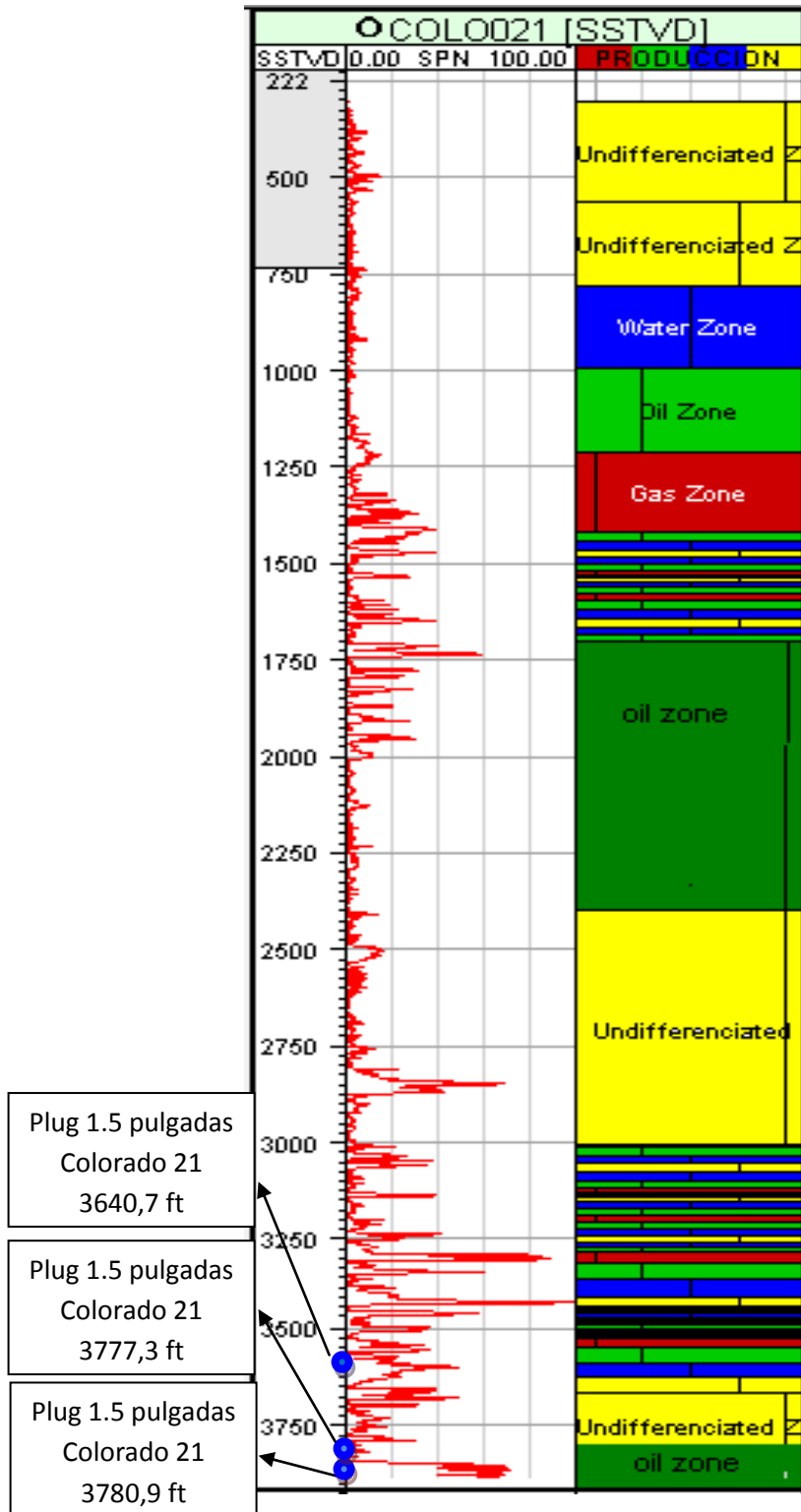


*Fuente: Aldemar Castillo; Julio Rios. Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para las areniscas de la formación mugrosa del campo colorado bloques I y II. 2008.*

Una de las aplicaciones importantes del SP es permitir la diferenciación de las rocas reactivas y no reactivas, es decir, porosas y no porosas, pero la mineralogía no es observada, por lo tanto es necesario complementar los perfiles con observaciones litológicas por medio de corazones de pozo. Sin embargo el análisis de perfiles eléctricos SP con sus inexactitudes permite evaluar las resistividades y salinidades del agua de formación, así como en muchos casos resulta un buen indicador del contenido de arcilla de la formación.

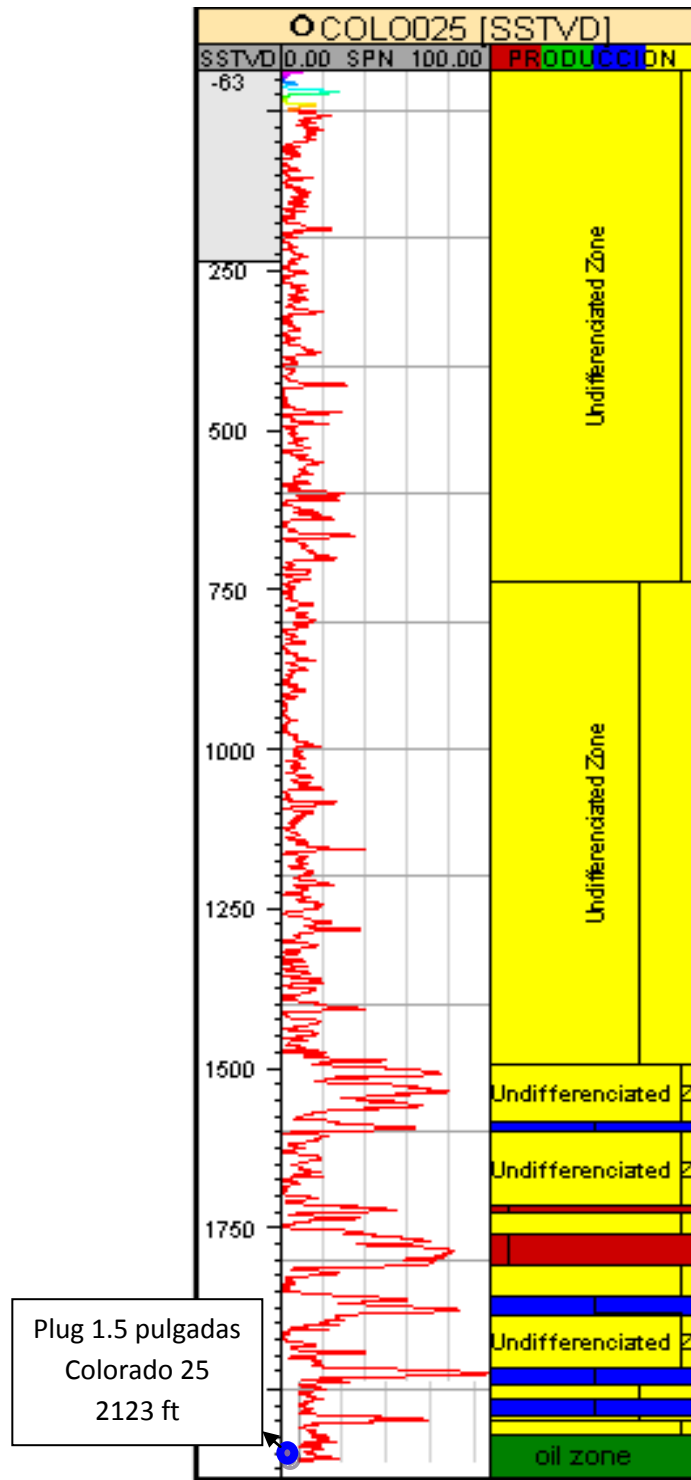
Con este análisis se hizo el amarre roca registro para corroborar las zonas donde se iban a extraer cada plug, en las Figuras 17, 18 y 19 se observa los registros de las 6 muestras seleccionadas para el análisis de la mojabilidad del campo Colorado.

Figura 17. Registro SPN del pozo Colorado 21.



Fuente. Autores del Proyecto

Figura 18. Registro SPN del pozo Colorado 25.



Fuente. Autores del Proyecto



Con la descripción litológica y el amarre roca registro de todos los 4 pozos, se seleccionaron 24 zonas para extraer cada plug.

Para realizar el corte se preparó la salmuera sintética con 12.000 ppm de NaCl, pues es la salinidad promedio que tiene el agua de la formación. Los plugs fueron cortados con una broca de 3,5 cm de diámetro como se observa en la Figura 20.

**Figura 20.** Corte de los plugs.



*Fuente. Autores del Proyecto*

Se extrajeron 24 plugs en el laboratorio de petrofísica de la sede Guatiguará y se recibieron del laboratorio de pruebas básicas del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) 21 plugs (los cuales ya les habían determinado las propiedades petrofísicas básicas) para un total de 45 muestras, de acá se seleccionaron las 6 muestras para determinar la mojabilidad del campo Colorado, formación Mugrosa.

**Tabla 2.** Muestras del laboratorio de básicos del ICP.

<b>POZO</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>
3	4062,79
3	3985
3	4060,17
3	4060
3	4062,33
3	4066,17
3	4068,08
3	4065,25
3	4070
3	4064,54
19	3255
25	2123
25	2282
25	2067
27	4499
27	4473
27	4032
27	3908
27	4032,13
27	3495
27	3780

*Fuente. Autores del Proyecto*

**Tabla 3.** Muestras del laboratorio de petrofísicos, GUATIGUARA.

<b>POZO</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>
21	4005,5
21	3640,5
21	3640,7
21	3639,6
21	3777,3
21	4008,8
21	4007,6
21	4005

21	3780,9
26	4122,6
26	4140,1
26	4510,6
26	3848,8
26	3537,5
26	3846,3
26	3648,1
26	3646
27	3917,3
27	3832,4
27	3916,5
27	3958,3
27	4033,5
27	3959,6
27	3916,9

*Fuente. Autores del Proyecto*

En la tabla 2 y 3 se observa el total de muestras (plugs) del campo Colorado, de los pozos Colorado 3, Colorado 19, Colorado 21, Colorado 25, Colorado 26 y Colorado 27.

#### **2.4 DETERMINACION DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS BASICAS.**

Luego de tener las muestras pasamos a determinar las propiedades petrofísicas básicas a los plugs que fueron extraídos en el laboratorio de petrofísica en la sede Guatiguará. A éstas muestras sólo se les pudo determinar porosidad pues el equipo de permeabilidad no estuvo en funcionamiento, con sólo esta propiedad se pudo seleccionar algunas muestras, pues con la descripción litológica realizada y los datos de porosidad y permeabilidad de las muestras del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) se corroboró que la formación Mugrosa del campo Colorado es una formación heterogénea, lo cual quiere decir que hay datos de

porosidad y permeabilidad muy variables de una zona a otra ésto es debido a que ésta formación tiene mucha arcilla intercalada.

En la Figura 21 se observa el porosímetro de Helio COREPET, regido por la ley de Boyle, en el cual se determinó la porosidad de los plugs que fueron cortados en el laboratorio de Petrofísicos en la sede Guatiguará.

Estas propiedades petrofísicas básicas fueron determinadas a condiciones de laboratorio (24 °C y 14,3 psi).

**Figura 22.** Porosímetro de Helio, COREPET.



*Fuente. Autores del Proyecto*

En la tabla 4 y 5 se dan a conocer los datos de porosidad y permeabilidad de los 45 plugs.

**Tabla 4.** Propiedades petrofísicas básicas de las Muestras del laboratorio de básicos del ICP.

POZO	PROFUNDIDAD (ft)	$\phi$ (%)	K(md)
3	4062,79	16,2	21
3	3985	10,6	2,97E-01
3	4060,17	15,3	11
3	4060	14,6	9,4
3	4062,33	14,4	5,8
3	4066,17	10,9	1,3
3	4068,08	7,4	8,48E-02
3	4065,25	6,6	8,64E-02
3	4070	1,7	2,30E-03
3	4064,54	12,9	3,2
19	3255	9,9	1,36E-01
25	2123	12,34	29
25	2282	5,1	1,64E-01
25	2067	3,6	4,32E-02
27	4499	6,1	2,24E-02
27	4473	3,9	8,00E-03
27	4032	12,1	10
27	3908	16,16	22
27	4032,13	11,7	2,4
27	3495	9,6	1,12E-01
27	3780	6,1	6,58E-02

Fuente: ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R.

**Tabla 5.** Propiedades petrofísicas básicas de las Muestras del laboratorio de petrofísicos, GUATIGUARA.

POZO	PROFUNDIDAD (ft)	$\Phi$ (%)
21	4005,5	11,08
21	3640,5	16,18
21	3640,7	7,10
21	3639,6	9,45
21	3777,3	6,44
21	4008,8	7,47
21	4007,6	16,26
21	4005	10
21	3780,9	4,28
26	4122,6	14,41
26	4140,1	5,27
26	4510,6	6,9
26	3848,8	16,49
26	3537,5	7,94
26	3846,3	22,36
26	3648,1	12,33
26	3646	10,86
27	3917,3	20,05
27	3832,4	19,36
27	3916,5	18,34
27	3958,3	12,12
27	4033,5	15,07

27	3959,6	11,76
27	3916,9	7,82

*Fuente. Autores del Proyecto*

## 2.5 SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS PARA DETERMINAR MOJABILIDAD DEL CAMPO COLORADO.

Para la selección de las muestras para determinar la mojabilidad se tienen en cuenta los siguientes criterios de selección:

- ✓ Formación productora.
- ✓ Propiedades petrofísicas básicas.
- ✓ Litología.
- ✓ Tamaño de las muestras.

En la tabla 6 se observan las pruebas iniciales de formación realizadas en el Instituto Colombiano del Petróleo para la formación Mugrosa del campo Colorado.

**Tabla 6.** Resultados de las pruebas iniciales de formación.

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS INICIALES DE FORMACION				
POZO	FORMACION	INTERVALO (ft)		DEFINICION DE LA PRUEBA
		TOPE	BASE	
3	MUGROSA C	4356	4361	PETROLIFERA
3	MUGROSA C	4171	4176	NO DEFINIDA
3	MUGROSA C	4070	4075	PETROLIFERA
19	MUGROSA B	3012	3025	PETROLIFERA
19	MUGROSA C	3693	3716	GASIFERA
19	MUGROSA C	3443	3464	PETROLIFERA
21	MUGROSA B	1733	2375	PETROLIFERA
21	MUGROSA C	3420	3429	PETROLIFERA
25	MUGROSA B	2.376	2.456	ACUIFERA
25	MUGROSA B	2.448	2.456	ACUIFERA

25	MUGROSA B	2.263	2.290	ACUIFERA
25	MUGROSA B	2.205	2.215	PETROLIFERA
25	MUGROSA B	2.164	2.215	PETROLIFERA
25	MUGROSA B	2.205	2.215	PETROLIFERA
25	MUGROSA B	2.164	2.198	PETROLIFERA
25	MUGROSA B	2.120	2.132	PETROLIFERA
25	MUGROSA B	1.988	2.004	ACUIFERA
25	MUGROSA B	1.888	1.898	SECA
26	MUGROSA C	3546	3557	ACUIFERA
26	MUGROSA C	4127	4145	ACUIFERA
26	MUGROSA C	3840	3850	ACUIFERA
27	MUGROSA C	3826	3845	PETROLIFERA
27	MUGROSA C	3905	3920	PETROLIFERA
27	MUGROSA C	4106	4120	PETROLIFERA

*Fuente: ECOPETROL – ICP 2003 D.E.R.*

En la tabla 7 y en la Figura 23 se encuentran las 6 muestras seleccionadas, la profundidad de cada muestra está en el intervalo productor, con respecto a las propiedades petrofísicas se seleccionaron las muestras con baja, media y alta porosidad, y con respecto a la litología se seleccionaron las que tuvieran un alto grado de compactación.

**Tabla 7.** Muestras seleccionadas para determinar la mojabilidad del campo Colorado, formación Mugrosa.

MUESTRA	PROFUNDIDAD (ft)
COL. 21	3640,7
COL. 21	3777,3

COL. 21	3780,9
COL. 25	2123
COL. 27	3908
COL. 27	3916,9

Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 23.** Muestras seleccionadas para la determinación de la mojabilidad.



Fuente. Autores del Proyecto

Con respecto a las demás muestras de los pozos Colorado 3 y Colorado 19 no cumplieron el criterio de estar dentro del intervalo productor por eso no se escogió ninguna, para el pozo Colorado 26 no se escogió ninguna debido a que es un acuífero por consiguiente nos está indicando que es mojado por agua.

## **2.6 PRESION, TEMPERATURA Y FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO, FORMACION MUGROSA.**

Las condiciones de presión y temperatura son importantes para realizar la prueba de restauración de la mojabilidad, pues lo que se quiere es que las muestras recobren su mojabilidad original a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Estos datos se obtuvieron de unas pruebas que se le realizaron al campo para evaluar las reservas recuperables, evaluaron estas condiciones para cada zona de la formación Mugrosa, de ahí se tomo un promedio para la temperatura de 144 °F y presión de 1350 psi<sup>14</sup>.

Con respecto a los fluidos del campo, se preparó una salmuera sintética con una salinidad de 12.000 ppm de NaCl, simulando las condiciones del agua de formación. El crudo del yacimiento tiene una gravedad promedio de 37,5 API<sup>15</sup>, este crudo lo facilitó el Laboratorio de Fluidos de la Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, el cual fué utilizado para restaurar la mojabilidad de la roca.

---

<sup>14</sup> FABIO RICARDO CORREA JAIMES. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales aplicación campo Colorado. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.

<sup>15</sup> DIANA MARCELA CRISTANCHO VELASCO; JORGE MARIO HOYOS. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.

### 3. DETERMINACION DE LA MOJABILIDAD CUANTITATIVAMENTE METODO DE AMOTT-HARVEY.

#### 3.1 MÉTODO DE AMOTT.

Este método desarrollado por Earl Amott en 1959<sup>16</sup>, combina el desplazamiento forzado y el desplazamiento natural para medir la mojabilidad promedio de una muestra de roca. En este método se pueden usar tanto la muestra de la roca, como los fluidos del yacimiento.

El método de Amott se basa en que el fluido mojante se desplace naturalmente en la muestra, desplazando al fluido no mojante. La relación de desplazamiento natural a desplazamiento forzado se llama índice de Amott, se usa para reducir la influencia de factores, tales como: permeabilidad relativa, viscosidad, y saturación inicial de la roca.

La muestra se prepara por centrifugación bajo salmuera hasta que se alcanza la saturación residual de aceite. La medida de mojabilidad de Amott consiste básicamente en los cuatro siguientes pasos:

- ✓ Se sumerge la muestra en aceite, y se mide el volumen de agua desplazada naturalmente ó espontáneo de aceite ( $V_{wnat}$ ), después de 20 días.
- ✓ Se centrifuga la muestra en aceite hasta que se alcanza la saturación de agua irreducible, y se mide la cantidad total de agua desplazada ( $V_{wfor}$ ), incluyendo el volumen desplazado naturalmente ( $V_{wt}$ ).

---

<sup>16</sup> AMOTT, E. "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Paper SPE 1167-G. Trans. AIME, Vól 216 (1959).

- ✓ Se sumerge la muestra en salmuera, y se mide el volumen de aceite desplazado espontáneamente de agua ( $V_{onat}$ ), después de 20 días.
- ✓ Se centrifuga la muestra en salmuera hasta alcanzar la saturación de aceite residual, y se mide la cantidad total de aceite desplazado ( $V_{ofor}$ ).

Es importante, que la saturación de aceite residual y la saturación irreducible de agua deben alcanzarse preferiblemente mediante flujo y no haciendo uso de la centrífuga, esto es necesario especialmente en muestras poco consolidadas que no pueden ser centrifugadas.

