



**EVALUACIÓN DE TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA EN POZOS  
DEL CAMPO YARIGUÍ - CANTAGALLO**

**JAVIER EDUARDO QUINTANA RODRÍGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

**EVALUACIÓN DE TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA EN POZOS  
DEL CAMPO YARIGUÍ - CANTAGALLO**

**JAVIER EDUARDO QUINTANA RODRÍGUEZ**

**Trabajo de Grado Presentado Como Requisito Para Optar al Título de:  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**M.Sc. Fernando E. Calvete**

Ingeniero de Petróleos

**Co-Director**

**Luis Enrique Sarmiento**

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## DEDICATORIA

A Dios que permite fluir toda la energía para que mis metas se cumplan.

A mis padres Jaime y Alcira por su dedicación, orientación y especialmente por ser  
mis amigos.

A mis hermanos Ana Isabel, Carlos Alberto y Lorena por ser siempre punto de  
apoyo clave, y aceptarme como soy.

A mi esposa Juliana, con quien espero llegar al final del camino; a ella agradezco  
su amor y comprensión.

A mi hijo Juan Felipe, renovador de mi energía y alegría de mi alma.

A mi Sobrino Carlos Eduardo, motivación en momentos difíciles.

A mis Tíos Leonidas, Maria y Fernando, por ser mis aliados en todo momento.

A mis suegros, Luis y Yolanda, junto a mi cuñada Laura, por acogerme en su  
hogar como un hijo.

A mis amigos Miguel, Laura, Ferney, Natalie, David, Cesar, Wilson, Viviana, Diego  
por estar conmigo siempre durante mi proceso de formación

Al Ingeniero Heberth Ferneyes, quien soportó esta tesis con su experiencia y  
conocimiento, buen amigo y excelente maestro.

## **AGRADECIMIENTOS**

Infinitamente a Dios, a mis padres, a mis hermanos, a mi sobrino Litos, a mis tíos Leonidas y Fernando, a mis suegros y mi cuñada Laura, por apoyarme en mi mejoramiento continuo. Especialmente a mi esposa Julis y mi hijo JuanFe, con ellos sé el por qué de todo.

Al Ingeniero Heberth Ferneyes, por guiar mis primeros pasos en el camino de las estimulaciones químicas, por transmitirme parte de sus conocimientos teóricos y empíricos en forma acertada.

Al Ingeniero Calvete, por sus consejos y por abrirme un espacio como amigo.

Al Ingeniero Sarmiento, por su orientación técnica y humana en el campo.

Al Ingeniero Otoniel, por su colaboración en la descripción de la fase operativa.

Al Capítulo Estudiantil SPE-UIS, que adquiere importancia ahora más que nunca.

Al equipo de trabajo PIVU (Programa de Inducción a la Vida Universitaria)

A todos muchas gracias

## CONTENIDO

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| RESUMEN   |             |
| ABSTRACT  |             |
| INTRODUCCIÓN  | 1           |
| <br>  |             |
| RESUMEN HISTÓRICO CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO            | 3           |
| <br>  |             |
| 1. GEOLOGÍA REGIONAL DEL CAMPO YARIGUÍ<br>CANTAGALLO  | 4           |
| 1.1 Geología Estructural del Campo Yariguí Cantagallo | 5           |
| 1.2 Estratigrafía del Campo Yariguí Cantagallo        | 7           |
| 1.2.1 Formación Real                                  | 7           |
| 1.2.2 Formación Colorado                              | 7           |
| 1.2.3 Formación Mugrosa                               | 7           |
| 1.2.4 Formación La Paz                                | 8           |
| 1.2.4.1 Arenas Cantagallo                             | 9           |
| 1.2.4.2 Arenas C                                      | 9           |
| 1.2.5 Secuencia Cretácica                             | 9           |
| 1.2.5.1 Formación La Luna                             | 10          |
| 1.2.5.2 Formación Umir                                | 11          |
| <br>  |             |
| 2. DATOS BÁSICOS DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO         | 12          |

