

**EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE APLICACIÓN DE RESINAS QUÍMICAS
COMO MÉTODO DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN
FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS EN EL CAMPO LLANITO**

**GUSTAVO ANDRÉS ARIZA GONZÁLEZ
CRISTIAN ALBERTO ARIZA GARCÍA**

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

2010

**EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE APLICACIÓN DE RESINAS QUÍMICAS
COMO MÉTODO DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN
FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS EN EL CAMPO LLANITO**

**Trabajo de grado como requisito para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**GUSTAVO ANDRÉS ARIZA GONZÁLEZ
CRISTIAN ALBERTO ARIZA GARCÍA**

Director

Ph.D. ZULLY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO

Codirector

Ing. ALEXANDER MARTÍNEZ RAMÍREZ

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

2010

*A esa persona que siempre me motivó a seguir mis sueños
y a alcanzar mis metas
gracias por tu apoyo
gracias a ti Mamá!*

Gustavo Andrés Ariza González.

A Dios, por haberme permitido recorrer este camino y lograr la culminación de esta etapa.

A mi madre, por su constante apoyo, amistad incondicional, entrega y esfuerzo para poder alcanzar esta meta.

A mi padre.

A mi hermana Alejandra.

Cristian Alberto Ariza García

AGRADECIMIENTOS

Los autores hoy comparten sus agradecimientos:

A Ecopetrol-ICP por habernos permitido realizar esta investigación y por la información suministrada del campo Llanito.

A la compañía HALLIBURTON de Colombia por la confianza depositada en esta investigación.

Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos por darnos la oportunidad de crecer como investigadores en el tema de Arenamiento.

Al ingeniero Alexander Martínez por su apoyo incondicional durante nuestro proceso de formación como tesisistas.

Al ingeniero Manuel Guillermo Jaimes por su disposición, entrega y apoyo a nuestra temática de investigación.

Al ingeniero Mauricio Gutiérrez representante de la compañía HALLIBURTON por la valiosa información suministrada y grandes aportes durante cada una de las etapas de realización de este proyecto.

Al ingeniero Jorge Alberto Rojas por su aporte en el área de laboratorio desde el diseño y realización del protocolo de pruebas

A la ingeniera Zully Calderón por su orientación pedagógica en la realización de esta investigación.

A la ingeniera Yenny Mabel Carvajal por su aporte en el tema de realización de pruebas en el laboratorio de mecánica de rocas.

A los auxiliares de laboratorio que con su experiencia ayudaron a la orientación de las pruebas.

A la Universidad Industrial de Santander por formarnos como profesionales de calidad.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	28
1. GENERALIDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	30
1.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	31
1.1.1 Tipo de partículas	31
1.1.2 Porosidad y Permeabilidad	31
1.1.3 Densidad	32
1.1.4 Resistencia	33
1.1.5 Selección	33
1.1.6 Textura	34
1.1.7 Tamaño de las partículas	34
1.1.8 Empaquetamiento	35
1.1.9 Forma de las partículas rocas sedimentarias	36
1.2 TIPOS DE SEDIMENTO Y ROCAS FORMADAS	37
1.2.1 Rocas Clásticas	39
2. GENERALIDADES DEL FENÓMENO DE ARENAMIENTO	41
2.1 CONDICIONES NECESARIAS Y SUFICIENTES PARA DESARROLLO DE PRODUCCIÓN DE ARENA	42
2.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	43
2.2.1 Condiciones naturales	44
2.2.2 Condiciones inducidas	45
2.3 CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	46
2.3.1 Erosión de equipos y accesorios de producción	46
2.3.2 Inestabilidad en las cavidades de producción en el pozo	46
2.3.3 Manejo de sólidos	46
2.4 ENFOQUE GEOMECÁNICO DEL ARENAMIENTO	48
2.4.1 Estado de esfuerzos en un pozo	51

2.4.2 Fuerzas sobre un grano de arena	52
2.4.3 Caída de presión crítica	56
2.4.4 Resistencia al corte (shear strength)	57
2.4.5 Resistencia a la tensión	57
2.4.6 Impacto del agua	58
2.4.7 Cohesión capilar	59
3. ALTERNATIVAS PARA GERENCIAMIENTO, MANEJO Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	61
3.1 PREDICCIÓN DEL ARENAMIENTO	61
3.1.1 Modelos Predictivos de producción de arena	62
3.1.2 Modelos por fallas de tensión o de corte	63
3.1.3 Modelo para predicción de la tasa de producción de arena: Wilson <i>et al.</i>	64
3.1.4 Relación de resistencia efectiva de la formación con medidas de resistencia	67
3.2 MANEJO DE LA ARENA – SAND MANAGEMENT	69
3.3 CONTROL DE ARENAS	71
3.3.1 Métodos mecánicos de control de arena	73
3.3.2 Métodos químicos de control de arena	79
4. GENERALIDADES DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA	81
4.1 PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA DE ARENAS	81
4.1.1 Preflujos	82
4.1.2 Resinas.	83
4.1.3 Diluyentes.	86
4.1.4 Agentes adhesivos.	86
4.1.5 Postflujos.	86
4.2 MÉTODOS DE RECUBRIMIENTO DE GRANO	87
4.2.1 Sistema internamente catalizado con separación de fases.	87
4.2.2 Sistema internamente catalizado con postflujo	90
4.2.3 Sistema externamente catalizado con postflujo	91
4.3 FALLAS EN LOS MECANISMOS DE CONSOLIDACIÓN	93

4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA SISTEMAS DE CONSOLIDACIÓN PLÁSTICA	93
4.4.1 Resistencia compresiva	94
4.4.2 Retención de permeabilidad	94
4.4.3 Tiempo de envejecimiento	95
4.4.4 Resultados de campo	95
4.5 FUENTES DE EVALUACIÓN	96
4.5.1 Publicaciones	96
4.5.2 Datos de laboratorio	96
4.5.3 Datos de campo	98
4.6 PROCEDIMIENTO DE CAMPO	98
4.6.1 Diseño del tratamiento de campo para un sistema de consolidación	98
4.6.2 Diseño de un tratamiento con resinas epóxicas	99
4.6.3 Diseño de un tratamiento con resina furánica	100
4.6.4 Sistemas de resinas fenólicas	101
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	107
5.1 CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LA FORMACIÓN	109
5.1.1 Pruebas a realizar	110
5.1.2 Propiedades petrofísicas de la zona	111
5.1.3 Difracción de Rayos X	114
5.1.4 Análisis SEM	115
5.1.5 Análisis Granulométrico	116
5.1.6 Tiempo de Succión Capilar	122
5.1.7 Ensayos geomecánicos	126
5.2 APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO RESÍNICO	131
5.2.1 Evaluación de Compatibilidad de los productos utilizados	131
5.2.2 Acondicionamiento de plugs y pruebas preliminares	132
5.2.3 Aplicación del tratamiento resínico	134
5.2.4 Procedimiento de prueba	135
5.3 VALIDACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL MÉTODO EN	

LABORATORIO	136
5.3.1 Ensayo Tasa Crítica de Flujo	137
6. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO	141
6.1 ANÁLISIS GEOLÓGICO DEL CAMPO	143
6.1.1 Geología General.	143
6.1.2 Estratigrafía del Área	144
6.2 PROPIEDADES PETROFISICAS DEL CAMPO LLANITO	149
6.2.1 Porosidades y Permeabilidades	149
6.2.2 Saturación de agua	153
6.2.3 Resistividad del agua	154
6.3 MODELAMIENTO DEL FLUIDO	154
6.4 ANÁLISIS DE INGENIERÍA	155
6.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL CAMPO	159
6.5.1 Zona A.	160
6.5.2 Zona B.	160
6.5.3 Zona C.	160
6.5.4 Zona D.	160
6.6 PROBLEMAS ACTUALES	161
7. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA	163
7.1 CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LA FORMACIÓN	163
7.1.1 Selección de Muestras	163
7.1.2 Análisis Bulk (Roca Total)	165
7.1.3 Análisis mineralógico menor a 2 micras	168
7.1.4 Análisis granulométrico	171
7.1.5 Tiempo de Succión Capilar (Capillary Suction Time – CST)	182
7.1.6 Permeabilidad	182
7.1.7 Porosidad & Tamaño de Garganta Poral	183
7.1.8 Caudal crítico para producción de arena	184
7.1.9 Propiedades mecánicas de la Roca	184
7.1.10 Compatibilidad fluido-fluido	185

7.2 APLICACIÓN DE TRATAMIENTO RESÍNICO	192
7.2.1 Descripción de los fluidos empleados	192
7.2.2 Condiciones generales de las pruebas	194
7.2.3 Pruebas Preliminares	194
7.2.4 Primera etapa del diseño experimental: Aplicación de la metodología en plug de grava 70/100	205
7.2.5 Segunda etapa del diseño experimental: Aplicación de la metodología en plug de grava 85/10/5.	219
7.2.6 Tercera etapa del diseño experimental – Aplicación de la metodología en arena de formación.	224
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS	235
8.1 CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LA FORMACIÓN	235
8.1.1 Análisis mineralógico de la formación Mugrosa	235
8.1.2 Análisis granulométrico de la formación mugrosa	235
8.1.3 Tiempo de Succión Capilar (Capillary Suction Time – CST)	236
8.1.4 Permeabilidad	237
8.1.5 Propiedades mecánicas de la roca	237
8.1.6 Evaluación de la compatibilidad de fluido – fluido	237
8.2 APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO RESÍNICO	238
8.2.1 Pruebas preliminares	238
8.2.2 Primera etapa del diseño experimental: grava 70/100	240
8.2.3 Segunda etapa del diseño experimental: evaluación del protocolo 1 en plug 85/10/5	241
8.2.4 Tercera etapa del diseño experimental: evaluación del protocolo 1 en la arena de la formación	242
8.3 EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO	242
8.3.1 Pruebas con plug sintético de grava 70/100.	242
8.3.2 Pruebas con plug sintético de grava 85/10/5.	244
8.3.3 Pruebas con arena de la formación.	245
8.4 Integración de las pruebas de efectividad del tratamiento	246

9. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO EN CAMPO	249
9.1 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS	257
9.1.1 OPEX	258
9.1.2 Depreciaciones, amortizaciones, impuestos e intereses	259
9.1.3 CAPEX	261
CONCLUSIONES	269
RECOMENDACIONES	271
BIBLIOGRAFIA	273

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de sedimentos pobremente sorteados y bien sorteados.	33
Figura 2. Efecto de tamaño y redondez de sedimentos.	35
Figura 3. Forma de rocas sedimentarias a partir de la esfericidad y redondez presente.	37
Figura 4. Cavidades formadas alrededor del revestimiento por el fenómeno de arenamiento, zonas de esfuerzo presentes.	49
Figura 5. Estructuras puente de arena y arco de arena generadas en la entrada de un perforado.	50
Figura 6. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo.	51
Figura 7. Grano de arena en la pared de una cavidad cilíndrica.	53
Figura 8. Flujo de fluidos sobre un elemento de volumen de roca.	54
Figura 9. Fuerza de arrastre F_h actuando sobre un grano de arena comparada con las fuerzas F_r necesarias para remover el grano.	56
Figura 10. Esfuerzos tangenciales en la pared del pozo.	67
Figura 11. Factor de escalamiento para presiones de colapso calculadas con TWC a relaciones OD/ID grandes.	68
Figura 12. Aumento de la presión de colapso TWC en areniscas Castlegate a diferentes relaciones OD/ID.	68
Figura 13. Ejemplos de Liners ranurados.	74
Figura 14. Completamiento con típico con Stand Alone Screen.	74
Figura 15. Ejemplos de mallas tipo Wire-wrap y Pre-pack.	77
Figura 16. Frac Pack Screenless.	79
Figura 17. Objetivos de la consolidación química.	82
Figura 18. Reacción química correspondiente a las resinas fenólicas.	84
Figura 19. Polimerización de la resina epóxica.	85
Figura 20. Polimerización de la resina furánica.	85

Figura 21. Esquema del método de recubrimiento de grano internamente catalizado con separación de fases.	89
Figura 22. Esquema del método de recubrimiento de grano internamente catalizado.	91
Figura 23. Esquema del método de recubrimiento de grano externamente catalizado.	92
Figura 24. Esquema del modelo lineal utilizado para hacer pruebas de la de consolidación plástica bajo flujo lineal.	97
Figura 25. Esquema del modelo radial utilizado para hacer pruebas de la consolidación plástica bajo flujo radial.	97
Figura 26. Etapas de evaluación de la metodología de consolidación química. ...	108
Figura 27. Metodología de control de arena mediante consolidación química de resinas.	109
Figura 28. Ejemplo de la distribución granulométrica de una muestra con buena selección y una muestra con mala selección.	117
Figura 29. Equipo empleado en la prueba de tiempo de succión capilar.	124
Figura 30. Principio de operación prueba de medición de resistencia a la tensión – Brazilian Test.	127
Figura 31. Plug en el equipo del ensayo UCS.	130
Figura 32. Diagrama de la evaluación de compatibilidad de los productos.	132
Figura 33. Fase de acondicionamiento del plug.	134
Figura 34. Ubicación del Campo Llanto.	142
Figura 35. División por bloques del campo.	143
Figura 36. Columna estratigráfica generalizada del Valle medio del Magdalena.	147
Figura 37. Mapa de espesores netos, Zona C – Formación Mugrosa.	148
Figura 38. Mapa de porosidad Zona B – Formación Mugrosa.	151
Figura 39. Mapa de porosidad Zona C – Formación Mugrosa.	152

Figura 40. Mapa de producción acumulada de aceite, Zona C – Formación Mugrosa.	157
Figura 41. Último recobro estimado, Zona C – Formación Mugrosa.....	158
Figura 42. Mapa de reservas estimadas de aceite, Zona C – Formación Mugrosa.	159
Figura 43. Resultados composición roca total pozo Llanito 18.	166
Figura 44. Resultados composición roca total pozo Llanito 117.	168
Figura 45. Resultados fracción menor a 2 micras pozo Llanito 18.....	169
Figura 46. Resultados fracción menor a 2 micras pozo Llanito 117.....	170
Figura 47. Resultados granulometría para muestras del pozo Llanito 18.	171
Figura 48. Resultados granulometría para muestras del pozo Llanito 117.....	172
Figura 49. Distribución de clases de tamaño de grano para las muestras tomadas del pozo Llanito 117.....	173
Figura 50. Distribución de clases de tamaño de grano para las muestras tomadas del pozo Llanito 18.....	174
Figura 51. Resultados del criterio de uniformidad de Tiffin (D40/D90) para muestras del pozo Llanito 18.....	175
Figura 52. Resultados del criterio de uniformidad de Tiffin (D40/D90) para muestras del pozo Llanito 117.....	176
Figura 53. Resultados del criterio de Sausier estándar (D50) para muestras del pozo Llanito 18.	177
Figura 54. Resultados del criterio de Sausier estándar (D50) para muestras del pozo Llanito 117.	177
Figura 55. Resultados relación de tamaño máximo y mínimo de partícula (D10/D95) para muestras del pozo Llanito 18.	178
Figura 56. Resultados relación de tamaño máximo y mínimo de partícula (D10/D95) para muestras del pozo Llanito 117.	179
Figura 57. Fracción del plug consolidado en la primera prueba correspondiente a la parte de salida del fluido inyectado.	196

Figura 58. Fracción del primer plug consolidado correspondiente a la zona de salida o producción de los fluidos de tratamiento inyectados.....	196
Figura 59. Primer plug sintético completo en la manga de caucho después de la consolidación. La zona de inyección corresponde a la izquierda, el otro extremo (derecho) corresponde a la zona de producción.	197
Figura 60. Segundo plug sintético de grava 20/40 consolidado.....	199
Figura 61. Vista general del segundo plug sintético consolidado arena 20/40. ...	199
Figura 62. Fracción del plug consolidado en la prueba correspondiente a un tiempo de curado de 48 horas para arena tipo 70/100.....	201
Figura 63. Segmento del plug consolidado correspondiente a la zona de salida o producción de los fluidos de tratamiento inyectados (o zona más lejana a la cara del pozo en la formación).	201
Figura 64. Plug sintético completo en la manga de caucho después de la consolidación.....	202
Figura 65. Comparación de las tres pruebas realizadas. El sector izquierdo corresponde a la zona de inyección de fluidos de desplazamiento; el lado derecho corresponde a la zona de salida de los fluidos de desplazamiento.	202
Figura 66. Resultados de cuarta prueba de consolidación química con arena 70/100. El fluido utilizado en preflujos y postflujos corresponde a salmuera.....	205
Figura 67. Resultados de quinta prueba de consolidación química con arena 70/100. El fluido utilizado en preflujos y postflujos corresponde a diesel.	207
Figura 68. Resultados de sexta prueba de consolidación química con arena 70/100. Verificación de la efectividad del protocolo 1.....	208
Figura 69. Determinación del retorno de permeabilidad para el plug sintético de grava 70/100.	210
Figura 70. División del plug 70/100 consolidado para realización de pruebas de determinación de efectividad en el tratamiento de consolidación.....	211

Figura 71. Secciones analizadas mediante SEM.....	212
Figura 72. Patrón de muestreo y micrografías en los cortes longitudinales.....	213
Figura 73. Porción del plug consolidado de grava 70/100 tomado para la prueba UCS antes y después de la prueba (derecha).	214
Figura 74. Micrografías de la sección longitudinal de la zona de entrada de los fluidos de consolidación.....	215
Figura 75. Micrografías de la sección longitudinal de la zona de media del plug.	216
Figura 76. Micrografías de la sección longitudinal de la zona de salida de los fluidos de consolidación.	217
Figura 77. Variación del diferencial de presión y permeabilidad durante la prueba de tasa crítica de flujo para la producción de sólidos en el plug 70/100.....	218
Figura 78. Determinación del retorno de permeabilidad para plug 85/10/5.	221
Figura 79. Porción del plug consolidado de grava 85/10/5 tomado para la prueba UCS.....	222
Figura 80. Plug 85/10/5 después de alcanzar el esfuerzo máximo de compresión antes del fallamiento.	222
Figura 81. Variación del diferencial de presión y permeabilidad durante la prueba de tasa crítica de flujo del plug 85/10/5.	223
Figura 82. Plug formado a partir de arena suelta de la formación después del tratamiento resínico.	224
Figura 83. Distribución granulométrica de la población total de muestras de Llanito (caso base).	227
Figura 84. Población con los valores menos desviados, población promedio.	228
Figura 85. Núcleo de la formación Mugrosa correspondiente al intervalo 6596 a 6597.	229
Figura 86. Variación del diferencial de presión y permeabilidad durante la prueba de tasa crítica de flujo del plug 85/10/5.	230
Figura 87. Plug de arena de la formación obtenido después de la consolidación, vista transversal y longitudinal.	232

Figura 88. Determinación del retorno de permeabilidad para plug de arena de la formación.....	233
Figura 89. Resultados de prueba de tasa crítica de flujo para plug consolidado de arena de la formación.....	234
Figura 90. Comparación del retorno de permeabilidad de las pruebas realizadas.....	247
Figura 91. Valores de resistencia a la compresión uniaxial no confinada.....	247
Figura 92. Comparación de la tasa crítica de producción de finos las muestras consolidadas.....	248
Figura 93. Metodología de gerenciamiento y exclusión de arena en los campos de Ecopetrol.....	251
Figura 94. Comparación de VPN y VPI para alternativas de gerenciamiento y/o control de arena.....	266
Figura 95. Relación Costo/Beneficio para alternativas de gerenciamiento y/o exclusión de arena.....	267
Figura 96. Comparación de VPN para diferentes alternativas de gerenciamiento y/o exclusión de arena en el intervalo productor del pozo Llanito 117.....	267

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Escala de Wentwort para clasificar rocas clásticas por textura.....	36
Tabla 2. Escala de Atterberg utilizada para clasificación del grado de la arena. ...	40
Tabla 3. Clasificación de las rocas sedimentarias siliclásticas basada en sus propiedades físicas.	40
Tabla 4. Impacto del arenamiento en varios ambientes.....	70
Tabla 5. Propiedades de los distintos tipos de resinas.	87
Tabla 6. Diseño del tratamiento para un sistema de consolidación con resina epóxica.....	103
Tabla 7. Diseño del tratamiento para un sistema de consolidación con resina furánica (o fenólica / furánica).	104
Tabla 8. Diseño del tratamiento para un sistema de consolidación con resina fenólica.....	105
Tabla 9. Procesos de consolidación plástica comerciales.	106
Tabla 10. Criterio de Saucier para determinación de tamaños de grava.	120
Tabla 11. Parámetros granulométricos y valores según el criterio de Tiffin.....	121
Tabla 12. Caudales de inyección en laboratorio (Q lab) y su equivalencia a caudal de inyección en campo, Q.	140
Tabla 13. Propiedades y características de la roca – Campo Llanito.	151
Tabla 14. Propiedades de la roca - Campo Llanito.....	153
Tabla 15. Valores promedios de resistividad del Agua de Formación para el campo Llanito-Gala-Galán-San Silvestre.....	154
Tabla 16. Propiedades de la roca - Campo Llanito.	155
Tabla 17. Información actualizada de los pozos - Campo Llanito 2008.....	156
Tabla 18. Muestras seleccionadas para análisis de caracterización de la formación de interés en el campo Llanito.....	164
Tabla 19. Resultados análisis bulk roca total para el pozo Llanito 18.....	165

Tabla 20. Resultados análisis bulk roca total para el pozo Llanito 117.....	167
Tabla 21. Resultados análisis para partícula menor a 2 micras del pozo Llanito 18.....	169
Tabla 22. Resultados análisis para partícula menor a 2 micras del pozo Llanito 117.....	170
Tabla 23. Resultados criterios de Tiffin, Saucier Standard y relación tamaño de partícula mínima y máxima para las muestras tomadas del pozo Llanito 18.....	180
Tabla 24. Resultados criterios de Tiffin, Saucier Standard y relación tamaño de partícula mínima y máxima para las muestras tomadas del pozo Llanito 117.....	181
Tabla 25. Resultados de pruebas de Tiempo de Succión Capilar para muestras de los pozos Llanito 18 y Llanito 117.....	183
Tabla 26. Factores de corrección para valores de UCS obtenidos a partir de registros y ajuste con los valores obtenidos de pruebas de laboratorio.	185
Tabla 27. Formulación de salmuera utilizada.	186
Tabla 28. Tratamiento Orgánico 1: productos de HALLIBURTON.....	186
Tabla 29. Tratamiento Orgánico 2: productos de PETROCARIBE.	187
Tabla 30. Resultados prueba de compatibilidad fluido-fluido para con Salmuera NH ₄ Cl.	189
Tabla 31. Resultados prueba de compatibilidad fluido-fluido para con productos de HALLIBURTON.....	190
Tabla 32. Resultados prueba de compatibilidad fluido-fluido para con productos de PETROCARIBE.	191
Tabla 33. Composición y viscosidad de la salmuera empleada.....	192
Tabla 34. Composición del diesel.	193
Tabla 35. Propiedades de la resina Sandtrap 225.....	194
Tabla 36. Resultados de la primera prueba de consolidación química con arena 20/40.	195

Tabla 37. Resultados de segunda prueba de consolidación química con arena 20/40.	198
Tabla 38. Resultados de tercera prueba de consolidación química con arena 70/100.	200
Tabla 39. Diseño experimental para el estudio de la efectividad del tratamiento de consolidación química	204
Tabla 40. Parámetros de la cuarta prueba de consolidación química con arena 70/100.	206
Tabla 41. Parámetros de la quinta prueba de consolidación química con arena 70/100.	207
Tabla 42. Resultados de sexta prueba de consolidación química con arena 70/100.	209
Tabla 43. Resultado de la prueba UCS del plug consolidado de grava 70/100.	218
Tabla 44. Parámetros y resultados de la séptima prueba de consolidación química.....	220
Tabla 45. Resultado de la prueba UCS del plug consolidado de grava 85/10/5.	223
Tabla 46. Parámetros y condiciones de la Novena prueba de consolidación.	231
Tabla 47. Parámetros operacionales utilizados para el estudio económico.....	252
Tabla 48. Costos estimados de implementación de tecnologías de gerenciamiento y exclusión de arena.	253
Tabla 49. Producción de los intervalos candidatos a partir de las metodologías de control de arena evaluadas.....	255
Tabla 50. Estadística de trabajos asociados al arenamiento realizados para el pozo Llanito 117.	256
Tabla 51. Costos anuales de estos trabajos y el promedio de producción de crudo/día activo en el pozo para el año 2009.....	256
Tabla 52. Cotización promedio del crudo por año.....	256

Tabla 53. Ingresos asociados a la producción de crudo según evaluación de 3 años.....	258
Tabla 54. Cálculos de OPEX para la evaluación económica.....	259
Tabla 55. Cálculos de impuestos para la evaluación económica.....	261
Tabla 56. Resultados de CAPEX para evaluación económica.	262
Tabla 57. Flujo de caja general para evaluación de metodología implementada.....	262
Tabla 58. Indicadores económicos de la evaluación.....	263
Tabla 59. Indicadores financieros para intervalo de evaluación (6596-6645).	264

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE APLICACIÓN DE RESINAS QUÍMICAS COMO MÉTODO DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS EN EL CAMPO LLANITO¹

AUTORES: ARIZA GARCÍA Cristian Alberto, ARIZA GONZÁLEZ Gustavo Andrés²

PALABRAS CLAVE: Consolidación química, resinas, producción de arena, control de arena, retención de la permeabilidad, resistencia compresiva uniaxial.

El desarrollo del proyecto de “Evaluación de la Efectividad de Aplicación de Resinas Químicas como Método de Control de Producción de Arena En Formaciones Poco Consolidadas en el Campo Llanito”-consta de tres etapas que corresponden a la caracterización de la formación, seguida la aplicación de la metodología a nivel de laboratorio para las muestras identificadas, y la validación de la efectividad del tratamiento de consolidación química.

La primera etapa consistió en la recolección de la información sobre las propiedades de la roca que influyen en el desarrollo y evaluación de la metodología, como lo son las propiedades petrofísicas básicas, las propiedades mecánicas, granulometría y compatibilidad de fluidos.

En la segunda etapa, se desarrolló la metodología de consolidación química y a través de ensayos preliminares se logró establecer aquellos parámetros que influyen en la implementación de un tratamiento de consolidación para una formación poco consolidada.

La última etapa comprendió la evaluación de la efectividad del tratamiento a través de pruebas como resistencia uniaxial no confinada, determinación del retorno de permeabilidad, cálculo de la tasa crítica de producción de sólidos y escaneo por microscopía electrónica (análisis SEM). De igual forma, se realizó un estudio de factibilidad económica para la aplicación de la metodología en un intervalo del pozo de estudio en el campo Llanito.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Programa de Ingeniería de Petróleos, Director, Ing. Zully H. Calderón Carrillo, Coodirector Ing. Alexander Martínez Ramírez.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE EFFECTIVITY IN THE APPLICATION OF CHEMICAL RESINS AS SAND CONTROL METHOD IN UNCONSOLIDATED FORMATIONS AT LLANITO FIELD.¹

AUTHORS: ARIZA GARCÍA Cristian Alberto, ARIZA GONZÁLEZ Gustavo Andrés²

KEYWORDS: chemical consolidation, resins, Sand Production, Sand Control, Permeability retention, uniaxial compressive strength.

Development of the project of degree “Evaluation of the Effectivity in the application of Chemical Resins as Sand Control Method in unconsolidated formations at Llanito Field” have three stage: the formation characterization, application of the method at laboratory level for the indentified samples, and the validation of the chemical consolidation method.

The first stage consisted in the information collect related with the rock properties which affect the development and the methodology evaluation, like basic petrophysics properties, rock mechanical properties, granulometry and fluids compatibility.

At second stage, was developed the chemical consolidation methodology, th preliminary tests was achieved establish those parameters which influence in the implementation of a chemical consolidation methodology for a poorly consolidated formation.

The last stage, involved the treatment effectivity evaluation using test as UCS unconfined compressive strength, permeability return, critical solid production rate and scanning electronic microscopy. In similar way, was developed an economical factibility study for the application of this methodology in a well interval at Llanito Field.

¹ Project of degree

² Faculty of Physical-chemical Engineering, Petroleum Engineering Program, Director Ing Zully H. Calderón Carrillo, Co-director Ing Alexander Martínez Rodríguez.

INTRODUCCIÓN

Las rocas con poca consolidación son bastante comunes en las formaciones productoras del mundo, de acuerdo a Nouri *et al.* (2004), el 70% de los yacimientos a nivel mundial se encuentran en formaciones con rocas pobremente consolidadas, esta falta de consolidación se debe a la ausencia de material cementante entre los granos y generalmente se da en rocas geológicamente jóvenes, por lo tanto existe una tendencia a la producción de arena. Entre los factores que generan la producción de arena se tiene este grado de consolidación de la roca, las fuerzas de arrastre generadas por los fluidos producidos y los altos cortes de agua que implícitamente llevan el efecto de las fuerzas capilares.

Dado que los problemas que genera la producción de arena en estas formaciones van desde la restricción de las tasas de producción del pozo, erosión de equipos de superficie y subsuelo a la generación de cavidades alrededor del casing que pueden ocasionar colapso de la formación, históricamente se ha intentado dar una solución a estos mediante la aplicación de métodos de control de arenas a los cuales es posible clasificar desde métodos mecánicos y métodos químicos. Entre los métodos mecánicos se tiene la aplicación de liners ranurados, mallas y empaques con grava; como método de control químico se tiene la consolidación de la formación mediante la inyección de resinas polimerizables que generan un cemento artificial entre los granos sueltos.

La metodología de consolidación química implica la inyección de una serie de compuestos químicos dentro de la formación no consolidada, mojando la arena no consolidada y logrando una cementación artificial de los granos en sus puntos de contacto generando así una matriz consolidada; el exceso de material es posteriormente desplazado con flujos subsecuentes con el fin de limpiar los

espacios porosos y lograr una mayor retención de la permeabilidad.

En este trabajo se modificó la metodología de consolidación química propuesta inicialmente por HALLIBURTON (*NGuyen et al. SPE 106592, 2007*) para el control de arena, la cual sufrió algunos cambios hasta llegar a la metodología presentada en esta investigación.

Para el desarrollo de la metodología, se trabajó con datos del campo Llanito, el cual hace parte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y se ubica al norte de la ciudad de Barrancabermeja

Con la investigación realizada se evaluó la efectividad de aplicación de la metodología de consolidación química en diferentes escenarios; Inicialmente se trabajo con gravas sintéticas de igual tamaño para evaluar el comportamiento de la resina en un escenario homogéneo y conocer los parámetros que más influyen en el proceso de consolidación. Posteriormente se trabajó con arenas sintéticas pero incluyendo un porcentaje representativo de arcilla con el fin de observar la influencia de las arcillas en la calidad de la distribución de la resina a lo largo del plug. Finalmente, se utilizaron plugs del área de estudio para evaluar el comportamiento del tratamiento de consolidación en un escenario que representara las condiciones de campo. Posterior a la consolidación, se realizaron ensayos de tasa crítica de producción de sólidos, resistencia compresiva uniaxial (UCS), y Escaneo por Microscopía Electrónica (SEM) para evaluar la efectividad del tratamiento.

Finalmente, se realizó una evaluación económica de aplicación de la metodología con los resultados obtenidos en la prueba de consolidación realizada en arena de la formación.

1. GENERALIDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

Las rocas sedimentarias, denominadas por algunos autores como Secundarias (*Tyrrel, 1981*) se originan mediante la acumulación mecánica de minerales y fragmentos de roca por la actividad de compuestos químicos que precipitan a partir de las soluciones en las cuales se encuentran disueltos. La característica más importante de las rocas sedimentarias es que se disponen en estratos o capas unas encima de las otras formando “paquetes” o secuencias que se diferencian entre sí, por lo que se les designa con el nombre de rocas estratificadas.

Las rocas sedimentarias se producen a partir de procesos de acumulación y precipitación de partículas y compuestos químicos que originan un sedimento, el cual se puede establecer en grandes cantidades de diferentes ambientes de depositación. Posteriormente esos materiales son litificados por procesos de enterramiento y compactación, a baja temperatura y baja presión, resultando finalmente una roca sedimentaria.⁵

Los sedimentos forman una capa superficial relativamente delgada de la corteza de la Tierra que cubre las rocas ígneas o metamórficas que las subyacen. Se ha estimado que las rocas sedimentarias constituyen un poco más del 5% de las rocas de la corteza; dentro de este porcentaje las proporciones de los tres principales tipos sedimentarios son las lutitas y arcillas 4%; areniscas 0,75% y calizas 0,25%.⁶

⁵ MANUAL DE LABORATORIO: GEOLOGÍA FÍSICA 2005.
Victor Manuel Caballero, Luis Enrique Cruz, Eduardo Castro. 2005 UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. p. 61 – 67. Laboratorio 4
CAPITULO 5. IDENTIFICACIÓN DE ROCAS SEDIMENTARIAS EN MUESTRAS DE MANOS.

⁶ BLYTH, F.G.H. Geología para ingenieros. Mexico: Compañía Editorial Continental, 1998. p.163.

1.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

Los procesos de formación y transporte le generan características al sedimento que luego se reflejan en la roca. Es así como el tipo de partícula, selección, textura, redondez de las partículas y las estructuras sedimentarias preservadas corresponden a propiedades que son el resultado de la historia y condición de generación del sedimento.

1.1.1 Tipo de partículas

Las rocas sedimentarias están formadas por agrupaciones de partículas denominadas sedimento. El sedimento es cualquier material sólido, en suspensión o disuelto en el agua, de origen orgánico como inorgánico e incluye: fragmentos de roca, fragmentos de minerales, minerales arcillosos, detritos de plantas, restos orgánicos marinos, material de arrecifes, residuos, lodo, sedimento piroclástico de erupciones volcánicas y sales disueltas en el agua.

1.1.2 Porosidad y Permeabilidad

Estas propiedades dan información del volumen de hidrocarburos que se puede encontrar en un yacimiento. Adicionalmente, la presencia de poros en una roca implica la disminución de su resistencia y el aumento en la tendencia a la deformación. Las areniscas y rocas carbonatadas presentan un gran rango de porosidades y otras propiedades mecánicas. Las rocas ígneas que han sido debilitadas por fenómenos climáticos presentan porosidades más altas y resistencias más bajas que aquellas que no han sufrido dichos procesos.

La porosidad \emptyset es definida como el porcentaje de espacios vacíos en una roca, es decir, la ecuación 1.1 presenta esta definición:

$$\emptyset = \frac{\text{volumen de vacíos}}{\text{volumen total}} \times 100 \quad 1.1$$

La relación de espacios vacíos a la materia sólida, es conocida como relación de vacíos, e y se expresa a través de la (ecuación 1.2):

$$e = \frac{\text{volumen de vacíos}}{\text{volumen de sólidos}} \times 100 \quad 1.2$$

La relación entre estas dos cantidades está dada por la ecuación 1.3:

$$\emptyset = \frac{e}{(1+e)} \quad \text{y} \quad e = \frac{\emptyset}{(1-\emptyset)} \quad 1.3$$

De acuerdo a lo anterior se puede inferir el hecho que las arcillas a pesar de tener poros mucho más pequeños que las arenas, puedan presentar mayor porosidad.

1.1.3 Densidad

Esta propiedad da alguna información sobre la consistencia de los granos. La densidad se define como la relación entre la masa y el volumen. De ahí que sea necesario diferenciar entre densidad de grano seco, saturado y neto. Entre mayor cantidad de rocas contengan densidades de grano similares, los valores de porosidad y densidad neta serán altamente correlacionables; por otro lado, una baja densidad de la roca usualmente implica una porosidad alta.

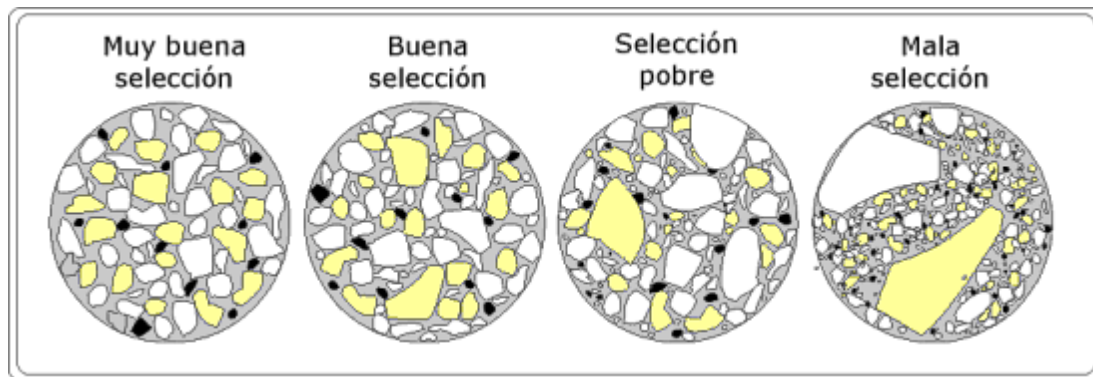
1.1.4 Resistencia

Esta propiedad refleja la presencia de compactación en la roca. De igual manera, la resistencia a la roca es influenciada por su mineralogía; por el contacto entre partículas, así como por varios fenómenos geológicos de la roca.⁷

1.1.5 Selección

Al depositar sedimentos una corriente selecciona las partículas por tamaños o por densidad separándolos y acumulándolos en sitios diferentes, ese proceso se llama *Selección o sorteado* (sorting). Una roca es bien seleccionada cuando la mayor parte de sus partículas tienen el mismo tamaño, y mal seleccionada cuando existen muchos tamaños de granos juntos; en la figura1 se observan sedimentos bien sorteados y pobremente sorteados.

Figura 1. Esquema de sedimentos pobremente sorteados y bien sorteados.



Fuente: Fundación Valero C.E.S, University of Wales. Rocas sedimentarias. 2003.

⁷ ROCK MECHANICS, Jean Claude Roegier PhD University of Oklahoma.

Por otro lado, cuando la roca no presenta selección seguramente se presentará más de una fracción de tamaño que se distribuye en la roca formando una matriz (el material más fino) y granos o clastos (el material más grueso); esta relación puede dar información sobre el lugar y el ambiente donde fue formada.⁸

1.1.6 Textura

La textura de una roca sedimentaria revela la forma de depositación del sedimento, la diagénesis durante el sepultamiento y el subsecuente intemperismo cuando es levantada y expuesta a la superficie terrestre.⁹

1.1.7 Tamaño de las partículas

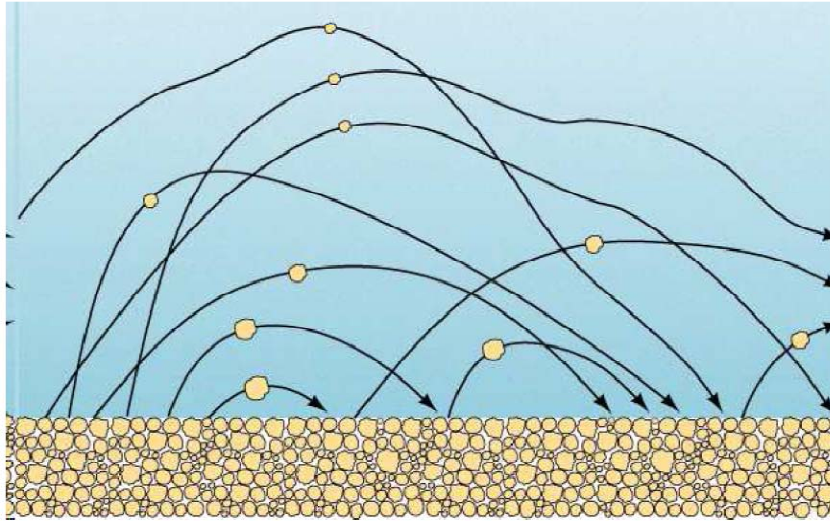
Otra propiedad heredada del sedimento se refiere al tamaño de las partículas que constituyen la roca, el cual depende de la distancia de transporte: a mayor distancia menor tamaño de partículas, a menor distancia mayor el tamaño. En la figura 2, se muestra la forma como la distancia incide en el tamaño de las partículas.

Los tamaños de partículas sedimentaria varían desde unos pocos micrones hasta guijarros de varios centímetros de diámetro; y generalmente se agrupan en tres poblaciones de tamaño: las gravas (partículas mayores a 2mm), arenas (entre 1/16 y 2mm) y lodos (<1/16 mm).

⁸ CABALLERO, Op.cit., p.63.

⁹ BLYTH, Op.cit., p. 164.

Figura 2. Efecto de tamaño y redondez de sedimentos.



Fuente: Sedimentología aplicada al control de arena. Jose Ramón Pérez, Schlumberger Completions. Bucaramanga, 30 de abril de 2009.

Dependiendo de las fracciones que predominan en una roca se generarán los conglomerados, areniscas o lodolitas si las fracciones son gruesas, finas o muy finas, respectivamente. Para determinar el tamaño de grano se utiliza una escala de tamaño denominada escala de Wentworth, la cual tiene en cuenta parámetros como el diámetro de partícula en mm, nombre de la población y fracciones de sedimento no consolidado y el correspondiente de la roca clástica generada después de la litificación. Esta escala se muestra en la tabla 1:

1.1.8 Empaquetamiento

Esta propiedad resulta principalmente de los tamaños de granos depositados. En muchos depósitos arenosos los granos se acumulan en una configuración que puede ser poco alterada por sobrecargas posteriores. En cambio, los depósitos de grano fino como las lutitas poseen por lo general una estructura abierta cuando se acumulan y son susceptibles a cambios considerables en el empaquetamiento como en la presión de

sobrecarga que aumenta. El cambio de empaquetamiento que acompaña al sepultamiento de cualquier sedimento resulta de los procesos de consolidación.

Tabla 1. Escala de Wentwort para clasificar rocas clásticas por textura.

Diámetro Part. Mm	Nombre fracción	Nombre Población	Nombre de la roca Generadora
64	Guijarros	GRAVAS	CONGLOMERADO
4	Guijas		
2	Granulos		
	Arena Muy Gruesa		
1	Arena Gruesa	ARENAS	ARENISCAS
	Arena Media		
0,5	Arena Fina		
0,25	Arena Muy Fina		
	Limo		LIMOLITAS
0,125	Arcilla	LODOS	ACILLOLITAS
0,0625			
0,0039			

Fuente: Manual de Laboratorio: Geología Física 2005. Universidad Industrial de Santander. p.63.

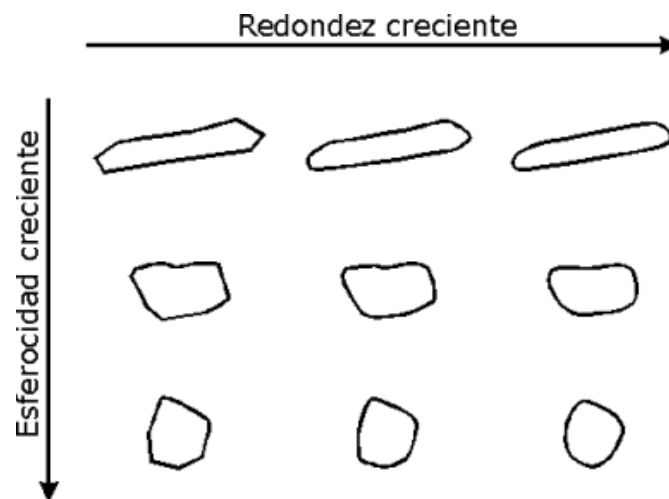
1.1.9 Forma de las partículas rocas sedimentarias

La forma de las partículas de una roca sedimentaria se puede describir en relación con su esfericidad y su redondez. La esfericidad mide qué tan cerca la forma del grano está

a la de una esfera. De acuerdo a lo anterior, se puede presentar una esfericidad alta o baja. Entre tanto, la redondez se refiere al grado de angulosidad o curvatura de las esquinas o bordes de un grano o partículas de las rocas sedimentarias y representa el grado de desgaste sufrido durante el transporte.

El incremento en la redondez es producto del desgaste por rozamiento entre partículas a medida que ocurre su transporte.

Figura 3. Forma de rocas sedimentarias a partir de la esfericidad y redondez presente.



Fuente: <http://profesores.sanvalero.net/~w0548/sedimentarias.html>, 2003.

1.2 TIPOS DE SEDIMENTO Y ROCAS FORMADAS

De acuerdo al tipo de sedimento y a los procesos por los que son formadas, comúnmente se han distinguido tres familias principales de rocas sedimentarias:

Rocas sedimentarias Clásticas o detríticas.

Rocas sedimentarias Químicas.

Rocas sedimentarias Organogénicas.

No obstante, estos grupos no están precisamente definidos, ya que pasan imperceptiblemente de un grupo a otro, debido a que los factores que han contribuido a la formación de una roca en particular, pueden ser múltiples. Por lo tanto, se encuentran dificultades para incluir algunas rocas en cualquiera de los tres grupos en mención, resultando orígenes combinados. Para efectos de esta investigación se hará enfoque en las Rocas Clásticas.

- *Facies*

En cualquier momento dado pueden formarse variados tipos de depósitos en diferentes ambientes, tales como los depósitos marinos, continentales y lacustres. La caracterización de una formación en particular suministra información acerca de los materiales que la componen, sus texturas, fósiles contenidos y otros caracteres. Todos estos rasgos juntos distinguen una roca y son conocidos como sus facies y de ellos se obtienen deducciones acerca del ambiente en que fue formada la roca.

- *Ambientes de depositación*

La composición y texturas de las rocas sedimentarias están controladas por los procesos que han operado durante su formación; y estos procesos, a su vez, son gobernados por el ambiente bajo el cual tiene lugar la sedimentación. Se han identificado 3 ambientes principales; como lo son el continental, el de plataforma marina y el de mar abierto profundo.

1.2.1 Rocas Clásticas

En las rocas clásticas, (clastos = partículas), el sedimento, está compuesto de fragmentos que han sido generados a partir de rocas preexistentes (material parental) y han sido transportados mecánicamente rodando, saltando o en suspensión, ya sea por agua, hielo, viento o por fuerza de gravedad.

Con base en el porcentaje de partículas de grava, lodo, arena o arcillas, las rocas clásticas pueden clasificarse según la predominación de uno de esos tamaños. De acuerdo a lo anterior, se observa que en las areniscas predomina el tamaño de partícula tipo arena, el cual es más pequeño que el tamaño de partícula tipo grava (el constituyente de los conglomerados); además pueden ser arrastradas a distancias considerables desde su lugar de origen ya sea por el viento o por el agua, y depositadas en lugares en que estas corrientes pierden velocidad.

El componente principal de las areniscas son los granos de cuarzo, por su resistencia a la alteración química y su dureza, los que terminan por presentar buena redondez si se acumulan lejos de su lugar de origen (mayor tiempo de transporte). Las areniscas se depositan hoy en día a lo largo de ríos de poca velocidad, en deltas, en playas, en áreas de dunas y en el fondo del mar de áreas cercanas a la desembocadura de ríos.

De manera similar, Atterberg propuso una escala de división de arenas de acuerdo al tamaño de partícula la cual es utilizada para la descripción del tamaño de grano de este tipo de rocas sedimentarias y se presenta en la tabla 2.

Tabla 2. Escala de Atterberg utilizada para clasificación del grado de la arena.

Atterberg	
Tamaño	Grado
2 mm	Grano Grueso
0,6 mm	Grano Medio
0,2 mm	Grano Fino
0,06 mm	

Fuente: BLYTH, F.G.H. Geología para ingenieros. México: Compañía Editorial Continental, 1998. p.174.

En la tabla 3 se muestra una clasificación de las rocas sedimentarias siliclásticas.

Tabla 3. Clasificación de las rocas sedimentarias siliclásticas basada en sus propiedades físicas.

Composición	Tamaño de grano	Otras propiedades	Nombre de la roca			
Principalmente: Cuarzo Feldspatos Fragmentos de roca Minerales Arcilla Oxidos de hierro	Gravas (gránulos, guijos, guijarros) >2mm	Granos subredondeados a redondeados	CONGLOMERADO			
		Granos Angulares	BRECHA SEDIMENTARIA			
	Arenas 1/16 a 2 mm	Compuestos de granos de cuarzo principalmente	CUARZOARENITA		ARENITAS	
		Compuesta de granos de feldspato principalmente	ARCOSA			
		Compuesta de fragmentos de roca principalmente	LITARENITA			
		Mezclada con mucha matriz de lodo	GRAWACA			
	Lodos	Limos 1/256 – 1/16 mm	No físil y compacta	LIMOLITA		LODOLITAS
			Físil, se deshoja fácilmente	LUTITA FISIL O SHALE		
		Arcillas <1/256 mm	No físil y compacta	ARCILLOLITA		
			Físil, se deshoja fácilmente	ARCILLOLITA FISIL O SHALE		

Fuente: Manual de Laboratorio: Geología Física 2005. (Tomado de Busch R. y Tasa D., 1993). Universidad Industrial de Santander. p.66

2. GENERALIDADES DEL FENÓMENO DE ARENAMIENTO

La producción de arena es un fenómeno inherente al desarrollo de la mayoría de campos petroleros. Conceptualmente, el arenamiento se presenta a través de la producción de partículas sólidas en conjunto con otros fluidos del yacimiento; y se desarrolla a partir de tres etapas:

- Fallamiento de la roca alrededor del hueco o perforación.
- Separación de los granos de arena del material fallado.
- Transporte de los granos de arena desde el hueco hasta la superficie.

Por otro lado, la producción de arena puede clasificarse a partir del grado de severidad de sólidos producidos en tres tipos:

Producción temporal de arena: La producción temporal de arena por baches inicia con cierto volumen, el cual va disminuyendo hasta alcanzar una producción libre de arena a condiciones de operación estable (steady state). Este régimen es frecuentemente observado después de algún trabajo de cañoneo, cambios en las condiciones de producción e incremento en el corte de agua.

Producción continua de arena: En esta fase, la arena se produce continuamente a tasas relativamente constantes.

Producción catastrófica de arena: En este punto, la arena es producida a una tasa tan alta y severa que el pozo termina por taponarse.

La cantidad de sólidos producidos varía desde unos cuantos gramos por metro cúbico de fluidos del yacimiento en donde representa un problema menor, hasta cantidades catastróficas que pueden resultar en taponamiento de pozo. Se estima que aproximadamente el 70% de las reservas mundiales se encuentran en yacimientos donde la producción de sólidos puede generar problemas en algún momento del desarrollo de los campos.¹⁰

De acuerdo a informes de 2004 el fenómeno de arenamiento presenta costos de 10 billones de dólares anualmente (*Acock et al. 2004*)¹¹.

Entre tanto, existen diferentes tendencias en el manejo de producción de arena: desde el hecho de no considerarlo del todo un problema y aprender a convivir con este fenómeno, hasta otras tendencias en las que es inaceptable la producción de cualquier cantidad insignificante de sólidos. De cualquier forma, ambas tendencias (y en general todos los métodos de control de sólidos) involucran costos adicionales y usualmente el fenómeno incide en la reducción de la producción. En el manejo de estos enfoques influye el tipo de fluido producido, en el caso de los crudos pesados es a veces más atractivo producir la arena, siendo este el método de recobro denominado CHOPS (Producción de crudo pesado en frío con arena).

2.1 CONDICIONES NECESARIAS Y SUFICIENTES PARA DESARROLLO DE PRODUCCIÓN DE ARENA

Aunque existen muchos criterios para la producción de arena, éstos se han clasificados en necesarios y suficientes para un mejor entendimiento del fenómeno. La combinación

¹⁰ FJAER, Erling. HOLT, Rune N. Petroleum Related Rock Mechanics - Chapter 10 Solid Production. Second Edition. Hungary: El Sevier. 2008. p. 340.

¹¹Acock, A., O'rouke. T., Shirmboh et al.: "Practical approaches to Sand Management". In: Oilfield Review, Spring 2004.

de estos criterios originará el arenamiento en la zona; a continuación se presentan los criterios necesarios y suficientes respectivamente:

- ***Criterios Necesarios***

La producción de arena no puede ocurrir en rocas intactas, a menos que éstas tengan una rata de flujo máxima a partir de la cual se produce el empuje de los granos de la roca.

Además, la producción de arena ocurrirá si la roca cercana a los perforados es inconsolidada ó presenta daño, el cual es causado por la concentración de esfuerzos alrededor del hueco. De lo anterior se deduce que la producción de arena está muy relacionada con los esfuerzos inducidos en la roca.

- ***Criterios Suficientes***

La rocas con daño mucha veces pueden formar arcos estables de arena los cuales permiten producción libre de arena a caídas de presión significativamente mayores que las indicadas bajo condiciones de fallamiento de la roca. Cuando se sobrepasan las condiciones límites de estabilidad para los arcos de arena, ésta será producida en el pozo¹².

2.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena viene dada por la interacción de diferentes factores, los cuales son conceptualizados a continuación:

¹² FJAER et al, Op. cit., p. 344.

Condiciones naturales
<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia a la compresión y la tensión. • Características de esfuerzo y deformación de la roca. • Tamaño y forma de las partículas. • Estado de esfuerzos efectivos (Profundidad y presión del yacimiento). • Fluidos producidos • Permeabilidad. • Estratigrafía de la zona de interés y grado de heterogeneidad.
Condiciones inducidas
<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de completamiento (Con revestimiento y perforaciones, hueco abierto, mallas en hueco abierto). • Partículas de la perforación y completamiento que pueden resultar en daños potenciales a la formación, pobre acondicionamiento del fluido. • Estrategia de producción, incluyendo la frecuencia de cierres, caída de presión. • Depleción. • Espesor de la zona de interés.

2.2.1 Condiciones naturales

- *Fuerzas de confinamiento:* las formaciones están sometidas a esfuerzos en las tres direcciones: en la dirección vertical se presenta el esfuerzo debido al peso de los estratos superiores, mientras que en el plano horizontal se forma un campo anisotrópico de esfuerzos en el cual se distinguen los esfuerzos horizontales máximo y mínimo.
- *Material Cementante:* la producción de arena depende de qué tan bien cementada se encuentre la arena. En areniscas consolidadas, la resistencia de la formación se debe especialmente al cemento mineral precipitado, mientras que en formaciones no consolidadas y friables el cemento mineral precipitado está ausente o existe en pequeñas cantidades.

- *Permeabilidades Heterogéneas:* se tienen estratos en los cuales los fluidos sobrepasan la velocidad crítica de flujo, debido a la heterogeneidad de la formación provocando canales preferenciales de flujo.
- *Compresibilidad de la formación:* al ser compresible la roca, puede ocurrir compactación durante la producción. Si los granos están sostenidos por fuerzas compresivas, al ser estas alteradas se producirá el arenamiento.
- *Presión de formación:* al disminuir la presión de poro del yacimiento, las fuerzas de overburden pasan a actuar desde los fluidos hacia la estructura de la formación directamente, dando lugar a la compactación que puede destruir la cementación de los granos y causar producción de arena.
- *Fluidos producidos:* la producción de arena está asociada a los altos cortes de agua, dado que hay una reducción en las fuerzas capilares al aumentarse la saturación de agua y/o disolución del material cementante.

2.2.2 Condiciones inducidas

Tasas de flujo: la tasa máxima de flujo es aquella por encima de la cual los esfuerzos de arrastre son mayores a los esfuerzos de resistencia al arenamiento.

Área de flujo: a mayor área menores serán los esfuerzos que tendrá que soportar la formación abierta al flujo, este parámetro se puede aumentar incrementando la densidad de cañoneo, el diámetro de disparo, el área abierta al estrato productor cañoneado, fracturando la formación y aumentando el diámetro efectivo del hueco.

Daño de la formación: se debe a malas operaciones de perforación y/o completamiento, la acción de fluidos y sólidos que invaden la formación reduciendo su permeabilidad.

Los fluidos de completamiento pueden causar inestabilidad de la pared del hueco lo cual induce a las cavernas que dejan la formación propensa a seguir derrumbándose¹³

2.3 CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena provoca una serie de problemas en la producción de hidrocarburos:

2.3.1 Erosión de equipos y accesorios de producción

Corresponde principalmente a problemas de seguridad ambiental, así como económicos. El problema es el desgaste por abrasión ocasionado sobre los equipos de subsuelo, tubería de producción y equipos de tratamiento en superficie; ocasionado por el carácter abrasivo de los granos de cuarzo y que dependen en gran medida de la velocidad de los fluidos producidos a través de estos equipos

2.3.2 Inestabilidad en las cavidades de producción en el pozo

Este factor en muchas ocasiones puede resultar en taponamiento total del pozo el cual debe ser abandonado, como también la inestabilidad y posterior falla de la tubería de revestimiento.

2.3.3 Manejo de sólidos

Esto se vuelve necesario pues la acumulación de este material implicará disminución en la producción del pozo y un mayor manejo de la arena.

¹³ ARIZA, Emiliano; VARGAS, Jesús; Control de la Producción de Arenas Mediante el Uso de Resinas en Campo Casabe. Bucaramanga: UIS, 1989, p 289.

Se identifican tres grados de severidad del problema de arenamiento, que a su vez conllevan a tres niveles de impacto económico. El primer nivel está dado por la baja producción de arena la cual genera desgaste del equipo y disminución de la producción para que no ocurra dicho fenómeno, causando un potencial de producción diferido. El segundo nivel ocurre con la producción mediana, en donde además del impacto producido por el primer nivel ocurre taponamiento en tuberías que ocasionan el cierre del pozo para la realización de limpiezas. El tercer nivel se da cuando la producción de arena es muy alta manifestándose en los problemas técnicos y económicos mencionados pero con el agravante de las grandes cavernas producidas alrededor del casing que constituyen la fuente de riesgo del colapso en este, lo cual terminaría en la pérdida del pozo¹⁴.

Adicional al fenómeno del arenamiento, se encuentran asociados los fenómenos de producción de altos caudales de agua y finos, no se debe confundir este último con el arenamiento ya que el término finos (Lambe and Whitman, 1969) se emplea para designar a aquellas partículas que pasen por el tamiz # 200 que equivale a partículas con tamaño menor a 74 micras (74 μm).