Los resultados de la prueba se expresan por:

1. Relación de desplazamiento por aceite, que es la relación del volumen de agua desplazado por imbibición de aceite únicamente,  $V_{wsp}$ . y el volumen total de agua desplazada naturalmente y por desplazamiento forzado de aceite ( usando la centrífuga ),  $V_{wt}$ .

$$I_o = \frac{V_{wnat}}{V_{wt}} \dots\dots (5)$$

2. Relación de desplazamiento por agua, que es la relación del volumen de aceite desplazado por imbibición espontánea de agua,  $V_{osp}$  y el volumen de aceite total desplazado naturalmente y centrifugación,  $V_{ot}$ .

$$I_w = \frac{V_{onat}}{V_{ot}} \dots\dots (6)$$

Las muestras de roca mojadas preferencialmente por agua tienen una "relación de desplazamiento por agua" positiva y un valor de cero para la "relación de desplazamiento por aceite". La magnitud de la preferencia al agua corresponde al valor de la "relación de desplazamiento por agua", una fuerte preferencia indica un valor aproximado a 1 y una débil preferencia un valor aproximado a cero.

De una manera similar, las muestras de roca mojadas por aceite, tienen una "relación de desplazamiento por aceite" positiva y una "relación de desplazamiento por agua" igual a cero.

Para muestras de roca mojadas neutramente, ó de mojabilidad neutra, ambas relaciones presentan un valor de cero.

Amott<sup>17</sup>, en el desarrollo de su método, escogió un periodo de 20 días de una manera arbitraria, para los procesos de desplazamiento natural de aceite y agua. Contrario a esto, se recomienda si es posible, dejar las muestras por más tiempo, hasta obtener un completo desplazamiento ó que se alcancen una o dos semanas. Para que el desplazamiento sea completo, puede tomar desde varias horas hasta más de dos meses.

Es necesario escoger cierto límite de tiempo para finalizar la medición, si la muestra no alcanza ese límite, el volumen medido no será el verdadero y subestimaré la mojabilidad del yacimiento, cuando esto sucede las relaciones de desplazamiento deben ser interpretadas cuidadosamente.

El principal problema que presentan el método de Amott y sus modificaciones es que no son sensibles a mojabilidades cercanas a la neutra. Otra desventaja es que las mediciones de imbibición pueden ser bastante demoradas (de varias horas a más de un mes), para alcanzar un desplazamiento completo.

---

<sup>17</sup> AMOTT, E. "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Paper SPE 1167-G. Trans. AIME, Vól 216 (1959).

### 3.2 MODIFICACION AL METODO AMOTT.

Moreno y Moreno<sup>18</sup>, desarrollaron una modificación al método de Amott, la cual consiste en el cambio de la forma como se realiza el desplazamiento forzado. En este caso el desplazamiento no se hace con el uso de una centrífuga sino con la aplicación de una presión externa, capaz de efectuar la misma función, a través de un equipo Core Holder tipo Hassler. En el equipo Core Holder se puede además, evaluar la mojabilidad en material poco consolidado que no se puede centrifugar, y al mismo tiempo se puede simular la presión de sobrecarga y la temperatura a las que el núcleo está sometido en el yacimiento.

Esta prueba, tiene un paso adicional en la preparación de la muestra antes de ser corrida la prueba original, y consiste en que la muestra se desplaza en el Core Holder primero bajo salmuera y luego bajo crudo para llevar la misma a la saturación de agua irreducible. Luego de esto se calculan las "relaciones de desplazamiento por agua y aceite". El "índice de desplazamiento relativo de Amott - Harvey" (I), es la "relación de desplazamiento por agua" ( $I_w$ ) menos la "relación de desplazamiento por aceite" ( $I_o$ ) como se observa en la Figura 24:

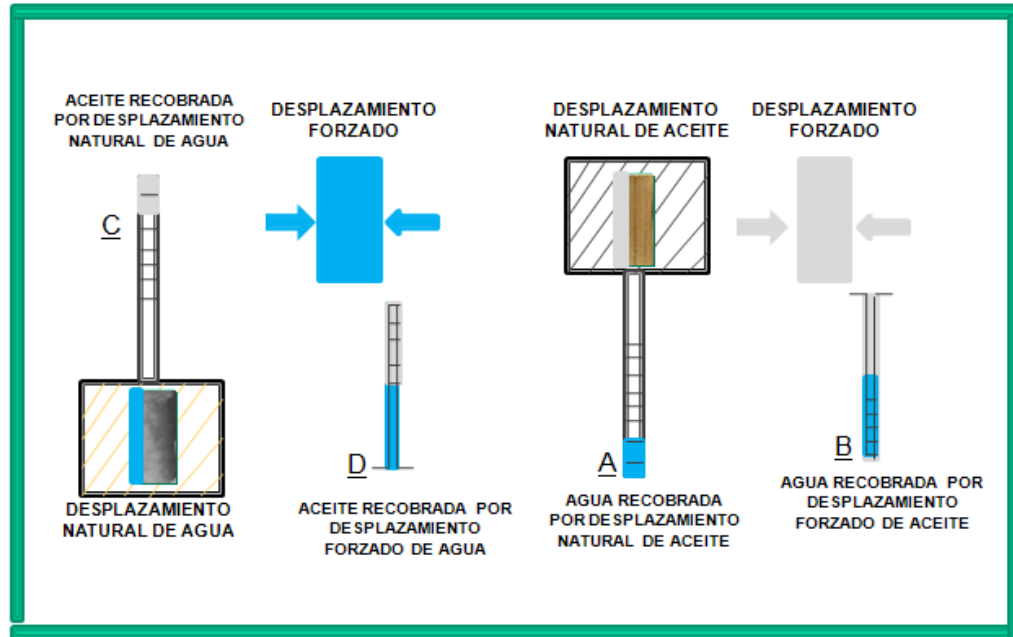
$$I = I_w - I_o \dots (7)$$

Este índice (I) varía desde +1 (para sistemas mojados por agua) a -1 para (sistemas mojados por aceite). Se puede concluir que los sistemas son mojados por agua cuando,  $+0.3 \leq I \leq 1$ , de mojabilidad intermedia cuando,  $-0.3 < I < 0.3$ , y mojados por aceite, cuando  $-1 \leq I \leq -0.3$ .

---

<sup>18</sup> MORENO, A. and MORENO, N. "Mojabilidad en Medios Porosos y su Determinación por una Modificación del Método Amott". Proyecto de Grado, U.I.S., Bucaramanga, 1989.

**Figura 24.** Representación esquemática del método de Amott-Harvey.



*Fuente. Autores del Proyecto*

Esta modificación al método de Amott sugiere que si es posible se permita el desplazamiento natural hasta cuando se alcance el equilibrio de adsorción; o sea, hasta cuando deje de presentarse un reemplazamiento libre de los fluidos que contiene el núcleo, o hasta cuando se tenga un tiempo límite de una a dos semanas de desplazamiento natural. Lo anterior se considera teniendo en cuenta que si se tiene el desplazamiento natural en un momento muy por debajo del requerido para alcanzar el equilibrio de adsorción, el volumen medido del desplazamiento natural será mucho más bajo que el alcanzado en el equilibrio, causando una subestimación de los índices de mojabilidad. Esta diferencia en el valor de los índices de mojabilidad podría aumentar en núcleos de baja permeabilidad en donde la tasa de desplazamiento natural tiende a ser pequeña.

Si se desea que la saturación de la muestra simule las condiciones geológicas del yacimiento, entonces, en los núcleos nativos y restaurados se sustituyen los fluidos del yacimiento por fluidos sintéticos, desplazándole a la muestra

inicialmente salmuera y posteriormente aceite mineral hasta lograr la saturación de agua irreducible Swirr.

Si en la preparación del núcleo, las condiciones de saturación son: saturación de agua irreducible y la máxima saturación de aceite, entonces la prueba se realiza así:

1. Desplazamiento espontáneo de aceite a causa del desplazamiento natural de salmuera ( $V_{\text{onat}}$ ). Debe permitirse hasta cuando se alcance el equilibrio de adsorción.
2. Desplazamiento forzado de aceite por salmuera ( $V_{\text{ofor}}$ ). En el mismo núcleo usando un equipo Core Holder tipo Hassler.
3. Desplazamiento espontáneo de salmuera a causa del desplazamiento de aceite ( $V_{\text{wnat}}$ ). Debe permitirse hasta cuando se alcance el equilibrio de adsorción.
4. Desplazamiento forzado de salmuera por aceite ( $V_{\text{wfor}}$ ), en el mismo núcleo usando el equipo Core Holder tipo Hassler.

### **3.3 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO.**

El conjunto de todos los procedimientos de trabajo, permite la restauración del carácter mojante a núcleos limpios y la evaluación de su mojabilidad. Cuando el núcleo tenga el carácter mojante indicado, entonces, la atención va dirigida a preparar al núcleo para realizar los desplazamientos naturales y forzados que permitan cuantificar el grado de mojabilidad.

#### **3.3.1 Preparación del Núcleo.**

La preparación de un núcleo para llevarlo a condiciones residuales antes de iniciar el primer desplazamiento natural en la evaluación de la mojabilidad depende del tipo de núcleo que se use.

- ✓ Si el núcleo es nativo tendrán los fluidos y las saturaciones del yacimiento, entonces, se debe hacer un desplazamiento con aceite mineral (para facilitar la lectura del volumen desplazado naturalmente), dejando el núcleo a saturación de agua irreducible y para así montarlo en el quipo de mojabilidad.
- ✓ Cuando se hacen evaluaciones de mojabilidad a núcleos limpios generalmente su finalidad es probar la efectividad de la limpieza del núcleo. En este caso los núcleos se saturan con salmuera y se desplazan con aceite mineral, para alcanzar las condiciones residuales necesarias para dar comienzo a la prueba.
- ✓ Si el núcleo no es nativo, se debe seguir el siguiente procedimiento.

**3.3.1.1 Limpieza del Núcleo:** La primera y más difícil etapa en la restauración de la mojabilidad es limpiar el núcleo contaminado por cualquier método que remueva todos los componentes adsorbidos sobre la superficie. Los componentes deben ser removidos porque se desconoce cuáles componentes fueron adsorbidos sobre la roca del yacimiento y cuales fueron depositados después.

Uno de los métodos utilizados para la limpieza de los plugs es bajo presión en un equipo Core Holder tipo Hassler desplazándole un solvente (Varsol), este desplazamiento se permite hasta cuando el solvente empiece a salir de la muestra totalmente limpio, las condiciones de operación se hacen de acuerdo a cada requerimiento de la muestra.

**3.3.1.2 Saturación del núcleo:** Para la saturación de los núcleos se recomienda seguir los siguientes pasos:

- ✓ Hacer vacío a la muestra seca durante un periodo de dos horas.

- ✓ Permitir el ingreso del fluido saturante (salmuera de la formación que ha sido desairada). Usar una baja tasa al mismo tiempo que se hace el vacío.
- ✓ Dejar el sistema cerrado a vacío aproximadamente tres días.
- ✓ Desplazar a la muestra aceite mineral que tiene características similares al crudo del yacimiento, esto se hace para que el agua no se emulsione con el crudo.
- ✓ Luego se desplaza a la muestra crudo de yacimiento quedando a condiciones para restaurar su mojabilidad como se observa en la Figura 25.

**Figura 25.** Muestras saturadas de crudo.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**3.3.1.3 Restauración de la Mojabilidad:** Esta etapa hace parte del proceso de restauración de la mojabilidad a los núcleos que anteriormente han sido desplazados secuencialmente con fluidos del yacimiento (salmuera, aceite mineral y crudo).

Los núcleos a condiciones de saturación de agua irreducible  $S_{wirr}$  y la máxima saturación de aceite  $S_o$ , se colocan en contacto con crudo en una cámara de restauración de la mojabilidad y dentro de un horno a temperatura y presión de yacimiento durante 200 y 1000 horas para restaurar la mojabilidad.

La cámara de restauración cuenta en su interior con un pistón que permite la formación de dos comportamientos como se observa en la Figura 26. El comportamiento inferior se llena con aceite mineral y el superior con crudo después de colocar en él, los núcleos que van hacer sometidos a restauración. El sistema una vez sellado se coloca en un horno a la temperatura y presión del yacimiento. La función del aceite mineral es evitar llenar toda la cámara con crudo

del yacimiento y controlar la presión del sistema, que por efecto de la temperatura puede llegar a exceder la presión límite.

**Figura 26.** Equipo de Restauración de la mojabilidad.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**3.3.1.4 Núcleos Restaurados:** El crudo utilizado para restaurar la mojabilidad debe tomarse con precaución para evitar alteraciones al mismo. Por ejemplo, tomar la muestra de crudo antes de añadirle surfactantes o químicos para tratarlo. Si existe algún pozo en tratamiento con químicos se recomienda tomar las muestras después de un tiempo para que los efectos del mismo sean desplazados del pozo. En todo caso, el crudo debe ser sellado en contenedores herméticos para prevenir la entrada al aire, minimizando los efectos de oxidación y pérdida de livianos.

La etapa final en la restauración de la mojabilidad es dejar al núcleo a la temperatura del yacimiento para establecer el equilibrio de adsorción.

Anderson<sup>19</sup>, recomienda que el tiempo de restauración de la mojabilidad sea de 1000 horas por dos razones:

---

<sup>19</sup> ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement". Paper SPE 13933. JPT, Nov. 1986.

- ✓ En varios experimentos se han requerido más de 1000 horas para alcanzar el equilibrio mojante.
- ✓ Este tiempo es aproximadamente el necesario para medir el ángulo de contacto sobre una superficie plana en su valor de equilibrio.

Otros investigadores, sin embargo, han encontrado que el tiempo de restauración puede ser significativamente menor a 1000 horas.

Mungan<sup>20</sup>, encontró un tiempo de 6 días como el necesario para restaurar la mojabilidad, Salathiel<sup>21</sup>, restauró el estado de mojabilidad mixta después de tres días. Cuiec<sup>22</sup> y otros, describieron dos yacimientos en que la mojabilidad fue restaurada después de sólo unas pocas horas, sin cambios adicionales a los dejados cuando el tiempo fue de 1000 horas.

En todos los casos, el tiempo necesario para establecer la mojabilidad del yacimiento varía dependiendo del crudo, de la salmuera y de la roca del yacimiento.

Algunos investigadores han encontrado que es algunas veces posible acelerar la aproximación al equilibrio mojante saturando el núcleo únicamente con aceite. La aproximación al equilibrio es más rápida porque los componentes polares ya no tienen que difundirse a través de una película de agua para adsorberse sobre la roca. Sin embargo, este procedimiento debe evitarse porque puede dar resultados imprecisos.

También se encontró que al desplazar crudo a través del núcleo seco se puede causar una mojabilidad al aceite muy estable entre la arcilla y los compuestos orgánicos. En consecuencia, los efectos de la química de la salmuera hacen

---

<sup>20</sup> MUNGAN, N, EMERY, L.W., and NICHOLSON, R.W. "Caustic Slug Injection in the Singleton Field". J. Pet, Tech. 22, Pág. 1569 - 1576, 1970.

<sup>21</sup> SALATHIEL, H.A. "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed -Wettability Rocks," J. Pet. Tech. 25, pp. 1216-1224, October 1973.

<sup>22</sup> CUIEC L. A. Restoration of the natural state of core samples. SPE 5634. 1975.

necesario saturar el núcleo con salmuera y luego con aceite durante el proceso de restauración de la mojabilidad.

En la tabla 8 y 9 se describen las muestras que fueron restauradas a 1000 y 200 horas en este trabajo.

**Tabla 8.** Muestras restauradas a 200 horas.

<b>POZO</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>
Colorado 21	3777,3
Colorado 21	3780,9
Colorado 27	3916,9

*Fuente. Autores del Proyecto*

**Tabla 9.** Muestras restauradas a 1000 horas.

<b>POZO</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>
Colorado 21	3640,7
Colorado 25	2123
Colorado 27	3908

*Fuente. Autores del Proyecto*

### **3.3.2 Desplazamientos Naturales.**

Es un proceso natural que se da cuando el núcleo acepta la fase mojante y desaloja a la no mojante por la acción de fuerzas capilares. Este es un proceso

lento y la modificación al método de Amott, sugiere que se permita hasta cuando ya no sea notorio un reemplazamiento libre de fluidos.

Para realizar el desplazamiento natural en salmuera, el núcleo en condiciones de  $S_{wirr}$  se coloca en salmuera dentro del equipo de desplazamiento con la escala graduada hacia arriba. El desplazamiento de salmuera se registra de acuerdo a la cantidad de aceite desplazado.

El equipo de desplazamiento se invierte, cuando el núcleo en condiciones de  $S_{or}$  desplaza aceite. El equipo se dispone con la escala graduada hacia abajo, ver Figura 27 y el desplazamiento de aceite se registra de acuerdo al volumen de agua desplazada.

**Figura 27.** Equipo para la determinación de la mojabilidad cualitativamente, método de Amott-Harvey.



*Fuente. Autores del Proyecto*

### **3.3.3 Desplazamientos Forzados.**

Los desplazamientos forzados que se hacen en el equipo Core Holder tipo Hassler, ver Figura 28, con el propósito de evaluar la mojabilidad, requiere que los núcleos hayan tenido previamente una etapa de desplazamiento natural. Es necesario precisar que el procedimiento que se explica aquí para realizar los desplazamientos forzados en la evaluación de la mojabilidad, se utiliza en otros

propósitos como por ejemplo, en la preparación del núcleo; los desplazamientos necesarios para tener saturaciones residuales se hacen con este equipo.

**Figura 28.** Core Holder, equipo de desplazamiento forzado.



*Fuente. Autores del Proyecto*

### 3.3.4 Evaluación de la mojabilidad.

Si la condición de saturación residual determinada en la preparación del núcleo es  $S_{wirr}$ , el procedimiento para evaluar la mojabilidad es el siguiente:

- ✓ El núcleo a  $S_{wirr}$  se coloca en salmuera dentro del equipo de desplazamiento natural, se registra periódicamente el desplazamiento hasta que el sistema alcance el equilibrio de adsorción. El aceite desplazado naturalmente es igual a la salmuera desplazada. Volumen de aceite desplazado naturalmente ( $V_{onat}$ ).
- ✓ En el Core Holder, el núcleo se desplaza con salmuera a la presión preestablecida. El volumen de aceite recuperado (una vez se alcance el  $S_{or}$ ) corresponde al volumen de salmuera desplazada forzosamente. Volumen de aceite desplazado forzosamente ( $V_{ofor}$ ).
- ✓ El núcleo a condición de saturación de aceite residual se coloca a desplazar aceite en el equipo de desplazamiento dispuesto con la escala graduada hacia abajo. Se registra el desplazamiento de aceite hasta alcanzar el

equilibrio de adsorción. La cantidad de agua desplazada corresponde al aceite desplazado naturalmente. Volumen de agua drenada espontáneamente ( $V_{wnat}$ ).

- ✓ En el Core Holder, el núcleo se desplaza con aceite a la presión preestablecida hasta alcanzar condiciones de  $S_{wirr}$ . El volumen de agua recobrada corresponde al volumen de aceite desplazado forzadamente. Volumen de agua drenada forzadamente ( $V_{wfor}$ ).

El índice de mojabilidad para cada fluido empleado durante la prueba se halla por la misma relación volumétrica utilizada en el método de Amott, o sea, se divide el volumen desplazado espontáneamente entre el volumen total desplazado (espontanea y forzadamente).

Para la toma de datos durante la prueba, se recomienda llevar hojas de datos y graficar el volumen desplazado naturalmente en porcentaje de volumen poroso versus el tiempo de desplazamiento natural.

Determinar los índices de Amott como:

- Índice de Amott al agua:  $I_w = \frac{V_{onat}}{(V_{onat} + V_{ofor})} \dots \dots (8)$

- Índice de Amott al aceite:  $I_o = \frac{V_{wnat}}{(V_{wnat} + V_{wfor})} \dots \dots (9)$

- Índice de Amott - Harvey:  $I = I_w - I_o \dots \dots (10)$

$V_{onat}$  = Volumen de aceite desplazado naturalmente.

$V_{ofor}$  = Volumen de aceite desplazado forzadamente.

$V_{wnat}$  = Volumen de agua desplazada naturalmente.

$V_{wfor}$  = Volumen de agua desplazada forzadamente.

Al determinar el índice de Amott-Harvey se observa en la tabla 10 el tipo de mojabilidad que tiene la roca.

