

**POTENCIAL DE LA TECNOLOGÍA DE NANOPARTÍCULAS PARA  
CONTROLAR LA MIGRACIÓN DE FINOS EN EL MEDIO POROSO**

**JEISSEN ESTEBAN POLO PADILLA  
JHON WILLIAMS FIGUEROA OREJARENA**



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

**2013**

**POTENCIAL DE LA TECNOLOGÍA DE NANOPARTÍCULAS PARA  
CONTROLAR LA MIGRACIÓN DE FINOS EN EL MEDIO POROSO**

**JEISSEN ESTEBAN POLO PADILLA  
JHON WILLIAMS FIGUEROA OREJARENA**

**Trabajo de Grado como requisito para optar al título de  
Ingeniero de petróleos**

**Director**

**M sc MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS**

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

**2013**

## DEDICATORIA

*“Uno es lo que es hoy, y no lo que fue ayer o será mañana”*

*A Dios.*

*Por darme las fuerzas y la fe necesaria para llegar hasta este punto y brindarme salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.*

*A mi madre Ligia*

*Por haberme apoyado en todo momento, ofreciéndome motivación y comprensión constante que me ha permitido ser una persona que le será útil a la sociedad, pero más que nada, por su amor.*

*A mi padre Arnulfo.*

*Por sus valiosos consejos y su magnífica forma de hacerme entender que uno de los aspectos más importantes para que un ser humano consiga su felicidad es la preparación educativa y la responsabilidad en todo lo que se proponga en realizar.*

*A mis familiares.*

*A mi hermano Rhay por ser el ejemplo de un hermano mayor y de el siempre aprendo muchas cosas para mi vida, además por su gran apoyo en estos momentos; a mi Hermanita Kharem que quiero mucho y me ha dado cariño y risas, mi nonita Paulina que fue un gran apoyo en nuestros momentos difíciles.  
Kareyssa y Alessandra sobrinas consentidas.*

*A Laydy.*

*Por ser mi compañía incondicional y brindarme su cariño, en el cual he aprendido lo importante que es el amor como una fuente creadora de ánimo y fortaleza para conseguir un objetivo.*

*A mis amigos.*

*¡Gracias a ustedes!*

JHON WILLIAMS FIGUEROA OREJARENA

*A mi madre querida Janeth Padilla que gracias a su gran esfuerzo y apoyo incondicional he podido obtener este gran logro, sin ella no sería la persona que soy hoy.*

*A mis abuelas que desde el cielo sé que están felices por poder conseguir este objetivo en mi vida y sé que aunque no estén a nuestro lado aún eran por todos nuestros familiares.*

*A mis hermanas Liney, Stephania y Andreita por brindarme su apoyo incondicional.*

*A mi padre Manuel Polo sé que a todos sus hijos siempre los tiene presente en la mente y el corazón.*

*A todos mis familiares en general que no nombro uno a uno ya que es una lista bastante extensa, les agradezco.*

*Al viejo John Williams y mi hermano Eusebio Orozco, vamos a conquistar el mundo.*

*A todos los amigos que hicieron más entretenido y divertido este camino, viejo Jimmy, Andersen, kk, Oscar, Machero Noob, William, Julian, Were, Papi, Renzo, Manuel, Polo, Ernesto, Pedro, Chigui, Nx, Marcos, Naty, Lineth, Nana, Carlos Mario, Regue, lucky, Mike, hizuko y a los demás que se me queden por fuera muchas gracias por brindarme su compañía y Amistad a lo largo de la carrera.*

*Jeissen Esteban Polo Padilla*

*Los que dicen que es imposible no deberían molestar a los que lo están haciendo "*

*A. E*

## AGRADECIMIENTOS

Deseamos expresar nuestros más sinceros agradecimientos:

**Msc Manuel Cabarcas**, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y director de nuestro proyecto, por su ayuda y consejos para poder desarrollar a cabalidad nuestra tesis.

**Ing. Hernando Buendía**, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS-Guatiguara, por sus excelentes aportes en cuanto a la realización del proyecto y además por distintas sugerencias y recomendaciones.

**Ingeniero y amigo Héctor Acuña**, por su valiosa colaboración.

**A la Sociedad de Ingenieros de Petróleos, SPE**, por su excelente base de datos.

A Juan Diego, Camilo, Oscar, Camilo D, Machero, Rhay, Sebas, Jorge, Ebric, y a todos aquellos que consideren que deben estar en estas líneas, por ser un apoyo fundamental tanto académica como anímicamente.

**La Universidad Industrial de Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por habernos dado las bases que nos serán de utilidad en el futuro.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	25
1. GENERALIDADES DE DAÑO A LA FORMACIÓN	27
1.1 ÍNDICE PRODUCTIVIDAD	27
1.2 DEFINICIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN	29
1.2.1 Origen del daño de formación.	31
1.2.1.1. Daños durante la perforación.	31
1.2.1.2. Invasión del filtrado del lodo.	32
1.2.1.3. Daños en la operación de cementación.	33
1.2.1.4. Daños causados durante las operaciones de completamiento.	34
1.2.1.5. Daños causados durante las operaciones de workover.	34
1.2.1.6. Daños causados durante las operaciones de estimulación.	35
1.2.1.7. Daños causados durante el proceso de producción.	35
1.2.1.8. Daños causados durante procesos de inyección de agua o gas	36
1.2.2 Mecanismos de daño de la formación.	36
1.2.2.1 Daño de formación mecánico.	38
1.2.2.2 Mecanismos de daño químico.	39
1.2.2.3 Mecanismos de daño biológicos.	39
1.2.2.4 Mecanismos de daño térmico.	40
1.2.3 Métodos para identificar la presencia de daño de formación en el pozo.	40
1.2.3.1 Análisis de pruebas de presión.	40
1.2.3.2 Pruebas de restauración de presión con tubería de perforación DST.	42
1.2.3.3 Análisis Nodal.	44
1.2.3.4 Registros de resistividad.	45
1.2.3.5. Revisión del historial de perforación, completamiento y workover.	46

1.2.3.6. Revisión del historial de producción.	47
1.2.3.7. Análisis de estimulaciones previas.	48
1.2.3.8 Comparación con el comportamiento de los pozos vecinos.	48
1.2.4 Valoración e impacto del daño.	49
2. MIGRACIÓN DE FINOS EN EL MEDIO POROSO	52
2.1 ¿QUÉ SON LOS FINOS?	52
2.1.1.1. Las arcillas.	56
2.1.2 Factores que influyen en el desprendimiento y migración de finos.	58
2.1.3 Fuerzas efectivas entre los finos y las superficie de los poros.	63
2.1.3.1 Fuerzas relacionadas con mecanismos de desprendimiento.	63
2.1.3.2 Fuerzas relacionadas con los mecanismos de transporte.	66
2.1.3.3 Fuerzas relacionadas con los mecanismos de fijación.	68
2.1.4 Total de energía de interaccion entre los finos y la superficie.	69
2.1.5 Proceso de movilizacion/depositacion de partículas finas.	72
2.1.5.1 Proceso interno	72
2.1.5.2 Procesos externos.	73
3. MÉTODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE MIGRACIÓN DE FINOS AL INTERIOR DEL MEDIO POROSO.	75
3.1. ESTIMULACIÓN DE POZOS	75
3.1.1 Estimulación matricial.	78
3.1.1.1. Estimulación matricial no reactiva.	79
3.1.1.2 Estimulacion matricial reactiva.	79
3.1.1.2.1 Fluidos usados en acidificación.	81
3.1.1.2.1.1. Sistemas ácidos.	82
3.1.1.2.1.1.1 Sistemas ácidos convencionales.	82
3.1.1.2.1.1.1.1. Ácido Clorhídrico (HCL).	83
3.1.1.2.1.1.1.1.2 Ácido fluorhídrico (HF).	84
3.1.1.2.1.1.1.3. Acido acético (CH3COOH).	86

3.1.1.2.1.1.4. Ácido fórmico (HCOOH).	86
3.1.1.2.1.2 Sistemas ácidos no convencionales.	87
3.1.1.2.1.2.1 Self Generation Mud Acid (SGMA).	87
3.1.1.2.1.2.2 Lodo ácido secuencial.	88
3.1.1.2.1.2.3 Mud Acid retardado con cloruro de aluminio.	89
3.1.1.2.1.2.4 Mud Acid Organico.	89
3.1.1.2.1.2.5 Acido fluoborico (HBF <sub>4</sub> ) –CLAY ACID™.	89
3.1.1.2.2 Selección de pozos candidatos.	91
3.1.1.2.2.1 Recopilación de la información.	91
3.1.1.2.2.2 Análisis de la información.	93
3.1.1.2.2.3 Preselección de candidatos.	93
3.1.1.2.2.4 Identificación de problemas en los pozos seleccionados.	94
3.1.1.2.2.5 Selección de pozos viables para un tratamiento de acidificación.	94
3.1.1.2.3 Selección de fluidos de acidificación.	95
3.1.1.2.4 Procedimiento básico para el tratamiento de estimulación matricial reactiva.	98
3.1.1.2.4.1 Tubing pickling (lavado de tubería).	99
3.1.1.2.4.2 Fluido de prelavado.	99
3.1.1.2.4.3 Reducción de minerales de hierro.	100
3.1.1.2.4.4 Preflujo ácido.	100
3.1.1.2.4.5 Tratamiento principal.	100
3.1.1.2.4.6 Post- flujo o fluido de desplazamiento.	102
3.1.2 Fracturamiento.	103
3.1.2.1 Conductividad de la fractura.	105
3.1.2.2 Diseño para el tratamiento de fracturamiento.	105
3.1.2.3 Tipos de fluidos para el proceso de fracturamiento.	108
3.1.2.3.1 Fluidos a base acuosa.	109
3.1.2.3.2. Fluidos a base de Súper Geles.	110
3.1.2.3.3. Fluidos Base Petróleo.	110
3.1.2.3.4. Fluidos a Base de Poli-emulsión.	111

3.1.2.3.5. Espumas.	111
3.1.2.4 Equipos a usar para un fracturamiento hidráulico.	112
4. TECNOLOGÍA DE NANOPARTÍCULAS PARA EL CONTROL DE MIGRACIÓN DE FINOS	115
4.1 NANOTECNOLOGÍA	115
4.1.1 Estado y dinámica de la nanotecnología a nivel mundial	116
4.1.2 Nanopartículas y nanoestructuras.	117
4.1.3 Características relevantes de las nanopartículas	117
4.1.3.1 Alta densidad superficial de masa.	117
4.1.3.2 Equilibrio meta-estable.	119
4.1.4 Propiedades de las nanopartículas.	120
4.1.4.1 Reactividad.	120
4.1.4.2 Conductividad.	120
4.1.4.3 Propiedades eléctricas.	121
4.1.4.4 Propiedades térmicas.	121
4.1.4.5 Difusión.	121
4.2 LA NANOTECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA PETROLERA	122
4.2.1 Exploración.	122
4.2.2 Perforación.	123
4.2.3 Producción.	123
4.2.4 Recobro mejorado (EOR).	124
4.3 NANOTECNOLOGÍA APLICADA A LA REDUCCIÓN O MITIGACIÓN DE LA MIGRACIÓN DE FINOS EN EL MEDIO POROSO	126
4.3.1 Descripción de la tecnología.	127
4.3.2 Rasgos distintivos de la tecnología.	128
4.3.3. Nanopartículas usadas junto con el proceso de fracturamiento.	128
4.4 PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES UTILIZADOS EN EL ESTUDIO DE LAS NANOPARTÍCULAS.	131
4.4.1 Trabajo experimental presentado en SPE 144196.	132

4.4.1.1. Procedimientos experimentales.	132
4.4.1.1.1. Primer conjunto de pruebas experimentales	132
4.4.1.1.2. Segundo conjunto de pruebas experimentales.	133
4.4.1.2. Resultados y discusión	134
4.4.1.2.1. Primer conjunto de pruebas (selección de nano partículas).	134
4.4.1.2.2. Segundo conjunto de pruebas.	137
4.4.1.3. Efectos de la concentración de nanopartículas.	139
4.4.1.4. Efecto de la rata de inyección.	143
4.4.1.5. Calculo de la energía de interacción total.	144
4.4.1.6. Conclusión del experimento.	147
4.4.2.1. Pruebas del agente de sosten-procedimiento.	148
4.4.2.2. Pruebas de la conductividad del propant y medida de la turbidez del efluente.	150
4.4.2.3. Conclusiones del experimento.	153
4.4.3. Análisis de las nano partículas en ambientes orgánicos e inorgánicos-SPE 155213	153
4.4.3.1. Materiales.	153
4.4.3.2. Procedimiento experimental.	155
4.4.3.3. Resultados y discusión.	155
4.4.3.4. Observaciones	160
4.4.3.5. Uso de diesel como dispersante de nanopartículas.	161
4.4.3.6. Efecto de la tasa de flujo en la migración de finos.	162
4.4.3.7. Deducciones obtenidas a partir del analisis experimental	162
4.4.3.8. Recomendaciones para el uso de nanopartículas.	163
5. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS METODOS CONVENCIONALES VS EL USO DE NANOPARTÍCULAS.	164
5.1 COMPARACIÓN DE DAÑOS OPERACIONALES.	164
5.2 COMPARACIÓN DE RIESGOS AMBIENTALES Y DE SALUD	165
5.3 ANÁLISIS COMPARATIVO POST-OPERACIONAL	171

5.4 COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA	173
5.5 DETERMINACIÓN IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)	175
5.6 ESTIMACIÓN DE COSTOS	176
5.7 REDUCCIÓN DE DAÑO ASOCIADO A LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO USANDO NANO PARTÍCULAS.	180
5.8 COMPARACIÓN BARRILES INCREMENTALES ACUMULADOS POR AÑO CON EL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL Y EL TRATAMIENTO DE NANO PARTÍCULAS.	187
5.9 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y SIMULACIÓN MONTECARLO	189
CONCLUSIONES	197
RECOMENDACIONES	200
BIBLIOGRAFÍA	201
ANEXOS	208

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Ocurrencias y consecuencias en la perforación.	32
Tabla 2. Ocurrencias y consecuencias por filtrado del lodo.	33
Tabla 3. Comparación de propiedades de pozos vecinos.	49
Tabla 4. Contenido de minerales en rocas sedimentarias.	55
Tabla 5. Fuerzas y efectos en la migración de finos	69
Tabla 6. Constantes para Ecuaciones	72
Tabla 7. Guía general para seleccionar la estimulación matricial.	79
Tabla 8 Ventajas y Desventajas del uso de HCl	84
Tabla 9. Métodos de control de precipitados con el uso de HF	85
Tabla 10. Ventajas y Desventajas del uso de HF	85
Tabla 11. Ventajas y Desventajas del uso de CH <sub>3</sub> COOH	86
Tabla 12. Ventajas y Desventajas del uso de HCOOH.	87
Tabla 13. Ventajas y Desventajas del uso de Mud Acid	89
Tabla 14 Ventajas y Desventajas del uso de HBF <sub>4</sub> –Clay Acid™	90
Tabla 15. Ácidos recomendados para tratamientos matriciales.	95
Tabla 16. Fluidos utilizados en tratamientos matriciales.	96
Tabla 17. Guía general de acidificación en areniscas.	101
Tabla 18. Aplicaciones de la nanotecnología en la industria petrolera	125
Tabla 19. Finos analizados	132
Tabla 20. Eficiencia de adsorción	135
Tabla 21. Propiedades petrofísicas del medio poroso.	137
Tabla 22. Parámetros seleccionados y sus respectivos niveles.	138
Tabla 23. Condiciones de las pruebas.	138
Tabla 24. EDAX análisis de granos extraídos por las pruebas 1 y 2.	140

Tabla 25. Velocidades seleccionadas para el flujo de fluidos dentro del medio poroso tratado.	143
Tabla 26. Potencial entre distancias de 1-5 nm	146
Tabla 27. Propiedades de las nano partículas usadas.	154
Tabla 28. Propiedades del petróleo.	154
Tabla 29. Resultado de tasas experimental en ausencia de crudo	156
Tabla 30. Resultados experimentales con presencia de crudo.	157
Tabla 31. Comparación posibles daños en tratamientos de estimulación	164
Tabla 32 Comparación de riesgos a la salud de las nano partículas frente a un tratamiento común de acidificación.	166
Tabla 33 Riesgos de accidentalidad debido a ignición de los ácidos convencionales frente a nano partículas.	167
Tabla 34. Accidentalidad de ácidos y nano partículas	168
Tabla 35. Riesgo ambiental del uso de nano partículas y ácidos en el medio poroso.	169
Tabla 36. Evaluación aspectos generales	170
Tabla 37. Comparación Técnica métodos convencionales vs nano partículas.	172
Tabla 38 Análisis Pozo Parahuacu 5	174
Tabla 39 Datos Pozo PARAHUACU 5	175
Tabla 40 Servicio Coilded Tubing	177
Tabla 41. Costo estimulación química	177
Tabla 42. Costos Estimados tratamiento Nano partículas.	179
Tabla 43. Reducción del daño y aumento del caudal con estimulación matricial reactiva- estimados.	182
Tabla 44. Reducción del daño y aumento del caudal con nano partículas adheridas al agente de soporte	184
Tabla 45. Análisis financiero estimulación química	188
Tabla 46. Análisis financiero usando nano partículas.	188
Tabla 47. Rango de reducción de daño estimado para los tratamientos	190
Tabla 48 Análisis de sensibilidad	195

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Caídas de presión en el flujo hacia el pozo.	31
Figura 2. Clasificación y orden de los mecanismos de daño de formación.	37
Figura 3. Comportamiento de la presión en grafico semi-log según Horner	41
Figura 4. Análisis Nodal del Sistema de Producción	44
Figura 5. Curvas de afluencia para un pozo.	45
Figura 6. Dual laterolog Halliburton.	46
Figura 7. Reporte de eventos para el Campo XYZ.	47
Figura 8. Matriz de areniscas.	54
Figura 9. Partículas Finas en el medio poroso.	59
Figura 10. Energía neta de interacción como una función de la separación de las partículas.	60
Figura 11. Fuerzas Electroestáticas de doble capa	65
Figura 12. Diferentes procesos de las partículas	74
Figura 13. Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza de pozo, durante una prueba de admisión a la formación.	78
Figura 14 Acidificación Matricial de Areniscas	81
Figura 15. Metodología para seleccionar fluidos para el tratamiento matricial.	97
Figura 16. Técnica de estimulación matricial reactiva en areniscas.	99
Figura 17. Comportamiento semi-ideal de presiones y caudales	107
Figura 18. Diagrama de fracturamiento hidraulico.	113
Figura 19. Empaquetamiento con agente de sosten	127
Figura 20. Inicialmente las partículas finas entrando al Agente de sosten.	130
Figura 21. Después de varios meses (3) de producción los finos de formación cerca de la cara del pozo.	130

Figura 22. Finos fijados y/o estabilizados por un tratamiento de NPs en el agente de sosten.	131
Figura 23. Primera Etapa Experimental.	133
Figura 24. Segunda parte Experimental	134
Figura 25. Perlas de vidrio recubiertas con nano-fluidos de MgO	135
Figura 26. Finos adsorbidos sobre la superficie de las perlas de vidrio (264X).	136
Figura 27. Una vista cercana de finos absorbidos y nano-partículas de MgO sobre la superficie de las Perlas de vidrio.	136
Figura 28. Muestra de Efluente de experimento 1 (Der.-Exp. referencia), Muestra de Efluente de experimento 2 (Izq.).	139
Figura 29. Finos atrapados en la superficie de las perlas de vidrio sin tratamiento.	141
Figura 30. Finos atrapados en la superficie de las perlas de vidrio tratadas con NPs de MgO.	141
Figura 31. Una vista cercana de finos absorbidos en presencia de NPs de MgO.	142
Figura 32. Concentración de Finos en el efluente Vs Concentración de NPs.	142
Figura 33. Concentración de Finos en el efluente Vs Rata de Inyección	144
Figura 34. Energía total Adimensional Vs distancia de separación para diferentes concentraciones de NPs, considerando los efectos hidrodinámicos a 800 cc/hr.	145
Figura 35 Energía total de Interacción Adimensional Vs distancia de separación.	147
Figura 36. Aparato de la prueba (izquierda), Solución de 2500 ppm de finos de formación (centro), Efluente final del tratamiento con NPs (derecha).	149
Figura 37. Aparato de la prueba no tratado (izquierda), Solución de 2500 ppm de finos de formación (centro), Efluente final sin tratamiento con NPs (derecha).	150
Figura 38. Comparación turbidez del efluente entre tratamiento con nano-partículas y sin tratar en el agente de sosten.	151

Figura 39. Muestras de los efluentes después de fluir a 2500 ppm una solución finos de formación a través del agente de sosten tratado con nano-partícula tratado.	152
Figura 40 Muestras de los efluentes después de fluir a 2500 ppm una solución finos de formación a través del agente de sosten sin el tratamiento con nano-partícula	152
Figura 41. Flujo en el que los finos comienzan a moverse en ausencia de crudo	156
Figura 42. Flujo en el que los finos comienzan a moverse en presencia de crudo	158
Figura 43. Comparación de rendimiento de las nano partículas, respecto a su agente dispersante (Agua destilada)	159
Figura 44. Comparación de rendimiento de las nano partículas, respecto a su agente dispersante (Salmuera)	159
Figura 45. Comparación de rendimiento de las nano partículas, respecto a su agente dispersante (Etanol)	160
Figura 46. IPR Pozo Parahuacu 5, con $S = 4,60$	176
Figura 47. Diagrama ganancias vs costos. Acidificación.	183
Figura 48. Diagrama ganancias vs costos. Nano partículas.	185
Figura 49. Comportamiento post-tratamiento estimulación química	186
Figura 50. Comportamiento Post- tratamiento usando nano partículas.	187
Figura 51 Producción acumulada	187
Figura. 52. Posibles VPN obtenidos del uso de nano partículas	191
Figura 53. Posibles VPN conseguidos con un tratamiento de acidificación.	191
Figura 54. Valor presente neto posible, con una eficiencia igual que la acidificación.	192
Figura 55. Valor presente neto posible, con una eficiencia mayor al 15% que un tratamiento ácido.	193
Figura 56. Valor presente neto posible, con una eficiencia mayor al 20% que un tratamiento ácido.	193

Figura 57. Valor presente neto posible, con una eficiencia mayor al 30% que un tratamiento ácido	194
Figura 58. Comparación valores presentes dependiendo de la eficiencia de las nano partículas.	196

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Posibles escenarios de producción, pozo estimulado Tratamiento químico matricial	209
Anexo B. Posibles escenarios de producción, pozo estimulado Tratamiento con nano partículas.	212
Anexo C. Comparacion Barriles incrementales-producidos dia a dia, durante un periodo de un año.	215
Anexo D. Producción vs tiempo	226
Anexo E. Posibles escenarios de reducción de daño y cálculos VPN, después de un tratamiento de Acidificación. (12 de 100)	227
Anexo F. Posibles escenarios de reducción de daño y cálculos VPN, después de un tratamiento de nano partículas. (12 de 100).	228
Anexo G. Posibles VPN, calculados a partir del porcentaje mayor de eficiencia de un tratamiento de nano partículas sobre uno de acidificación (12 de 100).	229

## RESUMEN

**TITULO:** POTENCIAL DE LA TECNOLOGÍA DE NANO PARTÍCULAS PARA CONTROLAR LA MIGRACIÓN DE FINOS EN EL MEDIO POROSO.\*

**AUTORES:** JEISSEN ESTEBAN POLO PADILLA  
JHON WILLIAMS FIGUEROA OREJARENA.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Daño de Formación, Migración de finos, Acidificación, Nanotecnología, Nano partículas, Comparación.

En operaciones cotidianas de la industria del petróleo se involucran prácticas de campo encaminadas a inhibir, remediar o mitigar los efectos del daño de formación generados por el fenómeno de migración de finos. Dichas acciones, por lo general, consisten en la aplicación de tratamientos químicos, con lo cual se busca controlar y/o disminuir el daño.

En este trabajo se analizara y comparara el uso de los métodos convencionales y nanotecnología, usados para fijar los finos de formación.

Comenzando con una primera etapa en la cual definiremos los tipos y el daño de formación, para así lograr distinguir los principales factores que influyen en el desprendimiento de partículas finas. Seguidamente se estudiaran los distintos métodos convencionales encargados de reducir el taponamiento generado por los finos desprendidos de la matriz de la roca, en esta parte definiremos las respectivas ventajas y desventajas de cada método como unas de las bases de comparación.

Posteriormente se realiza un estudio detallado de la nanotecnología como una nueva solución a diferentes problemas o procesos que se presentan en la industria petrolera, detallando su principio de funcionamiento en la formación. Luego nos enfocaremos únicamente en el tipo de nano partículas que se utilizan para eliminar o controlar el daño de formación generada por la migración de finos así analizando sus ventajas, desventajas determinadas con la ayuda de la selección y análisis de pruebas realizadas en laboratorio por otros autores.

Finalmente se plasma un conjunto de comparaciones recopiladas con base en lo estudiado anteriormente del uso de nano partículas y los métodos convencionales para así concluir y poder determinar qué viabilidad mirada desde diferentes puntos de vista podría ser un tratamiento de nano partículas en la reducción de la migración de finos en el medio poroso

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Manuel Cabarcas Simancas.

## ABSTRACT

**TITLE:** POTENTIAL OF THE NANOPARTICLES TECHNOLOGY TO CONTROL FINES MIGRATION IN THE POROUS MEDIA.\*

**AUTHORS:** JEISSEN ESTEBAN POLO PADILLA  
JHON WILLIAMS FIGUEROA OREJARENA.\*\*

**KEYWORDS:** Skin, Fines Migration, Acidizing, Nanotechnology, Nanoparticles, Comparison.

In daily operations of the oil industry practices involve seeking to inhibit field, remedy or mitigate the effects of formation damage caused by the phenomenon of migration of fines. These actions usually involve the application of chemical treatments, thus seeks to control and / or reduce the damage.

In this paper we analyze, and compare the use of conventional methods and nanotechnology, used to secure the formation fines.

Starting with a first step in which define the types and formation damage, thereby achieving the main distinguishing factors that influence the release of fine particles. Then be studied various conventional methods to reduce clogging charge generated by the fine detached from the rock matrix, in this part define the respective advantages and disadvantages of each method as one of the bases for comparison.

Subsequently, a detailed study of nanotechnology as a new solution to different problems or processes that occur in the petroleum industry, detailing its operating principle in training. Then we will focus solely on the type of nano particles are used to eliminate or control the formation damage caused by fines migration and analyzing their advantages, disadvantages determined with the help of the selection and analysis of laboratory tests performed by other authors.

Finally plasma collected set of comparisons based on the previously studied the use of nanoparticles and thus conventional methods and to determine which conclusion viability look from different views may be a nanoparticle treatment in reducing migration of fines in the porous media.

---

\* degree work.

\*\* Ability of Engineerings physical-chemical, School of Engineering Petroleums, Director: Manuel Cabarcas Simancas.

## INTRODUCCIÓN

La migración de finos ha sido por mucho tiempo un reto a solucionar en la producción de los yacimientos de hidrocarburos. Los finos son definidos como partículas sueltas y desconsolidadas presentes en el espacio poroso de la formación, siendo estas partículas de un tamaño menor a 37 micrones.<sup>1</sup> Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso; el movimiento de las partículas finas es el resultado del desequilibrio en la formación producido por incompatibilidad entre los fluidos de origen externo y los existentes en el medio poroso, reduciendo las diversas fuerzas que las mantienen adheridas a la formación (London Van Der Walls, doble capa, hidrodinámicas y repulsión de Born). Una vez desprendidos los finos ocasionan grandes inconvenientes en el medio poroso, herramientas de producción y facilidades de superficie, generando una disminución en la permeabilidad e Índice de Productividad (IP).

Los métodos utilizados a nivel mundial para remediar y/o mitigar este problema son los tratamientos ácidos, tratamientos cáusticos, polímeros orgánicos catiónicos, sales de iones metálicos no ionizables, etc. Donde los tratamientos ácidos son los más utilizados en la remediación de este problema.<sup>2</sup>

El uso de la nanotecnología en exploración y producción es una herramienta atractiva para la ingeniería de petróleos que ha sido impulsada por varios investigadores en los recientes años. Específicamente en la solución del problema de la migración de finos, las Nano-partículas se destacan por su tamaño (1-100

---

<sup>1</sup> Sand Control, SPE Series on Special Topics Volume, PENBETHY, W.L, and SHAUGHNESSY, Volume 1. 1992

<sup>2</sup> Silva Islas Carlos. "Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros." Colegio de Ingenieros Petroleros, México 1991.

nm), alta fuerza superficial, y propiedades únicas como lo son su muy alto potencial de absorción y conductividad térmica, cuando los finos de la formación se mueven a través del espacio poroso tratado con nano-partículas, las altas fuerzas superficiales de estas las atraen y retienen previniendo así que migren hacia la cara del pozo y taponen la zona de interés, las nano-partículas han demostrado ser excelentes agentes fijadores de finos y además amigables con el medio ambiente.

Debido a las altas expectativas que tiene esta tecnología emergente, surge la necesidad de estructurar la información relacionada con el uso de las nano-partículas, aplicación y estado actual de la tecnología en cuanto al control de finos, describiendo las oportunidades, ventajas y desventajas que tiene el uso de nano-partículas frente a los métodos convencionales encargados de la reducción de daño en la formación debido a la migración de finos.

## **1. GENERALIDADES DE DAÑO A LA FORMACIÓN**

En La búsqueda de la forma más eficiente de explotar las reservas de hidrocarburos, siempre se tendrá que confrontar el daño de formación. Este es un problema operativo y económico que puede surgir en todas las fases de la extracción de petróleo: perforación, completamiento, estimulación, producción; por ende es necesario tener conocimiento de este factor en la vida productiva del pozo, la existencia de daño en un pozo se ve reflejada en el índice de productividad anormalmente bajo, con respecto a los pozos vecinos perforados en un mismo yacimiento.

### **1.1 ÍNDICE PRODUCTIVIDAD**

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo. Las causas potenciales incluyen: baja permeabilidad natural del yacimiento, baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburos, daño a la formación, perforaciones de poca penetración o tapadas, y restricciones a nivel de pozo.

Es importante distinguir entre baja tasa de producción y bajo índice de productividad. La baja tasa de producción en un pozo puede ser la causa de defectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de tuberías, mientras que el índice de productividad de un pozo hay que analizarlo comparando este con los pozos vecinos completados en el mismo yacimiento, o con el que el mismo pozo tenía al principio de su vida productiva. Para analizar el índice de productividad hay que medirlo, y si se halla que es anormalmente bajo, se debe distinguir entre

una baja capacidad de flujo del yacimiento y restricciones al flujo en las cercanías del pozo. Para esto, hay que realizar pruebas de restauración de presión para hallar la presión de yacimiento, la presión de fondo fluyendo de pozo, la capacidad de flujo, Kh y el factor de daño.

La presión de producción Pwf en el fondo del pozo se conoce como BHP (Bottom Hole Pressure) fluyendo, la diferencia entre esta y la presión estática del pozo Ps es el drawdown también conocido como abatimiento. Esto se representa:

$$drawdown = P_e - P_{wf} \quad (1)$$

La relación del gasto de producción de un pozo y el drawdown en este gasto particular se denomina índice de productividad (IP) y se simboliza con la letra J

$$J = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{bl}{(dia)\left(\frac{lb}{pulg^2}\right)} \quad (2)$$

Dónde:

VARIABLE	NOMBRE	UNIDADES
Q	Tasa de producción	Bbl/d
Pwf	Presión de fondo fluyendo	Psi
Pe	Presión estática	Psi

La tasa de producción, para estado estabilizado, viene dada por la ecuación de Darcy para flujo radial, dado por la ecuación 3:

$$q = \frac{0.0070kh(p_e - p_{wf})}{\mu B_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (3)$$

Dónde:

<b>VARIABLE</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>UNIDADES</b>
Re	Radio de drenaje del pozo	ft
Rw	Radio del pozo	ft
M	Viscosidad del petróleo	cp
Bo	Factor volumétrico del petróleo	Bbl/STB
S	Daño	Adimensional
K	Permeabilidad efectiva	mD
H	Espesor de la zona	ft

Como puede verse en la ecuación anterior, hay varios factores que influyen en la productividad del pozo. Es de sumo interés descartar factores como la baja presión del yacimiento, la baja permeabilidad natural, defectos mecánicos y de levantamiento, para distinguir la causa de restricción al flujo en la zona del yacimiento más cercana a la cara del pozo. Esta restricción, que de ahora en adelante llamaremos daño a la formación, viene representada por la variable “s” en la ecuación.

## 1.2 DEFINICIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN

Se puede definir daño de formación como la reducción del flujo natural de los fluidos de la formación hacia el pozo, debido a la disminución de la permeabilidad original de la formación ocasionada por diferentes procesos, que puede ocurrir durante varias fases en el proceso de recuperación de petróleo y gas desde el subsuelo.

Daño de formación generalmente es una terminología que se refiere a una disminución en la permeabilidad de las formaciones que contienen hidrocarburos, ocasionada por diferentes procesos. También se puede definir el daño de formación como: “el deterioro de lo invisible, por lo inevitable e incontrolable,

resultando en una reducción indeterminada de lo incuantificable<sup>1</sup>”, en otras palabras el daño en la formación es una reducción de la capacidad del yacimiento (reducción de la producción), causado por diferentes procesos que se realizan en el wellbore. La valoración del daño de formación, control, y remediación son a menudo los temas más importantes de resolver para una eficiente explotación de hidrocarburos<sup>2</sup>. El daño de formación es causado por procesos físico-químicos, químicos, biológicos, hidrodinámicos, térmicos, mecánicos, etc. Esos procesos pueden ser desencadenados en cualquier etapa de los procedimientos que se llevan a cabo para la extracción de agua, aceite y/o gas a superficie. Los indicadores de daño de formación incluyen reducción de la permeabilidad, decremento del rendimiento del pozo, entre otros. Porter (1989), indico que el daño en la formación no necesariamente era siempre reversible; ya que los diferentes agentes que logran entrar en el medio poroso no necesariamente podrán salir nuevamente. Por lo tanto en conclusión es mejor tratar de evitar ocasionar daño al medio poroso que intentar restaurarlo. El daño de formación es un factor adimensional, cuyo valor cuantifica el nivel de daño producido en la formación. La siguiente es la expresión matemática que nos permite calcular dicho factor:

$$S = \frac{K.h}{141,2.q.\beta_o.\mu} P_e \quad (4)$$

VARIABLE	NOMBRE	UNIDADES
S	Daño de formación	Adimensional
$\mu$	Viscosidad del petróleo	cp
q	Tasa de producción	Bbl/d
Bo	Factor volumétrico del petróleo	Bbl/STB
K	Permeabilidad efectiva	mD
h	Espesor de la zona	ft
Pe	Presión estática del Yto.	psi

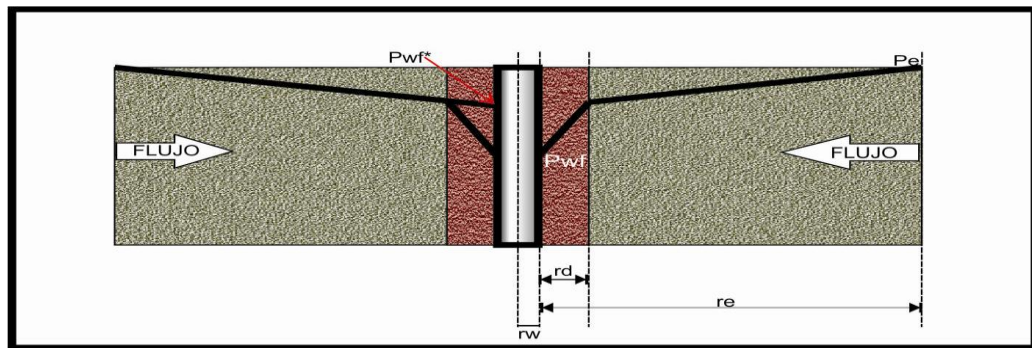
<sup>1</sup> Bennion (1999)

<sup>2</sup> Energy High-lights, 1990

Diferentes técnicas analíticas, experimentales, de modelamiento y simulación pueden ayudarnos a entender, diagnosticar, evaluar, prevenir, remediar o controlar el daño en formaciones productoras de aceite y gas.

El sentido físico de este factor “s” se explica en la Figura 1, donde:

**Figura 1. Caídas de presión en el flujo hacia el pozo.**



FUENTE: AUTORES

La existencia de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo (zona roja), causa una caída adicional de la presión durante el flujo hacia el pozo desde el yacimiento. Esto reduce el valor de la presión de fondo fluyendo (donde,  $p_{wf}^*$  es la presión de fondo fluyendo si no hubiese daño), y hace que la diferencia de  $P_e - P_{wf}$  incremente, con lo cual el índice de productividad del pozo disminuye.

**1.2.1 Origen del daño de formación.** Durante todas las operaciones que se llevan a cabo en un pozo a lo largo de su vida, pueden ocasionarse daño de formación en el yacimiento a continuación se enumeran.

**1.2.1.1. Daños durante la perforación.** La causa más común de daño de formación en un pozo es el proceso de perforación del mismo. El fluido de perforación consta de una fase sólida y una líquida, los cuales se filtran en el

medio poroso ocasionando daños, en la tabla 1. se muestra la ocurrencia y consecuencia de esta operación.

**Tabla 1. Ocurrencias y consecuencias en la perforación.**

<b>OCURRENCIA</b>	<b>CONSECUENCIA</b>
Cambio en la saturación de fluidos en el medio poroso.	Alteración en las propiedades capilares e hidráulicas de la roca <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambios en la permeabilidad relativa.</li> <li>• Bloqueos por agua.</li> <li>• Debilitamiento de la matriz de la roca.</li> </ul>
Invasión de surfactantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alteración de la mojabilidad.</li> <li>• Incremento en la movilidad de las partículas finas.</li> <li>• Cambios en la tensión superficial.</li> <li>• Formación de emulsiones.</li> </ul>
Cambios en el ambiente iónico, (salinidad, contraste de salinidad, cationes y PH)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hinchamiento de arcillas.</li> <li>• Migración de finos y arcillas.</li> <li>• Precipitación por intercambio iónico.</li> <li>• Precipitación inorgánica.</li> <li>• Precipitación orgánica.</li> </ul>

Fuente: INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela, 1984. CIED-INTEVEP

**1.2.1.2. Invasión del filtrado del lodo.** Es importante que los fluidos de perforación tengan el mínimo filtrado posible para minimizar la invasión a la formación, debe tenerse presente que la fase líquida de los fluidos de perforación contienen sustancias químicas diseñadas para cumplir los propósitos adecuados en el fluido, así, este tendrá sustancias alcalinas para controlar el PH, dispersantes para evitar la agregación de las partículas sólidas, etc.

Todos estos productos, necesarios para mantener las propiedades del fluido de perforación, seguirán cumpliendo sus funciones. Una vez que se filtran al medio poroso pueden producir consecuencias indeseadas tales como:

**Tabla 2. Ocurrencias y consecuencias por filtrado del lodo.**

<b>OCURRENCIA</b>	<b>CONSECUENCIA</b>
Cambio en la saturación en el medio poroso	Alteración en las propiedades capilares e hidráulicas de la roca <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambios en la permeabilidad relativa.</li> <li>• Bloqueo por agua.</li> <li>• Debilitamiento de la matriz de la roca.</li> </ul>
Invasión de surfactantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alteración de la mojabilidad</li> <li>• Incremento en la movilidad de las partículas finas</li> <li>• Cambios de la tensión interfacial</li> <li>• Formación de emulsiones</li> </ul>
Cambios en el ambiente iónico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hinchamientos de arcillas</li> <li>• Migración de partículas finas</li> <li>• Precipitación mineral por intercambio iónico</li> <li>• Precipitación inorgánica</li> <li>• Precipitación orgánica</li> </ul>

Fuente: INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela, 1984. CIED-INTEVEP

**1.2.1.3. Daños en la operación de cementación.** La invasión de filtrado constituye un problema durante las cementaciones; en primer lugar, para facilitar la remoción del lodo y del revoque, se bombean lavadores químicos por delante del cemento, los cuales no tiene control de la perdida de filtrado. Estos lavadores, en general, tienen propiedades dispersantes, y pueden ser de cualquier PH, desde moderadamente ácidos hasta alcalinos, siendo casi todos ellos de carácter acuoso.

El filtrado de estos lavadores puede reaccionar con los minerales y fluidos de la formación.

Produciendo:

- Desestabilización de las arcillas.
- Migración de partículas finas.
- Cambios de mojabilidad.
- Cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo.

#### **1.2.1.4. Daños causados durante las operaciones de completamiento.**

Durante el completamiento del pozo se llevan a cabo varias operaciones como control de pozo y recementación (squeeze) de tuberías, que propicia la inyección forzada de fluidos y sólidos hacia la formación; en el cañoneo los orificios quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento del cemento y la propia formación. Además, la zona de la roca alrededor de los perforados es compactada y básicamente adquiere una permeabilidad nula.

Durante la limpieza de un pozo se pueden perder fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también daño.

Los daños más comunes en estos casos son:

- Migración de finos y/o arcillas.
- Formación de incrustaciones.
- Formación de emulsiones.
- Cambios en la mojabilidad.

**1.2.1.5. Daños causados durante las operaciones de workover.** El daño de formación es originado por invasión de fluidos hacia el pozo durante operaciones de workover debido generalmente a excesos de presión diferencial contra las

zonas productoras que causan perdidas de circulación; favoreciendo la incidencia de daño por presencia de fluidos incompatibles con la formación. Los principales daños que se encuentran son:

- Invasión de sólidos.
- Migración de finos y arcillas.
- Cambios en la mojabilidad.
- Formación de incrustaciones.

**1.2.1.6. Daños causados durante las operaciones de estimulación.** La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados en la formación dejen residuos por causa de precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Los fluidos ácidos de estimulación son la mayor fuente de daño, y su mala selección puede generar daños severos o en el peor de los casos irreparables.

Estos fluidos llevan consigo productos químicos (ácidos y aditivos) que pueden producir:

- Cambios en la mojabilidad.
- Formación de emulsiones y/o sludges.
- Formación de incrustaciones.
- Migración de finos y/o arcillas.
- Desconsolidación de la roca, etc.

**1.2.1.7. Daños causados durante el proceso de producción.** Los intervalos cañoneados son susceptibles a ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que migran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de areniscas este problema es mayor y será mucho más fácil taponarlos con estos sólidos.

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

- Migración y taponamiento por finos en la cara del pozo.
- Formación de incrustaciones.
- Formaciones de emulsiones y/o sludges.
- Producción de arena, debido a altas velocidades de flujo producidas por altas presiones diferenciales en la cara del pozo.
- Colapso de los poros por alta presión diferencial o por agotamiento de la presión del yacimiento.
- Disolución de los granos de arena durante procesos de recuperación térmica, por el alto valor del pH y reprecipitación del silicio en el medio poroso.

#### **1.2.1.8. Daños causados durante procesos de inyección de agua o gas**

- Cambios de mojabilidad por la presencia de surfactantes en el agua de inyección.
- Reducción de la inyectabilidad por taponamiento con sólidos suspendidos en el agua de inyección (arcillas, carbonatos, petróleo y/o bacterias).
- Taponamiento por productos de corrosión (hierro disuelto).
- Formación de incrustaciones inorgánicas por causa de la incompatibilidad del agua inyectada y el agua de la formación.
- Migración de finos.

**1.2.2 Mecanismos de daño de la formación.** La Figura 2 muestra un resumen de los principales mecanismos de daño de formación a los que un yacimiento puede ser susceptible. El daño de formación se subdivide en mecanismos de daños primarios y secundarios como los más importantes<sup>3</sup>.

---

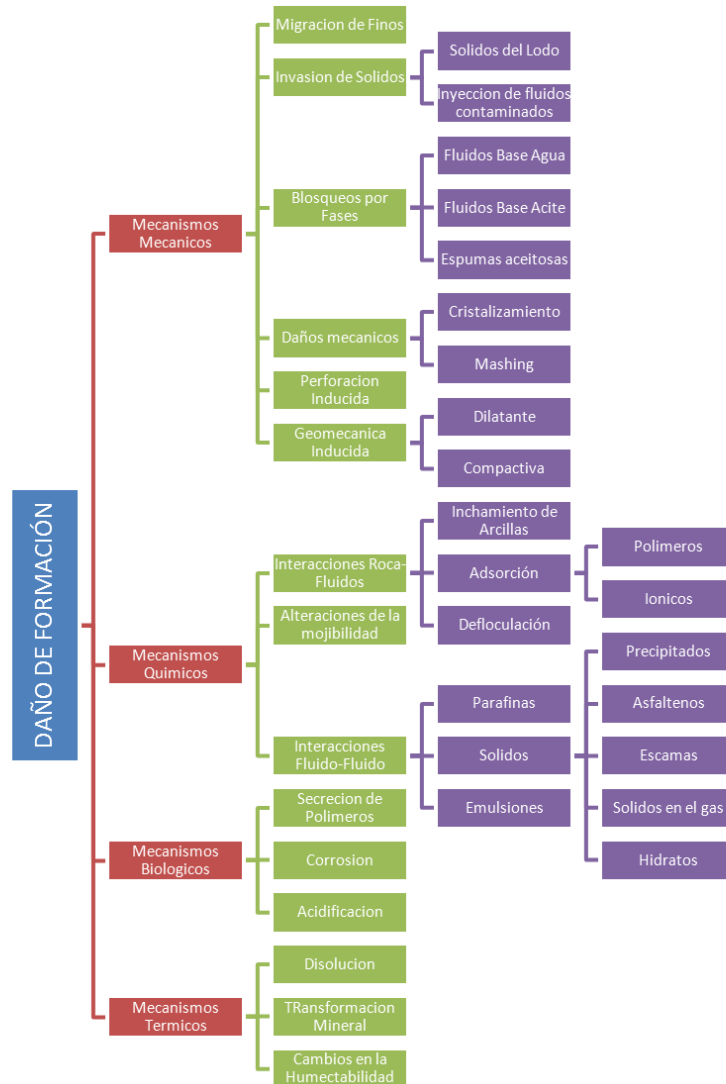
<sup>3</sup> An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations, Brant Bennion, 2002

Existen 4 tipos de daños primarios de formación que son:

- Mecánicos
- Químicos
- Biológicos
- Térmicos

Cada uno de estos están divididos en otros sub mecanismos.

**Figura 2. Clasificación y orden de los mecanismos de daño de formación.**



FUENTE: Faruk Civan, Reservoir Formation Damage, 2000. Gulf Publishing Company.

**1.2.2.1 Daño de formación mecánico.** Los mecanismos de daño de formación mecánico están relacionados directamente a la interacción no química entre los equipos o fluidos usados para perforar, completar, estimular o matar un pozo y la formación, dando como resultado una reducción de la permeabilidad del yacimiento. En algunas situaciones, cambios en las propiedades de los fluidos del yacimiento durante las operaciones de producción podrían también causar ciertos tipos de daños mecánicos. Los mecanismos comunes que generan el daño de formación mecánico son:

- **Migración de finos**

Se refiere al movimiento de partículas que existen naturalmente en el medio poroso ocasionado por diversos factores, este es el problema principal a tratar en este trabajo y será discutido a fondo más adelante.

- **Arrastre de solidos externos**

Trata sobre la invasión de partículas suspendidas en fluidos de perforación u otros fluidos inyectados o que han entrado en contacto con la matriz de la roca, originado principalmente por la perforación convencional “overbalance”.

- **Cambios de saturaciones por invasión de fluidos**

Originada por la penetración de fluidos a la formación causando una reducción a la permeabilidad relativa de la fase que se desea producir o inyectar.

- **Cristalización**

Es un daño que afecta directamente la cara de pozo causado por interacciones de calor o pobre limpieza del pozo.

- **Geomecánicos**

La creación de espacios anulares en la matriz del yacimiento (por la perforación del pozo) remueve cargas de roca que a menudo, dan como resultado la

distorsión de los regímenes de fuerzas en las regiones adyacentes al pozo, causando cambios en la geometría del poro y en la permeabilidad.

**1.2.2.2 Mecanismos de daño químico.** Los mecanismos de daño químico se encuentran divididos en 3 grandes ramas<sup>4</sup>, que se describen brevemente a continuación:

- **Interacciones roca/fluidos**

Son el resultado de la interacción de los fluidos introducidos a los poros y los minerales de la roca del yacimiento dando como resultado reacciones químicas de fluidos incompatibles.

- **Interacciones fluidos/fluidos**

Es el mecanismo en el cual se forman precipitados y/o emulsiones debido a la interacción del fluido de formación con los fluidos inyectados en las diferentes fases en la extracción de hidrocarburos.

- **Alteraciones de la humectabilidad en las regiones cercanas al pozo.**

Algunos aditivos de los fluidos utilizados en los campos petroleros como los surfactantes, inhibidores de corrosión, etc. Tienen tendencia polar que pueden desestabilizar las condiciones de humectabilidad en las regiones que ellos invaden.

**1.2.2.3 Mecanismos de daño biológicos.** Este tipo de problemas son creados por la introducción de bacterias y otros organismos al yacimiento, algunos asociados comúnmente con las operaciones de inyección de vapor de agua.

---

<sup>4</sup> An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations, Brant Bennion, 2002

**1.2.2.4 Mecanismos de daño térmico.** Se refieren o están asociados con las operaciones de inyección a altas temperaturas (Inyección de vapor, combustión In situ, etc.) originando transformaciones en los minerales, disoluciones y degradaciones térmicas, etc.

**1.2.3 Métodos para identificar la presencia de daño de formación en el pozo.**

Cuando el índice de productividad del pozo es menor que el esperado o existe una tasa de declinación menor que la normal, se sospecha de la presencia de daño de formación. Pero esto no solo se debe tomar como la única manera de comprobar su existencia, es conveniente demostrarlo por medio de un análisis sistemático que permita identificar la presencia de daño de formación.

Si dado el caso esto se llega a lograr, el pozo con una baja productividad es un candidato fuerte para un tratamiento de estimulación química u otro tratamiento que permita recuperar la producción del pozo.

Existen varios métodos para identificar el daño en la formación, a continuación se presentan los más importantes.

**1.2.3.1 Análisis de pruebas de presión.** Los objetivos de las pruebas de presión varían de acuerdo al pozo donde se lleven a cabo; en pozos exploratorios las pruebas de presión se utilizan con la finalidad de confirmar las hipótesis de exploración y concretar los primeros pronósticos de producción. En pozos de desarrollo, se realizan para refinar la descripción previa del yacimiento y del pozo, confirmando las características previamente estimadas. En pozos de avanzada, el objetivo es ajustar el modelo del yacimiento y evaluar las necesidades de posibles tratamientos al pozo (fracturamiento, control de arena, estimulación, perforación estratégica, diseño de completamiento, entre otros), para ello se monitorea constantemente la presión promedio del yacimiento.