El desprendimiento de partículas en el arenamiento es causado por la interacción física de los fluidos y sólidos de la formación debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión sobre el esqueleto mineral, la migración de finos es causada principalmente por una interacción química entre los fluidos y sólidos de la formación. Estas partículas pueden migrar y generar taponamiento de los poros aumentando considerablemente el daño de la formación. Generalmente los dos fenómenos se relacionan ya que al moverse muchas partículas de finos se puede crear un espacio lo suficientemente grande para que se mueva una partícula de arena.

¹⁴ FAJER, E. et al. Op. Cit., p. 341

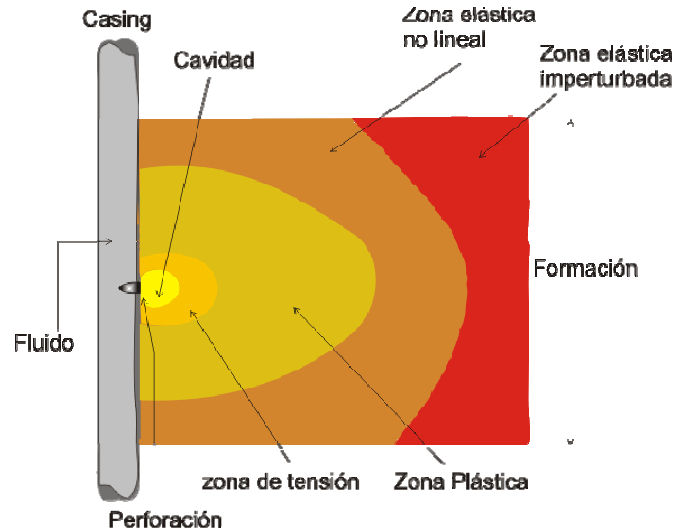
2.4 ENFOQUE GEOMECÁNICO DEL ARENAMIENTO

Tanto en Geomecánica como en la ingeniería de yacimientos surge el problema de reconocer las variaciones del estado de esfuerzos en el pozo luego de iniciar el proceso de producción del mismo. Es así como debe realizarse un estado de esfuerzos muy aproximado en el pozo reconociendo las deformaciones que se han realizado al iniciar un estado de esfuerzos activo. El estudio de estos conceptos es de vital importancia para maximizar la producción y evitar problemas de estabilidad de pozo.

El pozo productor crea una zona de perturbación alrededor del intervalo completado a la profundidad del yacimiento como se muestra en la figura 4. Esta zona es función de las tasas de flujo y el drawdown del pozo productor, esta perturbación disminuye mientras mayor sea la distancia del pozo.

Cuando existe producción de arena se comienza a formar una cavidad alrededor del revestimiento que generalmente tiene su origen en los orificios cañoneados en la formación. El crecimiento de esta cavidad dependerá de la cantidad de arena producida y el comportamiento mecánico del material que la rodea. Alrededor de esta cavidad existe una zona donde el material geológico se encuentra en tensión debido a los esfuerzos de arrastre de los fluidos producidos y los bajos esfuerzos efectivos presentes. Por detrás de esta zona de tensión vienen zonas de comportamiento plástico seguido de zonas elásticas no lineales y posteriormente elásticas lineales e imperturbadas.

Figura 4. Cavidades formadas alrededor del revestimiento por el fenómeno de arenamiento, zonas de esfuerzo presentes.



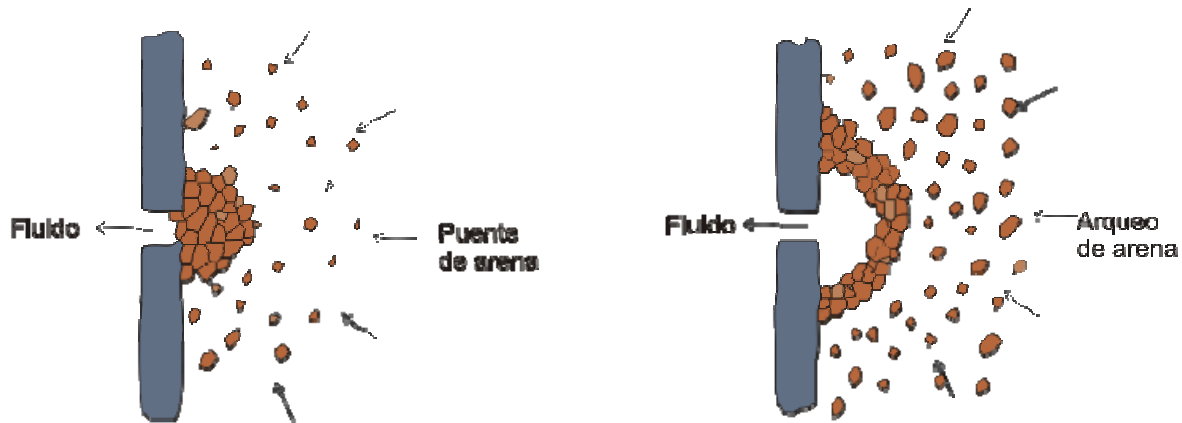
Fuente: VASQUEZ H, Andrés R. Introducción a la geomecánica petrolera. Capítulo 19: Producción de Arena. Caracas: V.V.A Consultores, 2001.

La resistencia al arenamiento está dada por la resistencia mecánica de la formación y por la capacidad de los granos individuales de las arenas de oponerse a ser transportados a través de las perforaciones. Cuando los esfuerzos desestabilizadores son mayores a la resistencia de la formación se producen los desprendimientos de las partículas o pedazos de la formación. Esta producción de sólidos de la formación puede ser continua o intermitente; en el último caso, grandes cantidades de arenas son producidas en intervalos discretos seguidos de períodos de flujo sin sólidos.

En las rocas consolidadas la resistencia al arenamiento está dada por el grado de estabilidad de las cavidades producidas por el cañoneo, mientras que en las arenas no consolidadas la resistencia al arenamiento viene dada por el grado de estabilidad de las estructuras de puente de arena y/o de arco de arena mostradas en la figura 5 que se forman a las entradas de los orificios por donde fluye el hidrocarburo (aperturas de rejilla, garganta de poros de las gravas de empaques o los orificios cañoneados); si

estas estructuras son estables no habrá desprendimiento de partículas causantes de arenamiento¹⁵.

Figura 5. Estructuras puente de arena y arco de arena generadas en la entrada de un perforado.



Fuente: VASQUEZ H, Andrés R. Introducción a la geomecánica petrolera. Capítulo 19: Producción de Arena. Caracas: V.V.A Consultores, 2001.

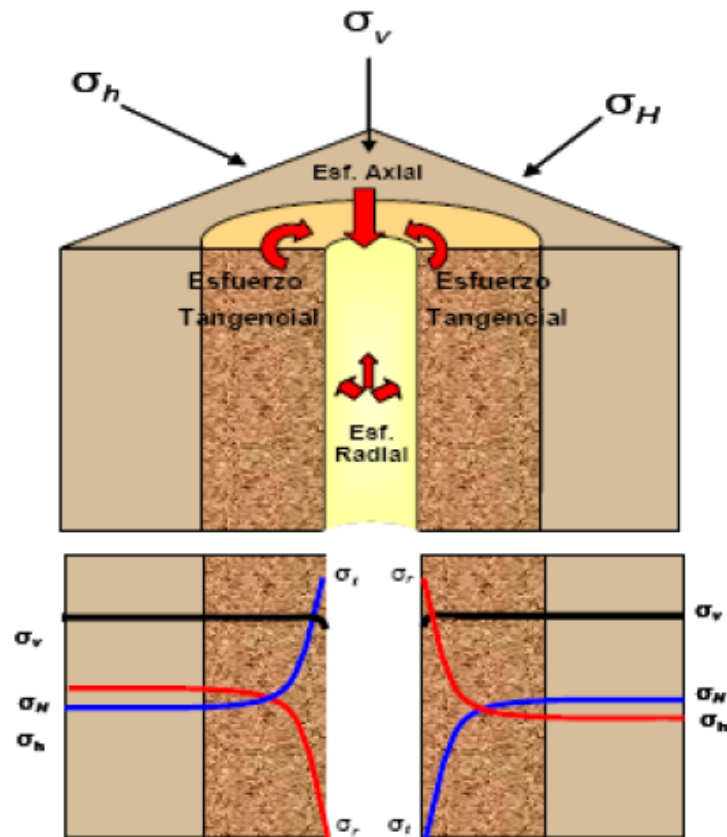
El desprendimiento de material de la formación tiene lugar cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos de arrastre y gradientes de presión) superan la resistencia mecánica de la formación, este puede darse en forma de granos individuales producidos continuamente o pedazos enteros de formación. Este desprendimiento va aumentando hasta llegar a cantidades catastróficas de arena, por lo tanto es necesario efectuar un control sobre los pozos desde el inicio de la producción.

¹⁵ VASQUEZ H, Andrés R. Introducción a la Geomecánica Petrolera. Capítulo 19: Producción de Arena. Caracas: V.V.A Consultores, C.A. p. 1 - 4.

2.4.1 Estado de esfuerzos en un pozo

La presencia del pozo crea a su alrededor una zona de perturbación de los esfuerzos originales de la formación, en la figura 6 se muestra una representación esquemática de los esfuerzos existentes alrededor del hueco de un pozo. Para un pozo vertical, la dirección del máximo esfuerzo vertical, uno de los tres esfuerzos principales, coincide con la dirección longitudinal del pozo.

Figura 6. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo.



Fuente: Sugar Land Learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package, Schlumberger.

En la cara de un pozo vertical como el mostrado en la **figura 6**, las ecuaciones que cuantifican los esfuerzos efectivos tangencial o circunferencial (hoop stress), el esfuerzo efectivo axial actuando en la dirección longitudinal del pozo y el esfuerzo radial se presentan a continuación.

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{hmin} + S_{Hmax} - 2(S_{Hmax} - S_{hmin})\cos 2\theta - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T} \quad 2.1$$

$$\sigma_{zz} = S_v - 2\nu(S_{Hmax} - S_{hmin})\cos 2\theta - P_p - \sigma^{\Delta T} \quad 2.2$$

$$\sigma_{rr} = \Delta P \quad 2.3$$

Donde

ΔP es la diferencia entre la presión en el pozo (dada por el peso del lodo, P_m) y la presión de poro.

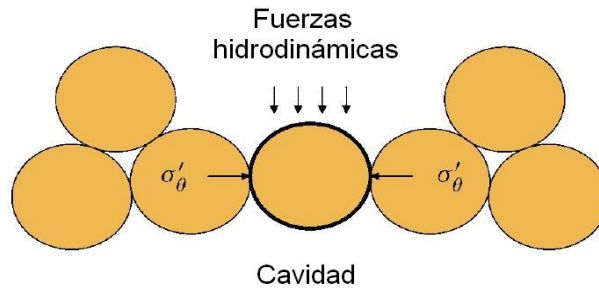
ΔT es la diferencia de temperatura entre la formación y los fluidos del pozo, esta es casi nula cuando se trata de un pozo productor.

ν es el módulo de Poisson.

2.4.2 Fuerzas sobre un grano de arena

Considerando un grano de arena de diámetro d_g que se encuentra presionado por acción de los granos vecinos en la pared de una cavidad cilíndrica (diámetro del pozo en completamiento hueco abierto o perforado de un cañoneo) tal como se ilustra en la figura 7.

Figura 7. Grano de arena en la pared de una cavidad cilíndrica.



Fuente: FJAER, Erling. HOLT, Rune N. Petroleum Related Rock Mechanics - Chapter 10 Solid Production. Second Edition. Hungary: El Sevier. 2008. p. 345.

La fuerza F_r necesaria para remover este grano puede ser estimada como la suma de las fuerzas de corte necesarias para inducir una falla por corte en los cuatro planos de contacto a los lados del grano (dado por ejemplo del criterio de Mohr-Coulomb) más la fuerza necesaria para inducir una falla por tensión en el contacto.

$$F_r = \pi \left(\frac{d_g}{2} \right)^2 (4S_o + \mu(2\sigma'_z + 2\sigma'_\theta) + T_o) \quad 2.4$$

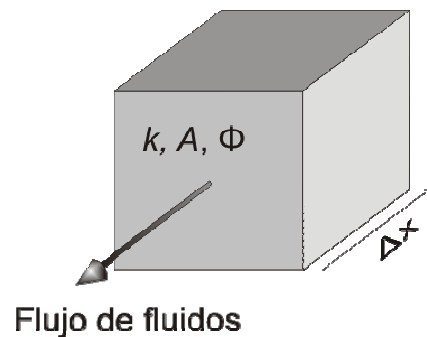
Donde T_o y S_o son la resistencia a la tensión y la cohesión respectivamente, μ es el coeficiente de fricción interna, σ'_z y σ'_θ son el esfuerzo efectivos axial y tangencial en pared de la cavidad respectivamente.

Las fuerzas de arrastre sobre el grano son generadas por el flujo de fluidos a través de la roca, un estimado de estas fuerzas puede obtenerse de la siguiente forma: la fuerza F que actúa sobre un elemento volumétrico (ver figura 8) de la roca debido al flujo es

$$F = -A\Delta p_f, \quad 2.5$$

Donde A es el área transversal a través de la cual fluye el fluido, L es la longitud del elemento de volumen y ΔP es la caída de la presión de poro sobre L .

Figura 8. Flujo de fluidos sobre un elemento de volumen de roca.



Fuente: Autores

De la ley de Darcy se deriva que

$$Q = \frac{k A \Delta P}{\mu L} \quad (2.6)$$

Una expresión de la permeabilidad k de una roca es dada por la ecuación de Kozeny-Carman:

$$k = \frac{A^2 \phi^3}{150 \mu L} \quad (2.7)$$

El número N de granos en este elemento de volumen está dado de forma simple como el volumen de material sólido el cual es V_s , dividido entre el volumen de un grano el cual está dado por V_g . A partir de estas consideraciones podemos deducir que la fuerza hidrodinámica promedio F que actúa sobre un grano dentro de este elemento de volumen es:

$$F_h = \frac{F}{N} = 30\pi\mu \frac{1-\phi Q}{\phi^3 A} d_g \quad 2.8$$

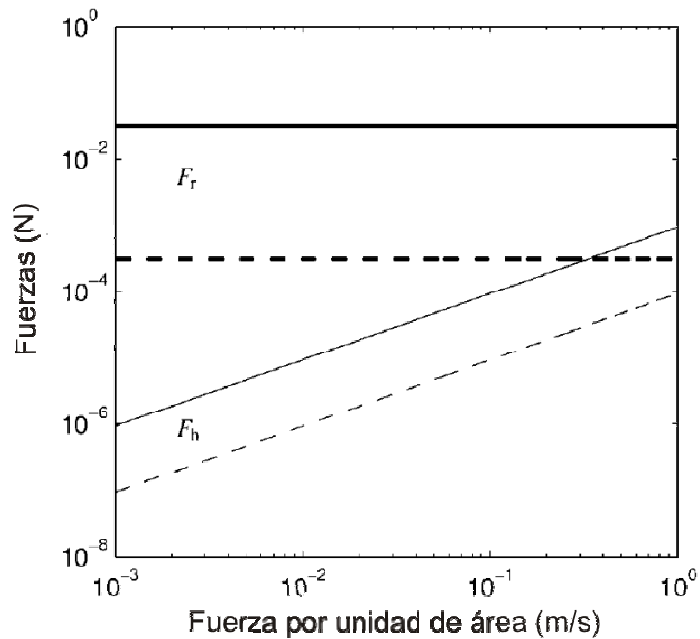
Las fuerzas de arrastre por acción de los fluidos por sí solas no son capaces de destruir una roca competente e inducir una falla en estas, su mayor rol es el de remover los granos de las rocas no consolidadas o dañadas, y transportar el material suelto en el pozo¹⁶. Esto se puede apreciar mejor en la figura 9 en donde se comparan las fuerzas sobre un grano de una roca muy débil ($S_0 = 1$ MPa). Se asume que el grano permanece estático solo por las fuerzas de cohesión. La figura muestra que la fuerza de arrastre F_h se incrementa con el flujo por unidad de área, sin embargo esta siempre permanece menor en varias órdenes de magnitud que la fuerza F_r necesaria para empujar el grano hacia fuera.

Estos datos son estimado de las ecuaciones 2.4 y 2.8 con los valores $T_0 = 0$; $\mu = 0,5$; $S_0 = 1$ MPa; $\sigma'_r = \sigma'_\theta = 0$; $\mu = 1$ cP; $\phi = 0,2$. Líneas solidas: $d_g = 100$ μm ; líneas punteadas: $d_g = 10$ μm .

En vista de que el flujo de fluidos no es capaz de destruir la roca, la condición necesaria para que exista producción de arena es que la roca sea no consolidada o haya sido dañada por otro mecanismo. Este daño es usualmente generado por los esfuerzos efectivos en la vecindad de la cavidad de producción; los cuales dependen de varios factores, particularmente del campo de esfuerzos in situ lejanos a este, la presión de poros y la geometría de la cavidad de producción.

¹⁶ FJÆR E., et al. Petroleum Related Rock Mechanics. p. 346.

Figura 9. Fuerza de arrastre F_h actuando sobre un grano de arena comparada con las fuerzas F_r necesarias para remover el grano.



Fuente: FJAER, Erling. HOLT, Rune N. Petroleum Related Rock Mechanics - Chapter 10 Solid Production. Second Edition. Hungary: El Sevier. 2008. p. 346.

2.4.3 Caída de presión crítica

La caída o drawdown de presión en un pozo está dada por la diferencia entre la presión de poro lejos del pozo y la presión del pozo, es decir:

2.9

Cuando la presión del pozo se ha reducido demasiado, de forma que se comienza a producir arena se ha llegado al drawdown crítico para la producción de arena en el pozo.

El drawdown crítico es un parámetro muy importante a la hora de decidir si se implementará un sistema de control de arenas o no, y también el tipo de control a utilizar. Para el desarrollo de los modelos de predicción del drawdown crítico es necesario el modelo mecánico de subsuelo (MEM) en vista que estos modelos de predicción del arenamiento se basan en las propiedades geomecánicas, adicionalmente la información de los estados mecánicos de los pozos y la caracterización del yacimiento es también requerida.

2.4.4 Resistencia al corte (shear strength)

La resistencia al corte es generalmente medida usando la prueba TWC y es usada para determinar la presión requerida para desagregar la roca. En el TWC se estima que la falla por corte ocurre cuando el hueco interno (que representa la perforación) ha sufrido una deformación significativa. En rocas dúctiles como carbonatos, la falla por corte, que viene acompañada por una deformación significativa, no conlleva a la disgregación o generación de los granos de arena. En rocas frágiles, por otro lado, parece que la deformación significativa genera la desintegración de la masa de la roca en forma de granos individuales y bloques.

2.4.5 Resistencia a la tensión

En formaciones con una cementación pobre (UCS menor de 100) o que se han disgregado por el efecto de la depleción, es la resistencia a la tensión la que debe ser tomada en cuenta como el factor clave en el arenamiento. La resistencia a la tensión representa la combinación entre la resistencia por fricción y la resistencia por cementación de los granos de arena. Esta cementación puede darse por el pegado mecánico o químico entre los granos, el cual resulta de la cohesión (o adhesión) capilar, esta última puede resultar muy pequeña en magnitud (del orden de 2 psi), sin embargo

juega un papel importante en mantener juntos los granos de arena individuales con una contribución significativa a la resistencia total del arco de arena¹⁷.

La medición directa de la resistencia a la tensión no es realizada convencionalmente aunque puede ser fácilmente calculada, el valor UCS puede ser usado para estimar la resistencia a la tensión la cual es hallada de forma aproximada como el 25% del UCS. Se debe tener en cuenta que la interpretación convencional de los registros sobreestiman significativamente el valor de UCS en las rocas pobremente a no consolidadas (algo menos de los 100 psi).

2.4.6 Impacto del agua

El efecto del corte del agua en la producción de arena ha sido objeto de investigación durante numerosos años, en general, el efecto del corte de agua es la reducción de la resistencia de la perforación y la promoción de la producción de arena. Se han planteado varios mecanismos como hipótesis para explicar el efecto, entre los que se tienen:

- Reducción de las fuerzas de unión capilar entre los granos mojados por agua originalmente.
- Interacción química entre la matriz de la roca y el agua debido al incremento en la saturación de agua.
- Incremento en las fuerzas de arrastre por efecto de la permeabilidad relativa, el cual genera la movilización de los granos del material fallado.

¹⁷ VAZIRI, H., et al., What is the Magic of Water in Producing Sand? Paper SPE 77683 presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual, San Antonio, 2002.

En el estudio experimental del efecto del corte de agua en la producción de arena efectuado por Wu *et al.*, se determinó que el efecto del corte de agua depende de la composición mineralógica de la arena, y de la saturación de agua residual. Este efecto es más significativo para arenas con alto contenido de arcillas y baja saturación de agua residual, en tanto que para arenas limpias con alta saturación de agua residual este efecto es insignificante.

Sin la existencia del corte de agua, la producción solo se observa después de que la perforación experimente una falla considerable, aunque la falla no siempre conlleva a la producción de arena. También se observó que las fallas en los perforados y la producción de arena pueden ser desencadenadas por el corte de agua si el esfuerzo en las perforaciones es suficientemente alto.

El mecanismo principal de las fallas en estas perforaciones es por corte, la producción inicial es originada de los breakouts formados por la falla por corte y la producción de arena posterior se da desde el área del pico del breakout¹⁸.

2.4.7 Cohesión capilar

La analogía más sencilla para entender este efecto es la construcción de un castillo de arena, mientras los granos presenten cierto valor en la saturación de agua estos presentarán una cohesión capilar que permitirá que estén unidos, no obstante cuando esta saturación aumenta considerablemente estas fuerzas capilares dejan de actuar.

Han y Dusseault presentaron un modelo para evaluar la magnitud de la cohesión capilar así como el comportamiento del medio con un nivel incremental en la saturación de agua, la conclusión obtenida fue que la cohesión capilar presenta un orden igual al

¹⁸ WU et al., Effect of Water Cuto on Sand Production - An Experimental Study, SPE 92715.

de los esfuerzos de falla tensil, lo cual indica que este efecto debe ser tenido en cuenta. En este estudio se observó que la cohesión capilar se degrada rápidamente con el incremento en la saturación de agua de aproximadamente el 5%. También se discute la posibilidad de reacciones químicas con el agua como un problema de largo plazo en la producción de arena¹⁹.

¹⁹ NOURI, Alireza; VAZIRI, Hans and BELHAJ, Hadi. Sand Production Prediction: A New Set Of Criteria For Modeling Based On Large-Scale Transient Experiments And Numerical Investigation. Paper SPE 90273.Texas, 2004. p. 3.

3. ALTERNATIVAS PARA GERENCIAMIENTO, MANEJO Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Para el planteamiento de las alternativas de enfrentamiento al problema de arenamiento se han diseñado técnicas de control de arena que tienen en cuenta factores como: confiabilidad, efecto en la productividad, calidad de la arena de la formación, presencia de múltiples estratos, grado de depleción del yacimiento, historia de producción de arena, presencia de gas o agua inter-estratificada y la presencia de arcillas no deseadas.

Los métodos generales que se tienen para el tratamiento del problema de arena se clasifican en dos grupos que son los de control y manejo de la arena. Estos métodos van en orden de complejidad ascendente desde los tubos ranurados, mallas, gravel pack, consolidación química y fracturas apuntaladas. Para este último método y para el diseño de estrategias en el manejo de arenas, se hace necesario tener el modelo geomecánico de subsuelo.

3.1 PREDICCIÓN DEL ARENAMIENTO

El seguimiento en la producción de arena usualmente se basa en medidas u observaciones realizadas en superficie. De cualquier modo, la arena producida sólo alcanzará la superficie si el pozo tiene la suficiente fuerza para llevar los granos a través de la columna del pozo; en el determinado caso en el que no se cuente con la fuerza suficiente para el transporte de los granos hasta superficie, se presentarán problemáticas de producción relacionadas con erosión, abrasión y disminución en la efectividad de operación de la sarta de perforación (bombas, tubería, pistones, etc). Por tanto, es necesario prevenir los problemas de producción de arena mediante una buena

planeación durante el completamiento de pozos y en caso de ser imposible evitar este efecto, se aconseja llegar a parámetros de operación económicamente favorables.

El concepto de metodologías predictivas de producción de arena, aparece como una opción a través de la cual se realizarán las actividades de gerenciamiento de pozos con el fin de retardar el efecto de arenamiento y de igual forma maximizar la producción de fluidos del yacimiento antes del desarrollo de producción de sólidos²⁰.

3.1.1 Modelos Predictivos de producción de arena

La preocupación por el control de arena y el entendimiento de los efectos de este fenómeno en la producción de pozos han motivado al desarrollo de metodologías que buscan predecir el inicio del arenamiento en un pozo y su comportamiento posterior a este fenómeno.

La predicción de producción de arena es una etapa importante en la fase de desarrollo para yacimientos de areniscas. La exactitud en la predicción sobre dónde y bajo qué condiciones ocurrirá la producción de arena contribuyen con el diseño de un plan de desarrollo óptimo y de estrategias de completamiento en pozos del yacimiento. Actualmente, los modelos de producción de arena son capaces de predecir el inicio del arenamiento con mucha exactitud; mientras que aquellos modelos relacionados con la predicción de la cantidad de arena producida aún se encuentran en desarrollo²¹. De esta manera, encontramos varios modelos analíticos y numéricos para predecir la producción de arena. Algunos de estos modelos asumen que el arenamiento es dado por fallas tensiles, en tanto que otros se basan los niveles de esfuerzos. Muchos de estos modelos pueden predecir el inicio del arenamiento y algunos relacionan la producción de arena con otros procesos hidromecánicos.

²⁰ FJAER et al, Op. cit., p. 344.

²¹ FJAER et al. Op. cit., p. 388.

3.1.2 Modelos por fallas de tensión o de corte

Muchos modelos de fallamiento de corte han sido publicados. Un modelo de falla elástica es fácil de implementar pero tiene la desventaja que no ofrece una descripción muy realista de los materiales friables. Los modelos elasto-plástico involucran más esfuerzo computacional y como resultado, se observa una descripción más realista del comportamiento del material. Los criterios de estabilidad basados en fallas de tensión se han expresado en términos de gradiente de presión drawdown en las paredes del hueco. Inicialmente se tomó un valor crítico del gradiente de presión, pero el modelo presentaba la desventaja que la fase en desintegración que corresponde a los perforados solo se tenía en cuenta a partir de la etapa de modelamiento.

Van den Hoek et al desarrollaron un modelo a partir de la combinación de resultados de laboratorio obtenidos junto con la ecuación 3.1 generalizada de drawdown crítico:

$$p_d^c = A_1(C_0 - 2\sigma'_{is}) + A_2 \quad 3.1$$

Donde:

A_1 es un parámetro adimensional que depende de la relación de Poisson y el criterio de falla, mientras que

A_2 es un parámetro con dimensiones de esfuerzos dependiendo de la plasticidad de la roca.

En la práctica A_1 y A_2 pueden ser constantes empíricas pero teniendo presente que A_2 dependerá del tamaño de los perforados. Debido a las dificultades en el cálculo de A_1 y A_2 , se ha determinado una aproximación que consiste en aplicar datos de compresión tomados de la prueba *TWC* (*Thick Wall Cylinder – Cilindro de Pared Gruesa*). La

tendencia de esta aproximación es que la plasticidad y la elasticidad no lineales están incluidas en los resultados de TWC y la presión drawdown crítica puede ser calculada según la ecuación 3.1 mostrada pero teniendo en cuenta que:

$$C_o + \frac{A_2}{A_1} \rightarrow sC_{TWC} \quad \mathbf{3.2}$$

De donde C_{TWC} es la presión de colapso en el TWC . Al igualar las expresiones se tiene:

$$p_d^c = A_1(sC_{TWC} - 2\sigma'_{is}) \quad \mathbf{3.3}$$

La constante s se tiene en cuenta para los efectos de tamaño y relación entre diámetros interno y externo del TWC .²²

La condición de la constante s fue determinada por *Wilson et al* en el documento “*New Model for Predicting the rate of Sand Production*”, que corresponde a un modelo predictivo de tasa de arenamiento consistente con el umbral del modelo predictivo.

3.1.3 Modelo para predicción de la tasa de producción de arena: Wilson et al.²³

En el desarrollo de modelos de predicción de tasa de arena es importante que la aproximación básica sea consistente con los modelos de umbral arenamiento aplicados en otras áreas. Lo anterior asegurará la coherencia entre el inicio de producción de arena y el impacto una vez suceda.

La investigación está enfocada a predecir el inicio de producción de arena a partir de la presión crítica de fondo fluyendo (*Critical Bottom-Hole Flowing Pressure: CBHFP*) que

²² FJAER et al. Op. cit., p. 388

²³ WILSON, S.M. MOSCHOVIDIS, Z.A. “New model for predicting the rate of sand production”. Paper SPE/ISRM 78168. 2002.

desencadena el arenamiento. Además se basa en criterios compresión aparente, junto con comportamiento elástico-lineal para una formación con hueco circular.

Dados los esfuerzos principales en las paredes del pozo ($S_1 > S_2$); los esfuerzos tangenciales (S_{t1} y S_{t2}) a la cara del pozo están dados por las ecuaciones 3.3 y 3.4. El modelo es mostrado en la figura 10.

$$S_{t1} = 3S_2 - S_1 - p_w(1 - A) - Ap_o \quad 3.3$$

$$S_{t2} = 3S_1 - S_2 - p_w(1 - A) - Ap_o \quad 3.4$$

De donde:

p_w : presión del pozo.

p_o : presión de yacimiento.

A : constante poroelástica.

La constante poroelástica A , viene dada por la ecuación 3.5:

$$A = \frac{(1-2\nu)\alpha}{(1-2\nu)\alpha} \quad 3.5$$

y de manera similar, la constante de Biot puede expresarse a través de la ecuación 3.6:

$$\alpha = 1 - C_r/C_b \quad 3.6$$

De donde:

α : constante de Biot.

ν : relación de Poisson.

C_r : Compresibilidad de grano.

C_b : Compresibilidad del volumen total de roca.

Para evitar la producción de arena, el *esfuerzo tangencial efectivo* mayor debe ser menor que la *Resistencia efectiva de la formación U*. Según lo anterior:

$$S_{t2} - p_w \leq U \quad 3.7$$

Resolviendo la desigualdad y reemplazando en términos de CBHFP, se tiene:

$$p_w \geq CBHFP = \frac{3S_1 - S_2 - U}{(2-A)} - p_0 \frac{A}{(2-A)} \quad 3.8$$

El concepto de presión crítica drawdown (*Critical Drawdown Pressure: CDP*) es definido como la caída de presión a partir de una presión de yacimiento hasta la presión que causa el fallamiento y producción de arena. La ecuación 3.9 expresa la definición anterior:

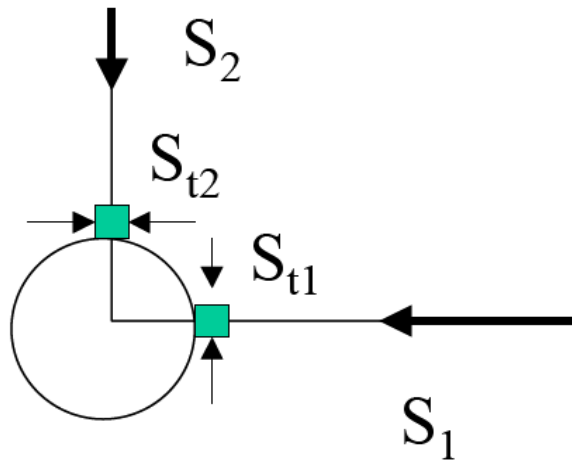
$$CDP = p_0 - p_w \rightarrow p_w = p_0 - CDP \quad 3.9$$

De igual forma se pueden encontrar relaciones funcionales entre la presión de yacimiento y *CDP*, por medio de las ecuaciones 3.10 y 3.11 respectivamente:

$$p_0 = \frac{1}{2} [3S_1 - S_2 - U + CDP(2 - A)] \quad 3.10$$

$$CDP = \frac{1}{2-A} [2p_0 - (3S_1 - S_2 - U)] \quad 3.11$$

Figura 10. Esfuerzos tangenciales en la pared del pozo.



Fuente: “New model for predicting the rate of sand production” SPE/ISRM 78168.

El modelo está basado en los perforados de la formación de interés.

3.1.4 Relación de resistencia efectiva de la formación con medidas de resistencia

En algunos modelamientos del fenómeno de producción de arena, se utiliza la presión de colapso a través de la prueba *TWC* como medida fundamental de resistencia en perforados y huecos.

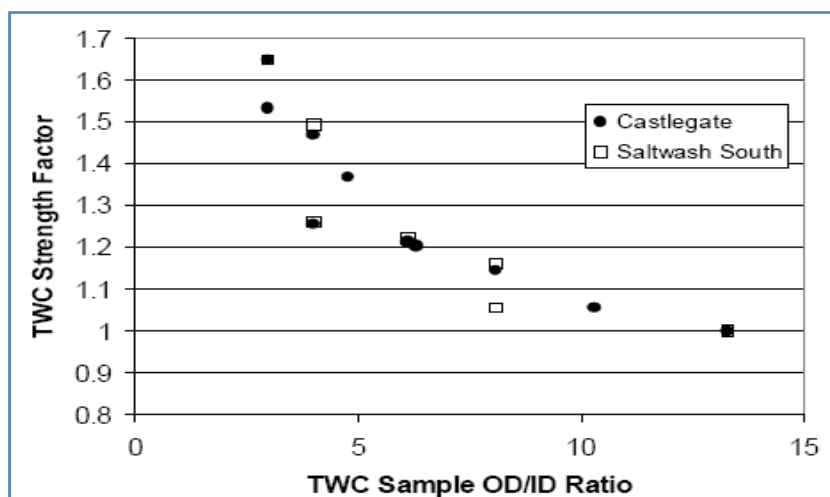
Es necesario conocer la relación entre la resistencia efectiva de la formación U con la resistencia del *TWC* ya que no hay repetitividad en la prueba por el mismo hecho de ser destructiva. La normativa de la prueba *TWC* dice que ésta debe ser desarrollada para relaciones $OD/ID = 3$; sin embargo, para condiciones in situ la resistencia efectiva debería ser representada con relaciones OD/ID con tendencia infinita.

De acuerdo a resultados de laboratorio y al ser comparados con resultados analíticos se observó que el mejor rango para el cual había un comportamiento representativo de la arenisca Castlegate correspondía a relaciones entre 3 y 3,8; para este caso, se observó una gran variación del factor, lo cual es un indicativo de la respuesta al momento de inicio de producción de arena (ver figura 11). Luego, al comparar la información obtenida con un set de areniscas a partir de una variedad de relaciones OD/ID , se observó que la mejor relación para la cual había más repetitividad en los resultados de determinación de Presión Externa corresponde a un OD/ID de 3,10. (Ver figura 12).

A partir de lo anterior, surge la ecuación 3.12, la cual implicó un gran avance en el desarrollo de modelos predictivos de producción de arena. Sin embargo, aún faltan por mejorar los modelos enfocados a cuantificar la arena producida luego de exceder las condiciones límites de producción de sólidos.

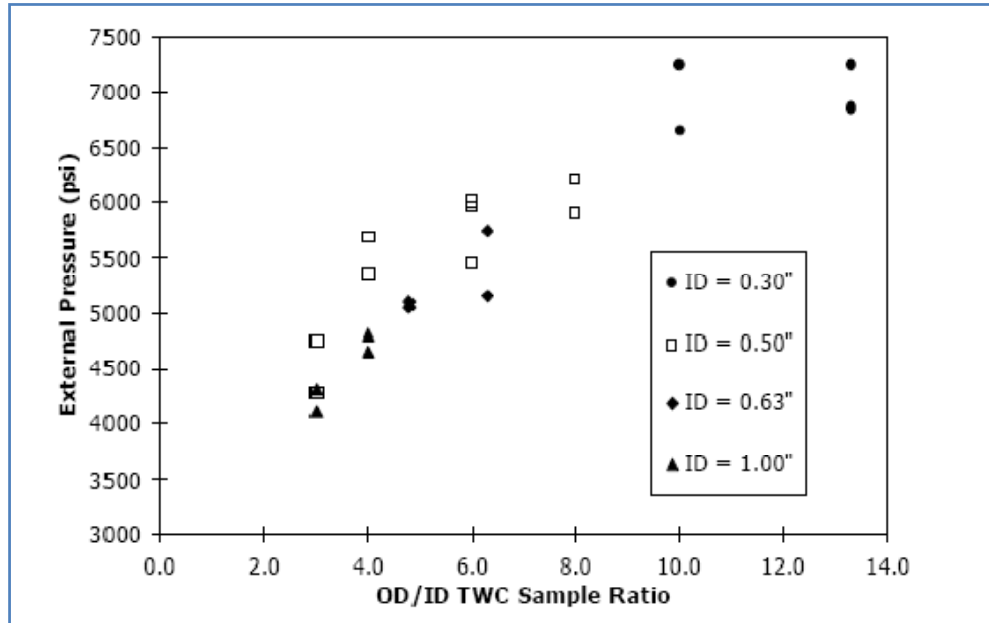
$$U = 2 \times 1.55 \times TWC_{sp} = 3.10 \times TWC_{sp} \quad 3.12$$

Figura 11. Factor de escalamiento para presiones de colapso calculadas con TWC a relaciones OD/ID grandes.



Fuente: WILSON, S.M *et al* "New model for predicting the rate of sand production". Texas, 2002.

Figura 12. Aumento de la presión de colapso TWC en areniscas Castlegate a diferentes relaciones OD/ID.



Fuente: "New model for predicting the rate of sand production" SPE/ISRM 78168.

3.2 MANEJO DE LA ARENA – SAND MANAGEMENT

Consiste en la convivencia con el problema del arenamiento, a través del cierre de pozos para la realización de limpiezas y el manejo de un diferencial restringido en donde resulta tolerable y es posible reducir los riesgos que conlleva la producción de arena en los pozos.

En los últimos años, el sand management ha sido implementado en un gran número de pozos en Mar del Norte probando ser confiable, llevando a la generación de pozos con un skin favorable dados los episodios de auto-limpieza asociada con baches de arena.²⁴ La factibilidad de la aplicación de esta técnica va de la mano con las condiciones

²⁴ TRONVOL, J. DUSSEALUT, M.B. SANFILIPPO, F. SANTARELLY F.J. The Tools of Sand Management. SPE 71673

mostradas en la tabla 4. Siendo más efectiva para pozos que producen crudos pesados (CHOPS).

Análisis de riesgo integral: integra las siguientes etapas.

- Recolección de datos de entrada (propiedades de la formación, del fluido, estados mecánicos, tasas de producción y modelo geomecánico MEM).
- Predicción del inicio y tasa de arenamiento.
- Estimación del transporte de la arena.
- Estimación de la tasa de erosión de los equipos de superficie.

Tabla 4. Impacto del arenamiento en varios ambientes.

Ambiente	Malo	¿?	Bueno
Pozos de gas o condensados	###		
Pozos HPHT	#		
Cabezales de pozo bajo superficie		!!!!	
Yacimientos en depleción		!!!	
Pozos Horizontales		!!	
Pozos inyectoros		!	
Funcionamiento del separador			\$
Pozos con bajo IP			\$\$
Pozos prec. alfaltenos/escalas			\$\$\$\$

= dañino; ! = de cuidado, debe ser estudiado; \$ = beneficioso

Fuente: TRONVOLL, J; *et al.* The Tools of Sand Management. SPE 71673. New Orleans, 2001.

Optimización: a través de un estudio integral de todas las condiciones se pueden establecer límites seguros dentro de los cuales las tasas de producción deben mantenerse, lo cual permite el diseño y manejo de los pozos de forma que se puedan extender estos límites e inclusive la productividad del pozo. De acuerdo a lo anterior, se tienen los siguientes ejemplos²⁵:

- Cañoneo orientado.
- Cañoneo selectivo.
- Optimización de la producción.
- Pruebas de limpieza de arena.

3.3 CONTROL DE ARENAS

El Control de arenas corresponde a todas aquellas técnicas basadas en principios químicos o mecánicos que ayudan a maximizar la producción de fluidos del yacimiento y de forma alterna minimizan la producción de sólidos de la formación. El éxito de una técnica de control de arena se mide con base en los siguientes criterios:

- Detención del movimiento y producción de la arena.
- Maximización de la productividad del pozo.
- Retorno de la inversión para el tratamiento dentro de un período de tiempo razonable.

²⁵ TRONVOL et. Al. Op. Cit.

Las técnicas de control se clasifican de la siguiente forma:

Métodos mecánicos de control de arena.

Gravel Packing.

Extention Pack.

Slotted Liner.

Screens.

Wire-wrapped screen (malla embobinada).

Prepacked screen (malla preempaquetada).

Shrouded-metal mesh.

Expandable Screens (mallas expansibles).

Premiun screen.

Fracturamiento Apuntalado.

Frac Pack - con o sin malla, con o sin resina (resin coated sand).

Propellant gas fracturing.

Métodos químicos de control de arena.

Consolidación química de arenas.

High Rate Water Pack.

3.3.1 Métodos mecánicos de control de arena

- **Tubo Ranurado (Slotted liner)**

Son usualmente menos costosos que las mallas pero tienen una menor área de flujo y experimentan mayores caídas de presión durante la producción. Presentan la ventaja de ser fáciles de colocar en intervalos largos de completamientos open hole. El menos recomendable es el tubo de ranuras horizontales dado que tiende a presentar un achatamiento en el lugar donde es agarrado por la herramienta de pesca. En la figura 13 se observan ejemplos de estas piezas.

El taponamiento de las ranuras se debe principalmente a dos mecanismos:

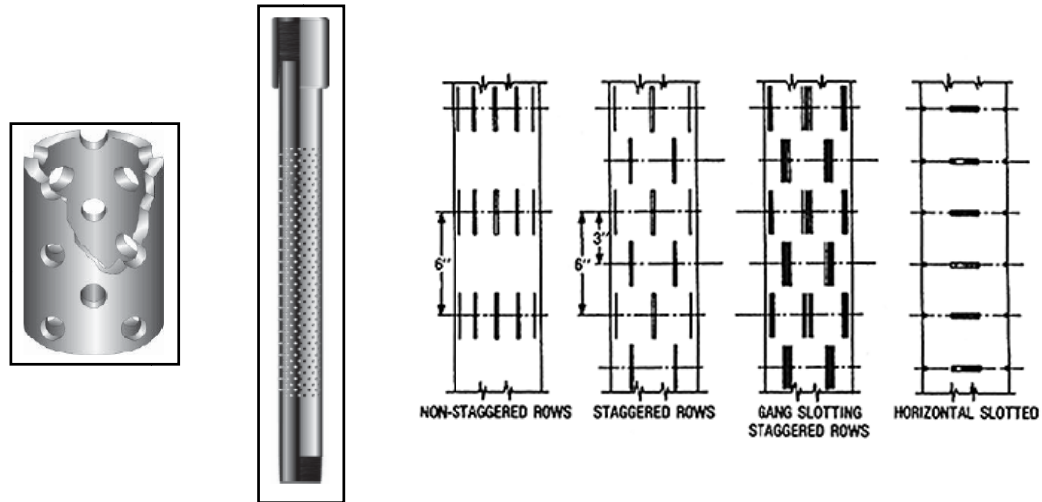
Taponamiento de las gargantas de poro de la roca, en donde estos pasan a ser llenados con finos los cuales migran con el fluido producido o con precipitados generados por la reducción de presión.

Puenteo en la ranura, generando que sea una extensión del material del yacimiento.

- **Mallas (Screens)**

Son las pioneras en los ensayos realizados para el control de arenas, consisten de un tubo ranurado recubierto con alambre soldado a platinas, cuya función consiste en impedir el paso de partículas de arena de la formación al pozo por medio del bloqueo que se forma en las aberturas, La figura 14 muestra un ejemplo de este tipo de mecanismos:

Figura 13. Ejemplos de Liners ranurados.



Fuente: Criterios para Sand. Control, Schlumberger,.

Figura 14. Completamiento con típico con Stand Alone Screen.



Fuente: Sand Control, Halliburton (2005).

Las hay de los siguientes tipos:

Embobinadas (wire-wrapped screens): la ventaja consiste en una mayor área de flujo y menor potencial de taponamiento. En la figura 15 se muestran algunos ejemplos de este tipo de mallas.

Mallas pre-empaquetadas: consisten de un ensamble tipo wire wrap screen con una capa de grava con resina alrededor de este.

Shrouded metal mesh screens: se tiene una capa que protege una malla metálica del daño durante la instalación en fondo.

Mallas expansibles: proporcionan soporte a la formación, un mayor diámetro interno para fáciles intervenciones, aislamiento de zonas problemáticas y un mejor registro de producción.

Mallas solas (Stand alone screen): resultan más apropiadas para completamientos a hueco abierto, también se pueden emplear usando casing.

- **Empaquetamiento con grava**

Este tipo de mecanismos tienen lugar cuando la malla no es efectiva en el control de arena de grano muy fino, la función de este es actuar como filtro, el cual permite el paso de los fluidos en el yacimiento e impide que las partículas de la formación entren al pozo.

Para el diseño de un empaquetamiento con grava se tiene en cuenta el tamaño de la arena de formación, el tamaño de la grava y el espesor del empaquetamiento.

- ***Empaquetamiento con grava en hueco revestido (Cased hole gravel pack)***

Este es otro tipo de empaquetamiento con grava en el que es necesario que las perforaciones se extiendan más allá de la zona de daño de la formación y que el espacio anular esté empacado sin dejar ningún espacio. Para lograr este objetivo, este

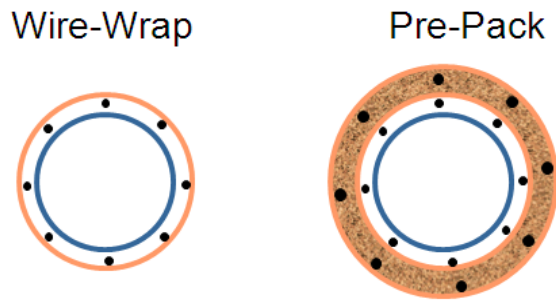
tipo de completamiento ha evolucionado en un proceso de dos etapas, donde la primera genera el empaquetamiento de los túneles de perforación y la segunda el del anular.

El filtrado de fluido (leakoff) es un factor que afecta el éxito de un empaquetamiento, en vista de si este ocurre la grava no podrá ser transportada y empaquetada en los túneles de perforación ó las fracturas si se trata de una estimulación. Estos túneles empaquetados y fracturas son el vínculo vital de comunicación con el área de la formación no dañada.

- *Empaquetamiento con grava en hueco abierto (Open hole gravel pack)*

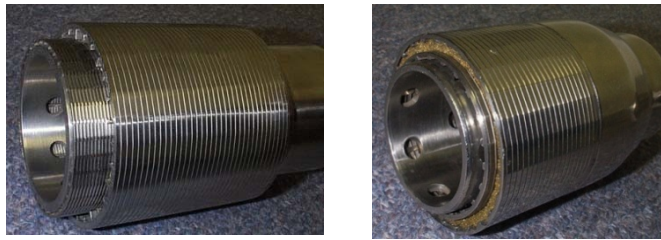
Los empaquetamientos con grava a hueco abierto requieren no generar un daño excesivo en la formación. Esto significa que el casing debe ser sentado sobre la zona de interés y los fluidos de perforación deben ser cambiados por otros relativamente limpios para la sección openhole, tal como un sistema de sal o carbonato de calcio. Estos sistemas han probado un buen desempeño durante las limpiezas y perforación.

Figura 15. Ejemplos de mallas tipo Wire-wrap y Pre-pack.



a.

b.



Fuente: Criterios para Sand Control, Schlumberger, (2009).

- **Empaquetamiento con fractura (Frac Pack)**

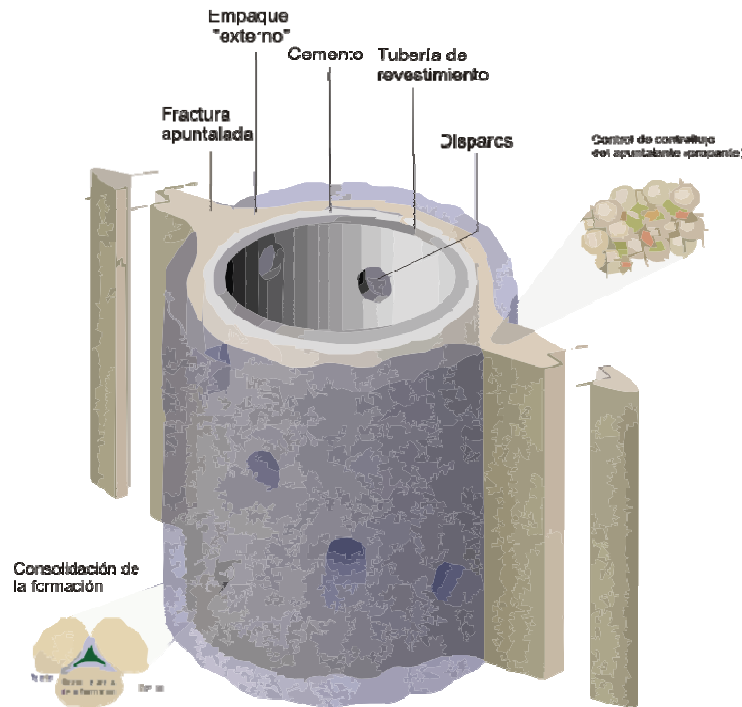
Es el sistema de control de arenas más confiable (con respecto a la producción a altas tasas y largo término) que existe actualmente en la industria. Combina una fractura altamente conductiva con un empaquetamiento con grava para proporcionar tanto estimulación y control de arena en la formación. El tratamiento abarca el bombeo de grava (también conocida como apuntalante o propante) dentro de las perforaciones a tasas que superen la presión del yacimiento, la intención es crear un bypass en cualquier zona dañada remanente de las actividades de perforación y completamiento. Un esquema de esta tecnología se muestra en la figura 16.

Incorpora un tratamiento de fracturamiento hidráulico TSO (Tip Screenout), el cual maximiza el ancho (w) y la permeabilidad de la fractura logrando una mayor conductividad.

Candidatos para un tratamiento de frac-pack:

- Daño cercano a la cara del pozo.
- Yacimientos con alta o baja permeabilidad y formaciones con problemas de migración de finos y arenamiento (cualquier tipo de yacimiento).
- Capas productivas no conectadas al yacimiento.
- Secuencias laminares de arena y arcilla.
- Pobre productividad esperada después de la instalación de un gravel pack.
- Campos con demanda pico altas

Figura 16. Frac Pack Screenless.



Fuente: ACOCK, Andrew *et al.* Métodos de Producción de Arena sin Sedazos. En: Oilfield Review. Schlumberger, Verano 2003, p. 41.

3.3.2 Métodos químicos de control de arena

- **Consolidación química de la formación**

Implica la inyección de una serie de compuestos químicos dentro de la formación no consolidada para lograr una cementación artificial de los granos en sus puntos de contacto, esto genera una matriz consolidada; el exceso de material es posteriormente desplazado con flujos subsecuentes con el fin de limpiar los espacios porosos y lograr una mayor retención de la permeabilidad.

- **Empaquetamiento con agua (Water packs)**

Este sistema emplea una salmuera no viscosa como fluido de transporte, se requiere de la acción de una mezcladora que actúe continuamente. Se ha vuelto más popular en los últimos años surgiendo como alternativa a las convencionales lechadas gelificadas las cuales emplean polímeros que pueden dañar potencialmente la formación. Suelen formar empaques firmes en el anular, una desventaja es el potencial de un alto leakoff pudiendo generar deficiencias prematuras en el empaque.

- **Empaquetado con agua a altas tasas (High-rate water packs)**

Fueron desarrollados para mejorar el emplazamiento de la grava dentro de las perforaciones y obtener mayores eficiencias en el completamiento que los water packs, los cuales son bombeados a menores tasas.

El HRWP debe ser considerado cuando un tratamiento de extensión pack o frac pack no es posible.

4. GENERALIDADES DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA

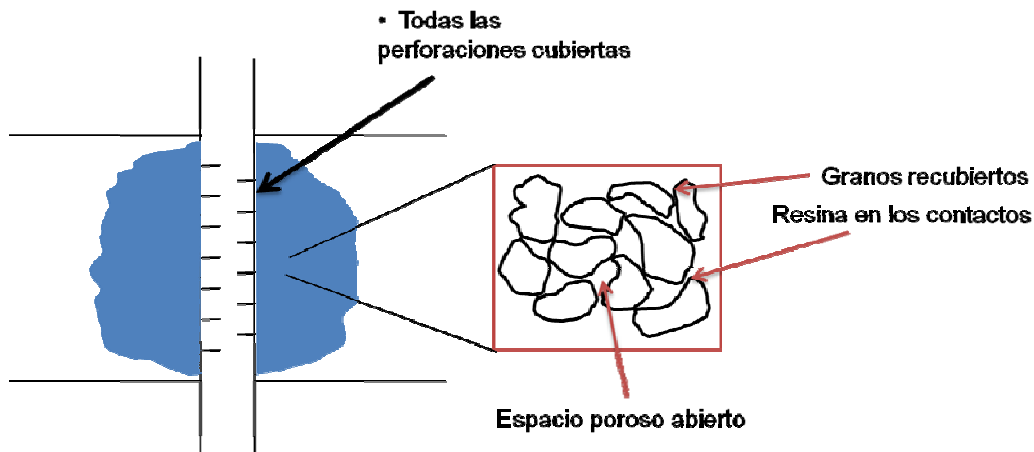
Diferentes procesos de consolidación química se han desarrollado desde la década de 1950 y perfeccionando tras años de investigación. Actualmente varias empresas de servicios ofrecen dichos procesos, entre los cuales se tienen el *Sandtrap* de Halliburton, *SandLock* de Schlumberger y *Eposand* de Chevron. El método es empleado con frecuencia en pozos en donde los completamientos con grava y mallas han mostrado ser poco atractivos económicamente (Nguyen et al, 2004)²⁶.

4.1 PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA DE ARENAS

El objetivo general de un tratamiento de consolidación es pegar los granos de la formación adyacentes a todas las perforaciones tal como se muestra en la figura 17. A nivel microscópico los objetivos del tratamiento son: cubrir los granos de arena con resina, concentrar la resina en los puntos de contacto de los granos y dejar el mayor espacio poroso abierto al flujo, dependiendo del tipo de tratamiento o resina empleada el radio de consolidación puede ser de uno a tres pies obteniéndose buenos resultados.

²⁶ NGUYEN, Philip D.; DUSTERHOFT, Ron G.; ALI, Syed A.; LOCKMAN, Russell R.; Stabilizing Wellbores in Unconsolidated, Clay-Laden Formations, 2004, SPE 86559.

Figura 17. Objetivos de la consolidación química.



Fuente: PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M.; Sand Control; SPE Series on Special Topics, Volume 1, Chapter 11, Plastic Consolidation Principles, 2002.

Un aspecto importante para el tratamiento químico asociado con la consolidación química de arenas corresponde a los fluidos que se deben utilizar en cada una de las etapas de desarrollo del método. Teniendo en cuenta esto, a continuación se realiza una conceptualización de las sustancias asociadas a cada etapa del proceso:

4.1.1 Preflujos

Una de sus principales funciones es remover los fluidos de los espacios porosos cerca al pozo, teniendo en cuenta que el aceite puede disolver o absorber una porción de la resina, y la salinidad del agua también afecta su desempeño. Las sustancias que se utilizan en el preflujo para lograr la remoción de los fluidos son:

Surfactantes

Estos ayudan a reducir la tensión interfacial para lograr una remoción completa de los fluidos de la formación. Igualmente pueden modificar la mojabilidad de la formación, por tanto la formulación de esta debe realizarse cuidadosamente de acuerdo a las especificaciones de la formulación resínica.

Solventes mutuales

Son fluidos que pueden disolver cantidades considerables de agua y aceite, en el preflujos este puede disolver casi toda el agua y la salmuera residual del espacio poroso. Los solventes mutuales pueden ser preferencialmente miscibles en agua ó preferencialmente miscibles en aceite, la selección del tipo dependerá del fluido que se necesite remover en mayor cantidad, siendo generalmente el agua este último en vista de que la mayoría de las formaciones son preferencialmente mojadas por agua. El agua será removida en mayor cantidad por un solvente preferencialmente soluble en agua.

4.1.2 Resinas.

La resina es el producto químico central en el proceso de consolidación de arena, Varios tipos de resina son empleados en el ámbito del control de arena, estas resinas corresponden a resinas orgánicas que pueden endurecerse tales como las resinas epoxy, las resinas de poliéster, resinas de úrea formaldehído, furánicas o del alcohol furfuril, resinas de uretano y mezclas de estas resinas (Talaghat et al. 2007²⁷; Nguyen, 2004b²⁸; Ariza y Torres, 1989²⁹), las más usadas en los procesos comerciales se muestran y caracterizan en la tabla 5:

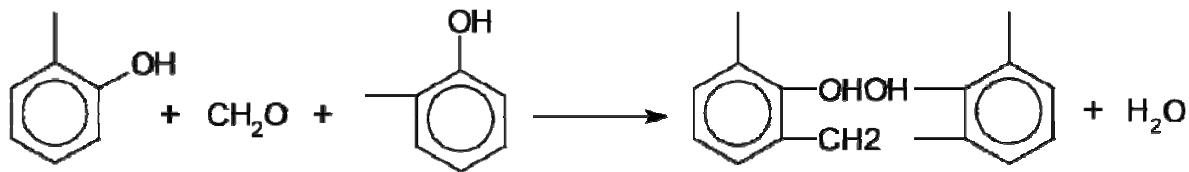
Fenólicas. Las resinas fenólicas, como su nombre lo indica se forman a partir de la reacción del fenol y el aldehído. Las propiedades físicas son muy parecidas a las de la resina furánica y su temperatura de de efectividad es hasta 300 °F. Las resinas fenólicas son disueltas en alcohol furfuryl y posteriormente polimerizadas con ácido catalítico con lo cual se forma una estructura híbrida de anillos de fenol y furan conectados con puentes de metileno; en la figura 18 se muestra la reacción química que se emplea en las resinas fenólicas:

²⁷ TALAGHAT, M.R.; ESMAEILZADEH, F.; MOWLA, D.; Sand Production Control by Chemical Consolidation, Journal of Petroleum Science and Engineering (JPSE), 2007.