**Tabla 10.** Rango del tipo de mojabilidad de la roca.

$I = 1.0$	Fuertemente mojado por agua
$0,3 \leq I \leq 1,0$	Mojado por agua
$-0,3 \leq I \leq 0,3$	Mojabilidad neutra
$-1,0 \leq I \leq -0,3$	Mojado por aceite
$I = -1.0$	Fuertemente mojado por aceite

*Fuente: William G. Anderson. Wettability Literature Survey— Part 2: Wettability Measurement.*

*SPE 13933.*

## **4. DETERMINACION DE LA MOJABILIDAD CUALITATIVAMENTE POR EL METODO VISUAL.**

### **4.1 METODO VISUAL.**

El análisis de las secciones delgadas en estado nativo y estado restaurado de un núcleo puede proveer información sobre mojabilidad y distribución de aceite y agua en saturaciones de aceite residual y agua inicial. En esta técnica, las secciones delgadas son preparadas de la siguiente manera: 1. Un monómero estireno es usado para desplazar aceite. 2. Después el estireno se solidifica con un iniciador dentro de la muestra y el agua es removida del sistema poroso por vacío. 3. Se inyecta la resina epóxica dentro del espacio poroso que estaba ocupado por el agua. 4. Se usa un colorante fluorescente y no fluorescente en el monómero estireno y en la resina epóxica para identificar los fluidos. 5. Dependiendo de la selección del colorante, la sección delgada puede ser examinada en reflejo o transmitiéndole luz. El análisis de las secciones delgadas en este método visual se puede observar la mojabilidad y la distribución de los fluidos<sup>23</sup>.

#### **4.1.1 Núcleos en estado nativo.**

El núcleo es obtenido de la zona de transición usando un crudo como lodo de perforación. Esto minimiza los cambios de mojabilidad. El diesel o el aceite con surfactantes son los más comúnmente usados pero los cambios de mojabilidad son incrementados. Una vez los núcleos están en la superficie son inmediatamente colocados en crudo dentro de un recipiente inerte.

---

<sup>23</sup> M. MCKELLAR; N.C WARLAD. A method of viewing water" and "oil" distribution in native-state and restored-state reservoir core. 1986. Geologic note.

Los núcleos, en esta fase contienen agua connata, aceite y cantidades apreciables de gas en solución que resultan de la despresurización. El escape del gas en solución cambia de sitio al aceite durante la extracción del núcleo, pero el desplazamiento del agua se piensa que es mínimo porque la movilidad del agua es baja a la saturación de agua connata. De hecho, la experiencia de laboratorio en pruebas de núcleos indica que, como la saturación de agua connata es aprovechada a largos gradientes de presión (números capilares) por lo tanto se requiere moverla. Los números capilares ( $N_{ca}$ ) es un radio adimensional de viscosidad para las fuerzas capilares y pueden definirse como:

$$N_{ca} = \mu v / \gamma$$

Donde  $\mu$  es la viscosidad de la fase desplazante (agua),  $v$  es la velocidad en Darcy y  $\gamma$  es la tensión interfacial.

Siguiendo con la extracción, el núcleo es rápidamente empaquetado posiblemente con una manga tipo Hassler o una capa de resina epóxica. Aproximadamente 10-20 volúmenes porosos de aceite desgasificado se desplazan despacio a través del núcleo con una presión mayor a la del punto de burbuja del sistema aceite-gas. Este proceso remueve el gas en solución, que es totalmente licuado por la alta presión y soluble en el crudo. El número capilar de avance del aceite es de  $10^{-7}$  que no es bastante para movilizar el agua connata. El espacio poroso ahora contiene aceite y agua connata. El aceite es miscible reemplazado por un flujo lento de monómero estíreno, otra vez con un numero capilar de más o menos  $10^{-7}$  para prevenir la movilidad del agua connata.

#### **4.1.2 Núcleo en estado restaurado.**

Los núcleos son limpiados y saturados con agua o salmuera sintética. La saturación de agua inicial es obtenida por el desplazamiento del crudo de yacimiento o aceite mineral con características similares al crudo de yacimiento, si

se usa aceite mineral debe hacerse un desplazamiento miscible por un lento desplazamiento de crudo de yacimiento.

#### **4.1.3 Otro tratamiento a los núcleos.**

Las rocas de afloramiento que no están en contacto con el hidrocarburo pueden ser usados como medios mojados por agua. Alternativamente, la roca puede ser tratada con siliconas (Pierce AquaSil o SurfaSil) para obtener superficies mojadas por aceite. En el caso que sea mojado por agua, ésta ocupa los poros pequeños, considerando que el aceite es atrapado en los poros grandes. Bajo condiciones de mojado por aceite, el aceite recubre los minerales del grano y los espacios de los poros grandes considerando que el agua ocupa los espacios pequeños de los poros. El monómero estireno puede ser usado como un análogo al aceite en un sistema agua-aceite. Los núcleos son inicialmente saturados de agua y drenados a saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) por un flujo de monómero estireno. El monómero estireno puede ser espeso con poliestireno para obtener la viscosidad deseada.

#### **4.2 METODOLOGIA DEL METODO VISUAL.**

Esta metodología se aplica a los tres casos de núcleos anteriormente indicados donde el núcleo debe ser saturado con 150-200 volúmenes porosos de monómero estireno para remover todo el aceite de modo que el monómero estireno va endureciendo y no debe ser descolorizado por el aceite residual. La primera mitad del flujo es hecho con monómero estireno puro y la segunda mitad utiliza monómero estireno mezclado con un iniciador para obtener un endurecimiento adecuado (peróxido de benzoilo 7.5 wt % de monómero estireno) y un colorante fluorescente (diphenylanthracene 0,5 wt % de monómero estireno). Todo el monómero estireno es equilibrado con agua destilada porque el monómero estireno y el agua tienen una pequeña solubilidad mutua (agua en monómero

estireno, 0,070%; monómero estireno en agua, 0,032%). Así, el monómero estireno se previene de la solubilidad del agua connata. El monómero estireno se solidifica en el espacio poroso en sitios previos ocupados por el aceite.

El endurecimiento ocurre durante 24 horas a una temperatura de 90 °C. El monómero estireno se encoje aproximadamente 17% y los depósitos de monómero estireno al final del núcleo requieren evitar la distorsión de interfaces.

Después que el monómero estireno es endurecido, el núcleo en una sección es secado durante 24 horas al vacío para remover alguna cantidad de agua, después una solución de resina epóxica y un colorante con 0,8% por peso de Rhodamine B es inyectada sobre los sitios previos que estaban ocupados por el agua. La sección de la muestra inicialmente se le aplica vacío y luego la resina epóxica es forzada a entrar a la muestra con una presión de 500 psi.

Luego después del endurecimiento de la resina epóxica, se hace una sección delgada convencional. La roca con una porción saturada es montada en un vidrio con Krazy Glue que no es fluorescente. Usando iluminación reflectada con un bandpass de 340-380 nanómetros y mirando por un filtro pequeño teniendo un cutoff de 430 nanómetros, el monómero estireno o “aceite” aparece azul oscuro y la resina epóxica o “agua” es un naranja intenso. Los colorantes fluorescentes y la iluminación reflectada son usadas para identificar los líquidos que ocupan los microporos y las regiones opacas o como el “agua” o “aceite”.

Alternadamente, el monómero estireno y la resina epóxica pueden ser coloreadas con un colorante azul 14. Este colorante toma un color rojo en el monómero estireno por el iniciador (peróxido de benzoílo) y toma un color azul en la resina en la resina epóxica. Los colorantes convencionales no son visibles en regiones opacas o en los microporos y estos colores pueden ser alterados por la presencia de hidrocarburo residual. Por último se hace la visualización de la sección delgada observando el tipo de mojabilidad de la muestra.

**Tabla 11.** Procedimiento para el método cualitativo “Método Visual”.

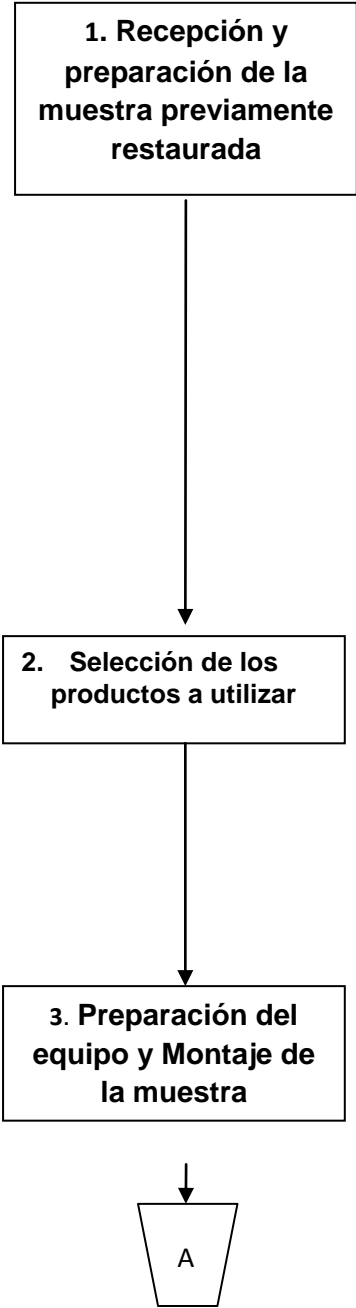
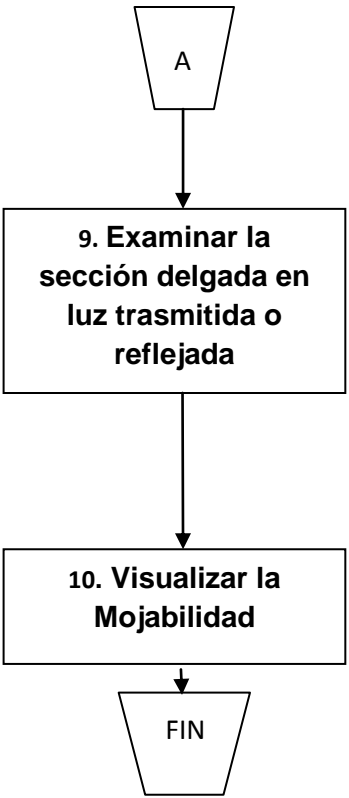
DIAGRAMA DE FLUJO	ACTIVIDAD
 <pre> graph TD     A[1. Recepción y preparación de la muestra previamente restaurada] --&gt; B[2. Selección de los productos a utilizar]     B --&gt; C[3. Preparación del equipo y Montaje de la muestra]     C --&gt; D[A]             </pre>	<p><b>Recibir y preparar la muestra como se describe a continuación:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Las muestras están previamente restauradas.</li> <li>• Especificar los fluidos a utilizar, (agua de formación, salmuera sintética, aceite mineral, crudo) y preparar los fluidos seleccionados.</li> <li>• Seleccionar y clasificar las muestras de acuerdo con la porosidad y permeabilidad predominantes en la zona de interés. Tener en cuenta los criterios generales para la selección de las muestras.</li> <li>• Determinar las condiciones de trabajo adicionales:             <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Presión de confinamiento.</li> <li>b. Tasa de flujo.</li> <li>c. Temperatura de trabajo (ambiente o yacimiento).</li> </ol> </li> </ul> <p><b>Selección de los productos a utilizar</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Seleccionar un monómero estireno miscible en aceite (crudo) y agregarle agua destilada.</li> <li>• Preparar un monómero estireno con un iniciador para la polimerización (peróxido de benzoilo 7.5 wt % de monómero estireno) y agregarle agua destilada.</li> <li>• Seleccionar una resina epóxica miscible en agua.</li> <li>• Seleccionar un colorante fluorescente (solvente azul 14 ó difenilantraceno y rhodamine B).</li> </ul> <p><b>Preparación del equipo y Montaje de la muestra:</b></p> <p>Debemos preparar el equipo en un lugar de trabajo seguro. Montar de una manera adecuada la muestra en el equipo de desplazamiento.</p>

DIAGRAMA DE FLUJO	ACTIVIDAD
<pre> graph TD     A1[A] --&gt; B[4. Desplazar el monómero estireno a través de la muestra]     B --&gt; C[5. Solidificación del monómero estireno]     C --&gt; D[6. Inyectar la resina epóxica]     D --&gt; E[7. Limpieza del equipo de trabajo]     E --&gt; F[8. Realización de la sección delgada]     F --&gt; A2[A]           </pre>	<p><b>Desplazar el monómero estireno a través de la muestra:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se desplaza a través del espacio poroso de la muestra el monómero estireno 80 volúmenes porosos.</li> <li>• Desplazar a continuación 80 volúmenes porosos de monómero estireno con el iniciador (peróxido de benzoilo) y el colorante fluorescente.</li> </ul>
	<p><b>Solidificación del estireno:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La polimerización ocurre durante 24 horas a una temperatura de 90 °C.</li> <li>• Después de solidificado el monómero estireno, el plug se seca durante 24 horas al vacío para remover el agua del sistema poroso.</li> </ul>
	<p><b>Inyectar la resina epóxica:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Saturar la muestra con la resina epóxica y el colorante (1% peso) en los poros que estaban ocupados por el agua. Este procedimiento se realiza de la siguiente manera.</li> <li>• Hacer vacío al sistema durante 30 minutos. Aplicar una presión con nitrógeno de 500 psi durante 24 horas.</li> </ul>
	<p><b>Limpieza del equipo de trabajo:</b></p> <p>Limpiar el equipo con sus respectivas líneas y accesorios utilizados en el desplazamiento (utilizar Varsol).</p>
	<p><b>Realización de la sección delgada:</b></p> <p>Ya endurecida la resina epóxica se realiza una sección delgada convencional.</p>

DIAGRAMA DE FLUJO	ACTIVIDAD
 <pre> graph TD     A[A] --&gt; B[9. Examinar la sección delgada en luz transmitida o reflejada]     B --&gt; C[10. Visualizar la Mojabilidad]     C --&gt; D[FIN] </pre>	<p data-bbox="802 317 1471 380"><b>Examinar la sección delgada en luz transmitida o reflejada:</b></p> <ul data-bbox="802 415 1471 751" style="list-style-type: none"> <li>• Usando iluminación reflectada con un bandpass de 340-380 nanómetros y mirando por un filtro pequeño teniendo un cutoff de 430 nanómetros, el monómero estireno “aceite” aparece en azul oscuro y la resina epóxica “agua” es un naranja intenso.</li> <li>• Si usamos como colorante el solvente azul 14 observamos que el monómero estireno se ve de color naranja por el peróxido de benzoico y de color azul la resina.</li> </ul> <p data-bbox="802 911 1110 940"><b>Visualizar la Mojabilidad</b></p> <p data-bbox="802 974 1471 1073">El análisis de esta sección delgada tiene como objetivo la visualización de la Mojabilidad y la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso.</p>

Fuente. Autores del Proyecto

### 4.3 PRODUCTOS UTILIZADOS EN LA METODOLOGIA.

Para el desarrollo de la metodología anteriormente descrita se utilizan ciertos productos químicos cuya función es el reemplazamiento de los fluidos de yacimiento (aceite y agua) para la identificación de la mojabilidad de la muestra visualmente.

#### 4.3.1 Monómero estireno.

Es un hidrocarburo aromático no saturado, obtenido a partir del petróleo por la reacción de síntesis orgánica entre el etileno y el benceno. Es un líquido incoloro, con olor característico, soluble en alcohol etílico, éter etílico, disulfuro de carbono

e insoluble en agua. Polimeriza espontáneamente por lo que debe almacenarse a temperaturas inferiores a 23 °C.

El monómero estireno, ver Figura 30, es el solvente natural de la resina. Cumple doble función: baja la viscosidad y reacciona con el poliéster formando una pieza sólida. El monómero estireno es necesario para el buen manejo de la resina, alta admisión de cargas, etc. Pero usado en exceso, es perjudicial: aumenta la concentración volumétrica de la resina, sube la exotermia, da fragilidad, baja las propiedades mecánicas del producto final, etc. En las especificaciones, el fabricante señala el porcentaje de sólidos o de poliéster que trae la resina, la diferencia para llegar al 100% es estireno. Se anexa ficha técnica.

**Figura 30.** Monómero Estireno.



*Fuente. Autores del Proyecto*

#### **4.3.2 Resina epóxica.**

Las resinas epóxicas, ver Figura 31, son polímeros de cadena lineal que, análogamente a las resinas poliéster, endurecen por la acción oportuna de un agente endurecedor.

Estas resinas se diferencian de las demás especialmente por su exigua concentración y su fuerte poder adhesivo sobre numerosos materiales, inclusive metales, vidrio, varios plásticos, etc. Poseen, además, una excelente resistencia

química a los solventes orgánicos y compuestos inorgánicos, como también a los ácidos y álcalis, que conservan hasta temperaturas del orden de los 200 °C. Sus propiedades mecánicas y, en particular, su resistencia en húmedo, debidas a su mejor adherencia al refuerzo de vidrio y a su exigua absorción de agua, aventajada, por lo general, a las que corresponden a las resinas poliéster comunes; sobresaliendo también con respecto a estas últimas, por sus mejores cualidades eléctricas, su resistencia al arco y por su escasa inflamabilidad, con la única desventaja tal vez de un costo de adquisición sensiblemente más elevado.

**4.3.2.1 Resina SP - 111 / Endurecedor SQ – 56:** Es un sistema epóxico formulado de baja viscosidad, alta resistencia mecánica, multipropósito, de excelente compatibilidad con la fibra de vidrio y otros tipos de cargas, baja concentración y alta estabilidad dimensional.

Entre sus aplicaciones están: rellenos de moldes de embutición, cerámica, metalmecánica, fundición, fabricación de placas modelo, moldes, prototipos y herramientas auxiliares.

Posee buenas propiedades de humectación en fibras y demás cargas. Ofrece excelentes propiedades mecánicas, mínimo encogimiento y alta estabilidad dimensional. Las mejores propiedades se logran a los siete días después de curada la mezcla a temperatura ambiente.

Tanto la resina como el endurecedor deben ser almacenados en lugares secos a temperaturas entre 18 °C y 25 °C en sus envases originales y bien sellados. Los envases parcialmente llenos deben ser usados lo antes posible ya que la humedad puede alterar el producto. La vida de almacenamiento en sus envases originales es de un año, ver Figura 31.

**Figura 31.** Resina SP – 111 / Endurecedor SQ – 56.



*Fuente. Autores del Proyecto*

Las resinas epóxicas y sus endurecedores son productos químicos y por lo tanto deben seguirse las precauciones y especificaciones de manejo indicadas por el fabricante, ver tabla 12.

**Tabla 12.** Cantidad del fabricante.

ESPECIFICACIONES DEL FABRICANTE	
RESINA	ENDURECEDOR
100 gr	20 gr
$\rho$ resina = 1,15 gr/cm <sup>3</sup>	
$\rho$ endurecedor = 1,05 gr/cm <sup>3</sup>	

*Fuente: Ficha Técnica de pastas pigmento para Poliester y Gel Coat. SURTIGLAS*

### 4.3.3 Pigmentos

Aditivos generalmente en pasta o en polvo, que mezclados en el gel coat (color en película), en la resina (en masa) y en el monómero estireno, le dan el color a la pieza. Con ellos, podemos lograr piezas con apariencia metálica, nacarada, perlada, luminosa, con vetas, translúcidas o con color plano.

No todos los pigmentos son apropiados para trabajar con poliéster, es importante comprar marcas reconocidas de fabricantes que garanticen el producto. Algunos aspectos a tenerse en cuenta en la selección de pigmentos son:

- ✓ Deben tener buena estabilidad a la luz ultra violeta y agentes atmosféricas.
- ✓ Buena resistencia a la temperatura y al ataque químico.
- ✓ Que sean compatibles con la resina, es decir, que permitan el adecuado endurecimiento y maduración.
- ✓ Con buen recubrimiento, haga económico su uso.
- ✓ Que se pueda mezclar con otros pigmentos sin presentar separación ni migración.
- ✓ De fácil manejo y baja toxicidad.

Comercialmente se consiguen pigmentos en pasta, predispersos en una resina poliéster especial, que facilitan su uso y son completamente compatibles con los gel coats y resinas poliéster. Su uso, generalmente va del 0,1% al 10%, dependiendo del color, poder cubriente del pigmento y espesor del gel coat. Como se observa en la tabla 13.