|  |    |
|--|----|
| 3. DAÑO DE FORMACIÓN   | 13 |
| 3.1 Expresión Matemática del Daño de Formación                                     | 13 |
| 3.2 Ocurrencia del Daño de Formación   | 14 |
| 3.3 Fuentes del Daño de Formación  | 14 |
| 3.3.1 Durante la Perforación   | 15 |
| 3.3.2 Durante la Cementación   | 15 |
| 3.3.3 Durante la Terminación del Pozo  | 15 |
| 3.3.4 Durante los Trabajos de Completamiento                                       | 16 |
| 3.3.5 Durante la Inyección de Agua   | 16 |
| 3.3.6 Durante la Inyección de Gas  | 17 |
| 3.3.7 Durante el Recobro Mejorado (EOR)  | 17 |
| 3.3.8 Durante el Proceso de Producción   | 18 |
| <br>   |    |
| 4. COMPUESTOS ORGÁNICOS DEL CRUDO  | 19 |
| 4.1 Asfaltenos   | 19 |
| 4.2 Factores que Inducen la Precipitación de los Asfaltenos                        | 20 |
| 4.3 Parafinas  | 21 |
| 4.4 Factores que Inducen la Precipitación de Parafinas                             | 22 |
| 4.5 Resinas  | 22 |
| 4.6 Factores que Inducen la Precipitación de las Resinas                           | 23 |
| 4.7. Precipitación de Material Orgánico en el Yacimiento                           | 23 |
| <br>   |    |
| 5. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULAR<br>CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO           | 24 |
| 5.1 Metodología Año 1991   | 24 |
| 5.2 Metodología Actual   | 28 |
| 5.2.1 Preselección de Pozos Candidatos   | 29 |
| 5.2.2 Selección Definitiva de Pozos Candidatos a Estimular                         | 29 |
| 5.2.3 Resultados de la Selección de Pozos Candidatos a<br>Estimular Años 2007-2008 | 29 |

|   |    |
|---|----|
| 6 AGENTES DE DAÑO DE FORMACIÓN EN<br>YARIGUÍ-CANTAGALLO                                   | 31 |
| 6.1 Análisis Mineralógico Arenas C y Arenas CG  | 31 |
| 6.2 Caracterización de Crudos   | 32 |
| 6.3 Caracterización de Depósitos Orgánicos  | 35 |
| 6.4 Análisis de Fluidos de Retorno de los Pozos   | 35 |
| 6.5 Análisis de Sedimentos  | 36 |
| 6.6 Análisis de Depósitos Inorgánicos   | 37 |
| 7. REMOCIÓN DE ORGÁNICOS EN EL CAMPO YARIGUÍ<br>CANTAGALLO                                | 38 |
| 7.1 Solventes   | 38 |
| 7.2 Varsol  | 39 |
| 7.3 Xileno  | 39 |
| 7.4 Varsol Modificado   | 40 |
| 7.5 Solventes Mutuales  | 41 |
| 7.6 Índice de Kaury Butanol   | 42 |
| 7.7 Surfactantes  | 42 |
| 7.7.1 Propiedades de los Surfactantes   | 43 |
| 7.7.1.1 Balance Hidrófilo-Lipófilo (HLB)  | 43 |
| 7.7.2 Clases de Surfactantes  | 45 |
| 7.7.2.1 Surfactantes Aniónicos  | 45 |
| 7.7.2.2 Propiedades de los Surfactantes Aniónicos   | 45 |
| 7.7.2.3 Surfactantes Catiónicos   | 46 |
| 7.7.2.4 Propiedades de los Surfactantes Catiónicos  | 46 |
| 7.7.2.5 Surfactantes No Iónicos   | 46 |
| 7.7.2.6 Propiedades de los Surfactantes No Iónicos  | 47 |
| 7.7.2.7 Surfactantes Anfóteros  | 47 |
| 7.7.2.8 Propiedades de los Surfactantes Anfóteros   | 48 |
| 7.8 Requerimientos de un Surfactante para ser Usado en<br>Trabajos de Reacondicionamiento | 48 |