²⁸ Nguyen, P.D., 2006. Methods for forming a permeable and Stable Mass in a Subterranean Formation. United States Patent 6997259.

²⁹ ARIZA, Emiliano; VARGAS, Jesús; Control de la Producción de Arenas Mediante el Uso de Resinas en Campo Casabe. Bucaramanga: UIS, 1989, p 289.

Figura 18. Reacción química correspondiente a las resinas fenólicas.



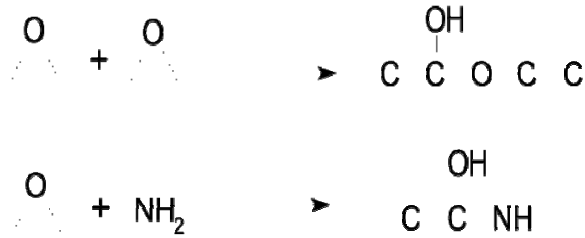
Fuente: PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M.; Sand Control; SPE Series on Special Topics, Volume 1, Chapter 11, Plastic Consolidation Principles, 2002.

Este tipo de resinas son pioneras en el desarrollo de metodologías de consolidación química; el hecho de presentarse la unión entre el fenol y el aldehído, ayuda a alcanzar una estructura altamente entrelazada. Por otro lado, las resinas fenólicas son bien conocidas por su buena resistencia química y por generar agua como subproducto secundario posterior a la polimerización.

Epóxicas. Las resinas epóxicas se caracterizan porque su uso implica agregar a la formación problemática un prelavado removedor de agua o surfactante para obtener un buen desempeño, de lo contrario no se esperarán buenos resultados en la aplicación de un tipo de resina como ésta. A temperatura superior a 250°F, la resina se torna poco consistente y en presencia de agua entre la resina y la roca, las propiedades adhesivas son nulas.

El mecanismo de endurecimiento para estas resinas depende de la reacción de los anillos epóxicos. También presentan baja merma durante el curado. En la figura 19 se muestra la reacción química asociada al proceso de consolidación con resinas epóxicas.

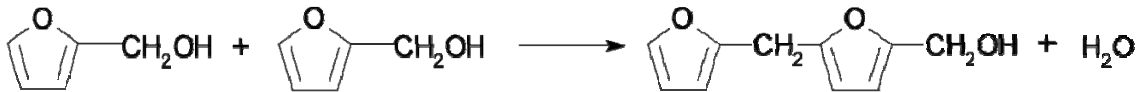
Figura 19. Polimerización de la resina epóxica.



Fuente: PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M.; Sand Control; SPE Series on Special Topics, Volume 1, Chapter 11, Plastic Consolidation Principles, 2002.

Furánicas. Se basan en la polimerización de un alcohol furfuryl, los catalizadores utilizados son ácidos fuertes que pueden ser solubles en aceite o en agua, dependiendo de las necesidades en la formación problemática. Posterior a la polimerización la resina produce agua como producto secundario de la reacción; en la figura 20 se muestra la reacción asociada a la polimerización de esta tipo de resinas.

Figura 20. Polimerización de la resina furánica.



Fuente: PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M.; Sand Control; SPE Series on Special Topics, Volume 1, Chapter 11, Plastic Consolidation Principles, 2002.

El uso de estas resinas es muy amplio en la industria debido a que no es necesario un prelavado para implementarlas y pueden además abrigar granos de arena en presencia de arcilla. La temperatura límite de este tipo de resinas es 300°F, lo cual resulta ventajoso frente a las especificaciones de la resina epóxica; sin embargo, la polimerización de ésta ocurre a temperatura baja lo cual limita su respectiva vida útil.

4.1.3 Diluyentes.

Estos son empleados debido a que las resinas para consolidación de arena son muy viscosas para ser bombeadas hasta la zona de interés. El hecho de no diluir la resina, puede generar problemas de taponamiento en la tubería razón por la cual se ha estandarizado incluir estas sustancias en la formación de procesos de consolidación de arenas.

4.1.4 Agentes adhesivos.

Son usados en el proceso de consolidación química para unir químicamente la resina con la superficie de sílice de la roca, estas uniones químicas son mucho más fuertes que las fuerzas de atracción ejercidas entre la resina y la arena. Los agentes adhesivos más comunes son los órgano-silanos. El grupo orgánico amina reacciona con la resina durante la polimerización; y el grupo silano reacciona con la arena. El agente adhesivo es usualmente incluido como un ingrediente de la formulación resínica pero algunos estudios han mostrado que los agentes adhesivos son más efectivos cuando son agregados con el preflujo.

4.1.5 Postflujos.

Estos fluidos se inyectan luego de la resina, los objetivos de su aplicación son desplazar el exceso de resina del espacio poroso abriendo canales de flujo y restaurar la permeabilidad, en los sistemas catalizados in situ cumple con la función de transportar el catalizador para producir el endurecimiento, también sirve para extraer el diluyente de la resina.

Tabla 5. Propiedades de los distintos tipos de resinas.

PROPIEDADES DE RESINAS DE CONSOLIDACIÓN			
Resina	Epoxica	Furánica	Fenólica
Catalizador	Amina	Acido Fuerte	Base Fuerte
Producto de la reacción	Ninguno	H ₂ O	H ₂ O
Temperatura de ablandamiento	250	300	300
Humedad de arena en presencia de agua	No	Si	Si

Fuente: PENBERTHY, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M.; Sand Control; SPE Series on Special Topics, Volume 1, Chapter 11, Plastic Consolidation Principles, 2002.

4.2 MÉTODOS DE RECUBRIMIENTO DE GRANO

El objetivo principal de las resinas de consolidación consiste en recubrir los granos de arena con una delgada capa, pero dejando abierto el volumen del espacio poroso para el flujo de fluidos a través de éstos. De acuerdo a lo anterior se identifican 3 formas para alcanzar el recubrimiento de resina deseado. Cabe destacar que los diferentes métodos de recubrimiento dependen del mecanismo de mezcla del catalizador con la resina.

4.2.1 Sistema internamente catalizado con separación de fases.

Consiste en la mezcla directa en superficie de 15% a 25% de resina, agente curante o catalizador y un solvente que por lo general corresponde a un fluido inerte. El sistema consiste en la precipitación de la resina polimerizada de la solución de resina inicial. Al final de la polimerización hay dos fases en el espacio poroso:

Plástico polimerizado: que recubre los granos de arena.

Solvente de la solución de resina inicial: el cual llena el volumen restante del espacio poroso y proporciona permeabilidad.

- **Procedimiento de aplicación.**

Inicialmente el espacio poroso está lleno con petróleo y agua de formación, los cuales son misciblemente desplazados por un preflujo. Luego la solución resínica desplaza el preflujo y llena totalmente el espacio poroso. La resina se polimeriza llegando a ser insoluble en el solvente transportador y se precipita (separación de fases) sobre los granos de arena. El solvente transportador de la resina queda en el centro del espacio poroso y la película de resina queda en el centro del espacio poroso, haciendo que la película de resina se endurezca sobre la superficie de los granos de arena y en sus puntos de contacto. En la figura 21, se observa el procedimiento de este sistema.

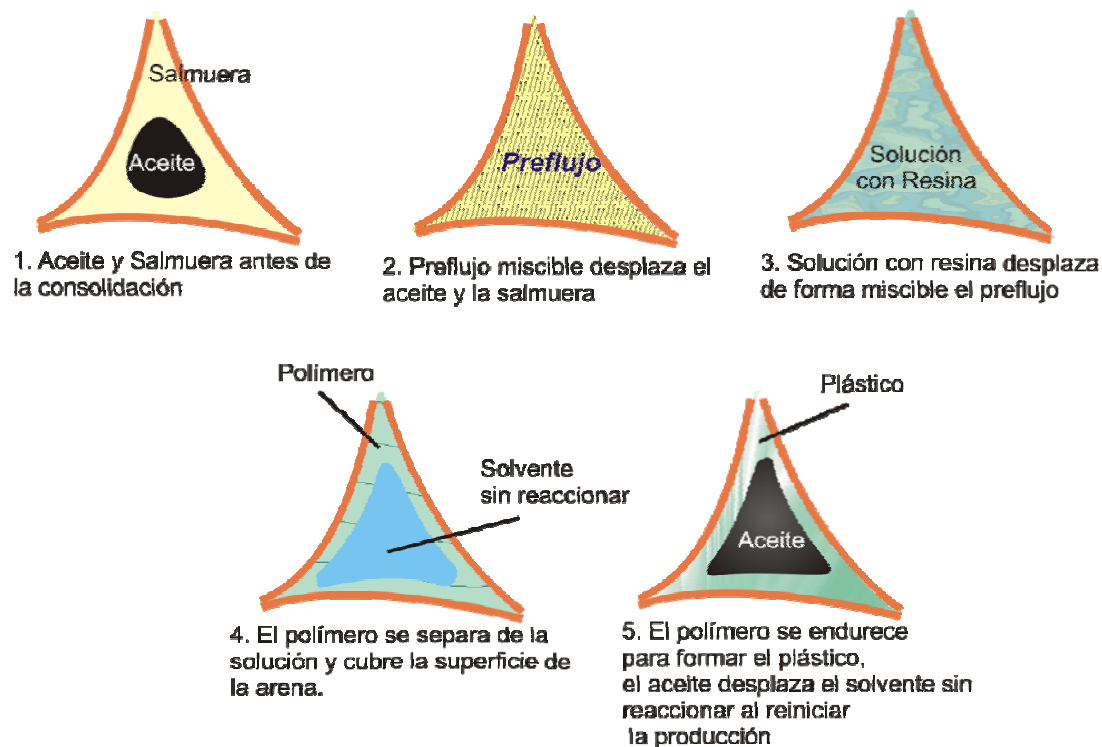
Por otro lado, la solución con resina está compuesta por tres elementos importantes:

- *Resina:* la cual debe ser polimerizada.
- *Solvente transportador:* el cual disuelve la resina antes de su polimerización.
- *Agente curante o catalizador:* el cual causa la polimerización de la resina.

La cantidad necesaria de agente curante depende de la temperatura de la formación, además la relación resina/agente curante, permite predecir aproximadamente el tiempo de curado y de bombeo.

La relación resina/solvente debe aplicarse cuidadosamente para proporcionar una adecuada solución con resina a los granos de arena en sus puntos de contacto y además para retener la máxima permeabilidad.

Figura 21. Esquema del método de recubrimiento de grano internamente catalizado con separación de fases.



Fuente: PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics, chapter 11, Plastic Consolidation Principles. p. 65. Richardson, TX, 2002.

- **Desventajas del sistema.**

Una desventaja de este sistema es el tiempo limitado de bombeo durante el desplazamiento de la resina; ya que ésta empieza a polimerizarse tan pronto el agente curante se agrega en la superficie. Para que el sistema sea efectivo, es necesario inyectar la solución de resina a la formación antes que se alcance la separación de fases.

El sistema no es efectivo en la consolidación de arena de grano muy fino y en arenas limosas o arcillosas; entre mayor sea el área de superficie de arena arcillosa, los puntos de contacto de los granos de arena con resina disminuyen, por lo tanto la resistencia de la consolidación se reduce.

4.2.2 Sistema internamente catalizado con postflujó

En este sistema, todos los componentes de la solución de resina son mezclados en superficie antes de la inyección. La permeabilidad se alcanza por desplazamiento inmisible de los excesos de resina mediante un fluido inerte, que corresponde a un aceite.

- **Procedimiento de aplicación**

El petróleo y la salmuera son desplazados por un preflujó, el cual a su vez es desplazado por la solución de resina; posteriormente, se utiliza el aceite de postflujó para desplazar la resina y establecer permeabilidad.

Después de que el exceso de resina ha sido desplazado del espacio poroso, la resina se polimeriza en forma de película sobre los granos de arena, formando una matriz consolidada dependiendo del tiempo de curado según la temperatura de la formación.

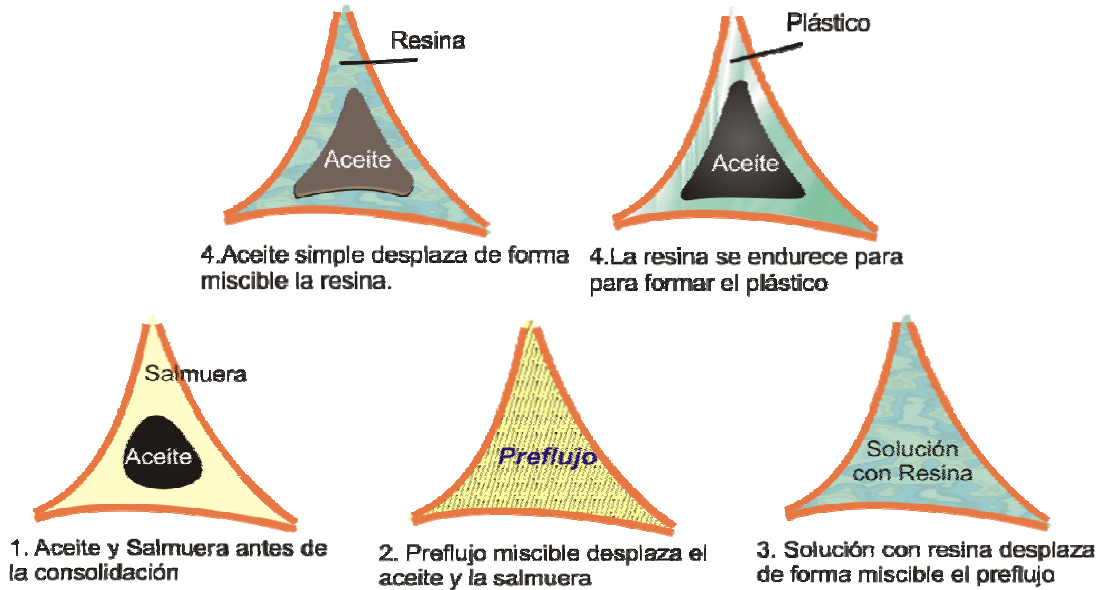
- **Ventajas del sistema**

Este sistema de postflujó deja una saturación residual de resina que oscila entre 30% y 50% del volumen poroso.

El tiempo de bombeo para desplazar la resina es mayor que el requerido en el sistema de separación de fases, ya que la viscosidad de la resina se incrementa lentamente después de que se agrega el endurecedor, pero no ocurre separación de fases.

En la figura 22 se muestra el esquema de este método de recubrimiento de grano

Figura 22. Esquema del método de recubrimiento de grano internamente catalizado.

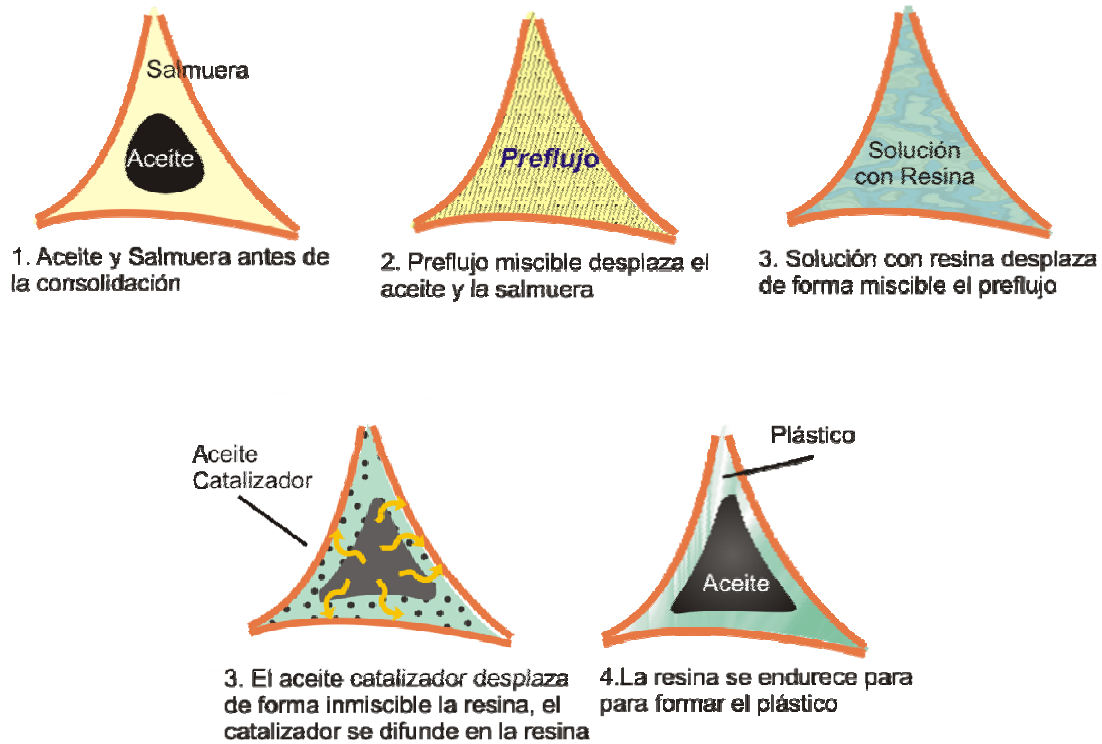


Fuente: PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics, chapter 11, Plastic Consolidation Principles. p. 66. Richardson, TX, 2002.

4.2.3 Sistema externamente catalizado con postflujo

Este sistema también se conoce como consolidación in situ, y se caracteriza porque el agente curante no se incluye en la solución de resina sino que se disuelve en el postflujo y luego se difunde dentro de la resina, al mismo tiempo que el exceso de resina se desplaza del espacio poroso. La resina mantiene su estado de fluidez original, hasta cuando se pone en contacto con el postflujo que contiene agente curante o catalizador. Este sistema se muestra en la figura 23.

Figura 23. Esquema del método de recubrimiento de grano externamente catalizado.



Fuente: PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics, chapter 11, Plastic Consolidation Principles. p. 66. Richardson, TX, 2002.

- **Deventajas del sistema.**

El agente curante debe ser soluble en el postflujo y transferido mezclado rápidamente con la resina que se encuentra en la formación.

No hay un control directo sobre la relación resina/agente curante en la resina consolidada.

4.3 FALLAS EN LOS MECANISMOS DE CONSOLIDACIÓN

En los procesos de consolidación química de arena se presentan 4 tipos principales de deterioros identificados:

Humectación Incompleta. El cubrimiento completo del grano no es alcanzado a causa una pobre humectación de la resina. Puede ocurrir por que el fluido del prelavado se comporta en forma inefectiva.

Agrietamiento por encogimiento. El cubrimiento plástico implica un encogimiento durante la polimerización que desarrollará altos esfuerzos internos los cuales pueden resultar en grietas, como respuesta a la rigidez de los granos de arena.

Defectos de Burbujas. Los defectos de burbujas pueden ser causados por el agua que se produce como un subproducto de la reacción de polimerización. Por otro lado, se pueden crear por goteos que son atrapados por la resina viscosa.

Fallas de pegamento. Las fallas en los tratamientos de consolidación son el resultado de fallas cohesivas en el recubrimiento de la resina, seguido por fallas adhesivas en la interfase resina/arena³⁰.

4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA SISTEMAS DE CONSOLIDACIÓN PLÁSTICA

Para la selección del mejor método de consolidación se requiere de una comparación de la resistencia, permeabilidad, características de envejecimiento de la resina, costos y los métodos de aplicación. Para la descripción a continuación, el término “propiedades iniciales” se refiere a la resistencia y permeabilidad de la arena consolidada justo

³⁰ Ibid., p. 71.

después del curado (aplicación del método de consolidación, ya quedando la formación lista para utilizarse) cuando esta no ha sido expuesta ni al petróleo ni a la salmuera.

4.4.1 Resistencia compresiva

Propiedad utilizada en el laboratorio para medir qué tan bien cementados están los granos de arena. En un pozo productor, sin embargo, la carga existente sobre la consolidación hace que se genere un “esfuerzo de draw-down” impuesto por el flujo a través de la arena. Este flujo ocasiona que la consolidación decrezca y falle a modo de cizalla (tensión vs compresión).

Para relacionar el esfuerzo compresivo con el esfuerzo de draw-down y el fallamiento se han realizado varias pruebas, en las cuales se hacía fluir petróleo a través de una serie de muestras de roca consolidadas con resistencia compresiva conocida, hasta alcanzar el fallamiento. Los resultados mostraron que cada 100 psi en el esfuerzo compresivo corresponde a 1700 psi en el esfuerzo draw-down. De ahí que aquellas consolidaciones con rangos de resistencia compresiva entre 1000 y 2000 psi, sean capaces de controlar las partículas de arena.

4.4.2 Retención de permeabilidad

Evaluar esta propiedad implica conocer la permeabilidad absoluta (una sola fase) antes y después del tratamiento. Esta relación de permeabilidades (antes/después) es definida como retención de permeabilidad. Dicha propiedad será menor del 100% dado que una porción del espacio poroso original ha sido llenada con plástico. Para generar una resistencia significativa es necesario llenar un 35% del espacio poroso con resina.

La retención de permeabilidad y en cierta medida la resistencia compresiva depende del tamaño de grano de la arena utilizada para la prueba. Espacios porosos grandes son menos afectados por el llenado parcial con resina que aquellos espacios porosos pequeños; y por tal razón tendrán una pérdida de mínima en permeabilidad.

4.4.3 Tiempo de envejecimiento

Las resinas de consolidación desafortunadamente se deterioran al ser expuestas a los fluidos del yacimiento por un tiempo extendido. Cuando la resistencia disminuye por debajo de lo necesario para contrarrestar las fuerzas de draw-down, el sistema consolidado falla y el pozo comienza a producir arenas. El agua (salmuera) es el fluido con mayor influencia en el tiempo de vida de la resina, ésta aparentemente invade la región de unión entre la resina y la arena ocasionando que esta unión falle.

Las variables importantes para correlacionar con la edad de la resina son el tiempo y el esfuerzo de draw-down, los volúmenes porosos que han fluido en la región se relacionan de forma más directa con la permeabilidad y no con el envejecimiento.

Datos de laboratorio demuestran que se da una gran pérdida en la resistencia justo unos días después de su exposición a los fluidos del pozo, esta pérdida prematura va seguida de una declinación más gradual por la cual tienden a pasar años antes del fallamiento.

4.4.4 Resultados de campo

Son los datos más valiosos para evaluar el proyecto. No obstante, dado que existe una gran variación de las condiciones de un pozo a otro se deben emplear aproximaciones estadísticas de forma que sea posible correlacionar los resultados de campo con las propiedades reveladas por las pruebas de laboratorio.

Frecuentemente, el éxito del proceso de consolidación depende de la complejidad y confiabilidad del procedimiento utilizado para ubicar la resina en la formación, este es un último factor que no es reflejado por la resistencia compresiva y el retorno de permeabilidad.

El tiempo de vida útil de la resina depende en gran medida de cómo son producidos los pozos, variables como la tasa de producción y corte de agua pueden afectar significativamente los resultados en campo³¹.

4.5 FUENTES DE EVALUACIÓN

La información obtenida proviene de 3 fuentes: publicaciones, datos de laboratorios y experiencia de campo.

4.5.1 Publicaciones

Están disponibles como catálogos de las compañías de servicio, patentes y artículos de revistas profesionales, todas estas descripciones contienen datos del desempeño del sistema bajo condiciones de laboratorio. Dado que existen tantas variables en los métodos de pruebas de laboratorio, se hace difícil establecer comparaciones entre los datos de este tipo de investigaciones.

4.5.2 Datos de laboratorio

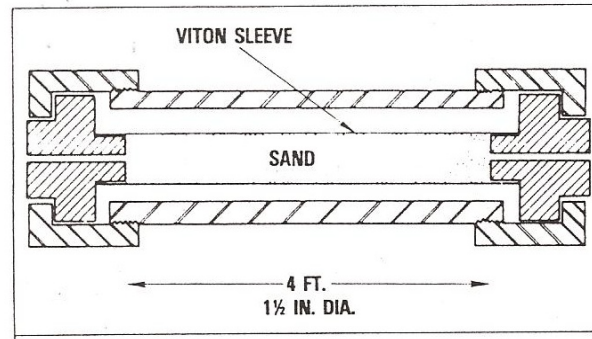
La mayoría de los procesos de consolidación son evaluados de forma independiente. Asumiendo que las variables temperatura, tipo de arena, tasa de flujo y tiempo de curado permanecen constantes con el tiempo, se puede obtener una base de comparación bastante confiable entre los distintos procesos de consolidación.

Se pueden desarrollar modelos de laboratorio con geometría lineal y radial; la primera da información acerca de la distribución de la resina en un segmento de la formación; mientras que la segunda da información sobre esta distribución pero con una mayor aproximación a las condiciones de flujo radial que se dan en la cercanía del pozo.

³¹ Ibid., p. 73.

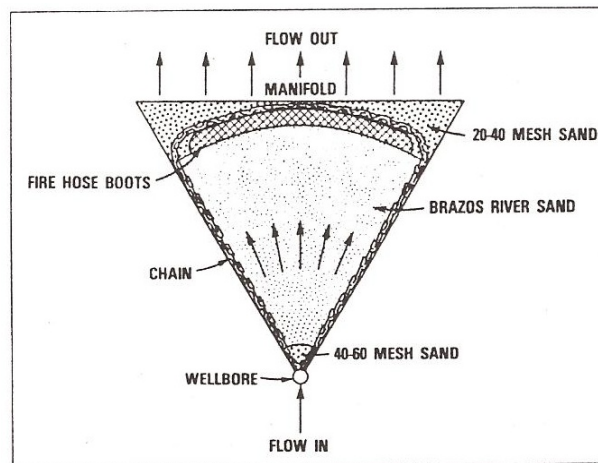
Los esquemas de modelo lineal y radial para pruebas de laboratorio se muestran en las figuras 24 y 25.

Figura 24. Esquema del modelo lineal utilizado para hacer pruebas de la de consolidación plástica bajo flujo lineal.



Fuente: PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics, Volume 1. Chapter 12. Commercial Plastic Cosolidation Systems. P. 73. Richardson, TX, 2002.

Figura 25. Esquema del modelo radial utilizado para hacer pruebas de la consolidación plástica bajo flujo radial.



Fuente: PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics, Volume 1. Chapter 12. Commercial Plastic Cosolidation Systems. P. 73. Richardson, TX, 2002.

4.5.3 Datos de campo

Desde que se desarrollaron por primera vez los procedimientos de campo, muchos tratamientos de consolidación así como estudios y pruebas fueron llevados a cabo para determinar la efectividad de estos tratamientos. Estos estudios mostraron también cómo cambiaba esta efectividad con la producción del pozo a través del tiempo³².

4.6 PROCEDIMIENTO DE CAMPO

4.6.1 Diseño del tratamiento de campo para un sistema de consolidación

Los volúmenes de tratamiento se expresan en términos del número de galones a ser inyectados por cada pie del intervalo perforado, este no se debe confundir con el grosor de la arena. Un volumen de 100 gal/ft llenará completamente el espacio poroso alrededor del casing en un radio de $3\frac{1}{2}$ pies aproximadamente.

Generalmente se emplea un tratamiento ácido antes de llevar a cabo la consolidación con el fin de remover el daño a la formación y proveer una superficie de arena limpia para una máxima adhesión (ver tablas 6,7, y 8).

Posteriormente se procede a implementar los métodos de recubrimiento anteriormente mencionados, si se emplea el método de recubrimiento catalizado in situ con sobrelavado es necesario separar la resina y el agente activador para prevenir el mezclado prematuro, que podría resultar en el endurecimiento anticipado de la resina en el pozo o en los espacios porosos de la formación cerca de este. Para evitar el daño excesivo a la porosidad de la formación y por tanto la permeabilidad, hay que evitar el exceso de resina en los poros cuando el activador entra en contacto. También hay que tener cuidado con mezcla de la resina y el activador en el tubing dado que puede generar

³² Ibid., p. 74

violentas reacciones exotérmicas, por consiguiente, un volumen de fluido espaciador debe ser inyectado entre la resina y el activador, este fluido también cumple con la función de desplazar la resina para que no ocupe los espacios porosos entre los granos.

Una vez la resina es completamente depositada en la formación, se debe poner en contacto directo con el sobre-lavado activador para iniciar su polimerización o curado. A primera vista, este procedimiento puede parecer simple si se tienen las suposiciones de que la formación es homogénea y las propiedades reológicas de los fluidos espaciadores, resina y activador son similares. Pero en la realidad, existen muy pocos por no decir ningún yacimiento homogéneo, especialmente en aquellos que se ha considerado la consolidación plástica en vista de que los métodos convencionales de control de arena no son atractivos. Por otro lado, las resinas comerciales suelen tener una viscosidad superior a los fluidos del yacimiento, espaciadores y activadores.

4.6.2 Diseño de un tratamiento con resinas epóxicas

Estas se pueden utilizar con los tres métodos de recubrimiento de grano. Sin importar este método, el grado de unión obtenido por la resina epóxica es sensible a la cantidad de agua presente en el espacio poroso, por lo tanto todos los sistemas incluyen un prelavado removedor de agua. En este prelavado, se puede emplear un *solvente mutual* el cual permite desplazar tanto agua como crudo; este puede incluir aditivos tal como un agente de adhesión (coupling agent) o agente viscosificante con tal de lograr un buen desplazamiento de los fluidos iniciales.

Para proceder con la fase de inyección de la resina hay que tener en cuenta que las resinas epóxicas son muy viscosas tal como vienen fabricadas, estas requieren la adición de un diluyente tal como la acetona o el etil-acetato para poder ser bombeadas en las operaciones de campo.

Para que la resina se endurezca, los sistemas de *separación de fases internamente catalizados* contienen un agente de curado (endurecimiento), típicamente una di-amina. La reacción de endurecimiento inicia tan pronto el agente de curado es agregado, sin embargo un diseño típico permite un tiempo de 2 a 3 horas de bombeo antes del incremento de viscosidad y separación de fases. Cuando se trata de un sistema de *recubrimiento catalizado in situ* las resinas no contienen agente de curado y no se endurecen hasta que entren en contacto con el catalizador, mientras que el sistema *separación de fases internamente catalizado* no requiere de sobre-lavado, solo es desplazado a la cara de la formación y se permite su curado.

Una vez finalizados los procesos de inyección y curado, los métodos de cubrimiento de grano utilizan aceite para re-establecer la permeabilidad. Tanto un aceite de motor tipo “bright stock” o un aceite mineral permitirá una relación de movilidad adecuada para abrir los poros al flujo. Aunque usualmente se requieren 12 horas para retomar las operaciones de workover, se puede permitir que la resina siga con el proceso de curado durante 24 horas para que se vuelva más resistente. Altas temperaturas ocasionan un proceso de curado más rápido.

4.6.3 Diseño de un tratamiento con resina furánica

Las resinas furánicas son muy reactivas y no se ha definido un método práctico para catalizarlas internamente. Todos los procesos comerciales basados en resinas furánicas o furánicas/fenólicas son catalizados in-situ. Se utilizan sobre-lavados de agua o aceite.

En sobre-lavados de aceite, se emplea diesel más un surfactante para reducir la saturación de agua residual y promover el mojado de la arena por la resina. Los prelavados acuosos utilizan comúnmente salmuera y un surfactante, en estos, se mantiene alta la salinidad de la salmuera para prevenir que los componentes de la resina solubles en agua se disuelvan durante el prelavado. Es posible utilizar un

solvente mutual para cada uno de los sistemas mencionados. Sin importar la escogencia de la resina, los sistemas con sobrelavado de aceite incluyen comúnmente alcohol furfuril como un diluyente reactivo; para los sistemas acuosos, en vista de que el alcohol furfuril es demasiado soluble en agua se emplea otro reactivo como el aldehído furfuril.

La resina usualmente contiene un agente de adhesión (coupling agent) para promover una buena adhesión a la arena. Los fluidos de espaciado se emplean para separar la resina del catalizador del sobrelavado, se utiliza diesel para los sistemas con sobrelavado de aceite y una salmuera de alta salinidad para los sistemas acuosos; en ambos se puede usar surfactante.

El sobre-lavado catalítico para los sistemas base aceite consiste en diesel más un ácido orgánico (o derivado de este) soluble en aceite. Dado que los sistemas con resinas furánicas son muy reactivos se emplean catalizadores en bajas concentraciones. Los sistemas acuosos generalmente se catalizan con HCl. Los rangos de concentración de ácido van de 10 a 15% y se agrega NaCl para disminuir la solubilidad en agua de algunos componentes de la resina. En muchos casos se emplea surfactante en el sobrelavado. Las resinas furánicas curan bastante rápido después de exponerlas al catalizador. Un período de 12 horas (overnight) se emplea generalmente para el curado; sin embargo, las operaciones de workover se retornan en menos tiempo.

4.6.4 Sistemas de resinas fenólicas

En contraste con los sistemas furánicos y furánico/fenólico, las resinas fenólicas polimerizan lentamente. Para establecer la permeabilidad se puede emplear tanto el sistema *separación de fase internamente catalizada* o *recubrimiento internamente catalizado con sobrelavado*. Se tienen varias opciones en cuanto a la disposición de la arena para su cubrimiento con resina. El diesel se ha utilizado exitosamente al igual que solventes mutuales solos o en combinación con este. Todas las formulaciones son

similares, contienen una resina fenólica, agente de adhesión y un catalizador básico (hidróxido de sodio), la reacción de polimerización inicia tan pronto el catalizador es agregado a la resina. El tiempo de trabajo durante el cual ocurre la separación o durante el cual se incrementa la viscosidad es de 1 a 3 horas, lo que resulta adecuado para el bombeo de la resina a la formación.

En vista de que la velocidad de reacción depende de la temperatura del yacimiento, para controlar el tiempo de reacción, los ingredientes de la resina se modifican de acuerdo a este parámetro. Sorpresivamente, en los sistemas de separación de fases solo se necesita un pequeño volumen de sobrelavado para generar la permeabilidad, ya que se logra el alcance de una buena resistencia compresiva aunque los espacios porosos no hayan sido llenados completamente por la solución con resina. El sistema de sobrelavado incluye diesel para remover el exceso de resina y establecer la permeabilidad. Una pequeña cantidad de acelerador es agregado al sobrelavado para ayudar en la polimerización de la resina. La resistencia compresiva adecuada para continuar los trabajos de workover es obtenida en 24 horas. En la tabla 9 se muestra la diferencia en cuanto los procesos aplicados para cada tipo de resina.

Tabla 6. Diseño para un sistema de consolidación con resina epóxica.

DISEÑO DEL TRATAMIENTO PARA SISTEMA DE CONSOLIDACIÓN CON RESINA EPÓXICA						
	Separación de Fases Internamente Catalizada		Postflujo Internamente Catalizado		Postflujo Catalizado In-Situ	
Fluido	Ingredientes	Volumen aproximado	Ingredientes	Volumen aproximado	Ingredientes	Volumen aproximado
Ácido	HCl	50 gal/ft	HCl	50 gal/ft	HCl	50 gal/ft
	HF/HCl	100 gal/ft	HF/HCl	100 gal/ft	HF/HCl	100 gal/ft
	Solvente mutual		Solvente mutual		Solvente mutual	
Neutralizador	Agua	150 gal/ft	Agua	150 gal/ft	Agua	150 gal/ft
	NH4Cl		NH4Cl		NH4Cl	
	NH4HCO3		NH4HCO3		NH4HCO3	
Preflujo	Diesel	300 gal/ft	Diesel	300 gal/ft	Solvente mutual	100 gal/ft
	Alcohol		Alcohol		Viscosificante	
	Aceite aromático		Aceite aromático		Agente de adhesión	
Resina	Epóxica	150 gal/ft	Epóxica	65 gal/ft	Epóxica	
	Agente de curado		Agente de curado		Diluyente	
	Diluyente		Diluyente			
Fluido Espaciador	-	-	-	-	Aceite refinado	30 gal/ft
Postflujo	-	-	Aceite refinado	200 gal/ft	Aceite refinado	250 gal/ft
Desplazamiento	Diesel	Tubing	Diesel	Tubing	Diesel	100 gal/ft
t de curado	12 horas		12 horas		12 horas	

Fuente: PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics, Volume 1. Chapter 12.. p. 78. Richardson, TX, 2002.

Tabla 7. Diseño del tratamiento para un sistema de consolidación con resina furánica (o fenólica / furánica).

DISEÑO DEL TRATAMIENTO PARA UN SISTEMA DE CONSOLIDACIÓN CON RESINA FURÁNICA (Ó FENÓLICA/FURÁNICA)				
	Postflujo catalizado In-Situ (Aceite)		Postflujo catalizado In-situ (Agua)	
Fluido	Ingredientes	Volumen aproximado	Ingredientes	Volumen aproximado
Ácido	HCl	50 gal/ft	HCl	50 gal/ft
	HF/HCl	100 gal/ft	HF/HCl	100 gal/ft
	Solvente mutual		Solvente mutual	
Neutralizador	Agua	150 gal/ft	Agua	150 gal/ft
	NH ₄ Cl		NH ₄ Cl	
	NH ₄ HCO ₃		NH ₄ HCO ₃	
Prelavado	Diesel + Surfactante o solvente mutual	100 gal/ft	Salmuera + Surfact o solvente mutual	100 gal/ft
Resina	Epóxica	90 gal/ft	Epóxica	90 gal/ft
	Agente de curado		Agente de curado	
	Diluyente		Diluyente	
Fluido Espaciador	Diesel + Surfactante	40 gal/ft	Salmuera + Surfact	40 gal/ft
Postflujo	Diesel + Surfactante	300 gal/ft	10 % HCl + surfactante	300 gal/ft
	Catal. Ácido orgáni.		NaCl	
Desplazamiento	Diesel	Tubing	Diesel	Tubing
Tiempo de curado	12 horas		12 horas	

Fuente: PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics, Volume 1. Chapter 12. Commercial Plastic Cosolidation Systems. p. 79. Richardson, TX. 2002.

Tabla 8. Diseño del tratamiento para un sistema de consolidación con resina fenólica.

DISEÑO PARA UN SISTEMA CONSOLIDACIÓN CON RESINA FENÓLICA				
	Separación de fases internamente catalizada		Sobrelavado internamente catalizado	
Fluido	Ingredientes	Volumen aproximado	Ingredientes	Volumen aproximado
Ácido	HCl	50 gal/ft	HCl	50 gal/ft
	HF/HCl	100 gal/ft	HF/HCl	100 gal/ft
	Solvente mutual		Solvente mutual	
Neutralizador	Agua	150 gal/ft	Agua	150 gal/ft
	NH ₄ Cl		NH ₄ Cl	
	NH ₄ HCO ₃		NH ₄ HCO ₃	
Prelavado	Diesel	70 gal/ft	Salmuera +	80 gal/ft
	o solvente mutual		solvente mutual	
Resina	Epóxica	120 gal/ft	Epóxica	80 gal/ft
	Agente de curado		Agente de curado	
	Diluyente		Diluyente	
Fluido Espaciador	-	-	Diesel	30 gal/ft
Postflujo	Diesel	80 gal/ft	Diesel + acelerador	80 gal/ft
Desplazamiento	Diesel	Tubing	Diesel	Tubing
Tiempo de curado	24 horas		24 horas	

Fuente: PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics, Volume 1. Chapter 12. Commercial Plastic Consolidation Systems. p. 79. Richardson, TX. 2002.

Tabla 9. Procesos de consolidación plástica comerciales.

Resina	Método de Recubrimiento		Viscosidad de la resina
Epóxica	Catálisis	Permeabilidad	(cp a)
	Interna	Separación de fases	5
	Interna	Sobrelavado	15
	In situ	Sobrelavado	15
	In situ	Sobrelavado (agua)	15
	In situ	Sobrelavado (aceite)	15
Fenólica	Interna	Separación de fases	10
	Interna	Postflujo	25

Fuente: PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics, Volume 1. Chapter 12. Commercial Plastic Consolidation Systems. p. 79. Richardson, TX. 2002.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Como se mencionó anteriormente, la metodología de consolidación química propuesta por HALLIBURTON (*NGuyen et al. SPE 106592, 2007*), sirvió de base para la construcción de la actual metodología de control de arenas mediante consolidación química con resinas que incluye cinco etapas de desarrollo como se muestra en la figura 26. De igual forma, en la figura 27 se muestra de manera más detallada las pruebas correspondientes a cada etapa de la metodología. La metodología de HALLIBURTON es mostrada a continuación:

- Caracterización de la zona
 - Difracción Rayos X & SEM
 - Análisis Granulométrico
 - Tiempo de Succión Capilar
 - Permeabilidad
 - Porosidad & Tamaño de Garganta Poral

- Simulación de arena de formación
- Empaquetamiento de la arena en manga de Teflón
- Saturación con aceite/salmuera: condiciones patrón
- Tratar columna con secuencia de tratamiento de consolidación
 - Preflujo 1: Estabilización de formación
 - Preflujo 2: Aseguramiento de humectabilidad
 - Tratamiento Principal
 - Espaciador
 - Post-Flujo
- Proceso de curado a temperatura (tiempo estimado : 24 hrs)
- Medición de Retorno de Permeabilidad

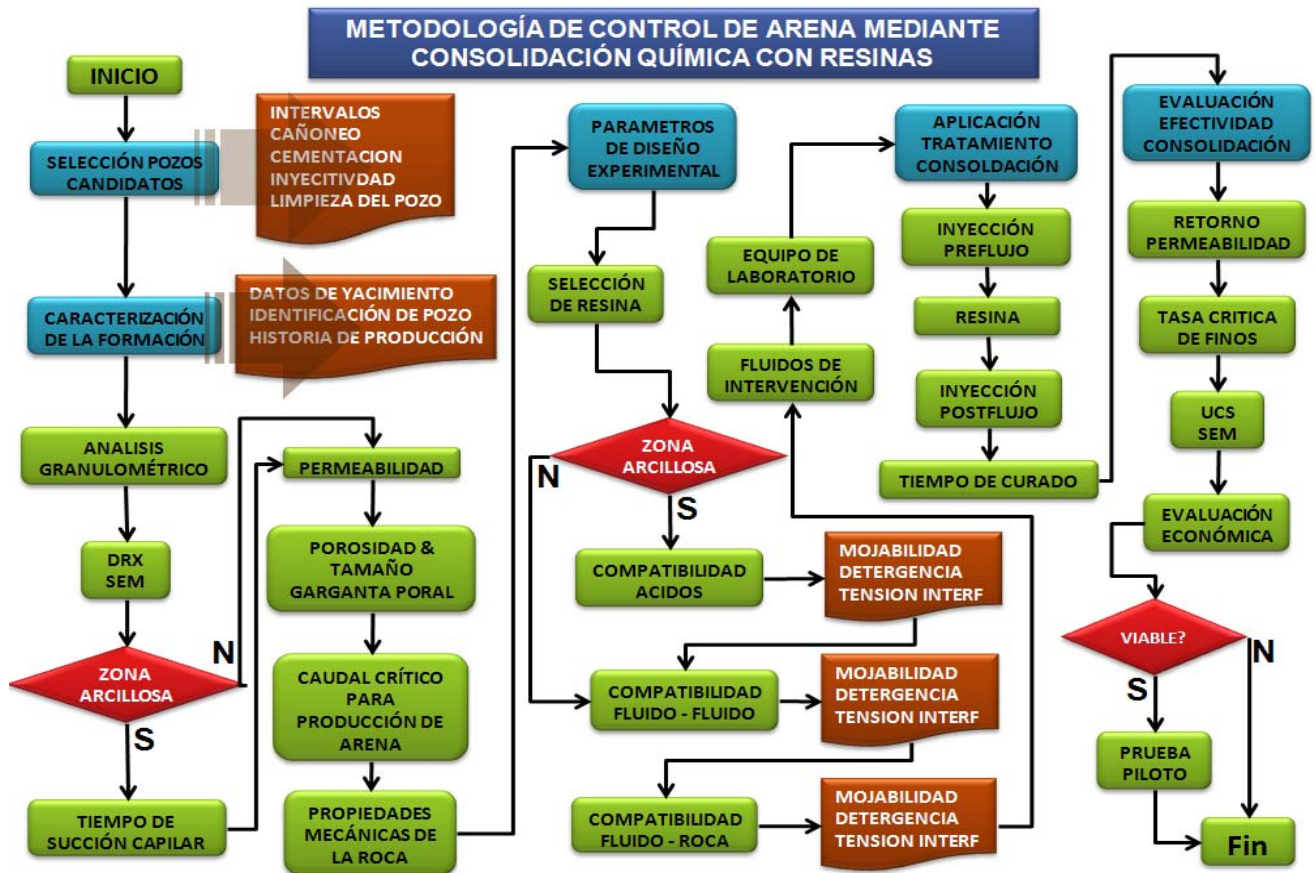
Como se puede observar, el protocolo suministrado por la empresa HALLIBURTON no tiene en cuenta una etapa de medición de la efectividad en la aplicación del producto a lo largo del plug. De acuerdo a lo anterior, la nueva metodología de consolidación química desarrollada en este proyecto incluye pruebas de compatibilidad fluido fluido, fluido roca así como la evaluación de efectividad de la consolidación mediante la realización de pruebas de tasa crítica, escaneo por microscopía electrónica (SEM) y resistencia a la compresión uniaxial (UCS). Los ensayos ya mencionados ayudarán a conocer el caudal permisible de producción libre de arena, la distribución de la resina a lo largo del plug y el incremento en resistencia de la roca luego de aplicar el tratamiento de consolidación, respectivamente.

Figura 26. Etapas de evaluación de la metodología de consolidación química.



Fuente: Autores

Figura 27. Metodología de control de arena mediante consolidación química de resinas.



Fuente. Autores.

5.1 CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LA FORMACIÓN

La caracterización de la formación corresponde a la primera etapa para el desarrollo de un proyecto de control de arena (sand control) ó de manejo de arena (sand management) en esta etapa se busca determinar todas las propiedades que afectan el proceso de la producción de arena de la formación en estudio, así como la obtención de resultados favorables en la implementación de los métodos para el tratamiento del arenamiento. Estas son las propiedades mecánicas, las propiedades petrofísicas básicas y especiales, caudales críticos para la producción de arena y finos, la granulometría y mineralogía.

La información anterior, junto con el análisis de los estados mecánicos del pozo, el tipo de mecanismo de levantamiento artificial, la verificación de la presencia de agua interestratificada, gas y condiciones de presión de temperatura en la formación se compila para generar una matriz de datos, que ayudará en la toma de decisiones sobre método de control de la producción de arena a utilizar

Para la evaluación de la efectividad de la metodología de consolidación química en las formaciones poco a no consolidadas del campo en estudio se planteó un conjunto de pruebas de laboratorio a realizar que se muestra a continuación.

5.1.1 Pruebas a realizar

Será necesario buscar y/o generar la información concerniente a las propiedades de las formaciones problemáticas del área de Llanito, donde se buscará obtener los siguientes parámetros:

- Propiedades petrofísicas de la zona
- Difracción Rayos X
- SEM

- Análisis Granulométrico
- Tiempo de Succión Capilar
- Caudal crítico para producción de arena (histórico en campo o medido en laboratorio)
- Propiedades mecánicas de la roca (comparación de los datos de registros vs medidas)
 - Módulo de Young
 - Relación de Poisson
 - Resistencia a la compresión
 - Resistencia a la tensión

5.1.2 Propiedades petrofísicas de la zona

• Pruebas Básicas

Las pruebas básicas por lo general se relacionan con parámetros de ingeniería de yacimiento, los cuales ayudan a determinar problemas de producción de los pozos. Dentro de este grupo de ensayos se encuentran la difracción de rayos X (DRX), microscopía electrónica de barrido (SEM) y capacidad de intercambio catiónico (CEC), los cuales correlacionan mineralogía de las arcillas, y de esto depende el tipo de fluidos de perforación, completamiento y desplazamiento.

- *Determinación de la saturación de fluido*

Esta técnica ayuda a conocer tanto la saturación al agua como al petróleo de la muestra analizada.

El proceso se realiza a través de la metodología Dean-Stark. La ebullición del solvente empuja el agua de la muestra y este volumen debe ser determinado por medio del tubo de condensación donde es almacenado. Finalmente las muestras se secan para

determinar la saturación de fluidos y el volumen de petróleo se determina por la pérdida en peso después que se ha estimado el volumen de agua extraído a partir de la densidad del petróleo utilizado.

Según los cálculos efectuados, se puede determinar la saturación de agua y aceite a partir de las siguientes ecuaciones:

Saturación de aceite:

$$S_o = \frac{\left[\frac{W_i - W_d}{\rho_o} \right] - V_w}{V_p} \times 100\% \quad 5.1$$

S_o = Saturación de petróleo [% V_p].

W_i = Peso inicial de la muestra corregida [g].

W_d = Peso de la muestra seca corregida [g].

ρ_o = Densidad del petróleo [g/cm³]

V_w = Volumen de agua extraído [cm³]

V_p = Volumen poroso corregido. [cm³]

Saturación de agua:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100\% \quad 5.2$$

S_w = Saturación de agua [% V_p].

V_w = Volumen de agua extraído [cm³]

V_p = Volumen poroso corregido. [cm³]

- Determinación de la porosidad

La porosidad es determinada utilizando los valores de volumen de granos ya obtenidos y midiendo el volumen poroso con la expansión del helio en una celda de prueba hidrostática a presiones de sobrecargas utilizando la Ley de Boyle. Antes de empezar las mediciones se debe calibrar el equipo midiendo los volúmenes falsos de producto de las tapas laterales con mallas y la expansión de los tubos. El volumen de poro real se calcula restando el valor de este volumen falso del volumen de poros medido. La porosidad se calcula de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_g} \times 100\% \quad 5.3$$

Φ = Porosidad [%].

V_p = Volumen poroso corregido [cm^3].

V_g = Volumen de grano corregido [cm^3].

- Determinación de la permeabilidad

Para determinar la permeabilidad por flujo de aceite ó salmuera, debe realizarse un ensayo en el que es necesario determinar la presión de entrada la cual es medida con un manómetro sobre la cara de la muestra. Por otro lado, la presión de salida se determina en el orificio de salida de la superficie de la muestra, mediante el uso de manómetro. La permeabilidad entonces se determinará según la ecuación 5.4:

$$K_a = \frac{245 \cdot Q \cdot \mu \cdot \left(\frac{L}{A}\right)}{P_i - P_e} \quad 5.4$$

K_a = Permeabilidad (mD)

Q_b = Tasa de flujo (cm^3/min)

μ = Viscosidad del fluido (cp)

L = Longitud de la muestra (cm)

A = Área de la sección transversal de la muestra (cm²)

P_i = Presión de entrada (psi)

P_e = Presión de salida (psi)

• Pruebas especiales

Las pruebas especiales abarcan las pruebas para la medición de las permeabilidades relativas, mojabilidad y presión capilar. En este estudio se realizará la restauración de mojabilidad del plug sintético, al igual que la medición y simulación de las permeabilidades relativas del yacimiento en estudio cuando se trabaje con muestras de arena de la formación tal como se ilustra en la figura 32 más adelante.

5.1.3 Difracción de Rayos X

La difracción de Rayos X es la técnica analítica más precisa para identificación de minerales y/o compuestos cristalinos pues se basa en la dispersión de rayos X generada por la red cristalina en direcciones y ángulos específicos para cada sistema cristalino. Ésta técnica permite conocer la composición en términos de fases cristalinas sin incluir material amorfo, tomando como 100% el total de las fases detectadas.

El análisis Bulk se lleva a cabo sobre la muestra pulverizada manualmente en mortero de ágata, sin ningún tratamiento químico y con montaje desorientado o de distribución de partículas al azar. La identificación de las fases cristalinas consiste en la comparación del difractograma o perfil de difracción de la muestra con el difractograma de materiales de referencia o materiales puros reportados en las bases de datos cristalográficas, el difractograma de una sustancia pura es como su huella digital y permite la identificación inequívoca de la estructura cristalina que posee el compuesto.

Este análisis se basa en el Método de Hanawalt, en el que cada compuesto se identifica por los tres picos de difracción más Intensos.

El cálculo de la concentración relativa de los compuestos identificados depende de diferentes fenómenos tales como el grado de cristalinidad de la muestra, la absorción y fluorescencia de rayos X que pueden tener los compuestos presentes y la probabilidad de dispersión coherente que tienen los distintos sistemas cristalinos. Éste análisis se hace con base en el área de los picos y empleando las constantes reportadas en la Base de Datos Cristalográfica. Esta metodología calcula la fracción en peso de cada componente con una incertidumbre de alrededor del 2% en fases bien cristalizadas que se encuentren en un porcentaje superior al 5%³³

5.1.4 Análisis SEM

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

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

³³ INFORME ICP-UST-ID0153-09-054

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

Como Arcilla dispersa se describe la arcilla ubicada en el espacio poral que puede actuar como cemento o como matriz. La influencia de las arcillas dispersas depende del tipo de mineral arcilloso. Estas arcillas adquieren tres tipos de distribución, descritas como: 1. “pore filling”: relleno de poros, 2. “pore lining”: capa que recubre las paredes de los granos, 3: “pore bridging”: haciendo puentes en el espacio poral. De este grupo haría parte lo que se describe petrográficamente como cemento arcilloso, que es de tipo autigénico y ocasionalmente la matriz arcillosa, que tiene un carácter más detrítico, pero que según su distribución, se incluye en este grupo³⁴.

5.1.5 Análisis Granulométrico

Es importante la realización del análisis granulométrico de muestras de la formación, ya que este brinda información importante para la selección del tipo de técnica de control a emplear (Tiffin *et al*³⁵), con base en este se establecen los criterios de uniformidad, selección y porcentajes de arcillas, los cuales son un primer indicativo de la viabilidad que tendrá la aplicación de una técnica de control.

Los primeros dos valores se calculan por medio de los llamados percentiles, designados con la letra D. El valor D40 indica la apertura de la malla por encima de la cual el 40% de la muestra analizada es retenida en el análisis sieve y el D90 indica el tamaño de la malla por encima del cual es retenido el 90%. El coeficiente de uniformidad C_u se define como la relación D_{40}/D_{90} y el coeficiente de sorting como D_{10}/D_{95} . Dos formaciones pueden tener el mismo coeficiente de uniformidad ó coeficiente de sorting,

³⁴ INFORME ICP-UST-0154-08-94

³⁵ TIFFIN, D.L. et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437-MS.

pero muy diferentes valores de tamaño en D50 (criterio de saugier). La medida del sorting, es una relación de las partículas grandes a finas, entre mayor sea esta relación será más probable que los granos de arena formen puentes y se disminuya la permeabilidad.

Las formaciones con bajos valores de sorting deben ser completadas de manera diferente a las formaciones con altos valores, en las cuales los finos taponarán las mallas ó las matrices secundarias sobre estas. Para valores de sorting de 1 a 3 se pueden considerar completamientos con mallas solas, particularmente si la permeabilidad de la arena de formación es lo suficientemente alta (1 a 2 darcys) para prevenir la creación de caídas de presión significativas³⁶.

- **Criterio de Saucier**

Se emplea para el empaquetamiento con grava y establece que el control óptimo de arena es alcanzado cuando el tamaño de grano medio de la grava (**D50**) no es mayor que seis veces el tamaño de grano medio (**d50**) de la formación. Los valores son mostrados en la tabla 10.

- **Criterios de Tiffin**

En la tabla 11, se definen las condiciones o rangos de valores de sorting, tamaño de grano y arcillas con las técnicas respectivas, cuya complejidad y costo aumentará en la medida que se tienen arenas con poca consolidación y altos contenidos de arcillas.

- **Procedimiento**

³⁶ TIFFIN, D.L. et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437-MS.

La metodología utilizada para el Análisis Granulométrico en el Laboratorio de Difracción de Rayos-X del Instituto Colombiano del Petróleo consta de 3 pasos que se describen a continuación.

- Sistema Lumosed: Tamaño de partícula menor de 53 μm

Para establecer la distribución de tamaño de partícula, se sigue el procedimiento PTE 153.006 para la fracción menor de 53 micras, del manual de procedimientos del laboratorio de DRX. Inicialmente mediante tamizaje húmedo cada una de las muestras se separan en dos rangos: mayor y menor de 53 micras (Malla 270). La fracción inferior o fina (pasa tamiz 270) se analiza mediante rutina Lumosed del mismo software, que calcula las curvas de distribución de tamaño de grano por sedimentación en un medio acuoso aplicando la ecuación de Stokes. Se utilizó agua desmineralizada como medio de suspensión, y se asumió la densidad promedio de las muestras en 2600 Kg/m^3 . El equipo utilizado corresponde a un Fotosedimentador Marca Restch tipo Lumosed que se encuentra diseñado para utilizar la extinción de la luz (Atenuación de la luz a causa de la absorción y dispersión), además de la velocidad de sedimentación para medir la concentración de materia sólida.

Figura 28. Ejemplo de la distribución granulométrica de una muestra con buena selección y una muestra con mala selección.

Fuente: HALLIBURTON, guías para la selección de técnicas de control de arena, 2008.

Tabla 10. Criterio de Saucier para determinación de tamaños de grava.

