

**DESARROLLO Y EVALUACIÓN DE PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN A  
PARTIR DE ANÁLISIS DE DAÑO A LA FORMACIÓN PARA EL CAMPO  
GUANDO**

**FABIÁN CAMILO BONILLA SANABRIA**

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

**2011**

**DESARROLLO Y EVALUACIÓN DE PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN A  
PARTIR DE ANÁLISIS DE DAÑO A LA FORMACIÓN PARA EL CAMPO  
GUANDO**

**FABIÁN CAMILO BONILLA SANABRIA**

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

**Director**

**OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

**M. Sc. en Ingeniería de Petróleos.**

**Co-Director**

**GLORIA LUCÍA MONROY MARTÍNEZ**

**Ingeniero de Petróleos.**

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

**2011**

## DEDICATORIA

*A Dios, mi más fiel compañero y amigo, quien me muestra el camino y me motiva para soñar, para amar la vida y para mirar siempre adelante con fuerza, determinación, FÉ y  
ESPERANZA!*

*A los dos seres más maravillosos de este mundo. Mi pa', siempre mi mayor ejemplo de dedicación, constancia, honestidad y esfuerzo... mi mayor inspiración y respeto. Mi Mamita Tocía, única, la estrella más brillante que ilumina mis días con su presencia, con su ternura, con su cariño, con su entrega... con su sincero y puro amor de madre.*

*A mis segundos padres, mis mejores amigos y aliados, mis hermanos!!! Richard, noble y trabajador, el mejor líder de los Bonilla Sanabria... Albita, mi gran apoyo y compañía en todo momento... Tutusita, la ternura de mi alma y la dulzura de mi corazón en un...pedacito de mujer!*

*A mi máxima expresión de alegría... Mi princesa Laura Alejandra, Bendita tu alma y bendita tu luz!... y mi yeinita María Camila que me dibuja una sonrisa aún más grande...*

*A Mar, por enseñarme un corazón lleno de luz, tras unos ojos absurdamente hermosos!*

*A las Familias Cordón Barrera y Cañas Arboleda, parte de mi familia... A Fernando y a Pe, pero también muy en especial a mi querida Tía None... ;O*

*A toda mi familia, mis abuelitos, ejemplo de fortaleza y amor a la vida, a mis tíos, primos...*

*A una de las personas más maravillosas que he podido conocer, un ejemplo de mujer en todo el sentido de la palabra y un ser humano increíble... la valiente Ale Ruiz Sandoval... indeleble en mi corazón!*

*A todos mis amigos, Diego, mi hermano de alma y compañero de tantos momentos, Cristhian, Gerardo, Camilo, Julián, todos los del colegio... a las niñas Ginita, Lore, Sandrita, Andreita... Linita... y a todos aquellos que me han aportado miles de cosas buenas.*

*A mis compañeros y amigos de la UIS... Chop, Luis, Yole, Miguel, Jess, Erika, Silvia, Diana Ochoa, Diana Camargo, Pepe, Sandra, Fabio, Jair, Ossama, Mario, Andrés Chaustre...*

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a:

Dios, porque definitivamente sin su presencia esto no sería posible.

Mi familia, Mar, Mis amigos... por su apoyo constante...

La Universidad Industrial de Santander, la escuela de Ingeniería de Petróleos y a todos los docentes que me compartieron de su conocimiento, mil gracias!

La Ingeniera y docente Olga Patricia Ortiz, por creer en mi trabajo y regalarme su tiempo para asesorar el proyecto.

La Compañía Petrobras Colombia Limited, por la oportunidad única de vivir esa experiencia como estudiante en Práctica y haber aprendido tantas cosas en tan poco tiempo... al área de Ingeniería... Al Ing. Oscar Julián Jaramillo y al Ing. Osnidio Cerquera... a mis queridas compañeritas de trabajo... Gloria, Piedad, Paola y Olga... y a todos en Campo Guando...

Y a todas aquellas personas que me acompañaron durante la realización de este proyecto.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	18
<b>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE CAMPO GUANDO</b> .....	20
1.1. GENERALIDADES .....	20
1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA .....	21
1.3. GEOLOGÍA .....	22
1.3.1. ESTRUCTURA .....	22
1.3.2. ESTRATIGRAFÍA .....	23
1.3.3. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO .....	25
1.3.3.1. ROCA GENERADORA .....	25
1.3.3.2. ROCA ALMACÉN .....	26
1.3.3.3. ROCA SELLO .....	26
1.3.3.4. ENTRAMPAMIENTO .....	26
1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS .....	27
1.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS .....	30
1.6. ASPECTOS RELEVANTES DEL DESARROLLO DEL CAMPO .....	32
1.6.1. PERFORACIÓN .....	33
1.6.1.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	33
1.6.2. COMPLETAMIENTO .....	34
1.6.2.1. CEMENTACIÓN .....	34
1.6.2.2. ESTIMULACIÓN .....	35
1.6.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO .....	35
1.6.4. REACONDICIONAMIENTOS .....	37
1.6.5. INYECCIÓN DE AGUA .....	38
<b>2. FUNDAMENTOS DE DAÑO DE FORMACIÓN</b> .....	43
2.1. REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DEL DAÑO DE FORMACIÓN .....	44
2.2. MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN .....	46
2.2.1. ARCILLAS .....	46
2.2.1.1. MIGRACIÓN DE FINOS .....	50
2.2.1.2. HINCHAMIENTO DE ARCILLAS .....	51
2.2.2. INCRUSTACIONES (SCALE) .....	52
2.2.2.1. CARBONATO DE CALCIO ( $\text{CaCO}_3$ ) .....	53
2.2.2.2. SULFATO DE CALCIO ( $\text{CaSO}_4$ ) .....	53
2.2.2.3. SULFATO DE BARIO ( $\text{BaSO}_4$ ) .....	54
2.2.2.4. OTRAS INCRUSTACIONES .....	54
2.2.3. DEPÓSITOS ORGÁNICOS .....	55
2.2.3.1. PARAFINAS .....	55
2.2.3.2. ASFALTENOS .....	57
2.2.4. DEPÓSITOS MIXTOS .....	58
2.2.5. EMULSIONES .....	58
2.2.6. TAPONAMIENTO CON PARTÍCULAS INDUCIDO .....	59

2.2.7. CAMBIOS DE MOJABILIDAD .....	60
2.2.8. BACTERIAS .....	61
2.2.9. FORMACIÓN DE PRECIPITADOS Y SLUDGE .....	62
2.2.10. BLOQUEOS POR AGUA .....	62
<b>3.HERRAMIENTAS PARA EL DIAGNÓSTICO DE DAÑO DE FORMACIÓN.</b>	<b>64</b>
3.1. CURVAS DE INYECCIÓN/PRODUCCIÓN .....	64
3.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL POZO .....	67
3.2.1. PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO .....	67
3.2.2. WORKOVER .....	70
3.2.3. ESTIMULACIONES.....	71
3.2.3.1. TRATAMIENTOS MATRICIALES .....	71
3.2.3.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	71
3.2.4. PRODUCCIÓN DEL POZO.....	72
3.2.5. INYECCIÓN DE AGUA .....	74
3.3. PRUEBAS DE PRESIÓN .....	75
3.4. PERFILES DE INYECCIÓN .....	77
3.5. PRUEBAS DE LABORATORIO .....	77
3.5.1. ANÁLISIS PETROGRÁFICOS .....	79
3.5.1.1. PETROGRAFÍA DE SECCIONES FINAS .....	79
3.5.1.2. DIFRACCIÓN DE RAYOS X .....	80
3.5.1.3. MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO (SEM) .....	80
3.5.2. ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE FORMACIÓN .....	81
3.5.2.1. ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA.....	81
3.5.2.2. ANÁLISIS DEL CRUDO DE POZO .....	83
3.5.3. PRUEBAS DE FLUJO A TRAVÉS DE NÚCLEOS .....	84
3.5.4. ANÁLISIS DE MUESTRAS SÓLIDAS RECUPERADAS DE LOS POZOS .....	85
<b>4. ESTIMULACIÓN DE POZOS .....</b>	<b>87</b>
4.1. SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN.....	87
4.2. ESTIMULACIÓN MATRICIAL .....	89
4.2.1. ESTIMULACIONES ÁCIDAS EN ARENISCAS.....	89
4.2.1.1. REACCIONES QUÍMICAS EN UNA ESTIMULACIÓN ÁCIDA.....	90
4.2.1.2. SELECCIÓN DE FLUIDOS PARA UN TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA.....	92
4.2.1.3. ADITIVOS EN ESTIMULACIONES ÁCIDAS.....	99
4.2.1.4. CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y SELECCIÓN DE SECUENCIA DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA.....	104
4.2.2. ESTIMULACIONES ORGÁNICAS .....	107
4.2.2.1. DISEÑO DE UN TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA.	108
4.2.3. CÁLCULOS RECOMENDADOS .....	109
4.2.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO CON EL YACIMIENTO.....	113
4.2.4.1. PRUEBAS DE SOLUBILIDAD .....	113
4.2.4.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD .....	114

4.2.4.3. PRUEBAS DE DETERGENCIA .....	115
4.2.5. EVALUACIÓN DE UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL .....	116
<b>5. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN .....</b>	<b>118</b>
5.1. ANÁLISIS DE DAÑO DE FORMACIÓN .....	119
5.1.1. INTERPRETACIÓN DE CURVAS DE INYECCIÓN/PRODUCCIÓN... ..	120
5.1.2. REVISIÓN DE LOS ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL POZO.....	122
5.1.3. PRUEBAS DE LABORATORIO .....	123
5.1.4. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DE AGUA .....	124
5.1.5. PRUEBAS DE PRESIÓN Y PERFILES DE INYECCIÓN EN POZOS INYECTORES DE AGUA .....	126
5.2. DETERMINACIÓN DE LA OPORTUNIDAD O NECESIDAD DE UNA INTERVENCIÓN .....	127
5.2.1. POZOS PRODUCTORES .....	127
5.2.2. POZOS INYECTORES.....	128
5.3. SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN .....	129
5.4. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	132
<b>6. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE LABORATORIO .....</b>	<b>135</b>
6.1. PRUEBAS DE PETROGRAFÍA.....	135
6.1.1. PRUEBA DE PETROGRAFÍA DE SECCIONES FINAS.....	137
6.1.2. PRUEBA DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X (XRD).....	139
6.1.3. PRUEBA DE MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO (SEM). ..	141
6.2. CARACTERIZACIÓN FASE SÓLIDA DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS .....	144
6.3. ANÁLISIS DE CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN .....	145
6.4. ANÁLISIS BIOLÓGICO DEL AGUA DE INYECCIÓN .....	146
<b>7. PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN .....</b>	<b>149</b>
7.1. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	149
7.1.1. SELECCIÓN DE POZOS PRODUCTORES .....	149
7.1.2. SELECCIÓN DE POZOS INYECTORES .....	150
7.2. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN .....	150
7.2.1. POZOS PRODUCTORES .....	151
7.2.1.1. GUA-012 .....	151
7.2.1.2. GUA-098 .....	159
7.2.1.3. GUA-149 .....	173
7.2.2. POZOS INYECTORES.....	183
7.2.2.1. GUA-009 .....	183
7.2.2.2. GUA-030 .....	194
7.2.2.3. GUA-026 .....	204
<b>8. RESULTADOS DEL PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN.....</b>	<b>211</b>
8.1. POZOS PRODUCTORES .....	211

8.1.1. GUA-012 .....	211
8.1.2. GUA-098 .....	214
8.1.3. GUA-149 .....	218
8.2. POZOS INYECTORES.....	219
8.2.1. GUA-009 .....	219
8.2.2. GUA-030 .....	224
8.2.3. GUA-026 .....	227
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>232</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>234</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>235</b>

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Resultados Pruebas de Mojabilidad Amott. ....	30
<b>Tabla 2.</b> Propiedades PVT del aceite de Campo Guando. ....	31
<b>Tabla 3.</b> Composición Gas producido Campo Guando.....	31
<b>Tabla 4.</b> Principales características de minerales arcillosos comunes. ....	48
<b>Tabla 5.</b> Claves para el diagnóstico de daño de formación provocado en la perforación o completamiento del pozo.....	69
<b>Tabla 6.</b> Claves para el diagnóstico de daño de formación provocado durante la producción de un pozo. ....	72
<b>Tabla 7.</b> Resultados ILT GUA-016.....	77
<b>Tabla 8.</b> Posibles precipitados comunes en la estimulación ácida de areniscas	90
<b>Tabla 9.</b> Pautas para la selección de los fluidos de Preflujos o Tratamientos ácidos.....	94
<b>Tabla 10.</b> Pautas para la selección de los fluidos de Tratamiento ácidos.....	96
<b>Tabla 11.</b> Características de las Etapas en una secuencia de Estimulación. ...	106
<b>Tabla 12.</b> Propiedades de un intervalo para tratamiento matricial.....	110
<b>Tabla 13.</b> Cálculo de la máxima presión en superficie para una estimulación matricial.....	111
<b>Tabla 14.</b> Cálculo de volúmenes de fluido para una estimulación matricial.....	113
<b>Tabla 15.</b> Variables de monitoreo en sistemas de levantamiento artificial en Campo Guando.....	121
<b>Tabla 16.</b> Cuadro de análisis de los resultados y fluidos utilizados en las intervenciones a pozo. ....	123
<b>Tabla 17.</b> Configuración del patrón de inyección de un pozo. GUA-014. ....	125
<b>Tabla 18.</b> Análisis Petrográficos iniciales.....	136
<b>Tabla 19.</b> Análisis Petrográficos Posteriores. ....	136
<b>Tabla 20.</b> Resultados Pruebas XRD. 2003. Campo Guando.....	139
<b>Tabla 21.</b> Resultados Pruebas XRD. 2005. Campo Guando.....	140
<b>Tabla 22.</b> Resultados Análisis de Calidad del Agua de inyección. Campo Guando. ....	146
<b>Tabla 23.</b> Pozos sometidos a Análisis Biológico.....	147
<b>Tabla 24.</b> Resultados Análisis Biológicos. ....	148
<b>Tabla 25.</b> Composición y Concentraciones de Fluidos propuestos. GUA-012. ....	154
<b>Tabla 26.</b> Parámetros de Pozo GUA-012. ....	155
<b>Tabla 27.</b> Cálculo de Volúmenes de Tratamiento GUA-012.....	156
<b>Tabla 28.</b> Cálculo de Presiones de Bombeo GUA-012.....	156
<b>Tabla 29.</b> Secuencia de Bombeo de Tratamiento Matricial GUA-012. ....	157
<b>Tabla 30.</b> Resultados Análisis Económico - Estimulación GUA-012. ....	159
<b>Tabla 31.</b> Intervalos perforados. Pozo GUA-098.....	160
<b>Tabla 32.</b> Resultados de Análisis de Agua de Producción. GUA-098. ....	163

<b>Tabla 33.</b> Resultados de Análisis de Muestra Sólida. GUA-098.....	163
<b>Tabla 34.</b> Resultados Análisis de Caracterización fase sólida de los fluidos producidos. GUA-098.....	164
<b>Tabla 35.</b> Parámetros de Pozo GUA-098. ....	168
<b>Tabla 36.</b> Cálculo de Volúmenes de Tratamiento. GUA-098.....	169
<b>Tabla 37.</b> Cálculo de Presiones máximas de Bombeo. GUA-098. ....	170
<b>Tabla 38.</b> Resultados Análisis Económico - Estimulación GUA-098. ....	172
<b>Tabla 39.</b> Intervalos perforados. Pozo GUA-149.....	173
<b>Tabla 40.</b> Resultados de Análisis de Muestra Sólida. GUA-149.....	175
<b>Tabla 41.</b> Resultados Análisis de Caracterización fase sólida de los fluidos producidos. GUA-149.....	176
<b>Tabla 42.</b> Parámetros de Pozo GUA-149. ....	179
<b>Tabla 43.</b> Cálculo de Presiones máximas de Bombeo. GUA-149. ....	180
<b>Tabla 44.</b> Cálculo de Volúmenes de Tratamiento. GUA-149.....	180
<b>Tabla 45.</b> Resultados Análisis Económico - Estimulación GUA-149. ....	182
<b>Tabla 46.</b> Intervalos perforados. Pozo GUA-009.....	184
<b>Tabla 47.</b> Análisis de retornos sólidos del pozo GUA-009.....	187
<b>Tabla 48.</b> Parámetros de Pozo GUA-009. ....	191
<b>Tabla 49.</b> Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2750'-2790'. ....	191
<b>Tabla 50.</b> Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2620'-2640'. ....	192
<b>Tabla 51.</b> Cálculo de Presiones de Bombeo GUA-009.....	192
<b>Tabla 52.</b> Secuencia de Bombeo de Tratamiento Matricial GUA-009. ....	193
<b>Tabla 53.</b> Intervalos perforados. Pozo GUA-030.....	195
<b>Tabla 54.</b> Análisis de retornos sólidos del pozo GUA-030.....	198
<b>Tabla 55.</b> Parámetros de Pozo GUA-030. ....	200
<b>Tabla 56.</b> Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2880' - 2890'. ....	201
<b>Tabla 57.</b> Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2750'-2770' .....	202
<b>Tabla 58.</b> Cálculo de Presiones de Bombeo GUA-030.....	202
<b>Tabla 59.</b> Secuencia de Bombeo de Tratamiento Matricial GUA-030. ....	203
<b>Tabla 60.</b> Intervalos perforados. Pozo GUA-026.....	204
<b>Tabla 61.</b> Parámetros de Pozo GUA-026. ....	208
<b>Tabla 62.</b> Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2190'-2210' .....	209
<b>Tabla 63.</b> Cálculo de Presiones de Bombeo GUA-026.....	210
<b>Tabla 64.</b> Secuencia de Bombeo de Tratamiento Matricial GUA-026. ....	210
<b>Tabla 65.</b> Comparación volúmenes bombeados-propuestos. GUA-012.....	212
<b>Tabla 66.</b> Resultados prueba de inyectividad Inicial Estimulación GUA-009....	221

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Localización Geográfica de Campo Guando.....	21
<b>Figura 2.</b> Corte esquemático estructural Subcuenca de Girardot.....	22
<b>Figura 3.</b> Columna Estratigráfica Campo Guando.....	24
<b>Figura 4.</b> Zonificación Areniscas Inferiores Formación Guadalupe.....	25
<b>Figura 5.</b> Sísmica 2D – Estructura Campo Guando. 1996 .....	26
<b>Figura 6.</b> Porosidad y Permeabilidad Características de Campo Guando. ....	28
<b>Figura 7.</b> Relación Permeabilidad Horizontal – Permeabilidad Vertical .....	29
<b>Figura 8.</b> Curvas promedio de permeabilidad relativa de Campo Guando.....	32
<b>Figura 9.</b> Sistemas de Levantamiento Pozos Productores Campo Guando. ...	36
<b>Figura 10.</b> Completamientos tipo Pozos Productores. ....	37
<b>Figura 11.</b> Esquema de Inyección de Agua Campo Guando. ....	39
<b>Figura 12.</b> Completamientos tipo Pozos Inyectores. ....	41
<b>Figura 13.</b> Sistema de Inyección de Agua de Campo Guando.....	42
<b>Figura 14.</b> Ubicación y ocurrencia de los principales mecanismos de daño. ...	43
<b>Figura 15.</b> Caída de presión adicional debida a efecto Skin. ....	44
<b>Figura 16.</b> Microfotografías de los grupos de arcillas autigénicas.....	49
<b>Figura 17.</b> Estructura de las arcillas hinchables.....	51
<b>Figura 18.</b> Solución Sobresaturada.....	53
<b>Figura 19.</b> Influencia de la temperatura en la solubilidad de sales inorgánicas. .....	54
<b>Figura 20.</b> Izq. Estructura de una cadena lineal de hidrocarburos. Der. Agregado de Cristales de Parafina. ....	56
<b>Figura 21.</b> Agregación común de las fracciones del aceite. ....	57
<b>Figura 22.</b> Depósitos Mixtos.....	58
<b>Figura 23.</b> Elementos de una Emulsión directa.....	59
<b>Figura 24.</b> Efecto de un Bloqueo por agua en la Permeabilidad Relativa. ....	63
<b>Figura 25.</b> Relación curva de producción con corte de agua de un pozo.....	65
<b>Figura 26.</b> Efecto de la filtración de los fluidos en la permeabilidad de la formación. ....	70
<b>Figura 27.</b> Comportamiento Ideal Prueba Drill Steam Test (DST). ....	76
<b>Figura 28.</b> Comportamiento Ideal Prueba PBU.....	76
<b>Figura 29.</b> Perfil de Inyección por Tubería GUA-016. ....	78
<b>Figura 30.</b> Microfotografía de una sección delgada de carbonato.....	79
<b>Figura 31.</b> Patrón de XRD de un material cristalino. ....	80
<b>Figura 32.</b> Microfotografía SEM de una agregación de Clorita.....	81
<b>Figura 33.</b> Prueba de Flujo a través de un núcleo de areniscas. ....	85
<b>Figura 34.</b> Fotografías de residuos encontrados en pozos .....	86
<b>Figura 35.</b> Metodología de evaluación de muestras sólidas en laboratorio.....	86

<b>Figura 36.</b> Dinámica de la Ingeniería de estimulación.....	87
<b>Figura 37.</b> Relación Porosidad-Permeabilidad para el diseño de estimulación de pozos. ....	88
<b>Figura 38.</b> Aditivos empleados en los fluidos de estimulación .....	100
<b>Figura 39.</b> Efecto de Tensión Interfacial entre dos fluidos. ....	101
<b>Figura 40.</b> Secuencia Típica de Una Estimulación Ácida.....	106
<b>Figura 41.</b> Bombeo de fluidos de estimulación matricial en un pozo.....	112
<b>Figura 42.</b> Prueba de Compatibilidad de Agua de Inyección. ....	114
<b>Figura 43.</b> Prueba de Detergencia de un solvente. ....	115
<b>Figura 44.</b> Metodología para la selección de pozos candidatos a trabajos de estimulación para un pozo del Campo Guando. ....	118
<b>Figura 45.</b> Historia de Producción Pozo GUA-118.....	120
<b>Figura 46.</b> Historia de Inyección Pozo GUA-014.....	122
<b>Figura 47.</b> Patrón de Inyección Pozo GUA-014. ....	125
<b>Figura 48.</b> Seguimiento de la los perfiles de inyección de un pozo.....	126
<b>Figura 49.</b> Selección de candidatos con base a oportunidades de mejora. ...	128
<b>Figura 50.</b> Árbol de decisiones para la selección de técnica de estimulación	131
<b>Figura 51.</b> Representación básica de un Payback Time. ....	133
<b>Figura 52.</b> Resultados de Petrografía de secciones finas. Campo Guando...	137
<b>Figura 53.</b> Resultados de Pruebas SEM. Campo Guando. 2003. ....	141
<b>Figura 54.</b> Resultados de Pruebas SEM. Campo Guando. 2005. ....	142
<b>Figura 55.</b> Esquema GUA-012 .....	151
<b>Figura 56.</b> Historia de Producción GUA-012. ....	152
<b>Figura 57.</b> Curva de Producción GUA-012.....	153
<b>Figura 58.</b> Pruebas de Compatibilidad GUA-012. ....	155
<b>Figura 59.</b> Escenarios para análisis económico Estimulación GUA-012.....	158
<b>Figura 60.</b> Esquema GUA-098 .....	159
<b>Figura 61.</b> Historia de Producción GUA-098. ....	161
<b>Figura 62.</b> Curva de Producción del pozo GUA-098 en 2010. ....	162
<b>Figura 63.</b> Pruebas de compatibilidad para tratamiento ácido. GUA-098. ....	167
<b>Figura 64.</b> Escenarios para análisis económico Estimulación GUA-098.....	171
<b>Figura 65.</b> Esquema GUA-149 .....	173
<b>Figura 66.</b> Historia de Producción GUA-149. ....	174
<b>Figura 67.</b> Depósitos inorgánicos de fondo de pozo. GUA-149. ....	175
<b>Figura 68.</b> Escenarios para análisis económico Estimulación GUA-149.....	182
<b>Figura 69.</b> Esquema GUA-009 .....	183
<b>Figura 70.</b> Patrón de Inyección GUA-009 .....	184
<b>Figura 71.</b> Curva de Inyección GUA-009T. ....	185
<b>Figura 72.</b> Resultados perfiles de Inyección GUA-009T. ....	186
<b>Figura 73.</b> Pruebas de Compatibilidad GUA-009. ....	189
<b>Figura 74.</b> Pruebas de Flujo a través de Núcleos. ....	190
<b>Figura 75.</b> Esquema GUA-030 .....	194

<b>Figura 76.</b> Patrón de Inyección GUA-030 .....	195
<b>Figura 77.</b> Curva de Inyección GUA-030T. ....	196
<b>Figura 78.</b> Resultados perfiles de Inyección GUA-030T. ....	197
<b>Figura 79.</b> Pruebas de Compatibilidad GUA-030. ....	200
<b>Figura 80.</b> Esquema GUA-026 .....	204
<b>Figura 81.</b> Patrón de Inyección GUA-026 .....	205
<b>Figura 82.</b> Curva de Inyección GUA-026. ....	206
<b>Figura 83.</b> Resultados perfiles de Inyección GUA-026.....	206
<b>Figura 84.</b> Monitoreo de tratamiento matricial en Superficie. GUA-012. ....	212
<b>Figura 85.</b> Análisis Curva de declinación del pozo. GUA-012.....	213
<b>Figura 86.</b> Estimulación ácida e Inhibición Intervalo 3375' – 3385'.....	215
<b>Figura 87.</b> Estimulación ácida e Inhibición Intervalo 3210'-3225'. GUA-098..	217
<b>Figura 88.</b> Estimulación ácida Intervalo 3245' – 3255'. GUA-149. ....	219
<b>Figura 89.</b> Prueba de Inyectividad Inicial Estimulación GUA-009. ....	220
<b>Figura 90.</b> Monitoreo de tratamiento matricial en Superficie. GUA-009. ....	222
<b>Figura 91.</b> Comparación Pruebas de Inyectividad Pre y Post-Tratamiento Estimulación GUA-009.....	223
<b>Figura 92.</b> Efecto en la producción del patrón. Estimulación GUA-009.....	224
<b>Figura 93.</b> Monitoreo de tratamiento matricial en Superficie. GUA-030. ....	225
<b>Figura 94.</b> Comparación Pruebas de Inyectividad Pre y Post-Tratamiento Estimulación GUA-030.....	226
<b>Figura 95.</b> Efecto en la producción del patrón. Estimulación GUA-030.....	227
<b>Figura 96.</b> Monitoreo de tratamiento matricial en Superficie. GUA-026. ....	228
<b>Figura 97.</b> Comparación Pruebas de Inyectividad Pre y Post-Tratamiento Estimulación GUA-026.....	229
<b>Figura 98.</b> Efecto en la producción del patrón. Estimulación GUA-026.....	230
<b>Figura 99.</b> Esquema de Inyección GUA-009, GUA-030 y GUA-026. ....	230

## RESUMEN

**TÍTULO:** DESARROLLO Y EVALUACIÓN DE PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN A PARTIR DE ANÁLISIS DE DAÑO A LA FORMACIÓN PARA EL CAMPO GUANDO\*

**AUTOR:** FABIÁN CAMILO BONILLA SANABRIA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Daño de formación, Estimulación de Pozos, Tratamientos Orgánicos, Tratamientos Ácidos.

La estimulación de pozos representa una importante herramienta en el desarrollo de un campo petrolero debido a que es a menudo deseable mantener o mejorar las condiciones de los pozos reduciendo el daño de formación e incrementando la productividad y el retorno económico. Por consiguiente, los tratamientos de estimulación deben ser cuidadosamente diseñados teniendo en cuenta un completo análisis de daño a la formación, condiciones mecánicas de los pozos y las características del yacimiento.

La selección de candidatos es un paso fundamental para el desarrollo de un programa de estimulación de pozos, por lo cual, en este proyecto fue desarrollada una metodología para la selección de candidatos en Campo Guando que permite evaluar la viabilidad de diseñar un tratamiento de estimulación para un pozo en particular.

El programa de estimulación fue desarrollado para 3 pozos productores y 3 inyectores de agua seleccionados como los candidatos apropiados para estimular. Los diseños incluyen tratamientos ácidos y orgánicos planteados en diferentes etapas de bombeo de acuerdo con el análisis de daño a la formación, características petrofísicas y mineralógicas de la formación, pruebas de compatibilidad con los fluidos de yacimiento y el radio de penetración deseado.

Finalmente, el proyecto presenta una evaluación de los tratamientos ejecutados para determinar la efectividad de la remoción de los mecanismos de daño. Dicha evaluación fue realizada monitoreando la producción de fluidos y las condiciones mecánicas del pozo, interpretando las curvas de declinación y calculando las variables económicas.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector: Ing. Gloria Lucía Monroy Martínez.

## ABSTRACT

**TITLE:** DEVELOPMENT AND EVALUATION OF A STIMULATION PROGRAM FROM DAMAGE ANALYSIS FOR GUANDO FIELD \*

**AUTHOR:** FABIÁN CAMILO BONILLA SANABRIA\*\*

**KEYWORDS:** Formation Damage, Well Stimulation, Organic Treatments, Acid Treatments.

Well Stimulation represents an important tool in development of a field because of it is often desirable to maintain or improve wells conditions by reducing formation damage and increasing the productivity and economic return. Therefore, stimulation treatments must be carefully designed by taking to account a complete analysis of formation damage, mechanic conditions of wells and reservoir characteristics.

Candidate selection is a fundamental step for the development of a stimulation program, so in this project was planned a methodology for candidate selection in Guando Field, which allows evaluate the viability of designing a stimulation treatment in a particular well.

The stimulation program was developed with three producers and three water injectors selected as appropriated candidates to stimulate. Designs include acid and organic treatments in different pumping stages according to analysis of formation damage, petrophysical and mineralogical characteristics of rock matrix, compatibility tests with reservoir fluids and desirable penetration radius.

Finally, this project presents an evaluation of executed well treatments to determine the effectiveness of the removal of damage mechanisms. That evaluation was done by monitoring of fluids production and conditions of lifting system of the well, interpreting production decline plots and calculating the economic variables.

---

\* Graduate Project – Thesis.

\*\* Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director: M. Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino.

Co-director: Ing. Gloria Lucía Monroy Martínez.

## INTRODUCCIÓN

Durante todas las etapas de la vida productiva de los pozos pueden desencadenarse diferentes mecanismos de daño en la región de la formación cercana a la cara de pozo que inducen reducciones de la permeabilidad o restricciones al flujo de los fluidos en dicha zona.

La estimulación de pozos representa una técnica ampliamente utilizada en la industria petrolera, relacionada con el análisis e identificación de daño a la formación, así como determinación de tratamientos específicos que restablezcan y/o incrementen la producción de hidrocarburos y la inyección de fluidos en los pozos como método de recuperación. Las operaciones de estimulación incluyen procedimientos para el bombeo de fluidos hacia la formación cuyo diseño y exitosa ejecución, requieren de un adecuado estudio de factibilidad técnica, selección de pozos candidatos y análisis económico.

La selección de pozos candidatos a estimulación es función directa de las características de yacimiento, las condiciones mecánicas de los pozos y las posibilidades de obtener un mayor retorno económico con la realización del proyecto. Es así que no existe una única metodología para la selección de candidatos, éstas deben ser particulares para cada yacimiento y considerar los diversos escenarios que pueden presentarse en el campo petrolero.

El diseño de un trabajo de estimulación, por su parte, es un proceso que debe involucrar toda la información disponible acerca de la historia de producción o inyección del pozo, las características petrofísicas y del fluido, pruebas de

presión y análisis de laboratorio, con el fin de orientar la selección de los fluidos de tratamiento y la secuencia o tren de bombeo, previniendo incompatibilidades que pueden generarse con los minerales de la formación y los fluidos de producción.

Dada la pérdida de potencial de la producción de hidrocarburos en un alto porcentaje de pozos de Campo Guando, surge la necesidad de desarrollar un programa de estimulación en los pozos productores e inyectores de agua existentes para mantener o mejorar las tasas de recuperación de hidrocarburos y garantizar un adecuado barrido del agua de inyección en yacimiento.

A partir de lo anterior, este trabajo propone tanto una metodología integrada para la selección de candidatos en Campo Guando que incluye la determinación de los pozos prioritarios y los tratamientos apropiados para cada estimulación, como el análisis de la rentabilidad del proyecto y el tiempo de recuperación de la inversión. Los pozos seleccionados mediante esta metodología fueron sometidos a estimulaciones, las cuales fueron evaluadas durante el bombeo o en el período post-tratamiento, teniendo en cuenta la variación en la productividad o inyectividad de la formación como respuesta al trabajo realizado.

## **1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE CAMPO GUANDO**

### **1.1. GENERALIDADES**

El nombre “Guando” proviene del vocablo indígena, utilizado por las tribus Pijaos y Panches, que significa espanto y representa un muerto cargado en “andas” (camilla en tela) por cuatro personas, quienes lo conducen al lugar de descanso.

El Contrato de Asociación Boquerón fue firmado por Ecopetrol, Lasmo Oil Colombia Limited y la canadiense Nexen y aprobado por el Ministerio de Minas y Energía en Septiembre de 1995 para un período exploratorio desde el 1 de Octubre de 1995 al 30 de Septiembre de 2002 y un período de explotación hasta Octubre de 2023.

En 1996 comenzó la etapa exploratoria para lo cual se adquirieron 204 Km de sísmica y se realizaron estudios geológicos pertinentes. En Septiembre de 1998, Petrobras Colombia Limited compró los activos de producción y exploración a la compañía Lasmo Oil Colombia Limited. En Enero del 2000, se perforó con éxito el pozo exploratorio Guando 001, el cual fue probado en Febrero del mismo año con una producción de 333 BOPD.

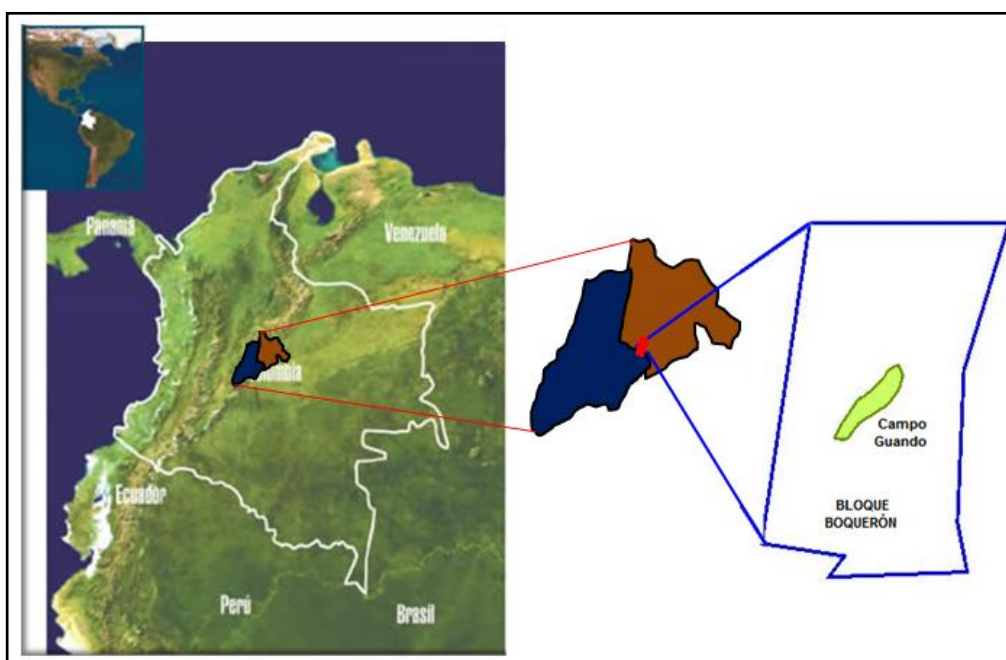
Desde entonces, Campo Guando se encuentra entre los Campos productores de aceite más importantes del país superado principalmente por los grandes del piedemonte llanero y de Arauca: Rubiales, Cusiana, Cupiagua y Caño Limón.

Actualmente, Campo Guando cuenta con 145 pozos activos (109 pozos productores de aceite, 35 pozos inyectoros de agua y 1 pozo productor-inyector de agua), y una producción promedio de 20.000 BPD de aceite, 50.000 BPD de agua y 2.000 KPC de gas. Petrobras Colombia Limited se desempeña como compañía operadora y administra el activo.

## 1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Guando forma parte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena y se encuentra ubicado a 100 Km al Suroeste de Bogotá en la parte sur oriental del Municipio de Melgar a 88 Km. de Ibagué, capital del departamento del Tolima (Figura 1).

**Figura 1.** Localización Geográfica de Campo Guando.



Fuente: Autor.

El área de influencia del campo se encuentra en la Vereda Águila Media Kilómetro 12 vía Melgar – Icononzo y abarca 60 kilómetros cuadrados a una altura sobre el nivel del mar de 3400 pies (1000 m.s.n.m.), temperatura ambiente de 19°C, humedad relativa 73% y precipitación pluvial 230 mm/mes. La región es densamente poblada y las actividades económicas principales son el turismo y la agricultura.



La formación productora se encuentra sobre un monoclinal limitado al este por la falla de Boquerón, buzando al Oeste con presencia de fallas subordinadas y a una profundidad promedio cercana a 3500 ft. El yacimiento se encuentra sobre el nivel del mar, lo cual tiene implicación en la baja presión característica de esta acumulación. A la profundidad del contacto gas-aceite la presión es 100 psi y el máximo de cerca de 500 psi se encuentra a la profundidad del contacto agua-aceite.

### **1.3.2. ESTRATIGRAFÍA**

Los pozos en Campo Guando atraviesan las formaciones Villeta, Guaduas y Guadalupe.

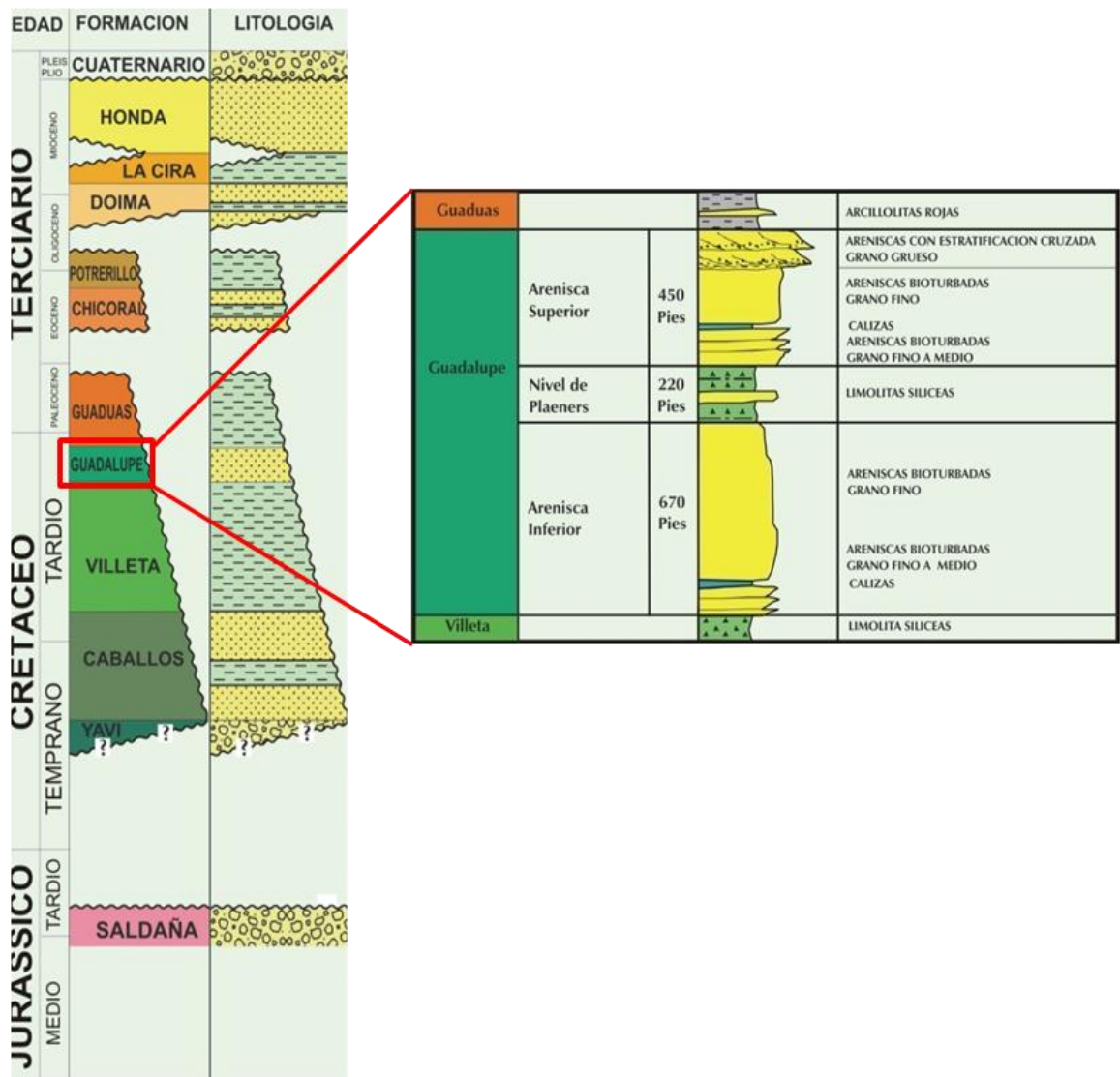
La formación Guaduas corresponde a la etapa del Paleoceno en el Terciario inferior. Está compuesta por arcillas y pequeñas intercalaciones de niveles arenosos y limolíticos; los cuales presentan nódulos de siderita de grano medio a grueso.

La formación Guadalupe está compuesta por dos miembros arenosos de acuerdo con sus características litológicas areniscas superiores (ARSU) y areniscas inferiores (ARIN) separados por un miembro limolítico, margoso, lidítico denominado Chert Intermedio que corresponde a un Nivel de Plaeners (Figura 3). Las areniscas inferiores de 670 pies de espesor, presentan hacia la base un cuerpo calcáreo que sirve como marcador litológico y la secuencia estratigráfica hacia la base se va tornando gradualmente más limosa, arcillosa hasta entrar en contacto nuevamente con la formación Villeta.

La formación Villeta corresponde al cretáceo superior y está conformada por lutitas con intercalaciones de lidita y arenisca. La falla Boquerón la pone en contacto con las arcillas de la formación Guaduas.

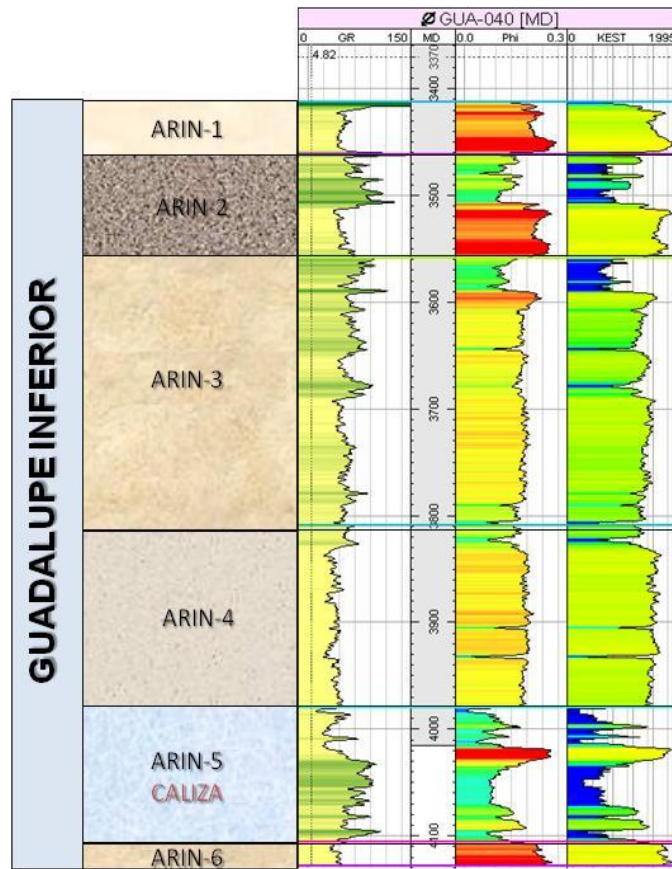
Las Areniscas Inferiores de la formación Guadalupe se han dividido en seis zonas principales, las cuales se han correlacionado efectivamente a través de todo el campo. Las dos unidades principales son ARIN-3 y ARIN-4 que contienen el 70% del aceite en sitio. La unidad ARIN-3 tiene permeabilidades por debajo de 50 mD mientras en ARIN-4 las permeabilidades típicamente oscilan entre 50 y 200 mD (Figura 4). De igual forma, las Areniscas Superiores fueron divididas en 5 unidades principales.

**Figura 3.** Columna Estratigráfica Campo Guando.



**Fuente:** Modificado de Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI. Petrobras Colombia Limited.

**Figura 4.** Zonificación Areniscas Inferiores Formación Guadalupe. Pozo GUA-040.



**Fuente:** Modificado de Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

### 1.3.3. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

#### 1.3.3.1. ROCA GENERADORA

El grupo Villeta es considerado la roca generadora en la subcuenca de Girardot. Las rocas son inmaduras (temperatura menor de 435°C) y predomina el Kerógeno tipo II.

### 1.3.3.2. ROCA ALMACÉN

Las areniscas inferiores, consideradas el principal yacimiento del Campo Guando, son cuarzosas con algún contenido de feldespato (0-5%), de grano muy fino a fino con interestratificaciones delgadas de lodolitas y shales negros ricos en materia orgánica. Las areniscas Superiores, aunque secundarias, son consideradas roca almacén del yacimiento.

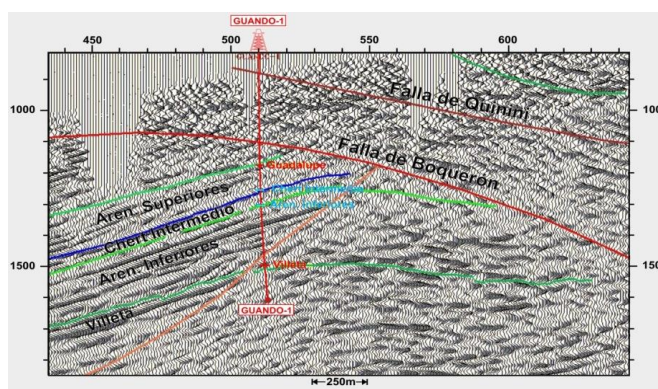
### 1.3.3.3. ROCA SELLO

Campo Guando está situado en el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental como una estructura de subthrust bajo la falla Boquerón, en la cual la Formación Villeta, que es más antigua, se ha ubicado sobre las Arenas de la Formación Guadalupe sellando así el yacimiento.

### 1.3.3.4. ENTRAMPAMIENTO

La trampa es de tipo estructural, originada por un monoclinal buzando hacia el oeste truncado por la falla Boquerón.

**Figura 5.** Sísmica 2D – Estructura Campo Guando. 1996.



**Fuente:** Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

#### **1.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS**

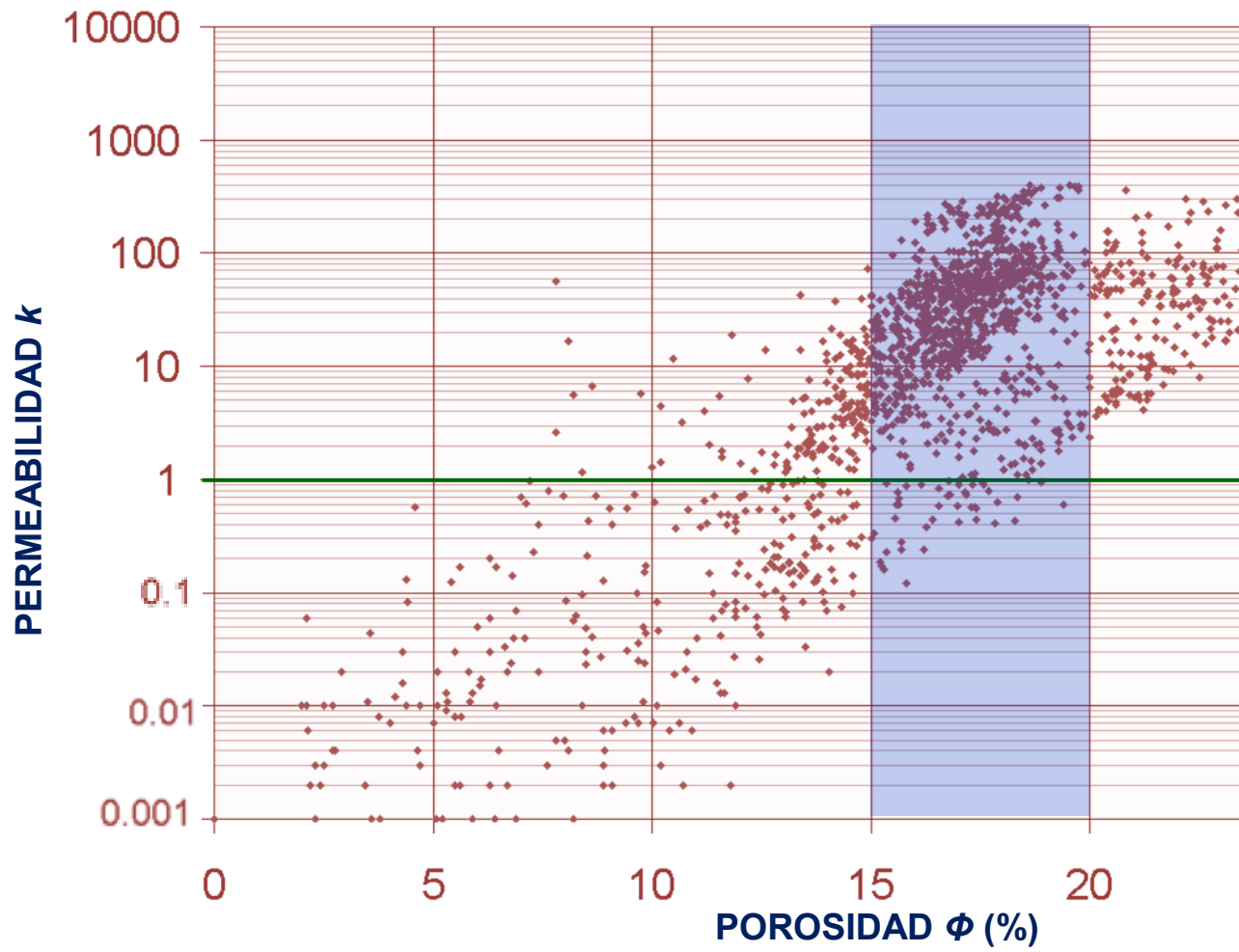
Durante la etapa de inicial del desarrollo del Campo, se corazonaron 5 pozos de todos los principales sectores del campo: GUA-002 (89 pies), GUA-005 (582 pies), GUA-006 (240 pies), GUA-021 (760 pies) y GUA-026 (329 pies).

La porosidad media del campo es del orden de 16%, con valores que oscilan entre el 15% y el 20% (Figura 6). La permeabilidad varía entre 1 y 1000 mD para el yacimiento Guadalupe inferior, mientras que para Guadalupe superior la permeabilidad alcanza 7000 mD.

Para cálculos de ingeniería, las secciones de yacimiento con permeabilidades superiores a 1 mD son consideradas como netas. Este criterio implica cut-off de porosidad de 0.12 para la mayoría del yacimiento y 0.15 para algunas subunidades.

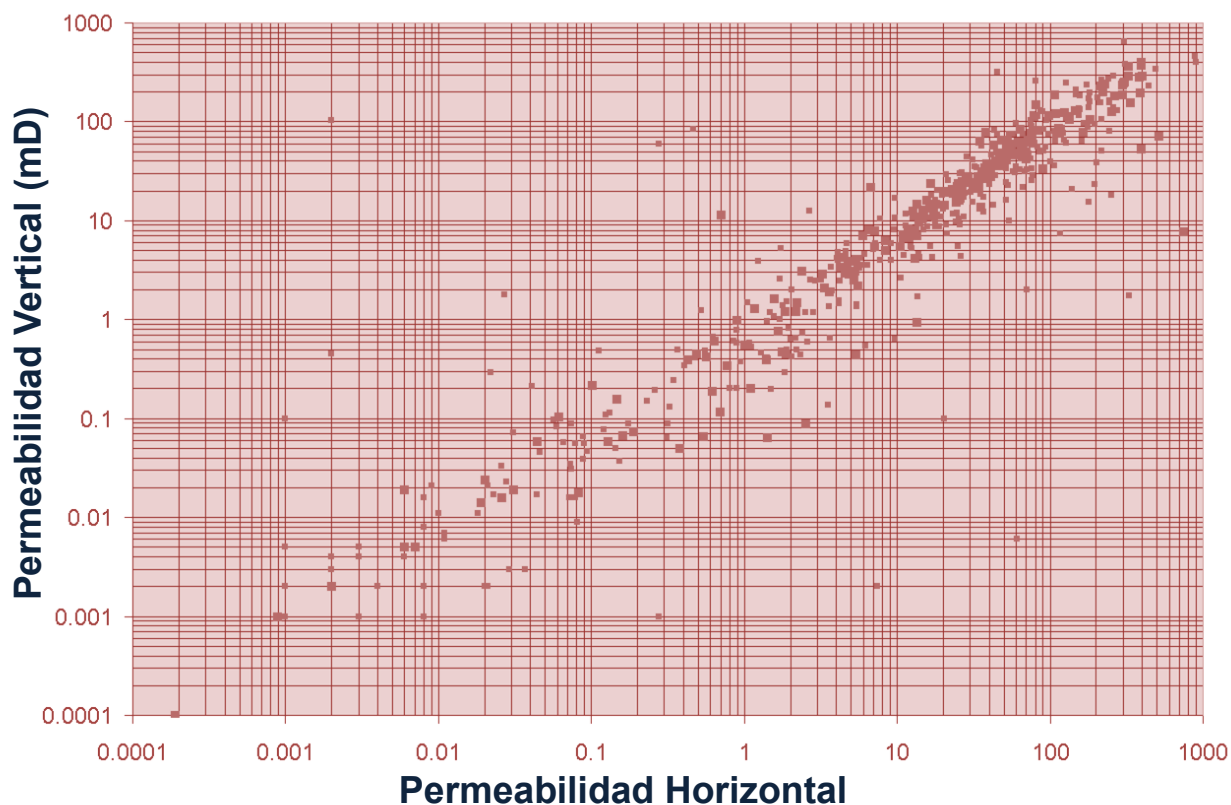
El yacimiento puede considerarse isotrópico en permeabilidad debido a la relación de permeabilidad horizontal y vertical es cercana a 1 (Figura 7).

**Figura 6.** Porosidad y Permeabilidad Características de Campo Guando.



**Fuente:** Modificado de Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

**Figura 7.** Relación Permeabilidad Horizontal – Permeabilidad Vertical



**Fuente:** Modificado de Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

Los análisis de laboratorio e información de registros soportan la existencia de fracturas naturales, especialmente en zonas intensamente falladas del yacimiento. Sin embargo, la conectividad entre las fracturas es limitada o nula, lo cual implica que la producción y las características del yacimiento están dadas por las propiedades de la matriz.

La mojabilidad fue determinada en laboratorio con muestras de los corazones de algunos pozos mediante el Método de Amott. Los resultados indican que la roca se encuentra mojada por agua (Tabla 1) en todos los casos.

**Tabla 1.** Resultados Pruebas de Mojabilidad Amott.

POZO	MUESTRA	ÍNDICES DE MOJABILIDAD	
		Índice de Mojabilidad al Aceite	Índice de Mojabilidad al Agua
GUA-002	15A	0,011	0,309
GUA-021	617A	0,01	0,231
GUA-005	533A	0,011	0,223
GUA-006	12A	0,082	0,333
	15A	0,031	0,324
	118A	0,089	0,368
	147A	0,089	0,348

**Fuente:** Modificado de Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

## 1.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

La caracterización los fluidos producidos en campo Guando fue la base para la clasificación como Yacimiento de Aceite negro con capa de gas inicial. La gravedad API varía entre 25 y 32 grados API y se ha demostrado la existencia de un gradiente composicional del aceite con la profundidad.

De las pruebas PVT realizadas a los fluidos producidos en diferentes pozos se obtuvieron los resultados para el aceite presentados en la Tabla 2. La composición del gas se presenta en la Tabla 3.

El agua de formación es muy fresca, con un contenido de Cloruros normalmente inferior a 10 ppm.