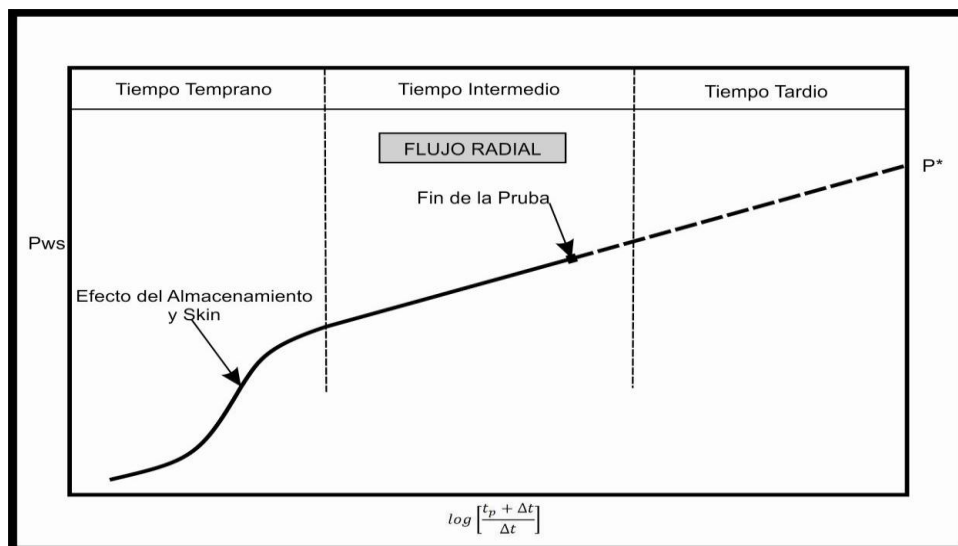
Pueden ser usadas para obtener:

- La presión promedio del yacimiento del área de drenaje.
- Permeabilidad de la formación.
- Determinar el grado de daño de formación durante la perforación y el completamiento del pozo.
- Cuan efectivo o eficiente ha sido una estimulación o tratamiento del pozo.
- El grado de conectividad entre pozos.
- Estructura geológicas.

Los datos de presión, cuando se combinan con datos de producción de petróleo y agua, datos de laboratorio, de propiedades de las rocas y de los fluidos, constituyen un medio para estimar el petróleo original in situ y el petróleo que puede ser esperado del yacimiento bajo diversas formas de producción.

Existen varios métodos de interpretación de pruebas de restauración de presión (Build-Up), siendo los más usados el de Horner como se observa en la Figura 3, y los que emplean el método de curvas tipo, como los de Burdet y Gringarten.

**Figura 3. Comportamiento de la presión en grafico semi-log según Horner**



FUENTE: AUTORES

$$S = 1,1513 \frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.2275 \quad (5)$$

Del análisis de pruebas de restauración de presión, por el método Horner se puede hallar: la presión estática promedio del yacimiento, la presión de fondo fluyendo, la permeabilidad efectiva del petróleo, la pendiente de la sección recta y un factor de daño total (Figura 3). Este factor de daño está compuesto del daño verdadero y de los pseudodaños, y se calculan por medio de la ecuación 5<sup>5</sup>.

Dónde:

VARIABLE	NOMBRE	UNIDADES
S	Factor de daño total.	adimensional
P <sub>wf</sub>	Presión de fondo fluyendo.	psi
P <sub>1h</sub>	Presión leída en tiempo de 1 hora en el gráfico semi-logarítmico de Horner.	psi
m	Pendiente del grafico de la sección recta del grafico Horner.	psi/ciclo
C <sub>t</sub>	Compresibilidad total del sistema.	psi <sup>-1</sup>
K	Permeabilidad calculada de la prueba de restauración de presión.	md
μ	Viscosidad del petróleo.	Cp
Φ	Porosidad del yacimiento.	fracción
r <sub>w</sub>	Radio del pozo.	pulgadas

### 1.2.3.2 Pruebas de restauración de presión con tubería de perforación DST.

Una prueba DST puede dar indicación de la presencia de daño cuando se restaura rápidamente la presión durante el periodo de cierre, y hay una gran diferencia entre la presión de flujo inicial y final en poco tiempo. Esto indica que hay transmisibilidad de la presión, pero muy poca al flujo, lo cual puede ser debido a obstrucción de la permeabilidad.

<sup>5</sup> ECONOMIDES, Michael .J.& NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY 2007.

Si la prueba de restauración de presión indica un valor positivo de factor skin, puede que no exista daño de formación, este valor alto de skin se puede originar por un cañoneo incompleto o insuficiente densidad de perforaciones, así como efectos de flujo bifásico o alta velocidad del fluido.

Cuando concurren una o más de las siguientes circunstancias, habrá que hacer un análisis de los fluidos producidos, además de un análisis nodal del sistema de producción del pozo, sin clasificarlo como dañado desde el principio<sup>6</sup>.

Para el gas:

- Cuando la relación liquido/gas sea mayor de 100 bbl/MM PCD.

Para el aceite:

- Cuando la relación liquido/gas sea mayor de 1000 ft<sup>3</sup>/bbl.
- Cuando haya producción de las tres fases: petróleo, agua y gas.
- Cuando la diferencia drawdown sea mayor de 1000 psi.

Cuando se haya cañoneado:

- A menos de 4 tiros por pie.
- En fase cero grados.
- Con cañón pequeño de dos pulgadas o menos.

Cuando la presión de yacimiento este por encima del punto burbuja y la presión en el pozo este por debajo.

Cuando el pozo produzca a alta tasa de flujo.

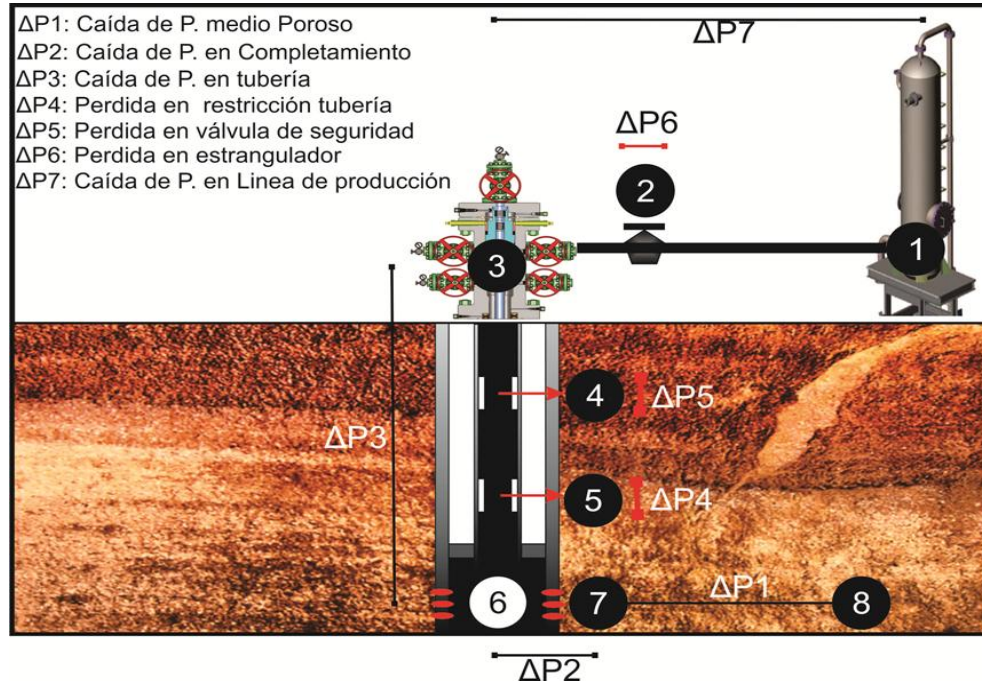
- $Q/h > 20\text{BOD}/\text{pie}$ .
- 5 BOD/perforación.

---

<sup>6</sup> INTEVEP. Daños de Formación. Venezuela: CIED-Intevep, 1984.

**1.2.3.3 Análisis Nodal.** El análisis nodal ha sido por mucho tiempo el método establecido para evaluar el desempeño de los pozos y es crucial para comprender el comportamiento y la sensibilidad de su sistema, este se basa en la descripción de la caída de presión desde el fondo del pozo hasta la superficie, ver Figura 4.

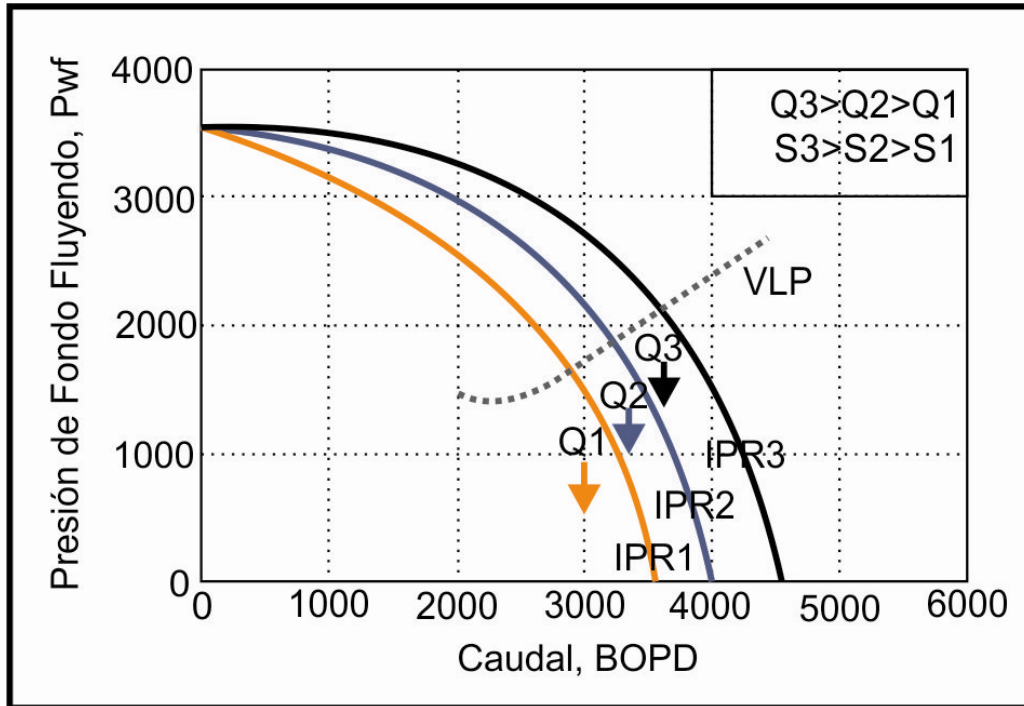
**Figura 4. Análisis Nodal del Sistema de Producción**



FUENTE: AUTORES

La Figura 5 muestra una curva de afluencia de crudo, desde el yacimiento al pozo y una curva de afluencia desde el fondo a superficie, esta curva es conocida como el IPR calculado con un skin total que incluye daño físico y pseudodaños, también relaciona la presión de fondo que se necesita para producir un cierto caudal en determinadas condiciones (Vertical Lift Performance, VLP). Esta afectada por la presión en la cara de la formación, presión hidrostática, fricción (en tubería, válvulas y cualquier tipo de restricciones) y el método de levantamiento artificial que se esté utilizando en el pozo.

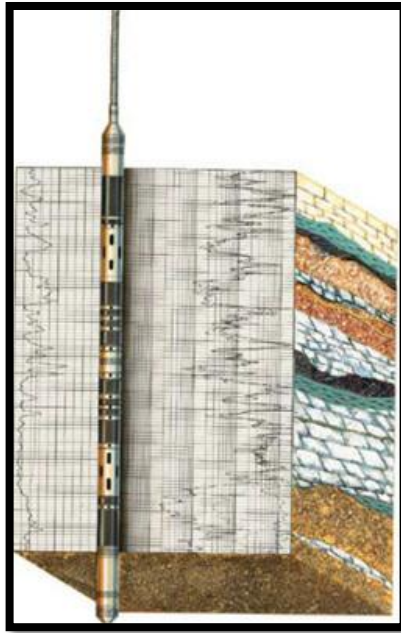
Figura 5. Curvas de afluencia para un pozo.



FUENTE: AUTORES

**1.2.3.4 Registros de resistividad.** La combinación de un registro dual de inducción y el laterolog pueden dar idea de la profundidad de la invasión de los fluidos hacia la formación, teniendo en cuenta también el espesor de la torta frente a zonas permeables y el registro de calibre el hueco pues cuanto más gruesa sea la torta, mayor invasión habrá sufrido la formación. En la Figura 6 se muestra la herramienta laterolog de Halliburton.

**Figura 6. Dual laterolog Halliburton.**



FUENTE: <http://www.halliburton.com>

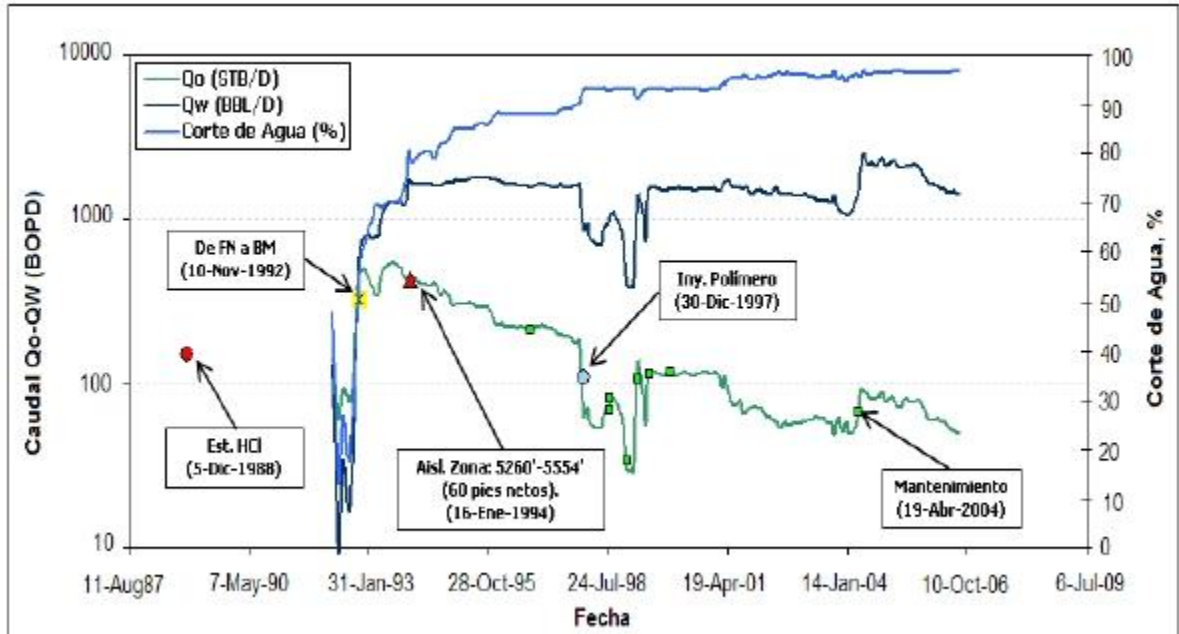
**1.2.3.5. Revisión del historial de perforación, completamiento y workover.** La revisión de la historia de perforación, completamiento o workover es una de las etapas más importantes al momento de identificar el daño de formación, debido a que es donde ocurren la mayoría de los daños al pozo.

En la historia de perforación es conveniente revisar la composición del lodo, identificando los fluidos y aditivos que se inyectaron al pozo, así como las concentraciones para poder conocer que efectos tendrán sobre la formación productora. También es recomendable revelar problemas como: pega de la tubería, pérdidas de circulación, fallas en el funcionamiento del equipo de control de sólidos, reducción o aceleración en las tasas de producción, etc.

En el caso de los fluidos de completamiento y workover se debe conocer su composición química para detectar posibles interacciones con el filtrado de lodo, los fluidos de formación y la roca que podrían ocasionar daño.

**1.2.3.6. Revisión del historial de producción.** El análisis de las curvas de producción es de gran utilidad porque proporcionan la existencia y extensión relativa del daño. En estas curvas puede verse el comportamiento del pozo, y detectarse cambios y anomalías, que pueden ser indicios de daño de formación.

**Figura 7. Reporte de eventos para el Campo XYZ.**



FUENTE: AUTORES

Una declinación brusca de la curva de producción es el mejor indicador de que un pozo está dañado. Si la curva presenta una declinación normal y luego de un trabajo de estimulación al pozo hay una declinación brusca mayor que la normal, esto es una señal de daño en el pozo por causa del fluido de tratamiento utilizado y puede ser tratado químicamente (Figura 7).

En algunos casos, la declinación brusca de la historia de producción es debido al agua producida que ocasiona la migración de partículas finas hacia la cara del pozo. Si no está relacionada con producción de agua, la causa puede ser por deposición de asfáltenos en la misma área.

Si existe un cambio suave y gradual en la pendiente de la curva hay que identificar la pendiente de la curva de declinación natural del mismo.

**1.2.3.7. Análisis de estimulaciones previas.** Es importante analizar las estimulaciones previas hechas en pozos del mismo yacimiento, para determinar si se ha tratado de eliminar un tipo de daño recurrente, la efectividad de las estimulaciones realizadas y en caso de fracasos, determinan si se han dañado más los pozos, porque mecanismo y tratar de mejorar los diseños.

**1.2.3.8 Comparación con el comportamiento de los pozos vecinos.** La comparación del comportamiento de un pozo con el de sus vecinos del mismo yacimiento puede hacerse comparando los índices de productividad de varios pozos por pie de espesor productor<sup>7</sup>, ecuación 6:

$$IP_{real} = \frac{q_o}{P_e - P_{wf} h} \quad (6)$$

Se compararía con la ecuación 7, para índice de productividad ideal para cada pozo:

$$IP_{ideal} = \frac{0.00707K}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (7)$$

Los términos corresponden a:

VARIABLE	NOMBRE	UNIDADES
Pe	Presión estática	psi
Pwf	Presión de fondo fluyendo	psi.
H	Espesor de la capa o nivel	ft
Bo	Factor volumétrico del aceite	bbl/STB
qo	Caudal de aceite	bbl

<sup>7</sup> KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States. 2008.

VARIABLE	NOMBRE	UNIDADES
K	Permeabilidad del yacimiento	md
$\mu_o$	viscosidad del petróleo	cp
$\Phi$	porosidad del yacimiento	fracción
rw	radio del pozo	pulgadas
re	radio de drenaje del pozo	pulgadas

Esta comparación se puede entender claramente por medio de este ejemplo, si tiene un yacimiento con las siguientes propiedades:

K= 450 mD; re= 660 pies; rw= 0.25 pies; h= 75 pies; Dif.l de presión= 255 psi.  
 $\mu_o$ = 5 cp; Bo= 1.2 bbl/STB

Los cálculos de los IP se muestran en la siguiente Tabla 3.

**Tabla 3. Comparación de propiedades de pozos vecinos.**

Pozo	Espesor	BOPD	PI/h	PI ideal	DPI
<b>W-5</b>	75	725	0.0379	0.0674	-0.0295
<b>W-6</b>	75	1100	0.0575	0.0674	-0.0099
<b>W-7</b>	75	565	0.0295	0.0674	-0.0379
<b>W-8</b>	75	980	0.0512	0.0674	-0.0162

Fuente: INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela, 1984. CIED-INTEVEP

Como puede observarse en la tabla anterior, el pozo que más se aleja del comportamiento ideal es el W-7, seguido del W-5 y del W-8. En este orden de prioridad deberían ser estudiadas sus historias para determinar el origen del posible del daño presente y recomendar el tipo de tratamiento adecuado.

**1.2.4 Valoración e impacto del daño.** Como anteriormente se indicó todo pozo al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentra en un mayor de daño, por lo que se hace imprescindible la remoción este. Esta remoción permitirá restituir las condiciones naturales de producción o inyección en su caso. La

remoción del daño resulta en lo general difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención, o por lo menos su minimización.

Para remover el daño es necesario evaluarlo, lo cual se logra a través del siguiente procedimiento:

- **Revisión cuidadosa de las operaciones previas a la situación actual del pozo:** Esta revisión se basa fundamentalmente en las condiciones en las que se perforó la zona productora o inyectora del pozo; teniendo relevancia trascendente el tipo y características del fluido de perforación, sus condiciones de pérdida de filtrado, tiempo de exposición; las manifestaciones de los fluidos del yacimiento, las pérdidas de fluido de perforación en la zona de interés, incluyendo las características de la lechada de cemento, de los fluidos espaciadores y lavadores, y las condiciones finales de la cementación. De igual forma, se requiere el examen detallado de las operaciones de terminación, con énfasis en los fluidos usados, las condiciones de las perforaciones, los tipos de disparos y los detalles trascendentes sobre operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación.

Es muy importante consignar la información específica de los fluidos que se han invadido al medio poroso. Esta información debe incluir el tipo de fluido, el PH del sistema, los tipos de surfactantes contenidos, etcétera.

- **Análisis del comportamiento de producción:** Debe abarcar desde la terminación del pozo hasta sus condiciones actuales, incluyendo el análisis de las pruebas de formación, producción realizada y el análisis de muestras de fluidos producidos. Adicionalmente es conveniente comparar el comportamiento de producción del pozo de interés, con el mostrado por pozos cercanos del mismo yacimiento.

- **Pruebas de laboratorio:** La información recopilada y analizada en los dos primeros ítems expuestos, servirá de base para realizar pruebas de laboratorio con núcleos y fluidos representativos de la formación y con materiales extraños que han sido perdidos en la roca.

Los estudios de laboratorio permitirán definir la mineralogía, la distribución de minerales en la roca y reproducir las condiciones de daño tanto con la misma roca como sus fluidos.

Lo anterior conducirá a determinar el tipo de daño probable de la formación, así como el tratamiento de estimulación más recomendable para su remoción.

- **Cuantificación del daño:** Con la finalidad de definir la condición de daño en la formación y en las perforaciones, es necesaria la cuantificación del mismo. Para ello deberán tomarse datos de producción y realizar pruebas de variación de presión, considerando las pruebas de formación. La aplicación de procedimientos de ingeniería (análisis nodal, pseudofactores de daño, análisis de pruebas de presión tipo, etc.), permitirá la cuantificación del daño de formación y en consecuencia se podrá estimar el efecto de su remoción.

## **2. MIGRACIÓN DE FINOS EN EL MEDIO POROSO**

La migración de finos en el medio poroso es un desafío de vital importancia a nivel científico y por supuesto en la industria petrolera, en el presente trabajo se refiere a la migración de finos en el medio poroso a la secuencia de sucesos que originan el desprendimiento o liberación de finos, su movimiento con el flujo y finalmente su captura en algún sitio del medio poroso o su migración fuera de la formación.

### **2.1 ¿QUÉ SON LOS FINOS?**

Por finos nos referimos a pequeñas partículas sólidas presentes en el medio poroso natural que pueden ser movilizadas principalmente por fuerzas coloidales, hidrodinámicas y otras fuerzas. Esos finos son definidos como finos migratorios. El origen de muchas de estas partículas está vinculado a materiales aluminio-silicatos que constituyen el volumen del medio poroso natural<sup>8</sup>.

Los silicatos primarios son formados a través de procesos naturales que producen una segunda generación de minerales inorgánicos conocidos como silicatos secundarios, óxido de hierro, aluminio y silicio, también como otros carbonatos y sales. Esos silicatos secundarios y óxidos forman las partículas finas discretas que son, el material de los poros o están unidos por medio de revestimiento y cementación.

Además de estos finos, que también pueden ser denominados como partículas inorgánicas, también pueden existir finos orgánicos o de materiales biológicos. Los finos biológicos consisten principalmente de microorganismos presentes en el

---

<sup>8</sup> Kartic C. Khilar, H. Scott Fogler Migration of Fines in Porous Media. Netherlands 1998

medio poroso donde los finos orgánicos son comprimidos y convertidos en materia orgánica. La migración de este tipo de partículas finas no estará en discusión por el momento. Donde el enfoque a los finos inorgánicos debido a su preponderancia.

La migración de finos en el medio poroso en areniscas y en distintos suelos, son esencialmente partículas de arcilla (capas cristalinas de silicatos)<sup>9</sup>.

Por consiguiente, los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima.

Como ya hemos mencionado, las partículas finas pueden ser orgánicas e inorgánicas o de origen biológico. Estos finos generalmente poseen características coloidales y tienen un tamaño del orden de 1 micron hasta 37 micrones<sup>10</sup>.

Durante el flujo de un líquido este permea el medio poroso, las partículas finas adjuntas en la superficie de los poros son liberadas bajo un conjunto de ciertas condiciones. Fuerzas coloidales e hidrodinámicas son conocidas como las responsables del desprendimiento de esas partículas finas.

Básicamente existen 3 fuentes principales de creación u origen de partículas finas en formaciones productoras de hidrocarburos.

1. Invasión de partículas extrañas llevadas por los fluidos inyectados por completamiento, workover, perforación etc.

---

<sup>9</sup> Kartic C. Khilar, H. Scott Fogler Migration of Fines in Porous Media. Netherlands 1998

<sup>10</sup> Tianping Huang et al. Nanoparticles for Formation Fines Fixation and Improving Performance of Surfactant Structure Fluids. Malaysia 2008.

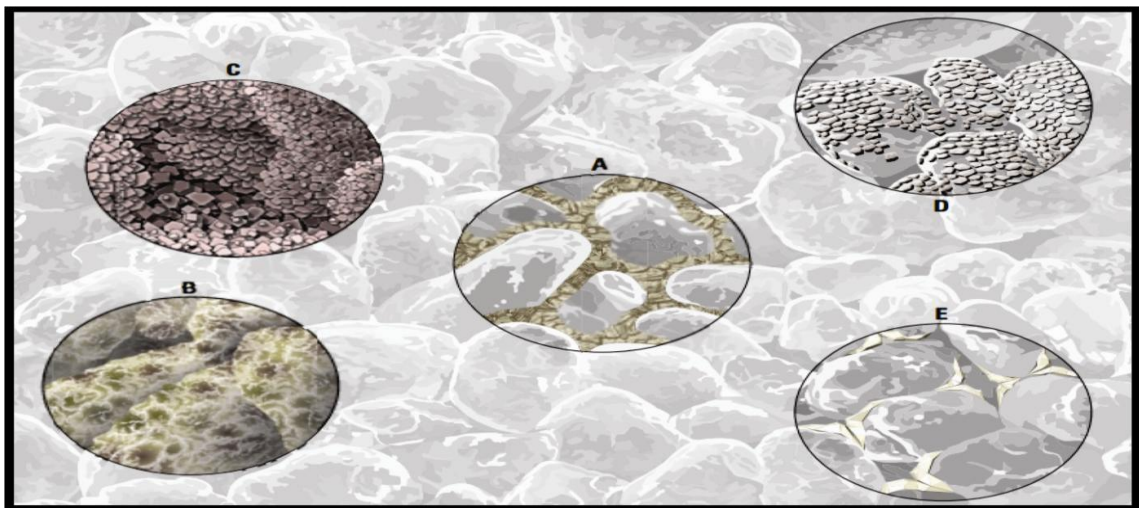
2. Movilización in situ de partículas debido a la incompatibilidad de los fluidos inyectados dentro del medio poroso y por varias interacciones roca-fluido.
3. Producción de partículas por reacciones químicas y precipitación orgánica e inorgánica.

Los fluidos inyectados dentro de formaciones de petróleo usualmente contienen coloides metálicos producidos por oxidación y corrosión de equipos superficiales, bombas, casing etc. Además la salmuera inyectada en procesos de inyección de agua pueden contener algunos finos y partículas de arcillas, también los finos contenidos en lodos de perforación podrían invadir la formación durante este tipo de trabajo overbalance (sobrealance).

Estos son algunos ejemplos de partículas introducidas en la formación que causarían taponamiento y perdidas en la productividad si no se corrigen estas anomalías con la mayor prontitud del caso.

### 2.1.1 Mineralogía de los finos

**Figura 8. Matriz de areniscas.**



FUENTE: SYED ALI, Artículo: Pruebas virtuales, la clave de un proceso de estimulación.  
[www.slb.com](http://www.slb.com)

La estructura de los yacimientos de areniscas habitualmente es de granos de cuarzo cementado por el sobrecalentamiento de carbonatos (A), cuarzo (B) y feldespatos (C). La reducción de la porosidad se produce como resultado de las arcillas que rellenan los poros, tales como la caolinita (D), y las arcillas que revisten los poros, tales como la illita(E)<sup>11</sup>.

La mineralogía es de gran importancia para el Ingeniero de petróleos para remediar la migración de finos en el medio poroso, debido a que uno de los métodos más utilizados para la mitigación de este problema es la estimulación ácida matricial en los yacimientos, esto implica reacciones químicas complejas, que dependen en gran medida del conocimiento de la mineralogía de los finos para seleccionar un tratamiento óptimo a utilizar. Los minerales comunes que se encuentran en las rocas sedimentarias son los señalados en la Tabla 4.

**Tabla 4. Contenido de minerales en rocas sedimentarias.**

MINERAL	CONTENIDO (% PESO)		COMPOSICION QUIMICA
	ROCAS SILICICAS	ROCAS CALCAREAS	
<b>Cuarzo</b>	70	4	SiO <sub>2</sub>
<b>Feldespato</b>	8	2	
Ortoclasa			Si <sub>3</sub> AlO <sub>8</sub> K
Albita			Si <sub>3</sub> AlO <sub>8</sub> Na
Anorita			Si <sub>3</sub> AlO <sub>8</sub> Ca
Plagioclasa			Si <sub>2-3</sub> Al <sub>1-2</sub> O <sub>8</sub> (NaCa)
<b>Micas</b>	1	Trazas	
Biotita			(AlSi <sub>3</sub> O <sub>10</sub> )K(Mg,Fe) <sub>3</sub> (OH) <sub>2</sub>
Muscovita			(AlSi <sub>3</sub> O <sub>10</sub> )K(Al) <sub>2</sub> (OH) <sub>2</sub>
<b>Arcillas</b>	7	1	
Caolinita			Al <sub>4</sub> (Si <sub>4</sub> O <sub>40</sub> ) <sub>10</sub> (OH) <sub>8</sub>
Illita			Si <sub>4-x</sub> Al <sub>x</sub> O <sub>10</sub> (OH) <sub>2</sub> K <sub>x</sub> Al <sub>2</sub>
Clorita			(AlSi <sub>3</sub> O <sub>10</sub> ) Mg <sub>5</sub> (Al,Fe)(OH) <sub>8</sub>

<sup>11</sup> SYED ALI et al, Pruebas virtuales, la clave de un proceso de estimulación. Oilfield review 2004

MINERAL	CONTENIDO (% PESO)		COMPOSICION QUIMICA
	ROCAS SILICICAS	ROCAS CALCAREAS	
<b>Carbonatos</b>	10	92	
Calcita			CaCO <sub>3</sub>
Dolomita			Ca, Mg (CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>
Ankerita			Ca(Mg,Fe) (CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>
<b>Sulfatos</b>	Trazas	Trazas	
Yeso			CaSO <sub>4</sub> , 2H <sub>2</sub> O
Anhidrita			CaSO <sub>4</sub>
<b>Otros</b>	2	1	
Halita			NaCl
Óxidos de Hierro			FeO, FeO <sub>3</sub> , Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>

FUENTE: Carlos Islas Silva, Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1991. CIPM.

Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (caolinita, illita, esméctica y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfa, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita y siderita)

Las arcillas autigénicas son las que más afectan a la permeabilidad del yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso, en la trayectoria de los fluidos. Estos minerales son de tamaño pequeño. Estructuralmente laminares y de gran área superficial, por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el flujo que se introduce en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente, basta con que haya un 2% de esta para que su desestabilización cause obstrucción al flujo con disminución de la producción.

**2.1.1.1. Las arcillas.** Las arcillas son silicatos de aluminio hidratados. Su estructura está formada por capas tetraédricas de silicio-oxígeno y capas octaédricas de aluminio-oxígeno-hidroxilo.

En la red cristalina de la arcilla, puede ocurrir que cationes divalentes sustituyan en las capas octaédricas al aluminio. El efecto produce una carga neta superficial negativa, que es compensada por cationes intercambiables, como  $K^+$ ,  $Na^+$  y  $Ca^{2+}$ , que se adhieren a la superficie basal.

Las arcillas más frecuentes en los yacimientos de areniscas son<sup>12</sup>:

- **Caolinita:**

Una capa tetraédrica y una octaédrica, (relación 1:1), unidas por puentes de hidrogeno, de unión muy fuerte. No hay agua interlaminar. No expande, pero se fractura y migra, por efecto de la concentración iónica del medio. Se reconoce fácilmente en microfotografías por su aspecto de láminas paralelas perfectamente colocadas unas sobre otras.

- **Esméctica o montmorillonita**

Se reconoce en las microfotografías por su apariencia de hojuelas continuas, formando estructuras en forma de colmena. Su estructura básica es una capa octaédrica entre dos tetraédricas (relación 2:1). Las uniones las forman los grupos (OH). En agua de baja concentración salina y otras moléculas polares, incluyendo orgánicas, pueden expandir la esméctica, hasta separar completamente las capas.

- **Illita**

Su estructura básica es también una capa octaédrica entre dos tetraédricas (relación 2:1). Pero algunos iones de silicio han sido sustituidos por aluminio, y la neutralización de la carga negativa resultante se realiza por medio de iones de potasio interlaminar. La Illita se reconoce en microfotografías por su forma de agujas o cabellos. Es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de los fluidos.

---

<sup>12</sup> HULBURT DANA, "Manual de Mineralogía". Editorial Reverté, Barcelona, España 1960

- **Clorita**

Se reconoce en macrofotografías porque sus láminas planas están dispuestas en forma de rosetas u hojas de repollo. Esta arcilla no es propensa a disgregarse y migrar ni a expandirse, pero su alto contenido de hierro, es muy problemática a la hora de inyectar ácido clorhídrico en una formación.

- **Interestratificados**

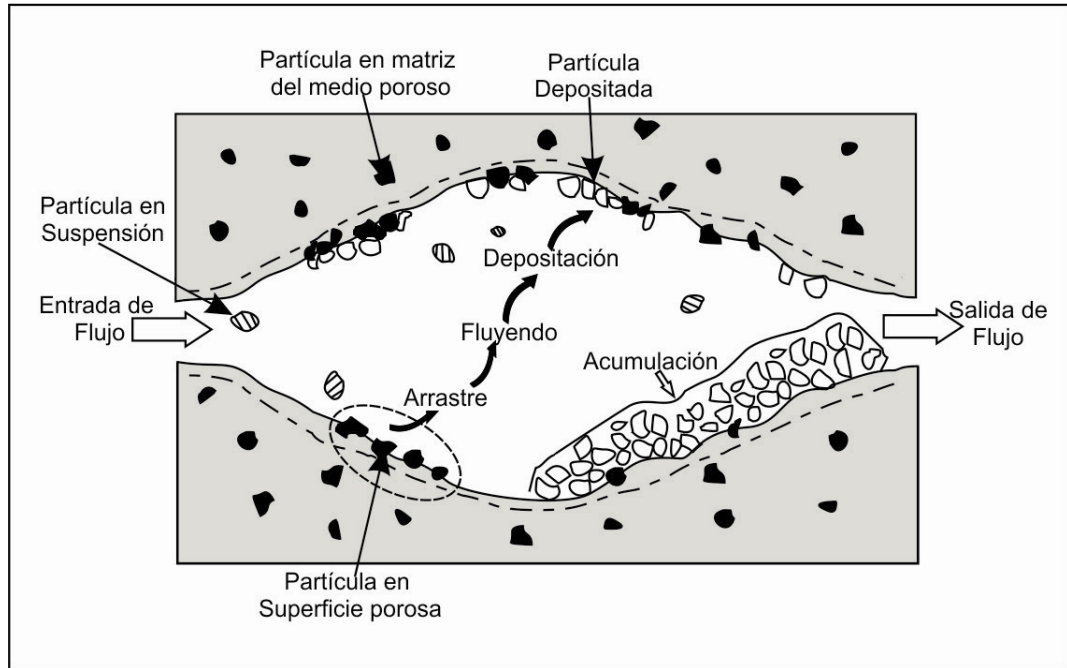
Las arcillas interestratificadas son aquellas en las que los cristales individuales están compuestos por capas de unidades básicas de dos o más tipos, como es el caso de las Illita-esméctica, cuya composición va a estar determinada a proporción de cada uno de los tipos de estructura. Estas arcillas pueden expandirse de acuerdo a su contenido de esméctica.

### **2.1.2 Factores que influyen en el desprendimiento y migración de finos.**

Generalmente, la migración de partículas finas se produce en dos etapas, la primera es el desprendimiento de las partículas por su sensibilidad a los fluidos, y la segunda es el transporte de las partículas por el fluido.

El efecto del desprendimiento de las partículas se produce por incompatibilidad entre los fluidos de origen externo y de los de las formación, que tienden a reducir las fuerzas hidrodinámicas que desprenden la partícula de tamaño entre 2 y 40 micrones. Una vez desprendida la partícula, la transportan a través del medio poroso, hasta que es atrapada en la garganta de los poros, reduciendo la permeabilidad, como se muestra en la Figura 9.

**Figura 9. Partículas Finas en el medio poroso.**



FUENTE: MODIFICADO POR AUTORES, Faruk Civan, Reservoir Formation Damage (Second Edition).

**Los factores** que influyen en el efecto químico de desprendimiento de las partículas finas son<sup>13</sup>:

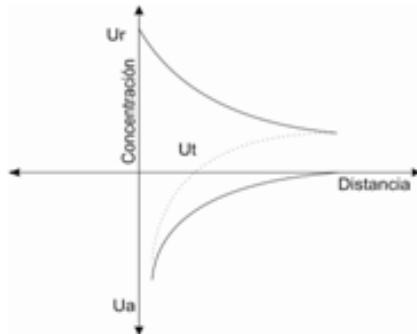
- **La fuerza iónica del medio**

A menor concentración de cationes en el fluido de invasión, mayor será la repulsión entre las superficies de las partículas y de los granos en la Figura 10. Se observa como la concentración de electrolitos contribuye a la separación o atracción de las partículas. Las fuerzas de Van der Waals es independiente de la concentración salina en solución, pero las fuerzas electrostática son reducidas, son dependientes de la concentración salina, ya que los potenciales son aditivos (menor que en la sección a) de la Figura 10 como a baja concentración salina, la sumatoria de potenciales impide que la partícula se adhiera a la pared del poro, en b) vemos que a una concentración intermedia la partícula puede ser atraída o

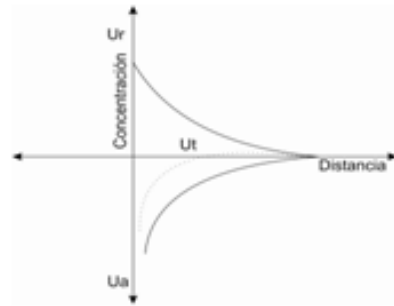
<sup>13</sup> INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela, 1984. CIED-INTEVEP

repelida, en c) observamos que una alta concentración salina la partícula tendera a quedarse adherida a la pared del poro. Existe una concentración crítica, por debajo de la cual las arcillas y otras partículas comienzan a dispersarse.

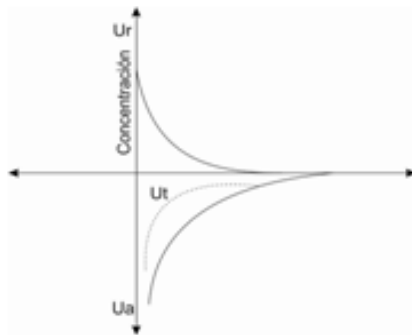
**Figura 10. Energía neta de interacción como una función de la separación de las partículas.**



a. Concentración de partículas baja.



b. Concentración de Partículas intermedia



c. Concentración de partículas Alta.

$$U_t = U_r + U_a$$

FUENTE: INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela, 1984. CIED-INTEVEP

- **EI PH**

Está relacionado con el punto de carga cero, el cual se define como el valor del PH en el cual la carga neta de la partícula es cero. Si el PH del fluido de invasión es mayor que el PH correspondiente al punto de carga cero de la partícula, esta se desprenderá de la superficie del grano.

La caolinita es la arcilla más sensible a los cambios de PH, ya que sus bordes están compuestos de capas expuestas de aluminio y silicio, los cuales, a PH bajo tienen carga neta negativa, estando su punto de carga cero en un intervalo de PH entre 3,5 y 4,6.

El PH y la concentración iónica salina están relacionados íntimamente, ya que un ambiente salino adecuado puede contrarrestar el efecto del PH.

- **Temperatura**

Un aumento en la temperatura acelera el daño causado por la migración de partículas finas, debido a que la concentración crítica de la sal se alcanza más rápidamente.

**Los procesos físicos** de desprendimiento y transporte de las partículas finas ocurre cuando las partículas que están adheridas a la superficie de los granos son movilizados por fuerzas de arrastre de flujo de fluido en el medio, en donde las fuerzas hidrodinámicas tienen su mayor influencia, creciendo esta con el tamaño de las partículas. Los factores que influyen en este proceso físico son:

- **Tasa de Flujo**

Si la velocidad del flujo es baja, las partículas finas dispersas pueden ordenarse gradualmente para realizar su recorrido en la formación a través de los poros. En cambio, a velocidades altas, no existe una distribución adecuada de las partículas, lo que hace que interfieran unas con otras y se acumulen en los cuellos de los poros, taponándolos. Existe una velocidad, por encima de la cual la migración de partículas finas es masiva, y se llama "Velocidad crítica de flujo". La determinación de este valor es muy importante, ya que se utiliza para determinar la velocidad máxima de desplazamiento para prevenir el daño, a nivel de laboratorio, y a la vez, efectuar un escalamiento para los valores de tasas de inyección o producción a nivel de pozo.

- **Viscosidad**

A medida que aumenta la viscosidad en el medio, aumentan las fuerzas de arrastre sobre las partículas, por lo que será más fácil desprender las partículas si el fluido es más viscoso, esto es, su velocidad crítica será menor.

- **Mojabilidad de superficies y partículas**

En general, cualquier fluido al moverse en el medio poroso puede alcanzar una velocidad de arrastre suficiente para desprender partículas de las paredes de los poros; sin embargo, cuando las superficies y las partículas están mojadas por la fase móvil, a saturación residual (agua, en general), y la fase que fluye es la que no moja las superficies (petróleo). El caso normal es que no alcance la velocidad crítica para que las partículas se desprendan. Cuando la saturación de la fase mojante aumenta, y esta se hace móvil, se alcanza con facilidad la velocidad crítica, y las partículas comienzan a desprenderse y migrar. Este fenómeno puede observarse en pozos que comienzan a producir con muy bajos porcentajes de agua.

Una vez desprendidas, las partículas finas tienen varias **formas de depositarse**, que dependen de su tamaño y de su morfología.

- **Deposición Uniforme**

En donde todas las partículas tienen un tamaño similar lo que da una buena estabilidad a obstrucción, pero también pueden depositarse en paredes de poros, por lo cual el efecto de daño no se aprecia inmediatamente.

- **Taponamiento por diferencia de tamaño**

Cuando el tamaño de la partícula es mayor que el cuello del poro.

- **Formación de puentes**

Por aglomeración de partículas de diferentes tamaños en las gargantas de los poros.

**2.1.3 Fuerzas efectivas entre los finos y las superficie de los poros.** Autores<sup>14</sup> clasificaron las distintas fuerzas que actúan en las partículas que se encuentran en suspensión fluida en tres categorías como:

**2.1.3.1 Fuerzas relacionadas con mecanismos de desprendimiento.** Las fuerzas que causan el desprendimiento de partículas desde la superficie de los poros en el medio son descritas a continuación.

- **Fuerzas de cizalla**

Esta es la fuerza de fricción o de arrastre. Cuando el esfuerzo cortante del líquido que fluye sobre las partículas depositadas crea una fuerza de cizallamiento mayor que las que se aplican las partículas a la superficie del grano, luego las partículas pueden ser liberadas y movilizadas (Ives, 1985). El esfuerzo de cizalla es dado siguiendo la ley de newton como:

$$\tau = \mu \frac{dv}{dr} \quad (8)$$

Donde r es la distancia desde la superficie de la partícula.

- **Fuerza electrostática de doble capa**

Estas fuerzas son creadas debido a las condiciones iónicas medidas por el PH y la fuerza iónica. Cuando la partícula y las superficies de los granos llevan cargas electrostáticas del mismo signo estas se repelen entre sí. Se usa el modelo de la doble capa para visualizar la atmosfera iónica en la proximidad del coloide

---

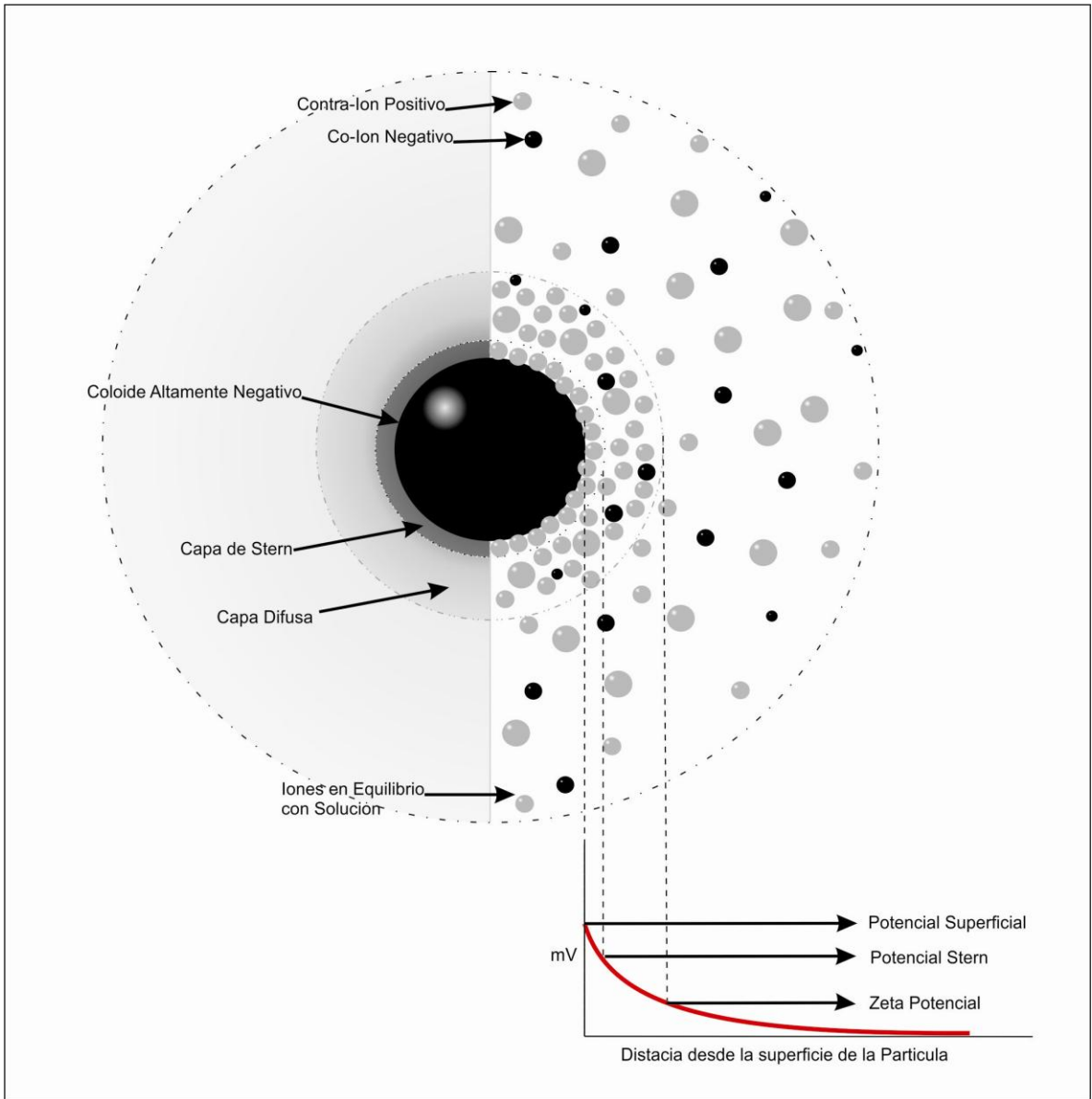
<sup>14</sup> Ives 1985

cargado y para explicar cómo actúan las fuerzas de repulsión. Es posible entender este modelo como una secuencia de etapas que ocurren alrededor de un solo coloide negativo, si los iones que neutralizan sus cargas son repentinamente sacados.

Veamos primero el efecto del colide sobre el ion positivo (llamado contra-ion) en la solución. Inicialmente la atracción del coloide negativo hace que algunos iones positivos formen una rígida capa adyacente alrededor de la superficie del coloide; esta capa es conocida como la *capa de Stern*.

Otros iones positivos adicionales son todavía atraídos por el coloide negativo, pero estos son ahora rechazados por la capa de Stern así como por otro iones positivos que intentan acercarse al coloide. Este equilibrio dinámico resulta en la formación de una capa difusa de contra-iones. Los contra-iones de la capa Stern y la capa difusa son los que juntos llamaremos la *doble capa*. El espesor de esta doble capa depende del tipo y concentración de los iones en solución. Ver Figura 11.

**Figura 11. Fuerzas Electroestáticas de doble capa**



FUENTE: MODIFICADO POR AUTORES, "Zeta potencial an introduction in 30 minutes", Malvern Instruments y "Potencial zeta: Curso Completo en 5 minutos, Zeta-meter".

- **Fuerza de repulsión de Born**

Esta fuerza se genera como resultado de la superposición de la elección nubes.

**2.1.3.2 Fuerzas relacionadas con los mecanismos de transporte.** Las fuerzas que causan la migración de partículas en el medio poroso serán descritas a continuación.