Rango de valores D50/d50	Efectividad
< 5	Hay buen control de arena pero con flujo restringido debido a la permeabilidad
(5 – 7)	Hay buen control de arenas y permeabilidad máxima
(7 – 9)	Hay buen control de arena pero con flujo restringido debido a la invasión de arena en la grava
> 9	No hay control de arenas

Fuente: RODRIGUEZ, Edwin. Curso de Sand Control, Manejo y Tratamiento De Arenas. XI Semana Técnica de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander (UIS) Bucaramanga, 2008.

- Sistema de Tamices: tamaño de partícula menor de 53 μm

Para establecer la distribución de tamaño de partícula, se sigue el procedimiento PTE 153.005 para la fracción mayor de 53 micras, del manual de procedimientos del laboratorio de DRX. La fracción mayor de 53 micras se pasa por un set de tamices: que van desde 2000 μm (10 Mesh) hasta 53 μm (270 Mesh) y se calculan las curvas de distribución de tamaño de partícula con ayuda de la rutina Sieving del software Graintest.

Tabla 11. Parámetros granulométricos y valores según el criterio de Tiffin

D10/D95	D40/D90	< 325 Mesh	Rango de Valores de sorting y cont. de arcillas.	Recomendaciones
< 10	< 3	< 2 %	Menores valores, más bajos contenidos	Completamientos de solo malla (> 1 darcy necesario para completamientos en hueco entubado).
< 10	< 5	< 5 %	Valores bajos a medios, finos fuera de rango.	Bare screen, woven mesh screens.
< 20	< 5	< 10 %	Valores medios, altos contenidos.	Combinaciones de grava de mayor tamaño y mallas que dejen pasar finos.
>20	>5	>10 %	Mayores valores, grandes cantidades.	Aumentar el wellbore: fracturamiento, pozos horizontales o multilaterales o mayor volumen de pre-empaquetado.

Fuente: TIFFIN, D. L.; KING, G. E et al; New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control.SPE 39437; 1998.

- Integración del tamaño de partícula

Para establecer la distribución de tamaño de partícula, se sigue el procedimiento PTE 153.002 del manual de procedimientos del laboratorio de DRX. Este procedimiento integra los sistemas Lumosed y Sieve mencionados anteriormente.

La integración de los dos rangos de medida se efectúa mediante el programa Grintest, el cual produce las tablas y gráficos con la distribución de tamaño de partícula global de cada muestra. Para cada una de las distribuciones se calcularon los siguientes parámetros:

- Tamaño de partícula promedio X_m , el cual representa el tamaño que posee la mayor concentración de la distribución de densidad.
- Coeficiente de uniformidad: basado en la relación X_{60}/X_{10} de la distribución acumulada del porcentaje pasante ($Q_3(x)$). El coeficiente de uniformidad es un modelo básico para comparar arenas, generalmente se rige por la siguiente regla:
 - $U < 3$ se considera arena uniforme
 - $3 < U < 5$ se considera arena no uniforme³⁷

5.1.6 Tiempo de Succión Capilar

La prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST, por su nombre en inglés Capillary Suction Time), es una metodología que ayuda a la caracterización de arcillas presentes en una formación. Esta prueba es una opción eficaz y económica para la selección cualitativa de fluidos de completamiento y otras operaciones de fondo de pozo que minimicen el daño para la formación en particular. El método utiliza un instrumento para medir tiempo requerido para que un líquido viaje a través de una muestra; el tiempo cambiará de acuerdo al tipo de fluido y a las características mineralógicas de la muestra.

La prueba de Tiempo de Succión Capilar, inicialmente fue usada por las compañías para determinar la salinidad óptima de fluidos al operar en formaciones lutíticas; no obstante, esta técnica es usada para elegir los fluidos de completamientos que generen un mínimo impacto en el daño a la formación. La técnica original para evaluación del daño en la formación consistía en tomar varios fluidos de perforación y evaluar el cambio en la permeabilidad para varias muestras de la zona de interés. Sin embargo,

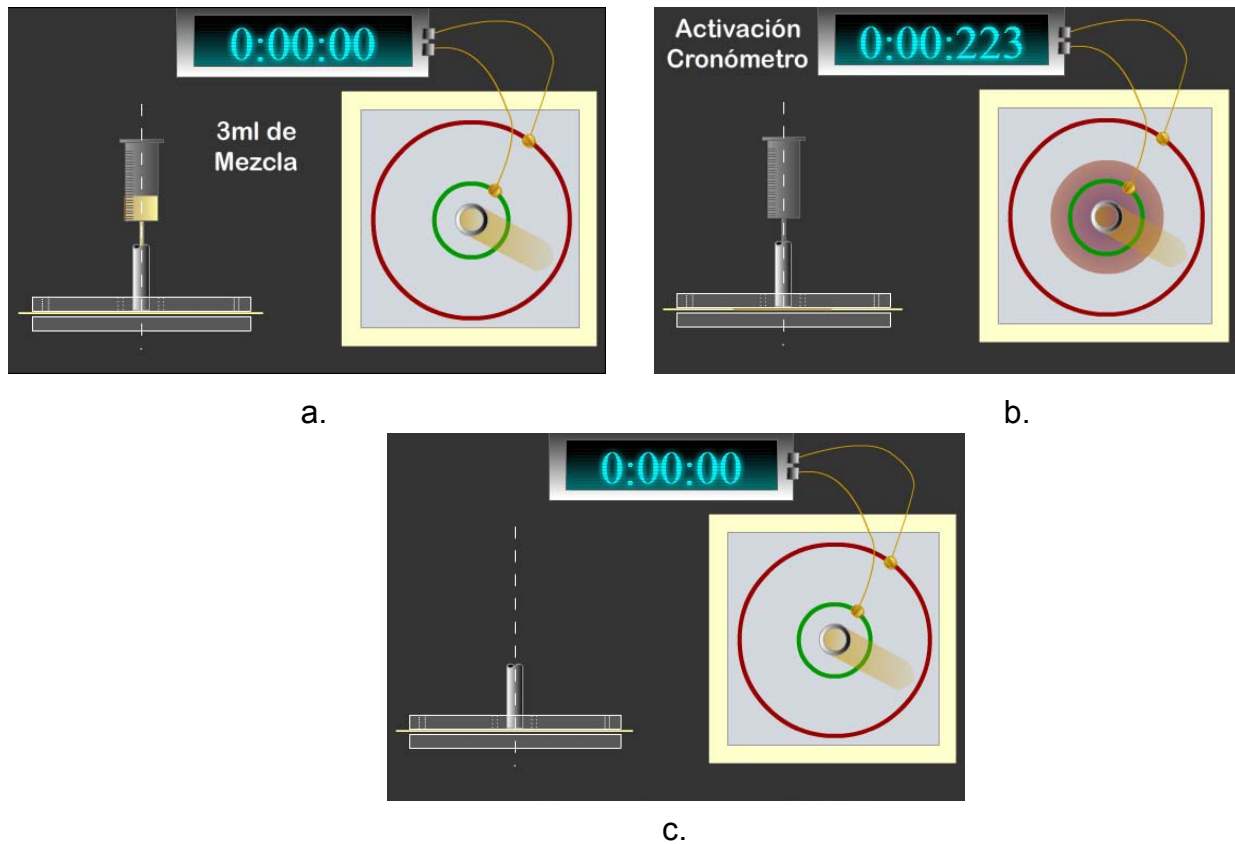
³⁷ CP INFORME ICP-UST-ID0153-09-054

este método carecía de efectividad y bajo costo. Entre tanto, la prueba de CST permitía escoger entre varios fluidos con una cantidad mínima de muestra de la formación, además de presentar información semicuantitativa de la interacción fluido- roca.

- **Acumulación y Dispersión**

La prueba de CST refleja el estado de acumulación/dispersión de las lutitas al ser sometidas a la acción de fluidos operacionales; por tal razón se hace necesaria una revisión de estos conceptos, los cuales han ayudado en la descripción del tamaño y la interacción de partículas en el sistema. La **acumulación** ocurre cuando la atracción entre partículas es muy fuerte y la interacción entre partículas y el fluido es débil, resultando en altas resistencias de gel y tasas de filtración. La **dispersión** o defloculación ocurre cuando la atracción de la partícula es débil y la interacción ente el fluido y la partícula es muy alta, resultando en bajas resistencias de gel y tasas de filtración. La defloculación es entonces el proceso de rompimiento de agregados de gran tamaño en porciones más pequeñas lo cual incide en la formación de buenas interacciones fluido-partículas⁴.

Figura 29. Equipo empleado en la prueba de tiempo de succión capilar



a. Montaje de la prueba de tiempo de succión capilar. b. La lechada se inserta en el tubo. c. La medición del tiempo inicia cuando el fluido toca el primer electrodo.

Fuente: Autores

El aparato que realiza la prueba de Tiempo de Succión Capilar es utilizado en los laboratorios de Desarrollo e Ingeniería de Baroid desde 1997 y fue desarrollado por el Instituto de Control de Polución del Agua en Inglaterra⁴. Se han documentado varios manuales de funcionamiento e investigaciones, las cuales son citadas más adelante.

- **Procedimiento**

Las muestras seleccionadas de los pozos se maceran y secan a 105°C con el fin de pulverizarlas. Posteriormente las muestras son pasadas por una malla de 100 mesh y aquella cantidad de muestra que se quede en la malla de 200 mesh son las utilizadas para la realización de la prueba y de acuerdo a la clasificación, corresponden a arena muy fina cuyo tamaño de partícula es $\leq 75 \mu\text{m}$.

Preparación de la Salmuera:

1bbl eq de agua + 0,08 lb de producto a evaluar

El agua desionizada sirve como indicador referencia con respecto a los otros fluidos utilizados, siendo ésta un fluido que tiende a producir daño a la formación.

Posteriormente, se pesan 2 gr de muestra y a continuación se agrega esta cantidad a 24 ml de la salmuera previamente preparada compuesta por agua y el respectivo producto a evaluar. La muestra con la salmuera deben mezclarse por un periodo de 2 minutos.

A continuación se deben tomar 3 ml de la mezcla para la realización de la prueba de Tiempo de Succión Capilar. Este volumen se ingresa en el dispositivo de determinación de CST teniendo cuidado de no tocar las paredes del tubo metálico donde se depositará la muestra. Esta práctica se hace para no perder concentración de la muestra tomada y que esta no se quede en las paredes del tubo. El contador de CST iniciará cuando la mezcla toque el primer electrodo y se detendrá cuando la mezcla en su flujo radial toque el segundo electrodo.

La prueba debe realizarse 2 veces para sacar promedio de la medición y debe compararse con el CST del agua para analizar el impacto que puede tener el fluido a

evaluar con respecto a la formación. Es importante aclarar que la prueba no presenta buena repetitividad, debido a que su resultado cambiará si se toma una porción de arena en la muestra o una porción de arcilla en la misma. Por las razones mencionadas, la prueba de Tiempo de Succión Capilar (CST) es de tipo cualitativo y su uso se enfoca a la escogencia de los fluidos que menos afecten a la formación al momento de hacer alguna intervención en pozo, en el caso de estudio, al momento de elegir los fluidos del tratamiento de consolidación. Por tanto, al realizar la prueba de referencia (la cual utiliza agua desionizada sobre la muestra de formación en la que se realizará la respectiva intervención) se pueden establecer algunos rangos valores los cuales nos dirán cómo es el comportamiento de la formación con respecto al fluido que se esté evaluando. Los rangos corresponden a:

$$Coef_{CST} = \frac{CST(DI)}{CST(\text{fluido prueba})}$$

$$Coef_{CST} \begin{cases} < 1 & \text{el fluido apropiado para la formación} \\ 1 < Coef_{CST} < 1,5 & \text{fluido con buen comportamiento} \\ > 1,5 & \text{el fluido generará daño a la formación} \end{cases} \quad 5.5$$

5.1.7 Ensayos geomecánicos

Con los ensayos geomecánicos de laboratorio se podrán medir varias propiedades de las rocas de formación tales como: módulo de Young, relación de Poisson, módulo volumétrico, resistencia a la tracción, resistencia a la compresión, permeabilidad y comportamiento esfuerzo-deformación. En muchas pruebas estáticas de compresión es posible hacer mediciones dinámicas por acústica para calcular módulos dinámicos, los cuales serán comparados con registros acústicos de campo para elaborar correlaciones núcleo-perfil.

- **Resistencia a la tensión: Brazillian Test**

El Brazillian Test constituye un efectivo y simple método para medir resistencia a la tensión de un material frágil (ver figura 30). Un ensayo estándar usa una sección diametral con el radio de la muestra aproximadamente igual a su espesor. Una carga lineal es aplicada a la muestra a través de este diámetro. La distribución de esfuerzo normal a lo largo del diámetro paralelo al eje de carga (eje-y) es uniforme y viene dada por:

$$T_o = \frac{2P}{\pi Dt} \quad 5.6$$

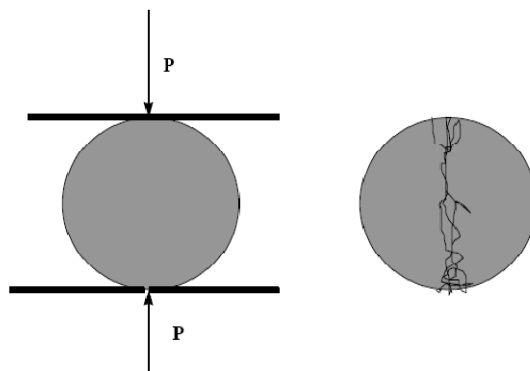
T_o = Resistencia a la tensión.

P = Carga de compresión a la falla.

D = Diámetro de la muestra.

t = Espesor de la muestra.

Figura 30. Principio de operación prueba de medición de resistencia a la tensión – Brazilian Test.



Fuente: VASQUEZ, Andrés R.; INTRODUCCIÓN A LA GEOMECÁNICA PETROLERA. Quinta edición; Caracas, Venezuela; 2001.

- **Resistencia a la compresión uniaxial no confinada**

La resistencia compresiva uniaxial es el máximo esfuerzo soportado por la muestra de roca antes de llegar a la falla, utilizada para determinar la probabilidad de falla en la cara del pozo durante las operaciones de perforación y la probabilidad de producción de arena durante la etapa de producción como consecuencia de la caída de presión (drawdown). Conocer el UCS o resistencia compresiva uniaxial es muy importante cuando se refiere al manejo de diferentes parámetros geomecánicos, además de utilizarse para evaluar el potencial de arenamiento.

En el laboratorio, el UCS se estima a través de pruebas en muestras cilíndricas que se obtienen de las profundidades de interés, sin embargo al presentarse problemas de inestabilidad es muy difícil poder obtener muestras aptas para la realización de la prueba en el laboratorio. Por tal razón se han propuesto una serie de correlaciones empíricas de diferentes autores para relacionar la resistencia con parámetros medibles como los registros de pozo, que comparados con los costos asociados a la extracción de muestras son más económicos.

- Procedimiento en el Laboratorio de Mecánica de Rocas ICP

- ♣ *Preparación de la muestra – Corte:*

Se deben ubicar los puntos de interés a extraer de la muestra del corazón completo (full core). La extracción de estos plugs debe realizarse con técnicas que minimicen la perturbación cuando se trata de muestras poco consolidadas.

- ♣ *Recepción de la muestra:*

Se siguen los procedimientos basados en la norma PTO 151.006, 011, 012, 013. Se toma información utilizada como referente para registrar el estado en el que es recibida

la muestra en el laboratorio y poder determinar si es apta para la realización de la prueba.

♣ *Preparación de la muestra – laboratorio:*

Siguiendo los procedimientos basados en la norma PTO 151.006, 011, 012, 013, se realizan mediciones de las muestras antes de la manipulación y adecuación. Se divide la longitud de la muestra en ocho partes iguales, y se registra la longitud inicial de la muestra.

Luego de este registro de medidas, se realiza un pulido sobre las caras del plug y sobre las líneas trazadas al inicio se registra la longitud nuevamente, siendo esta la longitud final. Para registrar el diámetro de la muestra se divide la longitud de la muestra en 5 partes iguales y se toma la medida en cada parte. Finalmente, se mide la planitud de las caras en las muestras con el planímetro verificando la estabilidad de la muestra al colocarla sobre el equipo para la realización de la prueba.

♣ *Montaje y realización de la prueba de UCS:*

Con la muestra lista sujeta a los requerimientos especificados en las normas ASTM D 2938 – 95 (Reapproved 2002) “Standard Test Method for Unconfined Compressive Strength of Intact Rock Core Specimens”, ASTM D 3148 – 02 “Standard Test Method for Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens in Uniaxial Compression”, se realiza el montaje de la muestra de la siguiente forma:

- a) Colocación de la muestra sobre las placas, utilizando grasa entre las placas y la muestra.
- b) Colocación de chaqueta plástica en el contacto de la cara de la placa con la muestra para proporcionar estabilidad en la realización de la muestra.

c) Ubicación de la muestra en la zona de ensayo del equipo Rock Mechanics Test System 815 y entrada de datos en el software de operación del equipo, donde se registra el nombre de la muestra, profundidad, promedio de la longitud obtenida después de pulir las caras, promedio del diámetro y velocidades de elevación de la placa en el equipo tal como se muestra en la figura 31.

Figura 31. Plug en el equipo del ensayo UCS.



Fuente: CARVAJAL, Yenny Mabel. ICP - Reporte de resultados de pruebas Uniaxiales UCS LLan18 6647.15. Ecopetrol – ICP. Piedecuesta, enero de 2010

d) Realización de la prueba de compresión, donde la probeta se somete una carga que va incrementando lentamente hasta que se presenta la falla de la probeta³⁸.

³⁸ HERNANDEZ, Ruby L. GOYENECHÉ, Jessica. "Predicción de la producción de arena en el campo maduro del valle medio del Magdalena "Llanito", a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras. p 132.

5.2 APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO RESÍNICO

La realización de las pruebas de consolidación a nivel de laboratorio comprende la realización de las siguientes fases:

Fase 1: Evaluación de Compatibilidad de los productos utilizados.

Fase 2: Acondicionamiento de plugs y pruebas preliminares.

Fase 3: Aplicación de la metodología de consolidación.

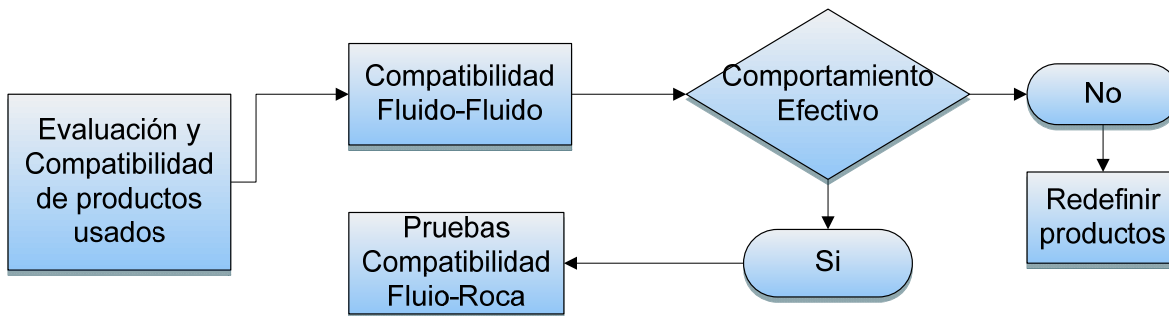
5.2.1 Evaluación de Compatibilidad de los productos utilizados

Pruebas de compatibilidad fluido-fluido: Este tipo de pruebas ayudan a establecer qué tan amigable es el fluido con los fluidos presentes en la formación.

Prueba de compatibilidad de fluido-roca: Para determinar si hay variación en las propiedades de la roca debido al efecto de los productos utilizados.

Es importante considerar la realización de algunas pruebas de caracterización al producto que presente un comportamiento más amigable con la formación de interés; además de evaluar la compatibilidad de los fluidos con el plug sintético, para esto se tiene en cuenta el pH de los fluidos, pruebas de mojabilidad para preflujo y postflujos, y los rayos x de los fluidos, en la figura 32 se muestra el orden a seguir para la realización de estas pruebas.

Figura 32. Diagrama de la evaluación de compatibilidad de los productos.



Fuente: Autores

5.2.2 Acondicionamiento de plugs y pruebas preliminares

• Fabricación

Para la decisión sobre la forma en que se fabricarán los plugs sintéticos que representarán los lechos porosos a ser simulados se consideraron los escenarios mostrados a continuación:

- Escenario 1: Utilizando resina

♣ *Plug Fabricado en Estado Friable:*

La fabricación de este plug implica un bajo porcentaje de resina para asegurar que el plug fabricado tenga las propiedades de consolidación y compactación similares a las encontradas en la formación estudiada.

♣ *Plug Fabricado en Estado Consolidado:*

Utilizar un porcentaje representativo de resina para la fabricación del respectivo plug; No obstante, esta situación no simularía el fenómeno del arenamiento que se está desarrollando en la zona de interés.

- Escenario 2: No utilizar Resina en la fabricación de los plugs sintéticos

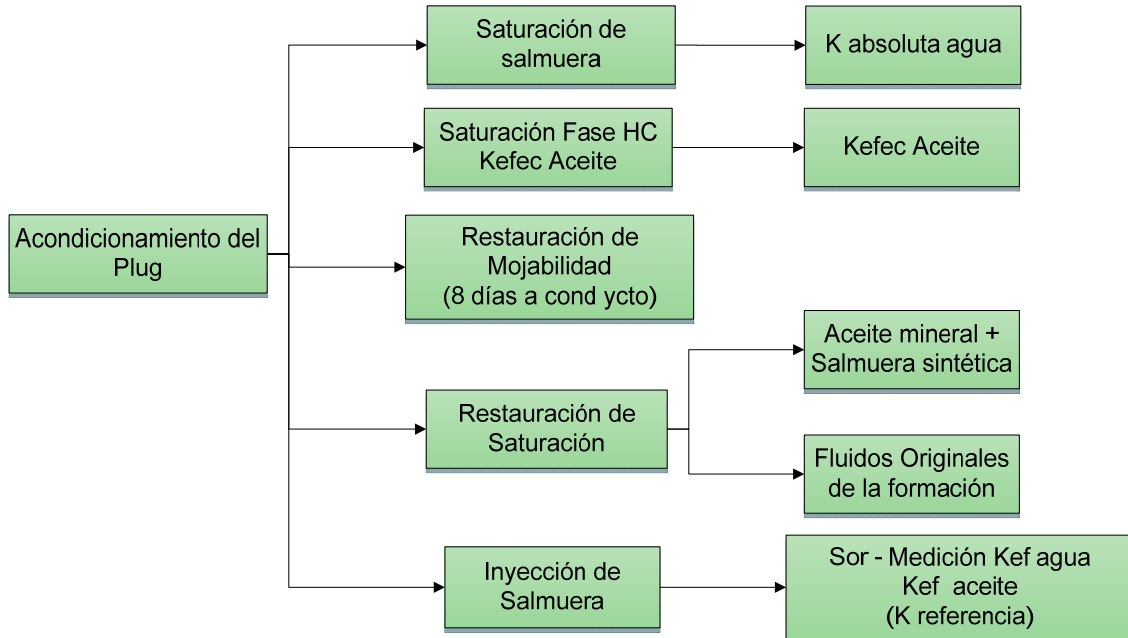
Este escenario representaría las condiciones de no consolidación de la formación y a través de este se desea evaluar el desempeño de los productos frente a la consolidación. A su vez, este escenario, representará las condiciones más críticas y también servirá de filtro para los productos cuyo comportamiento no sea amigable con las pruebas de compatibilidad fluido-roca y fluido-fluido, por tanto este es el mejor escenario para evaluar el tratamiento.

• **Acondicionamiento**

El plug sintético armado con anterioridad debe ser llevado a condiciones de yacimiento (temperatura y presión), para simular las condiciones de la formación en la que se espera implementar la metodología de consolidación.

Las condiciones de saturación al agua y al aceite sobre los plug sintéticos, se simularán con aceite mineral similar al de la formación y salmuera sintética de la formación. Posterior a este procedimiento, se deben medir las permeabilidades efectivas al aceite y al agua del respectivo plug. Esta determinación servirá de referencia después de que se efectúe la prueba de desplazamiento sobre el plug con el tratamiento resínico de consolidación. En la figura 33 se muestra proceso para el acondicionamiento del plug.

Figura 33. Fase de acondicionamiento del plug



Fuente: Autores

5.2.3 Aplicación del tratamiento resínico

El proceso se realiza siguiendo el protocolo general del tratamiento de consolidación:

- Preflujo 1: Estabilización de formación (acidificación).
- Preflujo 2: Aseguramiento de humectabilidad.
- Tratamiento Principal.
- Espaciador.
- Post-Flujo.
- Proceso de curado a temperatura (tiempo estimado: 24 hrs).

El proceso Sandtrap 225, ofrecido por HALLIBURTON, sigue el siguiente protocolo:

- Preflujo: Clayfix (cloruro de amonio) + Surfactante.
- Solvente Mutua.
- Mezcla Sand-Trap.
- Espaciador de Aceite Mineral.
- Postflujo: Clayfix + Surfactante.

5.2.4 Procedimiento de prueba

- Pruebas Preliminares

Estas pruebas buscan la obtención de la curva de aprendizaje del tratamiento de consolidación, en donde se utilizarán los plugs sintéticos formados por grava suelta de un tamaño de grano específico y se evaluará la influencia de las variables como las tasas de inyección de la resina, el preflujo y el postflujo, así como el tiempo de curado y la influencia del tamaño de grano en la calidad de la consolidación hasta llegar al punto óptimo en estas variables, esto se comprobará al abrir la manga en donde se encuentra el plug después de la aplicación del tratamiento con el tiempo de curado de la resina. En total se utilizarán 3 plugs con el fin de construir una curva de aprendizaje que ayude a identificar la influencia de cada parámetro en la calidad de la consolidación.

- Pruebas específicas

A partir de los resultados obtenidos de las pruebas preliminares y una vez refinada la aplicación del tratamiento de consolidación se buscará evaluar el desempeño de diesel y salmuera como fluidos de preflujo y postflujo, así como el efecto de la presencia de arcillas en el plug, y el efecto del tratamiento de acidificación a través del desarrollo del tratamiento de consolidación y las pruebas para la evaluación de su efectividad.

- **Población**

Para estas pruebas se usarán en total 6 plugs, que representarán 3 escenarios de consolidación que representan: un ambiente homogéneo, un ambiente con un porcentaje de arcilla significativo y el ambiente de arena de la formación.

- **Variables Independientes**

Cada uno de los ambientes corresponden a las variables independientes del proyecto; entre tanto, se realizarán 2 pruebas con grava 70/100 para observar la dependencia entre el fluido de desplazamiento utilizado y la efectividad en la consolidación. Cabe destacar que en el tratamiento se tienen otras variables independientes que influyen en la efectividad del tratamiento de consolidación química como lo son: el tipo de formación donde se realice la intervención; la tasa utilizada, el caudal y el tiempo de curado utilizado.

5.3 VALIDACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL MÉTODO EN LABORATORIO

Al finalizar las pruebas de desplazamiento se deben realizar las siguientes pruebas para determinar la eficiencia del tratamiento y viabilidad del mismo en su implementación en campo:

- Evaluación de las permeabilidades de retorno.
- Evaluación de la tasa crítica de flujo para producción de sólidos para evaluación de la perdurabilidad del tratamiento.
- Pruebas de resistencia mecánica.
- Análisis SEM.

Como se puede observar, el tercer y cuarto ítem de las evaluaciones planteadas se realizan en laboratorio, por lo que no sería posible la ejecución las pruebas sobre el mismo plug, por lo tanto se deben realizar cortes a este después de la aplicación del tratamiento de consolidación para propiedades mecánicas de las rocas y SEM para ver la distribución del la resina dentro del medio poroso del plug donde fue aplicado.

- **Variables dependientes**

Finalmente, a través de estas pruebas se determinarán propiedades del plug luego de aplicar el tratamiento de consolidación (retorno de permeabilidad, distribución de la resina, resistencia a la roca, tendencia a producir arena a altos caudales, etc) y que corresponden a variables dependientes de las condiciones en que se desarrolló la prueba de consolidación.

5.3.1 Ensayo Tasa Crítica de Flujo

La prueba de tasa crítica de flujo consiste en el desplazamiento de una salmuera representativa de la de la formación en una muestra de la formación a la cual previamente se le realizó la restauración de mojabilidad y saturación. Este desplazamiento se realiza hasta llegar a un valor crítico o un valor en el cual se produzca el daño de la formación, el cual se verifica al obtener una reducción significativa de la permeabilidad durante el monitoreo.

Preparación del ensayo: para la preparación del ensayo se toma en cuenta la permeabilidad media de la formación estudiada, el contenido de arcillas mínimo, las características físicas de la formación y el grado de cementación representativo. También se toma en cuenta la reología de los fluidos a utilizar a las condiciones de presión y temperatura de trabajo. Las tasas de flujo estándar a utilizar en laboratorio están en un rango de 0,5 a 4,0 cc/min, con incrementos de 0,3 cc/min.

El procedimiento general de la prueba se presenta a continuación:

- Saturación de la muestra, con el fluido de saturación seleccionado.
- Montaje de muestra en equipo de desplazamiento.
- Iniciar desplazamiento del fluido de saturación inicial (agua) de acuerdo al PTO 147.002, hasta + 10 vp estables, registrando en todo momento la variación del diferencial de presión (DP) o variación de la permeabilidad (K) en SCAD. Según norma API RP 42 “El equilibrio de permeabilidad se define como la permeabilidad a la cual 10 vp adicionales desplazados producen menos del 5% en el cambio de la permeabilidad evaluada”.
- Desplazar aceite mineral, seleccionado y preparado. Llevar la muestra a Swirr, evaluando permeabilidad hasta 10 vp estables (Registrando en SCAD).
- Desplazar 10 volúmenes porosos de crudo. Restaurar mojabilidad.
- Desplazar aceite mineral hasta 10 vp estables. Registrar en el sistema de adquisición de datos SCAD en todo momento la variación del diferencial de presión (DP) o variación de la permeabilidad (K).
- Desplazar agua, Hasta llevar la muestra a Sor, monitoreando la permeabilidad hasta 10 vp estables. Registrando en SCAD.
- Cambiar a segunda tasa de estudio, con desplazamiento continuo de agua hasta 10 vp estables registrando permeabilidad en SCAD.

- Cambiar sucesivamente a los demás caudales preestablecidos según el paso anterior, hasta encontrar una variación súbita de permeabilidad.

- Al finalizar la prueba, restablecer las condiciones de trabajo a condiciones de laboratorio y terminar el registro y control de la prueba desde el sistema de control (SCAD).
 - Desmontar muestra y enviarla a análisis básicos para su limpieza y almacenamiento.
 - Reportar del ensayo los siguientes resultados:
 - Identificación de muestras recibidas.
 - Identificación y datos generales de la muestra.
 - Características de los fluidos utilizados.
 - Balance volumétrico de la muestra.
 - Datos de operación y seguimiento de la prueba.
 - Registro en disquete de las variables de la prueba reportadas por el sistema de control de SCAD.
 - Gráfica de permeabilidad contra volúmenes porosos inyectados a cada tasa de flujo utilizado.

El valor del caudal obtenido en laboratorio se traslada a la escala de campo mediante la siguiente tabla 12.

Tabla 12. Caudales de inyección en laboratorio (Q lab) y su equivalencia a caudal de inyección en campo, Q.

Q lab (cc/min)	V (cm/s)	V (pie/d)	Q (BWPD/pie)			
			4 tpp	6 tpp	8 tpp	12 tpp
1	0,006	17	4,3	6,5	8,7	13
2	0,012	34	8,7	13	17,4	26
3	0,018	51	13	19,5	26,1	39
4	0,024	68	17,3	26	34,8	52
4,5	0,027	76,5	19,5	29,25	39,15	58,5
5	0,03	85	21,6	32,5	43,5	65
5,5	0,033	93,5	23,8	35,75	47,85	71,5
6	0,036	102	26	39	52,2	78
6,5	0,039	110,5	28,1	42,25	56,55	84,5
7	0,042	119	30,3	45,5	60,9	91
7,5	0,045	127,5	32,5	48,75	65,25	97,5
8	0,048	136	34,6	52	69,6	104
8,5	0,051	144,5	36,8	55,25	73,95	110,5
9	0,054	153	39	58,5	78,3	117
10	0,06	170	43,3	65	87	130
10,5	0,063	178,5	45,4	68,25	91,35	136,5
11	0,066	187	47,6	71,5	95,7	143
11,5	0,069	195,5	49,8	74,75	100,05	149,5

Fuente: "The effect of pressure on the viscosity of aqueous NaCl solutions in the temperature range 20 – 150°C" (Libro). Citado por ARIAS GOMEZ, Carlos y JIMÉNES CASTRO, Laureano; Estimación de la Tasa Crítica para el Control de Daño a la Formación Originado por Migración de Finos en los Campos Gala y Llanito. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. p. 134 -135. 2008.

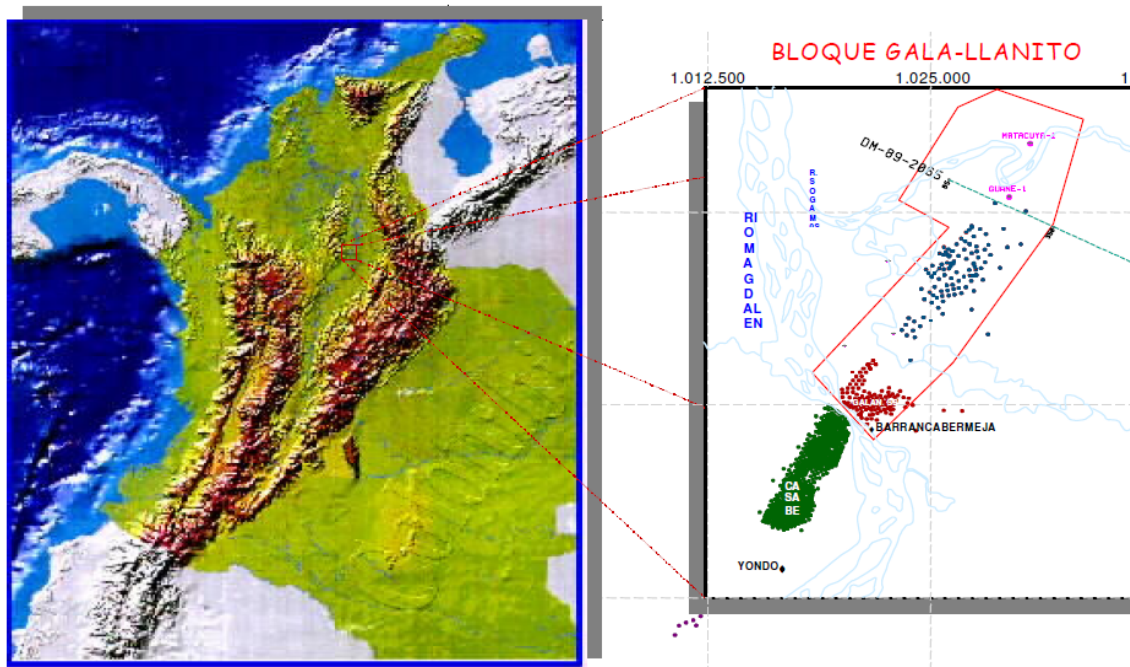
6. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO

El campo Llanito se localiza en el Departamento de Santander (al norte de la ciudad de Barrancabermeja), al Occidente de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, al Sur del río Sogamoso y al Oriente del río Magdalena. Dentro de las formaciones de interés se encuentran la Formación Mugrosa, Colorado y Esmeralda-La Paz.

La calidad del crudo en el campo varía entre 17 y 21° API; por lo tanto, corresponde a un crudo liviano el cual es llevado a superficie mediante dos tipos de mecanismos de producción: el de gas en solución y empuje parcial de agua. El agua de formación del campo es salada, presenta 28000 ppm de Cl⁻ y dentro de las características principales del yacimiento se destacan la porosidad (15 -21%) y la permeabilidad que oscila entre 150 -250 md.

El campo Llanito presenta gran complejidad del yacimiento debido a sus características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos.

Figura 34. Ubicación del Campo Llanto.



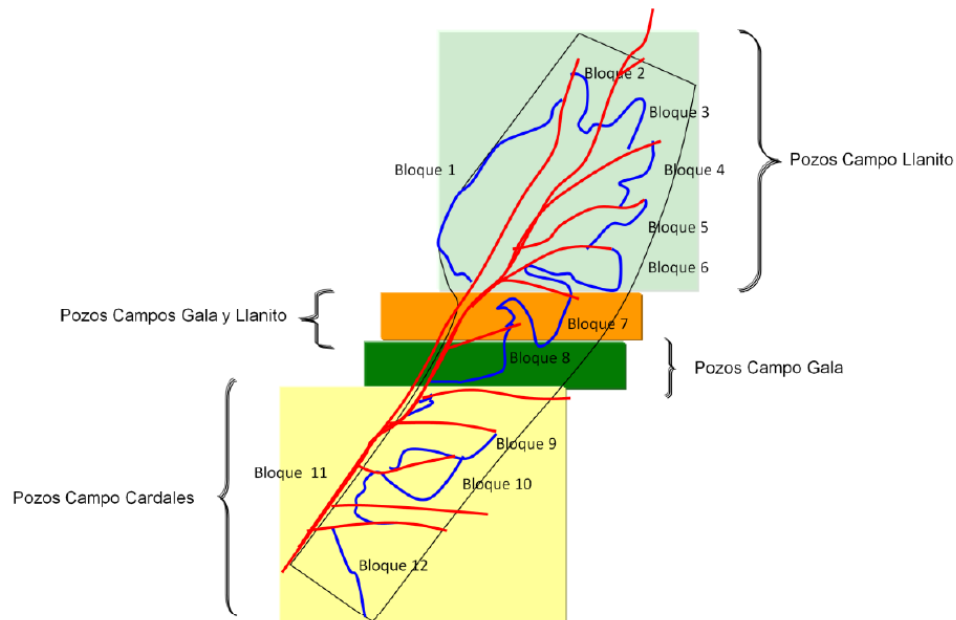
Fuente: ARIAS GOMEZ, Carlos y JIMÉNES CASTRO, Laureano; Estimación de la Tasa Crítica para el Control de Daño a la Formación Originado por Migración de Finos en los Campos Gala y Llanito.

Actualmente, el campo presenta problemas de arenamiento, en las zonas de interés. El análisis de corazones del campo es muy difícil debido a que las arenas friables y no consolidadas dificultan las mediciones; es por esto que la interpretación de registros eléctricos y de resistividades juega un papel importante en la determinación de zonas productoras de arena. Este campo es operado con Ecopetrol y hace parte de la Superintendencia de Mares. En cuanto a su producción, ésta es de aceite y gas; sin embargo, el gas no es comercial y gran parte del mismo es reutilizado en el campo.

La extensión del campo es de aproximadamente 70 Km² y se divide en 7 bloques como se muestra en la figura 35, donde se han perforado alrededor de 236 pozos. En cuanto a la producción del campo según el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, el aceite original reportado para el campo Llanto es de 314 Mbbl, la producción diaria

reportada hasta Junio de 2008 es de 3186 BOPD, mientras que la producción diaria de gas reportada para la misma fecha fue de 2801.66 MPCD.

Figura 35. División por bloques del campo



Fuente: Estudio integrado de yacimientos, 2003. ECOPEPETROL, SUPERINTENDENCIA DE MARES., 2003.

6.1 ANÁLISIS GEOLÓGICO DEL CAMPO

6.1.1 Geología General.

La estructura que conforma el campo Llanito aparentemente hace parte del anticlinal Casabe-Galán, dejando ver rasgos estructurales y vínculos geomorfológicos para deducir que tuvieron un mismo origen; su desarrollo depositacional corresponde a la misma edad y las paleocorrientes que transportaban los detritos eran las mismas.

La acumulación de hidrocarburos ocurre en formaciones del Terciario y está controlada principalmente por factores estratigráficos combinados con aspectos estructurales. Las formaciones del Terciario verificadas en subsuelo, corresponden a la columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena y los horizontes productores principales se encuentran en areniscas de la formación Mugrosa (Zonas B, C) y del grupo Chorro (Zona D).

6.1.2 Estratigrafía del Área

En esta área la secuencia estratigráfica presenta sedimentos que van desde el Jurásico hasta el presente como lo muestra la figura 36 que corresponde a la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Mesa la cual se constituye por arenas y tobas andesíticas, con arenas de grano grueso, arcillas, limolitas, conglomerados y piroclastos.

Periodo Cretáceo

Constituido por la formación La Luna y la formación Umir.

Período Terciario

Se constituye por las siguientes formaciones:

- *Formación Real.*
- *Formación Colorado (Zona A).*

- *Formación Mugrosa:* con abundantes fósiles conocido como Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en Zona B y C.
- *Formación Esmeraldas - La Paz* (Zona D).

- **Zonas Productoras**

Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. A continuación se detallan las principales características de las formaciones y zonas productoras:

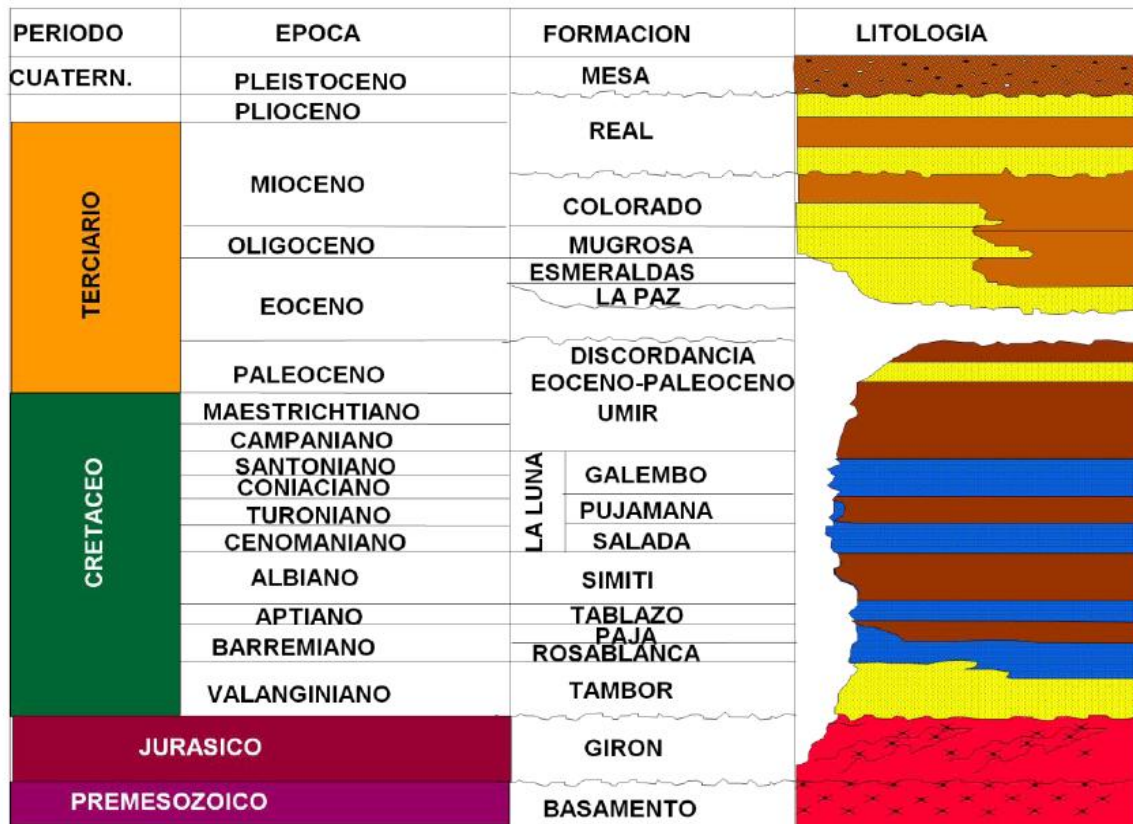
- **Formación Real.** Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. Presenta un espesor aproximado de 2660 pies.
- **Formación Colorado - Zona A.** Abarca la arenas que se encuentran por debajo del marcador "La Cira Shale", hasta los fósiles de Mugrosa. El tope está compuesto por lutita gris verdosa, sublaminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita.

El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

- **Formación Mugrosa - Zona B.** Esta Zona de la formación Mugrosa se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa (arenoso – arcilloso) de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Siendo una de las unidades de distribución más amplia y constante del Valle Medio del Magdalena, presenta un espesor promedio es de unos 1400 pies.
- **Formación Mugrosa - Zona C.** La conforma la parte inferior de la formación Mugrosa y representa aproximadamente la tercera parte de ella. Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.
- **Formación Esmeralda - Zona D.** Constituye la parte superior del grupo Chorro. En esta Formación predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones grises a gris clara, con delgadas intercalaciones de areniscas hacia el tope, de grano medio a fino, con selección regular a buena e incrustaciones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies. Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

Finalmente, la estructura que constituida por la formaciones por las que atraviesan los pozos del campo, está controlada por un sistema de fallas de Rumbo de dirección SurOeste Nor-Este, que corresponde a la prolongación norte de la denominada falla de Casabe, la cual corta toda la secuencia Terciaria y Cretácica.

Figura 36. Columna estratigráfica generalizada del Valle medio del Magdalena.



Fuente: Prognosis – Campaña de Perforación Llanito – Gala – Cardales. Vigencia 2007. Ecopetrol S.A, Superintendencia de Mares, gerencia regional magdalena medio, gerencia técnica de producción, Departamento de yacimientos y producción.

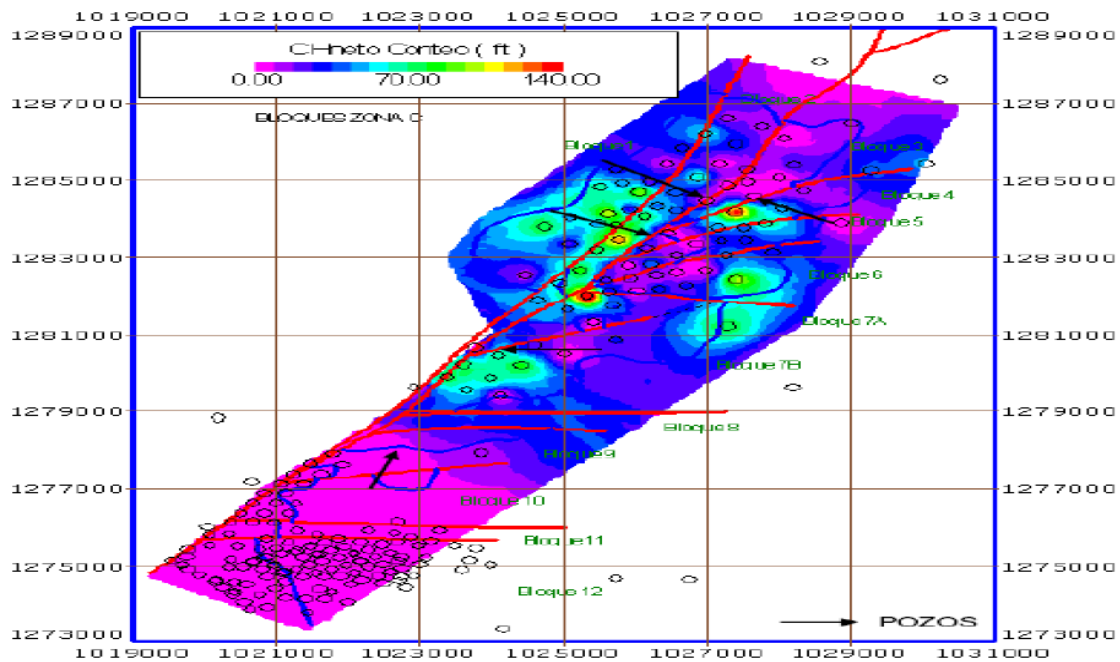
• **Espesores de arena neta petrolífera en la zona**

Tomando como referencias valores petrofísicos hallados en estudios desarrollados por el personal ICP en cuanto a la zona, se trató de establecer direcciones preferenciales de los canales presentes en cada una de las zonas, conociendo que las zonas propicias para el almacenamiento de hidrocarburos corresponden a los canales. Para la

Formación Mugrosa, se generaron mapas de espesores netos de arena petrolífera como el que se muestra en la figura 37.

Cabe destacar que como resultado de los estudios desarrollados por el personal ICP, se concluyó que los mayores espesores de Arena Neta Petrolífera los presenta la Formación Colorado donde el valor más bajo es 200 pies y el más alto es 1050 pies.

Figura 37. Mapa de espesores netos, Zona C – Formación Mugrosa.



Fuente: Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, “PROGNOSIS – CAMPAÑA DE PERFORACIÓN LLANITO – GALA – CARDALES”. ECOPETROL SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

- **Ambientes de Depositación**

Los ambientes de depositación se analizaron a partir de la descripción petrofísica de corazones generada en el ICP. Los intervalos corazonados de la Formación Mugrosa corresponden a ambientes de depositación de ríos meandriformes en los cuales se pueden identificar subambientes de Canales, rellenos de canal, Desborde de canal y llanuras de inundación. De la información revisada se concluye que las mejores rocas almacenadoras corresponden a subambientes de canal. De la información revisada se concluye que las mejores rocas almacenadoras corresponden a subambientes de canal.

6.2 PROPIEDADES PETROFISICAS DEL CAMPO LLANITO

Para el estudio de un yacimiento es fundamental conocer las variables petrofísicas que lo gobiernan, ya que por medio de estas se pueden estimar los volúmenes de hidrocarburos presentes, además de caracterizar las rocas lo conforman y la utilidad que ofrecen en diferentes procesos de recuperación y control de hidrocarburos.¹

Debido a la heterogeneidad de las formaciones presentes en el campo, se realizó una clasificación de los tipos de roca más representativos y se calcularon algunas propiedades petrofísicas como se muestra en la tabla 13.

6.2.1 Porosidades y Permeabilidades

Los valores de permeabilidad para una zona o formación pueden ser obtenidos a partir de análisis de corazones, o de pruebas de presión cuando no se dispone de ellos. Los valores de permeabilidad de las formaciones del área de Llanito fueron obtenidos a partir de análisis de corazones. Por otro lado, se utilizaron 60 pozos para realizar

¹ HERNANDEZ, Ruby L. GOYENECHÉ, Jessica. "Predicción de la producción de arena en el campo maduro del valle medio del Magdalena "Llanito", a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras. p 65.

modelamiento de porosidades y permeabilidades para la zona Llanito –Galán de los cuales fueron seleccionados algunos de Llanito. Y a partir de esto se empleó la metodología de Petrolab y con este software junto con Geographix se generaron mapas de porosidad para cada una de las zonas de interés, los cuales son mostrados en las figuras 38 y 39.

En la tabla 14 se muestra el potencial de arena más probable para el campo Llanito. De acuerdo a la clasificación realizada por el autor Dr. Howard L. McKinzie en su libro Sand Control quien muestra el potencial de arena de acuerdo a la porosidad de la roca con los siguientes rangos:

$\Phi > 30\%$	→ Producción de arena probable.
$\Phi < 20\%$	→ Producción de arena poco probable.
$20\% < \Phi < 30\%$	→ Producción de arena de difícil predicción ²

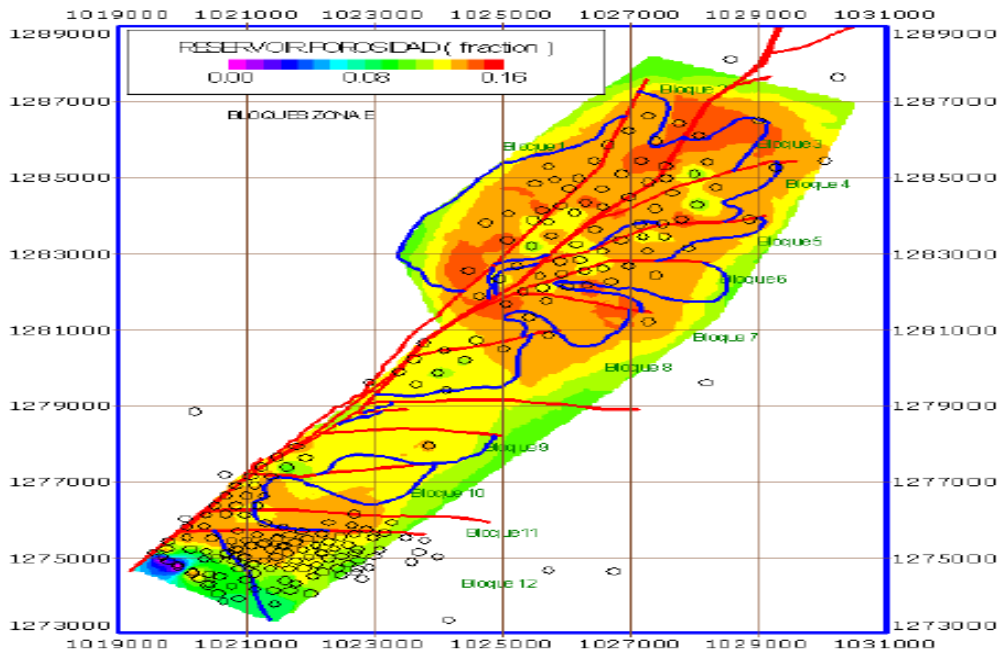
² Ibid. p 68.

Tabla 13. Propiedades y características de la roca – Campo Llanito.

Petrofísica	Porosidad	K	Redondez	Tamaño de grano	Características generales	Litología	Cementación
1	21.30	Alta	Subangular	Grueso 0,6 mm	Parches de areniscas de grano muy fino y más compacta con areniscas de grano grueso.	Areniscas, arenitas líticas y arenitas litosas feldespáticas de fragmentos de cuarcita, así como cantidades mucho más pequeñas de cuarzo policristalino, feldespato (domina el feldespato potásico) y fragmentos de roca metamórficos y sedimentarios de lutita.	Pobremente cementadas por cantidades pequeñas de arcilla de caolinita que rellena los poros.
2	21.74	Alta	Subredondeada	Medio 0.28 a 0.34 mm	Parches de arenisca muy finos.	Areniscas líticas y arenitas litosas y feldespáticas.	Cantidades pequeñas de cemento, arcilla-caolinita
3	19.02	< 50 mD	Subangular	Fino 0.18 a 0.23	Compactación por enterramiento.	Areniscas limpia, carecen de lutita detrítica laminada o dispersa.	Localmente más grande respecto a la cementación de calcita y arcilla
4	13.98	6 – 20 mD	Subredondeada	De grueso a medio	Extensa compactación. Pueden contribuir a almacenamiento de fluidos y producción	Areniscas líticas y feldespáticas contienen lutita detrítica laminada y dispersa. Cantidad más grande de lutita detrítica.	Cementadas por anhidritas
5	14.65	Baja		Grano medio 0.26	Selección moderadamente buena. No tienen la capacidad de contribuir a almacenamiento o producción.		
6	9.93	Baja	Angular a subangular		No tienen calidad de yacimiento. Estas rocas son sellos semipermeables y barreras.	Areniscas muy lutíticas, limolitas lutíticas y lutitas limosas. Matriz de lutita detrítica.	
7	8.49	Baja			No tienen potencial para almacenamiento o producción y representan roca sellada.	Lutitas y lutitas limosas.	

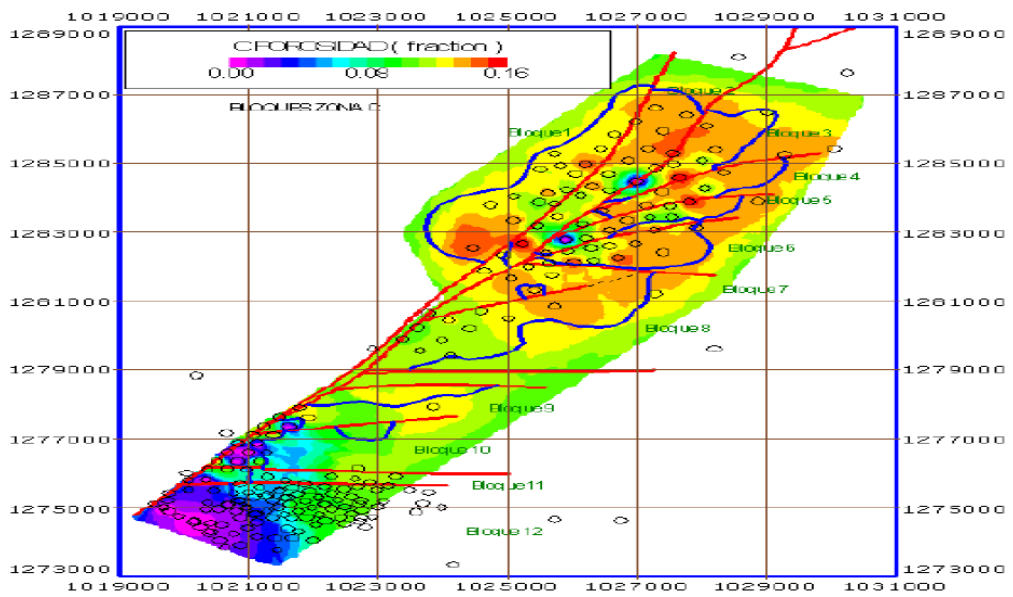
Fuente: VESSEL. Tipos de Roca Petrofísica Formación Mugrosa, Piedecuesta –

Figura 38. Mapa de porosidad Zona B – Formación Mugrosa.



Fuente: "PROGNOSIS – CAMPAÑA DE PERFORACIÓN LLANITO – GALA – CARDALES". ECOPETROL SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

Figura 39. Mapa de porosidad Zona C – Formación Mugrosa.



Fuente: "PROGNOSIS – CAMPAÑA DE PERFORACIÓN LLANITO – GALA – CARDALES". ECOPETROL SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

Tabla 14. Propiedades de la roca - Campo Llanito.