|  |    |
|--|----|
| 8. PRUEBAS DE LABORATORIO TRATAMIENTO CON DISOLVENTES                                | 49 |
| 8.1 Selección de Surfactantes  | 49 |
| 8.2 Pruebas de Laboratorio Recomendadas para el Tratamiento con Disolventes          | 49 |
| 8.2.1 Prueba de Solubilidad  | 50 |
| 8.2.2 Prueba de Compatibilidad   | 51 |
| 8.2.3 Prueba Visual de Mojabilidad   | 52 |
| 8.2.4 Prueba de Detergencia  | 53 |
| 8.3 Observaciones de las Pruebas de Laboratorio                                      | 54 |
| 8.4 Selección de Aditivos Utilizados en Varsol Modificado                            | 57 |
| 8.4.1 Selección del Surfactante  | 57 |
| 8.4.2 Selección del Disolvente   | 57 |
| 8.4.3 Procedimiento Prueba de Aditivos   | 58 |
| 9. FLUIDO DE ESTIMULACIÓN CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO                                   | 59 |
| 10. TÉCNICAS DE REMOCIÓN DE ORGÁNICOS CAMPO YARIGUÍ- CANTAGALLO                      | 61 |
| 10.1 Programa Operacional Tratamiento con Disolventes en Pozos con Liner Empaquetado | 62 |
| 10.2 Programa Operacional Tratamiento con Disolventes Inyección Matricial            | 63 |
| 10.2.1 Salmuera Inhibida NaCL 2%   | 64 |
| 10.2.2 Sarta de Tratamiento  | 64 |
| 10.2.3 Limpieza de Tubería (Pickling)  | 64 |
| 10.2.4 Varsol (Pre flujo) 3 Bbl  | 65 |
| 10.2.5 Tratamiento de Remoción de Depósitos Orgánicos                                | 65 |
| 10.3 Aspectos Operacionales de las Estimulaciones con Disolvente                     | 66 |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 10.4   | Uso de Varsol Modificado en los Fracturamientos.  | 67 |
| 10.5   | Limpieza de Tubería de Trabajo (Pickling )  | 68 |
| 10.5.1 | Ferro Free: Agente Quelante   | 69 |
| 10.5.2 | Paravan 25: Solvente Orgánico   | 69 |
| 10.6   | Sólidos Recuperados en el Pozo YR 103 Después del Fracturamiento.                           | 70 |
| 10.7   | Discusión Sobre el Beneficio del Tratamiento Rust Buster.                                   | 71 |
| 10.8   | Uso de un Bactericida en el Fluido de Fractura  | 72 |
| 10.9   | Uso del Estabilizador de Arcillas en Fluido Pickling (YR 17) y Fluido de Fractura (YR103)   | 73 |
| 11.    | EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS TRABAJOS DE TRATAMIENTO ORGÁNICO EN EL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO | 75 |
| 12.    | CONCLUSIONES  | 77 |
| 13.    | RECOMENDACIONES   | 80 |
|        | BIBLIOGRAFIA  | 82 |
|        | ANEXOS  | 86 |

## LISTA DE FIGURAS

|   | Pág. |
|---|------|
| <b>Figura 1.</b> Localización del Campo Yariguí – Cantagallo                    | 4    |
| <b>Figura 2.</b> Mapa Estructural al Tope de las Arenas Cantagallo              | 6    |
| <b>Figura 3.</b> Columna Estratigráfica del Campo Yariguí-Cantagallo            | 8    |
| <b>Figura 4.</b> Esquema de Daño de Formación en Pozo.                          | 14   |
| <b>Figura 5.</b> Esquema de Posible Formula Estructural de los Asfaltenos       | 20   |
| <b>Figura 6.</b> Esquema de Posible Formula Estructural de las Resinas          | 23   |
| <b>Figura 7.</b> Curva de Producción YR 49                                      | 25   |
| <b>Figura 8</b> Daño de Formación en Todo el Campo Yariguí Cantagallo           | 26   |
| <b>Figura 9.</b> Potencial Verdadero de Producción del Campo Yariguí Cantagallo | 27   |
| <b>Figura 10.</b> Muestra de Material Orgánico Campo Yariguí-Cantagallo         | 35   |
| <b>Figura 11.</b> Fluido de Retorno YR 60                                       | 36   |
| <b>Figura 12.</b> Emulsión Recuperada del Pozo YR 60                            | 36   |
| <b>Figura 13.</b> Esquema de los Xilenos más Usados en la Industria Petrolera   | 40   |
| <b>Figura 14.</b> Representación Esquemática de un Surfactante                  | 43   |
| <b>Figura 15.</b> Representación Esquemática de un Surfactante Aniónico         | 45   |
| <b>Figura 16.</b> Representación Esquemática de un Surfactante Catiónico        | 46   |
| <b>Figura 17.</b> Representación Esquemática de un Surfactante No iónico        | 47   |

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 18.</b> Representación Esquemática de un Surfactante Anfótero             | 47 |
| <b>Figura 19.</b> Resultado Prueba de Solubilidad                                   | 50 |
| <b>Figura 20.</b> Resultado Prueba de Compatibilidad                                | 51 |
| <b>Figura 21.</b> Resultado Prueba de Mojabilidad – Arena Flocula en Salmuera       | 52 |
| <b>Figura 22.</b> Resultado Prueba de Mojabilidad – Arena Dispersa en Salmuera      | 52 |
| <b>Figura 23.</b> Resultado Prueba de Mojabilidad – Arena Dispersa en Varsol        | 53 |
| <b>Figura 24.</b> Resultado Prueba de Detergencia – No Detergencia                  | 53 |
| <b>Figura 25.</b> Resultado Prueba de Detergencia – Detergencia                     | 54 |
| <b>Figura 26.</b> Proceso de Selección del Surfactante para Tratamiento Orgánico    | 55 |
| <b>Figura 27.</b> Proceso de Selección del Solvente Mutuo para Tratamiento Orgánico | 56 |
| <b>Figura 28.</b> Limpieza Muestra de Corazón YR 48 con Varsol Modificado           | 59 |
| <b>Figura 29.</b> Metodología para la Realización de Trabajos de Estimulación       | 61 |
| <b>Figura 30.</b> Sólido Recuperado en YR 103                                       | 70 |
| <b>Figura 31.</b> Presencia de Compuestos de Hierro en Núcleo YR 48                 | 71 |