**Tabla 13.** Pastas pigmento para Poliéster y Gel Coat.

PRODUCTO	COLOR
POLISER 710	BLANCO
POLISER 710	NEGRO
POLISER 710	ROJO CADMIO
POLISER 710	ROJO RUBI
POLISER 710	AMARILLO CROMO
POLISER 710	AZUL OSCURO
POLISER 710	AZUL FTALO
POLISER 710	VERDE FTALO
POLISER 710	NARANJA

*Fuente: Ficha Técnica de pastas pigmento para Poliéster y Gel Coat. SURTIGLAS*

Usando cantidades mayores al 10%, podemos dañar la maduración de la resina. En ocasiones cuando usamos pigmentos claros, a pesar de que el espesor del gel coat sea el adecuado y de que se use un 10% de pasta de pigmento, no se consigue un tono de color lleno. Para solucionar lo anterior, se acostumbra aplicar color a la resina de la primera capa de laminación con la fibra de vidrio.

Los pigmentos, ver Figura 32, también modifican los tiempos de gel, exotermia y maduración del poliéster: pigmentos oscuros, retardan el tiempo de gel y los claros lo aceleran.

**Figura 32.** Pigmento Naranja y Azul.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**4.3.3.1 Colorante Azul 14:** El colorante azul 14, ver Figura 33, tiene la característica de que al mezclarlo con el monómero estireno toma un color rojo oscuro, el cual representa el aceite que ocupaba el espacio poroso dentro de la muestra y al mezclarlo con la resina epóxica toma un color azul que representa el agua que ocupaba el espacio poroso dentro de la muestra.

**Figura 33.** Colorante Azul 14



*Fuente. Autores del Proyecto*

#### **4.3.4 Aceleradores y catalizadores.**

El poliéster es un producto químico generalmente estable, garantizado de fabrica por tres meses, si se almacena adecuadamente. En condiciones normales de

trabajo, donde requerimos secado a temperatura ambiente y tiempos controlados de proceso, se tiene que usar productos químicos para endurecer el poliéster. Estos productos se llaman acelerador (o promotor) y el catalizador. Si usamos uno solo, el proceso será muy lento o poco práctico para fines industriales, además hará que la resina dure menos tiempo en el almacenamiento.

Los aceleradores tienen como objetivo activar o acelerar la reacción química, descomponiendo el catalizador para que haga su trabajo. Los más usados son el octoato y naftenato de cobalto, dimetil anilina (D.M.A.) y dietil anilina (D.E.A.). En el comúnmente llamado cobalto (octoato o naftenato), líquido morado o violeta, la concentración de sal de cobalto generalmente es un 6%; mientras que las aminas (DMA o DEA), son líquidos amarillentos de olor muy penetrante y fastidioso y altamente tóxico.

Los catalizadores, encargados de hacer reaccionar el poliéster con el monómero estireno, para formar una estructura sólida, generalmente son peróxidos orgánicos, comercialmente conocidos como MEK P. (metil etil, cetona peróxido), ciclo hexánona peróxido y B.P.O. (benzoil peróxido). Los primeros, son líquidos transparentes, generalmente con el 10% de oxígeno activo disuelto en un plastificante y el último es una pasta, blanca o de color, que normalmente viene al 50% de concentración. En la mayoría de las aplicaciones, el MEK P y la ciclo hexánona peróxido, funcionan similar, por lo que en adelante se hablará solo del MEK P refiriéndose al uso de cualquiera de los dos productos. Los aceleradores y catalizadores dan mejor resultado trabados por parejas así: el sistema cobalto – Mekp y el sistema aminas – BPO. El sistema más usado en nuestro medio, es acelerar la resina con cobalto, lo que se llama resina preacelerada, y catalizar con Mek peróxido, cuando ya estamos listos para aplicar la resina. El sistema aminas BPO, es muy bueno usado para trabajar masillas tipo hueso duro o en aplicaciones donde está presente la humedad. En ocasiones para lograr algún efecto especial, se combinan los sistemas. A continuación en la tabla 14 están las combinaciones y las características más sobresalientes.

**Tabla 14.** Combinaciones y Características más sobresalientes

SISTEMA	CARACTERISTICA
BPO + DMA	Piezas amarillentas, mayor resistencia a los rayos ultra violeta, tactosidad en la superficie que seca al aire, bajo curado en piezas de poco espesor.
MEKP+COBALTO	Poca tactosidad superficial, buen curado en piezas de poco volumen. Es el sistema universalmente más usado.
MEKP+COBALTO+DMA	Características iguales al anterior sistema, piezas amarillentas, tiempo de gel cortó.
MEKP+BPO+COBALTO	Características iguales al Mekp + cobalto, tiempo de gel largo, curado rápido.

*Fuente: Ficha Tecnica del Mekp, Cobalto, BOP y DMA. SURTIGLAS*

El sistema cobalto – Mekp, ver Figura 34, en las condiciones climáticas de Colombia y sus principales ciudades, trabaja bien sin necesidad de ninguna modificación. Hay que tener en cuenta que la cantidad de estos dos elementos no puede ser ni poca ni mucha, pues se dañan las propiedades de la pieza.

En el cobalto, su proporción varía entre 0,01% y 0,5%. En el Mekp, se varía entre 0,7% y 2,5%. Como regla práctica, cada aditivo, se agrega separadamente a la resina o estireno y se mezcla bien, luego se mezcla el siguiente. El Mekp es el último en adicionarse, porque inicia la reacción de endurecimiento.

Importante, nunca mezclar el cobalto con el Mekp, esto produce una reacción explosiva que puede generar un accidente. Otro aspecto importante a tener en cuenta, es la estabilidad de estos materiales. El cobalto es muy estable, lo que no

ocurre con el Mekp, el cual se descompone con facilidad. Para saber cuando está malo, basta con mirarlo en un envase de vidrio transparente, si después de agitarlo vigorosamente, el producto permanece cristalino y homogéneo, el Mekp está en buenas condiciones.

**Figura 34.** Cobalto y Mekp.



*Fuente. Autores del Proyecto*

Según las recomendaciones del fabricante, en la tabla 15 se muestran la cantidad indicada para la solidificación del estireno con el peróxido, ver Figura 35, y en la tabla 16 se muestra la cantidad indicada para la solidificación del monómero estireno con el Mekp y el Cobalto.

**Figura 35.** Peróxido de Benzoilo.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Tabla 15.** Cantidad de monómero estireno y peróxido de benzoilo.

ESPECIFICACIONES DEL FABRICANTE	
ESTIRENO	PEROXIDO DE BENZOILO
100 gr	7,5 gr
$\rho_{\text{estireno}} = 0,877 \text{ gr/cm}^3$	

Fuente: Ficha Tecnica de pastas pigmento para Poliester y Gel Coat. SURTIGLAS

**Tabla 16.** Cantidad de monómero estíreno, cobalto y Mekp.

ESPECIFICACIONES DEL FABRICANTE		
ESTIRENO	COBALTO	MEK
100 gr	5 gr	10 gr
$\rho_{\text{estireno}} = 0,877 \text{ gr/cm}^3$	$\rho_{\text{Mek}} = 1,100 \text{ gr/cm}^3$	
$\rho_{\text{cobalto}} = 0,81 \text{ gr/cm}^3$		

Fuente: Ficha Tecnica de pastas pigmento para Poliester y Gel Coat. SURTIGLAS

#### 4.3.5 Agentes desmoldantes.

Los agentes desmoldantes, son los productos químicos que se aplican al molde para que la pieza, una vez fabricada, salga fácil. El poliéster en general, se adhiere a casi todos los materiales a excepción del caucho de silicona, mylar y algunos plásticos, poco usados en la fabricación de moldes.

Existe una gran variedad de agentes desmoldantes, los más usados son:

- ✓ **Alcohol polivinilo:** Solución preparada en agua con algo de metanol, que una vez aplicada sobre el molde, forma una película que ayuda a que la pieza no se pegue. Este tipo de producto, debe ser aplicado en cada

operación de moldeo, con brocha, esponja o pistola de aspersión y debe dejarse secar antes de aplicar la resina. Cualquier imperfección que quede en esta película desmoldante, será copiada por la pieza, se lava el molde con agua para eliminar cualquier residuo del desmoldante y así evitar futuras imperfecciones en las piezas posteriores.

- ✓ **Ceras en pasta o en emulsión:** Productos con base en carnauba, que se aplican con paños suaves o estropa, en capas sucesivas, retirando y brillando entre cada capa. Existen en el mercado, ceras que con una sola aplicación se puede sacar hasta cinco piezas. Con las ceras para automóvil que se consiguen comercialmente, es necesario aplicar en moldes ya usados, al menos cuatro manos o capas para asegurar un buen desmolde. Cuando hay duda de un fácil despegue de la pieza del molde, podemos reforzar la película separadora aplicando también alcohol polivinilo.
- ✓ **Películas desmoldantes:** Fabricadas en materiales especiales a los que el poliéster no se adhiere. Se usan normalmente para fabricar tejas y laminas. La película más usada y conocida es fabricada en poliéster saturado, comercialmente llamado MYLAR, ver Figura 36. Otra película usada en menor cantidad, es el celofán, su uso es similar con la diferencia de que la película se daña en cada aplicación, cuando es retirada la pieza.

**Figura 36.** Cera Desmoldante.



*Fuente. Autores del Proyecto*

#### 4.3.6 Limpiadores.

Son elementos químicos utilizados para limpiar las manos, los equipos y las herramientas empleadas en el trabajo con las resinas. Los limpiadores deben cumplir con las siguientes características:

- ✓ No ser muy volátiles.
- ✓ No tóxico por inhalación o contacto con la piel.
- ✓ Inofensivo para los equipos.
- ✓ De bajo costo.

Algunas personas usan el monómero estireno como limpiador, sin tener en cuenta que este solvente, también se endurece formando poliestireno, perjudicial para limpiar equipos y herramientas. Existen limpiadores fabricados con base a solventes y alcoholes y otros con base a jabones y agua. Los más usados son:

**Acetona**

Thinner

**Metanol**

Cloruro de metileno

**Mezcla de toluol e isopropanol**

Jabón tipo FINNIN

**Varsol**

**Figura 37.** Varsol



*Fuente. Autores del Proyecto*

Ver fichas técnicas en el Anexo No 4.

## 5. ADQUISICION DE DATOS Y ANALISIS DE RESULTADOS.

El propósito de las pruebas desarrolladas en el laboratorio de análisis petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander seccional Guatiguará, fue la determinación de la mojabilidad cuantitativamente por medio del método de Amott-Harvey y cualitativamente por el método visual, a seis núcleos del campo Colorado de la formación Mugrosa, pertenecientes a los pozos Colorado 21, Colorado 25 y Colorado 27.

### 5.1 PROCEDIMIENTO DE OPERACION.

- ✓ Se realizó la limpieza a los núcleos seleccionados, desplazando solvente (Varsol). Ver Figura 38.

**Figura 38.** Equipo de desplazamiento (Core Holder).



*Fuente. Autores del Proyecto*

- ✓ Se seleccionaron los fluidos, Ver Figura 39, pertinentes para el desarrollo de esta investigación:
  - Crudo de yacimiento: pozo Colorado 25 y Colorado 38, gravedad API promedio 37,5.
  - Salmuera sintética de 12.000 ppm de NaCl.
  - Aceite Mineral: Protol Varol 32, viscosidad 50 cp a 77 °F. Densidad 0.86 gr/cc a 25 ° C.

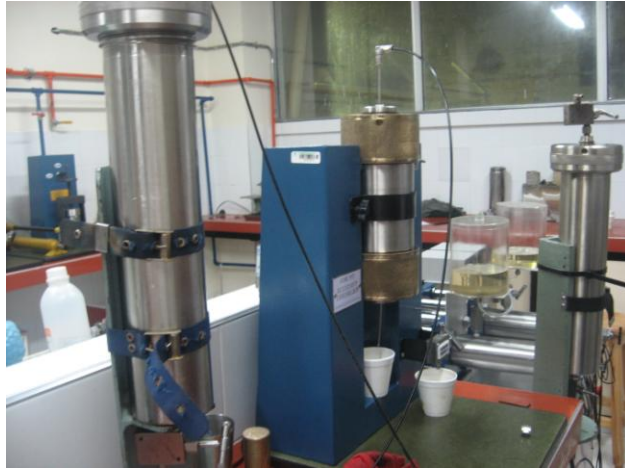
**Figura 39.** Fluidos sintéticos y de yacimiento.



*Fuente. Autores del Proyecto*

- ✓ Se desplazó a las muestras seleccionadas: salmuera (saturada 100%) y el aceite mineral, dejando la muestra a saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ), a una presión de 20 psi, presión de confinamiento de 100 psi, y a 25 °C de temperatura (temperatura de laboratorio), ver Figura 40.

**Figura 40.** Equipo de desplazamiento (Core Holder).



*Fuente. Autores del Proyecto*

- ✓ Los núcleos fueron saturados al vacío durante dos horas con crudo, luego se le desplazó crudo, ver Figura 41, dejándola 100% saturada, ver Figura 42 para llevarla al equipo de restauración simulando las condiciones de yacimiento, una presión de 1350 psi y 144 °F de temperatura.

**Figura 41.** Equipo desplazamiento Core Holder.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 42.** Muestras saturadas 100%.



*Fuente. Autores del Proyecto*

- ✓ Después de saturadas con crudo se llevaron al equipo de restauración, 3 muestras durante 200 horas y 3 durante 1000 horas en condiciones de temperatura y presión del yacimiento, ver Figura 43.

**Figura 43.** Equipo de restauración de la mojabilidad.



*Fuente. Autores del Proyecto*

## 5.2 DATOS Y RESULTADOS.

### 5.2.1 Método cuantitativo Amott-Harvey.

Para el análisis de los datos se emplea las relaciones propuestas por el método de Amott, por el índice de desplazamiento Amott-Harvey. Amott reconoce tres tipos de mojabilidad según los índices o relaciones de volumen, entre los rangos dados por la tabla 17 y tabla 18.

**Tabla 17.** Índice de mojabilidad método de Amott.

INDICE DE MOJABILIDAD	MOJADO POR AGUA	MOJABILIDAD NEUTRA	MOJADO POR ACEITE
$I_o = \frac{V_{Wnat}}{V_{Wt}}$	CERO	CERO	POSITIVO
$I_w = \frac{V_{onat}}{V_{ot}}$	POSITIVO	CERO	CERO

*Fuente: William G. Anderson. Wettability Literature Survey— Part 2: Wettability Measurement. SPE 13933.*

Donde:

$V_{wnat}$  = volumen de agua desplazada naturalmente.

$V_{wt}$  = volumen total de agua desplazada total.

$V_{onat}$  = Volumen de aceite desplazado naturalmente.

$V_{ot}$  = volumen de aceite desplazado total.

**Tabla 18.** Índice de mojabilidad método de Amott-Harvey.

$I = 1.0$	Fuertemente mojado por agua
$0,3 \leq I \leq 1,0$	Mojado por agua
$-0,3 \leq I \leq 0,3$	Mojabilidad neutra
$-1,0 \leq I \leq -0,3$	Mojado por aceite
$I = -1.0$	Fuertemente mojado por aceite

Fuente: William G. Anderson. *Wettability Literature Survey— Part 2: Wettability Measurement*. SPE 13933.

$$I = I_w - I_o = \frac{V_{onat}}{V_{ot}} - \frac{V_{wnat}}{V_{wt}} \dots \dots (12)$$

La ecuación 12 define el índice de mojabilidad de Amott-Harvey la cual relaciona la diferencia del índice de mojabilidad al agua y el índice de mojabilidad al aceite.

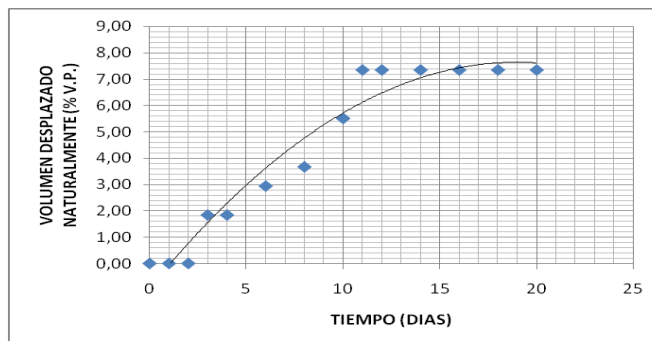
La modificación al método de Amott-Harvey sugiere que el desplazamiento natural se permita hasta cuando se alcance el equilibrio de adsorción, es decir hasta cuando ya no sea notorio un reemplazamiento libre de los fluidos del núcleo, tabla 19, en ese momento se observa en la gráfica 42 el volumen desplazado naturalmente (% VP) Vs tiempo (días) una sección recta de la curva. El desplazamiento natural en los primeros días es rápido luego se hace gradual y por último muy lento.

**Tabla 19.** Volumen de aceite desplazado naturalmente en las muestras restauradas a 200 horas.

VOLUMEN DE ACEITE DESPLAZAMIENTO NATURAL								
RESTAURACION			200 HORAS					
MUESTRA								
Colorado 21		3777,3 ft	Colorado 21		3640,7 ft	Colorado 27		3908 ft
TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %	TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %	TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %
0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
1	0,00	0,00	1	0,00	0,00	1	0,00	0,00
2	0,00	0,00	2	0,05	1,55	2	0,10	1,11
3	0,05	1,84	3	0,10	3,09	3	0,15	1,66
4	0,05	1,84	4	0,15	4,64	4	0,15	1,66
6	0,08	2,94	6	0,20	6,19	6	0,20	2,22
8	0,10	3,67	8	0,20	6,19	8	0,20	2,22
10	0,15	5,51	10	0,25	7,74	10	0,30	3,33
11	0,20	7,35	11	0,30	9,29	11	0,30	3,33
12	0,20	7,35	12	0,30	9,29	12	0,30	3,33
14	0,20	7,35	14	0,30	9,29	14	0,30	3,33
16	0,20	7,35	16	0,30	9,29	16	0,30	3,33
18	0,20	7,35	18	0,30	9,29	18	0,30	3,33
20	0,20	7,35	20	0,30	9,29	20	0,30	3,33

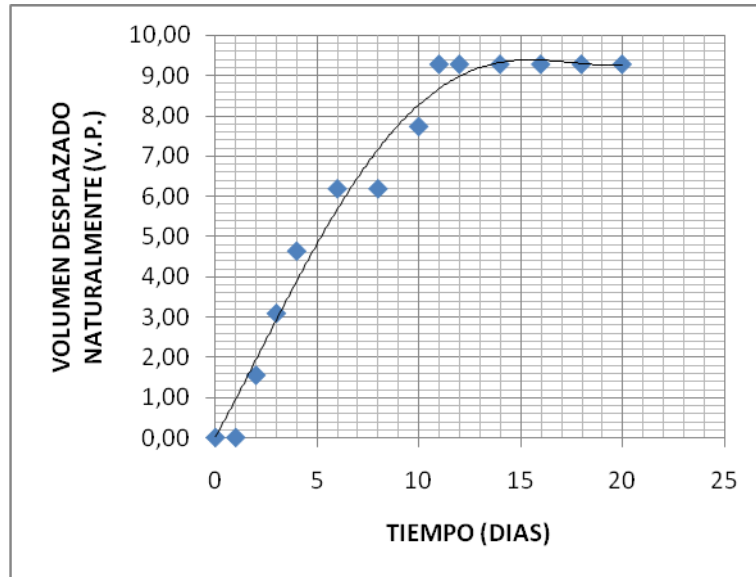
Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 44.** Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 21, 3777,3 ft de profundidad.



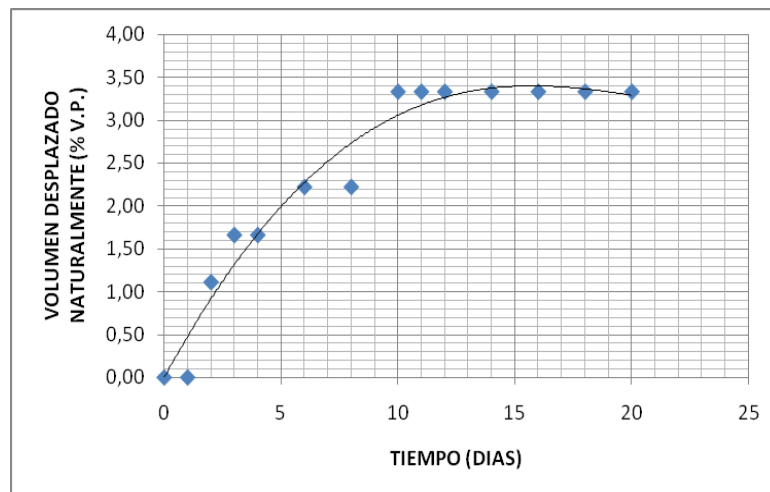
Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 45.** Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 21, 3640,7 ft de profundidad.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 46.** Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 27, 3908 ft de profundidad.