Tipo de roca	Porosidad promedio (%)	Porosidad máxima (%)	Porosidad Mínima (%)	Análisis de potencial de arenas (%)
1	21.30	25.30	15.51	Difícil predicción
2	21.74	27.99	15.69	Difícil predicción
3	19.02	31.43	8.63	Probable
4	13.98	25.78	3.30	Poco probable
5	14.65	17.89	9.36	Poco probable
6	9.93	21.38	2.66	Poco probable
7	8.49	12.75	4.95	Poco probable

Fuente: VESSEL. Tipo de Roca Petrofísica Formación Mugrosa, Piedecuesta – ICP, 2007.

Según la tabla mostrada, el potencial de arenas más probable se genera en las rocas tipo 3 ya que presentan ya que los valores de porosidad máxima son muy mayores con respecto a los otros tipos de roca; además de poseer porosidades promedio de magnitud importante. El potencial de producción de arena disminuye para las rocas tipo 1, 2 y 4. Sin embargo, tienen un valor representativo de porosidad lo cual puede incidir en el desarrollo del fenómeno de avenamiento.

6.2.2 Saturación de agua

Para el área se tomó un promedio de las saturaciones de agua inicial obtenidas de las curvas de permeabilidad relativa de corazones de las zonas B y C desde el pozo Llanito 31, de la saturación de agua obtenida a partir de registros zonas B y C y de la saturación de agua estimada de las curvas de presión capilar.

6.2.3 Resistividad del agua

En el estudio realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, se generaron valores de R_w todos a una misma temperatura (83°F), para el campo Llanito-Gala-Galan-San Silvestre los cuales fueron seleccionados en el estudio de petrofísica. De esta información se determinaron promedios para cada zona y se determinaron las ppm de NaCl para cada una. Estos valores se encuentran en la tabla 15.

Tabla 15. Valores promedios de resistividad del Agua de Formación para el campo Llanito-Gala-Galán-San Silvestre.

Zona Productora	Zona A	Zona B	Zona B2	Zona C	Zona D
Prom – R_w @ 83 °F	0.206	0.141	0.146	0.129	0.129
ppm NaCl	22	43	43	43	50

Fuente: Modelamiento para la optimización del factor de recobro en campos de petróleo maduros de las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. Informe Técnico de Proyectos. ICP, diciembre 2006.

6.3 MODELAMIENTO DEL FLUIDO

El tipo de crudo del campo Llanito es pesado cuyo rango se encuentra entre 17° y 21° API; la porosidad en la zona productora oscila entre 15% y 21% y el rango de permeabilidad se encuentra entre 150 -250 mD. En la tabla 16 se muestran las propiedades petrofísicas y de fluidos básicas con sus respectivos valores para el campo Llanito.

Para el análisis del comportamiento de las principales propiedades de los fluidos, se contó con la información de 9 estudios de PVT'S. En cuanto al tipo de crudo, con base

en análisis realizados por el ICP, químicamente se determinó que el petróleo de estos yacimientos, es de tipo nafténico.

Tabla 16. Propiedades de la roca - Campo Llanito.

Zona Productora	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero (Pies)	26	50	40	18
Porosidad Promedio (%)	21	17	18	15
Permeabilidad (md)	250	150	180	160
Saturación de Agua (%)	25	40	40	47
Salinidad de Agua Formación (ppm)	18000	23500	29900	32000
Presión de Yacimiento (PSI)	1880	2400	2800	3200
Presión de actual (PSI)	1600	900 a 1500	1100	900
Temperatura de Yacimiento (°F)		135	140	140
Gravedad API	18.4-gas	21	23	24
GOR (Inicial)	150	200	200	370
B&W (Inicial) (%)	0	0-3	0-3	0-3

Fuente: Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo, ICP, 2007.

6.4 ANÁLISIS DE INGENIERÍA

En la actualidad, el campo Llanito presenta buen potencial de pozos a los cuales se les aplican metodologías mecánicas de control de arenas y finos de acuerdo a la programación de eventos que se tiene planeada. Ecopetrol Superintendencia de Mares para el campo Llanito cuenta con un total de 252 pozos, los cuales se clasifican en productores, inactivos, abandonados y abandonados parcialmente (ver tabla 17). Éste último concepto corresponde a todos aquellos pozos a los que se pretende aplicar

metodologías diferentes a las que se han implementado, puesto que han presentado un buen desempeño pero que han sido abandonados debido a problemas mecánicos en su mayoría.

Tabla 17. Información actualizada de los pozos - Campo Llanito 2008.

Clasificación de pozos según su estado Campo Llanito 2008	
Estado de pozos	Cantidad
Productores	99
Abandonados parcialmente	31
Abandonados	24
Inactivos	98
Total	252

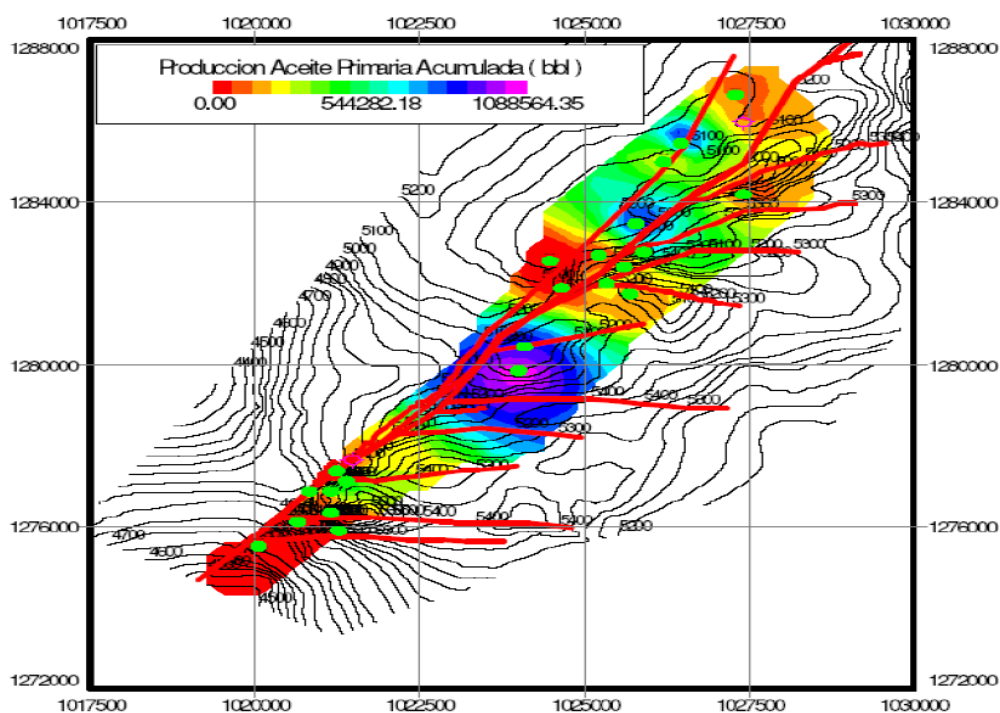
Fuente: Ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA. Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, Superintendencia de Mares. Ecopetrol. 2008.

Por otro lado, en el campo Llanito y más específicamente en el área Llanito-Gala-Cardales se realizó un análisis de la producción del área a partir de los datos generados con los mapas del análisis de ingeniería; la información suministrada fue correlacionada y sirvió como base para generar nuevos mapas en los cuales se calcularon criterios como producción acumulada de aceite, recobro estimado y reservas estimadas de aceite para los bloques que constituyen el área Llanito - Gala – Cardales.

Para el campo Llanito, la producción acumulada de aceite está por el orden de 544282.18 bbl, sin embargo, para esta misma zona (Zona C – Formación Mugrosa), en

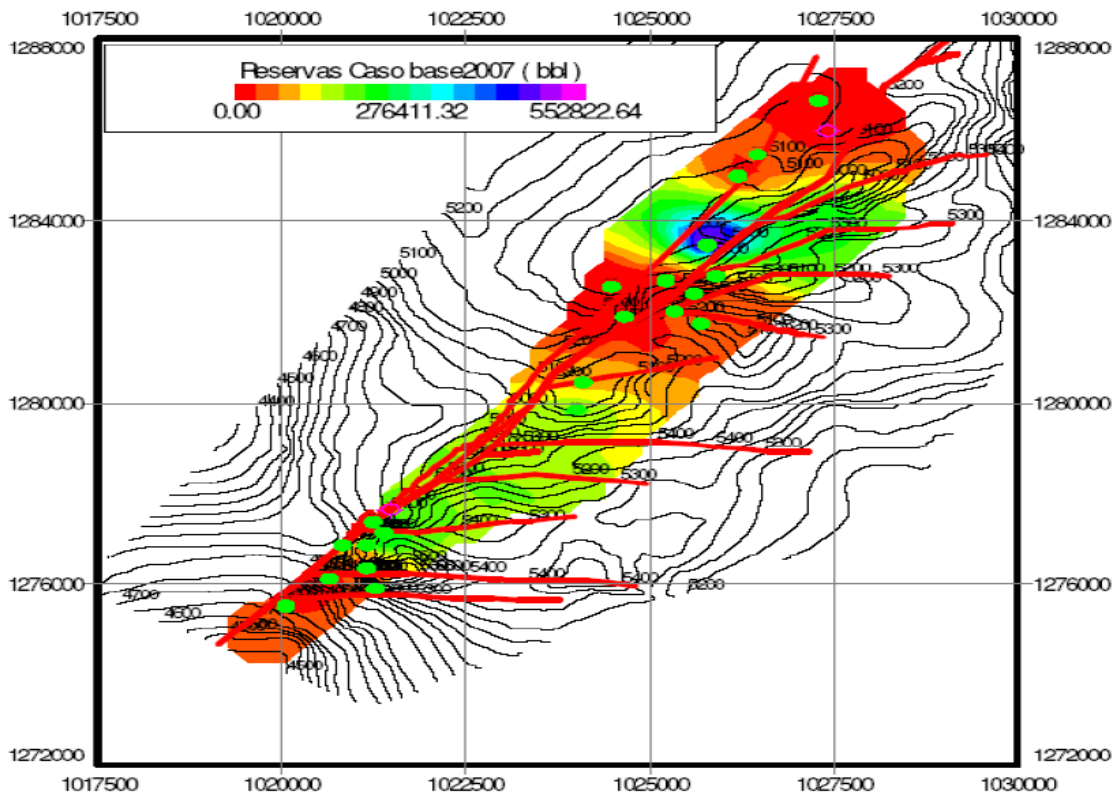
el campo Gala se alcanzaron los máximos niveles de producción acumulada. En cuanto al recobro de aceite estimado, más de la mitad del área correspondiente al campo está por encima del promedio del área Llanito – Gala – Cardales. Cabe destacar que estos parámetros fueron calculados para 2007 y están sujetos a reevaluación. Por último, la reserva estimada de aceite en la Formación Mugrosa del campo Llanito escasamente se acerca al promedio 276411.32 bbl. Sin embargo, se espera que ésta prospectividad cambie a futuro.

Figura 40. Mapa de producción acumulada de aceite, Zona C – Formación Mugrosa.



Fuente: Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, “PROGNOSIS – CAMPAÑA DE PERFORACIÓN LLANITO – GALA – CARDALES”. ECOPETROL SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

Figura 42. Mapa de reservas estimadas de aceite, Zona C – Formación Mugrosa.



Fuente: Prognosis – Campaña de Perforación Llanito – Gala – Cardales. Vigencia 2007.

6.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL CAMPO

Se revisaron los promedios para cada una de las zonas (De acuerdo a la disponibilidad de la información de presiones en la base de datos del ICP), debido a que se dispone de muy poca información, a pesar de que en los últimos años se ha obtenido información importante gracias a la perforación de nuevos pozos y a la toma de MDT's.

6.5.1 Zona A.

Actualmente solo se poseen datos de presiones en el área de Llanito, La cual únicamente produce en un sector del campo y específicamente de los pozos LL- 10, LL- 57, por tal razón solo se posee dos pruebas en el pozo LL-10, Adicionalmente, existen intervalos superiores de zona A, que han sido probados como gasíferos.

6.5.2 Zona B.

La Zona B, tiene una presión actual entre 900 y 1500 psi dependiendo del bloque analizado, también se ha encontrado zonas con presiones originales en algunos pozos. Lo cual confirma la compartimentalización del campo.

6.5.3 Zona C.

La zona C del campo, tiene una presión actual cercana a 1100 psi. Pese a esta caída de presión, en los pozos perforados posteriormente en el segundo desarrollo se encontraron presiones originales, lo que puede interpretarse como una consecuencia yacimientos de bajo drenaje y /o en compartimientos diferentes.

6.5.4 Zona D.

La zona D, posee muy poca información de pruebas de presión, debido básicamente a que es productora en muy pocos pozos del área, sin embargo, con los datos que se tenían, se trató de reconstruir la historia en el tiempo.

6.6 PROBLEMAS ACTUALES

El principal problema del campo es de tipo geológico; ya que presenta condiciones de formaciones con arenas friables o muy poco consolidadas y que junto con algunas intercalaciones de arcilla originan la migración de finos durante la producción. La formación Mugrosa es la formación problemática para el campo Llanito; en los estudios previos se han identificado las zonas productoras de arena; pero aún no se han delimitado los espesores netos de las zonas aportantes de arena.

Dentro de las operaciones que aceleran el fenómeno del arenamiento en el campo Llanito y en muchos campos arenosos en el mundo, se encuentran la perforación, el cañoneo, la estimulación y cambios en las tasas de bombeo de producción. Éstas prácticas generarán disminución en las propiedades de la roca como la resistencia mecánica de la formación; que en futuro se transformará en migración de finos lo cual acarrea tratamientos preventivos en la formación Mugrosa con sus respectivas zonas productoras. Un aumento en la velocidad de los fluidos, producto de la producción traerá como consecuencia esfuerzos excesivos de arrastre que también es manifestación del fenómeno de arenamiento.

Dentro de los indicadores que se tienen en cuenta para clasificar un pozo como arenero están los cambios en las bombas por debajo del tiempo de vida útil de éstas, los continuos cañoneos y estimulaciones que deben realizarse ya que la zona se encuentra taponada y la realización continua de limpiezas para mantener la producción.

Revisando el proyecto de investigación *“Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena “Llanito”, a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras”*³, se concluyó que el

³ Hernandez, Ruby. GOYENECHÉ, Jessica. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, 2009.

fenómeno de arenamiento en el campo está asociado a la acelerada producción de agua en la zona de interés.

Por otro lado, la investigación realizada permitió determinar los costos asociados al arenamiento; los cuales ascienden a 1,2 millones de dólares por año. Esta cantidad corresponde a la disminución en el nivel de producción así como a actividades de mantenimiento dentro de las cuales encontramos los cambios de bomba y limpiezas de pozo.

El desarrollo del campo Llanito ha estado asociado al fenómeno del arenamiento. Sin embargo, pese a que se han implementado metodologías mecánicas de control de arena, los resultados obtenidos en cuanto cantidad de intervenciones a pozo y otros eventos operacionales asociados con la producción de arena, elevan los costos de producción del campo de manera significativa. En 2008, el arenamiento generó intervenciones de mantenimiento cuyo 62% correspondía a cambios de bomba (8 intervenciones) y el 38% a limpiezas (5 intervenciones). A los costos asociados a dichas intervenciones se debe adicionar la duración de los equipos en la locación (aproximadamente 75 días) y la pérdida de producción diferida por las intervenciones.

Como resultado de la investigación adelantada por Hernandez y Gonyeneche⁴, se recomienda desarrollar el gerenciamiento de arena en el campo junto con otras alternativas como la implementación de metodologías que prevengan la producción de arena, tales como métodos predictivos, empaquetamientos con grava y consolidación química. Siguiendo las recomendaciones de la investigación consultada, se evaluará la efectividad de la metodología de consolidación química para el control de arena a nivel de laboratorio, analizando la viabilidad económica de esta metodología a través de relaciones costo-beneficio, asumiendo varios escenarios de disminución de operaciones de cambios de bomba y limpiezas en la zona de interés.

⁴ Ibid., p. 82.

7. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA

La realización de cada una de las pruebas que constituyen el protocolo de caracterización de la formación es importante para la toma de decisiones sobre el método de control de arena a utilizar según los resultados de los análisis realizados. En este capítulo se muestran los resultados obtenidos para cada uno de las pruebas a las que fueron sometidas las muestras representativas de la formación interés en el campo Llanito. Cabe destacar que los resultados presentados se agrupan según las respectivas etapas en que se divide la investigación.

7.1 CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LA FORMACIÓN

7.1.1 Selección de Muestras

Las muestras escogidas para la evaluación de la metodología de consolidación química fueron (inicialmente) aquellas que correspondían al intervalo productor de la Formación Mugrosa en la zona C. Sin embargo, para alcanzar una mejor caracterización de la formación de interés se decidió muestrear a diferentes profundidades de la Formación Mugrosa.

El muestreo se realizó en las instalaciones de la Litoteca Nacional y en la tabla 18 se presenta una relación de los pozos escogidos, las profundidades y la respectiva formación a la que pertenece:

Tabla 18. Muestras seleccionadas para análisis de caracterización de la formación de interés en el campo Llanito.

Pozo	Muestra	Formación	Pozo	Muestra	Formación
Llanito 18	6536,8	Mugrosa C2	Llanito 117	6651,5	Mugrosa C2
	6557	Mugrosa C2		6656	Mugrosa C2
	6579,9	Mugrosa C2		6659	Mugrosa C2
	6609	Mugrosa C2		6663,5	Mugrosa C2
	6626,8	Mugrosa C2		6667,5	Mugrosa C2
	6646,8	Mugrosa C2		6668,9	Mugrosa C2
	6648	Mugrosa C2		6670,5	Mugrosa C2
	6649	Mugrosa C2		6685,9	Mugrosa C2
	6667,9	Mugrosa C2		66912	Mugrosa C2
	6936,4	Esmeralda		6692	Mugrosa C2
6942,3	Esmeralda	6696,7		Mugrosa C2	
		6703,9		Mugrosa C2	
		6708,1		Mugrosa C2	
		6709,5		Mugrosa C2	
		6710,2		Mugrosa C2	
		6711,2		Mugrosa C2	
		6712,2		Mugrosa C2	
		6712,8		Mugrosa C2	
		6713,8		Mugrosa C2	
		6714,5		Mugrosa C2	

Fuente: Autores.

De acuerdo a lo anterior, se seleccionaron 31 muestras de los pozos Llanito 18 y Llanito 117 este último presenta su zona productora en el intervalo comprendido entre 6712' - 6728' de profundidad, las muestras fueron sometidas a diferentes análisis siguiendo el protocolo de caracterización de formación para tratamiento de consolidación química.

7.1.2 Análisis Bulk (Roca Total)

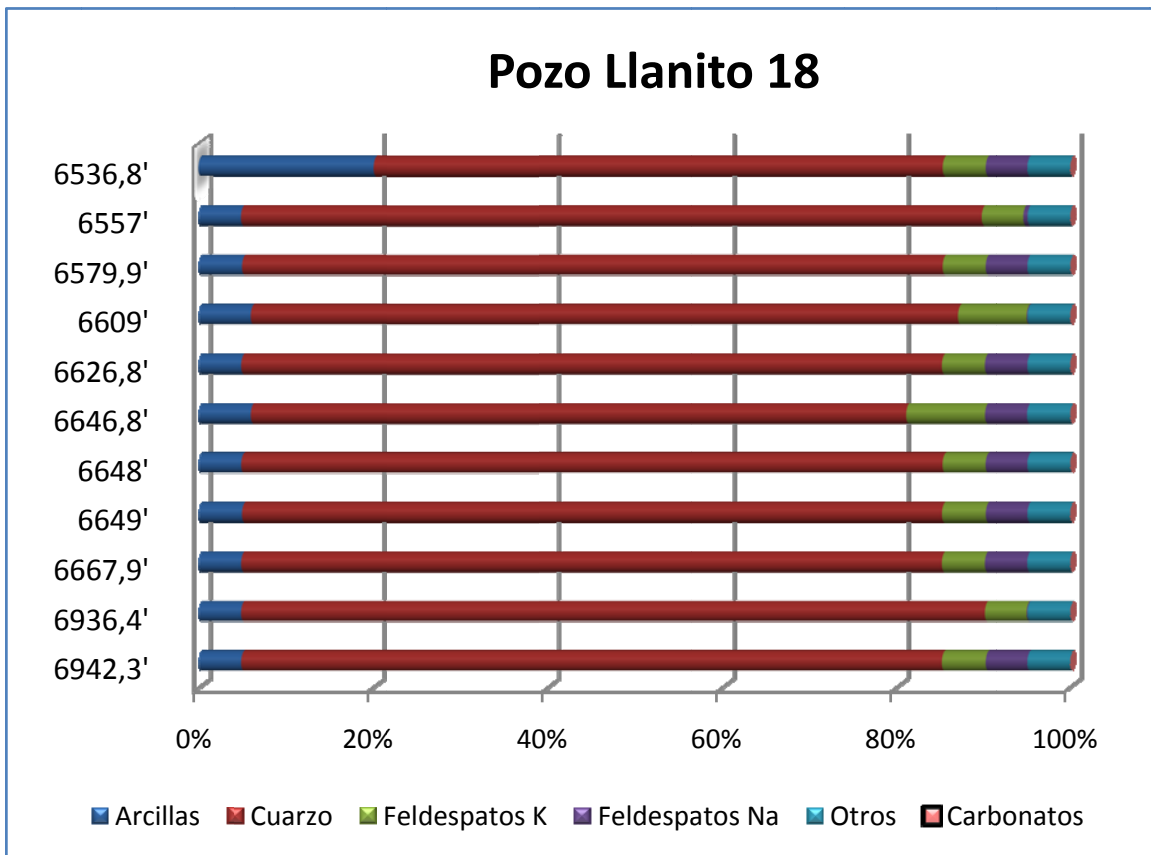
En las tablas 19 y 20 y las figuras 41 y 42 se muestran los resultados del Análisis Bulk realizado a las muestras de los pozos Llanito 18 y Llanito 117.

Tabla 19. Resultados análisis bulk roca total para el pozo Llanito 18.

POZO LLANITO-18								
No.	Profundidad (Ft)	Arcillas %Peso	Cuarzo %Peso	Feldespatos K %Peso	Feldespatos Na %Peso	Carbonatos %Peso	Otros %Peso	Total
1	6536,8'	20	65	4,9	4,9	0	4,9	99,7
2	6557'	4,9	85	4,9	0,5	0	4,9	100,2
3	6579,9'	5	80	4,9	4,9	0	4,9	99,7
4	6609'	6	81	8	0,1	0	4,9	100
5	6626,8'	4,9	80	4,9	5	0	4,9	99,7
6	6646,8'	6	75	9	4,95	0	4,95	99,9
7	6648'	4,9	80	4,9	4,9	0	0	99,6
8	6649'	5	80	5	4,9	0	0	99,8
9	6667,9'	4,9	80	4,9	4,98	0	4,92	99,7
10	6936,4'	4,9	85	4,9	0,1	0	4,9	99,8
11	6942,3'	4,9	80	5	4,9	0	4,9	99,7

Fuente: CARREÑO, Angélica María "ANÁLISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

Figura 43. Resultados composición roca total pozo Llanito 18.



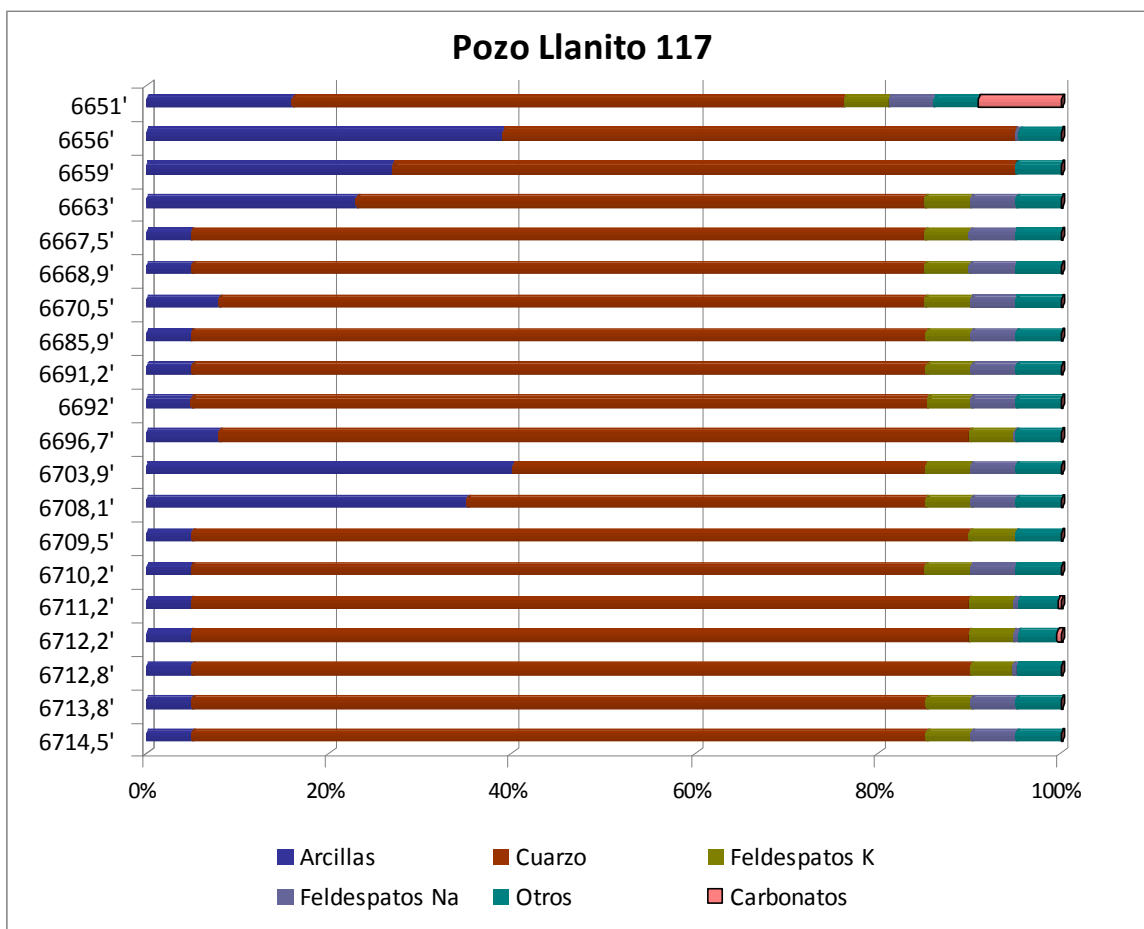
Fuente: CARREÑO, Angélica María "ANÁLISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

Tabla 20. Resultados análisis bulk roca total para el pozo Llanito 117.

POZO LLANITO-117								
No.	Profundidad (Ft)	Arcillas %Peso	Cuarzo %Peso	Feldespatos K %Peso	Feldespatos Na %Peso	Carbonatos %Peso	Otros %Peso	Total
1	6651'	16	60	4,8	4,9	9	4,9	99,6
2	6656'	39	56	0	0,4	0	4,6	100
3	6659'	27	68	0	0,1	0	4,9	100
4	6663'	23	62	5	4,99	0	4,9	99,89
5	6667,5'	4,9	80	4,9	4,99	0	4,99	99,78
6	6668,9'	5	80	4,99	4,99	0	4,99	99,97
7	6670,5'	8	77	4,999	4,9	0	4,999	99,898
8	6685,9'	4,95	80	4,9	4,9	0	4,9	99,65
9	6691,2'	4,98	80	4,9	4,9	0	4,9	99,68
10	6692'	5	80	4,8	4,9	0	4,9	99,6
11	6696,7'	8	82	4,9	0,2	0	4,9	100
12	6703,9'	40	45	4,9	4,95	0	4,9	99,75
13	6708,1'	35	50	4,99	4,9	0	4,9	99,79
14	6709,5'	5	85	4,95	0,1	0	4,95	100
15	6710,2'	4,9	80	4,999	4,9	0	4,999	99,798
16	6711,2'	4,9	85	4,9	0,5	0,3	4,4	100
17	6712,2'	4,9	85	4,9	0,5	0,4	4,3	100
18	6712,8'	5	85	4,6	0,5	0	4,8	99,9
19	6713,8'	5	80	4,9	4,9	0	4,9	99,7
20	6714,5'	5	80	4,9	4,9	0	4,9	99,7

Fuente: CARREÑO, Angélica María "ANÁLISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

Figura 44. Resultados composición roca total pozo Llanito 117.



Fuente: CARREÑO, Angélica María "ANÁLISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

7.1.3 Análisis mineralógico menor a 2 micras

Para una mejor caracterización de la formación de interés se realizó una caracterización mineralógica para partícula menor a 2 micras para conocer el tipo de arcillas presentes en la formación y de esta forma escoger un tratamiento de consolidación químico que minimice el daño efectuado en la zona.

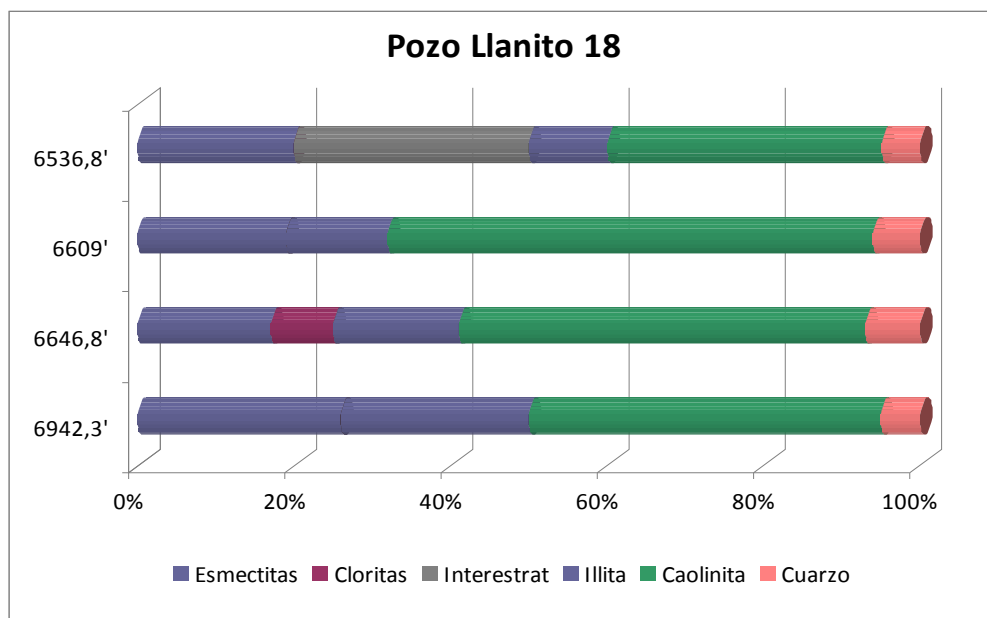
Los resultados del análisis mineralógico para partículas del tamaño ya mencionado se presentan en las tabla 21 y 22 así como en las figuras 45 y 46.

Tabla 21. Resultados análisis para partícula menor a 2 micras del pozo Llanito 18.

POZO LLANITO-18								
No.	Profundidad (Ft)	Esmectitas %Peso	Cloritas %Peso	Arcillas Interestrat %Peso	Illita %Peso	Caolinita %Peso	Cuarzo %Peso	Total
15	6536,8'	20	0	30	10	35	4,9	99,9
18	6609'	19	0	0	13	62	6	100
20	6646,8'	17	8	0	16	52	7	100
23	6942,3'	26	0	0	24	45	5	100

Fuente: CARREÑO, Angelica Maria "ANALISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

Figura 45. Resultados fracción menor a 2 micras pozo Llanito 18.



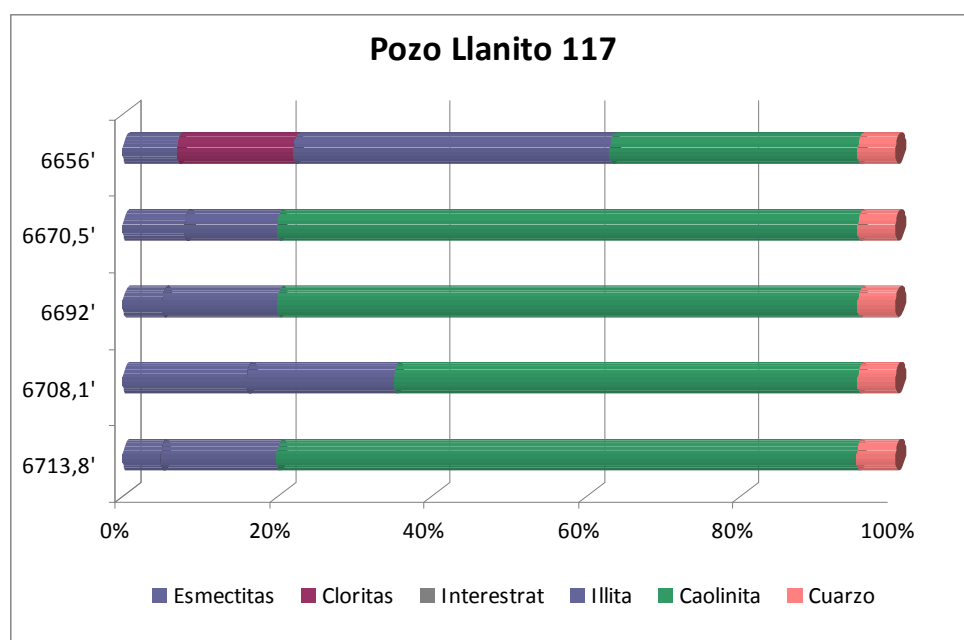
Fuente: CARREÑO, Angelica Maria "ANALISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

Tabla 22. Resultados análisis para partícula menor a 2 micras del pozo Llanito 117.

POZO LLANITO-117								
No.	Profundidad (Ft)	Esmectitas %Peso	Cloritas %Peso	Arcillas Interestrat %Peso	Illita %Peso	Caolinita %Peso	Cuarzo %Peso	Total
1	6656'	7	15	0	41	32	4,9	99,9
4	6670,5'	8	0	0	12	75	4,9	99,9
7	6692'	5	0	0	15	75	4,9	99,9
10	6708,1'	16	0	0	19	60	4,9	99,9
13	6713,8'	4,9	0	0	15	75	5	99,9

Fuente: CARREÑO, Angelica Maria "ANALISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

Figura 46. Resultados fracción menor a 2 micras pozo Llanito 117.

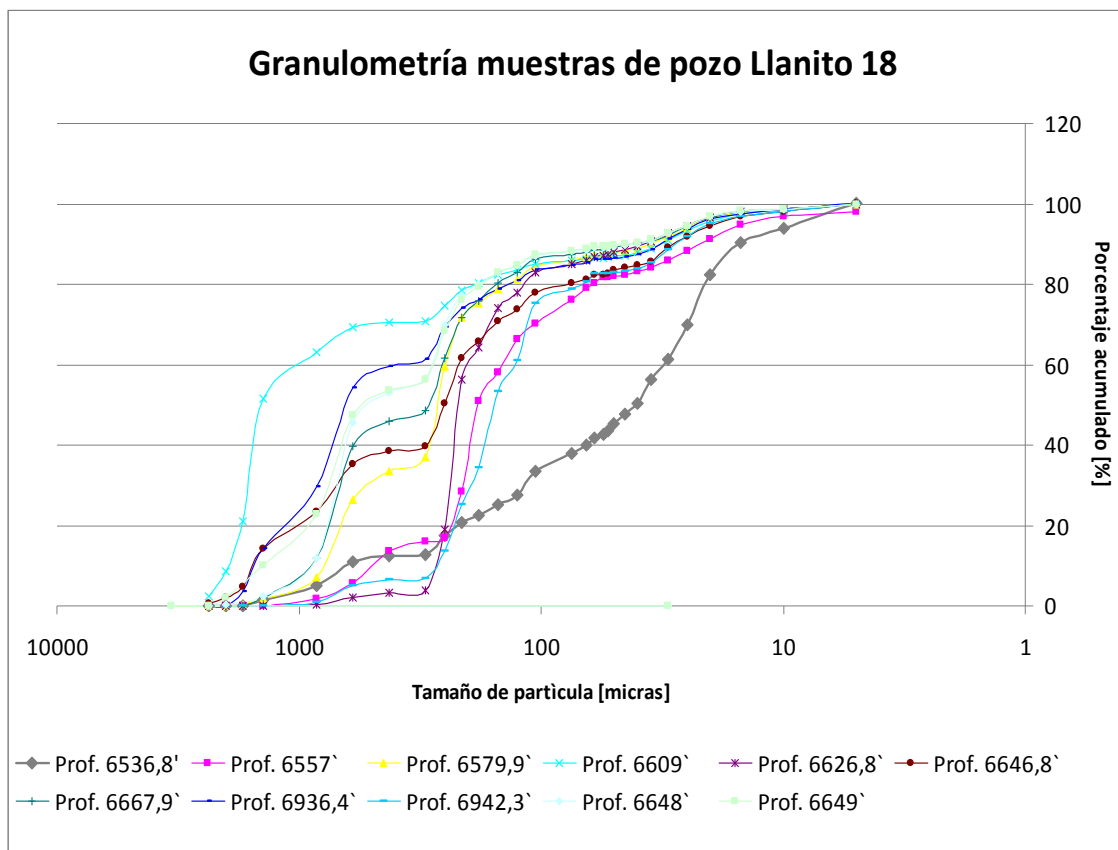


Fuente: CARREÑO, Angelica Maria "ANALISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

7.1.4 Análisis granulométrico

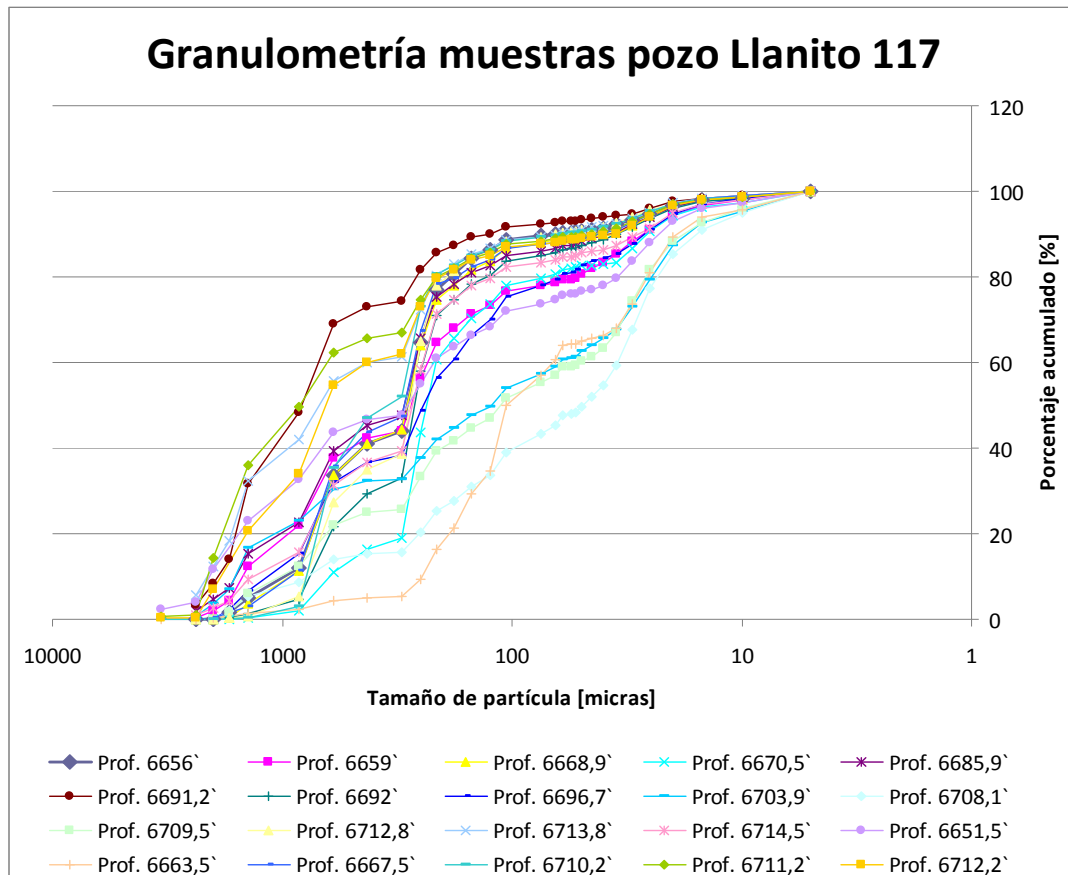
A las muestras seleccionadas se les realizó análisis granulométrico para determinar el tamaño de grano presente en la formación de interés. Los resultados se muestran en la figura 47 y 48 para los pozos Llanito 18 y 117 respectivamente:

Figura 47. Resultados granulometría para muestras del pozo Llanito 18.



Fuente: Autores.

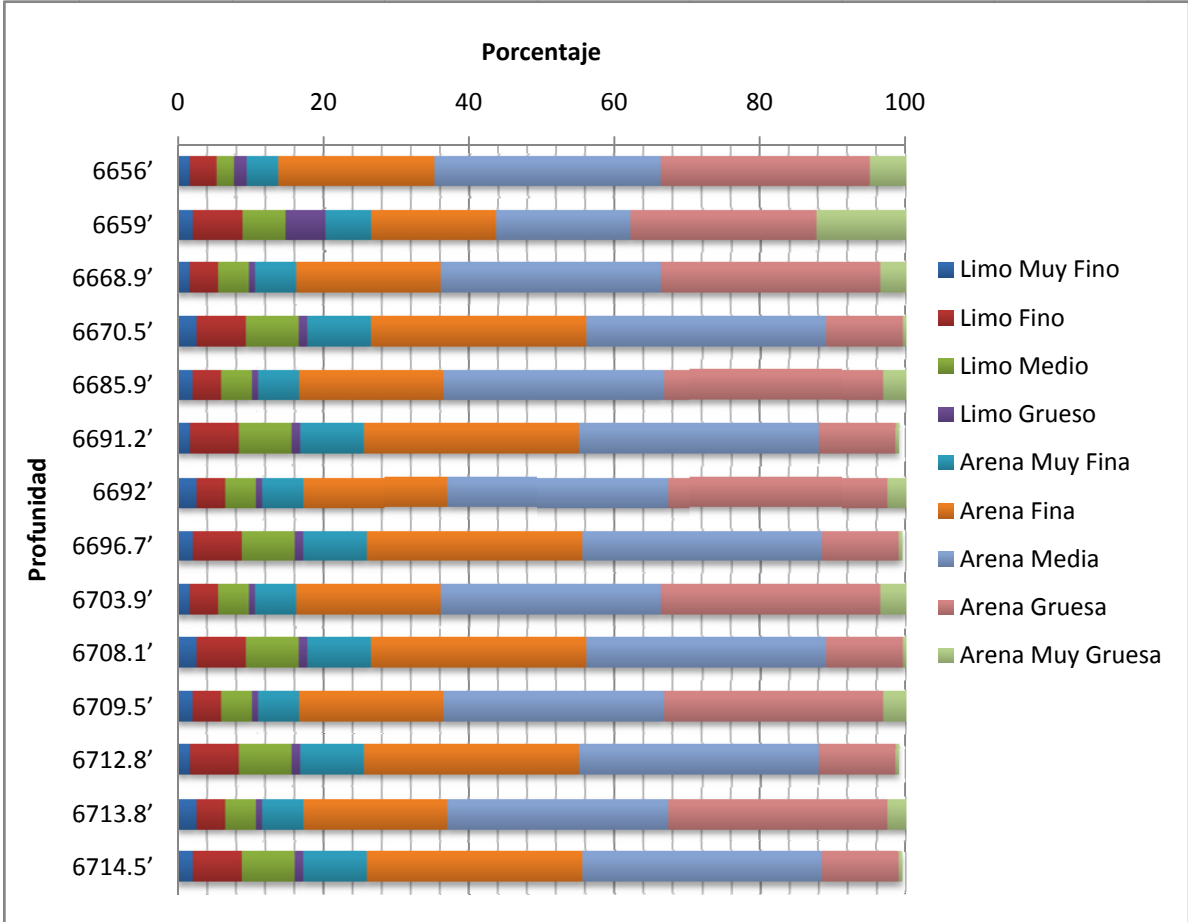
Figura 48. Resultados granulometría para muestras del pozo Llanito 117.



Fuente: Autores.

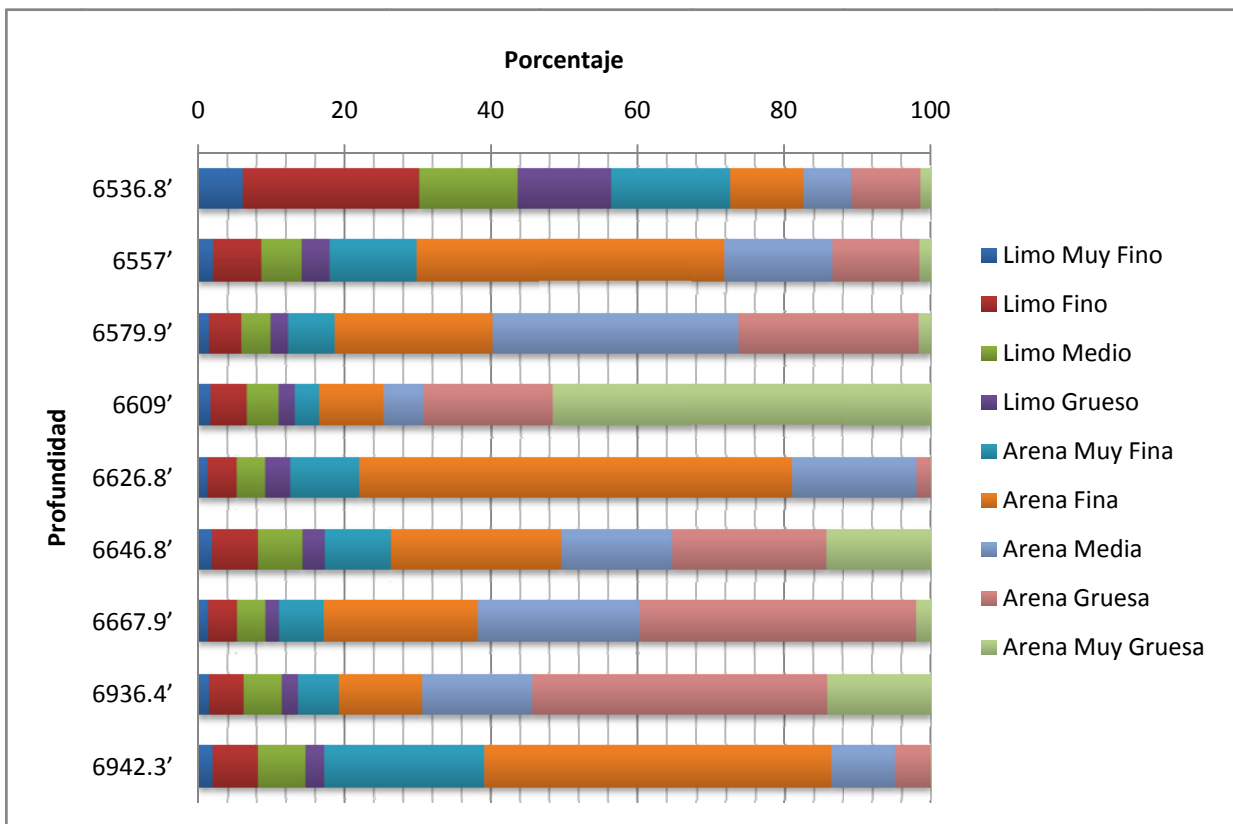
En las figuras 49 y 50 se muestra la distribución de acuerdo al tamaño de grano para algunas de las muestras seleccionadas de los pozos Llanito 117 y 18.

Figura 49. Distribución de clases de tamaño de grano para las muestras tomadas del pozo Llanito 117.



Fuente: Análisis Mineralógico Y Granulométrico Pozos Llanito-18 Y Llanito-117 – ICP.

Figura 50. Distribución de clases de tamaño de grano para las muestras tomadas del pozo Llanito 18.



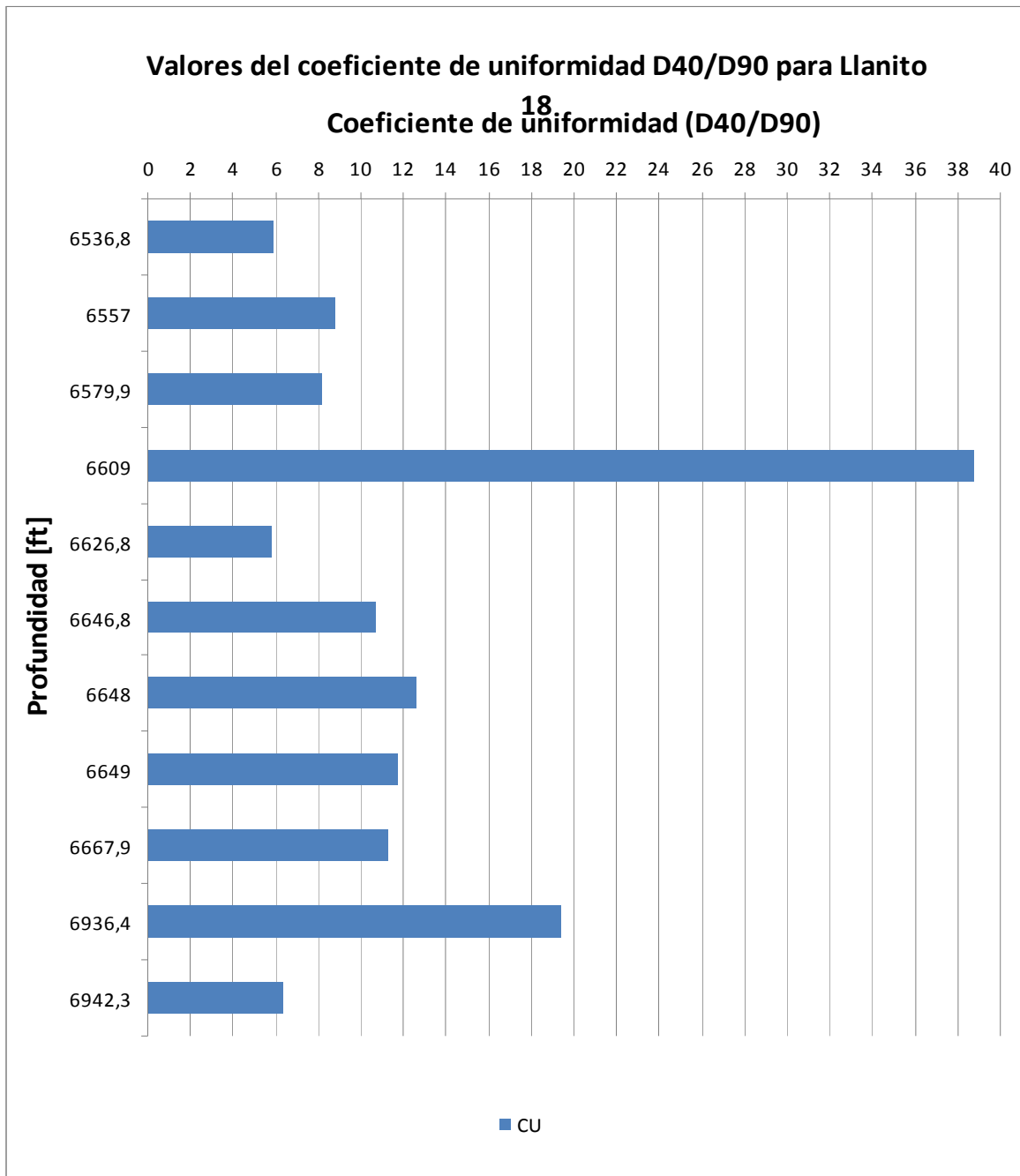
Fuente: Análisis Mineralógico Y Granulométrico Pozos Llanito-18 Y Llanito-117 – ICP.

• **Criterios de uniformidad**

De acuerdo a los resultados de granulometría, se calcularon los coeficientes de uniformidad de Tiffin y Saucier para caracterizar aspectos como tamaño de partícula promedio y el sorting en las profundidades de interés para los pozos en evaluación.

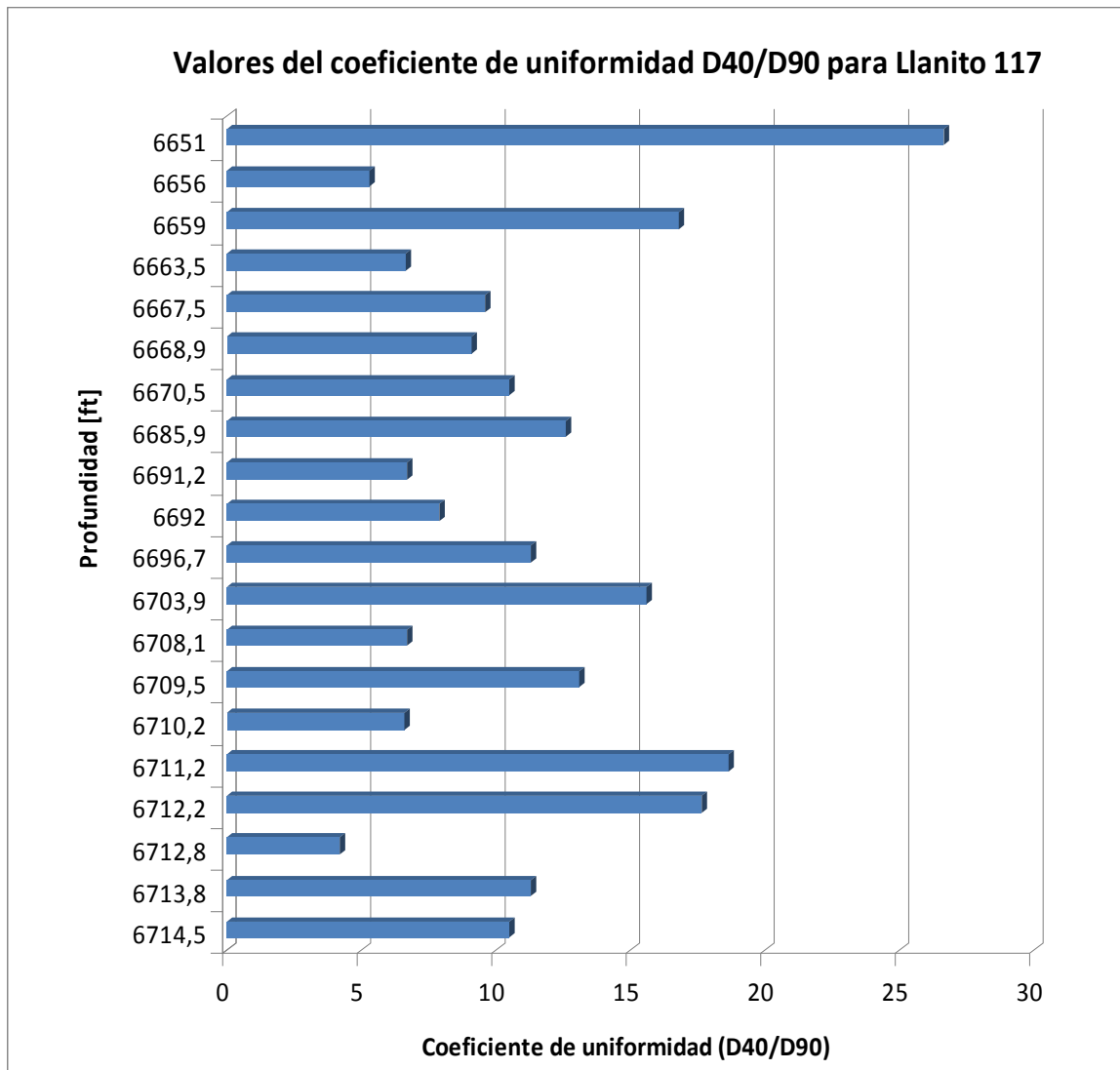
Los resultados de estos criterios de uniformidad se presentan en las figuras 51 a la 56 y en las tablas 23 y 24.

Figura 51. Resultados del criterio de uniformidad de Tiffin (D40/D90) para muestras del pozo Llanito 18.



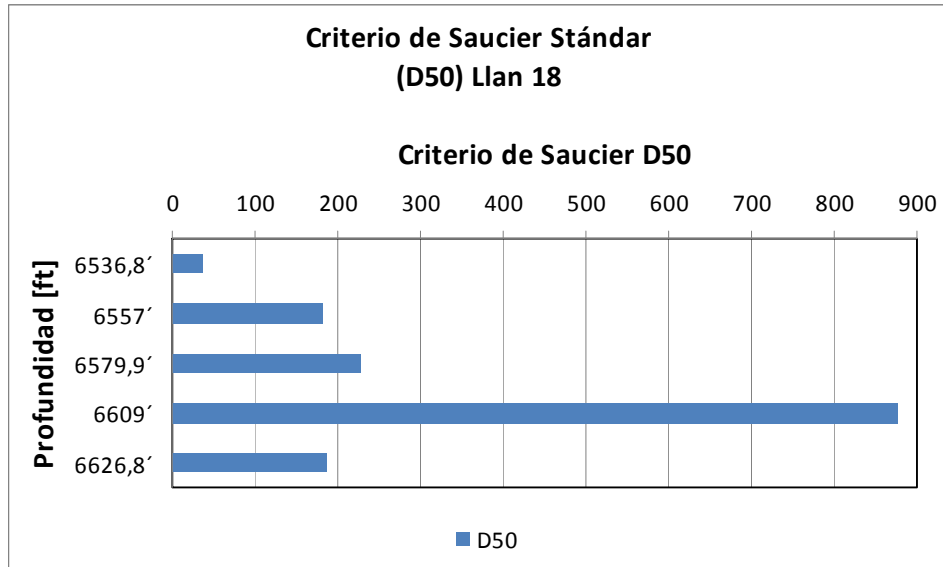
Fuente: Autores.