## LISTA DE TABLAS

|   | Pág. |
|---|------|
| <b>Tabla 1.</b> Información Básica del Campo Yariguí Cantagallo   | 12   |
| <b>Tabla 2.</b> Sistemas de Levantamiento y Mecanismos de Producción por Bloque del Campo Yariguí Cantagallo      | 12   |
| <b>Tabla 3.</b> Total Pozos Candidatos a Estimular con Disolventes  | 30   |
| <b>Tabla 4.</b> Composición Mineralógica C5-C6-CG   | 32   |
| <b>Tabla 5.</b> Arcillas presentes en Muestras de Núcleos C5, C6 y CG   | 32   |
| <b>Tabla 6.</b> Resultados Pruebas de Caracterización de Crudos   | 33   |
| <b>Tabla 7.</b> Resultados Pruebas de Contenido de Crudos   | 34   |
| <b>Tabla 8.</b> Reporte Depósito Inorgánicos  | 37   |
| <b>Tabla 9.</b> Clasificación Balance Hidrófilo-Lipófilo.   | 44   |
| <b>Tabla 10.</b> Aproximación del Valor HLB por la Solubilidad en Agua del Surfactante                            | 44   |
| <b>Tabla 11.</b> Composición para 1000 Galones/Total  | 64   |
| <b>Tabla 12.</b> Pickling HCL 5% (Tratamiento Principal) 336 Galones (8Bbls), Composición para 1000 Galones/Total | 65   |
| <b>Tabla 13.</b> Composición Tratamiento con Solventes para 1000 Galones  | 66   |
| <b>Tabla 14.</b> Resultados del Análisis S.A.R.A.   | 70   |
| <b>Tabla 15.</b> Resultados Estimulación con Varsol Modificado Campo Yariguí-Cantagallo                           | 75   |

## LISTA DE ANEXOS

|  | Pág. |
|--|------|
| <b>Anexo A.</b> Ficha Técnica Xileno   | 86   |
| <b>Anexo B.</b> Ficha Técnica Disolvente N° 4 (Varsol)   | 87   |
| <b>Anexo C.</b> Ficha Técnica Surfactante PET 55   | 88   |
| <b>Anexo D.</b> Ficha Técnica Solvente Mutal PET 200   | 89   |
| <b>Anexo E.</b> Concepto del Ingeniero John L. Gidley, Tratamiento con Disolventes                                     | 90   |
| <b>Anexo F.</b> Reseña Hoja de Vida del Ingeniero John L. Gidley   | 91   |
| <b>Anexo G.</b> Información del Producto Rust Buster   | 92   |
| <b>Anexo H.</b> Información del Producto FerroFree™, Derusting Additive  | 93   |
| <b>Anexo I.</b> Información del Producto Paravan-25  | 94   |
| <b>Anexo J.</b> Composición del Bactericida X-Cide   | 95   |
| <b>Anexo K.</b> Resistencia Seudomonas Eruginosas a la Isotiazolona  | 96   |
| <b>Anexo L.</b> Información del Producto Clay Treat-3C   | 97   |
| <b>Anexo M.</b> Concepto de Experto en Diagnóstico de Daño de Formation L.H. Novak (Exxon Production Research Company) | 98   |
| <b>Anexo N.</b> Ingeniería a las Propiedades del Yacimiento  | 99   |

## RESÚMEN

**TITULO: EVALUACIÓN DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA EN POZOS DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO\*.**

**AUTOR: JAVIER EDUARDO QUINTANA RODRÍGUEZ.\*\***

**PALABRAS CLAVE: Estimulación de pozos, Tratamiento Orgánico, Solventes, Daño de Formación**

La presente Tesis de Grado se realizó por solicitud del Ingeniero Ricardo Díaz Jefe del Departamento de Producción SOR, a la Facultad de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, en el mes de Diciembre de 2007. Para el desarrollo del trabajo funcionarios de la Coordinación de Subsuelo, Departamento de Ingeniería y Confiabilidad, solicitaron el acompañamiento y soporte técnico del ingeniero Heberth Ferneyes, consultor de amplia experiencia en el campo de las estimulaciones y de gran conocimiento sobre los trabajos de estimulación con disolventes en el campo Yariguí-Cantagallo, por haber sido promotor de la implementación inicial de los mismos.

El objetivo principal de la tesis es el de realizar una evaluación a los trabajos de estimulación con disolventes realizados en el campo Yariguí-Cantagallo.