- **Fuerza inercial**

La inercia en una partícula sólida obliga a mantener el movimiento en línea recta. La fuerza de inercia puede ser expresada por el grupo adimensional.

$$N_i = \frac{\rho_s D_p^2 v_a}{18\mu D_g} \quad (9)$$

Dónde:

SIMBOLO	
$\rho_s$	Densidad de la partícula
$D_p$	Diámetro de la partícula
$v_a$	Velocidad convectiva
$\mu$	Viscosidad del líquido
$D_g$	Diámetro del grano

- **Fuerza gravitacional**

Como resultado de la diferencia de densidad entre las partículas y el líquido que fluye, las partículas tienden a moverse en la dirección gravitacional de acuerdo a la ley de Stokes. La velocidad de una partícula esférica sujeta a un movimiento de Stokes es propuesta por:

$$V_s = \frac{\rho_s - \rho \ g D_p^2}{18\mu} \quad (10)$$

Las fuerzas gravitacionales actúan hacia arriba cuando las partículas son más ligeras y por lo tanto tienden a estar suspendidas. La fuerza gravitacional tiende a actuar hacia abajo cuando las partículas son más pesadas y por ende tienden a asentarse. La fuerza gravitacional puede ser expresada por un grupo adimensional

llamado número gravitacional, que relaciona la ley de Stoke y la velocidad de convección como:

$$N_g = \frac{g(\rho_s - \rho)D_p^2}{18\mu V_a} \quad (11)$$

- **Fuerza centrífuga**

Las fuerzas centrífugas son generadas por aceleración. Las fuerzas centrífugas creadas con una velocidad angular  $w$  y un radio de curvatura  $R$  es expresada in forma adimensional como:

$$N_C = \frac{Rw^2(\rho_s - \rho)D_p^2}{18\mu V_a} \quad (12)$$

- **Fuerza de difusión**

Las partículas más pequeñas que 1.0 mm de diámetro tienden a moverse de forma irregular en un medio líquido y dispersarse aleatoriamente. Este fenómeno es llamado difusión Browniana, La difusividad de partículas finas se someten a un movimiento browniano está dada por Einstein (Mc Dowell-Boyer et al., 1986):

$$D = \frac{KT}{3\pi\mu D_p} \quad (13)$$

Dónde:

<b>SIMBOLO</b>	
$K$	Constante de Boltzmann
$T$	Temperatura absoluta

- **Fuerzas Hidrodinámicas**

Las fuerzas hidrodinámicas son el cizallamiento del fluido y las fuerzas de presión<sup>15</sup> Las partículas finas se mueven a la deriva junto con el flujo como

<sup>15</sup> Wojtanowicz et al., 1987, 1988

resultado del movimiento de los fluidos. El grupo adimensional que expresa las fuerzas hidrodinámicas es el número de Reynolds dado por

$$N_{Re} = \frac{V_a D_g \rho}{\mu} \quad (14)$$

Para partículas pequeñas, usualmente la velocidad de las partículas es igual a la velocidad del fluido que lo lleva.

**2.1.3.3 Fuerzas relacionadas con los mecanismos de fijación.** Estas fuerzas actúan en las partículas cuando ellas se encuentran a una distancia menor que 1.0  $\mu\text{m}$  de la superficie del grano (Ives, 1985). Esas fuerzas y las características adimensionales son descritas a continuación<sup>16</sup>.

- **Fuerza de London-van der Waals**

Esta es una fuerza de atracción debido a las ondas electromagnéticas generadas por las características electrónicas de los átomos y moléculas. La fuerza de atracción es expresada por:

$$F_{vw} \ s = \frac{1}{s-2} F_n \frac{s-2}{\lambda} \quad (15)$$

En el que  $\lambda$  es una longitud de onda adimensional de la fuerza de dispersión,  $s$  es la distancia de separación adimensional y  $F_n$  es una función que asume diferentes formas para  $(s-2)/\lambda$  menores y más grandes que la unidad.

En general estas fuerzas son muy débiles pero:

- Su valor es tanto mayor cuanto mayor sea la polaridad de las moléculas que se unen.

---

<sup>16</sup> A. Habibi, et al., Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection, An Experimental Study. 2013

- Aumentan con el tamaño de las moléculas, ya que a mayor volumen, las capas electrónicas más externas de las moléculas se deforman más fácilmente.
- Si el punto de fusión y ebullición de las moléculas es elevado, el valor de las fuerzas aumenta.
- Además este término incluye otras fuerzas pertenecientes a las de London Van der Waals
- Fuerzas dipolo permanente-dipolo permanente (fuerzas de Keesom o interacción dipolo-dipolo)
- Fuerzas dipolo permanente-dipolo inducido (fuerzas de Debye)
- Fuerzas dipolo inducido instantáneo-dipolo inducido (fuerzas de dispersión de London)

También se usa en ocasiones como un sinónimo para la totalidad de las fuerzas intermoleculares

**2.1.4 Total de energía de interacción entre los finos y la superficie.** Existen fuerzas superficiales que afectan la estabilidad de los finos en el medio poroso, Khillar et al 1998, presento todas las fuerzas efectivas entre los finos y la superficie de los poros. Generalmente esas fuerzas superficiales consisten en fuerzas coloidales y fuerzas hidrodinámicas. Las fuerzas superficiales tienen un rol en el desprendimiento de los finos como se muestra en la tabla 5.

**Tabla 5. Fuerzas y efectos en la migración de finos**

<b>FUERZA</b>	<b>SIMBOLO</b>	<b>EFECTO DE LA FUERZA</b>
Doble capa eléctrica	$V_{DLR}$	Repulsión
L. Van der Waals	$V_{LVA}$	Atracción
Born	$V_{BR}$	Repulsión
Interacción ácido-base	$V_{A-B}$	Atracción
Potencial hidrodinámico	$V_{HR}$	Repulsión

FUENTE: A. Habibi, et al., Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection, An Experimental Study, SPE 144196.

Por lo tanto, la ecuación 16 muestra la total energía de interacción entre los finos y la superficie. Valores positivos  $V_t$  significan que las fuerzas repulsivas son dominantes mientras que valores negativos es considerado que las fuerzas de atracción son dominantes.

$$VT = V_{DLR} + V_{LVA} + V_{BR} + V_{AB} + V_{HR} \quad (16)$$

Despreciando las fuerzas de interacción acido-base ya que el agua destilada fue utilizada para todos los experimentos, entonces la medida total de interacción puede ser expresada como:

$$VT = V_{DLR} + V_{LVA} + V_{BR} + V_{HR} \quad (17)$$

La fuerza de doble capa eléctrica fue obtenida resolviendo la ecuación de Poisson Boltzmann para una específica condición de límites y de geometría.

La ecuación de energía repulsiva de la doble capa con un potencial constante fue utilizada aquí. La Ecuación 18 muestra el potencial de la doble capa. Por otro lado el zeta potencial muestra datos importantes de la estructura de doble capa y el potencial superficial.

El llenado de la superficie de los sólidos con nano-partículas, podría cambiar la estructura de la capa que afectaría la tendencia del zeta potencial a través de las distancias de separación. También se puede decir que el potencial superficial puede ser reemplazado por la medida de zetas potenciales.

$$V_{DLR} = \varepsilon \cdot \frac{a_p}{4} \times 2\psi_{01}\psi_{02} \frac{1+\exp(-kh)}{1-\exp(-kh)} + \psi_{01}^2 + \psi_{02}^2 \times \ln(1 - \exp -2kh) \quad (18)$$

Donde  $\psi_{01}, \psi_{02}$  son los zetas potenciales.

La fuerza de repulsión de de Born ( $V_{BR}$ ) es un potencial repulsivo de corto alcance, la fuerza de repulsión de Born llega a ser insignificante para distancias mayores que 1nm (Khilar et al, 1998). La ecuación 19 describe este potencial para un sistema Sphere-Plate.

$$V_{BR} = \frac{A_{132}}{7560} X \frac{\sigma}{a_p}^6 X \frac{8+H}{2+H}^7 + \frac{6-H}{H^7} \quad (19)$$

$$H = \frac{h}{a_p} \quad (20)$$

Donde H es la distancia de separación.

La fuerza de repulsión hidrodinámica ( $V_{HR}$ ) es otro potencial repulsivo que depende de la velocidad de flujo y del tamaño de los finos. Para flujo laminar en el medio poroso la ecuación (21) presenta el potencial hidrodinámico.

$$V_{HR} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \rho}{3} x \frac{a_p^5 \cdot v^2 \cdot H}{R^3} \quad (21)$$

Donde  $v$  es la velocidad del fluido.

La fuerza de atracción de London Van Der Walls, es un potencial de atracción que podría prevenir el desprendimiento de finos de la superficie. La ecuación (22) ha demostrado el potencial VLA entre dos cuerpos para un geometría sphere-plate.

$$V_{LA} = \frac{-A_{132}}{6} x \frac{2 \cdot 1+H}{H \cdot 2+H} + Ln \frac{H}{2+H} \quad (22)$$

Si la energía total de interacciones ( $V_T$ ) es dividida por el producto de la constante de Boltzmann y la temperatura, esta llega a ser adimensional (khilar, et al 1998). La ecuación (23) demuestra la energía total de interacción de forma adimensional.

$$V_{t,dimensionales} = \frac{V_T}{K_B.T} \quad (23)$$

La Tabla 6 Presenta los valores de todas constantes contribuyendo al cálculo de  $V_T$ .

**Tabla 6. Constantes para Ecuaciones**

<b>CONSTANTES</b>	<b>VALOR</b>
Constante dieléctrica ( $\epsilon$ )(khilar,et al., 1998)	$6.94257^{-10}$
Radio de partícula ( $a_p$ )	$10^{-6}$ m
Longitud de debye ( $k$ ) (Bowen,et al.,2002; khilar,et al., 1998)	$(9.6 \cdot 10^{-9})^{-1}$ m
Constante de hamaker (A132) )(khilar,et al., 1998)	$6 \times 10^{-21}$
Constante de boltzmann (KB) )(khilar,et al., 1998)	$1.38 \times 10^{-23}$
Temperatura (t)	297 K
Diámetro de colisión ( $\sigma$ )	$0.5 \times 10^{-9}$ m
Densidad del fluido ( $\rho$ )	1000 kg/m <sup>3</sup>
Radio del poro (r)	$32 \times 10^{-6}$ m

FUENTE: A. Habibi, et al., Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection, An Experimental Study, SPE 144196.

**2.1.5 Proceso de movilizacion/depositacion de partículas finas.** Existen varios procesos, estos pueden ser clasificados en 2 grupos: procesos internos y procesos externos<sup>17</sup>.

#### 2.1.5.1 Proceso interno

- **Proceso en superficie de poros**

- a) Depositación (adhesión, fijación, cubrimiento del poro, reducción de poros, intercepción, difusión, retención).
- b) Remoción (erosión, movilización hidrodinámica, desprendimiento, expulsión coloidal, liberación, división, barrido, repulsión).

<sup>17</sup> Faruk Civan, Reservoir Formation Damage (Second Edition). United States 2000

- **Proceso en garganta de poros**
  - a) Taponamiento (detección, formación de puentes, sellado, exclusión por tamaño, intercepción directa, obstrucción, captura).
  - b) Sin taponamiento (desalojo, rompimiento).
  
- **Proceso en volumen de los poros**
  - a) Formación interna de torta.
  - b) Migración.
  - c) Generación (reacciones químicas, formaciones físico-químicas, liberación de partículas debido a pérdida de integridad de los granos de la roca por disolución química del cemento de la roca o por compresión de la roca.
  - d) Transporte.

La cantidad neta de partículas depositadas en el medio poroso es expresado de la siguiente manera:

$$\gamma = \alpha + \vartheta + \epsilon \quad (24)$$

Dónde:

**NOMENCLATURA**

---

$\alpha$	Cantidad inicial de partículas en la matriz
$\vartheta$	Cantidad neta de partículas depositadas en la superficie de los poros
$\epsilon$	Cantidad de partículas depositadas detrás de las gargantas de los poros

---

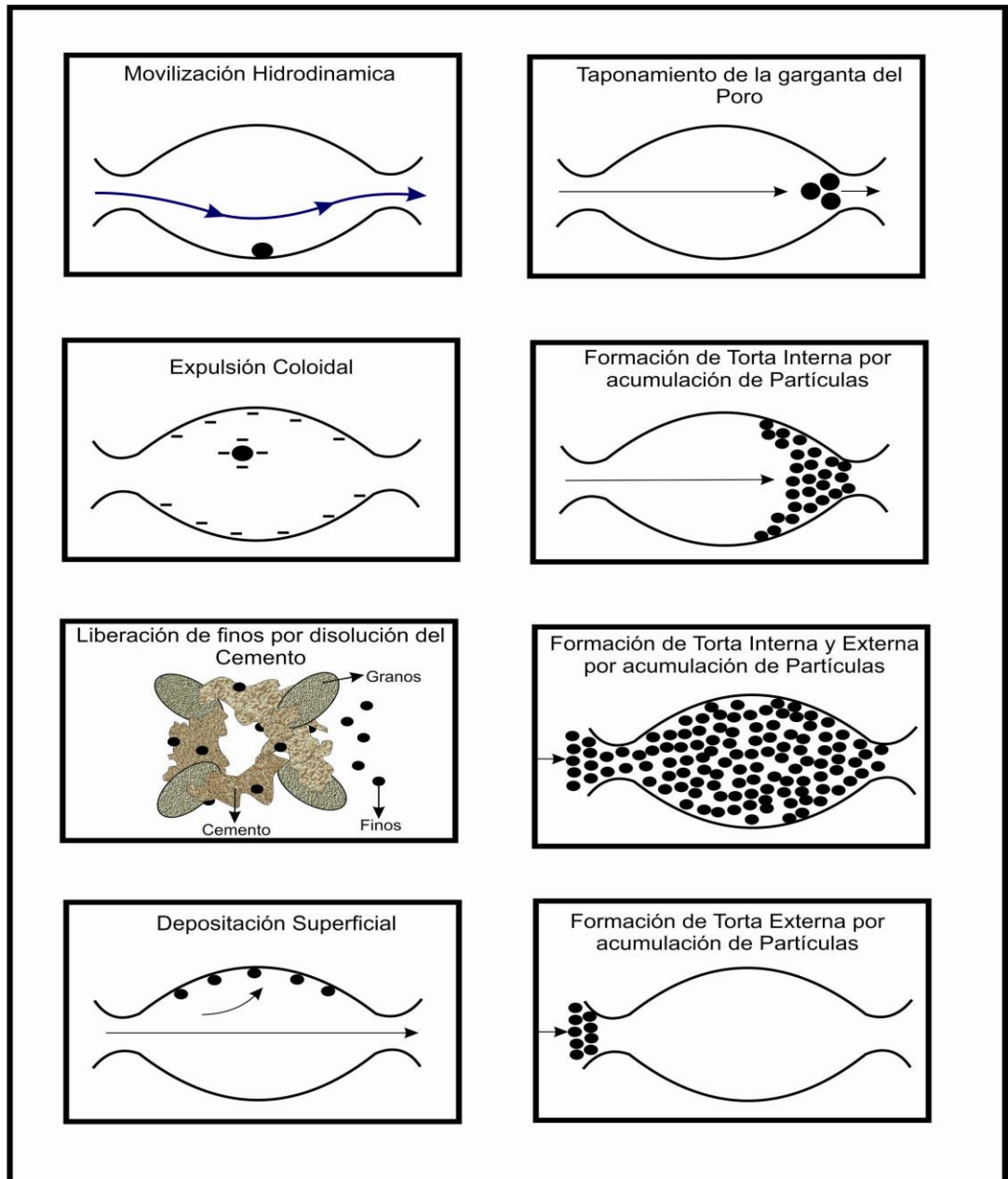
**2.1.5.2 Procesos externos.** Los procesos externos ocurren sobre la cara de la formación, los procesos ocurren en la cara de los poros de la formación y son de 3 tipos.

1. Formación externa de torta.
2. Remoción externa de torta (erosión, movilización).

### 3. Invasión de partículas finas.

En la Figura 12 se muestran algunos procesos.

**Figura 12. Diferentes procesos de las partículas**



FUENTE: MODIFICADO POR AUTORES, Faruk Civan, Reservoir Formation Damage (Second Edition).

### **3. MÉTODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE MIGRACIÓN DE FINOS AL INTERIOR DEL MEDIO POROSO.**

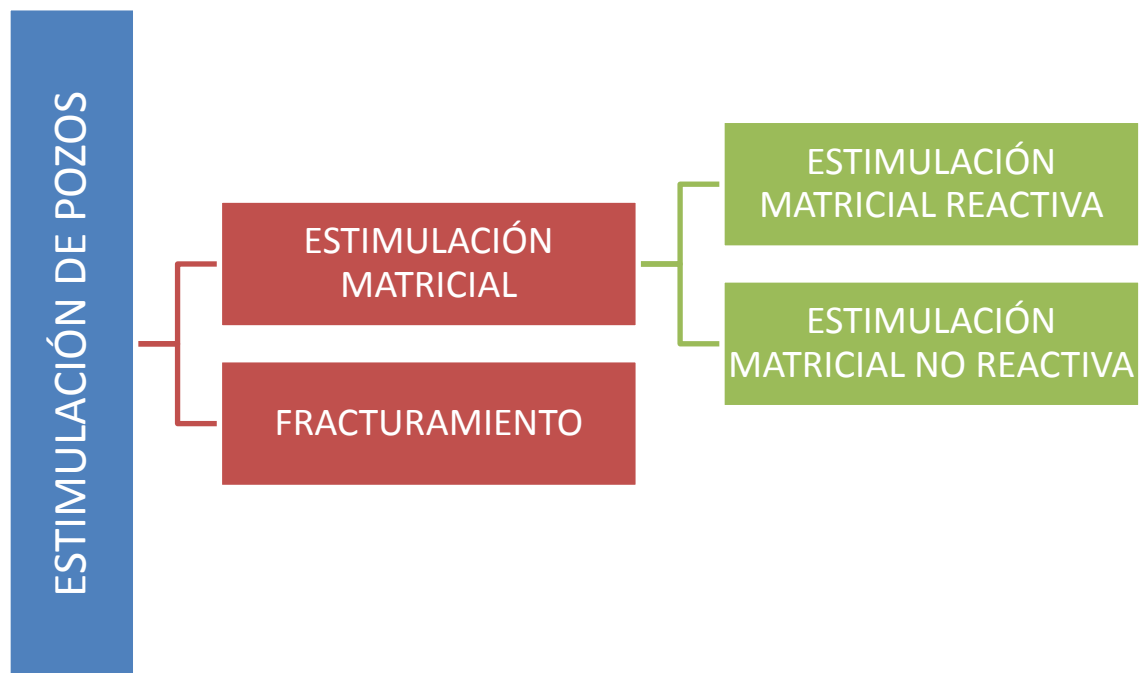
Cuando en un pozo se están presentando problemas o caídas abruptas en la producción, es indicador de la presencia de alguna anomalía en este. Si después de un estudio detallado se identifica que estos problemas son debido a daño de formación y en el caso que estamos discutiendo sea por migración de finos, se procederá a utilizar un tratamiento de estimulación que permitirá restituir los canales en el medio poroso para así aumentar la producción de dicho pozo, entre los métodos encargados de estimular el pozo encontramos: fracturamiento, tratamiento caustico, tratamientos ácidos, inhibidores para evitar hinchamiento de la Esméctica y otros aditivos.

#### **3.1. ESTIMULACIÓN DE POZOS**

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento, que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo o de este a la formación.

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozo inyectoros, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada optimizar los patrones de flujo.

A continuación se encuentran subdividas las técnicas principales de estimulación de pozos:



Como se observó en el capítulo I, los parámetros que pueden modificarse para aumentar la productividad de un pozo se restringen básicamente a la permeabilidad,  $k$ , y al efecto skin o daño,  $S$ . un valor bajo de permeabilidad o un valor grande del efecto skin propiciarán una baja productividad del pozo.

Con respecto a la permeabilidad, es en general poco probable que se pueda incrementar a valores que permitan tener respuestas considerables en la productividad de los pozos. En estos casos cuando la permeabilidad es baja ( $<10\text{md}$ ), la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la **ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO**. Por ello las características del yacimiento permanecen inalteradas y el mejoramiento de la productividad se da por el cambio de patrón de flujo de radial circular a lineal hacia una gran superficie dentro del yacimiento creada por el fracturamiento.

Por otra parte, un valor grande de S en general será consecuencia de un daño causado en la zona vecina al pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación y completamiento del mismo.

Esta alteración en la vecindad del pozo puede realmente ser eliminada y así reducir a cero el valor de S, o en algunos casos disminuirlo más, a valores negativos. Esto es posible lograrlo a través de la **ESTIMULACIÓN MATRICIAL**.

Ahora, si la inyección de un tratamiento de estimulación se realiza a tasas y presiones inferiores a los necesarios para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de fracturamiento.

Para definir estos rangos de gasto y presión es común realizar, previo a cualquier estimulación, pruebas de admisión o inyección en el intervalo productor, definiendo a través de las mismas el comportamiento de la presión al incrementar el gasto de inyección. La Figura 13 ilustra el comportamiento típico de la presión durante una prueba de inyectabilidad<sup>18</sup>.

El procedimiento de prueba consiste en inyectar a la formación un fluido inerte (agua tratada o fluido oleoso limpio) a gastos muy bajos, de  $\frac{1}{2}$  a 1 a un barril por minuto, midiendo la presión de inyección. A continuación se incrementa el gasto de bombeo por etapas, registrando la presión de inyección a gasto estabilizado en cada etapa. Al continuar con incrementos de gastos se registrará un cambio brusco de la pendiente de la curva, tal como se muestra en el punto A de la Figura 13.

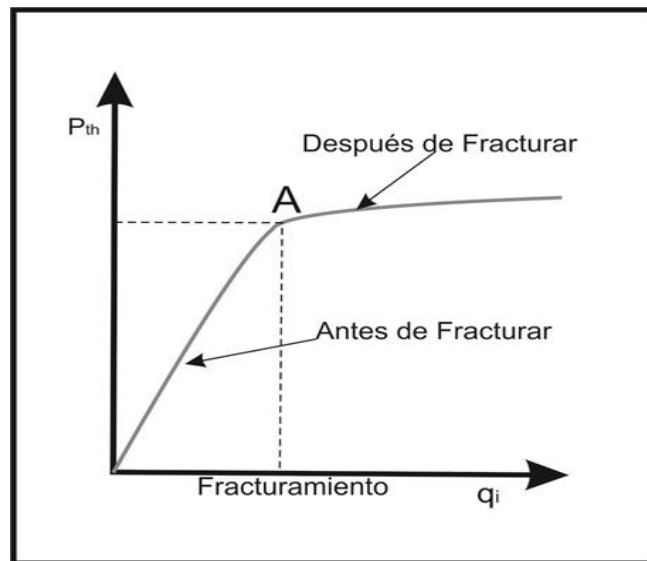
Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gastos y presiones debajo de los valores apreciados en el punto A. esto permitirá una penetración del fluido a la matriz, en forma radial circular, con un consecuente

---

<sup>18</sup> Carlos Islas Silva, Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1991. CIPM.

mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación.

**Figura 13. Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza de pozo, durante una prueba de admisión a la formación.**



FUENTE: Carlos Islas Silva, Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1991. CIPM.

**3.1.1 Estimulación matricial.** Como hemos visto, las condiciones de daño deben ser removidas de un pozo para que produzca a su potencial. Esta remoción es el objetivo principal de las estimulaciones matriciales, consistiendo en la inyección a gasto y presiones bajas de pequeños volúmenes de soluciones de estimulación.

Dependiendo de la interacción entre estas soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos: ***estimulación matricial “no reactiva” y estimulación matricial “reactiva”***.

En la Tabla 7 se muestra una guía general para seleccionar la estimulación matricial.

**Tabla 7. Guía general para seleccionar la estimulación matricial.**

TIPO DE DAÑO	NO REACTIVA	REACTIVA
• Arcillas y Finos	Solo en Formaciones con temperatura > 300°C	<b>INDICADA</b>
• Bloqueo por Agua	Fluidos acuosos o solventes mutuos y surfactantes bajotensores.	Recomendable
• Bloqueo por Emulsión	Fluidos acuosos o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes.	No recomendable
• Mojabilidad por Aceite	Fluidos acuosos con surfactantes cambiadores de mojabilidad por agua.	No recomendable
• Películas Interfaciales	Fluidos acuosos o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes.	No recomendable
• Incrustaciones de Sales	No indicada	Indicada
• Depósitos Orgánicos	Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajo tensores.	No recomendable
• Perdida de Lodo	Fluidos acuosos y oleosos con surfactantes dispersantes de finos.	Puede ser recomendable

FUENTE: Carlos Islas Silva, Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1991. CIPM.

**3.1.1.1. Estimulación matricial no reactiva.** Es la estimulación en la cual los fluidos del tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o solidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc., como se puede ver este tipo de estimulación no es recomendable para la remediación, mitigación o prevención de la migración de finos, por ello no se discutirá a fondo en este trabajo de grado.

**3.1.1.2 Estimacion matricial reactiva.** La estimulación matricial reactiva o **ACIDIFICACIÓN MATRICIAL**, consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a gastos y presiones inferiores a la presión de ruptura de la

roca, como se mencionó anteriormente. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca. El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en las perforaciones, en la vecindad del pozo y eliminar obstrucciones en el mismo. Adicionalmente, en formaciones de alta productividad la acidificación matricial no solo se emplea para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo. Esto se logra disolviendo parte de la roca, con el consecuente mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación en la vecindad del pozo.

En la estimulación reactiva de pozos se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones. Estas reacciones son procesos de cambios químicos entre los reactantes (ácidos y minerales), para dar productos de reacción. El conocimiento del cómo, cuándo y dónde se llevaran a cabo las reacciones químicas es imprescindible para la selección y el diseño de una acidificación matricial. Este conocimiento se basa en el estudio de la estequiometría, el equilibrio y la velocidad de la reacción.

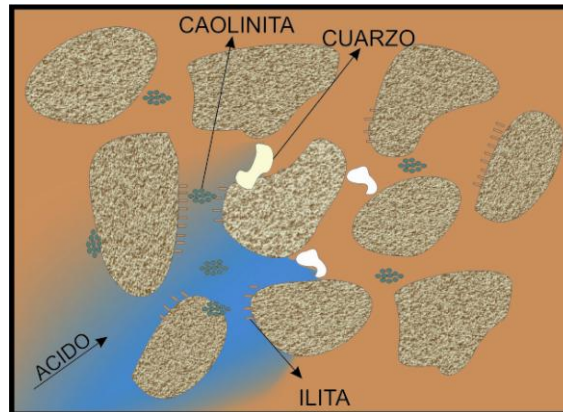
Entre los ácidos más comúnmente utilizados en la estimulación de pozos están los inorgánicos: ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, y los orgánicos: ácido acético y fórmico. También se emplea la mezcla entre estos ácidos y otros de menor uso como sulfámico y el cloroacético.

Con excepción del ácido fluorhídrico, los demás se usan básicamente para estimular formaciones calcáreas. El fluorhídrico es el único que disuelve minerales silícicos.

La acidificación matricial tiene aplicación tanto en formaciones carbonatadas como en areniscas. En formaciones de areniscas, estos tratamientos pueden ser diseñados principalmente para remover o disolver el daño de formación (aunque no todos los tipos de daño son removibles por ácido) o taponamiento en las

perforaciones y en los sistemas porosos en las cercanías de la cara de formación. (Ver Figura 14).

**Figura 14 Acidificación Matricial de Areniscas**



FUENTE: AUTORES, Basados en: HONGJIE, X., & HOLDITCH, S. A. (s.f.). A Comprehensive Approach to Formation Damage Diagnosis and Corresponding Stimulation Type and Fluid Selection. p.10.

Teóricamente el flujo de ácidos a través de los sistemas porosos disuelve sólidos y finos atrapados en las gargantas de poro y su interior, que impiden el flujo de gas y aceite. La mayoría de las reacciones del ácido ocurren con los sólidos atrapados en las gargantas de poro o dentro del poro y los minerales, por lo cual en formaciones de areniscas los tratamientos de acidificación matricial remueve el daño presente en la formación.

**3.1.1.2.1 Fluidos usados en acidificación.** Existen diversos fluidos que son usados en la acidificación matricial de areniscas, de los que se pueden rescatar dos grupos: los sistemas ácidos y los aditivos<sup>19</sup>, cada uno ellos cumple una función diferente dentro del proceso de acidificación, por ejemplo los sistemas ácidos son los encargados de disolver el daño que está afectando la formación de interés, sin embargo estos fluidos no pueden ser inyectados por si solos, estos

<sup>19</sup> ECONOMIDES, Michael .J.& NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY 2007.

deben ser adaptados a las condiciones y características particulares de cada pozo y aquí es donde entran en juego los diferentes aditivos que se emplean durante el proceso de acidificación matricial, también tienen la función de disminuir las posibilidades de fracaso que se tienen al implementar un proceso de estas características.

En el transcurso de este capítulo se explicará brevemente los diversos sistemas ácidos, sus aplicaciones y algunos de los principales aditivos que se usan en el área de estimulación de pozos.

**3.1.1.2.1.1. Sistemas ácidos.** Los diferentes sistemas ácidos fueron diseñados por la necesidad de aumentar el nivel de éxito en la aplicación de acidificación matricial, esto se refleja en una mayor capacidad de penetración del ácido vivo, que disuelve las restricciones que tiene el sistema de flujo y así permitir que los hidrocarburos se desplacen hasta la cara de la formación con mayor facilidad, a continuación se muestran los principales sistemas ácidos usados en areniscas.

**3.1.1.2.1.1.1 Sistemas ácidos convencionales.** Los sistemas ácidos convencionales se caracterizan por tener un rango de acción reducido, es decir, no logran penetrar en la formación un poco más de un pie cuando el ácido ya se ha gastado; pero estos a su vez tienen un efecto positivo cuando su formulación es correcta. Aunque estas formulaciones han sido fruto de la observación, en la actualidad existen publicaciones como las de McLeod<sup>20</sup> y Kalfayan<sup>21</sup> que han recopilado información durante el transcurso de los años y han generado guías para la selección de fluidos de acidificación con sistemas convencionales que constan de una mezcla de ácido clorhídrico (HCl) y ácido fluorhídrico (HF) a concentraciones que van desde 0.5% HF: 6%HCl a 3% HF: 12%HCl, según la

---

<sup>20</sup> McLeod, Harry O Significant Factors for Successful Matrix Acidizing. SPE Centennial Symposium at New Mexico Tech SPE 20155.

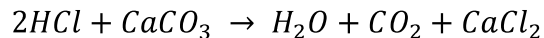
<sup>21</sup> L.J. Kalfayan, A.S. Metcalf Successful Sandstone Acid Design Case Histories: Exceptions to Conventional Wisdom. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE 63178 USA 2000.

mineralogía presente en la formación de interés. También además del ácido principal se plantea el uso de un prefluo ácido que reducirá la posibilidad de generar daño por la inyección de HF en la formación por el contacto con ciertos minerales como los carbonatos y feldespatos.

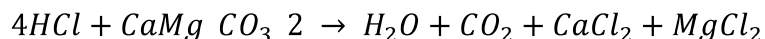
**3.1.1.2.1.1.1.1.1. Ácido Clorhídrico (HCL).** Este es el ácido más utilizado en la estimulación de pozos, es una solución del gas cloruro de hidrogeno en agua.

Las características de este acido es que se disocia rápidamente en agua, además su amplio uso es debido a que el ácido permite mayor volumen de roca calcárea disuelta, la principal desventaja es su alta corrosividad que puede ocasionar daño severo a las tuberías del pozo y el equipo de acero. Esta acción agresiva del ácido restringe su aplicabilidad a altas temperaturas del orden de 300 F.EL HCl reacciona principalmente con rocas calcáreas y dolomitas dando como productos cloruro de calcio, agua y bióxido de carbono como se ve a continuación.

Reacción con roca calcárea



Reacción con Dolomía (mineral dolomita)



El almacenamiento para su posterior uso en campos se lleva cabo mediante el uso de tanques, este producto comercialmente se ha estandarizado en una solución de 31,45 % por peso, con gravedad específica de 1,160 y una densidad de 9,67 lb/gal. La mayoría de tratamientos con este acido utilizan de 75 a 250 galones de ácido por intervalo productor.

**Tabla 8 Ventajas y Desventajas del uso de HCl**

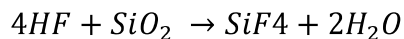
<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Disocia rápidamente en agua</li><li>• Permite mayor volumen de roca disuelta</li><li>• Costo moderado</li><li>• Mayor capacidad de suspender finos insolubles</li><li>• No forma precipitados</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Alta corrosividad</li><li>• Uso permitido para temperaturas &lt; 300F</li><li>• Necesita utilizarse un inhibidor de corrosión</li><li>• Altamente toxico para humanos</li><li>• No es amigable con el medio ambiente</li></ul>

Fuente: Autores

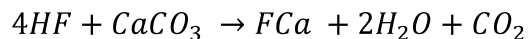
**3.1.1.2.1.1.1.2 Ácido fluorhídrico (HF).** Este ácido es el único que permite la disolución de minerales silícicos como las arcillas, feldspatos, cuarzo, etc. El HF reacciona preferentemente con estos minerales antes que con los otros. Además de compuestos de sílice, el ácido fluorhídrico también reacciona con minerales calcáreos; en este caso el producto de la reacción resulta en precipitados insolubles lo cual deberá evitarse en todo lo posible.

Estas reacciones con los carbonatos hacen que su uso sea exclusivamente con formaciones silícicas, con contenido de material calcáreo menor al 20%.

Reacción con cuarzo:



Reacción con carbonatos:



Tan pronto como el ácido fluorhídrico (HF) se hace presente reacciona con el carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>). El fluoruro de calcio (FCa), un producto indeseable, se mantiene en solución pero, si está ausente el ácido clorhídrico (HCl) precipita.

En la industria petrolera generalmente se utiliza en solución con el HCl en concentraciones de HF no mayores al 3% (Mud Acid), la acción corrosiva del HCl-HF es similar al del HCl, por lo que es necesario el uso de inhibidores de corrosión. Para evitar el contacto del ácido fluorhídrico con material calcáreo o salmuera de la formación es necesario inyectar previamente un volumen de HCl que disuelva estos carbonatos y desplace la salmuera de la zona en que entrara el HF.

**Tabla 9. Métodos de control de precipitados con el uso de HF**

<b>Mineral</b>	<b>Precipitado</b>	<b>Prevención</b>
CaCO <sub>3</sub>	CaF <sub>2</sub>	Preflujo de HCl
CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	CaF <sub>2</sub> y MgF <sub>2</sub>	Preflujo de HCl
Feldespatos potásicos	KSi <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	Bajar HF al 1,5%
Arcillas limpias, caolinita	Si(OH) <sub>4</sub> 12H <sub>2</sub> O	Sobre desplazar y alejar

FUENTE: AUTORES

**Tabla 10. Ventajas y Desventajas del uso de HF**

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
Reacciona con minerales silícicos	Veneno-Corrosivo
Reacciona con carbonatos	Originan precipitados de baja solubilidad
	Rápido gastado del ácido
	Poca penetración a altas temperaturas
	Puede destruir material cementante
	Al disolver parte de la roca, debilita la formación, originando un mayor problema si no se controla.

FUENTE: AUTORES.

**3.1.1.2.1.1.3. Acido acético (CH<sub>3</sub>COOH).** Este acido fue el primero de tipo orgánico empleado en un proceso de estimulación. Su principal característica es que es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre lentamente. Esto propicia que reaccione lentamente con los carbonatos, por lo que es utilizado como ácido retardado (gasto más lento) y en las estimulaciones de calizas de alta temperatura. Es seguro de inhibir, en caso donde se requiere que permanezca un tiempo prolongado exponiéndose en tuberías, materiales metálicos etc., ya que mezclado con agua es corrosivo pero actúa más lentamente que el HCl.

También es usado como agente controlador de arcillas.

**Tabla 11. Ventajas y Desventajas del uso de CH<sub>3</sub>COOH**

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
Alta penetración.	Costo elevado por poder de disolución.
Baja corrosión comparada con HCl.	Usos limitados.
Más gasto de tiempo.	Baja solubilidad de los productos de la reacción.
	Trabaja bajo un rango de concentración <10%.

FUENTE: AUTORES.

**3.1.1.2.1.1.4. Ácido fórmico (HCOOH).** Este acido es también orgánico usado en la estimulación de pozos es más fuerte que el ácido acético; aunque apreciablemente más débil que el ácido clorhídrico, es un ácido intermedio entre el HCl y el acético; tanto por su reacción como por su costo de disolución en carbonatos.

Este acido tiene la capacidad de trabajar en pozos profundos y temperaturas altas pero sus inhibidores presentan dificultad a valores mayores que 350 F. Se puede utilizar solo o en combinación con el ácido clorhídrico o el fluorhídrico.

Tiene un rango de concentración óptima 10%, ya que por encima de este valor los productos generados en la reacción pueden llegar a ser precipitados gelatinosos como el formato de calcio.

**Tabla 12. Ventajas y Desventajas del uso de HCOOH.**

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
Bajo costo frente al ácido acético.	Costoso cuando se necesita inhibirlo.
Soluble en agua.	No es soluble en petróleo.
Trabaja con altas temperaturas.	No puede ser usado a altas concentraciones.
	Más débil que el HCl.

FUENTE: AUTORES.

**3.1.1.2.1.2 Sistemas ácidos no convencionales.** Dada la baja penetración obtenida con los ácidos convencionales, surge la necesidad de crear sistemas de alta penetración o de efecto retardado. Aquí se explicaran algunos de ellos. Las siguientes son las combinaciones ácidas más utilizadas en la industria.

**3.1.1.2.1.2.1 Self Generation Mud Acid (SGMA).** El self generation mud acid<sup>22</sup> o lodo ácido autogenerado es un sistema desarrollado por la Shell Oil Company, el cual utiliza un éster y una solución de bifluoruro. Inicialmente el contenido de la mezcla es muy bajo, sin embargo con el tiempo el éster se hidroliza lentamente para producir un ácido fórmico y un metanol. El ácido fórmico reacciona con la sal de fluoruro para producir ácido HF. Esta reacción es lenta a 100°F, sin embargo es extremadamente rápida a 200°F, por lo tanto su propiedad retardada se ve limitada.

<sup>22</sup> Carlos Islas Silva, Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1991. CIPM.

**3.1.1.2.1.2.2 Lodo ácido secuencial.** Este es un proceso desarrollado y planteado por Halliburton<sup>23</sup>, el cual aprovecha las propiedades de intercambio iónico que ofrecen las arcillas para generar el ácido fluorhídrico in-situ en la cara de la arcilla. Este es un proceso secuencial en el cual se inyecta una solución de HCl débil (normalmente al 5%) seguido de una solución de fluoruro de amonio.

El ión de hidrogeno (H+) del HCl es atraído por los sitios catiónicos del cristal de arcilla y el ión de flúor (F-) proveniente de la solución de fluoruro de amonio llega a la arcilla, este se combina con el ión (H+) para formar el HF sobre la arcilla. Este ácido formado ataca la arcilla y la disuelve parcialmente dejando nuevas caras expuestas. Simultáneamente, algunos iones de flúor serán atraídos por los sitios aniónicos en la arcilla y la etapa de HCl al 5% aportara iones de hidrógeno para combinarse y formar HF.

Este proceso se deberá repetir entre 5 a 6 veces alternando estas soluciones de HCl 5% - NH<sub>4</sub>F para lograr una buena penetración del ácido. Algunas ventajas de este sistema son:

- Alta penetración, dependiendo de las veces que se repita el proceso secuencial HCl 5% - NH<sub>4</sub>F.
- No tiene limitante de temperatura.
- No desconsolida la formación; ataca preferiblemente las arcillas sin alterar la arena o feldespatos, ya que estos no representan intercambio iónico considerable.
- Menor corrosivo que el HF regular.
- No requiere tiempo de cierre.
- Los costos y volúmenes de aditivos son comparables con los de un tratamiento con HF regular.

---

<sup>23</sup> ECONOMIDES, Michael .J.& NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY 2007.

- Requiere la presencia de arcillas con alta capacidad de intercambio iónico en la formación.

**3.1.1.2.1.2.3 Mud Acid retardado con cloruro de aluminio.** Se usa en casos de excesivo contenido de arcillas, pero presenta riesgos de precipitación de fluoruro de aluminio en las tuberías.

**3.1.1.2.1.2.4 Mud Acid Organico.** El lodo ácido orgánico se creó como una alternativa para las formaciones que tenían alto grado de incompatibilidad con el HCl o cuando las altas temperaturas no son recomendables para el uso de HCl. Por lo general se usa una mezcla de HF con algún ácido orgánico, bien sea ácido acético o fórmico.

Se hace reemplazando el 12% de HCl por 9% de ácido fórmico. Es un ácido de reacción retardada, que se usa para la disolución de arcillas a altas temperaturas.

**Tabla 13. Ventajas y Desventajas del uso de Mud Acid**

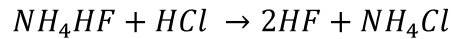
<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
Reacciona rápidamente con arcillas	Corrosivo.
Se reduce la precipitación	Preferencia usar solo en areniscas.
Disuelve minerales de HCl, así como del HF.	Concentraciones mal calculadas pueden resultar en taponamiento y fractura.
	No puede ser usado a altas concentraciones.

FUENTE: AUTORES.

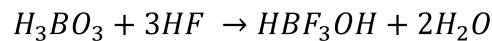
**3.1.1.2.1.2.5 Acido fluoborico (HBF<sub>4</sub>) –CLAY ACID™.** Este ácido fue introducido por Thomas y Crowe como una necesidad de generar lentamente el HF a condiciones de yacimientos, dada la rápida reacción del HF puro con las arcillas. Este acido conocido comercialmente como Clay Acid tiene la propiedad de estabilizar las partículas finas, además es recomendado en arenas con alto contenido de caolinita, porque las estabiliza, igualmente es adecuado en arenas

con contenido de minerales potásicos; ya que evita la precipitación de componentes dañinos.

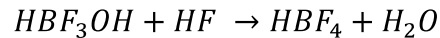
El sistema consiste en preparar mezclas de ácido bórico ( $H_3BO_3$ ) y ácido clorhídrico, la primera reacción que se lleva a cabo es la siguiente:



De esta reacción se obtiene ácido fluorhídrico, el cual reaccionara rápidamente con el ácido bórico de acuerdo a la siguiente reacción:



Simultáneamente se produce una reacción lenta que viene expresada:



$HBF_3OH$  actúa como moderador y previene las precipitaciones indeseables, El Sistema Fluobórico posee la habilidad de inhibir la migración de finos. Ello ocurre pues tiene lugar una disolución parcial del Al y Si presentes, lo cual unido al Boro crea una especie de látex que "suelta" el fino a la formación, "desensibilizando" la misma.

**Tabla 14 Ventajas y Desventajas del uso de  $HBF_4$  –Clay Acid™**

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
Estabiliza los finos	Corrosivo
Desensibiliza el hinchamiento	
Tiene mayor radio de penetración	

FUENTE: AUTORES.

**3.1.1.2.2 Selección de pozos candidatos.** El proceso de selección de pozos candidatos es un proceso mediante el cual se analizan los estados mecánicos, de producción y económico; entre otros datos de cada pozo para conocer en cuál o cuáles de ellos es viable técnica y económicamente un trabajo de estimulación acida.

Para la selección de los mejores candidatos para acidificación matricial de areniscas se recomienda seguir ciertos pasos en los cuales se identifiquen aquellos pozos que pueden presentar caídas anormales en su declinación de producción debido a un posible daño de formación o problemas de tipo mecánico, bien sea en la integridad de los equipos o por un mal diseño. Una vez se han identificado cuales son los mejores candidatos, aquellos que presentan un daño de formación removible con acidificación, se procede a realizar el diseño del tratamiento.

A continuación se propone el proceso para llevar a cabo una correcta selección de pozos candidatos.

- Recopilación de Información.
- Análisis de Información.
- Preselección de Candidatos.
- Identificación de los problemas de los pozos seleccionados.
- Seleccionar aquellos pozos en los que es viable un tratamiento de acidificación.

**3.1.1.2.2.1 Recopilación de la información.** Este es uno de los pasos más importantes del proceso, ya que aquí se recogerá toda la información que sea relevante de todos y cada uno de los pozos que tiene el campo en cuestión y se identificarán cuales son aquellos que presentan problemas. Dentro de la información importante para este proceso se encuentra la siguiente:

- **Reportes de Perforación y Completamiento:** Aquí se pueden observar los detalles de los fluidos usados durante la perforación del pozo. Es muy importante tener en cuenta las pérdidas de fluidos en cada momento de alcanzar cada una de las zonas productoras, aunque estos datos muchas veces no los muy precisos puedan dar una idea de lo que ha ocurrido.
- **Historial de Producción:** Se analizan las anomalías en la declinación normal que presentan los pozos, se deben comparar para ver cuáles de ellos presentan una mayor declinación.
- **Historial de Eventos:** Se presentan todos los trabajos que se le han realizado al pozo, teniendo presente los detalles de cada operación que se aplica y lo posible analizarlos en cuanto a la curva de producción del pozo.
- **Datos de Presión:** Aunque parezca un mito, en muchos de los campos tener datos de presión actualizados no es muy común. La relevancia de los datos con que se cuente al momento de hacer la selección de candidatos es muy importante; lo mismo cuando se hace su selección, ya que deben ser escogidos cuidadosamente, teniendo en cuenta la fecha en que fueron tomados, el radio de investigación, entre otros. Actualmente las empresas están implementando dentro de sus políticas, el conocimiento de sus yacimientos para obtener una mayor rentabilidad cuando se filtra cuidadosamente la información de sus pozos.
- **Registros de Pozo:** Son una herramienta crucial al momento de identificar las características del pozo y las formaciones de interés. Ayudan a identificar características petrofísicas, entre otras.
- **Información Mineralógica:** Al momento de diseñar un tratamiento de estimulación es primordial analizar la compatibilidad de los fluidos que se inyectaran en el pozo con los diferentes componentes, para no correr el riesgo de incurrir en daño de formación. La mineralogía se puede identificar a través de pruebas de Difracción de Rayos X, Análisis SEM y secciones delgadas. También se debe tener presente la caracterización petrofísica de la roca.

- **Caracterización de los Fluidos de Producción:** Es muy trascendental tener en cuenta que clases de fluidos se encuentran en la producción y sus características particulares, ya que estos pueden estar causando problemas debido a cambios termodinámicos que puedan ocurrir dentro del pozo.

**3.1.1.2.2 Análisis de la información.** Es muy importante analizar la relevancia de la información que se ha escogido para realizar la selección de los candidatos, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- **Disponibilidad de la información:** Es aquella información, que se tiene al momento de comenzar la evaluación. También determina si la información con que se cuenta es suficiente o se requiere alguna información o datos más específicos.
- **Análisis de la información:** Este representa la evaluación de la calidad de la información, disponible al momento de realizar la caracterización. Es decir que relevancia tienen los datos, a la fecha de su requerimiento.
- **Interpretación de la información:** Son todas aquellas deducciones que derivan de la información analizada. La interpretación está sujeta a la calidad de la información con que se cuenta en la actualidad.

**3.1.1.2.3 Preselección de candidatos.** En primera instancia se hace una selección de aquellos pozos que puedan estar presentando problemas de algún tipo. Esto comúnmente se ve reflejado en la caída de la producción luego de un trabajo que se le haya realizado al pozo. No obstante, los pozos productores también pueden ser buenos candidatos luego de realizar un análisis nodal o una prueba de presión que infiera la presencia de algún valor de skin; su reducción se vería reflejado en una relación costo beneficio bastante atractiva, aunque muchas veces estos pozos son descartados para no incurrir en riesgo con pozos altamente rentables.

**3.1.1.2.2.4 Identificación de problemas en los pozos seleccionados.** Una vez se han seleccionado los mejores candidatos a estimulación se debe proceder a identificar cuáles son las causas de los problemas que están afectando su producción. Se debe iniciar un proceso investigativo con cada uno de los pozos analizando que es lo que lo está afectando realmente; bien sea un problema en el ensamble de producción, si este es el caso se debe proceder a rediseñar el equipo de subsuelo, si el problema es debido a algún tipo de daño de formación se deberá a investigar cuales son las posibles razones por la que el pozo presenta problemas. Por ejemplo se deben analizar los fluidos producidos para evaluar si está produciendo arena que conlleva a una migración de finos o desconsolidación de la formación. También si la producción se reduce gradualmente a una mayor tasa de la normal y se está produciendo agua posiblemente presente incrustaciones inorgánicas

**3.1.1.2.2.5 Selección de pozos viables para un tratamiento de acidificación.**

Para este tipo de tratamiento no es solamente importante determinar el valor del factor skin que está afectando la producción del pozo, también es muy relevante determinar el tipo de daño que afecta el pozo de interés, ya que no todos los tipos de daño son removibles con acidificación; en el caso de formaciones de areniscas los pozos son realmente candidatos cuando existe daño de formación que es removible por medio de esta técnica, porque cuando se estimula con acidificación un pozo que no está dañado el aumento de producción es muy poco y muchas veces nulo. Esto se fundamenta en que los tratamientos ácidos en areniscas no tienen la finalidad de aumentar la permeabilidad, si no la de recuperar la permeabilidad que ha sido dañada por algún factor que es soluble en ácido.

Generalmente, el daño de formación removible con ácido es aquel que genera un taponamiento o reducción del sistema poroso, este daño de formación puede generarse durante cualquier operación que se le realice al pozo, es de nuestro interés el daño ocasionado por la migración de finos.

**3.1.1.2.3 Selección de fluidos de acidificación.** La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados a la formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibles con los fluidos de la formación. Obviamente estos efectos causaran daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencial de daños. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a un daño severo. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación, al gastarse el ácido, estos productos compuestos de hierro, vuelven a precipitarse en la roca. Asimismo los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojibilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, etc.

Después de un estudio detallado del daño a remover y un conocimiento amplio de la mineralogía de la formación a tratar, se procede a escoger el tipo de ácido a inyectar. La siguiente tabla muestra los ácidos recomendados para tratamientos matriciales.