Figura 52. Resultados del criterio de uniformidad de Tiffin (D40/D90) para muestras del pozo Llanito 117.



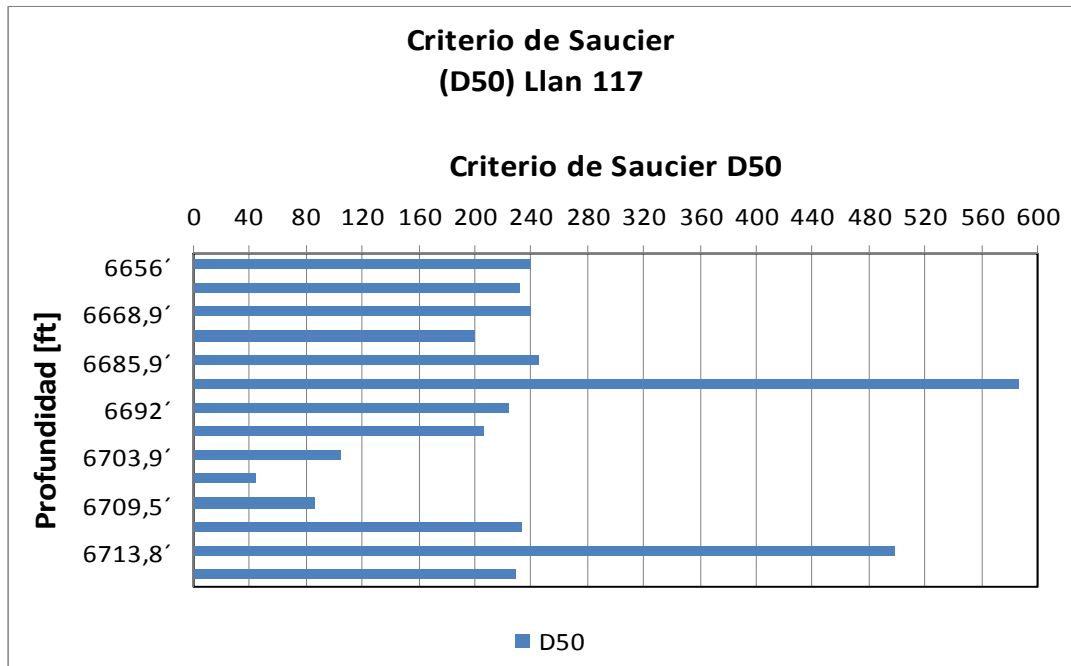
Fuente: Autores.

Figura 53. Resultados del criterio de Sausier estándar (D50) para muestras del pozo Llanito 18.



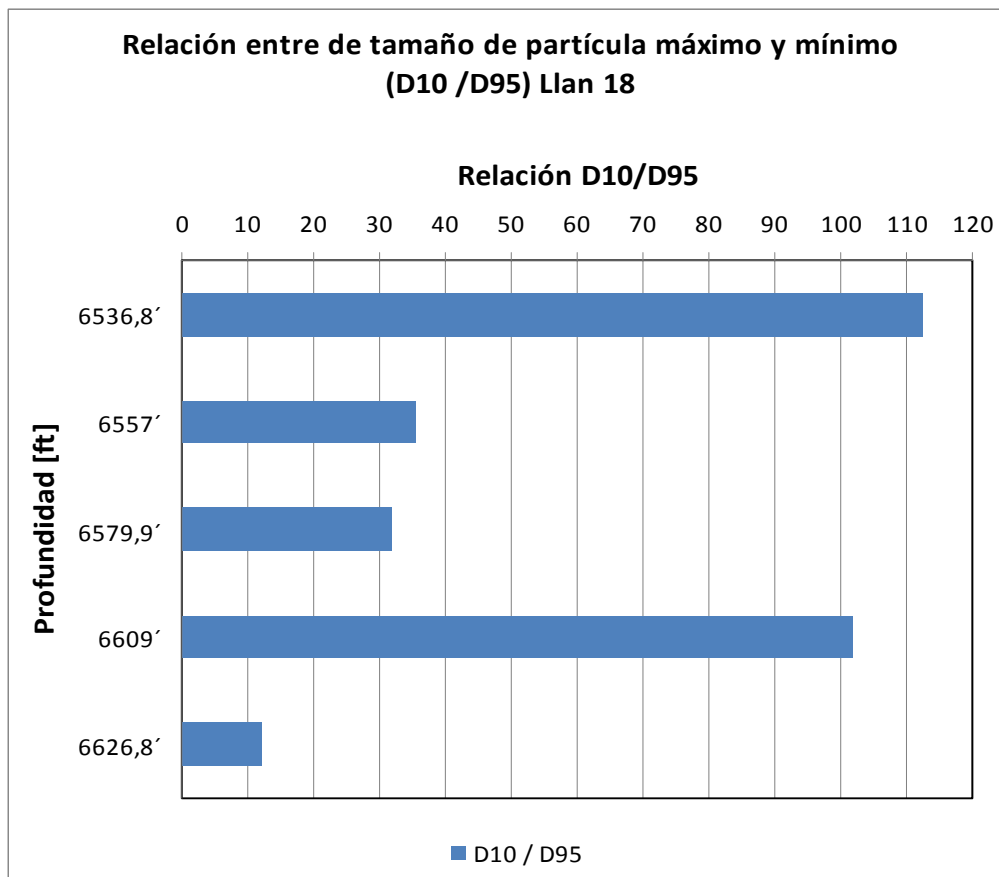
Fuente: Autores.

Figura 54. Resultados del criterio de Sausier estándar (D50) para muestras del pozo Llanito 117.



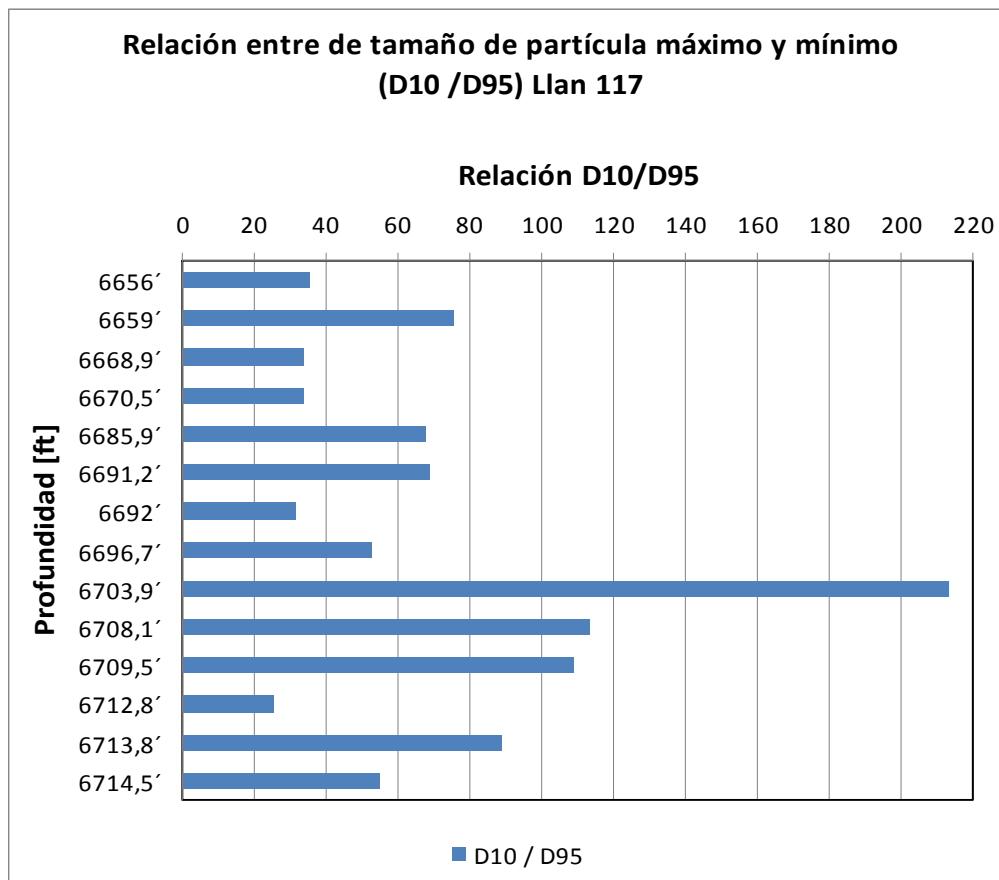
Fuente: Autores.

Figura 55. Resultados relación de tamaño máximo y mínimo de partícula (D10/D95) para muestras del pozo Llanito 18.



Fuente: Autores.

Figura 56. Resultados relación de tamaño máximo y mínimo de partícula (D10/D95) para muestras del pozo Llanito 117.



Fuente: Autores.

Tabla 23. Resultados criterios de Tiffin, Saucier Standard y relación tamaño de partícula mínima y máxima para las muestras tomadas del pozo Llanito 18.

Pozo	Profundidad (pies)	D40/D90	D50 (μm)	D10/D95	< 325 mesh (%)
Llanito 18	6536,8'	5,89	35,54	112,	52,31
	6557'	8,81	181,3	35,35	16,81
	6579,9'	8,13	228,35	31,76	11,65
	6609'	38,75	877,5	101,85	12,78
	6626,8'	5,83	185,36	12,25	11,28
	6646,8'	10,69	213,2	69,67	15,74
	6648'	12,56	353,3	38,1	36,2
	664'	11,76	372,4	48,5	40,6
	6667,9'	130,99	243,3	3,92	10,28
	6936,4'	19,42	455,9	81,66	13,09
6942,3'	6,277	129,5	12,71	16,81	

Fuente: CARREÑO, Angelica Maria "ANÁLISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

Tabla 24. Resultados criterios de Tiffin, Saucier Standard y relación tamaño de partícula mínima y máxima para las muestras tomadas del pozo Llanito 117.

Pozo	Profundidad	D40/D90	D50 (μm)	D10/D95	< 325 mesh (%)
Llanito 117	6651,5'	26,64	237,6	117,5	22,92
	6656'	5,31	239,10	35,3	8,99
	6659'	16,59	231,61	75,56	18,07
	6663,5'	6,66	74,9	21,0	34,45
	6667,5'	9,62	244,7	33,6	10,33
	6668,9'	9,11	238,8	33,91	10,22
	6670,5'	10,47	200,2	33,68	17,21
	6685,9'	12,53	245,2	67,52	10,92
	6691,2'	6,71	586,5	68,66	6,33
	6692'	7,93	224,1	31,58	12,02
	6696,7'	11,3	206,7	52,51	16,36
	6703,9'	15,6	104,5	213,46	36,17
	6708,1'	6,72	44,5	113,27	48,13
	6709,5'	13,06	86,2	109,0	38,67
	6710,2'	6,6	269	269	8,84
	6711,2'	18,64	593,8	593,08	9,89
	6712,2'	17,64	464,7	464,07	10,84
6712,8'	4,14	233,8	25,71	8,91	
6713,8'	11,33	498,2	88,95	8,48	
6714,5'	10,54	228,7	54,74	14,05	

Fuente: CARREÑO, Angelica Maria "ANÁLISIS MINERALÓGICO Y GRANULOMÉTRICO POZOS LLANITO-18 Y LLANITO-117" INFORME ICP-UST-ID0153-09-054. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, abril de 2009.

7.1.5 Tiempo de Succión Capilar (Capillary Suction Time – CST)

Con el fin de evaluar la reactividad entre las arcillas de la formación con los fluidos de intervención propios del tratamiento se realizaron pruebas de Tiempo de Succión Capilar para varias profundidades.

Inicialmente, con base en la mineralogía de la fracción menor a 2 micras (tablas 21 y 22) para las muestras tomadas de los pozos Llanito 18 y Llanito 117, se seleccionaron aquellas muestras con mayor porcentaje de arcilla presente las cuales corresponden al escenario crítico para la escogencia de fluidos que menos impacto generen en la formación al realizar la prueba de Tiempo de Succión Capilar.

Los resultados de la prueba de Tiempo de Succión Capilar para diferentes fluidos de intervención se muestran en la tabla 25.

7.1.6 Permeabilidad

Mediante el estudio realizado por el personal del ICP para la caracterización de las formaciones que constituyen el campo Llanito titulado *“Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo”*, se pudieron establecer rangos de propiedades del yacimiento para cada zona de interés y más específicamente para las 4 zonas en las que se divide la formación Mugrosa. Los rangos de permeabilidad se muestran en la tabla 16.

Tabla 25. Resultados de pruebas de Tiempo de Succión Capilar para muestras de los pozos Llanito 18 y Llanito 117.

Resultados Pruebas de Tiempo de Succión Capilar									
Muestra	Profundidad [ft]	% Arcillas Roca total	% relativo de componentes. arcillosos	CST de las soluciones utilizadas					
				Agua [seg]	KCl 2% [seg]	KCl 7% [seg]	Clayfix (NH ₄ Cl) 2 GPT = 0,08 lb [seg]	Coef _{CST} clayfix	
Llanito 18	1	6648'	39	-	91,5	13,4	15,8	51,2	1,787
						17,5	21,1		
Llanito 18	2	6536'	40	lilitas: 41 Caol: 32 Esm: 7	718,2	45,8	36,8	556,3	1,291
						62,6	53,9		
Llanito 117	3	6656'	20	lilitas: 10 Caol: 31 Esm: 20	1120,8	66,6	50,0	842,7	1,330
						85,9	76,7		
Llanito 117	4	6703,9	4,9	-	414	38,8	28,3	397,7	1,041
						56,7	45,1		

Fuente: Autores

7.1.7 Porosidad & Tamaño de Garganta Poral

Debido a la heterogeneidad de la Formación Mugrosa, se trabajó con valores de porosidad promedio para cada una de las zonas de interés; lo anterior es resultado del estudio realizado por el ICP en el 2007 y dichos valores se presentan en la tabla 14 del capítulo 6 para la clasificación del tipo de rocas presente en las formaciones, de manera similar en la tabla 16 para las zonas de la columna estratigráfica presente en el campo.

7.1.8 Caudal crítico para producción de arena

El valor base de caudal crítico para producción de arena en el campo Llanito se tomó de acuerdo a la investigación realizada por Arias y Jiménez⁵ en su proyecto de grado titulado *“Estimación de la tasa crítica para el control de daño a la formación originado por migración de finos en los campos Gala y Llanito”*. De acuerdo a la investigación realizada, el caudal crítico de producción de finos para la formación Mugrosa C, debe ser aproximadamente 24 BPD; sin embargo, esta investigación se hizo a nivel de laboratorio y al confrontar este valor con la experiencia de campo, se observó que los pozos en el campo Llanito pueden producir a una tasa mayor que la propuesta sin tener problema alguno de migración de finos.

7.1.9 Propiedades mecánicas de la Roca

- **Resistencia a la compresión**

Las propiedades de la roca para la formación Mugrosa del campo Llanito se tomaron con base en la investigación realizada por Hernández y Goyeneche⁶ titulada *“Predicción de la producción de arena en el campo maduro del valle medio del Magdalena Llanito, a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras”*. Los resultados del cálculo de estas propiedades se muestran en la tabla 26 y servirán de base para comparar el grado de compactación de la roca asociado al producto de la consolidación de las muestras de arena seleccionadas.

⁵ ARIAS, Carlos y JIMÉNEZ, Laureano. “Estimación de la tasa crítica para el control de daño a la formación originado por migración de finos en los campos Gala y Llanito”. UIS, 2007.

⁶ HERNANDEZ, Ruby L. GOYENECHÉ, Op. Cit. p 65.

Tabla 26. Factores de corrección para valores de UCS obtenidos a partir de registros y ajuste con los valores obtenidos de pruebas de laboratorio.

Profundidad	UCS Modelos ICP [psi]	UCS Laboratorio [psi]	Vsh	Factor de corrección	UCS Corrección [psi]
6647.0'	1578	245	0.1	0.14	221
6647.5'	1757	231	0.1	0.14	246
6670.0'	1493	1037	0.2	0.7	1045
6670.5'	1561	1106	0.2	0.7	1093

Fuente: HERNANDEZ, Ruby L. GOYENECHÉ, Jessica. Predicción de la producción de Arena En El Campo Maduro Del Valle Medio Del Magdalena “Llanito”, A Partir De Las Propiedades Petrofísicas Y Geomecánicas De Las Formaciones Productoras. Bucaramanga, 2009. 179 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

7.1.10 Compatibilidad fluido-fluido

Se realizó la evaluación de compatibilidad fluido-fluido entre los tratamientos propuestos por la compañía HALLIBURTON y el crudo del pozo Llanito-119. La evaluación incluyó pruebas de mojabilidad visual, con arenas de la formación de interés y tensión interfacial con el crudo del mismo pozo o salmuera sintética equivalente al agua de formación del pozo Llanito-116, según correspondiera. Adicionalmente, se realizó la prueba de detergencia a los tratamientos orgánicos para determinar la capacidad de limpieza de los surfactantes sobre la roca.

• Prueba de Compatibilidad

Se realizaron pruebas de compatibilidad de la salmuera NH₄Cl al 5% y los tratamientos orgánicos de diesel, con crudo del pozo Llanito-119. Las condiciones para la prueba de fueron las siguientes:

- Temperatura de trabajo: 70°C.
- Relaciones de mezcla: 50/50, 80/20 (Crudo/tratamiento).
- Tipo de mezclado: Agitación manual por 1 minuto.
- Tiempo de contacto: 2 horas

Las formulaciones de los tratamientos evaluados se muestran en las tablas 27 a la 29.

Tabla 27. Formulación de salmuera utilizada.

Producto	Concentración
Agua Tipo I + NH ₄ Cl 5%	997 gpt
ES – 5 PROPLOK	3 gpt

Fuente: “Evaluación preliminar de tratamientos de Halliburton para consolidación química de arenas, Llanito” Laboratorio de química de producción. INFORME ICP-UST-ID0152-09-139. Ecopetrol –ICP. Piedecuesta, noviembre de 2009.

Tabla 28. Tratamiento Orgánico 1: productos de HALLIBURTON.

Producto	Concentración
Diesel filtrado	948 gpt
Musol	50 gpt
Hyflo IVM	2 gpt

Fuente modificada de: “Evaluación preliminar de tratamientos de Halliburton para consolidación química de arenas, Llanito” Laboratorio de química de producción. INFORME ICP-UST-ID0152-09-139. Ecopetrol –ICP. Piedecuesta, noviembre de 2009.

Tabla 29. Tratamiento Orgánico 2: productos de PETROCARIBE.

Producto	Concentración
Diesel filtrado	948 gpt
PET 200	50 gpt
PET 55	2 gpt

Fuente: “Evaluación preliminar de tratamientos de Halliburton para consolidación química de arenas, Llanito” Laboratorio de química de producción. INFORME ICP-UST-ID0152-09-139. Ecopetrol –ICP. Piedecuesta, noviembre de 2009.

• Prueba de Mojabilidad

Esta prueba se realizó para cada tratamiento, relacionados en las tablas 30 a la 32, adicionando un volumen de dicho tratamiento a las arenas de interés en relación 1:10 (arena: tratamiento).

Las condiciones para la prueba fueron las siguientes:

- Temperatura de trabajo: temperatura Ambiente.
- Arenas: Llanito-116, pf: 6712.2’.
- Tiempo de contacto: 1 hora.

• Prueba de Detergencia

La prueba de detergencia se realizó con arenas del pozo Llanito-117, a 6712.2’ de profundidad, previamente impregnadas con los tratamientos reportados en las tablas 28 y 29. Se adicionó salmuera sintética del campo Llanito 116 con crudo del pozo Llanito-119 en relación 50/50 y se sometió en un horno a la temperatura de trabajo.

Las condiciones para la prueba fueron las siguientes:

- Temperatura de trabajo: 70°C.
- Relación Crudo/Salmuera: 50/50
- Arenas: Llanito 116, 6712.2'
- Tiempo de contacto: 1 hora.

Se observó el grado de limpieza de la arena y se estableció que si el surfactante tiene una buena detergencia, la arena debe quedar limpia del crudo. Los resultados son mostrados en las tablas 30 a la 32.

• **Prueba de tensión interfacial**

Esta prueba es realizada en el laboratorio de Fenómenos Interfaciales y Reología del ICP, según el procedimiento PTE-119.001, por el método del anillo de DuNouy en un tensiómetro Kruss K12. La salmuera y el tratamiento orgánico de mejor comportamiento en las pruebas de compatibilidad, mojabilidad visual y detergencia se evaluaron en esta prueba con crudo del pozo Llanito-119 y salmuera sintética de Llanito 116, respectivamente. Para hacer más representativa la prueba, la medición de la tensión interfacial se realizó precalentando los fluidos en un baño maría a 40°C, temperatura que se mantuvo durante el desarrollo de la misma. Los resultados de esta prueba se muestran en las tablas 30 a la 32.

Tabla 30. Resultados prueba de compatibilidad fluido-fluido para con Salmuera NH₄Cl.

TRATAMIENTO	COMPATIBILIDAD	
	50/50	80/20
SALMUERA NH ₄ Cl		
	COMPATIBLE Separación 100% con fase acuosa clara color amarillo e interface definida, sin presencia de sólidos precipitados ni emulsiones estables.	COMPATIBLE Separación aproximada del 90% con formación de grumos en la interface la cual no es bien definida. Sin presencia de sólidos precipitados. Trazas de crudo adheridas a las paredes del frasco.
	MOJABILIDAD	
	AL AGUA	
	TENSIÓN INTERFACIAL CON CRUDO LL-119	
	1.8 dina/cm	
DETERGENCIA		
		
	ACEPTABLE Se observan algunos granos de arena impregnados con gotas de crudo y natas en la interface.	



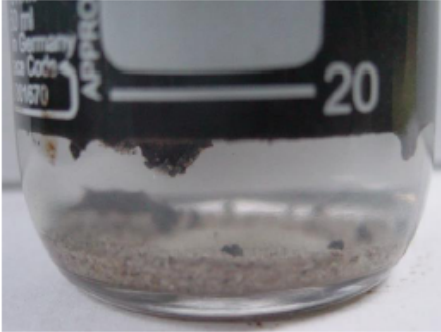
Fuente: "Evaluación preliminar de tratamientos de Halliburton para consolidación química de arenas, Llanito" Laboratorio de química de producción. INFORME ICP-UST-ID0152-09-139. Ecopetrol –ICP. Piedecuesta, noviembre de 2009.

Tabla 31. Resultados prueba de compatibilidad fluido-fluido para con productos de HALLIBURTON.

TRATAMIENTO ORGÁNICO 1: CON PRODUCTOS DE HALLIBURTON	COMPATIBILIDAD	
	50/50	80/20
		
	COMPATIBLE	COMPATIBLE
	Disolución total del tratamiento orgánico en el crudo, sin presencia de incompatibilidades	Disolución total del tratamiento orgánico en el crudo, sin presencia de incompatibilidades
	MOJABILIDAD	
	Mixta con tendencia al aceite	
	DETERGENCIA	
		
	DEFICIENTE	
Se observa alta impregnación de crudo en la arenas y surfactante con baja capacidad de remoción.		
TENSION INTERFACIAL CON SALMUERA SINTETICA LLANITO LL-119		
NO REALIZADA DEBIDO A LOS RESULTADOS DEFICIENTES OBTENIDOS EN MOJABILIDAD Y DETERGENCIA		

Fuente: “Evaluación preliminar de tratamientos de Halliburton para consolidación química de arenas, Llanito” Laboratorio de química de producción. INFORME ICP-UST-ID0152-09-139. Ecopetrol –ICP. Piedecuesta, noviembre de 2009.

Tabla 32. Resultados prueba de compatibilidad fluido-fluido para con productos de PETROCARIBE.

TRATAMIENTO ORGÁNICO 2: CON PRODUCTOS DE PETROCARIBE	COMPATIBILIDAD	
	50/50	80/20
		
	COMPATIBLE	COMPATIBLE
	Disolución total del tratamiento orgánico en el crudo, sin presencia de incompatibilidades	Disolución total del tratamiento orgánico en el crudo, sin presencia de incompatibilidades
	MOJABILIDAD	
	Mixta con tendencia al agua	
	DETERGENCIA	
		
	ACEPTABLE	
Se observa una buena capacidad de limpieza del surfactante con baja impregnación de crudo en las arenas. Las arenas se observan limpias.		
TENSION INTERFACIAL CON SALMUERA SINTETICA LLANITO 116		
0.83 dinas/cm		

Fuente: "Evaluación preliminar de tratamientos de Halliburton para consolidación química de arenas, Llanito" Laboratorio de química de producción. INFORME ICP-UST-ID0152-09-139. Ecopetrol –ICP. Piedecuesta, noviembre de 2009.

7.2 APLICACIÓN DE TRATAMIENTO RESÍNICO

De acuerdo a lo planteado en el capítulo 5, se realizaron pruebas de consolidación bajo diferentes parámetros con el fin de construir una curva de aprendizaje la cual ayudó a reconocer los criterios que influyen en mayor proporción para lograr una buena aplicación del tratamiento resínico.

Con las condiciones de presión y temperatura de yacimiento para la formación Mugrosa Zona C, los resultados de las pruebas de compatibilidad fluido-fluido, la descripción granulométrica realizada, los valores de permeabilidad y porosidad promedio para la zona; así como las pruebas de CST efectuadas; se inició con la primera prueba en la cual se utilizó el protocolo de evaluación planteado para una muestra de arena sintética tipo 20/40.

A continuación se presentan los fluidos de desplazamiento utilizados para la prueba.

7.2.1 Descripción de los fluidos empleados

Salmuera

Se empleó la salmuera sintética mostrada en la tabla 33, cuya especificación se obtiene del análisis de compatibilidad con el crudo del campo Llanito.

Tabla 33. Composición y viscosidad de la salmuera empleada.

Producto	Concentración
Agua Tipo I + NH ₄ Cl 5%	997 gpt
ES – 5 PROPLOK	3 gpt
μ [cP] a 160 ° F	1,00

**Gallons per thousand: galones de la sustancia de interés por cada mil galones del fluido base.*

Fuente: "Evaluación preliminar de tratamientos de Halliburton para consolidación química de arenas, Llanito" Laboratorio de química de producción. INFORME ICP-UST-ID0152-09-139. Ecopetrol –ICP. Piedecuesta, noviembre de 2009.

Diesel

Se empleó aceite Diesel para el desplazamiento de la resina y la determinación de la permeabilidad efectiva. En la tabla 34 se muestra la composición.

Tabla 34. Composición del diesel.

Producto	Concentración
Diesel filtrado	948 gpt
PET 200	50 gpt
PET 55	2 gpt

μ [cP] a 160 ° F	1,13
----------------------	------

Fuente: "Evaluación preliminar de tratamientos de Halliburton para consolidación química de arenas, Llanito" Laboratorio de química de producción. INFORME ICP-UST-ID0152-09-139. Ecopetrol –ICP. Piedecuesta, noviembre de 2009.

Resina

La resina utilizada correspondió a SandTrap 225, cuya preparación estuvo a cargo del personal de HALLIBURTON y se basaba en la mezcla de un componente A (100 ml) y un componente B (100 ml). Para mezclar los componentes se tomó un mezclador de aspas planas verticales a una velocidad de 876 RPM por un tiempo de agitación de 5 minutos. La resina contiene el catalizador en la formulación y por esta razón no fue necesario hacer inyección de algún producto de catalización posterior a la inyección de la resina.

Tabla 35. Propiedades de la resina Sandtrap 225.

Nombre	Tipo de resina	Rango de T (°F)	Fluido Base	μ [cP] a 160 ° F	Catalizador	Mínima K necesaria para aplicación
SandTrap 225	Epóxica	70 a 225	5% NH4Cl	13	Interno	< 50 mD

Fuente: Sand Control. CD Guide. HALLIBURTON, 2003.

7.2.2 Condiciones generales de las pruebas

Con base en la caracterización general del campo se obtuvieron las condiciones del yacimiento que se simularán en las pruebas a desarrollar:

- Presión de confinamiento: 2100 psi
- Presión de poro: 1100 psi
- Temperatura: 160 °F

7.2.3 Pruebas Preliminares

- **Primera prueba de consolidación química – grava 20/40**

Esta prueba se realizó para la muestra de grava 20/40 con un tiempo de curado de la resina de 24 horas. En la tabla 36 se muestran las condiciones y parámetros de operación de la prueba, así como la permeabilidad obtenida en cada fase.

Tabla 36. Resultados de la primera prueba de consolidación química con arena 20/40.

Primera prueba de consolidación química – arena 20/40								
Condiciones Generales	μ diesel + PET 200 + PET 55	μ salmuera + ES 5	μ resina	Temperatura	Presión Confin			
	1,13 cp	0,5 cp	13 cp	160 °F	2100 psi			
Preflujos - k iniciales	Ciclos		Q [cm ³ /min]	ΔP [psi]	Permeabilidad [mD]			
	Primer ciclo	Salmuera	10		83539 (kabs)			
		Diesel	10		41949			
	Segundo ciclo	Salmuera	10		59783			
		Diesel	10		39526			
	Tercer ciclo	Salmuera	10		65489			
		Diesel	10		39398			
	Resina	VP	2					
Q		10 cc/min						
Post flujo	VP	6						
	Q	10 cc/min						
Tiempo de curado	24 horas							
Retorno de K	Ciclos		Q [cm ³ /min]				ΔP [psi]	Permeabilidad [mD]
	Primer ciclo	Diesel	10					34335
		Salmuera	10					51567
	Segundo ciclo	Diesel	10		32946			
		Salmuera	10		69344			

Fuente: ROJAS, Jorge Alberto. "Evaluación de Consolidación Química en Grava 20/40 y 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, octubre de 2009.

Luego de 24 horas y en presencia del personal ICP de Ecopetrol junto con el encargado de HALLIBURTON se procedió a cortar la manga para verificar el grado de consolidación del plug. En las figuras 55, 56 y 57 se muestran los resultados de la apertura de la manga para esta prueba:

Figura 57. Fracción del plug consolidado en la primera prueba correspondiente a la parte de salida del fluido inyectado.



Fuente: Autores.

Figura 58. Fracción del primer plug consolidado correspondiente a la zona de salida o producción de los fluidos de tratamiento inyectados



Fuente: Autores.

Figura 59. Primer plug sintético completo en la manga de caucho después de la consolidación. La zona de inyección corresponde a la izquierda, el otro extremo (derecho) corresponde a la zona de producción.



Fuente: Autores.

- **Segunda prueba de consolidación química – grava 20/40**

De acuerdo a las sugerencias realizadas, se procedió a cambiar el protocolo de prueba que quedó de la siguiente manera:

Realizar preflujo hasta alcanzar estabilidad a un caudal de $10 \text{ cm}^3/\text{min}$ (preferiblemente realizar 1 ciclo de inyección).

Inyección de resina a un caudal de $5 \text{ cm}^3/\text{min}$.

Realizar postflujo con 3 VP a un caudal de $5 \text{ cm}^3/\text{min}$.

Tiempo de curado de 48 horas.

Los resultados del desplazamiento de fluidos para cada etapa de la segunda prueba con sus respectivos parámetros operacionales se muestran en la tabla 37

Tabla 37. Resultados de segunda prueba de consolidación química con arena 20/40.

Segunda prueba de consolidación química – arena 20/40					
Condiciones generales	μ diesel + PET 200 + PET 55	μ salmuera + ES 5	μ resina	Temperatura	Presión Confin
	1,13 cp	0,5 cp	13 cp	160 °F	2100 psi
Preflujos - k iniciales	Ciclos		Q [cm^3/min]	ΔP [psi]	Permeabilidad [mD]
	Primer ciclo	Salmuera	10	0,065	59019 (kabs)
		Diesel	10	0,077	41949
Resina	VP	2			
	Q	5 cc/min			
Post flujo	VP	3			
	Q	5 cc/min			
Tiempo de curado	48 horas				
Retorno de K	Ciclos		Q [cm^3/min]	ΔP [psi]	Permeabilidad [mD]
	Primer ciclo	Diesel	5	0,047	45668
		Salmuera	5	0,027	70902
	Segundo ciclo	Diesel	5	0,086	25263
		Salmuera	5	0,031	60674
*	Diesel	5	0,073	29567	

Fuente: ROJAS, Jorge Alberto. "Evaluación de Consolidación Química en Grava 20/40 y 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, octubre de 2009.

Los resultados de la apertura de la manga luego de 48 horas de tiempo de curado se muestran figuras 58 y 59.

Figura 60. Segundo plug sintético de grava 20/40 consolidado.



Fuente: Autores.

Figura 61. Vista general del segundo plug sintético consolidado arena 20/40.



Fuente: Autores.

• **Tercera prueba de consolidación química – grava 70/100**

Se procedió a mantener el protocolo anterior pero cambiando el tipo de arena con el fin de observar el grado de consolidación para una grava más fina de tipo 70/100. Los

resultados del desplazamiento de fluidos para cada etapa de la tercera prueba con sus respectivos parámetros operacionales se muestran en la tabla 38.

Tabla 38. Resultados de tercera prueba de consolidación química con arena 70/100.

Tercera prueba de consolidación química – arena 70/100					
Condiciones generales	μ diesel + PET 200 + PET 55	μ salmuera + ES 5	μ resina	Temperatura	Presión Confin
	1,13 cp	0,8 cp	13 cp	160 °F	2100 psi
Preflujos - k iniciales	<i>Ciclos</i>		<i>Q</i> [cm ³ /min]	ΔP [psi]	<i>Permeabilidad</i> [mD]
	Primer ciclo	Salmuera	5	0,149	12644
		Diesel	5	0,591	3666
	Segundo ciclo	Salmuera	5	0,191	9489
		Diesel	5	0,592	3672
Resina	VP	2			
	Q	5 cc/min			
Post flujo	VP	3			
	Q	5 cc/min			
Tiempo de curado	48 horas				
Retorno de K	<i>Ciclos</i>		<i>Q</i> [cm ³ /min]	ΔP [psi]	<i>Permeabilidad</i> [mD]
	Primer ciclo	Diesel	5	0,613	3536
		Salmuera	5	0,307	6125
	Segundo ciclo	Diesel	5	1,421	1528
		Salmuera	5	0,526	3579
*	Diesel	5	1,628	1330	

Fuente: ROJAS, Jorge Alberto. "Evaluación de Consolidación Química en Grava 20/40 y 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, octubre de 2009.

Luego de 48 horas y en presencia del personal ICP de Ecopetrol se procedió a cortar la manga para verificar el grado de consolidación del plug. En las figuras 62, 63 y 64 se observan los resultados de la consolidación para este tipo de arena.

Figura 62. Fracción del plug consolidado en la prueba correspondiente a un tiempo de curado de 48 horas para arena tipo 70/100.



Fuente: Autores.

Figura 63. Segmento del plug consolidado correspondiente a la zona de salida o producción de los fluidos de tratamiento inyectados (o zona más lejana a la cara del pozo en la formación).



Fuente: Autores.

Figura 64. Plug sintético completo en la manga de caucho después de la consolidación.



Fuente: Autores.

Figura 65. Comparación de las tres pruebas realizadas. El sector izquierdo corresponde a la zona de inyección de fluidos de desplazamiento; el lado derecho corresponde a la zona de salida de los fluidos de desplazamiento.



Fuente: Autores.

Siguiendo las recomendaciones de Phillip Nguyen, experto en tratamientos de consolidación química de la compañía HALLIBURTON, se rediseñó el protocolo de pruebas para evaluar la influencia de los fluidos utilizados en el preflujo y postflujo de la metodología de consolidación; para plugs sintéticos y posteriormente arena de la formación.

De acuerdo a estas sugerencias, se procedió a realizar las pruebas que constituyen las etapas de evaluación de la metodología de consolidación química las cuales son presentadas en la tabla 39. Los resultados de la primera etapa de desarrollo del protocolo de consolidación se muestran en las figuras 66 y 67 así como en las tablas 40 y 41 que corresponden a las pruebas cuarta y quinta.

Con la orientación brindada por Philip Nguyen, experto en sistemas de consolidación química de la compañía HALLIBURTON, se planteó la aplicación del tratamiento a plugs con las siguientes características:

- Empleando grava tipo 85/10/5 correspondientes a 85% de arena 70/170, 10% de sílica flúor de 325 mesh, 5% de Esmectita.
- Empleando material de la formación.

El procedimiento a realizar es el siguiente (Protocolo 1):

- Inyección de 3 VP de salmuera con surfactante ES-5 para permitir que la resina cubra los granos.
- Espaciador: ½ VP de diesel.
- Tratamiento resínico: 2 VP.
- Espaciador: ½ VP de diesel, permitiendo un tiempo de espera de 10 minutos (con el fin de limpiar las líneas y no de tratar la matriz).
- Salmuera de postflujo: 3 VP.

- Tiempo de curado de 72 horas.

Para la observación del efecto del diesel como preflujo y postflujo se seguirá el siguiente protocolo (Protocolo 2) empleando grava 70/100.

- Preflujo de diesel (3 VP).
- Aplicación de resina (2 VP).
- Postflujo de diesel (3 VP).
- Tiempo de curado de 72 horas.

Tabla 39. Diseño experimental para el estudio de la efectividad del tratamiento de consolidación química

Tipo de Plug (etapa del estudio)	Criterio a evaluar	Procedimiento
1ª etapa: Plug 70/100	Influencia de la aplicación del protocolo 1 en la consolidación.	Protocolo 1.
	Influencia del protocolo 2 en la consolidación.	Protocolo 2.
	Evaluación de la efectividad del protocolo 1.	Protocolo 1. Retorno de K, Tasa crítica, SEM, UCS.
2ª etapa: Plug 85/10/5	Influencia de la aplicación del protocolo 1 en la consolidación y evaluación de la efectividad del protocolo 1.	Protocolo 1.
		Retorno de K, Tasa crítica, UCS.
3ª etapa: Arena de la formación	Influencia de la aplicación del protocolo 1 en la consolidación y evaluación de la efectividad del protocolo 1.	Protocolo 1.
		Retorno de K, Tasa crítica

Fuente: Autores.

7.2.4 Primera etapa del diseño experimental: Aplicación de la metodología en plug de grava 70/100

- **Cuarta prueba de consolidación química - Evaluación del protocolo con salmuera como fluido principal de tratamiento**

Esta prueba se realizó con el fin de verificar la influencia de la inyección de solo salmuera (cuya composición se describe en la tabla 33) como preflujo y postflujo en el grado de consolidación del plug. Los resultados se muestran en la tabla 40 y en la figura 64

Figura 66. Resultados de cuarta prueba de consolidación química con arena 70/100. El fluido utilizado en preflujos y postflujos corresponde a salmuera.



Fuente: Autores.

Tabla 40. Parámetros de la cuarta prueba de consolidación química con arena 70/100.

Cuarta prueba de consolidación química - arena 70/100							
Condiciones Generales	μ aceite mineral	μ salmuera con surfactante ES-5	μ resina	μ salmuera sin surfactante	μ diesel + PET 200 + PET 55	Temperatura	Presión Confin
	7,47cp	0,5 cp	13 cp	0,44 cp	1,13 cp	160 °F	2100 psi
Dimensiones	Longitud	Volumen Poro VP					
	1,5 in = 3,81 cm	90 cm ³					
Preflujo (Salmuera)	VP	3					
	Q	5 cc/min					
Resina	VP	2					
	Q	5 cc/min					
Post flujo (Salmuera)	VP	3					
	Q	5 cc/min					
Tiempo de curado	72 horas						

Fuente: ROJAS, Jorge Alberto. "Evaluación de Consolidación Química en Grava 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, octubre de 2009.

• Quinta prueba de consolidación química – Evaluación del protocolo con diesel como fluido principal del tratamiento

Esta prueba se realizó con el fin de verificar la influencia de la inyección de diesel como preflujo y postflujo en el grado de consolidación del plug. Los resultados se muestran en la tabla 41 y en la figura 65.

Tabla 41. Parámetros de la quinta prueba de consolidación química con arena 70/100.

Quinta prueba de consolidación química - arena 70/100							
Cond Grales	μ aceite mineral	μ salmuera con surfactante ES-5	μ resina	μ salmuera sin surfactante	μ diesel + PET 200 + PET 55	T	Presión Confin
	1,13 cp	1 cp	13 cp	0,44 cp	1,13 cp	160 °F	2100 psi
Dimensiones	Longitud	Diámetro	VP				
	19 cm	1,5 in = 3,81 cm	90 cm ³				
Preflujo (Diesel)	VP	3					
	Q	5 cc/min					
Resina	VP	2					
	Q	5 cc/min					
Post flujo (Diesel)	VP	3					
	Q	5 cc/min					
Tiempo de curado	72 horas						

Fuente: ROJAS, Jorge Alberto. "Evaluación de Consolidación Química en Grava 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, diciembre de 2009.

• **Sexta prueba de consolidación química – Evaluación del protocolo 1 en plug de grava 70/100.**

De acuerdo a los resultados obtenidos de las pruebas anteriores, en donde se estableció que el protocolo 1 o protocolo empleando salmuera sintética clayfix con surfactante fue el más apropiado para el tratamiento, en esta prueba se buscó determinar el retorno de permeabilidad, tasa crítica de flujo y resistencia mecánica luego de aplicar este protocolo. Se verificó nuevamente la integridad del plug obtenido como se muestra en la figura 68.

Figura 67. Resultados de quinta prueba de consolidación química con arena 70/100. El fluido utilizado en preflujos y postflujos corresponde a diesel.



Fuente: Autores.

Figura 68. Resultados de sexta prueba de consolidación química con arena 70/100. Verificación de la efectividad del protocolo 1.



Fuente: Autores.

Tabla 42. Resultados de sexta prueba de consolidación química con arena 70/100.

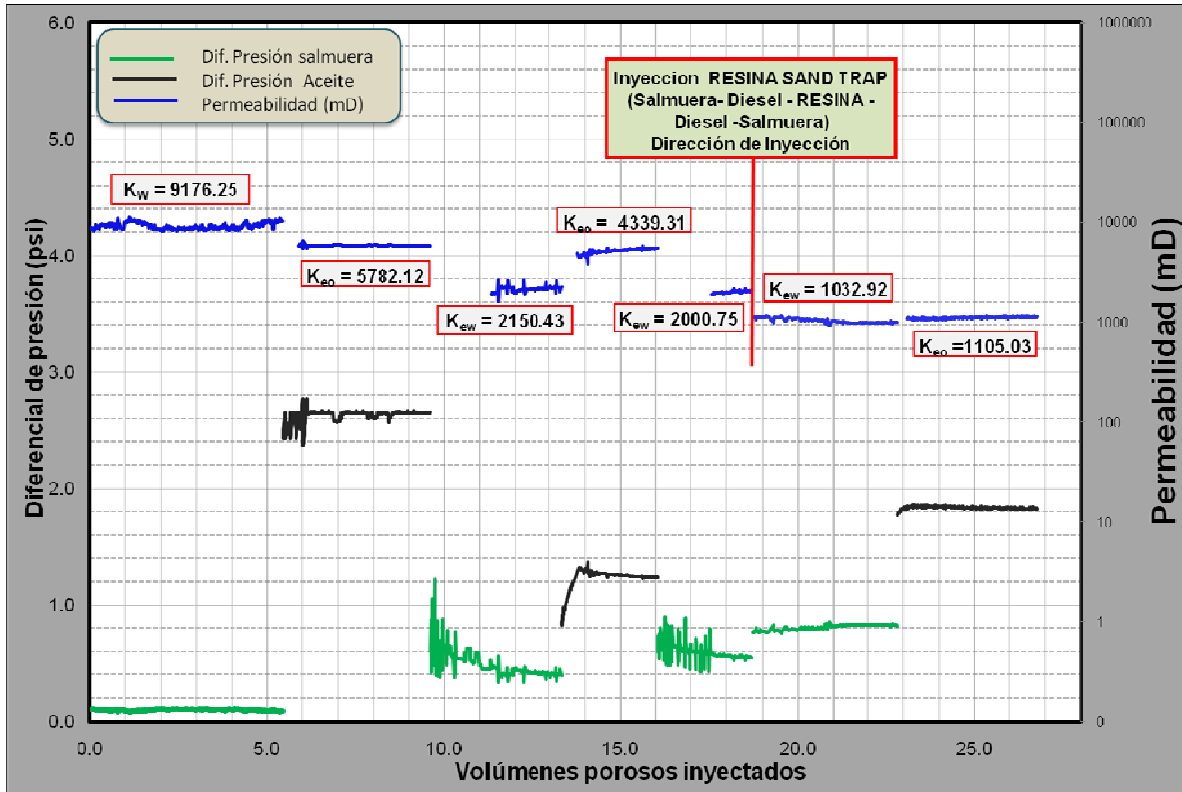
Sexta prueba de consolidación química – arena 70/100							
Condiciones generales	μ aceite mineral	μ salmuera con surfactante ES-5	μ resina	μ salmuera sin surfactante	μ diesel + PET 200 + PET 55	$^{\circ}$ T	Presión Confin
	7,47	0,5 cp	13 cp	0,44 cp	1,13 cp	160 $^{\circ}$ F	2100 psi
Tratamiento	Ciclos		Q [cm^3/min]	K [mD]			
K base	Ciclo 1	Salmuera NH4Cl (Kabs)	5	9176,26			
		Aceite Klearol	5	5.782,121			
	Ciclo 2	Salmuera NH4Cl	5	2.150,433			
		Aceite Klearol	5	4.339,310			
	Ciclo 3	Salmuera NH4Cl	5	2.000,752			
Tren de fluidos	VP	Q [cm^3/min]					
1. Preflujo NH4CL + ES5	3	5					
2. Resina Sand Trap 225	2	5					
3. Post flujo NH4CL + ES5	3	5					
Tiempo de curado	72 horas						
Retorno de K	Ciclos		Q [cm^3/min]	K [mD]			
	Ciclo 1	Salmuera NH4Cl	5	990,579			
		Aceite Klearol	5	1,105,029			

Fuente: ESCOBAR, Martín. “Evaluación de Consolidación Química en Grava 20/40 y 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, enero de 2010.

- Retorno de permeabilidad

La determinación de la permeabilidad base y retorno de permeabilidad se realizó con salmuera y aceite sin surfactantes y solventes mutuales. Los resultados se muestran en la figura 69.

Figura 69. Determinación del retorno de permeabilidad para el plug sintético de grava 70/100.



Fuente: ESCOBAR, Martín. "Evaluación de Consolidación Química en Grava 20/40 y 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, enero de 2010.

Posterior a la determinación del retorno de permeabilidad, el plug fue sacado del horno para la realización de otras pruebas que buscaban evaluar la efectividad del tratamiento

de consolidación como lo son tasa Crítica de Flujo, medición Resistencia a la Compresión Uniaxial (UCS) y análisis SEM. En la figura 70 se muestra el plug con las respectivas divisiones para las pruebas.

Figura 70. División del plug 70/100 consolidado para realización de pruebas de determinación de efectividad en el tratamiento de consolidación.



Fuente: Autores.

En la figura anterior se muestra la forma como se dividió el plug para la realización de las pruebas de evaluación de la efectividad de la metodología, los discos o cortes de pequeña longitud corresponden a las secciones a las cuales se les realizará el análisis SEM, a la sección larga más cercana a la cara de inyección del tren de consolidación (izquierda) se le realizará la prueba de tasa crítica y al segmento posterior se le realizará la prueba UCS.

- *Análisis SEM*

Este estudio se realizó con el microscopio electrónico Leo 1450VP, operado en el modo de presión variable, se trabajó sobre superficies de fractura fresca recubiertas con oro. Las imágenes se adquirieron con detector de electrones retrodispersos (BSE). Los contrastes de intensidad que se observan en modo BSE dependen principalmente del

número atómico promedio, zonas más claras en BSE corresponden a un número atómico promedio elevado, en tanto que las oscuras pertenecen a números atómicos bajos.

Con el fin de caracterizar de manera representativa para todo el plug la adherencia y distribución de la resina de empaquetamiento, el análisis se realizó en sección transversal en la superficie de entrada de la resina y en la superficie de salida, y en la sección longitudinal a la entrada, en la parte media y a la salida.

Para cada zona estudiada se tomaron dos series de micrografías en un patrón de muestreo sistemático que se presenta como fila 1 y fila 2 en la figura 71, así como micrografías aleatorias a una magnificación similar.

Figura 71. Secciones analizadas mediante SEM.

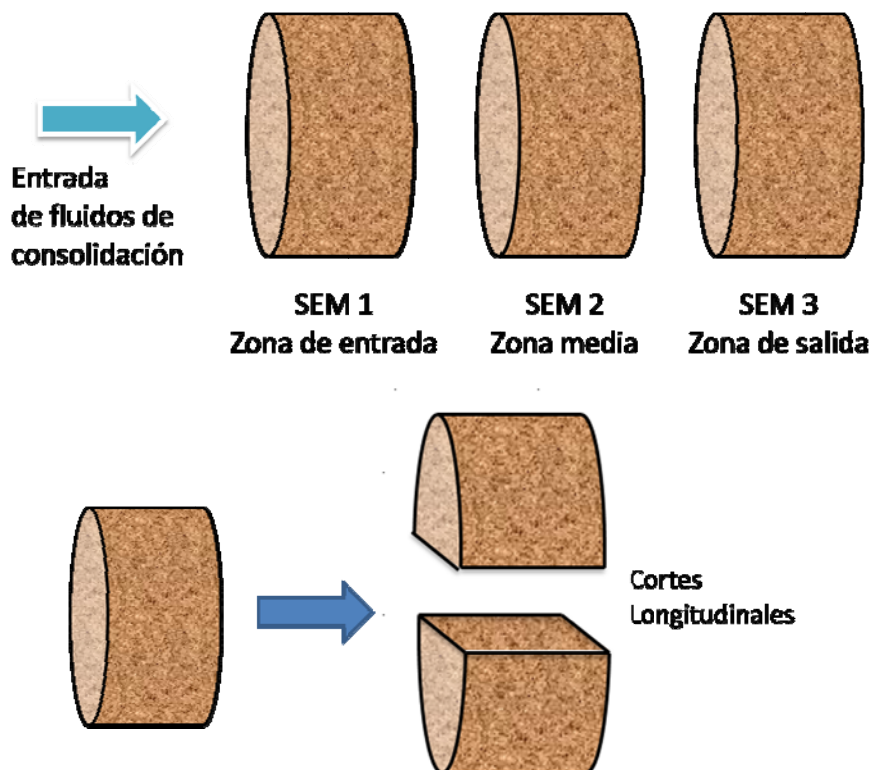
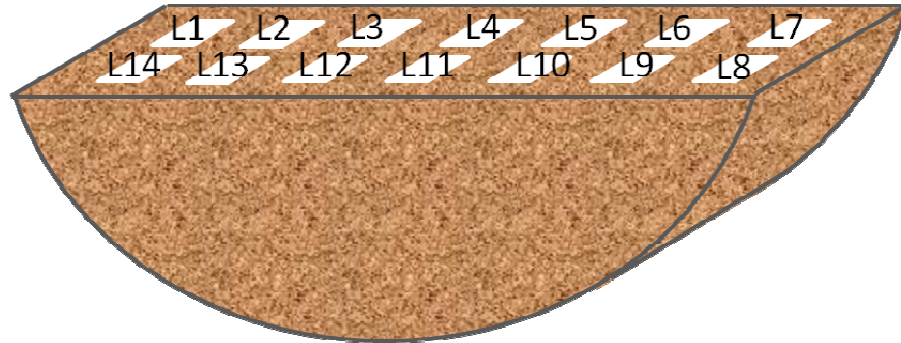


Figura 72. Patrón de muestreo y micrografías en los cortes longitudinales.



Fuente: Análisis SEM-EDX Consolidación Química Plug Sintéticos, Informe UST-ICP-F-0154-10-27 Laboratorio de SEM. Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorio. Area de petrofísica. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, marzo de 2010.

En las figuras 74, 75 y 76 se muestran las micrografías obtenidas a través de la microscopía electrónica de barrido para las secciones de la zona de entrada, zona media y de salida, organizadas de la forma como se muestra en la figura 72; se observa la presencia de grumos de resina taponando algunos espacios en las secciones de la zona de entrada y la zona media, en el corte longitudinal de la zona de salida se observó que los granos estaban más limpios con material de resina en los puntos de contacto y los espacios porosos abiertos.

- Resistencia uniaxial no confinada (UCS)

En la figura 73 se muestra el plug de grava sintética consolidado antes y después de la prueba UCS respectivamente, en la última figura se observa que la roca presentó una deformación plástica hasta el final de la medición, no registrándose falla de tipo frágil, esto sucede debido a la ausencia de un cemento mineral, en donde los granos se

encuentran unidos únicamente mediante la resina polimerizada. Los datos de UCS se presentan en la tabla 43.

Figura 73. Porción del plug consolidado de grava 70/100 tomado para la prueba UCS antes y después de la prueba (derecha).



Fuente: CARVAJAL, Yenny Mabel. "Reporte de resultados pruebas uniaxiales UCS grava 70/100". Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios - Laboratorio de mecánica de rocas. INFORME ICP-UST-151-F015. Ecopetrol – ICP. Piedecuesta, enero de 2010.

Figura 74. Micrografías de la sección longitudinal de la zona de entrada de los fluidos de consolidación.

Zona de entrada

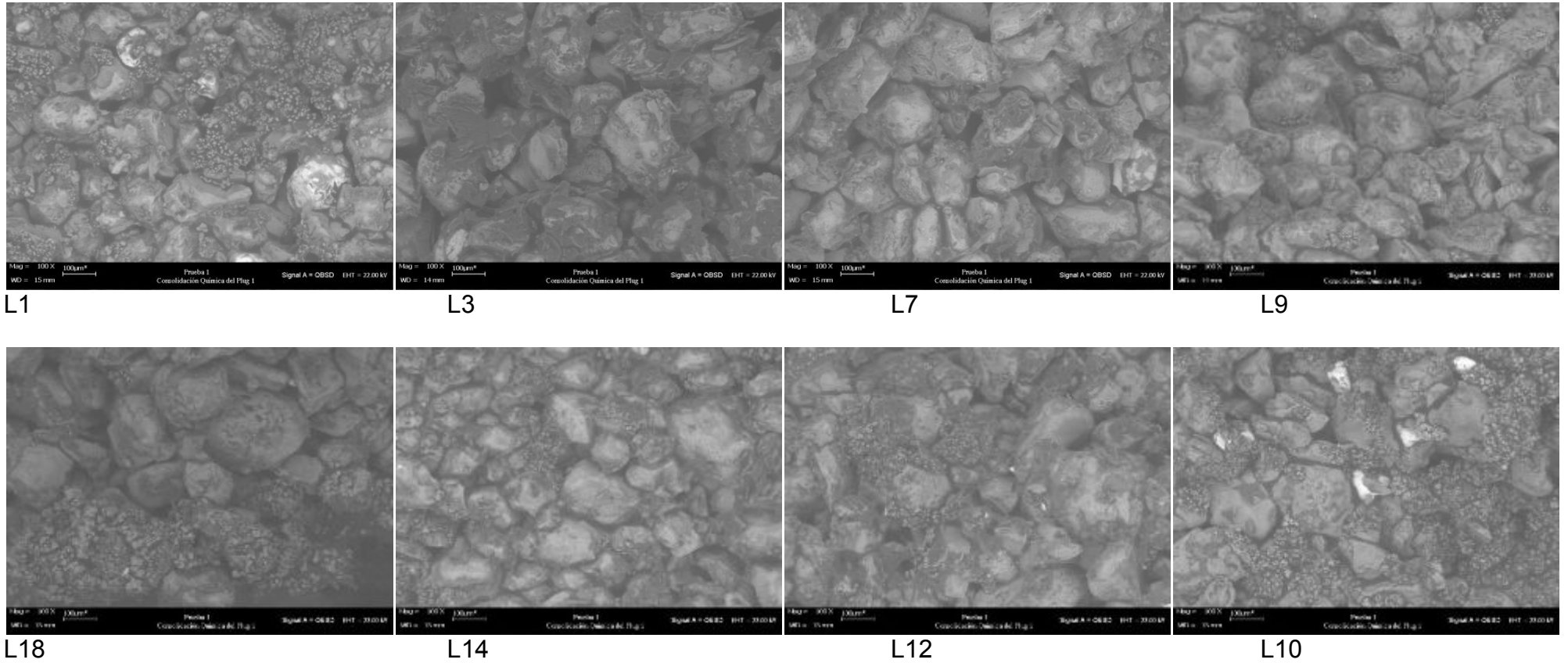


Figura 75. Micrografías de la sección longitudinal de la zona de media del plug.