**Tabla 2.** Propiedades PVT del aceite de Campo Guando.

Propiedad	GUA-001	GUA-003	GUA-006
Gravedad API	29,8	27,2	27,1
GE del gas	0,77	0,78	0,72
Presión de Burbuja [psig]	149	112	115
Viscosidad del Aceite @ Pb [cp]	6,45	11,2	10,18
Rs [SCF/STB]	31	23	19
Bo [RB/STB]	1,033	1,051	1,029

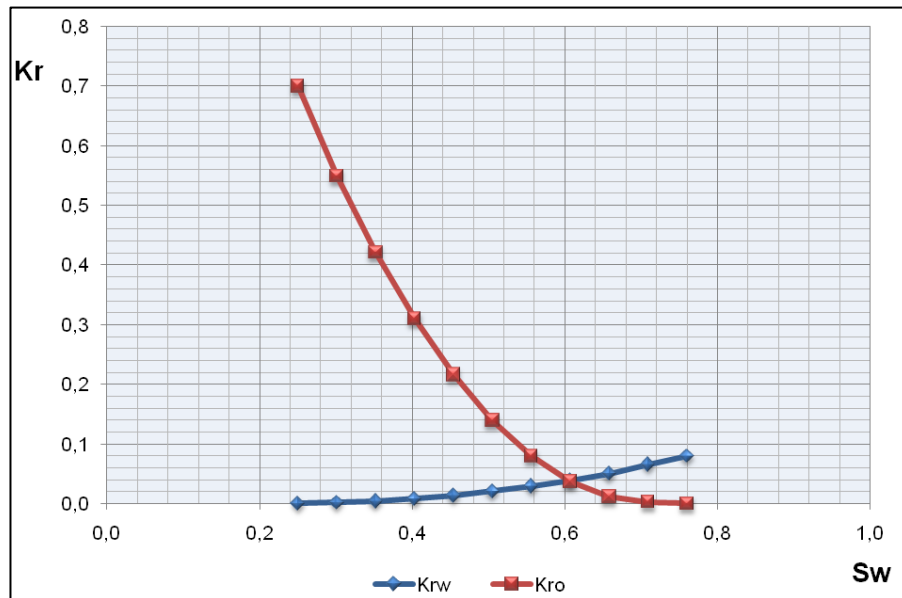
**Fuente:** Modificado de Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

**Tabla 3.** Composición Gas producido Campo Guando.

Componente	Mol %	GPM	MW
H <sub>2</sub> S	0.00		
CO <sub>2</sub>	4.26		44,01
N <sub>2</sub>	0.67		28,01
Metano	85.83		16,04
Etano	4.59	1,23	30,07
Propano	2.22	0,61	44,10
i-Butano	0.61	0,20	58,12
n-Butano	0.79	0,25	58,12
iso-Pentano	0.35	0,13	72,15
n-Pentano	0.24	0,09	72,15
Hexano	0.26	0,10	84,00
Heptano	0.05	0,02	96,00
Octano	0.10	0,05	107,00
Nonano	0.03	0,02	121,00
<b>Total</b>	100,00		

**Fuente:** Modificado de Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

**Figura 8.** Curvas promedio de permeabilidad relativa de Campo Guando.



**Fuente:** Modificado de Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

Las curvas de permeabilidad relativa confirman la preferencia de mojabilidad al agua de la roca. Los End point de las curvas promedio son de 0,7 y 0.08 para el aceite y el agua respectivamente, y el valor de la relación de movilidad resultante oscila entre 1 y 2.

## 1.6. ASPECTOS RELEVANTES DEL DESARROLLO DEL CAMPO

Campo Guando cuenta con 16 islas multipozos en tierra que albergan desde 3 hasta 16 pozos con un área reducida debido a las condiciones topográficas difíciles. Actualmente, se encuentran activos un total de 109 pozos productores y 34 inyectores de agua con una profundidad promedio de 3500 pies.

### **1.6.1. PERFORACIÓN**

La perforación de los pozos en campo Guando estaba planeada inicialmente para ser llevada a cabo en tres etapas con diferentes tamaños de broca 17 ½", 12 ¼" y 8 ½". Sin embargo, la mayoría de los pozos se iniciaron directamente con la fase de 12 ¼" perforando verticalmente hasta el punto inicial de desviación (KOP) entre 250 - 300 ft. Debido a las condiciones topográficas difíciles se perforaron pozos direccionales tipo S empleando una sarta con motor de fondo y sistema MWD construyendo ángulo (BUR 5°/100') hasta aproximadamente 1000 ft donde se cementó un revestimiento de 9 5/8".

La segunda fase se realizó con broca 8 ½" y sarta direccional reduciendo el ángulo (-2.5°/100') hasta dejar el pozo vertical al tope del yacimiento y continuar la perforación hasta la profundidad final. Finalmente, se corrió y cementó revestimiento de 7" hasta el fondo del pozo.

Debido a la presencia de algunas zonas fracturadas en el campo, se presentaron pérdidas de circulación en varios pozos tanto en la fase de 12 ¼" como en 8 ½".

El daño generado por la perforación de los pozos ha tenido gran incidencia en la productividad de los pozos debido a la alta presión hidrostática que se manejó e hizo necesario la implementación de operaciones de estimulación para los pozos durante la etapa de completamiento.

#### **1.6.1.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Con el objetivo de inhibir arcillas y lutitas y teniendo en cuenta la característica de presión subnormal del yacimiento, inicialmente se utilizó un fluido de perforación base polímero tipo PHPA. Con este sistema no disperso surgieron algunos problemas como embotamiento de la broca y poca lubricación del hueco.

Los fluidos PHPA fueron reemplazados rápidamente por el sistema PAC/DEXTRID/GEM-GP con una concentración de Glicol GEM-GP de 10 ppb buscando minimizar los problemas presentados desde 2001 hasta comienzos de 2003 con buenos resultados en la estabilidad del hueco, el afilado de las brocas, las condiciones de los viajes de tubería y corridas de los registros.

En la campaña de reducción de espaciamiento entre los años 2003 y 2004, se implementó un sistema de lodos no disperso llamado PAC/Clayseal/XLR Rate con propiedades de inhibición y filtración para control de lutitas y arcillas el cual logró mejorar el encapsulamiento de los cortes, minimizar los taponamientos del Flowline y optimar las condiciones de estabilidad del hueco.

## **1.6.2. COMPLETAMIENTO**

### **1.6.2.1. CEMENTACIÓN**

Los primeros pozos, en los cuales se perforó la fase de 17 ½”, fueron completados con revestimiento de 13 3/8” empleando una lechada de 15.8 lpg sin aditivos y hasta superficie y utilizando agua como preflujo y para el desplazamiento del cemento.

La cementación del revestimiento de 9 5/8” se realizó hasta superficie utilizando dos lechadas, una pesada de 15,8 lpg hasta 500 ft y una liviana de 12,6 lpg hasta superficie sin espaciadores ni aditivos especiales para el control de gas y filtrado.

Finalmente, la cementación del revestimiento producción de 7” se realizó igualmente con un diseño de dos lechadas de cemento. La lechada principal hata un tope de 200 ft por encima de las areniscas superiores de la Formación Guadalupe con densidad de 15,8 lpg y aditivos para el control de filtrado. La lechada de relleno liviana de 12,6 lpg sin aditivos especiales fue bombeada

hasta superficie como una segunda barrera de protección contra la corrosión del revestimiento de producción 7”.

#### **1.6.2.2. ESTIMULACIÓN**

Antes de ser puestos en producción, la mayoría de intervalos de los pozos productores e inyectores fueron fracturados para sobrepasar el daño de formación ocasionado durante la perforación ya que la presión hidrostática de la columna de lodo excedía en cerca de 1000 psi a la presión de yacimiento de aproximadamente 300 psi.

La estimulación de los pozos se realizó mediante fracturamiento hidráulico con fluidos base agua.

#### **1.6.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO**

Guando es el primer campo en Colombia en producir casi exclusivamente mediante el sistema de levantamiento conocido como Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP), el cual es apto para yacimientos de aceite liviano con baja presión en pozos altamente desviados.

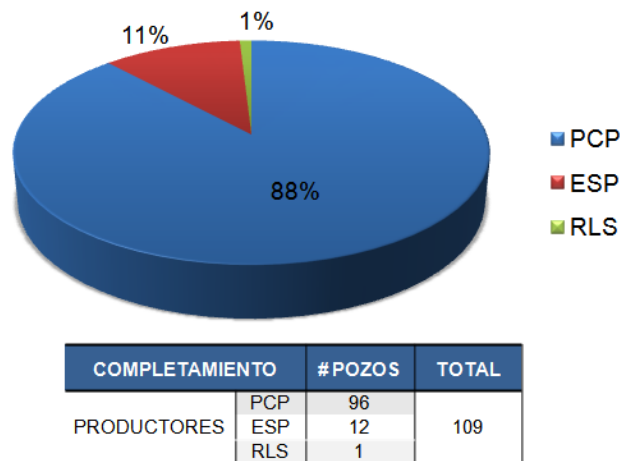
Las bombas PCP pueden ser ubicadas debajo de los intervalos perforados con el fin de maximizar el drawdown, el consumo de energía del sistema es bajo y los requerimientos de espacio en superficie son mínimos.

En los últimos años, se ha implementado el sistema de levantamiento por Bombeo Electrosumergible (ESP) en algunos pozos con mayor producción de fluidos, baja producción de sólidos y dificultades con la alta desviación y comportamiento de la sarta de varillas del completamiento PCP.

En Noviembre de 2009, se instaló un piloto con Bombeo Mecánico Rotaflex (RLS) en el pozo GUA-134 con el fin de reducir las fallas por ruptura de varilla del completamiento PCP y comparar el consumo de energía respecto al completamiento ESP.

La distribución actual de los sistemas de levantamiento en los 109 pozos productores activos del campo se muestra en la Figura 9.

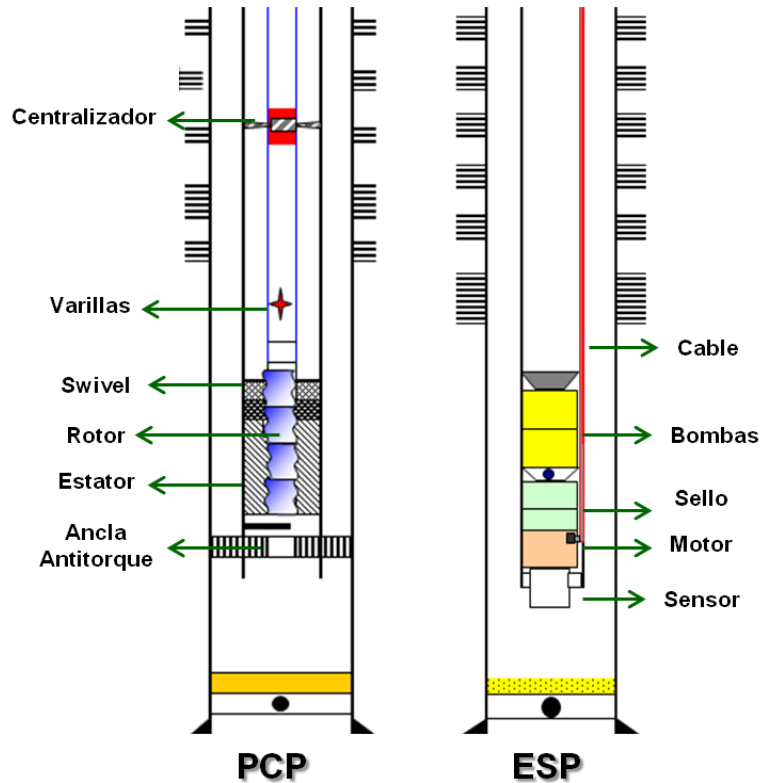
**Figura 9.** Sistemas de Levantamiento Pozos Productores Campo Guando.



**Fuente:** Autor.

Un estado mecánico tipo para los pozos PCP y ESP puede observarse en la figura 10. Típicamente, las bombas de subsuelo se ubican por debajo de los intervalos cañoneados. La sarta de producción PCP se ancla para evitar desconexiones y se utiliza una Swivel en el ensamble del sistema para rotar la tubería de producción desde superficie de manera periódica y así proteger la integridad de la misma. La mayoría de los sistemas PCP emplean sargas de varilla convencional completamente centralizada para contrarrestar los efectos de la alta desviación en el torque que maneja el sistema y evitar rupturas prematuras por fatiga de material. Por otro lado, en algunos pozos se ha implementado el uso de varilla continua que tiene mejores características para ciertos ambientes corrosivos y pozos que exijan el manejo de un alto torque.

**Figura 10.** Completamientos tipo Pozos Productores.



Fuente: Autor.

#### 1.6.4. REACONDICIONAMIENTOS

Las operaciones de reacondicionamiento tienen como objetivo evitar cambios bruscos en el comportamiento de la producción en los pozos ocasionados por reacciones adversas entre los fluidos de yacimiento y los fluidos utilizados en las operaciones de reacondicionamiento.

El yacimiento ha mostrado ser muy sensible a los fluidos empleados y en muchos de los casos la producción de aceite post-intervención no se logra restablecer. Por consiguiente, la selección del fluido adecuado es de suma importancia para el manejo del campo.

Continuamente se desarrollan operaciones programadas para realizar estimulaciones y cambios en las condiciones de los pozos para mejorar la producción o reemplazar un sistema con alto tiempo de operación.

La mayoría de las fallas asociadas a los completamientos PCP predominantes en campo Guando puede atribuirse a daños en la bomba o fallas en la sarta de tubería y varilla. Por su parte, en los sistemas ESP pueden ocurrir daños en las bombas, cable, motor, sellos o tubería de producción.

Para el caso de daños en las bombas de subsuelo, tubería de producción u otros componentes del ensamble de pozo se hacen necesarias intervenciones con equipo de Workover para rediseñar la configuración del pozo y recuperar la producción lo antes posible.

Las fallas de sarta de varillas típicamente se corrigen reemplazando el componente averiado para el caso de las sargas convencionales, o realizando soldaduras en las sargas continuas con equipos especiales. Para realizar el espaciado de la sarta de varillas en algunas ocasiones se requiere el bombeo de fluidos para limpiar el estator y permitir una adecuada inserción del rotor.

Por otro lado, cuando el sistema alcanza un límite de torque preestablecido normalmente se asume que la bomba PCP se encuentra bloqueada con sólidos generando sobreajuste del rotor en el estator. En estos casos, se trabaja la sarta con tensión y bombeo de fluidos para limpiar el estator y reiniciar la producción rápidamente.

#### **1.6.5. INYECCIÓN DE AGUA**

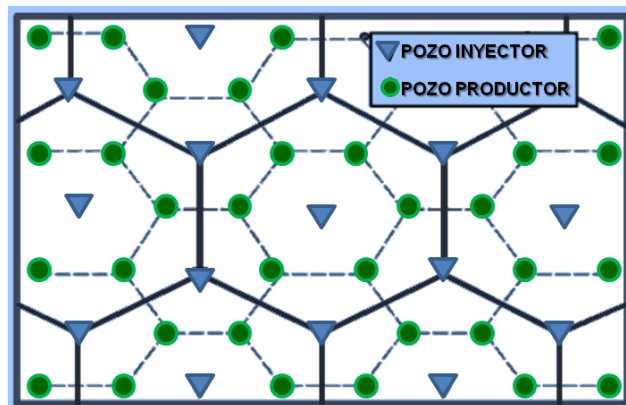
El mecanismo de energía natural del yacimiento es empuje por un acuífero lateral de baja actividad y bajo contenido de sales. Mediante simulación numérica del yacimiento se predijo un factor de recobro primario del 11%, lo

que hizo necesario pensar en la implementación de un método de recobro secundario desde la etapa inicial.

El análisis de los diferentes escenarios para definir la estrategia de desarrollo del campo que garantizara buenos resultados desde el punto de vista técnico-económico, reconoció la implementación de un sistema de inyección de agua combinado con diseño de completamientos adecuados como la mejor opción para garantizar el éxito del proyecto dada la facilidad del abastecimiento del recurso hídrico del Río Sumapaz en el área.

El estudio definió un esquema de inyección periférica combinado con inyección por patrones de siete puntos invertidos (Figura 11) y completamientos con sartas de inyección selectivas, como la estrategia más efectiva para desarrollar la inyección de agua. El espaciamiento entre pozos diseñado inicialmente fue de 250 metros (820 pies) con lo cual se alcanzaba un factor de recobro del 34% en la etapa secundaria.<sup>2</sup>

**Figura 11.** Esquema de Inyección de Agua Campo Guando.



**Fuente:** Modificado de Amaris, O. et al. "Guando Field: Underpressure-Field Development". SPE Paper 94569. 2005.

<sup>2</sup> Amaris, O. et al. "Guando Field: Underpressure-Field Development". SPE Paper 94569. 2005.

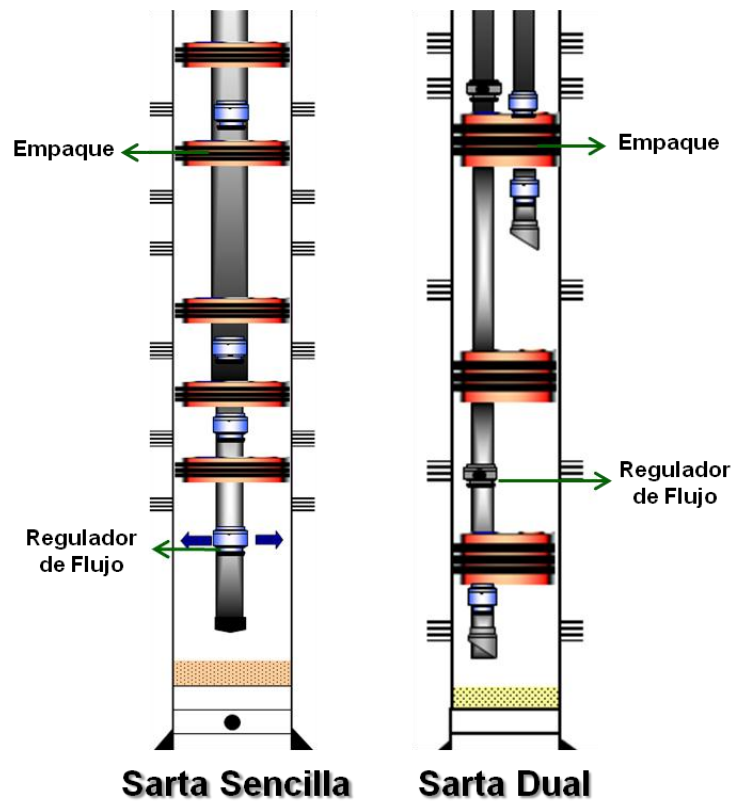
El proyecto se desarrolló en 4 años y requirió la perforación de 100 pozos entre productores e inyectores y la construcción de facilidades para la inyección de 75.000 BWPD. La respuesta a la inyección de agua fue mejor de la esperada en mayor parte del campo y se manifestó en aproximadamente 4 meses con un incremento de la producción de aceite de los pozos de los patrones. Sin embargo, en algunas áreas la presencia de fracturas naturales y heterogeneidad vertical tuvo un impacto negativo generándose el efecto de canalización del agua de inyección.

De acuerdo a los buenos resultados en la producción, la operadora decidió implementar un piloto de reducción de espaciamiento con el objetivo de evaluar si la perforación de tres nuevos pozos productores para obtener un nuevo patrón con distancia productor-inyector de 145 metros (475 pies) era una mejor alternativa para el desarrollo del campo.

Los pozos nuevos del proyecto de reducción de espaciamiento inicialmente mostraron el efecto de interferencia con los productores anteriores, pero al mismo tiempo una alta productividad que permitió extender la implementación a todos los sectores del campo.

Actualmente, en Campo Guando se inyectan 100.000 BWPD mediante 34 pozos, incluyendo los pozos de los patrones y los periféricos. El completamiento típico estos pozos consta de empaques y reguladores de flujo para las unidades sometidas a inyección en sartas sencillas o duales como se muestra en la Figura 12, con el fin de controlar los volúmenes de inyección recomendados para cada unidad y así obtener una buena eficiencia de barrido vertical.

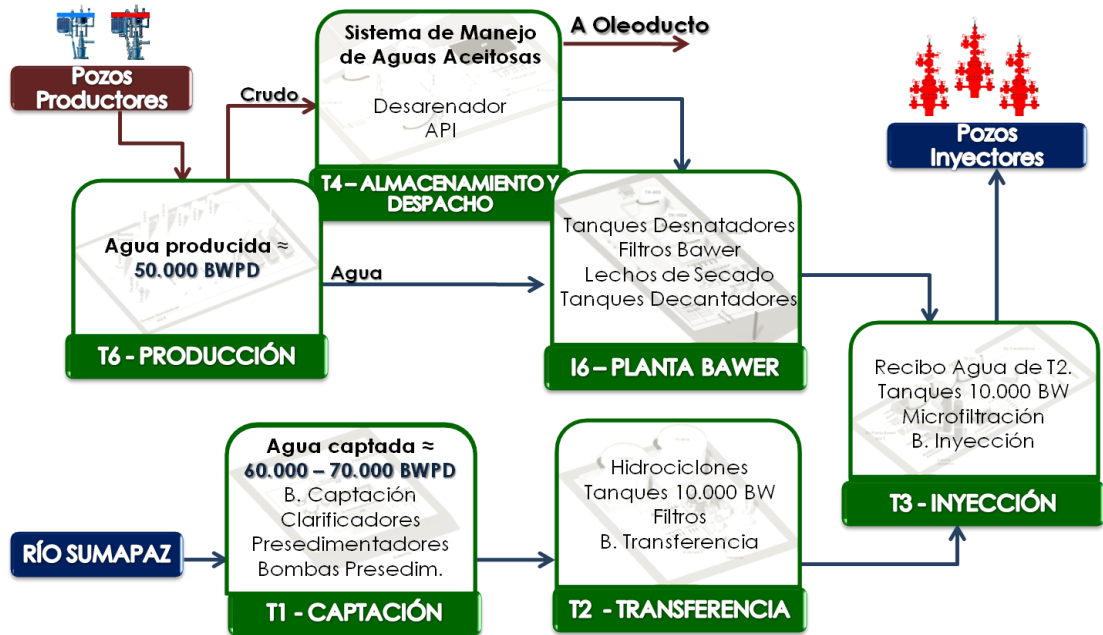
**Figura 12.** Completamientos tipo Pozos Inyectores.



Fuente: Autor.

El sistema de inyección de agua en Campo Guando capta cerca de 60.000 BWPD proveniente del río Sumapaz y recibe alrededor de 50.000 BWPD de la batería de producción. Estos volúmenes de agua son tratados rigurosamente mediante sistemas de separación de sólidos, filtración, desoxigenación, entre otros, que permiten obtener agua de inyección de alta calidad, la cual es monitoreada a diario en varios puntos del sistema que se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Sistema de Inyección de Agua de Campo Guando.

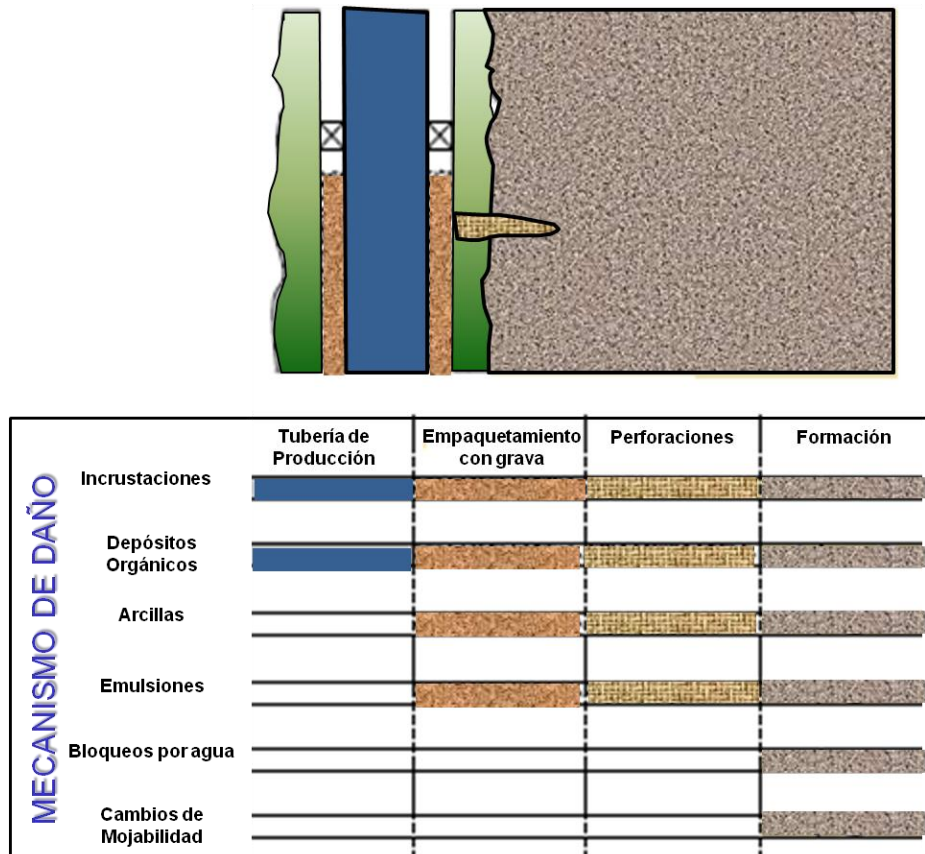


Fuente: Autor.

## 2. FUNDAMENTOS DE DAÑO DE FORMACIÓN

Todo aquello que obstruye el flujo normal de los fluidos a superficie se conoce con el nombre de daño. El daño puede presentarse en la formación, en las perforaciones, sistema de levantamiento artificial y tubería de producción como restricciones a lo largo de la trayectoria del fluido (Figura 14). El daño de formación se refiere específicamente a obstrucciones en la región de la matriz de roca cercana a la cara de pozo, la cual se conoce como matriz crítica.<sup>3</sup>

**Figura 14.** Ubicación y ocurrencia de los principales mecanismos de daño.



**Fuente:** Modificado de Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition.

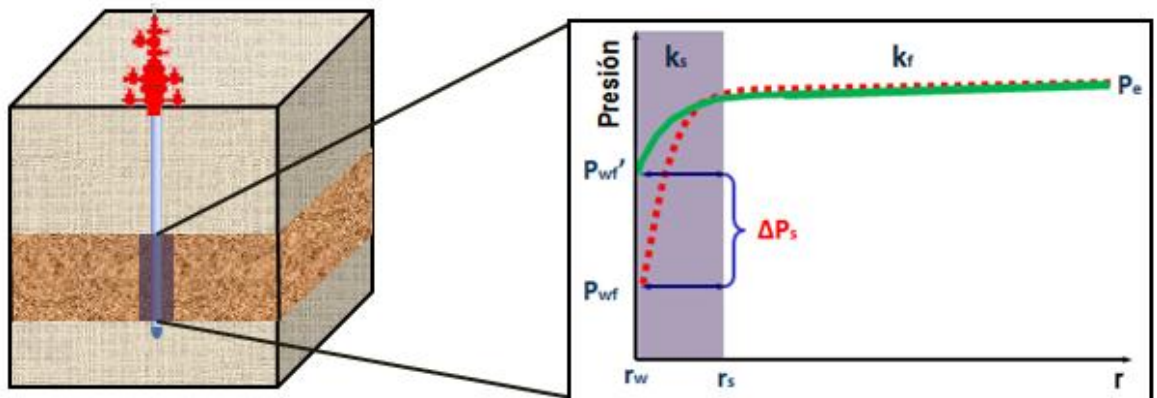
<sup>3</sup> Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Schlumberger. 2001.

## 2.1. REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DEL DAÑO DE FORMACIÓN

En un campo petrolero, los pozos son perforados con el fin de contactar una formación de interés. Para este fin, se genera un gradiente de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo, el cual durante las operaciones de producción o inyección obliga el flujo de fluidos en el medio poroso que está íntimamente relacionado con la permeabilidad de la formación y conlleva a la Ley de Darcy.

El daño de formación que se genera en la matriz crítica ocasiona una caída de presión adicional  $\Delta P_s$  hacia el pozo (Figura 15) debida a la reducción de la permeabilidad a un valor  $k_s$  a una distancia radial  $r_s$  del pozo, que matemáticamente se representa con el factor de daño  $s$ .

**Figura 15.** Caída de presión adicional debida a efecto Skin.



**Fuente:** Autor.

Esta diferencia de presión en estado estable está definida convenientemente así:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} s \quad \text{Ecuación 1.}$$

De esta manera, la relación de flujo radial de fluidos a través de un medio poroso teniendo en cuenta el factor de daño, está dada por:

$$P - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left( \ln \frac{r}{r_w} + s \right) \quad \text{Ecuación 2.}$$

En términos generales, la caída de presión adicional representa la diferencia entre la presión de fondo fluyendo del pozo ideal  $P_{wf}'$  (con un factor de daño  $s=0$ ) y la presión de fondo fluyendo real  $P_{wf}$ . De esta forma, puede obtenerse una relación para el factor de daño en función del radio y la permeabilidad de la zona alterada y en la zona no alterada:

$$s = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{Ecuación 3.}$$

El efecto skin total está compuesto de diversos factores, que en la mayoría de las ocasiones no están relacionados o pueden modificarse mediante tratamientos de estimulación<sup>4</sup>. El efecto skin total puede escribirse como:

$$s = s_{daño} + s_{cañoneo} + s_{desviación} + \sum Pseudodaños \quad \text{Ecuación 4.}$$

El término de la derecha en la ecuación 4, corresponde a una sumatoria de factores de pseudodaño tales como:

- Mala cementación.
- Colapso de tubería.
- Pozos no centrados.
- Taponamiento con escamas alrededor de los perforados que puede inducir altas tasas de flujo.

<sup>4</sup> Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

- Baja densidad de cañoneo o fases incorrectas.
- Taponamiento por líquido en pozos de gas condensado.
- Bloqueos por gas cuando se provocan altos drawdown.

## **2.2. MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN**

La correcta identificación del mecanismo de daño requiere de un completo estudio fisicoquímico de la formación y es crítica para la exitosa remoción. De acuerdo a su origen, el daño de formación puede clasificarse como natural o inducido. El daño de tipo natural es resultado de la producción misma del fluido de yacimiento y el tipo inducido resulta de operaciones tales como perforación, completamiento, reacondicionamientos, estimulaciones, entre otras. En muchos de los casos, el daño de formación inducido puede desencadenar mecanismos naturales.

Entre los mecanismos de daño natural más comunes se encuentran arcillas, Incrustaciones, depósitos orgánicos como parafinas y asfaltenos, depósitos mixtos y emulsiones.

### **2.2.1. ARCILLAS**

La arcilla, desde el punto de vista mineralógico, representa a los minerales arcillosos conocidos como filisilicatos de aluminio hidratados que se presentan en cristales muy pequeños (algunos en láminas hexagonales o a veces en fibras) y se forman por meteorización o alteración hidrotermal de silicatos tales como feldespato y anfíbol.

Para distinguir entre los diferentes tipos de arcilla debe tenerse en cuenta el arreglo de átomos en su estructura cristalina más que su composición química. La diferencia de estructura entre arcillas y su ubicación relativa determinan la

reactividad tomando en consideración el área superficial expuesta a fluidos de yacimiento, pues un alto contenido de arcillas no implica que el área de contacto con los fluidos sea alta.

Las arcillas actúan como material cementante de los granos de la matriz, donde reaccionan fácilmente con los fluidos y generan inestabilidad en la estructura de la roca como sucede en las formaciones no consolidadas. Si el material arcilloso está protegido por cuarzo sobrecrecido, lo cual es común en yacimientos de areniscas, las arcillas en el cemento no serán reactivas.

De acuerdo al modo de ocurrencia en las areniscas, los minerales arcillosos pueden clasificarse en arcillas alogénicas o detríticas y arcillas autigénicas. En general, las arcillas autigénicas, cementos arcillosos desprotegidos y algunas pocas arcillas detríticas rodeando los poros son fuentes potenciales de daño.

Las **Arcillas detríticas o alogénicas** son aquellas formadas fuera del área de depositación y mezcladas con la fracción arenosa durante o inmediatamente después de la sedimentación. Las arcillas detríticas forman parte de la estructura de la roca y son menos reactivas que las arcillas autigénicas ya que tienen menor área de contacto con los fluidos en los poros.

Las **Arcillas autigénicas** se forman subsecuentemente con el soterramiento por precipitación química dentro de la cuenca de depositación o posteriormente, dentro del depósito sedimentario mismo.

Algunas arcillas autigénicas crecen a partir de los minerales del agua connata rellenando irregularmente o delineando los poros y formando aros alrededor de los granos detríticos. De esta forma, estas arcillas tienen una alta área superficial expuesta para contactar y reaccionar.

En la Tabla 4, se resumen las principales características de los principales grupos de arcillas autigénicas en areniscas.

**Tabla 4.** Principales características de minerales arcillosos comunes.

<b>Grupos</b>	<b>Morfología de las láminas individuales</b>	<b>Forma de los agregados</b>	<b>Relación con el tamaño de los granos de arena detríticos</b>
<b>Caolinita</b>	Pseudohexagonal	Láminas superpuestas	Relleno de Poros
	Pseudohexagonal	Vermicular	Relleno de Poros
	Pseudohexagonal	Laminar	Relleno de Poros
<b>Clorita</b>	Pseudohexagonal	Planchas	Relleno de Poros
	Espiral equidimensional con terminaciones redondeadas	Panal de Abejas	Relleno de Poros
	Equidimensional con terminaciones redondeadas	Rosetas o abanicos	Delineando o rellenando poros
	Abanico o bultos fibrosos	Rosetas	Delineando o rellenando poros
<b>Illita</b>	Irregular con espinas elongadas	Laminar	Delineando Poros
<b>Esmectita</b>	Irregular	Láminas arrugadas o en panal de abejas	Relleno de Poros

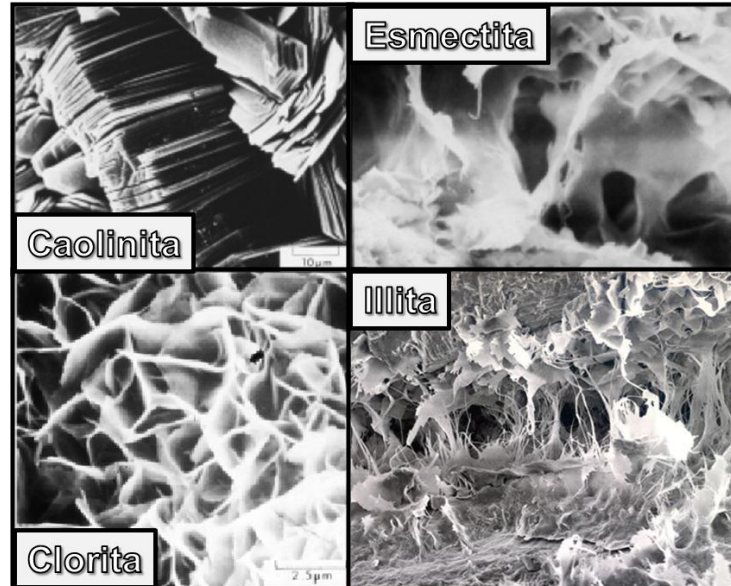
**Fuente:** Modificado de Sandoval, M. "Diagénesis de Areniscas". Universidad Central de Venezuela. Editorial Campos A. Gráficas C.A. 2000.

→ **Grupo Caolinita**

Las arcillas más comunes de este grupo son la Caolinita y la Dickita. Las arcillas del grupo Caolinita comúnmente se encuentran rellenando los poros aunque en ocasiones pueden delinearlos. Los agregados son agrupaciones de láminas en forma de libros pseudo-hexagonales, de tamaños individuales entre 3 a 20 micras de diámetro (Figura 16).

Con menos frecuencia se presenta un delicado crecimiento vermicular, es decir, en forma de una secuencia de láminas pseudo-hexagonales agrupadas linealmente en una extensión proporcional a la longitud de poro.

**Figura 16.** Microfotografías de los grupos de arcillas autigénicas.



**Fuente:** Modificado de Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

→ **Grupo Clorita**

Las arcillas del grupo clorita se presentan en diversas formas y arreglos morfológicos dentro de los que se ha evidenciado láminas, rosetas, panales de abejas y formas de "repollo".

Cuando estas arcillas se desarrollan como cristales idiomórficos individuales sobre la superficie de los granos detríticos, se presentan láminas de 2 a 10 micras. También pueden ocurrir agregados con láminas fijadas a los granos y dispuestas formando una estructura de forma de panal de abejas.

Los minerales del grupo clorita aparecen algunas veces en agregados de forma de roseta de hasta 150 micras de diámetro o con forma de abanico, los cuales se desarrollan en la mayoría de los casos delineando los poros.

Los agregados en forma de “repollo” aparecen como pequeños granos equidimensionales fijos a la superficie de los granos. Las estructuras individuales tienen tamaños entre 8 y 40 micras y aunque generalmente delimitan los poros, en algunas ocasiones los rellenan.

→ **Grupo Illita**

Este grupo es básicamente moscovita microscópica hidratada. Los minerales del grupo Illita ocurren como láminas irregulares con proyecciones parecidas a listones que se encuentran delimitando los poros. Sus espesores promedio van del orden 0.5 a 2 micras.

→ **Grupo Esmectita**

Es conocido también como Grupo Montmorillonita. Su origen geológico y ambiente de formación provocan sustituciones isomórficas en sus capas, dando lugar a láminas irregulares que rellenan los poros entre los granos detríticos.

### **2.2.1.1. MIGRACIÓN DE FINOS**

Las partículas suspendidas en los fluidos producidos provenientes de la formación pueden generar obstrucciones en las gargantas de poro de la región cercana a la cara de pozo. La migración de finos se genera de una gran variedad de materiales diferentes tales como arcillas (Filosilicatos con un tamaño inferior a 4 mm) y limos (Silicatos o aluminosilicatos con tamaños entre 4 y 64 mm a causa de las altas velocidades radiales que se presentan en la matriz crítica de la formación. Los minerales del grupo Caolinita e Illita son las arcillas migratorias más comunes.

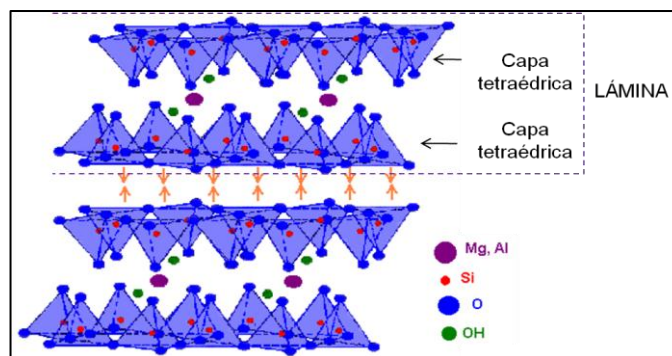
El daño por migración de finos se genera desde un radio de 3 ft hasta 5 ft en la región cercana a la cara de pozo.

### 2.2.1.2. HINCHAMIENTO DE ARCILLAS

La dispersión o hinchamiento de arcillas resulta del intercambio iónico entre las láminas o la disminución de la salinidad a valores por debajo de la concentración de sal crítica. Las arcillas comúnmente hinchables son la esmectita o mezclas de esmectita, las cuales pueden incrementar su volumen hasta un 600%, lo cual puede tener implicaciones en la reducción de la permeabilidad.

Las arcillas hinchables generalmente están formadas por láminas compuestas de dos capas tetraédricas enfrentadas entre sí.

**Figura 17.** Estructura de las arcillas hinchables.



**Fuente:** Modificado de Materiales Terrestres. Las micas y arcillas. Disponible en [http://www.profes.net/rep\\_documentos/Propuestas\\_2%C2%BA\\_ciclo\\_ESO/micas\\_y\\_arcillas.PDF](http://www.profes.net/rep_documentos/Propuestas_2%C2%BA_ciclo_ESO/micas_y_arcillas.PDF)

Entre las dos capas se encuentran iones de magnesio o aluminio que se coordinan con los oxígenos apicales. Estas capas nunca son eléctricamente neutras (no están compensadas todas las cargas), por lo que se unen entre sí mediante cationes como iones de Magnesio y Aluminio (Figura 17). En los agregados, las láminas se mantienen débilmente unidas mediante fuerzas de atracción generadas por las cargas eléctricas sobrantes de cada lámina.

El fenómeno ocurre básicamente por la reacción de intercambio iónico entre los iones disueltos en el agua que invade el espacio interlaminar y los cationes que

se encuentran entre capas tetraédricas. El proceso de hinchamiento tiene lugar a medida que se intercalan capas de agua puesto que la separación entre las láminas aumenta y las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática.

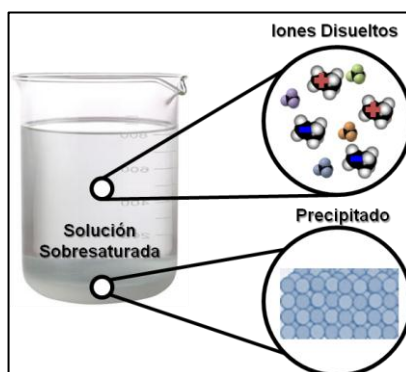
Aunque la hidratación y dispersión ocurren con independencia del tipo de catión presente entre las láminas, el grado de hidratación está relacionado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas tienen una gran capacidad de hinchamiento, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

Si estas arcillas ocupan solamente las gargantas de poro más pequeñas, el fenómeno de hinchamiento no será un problema serio. Sin embargo, cuando ocurre dispersión de las arcillas que se encuentran en los poros y gargantas de poro más grandes, pueden crearse barreras casi impermeables al flujo.

### **2.2.2. INCRUSTACIONES (SCALE)**

Cuando ciertos minerales u otros compuestos químicos se disuelven en agua ocurren reacciones de ionización, de las que resultan iones positivos (cationes) y negativos (aniones). Estos iones disueltos se pueden recombinar y precipitar como una incrustación. Las incrustaciones son precipitados de depósitos solubles en agua formados por la mezcla de soluciones acuosas incompatibles, cambios de presión y temperatura o la sobresaturación de una solución acuosa con un soluto, bajo unas condiciones específicas (Figura 18).

**Figura 18.** Solución Sobresaturada.



**Fuente:** Autor

La precipitación de sales (incrustación) está influenciada principalmente por la presencia de alcalinidad, concentración de sal en el agua, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) disuelto en agua, temperatura, presión y velocidad de la reacción.

Los depósitos de carbonato de Calcio, sulfato de Calcio y Sulfato de Bario son los más comunes.

### **2.2.2.1. CARBONATO DE CALCIO ( $\text{CaCO}_3$ )**

Se forma usualmente cuando hay caída de presión y el contenido de iones de calcio y bicarbonato del agua es alto. La solubilidad del carbonato de Calcio es cercana a 53 mg/l. La precipitación de calcita está íntimamente ligada a la cantidad de  $\text{CO}_2$  presente en el agua, ya que el dióxido de carbono se ioniza en ácido carbónico que a su vez, forma iones carbonatos y bicarbonatos. Los iones de carbonato resultantes de la ionización reaccionan con iones de Calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) formando la sal.

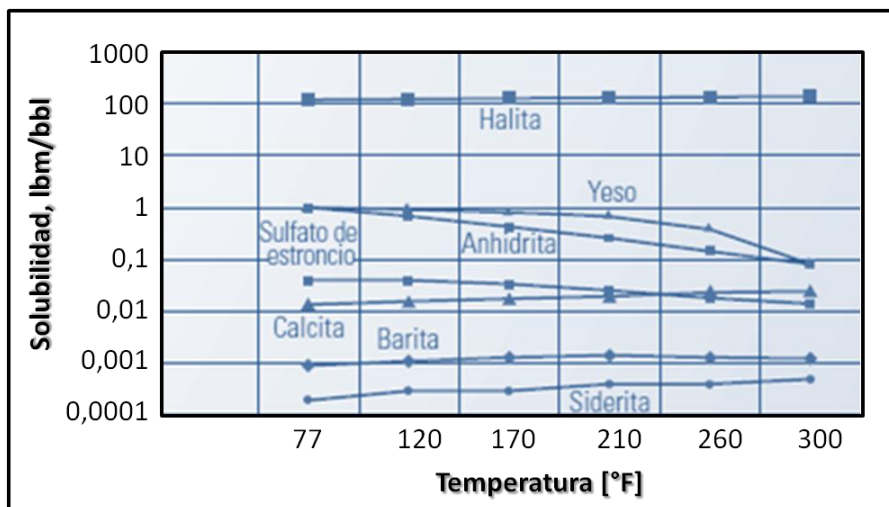
### **2.2.2.2. SULFATO DE CALCIO ( $\text{CaSO}_4$ )**

Esta sal se genera por la desestabilización que produce el ión Calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) al anión Sulfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ). Su composición  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  es muy similar a los

hemihidratos y al mineral Anhidrita  $\text{CaSO}_4$ . Posee una alta solubilidad de aproximadamente (2080 mg/l).

Como se puede observar en la figura 19, contrario al comportamiento con otras sales, el sulfato de calcio y el yeso se hacen menos solubles con los incrementos de temperatura, favoreciendo la formación de precipitados.

**Figura 19.** Influencia de la temperatura en la solubilidad de sales inorgánicas.



**Fuente:** Crabtree, M; et al. “La lucha contra las incrustaciones–Remoción y prevención”. Oilfield Review. Schlumberger. Otoño. 1999.

### 2.2.2.3. SULFATO DE BARIO ( $\text{BaSO}_4$ )

Es una forma menos común de depósitos de sulfato, pero causa una gran cantidad de inconvenientes debido a que su solubilidad normalmente es baja (2,3 mg/l). Casi cualquier combinación de bario con iones de sulfato causa un precipitado que es difícil de remover.

### 2.2.2.4. OTRAS INCRUSTACIONES

Además de las incrustaciones comunes encontradas en los sistemas de producción de los pozos en los campos petroleros, existen otros tipos de sales

que pueden precipitarse cuando se genera un desequilibrio termodinámico en la formación.

→ **Incrustaciones de Hierro**

Los carbonatos de hierro y sulfato de hierro son depósitos que pueden ser muy difíciles de remover. Usualmente, se forman en ambientes con alto contenido de iones de hierro y con tendencia a precipitación de Carbonato de Calcio.

→ **Incrustaciones de Cloruro**

Son comunes las precipitaciones de cloruro de sodio (NaCl) causadas por reducciones de la temperatura de la solución o por la evaporación del solvente (Agua).

→ **Incrustaciones de Silicio**

Las incrustaciones de silicio generalmente ocurren como depósitos finamente cristalizados de calcedonia u ópalo amorfo. Estos depósitos están asociados con la disolución de los minerales silíceos de la formación.

### **2.2.3. DEPÓSITOS ORGÁNICOS**

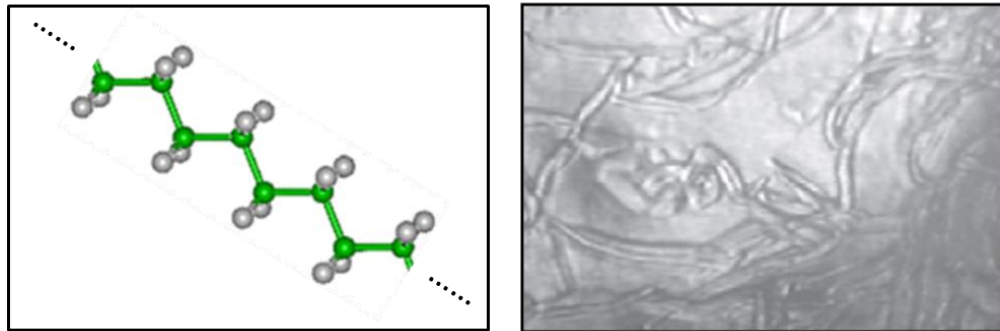
Los depósitos orgánicos son hidrocarburos pesados (parafinas o asfaltenos) que se precipitan principalmente por reducciones de presión y temperatura en el sistema de flujo. El enfriamiento del pozo o la inyección de fluidos fríos pronuncian el efecto de la formación de estos depósitos.

#### **2.2.3.1. PARAFINAS**

Las parafinas son cadenas de hidrocarburos alifáticos saturados compuestas únicamente por carbono e hidrógeno. La longitud de las cadenas de carbono

asociada con la formación de depósitos oscila entre 18 y 60 átomos de carbono por molécula. Los depósitos de parafina no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos, bases y agentes oxidantes.

**Figura 20.** Izq. Estructura de una cadena lineal de hidrocarburos. Der. Agregado de Cristales de Parafina.



**Fuente:** Modificado de Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

La formación de depósitos de parafina es una reacción de cristalización de cadenas cortas de hidrocarburos provocada por caídas de presión y temperatura y por la pérdida de los compuestos más volátiles, lo cual reduce la solubilidad de las parafinas en el crudo.

Las parafinas pueden formarse en cualquier parte del sistema de producción cuando las condiciones son favorables para la precipitación. Normalmente, este tipo de depósitos se encuentra en la tubería cerca a la superficie, donde las caídas de presión y temperatura son las mayores. Sin embargo, es posible la precipitación en algunos casos tales como yacimientos depletados, yacimientos sometidos a reinyección de gas para evitar condensación retrógrada o yacimientos sometidos a la inyección de fluidos fríos.

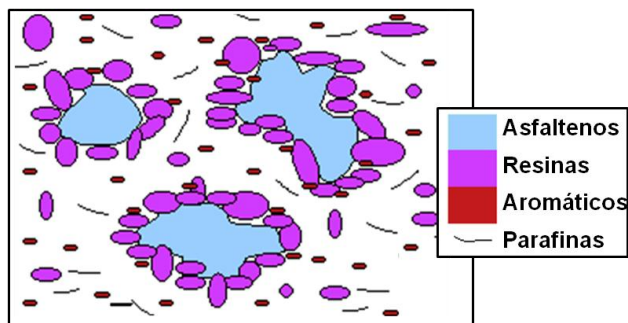
Dependiendo del número de carbonos y de la configuración de la estructura molecular, las parafinas se dividen en ceras parafínicas y ceras microcristalinas

las cuales presentan un mecanismo de daño diferente debido al tamaño de los cristales, si se llegara a depositar en la formación.<sup>5</sup>

### 2.2.3.2. ASFALTENOS

Los asfaltenos son compuestos orgánicos que constan anillos nafténicos y aromáticos que contienen moléculas de nitrógeno, azufre y oxígeno. Existen como una suspensión coloidal estabilizados por resinas en el aceite (Figura 21).

**Figura 21.** Agregación común de las fracciones del aceite.



Fuente: Autor

Los asfaltenos son la fracción del crudo que se precipita con la adición de solventes alifáticos de bajo peso molecular desde n-pentano hasta el n-decano, y son solubles en solventes aromáticos como benceno, tolueno y xileno. Aunque se han encontrado crudos con contenido de asfaltenos de hasta 60%, la mayoría de los inconvenientes por precipitación ocurren en aceites con 1% a 3% de asfaltenos.

La cantidad real de los asfaltenos en el crudo tiene menor importancia ya que no es un indicativo del potencial de la precipitación. La estabilidad de las dispersiones asfálticas depende de la relación entre la cantidad de resinas a la

<sup>5</sup> Restrepo, K. Garza, C. Daño a la Formación por precipitación de parafina: Estado del arte. Tesis de Grado. UIS. 2006.

cantidad de materiales asfálticos. Relaciones menores de 1:1 indican que puede generarse inestabilidad y precipitación durante la producción.

Cualquier fenómeno que neutralice las resinas de la solución o rompa la estabilidad de los agregados puede desencadenar la precipitación de asfaltenos. Algunos de estos fenómenos son caídas de presión, turbulencia, cambios de pH, liberación de CO<sub>2</sub>, entre otros.

#### **2.2.4. DEPÓSITOS MIXTOS**

Son una mezcla de depósitos orgánicos con cualquier incrustación, finos o arcillas. Cuando ocurre la migración de finos asociada a un aumento de la producción de agua en un yacimiento de areniscas, los finos actúan como sitios de nucleación para los depósitos orgánicos.

**Figura 22.** Depósitos Mixtos



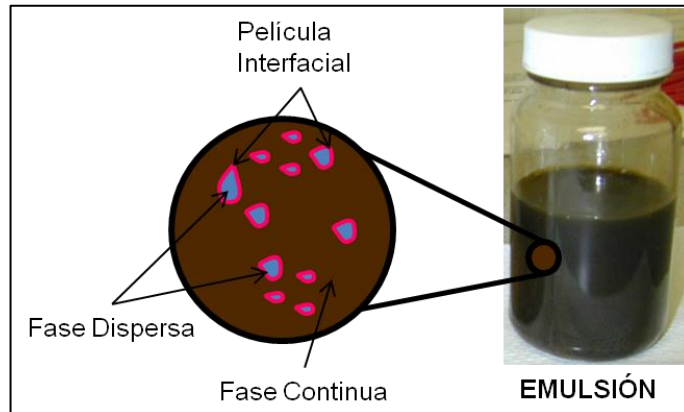
**Fuente:** Ficceti, S. "Introduction to Matrix Stimulation - Matrix Stimulation Training". Schlumberger. 2010

#### **2.2.5. EMULSIONES**

Las emulsiones son combinaciones de dos o más fluidos inmiscibles. La mayoría de las emulsiones encontradas en campo se producen por la adición

de energía. Sin embargo, los fluidos bombeados a los pozos o los filtrados de dichos fluidos usados para las operaciones de pozo pueden mezclarse con los fluidos de yacimiento, formar una emulsión y mantenerla estable.

**Figura 23.** Elementos de una Emulsión directa.



**Fuente:** Autor

Una emulsión permanece estable si la película interfacial entre las fases continua y dispersa mantiene su rigidez y evita la coalescencia de las gotas de la fase interna. También existen compuestos naturales en los fluidos de yacimiento que actúan como surfactantes y favorecen la estabilidad de la emulsión.

## **2.2.6. TAPONAMIENTO CON PARTÍCULAS INDUCIDO**

Adicional a las partículas de roca que migran naturalmente, durante las intervenciones a pozo pueden introducirse en la formación partículas extrañas y generar obstrucciones en las gargantas de poro.

La perforación, completamiento, reacondicionamientos, estimulaciones y operaciones de recobro secundario y terciario son las fuentes potenciales de taponamiento de las gargantas de poro por partículas ajenas a la formación.

En los fluidos de perforación las partículas potenciales de daño son las arcillas, agentes densificantes y los materiales de control de filtrado. Los fluidos de completamiento y workover también pueden contener sólidos en suspensión incluyendo bacterias y residuos de polímeros. Los fluidos de control emplean varios polímeros como agentes densificantes o para controlar las pérdidas de filtrado; este tipo de fluidos se prepara típicamente con píldoras de sal con polímero, polímeros entrecruzados, polímeros de Hidroxietilcelulosa (HEC), píldoras de pérdida de circulación y carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) con polímero.

El daño por partículas después de una estimulación puede ocurrir debido a una mala calidad del fluido, si se generó precipitación luego de reacciones secundarias o terciarias y partes del material de daño disuelto retornan a la formación a través de los poros o un sistema de fractura.

### **2.2.7. CAMBIOS DE MOJABILIDAD**

A menos que haya cambios en la superficie de la roca, los surfactantes en el fluido producido y la mayoría de surfactantes u otros aditivos empleados en los fluidos bombeados a los pozos pueden causar cambios en la mojabilidad de la formación. Este mecanismo de daño está asociado principalmente a los lodos de perforación base aceite.

Cuando la superficie de una garganta de poro está mojada por aceite, la mayoría de su volumen se encuentra ocupado por una gruesa capa de aceite sobre la superficie y existe un pequeño espacio del poro abierto al flujo, por lo cual en la mayoría de los casos, es deseable mantener la roca mojada por agua.

## 2.2.8. BACTERIAS

Las bacterias pueden ser un problema serio en las operaciones de producción debido principalmente a su fuente de alimento y los productos de su metabolismo. Las bacterias más difíciles de manejar en los pozos son las sulfato-reductoras y las bacterias oxidantes de hierro puesto que pueden provocar deposición de grandes cantidades de biomasa generando taponamiento de gargantas de poro.

Las bacterias pueden crecer en diferentes ambientes y condiciones, en temperaturas que varían desde 12°F hasta más de 250°F, pH entre 1 y 11, salinidad de hasta 30% y presiones de hasta 25.000 psi.

Las bacterias se clasifican típicamente:

- Las **Bacterias Aeróbicas** son aquellas que requieren oxígeno
- Las **Bacterias Anaeróbicas** son aquellas que no necesitan oxígeno
- Las **Bacterias Facultativas** pueden crecer en cualquier ambiente con oxígeno o anóxico puesto que su metabolismo se ajusta fácilmente a cualquier cambio.

Las bacterias sulfato reductoras son anaeróbicas y reducen el sulfato o sulfito en el agua produciendo Ácido Sulfhídrico ( $H_2S$ ) como resultado, con el fin de obtener energía para su crecimiento. El Ácido Sulfhídrico ( $H_2S$ ) aumenta la tendencia corrosiva del agua y el producto de su ataque al acero es Sulfuro de Hierro ( $FeS$ ).

Las bacterias oxidantes de hierro son aeróbicas digieren el hierro del agua y llevan el ión Ferroso ( $Fe^{2+}$ ) a Férrico ( $Fe^{3+}$ ) produciendo Hidróxido férrico, el cual es altamente insoluble en agua y genera precipitados.

### **2.2.9. FORMACIÓN DE PRECIPITADOS Y SLUDGE**

Los fluidos empleados para los tratamientos ácidos pueden generar bajo ciertas circunstancias reacciones indeseables y activar otros mecanismos de daño.

Los sludges son emulsiones viscosas producidas por las reacciones entre ciertos tipos de crudo y ácidos inorgánicos fuertes como los que se emplean en ciertos tratamientos matriciales. La reacción para la formación de sludge, entre los componentes asfálticos del crudo y los fluidos ácidos de algunos tratamientos, se favorece con la presencia de aditivos (particularmente surfactantes) o la presencia de hierro disuelto. Por esta razón, es importante realizar pruebas de compatibilidad de los sistemas ácidos con crudo del pozo a tratar, con el fin de evitar la formación de estos precipitados.