**Tabla 15. Ácidos recomendados para tratamientos matriciales.**

<b>FLUIDOS USADOS EN TRATAMIENTOS MATRICIALES</b>			
Tipo de Fluido	Fluido específico	Daño que el fluido remueve	Observaciones
ÁCIDOS	HCl	Escamas, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Usado en carbonatos y areniscas con 20% o más de contenido de calcita, pre-flujo para tratamiento

<b>FLUIDOS USADOS EN TRATAMIENTOS MATRICIALES</b>			
Tipo de Fluido	Fluido específico	Daño que el fluido remueve	Observaciones
			de ácido HF
	Ácido Fórmico	Escamas, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Igual que el HCl en altas temperaturas
	HF	Escamas, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Igual que el HCl en altas temperaturas
	HF generado in situ	Arcillas, Escamas, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Posible penetración profunda. Solo en areniscas

FUENTE: Hongjie Xion et al, A Comprehensive approach to formation damage diagnosis and corresponding stimulation type and fluid selection. 1995 SPE 29531

**Tabla 16. Fluidos utilizados en tratamientos matriciales.**

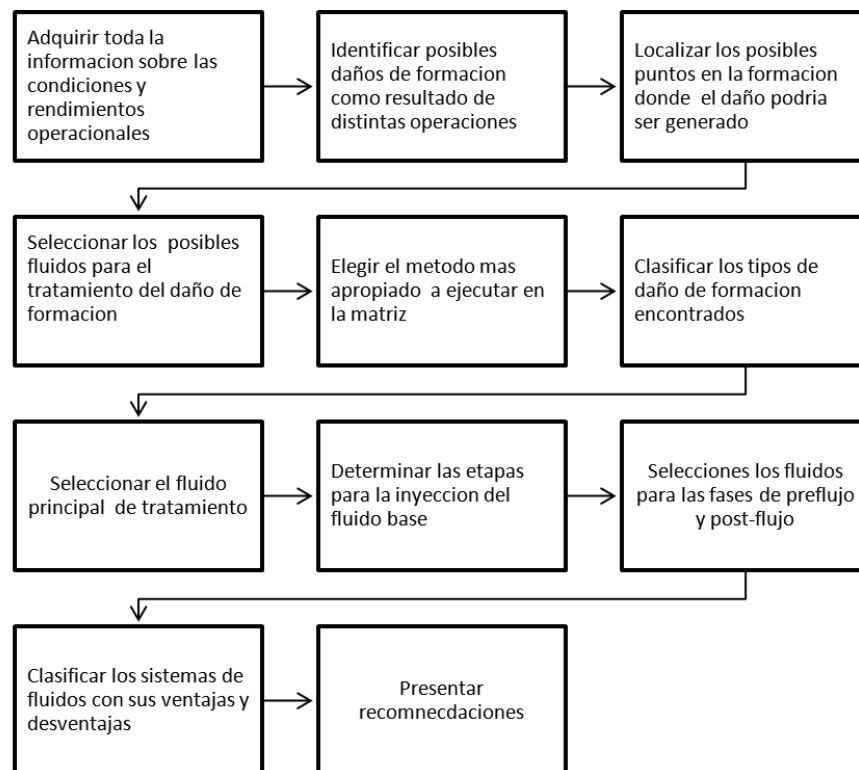
<b>FLUIDOS USADOS EN TRATAMIENTOS MATRICIALES</b>			
Tipo de Fluido	Fluido específico	Daño que el fluido remueve	Observaciones
SOLVENTES	Solvente Mutua	Bloqueo por agua, emulsiones, cambio de mojabilidad	Usar con otros aditivos como surfactantes para mejorar la permeabilidad relativa de los hidrocarburos
	Solvente Aromático	Asfáltenos, parafinas, taponamiento de lubricantes	Usar con agentes de suspensión para remover depósitos de asfáltenos
	EDTA	Escamas de sulfatos	
AGUA	Agua caliente	Parafinas	Usar con agentes de suspensión

FUENTE: Hongjie Xion et al, A Comprehensive approach to formation damage diagnosis and corresponding stimulation type and fluid selection. 1995 SPE 29531

Para diseñar un óptimo tratamiento, los ingenieros de estimulación deben diagnosticar propiamente el tipo y la localización del daño. Muchos sistemas de fluidos están disponibles para remover o disolver agentes no deseados en la formación, sin embargo existe ventajas y desventajas dependiendo del tipo de fluido utilizado, por lo tanto es imprescindible desarrollar una metodología la cual ayuda a elegir cual es el mejor fluido que se ajuste a los requerimientos que se necesitan para tratar de revertir el efecto causado por distintos mecanismos que originaron algún tipo de disminución de la capacidad productiva del pozo o daño.

En la siguiente figura se muestra una metodología base que nos ofrece una guía para la selección del fluido más adecuado para realizar un tratamiento de estimulación a nivel matricial.

**Figura 15. Metodología para seleccionar fluidos para el tratamiento matricial.**



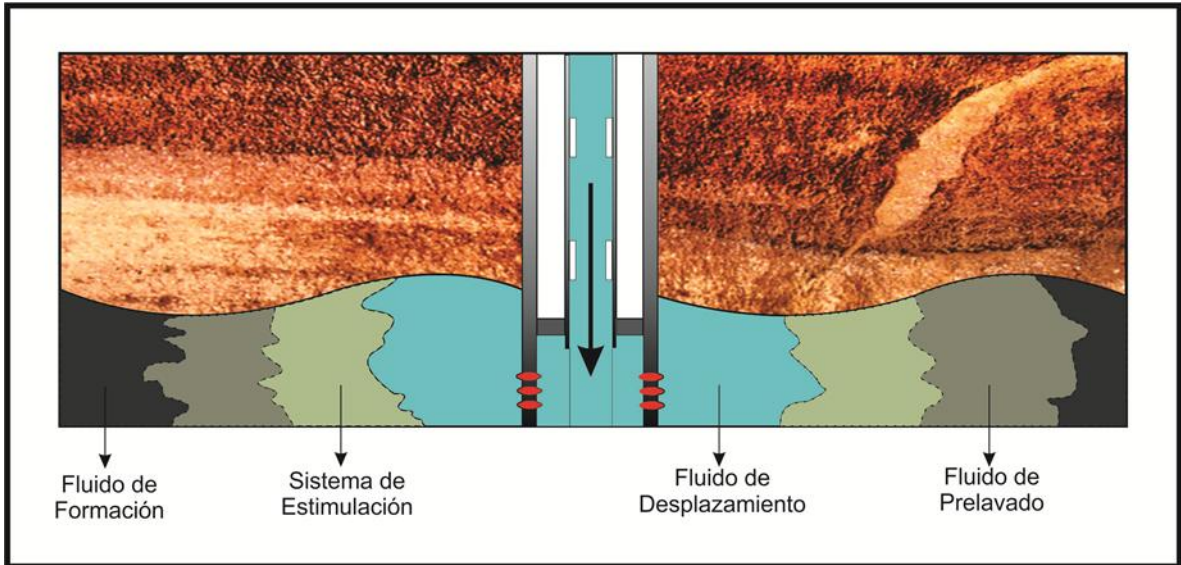
FUENTE: Hongjie Xion et al, A Comprehensive approach to formation damage diagnosis and corresponding stimulation type and fluid selection. 1995 SPE 29531

**3.1.1.2.4 Procedimiento básico para el tratamiento de estimulación matricial reactiva.** Se debe tener presente que para lograr un mayor éxito al aplicar un tratamiento de estimulación matricial reactiva o acidificación, se debe preparar la formación de interés antes de inyectar los fluidos que entraran a disolver el daño de formación, por lo tanto se proponen seis etapas fundamentales:

1. Tubing Pickling (Lavado de Tubería)
2. Fluido de prelavado
3. Reducción de minerales de Hierro.
4. Preflujo Ácido
5. Tratamiento Principal
6. Post-flujo

Las cuáles serán necesarias según ciertas condiciones, características del pozo y la formación de interés. Una vez se ha planteado la necesidad de cada etapa se proponen ciertos fluidos que podrán usarse en cada una de ellas, para lograr el éxito de operación propuesto al realizar el tratamiento. En la figura 16 se muestra la técnica de estimulación recomendada para dicho tratamiento.

**Figura 16. Técnica de estimulación matricial reactiva en areniscas.**



FUENTE: AUTORES, Basados en: SILVA, Carlos. Manual de Estimulación de Pozos. Mexico D.F: Colegio de Ingenieros de Petróleos de México; 1991. 72 p

**3.1.1.2.4.1 Tubing pickling (lavado de tubería).** La tubería que será usada para bombear el tratamiento (tubería de producción, perforación o flexible) deberá ser limpiada con anterioridad a cualquier tipo de tratamiento ácido, esto es debido a que la cantidad de hierro disuelto por el ácido será arrastrado hacia la formación y generará mayores problemas de los evaluados inicialmente. Por tal razón esta etapa no se puede evitar, aun en el caso de que las tuberías usadas para el tratamiento sean nuevas.

Para la formulación de esta etapa generalmente es usado ácido clorhídrico al 15%, pero se recomienda consultar a las compañías de servicios según el tipo de tubería a usar. Por ser una etapa netamente operacional no se considera dentro del screening.

**3.1.1.2.4.2 Fluido de prelavado.** El objetivo de la inyección de este fluido, es crear una barrera física entre el HF y el agua de formación, previniendo principalmente la precipitación de fluosilicatos y fluoaluminatos de sodio y de

potasio. En el caso de que la formación contenga carbonatos, este mismo fluido deberá disolverlos para evitar la reacción del HF con estos compuestos.

Estos objetivos son alcanzados por un prelavado de ácido clorhídrico o ácidos orgánicos. El volumen de prelavado dependerá del contenido del material calcáreo y del desplazamiento del agua congénita de la vecindad del pozo. Dado que el ácido fluorhídrico vivo penetra entre 1 y 3 pies del pozo para la mayoría de las areniscas, será suficiente para eliminar la salmuera y el material calcáreo de esta zona.

**3.1.1.2.4.3 Reducción de minerales de hierro.** Cuando una arenisca posee un alto contenido de minerales de hierro debe ser tratada de manera especial, debido a que aumenta la posibilidad que se generen precipitaciones inorgánicas gracias a la combinación de los minerales con las diferentes mezclas ácidas. La principal función de esta etapa es disminuir las posibilidades de que se genere daño por exceso de hierro en la formación, aunque esta no es la única fuente de hierro dentro en un tratamiento, se deben inhibir al máximo todos estos eventos.

**3.1.1.2.4.4 Preflujo ácido.** La principal función de esta etapa es disolver la mayor cantidad de minerales carbonatados posibles dentro de la formación antes de entrar en contacto con las mezclas de HF, ya que este ácido reacciona con los carbonatos de calcio y magnesio para formar fluoruro de calcio y magnesio que son insolubles y taponan la formación.

**3.1.1.2.4.5 Tratamiento principal.** La selección del fluido del tratamiento es el paso previo más importante en el diseño de una estimulación matricial reactiva. El proceso de selección es complejo, ya que depende de muchos factores, como son:

El tipo de daño, las características de la formación y sus fluidos, las condiciones del pozo, la rentabilidad de la estimulación, etcétera. El fluido seleccionado deberá eficientemente remover el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación, sin propiciar daños adicionales.

Independientemente de lograr la selección de uno o varios fluidos apropiados, la selección debe también basarse en la experiencia del área y en los análisis evaluatorios de los resultados que se haya obtenidos, que necesariamente involucrarán tanto de los fluidos de la estimulación como las técnicas de aplicación. El volumen requerido del fluido de tratamiento, por estadística varía entre 125 y 200 gal/ pie.

En la Tabla 17. se muestra una guía general para la utilización de ácidos en areniscas.

**Tabla 17. Guía general de acidificación en areniscas.**

CONDICIÓN	RECOMENDACIÓN	PRELAVADO
Para cualquier permeabilidad Solubilidad al HCL > 20%	No utilizar HF	
Para alta permeabilidad (>100md) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto contenido de Cuarzo (80%), bajo contenido de arcilla (&lt;5%)</li> <li>• Alto contenido de Feldespatos (&gt;20%)</li> <li>• Alto contenido de Arcillas (&gt;10 %)</li> <li>• Alto contenido de Clorita</li> </ul>	12.0% HCL-3.0% HF      HCL 15.0 % 13.5% HCL-1.5% HF      HCL 15.0 % 6.5% HCL-1.0% HF      HCL 5.0 % y 3.0% HCL-0.5% HF      Ag. Secuestrante	
Para baja permeabilidad (<10 mD) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo contenido de arcilla (&lt; 5%)</li> <li>• Alto contenido de clorita</li> </ul>	6.0% HCL-1.5% HF 3.0% HCL-0.5% HF	HCL 7.5% o acético 10 % Acético 5.0%

FUENTE: SILVA, Carlos. Manual de Estimulación de Pozos. Mexico D.F: Colegio de Ingenieros de Petróleos de México.

**3.1.1.2.4.6 Post- flujo o fluido de desplazamiento.** Esta etapa es trascendental y no puede ser omitida dentro de cualquier tratamiento de acidificación, ya que la finalidad de esta etapa es desplazar dentro la formación los ácidos inyectados y los productos de reacción indeseables fuera de la zona flujo para que no se generen problemas posteriores, un radio de penetración de 4 pies usualmente es suficiente.

En las figuras posteriores se modelan las etapas y volúmenes básicos utilizados para un tratamiento de acidificación

Resumen

<b>INJECTIVITY TEST</b>
Diesel (10 bbbls más CT o volumen del tubing)
<b>Solvent Soak</b>
Xileno (50 GLN/ft de perf.)
Surfactante (5 GLN/1000GLN de Xileno)
Solvente Mutual (40 GLN/1000 GLN Xileno)
Diesel (50 GLN/ft de perf)
<b>PREFLUJO</b>
10% HCl (25-75 GLN/ft de perf)
Inhibidor de Corrosión (5 GLN/1000 GLN Acid)
Agente Secuestrante (20 #/1000 GLN Acid)
Surfactante (4GLN/1000 GLN Acid)
<b>FLUJO PRINCIPAL DE ACIDO (MAINFLUSH)</b>
8%HCl + 1%HF (50-100 GLN/ft de perf)
Inhibidor de Corrosión (5 GLN/1000 GLN Acido)
Surfactante (4 GLN /1000 GLN Acido)
<b>POST-FLUJO</b>
3% NH <sub>4</sub> Cl (50-100 GLN/ft de perf)
Estabilizador de Arcillas (10 GLN /1000 GLN de 3% NH <sub>4</sub> Cl)
Solvente Mutual ( 50 GLN/1000 GLN de 3% NH <sub>4</sub> Cl)
<b>DESPLAZAMIENTO</b>
Desplazar con el contenido de Diesel en CT

Típico esquema de Bombeo para pozos de crudo pesado/Alto corte de agua

**3.1.2 Fracturamiento.** Es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que superan la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de la presión y la posterior ruptura de la roca.

La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud tal, se le agrega un material sólido al fluido para que lo conduzca y evitar al término del tratamiento el cierre de la fractura, este material sólido se le llama propante, agente apuntalante o agente sostén.

Con el pasar de los años, las tecnologías asociadas con el fracturamiento hidráulico han mejorado considerablemente. Se ha desarrollado una gama de fluidos de fractura para formaciones someras y de bajas temperaturas hasta formaciones profundas y muy calientes. Se han diseñados diferentes tipos de agente sostén desde arena sílice hasta materiales de alta resistencia, como la bauxita sinterizada, para usarla en formaciones profundas, donde el esfuerzo de cierre de fractura excede el intervalo de la resistencia de la arena. Han surgido nuevos modelos de diseño y métodos analíticos y de diagnóstico, y las industrias de servicios continuamente desarrollan nuevos equipos para satisfacer los retos que surgen. Los tratamientos vía fracturamiento han variado en tamaño desde el más pequeño mini-fracturamiento para fracturas de longitudes cortas, hasta el fracturamiento hidráulico masivo de penetraciones más profundas, el cual excede 1.500 barriles de fluido de fractura y 600 sacos de agente soporte. El difícil diseño y el alto costo de los fracturamiento hidráulicos han abierto la necesidad de optimizar los diseños y las capacidades de los tratamientos de fractura.

Algunos tratamientos están bajo los siguientes nombres:

**Fracturamiento Convencional:** Se referirá al tratamiento de fracturamiento que toma intervalos de espesor promedio de arena de 100 pies que están cañoneados casi en su totalidad.

**Fracturamiento Selectivo:** Se referirá al tratamiento donde seleccionan varios intervalos de un espesor promedio de 5-10 pies cañoneados en su totalidad y se realiza un fracturamiento en cada intervalo de la zona productora. También es llamado fracturamiento por etapas.

**Mini-fracturamiento:** Se referirá al tratamiento que se realiza a un intervalo de espesor promedio de 50 pies y se fractura la formación pero la cantidad de material sosten es casi nula, por el orden de los 30 sacos.

Objetivos del Fracturamiento Hidráulico.

- Incrementar la tasa de flujo de petróleo y/o gas de yacimientos de baja y alta permeabilidad.
- Incrementar la tasa de petróleo y/o gas de pozos que han sido dañados.
- Conectar fracturas naturales presentes en la formación.
- Disminuir el diferencial de presión (declinación) alrededor del pozo para minimizar la producción de arena.
- Disminuir el diferencial de presión alrededor del pozo para minimizar problemas con asfáltenos.
- Incrementar el área de drenaje o la cantidad de formación en contacto con el pozo.
- Conectar la producción de intervalos lenticulares.
- Disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.

- Drenar reservas adicionales.

**3.1.2.1 Conductividad de la fractura.** Se define como el producto del espesor de la fractura apuntalada por la permeabilidad del agente sostén dentro de la fractura. Es una medida de la capacidad de flujo y se expresa comúnmente en md-pie. Es de gran importancia para la efectividad de la operación, ya que ella depende de cierto modo del índice de productividad. En yacimientos que presentan alta permeabilidad es más importante la conductividad de la fractura que su longitud empaquetada.

$$F_{cd} = \frac{K_f * W_f}{k * L_f} \quad (25)$$

Dónde:

VARIABLE	NOMBRE	UNIDADES
$F_{cd}$	Conductividad de la fractura adimensional.	
$K_f * W_f$	Conductividad de la fractura	mD*pie
K	Permeabilidad	mD
$L_f$	Longitud de la fractura	mD*pie

**3.1.2.2 Diseño para el tratamiento de fracturamiento.** El diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico consiste en hallar la mejor relación entre las propiedades del yacimiento, las condiciones del pozo, los parámetros de operación y los beneficios económicos previstos de la estimulación. El objetivo de la evaluación pre-fractura, es definir si el yacimiento es un buen candidato para ser fracturado; esto implica determinar la factibilidad técnica y económica, diseñar la operación del fracturamiento y establecer las bases de comparación con los resultados.

Consideraciones de la evaluación pre-fractura:

- Selección de candidatos.

- Mecánica de las rocas.
- Medición de la permeabilidad, porosidad.
- Identificación y medición del daño, mediante pruebas de presión.
- Evaluación de propiedades reológicas de fluidos de fractura.
- Selección de la técnica de Fracturamiento.

Luego de un análisis e interpretación de los parámetros anteriormente nombrados, se realiza un diseño de la fractura, sustentado en los resultados simulados siguiendo con el programa siguiente:

**Seleccionar el pozo candidato:** Para esto se requiere recopilar información del pozo en estudio (presión de yacimiento, permeabilidad, factor de daño, porosidad, viscosidad del fluido, etc.), para definir el tipo de intervención requerida dependiendo si la problemática es a nivel de reductor o de la formación. En otras palabras, si el problema en el reductor es por deposición de asfaltenos y/o arenamiento, puede ser solucionado mediante la utilización de unidades presurizadas (Snubbing) y de tubería continua (Coiled tubing) combinando la limpieza con fluido inyectado de químicos (gasoil + aromáticos).

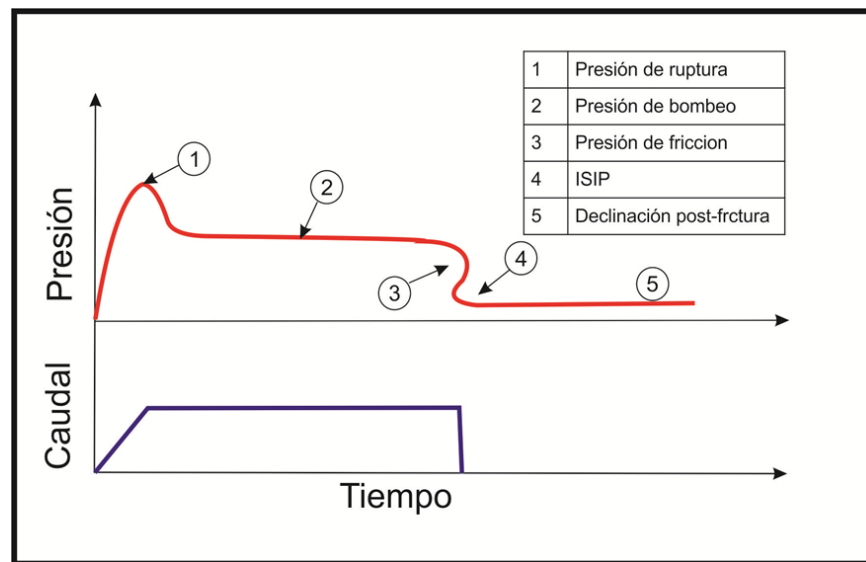
Por otra parte si la problemática es por atascamiento de herramientas y/o colapso del reductor de producción, sería necesario aplicar reacondicionamiento al pozo. En el caso de presentarse una analogía en el ámbito de formación (daño severo) afectando la producción del pozo, se procede a analizar la factibilidad de realizar una estimulación reactiva o no y/o fractura.

**Mini-fractura:** Son trabajos de bombeo a regímenes de fractura de un fluido sin agente de sostén. Los volúmenes pueden oscilar entre los 5.000 y 40.000 galones y el volumen de fluido alcanza una tasa de bombeo de 20 bpm a 256 bpm en algunos casos. El fluido utilizado deberá ser necesariamente el mismo que se planea usar durante el trabajo de fracturamiento.

**Registro de temperatura base:** Es un registro optativo el cual servirá de referencia para estimar la extensión vertical de la fractura abierta luego de la operación de mini-fractura.

**Evaluación final:** Para conocer lo alcanzado realmente con el fracturamiento, se realiza la evaluación de la fractura, en esta etapa se determina cómo es la fractura generada, dónde está localizada, cuál es el nuevo comportamiento productivo del yacimiento y del pozo, se comparan los resultados operativos, productivos y económicos, con los pronósticos efectuados a partir de la simulación. Para ello, la evaluación incluye la ejecución de pruebas de flujo y restauración de presión para determinar el incremento de la producción, la nueva capacidad productiva el yacimiento y la evolución en el tiempo de esta capacidad productiva. En la Figura 17, se muestra un gráfico semi-ideal de las presiones desarrolladas en superficie.

**Figura 17. Comportamiento semi-ideal de presiones y caudales**



FUENTE: AUTORES

**Presión de rotura:** Al iniciarse el bombeo se incrementa la presión en el fondo hasta un punto cuando la formación falla y se rompe.

**Presión de bombeo:** La fracturada la formación, la presión necesaria para extender la fractura se reduce, aun manteniendo el caudal constante.

**Presión instantánea de cierre:** Al cesar el bombeo ( $Q=0$ ) desaparecen todas las presiones de fricción, y quedan sólo la presión dentro de la fractura y la hidrostática del pozo. Esta presión también es conocida como ISIP.

**Declinación post-fractura:** En ciertas condiciones es posible hacer algunas estimaciones con el comportamiento de la difusión desde la fractura hacia la formación.

**3.1.2.3 Tipos de fluidos para el proceso de fracturamiento.** Los fluidos de fractura transmiten la presión hidráulica desde las bombas a la formación, la cual crea una fractura, y luego transporta el material apuntalante a la fractura creada. Los fluidos que invaden a la formación son finalmente removidos de la formación, permitiendo así la producción de hidrocarburos.

En los primeros trabajos de fracturamiento se usó el petróleo crudo como fluido para fracturar; pero actualmente la mayoría de estos trabajos se hacen con fluidos base agua. El bajo costo y la facilidad de manejo son las más grandes facilidades de los fluidos base agua. Sin embargo, se debe evitar el uso de estos fluidos en formaciones que contengan arcillas que puedan hincharse con el contacto con agua.

Para la correcta selección del fluido de fractura, en el diseño del tratamiento y posterior ejecución del mismo, deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Temperatura de la formación.
- Duración del fluido en la fractura.
- Volumen propuesto de tratamiento.

- Tasa de bombeo.
- Tipo de formación.
- Sensibilidad de la formación a los fluidos.
- Sensibilidad de los fluidos del yacimiento.
- Presión de yacimiento.
- Limitaciones de presión y fricción en la tubería.
- Tipo y cantidad de agente de sostén requerido para mantener abierta la fractura una vez que se detiene el bombeo.

Los fluidos base agua varían desde agua simple a super geles; y los fluidos base petróleo varían desde petróleo crudo simple a petróleos pesados refinados y petróleos viscosificados. Además, se usan emulsiones con contenido de petróleo y agua. Hay otro grupo de fluidos para fractura, que son los ácidos. A continuación describiremos cada tipo de fluido:

**3.1.2.3.1 Fluidos a base acuosa.** Son los más comunes usados en fracturas hidráulicas. Poseen la ventaja de ser fáciles de preparar en el campo y poseer excelentes propiedades de transporte de agente de sostén y control de filtrado. Con el ánimo de mejorar las propiedades el agua como fluido fracturante, se han usado en un principio productos naturales de origen vegetal como la goma de Guar o celulosas simples. Con el tiempo, se han incorporado otros productos más sofisticados que se adaptan mejor a los requerimientos de alta presión y temperatura de fondo de pozo, y que producen menor residuo.

- Con el uso de este tipo de fluido se obtienen las siguientes ventajas adicionales:
- No existen problemas de incendios.
- Fácilmente disponibles en todas las áreas.
- Bajo costo.

- La alta densidad reduce la potencia con respecto a los fluidos base hidrocarburos.

**3.1.2.3.2. Fluidos a base de Súper Geles.** El agua gelatinizada de muy alta viscosidad, comúnmente llamada Súper Geles, puede ser producida entrelazando las moléculas del polímero en el agua viscosificada descrita arriba. Esto se logra agregando ciertos iones de metal. Aunque los súper geles parecen ser pseudo-sólidos, pueden bombearse por la tubería con una pérdida de fricción menor a la de agua simple. No se requieren aditivos para controlar la pérdida de fluido, y los súper geles son capaces de crear fracturas muy amplias y tienen excelentes cualidades para el acarreo de arenas. En temperaturas en exceso de 200°F, deberá preferirse el uso de poliacrilamidas en vez de la goma Guar. A pesar de su gran potencial los súper geles no se han usado bastante, debido a su alto costo en comparación con el agua tratada para el efecto. Si en lo sucesivo estas condiciones varían, los Súper Geles podrán llegar a usarse más.

Los productos más usados como gelificantes de fluidos base acuosa con los siguientes:

- Goma Guar.
- Hidroxietil Celulosa (HEC)
- Hidroxipropil Guar (HPG)
- Carboximetil Celulosa (CMC)
- Carboximetil Hidroxietil Celulosa (CMHEC)
- Poliarilamidas (PAA) – Sintético

**3.1.2.3.3. Fluidos Base Petróleo.** El petróleo crudo, cuando se usa como fluido de Fracturamiento, no dañará las formaciones susceptibles al agua, con tal que no contenga cera o parafina. Además, el petróleo puede producir fracturas más grandes que la mayoría de los fluidos base agua, y tiene propiedades de arrastre de arena bastante satisfactorias. La elevada pérdida por circulación

limita el uso del petróleo a bajas o medianas profundidades, excepto en aquellos pozos profundos de baja permeabilidad donde no se requieren tasas de elevada inyección. Corrientemente se usan agentes contra la pérdida del fluido, y también se añade con frecuencia un polímero para gelatinizar el petróleo.

Los petróleos gelatinizados reducen la presión de fricción en la tubería y facilitan el acarreo de la arena. Los petróleos refinados se usan más a menudo que los crudos, cuando se trata de petróleo viscosificados para la fractura.

**3.1.2.3.4. Fluidos a Base de Poli-emulsión.** La poli emulsión es un fluido hecho por medio de la emulsión de petróleo y agua tratada. Al añadir petróleo crudo y un emulsificante al agua viscosificada, se formará una emulsión petróleo-agua. Este fluido tiene una viscosidad mucho más elevada que el agua viscosificada y es mucho más barato que los Súper Geles. La emulsión se “rompe” con el agua salada o por la degradación del polímero.

**3.1.2.3.5. Espumas.** La componen el agua y el nitrógeno, aunque consiste en un 75% en volumen de nitrógeno; puede ser tratada para prevenir la formación de emulsiones o incluso prevenir el hinchamiento de arcillas.

Una de sus características es que se mantiene estable sólo hasta que el contra flujo causa una caída de presión; la cual de ser muy alta desintegra a la espuma pasándola a un estado de niebla más que de espuma. Genera baja pérdida de filtrado que la combinarse con una viscosidad estable provee buenas características de transporte del agente sostén. Una significativa ventaja es que es muy segura y no inflamable pues sus componentes naturales son inertes.

Es necesario agregar que los trabajos de fracturamiento usando espuma son más difíciles de diseñar que las operaciones convencionales; esto debido a que las propiedades de la espuma cambian significativamente a medida que la

presión cambia; esto debido a la compresibilidad del nitrógeno; esto significa que la pérdida de presión por fricción y la columna hidrostática varían con presión y deben ser calculada con simuladores.

**3.1.2.4 Equipos a usar para un fracturamiento hidráulico.** Por ser el Fracturamiento Hidráulico un proceso de alto riesgo, el cual consiste en bombear a presión y a altas tasas del fluido inyectado cargado con agente de soporte hacia la formación, es fundamental contar con:

**Equipo y personal especializado:** Personal encargado y preparado para la dirección, ejecución y control del desarrollo del proceso de Fracturamiento. Este equipo incluye operadores, analistas, ayudantes, choferes y mecánicos.

**Tanques de almacenamiento de fluido:** Pueden ser varios o de distintas capacidades, generalmente poseen una capacidad de 500, 470 y 320 barriles. Los tanques de 500 barriles (Frac Master y Frac Tanks), se construyen como portantes, o para ser transportados. Generalmente están provistos de tres o cuatro conexiones.

**Transporte y abastecimiento del agente de soporte (Mountain Mover):** Se encarga del transporte del agente de soporte a utilizar en el proceso de fractura y su suministro directo al mezclador o blender.

**Mezclador o blender:** También llamado tornillo sin fin, toma el fluido de fractura, recibe el agente de soporte y lo mezcla con el fluido de fractura, abastece con esta mezcla a los bombeadores.

**Conexiones de superficie y de boca de pozo:** Estos equipos serán los únicos en superficie los cuales en su interior conducirán un fluido a alta presión, y en la

mayoría de los casos en condiciones abrasivas. El armado de las líneas debe seguir estrictas normas de seguridad.

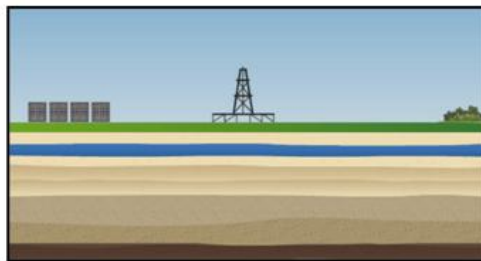
**Bombas:** Reciben fluido y lo bombean a alta presión. Dan la potencia adecuada al fluido utilizado para vencer las condiciones de fractura de la formación a tratar. Tales características determinarán el modelo de bomba requerido.

**Instrumental de medición y control:** Llamados también fracmonitores, los cuales sirven para mostrar y registrar todos los parámetros importantes de las operaciones de fractura. Aunque la cantidad de información que puede registrarse varía, todos los instrumentos de medición tienen capacidad para conocer caudal y presión de bombeo.

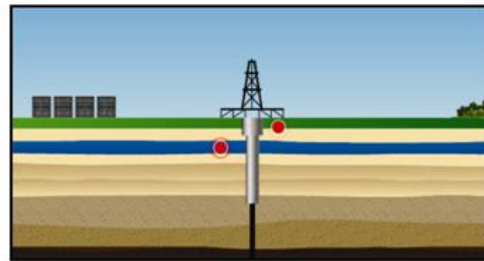
A continuación se muestra un diagrama básico sobre el fracturamiento hidráulico.

**Figura 18. Diagrama de fracturamiento hidráulico.**

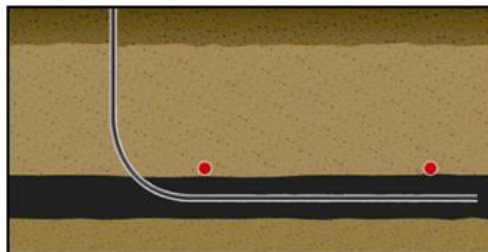
1. PLATAFORMA DE PERFORACIÓN CONSTRUIDA.



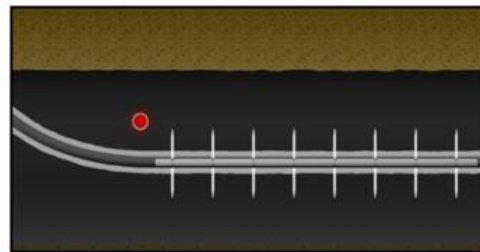
2. FASE DE PERFORACIÓN VERTICAL.



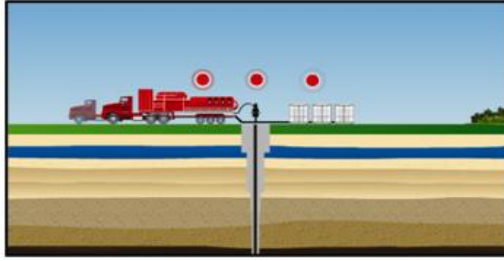
3. ENCONTRAR FORMACIÓN PRODUCTORA Y PERFORAR HORIZONTALMENTE



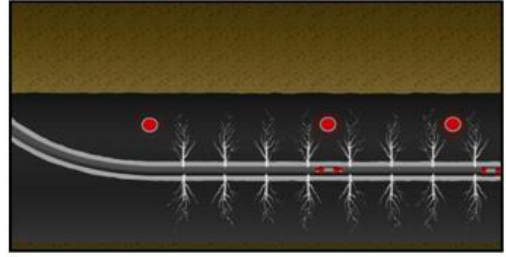
4. FASE DE CAÑONEO



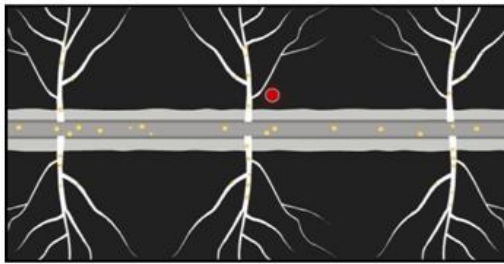
5. FASE DE COMPLETAMIENTO



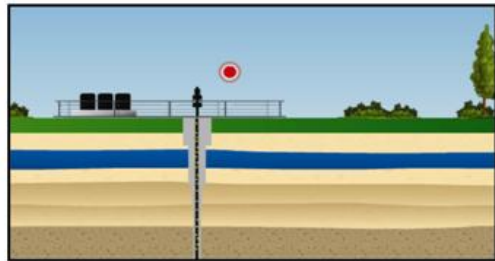
6. FASE DE FRACTURAMIENTO.



7. FLUJO DE HIDROCARBUROS



8. POZO HABILITADO



FUENTE: Hydraulic Fracturing- [www.halliburton.com](http://www.halliburton.com)

## **4. TECNOLOGÍA DE NANOPARTÍCULAS PARA EL CONTROL DE MIGRACIÓN DE FINOS**

### **4.1 NANOTECNOLOGÍA**

Se puede definir la nanotecnología como un campo de la ciencia aplicada que tiene la capacidad de medir, manipular y organizar la materia en nano-escala. Es decir, en magnitudes que se encuentran en el intervalo de 1 a 100 nanómetros, fundamentada en el saber de los principios físicos y químicos que surgen a ese nivel, y que dominan el singular comportamiento de la materia<sup>24</sup>.

En las estructuras nanométricas se conservan y son válidos los principios de las diferentes ciencias como lo son: la física, química, biología, ciencia de los materiales e ingeniería, mientras la materia deja de comportarse en forma tradicional para exhibir nuevas propiedades a veces sorprendentes, debido a la interacción de grupos de pequeños átomos.

La nanotecnología está emergiendo como una aplicación de alto potencial en muchos aspectos de la industria del gas y el petróleo, especialmente en el sector de producción, por ello ha sido recientemente objeto de varios estudios en el desarrollo de mejores sustancias, equipos que sean más ligeros y resistentes. Además, la nanotecnología puede proveer nuevas técnicas de medición mediante nano-sensores que darían una información más detallada sobre el yacimiento. Otra nueva técnica usada con nanotecnología es el uso de “fluidos inteligentes” para mejorar técnicas de recobro o de perforación.

---

<sup>24</sup> Mantilla Ivan Dario, Exploración de la Nanotecnología y Perspectivas de Investigación, Universidad Industrial de Santander, 2005

**4.1.1 Estado y dinámica de la nanotecnología a nivel mundial** En la actualidad la cifra total de negocios que involucran el aprovechamiento de la nanotecnología es comparable a la factura petrolera mundial, y se afirma que en cinco años pudiera duplicarla (Lux, 2008). De igual forma, un reporte del ETC Group indica que para el 2015 los países que controlen los nuevos desarrollos asociados a la nanotecnología controlarán la economía en el mundo (ETC, 2003).

Independientemente de la credibilidad que se le pueda atribuir al tamaño de los mercados posibles asociados a las aplicaciones nanotecnológicas, un estudio sobre nanotecnología promovido por el Observatorio Cubano de Ciencia y Tecnología destaca que hay elementos suficientes para pensar que los mismos alcanzarán magnitudes considerables en el transcurso de la próxima década (OCCT, 2002).

En este sentido, desde hace una década, muchos países ya intentan posicionarse en los mercados emergentes que se generen de la nanotecnología. Por ejemplo, los países industrializados están desde entonces repensando sus políticas científicas, las estrategias y los instrumentos de financiamiento, con el fin de organizarse mejor y avanzar en la carrera tecnológica mundial. La Iniciativa Nacional de Nanotecnología de EE.UU. (lanzada hace casi una década); o algunas intrarregionales, como el sexto y séptimo Programa Marco de Nanotecnología de la Unión Europea, o el recién creado Laboratorio Ibérico de Nanotecnología que une a España y Portugal en estos esfuerzos, apuntan a esta dirección. De igual manera está sucediendo con las políticas científicas de China, Corea y Japón; países que están dando pasos acelerados en la materia.

El caso de algunos países de la región latinoamericana, como Argentina, Brasil y México, y esto incluye iniciativas binacionales, como la creación hace tres años del Centro Argentino-Brasileño de Nanociencia y Nanotecnología. Otros países de la región aún carecen de políticas públicas, pero han surgido desde las propias

comunidades de investigadores, redes y actividades en torno a la nanotecnología. Es el caso de Chile, Colombia, Perú y Venezuela.

**4.1.2 Nanopartículas y nanoestructuras.** Una nano-partícula es un conglomerado (clúster) de átomos o moléculas con un tamaño que varía de 1-100 nm, conformado por cantidades entre  $10^6$  y  $10^8$  átomos o moléculas. A este nivel las propiedades físico-químicas de la materia difieren de las de sus contrapartes atómica (0.2 – 0.4 nm) y macroscópica<sup>25</sup>.

Existe una amplia variedad de aplicaciones de carácter científico de la nanotecnología en los campos de la biomedicina, óptica, electrónica, recientemente en la industria petrolera, entre otros.

Las nano-partículas pueden clasificarse según la forma de generación:

- Producidas de forma no deliberada, denominados polvos ultra finos en ciertos procesos industriales, tales como la pirolisis a la llama del negro de carbono, producción de materiales a gran escala por procedimientos a altas temperaturas, procesos de combustión, obtención de pigmentos, o en procesos domésticos.
- Generados deliberadamente, mediante los llamados procesos nanotecnológicos.

### **4.1.3 Características relevantes de las nanopartículas**

**4.1.3.1 Alta densidad superficial de masa.** Un sólido cristalino está formado por estructuras ordenadas llamadas cristales, que son clúster compactos de átomos. Dependiendo de la naturaleza del material y de las condiciones de cristalización,

---

<sup>25</sup> Mantilla Ivan Dario, Exploración de la Nanotecnología y Perspectivas de Investigación, Universidad Industrial de Santander, 2005

estas unidades se presentan en formas, estructuras y tamaños diferentes que pueden alcanzar niveles macroscópicos.

A medida que se reduce el tamaño, aumenta la relación entre la cantidad de átomos en la superficie y el número total de átomos que constituyen el cristal. Así también aumentan el área por unidad de volumen y la superficie específica o área superficial por unidad de masa.

Por ejemplo, sea  $n+1$  el número de átomos enfilados en una de las aristas de una partícula cristalina SC (cúbica simple;  $n = 1, 2, 3, 4, \dots$ );  $n$  es el número de capas cristalinas, suponiendo igual velocidad de crecimiento en las tres direcciones, y el tamaño del cristal tridimensional está dado por la longitud de su arista,  $a = nd$ ;  $d$  es el diámetro atómico.

El número total de átomos que conforman la estructura es  $N = (n + 1)^3$ .

Y el número de átomos que constituyen la superficie está dado por:

$$N_{SUP} = 6n^2 - 24n + 26 \quad (26)$$

El porcentaje de átomos del cristal cúbico simple que forman parte de la superficie se puede expresar como:

$$\% \text{ Sup.} = \frac{N_{SUP}}{N} \times 100 \quad (27)$$

La densidad superficial es un parámetro importante en la determinación del comportamiento fisicoquímico y mecánico del sistema. En un cristal de tamaño convencional, la cantidad de átomos en la superficie es mucho menor que la cantidad de átomos en el interior, de manera que los efectos superficiales son poco importantes. Cuando el tamaño es muy pequeño, estas cantidades se hacen comparables y los átomos en la superficie inciden considerablemente en las propiedades del material.

La teoría clásica del estado sólido que permite la estimación teórica de propiedades macroscópicas a partir de la microestructura de un material no tiene en cuenta los efectos superficiales del cristal.

En estos términos una nano-partícula puede entenderse como un pseudo-cristal (o mejor, nano-cristal) cuyo tamaño nanométrico le confiere una alta concentración superficial de masa, comparada con la del cristal convencional.

**4.1.3.2 Equilibrio meta-estable.** Las deformaciones elásticas de un cristal ocurren principalmente en la superficie porque los átomos allí tienen mayores posibilidades de fluctuar en comparación con los átomos en el interior del mismo.

En términos generales, se puede decir que los átomos internos de un cristal son los responsables de la “solidez” o estabilidad del material, y que la actividad (interacciones con los alrededores) corresponde principalmente a los átomos que tienen menos restricciones de movimiento y que se hallan en contacto directo con los alrededores. Son estos, los átomos de la superficie y de las capas más próximas. Variando las proporciones de átomos internos y externos en un cristal se pueden modificar estas propiedades fundamentales.

A menor tamaño, la proporción se desplaza hacia mayores concentraciones superficiales, mayor energía vibracional específica y mayor actividad, pero menor cohesión y menor estabilidad.

Los átomos de la superficie poseen un número de coordinación menor que los átomos del interior, de manera que al aumentar la concentración superficial disminuye el número de coordinación promedio de la estructura. En consecuencia, sin dejar de ser enlaces, las interacciones entre los átomos de la superficie y los del interior se “debilitan” parcial y gradualmente con la reducción del tamaño.

**4.1.4 Propiedades de las nanopartículas.** Una de las primeras deducciones analizadas según lo mencionado anteriormente es que las propiedades de los materiales cambian cuando el tamaño se reduce hasta el nivel nanométrico (nanopartículas), o bien cuando la microestructura de esos materiales se vuelve nanométricas (NSMs), porque lo que ocurre esencialmente es una reorganización de la materia.

Entonces resulta útil detallar los efectos de la nano-estructura sobre las propiedades de estos materiales.

A continuación se analiza de manera general un segundo nivel de propiedades físicas y químicas: la reactividad, la conductividad (térmica, eléctrica y de masa) y el comportamiento mecánico del nano materiales, con base en las características fundamentales que fueron descritas anteriormente.

**4.1.4.1 Reactividad.** La química superficial de los materiales es la clave en los procesos de corrosión, adsorción, oxidación-reducción y catálisis<sup>26</sup>.

La alta actividad y la alta concentración másica de la superficie de las partículas de tamaños de 1 – 10 nm causan altísimos rendimientos en las interacciones superficie-reactivo, pudiéndose alcanzar conversiones muy cercanas al 100%. En otras palabras, un reactivo nano particulado puede consumirse rápida y completamente a temperaturas moderadas. Esto se conoce como “economía” atómica, las proporciones en que ocurre la reacción se acercan a la exactitud estequiometría y los requerimientos energéticos se reducen considerablemente.

**4.1.4.2 Conductividad.** Un grupo de propiedades importantes que se modifican con la reducción del tamaño de la microestructura del material están asociadas

---

<sup>26</sup> Mantilla Ivan Dario, Exploración de la Nanotecnología y Perspectivas de Investigación, Universidad Industrial de Santander, 2005

con los fenómenos de transporte eléctrico, de calor y de masa. Las conductividades eléctrica, térmica y la difusividad son las propiedades medidas, en cada caso.

**4.1.4.3 Propiedades eléctricas.** Las partículas encargadas del transporte eléctrico son los electrones, debido al incremento de vibración en los átomos frontera y además del espacio libre que puede tener el electrón para desplazarse en materiales nano cristalinos se origina una reducción en la capacidad de conductividad y un aumento en la resistividad.

**4.1.4.4 Propiedades térmicas.** La conductividad térmica se afecta aproximadamente de la misma manera que la conductividad eléctrica en metales, puesto que en ambos casos los entes encargados de transportar la energía (eléctrica o térmica) son los electrones libres. Sin embargo, en materiales nanos estructurados hay que tener en cuenta otros factores que se modifican también, como la porosidad, la estabilidad y la composición química.

La capacidad calorífica es otra propiedad térmica que puede ser asociada al orden de la estructura. A mayor orden, menor capacidad calorífica y viceversa. Puesto que los nano-cristales son estructuras de mayor espaciamiento interatómico promedio, baja coordinación en las fronteras de grano y alta porosidad, es decir, estructuras menos ordenadas en comparación con estructuras cristalinas convencionales, es de esperarse que tengan mayor capacidad calorífica.

**4.1.4.5 Difusión.** La difusión es un fenómeno clave en materiales nano estructurados, porque incide determinantemente en propiedades como la estabilidad (relajación, crecimiento de grano), la reactividad, la corrosividad, la interacción con gases y el comportamiento mecánico.

Además, los estudios sobre difusión en nano materiales permiten sacar conclusiones sobre la estructura de las interfases.

## 4.2 LA NANOTECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Los combustibles fósiles seguirán siendo la principal fuente de energía y las energías renovables serán solo complemento y no podrán ser reemplazados. Por lo que nuevas tecnologías deben ser desarrolladas para hacer más eficiente el encontrar, desarrollar y producir hidrocarburos.

La Nanotecnología en la industria del petróleo presenta ventajas sensibles ya que permite el mejoramiento de materiales, herramientas y dispositivos que no se pueden realizar con tecnologías convencionales, debido a que tienen combinaciones únicas de propiedades mecánicas, térmicas, electrónicas, ópticas y magnéticas observadas a esas escalas.

A continuación se describirá brevemente el uso de la nanotecnología aplicado en la industria del petróleo y el gas.

**4.2.1 Exploración.** Hoy en día, los recursos petroleros siguen disminuyendo, la demanda de métodos de imagen más sofisticados que mejoren las técnicas de caracterización de campos petroleros seguirán aumentando. Las nano-partículas experimentan notables propiedades ópticas, magnéticas y eléctricas siendo excelentes herramientas para el desarrollo de sensores y la formación de agentes de contraste de imagen<sup>27</sup>. Las nano-partículas dan una nueva vía para la medición

---

<sup>27</sup> P. Pourafshary, SPE, Institute of Petroleum Engineering, University of Tehran; S.S. Azimipour, P.Motamedi, M. Samet, S.A. Taheri, H. Bargozin, and S.S. Hendi. Priority Assessment of Investment in Development of Nanotechnology in Upstream Petroleum Industry. SPE 126101. Arabia Saudi 2009

y la muestra de imágenes en la exploración de campos productores de aceite y gas.

**4.2.2 Perforación.** La perforación de pozos petroleros es un proceso complejo, que frecuentemente tiene problemas operacionales. El éxito de una fase de completamiento de un pozo depende también de una forma considerable del fluido de perforación utilizado, así como del material cementante utilizado<sup>4</sup>. Los más recientes y prometedores avances en el campo de perforación usando nanotecnología son mediante la creación de nano-partículas sintéticas donde su tamaño, forma e interacciones químicas son cuidadosamente controladas. Fluidos de perforación que son química o físicamente asociados con nano-partículas han sido desarrollados con la finalidad de incrementar la velocidad de perforación y disminuir el desgaste durante las actividades de perforación.

Otro avance en el desarrollo en los procesos de perforación es el mejoramiento de la funcionalidad del cemento en las etapas de completamiento. Este cemento requiere propiedades que satisfagan las necesidades de durabilidad y estabilidad del pozo, en este campo han sido usados nano-partículas de nanosilica, nano- $\text{Fe}_2\text{O}_3$  y nano-alumina<sup>5</sup>, obteniéndose resultados en el incremento de la compresibilidad y mayor resistencia a esfuerzos del cemento.

Las nano-partículas han sido desarrolladas y usadas en industria desde nano-sized-clay (nano-arcillas) para mejorar las propiedades reológicas de los lodos de perforación y nano-materiales como sensores en condiciones extremas en fondo de pozo.

**4.2.3 Producción.** La etapa de producción es la fase más importante en la vida de los pozos. Hoy en día muchos campos de gas o aceite producen de 10 a 20 barriles de salmuera por cada barril de aceite (o su equivalente en gas). Ellos tienden a producir escamas en la formación, además desestabilizan las arcillas

que llevan consigo al taponamiento y migración de finos que afectan directamente en la productividad del pozo, diferentes combinaciones de ácidos utilizados para la inhibición de escamas.

Finalmente durante las últimas décadas numerosos avances se han venido presentando con el uso de nano membranas, además nano-partículas especialmente de óxidos metálicos han sido implementadas para mejorar la separación de la corriente del gas, remover las impurezas del aceite y servir como agentes retenedores e inhibidores de migración de arcillas y finos.

**4.2.4 Recobro mejorado (EOR).** Reportes indican que el uso de dos diferentes tipos de nano-partículas en campos petroleros para mejorar la recuperación de aceite y los métodos de inyección de agua. Según se informa, un material poli silicón a escala nanométricas podría cambiar la humectabilidad de la superficie de los poros y areniscas y como consecuencia tener efectos en el flujo de agua y aceite de la formación cuando se inyectan nano-partículas en suspensión dentro del yacimiento<sup>28</sup>.

La Nanotecnología en la industria del petróleo presenta ventajas sensibles ya que permite el mejoramiento de materiales, herramientas y dispositivos que no se pueden realizar con tecnologías convencionales, debido a que tienen combinaciones únicas de propiedades mecánicas, térmicas, electrónicas, ópticas y magnéticas observadas a esas escalas.

En la siguiente tabla se resumen las diferentes actividades en la cual la nanotecnología está incursionando y se presenta como una posible solución.

---

<sup>28</sup> Cocuzza Matteo. Pirri Candido. Rocca Vera. Verga Francesca. "Current and Future Nanotech Applications in the Oil Industry." Science Publications, Italy 2012.