Zona Media

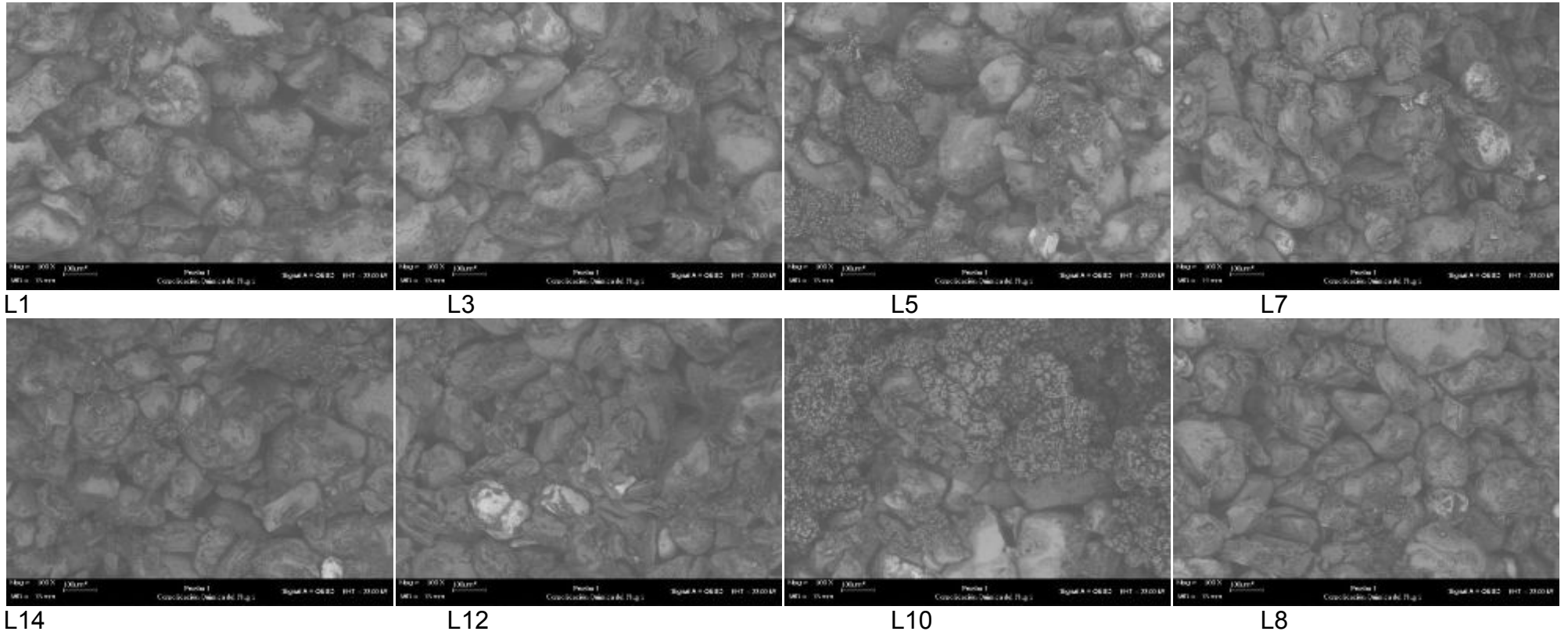
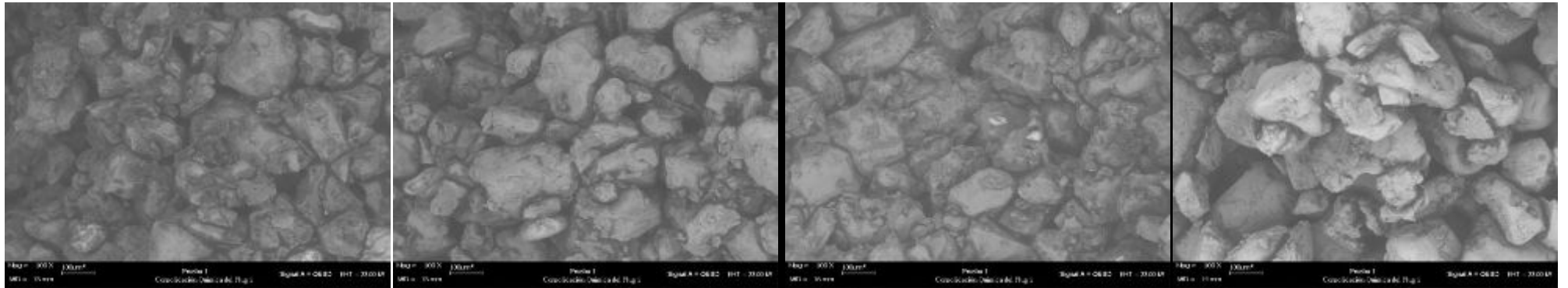


Figura 76. Micrografías de la sección longitudinal de la zona de salida de los fluidos de consolidación.

Zona de salida

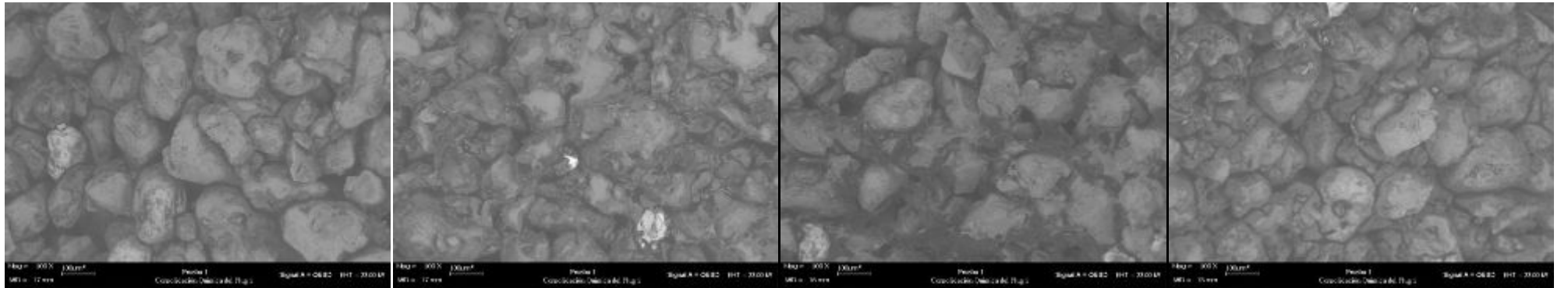


L1

L3

L5

L7



L14

L12

L10

L8

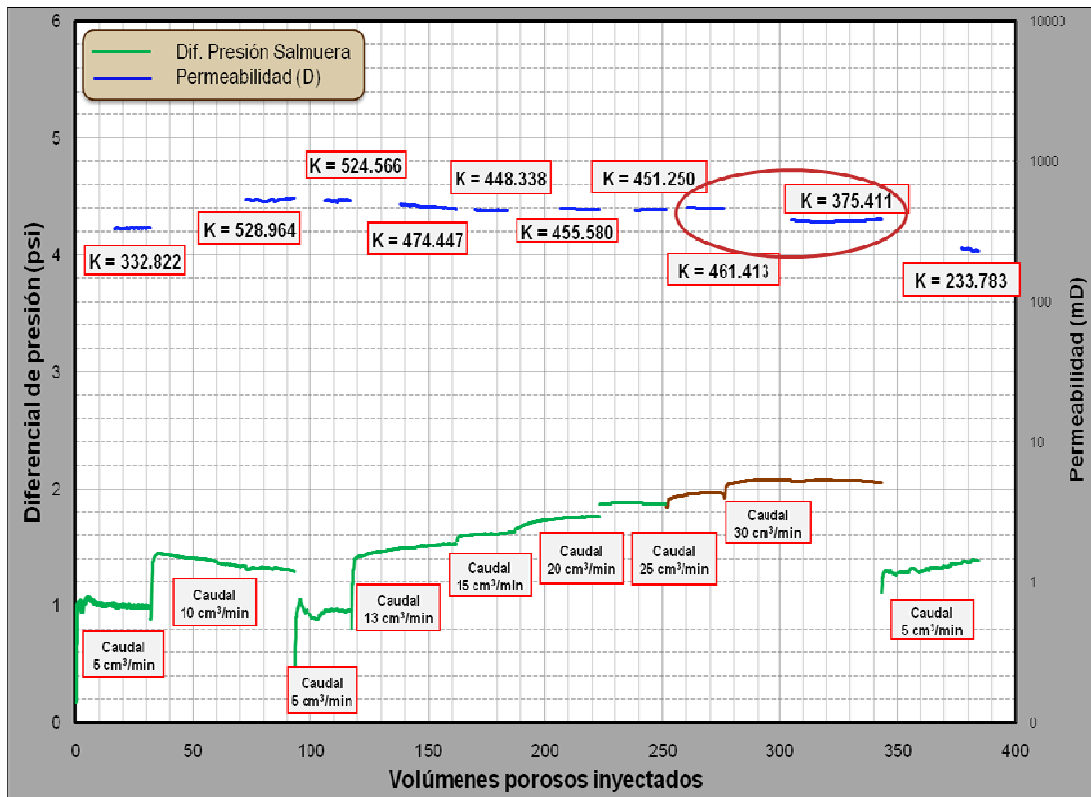
Tabla 43. Resultado de la prueba UCS del plug consolidado de grava 70/100.

Carga Axial Final (kN)	Resistencia uniaxial no confinada	
4,98	kPa	PSI
	4428,3	642,33
Temperatura (°C)	19,0	

Fuente: CARVAJAL, Yenny Mabel. "Reporte de resultados pruebas uniaxiales UCS grava 70/100". Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios - Laboratorio de mecánica de rocas. INFORME ICP-UST-151-F015. Ecopetrol – ICP. Piedecuesta, enero de 2010.

- Tasa crítica de flujo para la producción de sólidos

Figura 77. Variación del diferencial de presión y permeabilidad durante la prueba de tasa crítica de flujo para la producción de sólidos en el plug 70/100.



Fuente: ESCOBAR, Martín. "Evaluación de Consolidación Química en Grava 20/40 y 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, enero de 2010.

La tasa crítica para la producción de sólidos se estima al presentarse aumento o disminución de permeabilidad, Se observó que para el caudal de 30 cm³/min hubo una disminución considerable de la permeabilidad razón por la cual se considera este caudal como el caudal de tasa crítica de producción de finos.

7.2.5 Segunda etapa del diseño experimental: Aplicación de la metodología en plug de grava 85/10/5.

- **Séptima prueba de consolidación química – Evaluación del protocolo 1 en plug 85/10/5.**

La séptima prueba fue efectuada en un plug con una composición de 85% en arena otawa tipo OK#1, un 10% de sílica flúor con el fin de simular el contenido de sílice de la muestra y un 5% de esmectita para representar el contenido de arcilla y observar su influencia en el tratamiento de consolidación.

La evaluación de la efectividad del tratamiento se realizó mediante las pruebas de tasa UCS, tasa crítica y SEM. En la tabla 44 se muestran los resultados de esta prueba.

Tabla 44. Parámetros y resultados de la séptima prueba de consolidación química.

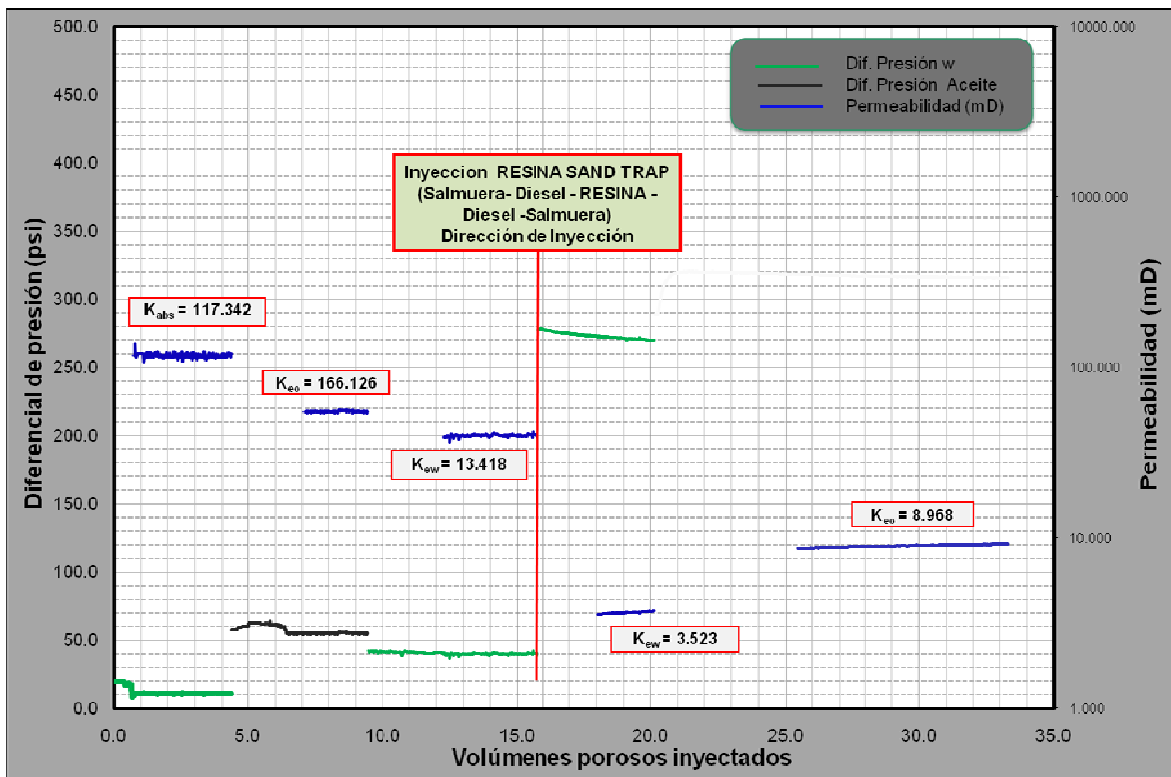
Séptima prueba de consolidación química – Plug (85/10/5)							
Condiciones generales	μ aceite mineral	μ salmuera + surfactante ES-5	μ resina	μ salmuera sin surfactante	μ diesel + PET 200 + PET 55	T	Presión Confin
		7,47 cp	0,5 cp	13 cp	0,44 cp	1,13 cp	160 °F
Tratamiento	Ciclos		Q [cm ³ /min]	ΔP [psi]	K [mD]		
1. K base	Ciclo 1	Salmuera NH4Cl (Kabs)	3	0,149	117,34		
		Aceite Klearol	3	0,591	166,12		
	Ciclo 2	Salmuera NH4Cl	3	0,191	13,41		
Tren de Fluidos	VP iny	Q [cm ³ /min]					
2. Preflujo	3	5					
3. Resina SandTrap 225	2	5					
4. Post flujo NH4CL + ES5	3	5					
Tiempo de curado	72 horas						
Retorno de K	Ciclos		Q [cm ³ /min]	ΔP [psi]	K [mD]		
	Ciclo 1	Salmuera NH4Cl	3	0,613	3,52		
		Aceite Klearol	1	0,307	8,96		

Fuente: ESCOBAR, Martín. “Evaluación de Consolidación Química en Grava 85/10/5 y arena de la formación con Resina polimérica Sandtrap225”. Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, marzo de 2010.

- Retorno de permeabilidad

En la tabla 45 se observa la diferencia y relación entre la permeabilidad efectiva al aceite klearol antes y después de la consolidación, se obtuvo una retención o retorno de permeabilidad del 5%. Los resultados se muestran en la figura 78.

Figura 78. Determinación del retorno de permeabilidad para plug 85/10/5.



Fuente: ESCOBAR, Martín. "Evaluación de Consolidación Química en Grava 85/10/5 y arena de la formación con Resina polimérica Sandtrap225". Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, marzo de 2010.

- Resistencia uniaxial no confinada (UCS)

Figura 79. Porción del plug consolidado de grava 85/10/5 tomado para la prueba UCS.



Fuente: CARVAJAL, Yenny Mabel. "Reporte de resultados pruebas uniaxiales UCS grava 85/10/5". Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios - Laboratorio de mecánica de rocas. INFORME ICP-UST-151-F015. Ecopetrol – ICP. Piedecuesta, enero de 2010.

Figura 80. Plug 85/10/5 después de alcanzar el esfuerzo máximo de compresión antes del fallamiento.



Fuente: CARVAJAL, Yenny Mabel. "Reporte de resultados pruebas uniaxiales UCS grava 85/10/5". Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios - Laboratorio de mecánica de rocas. INFORME ICP-UST-151-F015. Ecopetrol – ICP. Piedecuesta, enero de 2010.

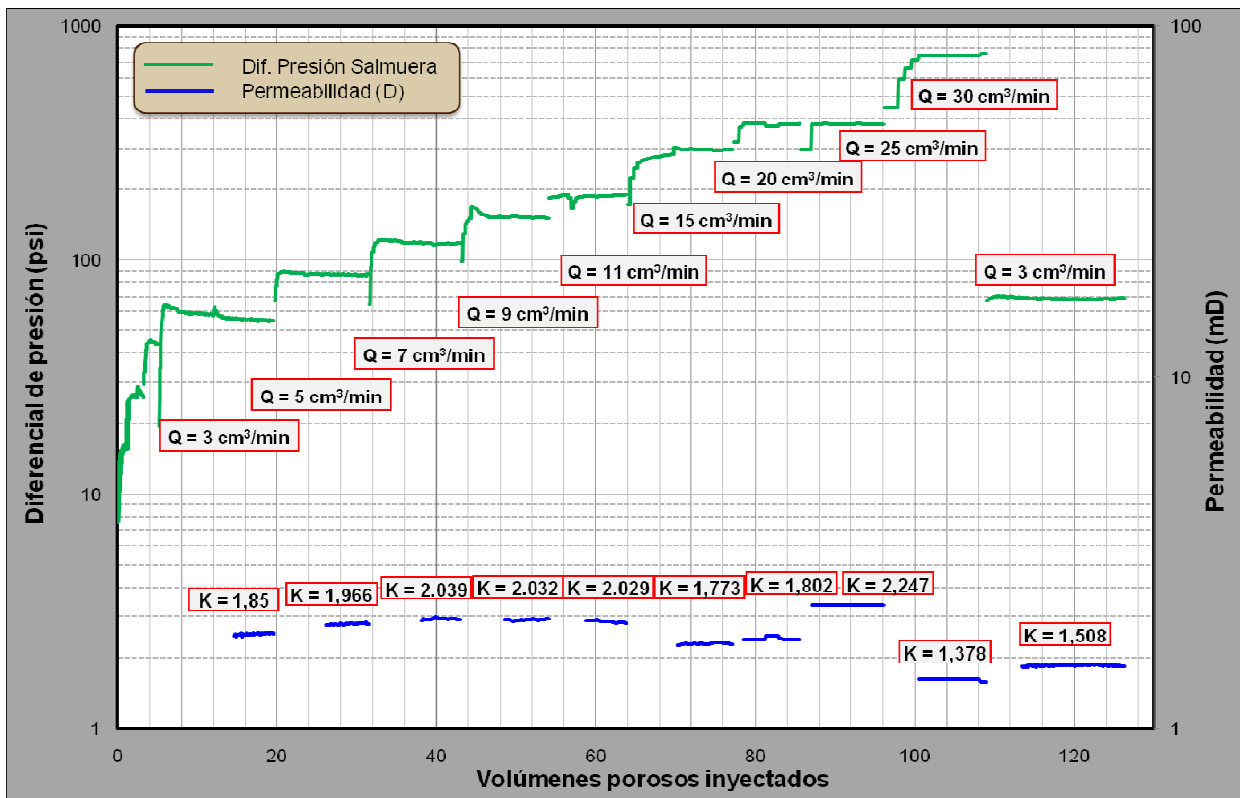
Tabla 45. Resultado de la prueba UCS del plug consolidado de grava 85/10/5.

Carga Axial Final (kN)	Resistencia Uniaxial no confinada	
1,95	kPa	PSI
	1972,76	286,12
Temperatura (°C)	19,8	

Fuente: CARVAJAL, Yenny Mabel. “Reporte de resultados pruebas uniaxiales UCS grava 85/10/5”. Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios - Laboratorio de mecánica de rocas. INFORME ICP-UST-151-F015. Ecopetrol – ICP. Piedecuesta, enero de 2010.

- Tasa crítica de flujo para la producción de sólidos

Figura 81. Variación del diferencial de presión y permeabilidad durante la prueba de tasa crítica de flujo del plug 85/10/5.



Fuente: ESCOBAR, Martín. “Evaluación de Consolidación Química en Grava 85/10/5 y arena de la formación con Resina polimérica Sandtrap225”. Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, marzo de 2010.

Hubo tasa crítica a un caudal de 25 cm³/min puesto que el cambio de permeabilidad registrado en 30 cm³/min es notable, observándose un aumento considerable en el valor, por tanto se deduce que ocurrió una alteración en la matriz, también se observa que al volver al caudal base de 3 cm³/min la permeabilidad no retorna al valor inicial.

7.2.6 Tercera etapa del diseño experimental – Aplicación de la metodología en arena de formación.

- **Octava prueba de consolidación química – Evaluación del protocolo 1 en arena de suelta formación.**

Durante la realización del tratamiento de consolidación se observó que el plug conformado a partir de arena suelta de la formación mugrosa, reunida y tomada a partir de las muestras de corazón disponibles en la Litoteca Nacional, presentó una muy baja permeabilidad, la permeabilidad base a la salmuera fue de 3 mD y durante la aplicación fue necesario emplear altos diferenciales de presión para poder inyectar la resina. No obstante, se obtuvo un plug con buena integridad o consolidación el cual se ilustra en la figura 82.

Figura 82. Plug formado a partir de arena suelta de la formación después del tratamiento resínico.



Fuente: Autores.

Este plug cuasi-sintético fue fabricado a partir de la arena suelta de muestras de corazones sin tomar en cuenta el criterio de la granulometría en vista de que se trataba de arenas o formaciones similares litológicamente y pertenecientes a un intervalo o rango de profundidades relativamente corto.

Se realizó un análisis estadístico de la distribución granulométrica de las diferentes muestras en donde se consideraron 4 escenarios con el fin de analizar el valor de permeabilidad adquirido a partir de la distribución del tamaño de grano que se presentaba en cada escenario. Para cada uno de los escenarios en consideración se utilizaron muestras de los pozos Llanito 117 y Llanito 18, puesto que al comparar las curvas de distribución de tamaño de grano, se observaron similitudes entre los tamaños de partícula de las muestras. Los escenarios evaluados fueron:

Muestras de pozo Llanito 117 y Llanito 18 (Caso Base): La población de este escenario está constituida por todas las muestras de los pozos Llanito 117 y Llanito 18. En total se utilizaron 31 profundidades y se observa que las muestras presentan tamaños de grano muy fino, medio a grueso los resultados se presentan en la figura 83.

Muestras con distribución de tamaño de grano promedio: en este escenario se tuvieron en cuenta aquellas muestras de los pozos Llanito 117 y Llanito 18 que seguían la tendencia de la curva promedio de distribución. En total se eliminaron 11 muestras que se alejaban de la curva de distribución promedio y se observó un ligero aumento en el porcentaje de tamaño de arena grueso. Por otro lado, para la determinación de la permeabilidad esperada se tomó el valor de permeabilidad de la muestra que mejor se adaptaba a la curva de distribución promedio. sin embargo, esta permeabilidad no era representativa ya que los porcentajes de tamaño de grano eran similares a los del caso base. Los resultados de este escenario se muestran en la figura 84.

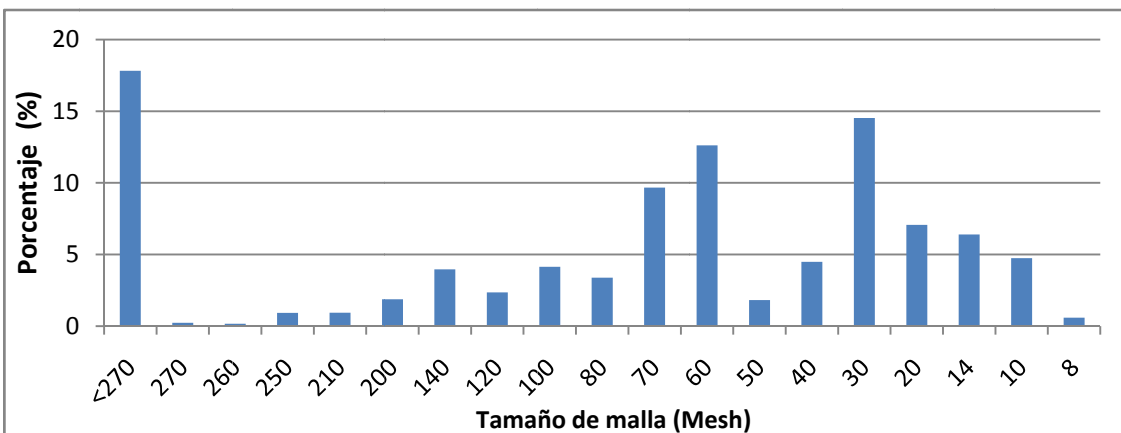
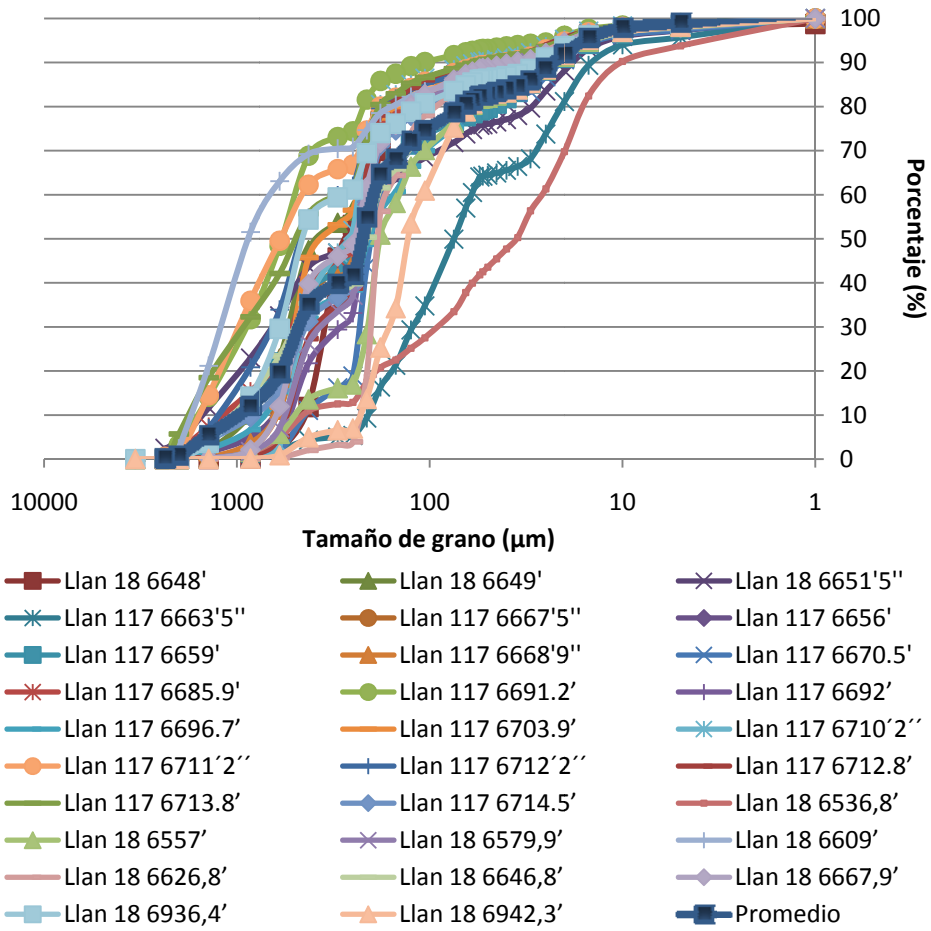
Nuevo intervalo productor: Debido a que no se contaban con muestras del nuevo intervalo productor, se tomaron las 5 muestras más cercanas a esta zona y la

determinación de la permeabilidad se realizó a través de la revisión del set de registros del pozo Llanito 117. Al realizar la distribución del tamaño de grano se observó que no había una gran variación con respecto al caso base y por tal razón no se consideró este escenario para la construcción del plug de prueba.

Antiguo intervalo productor: Este escenario fue considerado debido a que se contaban con muestras de estas profundidades; sin embargo, tampoco se observó una variación considerable en los porcentajes de distribución de tamaño de grano debido a que el tamaño de grano que predomina en esta zona es fino y medio.

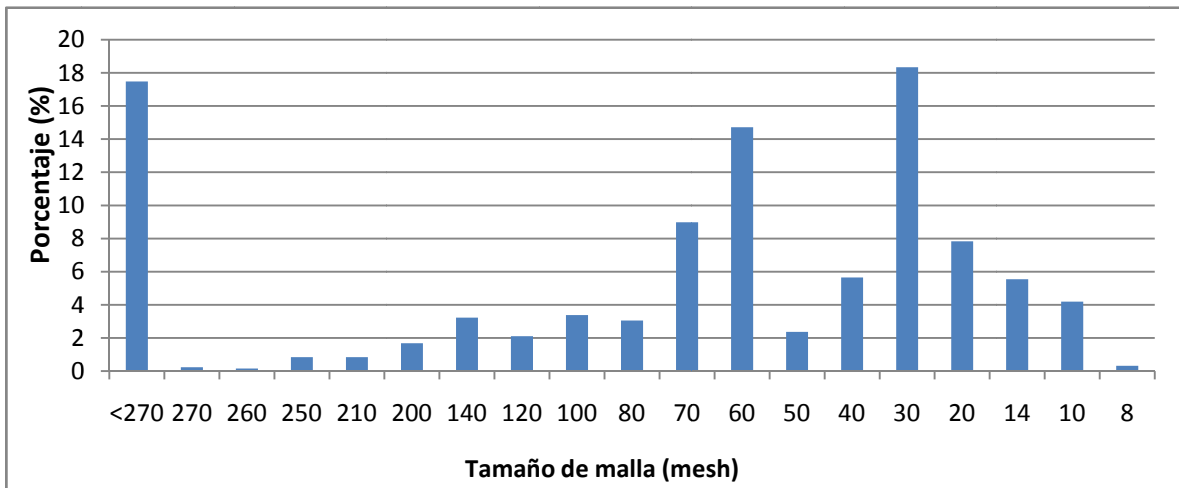
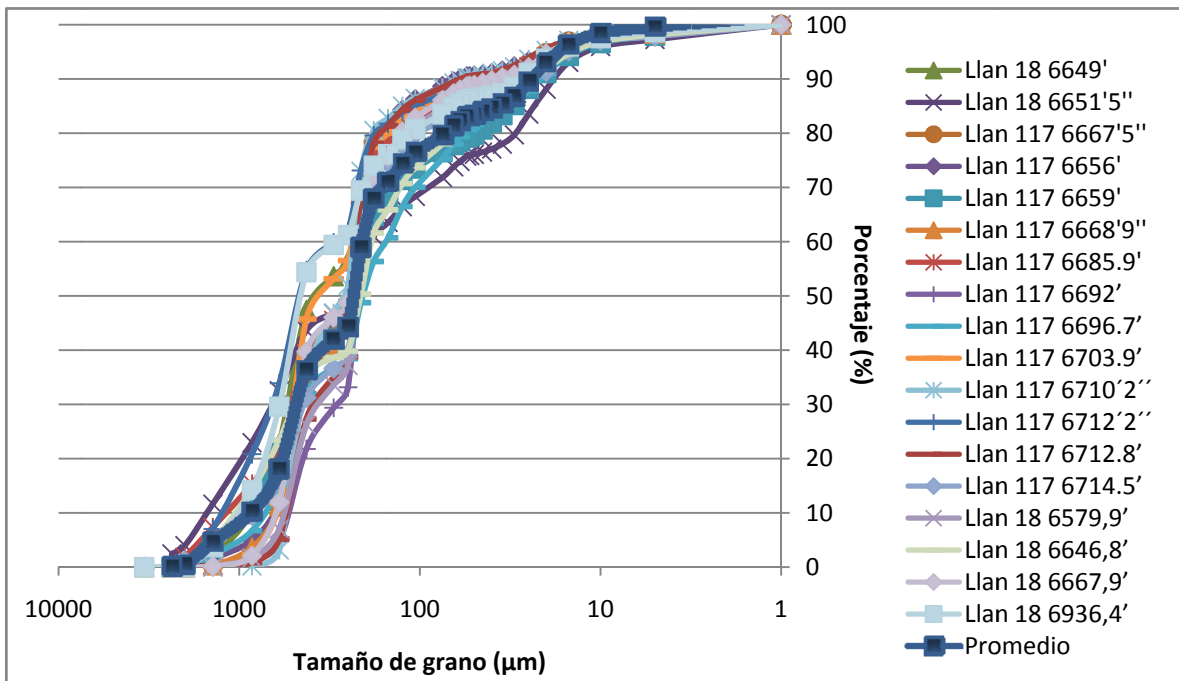
A partir de lo anterior se puede concluir que el criterio de granulometría no es suficiente para garantizar la obtención de la permeabilidad base deseada de un plug sintético.

Figura 83. Distribución granulométrica de la población total de muestras de Llanito (caso base).



Fuente: Autores.

Figura 84. Población con los valores menos desviados, población promedio.



Fuente: Autores.

- **Novena prueba de consolidación química – Evaluación del protocolo 1 en muestras de corazón de la formación Mugrosa.**

En esta prueba fue realizada con un plug nativo de la formación mugrosa, correspondiente a una profundidad de 6956'; la extracción de este plug se realizó con nitrógeno en vista de su friabilidad, con el fin de no alterar la estructura de la muestra.

A diferencia de las pruebas anteriores, esta prueba contó con un plug con cierto nivel de consolidación al presentar material cementante y propiedades petrofísicas y mineralogía representativa para el estudio. De igual forma, se realizó una prueba de tasa crítica de producción de sólidos para la muestra para un plug extraído del núcleo de formación Mugrosa del intervalo de interés. Los resultados de la prueba se muestran en la figura 86.

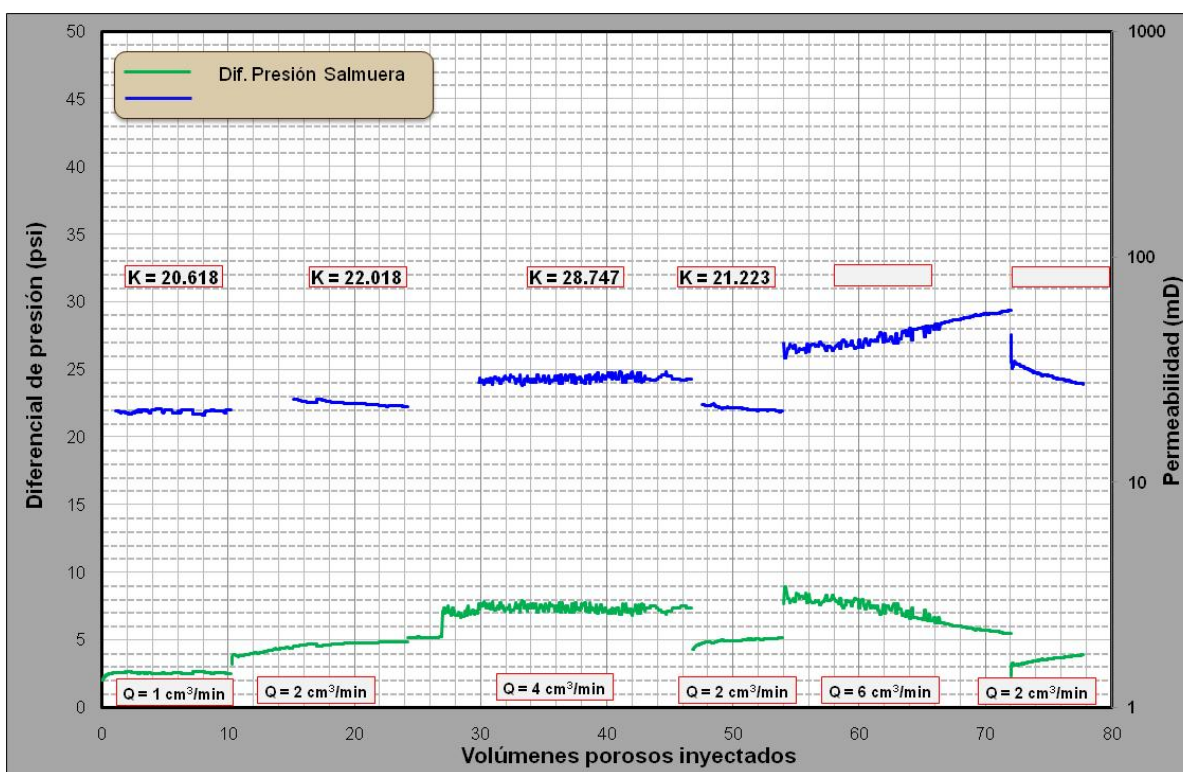
Figura 85. Núcleo de la formación Mugrosa correspondiente al intervalo 6596 a 6597.



Fuente: autores.

Las tasas de flujo manejadas fueron de 1 cm³/min, se manejaron tasas bajas desde 0,1 cm³/min ascendiendo a 0,2 cm³/min y 0,5 cm³/min al cambiar la fase o fluido a desplazar, esto con el objetivo de no formar micro-emulsiones en el lecho poroso. Los resultados de esta muestra se presentan en la tabla 46 y en la figura 87.

Figura 86. Variación del diferencial de presión y permeabilidad durante la prueba de tasa crítica de flujo del plug 85/10/5.



Fuente: ESCOBAR, Martín. “Evaluación de Consolidación Química en Grava 85/10/5 y arena de la formación con Resina polimérica Sandtrap225”. Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, marzo de 2010.

Tabla 46. Parámetros y condiciones de la Novena prueba de consolidación.

Novena prueba de consolidación química – Plug Nativo de la formación Mugrosa - 6596 pies							
Condiciones generales	μ aceite mineral	μ salmuera + surfactante ES-5	μ resina	μ salmuera	μ diesel + PET 200 + PET 55	Presión Confin	Temperat
		7,47 cp	0,5 cp	1,13 cp	0,44	13 cp	2100 psi
Tratamiento	Ciclos		Q [cm ³ /min]	K [mD]			
1. K base	Ciclo 1	Salmuera NH ₄ Cl (Kabs)	1	544,1			
		Aceite Klearol	1	588,7			
	Ciclo 2	Salmuera NH ₄ Cl	1	106,8			
Tren de Fluidos	VP inyectados	Q [cm ³ /min]					
2. Preflujo	3	1					
3. Resina SandTrap 225	2	1					
4. Post flujo NH ₄ CL + ES5	3	1					
Tiempo de curado	72 horas						
Retorno de K	Ciclos		Q [cm ³ /min]	K [mD]			
	Ciclo 1	Salmuera NH ₄ Cl	1	19,7			
		Aceite Klearol	1	89,2			

Fuente: ESCOBAR, Martín. “Evaluación de Consolidación Química en Grava 85/10/5 y arena de la formación con Resina polimérica Sandtrap225”. Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, marzo de 2010.

Figura 87. Plug de arena de la formación obtenido después de la consolidación, vista transversal y longitudinal.

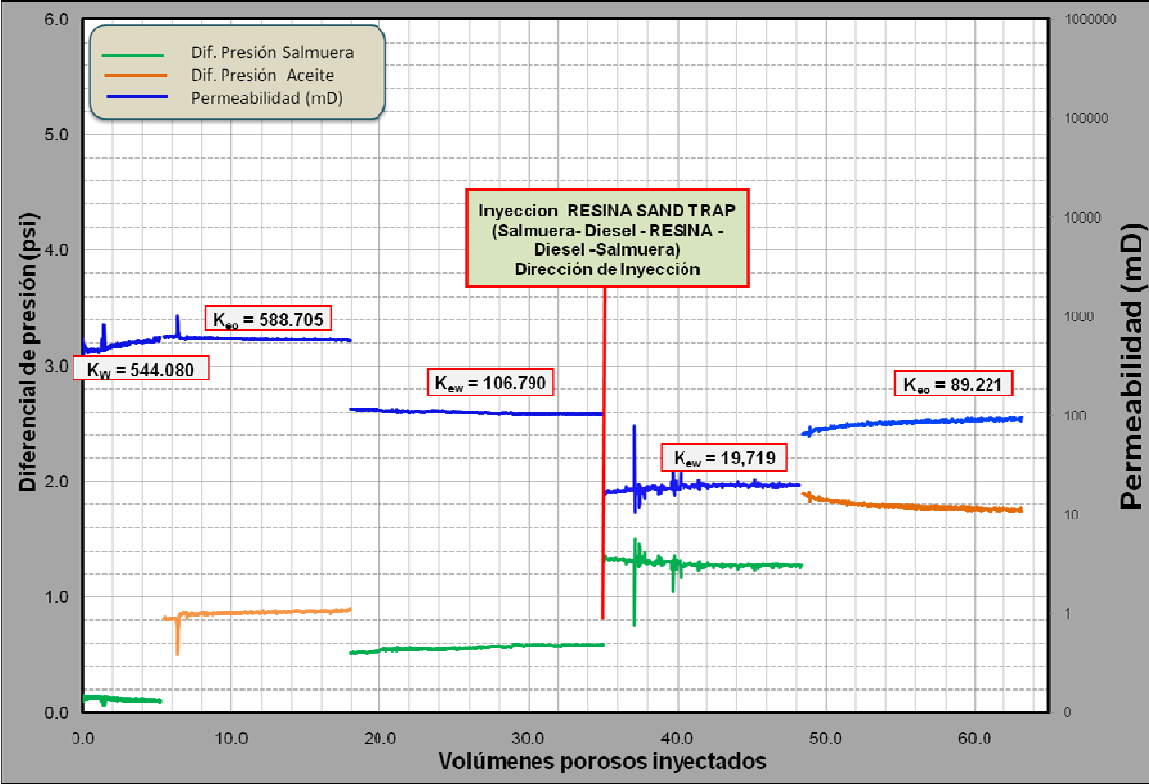


Fuente: autores

- Retorno de permeabilidad

A partir de los datos reportados en la tabla 46 y la figura 88 el retorno de permeabilidad al aceite observado en esta prueba fue del 15,15%. Esto se calculó con los valores de permeabilidad antes y después de la consolidación.

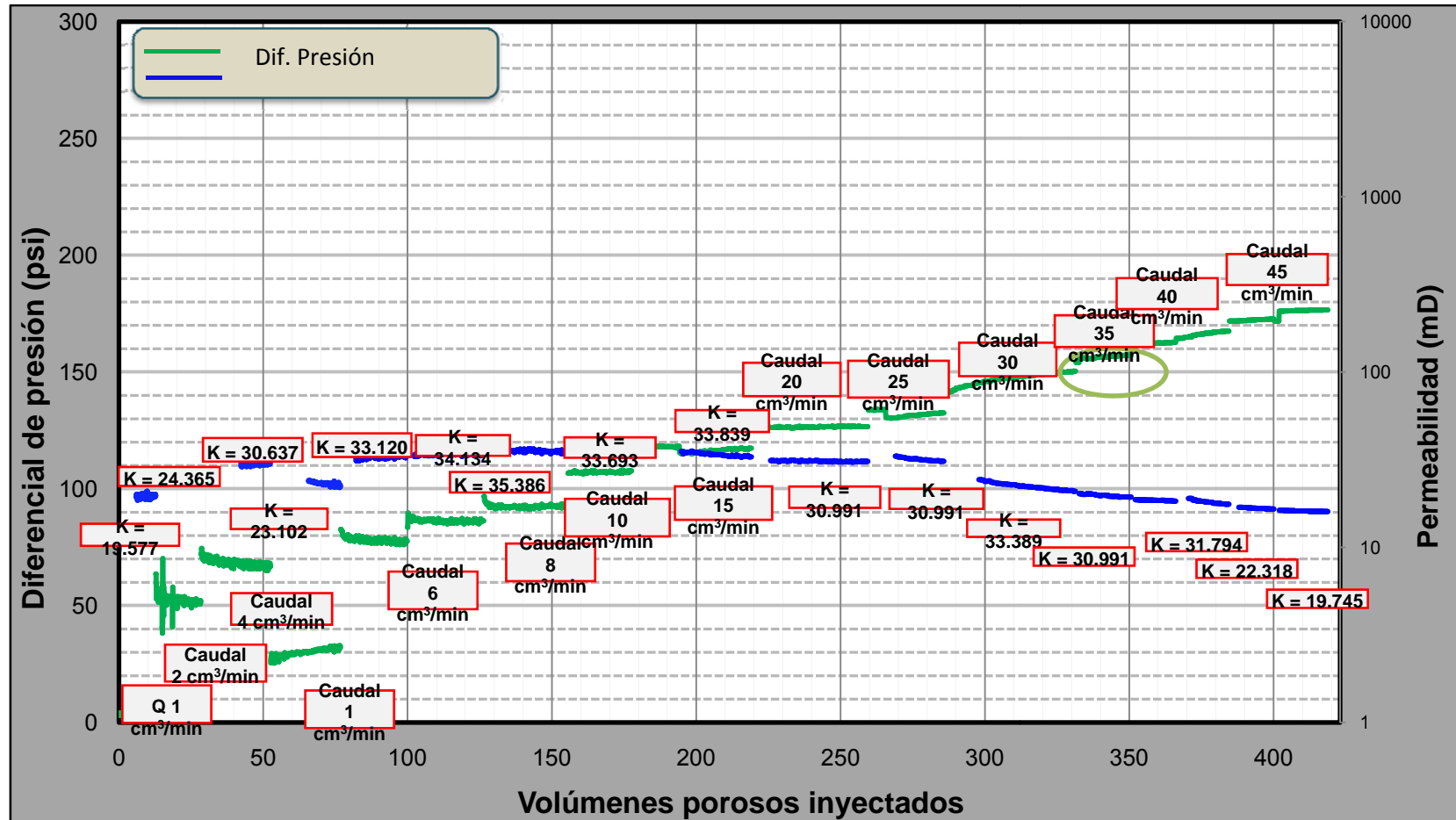
Figura 88. Determinación del retorno de permeabilidad para plug de arena de la formación.



Fuente: ESCOBAR, Martín. “Evaluación de Consolidación Química en Grava 85/10/5 y arena de la formación con Resina polimérica Sandtrap225”. Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, marzo de 2010.

- Tasa crítica de flujo para la producción de sólidos

Figura 89. Resultados de prueba de tasa crítica de flujo para plug consolidado de arena de la formación.



Fuente: ESCOBAR, Martín. "Evaluación de Consolidación Química en Grava 85/10/5 y arena de la formación con Resina polimérica Sandtrap225". Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, marzo de 2010

8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de los resultados para cada una de las pruebas realizadas en las tres etapas de la aplicación de la metodología de consolidación es mostrado en este capítulo. Se muestra cómo cada variable afectó al siguiente paso a seguir dentro de cada etapa.

8.1 CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LA FORMACIÓN

8.1.1 Análisis mineralógico de la formación Mugrosa

Mineralógicamente, estas muestras presentan como componentes predominantes cuarzo, minerales arcillosos y feldespatos, los cuales no reflejan una tendencia de acuerdo a la profundidad. En promedio, el cuarzo representa alrededor del 80% en peso, los feldespatos representan contenidos inferiores al 10% en peso al igual que minerales arcillosos; sin embargo, se observan intercalaciones altamente arcillosas, contenidos entre el 20% y 40% en peso (profundidades 6656', 6659', 6703.9' y 6708.1' del pozo Llanito-117 y 6536.8' del pozo Llanito-18) (ver figuras 43 y 44).

En estas intercalaciones, dados los porcentajes de Caolinita e Illita (ver figuras 45 y 46) hay riesgo de generar migración de finos e hinchamientos en estas zonas. Sin embargo, estos intervalos no corresponden a intervalos productores de aceite; para las demás zonas analizadas el porcentaje de arcillas corresponde a un 5% del porcentaje en peso.

8.1.2 Análisis granulométrico de la formación mugrosa

De las 31 muestras tomadas de los pozos Llanito 117 y 18 se observó que para Llanito 18 se corresponden principalmente a arenas finas a gruesas de mala selección de grano o distribuciones altamente heterogéneas. A las profundidades 6691.2' y 6713.8'

del pozo Llanito-117 y 6609' del pozo Llanito-18 se encuentran las mayores concentración de arenas muy gruesas como se muestra en las figuras 49 y 50.

Lo anterior se refleja con las gráficas de distribución granulométrica (figuras 47 y 48) y con los diagramas de coeficientes de uniformidad obtenidos (figuras 51 a 56) los cuales fueron variables y superiores a los rangos establecidos para una arena de buena selección.

De acuerdo al criterio de Tiffin para la selección de métodos de control de arena (ver tabla 11) es posible observar que por el contenido de arcillas y los altos valores de los coeficientes sería conveniente la aplicación de un método de control que permita sobrepasar la zona de daño, tal como un Frac Pack, Extention Pack ó HRWP.

8.1.3 Tiempo de Succión Capilar (Capillary Suction Time – CST)

Según los resultados reportados, se observó que el Tiempo de Succión Capilar para el agua era relativamente mayor que el de los fluidos evaluados, por tanto, se espera un buen comportamiento de los fluidos con respecto a la formación en los pozos Llanito 117 y 18, ya que el $coef_{CST}$ no era superior a 1,5 a excepción del registrado para la muestra 1 (*Llanito 18: 6648'*) de la tabla 25. De igual forma, las muestras seleccionadas correspondían a los escenarios críticos en los que había un porcentaje total de arcillas superior al 20%. Según lo anterior, se espera una baja reactividad entre los fluidos de evaluación y las arcillas presentes en la formación.

Con base en los coeficientes de CST, se concluyó que las muestras presentan arcillas cuyas tendencias a la reactividad con los fluidos de evaluación son muy bajas.

8.1.4 Permeabilidad

De acuerdo a los valores mostrados en la tabla 16, los rangos de permeabilidad en la zona de investigación son aptos para la implementación de la metodología de consolidación química Sandtrap225, que exige permeabilidad mínima de 50 mD como se muestra en la tabla 35.

8.1.5 Propiedades mecánicas de la roca

Como resultado de esta investigación, se manejarán los valores de resistencia a la compresión (UCS) calculados a nivel de laboratorio debido ya que los valores del software AGE se alejan de la descripción real de la formación.

8.1.6 Evaluación de la compatibilidad de fluido – fluido

Dados los resultados mostrados en las tablas 30, 31 y 32; se recomienda utilizar la salmuera de cloruro de amonio al 5% con el surfactante ES-5 PROPLOK (3 gpt), pues los resultados fueron completamente satisfactorios: compatible, mojabilidad al agua, detergencia aceptable y tensión interfacial < 2 dina/cm.

El tratamiento orgánico 1, compuesto por Diesel filtrado y productos de HALLIBURTON, resultó compatible pero presentó mojabilidad mixta con tendencia al aceite y detergencia deficiente, por lo que no se recomienda su utilización.

Se recomienda utilizar el tratamiento orgánico 2, compuesto por Diesel filtrado y productos de PETROCARIBE (50 gpt del solvente mutual PET-200 y 2 gpt del surfactante PET-55), pues los resultados fueron completamente satisfactorios: compatible, mojabilidad mixta con tendencia al agua, detergencia aceptable y tensión interfacial < 1 dina/cm.

8.2 APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO RESÍNICO

8.2.1 Pruebas preliminares

Estas abarcan las pruebas realizadas con plugs sintéticos hasta obtener los parámetros de operación óptimos para la obtención buen nivel de consolidación apreciable en toda su longitud, esto se hizo mediante la aplicación de los valores óptimos en los parámetros caudal de inyección, tiempo de curado, volúmenes porosos inyectados y fluidos a emplear en relación con la información que se tenía de la caracterización de la formación.

En la reunión que se tuvo con el experto en consolidación química de la empresa Halliburton, Philip Nguyen se discutieron los resultados obtenidos en las pruebas preliminares de consolidación, a continuación se muestran las consideraciones acerca de las variables que influyen en el proceso:

Manga a utilizar. Al emplear una manga de caucho ocurre adhesión de la muestra de grava a pared por acción de la resina, también puede ocurrir que al cambiar las condiciones de presión de confinamiento a la presión atmosférica para examinar el plug después del tratamiento se produzcan fallas en la muestra. También existe una limitante por parte de estas mangas cuando se intenta simular altas temperaturas; por estas razones se recomiendan las mangas de acero para la realización de estas pruebas.

No obstante se decidió seguir utilizando las mangas de caucho por la representatividad de las condiciones de confinamiento y porque la temperatura de operación es tolerada por esta.

Tiempo de curado. Este es un factor importante en el endurecimiento de la resina, fue sugerido ampliar este tiempo a 72 horas para pruebas posteriores con el fin de mejorar la calidad de la consolidación en el plug.

Volúmenes porosos de postflujo. Fue sugerido manejar una cantidad no superior a 3 volúmenes porosos del plug a consolidar.

Mineralogía de la muestra a consolidar. Las arcillas y finos tienen también un efecto adicional en la consolidación el cual será la absorción de la resina, alterando el resultado de la consolidación. El análisis de los resultados con la mineralogía natural de la formación resulta más complicado, por lo cual es sugerido emplear corazones sintéticos con cantidades controladas de arcilla para los análisis posteriores a realizar con arena de la formación.

Tipo de diesel empleado. La composición del diesel afecta gravemente la calidad del curado o polimerización de la resina, en mayor parte lo hacen el surfactante (ya sea natural ó como aditivo externo) y el solvente mutual que éste contiene. Por tal razón se debe emplear un fluido neutro para el análisis.

Consolidación a nivel de campo. De acuerdo con la experiencia de la aplicación del tratamiento Sandtrap en Argentina, Golfo de México y Oklahoma; el experto en tratamientos de consolidación Philip Nguyen estableció las siguientes consideraciones para la aplicación del sistema de consolidación:

- Con un radio de penetración de la resina de ½ pie en la formación se puede lograr un proceso satisfactorio, la aplicación de la resina debe ser entre 20 y 30 galones por pie del intervalo tratado.
- El sistema de consolidación química está limitado a un intervalo de 10 ft.

• **Resultados de las pruebas con grava 20/40 (primera y segunda prueba)**

Los resultados obtenidos de la metodología de consolidación química para las muestras de grava 20/40 son positivos ya que la resina no ha sido diseñada para el tratamiento de estos tamaños de grano, por tanto este escenario representa una condición extrema en cuanto a la granulometría, de modo que no se espera generar una buena cohesión. Esto permite entender la influencia del tamaño de los espacios intersticiales en la consolidación, en donde al ser estos mayores, se presenta un desplazamiento más efectivo de la resina pero a la vez una pobre adhesión entre los granos.

- **Resultados de la prueba con grava 70/100 (Tercera prueba)**

En la tercera prueba, la formación de estratos o betas perpendiculares al sentido del flujo reflejan que para estos plugs totalmente inconsolidados ocurre un reacomodamiento de los granos dentro de la matriz de la roca como se observa claramente en la figura 63, al ser estos granos arrastrados durante el primer ciclo de inyección dado que no existe una previa condición de cohesión entre estos granos, por tanto para las siguientes pruebas se agregaron y mezclaron 0,6 ml de salmuera por cada 100 g de grava, esto impide la formación de las bandas durante el desarrollo de la prueba por el principio de cohesión mediante la capilaridad y garantiza mejores resultados en cuanto a la distribución de la resina.

Como medida para evitar generar la zona con baja cohesión o consolidación, se decidió disminuir a máximo tres volúmenes porosos la cantidad de postflujo inyectado y manejar todas las de inyección a una menor tasa correspondiente a 5 cc/min.

8.2.2 Primera etapa del diseño experimental: grava 70/100

En esta etapa se siguieron las recomendaciones generadas a partir de la discusión de los resultados de las tres primeras pruebas las cuales fueron realizadas con el fin de obtener los valores óptimos de variables como tasas de inyección del preflujo, resina, postflujo, tiempo de curado y por tanto, del grado de consolidación. A partir de la cuarta

prueba se dio inicio al conjunto de ensayos del diseño experimental mostrado en la tabla 39.

- **Cuarta prueba de consolidación química - Evaluación del protocolo 1 en muestra de grava 70/100**

Se observó una distribución de resina uniforme en la muestra, de modo que no se obtuvo arena disgregada en la zona de inyección del plug, siendo esta prueba la que presenta la mejor integridad del plug sintético consolidado con respecto a las anteriores.

- **Quinta prueba de consolidación química - Evaluación del protocolo 2 en muestra de grava 70/100**

El estado del plug sintético obtenido después de consolidar con diesel se muestra en la figura 67; se observa que en la zona de salida de los fluidos hubo una menor cohesión entre los granos e integridad del plug, los granos tendían a quedarse adheridos a la manga de caucho, mientras que en la zona de inyección los granos presentaban cierta consolidación y no se presentó adherencia de estos a la manga. En el resultado obtenido también influyó el hecho de que el diesel de tratamiento disolvió parte de la resina; por tanto, el diesel no es recomendable como postflujo ni preflujo en la realización de un tratamiento de consolidación.

8.2.3 Segunda etapa del diseño experimental: evaluación del protocolo 1 en plug 85/10/5

En esta prueba, los bajos valores de permeabilidad obtenidos después de la consolidación (mostrados en la tabla 44) pudieron deberse al hinchamiento de la Bentonita (nombre comercial de la Esmectita) al entrar en contacto con la salmuera durante el acondicionamiento del plug, esto explicaría la existencia de fracturas o segmentaciones en la zona de la cara de inyección, posiblemente ocurrió un sobre-

desplazamiento al no tener en cuenta la posible reducción de espacio poroso durante la inyección de los 3 VP de postflujo, el cual se estimó en 90 cm^3 .

8.2.4 Tercera etapa del diseño experimental: evaluación del protocolo 1 en la arena de la formación

Después del tratamiento se obtuvo el plug mostrado en la figura 87 y los resultados de la prueba son presentados en la tabla 46. No hubo irregularidades o diferencias notorias en la estructura del plug, específicamente en las caras de entrada y salida de los fluidos, el plug se mantuvo consolidado.

8.3 EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO

La evaluación de la efectividad del método de consolidación química se realiza mediante varias pruebas como lo son la resistencia a la compresión uniaxial no confinada, retorno de permeabilidad, evaluación de la tasa crítica para la producción de sólido y microscopía electrónica para observar la distribución de la resina en la matriz, a continuación se muestran los resultados para algunas de estas pruebas.

8.3.1 Pruebas con plug sintético de grava 70/100.

• Sexta prueba de consolidación química - Evaluación del retorno de permeabilidad en el plug sintético de grava 70/100 con el protocolo 1.

Como se observa en la figura 69 al comparar los valores de permeabilidad efectiva al agua y al aceite antes de la inyección de la resina ($k_{ew} = 2000,75 \text{ mD}$ y $k_{eo} = 4339,31 \text{ mD}$) con los valores posteriores a esta inyección por un tiempo de curado de 72 horas ($k_{ew} = 1032,92$ y $k_{eo} = 1105,03$), se calcula un retorno de permeabilidad al agua de 51,6% y al aceite de 25,5%.