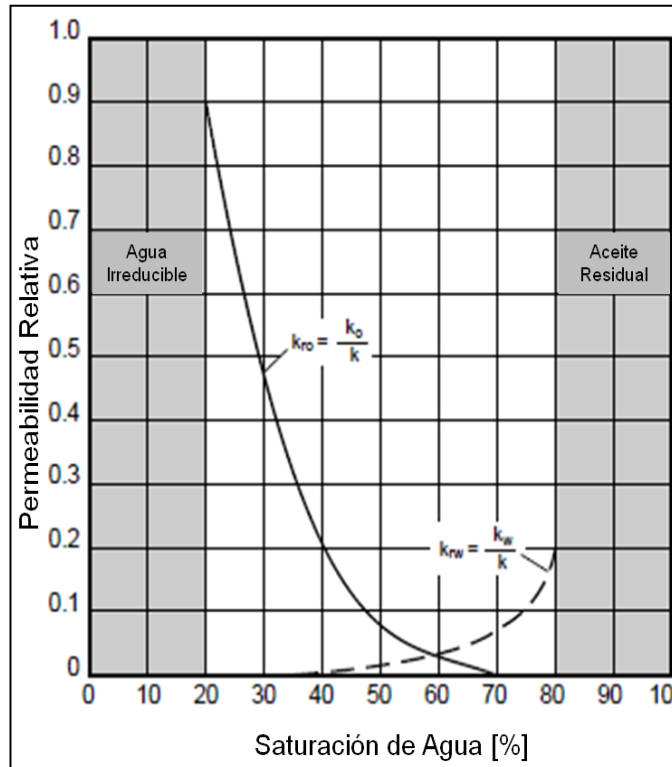
Los productos más comunes de las reacciones secundarias y terciarias de ácidos con los materiales de la formación son: Sílica hidratada, precipitados gelatinosos como el óxido férrico, Sulfuro de hierro y algunos fluorosilicatos precipitados en cristales individuales.

### **2.2.10. BLOQUEOS POR AGUA**

El agua puede generar bloqueos en las rocas de baja permeabilidad. Los bloqueos por agua son un caso especial de inconvenientes con la permeabilidad relativa debido a que el agua ocupa los espacios que los hidrocarburos empleaban típicamente para fluir hacia el pozo. Debido a las diferencias en movilidad y viscosidad, los hidrocarburos no son capaces de desplazar el agua. Los casos más severos de bloqueos por agua se observan en yacimientos de baja presión, formaciones de baja permeabilidad luego del contacto con fluidos que tengan una alta tensión interfacial.

Como se observa en la Figura 23, cuando ocurre un bloqueo por agua se puede observar que la permeabilidad relativa se reduce de manera drástica de 0.9 a 0,3 a saturaciones de agua de 20% y 35%, respectivamente.

**Figura 24.** Efecto de un Bloqueo por agua en la Permeabilidad Relativa.



**Fuente:** Modificado de Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

### **3. HERRAMIENTAS PARA EL DIAGNÓSTICO DE DAÑO DE FORMACIÓN**

Existen varias razones por las cuales se puede observar un decaimiento en la producción de fluidos de los pozos, a unas condiciones de operación estables y con los equipos de superficie y fondo funcionando correctamente. Por tal motivo, se requiere un análisis multidisciplinario que permita determinar la causa raíz de dicha pérdida de potencial de los pozos y conlleve diseñar trabajos de estimulación.

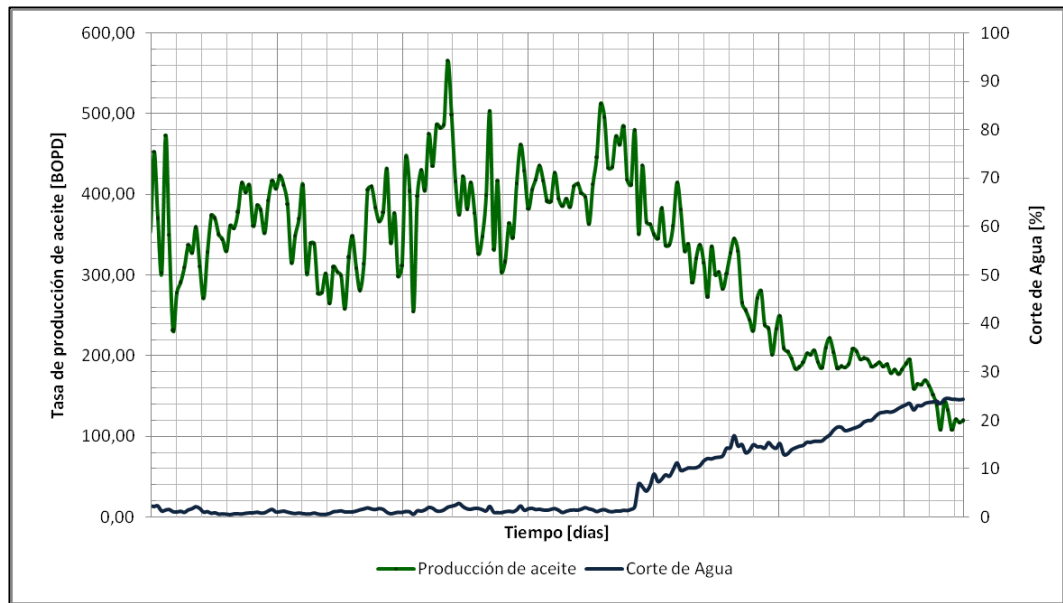
Es posible emplear diversas herramientas para el diagnóstico de daño a la formación tales como: interpretación de curvas de inyección y/o producción, recopilación de los eventos de intervención a pozo relevantes y los fluidos empleados en los mismos, la determinación cuantitativa del factor de daño (s) mediante pruebas de presión, análisis del índice de productividad de pozos productores, interpretación de perfiles de inyección en pozos inyectoros y pruebas de laboratorio.

#### **3.1. CURVAS DE INYECCIÓN/PRODUCCIÓN**

El comportamiento de las variables de producción e inyección de los pozos que pueden ser registradas durante las condiciones normales de operación, permite realizar un diagnóstico acerca de la posible existencia de daño en la formación y predecir los mecanismos responsables de reducción de la productividad o inyectividad de los pozos.

El objetivo de esta interpretación es observar los cambios de pendiente en gráficas de tasa de producción de aceite contra tiempo de los pozos, relacionando dichos cambios con las variaciones de las otras propiedades como el corte de agua (Figura 25), la Relación gas-aceite y las condiciones del sistema de levantamiento.

**Figura 25.** Relación curva de producción con corte de agua de un pozo.



**Fuente:** Autor.

En general, una declinación brusca de la producción de aceite o de fluidos es el mejor indicativo de daño de formación en un pozo productor. Particularmente, se atribuye la migración de finos o la precipitación de incrustaciones inorgánicas como mecanismos de daño de formación en un pozo de un yacimiento de areniscas, si la reducción de su productividad está asociada a un aumento de la producción de agua. Cuando la disminución del potencial del pozo no se relaciona con incrementos en %BSW se supone un daño de formación por precipitación de compuestos orgánicos como asfaltenos en la matriz crítica.

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

El índice de productividad (IP), que se define como la capacidad de entrega del pozo o su potencial para producir hidrocarburos a unas condiciones

establecidas. Generalmente se calcula de acuerdo a la ley de Darcy para flujo incompresible en estado continuo mediante la siguiente expresión:

$$IP = \frac{q_o [BOPD]}{\Delta P [psi]} = \frac{q_o}{P_e - P_w} \quad \text{Ecuación 5.}$$

Donde:  $P_e$  representa la presión de yacimiento,  $P_w$  la presión de fondo fluyendo del pozo y  $q_o$  la tasa de producción de aceite.

El índice de productividad puede calcularse con los datos de cada prueba de producción de los pozos y compararse con el índice de productividad en condiciones ideales, es decir, suponiendo un factor de daño ( $s$ ) igual a cero. El índice de productividad puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$IP_{ideal} = \frac{7,08 k_o h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}} \quad \text{Ecuación 6.}$$

Donde:  $k_o$  representa la permeabilidad efectiva al aceite (Darcy),  $r_e$  el radio de drenaje del pozo (pies),  $r_w$  el radio del pozo (pies),  $h$  el espesor de la formación (pies),  $\mu_o$  la viscosidad del aceite (cp) y  $B_o$  el factor volumétrico de formación del aceite.

Existe una expresión análoga para el índice de productividad en los pozos inyectoros, conocida como Índice de Inyectividad que establece la receptividad de la formación al agua de inyección a unas condiciones establecidas.

## **3.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL POZO**

Cada una de las operaciones típicas de los pozos (Perforación, Cementación, Completamiento, Producción, Estimulación, Técnicas de recuperación secundaria y terciaria) son fuentes potenciales de daño y existen diferentes mecanismos que pueden ser atribuidos a dichas operaciones de la historia de los pozos.

### **3.2.1. PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**

Los sólidos del lodo de perforación pueden llenar progresivamente el espacio poroso de la roca de yacimiento si son forzados a entrar en la zona productora. Al ser puesto el pozo en producción o inyección esas partículas pueden taponar y disminuir severamente la permeabilidad de la matriz crítica.

La invasión de la roca de formación por los sólidos del fluido de perforación se ve favorecida por:

- Poros de gran tamaño en la formación.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales en el yacimiento.
- Partículas sólidas de tamaño reducido en fluido de perforación.
- Baja tasa de perforación que pueda destruir la torta de lodo y por ende aumentar el tiempo de contacto del lodo con la formación.
- Tasas de perforación muy altas puedan generar erosión de la torta de lodo.
- Alta densidad del fluido de perforación causando altas presiones de sobrebalance.

- Con cada viaje de la broca, puede estarse raspando la torta de lodo y aumentando el tiempo de contacto entre el fluido y la formación.

La fase líquida de los fluidos de perforación también posee componentes que representan potenciales mecanismos de daño de formación. La severidad de este daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado, es así que aunque las areniscas limpias de alta permeabilidad experimentan mayor invasión que los yacimientos de baja permeabilidad, estos últimos presentan mayores inconvenientes con las incompatibilidades del filtrado con el agua de formación.

Los factores que incrementan la probabilidad de la invasión de filtrado en la formación son:

- Pobre diseño del fluido de perforación o procedimientos equivocados en la perforación.
- Alto sobre-balance.
- Tiempos de contacto de los fluidos con la formación.

La duración de los trabajos de cementación es corta comparada con la perforación, puesto que la invasión que alcanza a generar cualquier limpiador, espaciador o lechada de cemento es insignificante comparada a la invasión por el filtrado de lodo de perforación. Sin embargo, esto no implica que los filtrados de estos fluidos no generen invasión en la formación, especialmente cuando se presentan situaciones como:

- Pérdidas de cemento en sistemas de fracturas naturales pueden ser severos para el comportamiento del pozo, pues en la mayoría de las ocasiones la productividad se reduce al punto que para poner el pozo en

producción se hace necesario realizar fracturamiento hidráulico o re-perforación.

**Tabla 5.** Claves para el diagnóstico de daño de formación provocado en la perforación o completamiento del pozo.

<b>DAÑO INICIAL GENERADO POR PERFORACIÓN O COMPLETAMIENTO</b>	
<b>CONDICIÓN O TIPO DE DAÑO</b>	<b>CLAVES PARA EL DIAGNÓSTICO</b>
<b>Taponamiento en formaciones naturalmente fracturadas con lodo de perforación.</b>	• Altas pérdidas de circulación.
	• Producción intermitente en tasas bajas y moderadas.
	• Recuperación de lodo o partículas de lodo.
<b>Daño por partículas de fluidos de perforación y completamiento</b>	• Efecto skin obtenido a partir de una prueba PBU
	• Dificultad en la inyección
	• Emulsiones en los pozos de aceite
	• Pobre acondicionamiento del lodo previo a la cementación.
<b>Daño generado por el cañoneo</b>	• Efecto skin obtenido a partir de una prueba PBU
	• Incrustaciones en fondo de pozo
	• Depósitos de parafina y asfaltenos en fondo de pozo
	• Emulsiones en los pozos de aceite
<b>Taponamiento en formaciones naturalmente fracturadas con cemento.</b>	• Pobre respuesta del pozo luego del completamiento

**Fuente:** Modificado de Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

- El contacto del cemento con la salmuera de formación puede generar precipitación de incrustaciones en etapas tempranas de la vida del pozo.
- El valor de pH relativamente alto de la lechada de cemento puede generar desestabilización y migración de partículas de arcilla.

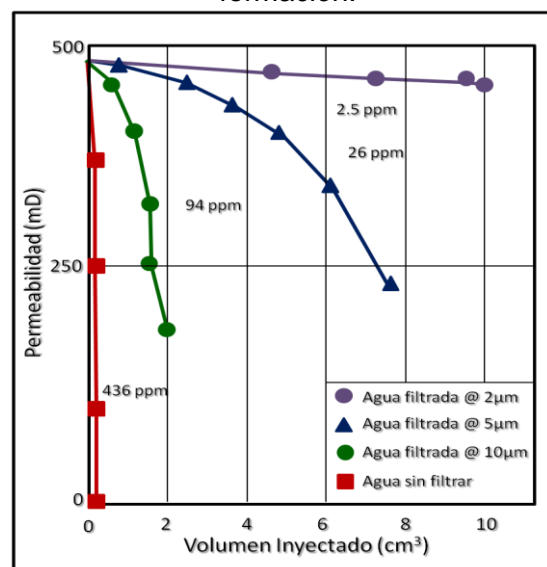
El análisis de la calidad de un trabajo de cañoneo se pasa por alto en la mayoría de las ocasiones. Sin embargo, este tipo de trabajos siempre genera un daño adicional sin importar si el cañoneo es desarrollado sobre-balance o bajo balance.

Algunos mecanismos de daño generado durante las operaciones de perforación y completamiento, y las claves para el diagnóstico se muestran en la Tabla 5.

### 3.2.2. WORKOVER

Los mecanismos de daño generados por los fluidos de workover y servicios a pozo son muy similares a los ocasionados por los fluidos de perforación. Para evitar el taponamiento de gargantas de poro o de sistemas de fracturas naturales, se ha demostrado la necesidad de emplear fluidos limpios filtrados. En la gráfica de la Figura 26, se observa la reducción aparente de la permeabilidad de

**Figura 26.** Efecto de la filtración de los fluidos en la permeabilidad de la formación.



**Fuente:** Modificado de Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

núcleos con la inyección de varios fluidos base agua filtrados y sin filtrar.

### **3.2.3. ESTIMULACIONES**

Aunque el objetivo de los tratamientos matriciales es eliminar el daño, un diagnóstico erróneo del mismo u operación inadecuada, puede causar daños mayores que los existentes.

#### **3.2.3.1. TRATAMIENTOS MATRICIALES**

Adicional a los procesos comunes de daño, el deterioro de la matriz crítica durante un tratamiento matricial puede desencadenarse debido a:

- Sludges producidos por la reacción entre ácidos y asfaltenos, especialmente en presencia de algunos surfactantes o de iones de hierro.
- Excesiva desconsolidación de la formación debida a la disolución de los minerales cementantes por el ácido
- Precipitación de los productos de reacciones primarias y secundarias.
- Disolución del material de relleno de los sistemas de fractura o empaquetamientos con grava.

#### **3.2.3.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

El daño de formación generado por el fracturamiento hidráulico puede ser de dos tipos diferentes: El daño provocado dentro del sistema de la fractura por el inadecuado rompimiento del fluido de fractura o el daño causado en la cara de

la fractura hacia la formación por excesivo leak-off, los cuales varían dependiendo de la permeabilidad de la formación.

La correcta selección de los fluidos de fractura así como las concentraciones de polímero y rompedores, son críticas para prevenir estos mecanismos de daño que causan severos inconvenientes en el comportamiento del pozo y en las características de la formación que no pueden ser tratados por medio de tratamientos matriciales convencionales.

### 3.2.4. PRODUCCIÓN DEL POZO

Los mecanismos de daño típicos que pueden presentarse durante la producción del pozo con sus respectivas claves de diagnóstico se detallan en la Tabla 6.

**Tabla 6.** Claves para el diagnóstico de daño de formación provocado durante la producción de un pozo.

<b>DAÑO GENERADO DURANTE LA PRODUCCIÓN</b>	
<b>Condición o mecanismo de daño</b>	<b>Claves para el diagnóstico</b>
<b>Migración de finos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto contenido de feldespatos y arcillas (Caolinita e Illita fibrosa)</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambios en la salinidad del fluido producido</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducciones esporádicas de la tasa de producción de fluidos</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasas variables en las pruebas de pozos</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Finos en los fluidos producidos</li> </ul>

<b>DAÑO GENERADO DURANTE LA PRODUCCIÓN</b>	
<b>Condición o mecanismo de daño</b>	<b>Claves para el diagnóstico</b>
<b>Pérdida de Inyectividad en los pozos inyectoros de agua</b>	• Reducción de la tasa de inyección
	• Mayores presiones de Inyección
	• Partículas del análisis de backflow
<b>Problemas de Mojabilidad</b>	• Uso de altas concentraciones de inhibidores de corrosión
	• Emulsiones y reducciones de la tasa de producción de fluidos y aumento de %BSW
<b>Bloqueos de Agua</b>	• Pozos de gas con pequeñas gargantas de poro y baja presión de formación.
	• Aumento de %BSW, sin mostrar sensibilidad al cambio de tasa.
<b>Hinchamiento de Arcillas</b>	• Alto contenido de Esmectita e illita.
	• Reducción de la permeabilidad.
	• Cambios en la salinidad del fluido producido.
<b>Precipitación de Parafinas</b>	• Efecto skin obtenido a partir de una prueba de presión.
	• El punto de nube del aceite está cerca a la temperatura de yacimiento.
	• Residuos de parafina en la tubería de producción.
<b>Asfaltenos</b>	• Presencia de masas negras y duras en los fluidos producidos.
<b>Bacterias</b>	• Presencia de colonias de bacterias en los fluidos de pozo.
	• Presencia de Corrosión por H <sub>2</sub> S en la tubería con evidencias de masas lamosas negras y

<b>DAÑO GENERADO DURANTE LA PRODUCCIÓN</b>	
<b>Condición o mecanismo de daño</b>	<b>Claves para el diagnóstico</b>
	olor a H <sub>2</sub> S.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de agua de inyección de baja calidad.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducciones de inyectividad en los pozos inyectoros.</li> </ul>
<b>Incrustación de carbonato de Calcio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pozos con altos drawdown.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de escamas en la tubería de producción.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pozos con salmueras de formación con alta tendencia incrustante.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escamas sin una forma cristalina determinada</li> </ul>
<b>Incrustación de Sulfato de Calcio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de escamas en la tubería de producción no solubles en HCl.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pozos con salmueras de formación con alta tendencia incrustante</li> </ul>

**Fuente:** Modificado de Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

### **3.2.5. INYECCIÓN DE AGUA**

Durante un proceso de inyección de agua se puede presentar daño de formación debido al hinchamiento y dispersión de las arcillas, por precipitación de incrustaciones debido a incompatibilidad entre el agua de formación y el agua de inyección, precipitación de componentes orgánicos del crudo por la reducción de la temperatura por ser un fluido de inyección frío, taponamiento de las gargantas de poro con sólidos y por la acción bacteriana.

Cuando el control biológico en el agua de inyección es ineficiente o no existe, las bacterias pueden crecer descontroladamente generando biomasas que pueden taponar los alrededores del pozo e inducir corrosión.

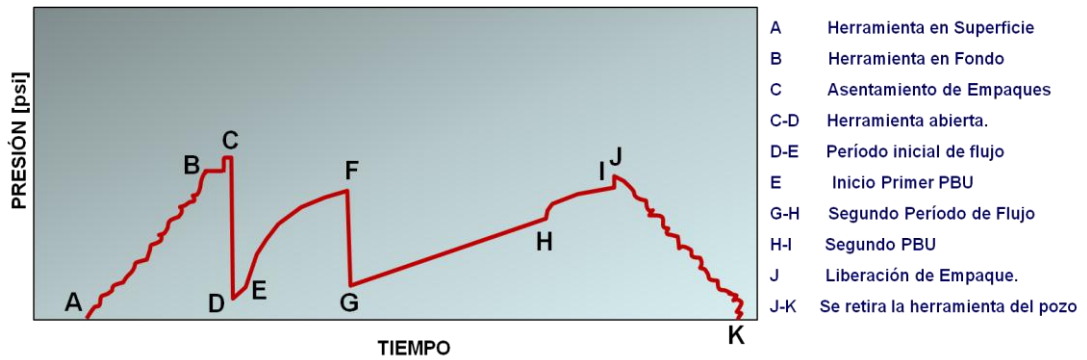
La inyección de agua en yacimientos con crudos parafínicos puede generar precipitados orgánicos debido a la reducción de temperatura que se induce en el yacimiento.

### **3.3. PRUEBAS DE PRESIÓN**

El análisis de las pruebas de presión es quizás la técnica de campo más efectiva para la detección del daño a la formación ya sea durante la perforación (DST) o en cualquier etapa de producción del pozo con pruebas de ascenso y caída de presión que se pueden usar para establecer la existencia de daño, mediante el cálculo del Factor de daño (Skin). La estimación del daño se puede hacer mediante el análisis de datos propuesto por Horner, o mediante análisis de curvas tipo planteado por Gringarten y Bourdet.

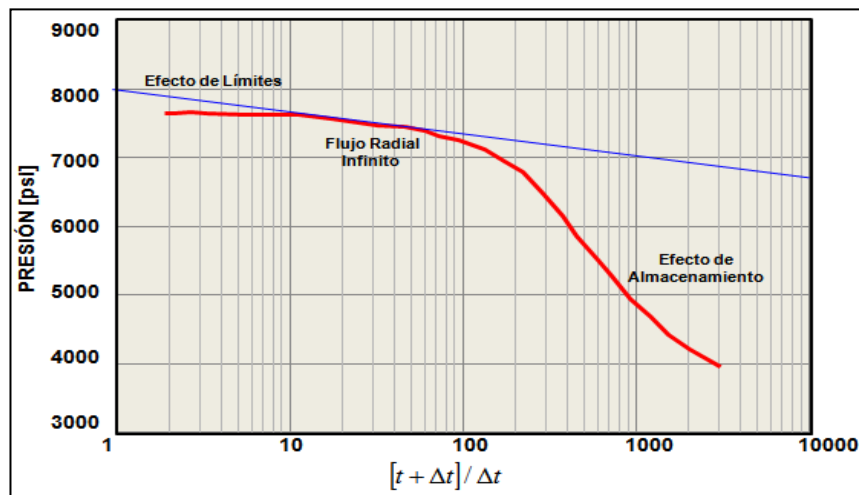
Una prueba DST (Drill Stem Test) se efectúa durante la perforación utilizando un completamiento temporal con una herramienta colocada en la sarta de perforación con el fin de aislar el intervalo de interés y permitir que los fluidos de la formación fluyan mientras se registra continuamente la presión. Las presiones que se registran durante los períodos de cierre son particularmente valiosas para estimar características de la formación tales como permeabilidad, capacidad (kh) y Factor de daño (s). En la Figura 27, se muestra una gráfica del comportamiento típico de la presión en una prueba DST.

**Figura 27.** Comportamiento Ideal Prueba Drill Steam Test (DST).



**Fuente:** Escobar, Freddy H. "Análisis Moderno de Presiones de Pozos". Universidad Surcolombiana. 2003.

**Figura 28.** Comportamiento Ideal Prueba PBU.



**Fuente:** Autor.

Este tipo de pruebas también es aplicable a los pozos inyectoros de agua, conocidas como Fall Off Test o pruebas de disipación de presión en pozos inyectoros.

En la Figura 28, se muestra una gráfica del comportamiento ideal de una prueba de ascenso de presión.

### 3.4. PERFILES DE INYECCIÓN

En un proyecto de inyección de agua, es deseable prevenir que queden atrás grandes cantidades de aceite sin drenar en el yacimiento luego de una prematura irrupción para lo cual se hace necesario, mediante registros ILT (Injection Logging Test), monitorear los perfiles de inyección y así tener conocimiento de las cantidades de agua recibidas por cada zona.

La Figura 29, muestra un perfil de inyección realizado para un pozo en campo Guando, del cual se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 7.

**Tabla 7.** Resultados ILT GUA-016.

UNIDAD	ORIFICIOS	INTERVALOS	Q Total	%Qi	P(psi)	T(°F)
ARIN-2	Cerrado	2775' - 2795'	0	0	2243.63	89.01
ARIN-3	FO	2850' - 2860'	2344.32	69%	2303.47	89.06
ARIN-3		2955' - 2975'				
ARIN-4	FO	3160' - 3190'	1163.27	31%	2359.47	89.1
ARIN-6		3342' - 3380'				

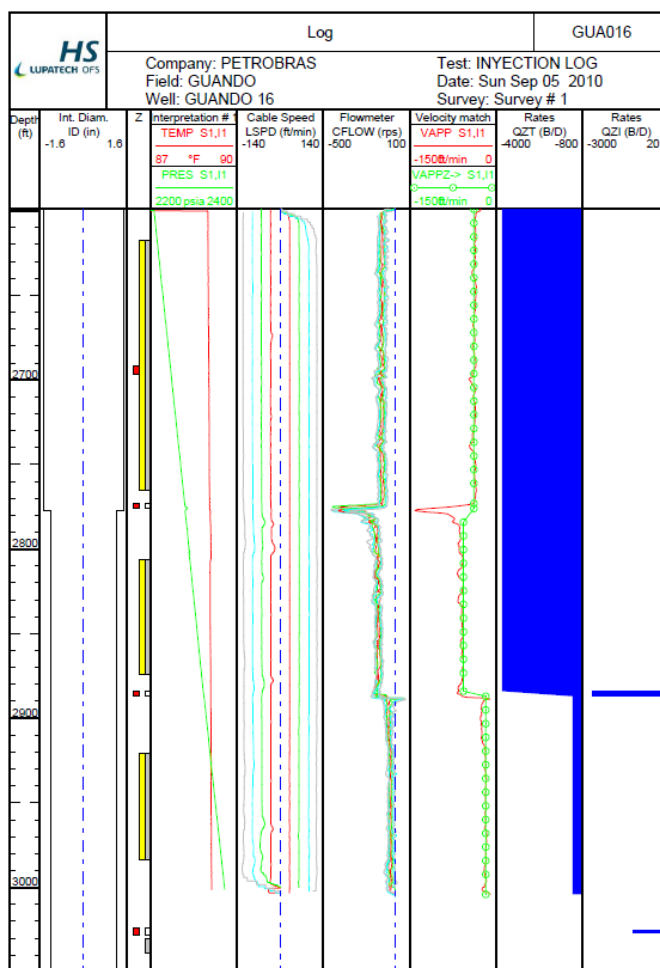
<b>TOTAL</b>	3507.6	100%
--------------	--------	------

**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

### 3.5. PRUEBAS DE LABORATORIO

Una manera de reproducir los fenómenos que han ocurrido a nivel de pozo, es realizar pruebas de laboratorio utilizando núcleos, fluidos del yacimiento bajo estudio y en algunos casos muestras del material de daño como incrustaciones inorgánicas o depósitos orgánicos recuperados de las sartas de producción durante las intervenciones a pozo.

**Figura 29.** Perfil de Inyección por Tubería GUA-016.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

Para el adecuado diseño de cualquier tratamiento de estimulación es necesario obtener información a partir de análisis de pruebas de laboratorio, de manera que se puedan identificar los mecanismos de daño y determinar las causas del mismo relacionadas con las características de la roca y fluido, así como también evaluar la compatibilidad de los fluidos de tratamiento con el yacimiento.

Para yacimientos de areniscas es indispensable contar con análisis petrográficos y pruebas de flujo a través de núcleos.

### 3.5.1. ANÁLISIS PETROGRÁFICOS

Los análisis petrográficos dan una visión de la forma como los minerales presentes y su ubicación en la roca respecto de la trayectoria de los fluidos, afectan el flujo a través de la formación.

El conocimiento de la petrografía (descripción y clasificación) de la roca de formación también es esencial para entender la respuesta a la inyección de fluidos de estimulación.

Las técnicas de petrografía incluyen análisis de secciones finas, difracción de rayos X, microscopía electrónica de barrido (SEM), entre otras.

#### 3.5.1.1. PETROGRAFÍA DE SECCIONES FINAS

El análisis de secciones finas es un método usado para estudiar la estructura de la roca y cuantificar los minerales. Mediante esta técnica se puede determinar mineralogía, tipos de porosidad, tamaño de grano, selección, contenido de arcillas y minerales cementantes.

Los núcleos son impregnados con una resina de color azul para llenar los poros interconectados. Una pequeña sección es cortada perpendicularmente al plano de sedimentación, pulida a un espesor de 30 micrones y puesta en un microscopio de luz polarizada. Las características de forma y tamaño se emplean para identificar los minerales por semejanza. La resina colorida evidencia los poros interconectados, mientras que los poros aislados se observan entre los cristales de los minerales.

**Figura 30.** Microfotografía de una sección delgada de carbonato.



**Fuente:** Thin Section. Wikipedia. The Free Encyclopedia.

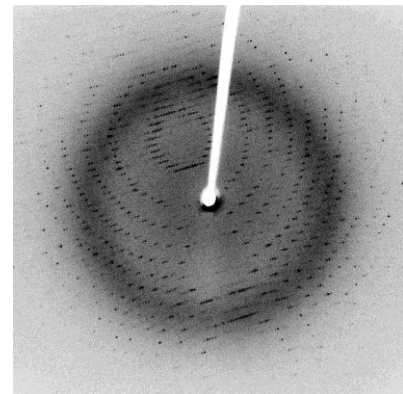
La ubicación de los minerales es importante puesto que al inyectar el fluido de tratamiento, sólo reaccionarán los minerales que tengan contacto con este.

### 3.5.1.2. DIFRACCIÓN DE RAYOS X

La difracción de rayos X (XRD) se utiliza para determinar la composición de la roca. Es una técnica analítica que observa, a través de materiales cristalinos, el patrón de dispersión de los rayos X, que está relacionado con su estructura atómica. Los patrones de XRD de los materiales a analizar son comparados con patrones conocidos para determinar la composición de sólidos.

Esta técnica es una manera muy precisa de determinar cualitativamente las cantidades de arcilla y feldespatos, así como algunas incrustaciones. Sin embargo, la precisión cuantitativa es relativamente baja y no se recomienda implementarla en pruebas de zanja, que pueden encontrarse contaminadas con fluidos de perforación.

**Figura 31.** Patrón de XRD de un material cristalino.



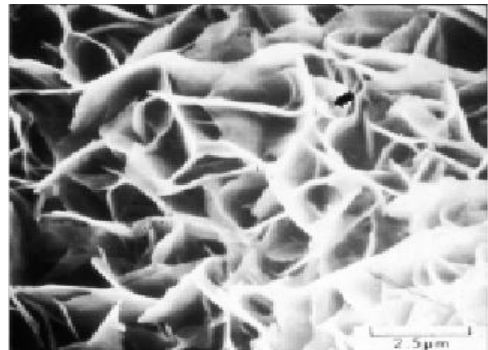
**Fuente:** X-ray scattering techniques. Wikipedia, the Free Encyclopedia.

### 3.5.1.3. MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO (SEM)

La microscopía electrónica de barrido (SEM) es otra forma analizar los sólidos que provee dos mayores ventajas respecto a la microscopía con luz: profundidad de enfoque y alta magnificación. Está diseñada para buscar directamente la superficie de los sólidos y es útil para identificar las arcillas que se encuentran delineando los poros, además de su morfología y tamaño.

Mediante esta técnica puede realizarse un análisis cuantitativo de los minerales en la roca pues los electrones se utilizan para generar una imagen reflejada de la muestra, son detectados en la superficie y enfocados con un imán.

**Figura 32.** Microfotografía SEM de una agregación de Clorita.



**Fuente:** Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". 3 ed. 2000.

### 3.5.2. ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE FORMACIÓN

El análisis del aceite y el agua producida pueden ayudar en la determinación de los tipos de daño que pueden presentarse.

#### 3.5.2.1. ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA

El análisis del agua producida puede emplearse para predecir la formación de incrustaciones inorgánicas, mediante la medición del contenido de iones tales como Sodio ( $\text{Na}^+$ ), Potasio ( $\text{K}^+$ ), Calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), Magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ), Bario ( $\text{Ba}^{2+}$ ), Cloruro ( $\text{Cl}^-$ ), Sulfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ), Carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ), Bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ), entre otros.

Existen diversas técnicas de laboratorio para determinar la tendencia incrustante del agua en función de parámetros como pH, temperatura, dureza, alcalinidad, entre las que se encuentran el Índice de estabilidad de Langelier, Índice de Estabilidad de Ryznar y el Índice de Incrustación de Puckorius.

El índice de estabilidad de Langelier (IEL), el más utilizado de estos métodos, fue formulado en 1934 a partir del concepto de equilibrio de una solución

acuosa de sales poco solubles y proporciona un indicativo de la tendencia incrustante o corrosiva del agua de producción o inyección<sup>6</sup>. Este índice se expresa matemáticamente como la diferencia entre el pH real del sistema y el pH de saturación en estado de equilibrio como lo muestra la ecuación (7):

$$IEL = pH_{medido} - pH_{saturación} \quad \text{Ecuación 7.}$$

- Si  $IEL > 0$ , el agua está sobresaturada y tiene tendencia a la precipitación de  $CaCO_3$ .
- Si  $IEL = 0$ , el agua está saturada (en equilibrio) con  $CaCO_3$ .
- Si  $IEL < 0$ , el agua está subsaturada y tiende a disolver  $CaCO_3$ .

El valor del pH de saturación depende a su vez de otros parámetros como la temperatura ( $T$ ), alcalinidad ( $TAC$ ), dureza ( $TH$ ) y el contenido total de sólidos de la solución ( $TDS$ ). La relación para obtener el pH de saturación se muestra en la ecuación 8.

$$pH_{saturación} = (9,3 + A + B) - (C + D) \quad \text{Ecuación 8.}$$

$$A = \frac{1}{10} (\log[TDS] - 1) \quad B = 34,55 - 13,12(\log T)$$

$$C = \log TH - 0,4 \quad D = \log[TAC]$$

En donde la alcalinidad, contenido de sólidos y dureza se da en  $mg/l$  y la temperatura en escala absoluta ( $K$ ).

---

<sup>6</sup> Stiff, Henry A. Jr.; Davis, Lawrence E. "A Method for Predicting the Tendency of Oil Field Waters To Deposit Calcium Carbonate". SPE 952213. 1952.

### 3.5.2.2. ANÁLISIS DEL CRUDO DE POZO

La cantidad de las fracciones de parafinas y asfaltenos y sus relaciones se emplean para evaluar la posibilidad de daño por precipitación de componentes orgánicos.

Para analizar el contenido de asfaltenos, inicialmente una muestra de fluido del pozo es centrifugada para la separación de las fases. Se emplea un solvente alifático de bajo peso molecular como el pentano para separar los asfaltenos de los maltenos hasta que todo el aceite haya sido removido del precipitado de asfaltenos, del cual se calcula un porcentaje en peso.

Para los análisis de contenido de parafina, la muestra separada de asfaltenos y mezclada vigorosamente con acetona es puesta en una centrífuga para activar la afinidad de las parafinas con la acetona y separar la fracción del aceite. El proceso se repite hasta provocar la precipitación de las parafinas manteniendo temperaturas inferiores a 32 °F [0°C]. Posteriormente, el precipitado de parafina es secado para remover los residuos de acetona y en base a la composición total del aceite producido por el análisis, es determinado el porcentaje de parafina del crudo.

Las relaciones entre las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos del crudo han permitido la introducción de algunos conceptos que indican la tendencia de precipitación de los componentes orgánicos de un crudo a partir de los valores obtenidos en los análisis SARA. Los índices de estabilidad coloidal más empleados se obtienen mediante las relaciones de las ecuaciones 9 y 10.

$$IIC_1 = \frac{\text{Saturados} + \text{Asfaltenos}}{\text{Resinas} + \text{Aromáticos}} \quad \text{Ecuación 9.}$$

$$IIC_2 = \frac{\text{Resinas}}{\text{Asfaltenos}} \quad \text{Ecuación 10.}$$

El principio de estas relaciones es el poder de dispersión de los maltenos, es decir, si la cantidad de resinas presentes en el crudo previenen la aglomeración y precipitación de los asfaltenos. De acuerdo a los resultados puede predecirse:

- Si  $IIC_1 \geq 0,9$ , existirá tendencia a la precipitación de asfaltenos.
- Si  $IIC_2 \leq 2,5$ , implica que la fracción de resinas es insuficiente para garantizar una dispersión efectiva de la fracción de asfaltenos.

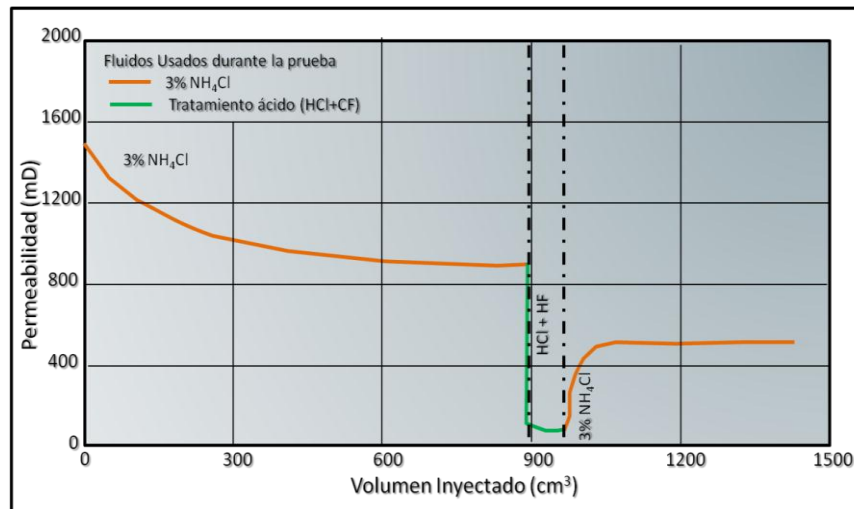
### **3.5.3. PRUEBAS DE FLUJO A TRAVÉS DE NÚCLEOS**

Las pruebas de flujo a través de núcleos son utilizadas para determinar el efecto en la formación de los fluidos de tratamiento, a condiciones de tratamiento del pozo, así como también la sensibilidad de la formación al agua. La estructura de la roca y la posición de cada mineral en relación a los canales de flujo pueden favorecer la ocurrencia de reacciones adversas en las operaciones de estimulación matricial.

Los núcleos de formación, normalmente de 1" de diámetro y 12" de largo, deben limpiarse con soluciones acuosas de alcoholes o éteres para remover trazas de aceite y asegurar la limpieza de la muestra. Las tasas de inyección oscilan entre 0,2 y 1 ml/min y la presión puede llegar hasta 1500 psi.

La permeabilidad es calculada en función de parámetros como la viscosidad del fluido, dimensiones del núcleo y tasas de flujo, con base a los cambios de presión.

**Figura 33.** Prueba de Flujo a través de un núcleo de areniscas.



**Fuente:** Modificado de Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Schlumberger. 2001.

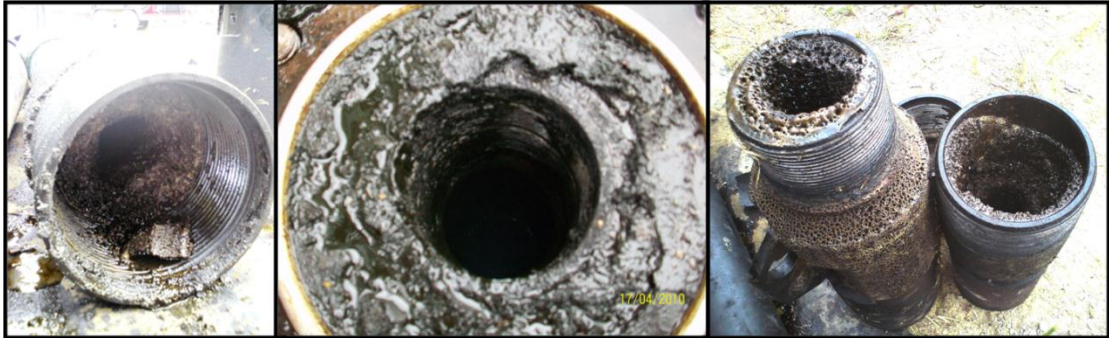
La Figura 33, muestra un ejemplo de una prueba a través de un núcleo a través de un núcleo de areniscas, en la cual puede observarse el efecto adverso del tratamiento ácido al contacto con la formación en una gráfica de permeabilidad en función de los volúmenes porosos inyectados, lo cual implica una posible desestabilización de arcillas o precipitación de productos de las reacciones secundarias y terciarias.

#### **3.5.4. ANÁLISIS DE MUESTRAS SÓLIDAS RECUPERADAS DE LOS POZOS**

Costras sólidas y depósitos encontrados en las tuberías (Figura 34) de los diversos completamientos de los pozos pueden ser herramientas útiles para la determinación del tipo de daño de formación.

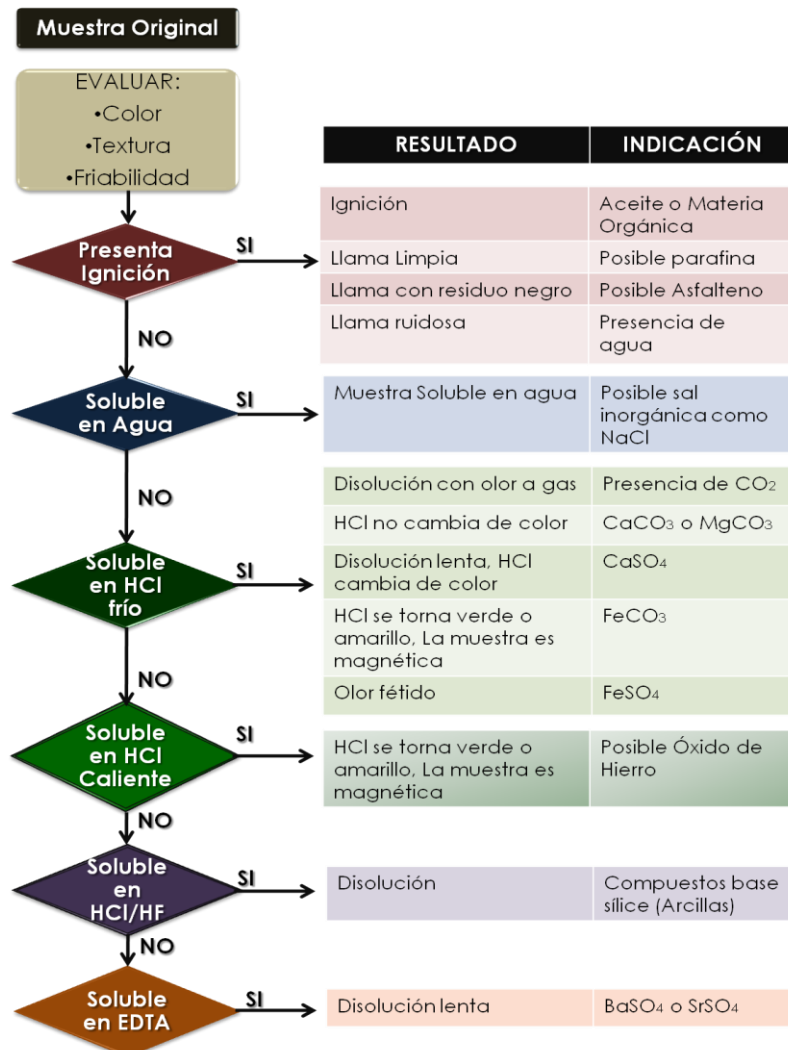
Un método rápido de laboratorio para la caracterización de muestras sólidas (Figura 35), mediante el cual se puede determinar los posibles mecanismos de daño en la formación.

**Figura 34.** Fotografías de residuos encontrados en pozos de Campo Guando.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

**Figura 35.** Metodología de evaluación de muestras sólidas en laboratorio.



**Fuente:** Modificado de Jaramillo P., Oscar J. "Manual de Fracturamiento Hidráulico y Estimulación Matricial". 2010.

## 4. ESTIMULACIÓN DE POZOS

Los trabajos de estimulación pretenden remediar o mejorar la conexión natural del pozo con la formación para incrementar la capacidad de entrega de los fluidos y así mantener una tasa de la recuperación de los hidrocarburos in situ mayor o igual. Los tratamientos de estimulación de pozos comprenden dos técnicas principales: Fracturamiento hidráulico y Estimulación matricial.

La ingeniería de estimulación se enfoca en un ciclo continuo, el cual comienza con el diagnóstico y diseño de tratamientos de estimulación y continúa con las fases de ejecución y evaluación, mediante las cuales se determinan estrategias de mejoramiento para próximas estimulaciones, como se observa gráficamente en la Figura 36.

**Figura 36.** Dinámica de la Ingeniería de estimulación



Fuente: Autor.

### 4.1. SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN

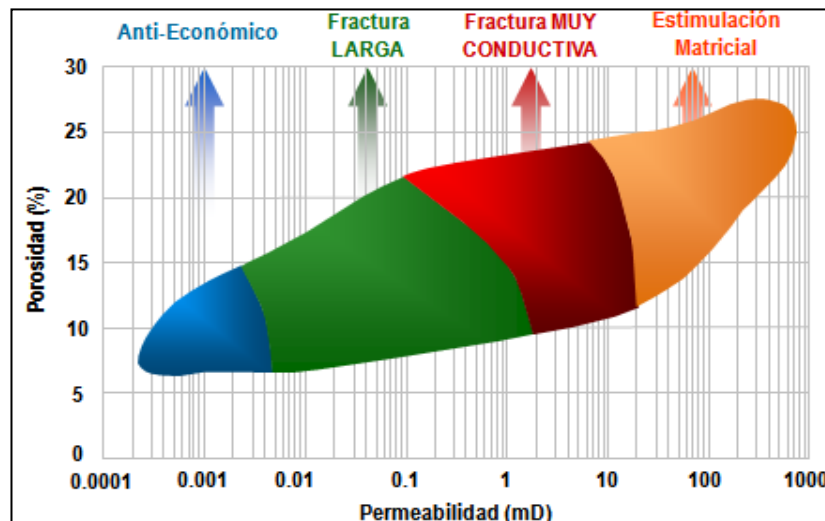
La selección de la técnica para la estimulación de pozos se fundamenta en diferentes criterios dentro de los cuales está la productividad deseada, litología, compatibilidad de los fluidos, condiciones mecánicas del pozo y logística de la operación. Sin embargo, la meta de productividad del pozo y la magnitud del

daño de formación define en la gran mayoría de las ocasiones el diseño de estimulación.

Probablemente desde el punto de vista económico la estimulación matricial es preferible al fracturamiento hidráulico de un yacimiento de areniscas puesto que se puede ofrecer una relación costo-beneficio más alta, para ciertos casos en los que se predice una reducción del daño (skin) en un 90%.<sup>7</sup> No obstante, las experiencias de campo evidencian que un fracturamiento hidráulico permite obtener valores del factor de daño menores a cero ( $s < 0$ ), mientras que mediante un tratamiento matricial el máximo beneficio se obtiene con un factor de daño igual a cero ( $s = 0$ ).

En términos de las características petrofísicas de la formación, la estimulación matricial es preferible al fracturamiento hidráulico cuando este pueda resultar en una excesiva producción de agua o un inadecuado drenaje de los fluidos de yacimiento, como puede ocurrir en yacimientos de alta permeabilidad.

**Figura 37.** Relación Porosidad-Permeabilidad para el diseño de estimulación de pozos.



**Fuente:** Modificado de Ficetti, S. "Introduction to Matrix Stimulation - Matrix Stimulation Training". Schlumberger. 2010

<sup>7</sup> Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

Por otro lado, como puede observarse en la Figura 37, yacimientos de areniscas con permeabilidades inferiores a 10 mD y sin presencia de sistemas de fracturas naturales se caracterizan por baja inyectividad por lo tanto no es recomendable la estimulación matricial y debe diseñarse un fracturamiento hidráulico teniendo en cuenta la característica de la fractura deseada de acuerdo con la relación porosidad-permeabilidad.

## **4.2. ESTIMULACIÓN MATRICIAL**

El objetivo global de la estimulación matricial es incrementar la productividad o inyectividad de un pozo mediante el bombeo de fluidos a presiones por debajo de la presión de fractura. Pueden obtenerse mejoras sustanciales en la producción con una estimulación matricial, si los tratamientos son diseñados de manera apropiada.

Particularmente, el objetivo de la estimulación matricial en areniscas es restaurar la permeabilidad natural; es decir, obtener una mayor eficiencia de flujo de la formación en la zona productora removiendo el daño. En carbonatos, el objetivo es crear un sistema de flujo altamente conductivo, que sobrepase el daño y genere una tasa de producción mayor a la que se obtiene con la formación no dañada.

### **4.2.1. ESTIMULACIONES ÁCIDAS EN ARENISCAS**

Las areniscas son rocas con un alto contenido de cuarzo y minerales como aluminosilicatos, óxidos metálicos, sulfatos, cloruros, carbonatos y material silíceo no cristalino.

Las estimulaciones ácidas en areniscas tienen por objeto disolver los mecanismos de daño de formación de manera que pueda mejorarse el flujo de

fluidos a través de la formación hacia el pozo productor o la inyectividad de un pozo inyector de agua.

#### 4.2.1.1. REACCIONES QUÍMICAS EN UNA ESTIMULACIÓN ÁCIDA

Las reacciones perjudiciales que pueden ocurrir con el contacto de los fluidos con la formación incluyen la desconsolidación y colapso de la matriz, la liberación de finos o la formación de precipitados. Los productos de estas reacciones que comúnmente se presentan en formaciones de areniscas se resumen en la Tabla 8.

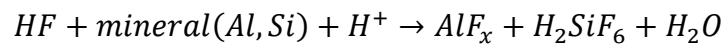
**Tabla 8.** Posibles precipitados comunes en la estimulación ácida de areniscas.

Precipitado	Origen
<b>Fluoruro de Calcio (CaF<sub>2</sub>)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reacción entre carbonatos y HF.</li> </ul>
<b>Sílica amorfa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reacciones secundarias y terciarias de la disolución de arcillas y silicatos en HF.</li> </ul>
<b>Fluorosilicatos de sodio y potasio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reacciones primarias entre feldespatos e illita con HF.</li> <li>• Reacciones secundarias y terciarias con salmueras de sodio o potasio.</li> </ul>
<b>Fluoroaluminatos de sodio y potasio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reacciones primarias entre silico-aluminatos con HF.</li> <li>• Reacciones secundarias y terciarias con salmueras de sodio o potasio o con la formación.</li> </ul>
<b>Hidróxidos y fluoruros de Aluminio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reacciones primarias entre feldespatos y arcillas con HF.</li> </ul>
<b>Compuestos de Hierro</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reacciones de minerales u óxidos de hierro con HCl o HF.</li> </ul>

**Fuente:** Modificado de Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Schlumberger. 2001.

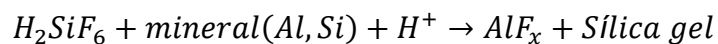
Cuando el fluido es inyectado, el frente de reacción se desplaza radialmente a través de la formación disolviendo todos los minerales solubles hasta que el ácido del tratamiento principal, sea consumido. La amplitud de este frente de reacción depende de los minerales de la formación y de la temperatura del yacimiento en el punto de contacto entre el fluido y la roca.

Las **reacciones primarias** ocurren principalmente en la región cercana a la cara de pozo, en donde el ácido fluorhídrico (HF) es consumido por las partículas de daño. Estas reacciones describen el efecto del ácido con las partículas de daño sin reaccionar con los minerales de la formación así:



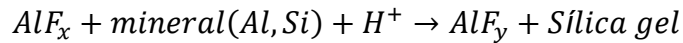
La presencia de calcio ( $Ca^{++}$ ) causará la precipitación de fluoruro de Calcio  $CaF_2$  y los iones Sodio  $Na^+$  y potasio  $K^+$  pueden formar álcali-fluorosilicatos cuando los minerales de la matriz o salmueras de sodio y potasio reaccionan con el ácido hexafluorosilícico producto de esta reacción. Los componentes fluosilicatos y fluoaluminatos se forman comúnmente en la etapa inicial de la reacción, por lo que una alta concentración de HF en relación a la mezcla mejora la reacción.

Las **reacciones secundarias** describen la acción del ácido hexafluorosilícico, producto de la reacción primaria y la roca así:



Esta reacción se debe básicamente a que la afinidad del flúor con el aluminio es mayor que con el silicio. Cuando el ácido fluorhídrico inicial está a punto de ser consumido ocurre la precipitación de Sílica Gel  $Si(OH)_4$ .

Las **reacciones terciarias** son reacciones entre los fluoruros de aluminio y los aluminosilicatos.



Esta reacción se debe a la alta estabilidad de  $AlF_y$  respecto a  $AlF_x$ , que lleva a una reducción continua de la relación  $F/Al$  mientras se consume el ácido fluorhídrico  $HF$ . El efecto de este tipo de reacciones es insignificante a temperaturas por debajo de los 194 °F [90 °C].

**Otras reacciones** en las que la precipitación se debe a la formación de hidróxido férrico coloidal cuando el ácido se consume. Las fuentes de iones hierro  $Fe^{3+}$  incluyen algunos minerales (Arcillas clorita y glauconita) y óxido de la tubería (óxido de hierro).

#### **4.2.1.2. SELECCIÓN DE FLUIDOS PARA UN TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA**

A partir del diseño apropiado de tratamientos, pueden obtenerse resultados muy favorables en la producción o inyección de los pozos. Típicamente, los tratamientos ácidos matriciales están compuestos de trenes o secuencias con diferentes etapas de inyección, los cuales incluyen un preflujo, tratamiento principal y un desplazamiento. Cuando el intervalo a tratar es de gran longitud o desea tratarse una zona heterogénea con varios intervalos abiertos, los volúmenes a inyectar se dividen en 2 o más trenes con las mismas etapas separados por etapas divergentes.

La selección de fluidos de tratamiento se realiza típicamente en base a la litología, mineralogía, mecanismos de daño y condiciones del pozo. Cada fluido o mezcla de fluidos tiene un propósito determinado en la ejecución de la estimulación.

Todos los fluidos seleccionados para cada una de las etapas deben ser sometidos a pruebas de compatibilidad con los fluidos del pozo antes de realizar la estimulación ya que los productos de las reacciones pueden precipitarse como un mecanismo de daño adicional en el pozo.

→ **Fluidos de Preflujo**

Todas aquellas etapas de fluidos bombeadas inmediatamente antes del tratamiento principal a fin de preparar la formación para el contacto con éste, son conocidas como preflujos.

Los objetivos de esta primera etapa de la estimulación son:

- Desplazar salmueras de la formación, que usualmente contienen iones de  $K^+$ ,  $Na^+$  o  $Ca^{2+}$ , lejos del pozo para evitar la precipitación de algunos productos de las reacciones adversas.
- Disolver la mayor cantidad de material calcáreo posible, con el fin de minimizar la precipitación de Fluoruro de Calcio ( $CaF_2$ ).

Debido a las heterogeneidades, es muy poco probable que todo el material calcáreo sea removido. Sin embargo, se ha demostrado que reducir el contenido de calcita a valores por debajo del 6% es suficiente para prevenir la precipitación luego de la reacción con ácido fluorhídrico.

En algunos casos, deben usarse solventes hidrocarburos como diesel y xileno para remover las películas de aceite, depósitos de parafina u otros compuestos pesados, y así el tratamiento principal pueda contactar la superficie de las partículas directamente evitando la reacción del ácido con partículas de asfalteno del crudo y la consiguiente formación de precipitados de sludge.

Los solventes mutuales pueden adicionarse a los preflujos para limpiar el aceite de la región cercana a la pared del pozo y favorecer la tendencia de mojabilidad al agua en esta zona, previo al contacto con los ácidos.

Una técnica emergente es emplear una salmuera de cloruro de Amonio ( $NH_4Cl$ ) como preflujo adicional para desplazar el agua de formación lejos de la pared del pozo. Los iones de  $NH_4^+$  se intercambian con los iones alcalinos ( $Na^+$ ,  $K^+$  o  $Ca^{2+}$ ) en las partículas de arcilla, evitando así el contacto de estos iones con el

ácido Fluorhídrico. Debido a que los iones alcalinos presentes en la formación aumentan luego de la utilización de ciertas salmueras como fluidos de completamiento y Workover, existe la necesidad de asegurarse que un volumen suficiente de preflujos diluya y remueva esas especies iónicas, antes de la inyección del sistema ácido principal.

**Tabla 9.** Pautas para la selección de los fluidos de Preflujos o Tratamientos ácidos.

Mineralogía [%]			Permeabilidad [mD]	Concentración de Ácido
Ceolitas	Clorita y Glauconita	Limos y Arcillas		
>2%	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	10% Ácido Acético
≤2%	>6%	Cualquiera	Cualquiera	10% Ácido Acético
≤2%	3%-6%	>10% limo o >10% Arcillas	Cualquiera	5% HCl + 5% Ácido Acético
≤2%	3%-6%	<10% limo y <10% Arcillas	Cualquiera	7.5% HCl + 5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	>100 mD	10% HCl + 5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	>100 mD	15% HCl + 5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	20 mD - 100 mD	7.5% HCl + 5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	20 mD - 100 mD	10% HCl + 5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	≤20 mD	5% HCl + 5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	≤20 mD	7.5% HCl + 5% Ácido Acético
0%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	>100 mD	10% HCl
0%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	>100 mD	15% HCl
0%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	20 mD - 100 mD	7.5% HCl
0%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	20 mD - 100 mD	10% HCl
0%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	≤20 mD	5% HCl
0%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	≤20 mD	7.5% HCl

**Fuente:** Modificado de Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Schlumberger. 2001.

De acuerdo a la permeabilidad y mineralogía de la formación, existe una guía de selección de los fluidos de preflujo ácido diseñada con base al análisis de las reacciones químicas en una estimulación ácida y experiencias de campo. La Tabla 9 muestra las recomendaciones para la selección de los fluidos de preflujo ácido.