**Tabla 18. Aplicaciones de la nanotecnología en la industria petrolera**

<b>ÁREA</b>	<b>NECESIDADES DE LA INDUSTRIA</b>	<b>SOLUCIONES NANOTECNOLOGICAS</b>
<b>EXPLORACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Métodos invasivos de exploración</li> <li>• Métodos de rastreo de nuevos yacimientos de aceite</li> <li>• Estimar temperatura y presión de ambientes hostiles</li> </ul>	Nano sensores e imágenes
<b>PERFORACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentar eficiencia y duración de materiales de perforación</li> <li>• Mejorar la relación resistencia-peso para diferentes ambientes geológicos</li> <li>• Mejorar la integridad del cemento – densidad ligera y de alto rendimiento</li> </ul>	Nano materiales y recubrimientos
<b>PRODUCCIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensores y control in situ</li> <li>• Mejorar medición en el pozo(presión, temperatura y composición)</li> <li>• Mejorar la permeabilidad por daños (migración de finos, hinchamiento de arcillas)</li> </ul>	Nano sensores y nano-partículas

FUENTE: MODIFICADO POR AUTORES, Xiangling Kong et al., Applications of Micro and Nano Technologies in the oil and gas – An overview of the recent progress, 2010. SPE 138241.

### **4.3 NANOTECNOLOGÍA APLICADA A LA REDUCCIÓN O MITIGACIÓN DE LA MIGRACIÓN DE FINOS EN EL MEDIO POROSO**

Los yacimientos algunas veces contienen partículas pequeñas que pueden pasar a través de medios convencionales de control de arena. Estas diminutas partículas, referidas como finos, son producidas dentro de la región cercana al pozo y ellas pueden causar taponamiento por acumulación en las gargantas de poros y también en las perforaciones dando como resultado una disminución de la productividad<sup>29</sup>. Estos finos de formación también pueden causar erosión y desgaste de los equipos. Como resultado de estas anomalías se han venido presentando diferentes soluciones para prevenir la migración de finos en el espacio poroso. La tecnología de nano-partículas puede ser aplicada en conjunto con el fracturamiento hidráulico para combatir el tema de migración de finos.

Los más recientes desarrollos hechos en este campo muestran la efectividad del uso de nano-partículas para mitigar problemas de migración de finos<sup>12</sup>. Las aplicaciones con nano-partículas son de uso ideal en aplicaciones de campos petroleros debido a su alta área superficial, su tamaño, estabilidad química y térmica y que es un producto amigable con el medio ambiente. Partículas de tamaño tan pequeño tienen la habilidad para existir y llegar a las gargantas porosas más pequeñas sin alterar la permeabilidad y la porosidad. En este caso los nano-cristales son usados para tratar los lechos propantes o el agente soporte utilizado para no permitir el cierre de la fractura y así fijar los finos, buscando que estos no migren hacia la cara del pozo.

Los nano cristales se adhieren al agente de soporte debido a sus altas fuerzas superficiales como son las de Van der Waals y las fuerzas electrostáticas. Durante la etapa de producción cuando los finos se mueven a través del lecho propante

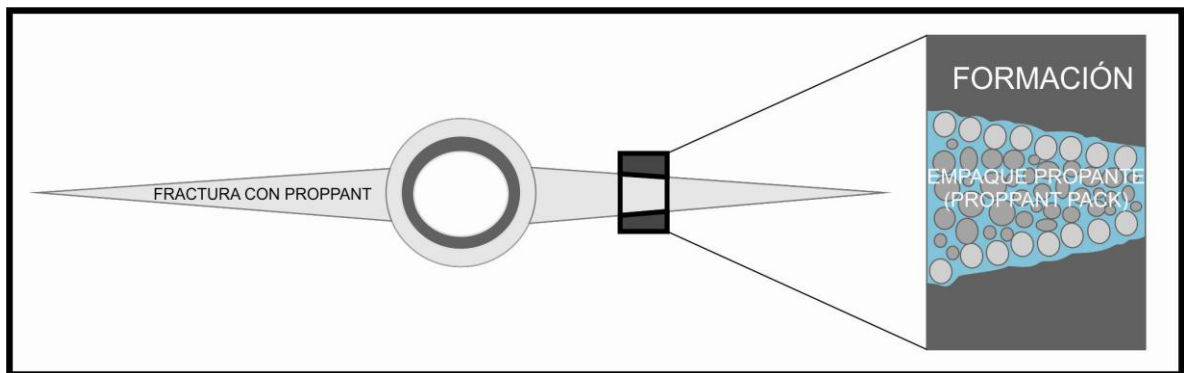
---

<sup>29</sup> Belcher Christopher. Kushal Seth. Hollier Ron. Paternostro. "Maximizing Production Life With the Use of Nanotechnology to Prevent Fines Migration." Society of Petroleum Engineers. SPE 132152, China 2010

tratado con nano-partículas las fuerzas superficiales de estas capturan y previenen el movimiento de finos a una región cercana a la cara del pozo.

**4.3.1 Descripción de la tecnología.** La tecnología de nano-partículas permite la combinación de fuerzas superficiales extremadamente altas las cuales son de aproximadamente  $200 \text{ m}^2/\text{g}$ , con la superficie del material para así fijar las partículas finas que están migrando. Actuando dentro del empaque propante, esta fijación de finos conduce a un flujo de hidrocarburos más estable, reduciendo la rápida declinación de la producción, a menudo como resultado de la migración de finos hacia el pozo. En la figura 19 se muestra el empaque propante sosteniendo la fractura para que esta no se cierre.

**Figura 19. Empaquetamiento con agente de sosten**



FUENTE: AUTORES.

Las nano-partículas puede ser adicionadas durante el fracturamiento hidráulico justo antes que el agente de sosten sea bombeado al pozo<sup>30</sup>, entonces el agente de soporte tratado con nano-partículas podría luego capturar y retener la migración de finos.

<sup>30</sup> Huang. Tianping. Brian. A. Evans, SPE. Crews James. Belcher K. Christopher. Baker Hughes "Field Case Study on Formation Fines Control With Nanoparticles in Offshore Wells" Society of Petroleum Engineers. SPE 135088, Italia 2010

En otras palabras, cuando los finos de la formación se mueven a través del agente de soporte impregnado de nano-partículas, estas las retienen, así previniendo su movimiento cerca de la cara del pozo.

Laboratorios probaron agente de sostens y sand packs con bajas concentraciones de nanopartículas, demostraron que las nanopartículas son capaces de fijar los finos tanto en partículas cargadas y no cargadas, así como arcillas expandibles y materiales no expandibles.

Las nano-partículas usadas en el agente de sosten son de tamaños menores de 100 nanómetros, estas no son solubles en agua, aceite o solventes.

**4.3.2 Rasgos distintivos de la tecnología.** El uso de nano-partículas en el medio poroso, junto con el empaque propante y/o en el sand pack actúa como un fijador de finos y así previenen la migración de estas partículas hacia la cara del pozo, usando la interacción entre los finos migrables presentes dentro de la formación y las nano-partículas asociadas al tratamiento.

Entre los rasgos distintivos de dicha tecnología encontramos:

- Capacidad de retener los finos en zonas alejadas de la cara del pozo.
- Los resultados muestran que la presencia de nanopartículas no afecta significativamente la conductividad del fluido.
- No afecta la permeabilidad por el contrario esta se ve mejorada.
- Amigable con el medio ambiente, las nanopartículas inyectadas no son solubles en agua o aceite y estas quedan adheridas al agente de sosten.
- Esta tecnología puede ser utilizada en gran variedad de escenarios, ya que pueden soportar altas presiones y altas temperaturas.

**4.3.3. Nanopartículas usadas junto con el proceso de fracturamiento.** Las nanopartículas pueden ser añadidos al fluido de fracturamiento justo antes de

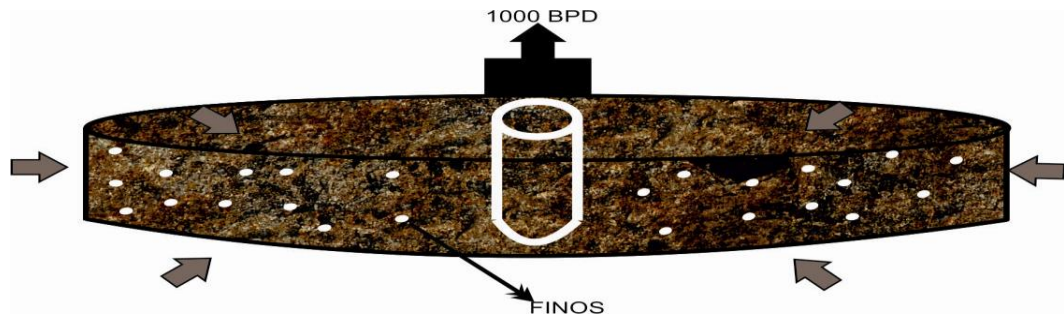
cada etapa de bombeo del agente de sosten al pozo, luego las nanopartículas que tienen afinidad con el agente de soporte son retenidas en este, así el agente de sosten tratado puede capturar y retener los finos evitando su migración, previniendo su movilización hacia las cercanías de la cara del pozo, donde el riesgo de obstrucción es más alto.

El tamaño de las nano-partículas usadas para el tratamiento del empaque apuntalante o agente de sosten son menores a  $100 \text{ nm}^{14}$ , con preferencia de un tamaño promedio de 35 nm, estas nano-partículas tienen la propiedad de que no son solubles en agua, aceite o algún solvente y así son fácilmente suspendidas para aplicaciones de bombeo al pozo.

A continuación se muestra un ejemplo de lo que se espera al tratar con nanopartículas el agente de sosten de un pozo con grandes cantidades de migración de finos.

En la Figura 20 se ilustra la condición inicial de una fractura con agente de sosten que comienza produciendo fluidos de la formación a una tasa de 1000 barriles por día. A su vez, el fluido producido arrastra finos llevándolos por el agente de sosten hasta llegar al pozo. Típicamente las areniscas de la edad del mioceno pueden ser generadoras de una gran cantidad de finos y pequeñas partículas, estas partículas pueden entrar en el agente de sosten con los fluidos de producción en todas las direcciones, en un agente de sosten no tratado la migración de finos podría llegar a concentrarse en zona muy cercanas del wellbore.

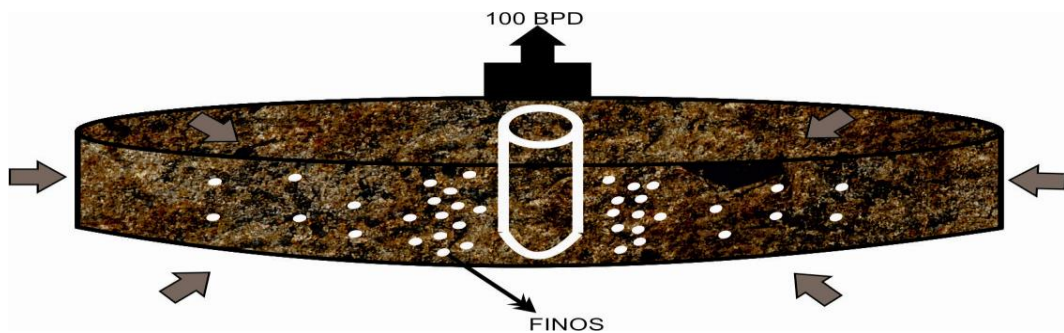
**Figura 20. Inicialmente las partículas finas entrando al Agente de sosten.**



FUENTE: AUTORES.

La concentración de finos podría interactuar y formar grandes aglomeraciones de partículas que reducirían los canales de flujo en el agente de soporte pack cerca de la cara del pozo. (Esencialmente formando una película o torta como se muestra en la figura 21). Como se puede observar en la figura 21 la rata de producción tuvo una declinación llegando a 100 barriles por día en 3 meses.

**Figura 21. Después de varios meses (3) de producción los finos de formación cerca de la cara del pozo.**

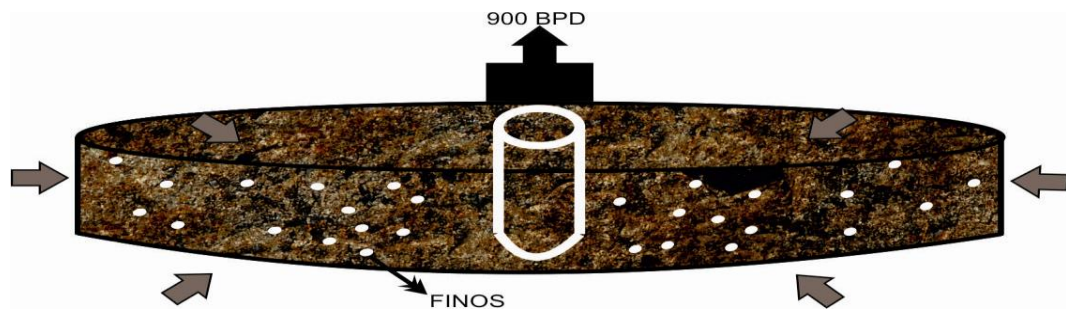


FUENTE: AUTORES.

La Figura 22 representa un escenario de producción deseado usando agente de sosten tratados con nano-partículas. Las nano-partículas tienen altas fuerzas superficiales, incluyendo las de van Der Waals y fuerzas electrostáticas, para adherirse a la superficie del agente de soporte durante las etapas de fracturamiento. Cuando los finos de formación se mueven a través del agente de

sosten tratado con nano-partículas en todas las direcciones, las fuerzas superficiales de las nanopartículas fijan los finos, así previniendo su movimiento hacia las cercanías de la cara del pozo. El objetivo de un tratamiento con agente de sosten es proveer un largo periodo de producción y minimizar futuros trabajos de workover.

**Figura 22. Finos fijados y/o estabilizados por un tratamiento de NPs en el agente de sosten.**



FUENTE: AUTORES.

#### **4.4 PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES UTILIZADOS EN EL ESTUDIO DE LAS NANOPARTÍCULAS.**

Resultados experimentales muestran que dispersando el correcto tipo de nano partículas en las formaciones del yacimiento se puede controlar la migración de finos, previniendo así problemas primarios y secundarios causados por formaciones no consolidadas. Aplicaciones de campo de esta técnica podrían optimizar la producción de hidrocarburos, asegurando el flujo de hidrocarburos.

Ahora se muestran una serie de investigaciones hechas en la búsqueda de las nanopartículas correctas o más eficaces en la solución al problema de la migración de finos.

**4.4.1 Trabajo experimental presentado en SPE 144196.** En estudios realizados anteriormente<sup>31</sup>, fueron seleccionadas la nanopartículas (NPs) de alumina (43 nm), silica NP (48 nm) y MgO NP (63 nm) para recubrir las perlas de vidrio de una columna empaquetada. Esas NPs fueron manufacturadas por la compañía Nano Shell.

Los finos usados en este estudio son cuantitativamente analizados usando el método XRF y los resultados están presentados en la tabla (19). En el experimento, el tamaño de los finos fue de 1 micron.

**Tabla 19. Finos analizados**

COMP.	LiO	Na <sub>2</sub> O	MgO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SiO <sub>2</sub>	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	SO <sub>3</sub>	K <sub>2</sub> O	CaO	TiO <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
%Wt	2.02	2.073	0.873	8.236	80.843	0.141	0.155	3.087	1.528	0.118	0.925

Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

A continuación se enumera el procedimiento experimental llevado en el presente estudio.

**4.4.1.1. Procedimientos experimentales.** Dos diferentes tipos de pruebas fueron realizadas para evaluar los efectos de las NPs para la fijación de los finos. Ç

**4.4.1.1.1. Primer conjunto de pruebas experimentales**

- Varios medios porosos sintéticos fueron tratados por medio de remojo con diferentes nanopartículas cada una (remojo de 24 horas, sin ningún proceso de calcinación).

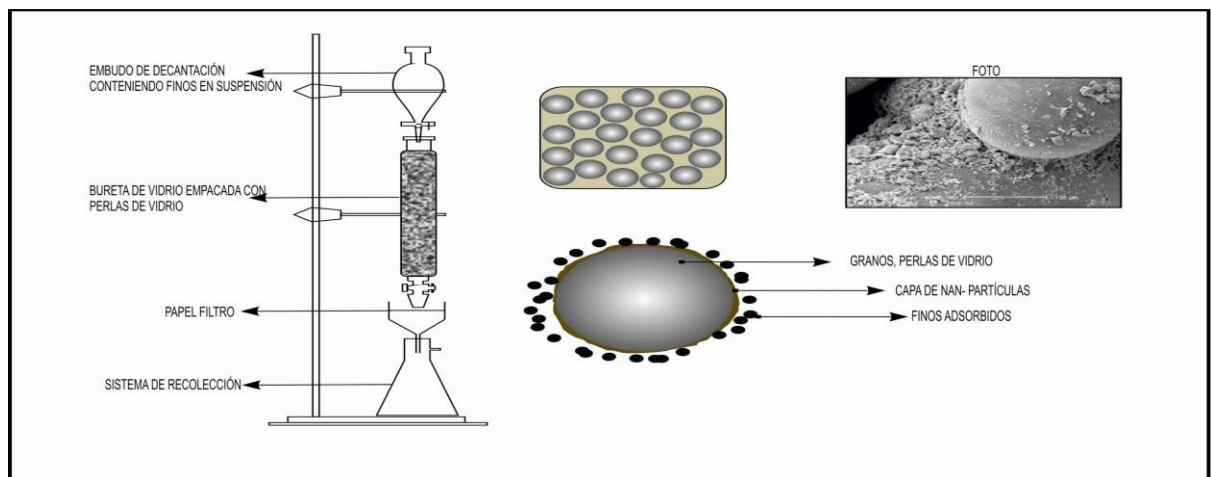
---

<sup>31</sup> A. Habibi, SPE, M. Ahmadi, SPE, and P. Pourafshary, SPE, Institute of Petroleum Engineering, University of Tehran; Sh. Ayatollahi, SPE, EOR Research Center, School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University (now with Sharif University of Technology), and Y. Al-Wahaibi, SPE, Sultan Qaboos University. Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study. SPE Journal. 2013

- Luego, a cada medio poroso tratado se le inyectó desde la parte superior de la columna empacada una suspensión de finos (partículas finas + agua destilada), permitiendo que estos fluyan a través de la columna por medio de fuerzas gravitacionales.
- El efluente pasa por un papel filtro y es recogido, para luego medir la eficiencia de adsorción de las diferentes nanopartículas utilizadas.

El experimento se puede visualizar en la Figura 23.

**Figura 23. Primera Etapa Experimental.**



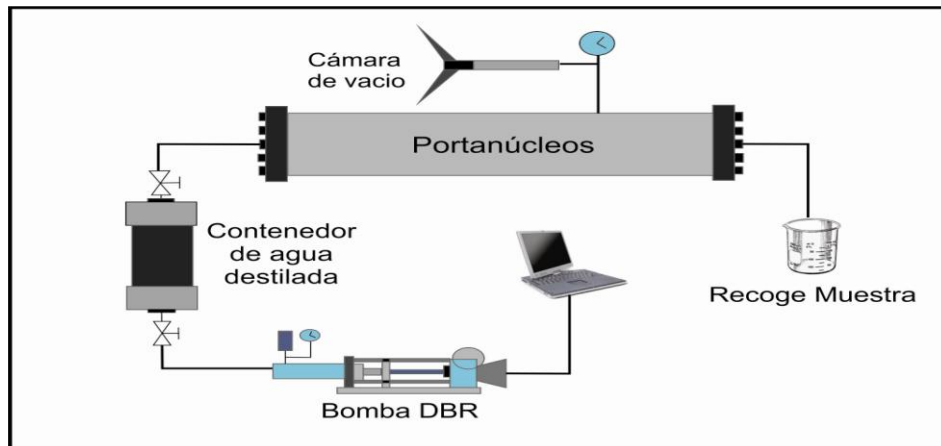
Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

**4.4.1.1.2. Segundo conjunto de pruebas experimentales.** En el segundo conjunto de pruebas un proceso de inundación fue usado utilizando en un núcleo empacado de perlas. El procedimiento de este test es mostrado en la figura 24 y se describe a continuación:

- Perlas de vidrio y 10 gramos de finos fueron mezclados para crear un núcleo con estructura uniforme. Para preparar el núcleo, un empaque de 1.5 pulgadas de diámetro y 1 pie de longitud fue llenado con perlas de vidrio (perlas con tamaño entre 30-40 US Mesh) mezcladas con finos.

- Este medio poroso sintético fue luego colocado dentro del holder core (soporte de núcleos) y sometido a 3 horas de un proceso de vacío.
- El medio poroso fue saturado con nano-fluidos y con agua destilada como punto de referencia durante 24 horas.
- Luego agua destilada fue inyectada para producir la formación de finos en el medio.
- Los efluentes fueron recogidos para análisis de espectroscopia y así conseguir la eficiencia en este proceso.

**Figura 24. Segunda parte Experimental**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

#### 4.4.1.2. Resultados y discusión

**4.4.1.2.1. Primer conjunto de pruebas (selección de nano partículas).** Cuatro diferentes pruebas fueron diseñadas para investigar el efecto de los tipos de NPs para la fijación de finos comparadas con un medio no tratado. En cada prueba excepto la de referencia, el lecho empacado fue remojado con diferentes tipos de nano fluidos y luego los finos en suspensión fueron pasados a través de la columna. El tamaño de las perlas de vidrio usadas en el experimento fue entre 30-40 US Mesh (420-590 micrones) y el peso de los finos y papel de filtro seco para

las cuatro pruebas fue 3.00 y 1.03 gramos respectivamente. Nano fluidos con 0,1 %wt de NPs fueron proporcionados. La eficiencia de adsorción de las pruebas usando 0,1% wt de NPs son presentadas en la tabla 20.

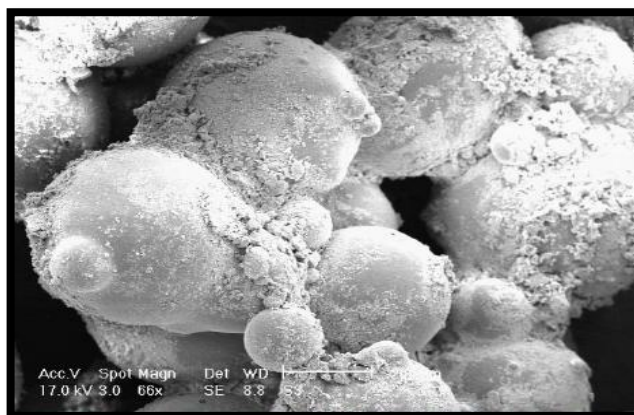
**Tabla 20. Eficiencia de adsorción**

EXPERIMENTO	EFICIENCIA DE ADSORCIÓN	CAMBIOS COMPARANDO CON EL ESTADO DE REFERENCIA %
REFERENCIA	57.16	0
CON ALUMINA	61.46	4.3
CON SILICA	66.43	9.27
CON MgO	69.96	12.8

Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

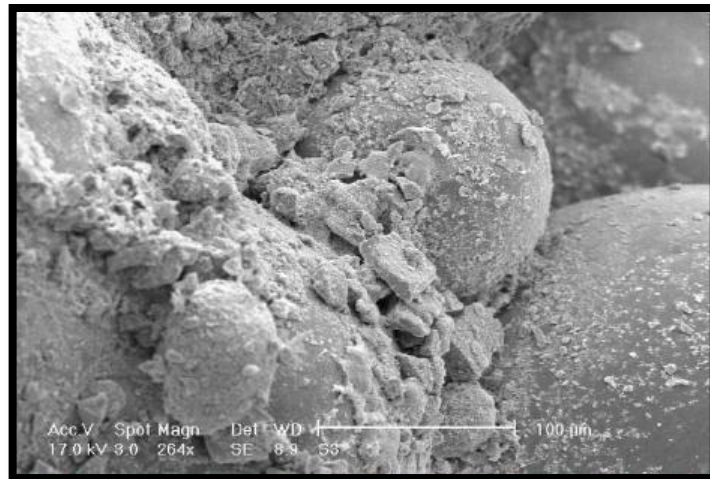
Los resultados encontrados en esta sección son muy cerrados comparados con el trabajo previo presentado por Ahmadi et al(2011) verificando que la NP de MgO es la mejor adsorbente para la fijación de finos con pruebas realizadas con agua destilada. Imágenes SEM (Scanning electron microscopy) muestran el resultado de la prueba, Figuras 25 - 27.

**Figura 25. Perlas de vidrio recubiertas con nano-fluidos de MgO**



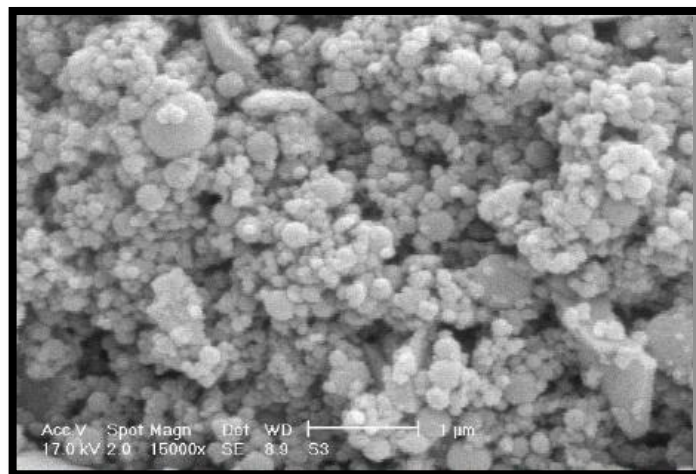
Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

**Figura 26. Finos adsorbidos sobre la superficie de las perlas de vidrio (264X).**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196

**Figura 27. Una vista cercana de finos absorbidos y nano-partículas de MgO sobre la superficie de las Perlas de vidrio.**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

Las figuras 25 y 26 muestran la adsorción de finos en la superficie de las perlas de vidrio. Mientras que la figura 27. Claramente indica las NP de MgO en la superficie de las perlas. Esta observación cualitativa muestra que la principal diferencia de la

eficiencia de adsorción en el estado de referencia y el medio remojado con MgO es porque las NP se encuentran en la superficie de las perlas de vidrio. Incrementando el área superficial y cambiando las fuerzas superficiales, jugando un papel muy importante en la remediación de la migración de finos en el medio tratado con MgO<sup>32</sup>.

**4.4.1.2.2. Segundo conjunto de pruebas.** La migración de finos en el medio poroso es afectada por el flujo de fluidos y la concentración de nano fluidos es considerado un importante parámetro técnico-económico, por ello es el siguiente tema a abordar.

Muchas pruebas han sido diseñadas para estudiar el efecto de la concentración de NP de MgO y la tasa de flujo en la reducción de la migración de finos en el núcleo empacado con perlas. Las principales propiedades del modelo para todo el test en esta parte se muestra en la tabla 21

**Tabla 21. Propiedades petrofísicas del medio poroso.**

PROPIEDAD	VALOR
POROSIDAD ( $\theta$ )	0.26
PERMEABILIDAD ABSOLUTA(K)	18D

Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

Basado en el diseño experimental usado para este estudio, las concentraciones de NP MgO y la rata de inyección fueron investigadas en tres niveles. Nueve diferentes pruebas en adición con el estado de referencia fueron dadas. La tabla

---

<sup>32</sup> A. Habibi, SPE, M. Ahmadi, SPE, and P. Pourafshary, SPE, Institute of Petroleum Engineering, University of Tehran; Sh. Ayatollahi, SPE, EOR Research Center, School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University (now with Sharif University of Technology), and Y. Al-Wahaibi, SPE, Sultan Qaboos University. Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study. SPE Journal. 2013

22 presenta esos parámetros y los niveles encontrados a través del diseño experimental.

**Tabla 22. Parámetros seleccionados y sus respectivos niveles.**

PARÁMETRO	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3
CONCENTRACIÓN DE Mg NP	0.05 (% Wt NP)	0.1 (% Wt NP)	0.2 (% Wt NP)
FLUJO DE INYECCIÓN	800 (cc/hr)	1000 (cc/hr)	1300 (cc/hr)

Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196

En el caso de referencia, el modelo poroso puesto en vacío, fue saturado con agua destilada y en las otras pruebas estas fueron saturadas con nano-fluidos a diferentes concentraciones. Análisis con espectrofotómetro (es un instrumento que permite comparar la radiación absorbida o transmitida por una solución que contiene una cantidad desconocida de soluto, y una que contiene una cantidad conocida de la misma sustancia) fue usado para investigar la concentración de finos en los efluentes. La tabla 23 muestra las principales condiciones de los test, la concentración de finos dadas en los efluentes, la diferencia de presiones entre entrada y salida, la medida del potencial z para cada concentración de NP MgO.

**Tabla 23. Condiciones de las pruebas.**

EXPE. N°	CONCENTRACION NP (% Wt NP)	FLUJO DE FLUIDOS (cc/hr)	DP (Psia)	CONCENTRACION DE FINOS EN EL EFLUENTE(gr/cc)	ZETA POTENCIAL (Mv)
1(P ref.)	0	800	0.5	0.005333	-34
2	0.1	800	0.5	0.000001	+12.8
3	0.1	1300	0.75	0.000667	+12.8
4	0.05	800	0.5	0.002000	+10.2
5	0.05	1300	0.75	0.002667	+10.2
6	0.1	1000	0.6	0.000667	+12.8
7	0.2	800	0.5	0.000001	+14.2
8	0.2	1000	0.6	0.000001	+14.2
9	0.2	1300	0.75	0.000001	+14.2
10	0.05	1000	0.75	0.002667	+10.2

Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196

**4.4.1.3. Efectos de la concentración de nanopartículas.** Los resultados presentados en la Tabla 23. muestran que la concentración de finos en la salida (efluente) para el estado de referencia es mucho más grande, mientras esta disminuye para los modelos que fueron remojados con nanofluidos. La turbidez de las muestras de efluentes para los experimentos 1 y 2 es mostrada en la figura 28. Los resultados indican que el zeta potencial de la superficie incrementa positivamente, esto podría afectar las fuerzas de atracción y repulsión para incrementar la eficiencia de la fijación de los finos. Cuando el medio poroso fue remojado con MgO NP por 24 horas, las nanopartículas podrían fijar los finos en la superficie. Como los valores del potencia z cambian de -34 a +14.2, ellos podrían causar la reducción de las fuerzas de repulsión entre ellas y la de doble capa, entonces la energía total de interacción se vuelve más atractiva.

**Figura 28. Muestra de Efluente de experimento 1(Der.-Exp. referencia), Muestra de Efluente de experimento 2(izq.).**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196

La turbidez de la muestra es representativa de la presencia de finos en la salida de fluidos que se muestra en la Figura 28. Por otra parte, la diferencia de presión

entre la entrada y salida de las perlas empacadas no se alteró dramáticamente, lo que nos indica que el uso de NPs es una apropiada elección para remediar el daño en la formación causado por la migración de finos.

Los análisis EDAX realizados a las muestras extraídas de los experimentos 1 y 2 confirman la presencia de NP de MgO en la superficie afectando el desprendimiento de los finos. La tabla 24 presenta análisis de componentes en porcentaje en peso para los experimentos número 1 y 2.

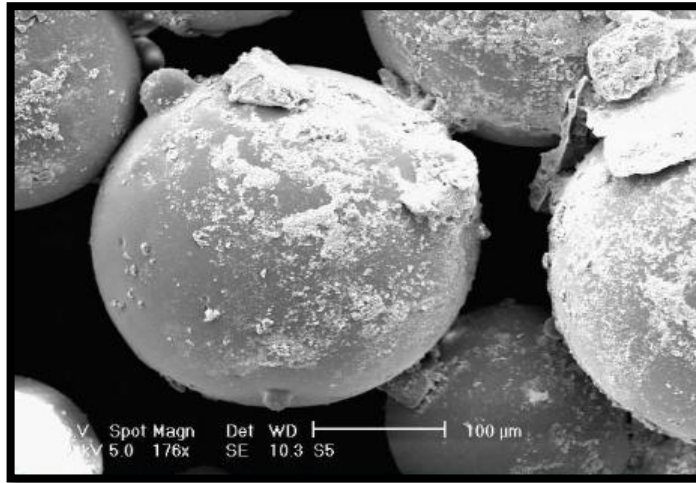
**Tabla 24. EDAX análisis de granos extraídos por las pruebas 1 y 2.**

<b>EXPERIMENTO N°</b>	<b>MgO</b>	<b>Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	<b>SiO<sub>2</sub></b>	<b>K<sub>2</sub>O</b>	<b>Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>
<b>1</b>	1.42	4.72	86.73	3.12	4
<b>2</b>	3.54	12.66	78.27	3.38	2.15

Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

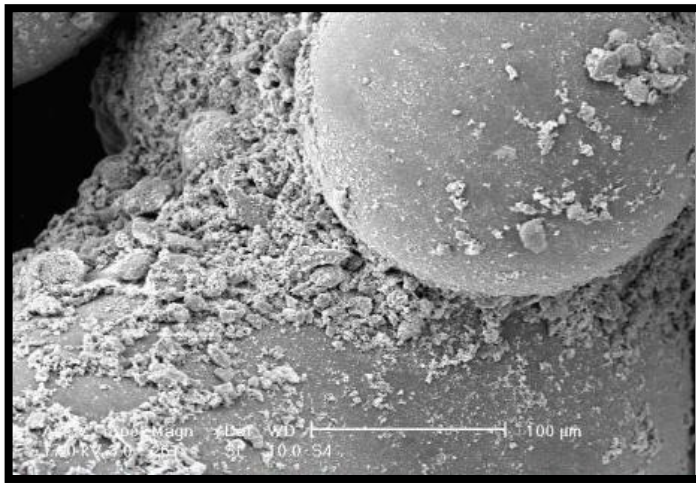
La tabla 24 describe que las NPs de MgO son adsorbidas en las perlas de vidrio debido a las altas fuerzas de atracción entre el MgO y la superficie de silica. Este proceso de revestimiento previene la migración de finos. Imágenes SEM presentadas en la Figura 29 - 31 proporciona una adecuada observación cualitativa de adsorción de finos en las perlas de vidrio para los experimentos 1 y 2.

**Figura 29. Finos atrapados en la superficie de las perlas de vidrio sin tratamiento.**



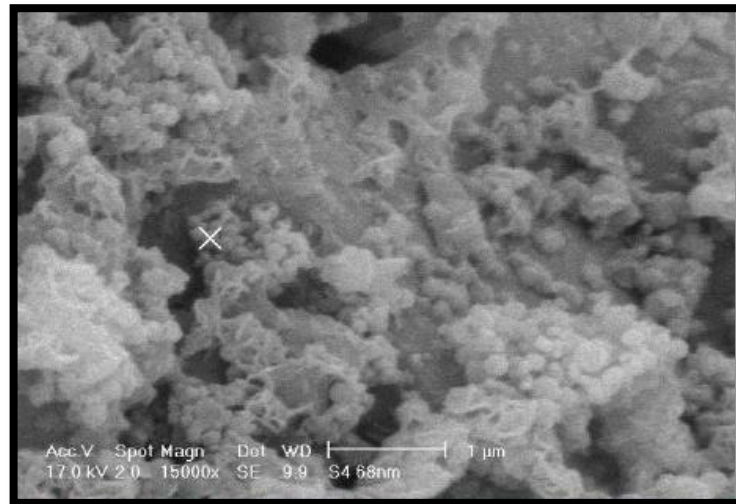
Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

**Figura 30. Finos atrapados en la superficie de las perlas de vidrio tratadas con NPs de MgO.**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

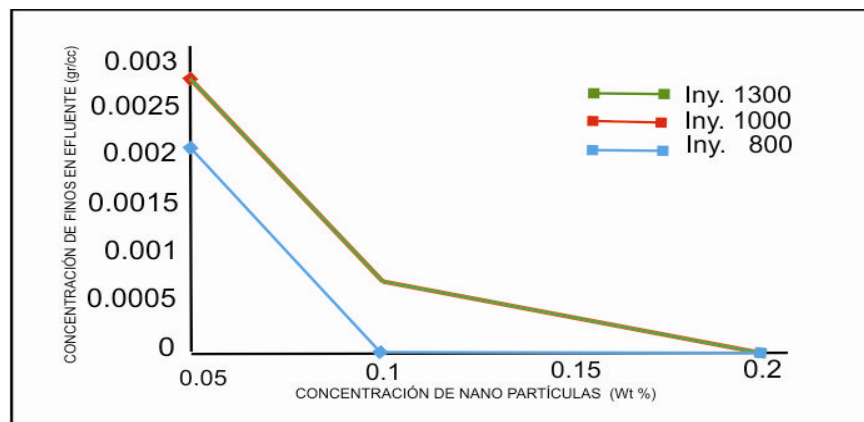
**Figura 31. Una vista cercana de finos absorbidos en presencia de NPs de MgO.**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

La Figura 32 presenta la concentración de finos en los efluentes basados en la concentración de NP y la velocidad del fluido. Los resultados describen que algún incremento en la concentración de NP lidera la concentración en la reducción de migración de finos.

**Figura 32. Concentración de Finos en el efluente Vs Concentración de NPs.**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

**4.4.1.4. Efecto de la rata de inyección.** Una de las importantes fuerzas repulsivas para la liberación de finos en el medio poroso en las fuerzas hidrodinámicas, esta es la que separa los finos mecánicamente. Para investigar los efectos de la rata de fluido, nueve volúmenes porales fueron inyectados en el modelo a tres diferentes velocidades.

El fluido a menudo se mueve en el medio poroso como un flujo laminar, entonces tres ratas de inyección fueron seleccionadas en la región laminar con un número de Reynolds menor que 1. La tabla 25 muestra las ratas de fluidos y cálculos del número de Reynolds basados en la velocidad de Darcy.

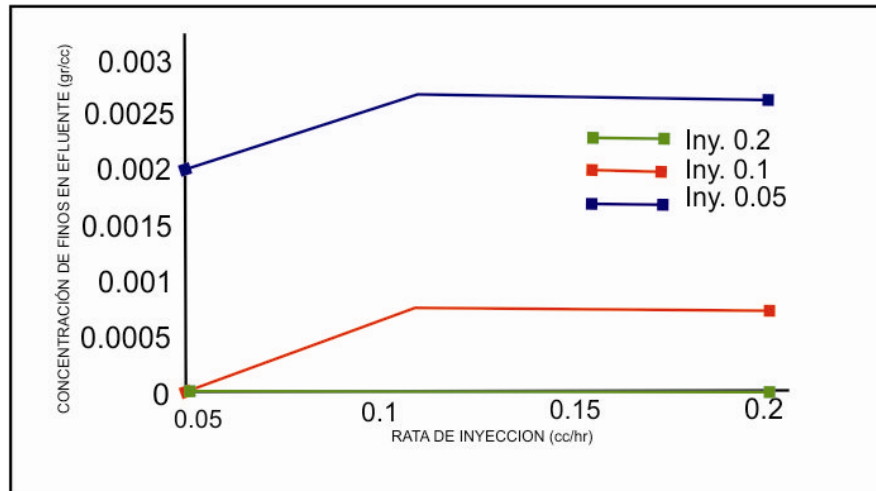
**Tabla 25. Velocidades seleccionadas para el flujo de fluidos dentro del medio poroso tratado.**

TASA DE FLUJO (cc/hr)	VELOCIDAD DARCY (m/s)	NUMERO DE REYNOLDS
800	$7.5 \times 10^{-4}$	0.315
1000	$9.1 \times 10^{-4}$	0.382
1300	$1.2 \times 10^{-3}$	0.504

Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

La figura 33 presenta la concentración de finos a diferente rata de inyección del agua destilada para tres concentraciones de NP. La cantidad de finos en la corriente de salida del núcleo inundado permanece a velocidades constantes mayores a 1000 cc/hr. Con una concentración de 0.2% wt de NP, las fuerzas de atracción entre la superficie de los poros y los finos son lo suficientemente altas como para mantener los finos en su lugar incluso a velocidades más altas.

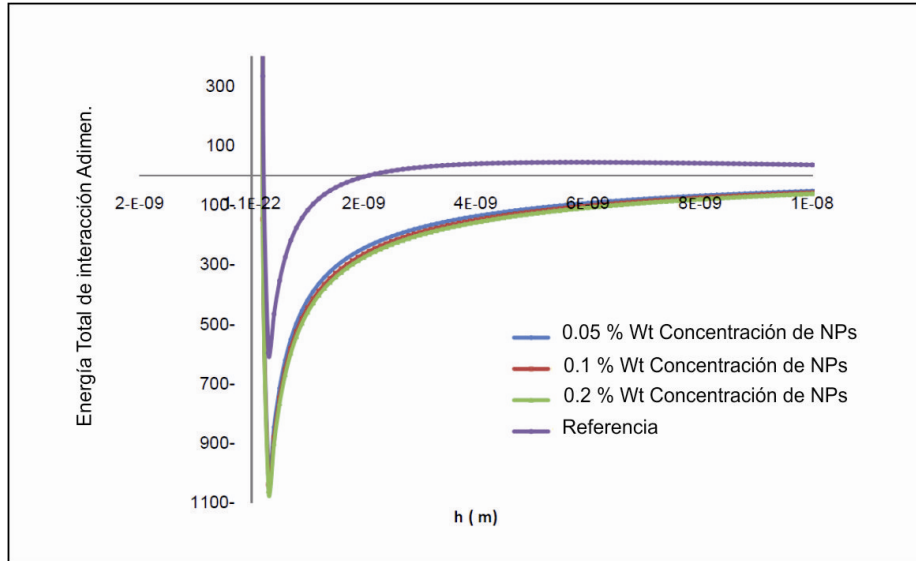
**Figura 33. Concentración de Finos en el efluente Vs Rata de Inyección**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

**4.4.1.5. Calculo de la energía de interacción total.** El potencial superficial como se describió anteriormente, fue calculado para diferentes potenciales de superficie y velocidades de flujo. Para estudiar el efecto de la concentración de NP de MgO en la energía de interacción total, los resultados se muestran en la figura 34, para una rata de 800 CC/hr y diferentes concentración de NP de MgO con una distancia de separación que cambia de 1A hasta 10nm. Esto podría ser visto que la fuerza de repulsión de Born llega a ser despreciable a distancias mayores que 1nm (Khilar et, al, 1998).

**Figura 34. Energía total Adimensional Vs distancia de separación para diferentes concentraciones de NPs, considerando los efectos hidrodinámicos a 800 cc/hr.**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

Esto muestra que la energía total de interacción con distancias de separación menores que 1nm es fuertemente repulsiva (positiva) debido a la repulsión de Born. La energía total para el caso de referencia cambia considerablemente comparada con los casos que fueron tratados con NP y con distancias mayores que 2nm. Entonces la energía total llega a ser positiva con distancias mayores que 2nm causando la separación de los finos de la superficie de la superficie de sílica.

Para estudiar el efecto de la rata de inyección en la energía total de interacción adimensional, el valor calculado de la energía total se muestra en la figura 35 para una concentración de 0.05%wt de NP y diferentes velocidades. La ecuación 6 es válida solo para flujo laminar del fluido en el medio poroso. Como se describió anteriormente el potencial hidrodinámico depende del tamaño de los finos y velocidad del fluido. El potencial hidrodinámico puede ser despreciado ya que es

importante solo a altas velocidades a grandes partículas. (khilar et al 1998). La tabla 26 presenta todos los potenciales con 1 y 5 nm de distancia.

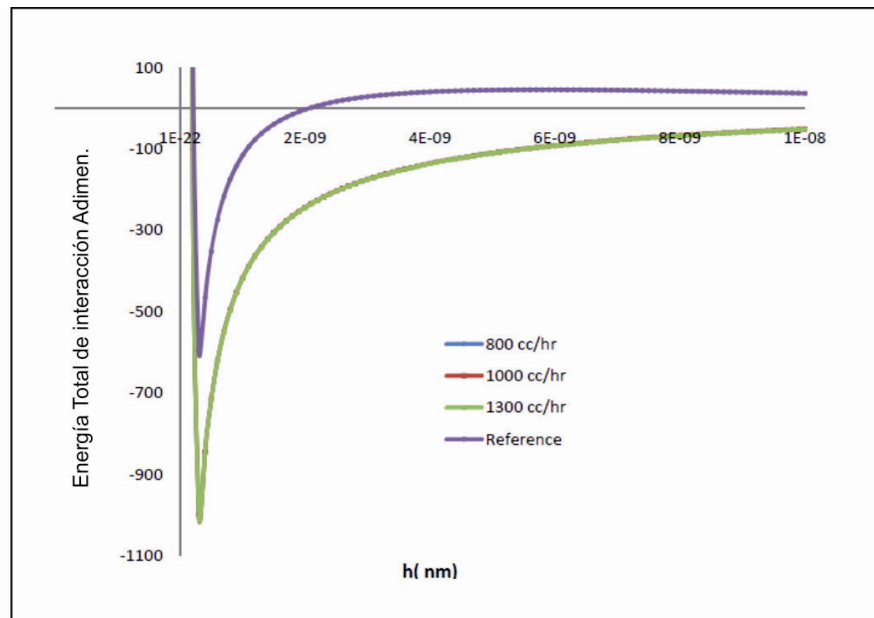
**Tabla 26. Potencial entre distancias de 1-5 nm**

<b>POTENCIAL</b>	<b>1 nm de Distancia de Separación</b>	<b>5 nm de Distancia de Separación</b>
VDLR	$-7.2 \times 10^{-19}$	$-2.59 \times 10^{-19}$
VLVA	$-9.9 \times 10^{-19}$	$-1.9 \times 10^{-19}$
VBR	$7.4 \times 10^{-23}$	$9.5 \times 10^{-28}$
VHR (PRIMERA VELOCIDAD)	$3.4 \times 10^{-29}$	$1.7 \times 10^{-28}$
VHR (SEGUNDA VELOCIDAD)	$5.1 \times 10^{-29}$	$2.57 \times 10^{-28}$
VHR (TERCERA VELOCIDAD)	$8.9 \times 10^{-29}$	$4.47 \times 10^{-28}$

Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

Como se había mencionado la repulsión de Born puede ser omitida a distancias mayores que 1nm y el potencial hidrodinámico puede ser también suprimido en comparación con la fuerza de doble capa y el potencial de Van der Walls. Esto es evidente en la tabla 26 cuando las distancias entre los finos y la superficie incrementan. El potencial hidrodinámico incrementa, sin embargo este puede ser despreciado cuando este es comparado con otras fuerzas.

**Figura 35 Energía total de Interacción Adimensional Vs distancia de separación.**



Fuente: Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection: An Experimental Study - SPE 144196.

**4.4.1.6. Conclusión del experimento.** Se concluye de este trabajo que, El efecto del medio poroso tratado con NP en la fijación de finos fue investigado. Tres tipos de nano partículas fueron seleccionados para examinar sus habilidades para prevenir la migración de finos en el medio poroso. Nano-partículas de MgO fueron seleccionados como los mejores agentes de remediación. La optima concentración de nano partículas para remojar el medio poroso y la rata critica del fluido que fue encontrada es de 0.2%wt y 1000cc/hr respectivamente los resultados mostraron que el uso del 0.2 % wt de NP podría disminuir considerablemente la migración de finos, además la energía total de interacción con una concentración de 0.2% se mantuvo negativa (atracción) comparada con concentraciones diferentes<sup>33</sup>.

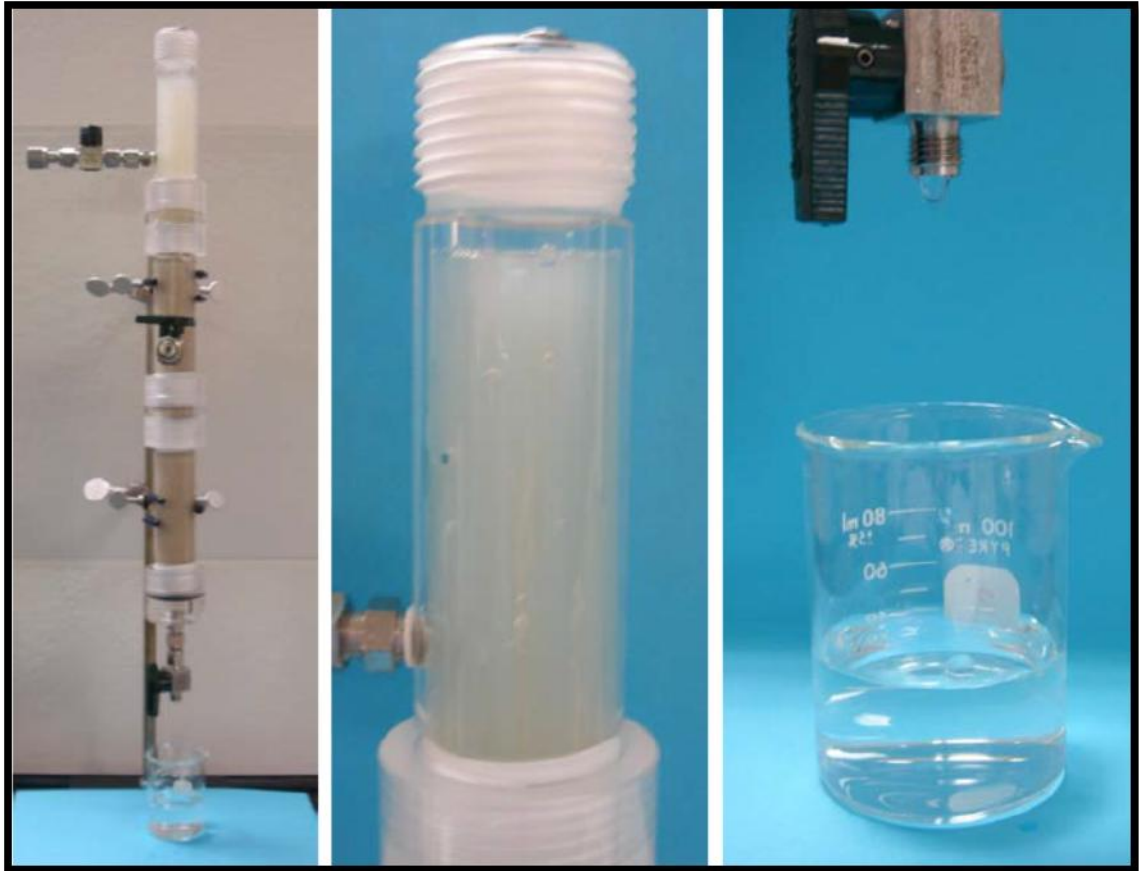
<sup>33</sup> A. Habibi, SPE, M. Ahmadi, SPE, and P. Pourafshary, SPE, Institute of Petroleum Engineering, University of Tehran; Sh. Ayatollahi, SPE, EOR Research Center, School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University (now with Sharif University of Technology), and Y. Al-

#### **4.4.2. Análisis experimental de nano partículas trabajando junto con el agente de soporte en la reducción de la migración de finos. SPE 115384**

**4.4.2.1. Pruebas del agente de sosten-procedimiento.** Un tratamiento de fracturamiento hidráulico fue simulado bajo condiciones de laboratorio, simultáneamente mezclando nano partículas y el agente de sosten (agente de sostén) dentro del gel de fracturamiento a base agua. Las nano-partículas son añadidas a esta mezcla a una rata de una libra por cada mil libras del agente de soporte (agente de sostén en el fracturamiento). Después de que los fluidos de fractura se rompen, la mezcla se deposita en un tubo acrílico de una pulgada de I.D lleno de material propante retenido por un tamiz de malla 100 en la parte inferior del tubo. El tubo acrílico tiene un orificio de salida de 0,125 pulgadas en el fondo. La longitud total del tubo empacado es de 12 pulgadas. Una solución de 2 % salmuera, cloruro de potasio o agua des-ionizada fue usada para retirar los fluidos de fracturamiento de la columna empacada y luego una solución que contenía finos de la formación fue pasada a través del empaque.