Como a la fecha de la realización de este trabajo, tanto selección de pozos candidatos a estimular, técnicas de estimulación y realización de algunos de los programas de trabajo se habían realizado, nos concentraremos en el análisis y evaluación de cada una de las fases comprendidas en el proceso empleado en la estimulación de pozos productores en el campo Yariguí-Cantagallo.

En esta tesis se describen aspectos históricos y geológicos del campo y se dan conceptos básicos relacionados con la teoría básica del daño de formación, posibles agentes del daño de formación en el campo Yariguí-Cantagallo, metodologías históricamente empleadas para la valoración y diagnóstico de pozos con daño de formación en el campo en mención, las técnicas de estimulación empleadas (Estimulación con disolvente y surfactante, fracturamiento hidráulico) y una evaluación de los resultados de los trabajos de estimulación.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad: Físico-Químicas. Escuela: Ingeniería de Petróleos

Director: M Sc Fernando Enrique Calvete

CoDirector: Ing. Luis Enrique Sarmiento Tirado

## ABSTRACT

**TITLE: EVALUATION OF THE ORGANIC STIMULATION IN WELLS OF THE OILFIELD YARIGUI CANTAGALLO.\***

**AUTHOR: JAVIER EDUARDO QUINTANA RODRIGUEZ.\*\***

**KEY WORDS: Well stimulation, Organic treatment, Solvents, Formation damage**

The present graduate thesis was made by the request of the engineer Ricardo Diaz; SOR Production Department Chief for the Engineering faculty of the Universidad Industrial del Santander; in December of 2007. For the development of this project, the functionaries from the subsoil coordination; the Department of Engineering and reliability, requested the monitoring and technical support from the engineer Heberth Ferneyes, who is a consultant of a wide experience in the field of stimulations and great knowledge in the stimulation with solvents in the Yariguí Cantagallo oilfield; he was the promoter of the initial implementation of the former.

The main objective of the thesis is to evaluate the stimulation works with solvents made in the Yariguí Cantagallo oilfield.

Due to the given date for the completion of this work, the selection of the candidate wells to be stimulated, the stimulation techniques and the completing of some of the work projects that had been already done, we will focus in the analysis and evaluation of each one of the phases comprehended in the process of producing wells stimulation in the Yariguí Cantagallo oilfield.

In this thesis some geological and historical aspects are described; as some basic concepts related to the basic theory of formation damage and possible damage agents in the Yariguí Cantagallo oilfield formation. It also includes historically used methodologies to value and diagnose the damaged wells in the oilfield, as well as stimulation techniques used (Stimulation with solvent y surfactant, hydraulical fracturing) and the evaluation of the results from the stimulation work.

---

\* Graduate Project

\*\* Faculty: Physical and Chemical. School: Petroleum Engineering

Director: M Sc Fernando Enrique Calvete

CoDirector: Ing. Luis Enrique Sarmiento Tirado

## INTRODUCCIÓN

La estimulación es un proceso mediante el cual se mitiga o soslaya un daño de formación, el cual pudo haber ocurrido durante la perforación, terminación, completamiento del pozo o durante su vida productiva.

Es un proceso iterativo durante el cual se van introduciendo mejoras, con el fin de incrementar los resultados exitosos. El éxito en los resultados está ligado, en la mayoría de las ocasiones, al número de trabajos realizados.

El proceso de estimular un pozo debe estar sujeto a una serie de pasos, los cuales incluyen:

- Valoración de la posibilidad de existencia de daño de formación
- Selección de la estrategia para mitigar el daño (disolvente, ácido, fracturamiento).
- Ejecución en campo de la estrategia.
- Evaluación de resultados (monitoreo, seguimiento).

En la fase de valoración se determina la posible existencia de un daño de formación, su magnitud, las posibles causas del mismo y si es factible repararlo o soslayarlo.

La selección de la estrategia de estimulación define la técnica más recomendada para mitigar o soslayar el daño. Podría ser mediante la estimulación con químicos o mediante un fracturamiento.

No existe una metodología única en la definición de un daño de formación, hay diversas estrategias y procedimientos frente a los diferentes escenarios que se presentan.

La ejecución en campo comprende todas las actividades destinadas a la realización exitosa del trabajo de estimulación, ella involucra operaciones y reuniones de seguridad.

En la etapa de evaluación se realiza el monitoreo del pozo y finalmente se define el éxito del tratamiento mediante un análisis económico.

Entre las técnicas para mitigar el daño de formación por precipitación de orgánicos podemos mencionar la estimulación con disolventes, tema central de esta tesis.