- **Evaluación de la distribución de la resina a través del plug de grava 70/100 con prueba SEM.**

En las micrografías se observa que la resina no queda uniformemente distribuida a lo largo del plug, dado que recubre en mayor cantidad los puntos de contacto entre los granos de la zona de entrada de fluidos de consolidación, mientras que en la cara de salida estos se encuentran más limpios y con un mejor contacto entre los granos.

Se esperaría una menor cantidad de resina en la cara de entrada del tren de fluidos de consolidación, pero hay que tener en cuenta que la prueba de retorno de permeabilidad se hizo en contraflujo por ser el sentido en el que se producen los fluidos del yacimiento.

También se observa una tendencia de acumulación de la resina hacia la parte radial externa, y una mayor limpieza hacia la parte central o eje del plug, sin embargo este efecto se da por la configuración del montaje de la prueba y la reología, en un yacimiento, la distribución se espera una distribución más homogénea al inyectarse la resina en un medio con un área transversal mucho mayor.

- **Evaluación de la resistencia a la compresión uniaxial no confinada del plug de grava 70/100.**

El valor de UCS obtenido para esta muestra refleja que el tratamiento es efectivo en cuanto a la obtención de una buena resistencia mecánica partiendo de una resistencia nula. La propiedad de deformación podría implicar que el túnel de perforación se cierre ligeramente por la alta plasticidad de la arena obtenida, lo cual generaría una menor área de flujo y por consiguiente mayores esfuerzos de arrastre, sin embargo, los esfuerzos de arrastre por sí solos no pueden generar el desprendimiento del grano (ver capítulo 3) y la generación de una falla por corte se vería dificultada por la plasticidad y buena cohesión obtenida lo cual representa una ventaja. Se recomienda la realización

de un estudio del efecto de la aplicación de la consolidación en los túneles de perforación mediante la aplicación de TWC (cilindros huecos que simulan el perforado).

- **Evaluación de la tasa crítica de flujo para el plug de grava 70/100.**

Según la figura 77, para un caudal de $10 \text{ cm}^3/\text{min}$ se observó un aumento en la K lo cual es sinónimo de un mejoramiento en la conductividad de la matriz dado por la generación de nuevos canales de flujo dado por el inicio de la producción de finos. Al bajar el caudal hasta el caudal inicial se observó que se mantuvo la K adquirida con $10 \text{ cm}^3/\text{min}$, lo cual evidencia el aumento en la conductividad de la formación. Sin embargo este mejoramiento de la permeabilidad se fue disminuyendo a medida que aumentaba el caudal debido a la migración de finos que taponaron la estructura matricial; Hasta llegar a un caudal de $30 \text{ cm}^3/\text{min}$ se generó taponamiento y se tomó como la verdadera tasa crítica de producción de finos.

8.3.2 Pruebas con plug sintético de grava 85/10/5.

- **Séptima prueba de consolidación química - Evaluación del retorno de permeabilidad para el plug sintético de grava 85/10/5 con el protocolo 1.**

En la figura 78, se muestran los resultados de permeabilidad efectiva al agua y al aceite antes de la inyección de resina ($k_{ew} = 13,418 \text{ mD}$ y $k_{eo} = 166,126 \text{ mD}$) los cuales al ser comparados con los valores posteriores a esta inyección y con un tiempo de curado de 72 horas ($k_{ew} = 3,523 \text{ mD}$ y $k_{eo} = 8,968 \text{ mD}$) ayudaron a determinar el retorno de permeabilidad al agua de 26,3% y al aceite de 5,3%. Es importante destacar la influencia de la cantidad de arcillas en los valores de retorno de permeabilidad obtenidos; ya que el tamaño arcilla taponan los poros dificultando el desplazamiento de la resina a través de la estructura. De igual forma, se observa la sensibilidad de la permeabilidad a este tamaño de partícula.

- **Evaluación de la resistencia a la compresión uniaxial no confinada del plug de grava 85/10/5.**

La presencia de material arcilloso de esta cantidad afecta gravemente el desempeño del tratamiento, en vista de que se obtienen muy bajas permeabilidades y la resistencia a la compresión disminuye considerablemente con respecto a la prueba anterior. Teniendo en cuenta los resultados SEM generados para la arena 70/100 (la cual es relativamente homogénea), esta arena al presentar una mayor heterogeneidad granulométrica tiene un mayor riesgo de que la resina no se distribuya correctamente entre los granos y genere taponamiento del espacio poroso.

- **Evaluación de la tasa crítica de flujo para el plug de grava 85/10/5.**

Con base en la figura 81, a un caudal de $25 \text{ cm}^3/\text{min}$; se observó que la matriz fue alterada puesto que cuando se volvió al caudal base de $5 \text{ cm}^3/\text{min}$, la permeabilidad no retornó al valor inicial y además el cambio de permeabilidad registrados entre $30 \text{ cm}^3/\text{min}$ y $25 \text{ cm}^3/\text{min}$ es notable.

Se observó que para el caudal de $15 \text{ cm}^3/\text{min}$ hubo una disminución de la permeabilidad; sin embargo, se observó una mayor disminución cuando se varió del caudal de $25 \text{ cm}^3/\text{min}$ al caudal de $30 \text{ cm}^3/\text{min}$ que responde al taponamiento en la matriz.

8.3.3 Pruebas con arena de la formación.

- **Evaluación de la tasa crítica de flujo para arena de la formación antes de la consolidación**

Debido a que no se estabilizó el valor de permeabilidad, no fue posible calcular valor para el caudal de tasa crítica de daño por migración de finos, sino un aumento en la

permeabilidad a un caudal de 4 cm³/min y una reducción a 2 cm³/min lo cual indica que posiblemente se generó una reorganización de la matriz, en este orden de ideas, a un caudal entre 2 y 4 cm³/min se estaría produciendo también partículas de arena.

- **Octava prueba de consolidación química - Evaluación del retorno de permeabilidad de la consolidación de arena de formación, plug Llanito 117 – 6596’.**

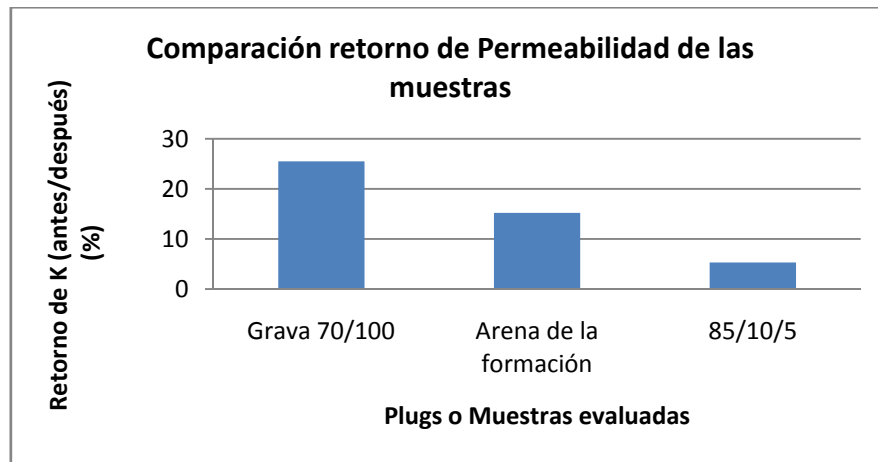
Con los resultados de permeabilidad efectiva al agua y al aceite antes de la inyección de resina ($k_{ew} = 106,790$ mD y $k_{eo} = 588,705$ mD) los cuales son mostrados en la figura 88 se pudo comparar con los valores posteriores a esta inyección y con un tiempo de curado de 72 horas ($k_{ew} = 19,719$ mD y $k_{eo} = 89,221$ mD) y con esta información se determinó el retorno de permeabilidad al agua de 18,5 % y al aceite de 15,2%.

- **Evaluación de la tasa crítica de flujo para arena de la formación después de la consolidación**

8.4 Integración de las pruebas de efectividad del tratamiento

En la figura 90 se observa que a medida que aumenta el contenido de arcilla en las muestras se obtiene un menor retorno de permeabilidad, de la misma forma, el valor de resistencia UCS disminuye en la muestra con mayor contenido de arcilla como se ilustra en la figura 91.

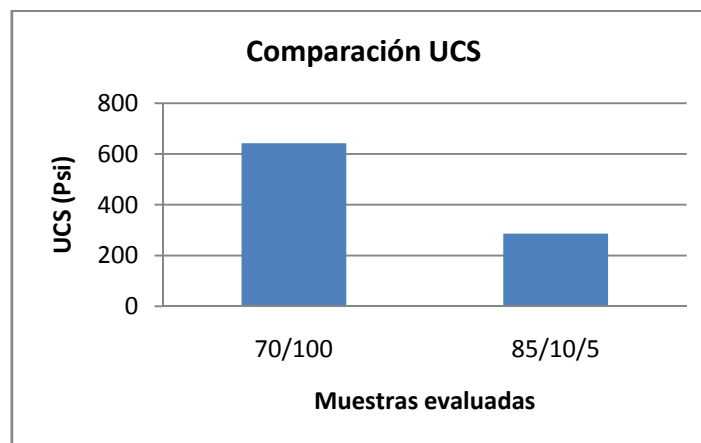
Figura 90. Comparación del retorno de permeabilidad de las pruebas realizadas.



Fuente: Autores.

Con base en los resultados analizados, y tomando en consideración la prueba realizada en la arena de la formación como la representativa de la efectividad del tratamiento de consolidación en las formaciones caracterizadas, se tiene que la metodología conlleva a una pérdida de la permeabilidad del 84,8%; por tanto para la formación Mugrosa no es conveniente a aplicación de un tratamiento de consolidación química.

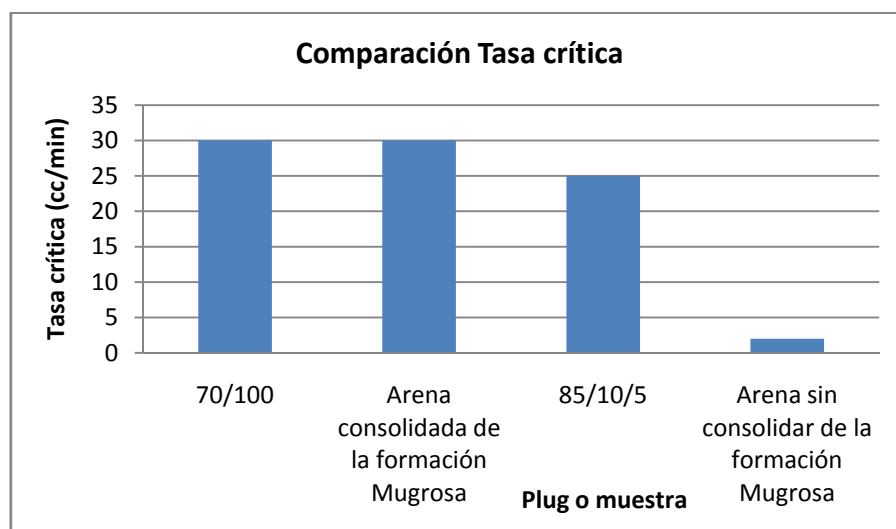
Figura 91. Valores de resistencia a la compresión uniaxial no confinada.



Fuente: Autores.

En la figura 92 se observa que dentro de las muestras consolidadas el menor valor en tasa crítica corresponde al plug sintético con 5% en peso de esmectita, el cual presenta el mayor contenido de arcilla esmectita; pese a esto la diferencia entre estas tasas de las muestras consolidadas y la arena sin consolidar es significativa. Por tanto se puede considerar una ventaja de la metodología la acción restrictiva que ejerce sobre los finos.

Figura 92. Comparación de la tasa crítica de producción de finos las muestras consolidadas



Fuente: Autores.

9. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO EN CAMPO

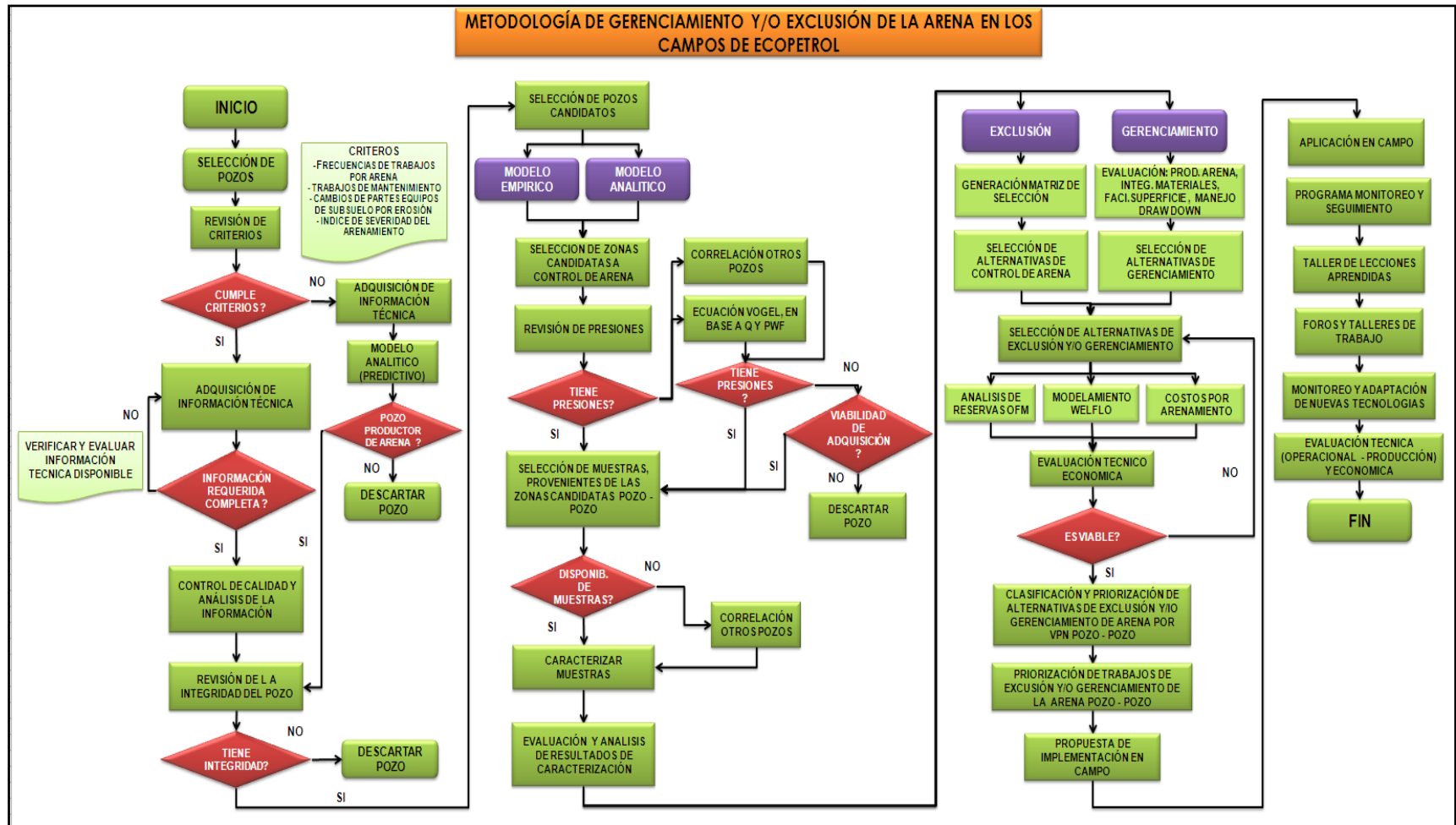
La implementación de una metodología de control de arena requiere de la realización de un estudio económico de factibilidad de aplicación de la respectiva metodología tomando como caso base las condiciones actuales de la zona de intervención. Para la investigación realizada se trabajó con las estadísticas del campo Llanito y de acuerdo a los parámetros requeridos para la aplicación de la metodología de consolidación se escogieron los intervalos candidatos a intervención y se evaluaron las diferentes tecnologías de control de arena disponibles.

Este estudio económico se realizó con base en el módulo de evaluación económica de la metodología de gerenciamiento y exclusión de arena de los campos de Ecopetrol, la cual se muestra en la figura 94.

De acuerdo a la metodología consultada, se tomaron diferentes intervalos del pozo Llanito 117 (el cual ha servido como referencia de caracterización de propiedades para esta investigación) y para cada uno se evaluaron todas las metodologías de control de arena disponibles. Cabe destacar que a cada metodología evaluada se le asoció un rango de skin y se determinaron parámetros de producción como permeabilidad, días activos de producción del pozo y producción en barriles por día activo que estuvo el pozo. Cabe destacar que dentro de los intervalos considerados se encuentra la muestra de plug de arena de la formación utilizada en la última prueba. De igual forma, se desarrollo un módulo de reducción de costo asociado a la implementación de la metodología en el intervalo candidato. Lo anterior corresponde a una ganancia debido a la disminución en la frecuencia de trabajos asociados al arenamiento lo cual contribuye al aumento en la cantidad de días de operación sin problemas de pozo y a no estipular costos de equipo para remoción de arena en las zonas intervenidas. En la tabla 47 se muestran los parámetros operacionales utilizados para el estudio económico

La tabla 48 presenta los costos de implementación de cada tecnología para cada intervalo con un trabajo de implementación de 15 días y con base en estos costos se determinó el VPN respectivo, y se sacaron relaciones de costo beneficio (B/C) para evaluar la mejor condición de metodología en los intervalos candidatos. En la tabla 49 se presentan los intervalos evaluados y sus respectivas producciones así como las producción incremental en el pozo.

Figura 93. Metodología de gerenciamiento y exclusión de arena en los campos de Ecopetrol.



Fuente. Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

Tabla 47. Parámetros operacionales utilizados para el estudio económico.

LLANITO 117														
Intervalos evaluados	Alter.	TECNICA	Skins Range	Py (Psia)	K (Md)	DIAS ACTIVOS			COSTOS TRABAJOS				REDUCCIÓN COSTOS	
						Min	Most Likely	Max	Tecnologia	Equipo WO	Herram.	Diferida	Equipo WO	Herram.
5410-5419 6316-6328 6596-6645	1	CON. QCA	5,6,7,8,9, 10,11,12, 13,14,15	2120	179	335	350	365	203.000	150.000	10.000	157.950	294.840	36.800
	2	FRACPACK	-2,-1,0	2120	179	335	350	365	300.000	150.000	10.000	157.950	294.840	36.800
	3	GRAVEL PACK	5,6,7,8,9, 10,11,12, 13,14,15	2120	179	335	350	365	150.000	150.000	10.000	157.950	294.840	36.800
	4	HRWP	2,3,4,5	2120	179	335	350	365	224.000	150.000	10.000	157.950	294.840	36.800
	5	EXT PACK	0,1,2	2120	179	335	350	365	241.000	150.000	10.000	157.950	294.840	36.800
	6	COND ACTUALES	0,32	2120	179	270	285	300	-	294.840	36.800	-	-	-

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

Tabla 48. Costos estimados de implementación de tecnologías de gerenciamiento y exclusión de arena.

COSTOS ESTIMADOS IMPLEMENTACION TECNOLOGIA U\$				
	Equipo, servicios, personal de bombeo, materiales y estimado movilización	Herramientas, malla, personal y estimado movilización	Total	DIAS TRABAJO
Cons. Qca	203.000,00	10.000,00	213.000,00	15
Gravel pack	60.000,00	90.000,00	150.000,00	
HRWP	134.000,00	90.000,00	224.000,00	
Ex-pac	151.000,00	90.000,00	241.000,00	
Fracpack	210.000,00	90.000,00	300.000,00	

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

Una de las consideraciones tenidas en cuenta para la evaluación económica del tratamiento de consolidación química corresponde al caudal de producción permisible por la metodología; este parámetro se basó en los resultados de tasa crítica que se determinó para el plug de formación del pozo Llanito 117, luego de realizar el tratamiento de consolidación.

De acuerdo a lo anterior, la permeabilidad obtenida del plug consolidado fue del 15,2% de la inicial, se asumirá que la disminución en la tasa de producción será proporcional a la permeabilidad de la formación, por consiguiente para un retorno de 15,2% en permeabilidad, la producción también se reducirá a un 15,2% de la producción actual Tomando para el escenario de evaluación el pozo Llanito 117, el cual durante este año ha presentado una producción promedio de 282 barriles por día activo, después de

aplicar la metodología la producción obtenida será aproximadamente de 42,8 Barriles por día activo.

Otra de las consideraciones tenidas en cuenta correspondió al espesor máximo de 8ft para aplicación de la metodología de consolidación química. De igual forma, se consideró un método de colocación con empaque y tubería.

A través de la tabla 50 se presenta la estadística de trabajos asociados al arenamiento realizados para el pozo Llanito 117. Por otro lado, la tabla 51 muestra los costos anuales de estos trabajos y el promedio de producción de crudo/día activo en el pozo para el año 2009. El precio del barril se determinó a través del costo de cotización promedio de este recurso por año; las cotizaciones promedio por año se presentan en la tabla 52.

Tabla 49. Producción de los intervalos candidatos a partir de las metodologías de control de arena evaluadas.

Intervalos evaluados	Alter.	TECNOLOGIA	PRODUCCIÓN INTERVALO (BAPD)	PRODUCCIÓN POZO (BAPD)
5410-5419	1	CONSOLIDACIÓN QUÍMICA	42,8	224,1
	2	FRACPACK	65,3	246,6
	3	GRAVEL PACK	23,1	204,4
	4	HRWP	37,6	218,9
	5	EXT PACK	49	230,3
	6	CONDICIONES ACTUALES	52,7	234,0
Intervalo 2				
6316-6328	1	CONSOLIDACIÓN QUÍMICA	42,8	242,1
	2	FRACPACK	43,1	242,4
	3	GRAVEL PACK	15,2	214,5
	4	HRWP	24,7	224,0
	5	EXT PACK	32,3	231,6
	6	CONDICIONES ACTUALES	34,7	234,0
Intervalo 3				
6596-6645	1	CONSOLIDACIÓN QUÍMICA	42,8	130,2
	2	FRACPACK	168,2	255,6
	3	GRAVEL PACK	59,6	147,0
	4	HRWP	97,2	184,6
	5	EXT PACK	126,1	213,5
	6	CONDICIONES ACTUALES	146,6	234,0

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

Tabla 50. Estadística de trabajos asociados al arenamiento realizados para el pozo Llanito 117.

AÑO	Nº TRABAJOS		Nº POZOS		DIAS INACTIVO
	CAMBIO BOMBA ARENADA		LIMPIEZA		
2007	0	1	0	1	0
2008	0	1	0	1	0
2009	0	1	4	1	65
TOTAL	0		4		65

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

Tabla 51. Costos anuales de estos trabajos y el promedio de producción de crudo/día activo en el pozo para el año 2009.

LLANITO 117				
AÑO	COSTOS TRABAJOS			TOTAL
	EQUIPO WO	DIFERIDA	HERRAMIENTAS	
01/01/2009				\$ 0
31/12/2009	\$ 294.840	\$ 555.750	\$ 36.800	\$ 887.390
(01/01/2009)-(01/12/2009)	\$ 294.840	\$ 555.750	\$ 36.800	\$ 887.390
COSTOS/AÑO	\$ 294.840	\$ 555.750	\$ 36.800	\$ 887.390
PROD PROM DIA ACTIVO AÑO (BAPD)			234	

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

Tabla 52. Cotización promedio del crudo por año.

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Cotización Promedio \$ Crudo/BI	15	15	18	20,7	14,58	20,73	24,55	45,58	64,91	45

Fuente. Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

9.1 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

Para la evaluación de alternativas disponibles se tuvo en cuenta el incremento de producción asociado a cada tecnología para un período de tiempo de 3 años; tiempo en el cual se realizará la proyección para evaluar el comportamiento de cada sistema de control de arena. Teniendo en cuenta la tasa de declinación para cada intervalo candidato de aproximadamente 1% y los días activos de producción promedio por día activo al año (BAPD) para el pozo Llanito 117; se evaluó la producción de cada alternativa según el precio promedio de cotización de crudo de 2009 (ver tabla 52), el cual es de US 45. Además, los cálculos realizados en esta evaluación corresponden a los 3 intervalos considerados. Los resultados de ingresos de ingresos totales para la tecnología de consolidación química se muestran la tabla 53, y corresponden al intervalo de 6596 – 6645, del cual se sacó el plug para realización de pruebas de consolidación química.

$$\text{Incremento Intervalo}_{\text{Prod metodología}} = \text{Prod.}_{\text{Metodología}} - \text{Prod.}_{\text{Cond.Actuales}}$$

$$\text{Prod del pozo}_{(\text{mensual})} = \text{Prod}_{\text{BAPD}} + \text{Incremento Intervalo}_{\text{Prod metodología}}$$

$$\text{Prod}_{\text{Mensual con metodología}} = \text{Prod del pozo}_{(\text{Mensual})} * \text{Día}_{\text{activo}}$$

$$\text{Ingresos}_{\text{Prod crudo}} = \text{Prod}_{\text{Mensual con metodología}} * \overline{\text{Precio}_{\text{crudo},2009}}$$

Tabla 53. Ingresos asociados a la producción de crudo según evaluación de 3 años.

ITEM	AÑO		
	1	2	3
Producción para Alternativa Mbbl	45570	40102	35289
Precios crudo USD\$/bbl	45	45	45
Ingresos crudo \$USDM	2050650	1804572	1588023
Ingresos Totales \$USDM	2050650	1804572	1588023
Tasa de declinación mensual	1%		
Producción MMbbl	130	115	101

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

9.1.1 OPEX

La evaluación también incluyó un OPEX que corresponde al lifting cost de aproximadamente 6 USD/bbl; de igual manera se determinaron las regalías en un 20% con base a los ingresos totales originados por intervalo y su respectivo margen operativo. Los cálculos de OPEX se presentan en la tabla 54.

$$OPEX_{Variable} = Lifting\ cost * Prod_{Mensual\ con\ metodología}$$

$$Total\ OPEX = OPEX_{Variable} + OPEX_{Fijo}$$

$$Regalías = Ingresos_{Prod\ crudo}$$

$$Total\ Costos_{(OPEX+Regalías)} = Total\ OPEX + Regalías$$

$$Margen\ Operativo = Ingresos_{Prod\ crudo} - Total\ Costos$$

Tabla 54. Cálculos de OPEX para la evaluación económica.

OPEX				
ITEM		AÑO		
		1	2	3
Opex variables, Lifting Cost (USD/Bbl)	6	273420	240610	211736
Opex fijos				
Total OPEX		273420	240610	211736
Regalias 20%, ingresos		410130	360914	317605
Total Costos (OPEX + REGALIAS)		683550	601524	529341
Margen Operativo (Utilidad operativa)		1367100	1203048	1058682

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

9.1.2 Depreciaciones, amortizaciones, impuestos e intereses

Con base en los costos estimados por implementación de la metodología asociados con equipos, servicios, personal de bombeo y materiales; así como en herramientas y estimado de movilización y teniendo en cuenta que la proyección se realizó por 3 años, fue necesario el cálculo de la depreciación de la metodología y las herramientas por cada año; cabe destacar que este cálculo se hizo para una tasa de depreciación del 15% anual sobre el costo estimado a los criterios mencionados anteriormente. Como solo se realizó una sola inversión inicial en el año 1, el cálculo de la depreciación se hizo con base en esta inversión y se tomó un valor fijo de depreciación para los siguientes años teniendo en cuenta la respectiva inversión inicial del año 1.

$$Depreciación = (Costos_{Tecnología} - Costos_{Herramientas}) * 15\%$$

De igual manera se realizó el cálculo de la amortización para los costos de actividades de workover por año, asumiendo una disminución del 75% de este tipo de actividades

de debido a la implementación de la metodología en la zona. Este valor de amortización se tomó constante para una proyección de 3 años.

$$\textit{Amortización} = \textit{Costos Equipo}_{wo} * 15\%$$

Con el fin de tener una idea más clara sobre la rentabilidad de la metodología implementada, se hizo el cálculo EBIT que corresponde a la utilidad antes del pago de los impuestos fijos. Este cálculo se hizo teniendo en cuenta las amortizaciones y las depreciaciones de la metodología.

$$\textit{EBIT} = \textit{Ingresos}_{\textit{Prod crudo}} - \textit{Depreciaciones} - \textit{Amortizaciones}$$

El monto de impuestos se determinó teniendo en cuenta el 33% sobre el valor de EBIT y la utilidad neta se calcula según la siguiente ecuación:

$$\textit{Impuestos} = \textit{EBIT} * 33\%$$

$$\textit{Utilidad Neta} = \textit{EBIT} - \textit{Impuestos} - \textit{Intereses}$$

En la tabla 55, se muestran los cálculos de depreciaciones, amortizaciones y taxes para la evaluación económica.

Tabla 55. Cálculos de impuestos para la evaluación económica.

DEPRECIACIONES, AMORTIZACIONES Y TAXES			
ITEM	AÑO		
	1	2	3
Depreciaciones	46500	46500	46500
Amortizaciones	22500	22500	22500
Total deducciones fiscales	69000	69000	69000
Utilidad antes de Impuestos e Interes (EBIT)	1298100	1134048	989682
Impuestos	33%	428373	374236
Utilidad Neta (EBIT - Impuestos - Intereses)	869727	759812	663087

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

9.1.3 CAPEX

Finalmente, se hizo el cálculo del CAPEX teniendo en cuenta los costos de la tecnología del equipo de workover y las herramientas; este rubro solo aparece para el año 1 dado que corresponde a la inversión inicial para el momento de implementación de la respectiva metodología. En la tabla 56 se presentan los resultados del CAPEX.

$$Total\ CAPEX = Costos_{Tecnología} + Costos_{Equipo\ WO} + Costos_{Herramientas}$$

Tabla 56. Resultados de CAPEX para evaluación económica.

CAPEX			
ITEM	AÑO		
	1	2	3
Tecnología	213000	0	0
% Incremento anual equipo WO	10%		
Equipo WO	150000	0	0
Herramientas	10000	0	0
TOTAL CAPEX	373000	0	0

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

El flujo de caja se muestra en la tabla 57; cabe destacar el cálculo del EBITDA (EBIT + Gastos no efectivos ó depreciaciones). De igual manera se determinó el flujo de caja libre del proyecto por año y el flujo de caja acumulado del proyecto para los 3 años de evaluación.

Tabla 57. Flujo de caja general para evaluación de metodología implementada.

FLUJO DE CAJA			
ITEM	AÑO		
	1	2	3
EBIT	1298100	1134048	989682
+ GASTOS NO EFECTIVOS (DEPRECIACIONES)	69000	69000	69000
EBITDA	1367100	1203048	1058682
- IMPUESTOS OPERATIVOS	-428373	-374236	-326595
-CAPEX	-373000	0	0
FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO	565727	828812	732087
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	565727	1394539	2126626

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

Los indicadores financieros para la evaluación de las metodologías se muestran en la tabla 58. Debe tenerse en consideración el valor de WACC del 15% anual; esto implica que solo podrán aceptarse aquellas metodologías cuya rentabilidad sea superior al 15% sobre el valor de la inversión total. Con base en el cálculo de la relación de Valor Presente Neto (VPN) con respecto al CAPEX (Inversión realizada correspondiente a los costos de implementación de la respectiva tecnología) se pudo determinar la eficiencia sobre la inversión.

Tabla 58. Indicadores económicos de la evaluación.

INDICADORES FINANCIEROS	
WACC	15%
Valor presente neto MUSD	\$ 1.599.997
Eficiencia sobre la inversión	\$ 4,29
Valor presente inversión	\$ 565.727

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

En la tabla 59 se presentan los resultados de la evaluación de cada tecnología a través de parámetros como VPN, VPI y relación Costo/Beneficio.

Tabla 59. Indicadores financieros para intervalo de evaluación (6596-6645).

INTERVALO 3 (6596-6645)						
INDICADORES FINANCIEROS						
	CONS. QUIMICA	GRAVEL PACK	HRWP	EXT PACK	FRAC PACK	COND. ACTUALES
WACC	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Valor presente neto MUSD	\$ 1.599.997	\$ 1.879.421	\$ 2.364.147	\$ 2.766.886	\$ 3.327.673	\$ 2.093.040
Valor presente inversión	\$ 565.727	\$ 310.000	\$ 384.000	\$ 401.000	\$ 460.000	\$ 1.076.636
Costo Beneficio	0,354	0,165	0,162	0,145	0,138	0,514

Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

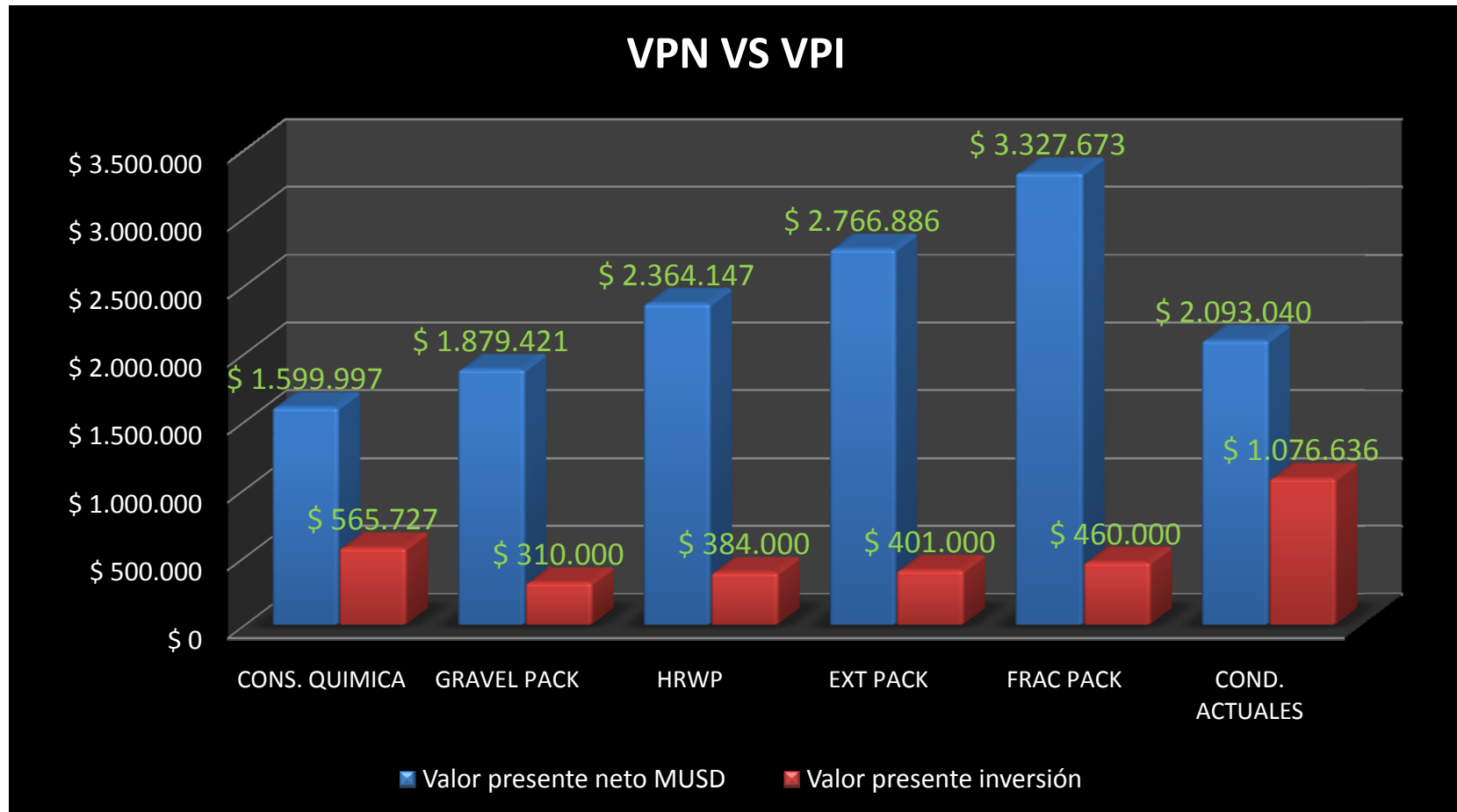
Como puede observarse, la consolidación química en comparación con las otras tecnologías no presenta una buena relación de costo beneficio ya que el VPI es alto con respecto al VPN asociado. Por otro lado se observa que a las condiciones actuales la relación de costo beneficio son las más altas, debido a la cantidad de intervenciones por problemas de arenamiento a las que está asociado el pozo Llanito 117 en sus intervalos productores; el VPI de las condiciones actuales tomó en consideración los días diferidos en los cuales permanecía el pozo cerrado mientras esperaba el inicio de la intervención y además tuvo en cuenta los costos asociados a las operaciones de workover consecuencia del fenómeno de arenamiento.

Los resultados de la evaluación económica realizada para el intervalo de interés se muestran en las figuras 94, 95 y 96.

En las figuras se comparan las diferentes alternativas de control de arena con las condiciones actuales; y de igual manera se analiza la viabilidad de aplicación de la consolidación química al determinar relaciones de costo/beneficio frente a las otras tecnologías de evaluación.

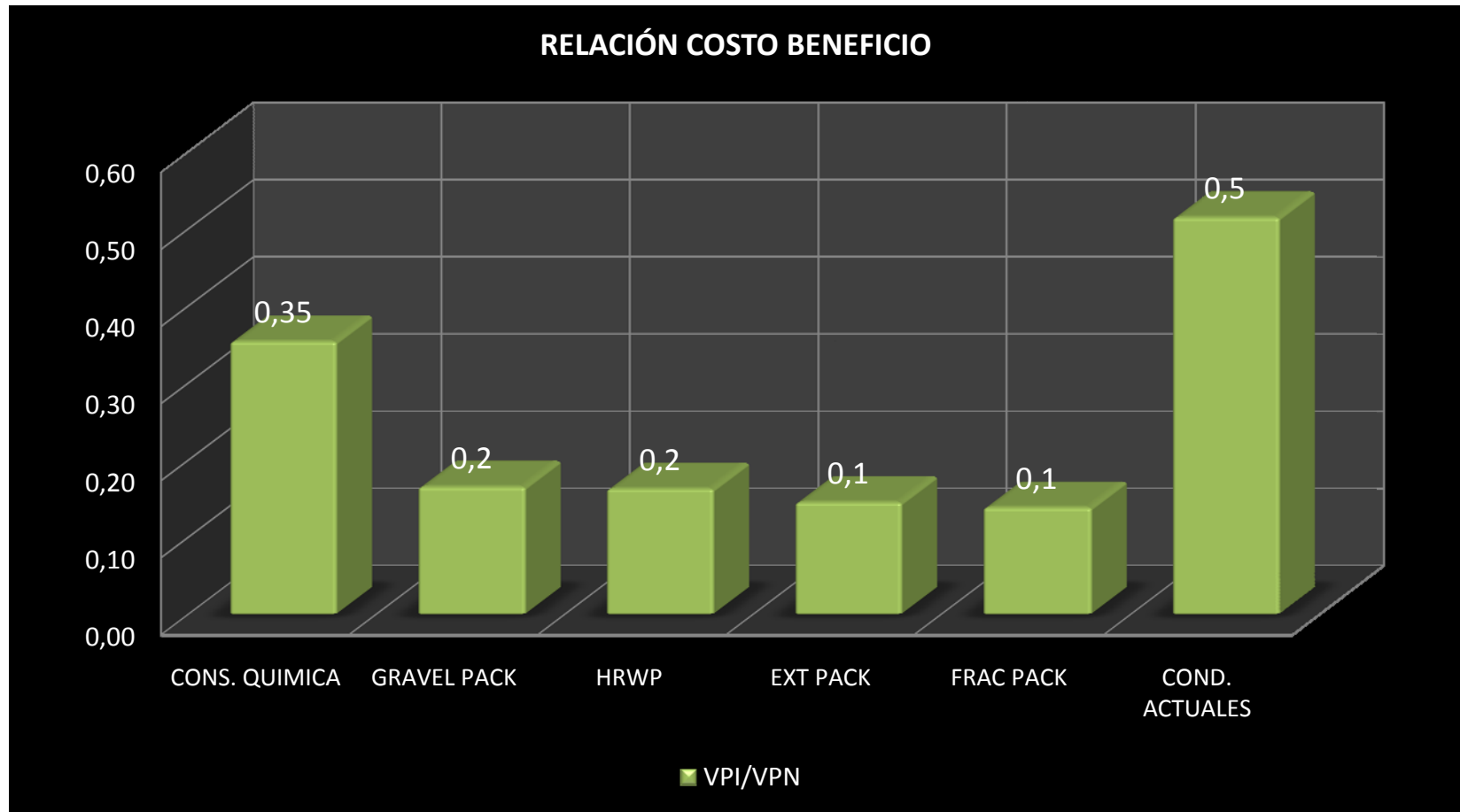
Como se observa en la figura 95, la consolidación química, presenta una relación costo/beneficio mejor que la presentada a condiciones actuales, sin embargo, al ser comparada con otras tecnologías como Extention Pack o Frac Pack no resulta viable debido a la disminución asociada a la implementación de esta tecnología en el pozo Llanito 117.

Figura 94. Comparación de VPN y VPI para alternativas de gerenciamiento y/o control de arena.



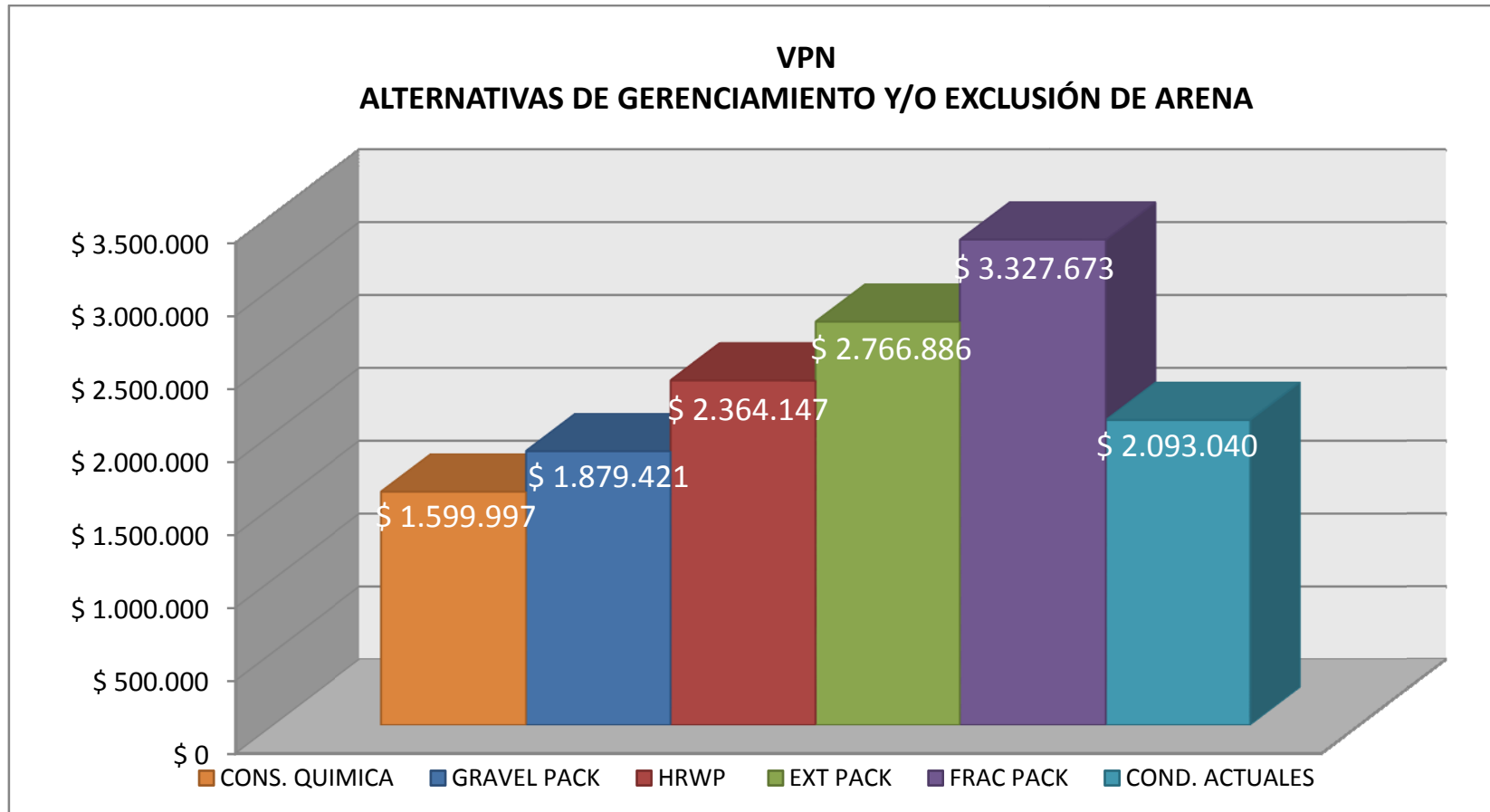
Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010.

Figura 95. Relación Costo/Beneficio para alternativas de gerenciamiento y/o exclusión de arena.



Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010

Figura 96. Comparación de VPN para diferentes alternativas de gerenciamiento y/o exclusión de arena en el intervalo productor del pozo Llanito 117.



Fuente: Proyecto de Control de Arena. ICP- Ecopetrol 2010

CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta que la prueba realizada en el plug extraído del intervalo productor del pozo Llanito 117 como la representativa de la efectividad del tratamiento de consolidación en las formaciones caracterizadas, se tiene que la metodología conlleva a una pérdida de la permeabilidad del 84,8%; por tanto para la formación Mugrosa no es conveniente a aplicación de un tratamiento de consolidación química.

Mediante las pruebas realizadas con plugs sintéticos se logró optimizar la metodología de la consolidación química hasta obtener los parámetros adecuados con base en la caracterización de la formación Mugrosa, y de esta manera realizar los ensayos finales en esta arena, sin embargo, la aplicación de la metodología a estas condiciones reales no mostró el resultado esperado en la permeabilidad.

La presencia de material arcilloso, específicamente esmectita afecta gravemente el desempeño del tratamiento de consolidación química, ya que con una cantidad del 5% en peso se generan muy bajas permeabilidades y una disminución considerable de la resistencia a la compresión.

Para la arena 70/100, la cual presenta un buen sorting, el valor de UCS generado después de la aplicación de la metodología refleja que el tratamiento es efectivo en la obtención de una buena cohesión partiendo de una in consolidación del 100%, además en vista de que la matriz resinada presenta una alta plasticidad se hace más complicada la generación de una falla por corte que desencadene el problema del arenamiento.

De las muestras consolidadas, el menor valor de tasa crítica de daño por finos lo presenta el plug 85/10/5, con el mayor contenido de arcilla esmectita; pese a esto la

diferencia entre estas tasas de las muestras consolidadas y la arena sin consolidar es significativa. Por tanto se puede considerar una ventaja de la metodología la acción restrictiva ejercida sobre los finos.

En las pruebas de microscopía electrónica de barrido se observó una tendencia de acumulación de la resina hacia la parte radial externa, y una mayor limpieza hacia la parte central o eje del plug, sin embargo este efecto se da por la configuración del montaje de la prueba y la reología, a nivel de yacimiento, se espera una distribución más homogénea ya que la resina no encontrará límites físicos en este medio.

Debido a los resultados de la caracterización mineralógica realizada para las muestras de la formación Mugrosa se decidió utilizar la resina SandTrap 225 ya que al ser de tipo epóxica no genera agua como subproducto en la reacción de polimerización que pueda reaccionar con las arcillas presentes, adicionalmente, al tratarse de un proceso de cubrimiento de grano internamente catalizado, no hay que aplicar espaciador entre la resina y el catalizador.

De acuerdo a la evaluación económica realizada; la consolidación química no es viable con respecto a otras tecnologías como Frac Pack y HRWP. Por otro lado, con base en las relaciones costo/beneficio, se observó que el desarrollo de la metodología de consolidación en el intervalo de 6596 – 6645 es más viable que continuar con las condiciones actuales de producción; ya que la relación C/B de la consolidación química es 0,35, comparada con la relación de 0,5 de las condiciones actuales.

RECOMENDACIONES

Para dar continuidad a esta investigación se recomienda seguir las pruebas con corazones de la formación en estudio, Mugrosa, con un mejor estado de consolidación y/o preservación, ya sean provenientes de pozos de otro campo con características geológicas similares, en vista de que este estudio abarcó hasta la influencia de la mineralogía de la formación en el estado crítico de no consolidación (valor nulo de resistencia mecánica) por la falta de disponibilidad de corazones con buena consolidación.

Se recomienda a las empresas que proveen la resina la creación de un producto que elimine la resina de las líneas de los equipos de laboratorio de una forma eficiente, en vista de que al realizar las pruebas de desplazamiento en el equipo “Permeámetro estado no estable” del laboratorio de Tecnologías Operacionales (TOP) del ICP, ocurrió taponamiento de las líneas como consecuencia del curado de la resina. Cuando se implementa en campo, por ser un proceso internamente catalizado, la resina generará una delgada película sobre la superficie de la cara interna de la tubería usada.

Las mediciones de la porosidad y permeabilidad deben aproximarse bajo las condiciones de esfuerzo original in situ para que los resultados tengan una mayor representatividad, dado que las implementadas en laboratorio son comúnmente de carga hidrostática.

Las arenas del campo Llanito al presentar una alta heterogeneidad en cuanto al tamaño de grano y contenidos significativos de arcilla, requieren métodos de control como el Frac Pack, Extention Pack y HRWP. La aplicación de las resinas se ve dificultada por la posibilidad de generar una distribución no uniforme del polímero al no hacer contacto con las zonas de baja permeabilidad.

Para el empleo de esta metodología en campos con historial de arenamiento ó arenamiento incipiente se recomienda el empleo de esta metodología para pozos o intervalos nuevos, dado que para pozos que ya han producido arena se debe emplear un completamiento con grava resinada para llenar los espacios vacíos por efecto de la producción de sólidos.

BIBLIOGRAFIA

ACOCK, A.; *et al.* Practical Approaches to Sand Management. In: Oilfield Review, Spring 2004.

ACOCK, Andrew et al. Métodos de Producción de Arena sin Sedazos. En: Oilfield Review. Schlumberger; Verano de 2003

AMAEFULE, Jude O and MARSCHALL, David M. Analysis of Unconsolidated (Soft) Sediment Core and Applications of the Data for Reservoir Description and Exploitation. s.l.: Western Atlas International, Core Laboratories, 1989. Version 1.3/10-89.

ARIAS GOMEZ, Carlos y JIMÉNES CASTRO, Laureano; Estimación de la Tasa Crítica para el Control de Daño a la Formación Originado por Migración de Finos en los Campos Gala y Llanito. Bucaramanga, 2009. 175 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ARIZA L. Emiliano; VARGAS T. Jesús. Control de producción de Arena Mediante el Uso de Resinas en el Campo Casabe. Bucaramanga, 1989, 279 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

BLYTH, F.G.H. Geología Para Ingenieros. Compañía Editorial Continental, Mexico 1998. p.174.

Bruno, M.S Bovber, C.A., and Meyer. R.F.1996. Some Influences of Saturation and Fluid Flow on Sand Production: Laboratory and Discrete Element Model Investigation. Paper SPE 36534.

BUSCH, R.M y TASSA, D. Laboratory Manual In Physical Geology. Mercian Geological Institute & National Association of Geology Teachers, Macmillan Publishing Company. New York. 1990.

CABALLERO, Víctor Manuel; CRUZ, Luis E.; CASTRO, Eduardo.

Capitulo 5: Manual De Laboratorio: Geología Física 2005. Universidad Industrial De Santander. Identificación De Rocas Sedimentarias En Muestras De Manos. 2005. P. 61 – 67.

CARDENAS, Jorge Lopez; VENKITARAMAN, Adi; Schlumberger. Sand Management Solutions; Septiembre de 2003.

CARREÑO, Ana María; Análisis Mineralógico Pozo Llanito-117. ICP: Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios - Laboratorio de DRX. INFORME ICP-UST-ID153-08-124. Piedecuesta-Santander, 2008.

CARREÑO, Ana María; Análisis Mineralógico Pozo Llanito-117. ICP: Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios - Laboratorio de DRX. INFORME ICP-UST-ID153-09-039. Piedecuesta-Santander, 2008.

CARVAJAL, Yenny Mabel. “Reporte de resultados pruebas uniaxiales UCS grava 70/100”. Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios - Laboratorio de mecánica de rocas. INFORME ICP-UST-151-F015. Ecopetrol – ICP. Piedecuesta, enero de 2010.

CARVAJAL, Yenny Mabel. “Reporte de resultados pruebas uniaxiales UCS grava 85/10/5”. Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios - Laboratorio de mecánica de rocas. INFORME ICP-UST-151-F015. Ecopetrol – ICP. Piedecuesta, enero de 2010.

DEES, J. M. and HANDREN J.M. A New Method of Overbalanced Perforating and Surging of Resin for Sand Control”, SPE Paper 26545, Journal of Petroleum Technology. 1994, p. 431 – 435. N

ECOPETROL – INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO; Datos Históricos de producción Gala – Llanito, Base de datos.

ECOPETROL –ICP; Evaluación Preliminar De Tratamientos De Halliburton Para Consolidación Química De Arenas, Llanito, Laboratorio de química de producción. INFORME ICP-UST-ID0152-09-139. Piedecuesta, noviembre de 2009.

ECOPETROL – ICP; Análisis SEM-EDX Consolidación Química Plug Sintéticos, Laboratorio de SEM. Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorio. Area de petrofísica. INFORME ICP-UST–ICP-F-0154-10-27. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, marzo de 2010.

ECOPETROL, SUPERINTENDENCIA DE MARES. Prognosis - Campaña De Perforacion Llanito- Gala- Cardales Vigencia 2007. Bogotá, 2007.

ESCOBAR, Martín. “Evaluación de Consolidación Química en Grava 20/40 y 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, enero de 2010.

FJAER, Erling *et al.* Petroleum Related Rock Mechanics. Second Edition. Hungary: Elsevier. 2008. 343 p.

HERNANDEZ, Ruby L. GOYENECHÉ, Jessica. Predicción de la producción de Arena En El Campo Maduro Del Valle Medio Del Magdalena “Llanito”, A Partir De Las Propiedades Petrofísicas Y Geomecánicas De Las Formaciones Productoras. Bucaramanga, 2009. 179 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad

Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO; Manual de Operación del Equipo Permeámetro en Estado no Estable. Piedecuesta – Santander.

JAIMES D, YVONNE Modelo Estratigráfico Del Área Norte Del Campo Llanito Aplicado A Las Formaciones Mugrosa Y Colorado, Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena. Colombia. 2007. 119 p. Trabajo de grado (Geólogo). Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología.

MADERO P. HERNAN Modelo Estratigráfico Para Las Arenas De La Formación Mugrosa En Área Piloto Del Campo Llanito. Empresa Colombiana del petróleo – Unidad de Investigación, Piedecuesta – Santander, 2007.

Ministerio de Minas - Hidrocarburos // [http: www.minminas.gov.co](http://www.minminas.gov.co)

NGUYEN, P. D.; IMGRAM S. R. and GUTIERREZ, M; Maximizing Well Productivity Through Water and Sand Management – A Combined Treatment. SPE 106592. 2007.

NGUYEN, P.D. Methods for forming a permeable and Stable Mass in a Subterranean Formation. United States Patent 6997259. 2006.

NOURI, Alireza; VAZIRI, Hans and BELHAJ, Hadi. Sand Production Prediction: A New Set Of Criteria For Modeling Based On Large-Scale Transient Experiments And Numerical Investigation. Paper SPE 90273. Texas, 2004

ODOÑEZ R, Aníbal. Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduro De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo. Grupo Campos Maduros ICP Informe Técnico de Proyectos. Bucaramanga, 2006.

OYENEYIN, M. Babs *et al.* Intelligent Sand Management; SPE 98818. Nigeria, 2005.

PARDO, Alfonso; Rocas Generadas en el Ciclo del Oxígeno, Rocas Sedimentarias [online]. España, 2003. Actualizado el 21 de abril de 2003. Disponible en la red global mundial:<http://profesores.sanvalero.net/~w0548/sedimentarias.html>.

PENBERTHY, W.L. & SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control, SPE Series on Special Topics; Volume 1, Chapter 11: Plastic Consolidation Principles. P. 65 – 71. Society of Petroleum Engineers; Richardson, TX, 2002.

PÉREZ, José Ramón; Presentación, Sedimentología aplicada al control de arena., Schlumberger Completions. Bucaramanga, 30 de abril de 2009.

ROJAS, Jorge Alberto. “Evaluación de Consolidación Química en Grava 20/40 y 70/100 con Resina Polimérica Sandtrap225 Área de Tecnologías Operacionales – Laboratorio de daños a la formación. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta, octubre de 2009.

SEMANA TÉCNICA INTERNACIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS (11^a: 2008: Bucaramanga). Curso de Sand Control, Manejo y Tratamiento De Arenas. Universidad Industrial de Santander (UIS) Bucaramanga, 2008.

TALAGHAT, M.R.; ESMAEILZADEH, F.; MOWLA, D.; Sand Production Control by Chemical Consolidation, Journal of Petroleum Science and Engineering (JPSE), 2007.

TIFFIN, D. L.; KING, G. E *et al*; New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437; 1998.

TRONVOLL, J; *et al.* The Tools of Sand Management. SPE 71673. New Orleans, 2001.

VASQUEZ H, Andrés R, Introducción a la Geomecánica Petrolera, capítulo 19; V.V.A. Consultores, C.A.; Caracas, Venezuela; 2001.

WILSON, S.M *et al.* New Model For Predicting The Rate Of Sand Production. Paper SPE/ISRM 78168. Texas, 2002.

WU B.; TAN, C. P.; and LU N; Effect of Water Cut and Sand Production - An Experimental Study; SPE 92715, Indonesia, 2005.

WU, B *et al.* Effect of Water Cut on Sand Production - An Experimental Study, SPE 92715. Indonesia, 2005.

ZOBACK M.D *et al.*, Determination of Stress Orientation And Magnitude In Deep Wells; Stanford University; USA; 2003.