→ **Tratamiento Principal**

El fluido principal en un tratamiento ácido en areniscas es usado para la remoción del daño. Comúnmente, para la remoción de arcillas es una mezcla entre ácido fluorhídrico (HF) y ácido Clorhídrico (HCl), ó ácidos orgánicos y ácido Clorhídrico (HCl) para la remoción de incrustaciones.

El ácido fluorhídrico es empleado porque es el único común y económico capaz de disolver minerales silíceos. El ácido fluorhídrico se obtiene a partir de la disolución de bifluoruro de amonio en ácido clorhídrico.

El HF se mezcla con HCl o ácidos orgánicos para mantener el pH bajo del fluido mientras ocurren las reacciones primarias y así prevenir los precipitados perjudiciales.

La mayoría de ácidos de tratamiento principal generan rápidamente una compleja mezcla de componentes a causa de la altísima área superficial de los sedimentos y arcillas, lo cual tiene una importante influencia en la penetración del ácido.

Los minerales de la familia de las Ceolitas son sensibles a los ácidos fuertes y producen precipitados gelatinosos cuando reaccionan con el HCl. Los minerales del grupo clorita y la glauconita muestran igualmente sensibilidad al contacto con ácidos inorgánicos fuertes debido a su contenido de hierro. Por lo tanto, en formaciones con alto contenido de Ceolitas, Clorita y Glauconita se emplean mezclas de HF con ácidos orgánicos débiles como el ácido acético.

El ácido fluorhídrico no debe aplicarse en formaciones de areniscas con alto contenido de carbonatos puesto que el riesgo de la formación de precipitados de fluoruro de calcio es alto. Por esta razón, debe bombearse un preflujo adicional con suficiente cantidad de ácido clorhídrico que reaccione con el contenido calcáreo en la matriz crítica de la formación. De acuerdo a estudios realizados, el contenido máximo aceptado para el uso de ácido fluorhídrico como tratamiento principal es 20% de calcita y dolomita.<sup>8</sup>

La sensibilidad de las areniscas depende de la permeabilidad de la formación ya que ésta es a su vez función del tamaño de poro y por lo tanto las formaciones de baja permeabilidad son más sensibles que las de alta permeabilidad para una mineralogía dada.

La relación HCl:HF y las concentraciones son seleccionadas con el fin de prevenir la formación de algunos precipitados de daño. La Tabla 10, permite en base a criterios de mineralogía y permeabilidad de una formación con contenido calcáreo menor a 20%, definir las concentraciones y tipos de ácido en la etapa de tratamiento principal.

**Tabla 10.** Pautas para la selección de los fluidos de Tratamiento ácidos.

Mineralogía [%]			Permeabilidad [mD]	Concentración de Ácido
Ceolitas	Clorita y Glauconita	Limos y Arcillas		
≤2%	3%-6%	>10% limo y >10% Arcillas	>20 mD	9% HCl + 1% HF +5% Ácido Acético
≤2%	3%-6%	>10% limo o >10% Arcillas	>20 mD	9% HCl + 1.5% HF +5% Ácido Acético
≤2%	3%-6%	<10% limo y <10% Arcillas	>20 mD	8% HCl + 2% HF +5% Ácido Acético
≤2%	3%-6%	>10% limo y >10% Arcillas	≤20 mD	4.5% HCl + 0.5% HF +5% Ácido Acético
≤2%	3%-6%	>10% limo o >10% Arcillas	≤20 mD	6% HCl + 1% HF +5% Ácido Acético
≤2%	3%-6%	<10% limo y <10% Arcillas	≤20 mD	6% HCl + 1.5% HF +5% Ácido Acético

<sup>8</sup> Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Schlumberger. 2001.

Ceolitas	Mineralogía [%]		Permeabilidad [mD]	Concentración de Ácido
	Clorita y Glauconita	Limos y Arcillas		
0% - 2%	≤3%	>10% limo y >10% Arcillas	>100 mD	13.5% HCl + 1.5% HF +5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	>100 mD	12% HCl + 2% HF +5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	>100 mD	12% HCl + 3% HF +5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	>10% limo y >10% Arcillas	20 mD -100 mD	9% HCl + 1% HF +5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	20 mD -100 mD	9% HCl + 1.5% HF +5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	20 mD -100 mD	8% HCl + 2% HF +5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	>10% limo y >10% Arcillas	≤20 mD	4.5% HCl + 0.5% HF +5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	≤20 mD	6% HCl + 1% HF +5% Ácido Acético
0% - 2%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	≤20 mD	6% HCl + 1.5% HF +5% Ácido Acético
0%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	>100 mD	13.5% HCl + 1.5% HF
0%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	>100 mD	12% HCl + 2% HF
0%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	>100 mD	12% HCl + 3% HF
0%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	20 mD -100 mD	9% HCl + 1% HF
0%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	20 mD -100 mD	9% HCl + 1.5% HF
0%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	20 mD -100 mD	8% HCl + 2% HF
0%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	≤20 mD	4.5% HCl + 0.5% HF
0%	≤3%	>10% limo o >10% Arcillas	≤20 mD	6% HCl + 1% HF
0%	≤3%	<10% limo y <10% Arcillas	≤20 mD	6% HCl + 1.5% HF

Fuente: Modificado de Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Schlumberger. 2001.

→ **Desplazamiento**

Las funciones del fluido de desplazamiento básicamente son las siguientes:

- Desplazar el ácido del tratamiento principal que no fue consumido hacia la formación.
- Desplazar los productos de la reacción del tratamiento principal lejos de la matriz crítica.
- Eliminar o prevenir los cambios de mojabilidad o permeabilidad relativa ocasionados por algunos componentes de fluidos como inhibidores de corrosión.

Cuando se emplea HF en una formación con arcillas, feldespatos y micas, la sílica siempre se precipita por lo cual se hace necesario que el volumen total mínimo del desplazamiento provea al menos 3 ft de penetración radial para desplazar los problemas potenciales lejos de la matriz crítica donde ocurre la mayor caída de presión. Volúmenes cercanos a dos veces la etapa del tratamiento principal son considerados como el límite inferior para desplazar un tratamiento de estimulación matricial ácida.

Entre los desplazamientos típicos para tratamientos de estimulación ácida matricial se encuentran:

- Solución acuosa con Cloruro de Amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ) de 3 - 8%.
- Solución ácida con Ácido Clorhídrico (HCl) de 3 – 10%.
- Crudo tratado para pozos productores de Aceite
- Nitrógeno para pozos productores de gas

Si va a emplearse salmuera como fluido de desplazamiento, siempre que sea posible, debe verificarse que la concentración sea similar a la del agua connata para evitar incompatibilidades.

En algunos casos, como los pozos inyectoros y pozos en formaciones con alta temperatura (Mayor o igual a 200°F), conviene realizar sobredesplazamientos,

es decir bombear grandes volúmenes de fluido de desplazamiento, para llevar los precipitados de sílica amorfa lejos de la zona cercana a la cara de pozo.

→ **Divergentes**

La no-uniformidad del daño y la heterogeneidad vertical en las zonas propuestas para estimulación conllevan a remociones poco efectivas del daño y por ende a pérdidas económicas en la mayoría de los casos. Por esta razón, deben emplearse técnicas de divergencia mecánica y química para controlar la distribución del tratamiento en las zonas de interés.

Entre los divergentes más conocidos se encuentran partículas (4 a 60 mm), soluciones viscosas y espumas.

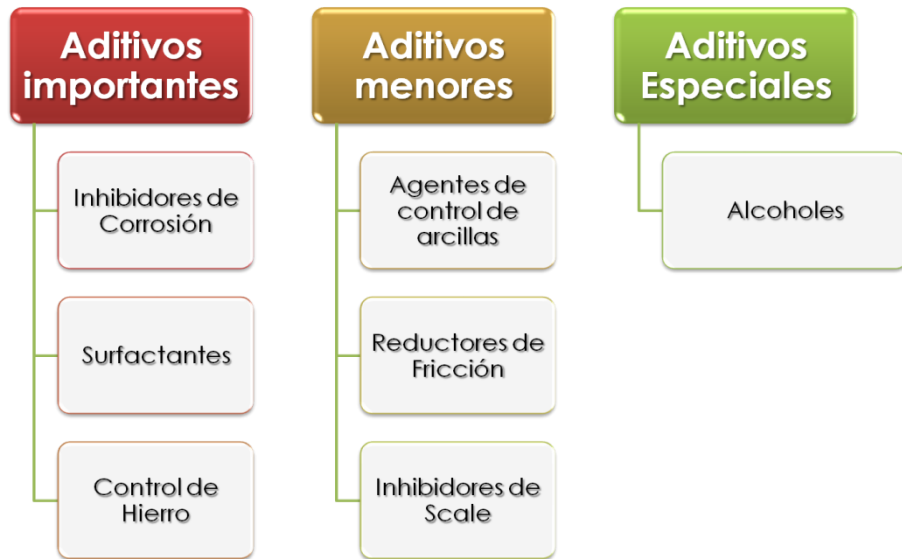
Todos estos tipos de divergentes pueden ser inyectados continuamente o dentro de las etapas de inyección en segmentos discretos.

#### **4.2.1.3. ADITIVOS EN ESTIMULACIONES ÁCIDAS**

Aunque se realice una adecuada selección del fluido de tratamiento, la efectividad puede verse comprometida si no se emplean los aditivos apropiados. Los aditivos son empleados para prevenir la excesiva corrosión, la precipitación de incrustaciones, formación de emulsiones, estabilizar arcillas, dispersar parafinas y asfaltenos, permitiendo una distribución uniforme de los fluidos, una mejor limpieza y evitando la precipitación de los productos de la reacción.

La mezcla de aditivos debe realizarse cuidadosamente, ya que pueden generarse incompatibilidades entre estos. Los aditivos más comunes empleados en tratamientos ácidos matriciales se pueden observar en la figura 38.

**Figura 38.** Aditivos empleados en los fluidos de estimulación



Fuente: Autor.

→ **Inhibidores de Corrosión**

La función de estos inhibidores es reducir la corrosión de las sartas de tubería de los pozos provocada por el contacto con los ácidos. Para ello, se absorben en la superficie de tuberías para formar una película protectora que reduzca la velocidad de la reacción entre los ácidos y el acero, y así el inhibidor de corrosión a emplear con los ácidos depende del metal de la tubería, la temperatura del sistema y los fluidos del tratamiento seleccionados.

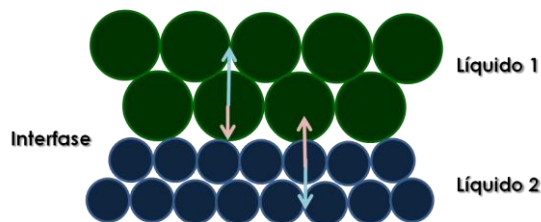
→ **Surfactantes**

Los surfactantes, o agente de superficie activa, son compuestos químicos que contienen grupos solubles tanto en agua como en aceite con la capacidad de alterar sus propiedades interfaciales. Son empleados en las estimulaciones ácidas para reducir la tensión interfacial, reducir fuerzas capilares, controlar la

mojabilidad, prevenir o romper emulsiones y bloqueos por agua, y dispersar o suspender finos.

Cuando un surfactante es agregado a una mezcla de dos fases inmiscibles, se adsorbe directamente en la interface (Figura 39), de manera que los grupos hidrofílicos se orientaran a la fase acuosa y los grupos hidrofóbicos hacia la fase de hidrocarburo. Estas interacciones son mucho más fuertes y reducen la tensión interfacial entre el agua y el hidrocarburo líquido.

**Figura 39.** Efecto de Tensión Interfacial entre dos fluidos.



**Fuente:** Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

De acuerdo a la naturaleza iónica de sus grupos hidrofílicos, los surfactantes pueden clasificarse como aniónicos, catiónicos, no-iónicos y anfotéricos. . La mayoría de los tratamientos matriciales contienen mezclas de surfactantes aniónicos y no-iónicos.

Los surfactantes aniónicos (Sulfatos, Sulfonatos, Fosfatos y Fosfonatos) son usados como agentes no-emulsificantes, retardantes y limpiadores; y los surfactantes no-iónicos (Óxidos de Amina, Alcano-aminas condensadas y Polímeros de óxidos de etileno y propileno,) como agentes demulsificantes y espumantes.

→ **Solventes Mutuales**

Los solventes mutuales son agentes no-iónicos solubles en aceite, ácido, agua fresca y salmueras. Los más eficientes son glicol-éteres que se obtienen como productos de la reacción de alcoholes con óxido de etileno.

En tratamientos ácidos, donde se hace necesario el uso de inhibidores de corrosión, los cuales en su mayoría mojan por aceite, es conveniente usar un solvente mutual en el preflujo y en el mismo tratamiento.

→ **Agentes de control de hierro**

En los tratamientos matriciales se requiere un adecuado control de hierro para evitar la posible reducción de permeabilidad por precipitación de compuestos de hierro como el hidróxido de hierro, durante una estimulación ácida. Las fuentes de hierro incluyen productos de la corrosión, restos de incrustaciones o minerales con contenido de hierro.

El control de hierro durante los tratamientos ácidos debe tener en cuenta:

- Remoción del hierro presente en la tubería antes del tratamiento, mediante una limpieza de tubería (Pickling).
- Uso de equipo y líneas de superficie en buen estado y sin evidencia de corrosión.
- Uso de aditivos químicos apropiados para el control.
- Uso de inhibidores de corrosión efectivos.

Durante un tratamiento ácido matricial, el hierro puede existir como los cationes  $\text{Fe}^{2+}$  (Iones Ferrosos) o  $\text{Fe}^{3+}$  (Iones Férricos) y su precipitación es básicamente función del pH de la solución. Los iones de  $\text{Fe}^{3+}$  comienzan a precipitarse mientras el ácido es consumido y se alcanza un pH de 2.2 aproximadamente. Sin embargo, la precipitación de los iones  $\text{Fe}^{2+}$  ocurre sólo cuando el pH es

superior a 7.7, de manera que los problemas ocasionados por estos iones son poco comunes teniendo en cuenta que normalmente se alcanza un máximo pH de 5.2.

Existen dos tipos de aditivos químicos empleados en la estabilización de los iones de hierro durante una estimulación matricial ácida: Agentes quelantes y agentes reductores.

Los agentes quelantes se asocian con los iones  $\text{Fe}^{2+}$  y  $\text{Fe}^{3+}$  para formar compuestos solubles, dentro de los cuales se incluyen ácido cítrico, ácido acético, EDTA (Ácido etilendiaminotetraacético) y NTA (Ácido nitrilotriacético). Los agentes reductores, como el ácido Eritórbico, reducen los iones  $\text{Fe}^{3+}$  a iones  $\text{Fe}^{2+}$  para prevenir la precipitación.

→ **Agentes de Control de Arcillas**

El daño de formación por arcillas puede resultar debido a la migración de las partículas o al hinchamiento de las mismas al contacto con soluciones acuosas, como se mencionó anteriormente.

El objetivo de estos aditivos es realizar una neutralización de cargas que disminuya la capacidad de intercambio iónico de las arcillas, reduciendo su susceptibilidad al hinchamiento. Salmueras de Cloruro de Potasio (KCl) o Cloruro de Amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ) así como también polímeros de amina cuaternaria son utilizados típicamente como métodos de control por su bajo costo y disponibilidad.

Las aminas policuaternarias son polímeros orgánicos que se adsorben fuertemente en la superficie de las arcillas debido a la atracción electrostática, lo cual favorece la neutralización iónica. Otra característica importante de estos compuestos es que favorecen la preferencia de mojabilidad al aceite en la superficie de las arcillas y por ende minimizan la adsorción de agua.

→ **Inhibidores de Incrustaciones**

El uso de inhibidores de incrustaciones ataca los sitios de nucleación y la adherencia de los cristales a diferentes superficies. La inhibición puede realizarse inyectando un tratamiento continuamente a los fluidos de inyección y producción o desplazarlo hacia la formación en la etapa final de una estimulación ácida matricial. Cuando el tratamiento se desplaza, el inhibidor es absorbido por la formación o se precipita como partículas muy dispersas y de baja solubilidad en los espacios porosos.

→ **Alcoholes**

Algunos alcoholes tales como el metanol e isopropanol son empleados en algunos ácidos u otros fluidos acuosos para reducir la tensión interfacial, incrementar la presión de vapor y mejorar la limpieza, por lo cual son empleados para el tratamiento de daños de formación por bloqueos de agua.

Sin embargo, existen algunas desventajas relacionadas al uso de alcoholes en sistemas de estimulación ácidos tales como alto costo, puntos de relampagueo bajos, alta corrosividad e incompatibilidad con las reacciones ácidas.

**4.2.1.4. CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y SELECCIÓN DE SECUENCIA DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA**

Generalmente, el tipo de daño y las características fisicoquímicas del tratamiento principal seleccionado definen la secuencia base de los sistemas ácidos empleados para cada tratamiento. De ser necesaria, la divergencia química debe ajustarse a las características de la formación y a los fluidos de la secuencia base del tratamiento.

El programa de trabajo en una estimulación ácida matricial incluye además de la secuencia de estimulación, una etapa preliminar de limpieza de tubería.

→ **Limpieza de Tubería (Pickling)**

La tubería, a menos que sea nueva, presenta escamas, óxido y otros desechos producto del manejo, instalación y producción; de esta forma, los ácidos y solventes bombeados en los tratamientos conducirían los desechos directo a la formación.

La limpieza de tubería o “Pickling” tiene como propósitos remover óxidos de hierro, óxido y escamas, evitando que estos sean desplazados a la formación, y disolver películas aceitosas que pueden taponar el equipo de fondo y los intervalos cañoneados.

Generalmente, se utilizan soluciones acuosas ácidas de HCl al 7.5%, desplazándolas por todo el interior de la tubería y retornando a superficie todo el volumen bombeado junto con los desechos encontrados, según sean las condiciones de circulación del pozo.

→ **Secuencia de Estimulación**

La secuencia base consta de tres etapas principales: Preflujo, Tratamiento Principal y desplazamiento. Cuando es necesario emplear alguna técnica de divergencia química, se considera el volumen de divergente como una etapa adicional entre las dos fases de la secuencia base del tratamiento matricial, como se observa en la Figura 40.

**Figura 40.** Secuencia Típica de Una Estimulación Ácida



Fuente: Autor.

La clave para una exitosa secuencia de estimulación es mantener la compatibilidad con los fluidos y los minerales de la formación minimizando los volúmenes de fluido a inyectar.

La Tabla 11, muestra la secuencia y los fluidos que típicamente se emplean en un tratamiento ácido matricial.

**Tabla 11.** Características de las Etapas en una secuencia de Estimulación.

No.	Etapa	Justificación de la etapa	Composición de la Etapa	Volúmenes requeridos en la etapa
1	Preflujo Orgánico	Evitar la formación de sludge	Solvente Aromático	Alcanzar 3 ft de desplazamiento radial
2	Salmuera Cloruro de Amonio (NH <sub>4</sub> Cl)	Evitar la depositación de incrustaciones	Cloruro de Amonio (NH <sub>4</sub> Cl) del 3%-8% dependiendo de la salinidad del agua	Alcanzar 3 ft de desplazamiento radial

No.	Etapa	Justificación de la etapa	Composición de la Etapa	Volúmenes requeridos en la etapa
3	Ácido Acético	Presencia de compuestos de hierro, clorita y ceolitas en la formación	3% - 10% de Ácido Acético	Dependiendo del contenido de CaCO <sub>3</sub>
4	Ácido Clorhídrico (HCl)	Presencia de minerales solubles en HCl (CaCO <sub>3</sub> )	3% - 15% de HCl, dependiendo de la mineralogía	Dependiendo de la solubilidad de HF en HCl
5	Ácido Fluorhídrico (HF)	Remoción de arcillas y otros finos	3% - 15% de HCl con 0.5% - 3% de HF, dependiendo de la mineralogía	75-100 gal/ft
6	Desplazamiento	Favorecer el consumo de ácido y desplazar el ácido consumido lejos de la matriz crítica	Cloruro de Amonio (NH <sub>4</sub> Cl) del 3%-8% o Ácido Clorhídrico del 3%-5%.	Alcanzar 5 ft de desplazamiento radial o dos veces el volumen de tratamiento principal
7	Divergencia	Mejoramiento de la inyektividad a través del intervalo	Agentes viscosos, espumas, partículas dependiendo de la formación y los fluidos de tratamiento.	

**Fuente:** Modificado de Economides, M; Nolte, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger. Editorial Wiley. 2000.

#### 4.2.2. ESTIMULACIONES ORGÁNICAS

La productividad de los pozos se ve afectada muchas veces por depósitos orgánicos, ya que estos pueden generar graves obstrucciones al flujo en el sistema poroso de la formación e incluso en la tubería de producción.

Los tratamientos de tipo orgánico son realizados en base de solventes aromáticos o alifáticos y funcionan como agentes de limpieza en la región cercana a la cara de la formación, atacando los problemas relacionados con las fuerzas capilares de la formación como bloqueos de agua, emulsiones o alteración de la mojabilidad. En este tipo de estimulaciones, los fluidos utilizados son generalmente soluciones oleosas u acuosas con alcoholes o solventes mutuales, surfactantes y otros aditivos afines.

Los solventes mutuales son más efectivos que la mayoría de agentes activadores de superficie en el control de la mojabilidad, previniendo emulsiones y reduciendo el taponamiento por partículas.

#### **4.2.2.1. DISEÑO DE UN TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA**

Las características del crudo producido, definen los fluidos de tratamiento principal a utilizar. Típicamente, la concentración de los fluidos de tratamiento para estimulación orgánica matricial se define mediante pruebas de solubilidad, compatibilidad y detergencia entre los fluidos.

Los crudos con alto índice de inestabilidad coloidal, que tienen potencial para la precipitación de componentes asfálticos y ceras del petróleo, deben ser tenidos en cuenta ya que este tipo de depósitos son insolubles en solventes orgánicos de cadena lineal tales como keroseno, gasolina, diesel, y ligeramente solubles en solventes aromáticos como el tolueno o xileno. En estos casos, las estimulaciones se diseñan utilizando el solvente de Stoddard conocido como Varsol.

##### **→ Fluidos de Preflujo y Desplazamiento**

La secuencia típica o tren de estimulación orgánica en pozos productores incluye una etapa principal con un solvente o mezcla de solventes orgánicos, una etapa inicial (preflujo) y una etapa de desplazamiento.

Los fluidos de preflujo y desplazamiento para pozos productores de aceite son típicamente crudos tratados con surfactantes y solventes mutuales adecuados.

### 4.2.3. CÁLCULOS RECOMENDADOS

Los requerimientos de diseño, la logística de la operación y los requerimientos de salud ocupacional en las operaciones de estimulación matricial sugieren la realización de cálculos de presión y tasas de inyección máximas, así como los volúmenes de fluido a inyectar.

Los tratamientos matriciales están definidos como el bombeo de fluidos a una presión por debajo de la presión de fractura y de esta manera, el ácido pueda remover el daño de formación.

#### → Presiones de Bombeo

Las presiones máximas de bombeo para cada fluido son fundamentales pues representan la presión máxima a la cual en cualquier momento durante la estimulación pueden ser bombeados los fluidos sin fracturar la formación. Una manera sencilla de calcular la tasa máxima de inyección  $q_{max}$ , sin fracturar la formación en bbls/min es mediante la ecuación 11.

$$q_{max} = \frac{4.917 * 10^{-6} k_o H ((g_f * H) - \Delta P_{seg} - P_e)}{\mu_o B_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)} \quad \text{Ecuación 11.}$$

Donde:  $k_o$  representa la permeabilidad efectiva al aceite (Darcy),  $r_e$  el radio de drenaje del pozo (pies),  $r_w$  el radio del pozo (pies),  $g_f$  es el gradiente de fractura (psi/ft),  $H$  la profundidad de la formación al punto medio de las perforaciones (pies),  $\mu_o$  la viscosidad del aceite (cp),  $B_o$  el factor volumétrico de formación del aceite,  $\Delta P_{seg}$  un factor de seguridad de la presión (típicamente igual a 200 psi),  $s$  el factor de daño y  $P_e$  la presión de yacimiento (psi).

Sin embargo, el correcto análisis de pruebas de inyectividad o Step Rate Test preliminares a los trabajos de estimulación, no sólo proveerá un indicativo de la efectividad inmediata del tratamiento sino también se obtendrá el valor de la presión máxima a la cual se debe bombear cualquier fluido a la formación, tanto en fondo de pozo como en superficie teniendo en cuenta la presión hidrostática y las pérdidas por fricción.

A partir de las propiedades del intervalo a estimular, como se observa en la Tabla 12, puede calcularse la presión de fractura de la formación mediante la Ecuación 12.

$$P_{frac} = G_{frac} * PMP(TVD) \quad \text{Ecuación 12.}$$

**Tabla 12.** Propiedades de un intervalo para tratamiento matricial.

PROPIEDADES DEL INTERVALO	INTERVALOS	
	INTERVALO A	INTERVALO B
Tope del Intervalo [ft]	2580	2650
Base del Intervalo [ft]	2590	2660
Intervalo neto [ft]	10	10
Porosidad (Fracción)	12,0%	17,0%
Permeabilidad [mD]	30	30
Díámetro del Hueco [in]	8,5	8,5
PMP (MD) <sup>9</sup> [ft]	2585	2655
PMP (TVD) <sup>10</sup> [ft]	2319	2387
Gradiente de Fractura [psi/ft]	<b>0,8</b>	<b>0,72</b>
Presión de Fractura (psi)	<b>1855</b>	<b>1719</b>

**Fuente:** Autor.

Con la ecuación 13, suponiendo que cada etapa va a ocupar indistintamente la capacidad de la tubería, puede calcularse la presión hidrostática de una

<sup>9</sup> PMP (MD) Profundidad medida al punto medio de perforaciones

<sup>10</sup> PMP (TVD) Profundidad vertical real del punto medio de perforaciones

columna de un fluido de tratamiento cualquiera con densidad ( $\rho$ ) en libras por galón (ppg), desde superficie hasta el punto medio de las perforaciones en el intervalo de interés.

$$P_{\text{hid}} = 0,052 * \rho * PMP(TVD) \quad \text{Ecuación 13.}$$

La máxima presión de bombeo en superficie para cada etapa en psi (Tabla 13), sin tener en cuenta las pérdidas por fricción en la tubería, es calculada mediante la Ecuación 14.

$$P_{\text{max}} = P_{\text{frac}} - P_{\text{hid}} \quad \text{Ecuación 14.}$$

**Tabla 13.** Cálculo de la máxima presión en superficie para una estimulación matricial.

FLUIDO	INTERVALO A		
	Densidad [ppg]	Phidrostática [psi]	Máx Presión en superficie [psi]
FLUIDO1	7,3304	884	971
FLUIDO2	8,63821	1042	814
FLUIDO3	9,54618	1151	<b>704</b>
FLUIDO4	8,9131	1075	780
FLUIDO5	8,5799	1035	821

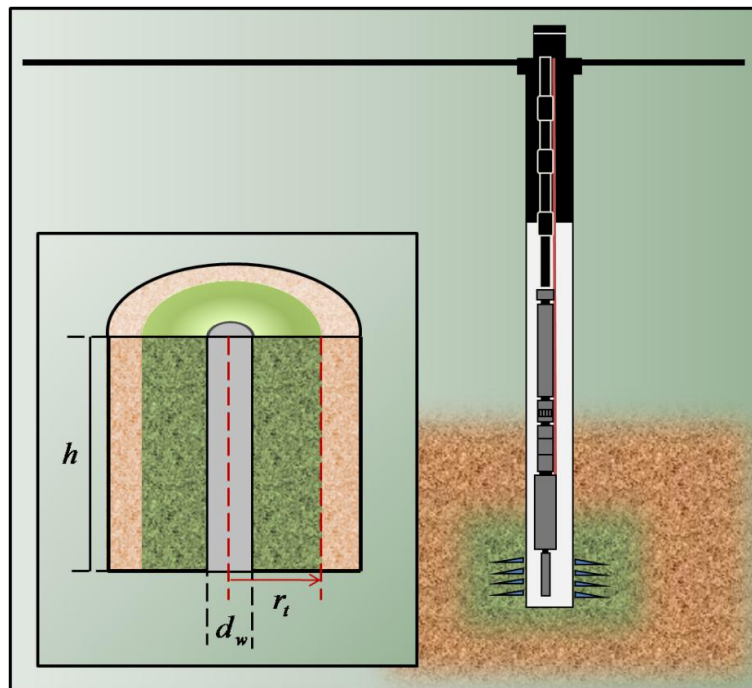
**Fuente:** Autor.

El menor valor de presión máxima de bombeo en superficie entre todas las etapas del tratamiento matricial, representa el punto crítico o valor límite de presión, por encima del cuál puede fracturarse la formación durante la estimulación. Suponiendo una secuencia de bombeo como la de la tabla 13, en ningún momento durante el tratamiento debe superarse la presión de 704 psi.

→ **Volúmenes de fluido de tratamiento a bombear**

Suponiendo que un tratamiento matricial fluye a través de una formación (Figura 41), con un frente uniforme y estable, mediante desplazamiento radial tipo pistón, con la ecuación 15 se puede estimar el volumen requerido ( $V_p$ ) en barriles,

**Figura 41.** Bombeo de fluidos de estimulación matricial en un pozo.



**Fuente:** Autor.

para llevar un fluido de tratamiento en el medio poroso ( $\phi$ ) a una distancia ( $r_t$ ) de la cara de pozo ( $r_w$ ), a través de un intervalo abierto de espesor ( $h$ ).

$$V_p = \frac{\pi\phi h}{5,615} \left[ \left( \frac{d_w}{24} + r_t \right)^2 - \left( \frac{d_w}{24} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 15.}$$

Para el pozo A1 (Tabla 14), se muestra el cálculo de los volúmenes necesarios para la estimulación, de manera que el frente de reacción se desplace radialmente hasta una distancia de 3 ft a partir de la cara de pozo para preflujo y desplazamiento y 4 ft para el tratamiento principal.

**Tabla 14.** Cálculo de volúmenes de fluido para una estimulación matricial.

<b>POZO A1 - INTERVALO A</b>				
	<b>Parámetros</b>			
	<b>Tope del Intervalo [ft]</b>	2.650		
	<b>Base del Intervalo [ft]</b>	2.675		
	<b>Intervalo neto [ft]</b>	25		
	<b>Porosidad [Fracción]</b>	12,0%		
	<b>Diámetro del Huevo [in]</b>	8,5		
<b>PARÁMETROS</b>	<b>FLUIDO 1</b>	<b>FLUIDO 2</b>	<b>FLUIDO 3</b>	<b>FLUIDO 4</b>
	<b>PREFLUJO</b>		<b>TRATAMIENTO PRINCIPAL</b>	<b>DESPLAZAMIENTO</b>
<b>Radio de Tratamiento [ft]</b>	3	3	4	3
<b>Volumen [bbls]</b>	18,7	18,7	31,6	18,7
<b>Volumen [gal]</b>	31,4	31,4	53,1	31,4
<b>Tratamiento [gal/ft]</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>1328</b>	<b>784</b>

Fuente: Autor.

#### **4.2.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO CON EL YACIMIENTO**

##### **4.2.4.1. PRUEBAS DE SOLUBILIDAD**

Las pruebas de solubilidad se emplean para determinar la cantidad en peso de cualquier material que será disuelto por un solvente dado.

La solubilidad de una muestra de roca en un solvente particular depende de la mineralogía de la roca. Esta técnica solamente se emplea si no existe ningún otro tipo de información disponible debido a que el contenido mineral puede

estar sesgado por una variedad de factores. La estructura física de la roca es destruida cuando se tritura la muestra, de manera que todos los minerales se ponen en contacto con el solvente durante la prueba. Sin embargo, la solubilidad efectiva puede ser completamente diferente al realizar un tratamiento en campo debido a la posición de los minerales respecto a los canales de flujo a través de los cuales el solvente inyectado fluye.

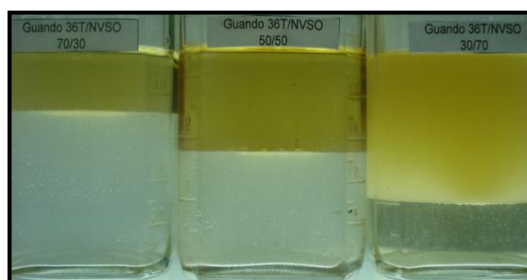
Las pruebas de solubilidad también se realizan para determinar si un aditivo en particular es soluble en el fluido del tratamiento o en el fluido transportador. De esta forma se evalúa la eficiencia del aditivo en relación con el fluido de tratamiento ya que, de no ser soluble, puede generar reacciones adversas que representan mecanismos de daño de formación.

Para la realización de la prueba se preparan 100 ml de salmuera o de la solución ácida y se agrega el aditivo en las concentraciones que se desean probar. Se realiza agitación hasta obtener una mezcla homogénea y se observa periódicamente durante un tiempo de dos horas.

#### 4.2.4.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

El término de “compatibilidad” entre aditivos usados en un tratamiento de estimulación, está relacionado con la posible reacción química entre los productos usados, la cual generalmente va acompañada con la formación de precipitados.

**Figura 42.** Prueba de Compatibilidad de agua de Inyección con un fluido de Tratamiento.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

Los aditivos deben agregarse en las concentraciones a las cuales se usarán en el tratamiento a una solución de 100 ml, la muestra debe homogeneizarse y observar durante dos horas si ocurre la formación de precipitados o productos gelatinosos, a las condiciones de temperatura de fondo. Si existe incompatibilidad entre los productos, debe evitarse la mezcla de los mismos.

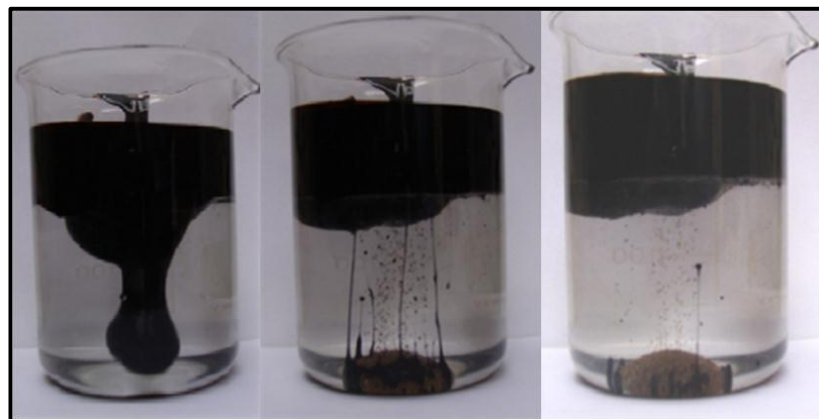
#### 4.2.4.3. PRUEBAS DE DETERGENCIA

Las pruebas de detergencia se emplean para determinar la capacidad de limpieza (detergencia) de los surfactantes y la concentración adecuada a emplear en el tratamiento.

Se prepara una mezcla de disolventes (Varsol y xileno) y el tensoactivo a las concentraciones de interés y se agita vigorosamente hasta obtener una mezcla homogénea. Posteriormente, se agregan 10 gr de finos de arena limpia de formación, arena Ottawa 20/40 o arena de río y se espera durante 30 minutos.

Se observa el grado de limpieza de la arena a medida que transcurre un tiempo máximo de una hora. Si el surfactante tiene una buena detergencia, la arena debe quedar limpia de crudo, como se muestra en la Figura 43.

**Figura 43.** Prueba de Detergencia de un solvente.



**Fuente:** Quintana, Javier E. "Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozos del Campo Yarigui – Cantagallo". Tesis de Grado. 2008.

#### **4.2.5. EVALUACIÓN DE UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL**

La evaluación de cualquier estimulación matricial es una parte fundamental ya que puede determinarse la efectividad del tratamiento en la formación. Las mediciones de presión y tasa de inyección de los fluidos en una estimulación deben ser idealmente tomadas en fondo de pozo. Sin embargo, en la mayoría de los casos no es posible recurrir a sistemas de medición en fondo debido a las características de los fluidos de tratamiento y por ende estos parámetros deben ser medidos a condiciones de superficie.

Existen diferentes técnicas para analizar el resultado de la estimulación, algunas de las cuales pueden aplicarse durante el tratamiento o en el período post-tratamiento.

Algunos autores diseñaron diferentes metodologías para evaluar la efectividad de un tratamiento matricial mediante el monitoreo y análisis de las variables operacionales (Presión y tasa de Inyección) en tiempo real, tales como Paccaloni (1979), Prouvost y Economides (1987) y Behenna (1994).

La evaluación de la estimulación post-tratamiento incluye básicamente diagnósticos de respuesta al tratamiento, análisis de laboratorio para los retornos y trazadores radioactivos.

Los diagnósticos de respuesta al tratamiento deben tener en cuenta que los resultados pueden verse afectados de diferentes formas tales como variaciones en la tasa de producción, reducción de la tasa de declinación, entre otras. Si los análisis se basaran únicamente en la tasa de producción de aceite del pozo, estarían sujetos a errores y a sobreestimaciones de la efectividad del tratamiento. Por tal razón, es necesario considerar el efecto total de la estimulación como una función del tiempo.

Si puede establecerse una tendencia de producción clara para el pozo, mediante técnicas numéricas puede calcularse el volumen total de hidrocarburos como producción incremental debidos a la realización de la

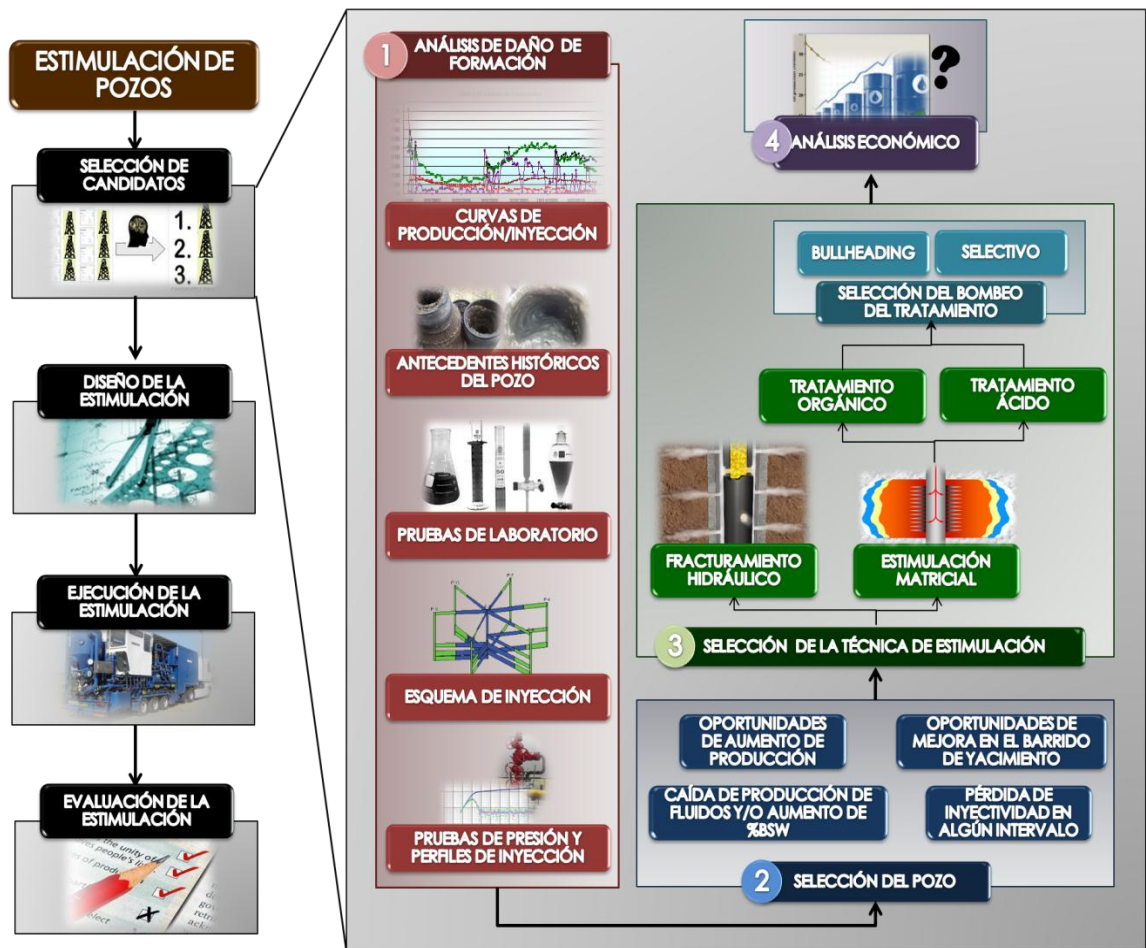
estimulación. Esos barriles de aceite adicionales, se calculan como la diferencia entre los barriles producidos acumulados y los barriles obtenidos del pozo si el trabajo de estimulación no se hubiese realizado, teniendo en cuenta la producción diferida por el cierre de producción del pozo durante el trabajo.

Por otro lado, como se mencionó en el capítulo 3, el análisis del índice de productividad y de la curva de IPR, muestran el efecto real en la capacidad de flujo de la formación, de manera que si el tratamiento fue efectivo se presentará un aumento del índice de productividad del pozo.

## 5. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN

La metodología diseñada para la selección de pozos candidatos a estimulación comprende 4 etapas principales mediante las cuales se puede establecer la necesidad u oportunidad de obtener incrementos de la productividad o inyectividad de los pozos, determinar la técnica de estimulación y las condiciones mecánicas del pozo necesarias para la intervención, y realizar una evaluación de la factibilidad económica del trabajo.

**Figura 44.** Metodología para la selección de pozos candidatos a trabajos de estimulación para un pozo del Campo Guando.



Fuente: Autor.

Un pozo candidato a trabajos de estimulación es un pozo con alto potencial que requiera la recuperación u optimización de la producción con el fin de obtener un mayor retorno económico.

### **5.1. ANÁLISIS DE DAÑO DE FORMACIÓN**

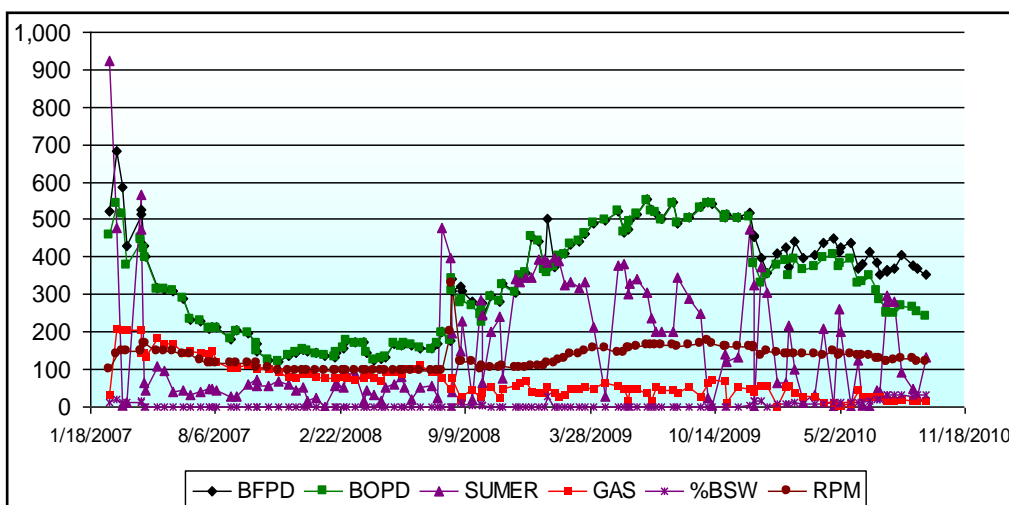
En Campo Guando, la información representativa de daño a partir de datos de presión y análisis de índice de productividad es escasa debido a que la mayoría de pozos no cuentan con sistemas de medición de fondo y comúnmente no se realizan pruebas de presión en productores. Los perfiles de producción que permiten obtener distribuciones de flujo de fluidos de diferentes zonas cañoneadas no se han podido implementar, pues los sensores de las sartas de registro de estas pruebas PLT (Production Logging Test) presentan algunos inconvenientes con la baja presión de yacimiento y el límite inferior que pueden detectar.

De esta forma, las principales fuentes de información disponibles para el análisis de daño de formación del campo en estudio son la interpretación de curvas de inyección y/o producción de los pozos relacionándolas con los patrones de inyección de agua y las pruebas de laboratorio. Para el caso de los pozos inyectoros, la selectividad de los completamientos ha permitido la realización de algunas pruebas de presión como Fall Off Test o Registros de presión estática en las diferentes unidades por donde se efectúa la inundación con agua. Otras herramientas adicionales como los perfiles de inyección, obtenidos mediante registros ILT (Injection Logging Test), son fundamentales para monitorear la tasa y presión de inyección para cada zona de la formación productora.

### 5.1.1. INTERPRETACIÓN DE CURVAS DE INYECCIÓN/PRODUCCIÓN

Los 109 pozos productores activos en campo Guando son probados periódicamente con el fin de monitorear su potencial y establecer estrategias de optimización de los sistemas de levantamiento. La historia de producción de los pozos permite analizar la tendencia de declinación como respuesta a los diferentes eventos durante la vida productiva del pozo, la influencia de la inyección de agua y el agotamiento de la energía natural del yacimiento. El efecto del daño de formación puede analizarse mediante los índices de productividad e inyectividad como función del tiempo y el análisis de gráficas de IPR de los pozos productores.

**Figura 45.** Historia de Producción Pozo GUA-118.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

Las condiciones de operación de los equipos de fondo y superficie empleados en el sistema de levantamiento artificial de los pozos productores son de gran importancia en la interpretación de curvas de producción debido a que en algunos casos, la disminución de la productividad se encuentra relacionada con el funcionamiento ineficiente de estos equipos o con errores en el diseño del sistema. Para el caso de campo Guando, el monitoreo de las condiciones de

los pozos productores se hace respecto a las variables mostradas en la Tabla 15.

**Tabla 15.** Variables de monitoreo en sistemas de levantamiento artificial en Campo Guando.

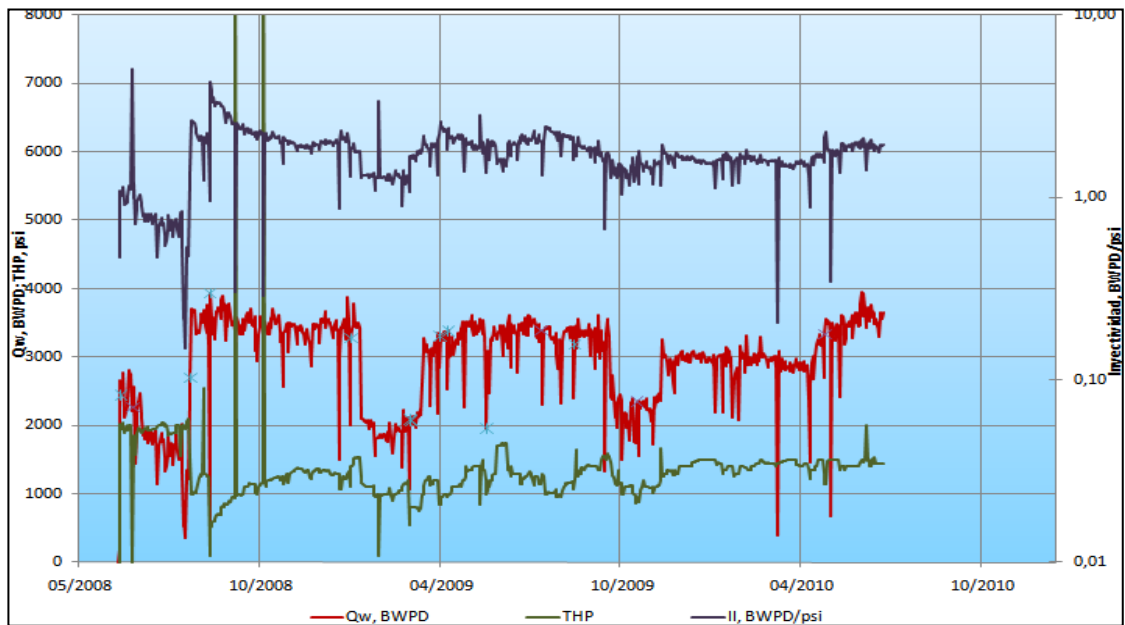
<b>VARIABLES DE MONITOREO</b>		
<b>Sistema PCP</b>	<b>Sistema ESP</b>	<b>Bombeo Mecánico por Rotaflex</b>
- Sumergencia de la bomba	- Sumergencia de la bomba	- Sumergencia de la bomba
- Velocidad [rpm]	- Velocidad [Hz]	- Velocidad [spm]
- Corriente	- Corriente	- Corriente
- Torque	- Voltaje	
	- PIP [Presión de entrada a la bomba]	

**Fuente:** Autor.

Los análisis de las curvas de inyección de los pozos inyectoros de agua, básicamente tienen en cuenta la tasa de inyección diaria y la presión en cabeza de pozo (THP/CHP). Con esta información se pueden determinar reducciones de la inyectividad en los diferentes intervalos de los pozos.

Adicionalmente, este análisis asociado a los resultados obtenidos de la interpretación de los perfiles de inyección, se puede correlacionar con las curvas de producción y el esquema de inyección de agua, para determinar el efecto que haya podido evidenciarse en los pozos productores.

**Figura 46.** Historia de Inyección Pozo GUA-014.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

### 5.1.2. REVISIÓN DE LOS ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL POZO

Como se mencionó en el Capítulo 3, la revisión detallada de los antecedentes históricos de los pozos permite identificar y establecer posibles causas de ocurrencia de los mecanismos de daño de formación. La historia de pozo es particular e implica el desarrollo de diferentes mecanismos de daño de formación.

Históricamente, la baja presión de yacimiento, una de las características principales de la formación productora en Campo Guando, y el alto sobrebalance generado durante la perforación provocaron daño de formación.

El cañoneo de los intervalos se realizó mediante técnicas de bajobalance en todos los pozos. La baja productividad precisó la implementación de sistemas de levantamiento y el desarrollo de estimulaciones previas al inicio de la producción de los pozos, por lo cual todos los pozos fueron fracturados durante el completamiento con buenos resultados.

Las operaciones que continuamente se llevan a cabo en los pozos de campo Guando incluyen intervenciones para cambios de bombas de subsuelo o sistemas de levantamiento y el mantenimiento y reparación de los componentes del sistema de producción.

Las operaciones posteriores al completamiento de los pozos se resumen como se muestra en la Tabla 16, a fin de identificar los fluidos que fueron empleados a lo largo de la vida productiva del pozo y su impacto inmediato o a largo plazo en la productividad.

**Tabla 16.** Cuadro de análisis de los resultados y fluidos utilizados en las intervenciones a pozo.

Fecha	Objetivo de la intervención	Unidades	Fluidos empleados	Resultados de la intervención
12-may-10	Recuperación de la producción por daño de integridad de sarta de tubería	ARIN-3 ARIN-4	200 Bbls de Crudo Filtrado con Solvente Mutua y Demulsificante	El pozo fue recompletado como productor y la producción de aceite se redujo en 102 Barriles y el %BSW pasó de 21% a 80% (+59%)

**Fuente:** Autor.

### 5.1.3. PRUEBAS DE LABORATORIO

El análisis de pruebas de laboratorio es un paso fundamental en la selección de pozos candidatos ya que favorece la estimación de los mecanismos de daño. Las pruebas de laboratorio interpretando las características mineralógicas de la formación así como la caracterización de los fluidos son herramientas claves para predecir los posibles mecanismos de daño de tipo natural en la formación.

Las pruebas tenidas en cuenta para la selección de pozos candidatos a estimulación, a partir de la estimación del daño de formación incluyen, entre otras:

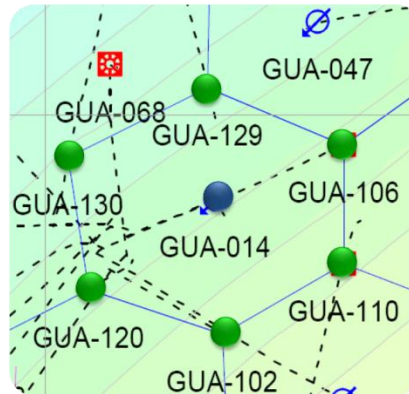
- Análisis petrográficos a núcleos de la formación mediante Difracción de rayos X (XRD), Microscopía electrónica de barrido (SEM) y petrografía de secciones finas.
- Caracterización fase sólida de los fluidos producidos/inyectados en los pozos.
- Caracterización del aceite producido.
- Análisis fisicoquímico del agua de producción de algunos pozos.
- Análisis de calidad del agua de Inyección.
- Análisis de muestras sólidas de depósitos en fondo de pozo.
- Conteo de colonias de bacterias en el sistema de inyección.
- Pruebas de flujo a través de núcleos.

#### **5.1.4. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DE AGUA**

Las condiciones de operación de los pozos inyectoros de agua son monitoreadas regularmente frente a la producción de los pozos productores influenciados para desarrollar acciones que permitan controlar el frente de invasión de agua.

En la Tabla 17, puede observarse un ejemplo de la configuración del patrón de inyección del pozo GUA-014 en el cual se detalla la influencia de la inundación

**Figura 47.** Patrón de Inyección Pozo GUA-014.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited.

con agua en cada una de las unidades productoras de los pozos influenciados. Como en el caso de la unidad ARIN-4, el inyector GUA-014 tiene influencia en los intervalos abiertos en todos los pozos productores a excepción del pozo GUA-130. Sin embargo, los intervalos cañoneados de los pozos GUA-102 y GUA-120 se encuentran aislados mecánicamente.

**Tabla 17.** Configuración del patrón de inyección de un pozo. GUA-014.

CONFIGURACIÓN DEL PATRÓN POZO GUA-014						
Unidad	Pozos productores					
	GUA-102	GUA-106	GUA-110	GUA-120	GUA-129	GUA-130
ARSU-1						
ARSU-2						
ARSU-3						
ARSU-4						
ARSU-5						
ARIN-1						
ARIN-2						
ARIN-3						
ARIN-4						
ARIN-5						
ARIN-6						

	Intervalo Abierto
	Sin cañonear
	Intervalo aislado mecánicamente

**Fuente:** Modificado de Gerencia de Producción GPRO – Yacimientos YACI. Petrobras Colombia Limited.

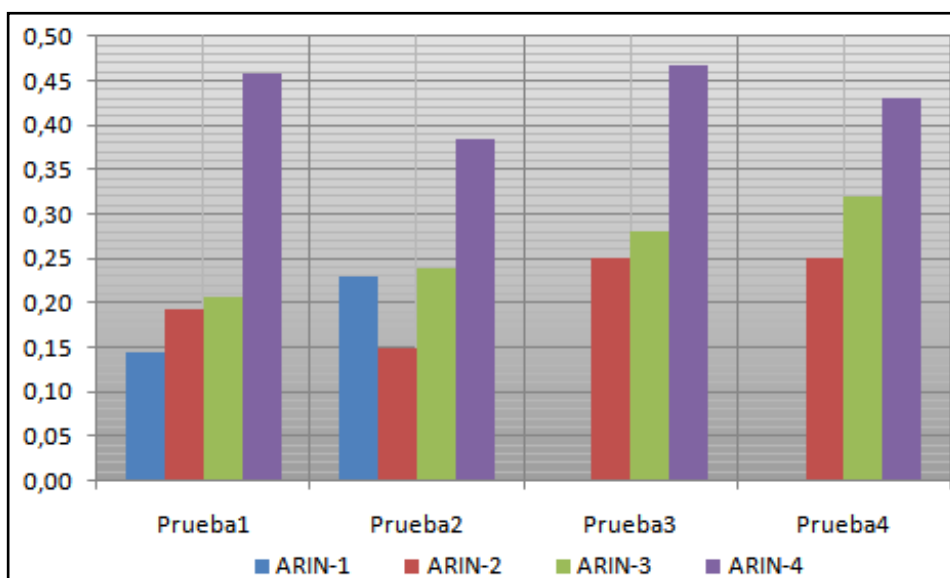
### 5.1.5. PRUEBAS DE PRESIÓN Y PERFILES DE INYECCIÓN EN POZOS INYECTORES DE AGUA

A partir de Mayo de 2010, se inició la implementación de pruebas de presión estática y pruebas de restauración de presión (Fall Off Test) para monitorear la presión en todo el campo. Mediante los Fall Off Test se puede obtener el factor de daño o Skin (s) y a partir de esta información definir si un pozo inyector es candidato a estimulación matricial.

Los perfiles de inyección, conocidos como Injection Login Test (ILT), permiten establecer la inyektividad de los intervalos sometidos a inundación con agua, de manera que se puedan establecer acciones como modificaciones de la tasa en superficie, restricción o apertura de zonas y cambios en el completamiento.

El monitoreo de los perfiles de inyección, como se muestra en la figura 48, permitirá establecer la necesidad u oportunidad de mejora de la inyección de agua en un intervalo específico. Para este caso, puede observarse que la inyektividad es mayor en la unidad ARIN-4.

**Figura 48.** Seguimiento de la los perfiles de inyección de un pozo.



**Fuente:** Autor.

## **5.2. DETERMINACIÓN DE LA OPORTUNIDAD O NECESIDAD DE UNA INTERVENCIÓN**

Los trabajos de estimulación de pozos se desarrollan con el fin de restaurar la permeabilidad natural del yacimiento tanto como sea posible para mejorar la productividad/inyectividad de los pozos en un campo petrolero. Sin embargo, la selección de un pozo candidato a estimulación no se limita exclusivamente a pozos con altas reducciones en la productividad/inyectividad, sino a los pozos con capacidad para tener una mayor producción de aceite y un retorno económico atractivo.