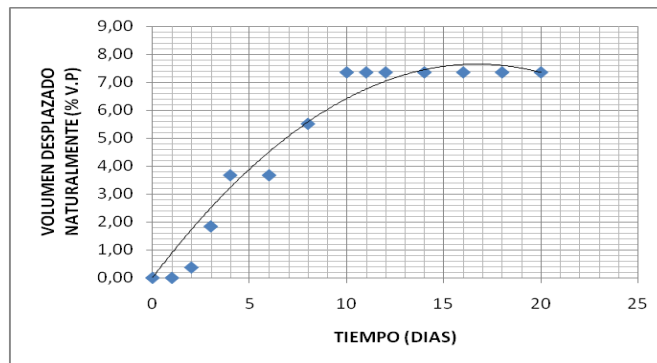
*Fuente. Autores del Proyecto*

**Tabla 20.** Volumen de agua desplazado naturalmente en las muestras restauradas a 200 horas.

VOLUMEN DE AGUA DESPLAZAMIENTO NATURAL								
RESTAURACION			200 HORAS					
MUESTRA								
Colorado 21		3777,3 ft	Colorado 21		3640,7 ft	Colorado 27		3908 ft
TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %	TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %	TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %
0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
1	0,00	0,00	1	0,00	0,00	1	0,00	0,00
2	0,01	0,37	2	0,05	1,55	2	0,05	0,55
3	0,05	1,84	3	0,05	1,55	3	0,10	1,10
4	0,10	3,67	4	0,10	3,09	4	0,15	1,66
6	0,10	3,67	6	0,15	4,64	6	0,20	2,22
8	0,15	5,51	8	0,20	6,19	8	0,20	2,22
10	0,20	7,35	10	0,20	6,19	10	0,30	3,33
11	0,20	7,35	11	0,20	6,19	11	0,30	3,33
12	0,20	7,35	12	0,20	6,19	12	0,30	3,33
14	0,20	7,35	14	0,20	6,19	14	0,30	3,33
16	0,20	7,35	16	0,20	6,19	16	0,30	3,33
18	0,20	7,35	18	0,20	6,19	18	0,30	3,33
20	0,20	7,35	20	0,20	6,19	20	0,30	3,33

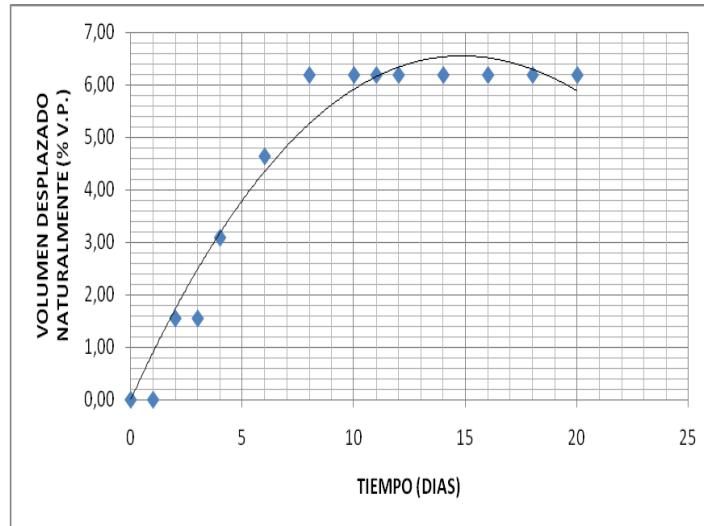
Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 47.** Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 21, 3777,3 ft de profundidad.



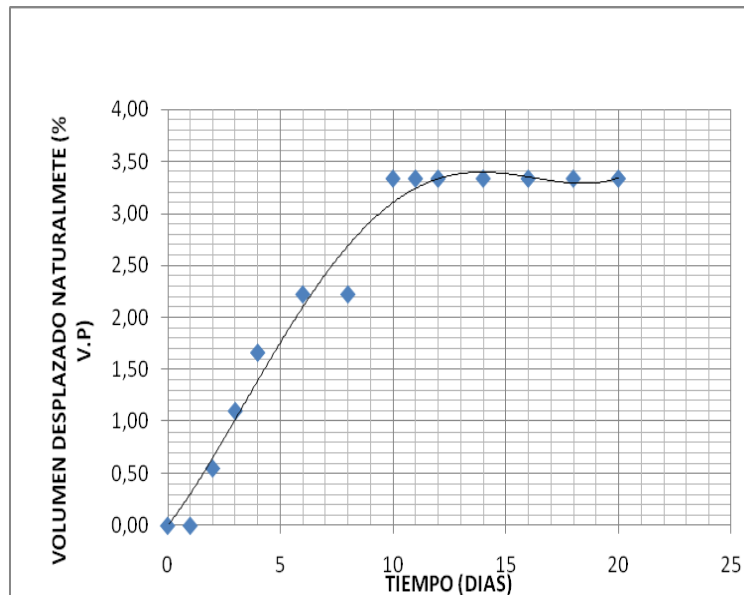
Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 48.** Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 21, 3640,7 ft de profundidad.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 49.** Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 27, 3908 ft de profundidad.



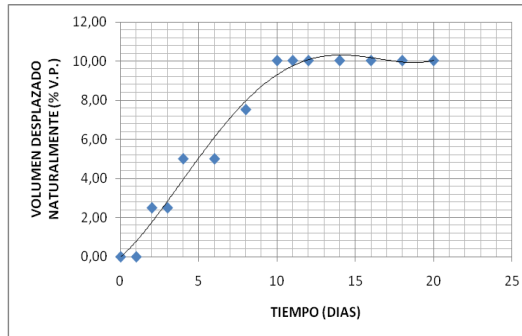
*Fuente. Autores del Proyecto*

**Tabla 21.** Volumen de aceite desplazado naturalmente en las muestras restauradas a 1000 horas.

VOLUMEN DE ACEITE DESPLAZAMIENTO NATURAL								
RESTAURACION			1000 HORAS					
MUESTRA								
Colorado 21		3780,9 ft	Colorado 25		2123 ft	Colorado 27		3916,9 ft
TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %	TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %	TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %
0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
1	0,00	0,00	1	0,00	0,00	1	0,00	0,00
2	0,05	2,51	2	0,01	0,14	2	0,10	2,51
3	0,05	2,51	3	0,05	0,73	3	0,15	3,76
4	0,10	5,02	4	0,10	1,45	4	0,20	5,01
6	0,10	5,02	6	0,15	2,18	6	0,20	5,01
8	0,15	7,54	8	0,15	2,18	8	0,30	7,52
10	0,20	10,05	10	0,20	2,91	10	0,30	7,52
11	0,20	10,05	11	0,20	2,91	11	0,40	10,02
12	0,20	10,05	12	0,20	2,91	12	0,40	10,02
14	0,20	10,05	14	0,20	2,91	14	0,40	10,02
16	0,20	10,05	16	0,20	2,91	16	0,40	10,02
18	0,20	10,05	18	0,20	2,91	18	0,40	10,02
20	0,20	10,05	20	0,20	2,91	20	0,40	10,02

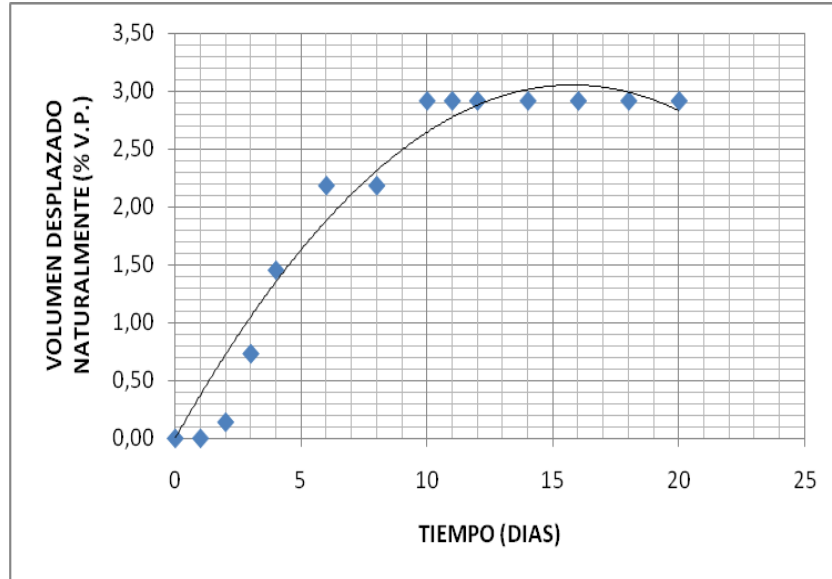
Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 50.** Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 21, 3780,9 ft de profundidad.



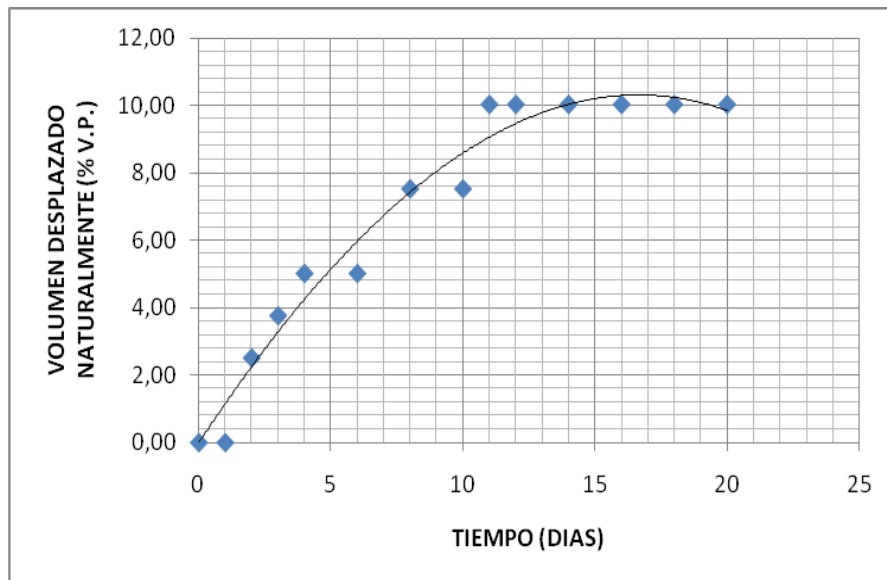
Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 51.** Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 25, 2123 ft de profundidad.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 52.** Comportamiento del desplazamiento natural de aceite en la muestra Colorado 27, 3916,9 ft de profundidad.



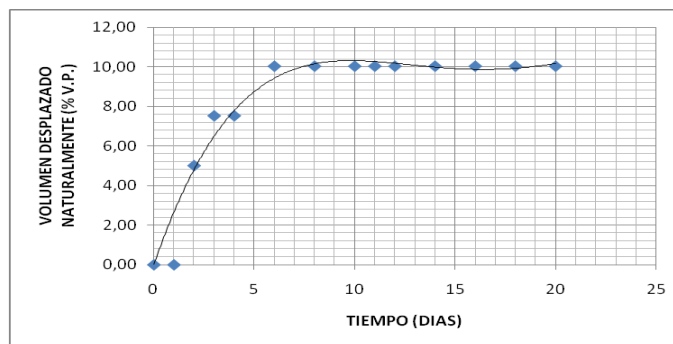
*Fuente. Autores del Proyecto*

**Tabla 22.** Volumen de agua desplazado naturalmente en las muestras restauradas a 1000 horas.

VOLUMEN DE AGUA DESPLAZAMIENTO NATURAL								
RESTAURACION			1000 HORAS					
MUESTRA								
Colorado 21		3780,9 ft	Colorado 25		2123 ft	Colorado 27		3916,9 ft
TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %	TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %	TIEMPO (días)	V. DESP (ml)	VP %
0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
1	0,00	0,00	1	0,00	0,00	1	0,00	0,00
2	0,10	5,02	2	0,00	0,00	2	0,00	0,00
3	0,15	7,54	3	0,05	0,73	3	0,05	1,25
4	0,15	7,54	4	0,10	1,45	4	0,05	1,25
6	0,20	10,05	6	0,10	1,45	6	0,10	2,50
8	0,20	10,05	8	0,10	1,45	8	0,10	2,50
10	0,20	10,05	10	0,10	1,45	10	0,10	2,50
11	0,20	10,05	11	0,10	1,45	11	0,10	2,50
12	0,20	10,05	12	0,10	1,45	12	0,10	2,50
14	0,20	10,05	14	0,10	1,45	14	0,10	2,50
16	0,20	10,05	16	0,10	1,45	16	0,10	2,50
18	0,20	10,05	18	0,10	1,45	18	0,10	2,50
20	0,20	10,05	20	0,10	1,45	20	0,10	2,50

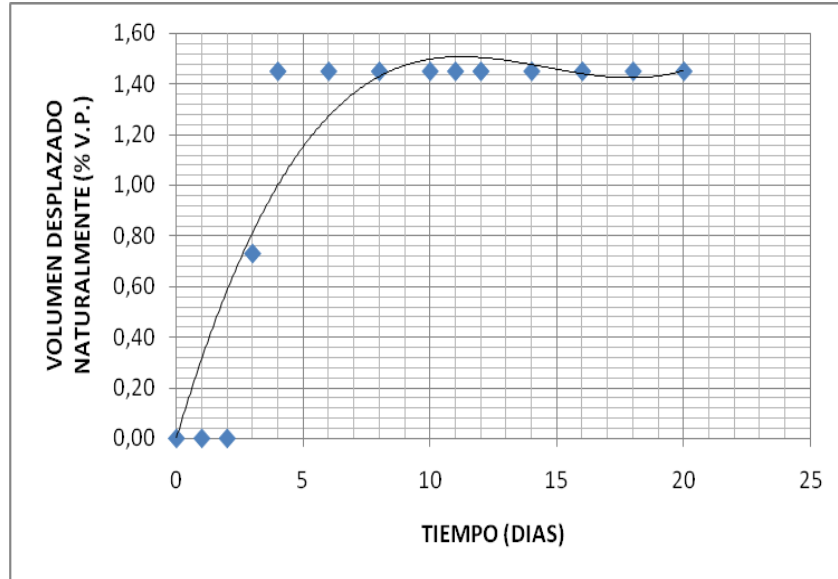
Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 53.** Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 21, 3780,9 ft de profundidad.



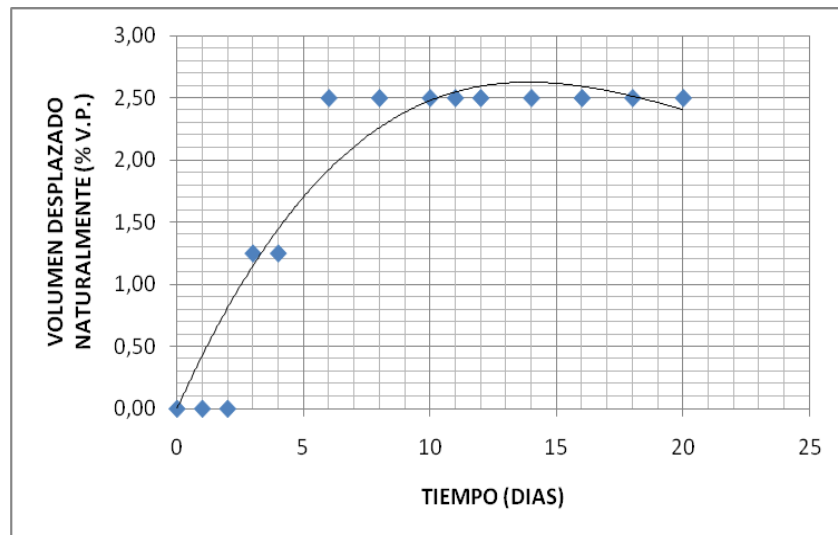
Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 54.** Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 25, 2123 ft de profundidad.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 55.** Comportamiento del desplazamiento natural de agua en la muestra Colorado 27, 3916,9 ft de profundidad.



*Fuente. Autores del Proyecto*

Se puede observar en las tablas (19, 20, 21, 22) y en las graficas (44,45,46,47,48,49,50,51,52,53,54,55) el comportamiento de desplazamiento natural de aceite como del agua, se deduce un tiempo de 8 a 10 días en promedio recomendable para suspender el desplazamiento natural, sin involucrar mayores errores en los volúmenes obtenidos. Estos volúmenes leídos en el desplazamiento natural fueron muy pequeños debido a que las muestras tienen una permeabilidad muy baja, lo cual hace que los fluidos no puedan fluir más fácilmente. En la tabla 23 se presenta un seguimiento de cada una de las muestras de todas las propiedades involucradas en la prueba de mojabilidad.

**Tabla 23.** Resultados de la prueba de mojabilidad por el método cuantitativo.

CAMPO	COLORADO					
TIEMPO DE RESTAURACION (horas)	200	200	200	1000	1000	1000
MUESTRA	Colorado 21	Colorado 21	Colorado 27	Colorado 21	Colorado 25	Colorado 27
PROFUNDIDAD (ft)	3777,3	3640,7	3908	3780,9	2123	3916,9
<b>MEDIDAS</b>						
LONGITUD (cm)	3,729	4,009	4,862	4,097	4,905	4,464
DIAMETRO (cm)	3,803	3,805	3,821	3,801	3,804	3,815
AREA (cm <sup>2</sup> )	11,35	11,37	11,46	11,34	11,36	11,43
<b>PROPIEDADES</b>						
POROSIDAD (%)	6,443	7,104	16,164	16,164	12,342	7,821
K. AL ALIRE (md)	-----	-----	22	-----	29	-----
K. AL ACEITE A (Swirr) (md)	0,0026	0,028	0,069	0,014	0,029	0,023
K. A LA SALMUERA (A SOR) (md)	0.00053	0,00014	0,0020	0,00014	0,00029	0,00079
<b>DESPLAZAMINETOS</b>						
D. NATURAL DE ACEITE (ml) Vonat	0,20	0,30	0,30	0,20	0,20	0,40
D. FORZADA DE ACEITE (ml) Vofor	0,80	0,50	2,50	0,50	0,80	0,80
VOLUMEN TOTAL DE ACEITE (ml) Vot	1,00	0,80	2,80	0,70	1,00	1,20
INDICE DE M. DE AGUA (ml) lw	0,20	0,37	0,10	0,28	0,20	0,33
D. NATURAL DE AGUA (ml) Vwnat	0,20	0,20	0,30	0,20	0,10	0,10
D. FORZADA DE AGUA (ml) Vwfor	0,30	0,10	3,00	0,30	1,00	1,00
VOLUMEN TOTAL DE AGUA (ml) Vwt	0,50	0,30	3,30	0,50	1,10	1,10
INDICE DE M. AL ACEITE lo	0,40	0,66	0,09	0,40	0,09	0,09
VOL. AGUA O VOL. POROSO	2,72	3,23	9,01	1,99	6,88	3,99

PRESIONES						
PRESION DE CONFINAMIENTO (psi)	100	100	100	100	100	100
PRESION DE TRABAJO (psi)	20	20	20	20	20	20

Fuente. Autores del Proyecto

Los índices de mojabilidad al agua y al aceite ( $I_w$ ,  $I_o$ ) tomados de la tabla 23, para los núcleos restaurados de 200 horas y 1000 horas son los que presentan las tablas 24 y 25.