## **RESUMEN HISTÓRICO CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO**

La historia del campo Yariguí-Cantagallo se remonta a finales de 1937 cuando una subsidiaria de la Socony Vacuum, la Empresa de Petroleos del Río Magdalena, inició estudios en el valle medio del río. El 16 de Diciembre de 1939 le fue otorgada la concesión Cantagallo.

En el mes de diciembre de 1941, con la perforación del pozo Cantagallo 1, denominado inicialmente Cimitarra 1, el cual alcanzó una profundidad de 1494 pies con manifestaciones de gas y aceite, se descubrió el yacimiento petrolero del mismo nombre (Cantagallo), confirmado con la perforación del pozo Cantagallo 2, denominado inicialmente Cimitarra 2, el cual produjo inicialmente 286 barriles de petróleo por día. A mediados de 1951 la concesión fue adquirida por la empresa Shell Cóndor, la cual reinició la perforación de pozos que había sido suspendida en 1949.

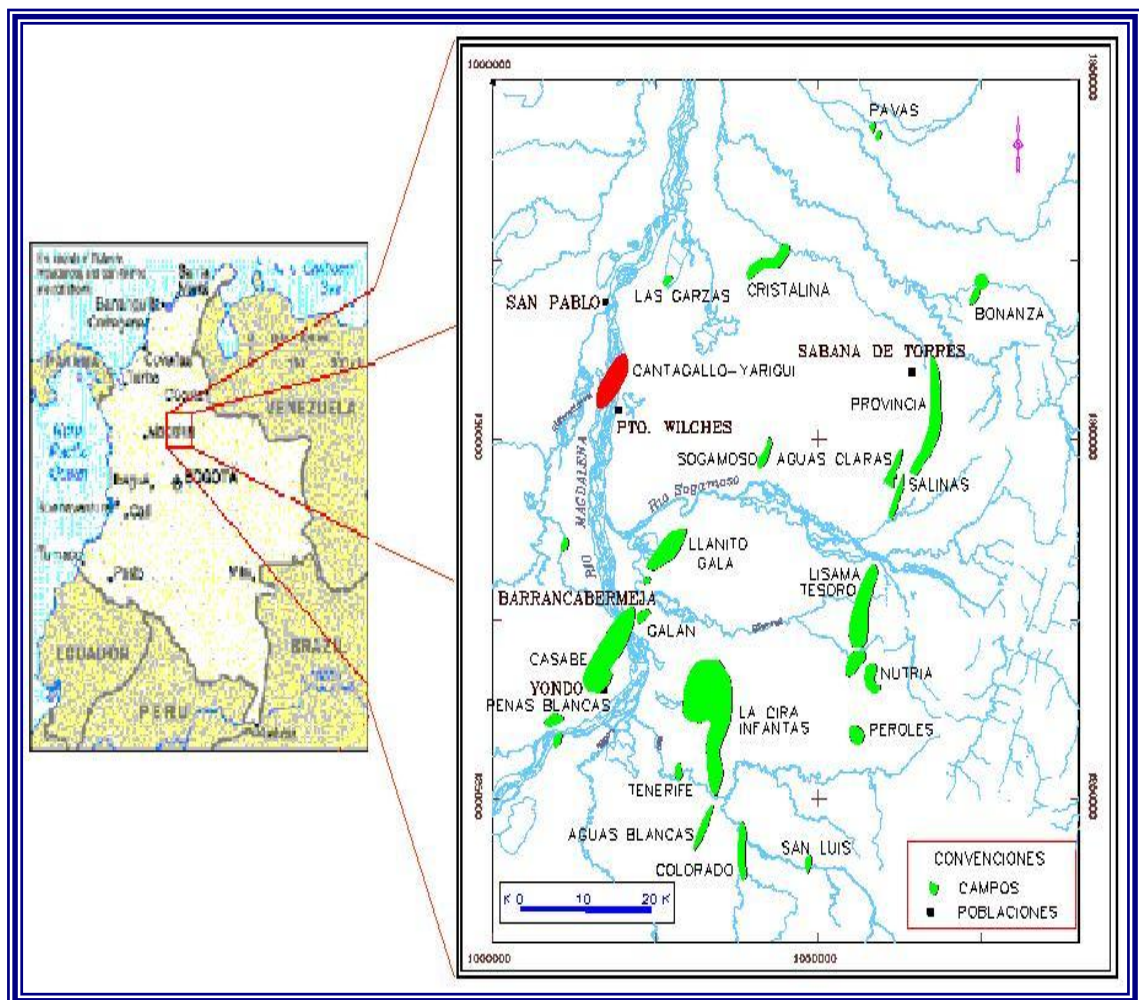
Con los resultados obtenidos la compañía Shell Cóndor solicitó al gobierno Colombiano La Concesión San Pablo, la cuál le fue otorgada en el año de 1953, descubriendo el campo Yariguí, el cual vino a ser la continuación lateral hacia el oriente del campo Cantagallo. La concesión San Pablo revirtió al estado en noviembre de 1985.