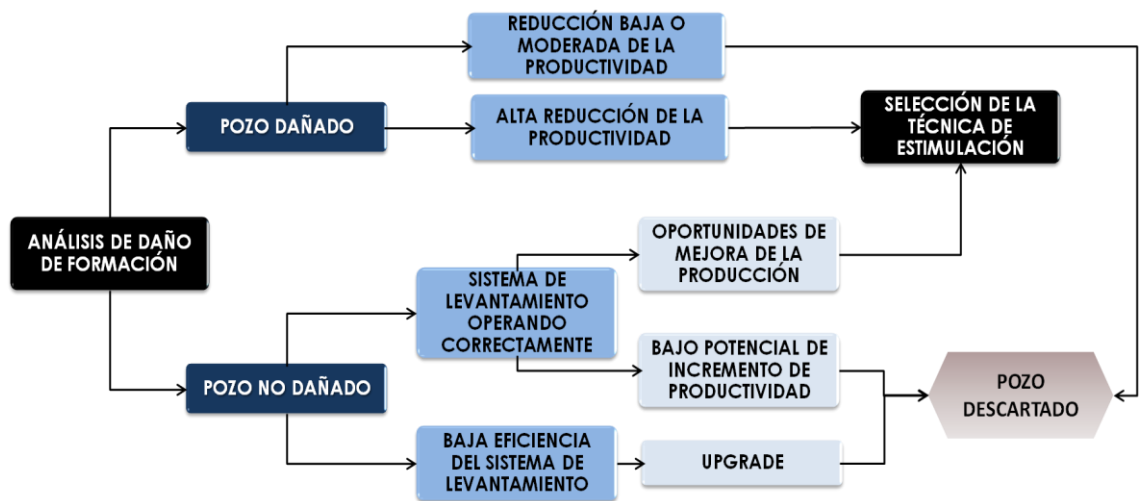
### **5.2.1. POZOS PRODUCTORES**

En la mayoría de las ocasiones, la caída de la productividad de los pozos se manifiesta cuando la producción de aceite se aleja de la tendencia de declinación característica del pozo y/o se evidencia un aumento acelerado del %BSW.

Los resultados del análisis de daño de formación proveen una respuesta acerca de si la caída de la productividad de los pozos corresponde a la reducción de la permeabilidad de la formación en la zona cercana a la cara del pozo, a baja eficiencia de los sistemas de levantamiento u otros orígenes particulares.

De esta forma, un pozo que no evidencie la presencia de algún mecanismo de daño de formación puede ser sometido a un análisis de oportunidades de mejoramiento de la producción, para lo cual se definirá un potencial razonable de producción y, de ser económicamente atractivo, y se seleccionará la técnica de estimulación óptima.

**Figura 49.** Selección de candidatos con base a oportunidades de mejora. Pozos Productores.



**Fuente:** Autor.

Para el caso de los pozos productores con evidencia de año y alta reducción de la productividad, pueden diseñarse tratamientos para incrementar la producción analizando la técnica adecuada, es decir, si basta con una limpieza de pozo orgánica o ácida, o se requiere fracturar la formación. Incluso el análisis puede extenderse a la determinación de las oportunidades para recañonear o promover la apertura de nuevas zonas.

## 5.2.2. POZOS INYECTORES

Para el caso de los pozos inyectores, es crítico el manejo de la inyectividad en los diferentes intervalos sometidos a la inundación con agua con el fin de controlar el desplazamiento de los frentes de avance y así realizar un adecuado barrido del yacimiento. En Campo Guando, las principales unidades sometidas a inyección son las arenas ARIN-3 y ARIN-4, las cuales difieren sustancialmente en la permeabilidad y dificultan la adecuada eficiencia de barrido vertical.

Luego del análisis de daño se puede establecer si la inyección ha generado incompatibilidades y posteriores precipitaciones en la formación, de tal manera que si la acumulación de sólidos o el crecimiento bacteriano provocaron taponamiento severo de algún intervalo con reducción de la inyectividad, el pozo será candidato a estimulación.

Algunas veces, el análisis del esquema de inyección sugiere la necesidad de mejorar el barrido en alguna de las arenas principales de la formación sometidas a la inyección, si se identifican ligeras caídas en la producción de manera simultánea en los pozos productores influenciados. En estos casos, también el pozo inyector será candidato a trabajos de estimulación.

### **5.3. SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN**

Previamente en el Capítulo 4, fueron mencionadas las técnicas de estimulación, las consideraciones de diseño más relevantes a tener en cuenta en el desarrollo de las mismas y los criterios de selección.

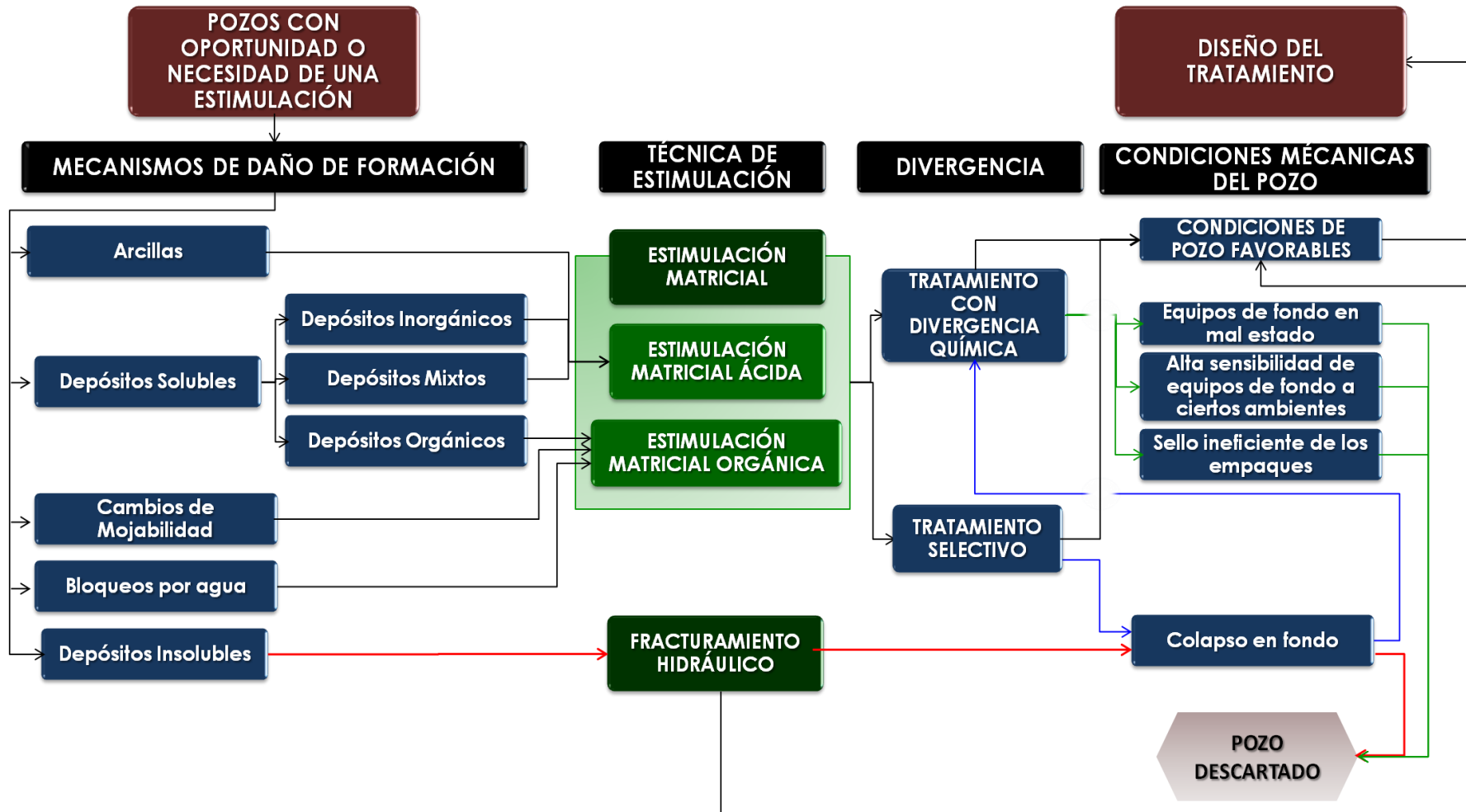
En el Campo Guando, las características de la formación de interés permiten el desarrollo de cualquiera de las dos técnicas de estimulación dependiendo del efecto deseado y con base en el potencial del pozo seleccionado. El 100% de los pozos cuenta con la mayoría de intervalos fracturados durante el completamiento o en la etapa inicial de la vida del pozos, lo cual implica que las operaciones de refracturamiento pueden ser una opción en la mayoría de los casos, cuando se supone un daño de formación severo, el cual no podrá ser disuelto por medio de un tratamiento matricial.

Los requerimientos de diseño de los tratamientos en relación a la divergencia, establecen la necesidad de realizar tratamientos selectivos, es decir, utilizando divergencia mecánica mediante empaques o tratamientos con agentes para la divergencia química bombeados entre las diferentes fases del tratamiento propuesto.

La figura 50 muestra un árbol de decisiones para la selección de la técnica de estimulación, el método no sólo permite seleccionar la técnica de estimulación con base en los mecanismos de daño de formación comunes, también permite establecer alternativas o descartar pozos no aptos para las operaciones de estimulación debido a limitaciones mecánicas tales como colapsos en fondo, alta sensibilidad de equipos de fondo a ciertos ambientes ácidos, equipos de fondo en mal estado o sello ineficiente de los empaques.

Un tema importante en el desarrollo de campo Guando ha sido la ocurrencia de colapsos de revestimiento en fondo de pozo, resultantes de la desestabilización de la formación a la profundidad del tope de la unidad ARIN-1 depositados durante el cuaternario. El fenómeno de ovalización de revestimiento ha generado reducciones significativas del diámetro nominal del casing en algunos pozos, dificultando el desarrollo normal de las intervenciones y limitando el desarrollo de tratamientos de estimulación.

Figura 50. Árbol de decisiones para la selección de la técnica de estimulación.



Fuente: Autor.

La reducción de los diámetros de revestimientos dificulta la implementación de divergencia mecánica e implica el diseño de un agente divergente para el caso de los tratamientos matriciales. Por otro lado, los pozos propuestos para fracturamiento hidráulico deben ser descartados a raíz de la dificultad mecánica del manejo de la sarta de fractura y las condiciones de la operación.

De esta forma se seleccionan los pozos con mayor potencial para el desarrollo de tratamientos exitosos operacionalmente teniendo en cuenta la técnica de estimulación y el tipo de divergencia aplicada al bombeo del tratamiento.

#### 5.4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Debido a que el propósito de la estimulación es incrementar el retorno económico mediante la aceleración de la producción del pozo, el análisis de diferentes indicadores económicos proveerá una visión más clara de la decisión de estimular o no un pozo.

En todas las inversiones para estimular los pozos de un campo petrolero, no se puede tomar un sólo indicador económico como referencia para decidir acerca de la viabilidad del proyecto, debido a la amplia variedad de condiciones y factores que pueden tener influencia. Los indicadores más importantes tenidos en cuenta para este tipo de proyectos en Campo Guando son el valor presente neto (VPN), el tiempo de pago del proyecto o “pay back time” y el índice de rendimiento.

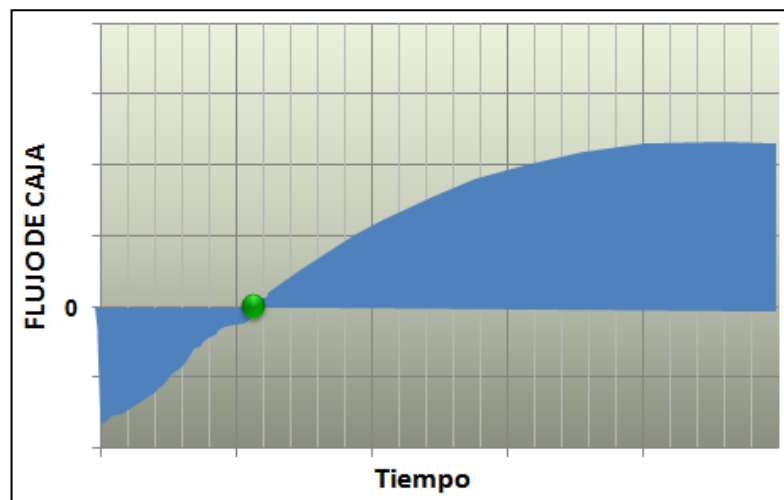
El **valor presente neto** de un proyecto a una tasa de interés  $i$ , representa la ganancia extraordinaria que se genera en valores monetarios actuales, es decir, todas las inversiones y gastos son llevados a las condiciones actuales teniendo en cuenta las tasas de interés que afectan el proyecto durante su tiempo de ejecución.

Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una

ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.<sup>11</sup>

El **período de pago o de restitución** es el criterio más importante en este tipo de proyectos, ya que define el tiempo necesario para recuperar el dinero invertido y el rendimiento mínimo esperado, es decir, el instante de tiempo en el cual el balance es exactamente cero. La representación básica de un Payback simple se ilustra en la Figura 51.

**Figura 51.** Representación básica de un Payback Time.



Fuente: Autor.

El **índice de Rendimiento** o Relación Ingresos/Egresos, está dado por el cociente entre el valor actual de los ingresos netos esperados y el desembolso inicial de la inversión. De esta forma, el valor del proyecto se expresa como una función del monto de la inversión inicial, es decir, por cada uno de los dólares invertidos el proyecto devolverá el rendimiento de cada uno de ellos.

El índice de rentabilidad es útil para clasificar los proyectos que tengan tasas internas de retorno similares o valores presentes netos similares, pero que requieren montos de inversión iniciales muy distintas.

<sup>11</sup> Mejía, Jenny P.; Palma Jorge M. "Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua". Tesis de Grado. 2008.

Para evaluar la factibilidad técnica del proyecto se evaluaron las variables económicas de Valor Presente Neto (VPN), Tiempo de Pago (Payback Time) e índice de rentabilidad, en tres diferentes escenarios considerando la respuesta esperada del tratamiento: un escenario optimista (P90), un escenario promedio (P50) y un escenario pesimista (P10), definidos para cada pozo de acuerdo a su tendencia de declinación.

Durante el análisis del flujo de caja, se tuvieron en cuenta variables como la tasa interna de retorno (TIR) que maneja Petrobras Colombia Limited para proyectos de inversión es de 12,5%, las regalías pactadas en el Contrato de Asociación Boquerón son de tipo escalonadas y función de la producción del campo, el precio del barril de petróleo tomado como referencia es de US\$ 60/bbl. Adicionalmente, el cálculo tiene en cuenta el costo de levantamiento, tratamiento y transporte de crudo así como el consumo de energía requerido por el pozo como función del tiempo.

## 6. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE LABORATORIO

Numerosas pruebas de laboratorio se han realizado como parte de la descripción y el monitoreo de las características de roca y fluido de yacimiento de Campo Guando, las cuales representan una parte vital en el desarrollo de un programa de estimulación de pozos. A continuación, se presentan los análisis de laboratorio, a nivel de campo, más importantes tenidos en cuenta para el diseño de trabajos de estimulación.

### 6.1. PRUEBAS DE PETROGRAFÍA

Actualmente, se cuenta con dos estudios petrográficos de la roca de yacimiento, el primero desarrollado en 2003, con seis núcleos de la formación tomados de los pozos GUA-005 y GUA-006 y el segundo con dos núcleos de GUA-006 en el año 2005.

Los estudios petrográficos iniciales fueron llevados a cabo, entre otras razones, para obtener información de soporte en el desarrollo de operaciones de fracturamiento hidráulico al comienzo de la vida productiva de los pozos. Estos análisis fueron realizados por la compañía BJ Services Technology Center por solicitud directa de compañía operadora Petrobras Colombia Limited en 2003.

Estos análisis incluyeron pruebas de petrografía de secciones finas (**TS**), difracción de rayos X (**XRD**) y microscopía electrónica de barrido (**SEM**). El número de muestra, el pozo proveniente y los análisis realizados a cada núcleo se muestran en la Tabla 18:

**Tabla 18.** Análisis Petrográficos iniciales.

PROFUNDIDAD ASOCIADA DE LA MUESTRA [FT]	NÚMERO DE MUESTRA	POZO	ANÁLISIS		
			XR D	SE M	TS
3014.3	1	GUA-005	X	-	X
3027.5	2	GUA-005	X	X	-
3492.5	3	GUA-005	X	X	-
3600.6	4	GUA-005	X	-	X
3318.8	5	GUA-006ST	X	X	-
3350.6	6	GUA-006ST	X	-	X

**Fuente:** Modificado de “Rock characterization evaluation and flow testing”, 2003. Campo Guando. GPRO. Petrobras Colombia Limited.

En 2005, la división Reservoir Description Services de la Compañía Schlumberger realizó estudios petrográficos a núcleos del pozo Gua-006 de Campo Guando en Houston, Texas. Estos análisis incluyeron pruebas de difracción de rayos X (**XRD**) y microscopía electrónica de barrido (**SEM**). El número de muestra, el pozo proveniente y los análisis realizados a cada núcleo se muestran en la Tabla 19:

**Tabla 19.** Análisis Petrográficos Posteriores.

PROFUNDIDAD ASOCIADA DE LA MUESTRA [FT]	NÚMERO DE MUESTRA	POZO	ANÁLISIS	
			XR D	SEM
3228.6	49A	GUA-006ST	X	X
3231.7	52A	GUA-006ST	X	X

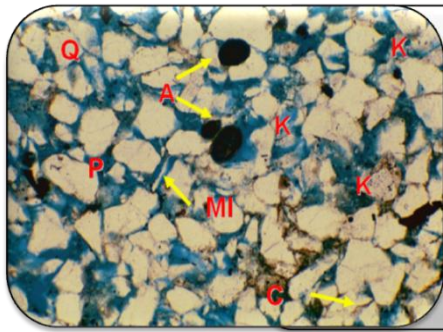
**Fuente:** Autor

### **6.1.1. PRUEBA DE PETROGRAFÍA DE SECCIONES FINAS**

Las secciones finas fueron preparadas de porciones de las muestras de cada arena para el análisis con el microscopio petrográfico, para lo cual los núcleos fueron sometidos a limpieza con tolueno e impregnadas con resina epoxi. Las secciones fueron cortadas y reducidas hasta un espesor de 30 micrones.

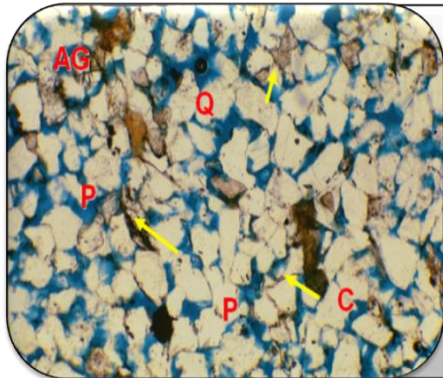
Como puede evidenciarse en el cuadro de resumen de la Figura 52, las muestras corresponden a areniscas de grano fino a muy fino con moderadamente buen sorting.

**Figura 52.** Resultados de Petrografía de secciones finas. Campo Guando.



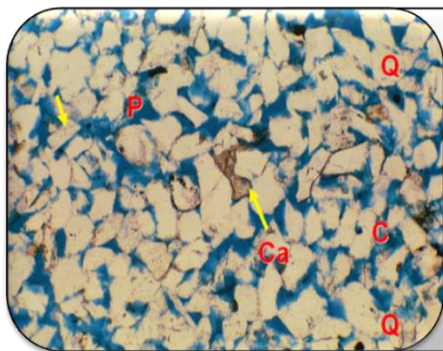
### PROFUNDIDAD: 3014.3' – ARIN1

- Arenisca de grano fino con sorting moderado.
- Cuarzo (Q) como principal componente de la estructura.
- Arcillas (C) rodeando los poros.
- Poros intergranulares (P) abiertos con cerca de 60 micrones de diámetro máximo.
- Granos de apatita (A) y restos micáceos (MI)



### PROFUNDIDAD: 3350.6' – ARIN3

- Arenisca de grano fino con sorting moderado.
- Cuarzo (Q) como principal componente de la estructura.
- Algunos granos inestables parcialmente disueltos (AG), con generación de porosidad secundaria
- Arcillas (C) rodeando los poros localmente.
- Carbonatos (Flechas)
- Poros (P) abiertos con cerca de 50 micrones de diámetro



### PROFUNDIDAD: 3600.6' – ARIN6

- Arenisca de grano fino con sorting moderado.
- Cuarzo (Q) como principal componente de la estructura.
- Caolinita (C) relleno de los poros
- Carbonatos (Ca) presentes localmente.
- Feldespatos (Flechas) presentes localmente.
- Poros (P) abiertos con cerca de 90 micrones de diámetro

**Fuente:** Modificado de “Rock characterization evaluation and flow testing”, 2003. Campo Guando. GPRO. Petrobras Colombia Limited.

El cuarzo es el material predominante en las estructuras y materiales como feldespatos, micas, chert y fragmentos de rocas ígneas se encuentran presentes pero no son abundantes. Los poros se encuentran parcialmente rellenos de arcillas y el cuarzo presenta sobrecrecimiento incompleto en los granos. La presencia de carbonatos localmente en algunas secciones es debida en su mayoría a dolomita ferrosa ( $\text{Ca}(\text{Mg,Fe})\text{CO}_3)_2$ ).

Los poros se encuentran espacialmente bien conectados y se caracterizan por tamaños que oscilan entre 30 y 100 micrones de diámetro. La porosidad secundaria puede identificarse fácilmente en las secciones delgadas como resultado de la disolución parcial de los granos inestables y los poros secundarios están típicamente delineados por materiales arcillosos.

### 6.1.2. PRUEBA DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X (XRD)

Una porción de cada muestra fue triturada suavemente y todo el material resultante mezclado de manera uniforme con el fin de separar la fracción arcillosa y determinar la mineralogía con las muestras secas e impregnadas de glicol. Los resultados de las pruebas de difracción de rayos X realizados en 2003, se muestran en la Tabla 20, donde el término Tr se refiere a porcentajes menores a 1%.

Posteriormente, en 2005 se obtuvieron los resultados de las pruebas de difracción de rayos X mostrados en la Tabla 21.

**Tabla 20.** Resultados Pruebas XRD. 2003. Campo Guando.

MUESTRA		1	2	3	4	5	6	
PROFUNDIDAD		3012,3	3027,5	3492,5	3600,6	3318,8	3350,6	
MINERALOG	Cuarzo	97	91	96	96	87	92	
	Feldespato Potásico	-	3	-	Tr	5	2	
	Pirita	-	-	-	1	1	Tr	
	Apatita	2	2	3	1	-	2	
	Carbonatos	Calcita (CaCO <sub>3</sub> )	-	Tr	-	-	1	Tr
		Dolomita (CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> )	-	1	-	-	3	2
	Arcillas	Illita	Tr	-	-	-	Tr	Tr

Í A		Illita&Esmectita	Tr	Tr	-	Tr	Tr	Tr
		Caolinita	Tr	2	Tr	1	2	1

**Fuente:** Modificado de "Rock characterization evaluation and flow testing", 2003. Campo Guando. GPRO. Petrobras Colombia Limited.

**Tabla 21.** Resultados Pruebas XRD. 2005. Campo Guando.

MUESTRA		49A	52A	
PROFUNDIDAD		3228.7	3231.7	
M I N E R A L O G Í A	Cuarzo	93	93	
	Feldespato potásico	1	1	
	Plagioclasa	Tr	Tr	
	Apatita	4	4	
	Calcita (CaCO <sub>3</sub> )	Tr	Tr	
	Pirita	Tr	Tr	
	Arcillas	Illita&Esmectita	0,3	0,5
		Caolinita	1,7	1,5

**Fuente:** Modificado de "Scanning electron microscopy and X-ray diffraction analysis of samples 49A & 52A", 2005. Campo Guando. GPRO. Petrobras Colombia Limited.

El cuarzo es el principal componente de las muestras con un porcentaje en peso variando entre 87% - 97%. Los minerales calcáreos como Calcita (CaCO<sub>3</sub>) y dolomita (CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>) se presentan en bajos porcentajes (Tr – 3%), siendo ésta última la más común de los carbonatos en la formación. Un mineral de fluoruro-hidróxido-cloruro de fosfato de Calcio Ca<sub>5</sub>((F,Cl,OH)(PO<sub>4</sub>)<sub>3</sub>), conocido como Apatita se encuentra presente en la mayoría de las muestras desde 1% hasta 4%, así como la Pirita forma parte de la estructura desde algunas trazas hasta 1% en peso.

El porcentaje total de arcillas verificado en los análisis oscila entre unas pocas trazas hasta el 2% en peso de la muestra, siendo la Caolinita el mineral arcilloso más común encontrado en las muestras, seguido por la illita y la mezcla illita-esmectita.

### **6.1.3. PRUEBA DE MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO (SEM)**

Los análisis de la microscopía electrónica de barrido se desarrollaron con el fin de observar la distribución de los minerales en el sistema poroso e identificar la morfología de la estructura teniendo en cuenta el tamaño de poros y el grado de conectividad entre estos.

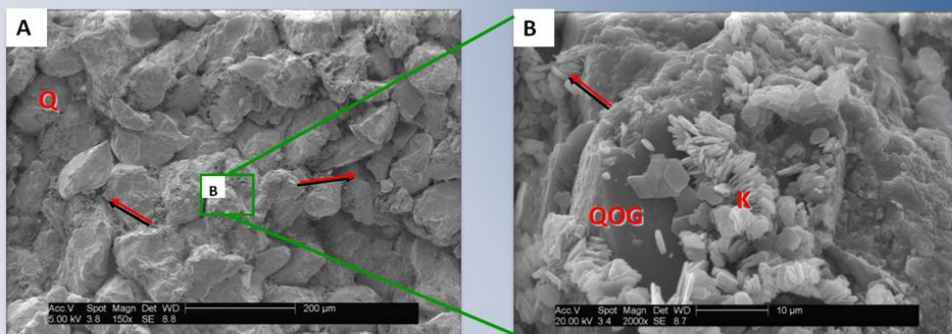
Los resultados de las pruebas de microscopía electrónica de barrido obtenidos de las pruebas iniciales desarrolladas en 2003 se resumen en la Figura 53. Por su parte, los resultados de las pruebas realizadas en el año 2005 se muestran en la Figura 54.

Las muestras identifican areniscas cuarzosas de grano fino a muy fino con relativamente buen ordenamiento. Caolinita es el mineral arcilloso más abundante observado en todas las muestras. Sin embargo, este mineral se encuentra débilmente empaquetado en el medio poroso y puede migrar fácilmente con diferencias de presión excesivas o altas tasas de producción. El contenido de otros tipos de arcillas como Illita y esmectita se observa en menor porcentaje en las muestras.

Los poros abiertos son localmente de gran tamaño y existe buena conectividad entre ellos, de manera que las gargantas de poro son muy amplias.

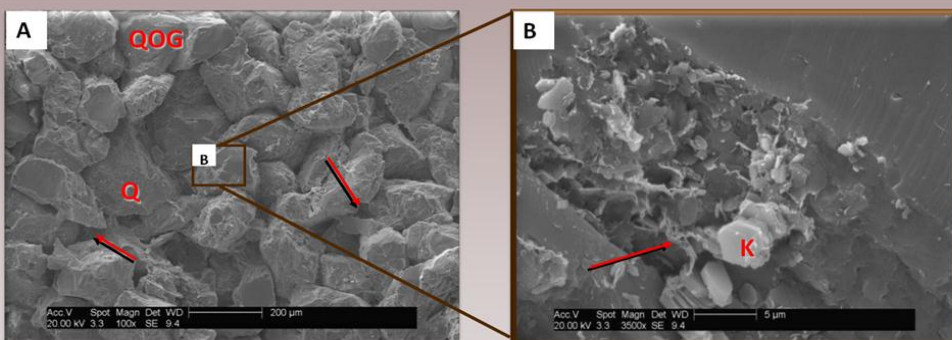
**Figura 53.** Resultados de Pruebas SEM. Campo Guando. 2003.

### PROFUNDIDAD: 3027.5' – ARIN3



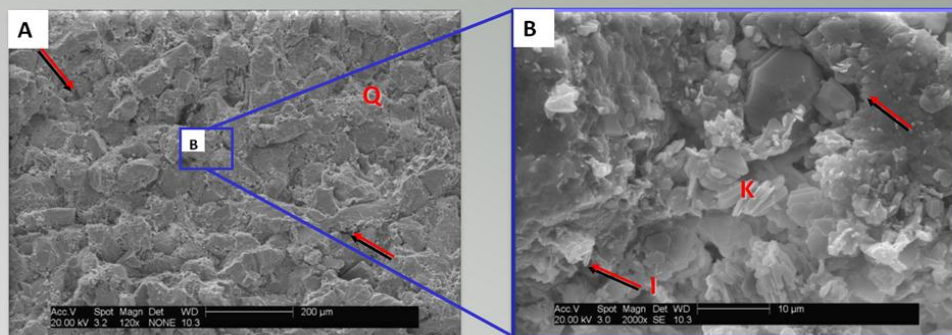
- Cuarzo (Q) como principal componente de la estructura.
- Poros abiertos (Flechas) con cerca de 40 micrones de diámetro.
- Caolinita (K y Flecha) como principal mineral autigénico.
- Cuarzo sobrecrecido (QOG) debilita la adherencia de la Caolinita de los granos y favorece la migración.

### PROFUNDIDAD: 3492.5' – ARIN4



- Cuarzo (Q) como principal componente de la estructura.
- Poros abiertos (Flechas) con cerca de 90 micrones de diámetro.
- Caolinita (K) como principal mineral autigénico.
- Illita-Esmectita (Flecha) pueden observarse.

### PROFUNDIDAD: 3318.8' – ARIN3

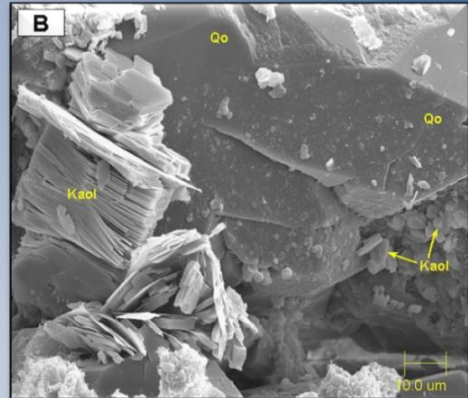
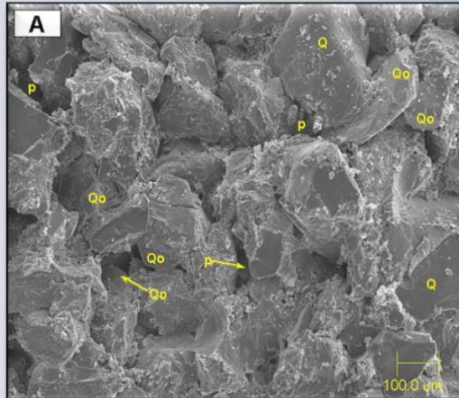


- Cuarzo (Q) como principal componente de la estructura.
- Poros abiertos (Flechas) con cerca de 15 micrones de diámetro máximo.
- Caolinita (K) como principal mineral autigénico.
- Illita (I) puede estar presente.
- Abundantes Microporos (Flechas)

**Fuente:** Modificado de “Rock characterization evaluation and flow testing”, 2003. Campo Guando. GPRO. Petrobras Colombia Limited.

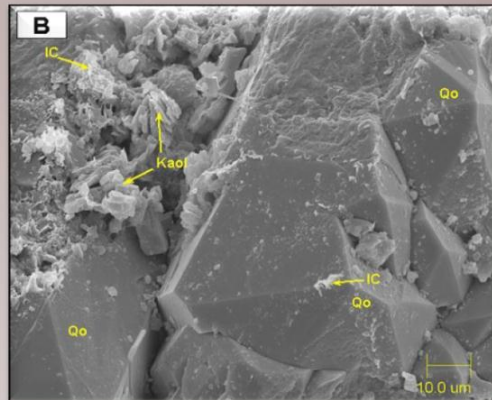
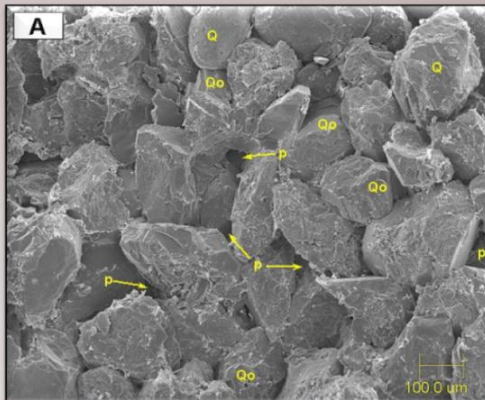
**Figura 54.** Resultados de Pruebas SEM. Campo Guando. 2005.

### PROFUNDIDAD: 3228.6' – ARIN3



- Cuarzo (Q) como principal componente de la estructura.
- El sistema consta de poros primarios intergranulares (P) y que se encuentran moderadamente interconectados.
- Se presenta reducción de porosidad por cemento de cuarzo sobrecrecido (Qo).
- Caolinita (Kaol) se encuentra distribuida en pequeñas cantidades.

### PROFUNDIDAD: 3231.7 – ARIN3



- Cuarzo (Q) como principal componente de la estructura.
- El sistema consta de poros primarios intergranulares (P) y que se encuentran moderadamente interconectados.
- Se presenta reducción de porosidad por cemento de cuarzo sobrecrecido (Qo).
- Caolinita (Kaol) se encuentra distribuida en montones de placas gruesas.
- Illita (IC) en pequeñas cantidades delineando los poros.

**Fuente:** Modificado de “Scanning electron microscopy and X-ray diffraction analysis of samples 49A & 52A”, 2005. Campo Guando. GPRO. Petrobras Colombia Limited.

## **6.2. CARACTERIZACIÓN FASE SÓLIDA DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS**

Teniendo en cuenta los grandes volúmenes de fluido manejado en los pozos productores e inyectores de Campo Guando, se determinó la necesidad de realizar una caracterización de los sólidos producidos/inyectados por estos pozos, identificar su procedencia, y diseñar un plan de acción para minimizar el impacto negativo que puedan tener la fuente de estos sólidos sobre la producción de petróleo.

Con este propósito se solicitó al Laboratorio de Pruebas Especiales de la Universidad Surcolombiana de Neiva, determinar la cantidad de sólidos producidos y la caracterización de los mismos. Se monitorearon noventa y siete (97) pozos con sistema de levantamiento por cavidades progresivas PCP, once (11) pozos con sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible ESP, cuatro (4) pozos inyectores, y ocho (8) muestras de fluidos tomadas en diferentes puntos de las facilidades de producción e inyección del campo Guando.

Los resultados obtenidos muestran una clasificación en forma descendente de los pozos de acuerdo al contenido total de sólidos y, con base en análisis granulométricos y mineralógicos, de las muestras a las siguientes características:

- Contenido de cera del petróleo
- Contenido de masa parafínica
- Contenido de cuarzo de grano fino a muy fino
- Contenido de cuarzo de grano medio
- Contenido de cuarzo de grano grueso
- Contenido de Incrustaciones

- Contenido de Feldespato
- Contenido de Escoria
- Contenido de Fragmentos de roca
- Fracción Magnética
- Fracción no magnética

### **6.3. ANÁLISIS DE CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN**

Debido a la gran importancia del proyecto de inundación con agua como método de recuperación secundaria del campo, es vital monitorear la calidad de este recurso constantemente en los diferentes puntos del sistema en superficie.

Particularmente, en Campo Guando es un tema de alta trascendencia ya que la tasa de inyección de agua del campo (100.000 BWPD) supera de manera considerable la tasa de producción de la misma (50.000 BWPD), y por esta razón, se requiere captar el caudal restante del Río Sumapaz. El agua captada (60.000 BWPD) recibe un tratamiento integral y de alta tecnología (Capítulo 1), cuyo objetivo es proveer agua para inyección de alta calidad, compatible con los fluidos y la roca de yacimiento. Aunque dicho sistema funciona automáticamente, deben monitorearse un gran número de variables, que en muchos de los casos, no revelan posibles inconsistencias de la calidad del agua.

Para cada muestra de pozo, se determinan la concentración de Calcio expresado como carbonato de calcio, sulfatos, hierro, cloruros, alcalinidad y pH, entre otras propiedades. El análisis más reciente realizado al agua de inyección del pozo GUA-009 se muestra en la Tabla 22.

**Tabla 22.** Resultados Análisis de Calidad del Agua de inyección. Campo Guando.

PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR
pH A 25 °C		6,94
CONDUCTIVIDAD A 25° C	µS/cm	1751
OXÍGENO DISUELTOS A 25 °C	mg/l	4,00
ALCALINIDAD TOTAL	mg/l	482
DIÓXIDO DE CARBONO	mg/l	6
ACIDO SULFHÍDRICO	mg/l	<0,1
SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	mg/l	14
SÓLIDOS TOTALES	mg/l	904
DUREZA TOTAL	mg/l	391
CLORUROS	mg/l	254
SULFATOS	mg/l	<0,50
GRASAS Y ACEITES	mg/l	27,3
CALCIO	mg/l	98,6
MAGNESIO	mg/l	38,2
BARIO	mg/l	0,74
HIERRO TOTAL	mg/l	6,79
TURBIEDAD	NTU	7,30

**Fuente:** Modificado de “Reporte de resultados de laboratorio – ANTEK S.A.”. 2010. Campo Guando. GPRO. Petrobras Colombia Limited.

#### 6.4. ANÁLISIS BIOLÓGICO DEL AGUA DE INYECCIÓN

Como se mencionó en el Capítulo 2, las bacterias pueden representar mecanismos de daño de formación inducidos y con amplia relevancia durante la selección, diseño y ejecución de tratamientos de estimulación.

Paralelo a los análisis del agua inyectada en los pozos, continuamente se realizan análisis de los fluidos de retorno (Backflow) de los pozos inyectoros y del fluido de producción en diferentes bloques del campo. Estos análisis se basan en conteos de bacterias sulfatorreductoras, las cuales según se ha establecido, son las bacterias predominantes en el sistema de producción e inyección en Campo Guando. Un estudio como el mostrado a continuación, se desarrolla periódicamente con el fin de establecer acciones para el control biológico en el sistema de inyección.

En Marzo de 2010, mediante la aplicación de la Norma API RP-38 “Recommended Practice for Biological Analysis of Subsurface Injection Waters”, se realizó un levantamiento de bacterias sulfato-reductoras en pozos inyectoros y en pozos productores teniendo en cuenta la influencia aparente en el esquema de inyección del Campo como se muestra en la Tabla 23.

**Tabla 23.** Pozos sometidos a Análisis Biológico.

INYECTOR	PRODUCTORES INFLUENCIADOS		
	<b>GUA -001</b>	GUA-083	
<b>GUA-36</b>	GUA-143	GUA-104	
<b>GUA-003</b>	GUA-083	GUA-101	GUA-128
<b>GUA-014</b>	GUA-130		

**Fuente:** Modificado de Guarnizo, P; Yepes,M. “Reporte de Ingeniería –Levantamiento de Bacterias Sulfatoreductoras”, 2010. Campo Guando. GPRO. Petrobras Colombia Limited.

Los resultados (Tabla 24) muestran una relación discreta entre el productor y el contenido de bacterias del inyector con sus productores influenciados.

**Tabla 24.** Resultados Análisis Biológicos.

MUESTRA	DILUCIONES						Total Colonias/ml												
	1E1	1E2	1E3	1E4	1E5	1E6													
<b>GUA-001</b>	2	2	4	4	5	-	10000												
<b>GUA-083</b>	2	8	NM	NM	NM	-	100												
<b>GUA-036</b>	2	2	4	4	5	-	100000												
<b>GUA-143</b>	2	2	6	NM	NM	-	1000												
<b>GUA-104</b>	1	2	3	5	NM	-	10000												
<b>GUA-003</b>	2	2	4	4	5	-	100000												
<b>GUA-083</b>	2	8	NM	NM	NM	-	100												
<b>GUA-101</b>	2	3	4	8	NM	-	10000												
<b>GUA-128</b>	1	1	8	NM	NM	-	1000												
<b>GUA-014</b>	2	3	4	4	NM	-	10000												
<b>GUA-130</b>	3	4	5	NM	NM	-	1000												
<p><b>INTERPRETACION DE RESULTADOS DE LA DILUCION SERIAL SEGÚN METODO API RP-38</b></p> <table> <tr> <td>0 colonias/ml</td> <td> BUENO</td> </tr> <tr> <td>1 - 10 colonias/ml</td> <td> SATISFACTORIO</td> </tr> <tr> <td>10 -100 colonias/ml</td> <td> SISTEMA EN OBSERVACION</td> </tr> <tr> <td>100 - 1000 colonias/ml</td> <td> MODERADO</td> </tr> <tr> <td>1000 - 10000 colonias/ml</td> <td> MODERADO - ALTO</td> </tr> <tr> <td>10000 - 100000 colonias/ml</td> <td> MUY ALTA - FORMACION PUEDE TAPONARSE</td> </tr> </table>								0 colonias/ml	 BUENO	1 - 10 colonias/ml	 SATISFACTORIO	10 -100 colonias/ml	 SISTEMA EN OBSERVACION	100 - 1000 colonias/ml	 MODERADO	1000 - 10000 colonias/ml	 MODERADO - ALTO	10000 - 100000 colonias/ml	 MUY ALTA - FORMACION PUEDE TAPONARSE
0 colonias/ml	 BUENO																		
1 - 10 colonias/ml	 SATISFACTORIO																		
10 -100 colonias/ml	 SISTEMA EN OBSERVACION																		
100 - 1000 colonias/ml	 MODERADO																		
1000 - 10000 colonias/ml	 MODERADO - ALTO																		
10000 - 100000 colonias/ml	 MUY ALTA - FORMACION PUEDE TAPONARSE																		

**Fuente:** Modificado de Guarnizo, P; Yepes, M. “Reporte de Ingeniería –Levantamiento de Bacterias Sulfatoreductoras”, 2010. Campo Guando. GPRO. Petrobras Colombia Limited.

## **7. PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN**

Uno de los desafíos establecidos por la compañía como parte de la estrategia de desarrollo y manejo de Campo Guando para 2010 se orientó a mejorar o mantener las condiciones adecuadas de producción/inyección de los pozos y así garantizar una tasa de retorno económico favorable.

Por tanto, a partir de Julio de 2010 se inició el desarrollo de un programa de estimulación de pozos, que incluyó análisis de daño de formación, selección de pozos candidatos y el diseño y ejecución de los tratamientos adecuados, con la asesoría de las empresas contratistas que suministran la tecnología.

El programa de estimulación estuvo orientado a pozos productores e inyectores de acuerdo a la reducción de potencial o la oportunidad de mejora que estuviesen presentando en el momento de la selección.

### **7.1. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS**

La selección de los pozos candidatos a estimulación se realizó siguiendo la metodología propuesta y descrita en el Capítulo 5. De esta forma pudo determinarse si cada pozo representaba un candidato técnicamente atractivo para obtener un mayor retorno económico, así como el tratamiento adecuado para la estimulación y las características de las secuencias de bombeo de los fluidos.

#### **7.1.1. SELECCIÓN DE POZOS PRODUCTORES**

El análisis de los mecanismos de daño de formación para pozos productores se inició con la revisión de las curvas de producción de los pozos hasta Julio de 2010.

La interpretación de las curvas de declinación de la producción en relación con el esquema de inyección de agua, así como la revisión de la historia de los pozos y el análisis de pruebas de laboratorio, sugieren los pozos productores **GUA-012, GUA-149 y GUA-098**, como los principales candidatos a trabajos de estimulación en relación a su pérdida de productividad. Además, este análisis de daño de formación para cada pozo (detallado en la Sección 7.2.), permitió la selección del tratamiento recomendable y los requerimientos de los equipos de fondo y de superficie para el desarrollo de la estimulación.

### **7.1.2. SELECCIÓN DE POZOS INYECTORES**

El análisis de los mecanismos de daño de formación para pozos inyectoros se inició con la revisión de las curvas de tasa y presión de inyección de todos los pozos.

El estudio de daño de formación para los pozos inyectoros, soportado por los perfiles de inyección tomados regularmente y las pruebas de presión estática y Fall Off Test, sugirió los pozos **GUA-009, GUA-030 y GUA-026**, como los principales candidatos a un trabajo de estimulación. En la Sección 7.2., se puntualiza el análisis de daño para cada pozo teniendo en cuenta la producción en su esquema de inyección, la historia del pozo, las características mineralógicas de la formación y las propiedades del agua de inyección, entre otros.

## **7.2. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN**

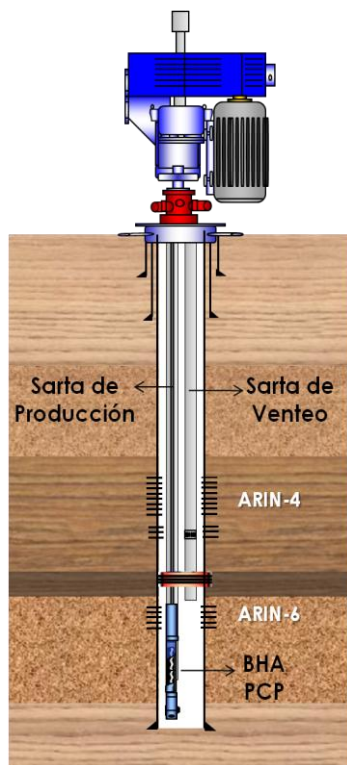
A continuación se presenta una breve descripción de las características del pozo, el análisis de daño a la formación realizado y del diseño del tratamiento seleccionado para los pozos, junto al análisis económico de la implementación del trabajo.

## 7.2.1. POZOS PRODUCTORES

### 7.2.1.1. GUA-012

El pozo actualmente se encuentra terminado como productor-inyector de agua. El completamiento consta de dos sartas con tubería de 2 3/8" CS HYD (Peso 4.7#/ft, Grado J55, Rango R2) y un empaque dual HYDROW II para aislar los intervalos cañoneados en la unidad ARIN-4 con el intervalo en ARIN-6.

**Figura 55.** Esquema GUA-012



Fuente: Autor

Como se observa en la Figura 55, se produce de la unidad ARIN-6 por medio de un sistema PCP, el cual consta de una bomba tubular BMW 200-5200 ubicada debajo de perforados, ancla antitorque y sarta de varilla continua COROD de 1" de diámetro.

La sarta de venteo de gas, la cual es más corta respecto a la sarta de producción, consta de una camisa de circulación que permite la conexión con el anular.

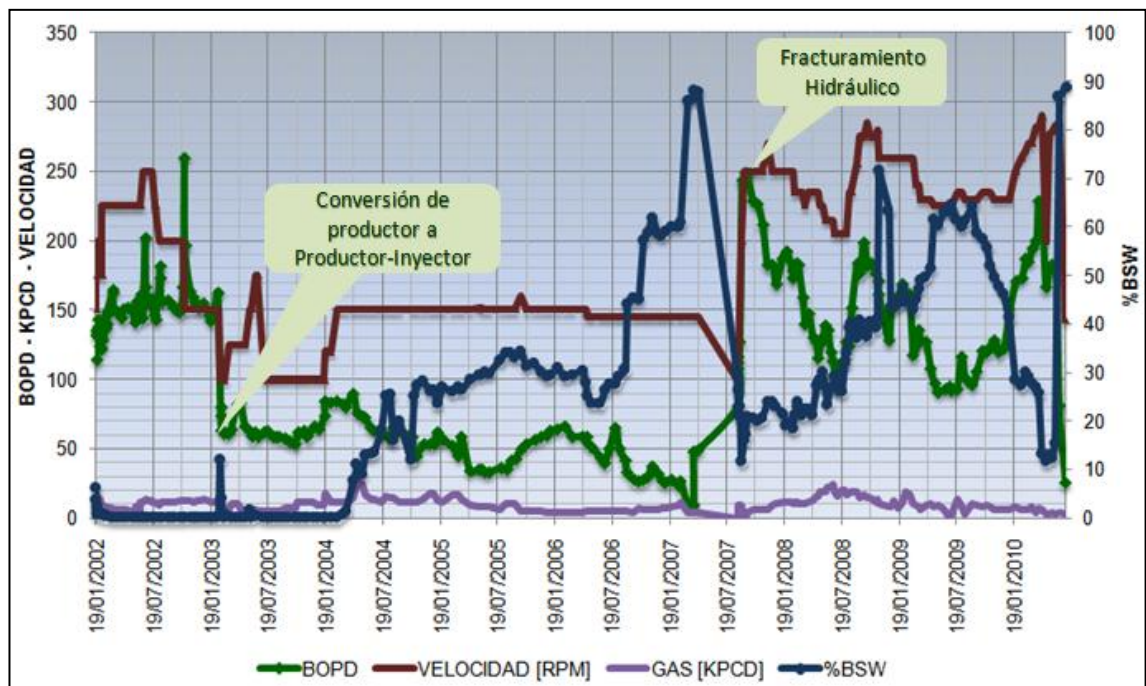
Para la inyección de agua por el anular en la unidad ARIN-4, la camisa de la sarta de venteo se mantiene cerrada, de manera que no haya conexión entre los fluidos producidos de ARIN-6 y el agua de inyección.

### → Análisis de Daño y Criterios de Selección del pozo

En la curva de producción del pozo de la Figura 56, construida con base en las pruebas de producción hasta el 1 de Julio de 2010, se identifican dos

operaciones relacionadas con el intervalo productor: La conversión de productor a productor-inyector y el fracturamiento del intervalo **2835' – 2882'** (ARIN-6). La positiva respuesta del pozo al fracturamiento se evidencia claramente y aunque la producción no se mantiene estable, mejora de manera favorable.

**Figura 56.** Historia de Producción GUA-012.

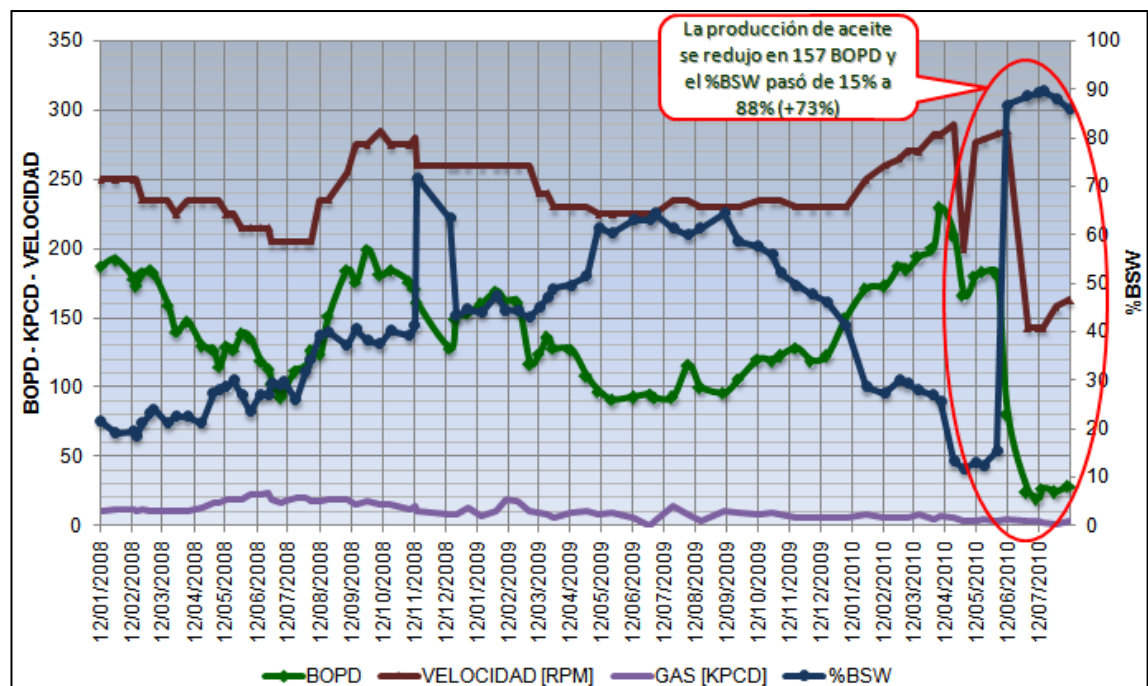


**Fuente:** Autor

El 11 de Junio de 2010 se registró una prueba de producción con un comportamiento anormal, en la que se evidenció un exagerado aumento de producción de fluidos en 394 BFPD y un incremento de %BSW de 15% a 87%, con una consecuente disminución en la tasa de producción de aceite de 182 a 81 BOPD, sin ninguna modificación aparente en el estado mecánico del pozo desde Septiembre de 2008. La inyección fue cerrada en el pozo y se identificó en una prueba posterior (BFPD=12, BOPD= 12, BWPD= 0, %BSW= 0%), posible falla del empaque HYDROW II o ruptura de la sarta de tubería, de manera que el agua de inyección habría invadido el intervalo productor.

El pozo se intervino con equipo de Workover identificando falla por ruptura de la sarta de tubería de producción ocasionada por fricción con la sarta de varillas. Durante esta intervención se emplearon como fluidos de control agua de inyección inhibida y crudo filtrado e inhibido. Como se puede observar en la Figura 57, el pozo no restableció la producción y mantuvo la baja producción durante más de 40 días.

Figura 57. Curva de Producción GUA-012.



Fuente: Autor

La alta pérdida de producción de aceite con el aumento considerable de %BSW, evidencian un posible **bloqueo por agua** debido a la **alteración de la permeabilidad relativa al aceite** en la zona de la formación cercana a la cara de pozo ya que la producción de agua no mostró sensibilidad a los cambios de velocidad realizados al sistema PCP. Adicionalmente, en las intervenciones previas no hubo evidencia de depósitos de tipo orgánico o inorgánico.

De esta forma, se propuso el bombeo de solventes orgánicos (Xileno-Diesel) y crudo filtrado con solvente mutual y surfactante para realizar una **estimulación**

**matricial orgánica** reducir la permeabilidad relativa al agua y restaurar la mojabilidad de la roca.

El tratamiento orgánico fue propuesto para **bombeo a través de la sarta de venteo de 2 3/8"** a máximo caudal posible para evitar el contacto de los fluidos con el elastómero de la bomba PCP corrida en el pozo, teniendo en cuenta la presión de fractura de la formación.

→ **Diseño del Tratamiento de Estimulación**

El tratamiento propuesto tuvo en cuenta el corto tiempo de operación de los equipos de fondo de pozo, por tanto no se consideró necesario realizar limpieza de tubería.

La secuencia de bombeo consideró dos etapas principales: Bombeo de solventes (Mezcla Diesel y Xileno) y una etapa de desplazamiento con crudo filtrado e inhibido. Solvente mutual y demulsificante, se utilizan como aditivos en las dos etapas en las concentraciones mostradas en la Tabla 25.

**Tabla 25.** Composición y Concentraciones de Fluidos propuestos. GUA-012.

<b>Píldora Orgánica</b>		<b>Crudo Inhibido</b>	
<b>Concentración</b>	<b>Aditivo</b>	<b>Concentración</b>	<b>Aditivo</b>
700 gal/1000 gal	Xileno	947gal/1000 gal	Crudo Fiscal
196 gal/1000 gal	Diesel	50gal/1000 gal	Solv. Mutual
100 gal/1000 gal	Solv. Mutual	3gal/1000 gal	Surfactante
4 gal/1000 gal	Surfactante		

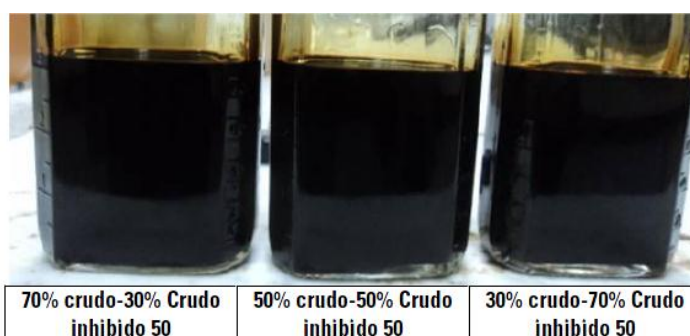
**Fuente:** Autor

Se ejecutaron las pruebas de compatibilidad entre el crudo fiscal y fluidos de tratamiento, las mezclas fueron 70-30, 50-50 y 30-70 respectivamente, a una temperatura de 110 °F, por un tiempo de una hora, acorde a la norma API RP

42. Adicionalmente, se realizaron pruebas de tensión interfacial entre crudo del pozo y una salmuera al 2% y el tratamiento seleccionado y la salmuera al 2%.

Los resultados de las pruebas fueron favorables puesto que se determinó que los fluidos eran compatibles y no favorecían la formación de emulsiones, sludge, ni otro tipo de depósitos, como se muestra en la Figura 58.

**Figura 58.** Pruebas de Compatibilidad GUA-012.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

Los parámetros tenidos en cuenta para el cálculo de los volúmenes de tratamiento se muestran en la Tabla 26. El valor del gradiente de fractura se tomó como referencia del calculado en el fracturamiento hidráulico realizado en 2007.

**Tabla 26.** Parámetros de Pozo GUA-012.

Parámetros	
Topo del Intervalo [ft]	2.835
Base del Intervalo [ft]	2.882
Intervalo neto [ft]	47
Porosidad [Fracción]	22,5%
Diámetro del Hueco [in]	8,5
PMP (MD) [ft]	2.859
PMP (TVD) [ft]	2.668
Gradiente de Fractura [psi/ft]	0,52
Presión de Fractura (psi)	1387,36

**Fuente:** Autor

Los volúmenes de tratamiento calculados se resumen en la Tabla 27 y corresponden a **65 barriles de tratamiento principal (Píldora Orgánica) y 240 barriles de crudo inhibido para desplazamiento**. El radio de penetración total calculado es de 6,8', necesario para llevar el tratamiento principal a una distancia de 3' y el fluido de desplazamiento a 6' de la cara del pozo.