La Figura 36 muestra los aparatos utilizados en la prueba de flujo junto con los finos de formación dispersos que fluyen a través de los agente de sostens tratados. La foto en la parte derecha muestra el efluente limpio a la salida, demostrando que los finos fueron retenidos en la columna tratada. La foto en el centro muestra la solución inicial de 2500 ppm de finos dispersos en agua.

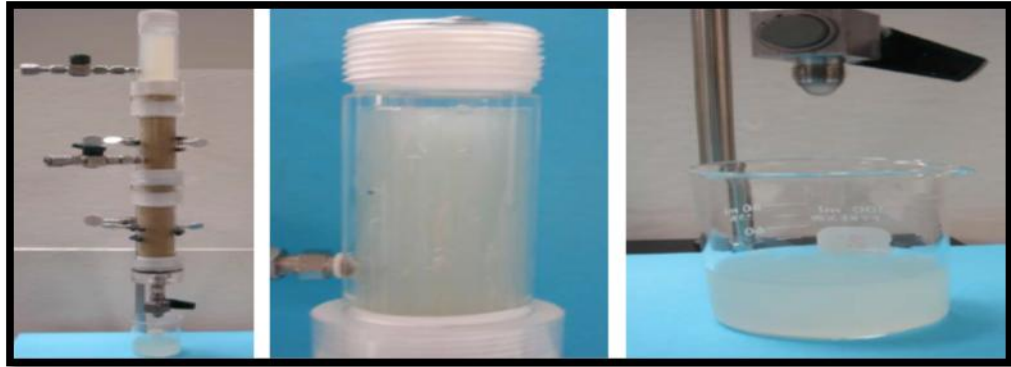
**Figura 36. Aparato de la prueba (izquierda), Solución de 2500 ppm de finos de formación (centro), Efluente final del tratamiento con NPs (derecha).**



Fuente: Using Nanoparticle Technology to Control Fine Migration - SPE 115384

En contraste con la figura 36, la figura 37 muestra la turbidez de la solución de finos fluyendo a través de un empaque de arena no tratado y la misma turbidez llega al fondo, demostrando la habilidad de los finos de formación para fluir completamente a través del agente de sosten cuando este no es tratado con nano partículas.

**Figura 37. Aparato de la prueba no tratado (izquierda), Solución de 2500 ppm de finos de formación (centro), Efluente final sin tratamiento con NPs (derecha).**



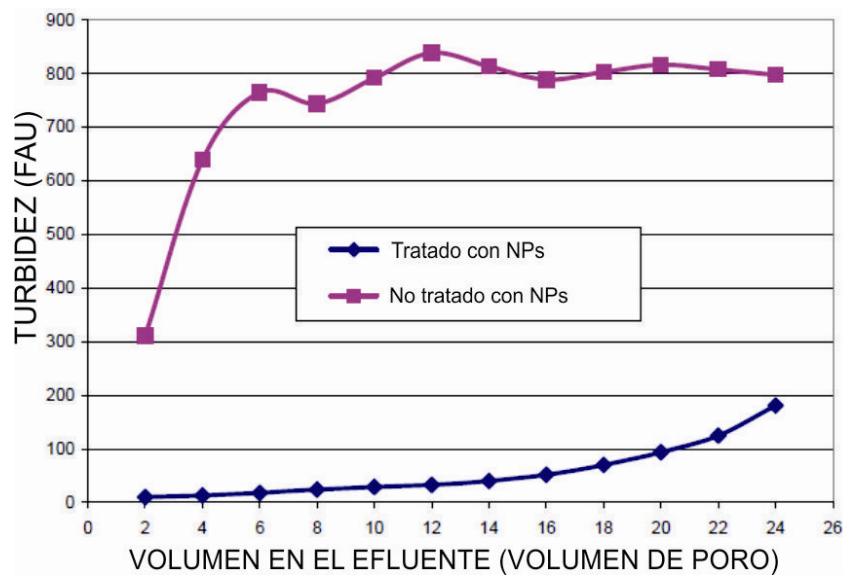
Fuente: Using Nanoparticle Technology to Control Fine Migration - SPE 115384

**4.4.2.2. Pruebas de la conductividad del propant y medida de la turbidez del efluente.** Para investigar si el tratamiento de nano partículas afecta la conductividad del material de sostenimiento utilizado comúnmente en fracturamiento, se hizo una prueba en la cual se comparó un empaque de arena con agente de soporte en su interior y otro empaquetamiento con nano partículas adheridas al agente de soporte, luego se procedió a fluir KCl a una rata de 10 ml/min, se midió la conductividad de los lechos y el agente de soporte tratado con nano partículas obteniéndose un valor de 7722md-ft mientras que el no tratado fue de 7560 md-ft. El resultado muestra que el tratamiento de nano partículas no afecta negativamente a la conductividad de la fractura.

Seguido de las pruebas de conductividad, 0.25% wt de finos de formación simulados (2500 ppm) se hicieron fluir a través de los agente de soporte tratados y no tratados a una rata de 10 ml/min. Los efluentes fueron continuamente recogidos en botellas de vidrio. La turbidez del efluente fue medida a través de un espectrofotómetro para diferentes volúmenes. La comparación de la turbidez se observa en la Figura 38. Las muestras de efluentes desde los empaques tratados con nano partículas presentaron valores de turbidez bajo, sin embargo se observa

un aumento ligero, lo que indica la mayoría de los finos fueron capturados por las nano partículas en el lecho del agente de soporte. En contraste la muestra que no fue tratada con nano partículas mostró una alta turbidez equivalente a la concentración inicial de finos, con lo que se dedujo que los finos son capaces de fluir completamente a través de todo agente de sosten.

**Figura 38. Comparación turbidez del efluente entre tratamiento con nano-partículas y sin tratar en el agente de sosten.**



Fuente: Using Nanoparticle Technology to Control Fine Migration - SPE 115384

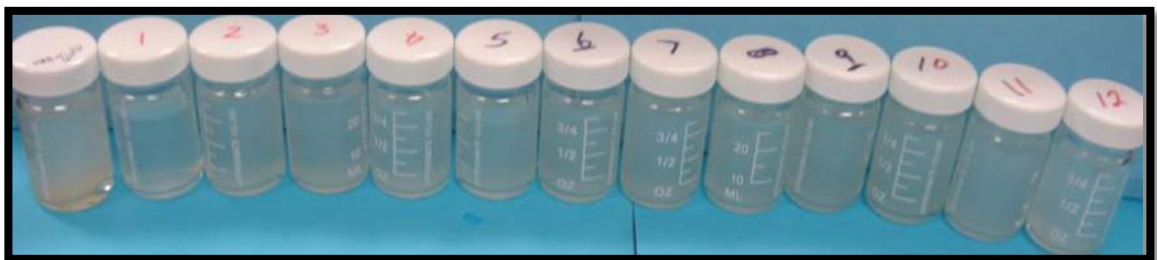
La Figura 39. Muestra la efectividad de las nanopartículas para capturar y retener los finos de formación en el agente de sosten. Cada botella representa dos volúmenes porosos de flujo a través del empaque de arena y la primera botella en la parte izquierda fue la muestra original del 0,25% wt de los finos. Figura 40. Son muestras de efluentes tomadas de un lecho agente de soporte no tratado con nano partículas, se puede apreciar que los finos se encuentran muy dispersos en cada botella y cada muestra tiene una turbidez similar.

**Figura 39. Muestras de los efluentes después de fluir a 2500 ppm una solución finos de formación a través del agente de sosten tratado con nano-partícula tratado.** Cada muestra representa aproximadamente dos volúmenes de poro del agente de sosten. El primer frasco contiene líquido tal como aparecía antes de fluir a través del aparato de ensayo.



Fuente: Using Nanoparticle Technology to Control Fine Migration - SPE 115384

**Figura 40 Muestras de los efluentes después de fluir a 2500 ppm una solución finos de formación a través del agente de sosten sin el tratamiento con nano-partícula.** Cada muestra representa aproximadamente dos volúmenes de poro del agente de sosten. El primer frasco contiene líquido tal como aparecía antes de fluir a través del aparato de ensayo.



Fuente: Using Nanoparticle Technology to Control Fine Migration - SPE 115384

Los resultados de esta prueba son muy alentadores, sin embargo se reconoce que se necesita más trabajo para continuar evaluando la tecnología de nano partículas para aplicaciones de control de finos en la formación, también aumentar la capacidad de retención de las nano partículas por periodos de tiempo más largos y optimizar la carga de nano partículas en el agente de sostenimiento (agente de sosten).

**4.4.2.3. Conclusiones del experimento.** Este trabajo mostro la aplicación de las nanopartículas para el control de la migración de finos. Fueron encontrados nano partículas que fijan los finos de formación en la fractura junto con los agente de sostens. Este mecanismo de fijación de finos se debe a las altas fuerzas superficiales de las NPs como lo son las fuerzas de Van Der Walls y las electrostáticas que atraen las NPs hacia la superficie del agente de soporte durante los tratamientos de fracturamiento, similarmente las fuerzas atribuidas a las NPs han demostrado la habilidad para retener los finos de la formación una vez se ponen en contacto con el agente de sosten (agente de sostenimiento en un fracturamiento)<sup>34</sup>.

#### **4.4.3. Análisis de las nano partículas en ambientes orgánicos e inorgánicos-SPE 155213**

**4.4.3.1. Materiales.** Los principales ítems usados para este experimento incluyen arena, nano partículas, finos y salmuera de baja salinidad. Nueve tipos de nano partículas fueron usados en este trabajo basándose en su potencial para atrapar finos en la formación ya descubiertas anteriormente por varias investigaciones. Esas nano partículas son Oxido de Aluminio ( $Al_2O_3$ ), Oxido de Magnesio (MgO), Óxido de Zinc (ZnO), Óxido de Hierro ( $Fe_2O_3$ ), Oxido de Níquel ( $Ni_2O_3$ ), Oxido de estaño ( $SnO_2$ ), Oxido de Zirconio ( $ZrO_2$ ), Oxido de Silicio hidrofobico ( $SiO_2$  (H)) y oxido de silicio tratado con silano ( $SiO_2$  (S)). Las nanopartículas fueron adquiridas en Skyspring Nanomaterials, Inc, Houston, Texas, USA. El tamaño de nano partículas esta dado en la tabla 27 Cada tipo de esas nano partículas fueron dispersas en cuatro diferentes fluidos a una concentración de 3g/L. Los fluidos dispersantes fueron agua destilada, salmuera (con salinidad de 30 g/L), etanol y diesel. Agua destilada y salmuera no fueron usadas para las nanopartículas de silicio porque estas no se dispersan en líquidos polares.

---

<sup>34</sup> Tianping (Tim) Huang, SPE, James B. Crews, SPE, and John R. Willingham, SPE, Baker Hughes. Using Nanoparticle Technology to Control Fine Migration. SPE 115384. USA 2008

El mecanismo de inyección de salmuera de baja salinidad (5g/L) dentro de las arenas humedecidas con nanos fue llevada a cabo mediante el uso de una bomba tipo Eldex (Optos). Salmuera de baja salinidad fue usada ya que a menudo está presente en yacimientos y es un fluido común que desencadena la migración de finos en formaciones petroleras. Montmorillonita y Caolinita sirvió como finos en el experimento y cada una representó el 50% de finos usados. Los minerales de arcilla fueron comprados en Clay Minerals Society, USA. La porosidad de la arena usada para el trabajo experimental es del 39%. Se utilizó aceite para encontrar el efecto en el rendimiento de las nano partículas y algunos agentes químicos. Las propiedades del aceite usado esta dado en la tabla 28.

**Tabla 27. Propiedades de las nano partículas usadas.**

S/No.	Tipo de Nanos	Tamaño de partícula	Área superficial (m <sup>2</sup> /g)
1	Óxido de Aluminio	40	60
2	Óxido de Magnesio	20	50
3	Óxido de Hierro	20-40	40-60
4	Óxido de níquel	100	6
5	Óxido de Zinc	50-70	10-30
6	Óxido de zirconio	10-30	90
7	Óxido de estaño	20-30	35
8	Óxido de Silicio (S)	10-30	>400
9	Óxido de Silicio (H)	10-20	100-140

Fuente: Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations SPE 155213.

**Tabla 28. Propiedades del petróleo.**

Propiedades	Valor
Densidad @ 27°C	0.9114 g/cc
Viscosidad	53.27735 cp
Gravedad API	22,44°

Fuente: Efectos de las nano partículas en la migración de finos en la formación SPE 155213.

**4.4.3.2. Procedimiento experimental.** Arena seca fue mezclada con 0.5%wt de finos. Esta luego fue bañada con nanofluidos (sin agua) por un tiempo mínimo de 48 horas. El agua no fue usada (excepto donde esta fue usada como medio dispersante para las nano partículas) debido a que los finos inmediatamente van en solución en presencia de agua. Salmuera de baja salinidad 5G/L fue luego inyectada dentro de la arena desde el fondo del empaque usando una bomba. Seguidamente la salmuera fluyo a través de la arena por medio de gravedad y fue recogida como un efluente. La tasa de flujo fue gradualmente incrementada desde 0.2 ml/min a 0.3 ml/min, 0.4ml/min etc, hasta que los finos en la arena eran producidos en el agua del efluente. Cada tasa de flujo fue dejada por 5 minutos antes de aumentar el flujo.

Los dos tipos de pruebas fueron realizadas bajo condiciones atmosféricas. El primer tipo fue llevado a cabo en ausencia de aceite, mientras el segundo es realizado con presencia de crudo. La esencia es encontrar si la presencia de aceite afecta el rendimiento de las nanopartículas de alguna forma. Todos los experimentos fueron hechos bajo condiciones atmosféricas ya que las altas presiones tienden a mantener las partículas de la formación juntas, mientras que la baja presión hace que se desprendan las partículas pequeñas y migren. La presión atmosférica que es muy baja comparada la presión de yacimiento, entonces crea una condición que hace que los finos y los granos de arena sean propensos a la migración. Esto significa que si se puede prevenir movimiento a condiciones de baja presión, entonces a una presión mucho mayor existirá una tendencia a un mejor rendimiento.

**4.4.3.3. Resultados y discusión.** Los resultados de las pruebas que fueron llevadas a cabo sin presencia de aceite, son presentados en la tabla 29., La figura 41 muestra que bajo un ambiente inorgánico, la salmuera generalmente es un muy buen dispersante de nano partículas en comparación con el agua destilada y el etanol. La única excepción es el caso del Oxido de Magnesio donde la salmuera

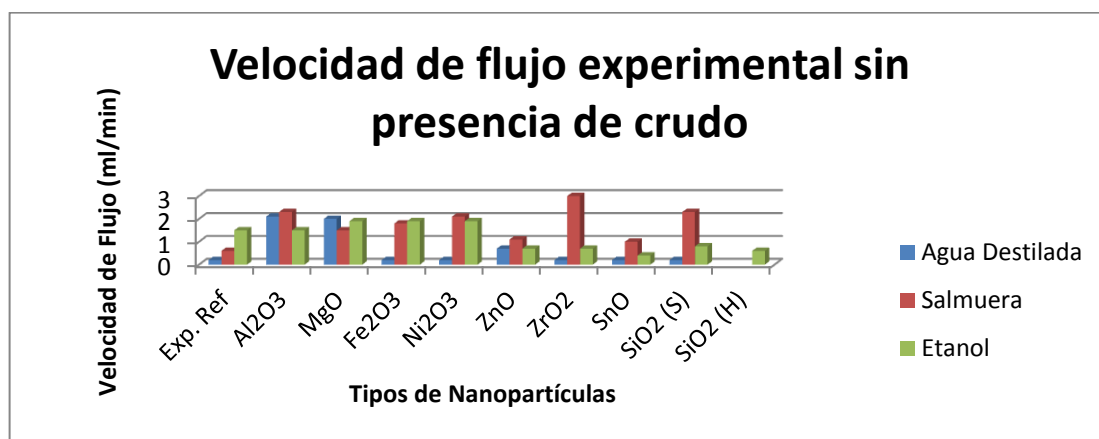
da un valor bajo y en el experimento de referencia donde el etanol da el mejor resultado. La figura 41 también indica que generalmente el agua destilada es un medio muy pobre en el control de la migración de finos y por el contrario mejora el movimiento de estos incluso a tasas de flujo muy bajas, sin embargo el Óxido de Magnesio representa una excepción. Desde la figura 41 también se advierte que el óxido de Zinc registró el mayor índice de flujo en ausencia de aceite.

**Tabla 29. Resultado de tasas experimental en ausencia de crudo**

S/No.	Tipos de Nanos	Velocidad en que los finos se mueven (ml/min.)		
		Agua Destilada	Salmuera	Etanol
1	Exp. Ref.	0,2	0,6	1,5
2	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	2,1	2,3	1,5
3	MgO	2,0	1,5	1,9
4	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,2	1,8	1,9
5	Ni <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,2	2,1	1,9
6	ZnO	0,7	1,1	0,7
7	ZrO <sub>2</sub>	0,2	3,0	0,7
8	son	0,2	1,0	0,4
9	SiO <sub>2</sub> (S)	0,2	2,3	0,8
10	SiO <sub>2</sub> (H)	X	X	0,6

Fuente: Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations SPE 155213.

**Figura 41. Flujo en el que los finos comienzan a moverse en ausencia de crudo**



Fuente: Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations SPE 155213.

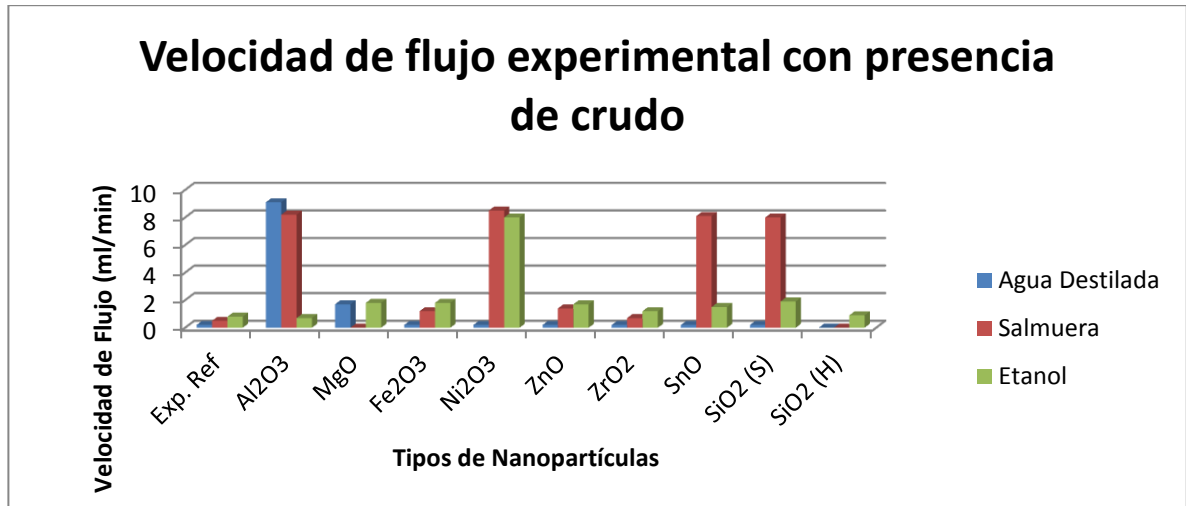
Los resultados de los experimentos llevados a cabo en presencia de aceite fueron presentados en la tabla 30 y La Figura 42 muestra nuevamente que bajo un ambiente orgánico, con hidrocarburos, la salmuera es también el mejor medio dispersante de nano partículas que ayuda a controlar la migración de finos en la formación. De esta figura se destacan las nano partículas que tiene una mejor capacidad para la atracción de finos en la arena usando salmuera como medio dispersante (cuando están sujetos a ambientes orgánicos) son los óxidos de Aluminio, Níquel, Zirconio, y silicio tratado con silano. El Óxido de Aluminio en agua destilada da los mejores resultados en presencia de aceite entre esos 4 tipos de nano partículas. Esto es digno de ser tomado en cuenta, (las figuras 41 y 42) el Óxido de Zinc en salmuera da las más altas ratas de flujo y el mejor resultado en la ausencia de aceite. Pero el resultado en la presencia de aceite, el Óxido de Zinc disperso en salmuera es uno de los más bajos. Esta significa que la presencia de aceite puede tener efectos significativos en el rendimiento de las nanopartículas para atrapar los finos en la arena.

**Tabla 30. Resultados experimentales con presencia de crudo.**

S/No.	Tipos de Nanos	Velocidad en que los finos se mueven (ml/min.)		
		Agua Destilada	Salmuera	Etanol
1	Exp. Ref	0,2	0,5	0,8
2	AlO3	9,1	8,2	0,7
3	MgO	1,7	1,4	1,8
4	Fe2O3	0,2	1,2	1,8
5	Ni2O3	0,2	8,5	8,0
6	ZnO	0,2	1,4	1,7
7	ZrO2	0,2	0,7	1,2
8	SnO	0,2	8,1	1,5

Fuente: Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations SPE 155213.

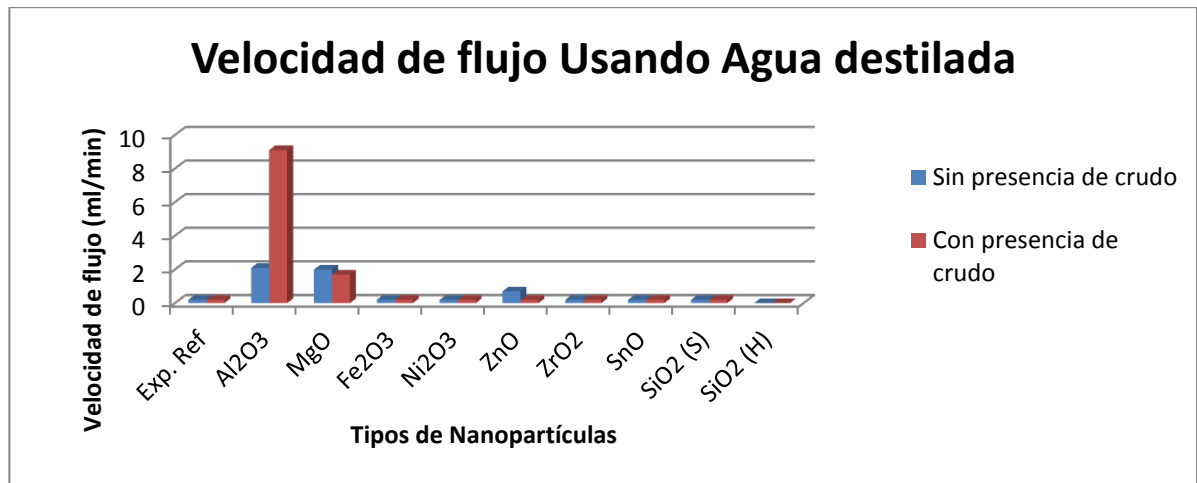
**Figura 42. Flujo en el que los finos comienzan a moverse en presencia de crudo**



Fuente: Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations SPE 155213.

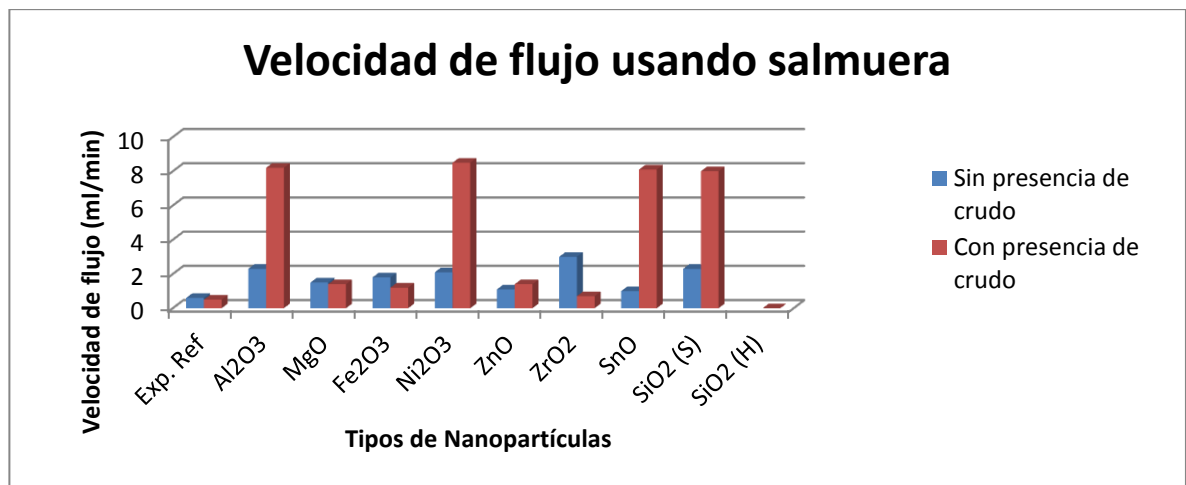
Las figuras 42, 43 y 44 comparan el rendimiento de esas nano partículas en ambientes orgánicos e inorgánicos. Es evidente que muchas de las nanopartículas son influenciadas por la presencia de hidrocarburos en el sistema. El rendimiento de algunas nanopartículas está afectado de forma negativa por la presencia de aceite, mientras otras son estimuladas de forma positiva en la prevención de la migración de finos en la arena. Por ejemplo en la figura 43 Indica que la presencia de aceite en la arena mejora el rendimiento del Oxido de Aluminio en la reducción de la migración de finos, mientras que el Oxido Magnesio y el Óxido de estaño (todo en agua destilada), presentan una caída en su efectividad. La figura 44 muestra que la capacidad de controlar los finos dada por Oxido de Aluminio, Oxido de Níquel, Oxido Zirconio y Oxido de Silicio tratado con Silano (todos dispersos en salmuera) en presencia de aceite tienen un mejor rendimiento que sin la existencia de este. En presencia de aceite el Óxido de Níquel disperso en etanol también da una buena tasa de flujo 8.0 ml/min. Sin embargo la salmuera todavía da muy buenos resultados con 8.2 ml/min, 8.5 ml/min, 8.1 ml/min y 8.0 ml/min. Para los Óxidos de Aluminio, Níquel, Zirconio y Silicio tratado con Silano, respectivamente.

**Figura 43. Comparación de rendimiento de las nano partículas, respecto a su agente dispersante (Agua destilada)**



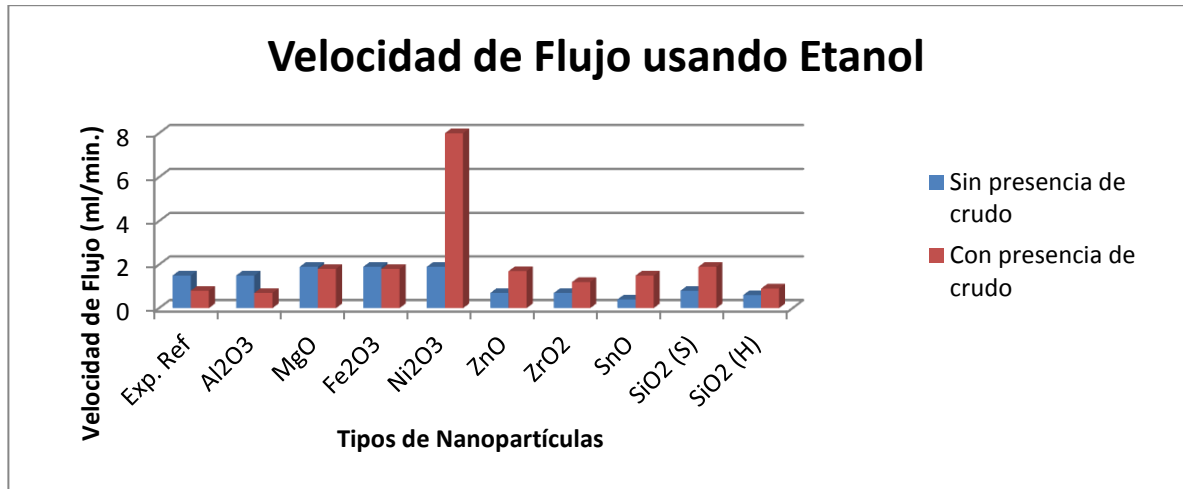
Fuente: Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations SPE 155213.

**Figura 44. Comparación de rendimiento de las nano partículas, respecto a su agente dispersante (Salmuera)**



Fuente: Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations SPE 155213.

**Figura 45. Comparación de rendimiento de las nano partículas, respecto a su agente dispersante (Etanol)**



Fuente: Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations SPE 155213.

La salmuera es entonces el mejor medio dispersante para esas nano partículas en la formación. Esto se debe a que la salmuera es fácilmente disponible, económica, esta naturalmente presente en las formaciones y como tal es más compatible con la formación y el crudo. En cambio el agua destilada es más costosa, no existe naturalmente en la formación y entonces puede ser poco compatible con el crudo y la formación, por otro lado el agua destilada no es una buena opción para el recobro de aceite.

#### 4.4.3.4. Observaciones

- El aceite producido por el uso de Oxido de Estaño, Oxido de Zirconio y Óxido de Zinc tiene un aspecto lodoso. Esto podría deberse al resultado de reacciones químicas ente el aceite (diesel y crudo), agua, arcillas y las nanopartículas de los óxidos.
- Comenzando la inyección de fluidos y aumentando abruptamente la tasa de flujo se desencadena la migración de finos de arcilla, incluso en la presencia de nano partículas con el mejor rendimiento que puedan prevenir ese problema.

- Una vez los finos han comenzado a migrar especialmente debido a los cambios abruptos en la tasa de flujo, reduciendo este caudal se podría apenas controlar la situación mas no detener totalmente la migración de finos, por lo que es recomendable no desencadenar la migración de finos por cambios abruptos en el flujo ya que es difícil controlar o parar. Sin embargo si los finos son principalmente partículas de arena, una reducción en la tasa de flujo puede controlar efectivamente la migración de partículas.
- Los efluentes obtenidos desde el uso de nano partículas de Oxido de Magnesio, Oxido de Aluminio y Óxido de Zinc en diesel eran muy limpios. El efluente de Óxido de hierro en etanol también resulto muy limpio.
- El Óxido de Magnesio disperso en diesel, tiende a dar problemas de permeabilidad. Esto podría ser debido al crecimiento de reacciones químicas porque el diesel producido se ve turbio, no es limpio como en otros casos (por ejemplo el diesel efluente de óxido de níquel)

**4.4.3.5. Uso de diesel como dispersante de nanopartículas.** Experimentos desarrollados con el uso de diesel como dispersantes de nano partículas en la arena no podría ser factible. Sin embargo resultados obtenidos y observaciones muestran que el diesel podría haber sido el mejor fluido para dispersar nano partículas ya que las ratas de flujo eran muy altas (>19.5 ml/min) para muchas nano partículas. Esto no es sorpresa ya que los granos de arena son mojados por el aceite y la arena mojada por el aceite tiende a formar partículas juntas.

Sin embargo, esto también fue observado en algunos caso que los finos y las partículas de arena eran encontrados fluyendo junto con el diesel fuera de la arena. Esto es posible porque los finos migran con la fase mojante y entonces si las partículas eran mojadas por aceite (en el proceso de montaje del análisis). Si el sistema fue altamente saturado con diesel al comienzo del experimento, entonces los finos podrían migra en la fase aceite. Los granos de arenas mojados por aceite y alta saturación de diesel en el sistema podrían aumentar la migración de finos en

el flujo de aceite (diesel). Esas condiciones podrían ser prevenidas si los finos están fluyendo en la fase agua, entonces daría una alta tasa de flujos dentro de la migración de partículas en la fase agua.

Se debe enfatizar que prácticamente la partículas en la formación mojadas por aceite es difícil. Esto es porque la presencia de agua en formaciones hidrocarburíferas (especialmente agua intersticial e intrusión de agua) es inevitable ya que es un fenómeno natural. Entonces por lo tanto es más práctica la dispersión de nano partículas en la formación usando salmuera que diesel, junto con el hecho de que el diesel es más caro que la salmuera. Adicionalmente, existe aceite en la formación que está humedeciendo parcialmente los granos de arena, entonces no podría ser necesario introducir otro fluido orgánico dentro del sistema.

**4.4.3.6. Efecto de la tasa de flujo en la migración de finos.** Una importante observación hecha durante los experimentos es que los finos y los granos de arena tienden a desprenderse a grandes cambios en la tasa de flujo. Cambios abruptos en el flujo agitan las partículas de arena, desprendiéndolas desde su posición inicial. Con el uso de buenas nano partículas y realizando un aumento gradual en la tasa de flujo se pueden mantener estables los finos por un periodo de tiempo considerable, si la tasa de flujo no aumenta gradualmente paso por paso, permitiría a los finos desprenderse y taponar el espacio poroso generando una caída en la permeabilidad.

**4.4.3.7. Deducciones obtenidas a partir del analisis experimental.** Algunas conclusiones realizadas gracias a este trabajo son:

- Cambios repentinos de altas tasas de flujo desencadenan migración de finos incluso en presencia de nanopartículas y una vez comienza este fenómeno, tratar controlarlo por medio de la disminución de la tasa de flujo es menos efectivo.

- Aumentando gradualmente la tasa de flujo en lugar de cambiarla abruptamente se mejora el rendimiento de las nanopartículas en la atracción de nano partículas de arena en la matriz.
- La salmuera es el mejor dispersante de nano partículas que ayuda al control de partículas finas en la matriz.
- Diversas nanopartículas que han mostrado la capacidad de retener y prevenir la migración de finos y arena son Oxido de Aluminio, Oxido de Zirconio, Oxido de Silicio tratado con Silano.
- La presencia de hidrocarburos en la arena tiene una influencia positiva en el rendimiento de algunas nano partículas en la retención de finos.

**4.4.3.8. Recomendaciones para el uso de nanopartículas.** Desde los resultados obtenidos y las observaciones realizadas durante los experimentos, las siguientes recomendaciones son hechas:

- ✓ Salmuera podría ser usado como fluido dispersante de nano partículas si el objetivo es prevenir la migración de finos.
- ✓ Las nano partículas de Oxido de Aluminio, Oxido de Niquel, Oxido de Zirconio, Oxido de Silicio pueden atrapar los finos en formaciones con hidrocarburos, pero el Óxido de Aluminio tiende a ser el mejor.
- ✓ No comenzar la producción de hidrocarburos con altas ratas de flujo, sino por el contrario iniciar con un tasa baja e ir aumentándola paso a paso.

## 5. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS METODOS CONVENCIONALES VS EL USO DE NANOPARTÍCULAS.

### 5.1 COMPARACIÓN DE DAÑOS OPERACIONALES.

En la siguiente tabla se resumen los posibles tipos de daño de formación generados a partir del uso de ambos tratamientos.

**Tabla 31. Comparación posibles daños en tratamientos de estimulación**

	TRATAMIENTO DE ACIDIFICACIÓN	TRATAMIENTO FRACTURAMIENTO-NANOS
Precipitación de Asfáltenos		
Taponamiento por bacterias		
Hinchamiento de Arcilla	✓	✓
Bloqueo por Emulsión	✓	✓
Precipitación de ion de Hierro	✓	
Precipitación por Parafinas		
Precipitación de Escamas	✓	
Bloqueo causado por Sludge	✓	
Taponamiento por Solidos	✓	✓
Bloqueo por Agua	✓	✓
Cambio de Humectabilidad	✓	✓
Desconsolidación vecindades del pozo	✓	

Fuente: Un enfoque para diagnosticar el daño de formación y su correspondiente tipo de estimulación.

En el tratamiento de nano partículas adheridas al agente de sosten la mineralogía no juega un papel determinante como lo es con la acidificación.

Entonces los siguientes problemas generados por una errada formulación en la acidificación:

- ✓ Precipitación de iones metálicos.
- ✓ Precipitación de Escamas.
- ✓ Bloqueo causado por sludge.

No son propensos a ocurrir en el tratamiento con nano partículas, ya que estas no reaccionan en lo absoluto con ningún mineral del medio poroso, debido a que el principio utilizado son las fuerzas de atracción que estas poseen en su área superficial.

## **5.2 COMPARACIÓN DE RIESGOS AMBIENTALES Y DE SALUD**

Actualmente los esfuerzos en la industria petrolera para optimizar el recobro de reservas existentes se encuentra en sus niveles de mayor auge. Este panorama plantea la necesidad de evaluar con practicidad, claridad y conocimiento los efectos causados por diversas actividades en la industria petrolera para mejorar las condiciones de producción de pozos con potencial de hidrocarburos.

Los daños ambientales y de salud en la mayoría de los casos, se deben primordialmente a la falta de conocimiento e investigación de otras alternativas a las comúnmente utilizadas.

La implementación de nuevos procedimientos como el caso de aplicación de nano partículas ofrece una mejor relación entre las empresas operadores y el medio ambiente.

En la presente comparación entre los métodos convencionales y la aplicación de nano tecnología se definirá una escala de riesgos en el uso de las distintas clases de ácidos comparadas con la utilización de nano partículas, en este caso 1 es el nivel más bajo de riesgo que se vea afectado el ítem a evaluar y 5 es el nivel de más alta peligrosidad en el cual se deteriora rápidamente el tema en evaluación.

UNO (1)	DOS (2)	TRES (2)	CUATRO (4)	CINCO (5)
---------	---------	----------	------------	-----------

### COMPARACIÓN – SALUD

**Tabla 32 Comparación de riesgos a la salud de las nano partículas frente a un tratamiento común de acidificación.**

	UNO (1)	DOS (2)	TRES (3)	CUATRO (4)	CINCO (5)
<b>PRODUCTOS ACIDIFICACIÓN</b>					
Ácido Clorhídrico-HCl				✓	
Ácido Fluorhídrico HF					✓
Ácido Acético- CH <sub>3</sub> -COOH				✓	
Ácido Fluoborico-HBF <sub>4</sub>				✓	
Ácido Sulfámico-H <sub>2</sub> NSO <sub>3</sub> H				✓	
EDTA			✓		
Ácido Cloro acético				✓	
<b>NANO PARTÍCULAS</b>					
Oxido de Magnesio		✓			
Oxido de Aluminio Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>			✓		
Oxido de Níquel Ni <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		✓			
Oxido de Estaño SnO <sub>2</sub>			✓		
Oxido de Silicio SiO <sub>2</sub>		✓			

Fuente: Autores, Basado en OSHA-ANSI

Como se puede observar en la tabla 32, los ácidos tienen más implicaciones para la salud de las personas que estarán en contacto directo con estos, por ello se

recomienda siempre utilizar implementos de seguridad o protección personal al operar con estos productos.

Los riesgos se enumeran a continuación:

ÁCIDOS	NANOPARTÍCULAS
TOXICO	CANCERIGENO (Altas dosis)
QUEMADURAS	
CANCERIGENO	
NECROSIS	

### COMPARACIÓN INFLAMABILIDAD

**Tabla 33 Riesgos de accidentalidad debido a ignición de los ácidos convencionales frente a nano partículas.**

	UNO (1)	DOS (2)	TRES (3)	CUATRO (4)	CINCO (5)
<b>PRODUCTOS ACIDIFICACIÓN</b>					
Ácido Clorhidrico-HCl	✓				
Ácido Fluorhídrico HF	✓				
Ácido Acético- CH <sub>3</sub> -COOH			✓		
Ácido Fluoborico-HBF <sub>4</sub>			✓		
Ácido Sulfámico-H <sub>2</sub> NSO <sub>3</sub> H	✓				
EDTA			✓		
Ácido Cloro acético		✓			
<b>NANO PARTÍCULAS</b>					
Oxido de Magnesio	✓				
Oxido de Aluminio Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	✓				
Oxido de Níquel Ni <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	✓				
Oxido de Estaño SnO <sub>2</sub>	✓				
Oxido de Silicio SiO <sub>2</sub>	✓				

FUENTE: Autores, Basado en NFPA 704

Tanto la mayoría de los ácidos como las nano partículas en su totalidad no presentan alto riesgo de ignición o inflamación, sin embargo cabe aclarar que

ciertos ácidos pierden sus propiedades en yacimientos de alta temperatura por lo que debe hacerse un tratamiento especial.

## COMPARACIÓN- GRADO DE ACCIDENTALIDAD

**Tabla 34. Accidentalidad de ácidos y nano partículas**

	UNO (1)	DOS (2)	TRES (3)	CUATRO (4)	CINCO (5)
<b>PRODUCTOS ACIDIFICACIÓN</b>					
Ácido Clorhídrico-HCl		✓			
Ácido Fluorhídrico HF			✓		
Ácido Acético- CH <sub>3</sub> -COOH	✓				
Ácido Fluoborico-HBF <sub>4</sub>			✓		
Ácido Sulfámico-H <sub>2</sub> NSO <sub>3</sub> H	✓				
EDTA	✓				
Ácido Cloro acético		✓			
<b>NANO PARTÍCULAS</b>					
Oxido de Magnesio	✓				
Oxido de Aluminio Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	✓				
Oxido de Níquel Ni <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	✓				
Oxido de Estaño SnO <sub>2</sub>	✓				
Oxido de Silicio SiO <sub>2</sub>	✓				

Fuente: Autores, Basado fichas de seguridad, MERCK y OSHA

Los riesgos expuestos en la tabla anterior nos indican el grado de accidentalidad posible en las operaciones con los distintos productos, existiendo un mayor riesgo en los ácidos debido a que su manipulación es más compleja.

## COMPARACIÓN AMBIENTAL

**Tabla 35. Riesgo ambiental del uso de nano partículas y ácidos en el medio poroso.**

	UNO (1)	DOS (2)	TRES (3)	CUATRO (4)	CINCO (5)
<b>PRODUCTOS ACIDIFICACIÓN</b>					
Ácido Clorhídrico-HCl				✓	
Ácido Fluorhídrico HF				✓	
Ácido Acético- CH <sub>3</sub> -COOH		✓			
Ácido Fluoborico-HBF <sub>4</sub>			✓		
Ácido Sulfámico-H <sub>2</sub> NSO <sub>3</sub> H				✓	
EDTA		✓			
Ácido Cloro acético			✓		
<b>NANO PARTÍCULAS</b>					
Oxido de Magnesio			✓		
Oxido de Aluminio Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	✓				
Oxido de Níquel Ni <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	✓				
Oxido de Estaño SnO <sub>2</sub>			✓		
Oxido de Silicio SiO <sub>2</sub>		✓			

Fuente: Autores, Basado en Ministerio de Medio Ambiente



Este es uno de los ítems que debe tenerse más en cuenta debido a las implicaciones que ocasiona un tratamiento que afecte el normal desarrollo del medio ambiente, actualmente diferentes medidas ejecutadas por varios gobiernos tienen en cuenta el desarrollo sostenible en cualquier proyecto, y los ácidos poco se ajustan a esta medida ya que estos pueden originar daños permanentes en aguas subterráneas, capas de formación, ambientes aluviales etc.

Analizando este ítem la mejor opción por ser más amigable con el medio ambiente sería la aplicación de nano partículas adheridas al agente de soporte del fracturamiento.

Cabe anotar que un mal diseño fracturamiento hidráulico puede inducir en riesgos ambientales debido a la contaminación de aguas subterráneas por hidrocarburos que migran a través de las diferentes fracturas.

**Tabla 36. Evaluación aspectos generales**

	Ácido Clorhídrico	Ácido Fluorhídrico	Ácido Acético	Ácido Fluoborico	Ácido Sulfámico	EDTA	Ácido Cloro acético	Oxido de Magnesio	Oxido de Aluminio	Oxido de Níquel	Oxido de Estaño	Oxido de Silicio
CRITERIO TOXICOLOGICO	4	5	4	4	4	3	4	2	3	2	3	2
INFLAMABILIDAD	1	1	3	3	1	3	2	1	1	1	1	1
REACTIVIDAD	2	3	1	3	1	1	2	1	1	1	1	1
CRITERIO AMBIENTAL	4	4	2	3	4	2	3	3	1	1	3	2
<b>TOTAL</b>	11	13	10	13	10	9	11	7	6	5	8	6

PEOR PUNTUACIÓN	
MEJOR PUNTUACIÓN	

Fuente: Autores

### **5.3 ANÁLISIS COMPARATIVO POST-OPERACIONAL**

#### **Tratamiento matricial reactivo.**

Cuando la producción declina como consecuencia al taponamiento de las gargantas porales inducida por la migración y depósitos de finos en regiones cercanas al wellbore, un tratamiento ácido es comúnmente requerido. Terminada la operación de estimulación matricial reactiva se observa que la producción aumenta, pero esta rápidamente declina, lo cual hace necesario un tratamiento post operacional que consiste en un lavado ácido aproximadamente cada dos meses<sup>35</sup>. Cada vez que el pozo es tratado con lavados ácidos la producción aumenta considerablemente por un corto tiempo volviendo rápidamente a declinar su recobro de hidrocarburos.

Esto origina incrementos en los costos operacionales, sin embargo reduciendo la frecuencia de estos tratamientos y reduciendo constantemente la productividad sería un camino para reducir costos.

#### **Tratamiento de nano- partículas adheridas al agente de soporte**

Cuando las nano partículas han sido desplazadas por la fractura y se han adherido al agente de soporte se experimenta un largo periodo de producción, pero a la vez de saturación (taponamiento) debido al desplazamiento de los finos, un ácido regular puede ser usado para limpiar las nano partículas saturadas con finos<sup>36</sup>. El primer tipo de ácido que puede ser usado es el mud acid (una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico) o un ácido orgánico mezclado con ácido

---

<sup>35</sup> Tianping Huang, SPE, David E. Clark, SPE, Baker Hughes. Improving Fracturing Fluid Performance and Controlling Formation Fines Migration with the Same Agent: Is it Achievable?. IPTC 17044. China 2013

<sup>36</sup>Tianping Huang, SPE, David E. Clark, SPE, Baker Hughes. Improving Fracturing Fluid Performance and Controlling Formation Fines Migration with the Same Agent: Is it Achievable?. IPTC 17044. China 2013

fluorhídrico, estos ácidos pueden disolver las nano partículas y los finos de formación. Las nano partículas son disueltas mucha más rápido que los finos debido a su alta área superficial y rata de reacción. Luego de que las nano partículas son disueltas, los finos fluyen fácilmente fuera de la fractura. y por último se procede a inyectar nuevas nano partículas en la fractura para adherirse nuevamente al agente de soporte. La diferencia post operacional de más alto impacto es el tiempo de mantenimiento que deben tener tanto las nano partículas como los tratamientos ácidos, mientras las nano partículas tienen un tiempo de vida útil de aproximadamente 20 meses o más, los ácidos solo cuentan un tiempo de eficiencia de por lo regular un periodo de tres a seis meses; lo cual genera más incremento en los costos totales que el tratamiento de nano partículas.

### **COMPARACIÓN ÁCIDO Y NANO PARTÍCULAS ADHERIDAS AL AGENTE DE SOPORTE**

**Tabla 37. Comparación Técnica métodos convencionales vs nano partículas.**

	<b>ÁCIDIFICACIÓN</b>	<b>NANOS ADHERIDAS AL AGENTE DE SOPORTE</b>
Costo operacional	Bajo	Alto
Fugas de material en la formación	Medio	Bajo
Velocidad de reacción con la roca	Alto	Nulo
Efectividad en la longitud ejercida o creada	Medio	Alto
Duración efectiva de los canales creados	Bajo	Alto
Profundidad de penetración	Bajo	Alto
Conductividad de los canales o fracturas	Medio	Alto
Efectos en el incremento del área de drenaje	Bajo	Alto

	<b>ÁCIDIFICACIÓN</b>	<b>NANOS ADHERIDAS AL AGENTE DE SOPORTE</b>
Sostenible producción de hidrocarburos	Medio	Alto

Fuente: Autores

#### **5.4 COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

“El cálculo de ganancias y recobro de la inversión (ROI) dependen de las propiedades del fluido producido, de los costos del tratamiento y de los costos de operación diarios”<sup>37</sup>.

Para poder realizar esta comparación técnico-económica se realizara una aproximación del incremento de la producción en función de la reducción de daño que se va a lograr luego del tratamiento de estimulación con nano partículas en un pozo tomado como ejemplo de la literatura concerniente al tema.

En el presente aparte de este capítulo se presenta un análisis económico para determinar si la aplicación de nano partículas adheridas al agente de soporte es un proyecto rentable para mitigar el daño de formaciones productoras de finos, para lo cual se realizaron análisis en función del costo de levantamiento, costo de la intervención, utilidades, VAN, RBC, las cuales nos darán una idea de la rentabilidad del proyecto.

---

<sup>37</sup> LEONARD KALFAYAN , Production Enhancement with Acid Stimulation United States. 2003

## POZO PARAHUACU 5

En nuestro caso el pozo parahuacu 5 presenta una producción de 423 BBL de aceite y 81 BBL de agua se desea realizar un trabajo de estimulación para los tres intervalos productores Arena X, Arena Y, Arena Z

Datos suministrados en pruebas de análisis de presión arrojo que el pozo presenta actualmente un daño 4,60

**Tabla 38 Análisis Pozo Parahuacu 5**

<b>K (mD)</b>	<b>Pwf (psia)</b>	<b>Pr (Psia)</b>	<b>IP</b>	<b>Daño</b>
80,42	1986	2539	0,91	4,60

Fuente: Archivos técnicos Petroproducción.

### Características de la arena

Según los análisis se observó una arenisca friable de cuarzo, de grano muy fino a fino, de subangular a redondeada, mal clasificada, además posee trazas de glauconita, caolinita, cemento calcáreo y saturado de hidrocarburos.

### Daño de Formación

El pozo presenta un daño de formación  $S = 4,6$ ; posiblemente debido a diversos factores como:

- Taponamiento de solidos
- Posibles daño en perforaciones
- Restricción física de los caminos de flujo, ocasionada por la migración de finos.

## Propiedades del yacimiento y condiciones de flujo.

Se considera que el pozo PARAHUACU 5 posee las siguientes características:

**Tabla 39 Datos Pozo PARAHUACU 5**

DATOS POZO PARAHUACU 5		VALOR	UNIDAD
Presión Yacimiento	[Pr]	2539	PSIA
Presión de Burbuja	[Pb]	1283	PSIA
Presión fondo fluyendo	[Pwf]	1986	PSIA
Caudal de Aceite	[Qo]	423	BBL/D
Caudal de Agua	[Qw]	81	BBL/D
Daño	[S]	4,6	

Fuente: Archivos técnicos Petroproducción.