**Tabla 24.** Índices de mojabilidad para los núcleos restaurados a 200 horas.

	Colorado 21 3777,3 ft	Colorado 21 3780,9 ft	Colorado 27 3916,9 ft
$I_w$	0,28	0,20	0,10
$I_o$	0,40	0,40	0,09

Fuente. Autores del Proyecto

**Tabla 25.** Índices de mojabilidad para los núcleos restaurados a 1000 horas.

	Colorado 21 3640,7 ft	Colorado 25 2123 ft	Colorado 27 3908 ft
$I_w$	0,20	0,37	0,33
$I_o$	0,09	0,66	0,09

Fuente. Autores del Proyecto

De acuerdo a la relación de Amott la mojabilidad no puede ser evaluada ya que los índices están cercanos a cero, entonces se aplica el índice de desplazamiento de Amott-Harvey y se determina el tipo de mojabilidad de la formación Mugrosa del campo Colorado de una manera cuantitativa (ecuación 13, tabla 26).

$$I = I_w - I_o = \frac{V_{onat}}{V_{ot}} - \frac{V_{wnat}}{V_{wt}} \dots \dots (13)$$

**Tabla 26.** Rango del tipo de mojabilidad de la roca.

$I = 1.0$	Fuertemente mojado por agua
$0,3 \leq I \leq 1,0$	Mojado por agua
$-0,3 \leq I \leq 0,3$	Mojabilidad neutra
$-1,0 \leq I \leq -0,3$	Mojado por aceite
$I = -1.0$	Fuertemente mojado por aceite

*Fuente. Autores del Proyecto*

En la tabla 27 se presentan los índices de mojabilidad de cada plug por el método de Amott – Harvey, dados por la ecuación 13.

**Tabla 27.** Resultados del índice de desplazamiento de Amott-Harvey, para las muestras del Campo Colorado de la formación Mugrosa.

Colorado 21 3780,9 ft	$I = -0.20$
Colorado 25 2123 ft	$I = -0.29$
Colorado 27 3916,9 ft	$I = 0.01$
Colorado 21 3777,3 ft	$I = -0.12$
Colorado 21 3640,7 ft	$I = 0.11$
Colorado 27 3908 ft	$I = 0.24$

*Fuente. Autores del Proyecto*

Según los parámetros dados por esta relación, se puede observar en la tabla 27 que todos los núcleos tienen mojabilidad neutra o intermedia puesto que los valores hallados están dentro del rango ( $-0.3 \leq I \leq 0.3$ ).

## 5.2.2 Método visual.

### 5.2.2.1 Selección de las muestras.

Para la aplicación de la metodología del método visual se seleccionaron 3 plugs pertenecientes a la formación Mugrosa del campo Colorado y un plug Berea, los cuales poseen las siguientes características, ver tabla 28:

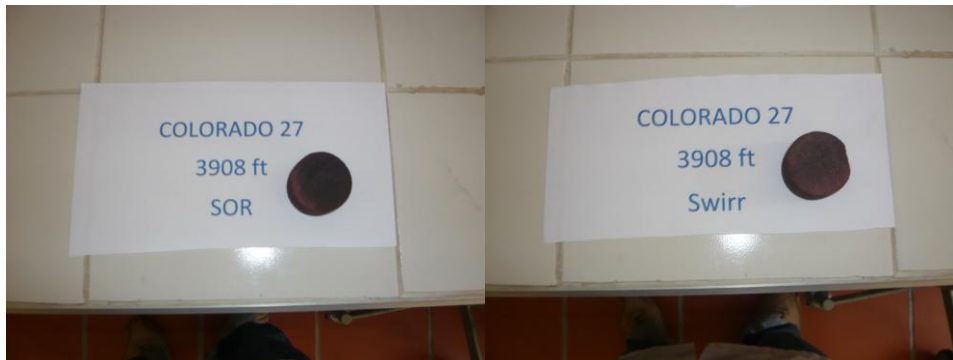
**Tabla 28.** Muestras seleccionadas.

POZO	PROFUNDIDAD (ft)	$\phi$ (%)	K(md)	Vp
21	3780,9	4,28		1,99
25	2123	12,34	29	6,88
27	3908	16,16	22	9,01
Berea		13,02		7,24

*Fuente. Autores del Proyecto*

La muestra Colorado 27 se dividió en dos secciones, una de las secciones se dejó a saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) (muestra Colorado 27 A, ver Figura 56 derecha) y la otra se llevo a saturación de aceite residual ( $S_{OR}$ ) (muestra Colorado 27 B, ver Figura 56 izquierda). La muestra Berea fue seleccionada con el fin de tener un marco de referencia para observar si el monómero estireno y la resina epóxica eran los químicos apropiados para visualización de la mojabilidad.

**Figura 56.** Muestra Colorado 27 dividida en dos partes iguales.



*Fuente. Autores del Proyecto*

### **5.2.2.2 Selección de los productos a utilizar.**

Según los requerimientos exigidos por la metodología anteriormente descrita y por las características de las muestras escogidas para la aplicación de este método, se seleccionaron las siguientes cantidades de los materiales de trabajo, ver Figura 57 (químicos):

- ✓ 8 litros de monómero estireno.
- ✓ 3 litros de resina epóxica SP-111.
- ✓ 600 mililitros de endurecedor SQ-56.
- ✓ 200 mililitros de pigmento azul.
- ✓ 200 mililitros de pigmento naranja.
- ✓ 200 mililitros de cobalto.
- ✓ 200 mililitros de Meck.
- ✓ 3 galones de Varsol.
- ✓ 1 kilogramo de cera desmoldante.
- ✓ 15 gramos de Peróxido de Benzoilo (donado por la escuela de Ingeniería química de la Universidad Industrial de Santander).
- ✓ 10 gramos de colorante azul 14 (donado por el Ingeniero Fernando Peña, director de los laboratorios de procesamiento de muestras geológicas del Instituto Colombiano del Petróleo ICP).

**Figura 57.** Productos químicos.



*Fuente. Autores del Proyecto*

Todos estos productos (a excepción del peróxido de Benzoilo y el colorante azul 14) tuvieron una logística por parte del grupo de investigación “**Campos Maduros**” el cual aportó los recursos necesarios para su compra, al igual se hizo un análisis de mercadeo en empresas nacionales e internacionales para el estudio de su ficha técnica y las especificaciones requeridas para este procedimiento. Fueron comprados a la empresa **SURTYGLAS**, que se encuentra ubicada en la calle 53 No. 18-27, teléfono 6335583, dedicada a la comercialización de resinas y fibra de vidrio.

### **5.2.2.3 Pruebas de calidad y solidificación del Monómero Estireno y de la Resina Epóxica.**

Estas pruebas se realizaron para observar el grado de endurecimiento, calidad y tiempo de endurecimiento del monómero estireno y la resina epóxica, lo cual es de gran importancia en el momento de la realización de la prueba, debido a que si no tenemos en cuenta estos parámetros y en especial el tiempo de trabajo que nos permiten estos químicos con respecto a su solidificación podemos generar daños irreversibles en los equipos de trabajo (Core Holder, cilindro, líneas, mangas, conexiones).

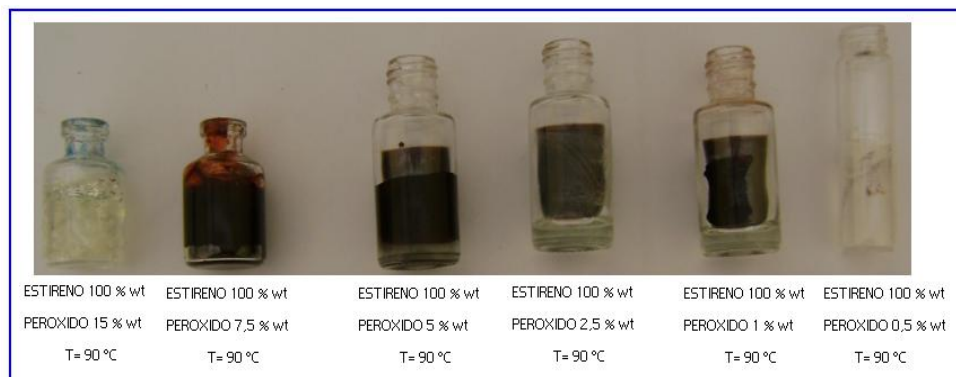
Se realizó un análisis experimental, donde se vario las concentraciones de los iniciadores; para el caso de la resina epóxica, ver Figura 58, se fue variando la concentración del endurecedor SP-111 evaluando puntos cercanos tanto por encima como por debajo del punto de referencia dado en la ficha técnica, de la misma manera se evaluó las concentraciones de los dos iniciadores del monómero estireno, ver Figura 59. Como se puede observar en la tabla 30, el peróxido de Benzoilo es el que arroja mejores resultados con respecto al Cobalto y al Mekp debido a que el tiempo de endurecimiento a 90 °C ocurre más rápido (en 24 horas) y se observa una mayor consistencia en la mezcla.

**Figura 58.** Evaluación de la resina SP – 111 con su endurecedor SQ – 56.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 59.** Evaluación del estireno con el peróxido de benzoilo.



*Fuente. Autores del Proyecto*

Con respecto a los pigmentos, al igual que los iniciadores, se hicieron ciertas mezclas con la resina epóxica y el monómero estireno para observar el grado de nitidez de cada color dado por cada pigmento; la mezcla con la resina, el endurecedor y el pigmento, ver Figura 60, arroja muy buenos resultados pero al mezclar el pigmento con el monómero estireno y el iniciador se observa que no se forma una mezcla homogénea y que el pigmento se va hacia el fondo del recipiente el cual no permite trabajar adecuadamente, esto ocurrió solamente con el pigmento naranja y fue por dos razones: primero se debe a que éste pigmento fue una mezcla entre el pigmento rojo y el pigmento azul y segundo se dejó destapado y le entró aire al recipiente donde estaba almacenado. Entonces esto hace que haya taponamiento de las líneas y de la cara del plugs por donde entra el fluido desplazado.

**Figura 60.** Solución de resina, endurecedor y pigmento azul.



*Fuente. Autores del Proyecto*

El colorante azul 14 fue el que mejor arrojó resultados con respecto a las mezclas de monómero estireno y la resina epóxica, entonces es el que utilizamos en las muestras de colorado para la visualización de la mojabilidad. Se hicieron diferentes mezclas de monómero estireno con su iniciador y el colorante azul 14, ver Figura 61, y se llegó a la conclusión que con tan solo 0,1 % en peso de colorante azul 14 con respecto al monómero estireno es suficiente, ya que se obtiene un color entre violeta a naranja el cual es el deseado para identificar el crudo dentro de la muestra; este color que se da en la mezcla es debido al

peróxido de Benzoilo que hace que cambie de color cuando se le suministra temperatura (para nuestro caso es una temperatura de 90 °C). También se hizo la mezcla de colorante azul 14 con la resina epóxica y el endurecedor, ver Figura 62, teniendo como resultado un color azul que fue el deseado para identificar las zonas que están mojadas por agua.

**Figura 61.** Solución de estireno, peróxido de benzoilo y colorante azul 14.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 62.** Solución de resina, endurecedor y colorante azul 14.



*Fuente. Autores del Proyecto*

A continuación se muestra en la tabla 29 y 30 las diferentes cantidades de los dos iniciadores con el monómero estireno y la resina epóxica con su respectivo endurecedor.

**Tabla 29.** Prueba solidificación de la resina epóxica diferentes cantidades.

No. MUESTRA	FECHA	TEM. °C	CONCENTRACIONES				TIEMPO		OBSERVACIONES
			RESINA		ENDURECEDOR		INICIAL	FINAL	
			gr	cc	Gr	cc			
1	23/02/2009	25	6	5,22	1,2	1,14	1:05 PM	2:20 PM	La resina se encuentra solidificada en 90 %.
							1:05 PM	2:50 PM	La resina se encuentra 100 % solidificada.
2	23/02/2009	25	6	5,22	0,6	0,57	1:25 PM	2:20 PM	La resina se encuentra solidificada en un 40%.
							1:25 PM	4:15 PM	La resina se encuentra 100 % solidificada.
3	23/02/2009	40	6	5,22	1,2	1,14	1:20 PM	2:00 PM	La resina se encuentra 100 % solidificada.
4	23/02/2009	40	6	5,22	0,6	0,57	1:20 PM	2:00 PM	La resina se encuentra 100 % solidificada.
5	24/02/2009	25	6	5,22	0,45	0,43	10:30 AM	12:10 PM	La resina se ha solidificado en un 60-70%.
								1:20 PM	La resina se ha solidificado un 80%.
								4:50 PM	La resina se ha solidificado un 80%.
							24 horas después		La resina permaneció durante 24 horas y alcanzo el 100% de solidificación.
6	24/02/2009	25	6	5,22	0,3	0,29	10:30 AM	12:10 PM	La resina se ha endurecido en un 50%.
								1:20 PM	La resina se ha endurecido en un 60%.
								4:50 PM	La resina se ha endurecido en un 85%.
							24 horas después		La resina permaneció durante 24 horas y alcanzo el 96% de solidificación .

7	24/02/2009	25	6	5,22	0,15	0,14	10:35 AM	12:15 PM	La resina se ha endurecido en un 30%.
								1:25 PM	La resina se ha endurecido en un 40%.
								4:55 PM	La resina se ha endurecido en un 65%.
							24 horas después		La resina permaneció durante 24 horas y alcanzo el 90% de solidificación.
8	24/02/2009	25	6	5,22	0,06	0,06	10:45 AM	12:15 PM	La resina se ha endurecido en un 10%.
								1:25 PM	La resina se ha endurecido en un 15%.
								4:55 PM	La resina se ha endurecido en un 20%.
							24 horas después		La resina permaneció durante 24 horas y alcanzo el 30% de solidificación.

Fuente. Autores del Proyecto

**Tabla 30.** Prueba de solidificación del estireno a diferentes cantidades de iniciador peróxido de Benzoílo y Cobalto, Mekp.

No. MUESTR A	FECHA	TEM. °C	CONCENTRACIONES			TIEMPO		OBSERVACIONES
			ESTIRENO		PEROXIDO	INICIAL	FINAL	
			gr	cc	gr			
1	23/02/2009	25	6	6,8415	0,45	12:30 PM	Se hizo la mezcla de estireno y peróxido y se le agrego colorante azul 14. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.	
	24/02/2009	50				10:30 PM		1:20 PM 2:20 PM
2	23/02/2009	25	6	6,8415	0,9	12:50 PM	Se hizo la mezcla de estireno y peróxido sin agregarle colorante azul 14. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.	
	24/02/2009	50				10:30 PM		1:20 PM 2:20 PM

3	24/02/2009	25	6	6,8415	0,3	8:10 AM		Se hizo la mezcla de estireno y peróxido sin agregarle colorante azul 14. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.
	25/02/2009	50				5:50 PM	3:20 PM	Ha alcanzado un 95% de solidificación.
4:20 PM			Ha alcanzado un 100% de solidificación.					
4	24/02/2009	25	6	6,8415	0,15	10:30:00		Se hizo la mezcla de estireno y peróxido sin agregarle colorante azul 14. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.
	25/02/2009	50				1:10 PM	5:20 PM	Ha alcanzado un 95% de solidificación.
6:20 PM			Ha alcanzado un 100% de solidificación.					
5	24/02/2009	25	6	6,8415	0,06	10:50 PM		Se hizo la mezcla de estireno y peróxido sin agregarle colorante azul 14. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.
	25/02/2009	50				8:30 AM	5:20 PM	Ha alcanzado un 95% de solidificación.
6:20 PM			Ha alcanzado un 100% de solidificación.					
6	24/02/2009	25	6	6,8415	0,03	6:10 PM		Se hizo la mezcla de estireno y peróxido sin agregarle colorante azul 14. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.
	25/02/2009	50				3:50 AM	2:20 PM	Ha alcanzado un 95% de solidificación.
4:20 PM			Ha alcanzado un 100% de solidificación.					

Fuente. Autores del Proyecto

**Tabla 31.** Prueba de solidificación del estireno a diferentes cantidades de Cobalto y Mepk.

No. MUEST.	FECHA	TEM. °C	CONCENTRACIONES						TIEMPO INICIAL	OBSERVACIONES
			ESTIRENO		COBALTO		MEK			
			gr	cc	Gr	cc	gr	cc		
1	23/02/2009	25	6	6,8	0,03	0,04	0,06	0,05	12:15 PM	Se hizo la mezcla y se le agrego pigmento naranja, se observo que este pigmento no es soluble en esta mezcla. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.
	24/02/2009	50							10:30 AM	Se colocaron en el horno durante 7 horas y no se observo solidificación pero a los 6 días de estar a Tamb. solidificaron 100%.

2	23/02/2009	25	6	6,8	0,06	0,07	0,12	0,11	12:45 PM	Se hizo la mezcla y sin pigmento. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.
	24/02/2009	50							10:30 AM	Se colocaron en el horno durante 7 horas y no se observo solidificación pero a los 6 días de estar a Tamb. Se observo que se solidificaron 100%.
3	24/02/2009	25	6	6,8	0,3	0,37	0,6	0,55	10:15 AM	Se hizo la mezcla y se le agrego pigmento azul, se observo que este pigmento se solubiliza en esta mezcla. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.
	25/02/2009	70							10:30 PM	Se colocaron en el horno durante 7 horas y se observo un 15% de solidificación pero a los 6 días de estar a Tamb. Se observo que se solidificaron 100%.
4	24/02/2009	25	6	6,8	0,3	0,37	0,6	0,55	10:15 AM	Se hizo la mezcla y se le agrego pigmento naranja a alta concentración, se observo que este pigmento no se solubiliza 100% en esta mezcla. Durante 24 horas no se solidifico a Tamb. Entonces fue colocada en el horno a 50 °C.
	25/02/2009	70							10:30 PM	Se colocaron en el horno durante 7 horas y se observo un 30% de solidificación pero a los 6 días de estar a Tamb. Se observo que se solidificaron 100%.

*Fuente. Autores del Proyecto*

Con las pruebas realizadas se tomaron las siguientes cantidades de trabajo, ver tabla 32 y 33, para el desarrollo de está investigación aplicada al método visual, debido a que hay un bajo costo de los materiales a utilizar y también nos proporcionan un tiempo de trabajo favorable, entonces para el desarrollo de la técnica se utiliza monómero estireno con el iniciador peróxido de benzoilo ya que arroja un endurecimiento más adecuado para la prueba y también se utiliza la resina epóxica con su endurecedor.

✓ cantidad de monómero estireno con peróxido de benzoilo.

**Tabla 32.** Cantidades de monómero estireno y peróxido de benzoilo.

ESPECIFICACIONES DE TRABAJO		
ESTIRENO	PEROXIDO DE BENZOILO	COLORANTE AZUL 14
100 gr	1 gr	1 gr
$\rho_{\text{estireno}} = 0,877 \text{ gr/cm}^3$		

*Fuente. Autores del Proyecto*

- ✓ Concentración de la resina epóxica SP – 111 Con su endurecedor SQ – 56 y el colorante azul 14.

**Tabla 33.** Cantidades de resina epóxica SP – 111, Endurecedor SQ – 56 y el colorante azul 14.

ESPECIFICACIONES DE TRABAJO		
RESINA	ENDURECEDOR	COLORANTE AZUL 14
100 gr	20 gr	1 gr
$\rho_{\text{resina}} = 1,15 \text{ gr/cm}^3$		
$\rho_{\text{endurecedor}} = 1,05 \text{ gr/cm}^3$		

*Fuente. Autores del Proyecto*

#### 5.2.2.4 Desplazamiento del Monómero Estireno.

##### 5.2.2.4.1 Desplazamiento de monómero estireno sin iniciador.

Como se indica en el procedimiento del método visual se procedió a desplazar 80 volúmenes porosos de monómero estireno sin iniciador, ver Figura 63, para que ocupara los espacios porosos en los cuales se encontraba el aceite mineral que tenían las muestras. A continuación, en la tabla 34 se muestran las condiciones de operación.

**Tabla 34.** Condiciones de desplazamiento de monómero estireno sin iniciador.

MUESTRA	PROF. Ft	TEMP. LAB. °C	CONDICIONES MUESTRA	VP DESP. Cm <sup>3</sup>	P. CONF. PSI	P DESP. PSI	TIEMPO DESP. Hr
COL. 21	3780,9	23	Swirr	159,2	200	150	18
COL. 25	2123	23	Swirr	550,4	200	150	12
COL. 27 A	3908	23	Swirr	360,4	200	100	3
COL.27 B	3908	23	SOR	360,4	200	100	3
BEREA		23	Swirr	579,2	200	100	3

*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 63.** Desplazamiento de monómero estireno sin iniciador.