**Tabla 27.** Cálculo de Volúmenes de Tratamiento GUA-012.

PARÁMETROS	FLUIDO 1	FLUIDO 2	TOTAL
	TRATAMIENTO PRINCIPAL	DESPLAZAMIENTO	
Radio de Tratamiento [ft]	3	6	6,80
Volumen [bbls]	65,8	238,1	304,0
Volumen [gal]	2.764,6	10.002,2	12.766,8
Tratamiento [gal/ft]	59	213	272

Fuente: Autor

La presión máxima de tratamiento en superficie es determinada a partir de los parámetros de la Tabla 26 y teniendo en cuenta la gravedad específica de los fluidos de bombeo (determinadas en laboratorio). **La presión de tratamiento en superficie no debe sobrepasar una presión de aproximadamente 400 psi**, suponiendo pérdidas por fricción mínimas, como se muestra en la Tabla 28.

**Tabla 28.** Cálculo de Presiones de Bombeo GUA-012.

FLUIDO	GUA-012 (ARIN-6)			
	Gravedad Específica	Densidad [ppg]	Ph [psi]	Máx Psup[psi]
PÍLDORA ORGÁNICA	0,8395	6,993035	970	417
CRUDO INHIBIDO	0,8707	7,252931	1006	<b>381</b>

Fuente: Autor

Finalmente, la secuencia de bombeo fue establecida como se muestra en la Tabla 29.

**Tabla 29.** Secuencia de Bombeo de Tratamiento Matricial GUA-012.

# Etapa	Etapa	Fluido	Tasa [Bbls/min]	Volumen [Bbls]
1	Tratamiento Principal	Xileno-Diesel	0,5 - 2	65
2	Desplazamiento	Crudo Inhibido	0,5 - 2	240
<b>Total</b>				305

Fuente: Autor

En el diseño del tratamiento, se establecieron algunas consideraciones adicionales desde el punto de vista operacional como parte vital de la ejecución del tratamiento de estimulación matricial, entre las cuales se pueden citar:

- La estimulación se realizó sin equipo de workover por medio de la inyección de los fluidos a través de la sarta de venteo. Por tanto, la bomba PCP que forma parte de la sarta de producción debía garantizar la inserción adecuada del rotor en el estator, de manera que se sugirió **bombear 15 barriles de fluido preliminar al tratamiento por la sarta de venteo** para insertar completamente el rotor y sellar el contacto del elastómero con el tratamiento matricial.
- Los ácidos orgánicos bombeados requieren tiempo de remojo para que se lleven a cabo las reacciones de intercambio iónico en la formación, por esta razón, se diseñó el tratamiento con un **tiempo de remojo de 18 horas** luego del bombeo de fluidos.

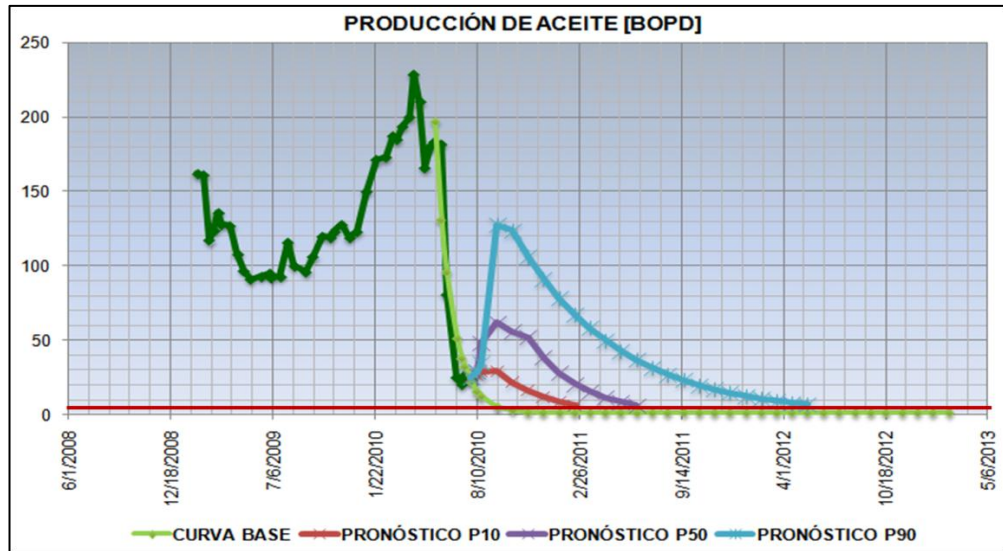
→ **Análisis Económico**

Los escenarios para las probables tendencias de producción fueron establecidos teniendo en cuenta el incremento de producción esperado para el pozo GUA-012 posterior a la estimulación orgánica, como se muestra en la gráfica. El escenario pesimista considera una respuesta nula al tratamiento son con unos pocos barriles de aceite incremental, el escenario promedio se define con el incremento esperado de producción de aceite (60 BOPD) y el escenario optimista supone un mejoramiento de la declinación por encima de lo esperado.

Las curvas empleadas para el análisis económico se muestran en la Figura 59, y fueron creadas empleando funciones matemáticas con base en la tendencia de producción previa a la estimulación del pozo y en el incremento de producción esperado.

Los resultados del análisis económico para cada escenario se pueden observar en la Tabla 30. Para este proyecto se tomó como base la cotización hecha por la empresa contratista Schlumberger Surencó S.A. de acuerdo al diseño del tratamiento y los volúmenes empleados por valor de **US\$ 115.000**, teniendo en cuenta que el tratamiento se hace Rigless, es decir, sin equipo de Workover.

**Figura 59.** Escenarios para análisis económico Estimulación GUA-012.



Fuente: Autor.

**Tabla 30.** Resultados Análisis Económico - Estimulación GUA-012.

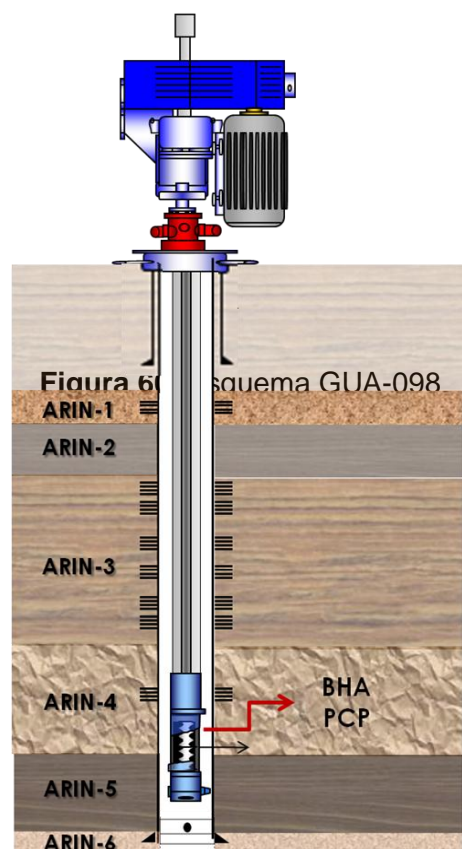
Variable	P10	P50	P90
Producción Incremental [KBO]	2.74	8.84	28.77
VPN [K\$US]	2.05	60.12	239.23
Índice de Rentabilidad	1.06	2.64	7.53
Período de Restitución	7 meses	3 meses	2 meses

Fuente: Autor

De acuerdo con el análisis de resultados, el proyecto se presenta robusto y viable, a partir de lo cual, se recomendó su realización.

### 7.2.1.2. GUA-098

El pozo actualmente se encuentra terminado como productor de aceite. El completamiento consta de una sarta de tubería de 3 1/2" EUE (Peso 9.3#/ft, Grado



N80, Rango R2) con una bomba tubular GER 28.45.700, ubicada debajo de los intervalos perforados, y demás accesorios entre los que se cuentan un ancla antitorque y un niple de asentamiento. La sarta de varillas de 1" es convencional y se encuentra completamente centralizada.

La producción se hace a través de las unidades ARIN-1, ARIN-3 y ARIN-4 por medio del sistema PCP. Los intervalos cañoneados que están abiertos a producción se muestran en la Tabla 31.

**Tabla 31.** Intervalos perforados. Fuente: GALA 098.

Intervalo	Densidad de Disparos	Unidad
2300'-2310'	12 TPP	ARIN-1
2515'-2530'	12 TPP	ARIN-3
2665'-2680'	12 TPP	
3070'-3080'	12 TPP	
3210'-3225'	12 TPP	
3290'-3300'	12 TPP	
3375'-3385'	12 TPP	ARIN-4
3445'-3455'	12 TPP	

Fuente: Autor

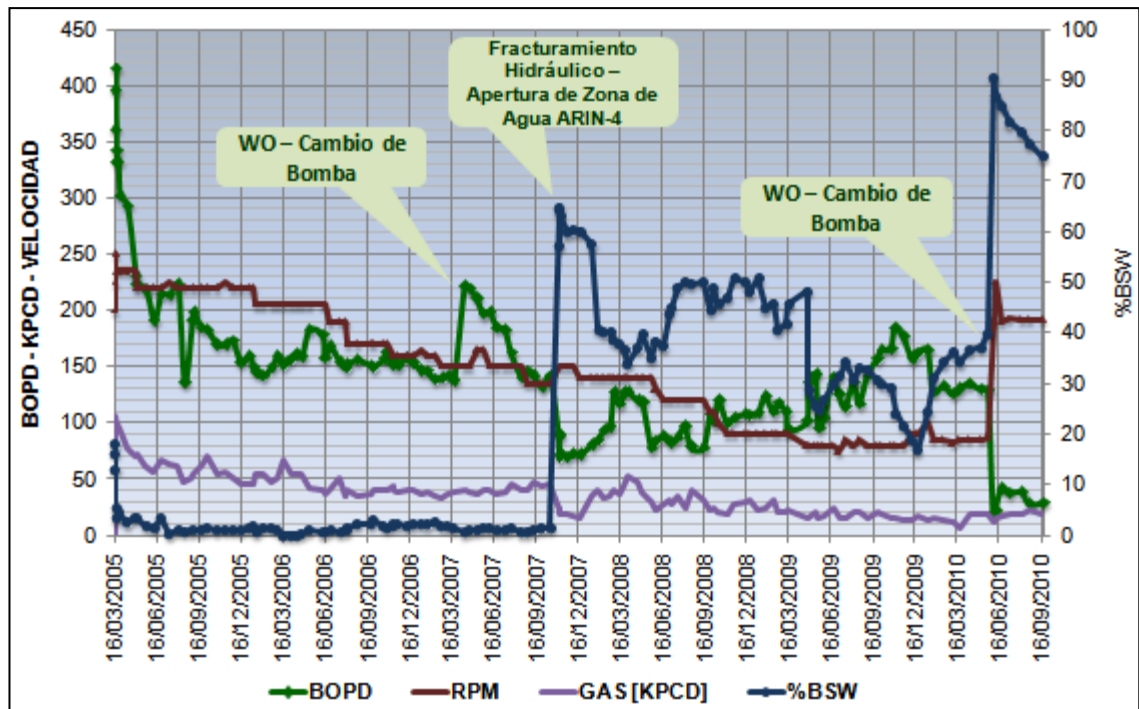
→ **Análisis de Daño y Criterios de Selección del pozo**

La curva de producción del pozo mostrada en la Figura 61, fue construida con base en las pruebas de producción hasta el 19 de Septiembre de 2010. Allí, pueden resaltarse 3 intervenciones relevantes:

- Cambio de bomba por daño de elastómero en Abril de 2007, de la cual puede apreciarse una mejora en las condiciones del pozo y por ende en la productividad.

- En Octubre de 2007, se realizó Cañoneo, Fracturamiento e identificación de fluidos del intervalo 3445'–3455' en ARIN-4 y de los intervalos 3375'–3385' y 3290'–3300' en la unidad ARIN-3. El intervalo 3445'–3455' en ARIN-4 fue probado como productor de agua (%BSW= 100%) y la respuesta a la intervención no fue favorable como se puede evidenciar en la figura 61.
- Tras una falla por pega de bomba posterior a un shutdown general de campo, se realizó una intervención para cambio de bomba en Junio de 2010. Durante esta intervención el pozo aportó gas continuamente, por lo cual debió controlarse bombeando un volumen total de 200 bbls de crudo filtrado y tratado (40 GPT de Solvente Mutual y 2 GPT de demulsificante). En la superficie externa del ensamble de fondo de pozo (Bomba, Tubería, Ancla, Varillas) se encontraron costras de gran tamaño y espesor que aparentemente corresponden a incrustaciones de carbonato de calcio.

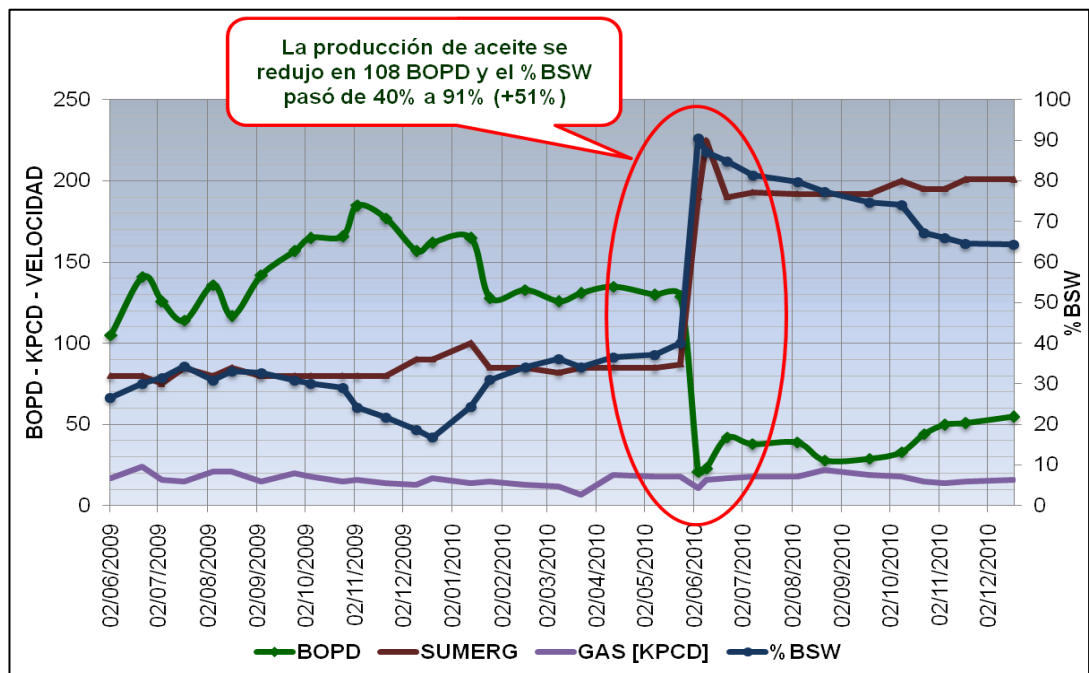
**Figura 61.** Historia de Producción GUA-098.



Fuente: Autor

Posterior a la intervención, la producción de aceite del pozo disminuyó de 129 BOPD a 21 BOPD y el %BSW se disparó hasta 91%, aumentando 51% respecto al valor de la prueba de producción anterior, como se observa en la gráfica de la Figura 62. A Diciembre de 2010, las condiciones del pozo no se habían restablecido como se esperaba y la evidente reducción drástica de la productividad definió el pozo como candidato a una estimulación.

**Figura 62.** Curva de Producción del pozo GUA-098 en 2010.



Fuente: Autor

El análisis fisicoquímico del agua de producción se realizó a una muestra tomada en 4 de Junio de 2010, obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 32.** Resultados de Análisis de Agua de Producción. GUA-098.

<b>pH</b>	7.23 A 27.9°C
<b>Cloruros</b>	36 mg/l
<b>Dureza cálcica</b>	310 mg/l
<b>Dureza magnésica</b>	180 mg/l
<b>Dureza total</b>	490 mg/l
<b>Alcalinidad</b>	640 mg/l
<b>Sulfatos</b>	9 mg/l
<b>Hierro</b>	0.33 mg/l
<b>Bario</b>	16 mg/l
<b>Sólidos Totales</b>	1191,3 mg/l


**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

El índice de estabilidad de Langelier (IEL) fue calculado para la temperatura de **27.9°C (82,22 °F)** en un valor de **0,79**, a partir de lo cual pudo sugerirse la tendencia incrustante del agua de producción del pozo.

Por otro lado, el material inorgánico encontrado en el pozo fue sometido a análisis de laboratorio siguiendo la metodología recomendada en el Capítulo 3 - Sección 3.4.4. Se analizó una muestra de 20 grs., de color negro y consistencia dura a partir de la cual se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 33.

La muestra presentó mayor contenido de material inorgánico con efervescencia al sumergirla en HCl 1:1, lo cual es un indicio del alto contenido de carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>).

**Tabla 33.** Resultados de Análisis de Muestra Sólida. GUA-098.


<b>Muestra</b>	<b>Material</b>		<b>Porcentaje</b>
	Soluble en Agua		0,76%
	Material Inorgánico	Soluble en HCl	77,60%
		Insoluble en HCl	19,50%

	Material Orgánico	2,14%
--	-------------------	-------

**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

La caracterización fase sólida de los fluidos producidos por el pozo, definió las fracciones de componentes observados durante el análisis granulométrico y mineralógico tal como se muestra en la Tabla 34.

**Tabla 34.** Resultados Análisis de Caracterización fase sólida de los fluidos producidos. GUA-098.

Muestra	FRACCIÓN NO METÁLICA		FRACCIÓN METÁLICA	
		Cuarzo de Grano Grueso	2%	Fracción no magnética (Óxidos de hierro)
Cuarzo de Grano Medio		3%	Fracción magnética	1%
Cuarzo de Grano Fino		60%		
Scale		20%		
Cera del Petróleo		10%		
Escoria		2%		
<b>TOTAL</b>		<b>97%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>3%</b>

**Fuente:** Modificado de Caracterización fase sólida en los fluidos producidos por los pozos con sistema de levantamiento PCP – ESP. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

Particularmente, se observó un 20% de incrustaciones de carbonato de calcio como láminas gruesas de color beige, blandas, frágiles y que se desintegran fácilmente con HCl. La fase sólida también se encontró compuesta por 10% de cera del petróleo a manera de granos gruesos y medios formando grumos, de color pardo a amarillento, de consistencia blanda y semiplástica y capaz de flotar en el agua.

La alta pérdida de producción de aceite con el aumento considerable de %BSW, evidencian un posible **bloqueo por agua** debido a la **alteración de la permeabilidad relativa al aceite** o a un **cambio de mojabilidad** en la región la formación cercana a la cara de pozo ya que la producción de agua no mostró sensibilidad a los cambios de velocidad realizados al sistema PCP.

Adicionalmente, la tendencia incrustante del agua producida, la presencia de depósitos de material inorgánico (Solubles en HCl) en la fase sólida de los fluidos producidos por el pozo y en los equipos de fondo del sistema de levantamiento sugiere un posible **daño por precipitación de componentes inorgánicos, principalmente Carbonato de Calcio  $\text{CaCO}_3$** .

De esta forma, se propuso el **bombeo de solventes orgánicos** para reducir la permeabilidad relativa al agua y restaurar la mojabilidad de la roca, junto a un **sistema ácido en base HCl** para disolver el daño por carbonato de calcio y un inhibidor de incrustaciones como un preflujo del tratamiento.

Con el fin garantizar la adecuada divergencia del tratamiento y considerando condiciones mecánicas del pozo favorables, el tratamiento matricial fue propuesto para ser inyectado selectivamente mediante empaques en tándem en todos los intervalos del pozo, a excepción del intervalo 3445'-3455' en ARIN-4 debido a que fue probado como productor de agua.

#### → **Diseño del Tratamiento de Estimulación**

La estimulación fue diseñada para todos los intervalos productores del pozo, utilizando divergencia mecánica con empaques RTTS y tapón RBP, para lo cual se requiere un equipo de Workover y tubería de trabajo para estimulación con ácido. El programa de trabajo, además del tratamiento matricial, incluye el cambio de los equipos de fondo con el fin de adecuar el sistema de levantamiento a la respuesta de la estimulación.

Previo al trabajo de estimulación se propuso **el bombeo de 10 bbls de HCl [7.5%]**, desplazándolos con agua potable tratada y retornándolos hasta superficie por el anular con salmuera de KCl 2%. Teniendo en cuenta las bajas presiones de formación y la dificultad para circular los pozos, se planteó la limpieza de la tubería (Pickling) en dos etapas.

La secuencia de bombeo para cada intervalo consideró siete etapas principales para cada fase, con los fluidos tratados con solvente mutual y un surfactante adecuado:

- **Inhibición de Incrustaciones:** Con el objetivo realizar tratamiento químico de inhibición de incrustaciones, se diseñó una fase compuesta por 3 etapas bombeadas al comienzo de la estimulación de cada intervalo para favorecer la absorción del inhibidor a la superficie de la roca.

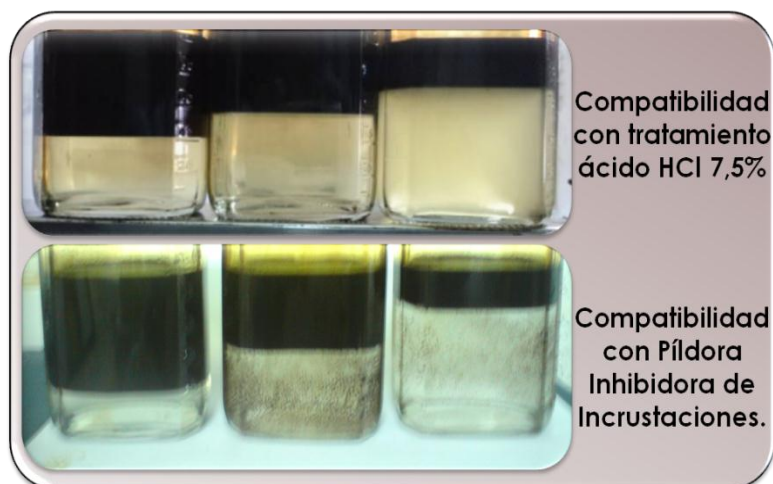
La píldora inhibidora diseñada se ajustó con una etapa principal de inhibidor de incrustaciones disuelto en salmuera de KCl al 2%, precedida de una etapa compuesta por una salmuera de KCl al 2% tratada con solvente mutual y un surfactante no iónico. El desplazamiento se planteó con la misma salmuera tratada para la etapa de preflujo.

- **Un tratamiento orgánico compuesto por una mezcla de Xileno y Varsol:** Para restaurar la permeabilidad relativa al aceite en la zona cercana a la cara del pozo, romper cualquier posible emulsión y remover los depósitos orgánicos evidenciados en la muestra sólida de fondo, se sugirió utilizar una mezcla (tratada con demulsificante y solvente mutual) de Xileno y varsol, en vez de diesel, debido al contenido de cera del petróleo (10%) observado en la caracterización fase sólida de los fluidos producidos.

- **Un tratamiento ácido con HCl:** La concentración del tratamiento ácido con **HCl** fue definida en **7.5%** de acuerdo a los análisis petrográficos, los cuales indicaron que el contenido de limos y arcilla es menor al 10% y no hay presencia de zeolitas, clorita o glauconita en la formación, y teniendo en cuenta la baja permeabilidad en las unidades ARIN-1 y ARIN-3, típicamente menor a 20 mD. Como aditivos para esta etapa se emplea un agente quelante para prevenir la precipitación de hierros, un estabilizador de arcillas, un inhibidor de corrosión, solvente mutual y un surfactante no iónico.
- **Un desplazamiento con crudo filtrado y tratado:** Se sugirió desplazar los tratamientos con el mismo fluido de control utilizado en los pozos, es decir, crudo filtrado y tratado con solvente mutual y demulsificante.

Se ejecutaron las pruebas de compatibilidad entre los fluidos producidos por el pozo y los fluidos de tratamiento a una temperatura de 120 °F, por un tiempo de una hora, acorde a la norma API RP 42. Los resultados de las pruebas establecieron que los fluidos eran compatibles y no favorecían la formación de emulsiones, ni de depósitos de algún tipo, como se muestra en la Figura 63. Adicionalmente, se realizaron pruebas de detergencia en las cuales se observó que no hay incompatibilidades entre los fluidos de tratamiento y los producidos con una arena simulada de formación (16/30).

**Figura 63.** Pruebas de compatibilidad para tratamiento ácido. GUA-098.



**Fuente:** Modificado de Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia.

Los parámetros tenidos en cuenta para el cálculo de los volúmenes de tratamiento se muestran en la Tabla 35. Los valores de gradiente de fractura se tomaron como referencia de los calculados en intervenciones previas.

**Tabla 35.** Parámetros de Pozo GUA-098.

Parámetros	ARIN-1	ARIN-3					
	2300'- 2310'	2515'- 2530'	2665'- 2680'	3070'- 3080'	3210'- 3225'	3290'- 3300'	3375'- 3385'
<b>Permeabilidad [mD]</b>	25	30	30	30	30	30	30
<b>Tope Intervalo [ft]</b>	2.300	2.515	2.665	3.070	3.210	3.290	3.375
<b>Base Intervalo [ft]</b>	2.310	2.530	2.680	3.080	3.225	3.300	3.385
<b>Intervalo neto [ft]</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>Porosidad [Frac]</b>	17,0%	16,0%	16,0%	21,0%	16,0%	18,0%	16,0%
<b>Diámetro Pozo [in]</b>	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
<b>PMP (MD) [ft]</b>	2.305	2.523	2.673	3.075	3.218	3.295	3.380
<b>PMP (TVD) [ft]</b>	2.047	2.246	2.387	2.782	2.925	3.002	3.087
<b>Gradiente de Fractura [psi/ft]</b>	<b>0,94</b>	<b>1,01</b>	<b>0,71</b>	<b>0,71</b>	<b>0,92</b>	<b>0,38</b>	<b>0,89</b>
<b>Presión de Fractura (psi)</b>	<b>1.925</b>	<b>2.268</b>	<b>1.695</b>	<b>1.975</b>	<b>2.691</b>	<b>1.141</b>	<b>2.747</b>

**Fuente:** Autor

Los volúmenes del tratamiento principal fueron calculados para todos los intervalos de acuerdo a los radios de penetración deseados con cada fluido (2,8' para el solvente orgánico y 3,2' para el HCl 7,5%).

**Tabla 36.** Cálculo de Volúmenes de Tratamiento. GUA-098.

ETAPA	FLUIDO	Volúmenes a Bombear en cada intervalo [Bbls]							TOTAL FLUIDO
		ARIN-1	ARIN-3						
		2300'- 2310'	2515'- 2530'	2665'- 2680'	3070'- 3080'	3210'- 3225'	3290'- 3300'	3375'- 3385'	
1	Preflujo Píldora	6	9	9	6	9	6	6	51
2	Píldora de Inhibición	5	8	8	5	8	5	5	44
3	Desplazamiento Píldora	23	16	16	22	16	13	11	117
4	Tratamiento Orgánico	12	13	13	12	13	10	9	82
5	Desplazamiento con crudo	20	22	23	27	28	29	29	178
6	Tratamiento HCl 7,5%	15	17	17	15	17	13	11	104
7	Desplazamiento con crudo	20	22	23	27	28	29	29	178
<b>Volumen Total</b>		<b>102</b>	<b>107</b>	<b>109</b>	<b>113</b>	<b>119</b>	<b>104</b>	<b>101</b>	
<b>Radio de Penetración total</b>		<b>8,74</b>	<b>8,57</b>	<b>8,68</b>	<b>9,45</b>	<b>9,07</b>	<b>9,81</b>	<b>10,26</b>	

**Fuente:** Autor

En el cálculo de los volúmenes de desplazamiento se consideró la capacidad de la tubería de 3½" (0,0087 bbls/ft) hasta la profundidad del tope de perforados medida y la fase de inhibición fue recomendada con dosis de 0,6 bbls/pie para el preflujo y 0,5 bbls/pie para la píldora con desplazamientos de acuerdo a la porosidad del intervalo. La secuencia de bombeo y los volúmenes de tratamientos establecidos para cada intervalo se muestran en la Tabla 36.

La presión máxima de tratamiento en superficie fue determinada a partir de los parámetros de la Tabla 35, teniendo en cuenta la gravedad específica de los fluidos de bombeo (determinada en laboratorio) y calculados suponiendo pérdidas por fricción mínimas. La presión de tratamiento en superficie para el bombeo en cada intervalo no debía sobrepasar los valores resaltados en la Tabla 37.

**Tabla 37.** Cálculo de Presiones máximas de Bombeo. GUA-098.

FLUIDO	G.E	Densidad [ppg]	Máxima Presión en Superficie [psi]						
			2300'-2310'	2515'-2530'	2665'-2680'	3070'-3080'	3210'-3225'	3290'-3300'	3375'-3385'
<b>Preflujo Orgánico</b>	<b>0,84</b>	6,99	1180	1451	827	964	1627	49	1625
<b>HCl 7,5%</b>	<b>1,03</b>	8,62	<b>1007</b>	<b>1262</b>	<b>625</b>	<b>729</b>	<b>1381</b>	-	<b>1364</b>
<b>Píldora Inhibidora</b>	<b>0,99</b>	8,24	1047	1306	672	783	1438	-	1425
<b>Salmuera KCl 2%</b>	<b>0,97</b>	8,15	1057	1317	683	796	1452	-	1439
<b>Crudo Tratado</b>	<b>0,87</b>	7,25	1152	1421	794	926	1588	9	1583

Fuente: Autor

En el diseño del tratamiento, se establecieron algunas consideraciones adicionales desde el punto de vista operacional como parte vital de la ejecución del tratamiento de estimulación matricial, entre las cuales se pueden citar:

- La estimulación se diseñó con divergencia mecánica mediante empaques, aislando uno a uno desde el intervalo más profundo hasta el más somero con empaques RTTS y tapón recuperable RBP.
- Este tipo de tratamientos normalmente requiere tiempo de remojo con el fin de favorecer la adsorción del inhibidor a la roca y se pueda tratar un volumen determinado de agua de producción equivalente a aproximadamente un año de duración del efecto del tratamiento. Por tanto, el tratamiento principal (HCl 7,5%) y el tratamiento orgánico requieren ser desplazados por un volumen de desplazamiento igual a la capacidad de la tubería hasta el tope de perforados. El tiempo de remojo para el tratamiento orgánico se sugirió de dos horas y para el tratamiento ácido de una hora.

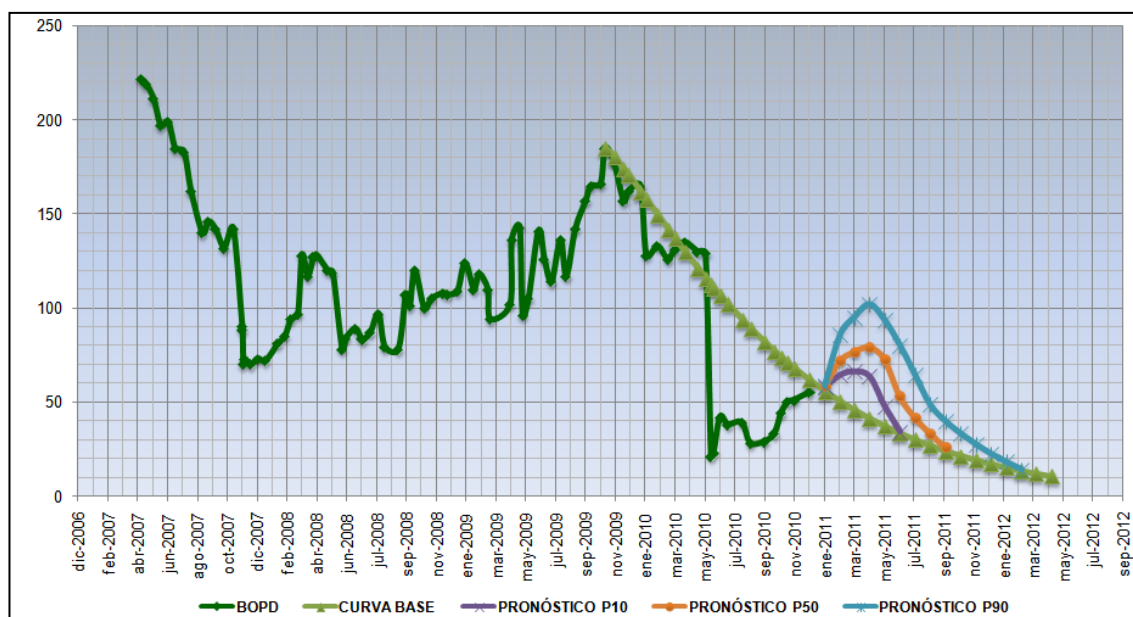
- Para el caso de los tratamientos ácidos u orgánicos con etapas de inhibición, iniciar la producción del pozo con el menor drawdown posible con el fin de facilitar la absorción del inhibidor en la formación.
- Adicionalmente, se sugirió que los retornos ácidos del pozo fueran recibidos en superficie mediante un equipo de Well Testing.

→ **Análisis Económico**

Las curvas empleadas, con los diferentes escenarios, para el análisis económico de la estimulación en el pozo GUA-098 se muestran en la Figura 64, y fueron creadas empleando funciones matemáticas con base en la tendencia de producción previa a la estimulación del pozo y en el incremento de producción esperado.

Para este proyecto se tomó como base la cotización hecha por las empresas contratistas LatinAmerican Chemical Treatments Ltda. (Inhibición) y Schlumberger Surencó S.A. (Tratamiento Ácido) de acuerdo a los volúmenes diseñados teniendo en cuenta los costos de la intervención de Workover tales como tarifa diaria del equipo, costo de la bomba de levantamiento, alquiler y manejo de herramientas, personal de apoyo y pérdidas por producción diferida.

**Figura 64.** Escenarios para análisis económico Estimulación GUA-098.



Fuente: Autor.

El cálculo aproximado del costo de la estimulación fue de **US\$ 185.000**. Los resultados del análisis económico para cada escenario se pueden observar en la Tabla 38.

**Tabla 38.** Resultados Análisis Económico - Estimulación GUA-098.

Variable	P10	P50	P90
Producción Incremental [KBO]	3.36	5.95	10.93
VPN [K\$US]	2.6	29.73	81.55
Índice de Rentabilidad	1,05	1.56	2.54
Período de Restitución	6 meses	5 meses	4 meses

Fuente: Autor

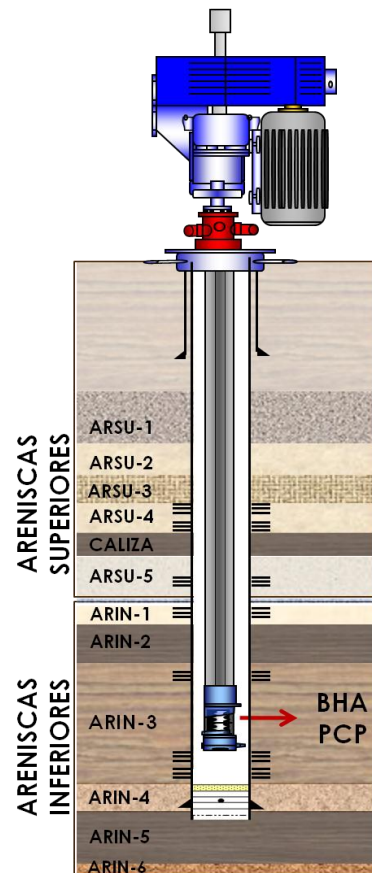
De acuerdo con el análisis de resultados, el proyecto se presenta robusto y viable, a partir de lo cual, se recomendó su realización.

### 7.2.1.3. GUA-149

El pozo actualmente se encuentra terminado como productor de aceite. El completamiento consta de una sarta de tubería de 3 1/2" EUE (Peso 9.3#/ft, Grado N80, Rango R2) con una bomba tubular GER 28.45.700, en medio de los intervalos perforados en ARIN-3, y accesorios como ancla antitorque y un niple de asentamiento. La sarta de varillas de 1" es convencional y se encuentra completamente centralizada.

La producción se hace a través de las unidades ARSU-4 y ARSU-5 de las arenas superiores y ARIN-1 y ARIN-3 de las arenas inferiores por medio de los intervalos cañoneados mostrados en la Tabla 39.

Figura 65. Esquema GUA-149



Fuente: Autor

Tabla 39. Intervalos perforados. Pozo GUA-149.

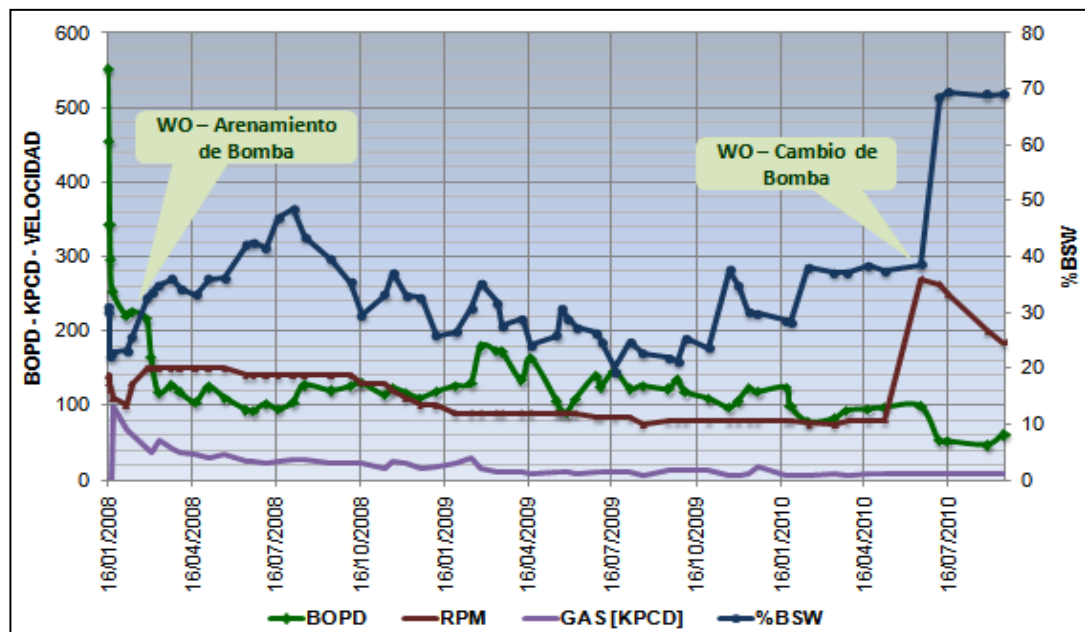
Intervalo	Densidad de Disparos	Unidad
2105'-2115'	12 TPP	ARSU-4
2185'-2195'	12 TPP	
2275'-2285'	12 TPP	ARSU-5
2730'-2740'	12 TPP	ARIN-1
3150'-3160'	12 TPP	ARIN-3
3245'-3255'	12 TPP	
3360'-3370'	12 TPP	

Fuente: Autor

→ Análisis de Daño y Criterios de Selección del pozo

La curva de producción del pozo (Figura 66) fue construida con base en las pruebas de producción hasta el 14 de Septiembre de 2010. En la historia de pozo se registran diversas fallas por ruptura de varilla y pega de bomba, así como 2 intervenciones por operaciones de workover previas para cambio de la bomba PCP.

**Figura 66.** Historia de Producción GUA-149.



Fuente: Autor

- La primera obedeció a un cambio de bomba por arenamiento en Febrero de 2008, luego de la cual se redujo la producción del pozo casi 50% estabilizándose en un promedio de 120 BOPD. Desde entonces, la producción se mantuvo en ese promedio con las condiciones del pozo prácticamente constantes.
- En Junio de 2010, tras fallas reiteradas por ruptura de varillas, fue necesario realizar un servicio a pozo. Durante esta intervención se bombearon en total 161 barriles de fluido de control (Crudo filtrado y tratado con solvente mutual y demulsificante en concentraciones de 40 GPT y 2 GPT, respectivamente). Como se puede apreciar en la Figura 67, se

encontraron depósitos inorgánicos de espesor 1/8” recubriendo la superficie externa del ensamble del pozo, razón por la cual se inició un programa de tratamiento químico mediante bacheos periódicos de inhibidor de incrustaciones.

**Figura 67.** Depósitos inorgánicos de fondo de pozo. GUA-149.



**Fuente:** Modificado de Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia.

Posterior a la intervención, la producción de aceite del pozo disminuyó de 99 BOPD a 53 BOPD y el %BSW aumentó hasta 69%, como se observa en la gráfica de la Figura 66. A Diciembre de 2010, las condiciones del pozo no se restablecieron como se esperaba y la evidente reducción de la productividad definió el pozo como candidato a una estimulación.

El análisis fisicoquímico del agua de producción se realizó a una muestra tomada el 8 de Julio de 2010, obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 40.** Resultados de Análisis de Muestra Sólida. GUA-149.

<b>pH</b>	7.21 A 28.9°C
<b>Cloruros</b>	479,9 mg/l
<b>Dureza cálcica</b>	710 mg/l
<b>Dureza magnésica</b>	110 mg/l
<b>Dureza total</b>	820 mg/l

<b>Alcalinidad</b>	970 mg/l
<b>Sulfatos</b>	3 mg/l
<b>Hierro</b>	2,69 mg/l
<b>Bario</b>	11 mg/l
<b>Sólidos Totales</b>	4490,72 mg/l

**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

El índice de estabilidad de Langelier (IEL) fue calculado para la temperatura de **28.9°C (84,02 °F)** en un valor de **1,13**, a partir de lo cual se confirmó la tendencia incrustante del agua de producción del pozo.

La caracterización fase sólida de los fluidos producidos por el pozo, definió las fracciones de componentes observados durante el análisis granulométrico y mineralógico tal como se muestra en la Tabla 41.

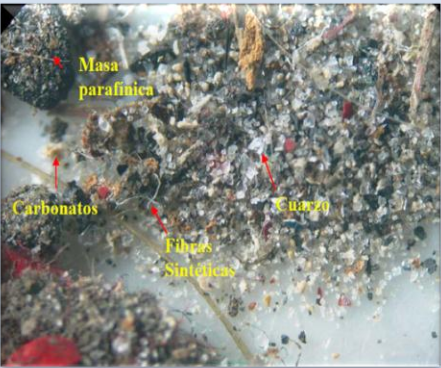
Particularmente, se observó un 20% de incrustaciones de carbonato de calcio como láminas muy frágiles, blandas, de color gris claro, y también en forma de costras cubriendo la superficie de láminas de pintura. La fase sólida también se encontró compuesta por 10% de masa parafínica a manera de una masa de color negro brillante, aglomerando cuarzo y carbonatos, que se desintegra al aplicar benceno.

La tendencia incrustante del agua producida, la presencia de depósitos de material inorgánico en la fase sólida de los fluidos producidos por el pozo y en los equipos de fondo del sistema de levantamiento sugiere un posible **daño por precipitación de componentes inorgánicos, principalmente Carbonato de Calcio CaCO<sub>3</sub>**.

**Tabla 41.** Resultados Análisis de Caracterización fase sólida de los fluidos producidos.

GUA-149.

Muestra	FRACCIÓN NO METÁLICA	FRACCIÓN METÁLICA
---------	----------------------	-------------------

	Cuarzo de Grano Medio	5%	Fracción no magnética (Óxidos de hierro)	2%
	Cuarzo de Grano Fino	55%	Fracción magnética	3%
	Carbonato	20%		
	Masa Parafínica	10%		
	Escoria	5%		
	<b>TOTAL</b>	<b>95%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>3%</b>

**Fuente:** Modificado de Caracterización fase sólida en los fluidos producidos por los pozos con sistema de levantamiento PCP – ESP. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

La pérdida de producción de aceite con el incremento de %BSW, luego de la intervención de Junio de 2010 evidencian un posible **cambio de mojabilidad** o la **formación de una emulsión** en la región la formación cercana a la cara de pozo, ocasionadas por la invasión de fluidos con alta tensión interfacial.

De esta forma, se propuso el **bombeo de solventes orgánicos** para restaurar la mojabilidad de la roca y romper cualquier posible emulsión y de un **sistema ácido en base HCl** para disolver el daño por carbonato de calcio.

Considerando condiciones mecánicas del pozo favorables, el tratamiento matricial fue propuesto para ser inyectado selectivamente mediante empaques en tándem en todos los intervalos del pozo, a excepción del intervalo 3360'-3370' de ARIN-3 debido a que fue probado como productor de agua.

→ **Diseño del Tratamiento de Estimulación**

El trabajo fue diseñado para utilizar divergencia mecánica con empaques RTTS y tapón RBP, para lo cual se requiere equipo de Workover y tubería de trabajo para estimulación con ácido.

La limpieza de tubería (Pickling) fue considerada al inicio del trabajo de estimulación en dos etapas con **10 bbls de HCl [7.5%]**, desplazando y retornando hasta superficie con agua potable tratada.

La secuencia de bombeo para cada intervalo consideró dos etapas principales cada una con un volumen de desplazamiento, con los fluidos tratados con solvente mutual y un surfactante adecuado:

- **Un tratamiento orgánico compuesto por una mezcla de Xileno y Diesel:**  
Para restaurar la permeabilidad relativa al aceite en la zona cercana a la cara del pozo, romper cualquier posible emulsión y remover los depósitos orgánicos (masa parafínica) evidenciados en la muestra sólida de fondo, se sugirió utilizar una mezcla (tratada con demulsificante y solvente mutual) de Xileno y diesel.
- **Un tratamiento ácido con HCl:** La concentración del tratamiento ácido con **HCl** fue definida en **7.5%** de acuerdo a los análisis petrográficos, los cuales indicaron que el contenido de limos y arcilla es menor al 10% y no hay presencia de zeolitas, clorita o glauconita en la formación, y teniendo en cuenta la baja permeabilidad, típicamente menor a 20 mD. Como aditivos para esta etapa se propusieron un agente quelante para prevenir la precipitación de hierros, un estabilizador de arcillas, un inhibidor de corrosión, solvente mutual y un surfactante no iónico.
- **Un desplazamiento con crudo filtrado y tratado:** Se sugirió desplazar los tratamientos con el mismo fluido de control utilizado en los pozos, es decir, crudo filtrado y tratado con solvente mutual y demulsificante.

Las pruebas de compatibilidad entre los fluidos producidos por el pozo y los fluidos de tratamiento fueron ejecutadas de acuerdo a la norma API RP 42. No se registraron incompatibilidades y los fluidos no evidenciaron tendencia a la formación de emulsiones.

Los parámetros tenidos en cuenta para el cálculo de los volúmenes de tratamiento se muestran en la Tabla 42. Los valores de gradiente de fractura se tomaron como referencia de los calculados en intervenciones previas.

**Tabla 42.** Parámetros de Pozo GUA-149.

Parámetros	ARSU-4		ARSU-5	ARIN-1	ARIN-3	
	2105'- 2115'	2185'- 2195'	2275'- 2285'	2730'- 2740'	3150'- 3160'	3245'- 3255'
<b>Permeabilidad [mD]</b>	20	30	20	20	15	15
<b>Tope del Intervalo [ft]</b>	2.105	2.185	2.275	2.730	3.150	3.245
<b>Base del Intervalo [ft]</b>	2.115	2.195	2.285	2.740	3.160	3.255
<b>Intervalo neto [ft]</b>	10	10	10	10	10	10
<b>Porosidad [Fracción]</b>	20,0%	19,0%	20,0%	19,0%	16,0%	16,0%
<b>Diámetro Pozo [in]</b>	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
<b>PMP (MD) [ft]</b>	2.110	2.190	2.280	2.735	3.155	3.250
<b>PMP (TVD) [ft]</b>	1.960	2.040	2.129	2.584	3.004	3.099
<b>Gradiente de Fractura [psi/ft]</b>	0,57	0,45	0,41	0,7	0,65	0,38
<b>Presión de Fractura (psi)</b>	1.117	918	873	1.809	1.952	1.177

**Fuente:** Autor

La presión máxima de tratamiento en superficie fue determinada a partir de los parámetros de la Tabla 42, teniendo en cuenta la gravedad específica de los fluidos de bombeo (determinada en laboratorio) y calculados suponiendo pérdidas por fricción mínimas.

**Tabla 43.** Cálculo de Presiones máximas de Bombeo. GUA-149.

FLUIDO	G.E.	Densidad [ppg]	Máxima Presión en Superficie [psi]					
			2105'-2115'	2185'-2195'	2275'-2285'	2730'-2740'	3150'-3160'	3245'-3255'
Tratamiento Orgánico	0,8395	6,993035	404	176	99	869	860	51
HCl 7,5%	1,0343	8,615719	-	651	607	4	-	-
Crudo Tratado	0,8707	7,252931	378	149	70	834	820	9

Fuente: Autor

La presión de tratamiento en superficie para el bombeo en cada intervalo no debía sobrepasar los valores resaltados en la Tabla 43, lo cual implica que en los intervalos 2185'-2195', 2275'-2285' y 3245'-3255', el pozo debía ser llenado cuidadosamente para garantizar una presión en superficie de aproximadamente 0 psi.

Los volúmenes del tratamiento principal fueron calculados para todos los intervalos de acuerdo a los radios de penetración deseados con cada fluido (2,8' para el solvente orgánico y 3,3' para el HCl 7,5%).

**Tabla 44.** Cálculo de Volúmenes de Tratamiento. GUA-149.

ETAPA	FLUIDO	Volúmenes a Bombear en cada intervalo [Bbls]						TOTAL FLUIDO
		ARSU-4		ARSU-5	ARIN-1	ARIN-3		
		2105'-2115'	2185'-2195'	2275'-2285'	2730'-2740'	3150'-3160'	3245'-3255'	
1	Tratamiento Orgánico	10	10	10	10	10	10	60
2	Tratamiento HCl 7,5%	15	14	15	14	12	12	79

Fuente: Autor

Los volúmenes de desplazamiento se calcularon teniendo en cuenta la baja presión en superficie requerida para no fracturar la formación y la presión baja

de yacimiento. Así, el volumen de desplazamiento recomendado se obtuvo como la cantidad de barriles requerida para llevar los tratamientos hasta la profundidad del tope de perforados medida, considerando la capacidad de la tubería de 3 ½" (0,0087 bbls/ft). La secuencia de bombeo y los volúmenes de tratamientos establecidos para cada intervalo se muestran en la Tabla 44.

En el diseño del tratamiento, se establecieron algunas consideraciones adicionales desde el punto de vista operacional como parte vital de la ejecución del tratamiento de estimulación matricial, entre las cuales se pueden citar:

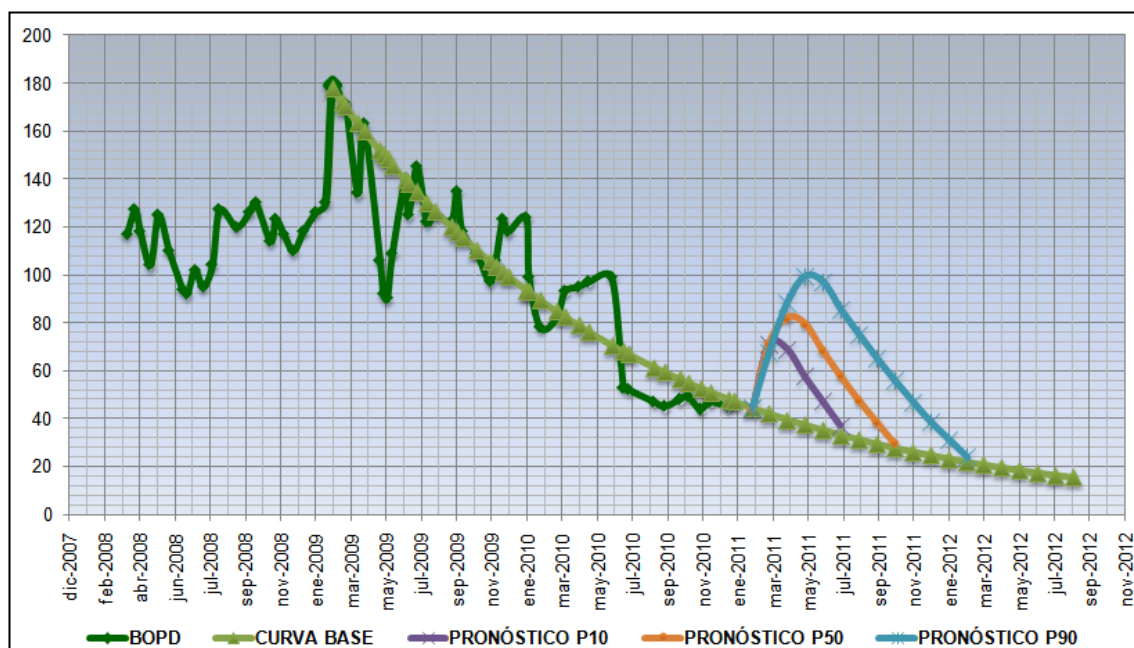
- La estimulación se diseñó con divergencia mecánica mediante empaques, aislando uno a uno desde el intervalo más profundo hasta el más somero con empaques RTTS y tapón recuperable RBP.
- El objetivo de los desplazamientos del tratamiento principal (HCl 7,5%) y el tratamiento orgánico, principalmente es facilitar el período de remojo de los fluidos de estimulación en la formación. Se sugirieron tiempos de remojo de dos horas para el tratamiento orgánico y para el tratamiento ácido de una hora.
- Adicionalmente, se sugirió que los retornos ácidos del pozo fueran recibidos en superficie mediante un equipo de Well Testing.

→ **Análisis Económico**

Las curvas empleadas, con los diferentes escenarios, para el análisis económico se muestran en la Figura 68, y fueron creadas empleando funciones matemáticas con base en la tendencia de producción previa a la estimulación del pozo y en el incremento de producción esperado.

Los resultados del análisis económico para cada escenario se pueden observar en la Tabla 45.

**Figura 68.** Escenarios para análisis económico Estimulación GUA-149.



**Fuente:** Autor.

Para este proyecto se tomó como base la cotización hecha por la empresa contratista Schlumberger Surencó S.A. de acuerdo al diseño del tratamiento y los volúmenes empleados teniendo en cuenta los costos de la intervención de Workover tales como Tarifa diaria del equipo, costo de la bomba de levantamiento, alquiler y manejo de herramientas, personal de apoyo y pérdidas por producción diferida. El cálculo aproximado del costo de la estimulación fue de **US\$ 150.000**.

**Tabla 45.** Resultados Análisis Económico - Estimulación GUA-149.

Variable	P10	P50	P90
<b>Producción Incremental [KBO]</b>	3.07	6.22	12.35
<b>VPN [K\$US]</b>	2.4	35.25	97.26
<b>Índice de Rentabilidad</b>	1,05	1.73	3.02
<b>Período de Restitución</b>	7 meses	5 meses	3 meses

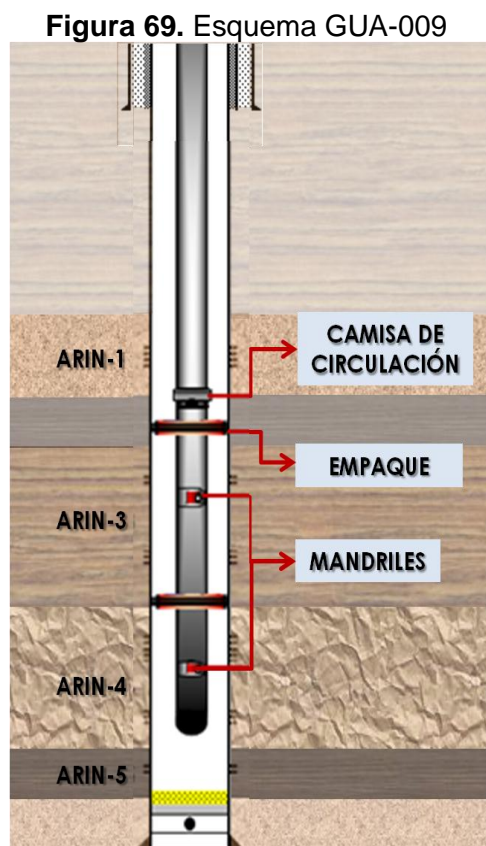
**Fuente:** Autor

De acuerdo con el análisis de resultados, el proyecto se presenta robusto y viable, a partir de lo cual, se recomendó su realización.

## 7.2.2. POZOS INYECTORES

### 7.2.2.1. GUA-009

El pozo actualmente se encuentra terminado como inyector de agua. La sarta de inyección es sencilla con tubería de 3 1/2" EUE (Peso 9.3#/ft, Grado N80, Rango R2) y dos empaques hidráulicos para aislar los intervalos cañoneados en las diferentes unidades como se muestra en la figura 69.



Fuente: Autor

La inyección de agua puede regularse o restringirse según se requiera mediante válvulas reguladoras de caudal para las unidades ARIN-3 y ARIN-4&5. Para la unidad ARIN-1 está habilitado el anular del pozo. Sin embargo, la inyección por este intervalo se realiza a baja tasa ya que el pozo se encuentra ubicado en el sector centro - sur del Campo Guando donde se han evidenciado colapsos en el revestimiento de 7" a la profundidad de las liditas, por encima de ARIN-1, en pozos cercanos, tales como: GUA-127 y GUA-132.