## 5.5 DETERMINACIÓN IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)

Este es un punto importante a determinar ya que con los datos obtenidos podemos hacer un balance del caudal en función del daño actual y la reducción del daño estimado.

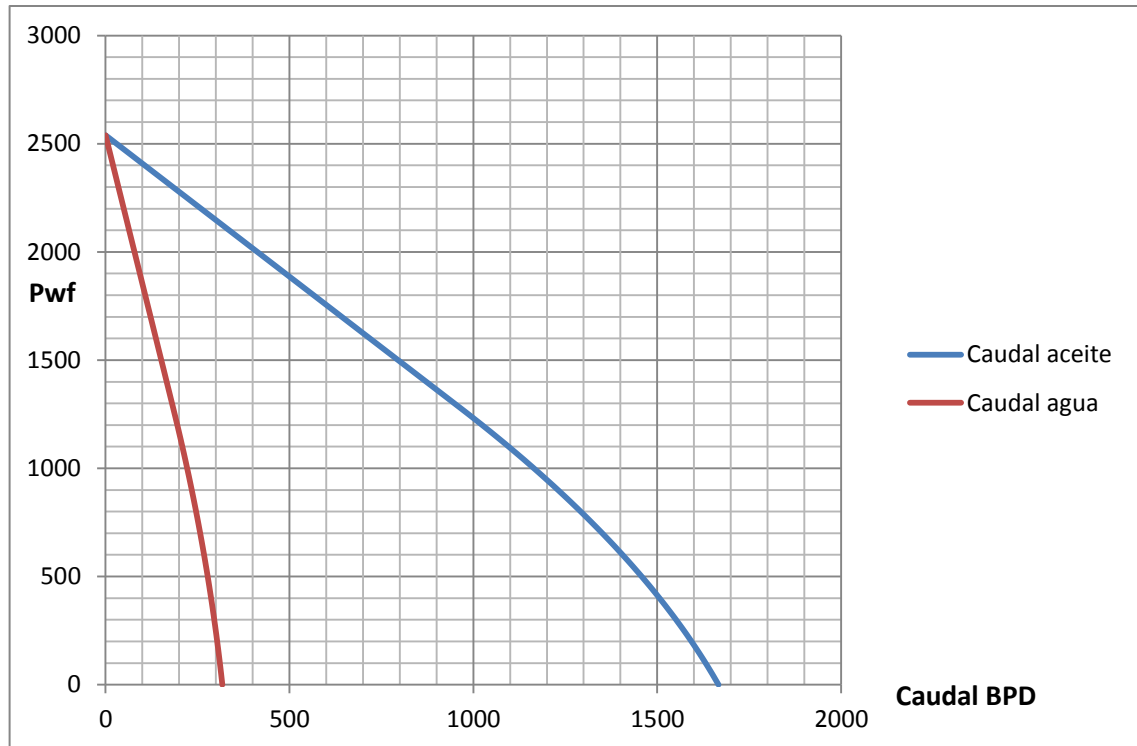
Este IPR se determinó por el método de Vogel saturado en presencia de daño.

- Con base a los datos anteriores se calculó la eficiencia de Flujo (FE):

<b>EFICIENCIA DE FLUJO (EF)</b>	0,63
---------------------------------	------

Se construye la curva IPR con el daño actual desde presiones iguales a 0 Psia hasta la Presión de yacimiento 2,539 Psia.

**Figura 46. IPR Pozo Parahuacu 5, con S = 4,60**



Fuente: Autores

## 5.6 ESTIMACIÓN DE COSTOS

- **Estimulación Química Matricial Convencional**

Para la operación de estimulación química matricial convencional se consideran costos asociados a los equipos de Workover incluyendo Rigless (Coiled Tubing) y servicio de bombeo de fluidos, costo promedio de los productos químicos usados actualmente en la industria. A continuación se detallan los costos estimados:

## Servicio Coiled Tubing

**Tabla 40 Servicio Coiled Tubing**

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO USD\$	VALOR USD\$
<b>SERVICIOS DE COILED TUBING</b>				
Operación Unidad de CT 2,0"	DIA	8	16.165	129.322
Cargo por profundidad CT hasta 2"	TRABAJO	1	30.000	30.000
Operación Unidad de Bombeo	DIA	8	5.355	42.840
Herramienta jet de rotación	TRABAJO	1	6.525	6.525
Tarifa de Personal Operativo - por Día	DIA	8	1.638	13.104
Movilización de equipos - CT	TRABAJO	1	5.000	5.000
Operación Unidad de Bombeo y Almacenamiento de Nitrógeno	DIA	5	5.150	25.750
Movilización Unidad de Bombeo y Almacenamiento de Nitrógeno	DIA	1	2.000	2.000
Operador	DIA	5	700	3.500
Ayudante	DIA	5	400	2.000
Nitrógeno líquido	GLN	5.000	3	13.435
<b>TOTAL</b>			<b>USD \$</b>	<b>273.476</b>

Fuente: Investigación Autores

## Costos aplicación estimulación matricial reactiva

Para diseñar la cantidad de químicos que se inyectaran al pozo nos basamos en los índices habituales que se utilizan según la longitud de las perforaciones a estimular.

**Tabla 41. Costo estimulación química**

SERVICIOS DE ESTIMULACIÓN QUIMICA	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO USD \$	VALOR USD \$
Movilización de equipos	TRABAJO	1	2.000	2.000
Pickling Tubería (disponibilidad 3 días)	TRABAJO	1	5.000	5.000
Ingeniero, operador y dos ayudantes	DIA	8	2.400	19.200

SERVICIOS DE ESTIMULACIÓN QUIMICA	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO USD \$	VALOR USD \$
por trabajo				
Cargo por unidad de bombeo por trabajo	TRABAJO	1	7.000	7.000
Registrador de variables de trabajo, por trabajo	TRABAJO	1	700	700
Mezcla y bombeo de fluidos	GLN	18.000	0,36	6.480
Trailer de transporte de fluidos no acid	TRABAJO	1	1.365	1.365
Frac-tank, (500/bbls), por trabajo	UNIDAD	10	450	4.505
Camión Vacío Convencional	DIA	8	417	3.336
Carro tanque de 5.500 galones (Transporte fluidos Red Fox)	DIA	8	275	2.200
Carro tanques de 9.500 galones (Retornos y Químicos)	DIA	5	415	2.075
Carro tanque de 3.500 galones (Agua potable )	DIA	5	175	875
Carro tanque de 9.500 galones (Agua Industrial)	DIA	5	415	2.075
Company Man	DIA	8	2.000	16.000
Separador de Prueba	DIA	8	5.325	42.600
Xileno	GLN	100	12	1.200
Surfactante	GLN	200	95	19.000
Solvente Mutual	GLN	207	29	6.000
Diesel	GLN	2.000	6	12.000
HCl (10%)	GLN	700	7	4.900
Inhibidor de corrosión	GLN	10	80	800
agente secuestrante	GLN	10	75	750
Mud Acid	GLN	1.000	30	30.000
NH4Cl	GLN	570	40	22.800
Estabilizador de arcilla	GLN	10	61	610
Varios (Catering, campamento)	DIA	8	800	6.400
			<b>TOTAL USD \$</b>	<b>219.871</b>

- **Fracturamiento Hidráulico usando Nano partículas**

Para la operación de Fracturamiento hidráulico se consideran costos asociados a los equipos de Workover (Set de Fractura) y servicio de bombeo de fluidos, costo promedio de los productos químicos típicamente usados en un trabajo de este tipo en la industria, se incluyen los costos referentes a la nano partícula cuya cantidad fue una 1lb de nanos por cada 1000 lb de agente de soporte.

**Tabla 42. Costos Estimados tratamiento Nano partículas.**

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO USD\$	VALOR USD\$
<b>SERVICIOS DE FRACTURAMIENTO</b>				
Cargo por unidad de bombeo, por trabajo	UN	1	3.413	3.413
Mezcla y bombeo de fluidos no ácidos	GLN	19.642	0	7.071
Registrador de variables de trabajo	UN	1	410	410
Trailer de transporte de fluidos no acid	UN	1	1.365	1.365
Cargo Batch Mixer por trabajo	UN	1	1.638	1.638
Cargo Blender por trabajo	UN	1	13.455	13.455
Movilización entre pozos	UN	1	28.000	28.000
Pickling Tubería (disponibilidad 3 días)	UN	1	9.450	9.450
Ingeniero, Operador y dos ayudantes/ por	DIA	8	2.048	16.380
Bombeo de tapones de arena (4 etapas, disponibilidad 3 días, 12 horas de operatividad)	JOB	1	7.890	7.890
Matado de pozo (bombeo promedio de 800 bbls, disponibilidad 2 días, 8 horas de operatividad)	JOB	1	8.565	8.565
Prueba de presión del anular (disponibilidad 2 días, 4 horas de operatividad)	JOB	1	6.245	6.245
Frac-tank, (500/bbls), por trabajo	UN	20	450	9.009
CARGO POR POTENCIA HHP	UN	1	15.000	15.000
CARGO UNIDAD BOMBEO PARA	DIA	12	1.138	13.650

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO USD\$	VALOR USD\$
TRATAM. ORGANIC				
MOVILIZACION/DESMOVILIZACION/EQUIPOS BASE	UN	1	49.450	49.450
MEZCLA/BOMBEO ACIDO POR GALON	GLS	33.600	0	13.776
Well Head isolation 4-1/2 Y 5-1/2	UN	1	19.627	19.627
Servicio de fracturamiento 12000 HHP ( hasta 7 dias y 2 etapas )	JOB	1	95.960	95.960
Movilización y desmovilización equipo de fractura	VIAJE	1	700	700
Personal para operación de fracturamiento	JOB	1	11.345	11.345
Cargo sistema computarizado de analisis de fractura y registradores de flujo, por trabajo	JOB	1	410	410
Promedio Productos Químicos usados en el Fract	JOB	1	500.000	500.000
Nano partícula Oxido de Aluminio (Alúmina)	Lb	40	313	12.530
Agente de soporte Ceramax todas las mallas	Kg	18.000	5	90.000
<b>TOTAL \$US</b>				<b>935.337</b>

Fuente: Investigación Autores

## 5.7 REDUCCIÓN DE DAÑO ASOCIADO A LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO USANDO NANO PARTÍCULAS.

Los análisis económicos para aplicaciones de ingeniería han sido ampliamente aceptados en la industria del petróleo. Sin embargo el uso actual de este tipo de análisis usados para tomar algún tipo de decisión sigue siendo limitado debido a

la complejidad de esas herramientas. Por otra parte el uso de esas herramientas a nivel profesional requiere avanzados conocimientos de teorías relacionadas con el análisis de riesgos, análisis económicos y matrices de decisión. La solución es integrar un conjunto de herramientas para poder hacer una aproximación a este tipo de análisis<sup>38</sup>.

Los métodos probabilísticos más usados en la industria petrolera incluyen simulación Monte carlo, análisis de sensibilidad, árbol de decisión, opciones reales y otros. Sin embargo solo pocos software usados en la industria integran funciones de análisis de decisión y de riesgos.

En esta parte de nuestro trabajo realizaremos análisis de sensibilidad, simulación monte carlo y diagrama tornado para comparar los dos tipos de estimulaciones, basándonos en casos posibles de reducción de daño<sup>38</sup>.

- **Caso Estimulación Química Matricial**

Se asumen tres escenarios de % de reducción de daño de formación mediante el trabajo de estimulación química remedial:

Caso Pesimista: Reducción del 40% del Skin actual ( $S_1$ : 1)

Caso Esperado: Reducción del 80% del Skin actual ( $S_2$ : 0)

Caso Optimista: Reducción del 100% del Skin actual ( $S_3$ : -1)

---

<sup>38</sup> Lev Virine, Lisa Rapley, Schlumberger Ltd. Decision and Risk Analysis Tools for the Oil and Gas Industry. SPE 84821. USA 2003.

**Tabla 43. Reducción del daño y aumento del caudal con estimulación matricial reactiva- estimados.**

Caso Base (S= 4,6)		Caso Pesimista (Reducción del 80%, S= 1)	Caso Esperado (Reducción del 100%, S= 0)	Caso Optimista (Reducción del 120%, S= -1)
Pwf	Qo (BOPD)	Qo (BOPD)	Qo (BOPD)	Qo (BOPD)
2050	374	516	590	688
2000	413	569	650	758
1986	423	583	667	778
1950	451	621	710	829
1900	489	674	770	899

Fuente: Autores

### Diagrama de Tornado

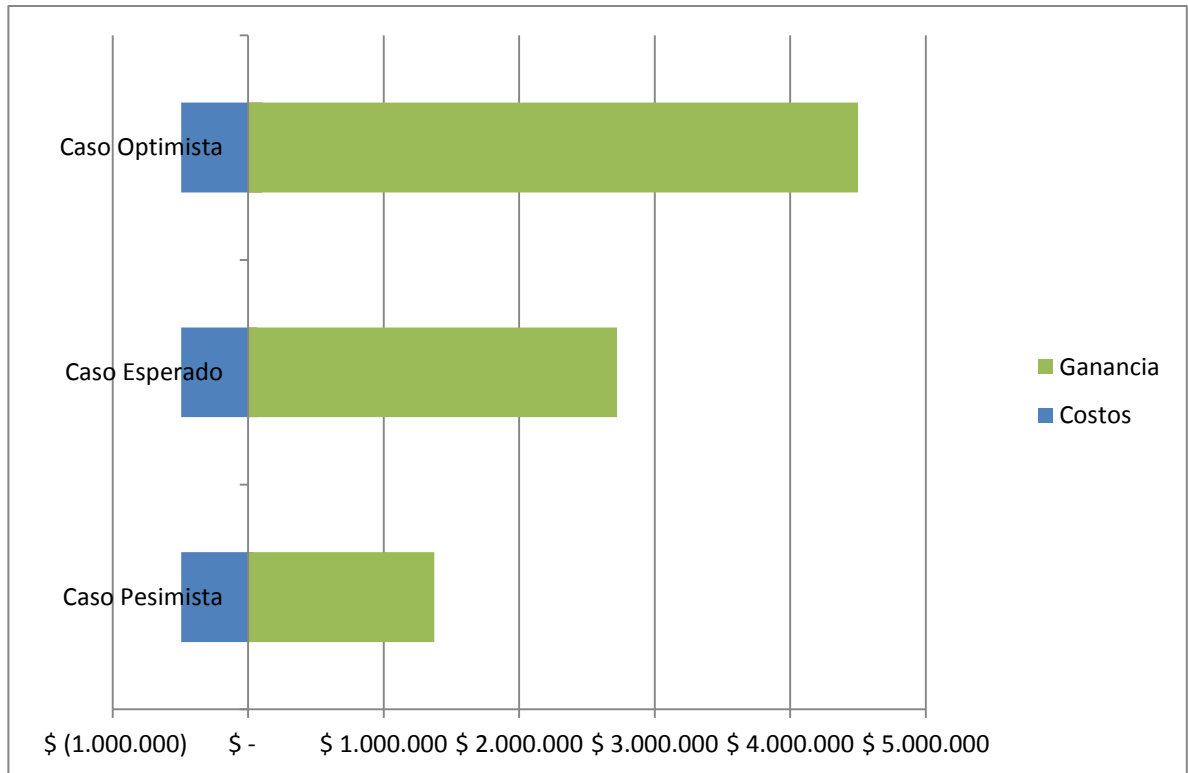
Estos diagramas muestran gráficamente los cambios que se producen en la utilidad cuando varía una cantidad o valor específico que en nuestro caso es la variación del daño, ya que este es un parámetro susceptible de cambio.

Este diagrama compararemos la reducción del daño (casos estimados) con los costos del tratamiento. La barra de color verde son las utilidades dejadas luego de aplicado el tratamiento mientras que la barra azul son los costos correspondientes al tratamiento.

Las ganancias se hallaron teniendo en cuenta los siguientes parámetros

- Costo de levantamiento
- Barriles incrementales
- Ingreso Incremental
- Costos del tratamiento
- Precio venta del crudo

**Figura 47. Diagrama ganancias vs costos. Acidificación.**



Fuente: Autores

- **Caso Fracturamiento Hidráulico usando Nano partículas**

Se asumen cuatro escenarios de % de reducción de daño de formación mediante el trabajo de estimulación con nano partículas:

Caso Pesimista: Reducción del 100% del Skin actual (S1: 0)

Caso Esperado: Reducción del 120% del Skin actual (S2: -1)

Caso Optimista: Reducción del 140% del Skin actual (S3: -2)

Reducción menor al 100% del Skin actual (S4: 1)

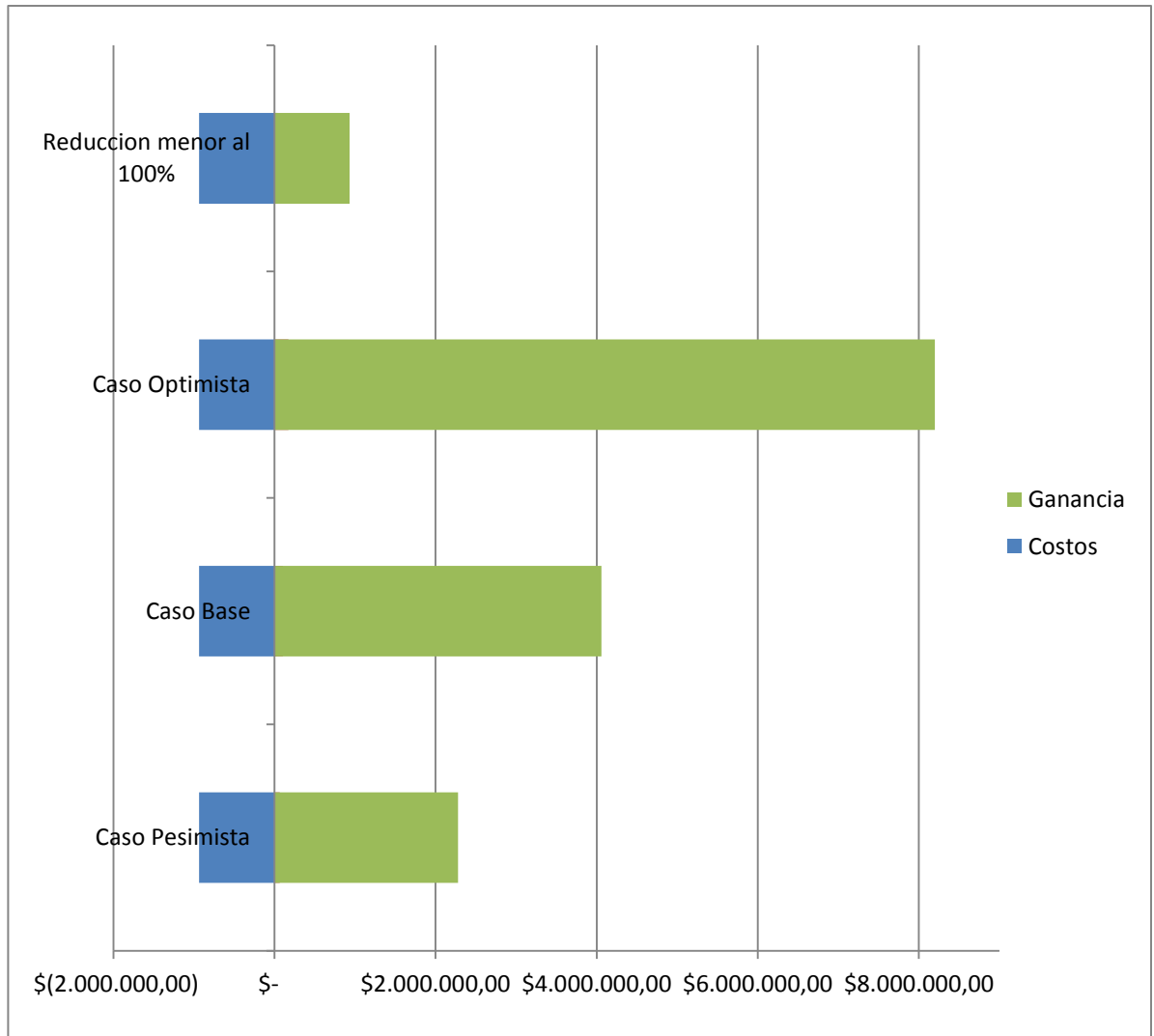
**Tabla 44. Reducción del daño y aumento del caudal con nano partículas adheridas al agente de soporte**

Caso Base (S= 4,6)		Caso Pesimista S= 0	Caso Esperado S= -1	Caso Optimista S= -2	Reduccion menor al 100% S=1
Pwf	Qo (BOPD)	Qo (BOPD)	Qo (BOPD)	Qo (BOPD)	Qo (BOPD)
2000	413	650	758	910	569
1986	423	667	778	934	583
1950	451	710	829	994	621

Fuente: Autores

En la siguiente grafica mostramos las ganancias comparadas con los costos de un tratamiento de nano partículas adheridas al agente de soporte, como se puede observar se tiene un mayor régimen o posibilidades de obtener una mayor rentabilidad que los tratamientos convencionales (ya que un yacimiento al que se le aplica un fracturamiento tiene mayor potencial que uno no fracturado), sin embargo observando en la gráfica el caso en el cual la reducción del daño original que en nuestro caso es del 4,6 no disminuye en un 100% las ganancias no son tan significativas como el tratamiento convencional, ya que obteniendo una reducción del daño del 80% (S=1), el método de nano partículas obtiene una ganancia de \$931,921, teniendo que haber invertido \$935,337. mientras el caso de los métodos convencionales se obtiene una ganancia de \$1,373,912 con una inversión en el tratamiento de \$493,346. Esto quiere decir que para que exista una rentabilidad más alta que con un tratamiento convencional, las nano partículas deben tener una eficiencia relativamente alta.

**Figura 48. Diagrama ganancias vs costos.Nano partículas.**



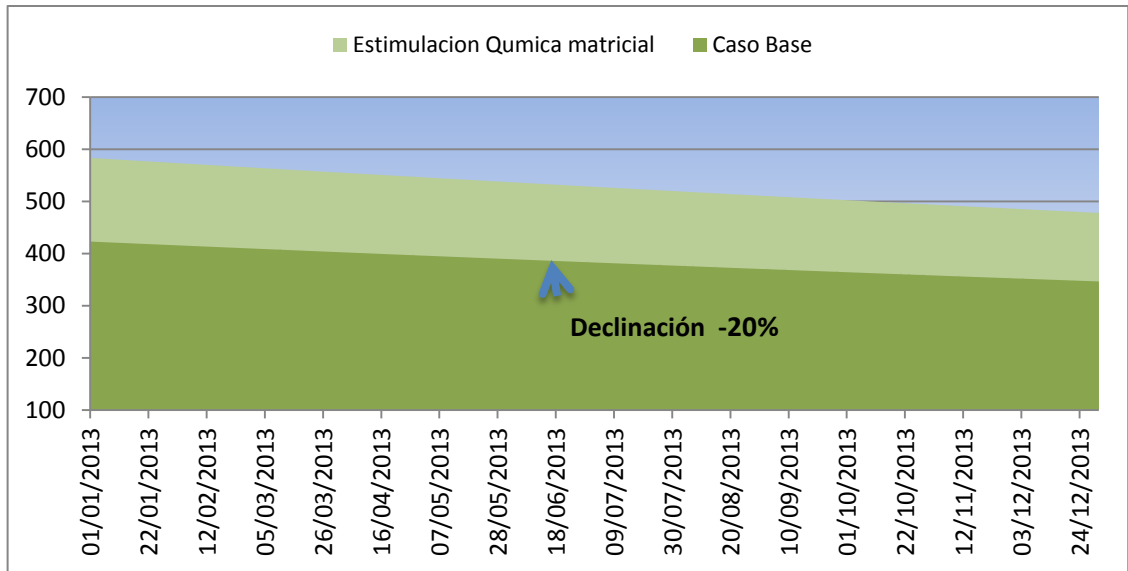
Fuente: Autores

### **Producción Incremental**

- **Caso Estimulación Química Matricial**

Asumiendo que el comportamiento de declinación del pozo es equivalente al 20 % anual, se obtienen 53,092 Bls incrementales en un año.

**Figura 49. Comportamiento post-tratamiento estimulación química**



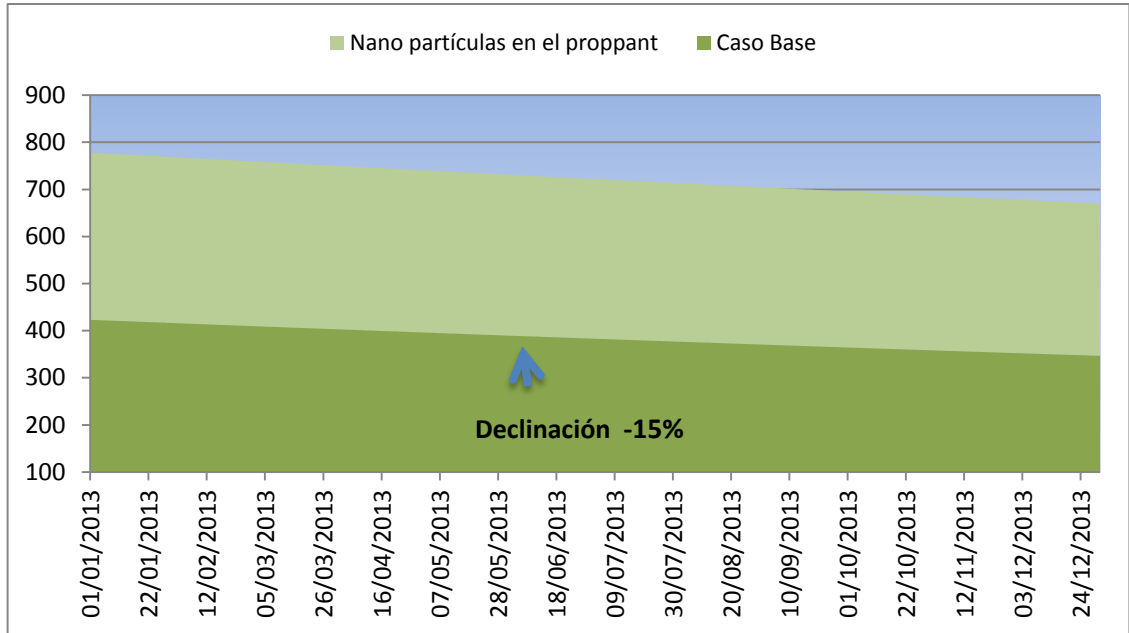
Fuente: Autores

- **Caso Fracturamiento Hidráulico usando Nano partículas**

Con el trabajo de nano partículas se obtuvo una producción de 123,753 BIs incrementales en un año, principalmente debido al cambio de la curva de declinación esperada del 15% anual debido al trabajo de nano partículas que estabilizan los finos en la formación

La siguiente figura muestra la relación entre el estado de producción antes y después del tratamiento con nano partículas.

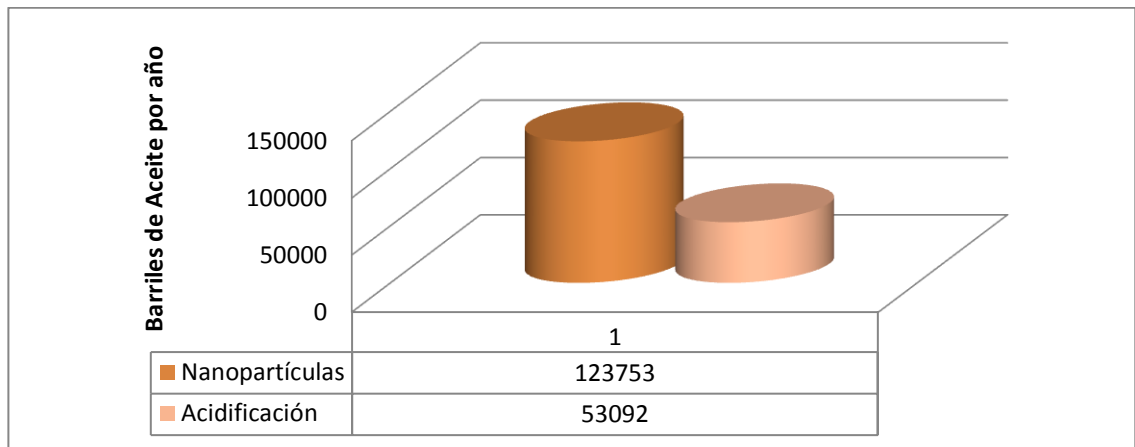
**Figura 50. Comportamiento Post- tratamiento usando nano partículas.**



Fuente: Autores.

## 5.8 COMPARACIÓN BARRILES INCREMENTALES ACUMULADOS POR AÑO CON EL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL Y EL TRATAMIENTO DE NANO PARTÍCULAS.

**Figura 51 Producción acumulada**



Fuente: Autores

## Resultado del Análisis Financiero

Para realizar nuestro análisis económico debemos considerar los siguientes datos: Costos de levantamiento, costo de venta del crudo, tasa de descuento (WACC), producción incremental y costos de la intervención. Los resultados para los casos esperados para cada uno de los métodos son:

**Tabla 45. Análisis financiero estimulación química**

<b>ESTIMULACIÓN QUÍMICA MATRICIAL</b>	
<b>COSTO DE LEVANTAMIENTO (US\$/BL)</b>	<b>11,53</b>
<b>PRECIO VENTA DEL CRUDO (US\$/BL)</b>	<b>60</b>
<b>TASA DE DESCUENTO (WACC) 11%Anual</b>	<b>0,9%</b>
<b>DECLINACIÓN</b>	<b>0,9%</b>
<b>TRM (PESOS)</b>	<b>\$ 1.829</b>
<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BLS)</b>	<b>53092</b>
<b>INGRESOS POR INCREMENTAL EN BARRILES DE LA INTERVENCIÓN (US\$)</b>	<b>\$ 2.573.355</b>
<b>COSTOS DE LA INTERVENCIÓN</b>	<b>\$ 493.346</b>
<b>UTILIDADES DE LA INTERVENCIÓN</b>	<b>\$ 2.080.009</b>
<b>VPN</b>	<b>\$ 2.057.056</b>
<b>RBC</b>	<b>5,22</b>
<b>EFI</b>	<b>4,17</b>
<b>COSTO DE BARRIL POR INTERVENCIÓN (USD\$)</b>	<b>\$ 9,29</b>

Fuente: Autores.

**Tabla 46. Análisis financiero usando nano partículas.**

<b>ESTIMULACIÓN CON NANO PARTÍCULAS</b>	
<b>COSTO DE LEVANTAMIENTO (US\$/BL)</b>	<b>11,53</b>
<b>PRECIO VENTA DEL CRUDO (US\$/BL)</b>	<b>60</b>
<b>TASA DE DESCUENTO (WACC) 11%Anual</b>	<b>0,9%</b>
<b>DECLINACIÓN</b>	<b>0,9%</b>
<b>TRM (PESOS)</b>	<b>\$ 1.829</b>
<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BLS)</b>	<b>123753</b>
<b>INGRESOS POR INCREMENTAL EN BARRILES DE</b>	<b>\$ 5.998.314</b>

<b>ESTIMULACIÓN CON NANO PARTÍCULAS</b>	
<b>LA INTERVENCIÓN (US\$)</b>	
<b>COSTOS DE LA INTERVENCIÓN</b>	<b>\$ 935.337</b>
<b>UTILIDADES DE LA INTERVENCIÓN</b>	<b>\$ 5.062.977</b>
<b>VPN</b>	<b>\$ 5.009.474</b>
<b>RBC</b>	<b>6,41</b>
<b>EFI</b>	<b>5,36</b>
<b>COSTO DE BARRIL POR INTERVENCIÓN (USD\$)</b>	<b>\$ 7,56</b>

Fuente: Autores.

## 5.9 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y SIMULACIÓN MONTECARLO

El análisis de sensibilidad es un término financiero, muy utilizado en el mundo empresarial a la hora de tomar decisiones de inversión, que consiste en calcular los nuevos flujos de caja y el VAN (en un proyecto, en un negocio, etc...), al cambiar una variable (la inversión inicial, la duración, los ingresos, la tasa de crecimiento de los ingresos, los costes, etc...). De este modo teniendo los nuevos flujos de caja y el nuevo VAN podremos calcular o mejorar nuestras estimaciones sobre el proyecto que vamos a comenzar en el caso de que esas variables cambiasen o existiesen errores iniciales de apreciación por nuestra parte en los datos obtenidos inicialmente.

Para hacer el análisis de sensibilidad tenemos que comparar el VAN antiguo con el VAN nuevo y nos dará un valor que al multiplicarlo por cien obtendremos el porcentaje de cambio.

$$\text{Análisis de sensibilidad} = \frac{VAN_n - VAN_e}{VAN_e}$$

Donde:

VAN <sub>n</sub>	Valor Presente neto (nuevo)
VAN <sub>e</sub>	Valor Presente antiguo

Para obtener los valores presentes netos utilizamos el modelo de Simulación Montecarlo que es a menudo muy usado en la industria petrolera (SPE. 84821) El cual consiste en escoger un rango variable y determinar un número de probabilidades o escenarios, en nuestro caso el rango escogido está dado por la reducción del daño en el tratamiento como se muestra en la siguiente tabla. Tomando como punto de partida el daño actual que es 4,6. y posteriormente calcular los valores presentes netos y así medir la sensibilidad.

**Tabla 47. Rango de reducción de daño estimado para los tratamientos**

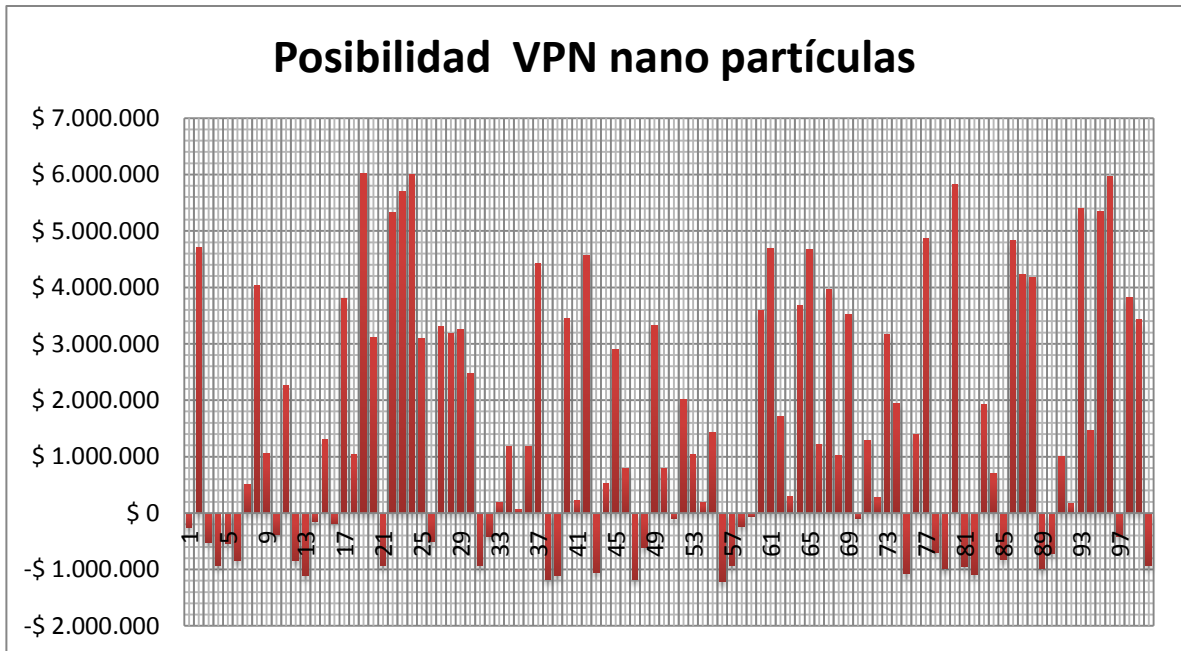
TRATAMIENTO	RANGO DE REDUCCIÓN DE DAÑO
TRATAMIENTO CONVENCIONAL	4,6 a 0
TRATAMIENTO CON NANO PARTICULAS	4,6 a -2

Fuente: Autores

En nuestro caso el número de escenarios posibles para calcular los valores presentes fueron de 100. (Anexos)

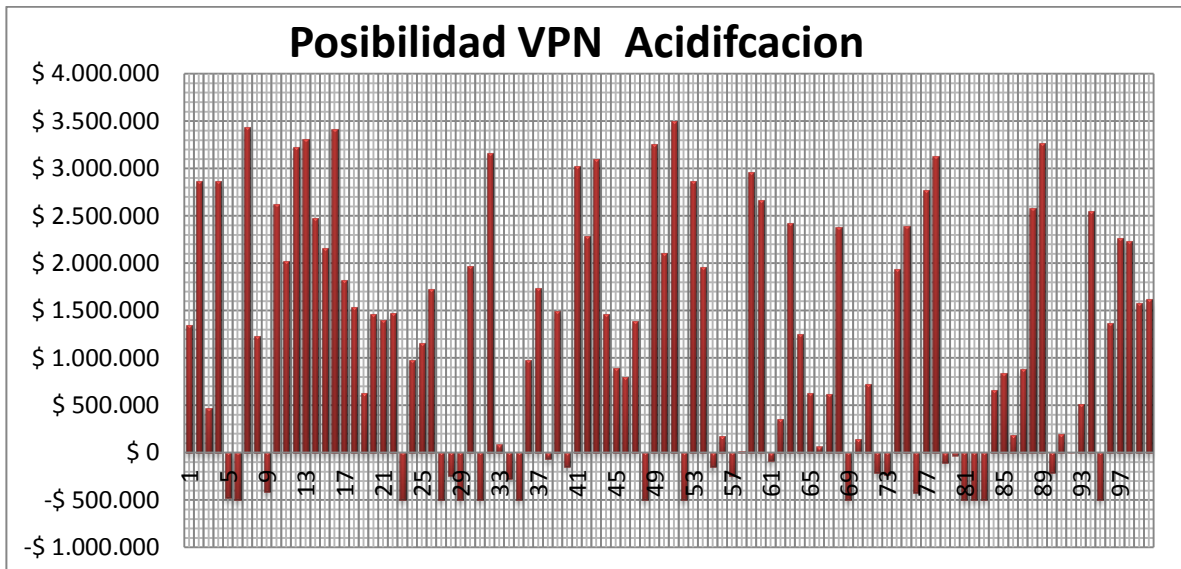
En la siguiente grafica se muestran los posibles Valores presentes que se pueden obtener dependiendo de las 100 posibilidades de reducción de daño usadas.

**Figura. 52. Posibles VPN obtenidos del uso de nano partículas**



Fuente: Autores

**Figura 53. Posibles VPN conseguidos con un tratamiento de acidificación.**

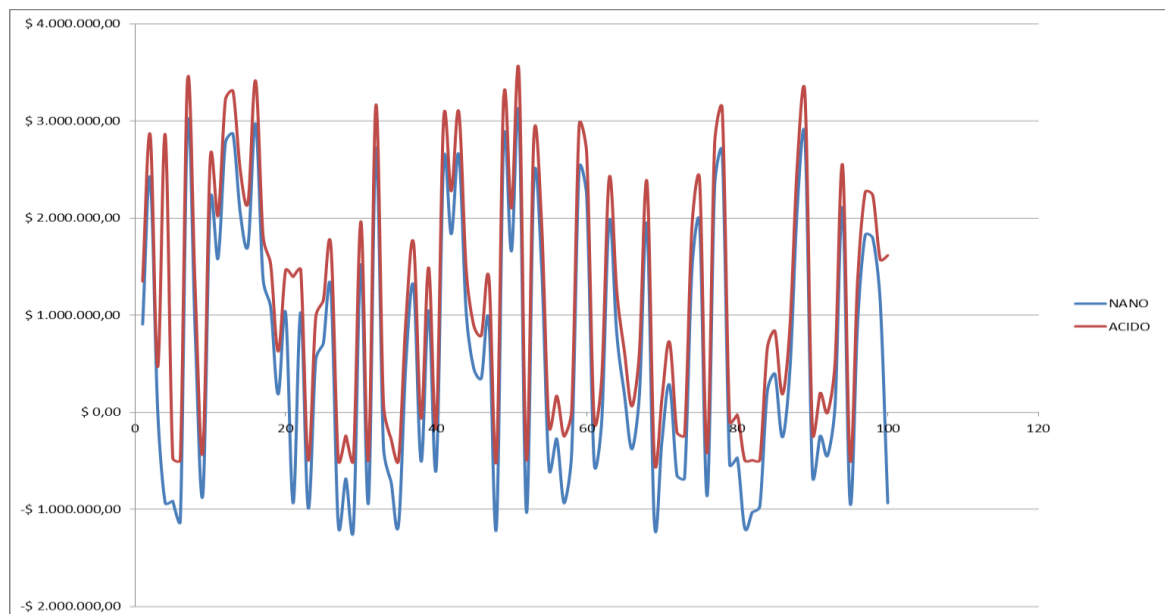


Fuente: Autores

Comparando las dos graficas anteriores podemos darnos cuenta que con el uso de nano partículas adheridas al agente de soporte existe una mayor posibilidad de que los valores presentes netos sean muchos más altos que el tratamiento de acidificación, pero a su vez también existe un mayor riesgo de que en caso de pérdida el monto o la cantidad sea mayor en el tratamiento de nano partículas. Por lo tanto se debe tener claro que porcentaje de efectividad debe tener el tratamiento de nano partículas sobre el método convencional para que su rentabilidad sea mayor.

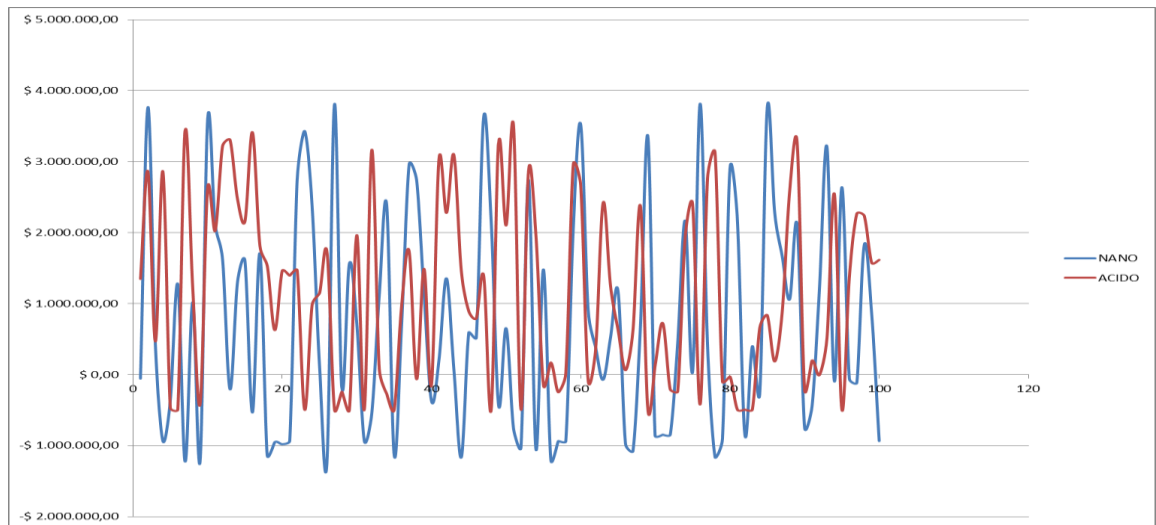
Escogiendo un rango de efectivades superiores 0%, 11%, 15%, 20%, 25%, 30% usando el tratamiento de nano partículas se compara con el tratamiento de acidificación para estimar el porcentaje de eficiencia que debe tener el uso de nano partículas para que este genere una condición mas rentable que los métodos convencionales. A continuación se grafican los valores presentes netos de ambos métodos.

**Figura 54. Valor presente neto posible, con una eficiencia igual que la acidificación.**



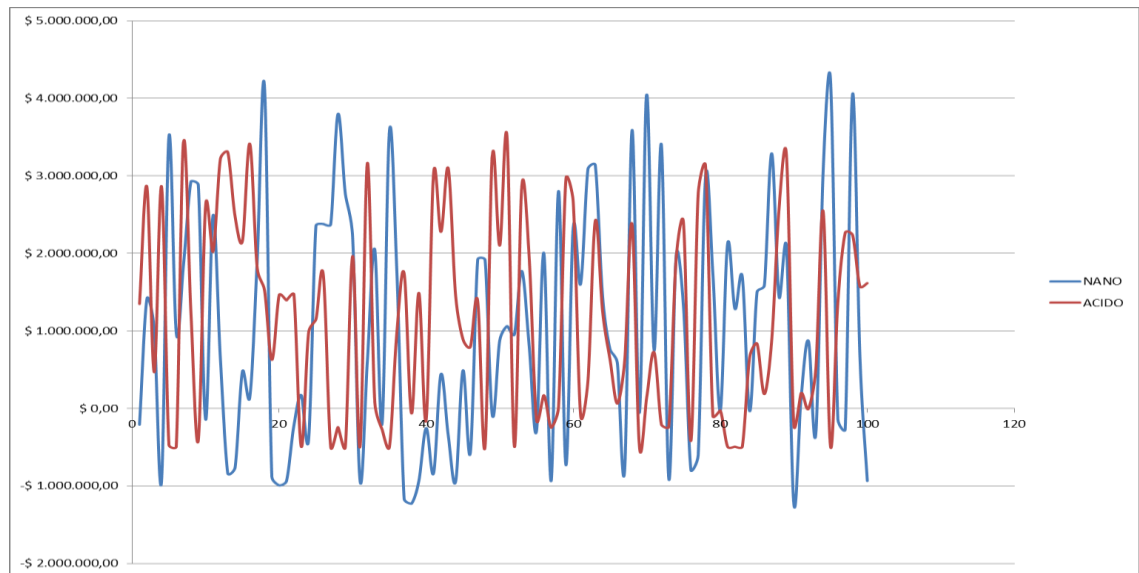
Fuente: Autores

**Figura 55. Valor presente neto posible, con una eficiencia mayor al 15% que un tratamiento acido.**



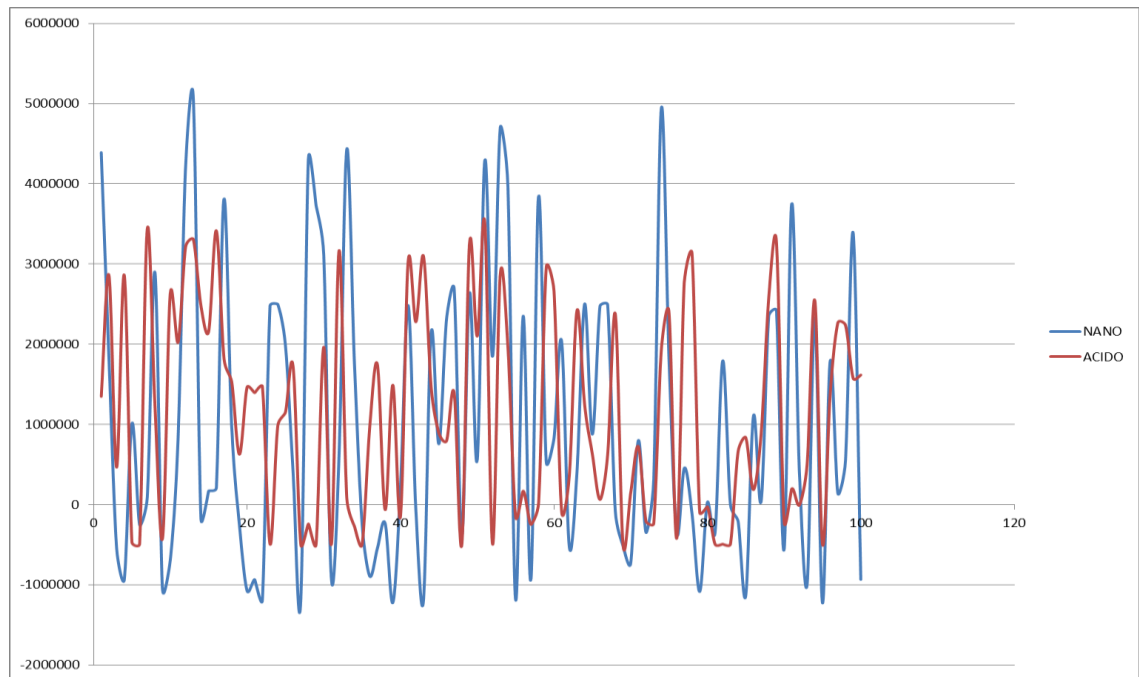
Fuente: Autores

**Figura 56. Valor presente neto posible, con una eficiencia mayor al 20% que un tratamiento acido.**



Fuente: Autores.

**Figura 57. Valor presente neto posible, con una eficiencia mayor al 30% que un tratamiento acido**



Fuente: Autores.

Observando las gráficas podemos concluir que un porcentaje de eficiencia mayor al 20 % con seguridad nos dará una mayor rentabilidad sobre los tratamientos convencionales, mientras esta efectividad sea menor se corre el riesgo de que las ganancias obtenidas con nano partículas sean menores que las conseguidas con métodos convencionales.

En la siguiente tabla se muestra el análisis de sensibilidad en el cual podemos observar, el posible porcentaje de ganancia superior que obtendremos dependiendo del mayor porcentaje de rendimiento de las nano partículas.

**Tabla 48 Análisis de sensibilidad**

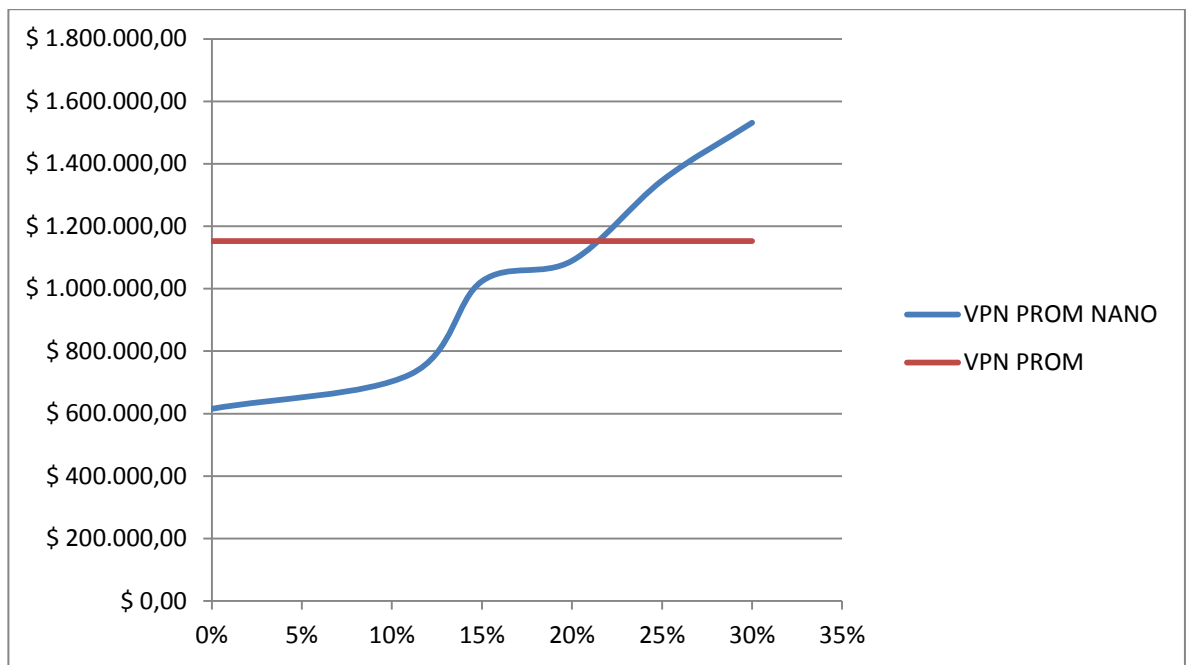
Porcentaje de eficiencia de nanos sobre acidificación.	Porcentaje posible de aumento de ganancias
0%	-47%
11%	-37%
15%	-11%
20%	-5%
25%	17%
30%	33%

Fuente: Autores

En la siguiente grafica se resumen los valores presentes promedios dependiendo del grado de eficiencia superior al tratamiento convencional. Estos valores fueron conseguidos con la estimulación con nano partículas (obtenidos de los 100 escenarios simulados).