*Fuente. Autores del Proyecto*

#### **5.2.2.4.2 Desplazamiento de monómero estireno con iniciador y colorante azul 14.**

Se desplazó monómero estireno con el iniciador (peróxido de benzoilo) y el colorante azul 14, ver Figura 64, con la finalidad de desplazar el monómero estireno anteriormente inyectado en la muestra que ocupaba el aceite mineral en el espacio poroso para luego así se solidifique dentro de la muestra. A continuación en la tabla 35 se muestran las condiciones de operación.

**Tabla 35.** Condiciones de desplazamiento de monómero estireno con iniciador y colorante azul 14.

MUESTRA	PROF. Ft	TEMP. LAB. °C	CONDICIONES MUESTRA	VP DESP. Cm <sup>3</sup>	P. CONF. PSI	P DESP. PSI	TEMP. SOLID. °C	TIEMPO DESP. Hr
COL. 21	3780,9	23	Swirr	159,2	200	150	90	14
COL. 25	2123	23	Swirr	550,4	200	150	90	10
COL. 27 A	3908	23	Swirr	360,4	200	100	90	2
COL.27 B	3908	23	SOR	360,4	200	100	90	2
BEREA		23	Swirr	579,2	200	100	90	2

*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 64.** Desplazamiento de monómero estireno con peróxido de benzoilo y colorante azul 14.



*Fuente. Autores del Proyecto*

Cada vez que se desplazaba una muestra, se iba colocando en un horno convencional a una temperatura de 90 °C durante 24 horas cada una, con la finalidad de solidificar el monómero estireno un cien por ciento dentro de la muestra, ver Figura 65.

**Figura 65.** Muestras saturadas y solidificadas cien por ciento de monómero estíreno con su iniciador (peróxido de benzoilo) y colorante azul 14.



*Fuente. Autores del Proyecto*

#### **5.2.2.5 Saturación de las muestras con la resina epóxica SP – 111, endurecedor SQ -56 y colorante azul 14.**

Con el equipo de vacío se pretende saturar las muestras con resina epóxica, endurecedor y colorante azul 14, ver Figura 66. Las muestras son colocadas bajo vacío durante cuatro horas, ver Figura 67, después durante una hora se satura la muestra al vacío.

**Figura 66.** Muestra en el equipo de vacío.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 67.** Saturación de las muestras.



*Fuente. Autores del Proyecto*

Cada vez que se iba saturando una muestra, esta se iba colocando en un horno convencional a una temperatura de 90 °C durante 24 horas, ver tabla 36, con la finalidad de tener un endurecimiento adecuado de la resina epóxica, ver Figura 68.

**Tabla 36.** Condiciones de saturación de la resina epóxica SP – 111, Endurecedor SQ – 56 y el colorante azul 14.

MUESTRA	PROF. Ft	TEMP. LAB. °C	TEMP. SOLID. °C	TIEMPO VACIO. Hr	TIEMPO VACIO SAT. Hr
COL. 21	3780,9	23	90	4	1
COL. 25	2123	23	90	4	1
COL. 27 A	3908	23	90	4	1
COL.27 B	3908	23	90	4	1
BEREA		23	90	4	1

*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 68.** Muestras saturadas con la solución de resina epóxica.



*Fuente. Autores del Proyecto*

#### **5.2.2.6 Elaboración de la sección delgada.**

Se elaboraron 2 secciones delgadas, ver Figura 69, en el laboratorio de procesamiento de muestras geológicas del Instituto Colombiano del Petróleo de las cuales fueron los pozos Colorado 21 y la de Berea.

**Figura 69.** Secciones delgadas de 2 muestras.

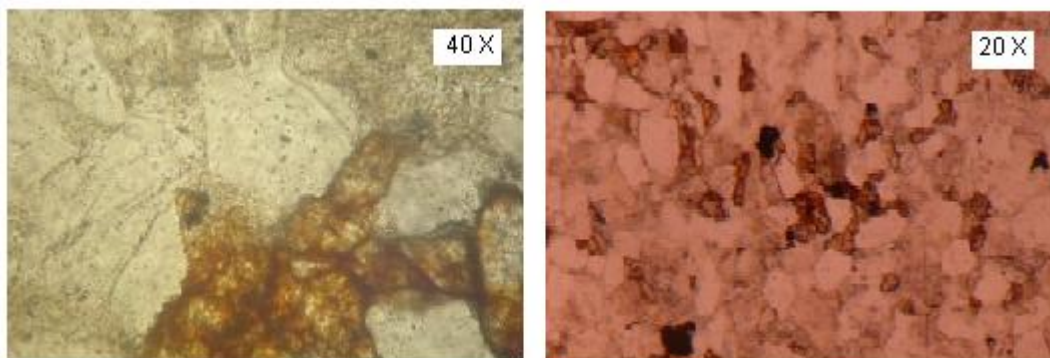


*Fuente: Autores del Proyecto*

### 5.2.2.7 Secciones delgadas impregnadas con solo monómero estireno, iniciador y colorante azul 14.

**Berea:** Es totalmente masiva, respecto a su composición contiene granos de cuarzo, feldespatos, líticos (en este caso provienen de roca metamórficas), calcita. Texturalmente es grano soportada, tiene armazón de tamaño de grano fino. No tiene presencia de matriz, hay dos tipos de cemento, un cemento silíceo y un cemento de carbonatos. Algunos granos exhiben borde de crecimiento. Su porosidad primaria es de tipo intergranular, los granos tienen una forma subangular a subredondeada y subesférica a subelongada. Los contactos entre las partículas son principalmente de tipo cóncavo-convexos. La roca presenta un buen calibrado. Es una arenisca de grano fino. En la Figura 70 se observa de color rojizo oscuro los granos impregnados de solución de monómero estireno, indicándonos que se obtuvo una muy buena saturación en los desplazamientos.

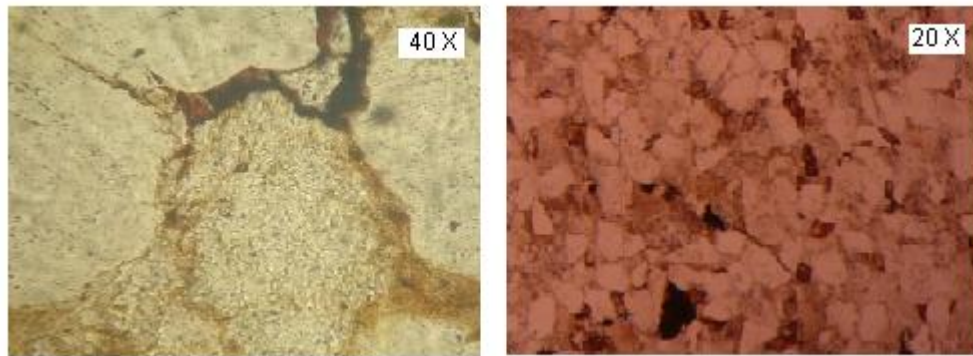
**Figura 70.** Sección delgada de la muestra de Berea, comportamiento del monómero estireno.



*Fuente: Autores del Proyecto*

**Colorado 21:** Estructuralmente es masiva, compuesta de cuarzo, feldespatos, líticos (fragmentos de roca metamórfica). Es grano soportada, tiene una armazón compuesta por granos de tamaño fino, no tiene cemento, tiene una matriz compuesta de arcilla y limo. Los granos son predominantemente subangular y principalmente subelongada. Presenta buen calibrado, tiene porosidad de tipo secundaria (esta muy localizada), se ven sectores entre granos (porosidad primaria). En la Figura 71, se observa de color rojizo oscuro los granos impregnados de solución de monómero estireno, iniciador y colorante azul 14, indicándonos que se obtuvo una muy buena saturación en los desplazamientos.

**Figura 71.** Sección delgada de la muestra del pozo colorado 21, comportamiento del monómero estireno.



*Fuente: Autores del Proyecto*

Como se puede observar en la Figura 68 y 69 no hay presencia de resina epóxica, lo cual se concluye que el procedimiento que utilizamos para saturar las muestras con resina no fue efectivo; entonces se procedió a utilizar otro procedimiento para saturar las muestras con resina, ya que la resina tiene una viscosidad muy alta y hace que no entre en los poros de la muestra.

### 5.2.2.8 Saturación de las muestras con la resina epóxica SP – 111, endurecedor SQ -56 y colorante azul 14.

Con las muestras saturadas y solidificadas con estireno se procede a tomar una sección de la muestra y colocarla en el horno para secar el agua que todavía está en el espacio poroso, luego se colocan dentro de una cubeta junto con la solución de resina epóxica, el endurecedor y el colorante, como lo muestra en la Figura 72,73, 74 y 75 luego se introduce la cubeta en la base dentro del cilindro en el cual vamos a realizar el proceso de saturación de la resina dentro de las muestras. Esto se realiza de la siguiente manera, primero se hace un vacío por un tiempo de 30 minutos, luego se procede a inyectarle presión muy lentamente con nitrógeno hasta 500 psi durante un tiempo de 24 horas hasta que se solidifique la resina y luego se extrae de la cubeta para posteriormente realizarle la sección delgada y poder visualizar la mojabilidad por medio de microscopios de alta resolución.

**Figura 72.** Equipo para saturar las muestras con la resina epóxica.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 73.** Muestras listas para el proceso de saturación con resina epóxica.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 74.** Muestras saturadas con la resina epóxica dentro de la cubeta.



*Fuente. Autores del Proyecto*

**Figura 75.** Muestras saturadas con la resina epóxica.



*Fuente: Autores del Proyecto*

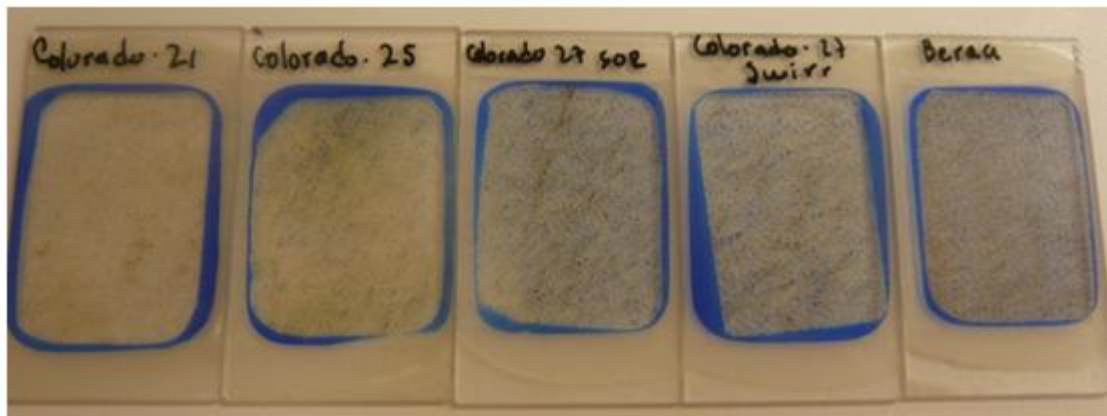
Las muestras fueron saturadas con la resina epóxica y se ubico en el lugar donde anteriormente estaba el agua. Después de esto se llevaron 4 muestras al Instituto Colombiano del Petróleo ICP a los laboratorios de procesamiento de muestras geológicas para la realización de la sección delgada, y se llevo la muestra

Colorado 27 a SOR, a los laboratorios de la Universidad Industrial de Santander UIS para realizarle la sección delgada.

#### 5.2.2.9 Elaboración de la sección delgada.

Se elaboraron 5 secciones delgadas, ver Figura 76, 4 en el laboratorio de procesamiento de muestras geológicas del Instituto Colombiano del Petróleo de las cuales cuatro fueron con el monómero estireno (su iniciador) y la resina epóxica impregnada, y la muestra restante (Colorado 21) se hizo en el Laboratorio de Geología de la Universidad Industrial de Santander.

**Figura 76.** Secciones delgadas de 5 muestras.



*Fuente: Autores del Proyecto*

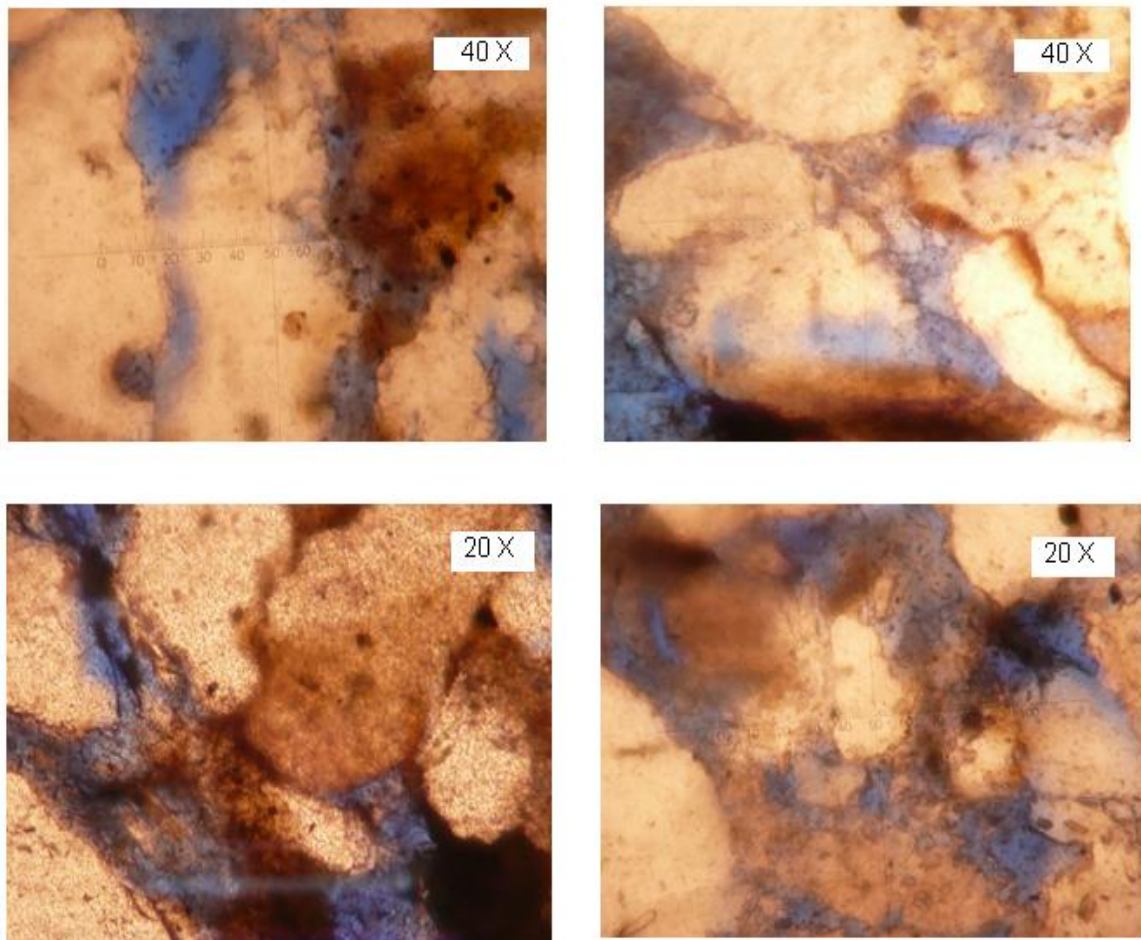
#### 5.2.2.10 Secciones delgadas del método visual.

- ✓ **Sección realizada en la Universidad industrial de Santander, Laboratorios de Geología.**

**Colorado 21:** Estructuralmente es masiva, compuesta de cuarzo, feldspatos, líticos (fragmentos de roca metamórficas). Es grano soportado, tiene una armazón compuesta de tamaño fino, no tiene cemento, tiene una matriz compuesta de arcilla y limo. Los granos son principalmente subangular y principalmente subelongada. Presenta buen calibrado, tiene porosidad de tipo secundaria (esta

muy localizada), se ven sectores entre granos (porosidad primaria), el estireno ocupa los espacios entre granos y la resina ocupa sectores correspondientes a la matriz y a la porosidad secundaria. La Figura 77 muestra las soluciones solidificadas a saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) en la muestra Colorado 21 restaurada. De acuerdo a la distribución de los fluidos se observa que la superficie de los granos están mojados por agua y mojados por aceite lo cual indica que es de mojabilidad neutra.

**Figura 77.** Visualización de la mojabilidad del pozo Colorado 21.

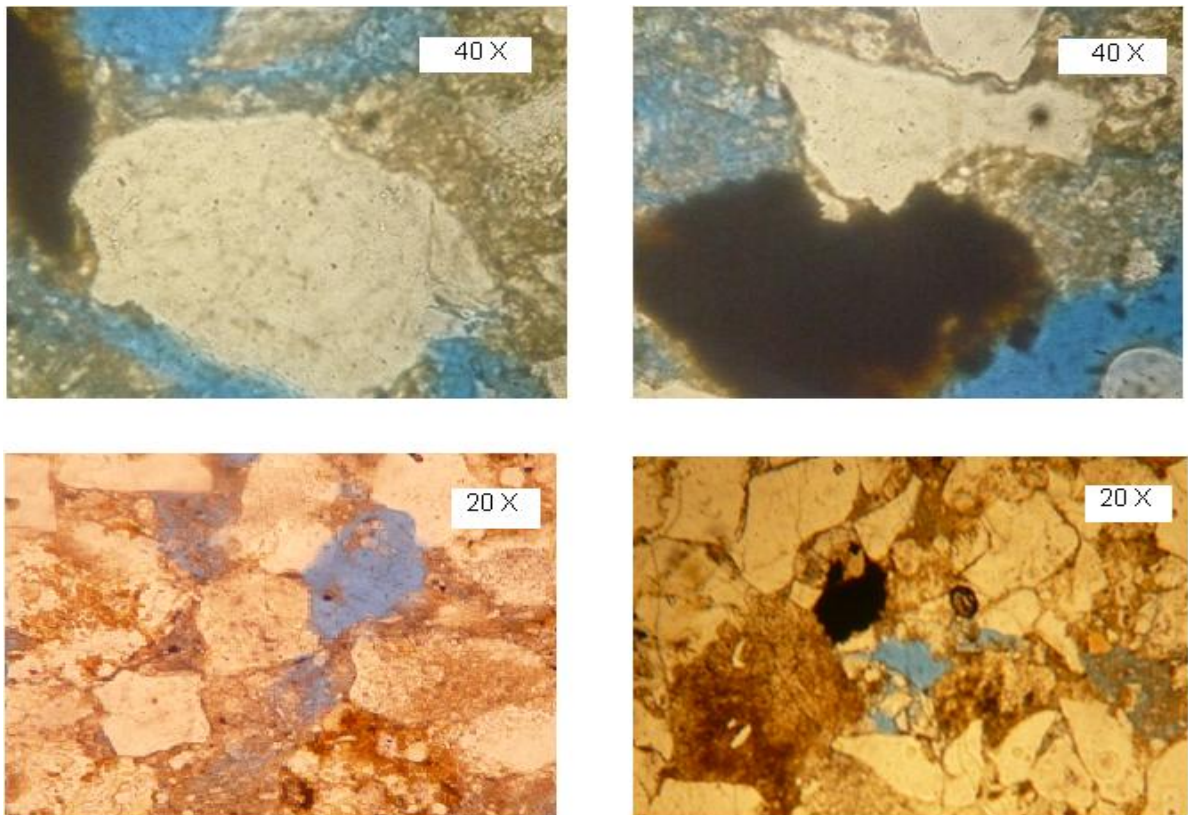


*Fuente: Autores del Proyecto*

- ✓ **Secciones realizadas en el instituto Colombiano del Petróleo, el laboratorio de procesamiento de muestras geológicas.**

**Colorado 25:** Los espacios entre granos y las zonas correspondientes a la matriz del mineral están ocupados por la resina, tiene muy buena porosidad primaria, es grano soportada, tamaños de grano medio, grano subangulares a subredondeados, el contacto entre granos son longitudinales a cóncavoconvexos. Compuesta por cuarzos, feldespatos, líticos y micas, hay un cemento de calcita. La Figura 78 muestra las soluciones solidificadas a saturación de agua irreducible (Swirr) en la muestra Colorado 25 restaurada. De acuerdo a la distribución de los fluidos se observa que la superficie de los granos son mojados por agua y mojados por aceite lo cual indica que es de mojabilidad neutra.