Los intervalos abiertos a inyección del pozo, se resumen en la Tabla 46:

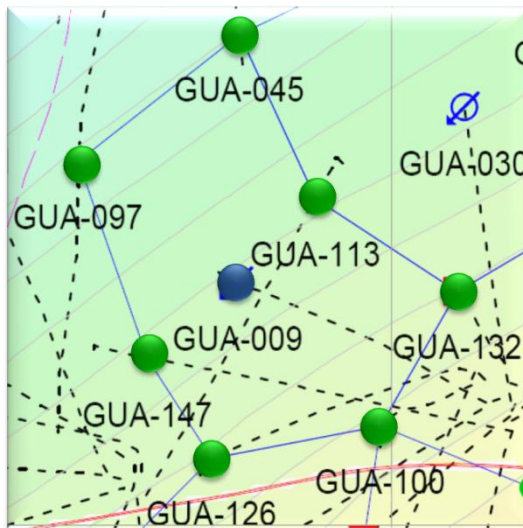
**Tabla 46.** Intervalos perforados. Pozo GUA-009.

Intervalo	Densidad de Disparos	Unidad	Sarta
2440'-2462'	12 TPP	ARIN-1	GUA-009A
2462'-2480'	6 TPP		
2620'-2640'	12 TPP	ARIN-3	GUA-009T
2750'-2790'	12 TPP		
2945'-2990'	6 TPP	ARIN-4	
3040'-3050'	6 TPP		
3120'-3130'	12 TPP	ARIN-5	

Fuente: Autor

Este pozo forma parte del anillo de inyección mostrado en la figura 70, en el cual tiene influencia directa con los pozos:

**Figura 70.** Patrón de Inyección GUA-009



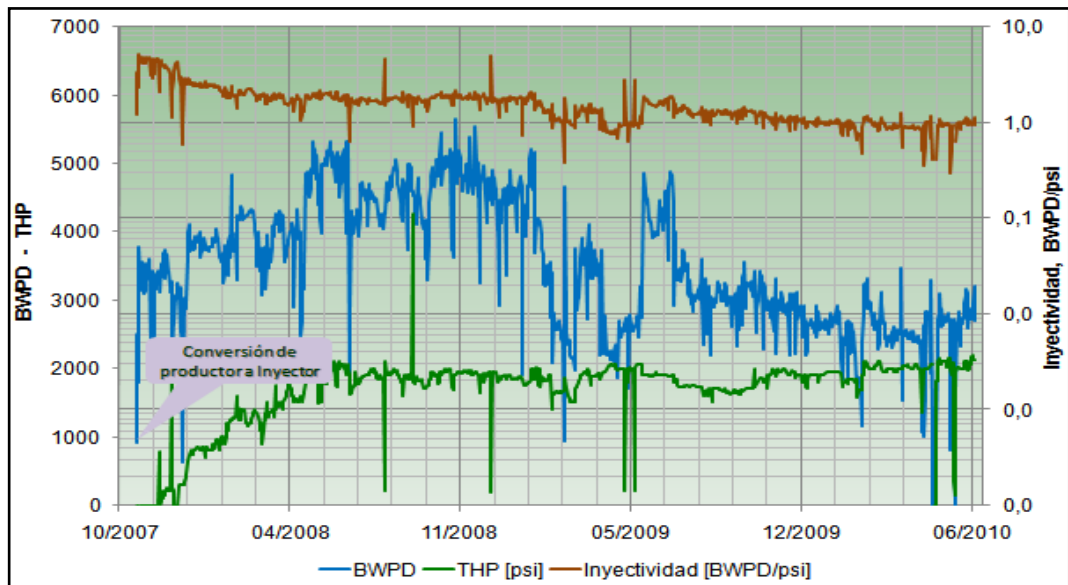
- GUA-097
- GUA-113
- GUA-147
- GUA-126
- GUA-132
- GUA-045
- GUA-100

Fuente: Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

→ **Análisis de Daño y Criterios de Selección del pozo**

El pozo GUA-009T inició la inyección de agua en Octubre del año 2007, como se muestra en la gráfica de historia de inyección de la Figura 71. Puede observarse la tendencia de reducción de la inyectividad con su consecuente

**Figura 71.** Curva de Inyección GUA-009T.

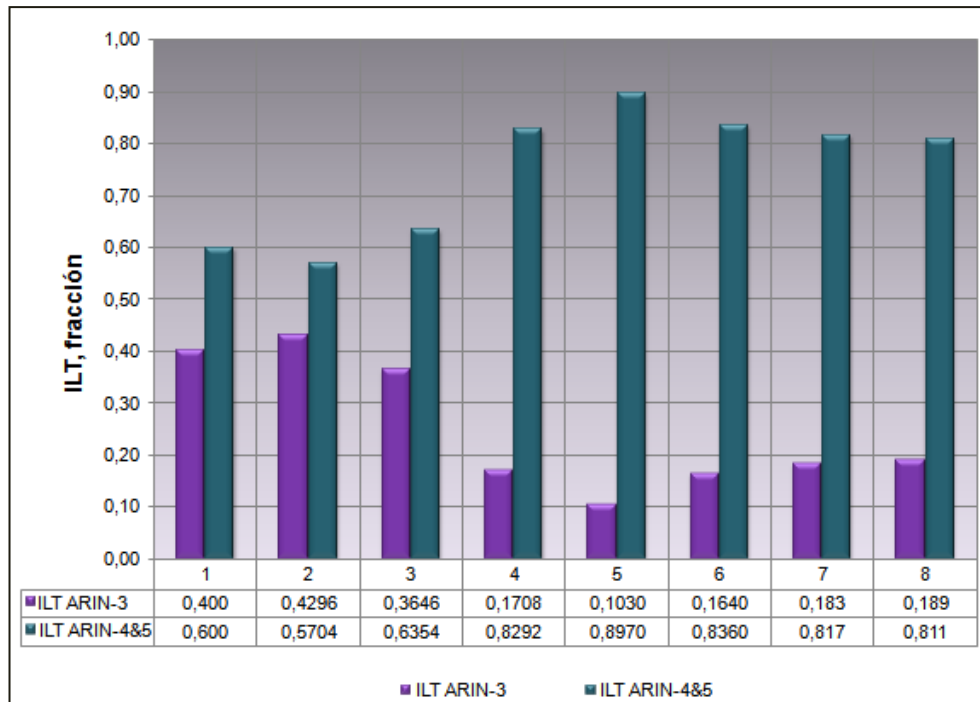


Fuente: Autor

disminución de la tasa de inyección e incremento de la presión de inyección. Desde la conversión del pozo no se había realizado ninguna intervención y a Julio de 2010 los equipos de fondo tenían un Run Life de aproximadamente 1000 días.

En el pozo GUA-009T se evidencia un perfil de inyección preferencial a la unidad ARIN-4, no sólo porque esta arena presenta mejores propiedades petrofísicas sino también debido a posibles daños inducidos en ARIN 3. A partir de Febrero de 2008 se había evidenciado una pérdida significativa de la inyectividad en esta arena, llegando en algunas ocasiones al 10%, y permaneciendo en promedio en un 18% del volumen total inyectado (+/- 500 BWPD), como se observa en la Figura 72.

**Figura 72.** Resultados perfiles de Inyección GUA-009T.




**Fuente:** Autor

Generalmente, en pozos Inyectores el principal mecanismo de daño es el taponamiento por partículas finas de la cara cercana al pozo, procedentes del agua de inyección. Además, la incompatibilidad del agua puede desencadenar el fenómeno de desestabilización de arcillas y formación de incrustaciones, con una subsecuente disminución de la permeabilidad hasta del 90%. Los análisis del agua de inyección presentados en el Capítulo 6, muestran que la tendencia incrustante del agua de inyección es muy baja.

El análisis de muestras sólidas obtenidas en los retornos del pozo durante un BackFlow realizado en Junio de 2010, evidenció la presencia de depósitos orgánicos solubles en solventes como Xileno-Diesel (Tabla 47).

**Tabla 47.** Análisis de retornos sólidos del pozo GUA-009.

Muestra	Prueba	Resultado
	Flota en Agua	SI
	Soluble en Agua Destilada	NO
	Soluble en HCl frío	NO
	Soluble en HCl caliente	NO
	Soluble en Xileno	SI
	Evidencia Magnética	NO

**Fuente:** Modificado de Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia.

Dadas las condiciones del pozo, los análisis de las curvas y perfiles de inyección y pruebas de laboratorio, se sugirió como mecanismo responsable de la reducción de la permeabilidad a una **desestabilización y migración de arcillas** en la cara de la formación, así como la presencia de **depósitos inorgánicos** debidos a incompatibilidades entre el agua de formación y el agua de inyección, y **depósitos orgánicos** como consecuencia de la conversión de productor de aceite a inyector.

De esta forma, para la unidad ARIN-3 se propuso un **tratamiento matricial ácido (Ácido Fluorhídrico (HF) y Ácido Clorhídrico (HCl))** para el disolver las arcillas migratorias, con un **preflujo orgánico** en base de una mezcla de Xileno-Diesel para remover restos orgánicos y un **preflujo con ácido clorhídrico (HCl)** para disolver el material calcáreo previo al contacto con el ácido fluorhídrico (HF).

El tratamiento ácido fue propuesto para **bombeo a través de la sarta de inyección de 3 1/2"** considerando el pozo en buenas condiciones mecánicas y aprovechando que los intervalos en ARIN-3 se encuentran aislados mediante empaques, como se muestra en el esquema de pozo de la Figura 69. Debido a que los dos intervalos se caracterizan por tener propiedades petrofísicas diferentes, se requirió el uso de un agente divergente químico y realizar el bombeo del tratamiento en dos fases separadas por una etapa de divergencia.

→ **Diseño del Tratamiento de Estimulación**

El tiempo de operación de los equipos de fondo de pozo era de aproximadamente 1000 días, por tanto se consideró necesario realizar limpieza de tubería, aprovechando que mediante modificaciones en los mandriles de inyección y la camisa de circulación se puede circular el fluido de Pickling, evitando el contacto de las partículas transportadas por el fluido y los intervalos de la formación de interés.

De esta forma, previo al trabajo de estimulación se propuso **el bombeo de 8 bbls de HCl [7.5%] por tubería** a la mínima tasa posible hasta la punta del tubing (3098'), desplazándolo con agua potable tratada y retornándolo hasta superficie por el anular.

La secuencia de bombeo consideró cuatro etapas principales con fluidos inhibidos, es decir, tratados con solvente mutual y el surfactante adecuado:

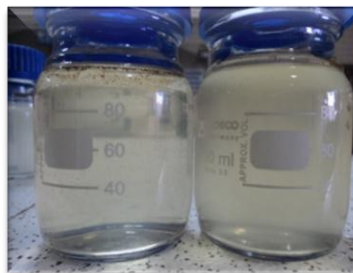
- **Un preflujo orgánico compuesto por una mezcla de Diesel y Xileno:** mediante una prueba de laboratorio se determinó la concentración adecuada para la disolución del material orgánico con 70% de Xileno, diesel, solvente mutual y demulsificante.
- **Una segunda etapa de preflujo con HCl:** La concentración de preflujo ácido sería de **HCl 7.5%** de acuerdo a los análisis petrográficos ya que el contenido de limos y arcilla es menor al 10% y no hay presencia de zeolitas, clorita o glauconita en la formación y teniendo en cuenta que la permeabilidad en ARIN-3 es baja y típicamente menor a 20 mD. Como aditivos para esta etapa se emplea un agente quelante para prevenir la precipitación de hierros, un inhibidor de corrosión, solvente mutual y un surfactante no iónico.

- **Un tratamiento principal de HF/HCl:** Con base en las mismas consideraciones mineralógicas y petrofísicas tenidas en cuenta para la selección de la concentración del preflujo ácido, se seleccionó una concentración de **3% de HF y 12% de HCl** para la disolución de arcillas migratorias con inhibidor de corrosión, solvente mutual, surfactante no iónico y agente quelante como aditivos.
- **Un desplazamiento con una salmuera de Cloruro de Amonio:** Una salmuera de **cloruro de Amonio  $NH_4Cl$  al 5%**, compatible con el tratamiento principal, se diseñó con el objetivo de desplazar el tratamiento lejos de la cara de pozo y así evitar la formación de precipitados de las reacciones adversas que pueden desencadenarse.

La diferencia de propiedades petrofísicas en los dos intervalos es considerable, ya que en **2750' - 2790'** la permeabilidad es de 0,5 mD mientras que en **2620'-2640'**, el valor de permeabilidad alcanza 25 mD. Por esta razón, se sugirió emplear 15 bbls de **agente divergente de naturaleza polimérica**, compatible con los fluidos de tratamiento y capaz de reducir la permeabilidad relativa al agua, sin efecto sobre la permeabilidad relativa al aceite.

Se ejecutaron las pruebas de compatibilidad entre el agua de inyección y estos fluidos de tratamiento a una temperatura de 110 °F, por un tiempo de una hora, acorde a la norma API RP 42.

**Figura 73.** Pruebas de Compatibilidad GUA-009.

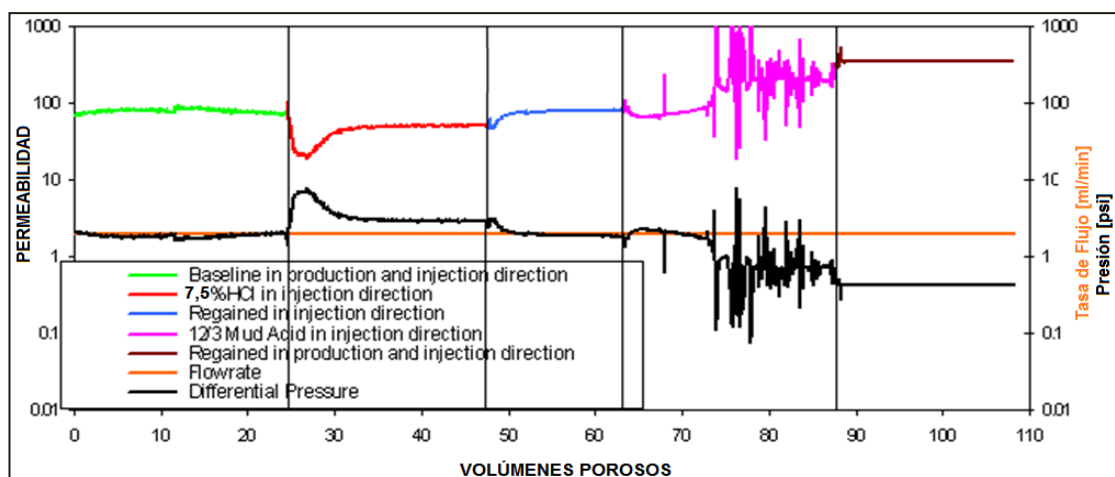


**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

Los resultados de las pruebas establecieron que los fluidos eran compatibles y no favorecían la formación de emulsiones, ni de depósitos de algún tipo, como se muestra en la Figura 73.

Se ejecutaron las pruebas de flujo a través de núcleos para evaluar la respuesta de la formación a este tratamiento propuesto, la efectividad y la compatibilidad de los fluidos con la formación. La variación de permeabilidad observada respecto a los volúmenes porosos inyectados se puede observar en la Figura 74.

**Figura 74.** Pruebas de Flujo a través de Núcleos para el tratamiento ácido seleccionado.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

Los resultados de las pruebas fueron favorables puesto que se determinó que no se observó incompatibilidad de desconsolidación de la muestra. En esta prueba también se observó que la permeabilidad luego del tratamiento, inyectando aproximadamente 25 volúmenes porosos de cada fluido, se incrementaba 3,7 veces.

Los parámetros tenidos en cuenta para el cálculo de los volúmenes de tratamiento se muestran en la Tabla 48. Los valores de gradiente de fractura se tomaron como referencia de los calculados en intervenciones previas.

Tabla 48. Parámetros de Pozo GUA-009.

Parámetros	2750' - 2790'	2620'-2640'
Permeabilidad [mD]	25	0,5
Tope del Intervalo [ft]	2.750	2.620
Base del Intervalo [ft]	2.790	2.640
Intervalo neto [ft]	40	20
Porosidad [Fracción]	16,0%	14,0%
Diámetro del Hueco [in]	8,5	8,5
PMP (MD) [ft]	2.770	2.630
PMP (TVD) [ft]	2.603	2.464
Gradiente de Fractura [psi/ft]	0,76	1,08
Presión de Fractura (psi)	1978,39	2660,80

Fuente: Autor

De acuerdo con esta información, el tratamiento contactará primero el intervalo **2750'-2790'**. Los volúmenes de tratamiento son calculados para este intervalo de acuerdo a los radios de penetración deseables para cada fluido como se muestra en la Tabla 49 y corresponden a **20 barriles de preflujo orgánico, 40 barriles de preflujo de HCl al 7,5%, 67 barriles tratamiento principal (HF/HCl) y 40 barriles de NH<sub>4</sub>Cl para desplazamiento**. El radio de penetración total calculado fue de 6,46'.

Tabla 49. Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2750'-2790'. GUA-009.

INTERVALO 2750'-2790'					
PARÁMETRO	FLUIDO 1	FLUIDO 2	FLUIDO 3	FLUIDO 4	TOTAL
	PREFLUJ O ORGÁNICO	PREFLUJ O HCl 7,5%	TRATAMIENT O PRINCIPAL	DESPL.	
Radio de Tratamiento [ft]	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>6,46</b>
Volumen [bbls]	<b>19,4</b>	<b>39,8</b>	<b>67,4</b>	<b>39,8</b>	<b>166,5</b>

Volumen [gal]	814,6	1.673,1	2.832,4	1.673,1	6.993,3
Tratamiento [gal/ft]	<b>20</b>	<b>42</b>	<b>71</b>	<b>42</b>	<b>175</b>

Fuente: Autor

Posterior a la divergencia, el tratamiento contactará el intervalo **2620'-2640'**. Teniendo en cuenta los mismos radios de penetración que para el intervalo anterior, los volúmenes calculados para el bombeo corresponden a **9 barriles de preflujo orgánico, 17 barriles de preflujo de HCl al 7,5%, 30 barriles tratamiento principal (HF/HCl) y 17 barriles de NH<sub>4</sub>Cl para desplazamiento**. El radio de penetración total calculado fue de 6,46'.

**Tabla 50.** Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2620'-2640'. GUA-009.

INTERVALO 2620'-2640'					
PARÁMETRO	FLUIDO 1	FLUIDO 2	FLUIDO 3	FLUIDO 4	TOTAL
	PREFLUJO ORGÁNICO	PREFLUJO HCl 7,5%	TRATAMIENTO PRINCIPAL	DESPL.	
Radio de Tratamiento [ft]	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>6,46</b>
Volumen [bbls]	<b>8,5</b>	<b>17,4</b>	<b>29,5</b>	<b>17,4</b>	<b>72,8</b>
Volumen [gal]	356,4	732,0	1.239,2	732,0	3.059,6
Tratamiento [gal/ft]	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>31</b>	<b>18</b>	<b>76</b>

Fuente: Autor

**Tabla 51.** Cálculo de Presiones de Bombeo GUA-009.

FLUIDO	G.E.	Densidad [ppg]	2750'-2790'	2620'-2640'
--------	------	----------------	-------------	-------------

			Ph [psi]	Máx Psup [psi]	Ph [psi]	Máx Psup [psi]
<b>Preflujo Orgánico</b>	<b>0,88</b>	7,3304	992	986	939	1722
<b>HCl 7,5%</b>	<b>1,037</b>	8,63821	1169	809	1107	1554
<b>HF/HCl 12:3</b>	<b>1,146</b>	9,54618	1292	<b>686</b>	1223	1438
<b>Salmuera NH<sub>4</sub>Cl</b>	<b>1,07</b>	8,9131	1206	772	1142	1519
<b>Divergente</b>	<b>1,03</b>	8,5799	1161	817	1099	1562

Fuente: Autor

La presión máxima de tratamiento en superficie es determinada a partir de los parámetros de la Tabla 48 y teniendo en cuenta la gravedad específica de los fluidos de bombeo (determinadas en laboratorio).

**La presión de tratamiento en superficie no debe sobrepasar una presión de aproximadamente 800 psi**, suponiendo pérdidas por fricción mínimas, como se muestra en la Tabla 51.

Finalmente, la secuencia de bombeo fue establecida como se muestra en la Tabla 52.

**Tabla 52.** Secuencia de Bombeo de Tratamiento Matricial GUA-009.

<b>Etapa</b>	<b>Descripción</b>	<b>Fluido</b>	<b>Tasa (bbl/min)</b>	<b>Volumen (bbl)</b>
<b>1</b>	PREFLUJO	Preflujo Orgánico	0.5-2	20.0
<b>2</b>		HCl 7.5%	0.5-2	40.0
<b>3</b>	<b>Tratamiento Principal</b>	<b>HF/HCl 12:3</b>	<b>0.5-2</b>	<b>67.0</b>
<b>4</b>	Desplazamiento	NH <sub>4</sub> Cl 5%	0.5-2	40.0
<b>5</b>	<b>Divergente</b>	<b>Divergente</b>	<b>0.5-2</b>	<b>15.0</b>
<b>6</b>	PREFLUJO	Preflujo Orgánico	0.5-2	8.0
<b>7</b>		HCl 7.5%	0.5-2	17.0
<b>8</b>	<b>Tratamiento Principal</b>	<b>HF/HCl 12:3</b>	<b>0.5-2</b>	<b>30.0</b>
<b>9</b>	Desplazamiento	NH <sub>4</sub> Cl 5%	0.5-2	17.0

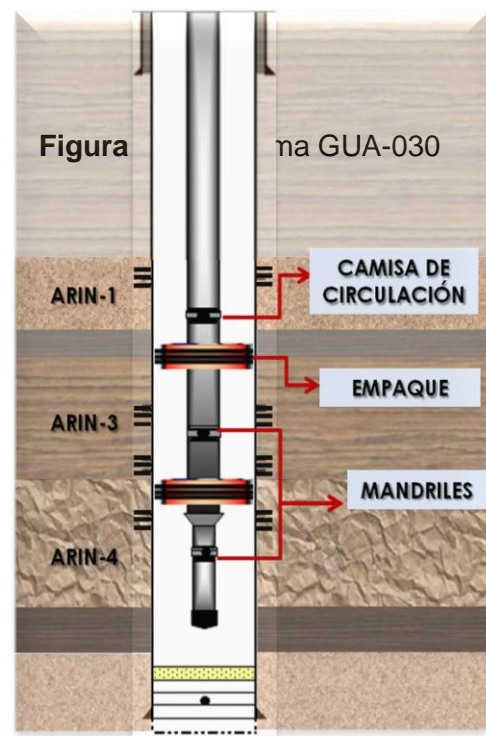
Fuente: Autor

En el diseño del tratamiento, se establecieron algunas consideraciones adicionales desde el punto de vista operacional como parte vital de la ejecución del tratamiento de estimulación matricial, entre las cuales se pueden citar:

- La estimulación se diseñó sin equipo de workover para el bombeo del tratamiento por medio de la tubería de inyección, así que debían aislarse los intervalos de ARIN-4&5 que se encontraban abiertos a inyección con un regulador de flujo y asegurarse del cierre de la camisa de circulación.
- Para evaluar la efectividad del tratamiento se sugirió la realización de Step Rate Test antes y después del bombeo de los fluidos, con agua potable tratada y manejando las mismas tasas en las dos pruebas.
- Los ácidos bombeados no requieren tiempo de remojo y para el caso de los pozos inyectoros, es conveniente realizar una etapa adicional de sobredesplazamiento del tratamiento con fluidos no reactivos como agua potable a mayor tasa posible, sobrepasando la presión de fractura y teniendo en cuenta la máxima presión soportada por los equipos. De manera que se recomendó sobredesplazar los fluidos con 150 bbls de agua potable tratada con bactericida.

#### 7.2.2.2. GUA-030

El pozo actualmente se encuentra terminado como inyector de agua. La sarta de inyección es sencilla con tubería de 3 1/2" EUE (Peso 9.3#/ft, Grado N80, Rango R2) y dos empaques hidráulicos para aislar los intervalos cañoneados en las diferentes unidades como se muestra en la figura 76.



La inyección de agua puede regularse o restringirse según se requiera mediante válvulas reguladoras de caudal para las unidades ARIN-3 y ARIN-4.

La inyección también está habilitada por el anular del pozo para la unidad ARIN-1. Tal como ocurre en el pozo GUA-009, la inyección se encuentra limitada para evitar la presurización excesiva en el tope de ARIN-1, zona donde se presentan los colapsos de revestimiento.

Los intervalos abiertos a inyección del pozo, se resumen en la Tabla 53:

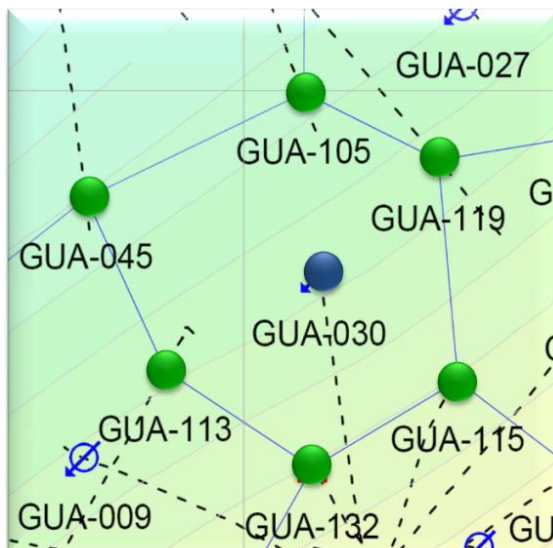
**Tabla 53.** Intervalos perforados. Pozo GUA-030.

Intervalo	Densidad de Disparos	Unidad	Sarta
2530'-2550'	12 TPP	ARIN-1	GUA-030A
2750'-2770'	12 TPP	ARIN-3	GUA-030T
2880'-2890'	12 TPP		
2950'-2970'	12 TPP	ARIN-4	

Fuente: Autor

El anillo de inyección de GUA-030 es mostrado en la figura 77 e influencia de manera directa a los pozos productores:

**Figura 76.** Patrón de Inyección GUA-030



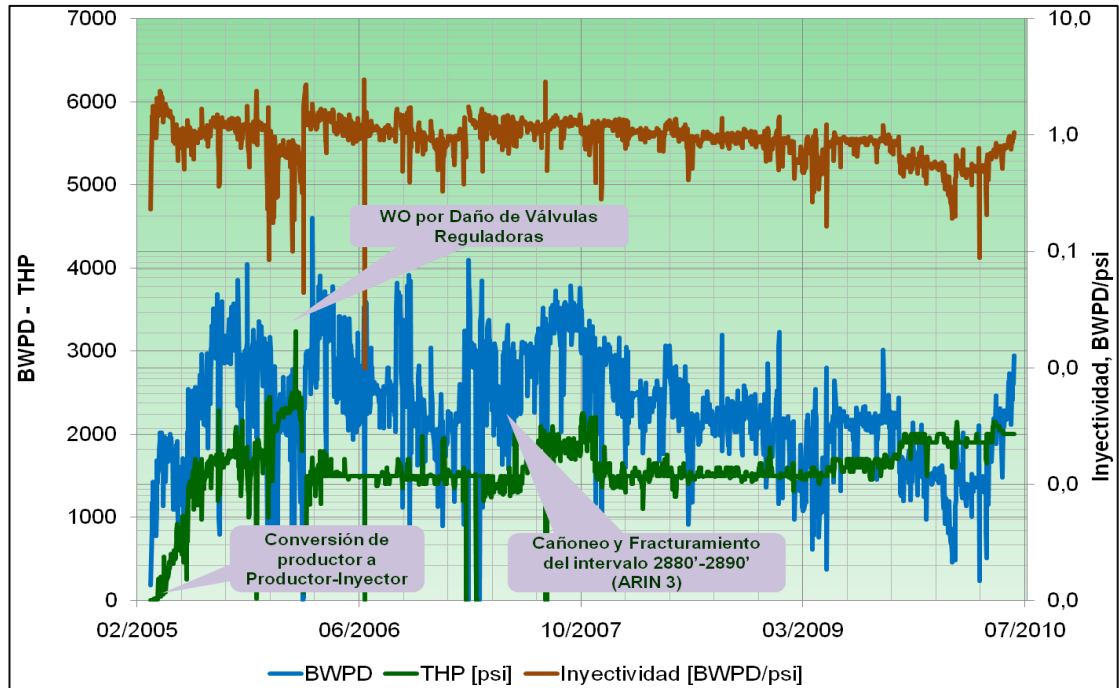
- GUA-105
- GUA-113
- GUA-115
- GUA-119
- GUA-132
- GUA-045

→ **Análisis de Daño y Criterios de Selección del pozo**

La inyección de agua en el pozo GUA-030T inició en Marzo del año 2005, pero a finales del mismo se sometió a intervención con equipo de Workover debido a una pesca fallida de un mandril con choque de  $\frac{1}{4}$ ". Posteriormente, en Febrero de 2007 fue cañoneado y fracturado el intervalo **2880'-2890'** de la unidad ARIN-3, como se muestra en la gráfica de historia de inyección de la Figura 77.

Al igual que GUA-009T, en este pozo se evidencia un perfil de inyección favorable a la unidad ARIN-4, como resultado de la diferencia en permeabilidad y la posible inducción de daño de formación en ARIN-3. En general, teniendo en cuenta la curva de inyectividad del pozo, el trabajo de fracturamiento hidráulico en ARIN-3 muestra una respuesta positiva.

**Figura 77.** Curva de Inyección GUA-030T.

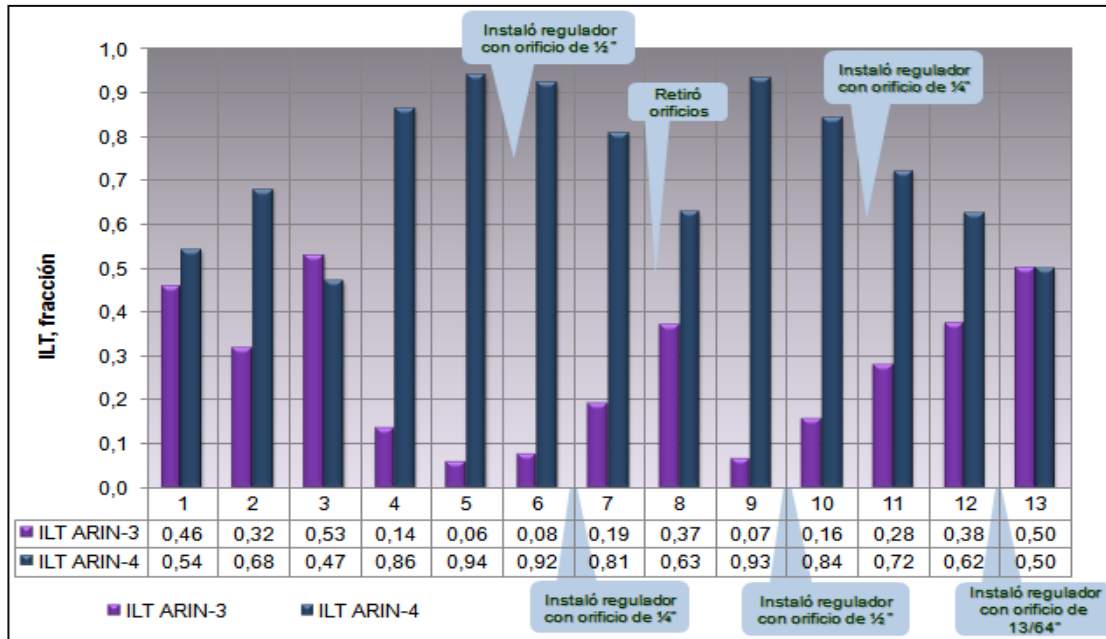


Fuente: Autor

Sin embargo, aunque el índice de inyectividad no mostraba una tendencia de caída pronunciada y la tasa de inyección del pozo se incrementó, la unidad ARIN-3 presentó reducciones de la inyectividad llegando hasta el 6% del volumen inyectado. Por esta razón, desde Junio de 2007 surgió la necesidad de instalar válvulas reguladoras de caudal en la unidad ARIN-4 y mediante lo cual se han obtenido buenos resultados, como se puede ver en la Figura 78.

Se planteó la necesidad de mejorar la inyectividad en la unidad ARIN-3 mediante una estimulación matricial, debido a que aunque la heterogeneidad vertical había podido manejarse con la restricción de la inyección en ARIN-4 se ocasionó un incremento en la presión de inyección y disminución del caudal total inyectado de +/-2000 bwpd a 1100 bwpd.

**Figura 78.** Resultados perfiles de Inyección GUA-030T.



Fuente: Autor

Como se mencionó previamente, en pozos Inyectores el principal mecanismo de daño es el taponamiento por partículas finas procedentes del agua de inyección y por incompatibilidades con el agua de formación, ocasionando así desestabilización de arcillas y formación de incrustaciones inorgánicas.

El análisis de muestras sólidas obtenidas en los retornos del pozo durante un BackFlow realizado en Junio de 2010, evidenció la presencia de depósitos orgánicos solubles un 33% en solventes como Xileno-Diesel (Tabla 54).

**Tabla 54.** Análisis de retornos sólidos del pozo GUA-030.

Muestra	Prueba	Resultado
	Flota en Agua	SI
	Soluble en Agua Destilada	NO
	Soluble en HCl frío	NO
	Soluble en HCl caliente	NO
	Soluble en Xileno	SI
	Evidencia Magnética	NO

**Fuente:** Modificado de Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia.

El análisis de daño sugirió como principal mecanismo responsable de la reducción de la permeabilidad a una **desestabilización y migración de arcilla**, y como otros posibles daños a la presencia de **depósitos inorgánicos u orgánicos**.

Dada la similitud de las condiciones de pozo, mecanismos de daño y las propiedades de los fluidos, se sugirió un tratamiento matricial afín al seleccionado para el pozo GUA-009 compuesto por **tratamiento ácido (Ácido Fluorhídrico (HF) y Ácido Clorhídrico (HCl))**, con un **preflujo orgánico** y un **preflujo con ácido clorhídrico (HCl)**.

El tratamiento ácido también fue propuesto para **bombeo a través de la sarta de inyección de 3 1/2"** considerando buenas condiciones mecánicas y el aislamiento mediante empaques de los intervalos en ARIN-3 (Figura 75). Para esta estimulación también se definió la necesidad de emplear un agente divergente en función de las propiedades petrofísicas de los intervalos y la logística de la operación.

#### → **Diseño del Tratamiento de Estimulación**

Teniendo en cuenta que el tiempo de operación de los equipos de fondo de pozo era mayor a 1200 días, se propuso de igual forma que para GUA-009, **el bombeo de 8 bbls de HCl [7.5%] por tubería** a la mínima tasa posible hasta la punta del tubing (**3059'**), desplazándolo con agua potable tratada y retornándolo hasta superficie por el anular con la camisa de circulación abierta.

El diseño de la secuencia de bombeo fue análogo al diseño mostrado en la Sección 7.2.2.1. para el pozo GUA-009 teniendo en cuenta las pruebas de petrografía y de flujo a través de núcleos. La secuencia se ajustó con las mismas cuatro etapas principales bombeadas en dos fases separadas por el bombeo de 15 barriles de un agente divergente.

Los resultados de las pruebas de compatibilidad establecieron que los fluidos eran compatibles y no favorecían la formación de emulsiones, ni de depósitos de algún tipo (Figura 79).

**Figura 79.** Pruebas de Compatibilidad GUA-030.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

Los parámetros tenidos en cuenta para el cálculo de los volúmenes de tratamiento se muestran en la Tabla 55. Los valores de gradiente de fractura se tomaron como referencia de los calculados en intervenciones previas.

**Tabla 55.** Parámetros de Pozo GUA-030.

Parámetros	2880' - 2890'	2750'-2770'
Permeabilidad [mD]	32	28
Tope del Intervalo [ft]	2.880	2.750
Base del Intervalo [ft]	2.890	2.770
Intervalo neto [ft]	10	20
Porosidad [Fracción]	16,0%	13,0%
Diámetro del Hueco [in]	8,5	8,5
PMP (MD) [ft]	2.885	2.760
PMP (TVD) [ft]	2.691	2.566
Gradiente de Fractura [psi/ft]	0,86	1,05
Presión de Fractura (psi)	2.315	2.695

**Fuente:** Autor

De acuerdo con esta información, el tratamiento contactará primero el intervalo **2880'-2890'**.

**Tabla 56.** Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2880' - 2890'. GUA-030.

INTERVALO 2880' - 2890'					
PARÁMETRO	FLUIDO 1	FLUIDO 2	FLUIDO 3	FLUIDO 4	TOTAL
	PREFLUJO ORGÁNICO	PREFLUJO HCl 7,5%	TRATAMIENTO PRINCIPAL	DESPL.	
Radio de Tratamiento [ft]	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>7,51</b>
Volumen [bbls]	<b>10,0</b>	<b>10,0</b>	<b>25,6</b>	<b>10,0</b>	<b>55,4</b>
Volumen [gal]	418,3	418,3	1.073,1	418,3	2.328
Tratamiento [gal/ft]	<b>42</b>	<b>42</b>	<b>107</b>	<b>42</b>	<b>233</b>

Fuente: Autor

Los volúmenes de tratamiento son calculados para este intervalo de acuerdo a los radios de penetración deseables para cada fluido como se muestra en la Tabla 56 y corresponden a **10 barriles de preflujo orgánico, 10 barriles de preflujo de HCl al 7,5%, 25 barriles tratamiento principal (HF/HCl) y 10 barriles de NH<sub>4</sub>Cl para desplazamiento**. El radio de penetración total calculado fue de 7,51'.

Posterior a la divergencia, el tratamiento contactará el intervalo **2750'-2770'**. Teniendo en cuenta los mismos radios de penetración que para el intervalo anterior, los volúmenes calculados para el bombeo corresponden a **16 barriles de preflujo orgánico, 16 barriles de preflujo de HCl al 7,5%, 42 barriles tratamiento principal (HF/HCl) y 16 barriles de NH<sub>4</sub>Cl para desplazamiento**.

**Tabla 57.** Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2750'-2770'. GUA-030.

INTERVALO 2750'-2770'					
PARÁMETRO	FLUIDO 1	FLUIDO 2	FLUIDO 3	FLUIDO 4	TOTAL
	PREFLUJO ORGÁNICO	PREFLUJO HCl 7,5%	TRATAMIENTO PRINCIPAL	DESPL.	
Radio de Tratamiento [ft]	3	3	5	3	7,51
Volumen [bbls]	16,2	16,2	41,5	16,2	90,1
Volumen [gal]	679,7	679,7	1.743,8	679,7	3.783
Tratamiento [gal/ft]	34	68	174	68	378

Fuente: Autor

La presión máxima de tratamiento en superficie es determinada a partir de los parámetros de la Tabla 58 y teniendo en cuenta la gravedad específica de los fluidos de bombeo (determinadas en laboratorio). **La presión de tratamiento en superficie no debe sobrepasar una presión de aproximadamente 100 psi**, suponiendo pérdidas por fricción mínimas, como se muestra en la Tabla 59.

**Tabla 58.** Cálculo de Presiones de Bombeo GUA-030.

FLUIDO	G.E.	Densidad [ppg]	2880' - 2890'		2750'-2770'	
			Ph [psi]	Máx P <sub>sup</sub> [psi]	Ph [psi]	Máx P <sub>sup</sub> [psi]
Preflujo Orgánico	0,88	7,3304	1026	1289	978	1716
HCl 7,5%	1,037	8,63821	1209	1106	1153	1542
HF/HCl 12:3	1,146	9,54618	1336	979	1274	1421
Salmuera	1,07	8,9131	1247	1067	1189	1505

NH <sub>4</sub> Cl						
Divergente	<b>1,03</b>	8,5799	1201	1114	1145	1550

Fuente: Autor

Finalmente, la secuencia de bombeo fue establecida como se muestra en la Tabla 59.

**Tabla 59.** Secuencia de Bombeo de Tratamiento Matricial GUA-030.

<b>Etapa</b>	<b>Descripción</b>	<b>Fluido</b>	<b>Tasa (bbl/min)</b>	<b>Volumen (bbl)</b>
<b>1</b>	PREFLUJO	Preflujo Orgánico	0.5-2	10.0
<b>2</b>		HCl 7.5%	0.5-2	10.0
<b>3</b>	<b>Tratamiento Principal</b>	<b>HF/HCl 12:3</b>	<b>0.5-2</b>	<b>25.0</b>
<b>4</b>	Desplazamiento	NH <sub>4</sub> Cl 5%	0.5-2	10.0
<b>5</b>	<b>Divergente</b>	<b>Divergente</b>	<b>0.5-2</b>	<b>15.0</b>
<b>6</b>	PREFLUJO	Preflujo Orgánico	0.5-2	16.0
<b>7</b>		HCl 7.5%	0.5-2	16.0
<b>8</b>	<b>Tratamiento Principal</b>	<b>HF/HCl 12:3</b>	<b>0.5-2</b>	<b>42.0</b>
<b>9</b>	Desplazamiento	NH <sub>4</sub> Cl 5%	0.5-2	16.0

Fuente: Autor

En el diseño del tratamiento, se establecieron algunas consideraciones adicionales desde el punto de vista operacional, entre las cuales se pueden citar:

- Antes de iniciar el bombeo debía aislarse el intervalo de ARIN-4 que se encontraba abierto a inyección con un regulador de flujo y asegurarse del cierre de la camisa de circulación.
- Para evaluar la efectividad del tratamiento se sugirió la realización de Step Rate Test antes y después del bombeo de los fluidos, con agua potable tratada y manejando las mismas tasas en las dos pruebas.

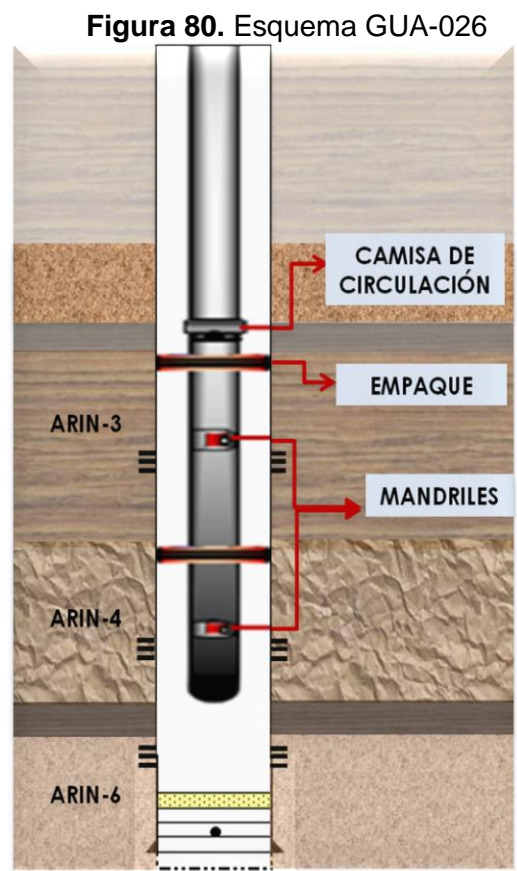
- No se recomendó tiempo de remojo puesto que los ácidos no lo requieren.
- Se diseñó una etapa de sobredesplazamiento de los fluidos con 150 bbls de agua de inyección tratada (con bactericida).

### 7.2.2.3. GUA-026

El pozo actualmente se encuentra terminado como inyector de agua, similar a los pozos GUA-009 y GUA-030. La sarta de inyección es sencilla con tubería de 3 1/2" EUE (Peso 9.3#/ft, Grado N80, Rango R2) y dos empaques hidráulicos para aislar los intervalos cañoneados en las diferentes unidades como se muestra en la Figura 80.

La inyección de agua puede regularse o restringirse según se requiera mediante válvulas reguladoras de caudal para las unidades ARIN-3 y ARIN-4&6.

Los intervalos abiertos a inyección del pozo, se resumen en la Tabla 60:



Fuente: Autor

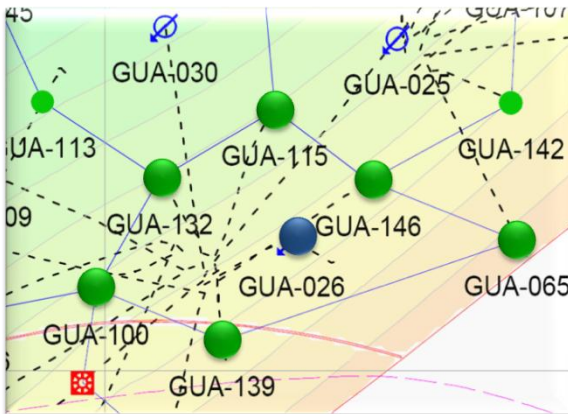
**Tabla 60.** Intervalos perforados. Pozo GUA-026.

Intervalo	Densidad de Disparos	Unidad	Sarta
2190'-2210'	12 TPP	ARIN-3	GUA-026
2350'-2370'	12 TPP	ARIN-4	

Fuente: Autor

El anillo de inyección de GUA-026 es mostrado en la figura 81 e influencia de manera directa a los pozos productores:

**Figura 81.** Patrón de Inyección GUA-026



- GUA-065
- GUA-100
- GUA-115
- GUA-139
- GUA-132
- GUA-146

Fuente: Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

→ **Análisis de Daño y Criterios de Selección del pozo**

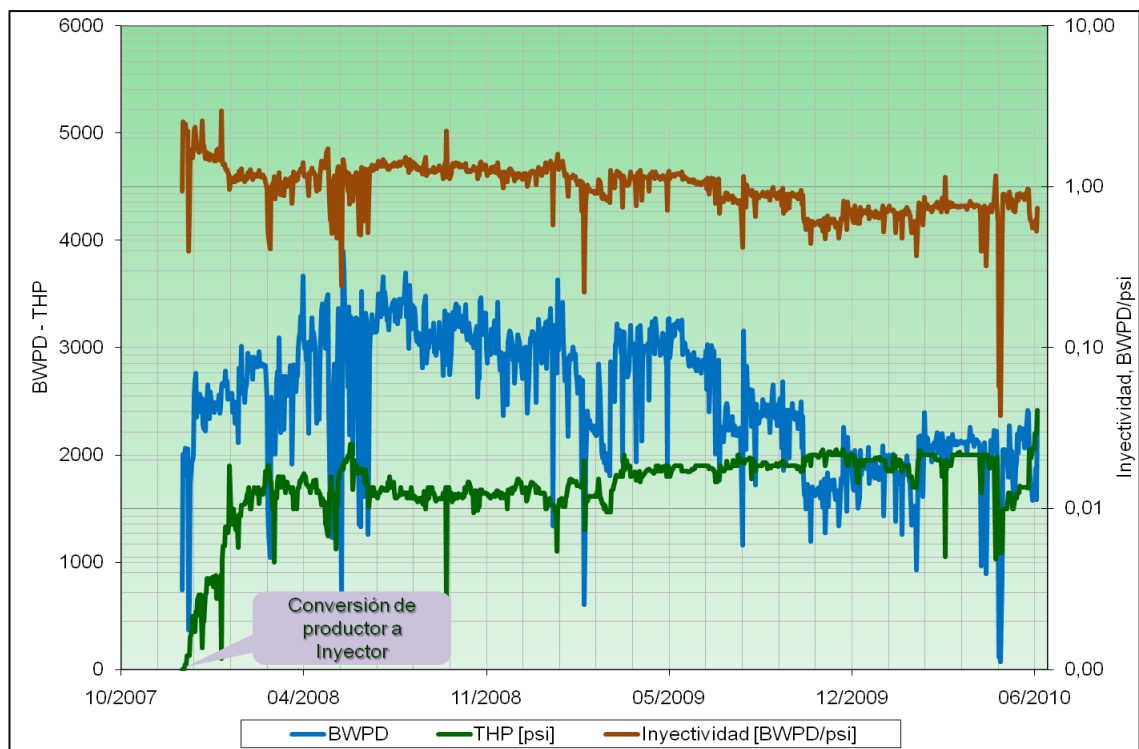
La inyección de agua en el pozo GUA-026 inició en Diciembre del año 2007 y desde la conversión no se había realizado ninguna intervención, de tal forma que a Julio de 2010 los equipos de fondo tenían un Run Life de aproximadamente 950 días. El comportamiento de la inyección muestra una pérdida significativa en la inyectividad del pozo, tal como se observa en la gráfica de la Figura 82.

El perfil de inyección de este pozo es favorable a la unidad ARIN-4, tal como se observa en la Figura 83. Con el último cambio de choque en Junio de 2010 se mejoró la proporción en la inyección entre ARIN-3 y ARIN-4&6, logrando alcanzar una tasa de +/-700 BWPD en ARIN-3, sin embargo, la presión de

inyección se incrementó desde +/-2000 psi hasta +/-2350 psi y la tasa en ARIN-4&6 disminuyó desde +/- 1600 BWPD hasta +/-1100 BWPD.

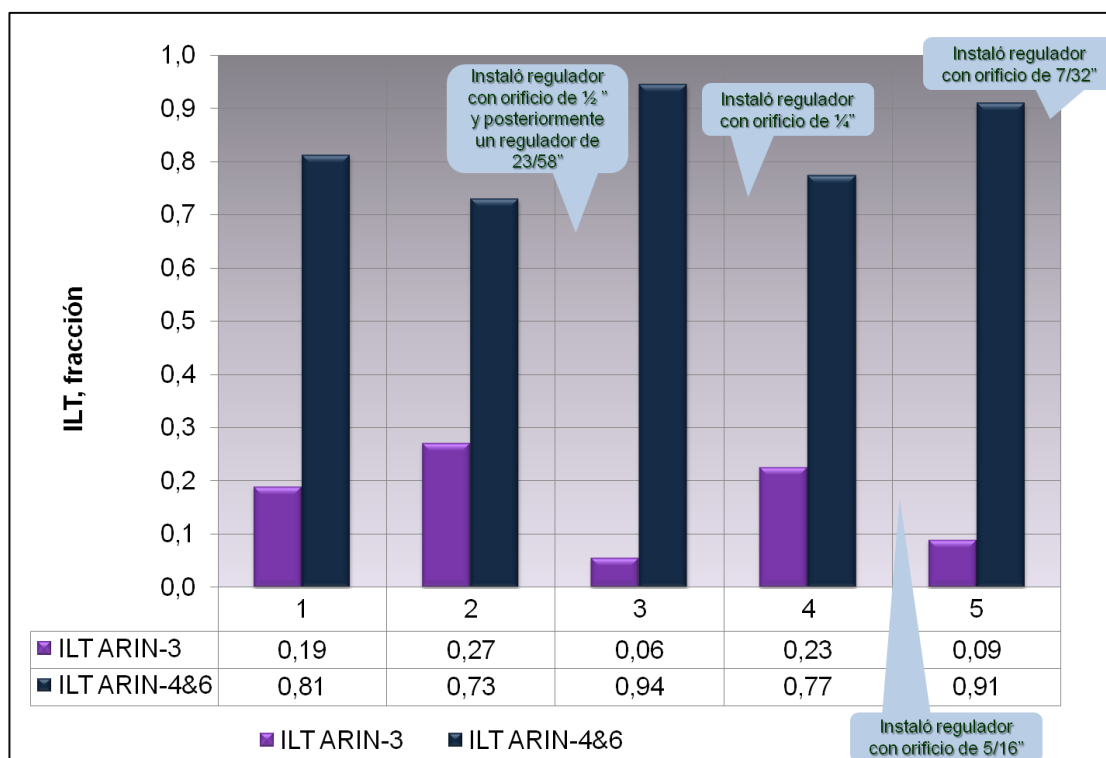
Por lo anterior, y teniendo en cuenta que el objetivo es mejorar la inyektividad en ARIN-3, se recomendó realizar una estimulación ácida que permitiera obtener tasas de inyección entre 1000 y 1100 BWPD y normalizar las condiciones en ARIN-4&6 con un orificio de mayor tamaño.

**Figura 82.** Curva de Inyección GUA-026.



Fuente: Autor

**Figura 83.** Resultados perfiles de Inyección GUA-026.



Fuente: Autor

Durante una intervención para la recuperación de la producción previa a la conversión a inyector del pozo fueron hallados depósitos orgánicos de alta consistencia, que fueron analizados en laboratorio y determinada su solubilidad en solventes como Xileno-Diesel.

De acuerdo con el análisis, se sugirió para este pozo como principal mecanismo responsable de la reducción de la permeabilidad a una **desestabilización y migración de arcilla**, y como otros posibles daños a la presencia de **depósitos inorgánicos u orgánicos**, de igual forma que en los otros pozos analizados anteriormente.

A partir de la similitud de los mecanismos de daño y las propiedades de los fluidos, se sugirió un tratamiento matricial análogo al seleccionado para los pozos GUA-009 y GUA-030, compuesto por **tratamiento ácido (Ácido Fluorhídrico (HF) y Ácido Clorhídrico (HCl))**, con un **preflujo orgánico** y un **preflujo con ácido clorhídrico (HCl)**.

El bombeo se propuso **a través de la sarta de inyección de 3 1/2"** considerando buenas condiciones mecánicas y el aislamiento mediante empaques del intervalo de interés en ARIN-3 (Figura 80).

→ **Diseño del Tratamiento de Estimulación**

También se propuso como paso inicial, **el bombeo de 8 bbls de HCl [7.5%] por tubería** a la mínima tasa posible hasta la punta del tubing (2438'), teniendo en cuenta el alto tiempo de operación de los equipos de fondo de pozo, desplazándolo con agua potable y retornándolo hasta superficie por el anular con la camisa de circulación abierta.

El diseño de la secuencia de bombeo fue análogo al diseño mostrado en la Sección 7.2.2.1. para el pozo GUA-009 teniendo en cuenta las pruebas de petrografía y de flujo a través de núcleos. La secuencia se ajustó con las mismas cuatro etapas principales bombeadas en **una sola fase**, dado que en esa arena solamente hay un intervalo cañoneado.

Se tomaron como referencia, los resultados de las pruebas de compatibilidad del agua de inyección de los anteriores pozos diseñados con los fluidos de tratamiento, según las cuales los fluidos se mostraban compatibles y no favorecían la formación de emulsiones ni de depósitos.

Los parámetros del intervalo de interés tenidos en cuenta para el cálculo de los volúmenes de tratamiento se muestran en la Tabla 61. Los valores de gradiente de fractura se tomaron como referencia de los calculados en intervenciones previas.

**Tabla 61.** Parámetros de Pozo GUA-026.

Parámetros	2190' - 2210'
------------	---------------

Parámetros	2190' - 2210'
Permeabilidad [mD]	12
Tope del Intervalo [ft]	2.190
Base del Intervalo [ft]	2.210
Intervalo neto [ft]	20
Porosidad [Fracción]	17,0%
Diámetro del Hueco [in]	8,5
PMP (MD) [ft]	2.200
PMP (TVD) [ft]	2.164
Gradiente de Fractura [psi/ft]	0,97
Presión de Fractura (psi)	2.099

Fuente: Autor

Los volúmenes de tratamiento son calculados para este intervalo de acuerdo a los radios de penetración deseables para cada fluido como se muestra en la Tabla 62 y corresponden a **21 barriles de preflujo orgánico, 21 barriles de preflujo de HCl al 7,5%, 54 barriles tratamiento principal (HF/HCl) y 21 barriles de NH<sub>4</sub>Cl para desplazamiento**. El radio de penetración total calculado fue de 7,51'.

**Tabla 62.** Cálculo de Volúmenes de Tratamiento para 2190' - 2210'. GUA-026.

INTERVALO 2190' - 2210'					
PARÁMETRO	FLUIDO 1	FLUIDO 2	FLUIDO 3	FLUIDO 4	TOTAL
	PREFLUJO ORGÁNICO	PREFLUJO HCl 7,5%	TRATAMIENTO PRINCIPAL	DESPL.	
Radio de Tratamiento [ft]	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>7,51</b>
Volumen [bbls]	21,2	21,2	54,3	21,2	117,8
Volumen [gal]	888,8	888,8	2.280,4	888,8	4.947
Tratamiento [gal/ft]	44	44	114	44	247

Fuente: Autor

La presión máxima de tratamiento en superficie es determinada a partir de los parámetros de la Tabla 61 y teniendo en cuenta la gravedad específica de los fluidos de bombeo (determinadas en laboratorio). **La presión de tratamiento en superficie no debe sobrepasar una presión de aproximadamente 1100 psi**, suponiendo pérdidas por fricción mínimas, como se muestra en la Tabla 63.

**Tabla 63.** Cálculo de Presiones de Bombeo GUA-026.

FLUIDO	Gravedad Específica	Densidad [ppg]	2880' - 2890'	
			Ph [psi]	Máx Psup [psi]
Preflujo Orgánico	<b>0,88</b>	7,3304	1026	1274
HCl 7,5%	<b>1,037</b>	8,63821	1209	1127
HF/HCl 12:3	<b>1,146</b>	9,54618	1336	<b>1025</b>
Salmuera NH <sub>4</sub> Cl	<b>1,07</b>	8,9131	1247	1096

Fuente: Autor

Finalmente, la secuencia de bombeo fue establecida como se muestra en la Tabla 64.

**Tabla 64.** Secuencia de Bombeo de Tratamiento Matricial GUA-026.

Etapa	Descripción	Fluido	Tasa (bbl/min)	Volumen (bbl)
<b>1</b>	PREFLUJO	Preflujo Orgánico	0.5-2	21.0
<b>2</b>		HCl 7.5%	0.5-2	21.0
<b>3</b>	<b>Tratamiento Principal</b>	<b>HF/HCl 12:3</b>	<b>0.5-2</b>	<b>54.0</b>
<b>4</b>	Desplazamiento	NH <sub>4</sub> Cl 5%	0.5-2	21.0

Fuente: Autor

## **8. RESULTADOS DEL PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN**

La evaluación de los resultados de los trabajos de estimulación es realizada con el fin de determinar la efectividad técnica de los proyectos y establecer las oportunidades de mejora en el diseño de futuros tratamientos.