El VPN promedio del tratamiento convencional se mantiene constante para poder obtener el grado de eficiencia de los nano agentes con el cual se supere la rentabilidad con tratamiento acido.

**Figura 58. Comparación valores presentes dependiendo de la eficiencia de las nano partículas.**



Fuente: Autores

## CONCLUSIONES

- La nanotecnología surgirá como una nueva y prometedora opción a la hora de reducir algún tipo de daño generado en la formación y también para diferentes operaciones realizadas en la industria petrolera.
- Existen diferentes tipos de nano partículas que han sido encontradas para fijar efectivamente los finos de la formación en las regiones que se encuentren con empaques propantes o agentes de sostén dejados por el fracturamiento, entre estas nano partículas tenemos: Alúmina ( $Al_2O_3$ ), Oxido de Níquel ( $Ni_2O_3$ ), Oxido de Estaño ( $SnO_2$ ), Oxido de Silicio ( $SiO_2$ ).
- Los nuevos mecanismos de fijación de finos usados por las nano partículas se basan en sus fuerzas superficiales como son las de Van Der Waals y fuerzas electrostáticas que se adhieren al agente de soporte y estabilizan los finos.
- Cuando se realiza un trabajo de estimulación con nano partículas, luego de cierto tiempo de estar en producción, se necesita tener en cuenta que se deben realizar operaciones de reacondicionamiento, lo que traería como consecuencia aumentos en los costos, afectando directamente el valor presente neto de un proyecto de este tipo.
- Debido a los mayores costos del tratamiento de nano partículas, se requiere una mayor eficiencia, aproximadamente del 23% sobre el tratamiento convencional para asegurar una ganancia significativamente mayor ya que por debajo de este porcentaje existe la posibilidad de obtener una ganancia menor o igual que un tratamiento convencional.

- Las nano partículas presentaron la misma capacidad de retención de finos en formaciones porosas tanto en laboratorio como en el trabajo de campo.
- Los tratamientos de acidificación de la matriz en yacimientos de areniscas resultan complejos y los índices de éxitos son históricamente bajos debido a su corto tiempo de duración antes de comenzar a realizar trabajos de reacondicionamiento. Las nano partículas mientras tanto podrían asegurar un índice mayor de durabilidad reduciendo gastos post-operacionales y así obtener mayores ganancias.
- La mineralogía juega un papel determinante a la hora de saber cual es el tratamiento adecuado que se debe realizar a la matriz, mientras que con el uso de nano partículas estos conocimientos dejan de representar algún grado de incertidumbre.
- Algunas nano partículas pueden resultar efectivas en pruebas de laboratorio en las cuales no se tenga en cuenta los efectos de las corrientes de hidrocarburos, pero al ponerse en presencia de este su efectividad se ve muy afectada.
- La presencia de hidrocarburos en arenas también podrían presentar una influencia positiva en rendimiento de nano partículas como sucede por ejemplo con nano partículas de Óxido de Níquel.
- El tamaño, forma y carga superficial son los parámetros importantes en ser tenidos en cuenta al momento de realizar un trabajo con nano partículas en cualquier medio poroso.

- Los métodos convencionales usados en la reducción de la migración de finos tienen altas implicaciones negativas a nivel ambiental comparadas con el tratamiento de nano partículas.
- En el caso de querer utilizar las nano partículas de manera independiente se debe tener en cuenta que el mejor dispersante de nano agentes es la salmuera y que estas (nanos) se deberán aplicar en una concentración de 0.2 % peso

## RECOMENDACIONES

Conformar grupos de estudio interdisciplinario a partir de los Centros de Investigación en los cuales se realicen análisis de la aplicación de nanotecnología encaminadas a los diferentes sectores que maneja la industria petrolera.

Realizar una prueba experimental a nivel de laboratorio para avalar la eficiencia de la nanotecnología en la reducción de la migración de finos, utilizando las nanos partículas aquí mencionadas por ser los mejores agentes retenedores de finos.

Estudiar la posibilidad de aplicar las nano partículas en un fluido independiente (nano fluido), encargado en la reducción del daño de formación originado por la migración de finos en un pozo.

Tener en cuenta que el mejor medio dispersante al momento de realizar una prueba de laboratorio por ser financieramente viable, su rendimiento y por ajustarse al ambiente de los yacimientos es la salmuera.

## BIBLIOGRAFÍA

A. Habibi. Ahmadi. M. Ayatollahi. Sh. "Reduction of Fines Migration by Nanofluids Injection, An Experimental Study. Society of Petroleum Engineers. SPE 144196, Netherlands 2011.

A. Habibi. Ahmadi. M. Ayatollahi. Pourafshry. P. "Zeta Potential Investigation and Mathematical Modeling of Nanoparticles Deposite on the Rock Surface Fine Migration." Society of Petroleum Engineers. Bahrain 2011.

BYME Michael. SLAYTER Adrian. McCURDY Philip, Senergy. "Improved Selection Criteria for Sand Control- When Are "Fines" Fines? Society of Petroleum Engineers. SPE 128038. USA 2010

BEDRIKOVETSKY Pavel. Vaz Alexandre. Machado Fernando. Borazjani Sara. "Well Productivity Decline due to Fines Migration and Production: (Analytical model for the Regime of strained particles accumulation)." Society of Petroleum Engineers. SPE 144208, Netherlands 2011.

BELCHER Christopher. Kushal Seth. Hollier Ron. Paternostro. "Maximizing Production Life With the Use of Nanotechnology to Prevent Fines Migration." Society of Petroleum Engineers. SPE 132152, China 2010.

CASTAÑEDA ANDRADE Alejandro. "Incremento de producción del campo Parahuacu de Petroproducción implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad." Escuela Politécnica Nacional. 2007

Cigdem Omurlu Metin, Roger T. Bonnecaze, Quoc P. Nguyen, The University of Texas at Austin. "The Viscosity of Silica Nanoparticle Dispersions in Permeable Media" SPE International Oilfield Nanotechnology Conference , 2012, Noordwijk, The Netherlands

CIVAN Faruk. "Reservoir Formation Damage." Gulf Publishing Company. Houston, Texas 2000.

Cocuzza Matteo. Pirri Candido. Rocca Vera. Verga Francesca. "Current and Future Nanotech Applications in the Oil Industry." Science Publications, Italy 2012.

Curtis Krowe. Jacques Masmonteil. Eric Touboul. Ron Thomas. "Trends in Matrix Acidizing." Oilfield Review, 1992.

D. Brant Bennion. "An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations." Journal of Canadian Petroleum Technology. JCPT. 2002.

D. Malekzadeh. Texas Tech University. M. Azari. Halliburton Reservoir Services. J.J. Day. Texas Tech University. "Evaluation of Acid Stimulation Treatment of Horizontal Wells." Society of Petroleum Engineers, USA 1993.

D.O. Caudle and K.M. Bansal, Conoco Inc. "Environmental Considerations in Production Chemical Usage" Society of Petroleum Engineers. SPE 26010, USA 1993.

Economides, Michael J., Kenneth G. Nolte. "Reservoir Stimulation". Segunda Edición, Schlumberger Educational Services, Prentice Hall, Englewood Cliffs, (1989)

FEDERICO Caldelas, SPE, Michael J. Murphy, SPE, Chun Huh, SPE, and Steven L. Bryant, SPE The University of Texas at Austin. "Factors Governing Distance of Nanoparticle Propagation in Porous Media". SPE Production and Operations Symposium, 2011, Oklahoma City, USA

G.A. Gabriel. INAMDAR G.R. Exxon Production Research Co. "An Experimental Investigation of Fines Migration in Porous Media." Society of Petroleum Engineers. SPE 12168, USA 1983.

GEORGE E. King, Apache Corporation. "Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells." Society of Petroleum Engineers. SPE 152596, USA 2012

Gozeta, Rosalía. "Técnicas de Estimulación". 2003

HABIBI A. AHMADI M. BASTAMI A. Pourafshary. P. "Mathematical Modeling of Fines Fixation in the Sandstone Cores Soaked by MgO Nanofluid." International Petroleum Technology Conference. IPTC 14846. Thailandia

HONGJIE Xiong. Stephen A. Holditch. S. A. Holditch & Associates, Inc. "A Comprehensive Approach to Formation Damage Diagnosis and Corresponding Stimulation Type And Fluid Selection." Society of Petroleum Engineers. SPE 29531, USA 1995.

HUANG TIANPING. Clark E. David. Baker Hughes. "Improving Fracture Fluid Performance and Controlling Formation Fines Migration With the Same Agent: It is Achievable." International Petroleum Technology Conference. IPTC 17044 China 2013.

HUANG. Tianping. BRIAN. A. EVANS, SPE. Crews James. Belcher K. Christopher. Baker Hughes “Field Case Study on Formation Fines Control With Nanoparticles in Offshore Wells” Society of Petroleum Engineers. SPE 135088, Italia 2010

HUANG. Tianping.. CREWS James. BELCHER K. Christopher. Baker Hughes. “Nanoparticles for Formation Fines Fixation and Improving Performance of Surfactant Stucture Fluids.” International Petroleum Technology Conference. IPTC 12144.Malasia 2008.

HUANG Tianping, CREWS. B. JAMES. WILLINGHAM Robert. “Methods for Recharging Nano-particle- Trated Beds.” Baker Hughes Incorporated, USA Patent, 2012.

HUANG. Tiamping. CREWS B. JAMES. WILLIMGHAM R. John. BAKER Hughes. “Using Nanoparticles Technology to Control Formation Fines Migration. Society of Petroleum Engineers. SPE 115384, USA 2008.

Intevep. PDVSA. “Daño de Formación.” PDVSA, Venezuela 1997.

Ingredient for Improved Measurement and Interpretation of Relative Permeability Data.” Society of Petroleum Engineers. SPE 162323, USA 1987.

JUDE O Amaefule. A. Ajufo. E. Peterson. K. Durst. Lmon Core Research. “Understanding Formation Damage Processes: an Essential

KAPUSTA Sergio. BALZANO Leandro. Riele T. Paul. Shell International E&P. “Nanotechnology Applications in Oil and Gas Exploration and Production.” International Petroleum Technology Conference. IPTC 15152. Thailandia 2012.

KARTIC C. KHILAR and H. SCOTT Fogler. "Migration of fines in Porous Media." Kluwer Academic Publisher, USA 1998.

KONG Xiangling. OHADI. M. Michael. "Applications of Micro and Nano Technologies in the Oil and Gas Industry- An Overview of the Recent Progress." Society of Petroleum Engineers. SPE 138241, Abu Dhabi 2010.

M.M Sharma. Y.C. Yortsos. "Fines Migration in Porous Media." AIChE Journal, USA 1987.

M. R. Roberts, SPE, B. Aminzadeh, D. A. DiCarlo, SPE, S. L. Bryant, SPE, C. Huh, SPE The University of Texas at Austin "Generation of Nanoparticle-Stabilized Emulsions in Fractures" PE Improved Oil Recovery Symposium, 2012, Tulsa, Oklahoma, USA

NGUYEN P.D. Vasquez J.E. Weaver J.D. Welton T.D. Halliburton. "Maintaina Well Productivity Through Inhibiting Scale Formation and Controlling Fines Migration." Society of Petroleum Engineers. SPE 132663, Australia 2010.

NGUYEN J.D. Rickman R.D. Dusterhoff R.G. Parker M.A. Halliburton " Controlling Formation Fines at Their Sources To Maintain Well Productivity." Society of Petroleum Engineers. SPE 97659, Kuala lumpur 2005.

N.V. Lopatin. T.P. Emets. E.A. Romanov. O.V. Mal'chikhina. "Petroleum migration and trapping mechanism in fine-grained source rock formation." Journal of Geochemical Exploration. ELSEVIER, Rusia 2003.

Occupational Health & Safety Advisory Services (OHSAS), 2011

Petroleum Technology Development Fund (PTDF) Research Group Naomi Ogolo, Institute of Petroleum Studies, University of Port Harcourt, Rivers State, Nigeria Olalekan Olafuyi, Department of Petroleum Engineering, University of Benin, Edo State, Nigeria Mike Onyekonwu, Institute of Petroleum Studies, University of Port Harcourt, Rivers State, Nigeria. "Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations." Society of Petroleum Engineers. SPE 155213, Netherland 2012.

POURAFSHARY P. Azimipour S.S. Monamedi M. et al. "Priority Assessment of Investment in Development of Nanotechnology in Upstream Petroleum Industry. Society of Petroleum Engineers. SPE 126101, Saudi Arabia 2009.

RAHMAN M.S. RAHMAN S.S. AZIZ ARSHAD. "Control of Fines Migration: A Key Problem in Petroleum." Society of Petroleum Engineers. SPE 27362, USA 1994.

SALAH Al. Harthy. BUSTOS A. Oscar. MATHEW Samuel. Hamzah NURUL. Et. Al. "Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura." Oilfield Review, Schlumberger, 2009.

SELBY J. RAWYA. ALI FAROUQ S.M. "Mechanics of Sand Production and the Flow of Fines in Porous Media." University of Alberta. Journal of Canadian Petroleum Technology. JCPT.

SILVA ISLAS Carlos. "Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros." Colegio de Ingenieros Petroleros, México 1991.

S.S. Rahman. Aziz Arshad. Hong Chen, U. of New South Wales. "Prediction of Critical Condition for Fines Migration in Petroleum Reservoirs." Society of Petroleum Engineers. SPE 28760, Australia, 1994.

SYED Ali. Chevron Texaco. Wayne W. Frenier. Bruno Lecerf. Murtaza Ziauddin. Sugar Land, Texas. Hans Kristian Kotlar. Statoil Trondheim, Noruega. Hisham A. Nasr-El-Din. Saudi Aramco Research and Development Dhahran, Arabia Saudita. Olav Vikane. Statoil Stavanger, Noruega. "Pruebas virtuales: La clave de un proceso de estimulación." Oilfield Review, 2004.

TIANPING Huang, JAMES B. Crews, WILLINGHAM Robert, "Multifunctional nanoparticles for downhole formation treatments" Baker Hughes, United States Patent. 2010

TIANPING Huang, JAMES B. Crews. "Nanotechnology Applications in Viscoelastic Surfactant Stimulation Fluids" Society of Petroleum SPE, Baker Hughes, 2008.

TONI Ezekwu, AUSHLAND Oil Nigerian Company. R.L. Thomas, Schlumberger Dowell and Terje Gunnerød, Schlumberger Dowell Nigeria. "Fines Migration Control in High-Water-Cut Nigerian Oil Wells: Problems and Solutions." Society of Petroleum Engineers, Louisiana 1998.

VALDYA R.N. Fogler H.S. "Fines Migration and Formation Damage: Influence of PH and Ion Exchange." Society of Petroleum Engineers. 1992.

XINGHUI Liu and Faruk Civan, U. of Oklahoma "Formation Damage and Skin Factor Due to Filter Cake Formation and Fines Migration in the Near-Wellbore Region." Society of Petroleum Engineers. SPE 27364. USA 1994.

# **ANEXOS**

**Anexo A. Posibles escenarios de producción, pozo estimulado Tratamiento químico matricial**

Caso Base (S= 4,6)		Caso Pesimista (Reducción del 40%, S= 2,76)	Caso Esperado (Reducción del 78%, S= 1)	Caso Optimista (Reducción del 100%, S= 0)
<b>Pwf</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>
2539	0	0	0	0
2530	7	8	9	11
2500	30	34	41	47
2450	68	77	94	107
2400	106	120	147	168
2350	145	163	199	228
2300	183	207	252	288
2250	221	250	305	348
2200	260	293	358	409
2150	298	336	410	469
2100	336	380	463	529
2050	374	423	516	590
2000	413	466	569	650
<b>1986</b>	<b>423</b>	<b>478</b>	<b>583</b>	<b>667</b>
1950	451	509	621	710
1900	489	553	674	770
1850	527	596	727	831
1800	566	639	780	891
1750	604	682	832	951
1700	642	726	885	1012
1650	681	769	938	1072
1600	719	812	991	1132
1550	757	855	1043	1193
1500	795	899	1096	1253
1450	834	942	1149	1313
1400	872	985	1202	1373
1350	910	1028	1254	1434
1300	949	1071	1307	1494
1283	962	1086	1325	1514

Caso Base (S= 4,6)		Caso Pesimista (Reducción del 40%, S= 2,76)	Caso Esperado (Reducción del 78%, S= 1)	Caso Optimista (Reducción del 100%, S= 0)
<b>Pwf</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>
1280	964	1089	1328	1518
1250	987	1114	1360	1554
1220	1009	1140	1390	1589
1190	1031	1165	1420	1623
1160	1053	1189	1450	1656
1130	1075	1213	1479	1689
1100	1096	1237	1508	1721
1070	1117	1261	1535	1752
1040	1138	1284	1563	1783
1010	1158	1306	1589	1812
980	1178	1328	1615	1841
950	1198	1350	1641	1870
920	1217	1372	1666	1897
890	1236	1393	1690	1924
860	1255	1414	1714	1950
830	1274	1434	1737	1975
800	1292	1454	1760	1999
770	1310	1473	1782	2023
740	1328	1492	1804	2046
710	1345	1511	1825	2068
680	1362	1530	1845	2090
650	1379	1548	1865	2110
620	1395	1565	1884	2130
590	1411	1582	1903	2149
560	1427	1599	1921	2168
530	1443	1616	1938	2186
500	1458	1632	1955	2202
470	1473	1647	1972	2219
440	1487	1663	1987	2234
410	1502	1677	2002	2249
380	1516	1692	2017	2263
350	1529	1706	2031	2276
320	1543	1720	2045	2288
290	1556	1733	2057	2300
260	1569	1746	2070	2311

Caso Base (S= 4,6)		Caso Pesimista (Reducción del 40%, S= 2,76)	Caso Esperado (Reducción del 78%, S= 1)	Caso Optimista (Reducción del 100%, S= 0)
<b>Pwf</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>
230	1581	1759	2082	2321
200	1593	1771	2093	2330
170	1605	1783	2103	2339
140	1617	1794	2113	2347
110	1628	1805	2123	2354
80	1639	1816	2132	2361
50	1650	1826	2140	2366
20	1660	1836	2148	2371
0	1667	1842	2152	2374

**Anexo B. Posibles escenarios de producción, pozo estimulado Tratamiento con nano partículas.**

Caso Base (S= 4,6)		Caso Pesimista S= 0	Caso Esperado S= -1	Caso Optimista S= -2
Pwf	Qo BBL/D	Qo BBL/D	Qo BBL/D	Qo BBL/D
2539	0	0	0	0
2530	7	11	13	15
2500	30	47	55	66
2450	68	107	125	150
2400	106	168	196	235
2350	145	228	266	319
2300	183	288	336	403
2250	221	348	407	488
2200	260	409	477	572
2150	298	469	547	657
2100	336	529	618	741
2050	374	590	688	825
2000	413	650	758	910
1986	423	667	778	934
1950	451	710	829	994
1900	489	770	899	1079
1850	527	831	969	1163
1800	566	891	1040	1247
1750	604	951	1110	1332
1700	642	1012	1180	1416
1650	681	1072	1251	1501
1600	719	1132	1321	1585
1550	757	1193	1391	1670
1500	795	1253	1462	1754
1450	834	1313	1532	1838
1400	872	1373	1602	1923
1350	910	1434	1673	2007
1300	949	1494	1743	2092
1283	962	1514	1767	2120
1280	964	1518	1771	2125
1250	987	1554	1813	2175

Caso Base (S= 4,6)		Caso Pesimista S= 0	Caso Esperado S= -1	Caso Optimista S= -2
<b>Pwf</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>
1220	1009	1589	1853	2223
1190	1031	1623	1893	2270
1160	1053	1656	1931	2315
1130	1075	1689	1969	2359
1100	1096	1721	2005	2402
1070	1117	1752	2041	2443
1040	1138	1783	2075	2482
1010	1158	1812	2109	2520
980	1178	1841	2141	2557
950	1198	1870	2172	2592
920	1217	1897	2203	2625
890	1236	1924	2232	2657
860	1255	1950	2260	2688
830	1274	1975	2287	2717
800	1292	1999	2314	2745
770	1310	2023	2339	2771
740	1328	2046	2363	2795
710	1345	2068	2386	2819
680	1362	2090	2408	2840
650	1379	2110	2430	2861
620	1395	2130	2450	2880
590	1411	2149	2469	2897
560	1427	2168	2487	2913
530	1443	2186	2504	2927
500	1458	2202	2520	2940
470	1473	2219	2535	2952
440	1487	2234	2549	2961
410	1502	2249	2562	2970
380	1516	2263	2574	2977
350	1529	2276	2584	2983
320	1543	2288	2594	2987
290	1556	2300	2603	2989
260	1569	2311	2611	2990
230	1581	2321	2618	2990
200	1593	2330	2624	2988
170	1605	2339	2628	2985
140	1617	2347	2632	2980

Caso Base (S= 4,6)		Caso Pesimista S= 0	Caso Esperado S= -1	Caso Optimista S= -2
<b>Pwf</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>	<b>Qo BBL/D</b>
110	1628	2354	2635	2974
80	1639	2361	2636	2966
50	1650	2366	2637	2957
20	1660	2371	2637	2946
0	1667	2374	2636	2938

**Anexo C. Comparacion Barriles incrementales-producidos dia a dia, durante un periodo de un año.**

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
01/01/2013	423	583	160	778	355
02/01/2013	423	583	160	778	355
03/01/2013	423	583	160	777	355
04/01/2013	422	582	160	777	355
05/01/2013	422	582	160	777	355
06/01/2013	422	582	160	776	354
07/01/2013	422	582	160	776	354
08/01/2013	421	581	160	776	354
09/01/2013	421	581	160	775	354
10/01/2013	421	581	160	775	354
11/01/2013	421	580	160	775	354
12/01/2013	420	580	159	774	354
13/01/2013	420	580	159	774	354
14/01/2013	420	579	159	774	354
15/01/2013	420	579	159	773	354
16/01/2013	420	579	159	773	354
17/01/2013	419	578	159	773	354
18/01/2013	419	578	159	773	353
19/01/2013	419	578	159	772	353
20/01/2013	419	577	159	772	353
21/01/2013	418	577	159	772	353
22/01/2013	418	577	159	771	353
23/01/2013	418	576	159	771	353
24/01/2013	418	576	158	771	353
25/01/2013	417	576	158	770	353
26/01/2013	417	576	158	770	353
27/01/2013	417	575	158	770	353
28/01/2013	417	575	158	769	353
29/01/2013	417	575	158	769	352

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
30/01/2013	416	574	158	769	352
31/01/2013	416	574	158	768	352
01/02/2013	416	574	158	768	352
02/02/2013	416	573	158	768	352
03/02/2013	415	573	158	767	352
04/02/2013	415	573	157	767	352
05/02/2013	415	572	157	767	352
06/02/2013	415	572	157	766	352
07/02/2013	415	572	157	766	352
08/02/2013	414	571	157	766	352
09/02/2013	414	571	157	766	351
10/02/2013	414	571	157	765	351
11/02/2013	414	570	157	765	351
12/02/2013	413	570	157	765	351
13/02/2013	413	570	157	764	351
14/02/2013	413	570	157	764	351
15/02/2013	413	569	157	764	351
16/02/2013	412	569	156	763	351
17/02/2013	412	569	156	763	351
18/02/2013	412	568	156	763	351
19/02/2013	412	568	156	762	351
20/02/2013	412	568	156	762	351
21/02/2013	411	567	156	762	350
22/02/2013	411	567	156	761	350
23/02/2013	411	567	156	761	350
24/02/2013	411	566	156	761	350
25/02/2013	410	566	156	761	350
26/02/2013	410	566	156	760	350
27/02/2013	410	566	156	760	350
28/02/2013	410	565	155	760	350
01/03/2013	410	565	155	759	350
02/03/2013	409	565	155	759	350
03/03/2013	409	564	155	759	350
04/03/2013	409	564	155	758	349
05/03/2013	409	564	155	758	349

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
06/03/2013	408	563	155	758	349
07/03/2013	408	563	155	757	349
08/03/2013	408	563	155	757	349
09/03/2013	408	562	155	757	349
10/03/2013	408	562	155	756	349
11/03/2013	407	562	154	756	349
12/03/2013	407	561	154	756	349
13/03/2013	407	561	154	756	349
14/03/2013	407	561	154	755	349
15/03/2013	406	561	154	755	349
16/03/2013	406	560	154	755	348
17/03/2013	406	560	154	754	348
18/03/2013	406	560	154	754	348
19/03/2013	406	559	154	754	348
20/03/2013	405	559	154	753	348
21/03/2013	405	559	154	753	348
22/03/2013	405	558	154	753	348
23/03/2013	405	558	153	752	348
24/03/2013	404	558	153	752	348
25/03/2013	404	558	153	752	348
26/03/2013	404	557	153	752	348
27/03/2013	404	557	153	751	347
28/03/2013	404	557	153	751	347
29/03/2013	403	556	153	751	347
30/03/2013	403	556	153	750	347
31/03/2013	403	556	153	750	347
01/04/2013	403	555	153	750	347
02/04/2013	402	555	153	749	347
03/04/2013	402	555	153	749	347
04/04/2013	402	554	152	749	347
05/04/2013	402	554	152	748	347
06/04/2013	402	554	152	748	347
07/04/2013	401	554	152	748	347
08/04/2013	401	553	152	748	346
09/04/2013	401	553	152	747	346

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
10/04/2013	401	553	152	747	346
11/04/2013	400	552	152	747	346
12/04/2013	400	552	152	746	346
13/04/2013	400	552	152	746	346
14/04/2013	400	551	152	746	346
15/04/2013	400	551	152	745	346
16/04/2013	399	551	151	745	346
17/04/2013	399	551	151	745	346
18/04/2013	399	550	151	744	346
19/04/2013	399	550	151	744	345
20/04/2013	398	550	151	744	345
21/04/2013	398	549	151	744	345
22/04/2013	398	549	151	743	345
23/04/2013	398	549	151	743	345
24/04/2013	398	548	151	743	345
25/04/2013	397	548	151	742	345
26/04/2013	397	548	151	742	345
27/04/2013	397	548	151	742	345
28/04/2013	397	547	150	741	345
29/04/2013	397	547	150	741	345
30/04/2013	396	547	150	741	344
01/05/2013	396	546	150	740	344
02/05/2013	396	546	150	740	344
03/05/2013	396	546	150	740	344
04/05/2013	395	545	150	740	344
05/05/2013	395	545	150	739	344
06/05/2013	395	545	150	739	344
07/05/2013	395	545	150	739	344
08/05/2013	395	544	150	738	344
09/05/2013	394	544	150	738	344
10/05/2013	394	544	149	738	344
11/05/2013	394	543	149	737	344
12/05/2013	394	543	149	737	343
13/05/2013	393	543	149	737	343
14/05/2013	393	542	149	737	343

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
15/05/2013	393	542	149	736	343
16/05/2013	393	542	149	736	343
17/05/2013	393	542	149	736	343
18/05/2013	392	541	149	735	343
19/05/2013	392	541	149	735	343
20/05/2013	392	541	149	735	343
21/05/2013	392	540	149	734	343
22/05/2013	392	540	149	734	343
23/05/2013	391	540	148	734	342
24/05/2013	391	539	148	734	342
25/05/2013	391	539	148	733	342
26/05/2013	391	539	148	733	342
27/05/2013	390	539	148	733	342
28/05/2013	390	538	148	732	342
29/05/2013	390	538	148	732	342
30/05/2013	390	538	148	732	342
31/05/2013	390	537	148	731	342
01/06/2013	389	537	148	731	342
02/06/2013	389	537	148	731	342
03/06/2013	389	537	148	731	342
04/06/2013	389	536	147	730	341
05/06/2013	389	536	147	730	341
06/06/2013	388	536	147	730	341
07/06/2013	388	535	147	729	341
08/06/2013	388	535	147	729	341
09/06/2013	388	535	147	729	341
10/06/2013	387	534	147	728	341
11/06/2013	387	534	147	728	341
12/06/2013	387	534	147	728	341
13/06/2013	387	534	147	728	341
14/06/2013	387	533	147	727	341
15/06/2013	386	533	147	727	340
16/06/2013	386	533	146	727	340
17/06/2013	386	532	146	726	340
18/06/2013	386	532	146	726	340

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
19/06/2013	386	532	146	726	340
20/06/2013	385	532	146	725	340
21/06/2013	385	531	146	725	340
22/06/2013	385	531	146	725	340
23/06/2013	385	531	146	725	340
24/06/2013	385	530	146	724	340
25/06/2013	384	530	146	724	340
26/06/2013	384	530	146	724	340
27/06/2013	384	530	146	723	339
28/06/2013	384	529	146	723	339
29/06/2013	383	529	145	723	339
30/06/2013	383	529	145	722	339
01/07/2013	383	528	145	722	339
02/07/2013	383	528	145	722	339
03/07/2013	383	528	145	722	339
04/07/2013	382	527	145	721	339
05/07/2013	382	527	145	721	339
06/07/2013	382	527	145	721	339
07/07/2013	382	527	145	720	339
08/07/2013	382	526	145	720	338
09/07/2013	381	526	145	720	338
10/07/2013	381	526	145	719	338
11/07/2013	381	525	145	719	338
12/07/2013	381	525	144	719	338
13/07/2013	381	525	144	719	338
14/07/2013	380	525	144	718	338
15/07/2013	380	524	144	718	338
16/07/2013	380	524	144	718	338
17/07/2013	380	524	144	717	338
18/07/2013	380	523	144	717	338
19/07/2013	379	523	144	717	338
20/07/2013	379	523	144	717	337
21/07/2013	379	523	144	716	337
22/07/2013	379	522	144	716	337
23/07/2013	378	522	144	716	337

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
24/07/2013	378	522	143	715	337
25/07/2013	378	521	143	715	337
26/07/2013	378	521	143	715	337
27/07/2013	378	521	143	714	337
28/07/2013	377	521	143	714	337
29/07/2013	377	520	143	714	337
30/07/2013	377	520	143	714	337
31/07/2013	377	520	143	713	336
01/08/2013	377	519	143	713	336
02/08/2013	376	519	143	713	336
03/08/2013	376	519	143	712	336
04/08/2013	376	519	143	712	336
05/08/2013	376	518	143	712	336
06/08/2013	376	518	142	712	336
07/08/2013	375	518	142	711	336
08/08/2013	375	517	142	711	336
09/08/2013	375	517	142	711	336
10/08/2013	375	517	142	710	336
11/08/2013	375	517	142	710	336
12/08/2013	374	516	142	710	335
13/08/2013	374	516	142	710	335
14/08/2013	374	516	142	709	335
15/08/2013	374	515	142	709	335
16/08/2013	374	515	142	709	335
17/08/2013	373	515	142	708	335
18/08/2013	373	515	142	708	335
19/08/2013	373	514	141	708	335
20/08/2013	373	514	141	707	335
21/08/2013	373	514	141	707	335
22/08/2013	372	514	141	707	335
23/08/2013	372	513	141	707	335
24/08/2013	372	513	141	706	334
25/08/2013	372	513	141	706	334
26/08/2013	371	512	141	706	334
27/08/2013	371	512	141	705	334

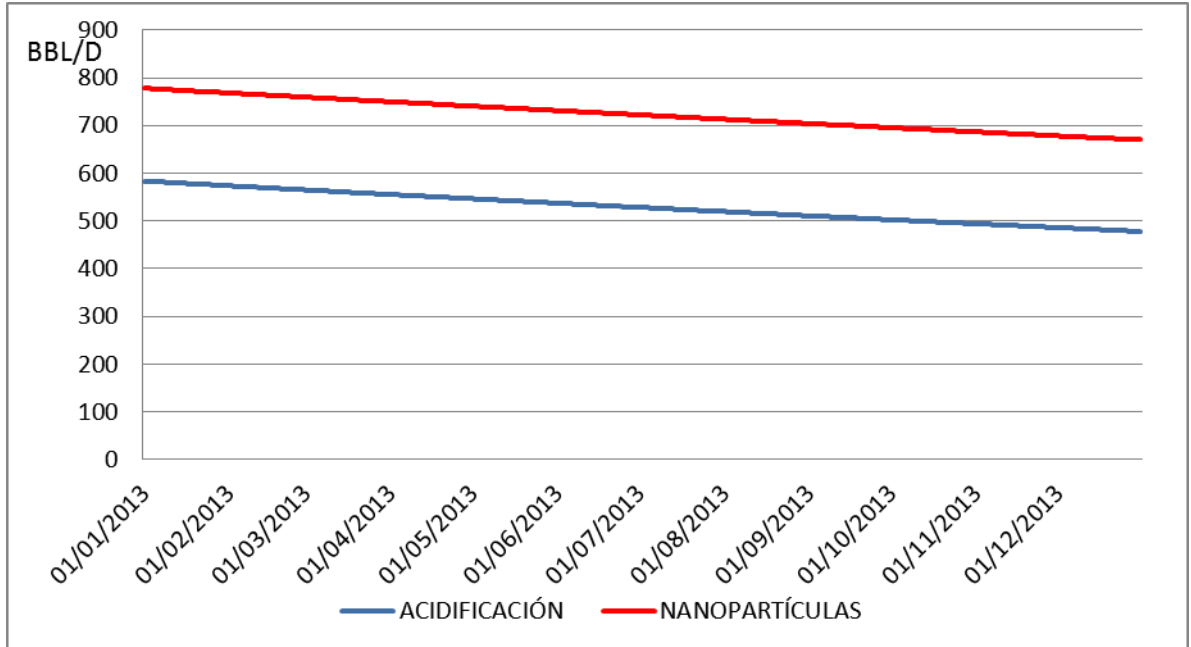
Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
28/08/2013	371	512	141	705	334
29/08/2013	371	512	141	705	334
30/08/2013	371	511	141	705	334
31/08/2013	370	511	141	704	334
01/09/2013	370	511	140	704	334
02/09/2013	370	510	140	704	334
03/09/2013	370	510	140	703	334
04/09/2013	370	510	140	703	333
05/09/2013	369	510	140	703	333
06/09/2013	369	509	140	703	333
07/09/2013	369	509	140	702	333
08/09/2013	369	509	140	702	333
09/09/2013	369	508	140	702	333
10/09/2013	368	508	140	701	333
11/09/2013	368	508	140	701	333
12/09/2013	368	508	140	701	333
13/09/2013	368	507	140	701	333
14/09/2013	368	507	139	700	333
15/09/2013	367	507	139	700	333
16/09/2013	367	507	139	700	332
17/09/2013	367	506	139	699	332
18/09/2013	367	506	139	699	332
19/09/2013	367	506	139	699	332
20/09/2013	366	505	139	699	332
21/09/2013	366	505	139	698	332
22/09/2013	366	505	139	698	332
23/09/2013	366	505	139	698	332
24/09/2013	366	504	139	697	332
25/09/2013	365	504	139	697	332
26/09/2013	365	504	139	697	332
27/09/2013	365	503	138	697	331
28/09/2013	365	503	138	696	331
29/09/2013	365	503	138	696	331
30/09/2013	364	503	138	696	331
01/10/2013	364	502	138	695	331

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
02/10/2013	364	502	138	695	331
03/10/2013	364	502	138	695	331
04/10/2013	364	502	138	695	331
05/10/2013	363	501	138	694	331
06/10/2013	363	501	138	694	331
07/10/2013	363	501	138	694	331
08/10/2013	363	500	138	693	331
09/10/2013	363	500	138	693	330
10/10/2013	362	500	137	693	330
11/10/2013	362	500	137	693	330
12/10/2013	362	499	137	692	330
13/10/2013	362	499	137	692	330
14/10/2013	362	499	137	692	330
15/10/2013	361	499	137	691	330
16/10/2013	361	498	137	691	330
17/10/2013	361	498	137	691	330
18/10/2013	361	498	137	691	330
19/10/2013	361	497	137	690	330
20/10/2013	360	497	137	690	329
21/10/2013	360	497	137	690	329
22/10/2013	360	497	137	689	329
23/10/2013	360	496	136	689	329
24/10/2013	360	496	136	689	329
25/10/2013	359	496	136	689	329
26/10/2013	359	496	136	688	329
27/10/2013	359	495	136	688	329
28/10/2013	359	495	136	688	329
29/10/2013	359	495	136	687	329
30/10/2013	358	494	136	687	329
31/10/2013	358	494	136	687	329
01/11/2013	358	494	136	687	328
02/11/2013	358	494	136	686	328
03/11/2013	358	493	136	686	328
04/11/2013	358	493	136	686	328
05/11/2013	357	493	136	685	328

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
06/11/2013	357	493	135	685	328
07/11/2013	357	492	135	685	328
08/11/2013	357	492	135	685	328
09/11/2013	357	492	135	684	328
10/11/2013	356	491	135	684	328
11/11/2013	356	491	135	684	328
12/11/2013	356	491	135	683	328
13/11/2013	356	491	135	683	327
14/11/2013	356	490	135	683	327
15/11/2013	355	490	135	683	327
16/11/2013	355	490	135	682	327
17/11/2013	355	490	135	682	327
18/11/2013	355	489	135	682	327
19/11/2013	355	489	134	682	327
20/11/2013	354	489	134	681	327
21/11/2013	354	489	134	681	327
22/11/2013	354	488	134	681	327
23/11/2013	354	488	134	680	327
24/11/2013	354	488	134	680	326
25/11/2013	353	487	134	680	326
26/11/2013	353	487	134	680	326
27/11/2013	353	487	134	679	326
28/11/2013	353	487	134	679	326
29/11/2013	353	486	134	679	326
30/11/2013	352	486	134	678	326
01/12/2013	352	486	134	678	326
02/12/2013	352	486	134	678	326
03/12/2013	352	485	133	678	326
04/12/2013	352	485	133	677	326
05/12/2013	351	485	133	677	326
06/12/2013	351	485	133	677	325
07/12/2013	351	484	133	676	325
08/12/2013	351	484	133	676	325
09/12/2013	351	484	133	676	325
10/12/2013	351	483	133	676	325

Caso Base		Caso Esperado Estimulación Química Matricial	Incremental Estimulación Química Matricial	Caso Esperado nano partículas	Incremental nano partículas
fecha	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD	Qo BOPD
11/12/2013	350	483	133	675	325
12/12/2013	350	483	133	675	325
13/12/2013	350	483	133	675	325
14/12/2013	350	482	133	675	325
15/12/2013	350	482	133	674	325
16/12/2013	349	482	133	674	325
17/12/2013	349	482	132	674	325
18/12/2013	349	481	132	673	324
19/12/2013	349	481	132	673	324
20/12/2013	349	481	132	673	324
21/12/2013	348	481	132	673	324
22/12/2013	348	480	132	672	324
23/12/2013	348	480	132	672	324
24/12/2013	348	480	132	672	324
25/12/2013	348	480	132	671	324
26/12/2013	347	479	132	671	324
27/12/2013	347	479	132	671	324
28/12/2013	347	479	132	671	324
29/12/2013	347	478	132	670	323
30/12/2013	347	478	132	670	323
31/12/2013	347	478	131	670	323
<b>BARRILES INCREMENTALES (ANUAL)</b>			<b>53092</b>		<b>123753</b>

### Anexo D. Producción vs tiempo



**Anexo E. Posibles escenarios de reducción de daño y cálculos VPN, después de un tratamiento de Acidificación. (12 de 100)**

Declinación anual	16%											
Posibles Valor de Daño	1,76	0,46	2,74	4,14	4,07	4,41	0,07	1,87	3,97	0,64	1,13	0,21
EF2	0,7993421	0,9379441	0,7184031	0,6285983	0,6323851	0,6135541	0,9905637	0,7888086	0,6380495	0,9165316	0,8613103	0,9709850
J	1,1546053	1,3548082	1,0376939	0,90797539	0,91344521	0,88624489	1,43081431	1,13939032	0,92162718	1,32387899	1,24411488	1,40253395
Qo Incremental BBL/D	113	206	59	0	1	0	242	106	5	192	155	229
<b>COSTO DE LEVANTAMIENTO (US\$/BL)</b>	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
<b>PRECIO VENTA DEL CRUDO (US\$/BL)</b>	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
<b>TASA DE DESCUENTO (WACC) 11%Anual</b>	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%
<b>DECLINACIÓN</b>	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%
<b>TRM (PESOS)</b>	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829
<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BLS)</b>	38.333	69787	19965	69787	444	0	81729	35943	1730	64928	52396	77286
<b>INGRESOS POR INCREMENTAL EN BARRILES DE LA INTERVENCIÓN (US\$)</b>	\$ 1.858.014	\$ 3.382.597	\$ 967.712	\$ 3.382.597	\$ 21.534	\$ 0	\$ 3.961.397	\$ 1.742.149	\$ 83.841	\$ 3.147.065	\$ 2.539.646	\$ 3.746.037
<b>COSTOS DE LA INTERVENCIÓN</b>	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346	\$ 493.346
<b>UTILIDADES DE LA INTERVENCIÓN</b>	\$ 1.364.668	\$ 2.889.251	\$ 474.366	\$ 2.889.251	-\$ 471.812	-\$ 493.346	\$ 3.468.051	\$ 1.248.803	-\$ 409.505	\$ 2.653.719	\$ 2.046.300	\$ 3.252.691
<b>VPN</b>	\$ 1.348.095	\$ 2.859.079	\$ 465.734	\$ 2.859.079	-\$ 472.004	-\$ 493.346	\$ 3.432.717	\$ 1.233.263	-\$ 410.252	\$ 2.625.648	\$ 2.023.647	\$ 3.219.278
<b>RBC</b>	3,77	6,86	1,96	6,86	0,04	0,00	8,03	3,53	0,17	6,38	5,15	7,59
<b>EFI</b>	2,73	5,80	0,94	5,80	-0,96	-1,00	6,96	2,50	-0,83	5,32	4,10	6,53
<b>COSTO DE BARRIL POR INTERVENCIÓN (USD\$)</b>	\$ 13	\$ 7	\$ 25	\$ 7	\$ 1.110	\$ 0	\$ 6	\$ 14	\$ 285	\$ 8	\$ 9	\$ 6
<b>#Posibilidades</b>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

**Anexo F. Posibles escenarios de reducción de daño y cálculos VPN, después de un tratamiento de nano partículas. (12 de 100).**

Declinación Anual	16%											
Posible Valor de Daño	3,1082766	0,9016724	3,4657094	1,1129825	3,4899105	3,9538285	2,1737388	0,5578295	1,6098513	3,2603717	0,5803704	3,9595996
EF2	0,6925018	1,1478556	0,6688509	0,8628146	0,6673078	0,6390459	0,76304767	1,08659031	0,81302216	0,68223649	0,92343771	0,63870947
J	1,00028041	1,65801377	0,96611808	1,24628779	0,96388916	0,9230664	1,10217996	1,56951933	1,17436535	0,98545271	1,33385448	0,92258034
Qo Incremental (BBL/D)	42	347	26	0	25	6	89	306	123	35	197	6
Barriles Incrementales (BBL/Año)	15244	127068	9436	0	9057	2117	32568	112023	44841	12723	71956	2034
<b>COSTO DE LEVANTAMIENTO (US\$/BL)</b>	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
<b>PRECIO VENTA DEL CRUDO (US\$/BL)</b>	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60	\$ 60
<b>TASA DE DESCUENTO (WACC) 11%Anual</b>	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%
<b>DECLINACIÓN</b>	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%
<b>TRM (PESOS)</b>	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829	\$ 1.829
<b>PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BLS)</b>	15244	127068	9436	0	9057	2117	32568	112023	44841	12723	71956	2034
<b>INGRESOS POR INCREMENTAL EN BARRILES DE LA INTERVENCIÓN (US\$)</b>	\$ 738.876	\$ 6.158.990	\$ 457.359	\$ 0	\$ 438.991	\$ 102.587	\$ 1.578.589	\$ 5.429.743	\$ 2.173.440	\$ 616.687	\$ 3.487.725	\$ 98.582
<b>COSTOS DE LA INTERVENCIÓN</b>	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377	\$ 935.377
<b>UTILIDADES DE LA INTERVENCIÓN</b>	-\$ 196.501	\$ 5.223.613	-\$ 478.018	-\$ 935.377	-\$ 496.386	832.790	\$ 643.212	4.494.366	1.238.063	-\$ 318.690	2.552.348	-\$ 836.795
<b>VPN</b>	-\$ 203.091	\$ 5.168.677	-\$ 482.098	-\$ 935.377	-\$ 500.302	833.705	\$ 629.132	4.445.934	1.218.676	-\$ 324.190	2.521.238	-\$ 837.675
<b>RBC</b>	0,79	6,58	0,49	0,00	0,47	0,11	1,69	5,80	2,32	0,66	3,73	0,11
<b>EFI</b>	-0,22	5,53	-0,52	-1,00	-0,53	-0,89	0,67	4,75	1,30	-0,35	2,70	-0,90
<b>COSTO DE BARRIL POR INTERVENCIÓN (USD\$)</b>	61	7	99	#DIV/0!	103	442	29	8	21	74	13	460
# Posibilidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

**Anexo G. Posibles VPN, calculados a partir del porcentaje mayor de eficiencia de un tratamiento de nano partículas sobre uno de acidificación (12 de 100).**

<b>S=0 IGUALES</b>	VPN	VPN	VPN	VPN	VPN	VPN	VPN	VPN	VPN	VPN	VPN	VPN
PROBABILIDAD NANO	\$ 906.064,28	\$ 2.417.048,	\$ 23.703,16	-\$ 935.377,00	-\$ 914.034,	-\$ 1.119.322,	\$ 2.990.685	\$ 791.232	-\$ 852.283	\$ 2.183.616	\$ 1.581.616	\$ 2.777.246
PROBABILIDAD ACIDO	\$ 1.348.095	\$ 2.859.079	\$ 465.734,16	\$ 2.859.079	-\$ 472.003	-\$ 493.346	\$ 3.432.716	\$ 1.233.263	-\$ 410.252,39	\$ 2.625.647	\$ 2.023.647	\$ 3.219.277
# Posibilidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>S=-0,5 NANO 11%</b>												
PROBABILIDADES NANO	-\$ 55.272,78	\$ 3.766.402	\$ 418.211,89	-\$ 935.377,00	-\$ 359.386	\$ 1.274.150	-\$ 1.223.927	\$ 1.018.433	-\$ 1.214.630	\$ 3.587.241	\$ 2.126.776	\$ 1.621.579
PROBABILIDAD ACIDO	\$ 1.348.095	\$ 2.859.079	\$ 465.734	\$ 2.859.079	-\$ 472.003	-\$ 493.346	\$ 3.432.716	\$ 1.233.263	-\$ 410.252	\$ 2.625.647	\$ 2.023.647	\$ 3.219.277
# Posibilidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>S=-0,7 15%</b>												
PROBABILIDADES NANO	-\$ 208.995,69	\$ 1.411.572	\$ 1.024.591	-\$ 935.377,00	\$ 3.508.193	\$ 969.377,36	\$ 1.869.816	\$ 2.928.995	\$ 2.883.252	-\$ 144.189,45	\$ 2.489.357	\$ 644.033,99
PROBABILIDADES ACIDO	\$ 1.348.095	\$ 2.859.079	\$ 465.734,16	\$ 2.859.079	-\$ 472.003	-\$ 493.346,00	\$ 3.432.716	\$ 1.233.263	-\$ 410.252,39	\$ 2.625.647	\$ 2.023.647	\$ 3.219.277
# Posibilidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>S=-1 20%</b>												
PROBABILIDADES NANO	-\$ 488.651,70	\$ 766.515,26	-\$ 891.590	-\$ 935.377,00	\$ 697.263,49	\$ 2.970.204	\$ 13.013,00	\$ 2.713.189	-\$ 1.111.193	-\$ 1.143.578,	\$ 934.569,85	\$ 3.586.592
PROBABILIDAD ACIDO	\$ 1.348.095	\$ 2.859.079	\$ 465.734	\$ 2.859.079	-\$ 472.003	-\$ 493.346	\$ 3.432.716	\$ 1.233.263	-\$ 410.252,39	\$ 2.625.647	\$ 2.023.647	\$ 3.219.277
# Posibilidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>S=-1,15 25%</b>												
PROBABILIDAD NANO	\$ 767.606,27	-\$ 1.016.518	-\$ 857.132	-\$ 935.377	\$ 4.637.036	-\$ 1.039.507	\$ 2.501.716	\$ 4.217.186	\$ 659.547,06	-\$ 1.073.867,	-\$ 888.227,56	-\$ 395.858,65
PROBABILIDAD ACIDO	\$ 1.348.095	\$ 2.859.079	\$ 465.734	\$ 2.859.079	-\$ 472.003,	-\$ 493.346	\$ 3.432.716	\$ 1.233.263,	-\$ 410.252	\$ 2.625.647	\$ 2.023.647	\$ 3.219.277
# Posibilidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>S=-1,5 30%</b>												
PROBABILIDAD NANO	-\$ 258.666	\$ 4.705.419	-\$ 516.498	-\$ 935.377	-\$ 533.321	-\$ 841.421	\$ 510.395,95	\$ 4.037.529	\$ 1.055.198	-\$ 370.575,32	\$ 2.258.904	-\$ 845.089,64
PROBABILIDAD ACIDO	\$ 1.348.095	\$ 2.859.079	\$ 465.734	\$ 2.859.079	-\$ 472.003	-\$ 493.346	\$ 3.432.716	\$ 1.233.263	-\$ 410.252	\$ 2.625.647	\$ 2.023.647	\$ 3.219.277
# Posibilidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12