La explotación de los campos Cantagallo y Yariguí alcanzó su producción máxima en los años 1963 y 1964, cuando se llegaron a 19000 y 17000 barriles diarios de petróleo por día, respectivamente. Entre los años 1967 y 1968 la Shell Cóndor suspendió la actividad de perforación, limitándose a obtener la producción de los campos dentro de una acelerada declinación. En 1974, fruto de una negociación entre Ecopetrol y la Shell, se creó la Compañía de Explotaciones Cóndor S.A, empresa que continuó con la explotación del Campo Cantagallo, la cual a partir del 14 de Diciembre de 1987 revirtió a la Nación.

## 1. GEOLOGÍA REGIONAL DEL CAMPO YARIGÚ CANTAGALLO<sup>1</sup>

El Campo Yarigú Cantagallo, se encuentra localizado hacia la parte central del flanco Occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los Departamentos de Santander y de Bolívar; a la altura de los municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar), con una extensión aproximada de 14 km<sup>2</sup>, 7 Km de largo por 2 Km de ancho (Fig. 1).

**Figura 1.** Localización del Campo Yarigú – Cantagallo.



**Fuente:** Informe Ecopetrol Aplicaciones Tecnológicas Proyecto de Estimulación Orgánica Superintendencia de Activos del Rio Gerencia Regional Magdalena Medio.

<sup>1</sup> SARMIENTO Luis E. Informe Ecopetrol Aplicaciones Tecnológicas Proyecto de Estimulación Orgánica Superintendencia de Activos del Rio Gerencia Regional Magdalena Medio. Septiembre 2007

## 1.1 Geología Estructural del Campo Yariguí Cantagallo

La estructura al tope del miembro Arenas Cantagallo de La Formación La Paz consiste de un monoclinal buzando hacia el SE, con buzamiento de mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose hacia el este hasta alcanzar buzamientos de 9° en cercanías de los pozos Yariguí-1 y Yariguí-8 (Figura 2).

En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más norte de la Falla de Cimitarra, que a su vez se desprende de la Falla de rumbo de la Palestina.

La Falla de Cantagallo como control estructural del Campo, tiene un rumbo aproximado N33° E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla. Esta falla pone en contacto rocas de La Formación Girón (Jurásico) con rocas cretácicas y terciarias. Se ha considerado de tipo normal con un buzamiento casi vertical y presenta desplazamientos variables hasta de 7000 pies, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura, y a la ausencia de sedimentos Cretáceos y parte de terciarios al Oeste de esta falla. A esta falla se le asigna un lapso de tiempo comprendido entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno Superior.

Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causa principal de su entrapamiento<sup>2</sup>.

El sistema de Fallas de Caño Patico, se encuentra en la parte más meridional del Campo y a su vez le sirve de límite sur. En términos generales lleva una dirección SW – E - NE. Es de tipo normal con desplazamiento de 200 pies en la vertical.