En las estimulaciones ácidas y orgánicas, como se mencionó anteriormente, es deseable que ocurra la disolución de los mecanismos de daño durante el bombeo del tratamiento o en el período de remojo. De esta forma, mediante pruebas de caudal escalonado (Step Rate Test) o la interpretación de las curvas de Presión Vs. Caudal de Inyección durante el tratamiento puede establecerse la respuesta inmediata de la formación a los fluidos de estimulación.

Durante la etapa de monitoreo y seguimiento del efecto de las estimulaciones, se puede observar el comportamiento de la producción en los pozos productores, los perfiles de inyección y la producción de los pozos del esquema de inyección de agua.

### **8.1. POZOS PRODUCTORES**

#### **8.1.1. GUA-012**

El trabajo se llevó a cabo el día 13 de Agosto de 2010, en el cual se bombearon los volúmenes previstos para el tratamiento (Tabla 65) y sin sobrepasar la presión máxima en superficie recomendada de 400 psi (Figura 84).

La respuesta del pozo durante el tratamiento se evidenció solamente cuando la etapa de solvente orgánico entró en contacto con la formación, ya que la presión de bombeo se redujo de manera instantánea. Por otro lado, durante la fase de desplazamiento no hubo una respuesta sensible de la formación a la reacción con el fluido de tratamiento.

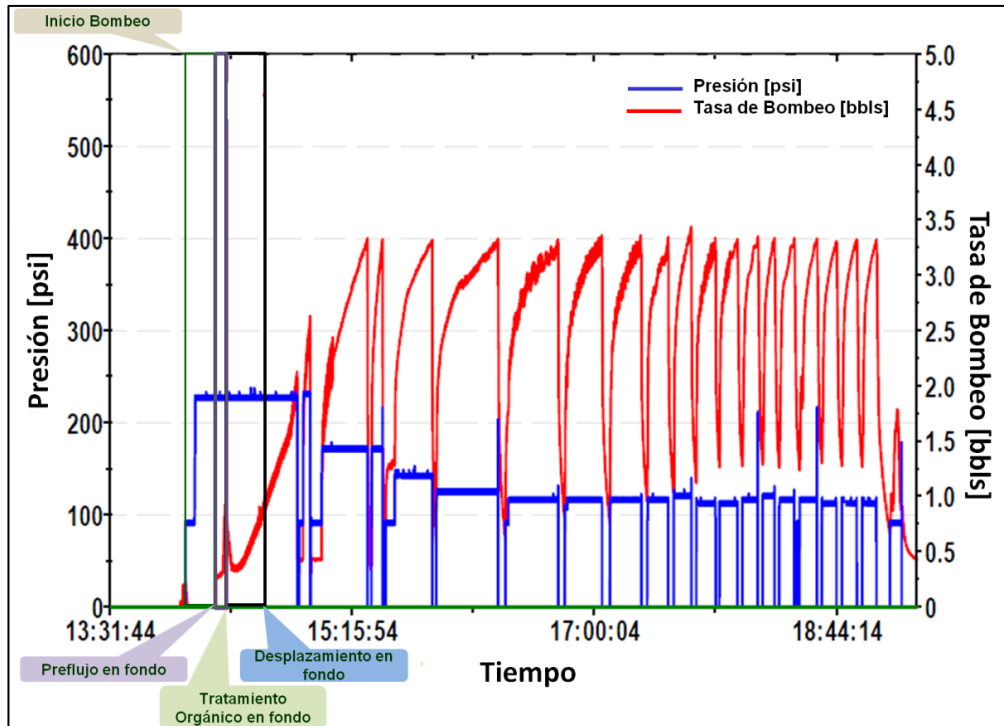
De esta forma puede concluirse, que la alteración de la permeabilidad debida a los mecanismos de daño propuestos en la región de la formación cercana a la cara del pozo no se generó en una zona muy amplia y por tanto el radio de alteración fue menor de lo que se esperaba.

**Tabla 65.** Comparación volúmenes bombeados-propuestos. GUA-012.

PARÁMETROS	VOLUMENES BOMBEADOS		VOLUMENES PROPUESTOS	
	TRATAMIENTO PRINCIPAL	DESP.	TRATAMIENTO PRINCIPAL	DESP.
Volumen [bbls]	65	232	65,8	238,1
Volumen [gal]	2730	9744	2.764,6	10.002,2

**Fuente:** Autor

**Figura 84.** Monitoreo de tratamiento matricial en Superficie. GUA-012.

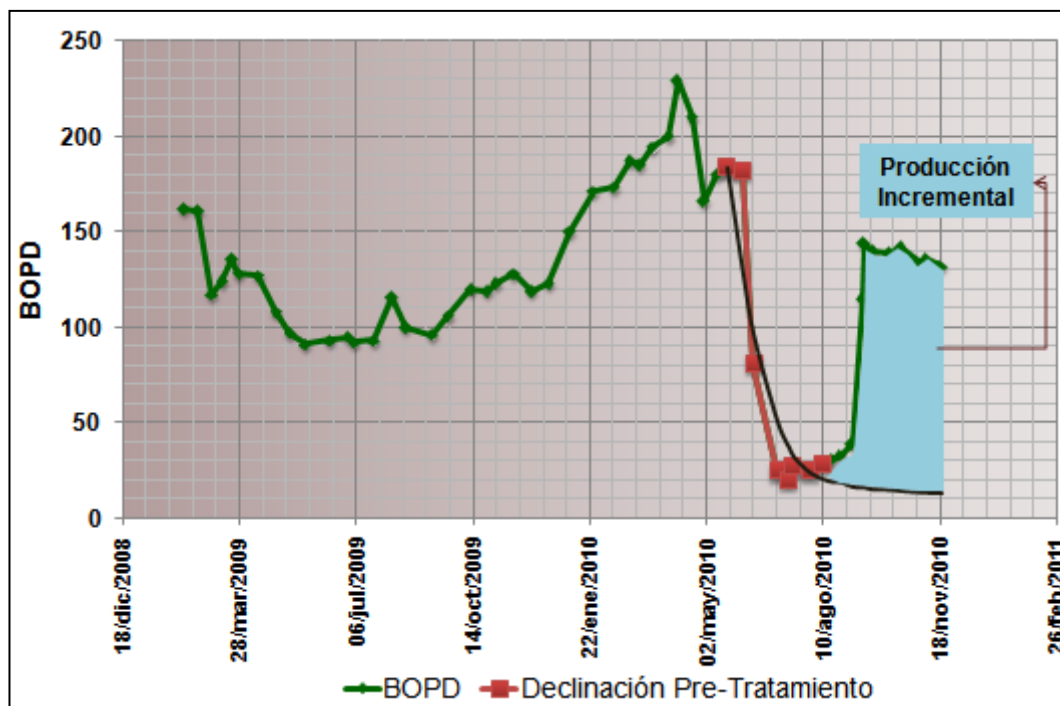


**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

El análisis final de la respuesta de la producción del pozo al tratamiento muestra un incremento favorable de la productividad. Considerando una declinación de tipo exponencial, la curva base de declinación previa a la estimulación se muestra en la Figura 85, comparada con los datos de producción reales.

La producción incremental del pozo estimada fue de 8.866 barriles de aceite, a partir de la estimulación y hasta el 18 de Noviembre de 2010 (3 meses después del tratamiento), superando la meta de incremento de la producción en 100 BOPD.

**Figura 85.** Análisis Curva de declinación del pozo. GUA-012.



Fuente: Autor

A partir de esta interpretación, puede concluirse que la realización de la estimulación fue favorable para recuperar las condiciones del pozo previas a la intervención de Junio de 2010.

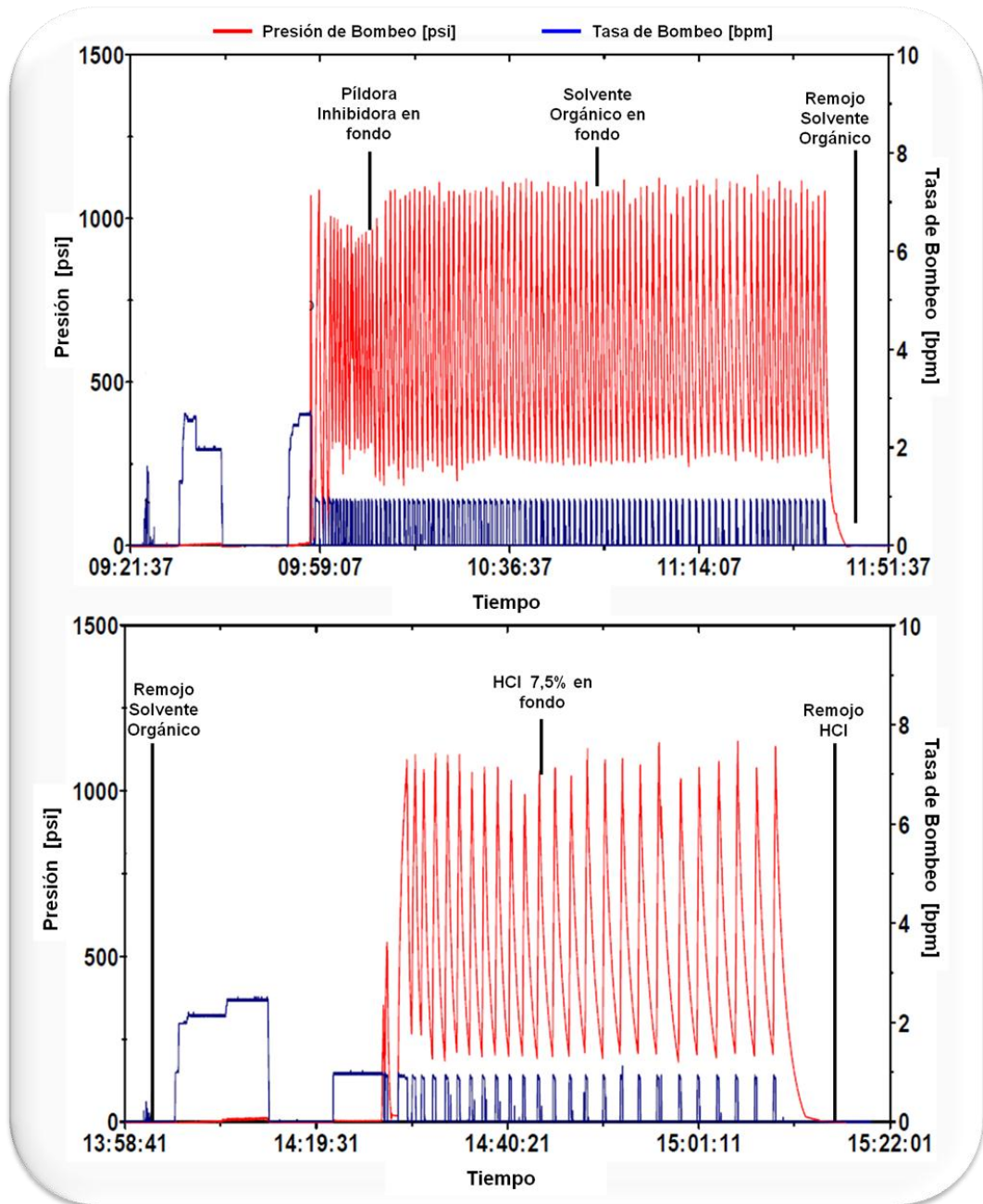
### 8.1.2. GUA-098

La estimulación se llevó a cabo del 15 al 18 de Enero de 2011, con el bombeo de los fluidos diseñados y en los volúmenes definidos, sin sobrepasar la presión de fractura recomendada para cada caso.

Durante el bombeo del tratamiento en los intervalos 2300'-2310' (ARIN-1) y 2515'-2530', 3290'-3300' y 3375'-3385' (ARIN-3), la operación debió suspenderse continuamente para esperar la declinación de la presión de bombeo en superficie y reanudar la inyección al pozo, realizando varias subetapas.

En estos casos no se detectó reacción alguna de la formación con los fluidos de tratamiento principal (Solvente Orgánico y HCl 7,5%), pues la baja inyektividad fue una constante durante toda la estimulación de estos intervalos. En la Figura 86, se muestra la gráfica Presión Vs. Tasa de Bombeo para la estimulación del intervalo 3375' – 3385', donde se pueden observar las cortas subetapas en las se realizó en bombeo del tratamiento.

**Figura 86.** Estimulación ácida e Inhibición Intervalo 3375' – 3385'. GUA-098.

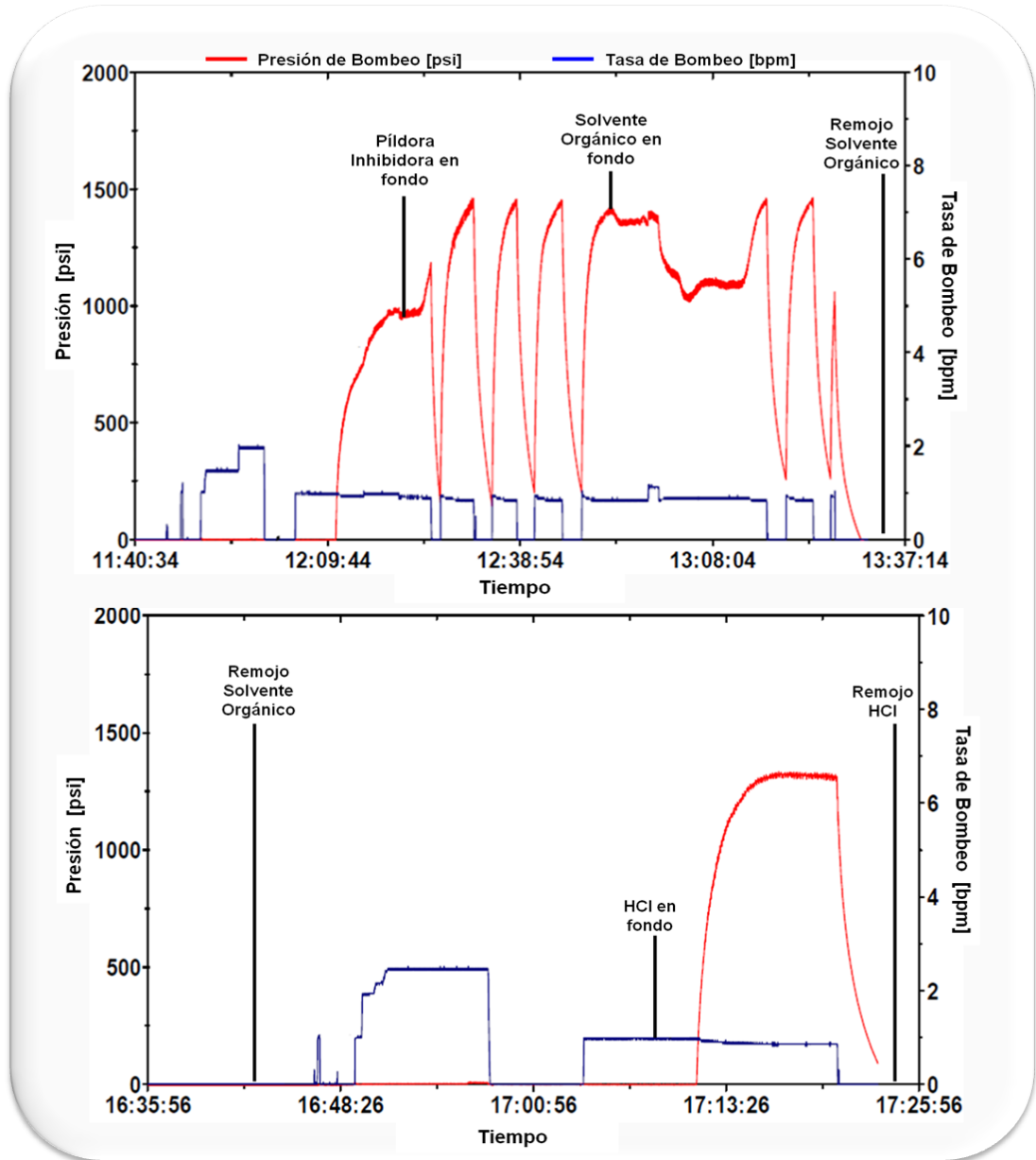


**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

Por el contrario, los intervalos 2665'-2680', 3070'-3080' y 3210'-3225' en la unidad (ARIN-3), mostraron buena inyectividad, lo cual permitió que el bombeo del tratamiento se realizara continuamente y sin fracturar la formación. La interpretación de las gráficas de monitoreo del bombeo de la estimulación en superficie, en estos casos, describen la respuesta positiva de la formación al

tratamiento principal a partir de reducciones de la presión de bombeo durante el contacto con el solvente orgánico y el HCl, tal como se observa en la gráfica de la estimulación del intervalo 3210'-3225' de la Figura 87.

**Figura 87.** Estimulación ácida e Inhibición Intervalo 3210'-3225'. GUA-098.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

El tratamiento se encuentra actualmente en la etapa de monitoreo y seguimiento, en espera de la estabilización de las condiciones para poder concluir acerca del resultado respecto a la producción del pozo.

La inhibición de incrustaciones pretende tratar un volumen total de 96.000 barriles de agua, lo equivalente a un año de tratamiento. La evaluación de la inhibición se hace mediante análisis fisicoquímicos periódicos del agua para determinar la concentración del inhibidor en el agua producida del pozo.

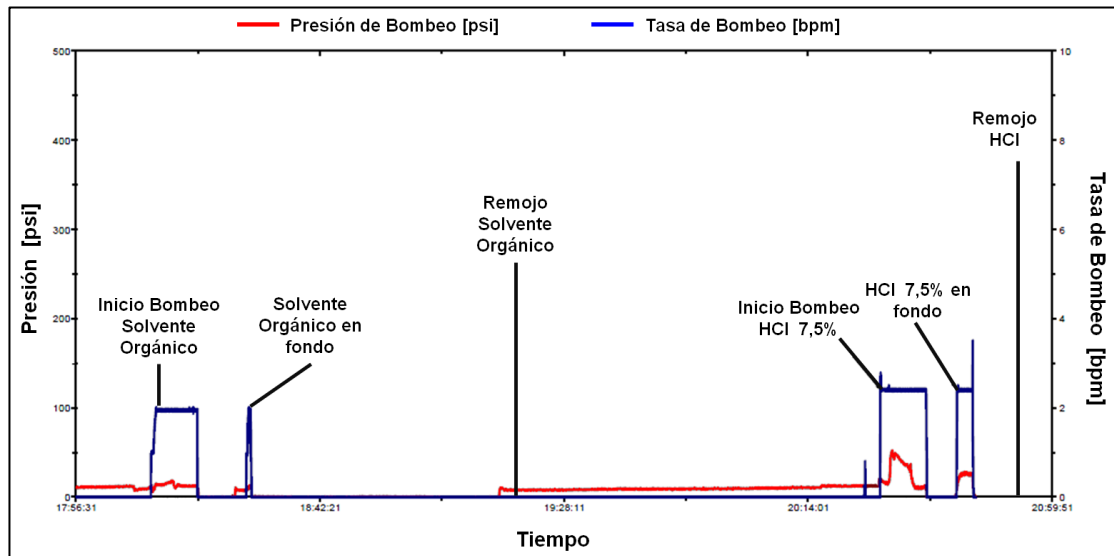
### **8.1.3. GUA-149**

La estimulación se llevó a cabo del 7 al 10 de Enero de 2011, con el bombeo de los fluidos diseñados y en los volúmenes definidos, evitando en la mayoría de intervalos sobrepasar la presión de fractura.

El bombeo del tratamiento en los intervalos 2105'-2115' y 2185'-2195' (ARSU-4), 2275'-2285' (ARSU-5), 2730'-2740' (ARIN-1), 3150'-3160' y 3245'-3255' (ARIN-3), se llevó a cabo cuidadosamente, ya que las presiones de fractura en el pozo son muy bajas y de esta forma se empleó el by-pass del empaque RTTS para forzar los fluidos a la formación sin incrementar la presión de bombeo en superficie.

Debido a que la presión de bombeo en superficie no mostró una tendencia clara en la mayoría de los intervalos, los indicios de la efectividad del tratamiento matricial a partir de esta observación son nulos. En la Figura 88, se muestra la gráfica Presión Vs. Tasa de Bombeo para la estimulación del intervalo 3245' – 3255'.

**Figura 88.** Estimulación ácida Intervalo 3245' – 3255'. GUA-149.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

El pozo se encuentra actualmente en la etapa de monitoreo y la primera prueba de producción realizada el 18 de Enero de 2011 evidencia un aumento de la producción desde 46 BOPD a 64 BOPD, lo cual es un buen indicio de la efectividad del tratamiento, sin embargo, el tiempo de continua observación debe ser de mínimo tres meses.

## 8.2. POZOS INYECTORES

### 8.2.1. GUA-009

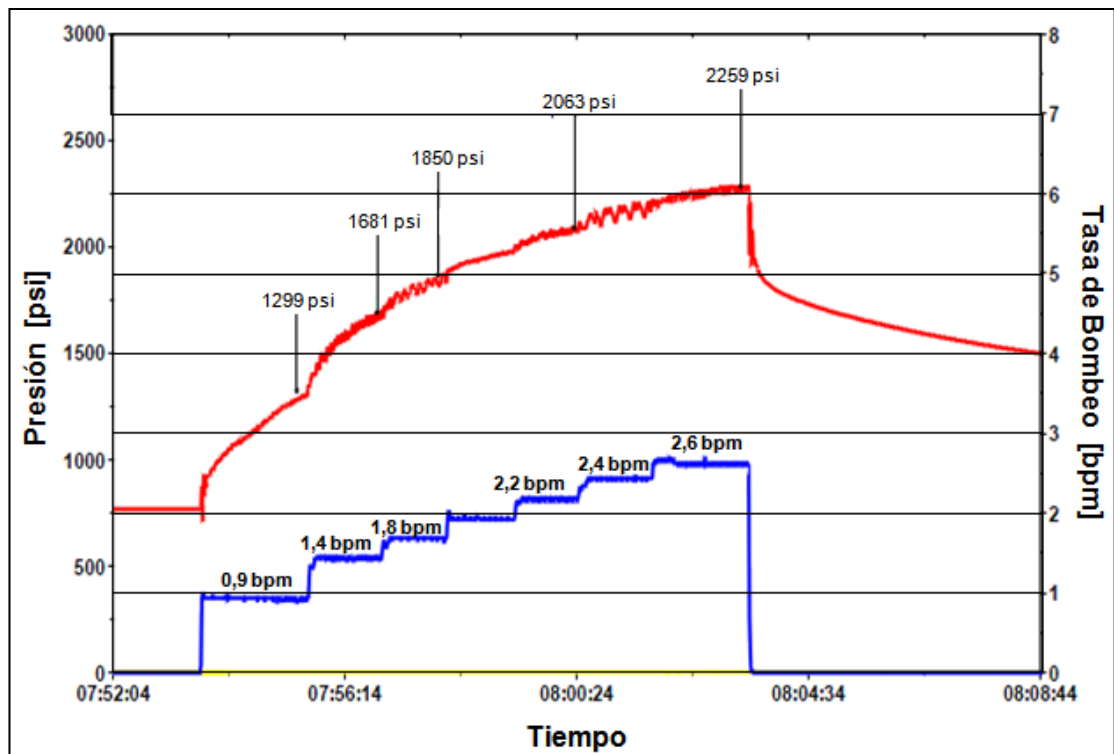
La estimulación ácida se llevó a cabo el día 12 de Julio de 2010 con el bombeo hacia la formación de los volúmenes previstos para el tratamiento y sin sobrepasar la presión máxima en superficie recomendada.

Inicialmente, se intentó realizar la limpieza de tubería (Pickling), sin éxito, debido a un daño mecánico en la camisa de circulación que no permitió el

reversar el fluido a través del anular del pozo. Este hecho tiene implicaciones en las características del diseño del tratamiento debido a que el elevado tiempo de operación de los equipos de fondo del pozo puede favorecer el envío de altos niveles de hierro a la formación. Sin embargo, la etapa de limpieza de tubería previa al inicio de la estimulación fue omitida.

Como fue establecido en el diseño, se realizaron dos pruebas de Step Rate Test al comienzo y al final del tratamiento con el fin de comprobar la respuesta inmediata, teniendo en cuenta que se emplean ácidos fuertes. La prueba de inyectividad inicial permite determinar entre otros, el gradiente de fractura, presión de cierre, presión de extensión de fractura, mediante técnicas de análisis gráfico (Tabla 65).

**Figura 89.** Prueba de Inyectividad Inicial Estimulación GUA-009.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

**Tabla 66.** Resultados prueba de inyectividad Inicial Estimulación GUA-009.

<b>Presión Inicial</b>	600	Psi	<b>Presión ext Frac</b>	3205	Psi
<b>Presión Final</b>	2282	Psi	<b>Caudal ext Frac</b>	1.86	bpm
<b>Presión Promedio</b>	1954	Psi	<b>Presión de cierre</b>	2522	Psi
<b>ISIP</b>	2019	Psi	<b>GF</b>	0.98	Psi/ft

**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

A partir de estos resultados, se decidió realizar la estimulación por debajo de 1800 psi teniendo en cuenta presión de extensión de fractura en superficie 1810 Psi (Calculada con presión hidrostática del HF/HCl, fluido más pesado del tren).

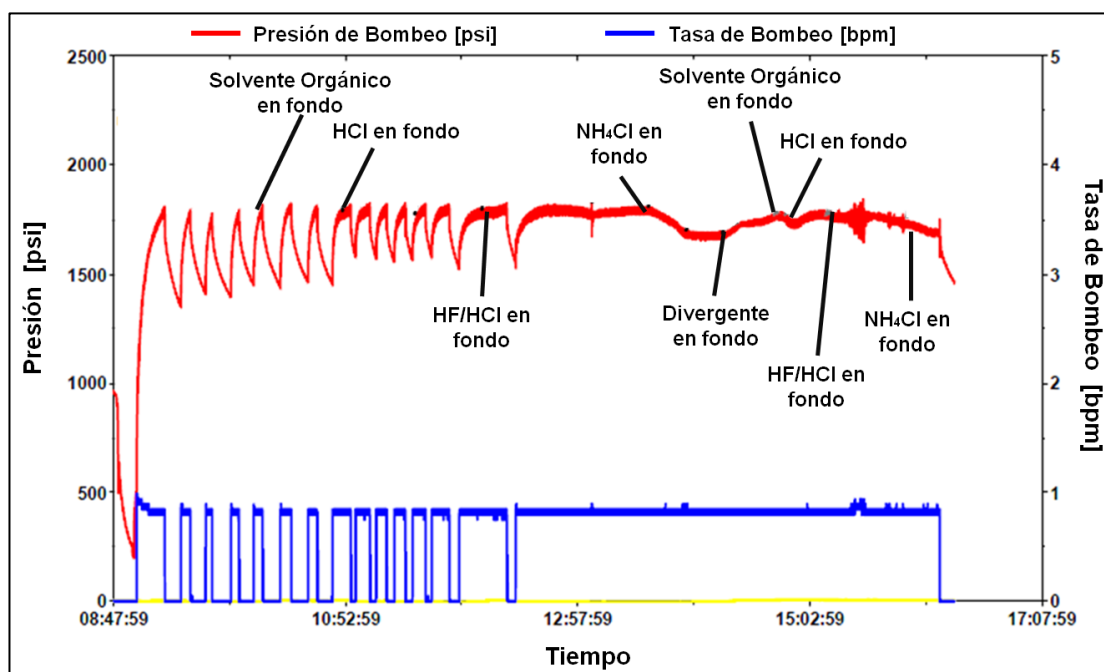
El bombeo al iniciar el tratamiento debió realizarse en varias sub-etapas debido a que la presión observada en superficie excedía la presión máxima de diseño calculada.

La entrada del solvente orgánico a la formación no manifestó cambios significativos en la presión, a partir de lo cual puede establecerse que el daño por componentes orgánicos era mínimo en la región de la formación cercana a la cara de pozo. Durante la inyección de HCl, fue posible mantener ciclos de bombeo más largos, lo cual es una evidencia del material calcáreo precipitado en la formación o en las perforaciones.

Con la entrada del tratamiento principal en la formación, fue posible mantener el bombeo continuamente, comprobando así la reacción del fluido con las arcillas migratorias, consideradas dentro del análisis como el principal mecanismo de daño de formación en el pozo. A partir de este hecho puede considerarse que la remoción del material de daño fue exitosa.

La divergencia se manifestó en superficie con un aumento de la presión de bombeo justo cuando el agente divergente entró en contacto con la formación (Figura 90). La segunda fase de bombeo realizada a la misma tasa constante evidenció una disminución de la presión de operación en superficie de aproximadamente 100 psi.

**Figura 90.** Monitoreo de tratamiento matricial en Superficie. GUA-009.

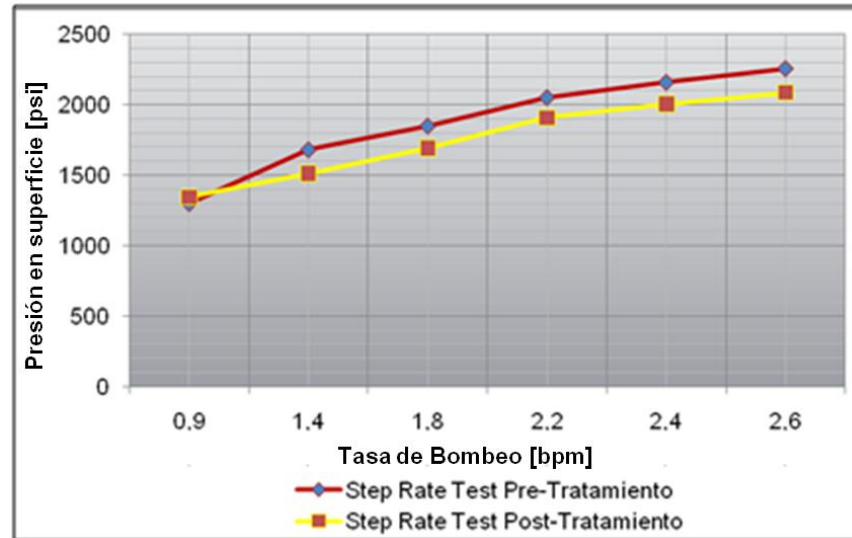


**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

Los resultados fueron favorables desde este punto de vista de los perfiles de inyección, ya que el porcentaje de volumen recibido por la unidad ARIN-3 incrementó desde 34% hasta 47%, lo cual implica que el volumen inyectado aumentó de 884 BWPD a 1127 BWPD (+243 BWPD).

Las tasas empleadas en la prueba final de caudal escalonado fueron las mismas para tener referencia de la efectividad. Tal como se muestra en la gráfica de la Figura 89, se observó una mejora en la inyectividad a raíz de una diferencia de aproximadamente 470 psi por debajo en la prueba final. Durante el sobredesplazamiento, se logró una presión estabilizada de 2400 psi a un caudal de bombeo de 2.6 bpm, la cual antes del tratamiento se alcanzaba con una tasa de 1.5 bpm.

**Figura 91.** Comparación Pruebas de Inyectividad Pre y Post-Tratamiento Estimulación GUA-009.

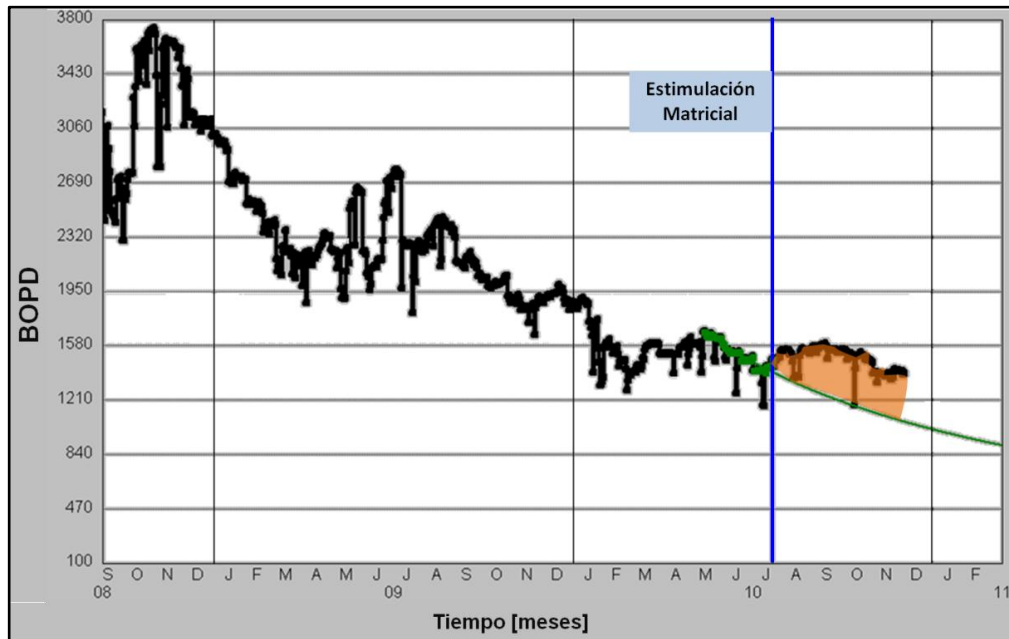


**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

El análisis de la curva de producción del anillo del pozo se muestra en la Figura 92. Todos los pozos productores del patrón de inyección de GUA-009 tienen intervalos abiertos en la unidad estimulada (ARIN-3) y la comparación entre la producción de la curva de declinación base con la producción real de los pozos influenciados muestra resultados positivos como respuesta a la estimulación.

La ganancia en producción del anillo se calcula en aproximadamente 35.000 barriles de aceite con un incremento en la tasa diaria promedio de todos los pozos de 300 BOPD a 1 de Diciembre de 2010.

**Figura 92.** Efecto en la producción del patrón. Estimulación GUA-009.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

### 8.2.2. GUA-030

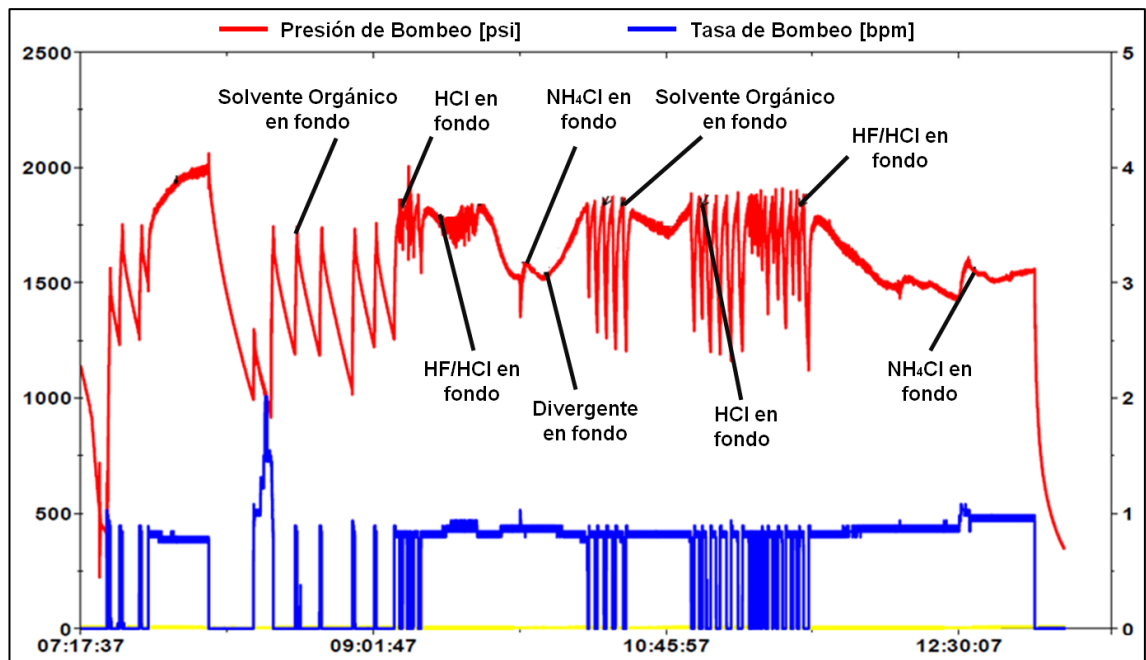
La estimulación ácida se llevó a cabo el día 16 de Julio de 2010 con el bombeo hacia la formación de los volúmenes previstos para el tratamiento y sin sobrepasar la presión máxima en superficie recomendada.

Inicialmente, fueron bombeados y retornados a superficie un volumen de 7 barriles de HCl 7,5% como parte de la limpieza de la tubería. A partir de los resultados de la prueba de inyectividad (Step Rate Test) inicial, se decidió realizar la estimulación por debajo de 1750 psi, teniendo en cuenta la presión hidrostática del HF/HCl, fluido más denso del tren.

Durante la entrada del solvente orgánico a la formación no se observaron cambios significativos en la presión, así como ocurrió en la estimulación del pozo GUA-009, evidenciando mínima presencia de componentes orgánicos como mecanismo de daño.

Entretanto, la inyección de HCl y del tratamiento principal en la formación, permitieron mantener el bombeo continuamente, así se prueba la eficiencia de la reacción del fluido con las arcillas migratorias y el material calcáreo precipitado. La divergencia se manifestó en superficie con un aumento de la presión de bombeo justo cuando el agente divergente entró en contacto con la formación (Figura 93). La segunda fase de bombeo realizada a la misma tasa constante evidenció una disminución de la presión de superficie de aproximadamente 100 psi, similar a lo ocurrido en la primera fase.

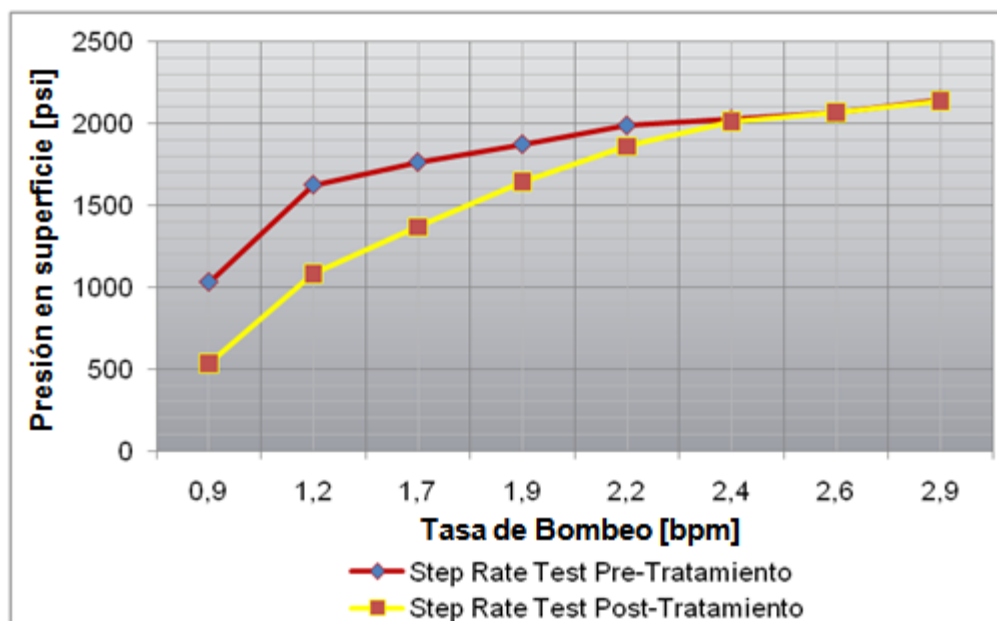
**Figura 93.** Monitoreo de tratamiento matricial en Superficie. GUA-030.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

La comparación entre los datos obtenidos de las pruebas de caudal escalonado (Figura 94), resultó en un restablecimiento de la inyectividad con base en las presiones de bombeo registradas.

**Figura 94.** Comparación Pruebas de Inyectividad Pre y Post-Tratamiento Estimulación GUA-030.



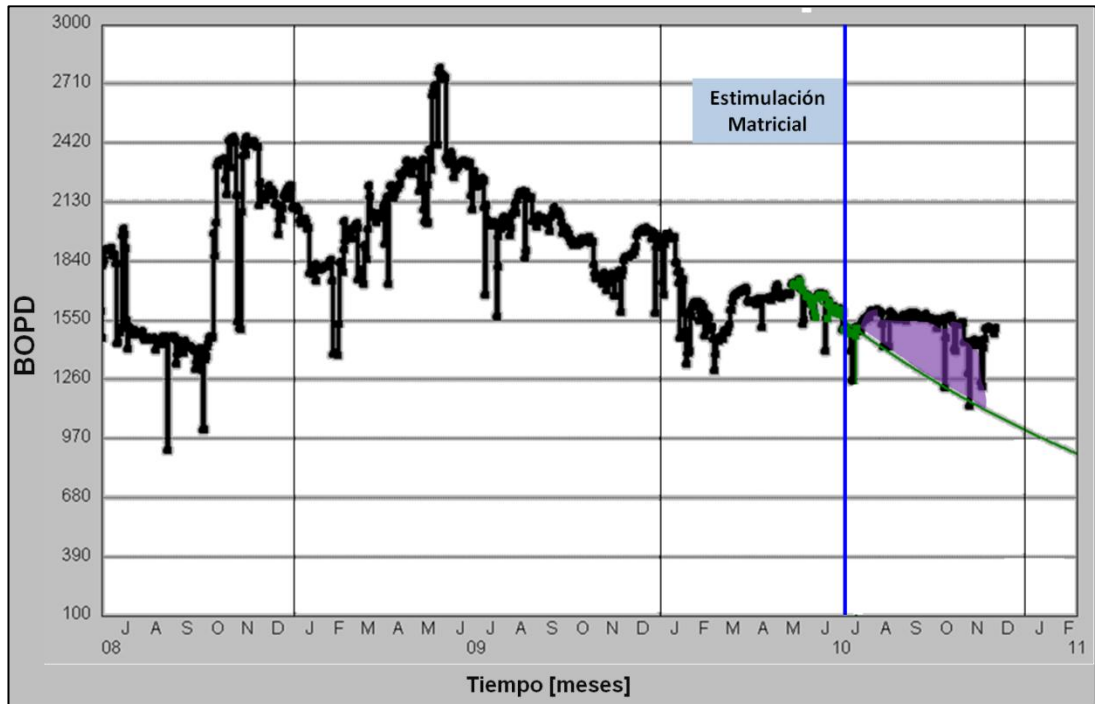
**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

Los resultados de los perfiles de inyección realizados fueron favorables, ya que el porcentaje de volumen inyectado en ARIN-3 incrementó desde 49% hasta 52%.

El análisis de la curva de producción del anillo del pozo se muestra en la Figura 95. Todos los pozos productores del patrón de inyección de GUA-030 tienen intervalos abiertos en la unidad estimulada (ARIN-3) y la comparación entre la producción de la curva de declinación base con la producción real de los pozos influenciados muestra resultados positivos como respuesta a la estimulación.

La ganancia en producción del anillo se calcula en aproximadamente 25.000 barriles de aceite con un incremento en la tasa diaria promedio de todos los pozos de 155 BOPD a 1 de Diciembre de 2010.

**Figura 95.** Efecto en la producción del patrón. Estimulación GUA-030.



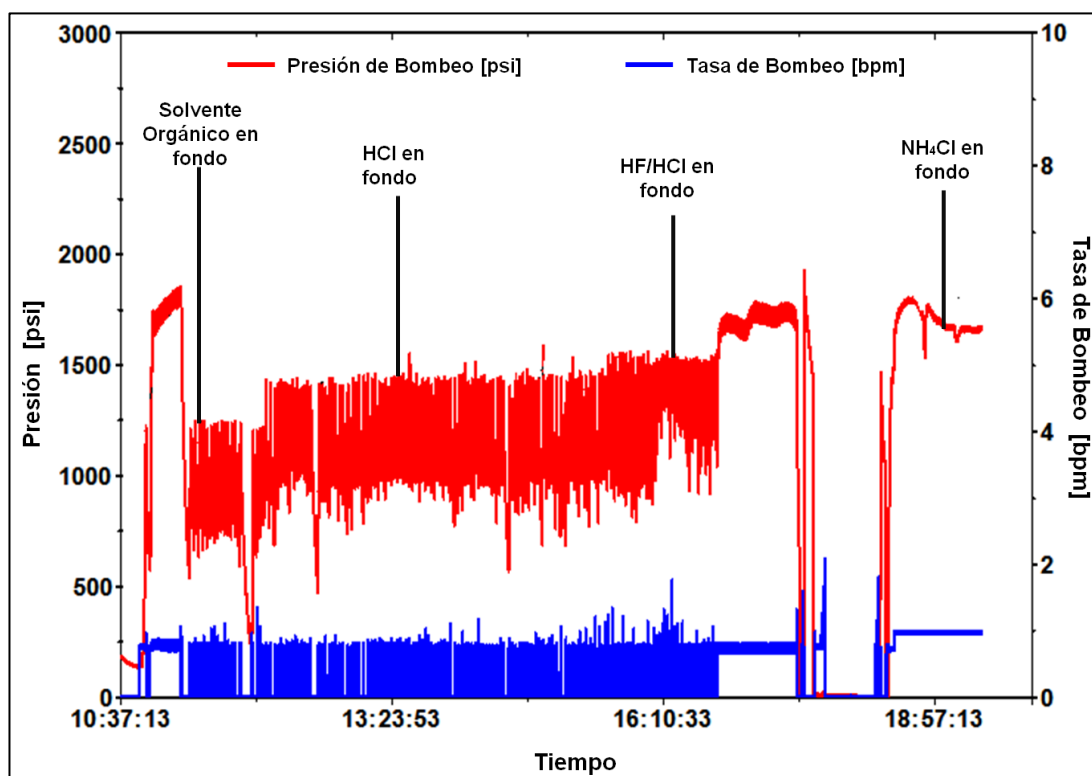
**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

### 8.2.3. GUA-026

La estimulación ácida se llevó a cabo el día 2 de Agosto de 2010 con el bombeo de los volúmenes diseñados, sin sobrepasar la presión máxima en superficie recomendada.

Inicialmente, fueron bombeados y retornados a superficie un volumen de 8 barriles de HCl 7,5%, desplazados por 8 barriles de agua de inyección tratada y reversados bombeando por el anular del pozo 40 barriles de agua de inyección tratada. El Step Rate Test inicial dió como resultado una presión máxima de bombeo en superficie para la estimulación igual a 1400 psi, teniendo en cuenta la presión hidrostática del HF/HCl, fluido más denso del tren.

**Figura 96.** Monitoreo de tratamiento matricial en Superficie. GUA-026.

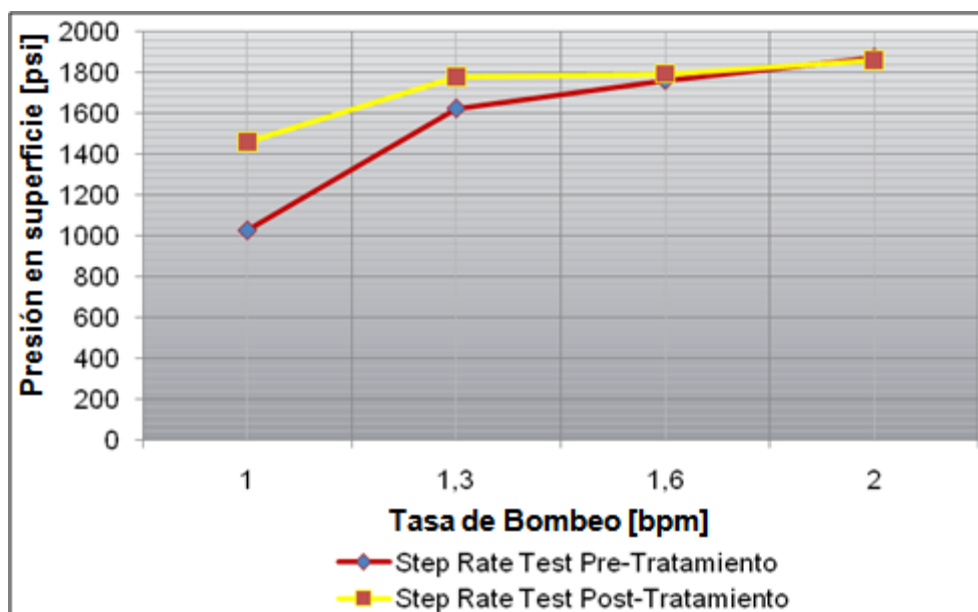


**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

La inyección de los fluidos de preflujo y del tratamiento principal en la formación, no mostró indicios de la reacción con los mecanismos de daño, por lo cual en repetidas ocasiones se alcanzó la presión máxima y debió detenerse el bombeo. Posteriormente, se decidió forzar el tratamiento incrementando la presión máxima de bombeo en superficie hasta 1800 psi, y así una respuesta a la reacción fue evidenciada con la reducción de la presión a tasa constante.

La comparación entre los datos obtenidos de las pruebas de caudal escalonado (Figura 97), resultó en un restablecimiento de la inyectividad con base en las presiones de bombeo registradas.

**Figura 97.** Comparación Pruebas de Inyectividad Pre y Post-Tratamiento Estimulación GUA-026.

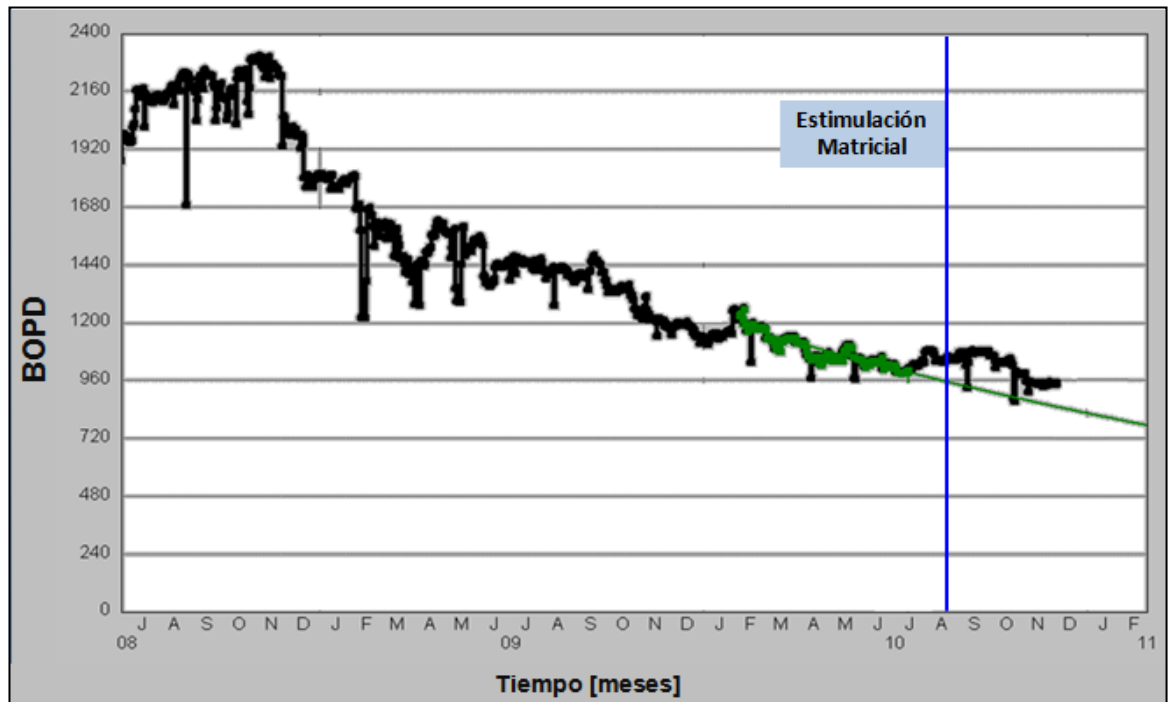


**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

Los resultados de los perfiles de inyección realizados fueron favorables, ya que el porcentaje de volumen inyectado en ARIN-3 en la etapa inicial post-tratamiento, mejoró notablemente pasando de 39% a 62% (685 a 1171 BWPD), y a partir de lo cual fue necesario incrementar la tasa total de inyección del pozo para mantener el caudal en la unidades ARIN-4&6.

El análisis de la curva de producción del anillo del pozo se muestra en la Figura 98. Los pozos productores del patrón de inyección de GUA-026, a excepción de GUA-065, tienen intervalos abiertos en la unidad estimulada (ARIN-3) y la comparación entre la producción de la curva de declinación base con la producción real de los pozos influenciados muestra resultados positivos como respuesta a la estimulación.

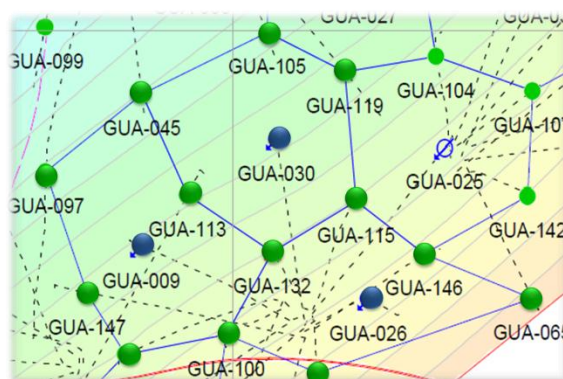
**Figura 98.** Efecto en la producción del patrón. Estimulación GUA-026.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

La tendencia de producción total del anillo se ve influenciada por las estimulaciones de los pozos GUA-009 y GUA-030, ya que GUA-100 también forma parte del anillo del inyector GUA-009, GUA-115 del anillo del inyector GUA-030 y GUA-132 cuenta con la influencia de los 3 inyectores (Figura 99).

**Figura 99.** Esquema de Inyección GUA-009, GUA-030 y GUA-026.



**Fuente:** Archivo Consolidado de Pozos. Campo Guando. Petrobras Colombia Limited. 2010.

La ganancia en producción del anillo se calcula en aproximadamente 9.000 barriles de aceite con un incremento en la tasa diaria promedio de todos los pozos de 90 BOPD a 1 de Diciembre de 2010, lo cual se presume no únicamente tuvo la influencia de la estimulación de este pozo.

## CONCLUSIONES

- La selección de pozos candidatos a trabajos de estimulación en un campo petrolero debe un proceso metodológico particular que incluya el análisis de la información disponible relacionada con las características del yacimiento y del pozo, teniendo en cuenta las variables económicas que determinen la rentabilidad dichos tratamientos.
- La metodología desarrollada para la selección de pozos candidatos es de fácil aplicación y requiere del conocimiento de los mecanismos y herramientas para el diagnóstico de daño a la formación, así como de las operaciones de estimulación y los fluidos comúnmente empleados en estos trabajos.
- A partir de la información recopilada durante la selección de los pozos candidatos para el programa de estimulación se estableció que los mecanismos de daño más representativos para la formación en Campo Guando son la migración de arcillas, formación de depósitos inorgánicos de carbonato de calcio, bloqueos por agua y cambios de mojabilidad debidos a la invasión de los fluidos empleados en las intervenciones a pozo.
- El conocimiento de la historia de producción de los pozos, las características petrofísicas y mineralógicas de la formación, así como sus propiedades capilares y el efecto de estas con los fluidos de estimulación, fueron contemplados cuidadosamente para el diseño de las secuencias de bombeo de los tratamientos con ácidos y solventes orgánicos.

- La evaluación económica posterior al análisis técnico para la realización de trabajos de estimulación es de vital importancia ya que permite establecer la rentabilidad que puede obtenerse con la estimulación.
- Los pozos estimulados mostraron una buena respuesta a los tratamientos matriciales realizados desde el punto de vista técnico y económico. Este hecho permite a la compañía pensar en la extensión de los tratamientos a los demás sectores del campo siguiendo la metodología propuesta.

## RECOMENDACIONES

- La selección pozos inyectores de agua para tratamientos de estimulación debe considerar la posible interferencia generada durante la evaluación del proyecto debida a la influencia común de los inyectores estimulados en los productores del esquema de inyección.
- La observación detallada de las condiciones mecánicas de los pozos inyectores previa a las estimulaciones es importante para evitar demoras e inconvenientes operacionales, y debe incluir la revisión de válvulas reguladoras, camisas de circulación, sello de empaques e integridad de la tubería de inyección.

## BIBLIOGRAFÍA

- AMARIS, O. *et al.* Guando Field: Underpressure-Field Development. SPE 94569, 2005.
- CRABTREE, M; et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y la prevención. Oilfield Review. Schlumberger. Otoño. 1999.
- ECONOMIDES, M y NOLTE, K. Reservoir Stimulation. Schlumberger. 3 ed. Wiley, 2000.
- ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos. Universidad Surcolombiana. Neiva. 2003.
- JARAMILLO, Oscar. Manual de Fracturamiento Hidráulico y Estimulación Matricial. 2010.
- MEJÍA, Jenny y PALMA Jorge. Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008.
- QUINTANA, Javier. Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozos del Campo Yarigui – Cantagallo. Trabajo de Grado Ingeniería de

Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008.

- RESTREPO, Karin y GARZA, Carlos. Daño a la Formación por precipitación de parafina: Estado del arte. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2006.
- SANDOVAL, M. Diagénesis de Areniscas. Universidad Central de Venezuela. Campos A. Gráficas C.A. 2000.
- SURI, A; et al. Inyectivity of Frac-Packed Wells: A Case Study of the Guando Field. SPE 125897.
- STIFF, Henry A. y DAVIS, Lawrence E. A Method for Predicting the Tendency of Oil Field Waters to Deposit Calcium Carbonate. SPE 952213. 1952.