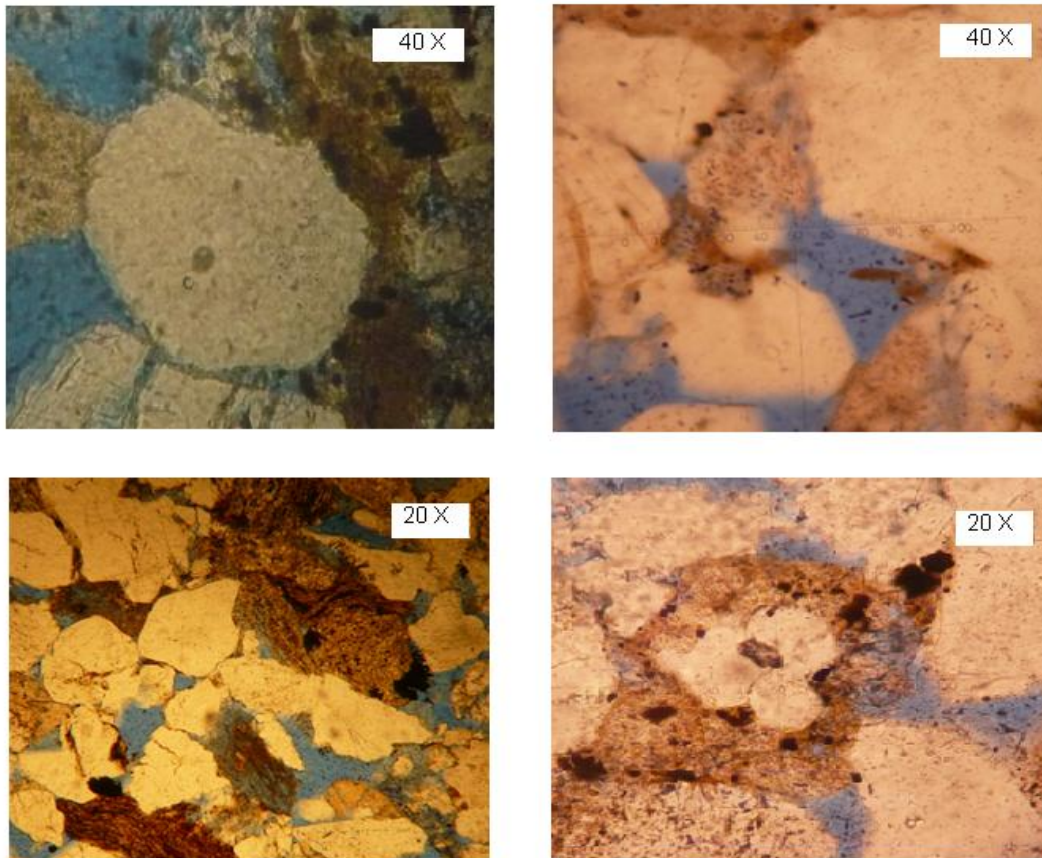
**Figura 78.** Visualización de la mojabilidad del pozo Colorado 25.



*Fuente: Autores del Proyecto*

**Colorado 27 a SOR:** Estructuralmente es masiva, compuesta de cuarzos, feldespatos (plagioclasas), líticos metamórficos, tiene una armazón muy granosoportada, muy bajo porcentaje de matriz y baja evidencia de cemento, tamaño de grano fino, grano subangulares a subredondeados. Porosidad primaria intergranular y se evidencia porosidad secundaria en bajos porcentajes, el contacto entre granos son longitudinales a cóncavoconvexos. La Figura 79 muestra las soluciones solidificadas a saturación de saturación de aceite residual (SOR) en la muestra Colorado 27 restaurada. De acuerdo a la distribución de los fluidos se observa que la superficie de los granos están mojados por agua y mojados por aceite lo cual indica que es de mojabilidad neutra.

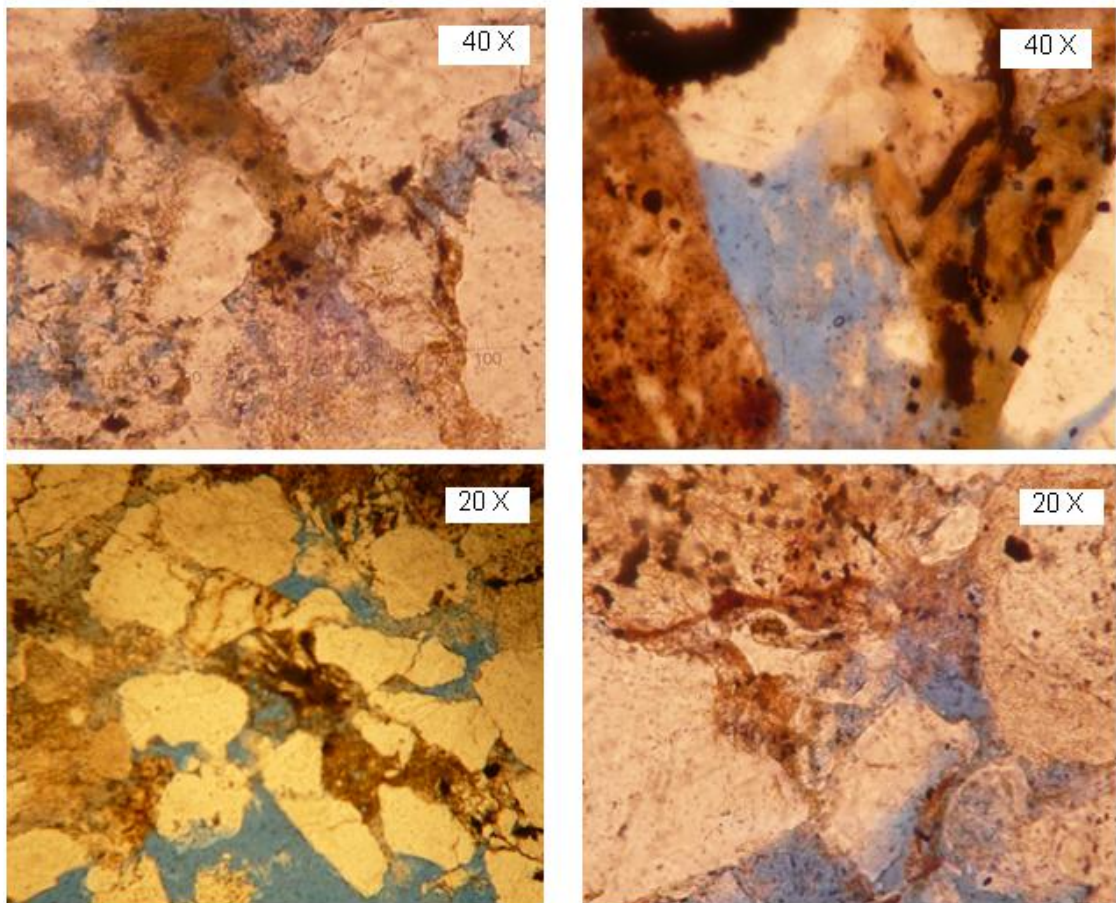
**Figura 79.** Visualización de la mojabilidad del pozo Colorado 27 a SOR.



*Fuente: Autores del Proyecto*

**Colorado 27 a Swirr:** Estructuralmente es masiva, porosidad primaria granosoportada, granos subangulares a subredondeados, el contacto entre granos son longitudinales a cóncavoconvexos. Tamaño de granos fino, predominantemente medio, bien calibrada. Compuesta de cuarzos, feldespatos, líticos (fragmentos de roca). Tiene baja matriz y baja evidencia de cemento. La Figura 80 muestra las soluciones solidificadas a saturación de agua irreducible (Swirr) en la muestra Colorado 27 restaurada. De acuerdo a la distribución de los fluidos se observa que la superficie de los granos están mojados por agua y mojados por aceite lo cual indica que es de mojabilidad neutra.

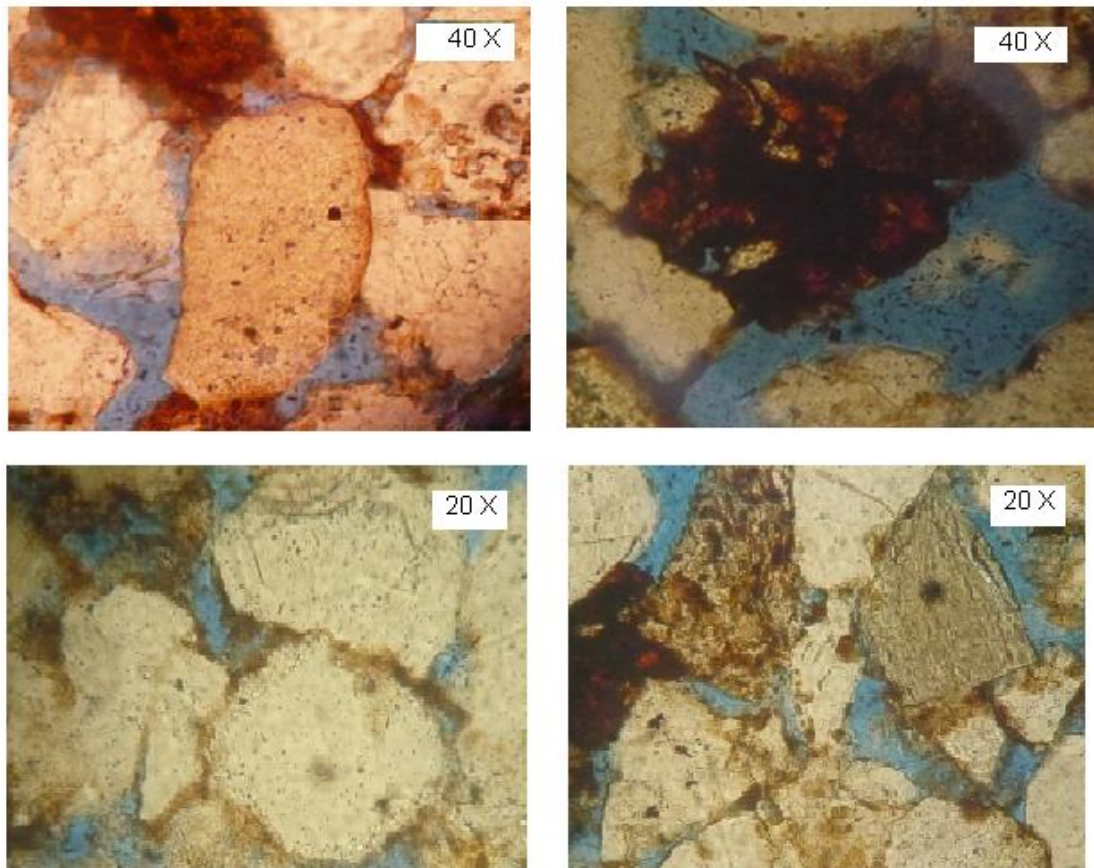
**Figura 80.** Visualización de la mojabilidad del pozo Colorado 27 a Swirr.



*Fuente: Autores del Proyecto*

**Berea:** La muestra presenta altos porcentajes de porosidad primaria, se evidencia muy baja porosidad secundaria. Tamaño de grano fino a medio, es estructuralmente masiva, está compuesta por cuarzos, feldespatos y líticos (fragmentos de roca). Posee precipitación de cemento de carbonato localizado (aislado) y silíceo, tiene armazón de grano fino (granosoportada), los granos tienen una forma subangular a subrodondeada y subesférica a subelongada. La roca presenta un buen calibrado. La Figura 81 muestra las soluciones solidificadas a saturación de agua irreducible (Swirr) en la muestra Berea. De acuerdo a la distribución de los fluidos se observa que la superficie de los granos están mojados por agua y mojados por aceite lo cual indica que es mojada por aceite.

**Figura 81.** Visualización de la mojabilidad de la muestra de Berea.



*Fuente: Autores del Proyecto*

### **5.3 COMPARACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR LA TECNICA CUANTITATIVA Y LA TECNICA CUALITATIVA.**

De acuerdo a los resultados obtenidos por la técnica cuantitativa método Amott-Harvey y la técnica cualitativa método visual se observó que ambas técnicas arrojaron un tipo de mojabilidad neutra como anteriormente se analizó para las muestras de la formación Mugrosa del campo Colorado, lo cual quiere decir que la técnica cualitativa arroja resultados representativos del yacimiento pues es el objetivo que se estaba buscando. Por lo tanto recomendamos aplicar esta metodología para los diferentes análisis relacionados con mojabilidad y si es posible ofrecer este tipo de servicio para la industria petrolera nacional.

Con respecto a la mojabilidad determinada para el campo Colorado de la formación Mugrosa es muy importante el conocimiento de esta propiedad debido a que estas pruebas no habían sido realizadas a nivel experimental con núcleos de la misma formación.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

### 6.1 CONCLUSIONES.

- ✓ Los resultados finales de mojabilidad entre las muestras restauradas durante doscientas horas y las restauradas durante mil horas son iguales. Por consiguiente, las muestras de roca y fluidos de la Formación Mugrosa del Campo Colorado, alcanzan la restauración en sólo 200 horas según lo dicho por el señor Cuiec.
- ✓ En el método de Amott-Harvey se observa que el desplazamiento natural en los primeros días es rápido luego se hace gradual y por último muy lento, por tanto para efectos de avance en el desarrollo de la prueba, se sugiere que de 8 a 10 días es un tiempo razonable para suspender el desplazamiento natural, deducido en promedio de los 6 núcleos analizados y que no altera mayormente los volúmenes obtenidos.
- ✓ Aplicando el método de Amott-Harvey en nuestra investigación para el cálculo de la mojabilidad de la Formación Mugrosa del Campo Colorado, obtuvimos resultados de Mojabilidad neutra para las 6 muestras que se emplearon en esta prueba, puesto que los valores hallados están dentro del rango  $(-0.3 \leq I \leq 0.3)$ .
- ✓ Se adaptó una metodología para determinar experimentalmente la mojabilidad visual, aplicable a cualquier tipo de roca y de fluidos de yacimientos de hidrocarburos.

- ✓ La metodología utilizada para la visualización de la mojabilidad por medio de la técnica cualitativa (método visual) arrojó resultados representativos los cuales eran esperados para validar con la técnica cuantitativa la mojabilidad de la Formación Mugrosa del Campo Colorado, dando un tipo de mojabilidad neutra.
  
- ✓ La metodología del método visual se deja como procedimiento en el Laboratorio de Análisis Petrofísico de la Universidad Industrial de Santander para realizar o prestar sus servicios en la determinación de la mojabilidad de cualquier campo del país y así si mismo puedan desarrollarse más estudios acerca de mojabilidad.

## 6.2 RECOMENDACIONES.

- ✓ Se recomienda utilizar los resultados obtenidos en los estudios de yacimientos y producción para el campo colorado de la formación mugrosa.
- ✓ Realizar un análisis de Difracción de Rayos X (DRX) con el propósito de conocer los minerales presentes en la roca y que permitan tomar los mejores cuidados para no alterar la mojabilidad de la roca (cuando se utilicen fluidos).
- ✓ Se recomienda utilizar las mezclas de monómero estireno, iniciador y colorante azul 14 y resina epóxica SP-111 con su endurecedor SQ-56 y colorante azul 14 a concentraciones de 100 %wt, 1%wt y 1%wt y 100%wt, 20%wt y 1%wt respectivamente para la determinación de la mojabilidad por método visual.
- ✓ Se recomienda saturar las muestras a alto vacío -25 y utilizar gas nitrógeno a una presión entre 400 y 600 psi para garantizar un buen proceso de saturación de la muestra.
- ✓ Se recomienda antes de iniciar las pruebas el estudio de la ficha técnica de estos productos.
- ✓ Se recomienda utilizar los implementos de seguridad para el manejo y manipulación de los productos químicos para esta prueba dado las características de los mismos.
- ✓ Cualquier estudio petrofísico que involucre presión capilar, permeabilidad relativa y propiedades eléctricas deben incluir el proceso e restauración de la mojabilidad.

- ✓ Se recomienda aplicar esta metodología de laboratorio para determinar la mojabilidad visual dado los resultados obtenidos en este trabajo de grado.

## 7. BIBLIOGRAFIA.

1. ALDEMAR CASTILLO; JULIO RIOS. Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para las areniscas de la formación mugrosa del campo colorado bloques I y II. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.
2. AMOTT, E. "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Paper SPE 1167–G. Trans. AIME, Vól 216 (1959). Pág. 156 – 162.
3. AMYX, J, BASS D y WHITING, R. Petroleum reservoir engineering. McGraw Hill; New York, 1960.
4. ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability". Paper SPE 13932, J.P.T. Octubre, 1986. Pág. 1125 – 1144.
5. ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement". Paper SPE 13933. JPT, Nov. 1986. Pág. 1246 – 1262.
6. ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media". JPT. Diciembre, 1986. Pág. 1371 – 1378.
7. ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure". JPT. October, 1987. Pág. 1283 – 1300.

8. ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability". Paper SPE 16323, JPT (Nov. 1987), 1453-1468.
9. CUIEC L. A. Restoration of the natural state of core samples. SPE 5634. 1975.
10. CUIEC L. A. On the necessity of respecting reservoir conditions in laboratory displacement studies. SPE 7785. 1979.
11. BALLARD, T.J. and DAWE, R.A. "Wettability Alteration Induced by Oil Based Drilling Fluid". Paper SPE 17160, Presented at the SPE Formation DamageControl Symposium, Bakersfield, CA. Febrero 8 – 9, 1988. Pág. 149 – 156.
12. BLAS MIGUEL SALGADO. Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2005.
13. DIANA MARCELA CRISTANCHO VELASCO; JORGE MARIO HOYOS. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.
14. DONALDSON, E.C. "Oil – Water – Rock Wettability Measurement". Paper Presented at the Symposium on Chemistry of E.O.R., Atlanta, GA. Marzo 29– Abril 3, 1981. Pág. 110 – 122.

15. DONALDSON, E.C., THOMAS, R.D., and LORENZ, P.B. "Wettability Determination and Its Effects on Recovery Efficiency". Paper SPE 2338, SPEJ, Marzo, 1969. Pág. 13 – 20.
16. ECOPETROL-ICP, 2003. Informe Diagnóstico y Estrategias de recobro Campo Colorado.
17. FABIO RICARDO CORREA JAIMES. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales aplicación campo Colorado. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2008.
18. JORGE EULISES MARIN URTADO; OSCAR MAURICIO SALCEDO VEGA. Aplicación de la mojabilidad en la Ingeniería de Petróleos: Estado del Arte. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 1996.
19. MARCO AURELIO SOSA CARO. Efectos de la mojabilidad en la recuperación secundaria y su determinación. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 1966.
20. NORMA API RP 40.
21. OWENS, W. W. and ARCHER, D, L. "The Effect of Rock Wettability on Oil - Water Relative Permeability Relationships," J. Pet. Tech. 23, pp. 873 - 878, Julio 1971.
22. PRATAP, M., KATHEL, B.P., MEHTA, V.K. and GOYAL, K.L. "Wettability Measurement and its effects on Various Petrophysical Parameters: A Review". Malaviya Ins. Of Petroleum Exp. Oil and Natural Gas Comission, Dehradun. Pág. 73 – 79.

23. RAUL ALBERTO MARULANDA; VICTOR JULIO ORTIZ. Evaluación del método U.S.B.M y aplicación del registro R.F.T a la determinación de la mojabilidad. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 1990.
24. RAZA, S.H., TREIBER, L.E. and ARCHER, D.L. "Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation". Producers Monthly, April 1968. Vól, 32, No 4. Pág. 2 – 7.
25. SHARMA, M.M., and WUNDERLICH, R.W. "The Alteration of Rock Properties Due to Interactions with Drilling Fluid Components". Paper SPE 14302, Presented at the 60th Annual Tech. Conf. and Exhibition, Las Vegas, Nevadas. Septiembre, 16 – 19, 1984.
26. TREIBER, L.E., ARCHER, D.L. and OWENS, W.W. "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil – Producing Reservoirs". Paper SPE 3526, SPEJ. Diciembre, 1972. Pág. 531 – 540.
27. Wael Abdallah Edmonton, Alberta, Canadá; los fundamentos de mojabilidad, Oilfield review, Tomo 18, 2007.
28. WILLIAM A. ZISMAN. "Contact angle, wettability and adhesión the kendall award symposium honoring". Los Ángeles, California. American Chemical Society, 1964.

# ANEXOS