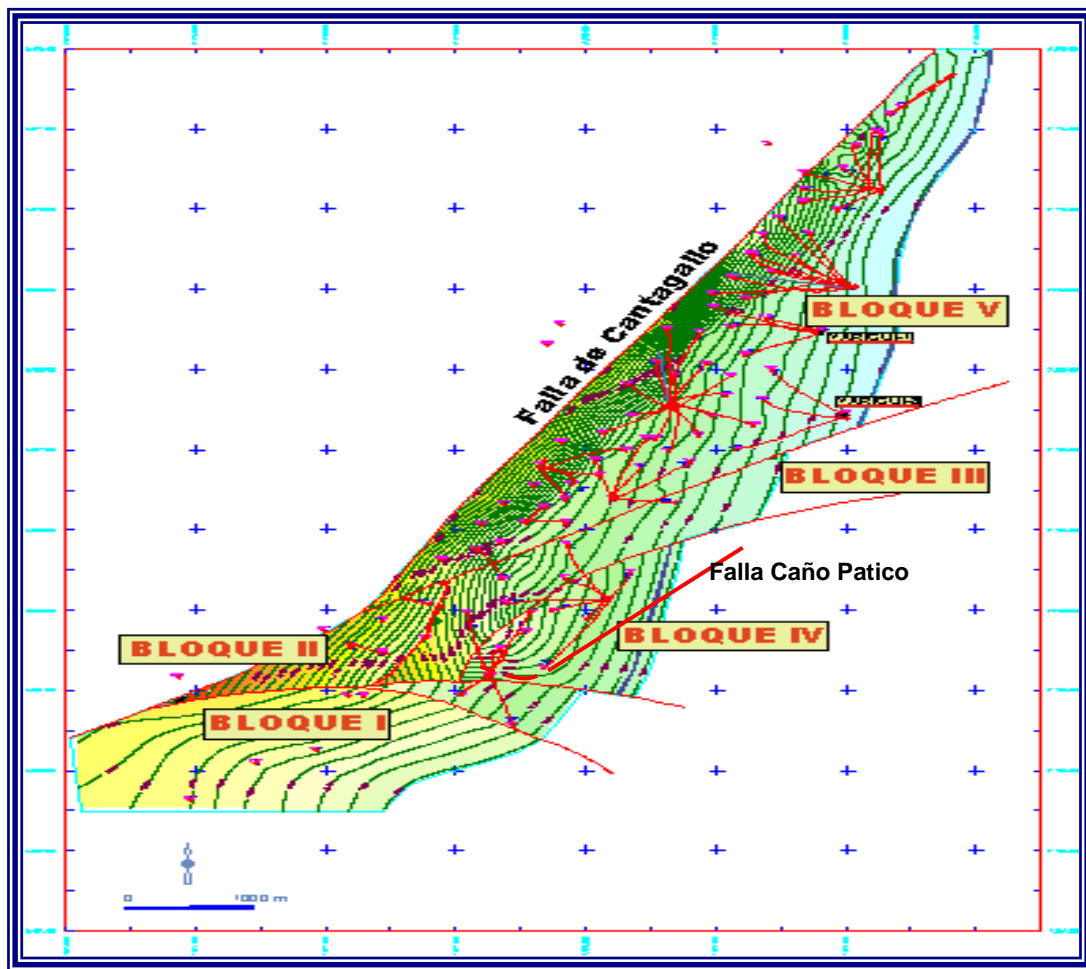
---

<sup>2</sup> Cáceres, *et al*, 1976. "Informe ECOPETROL No. 517"

Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno medio - superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de La Formación Mugrosa del Oligoceno.

Existen otras fallas transversales, principalmente de tipo normal, que cortan el monoclinal en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento de producción, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

**Figura 2.** Mapa Estructural al Tope de las Arenas Cantagallo



**Fuente:** Tomado de Op. Cit. Pág. 5

## **1.2 Estratigrafía del Campo Yariguí Cantagallo**

Con base en los pozos perforados, se validó la secuencia estratigráfica del Campo, Figura 3.

A continuación se hace una descripción de las unidades que serán perforadas en estos prospectos:

### **1.2.1 Formación Real**

Compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeado, con intercalaciones de arcillolita de color gris verdoso, rojo y violeta, parcialmente limosas. Existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. Su espesor aproximado es de 2600 pies.

### **1.2.2 Formación Colorado**

Operacionalmente ha sido dividida en las unidades Arenas A0 a A3, y está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas. El miembro superior de esta formación se conoce como La Cira Shale, caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.

### **1.2.3 Formación Mugrosa**

Con base en las propiedades de los registros eléctricos se divide en cuatro miembros informales de base a techo: “Arenas B3”, “Arenas B2”, “Arenas B1”, “Arenas B0” y el “Horizonte Fosilífero de Mugrosa”.

Las “Arenas B3” se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas grauwáticas con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayascentes “Arenas C” de La Formación La Paz es discordante, mientras que con las suprayacente “Arenas B2” es concordante.

### 1.2.4 Formación La Paz

Contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

Figura 3. Columna Estratigráfica Del Campo Yarigú-Cantagallo.

| PER.              | EPOCA                   | FORMACION.               | ZONA                        | LITOLOGIA     |  |
|-------------------|-------------------------|--------------------------|-----------------------------|---------------|--|
| Terciario         | Q                       | GRUPO MESA (Tpm)         |                             |               |  |
|                   | PLEISTOCENO<br>PLIOCENO |                          |                             |               |  |
|                   | MIOCENO                 |                          | GRUPO REAL (Tmr)            |               |  |
|                   |                         |                          |                             |               |  |
|                   |                         |                          |                             |               |  |
|                   |                         |                          |                             |               |  |
|                   |                         |                          |                             |               |  |
|                   | OLIGOCENO               |                          | FM. COLORADO (Toc)          | La Cira Shale |  |
|                   |                         |                          |                             | Arenas A0     |  |
|                   |                         |                          |                             | Arenas A1     |  |
| Arenas A2         |                         |                          |                             |               |  |
| Arenas A3         |                         |                          |                             |               |  |
| FM. MUGROSA (Tom) |                         |                          | Arenas B0                   |               |  |
|                   |                         |                          | Arenas B1                   |               |  |
|                   |                         |                          | Arenas B2                   |               |  |
|                   |                         |                          | Arenas B3                   |               |  |
|                   |                         |                          | Arenas C                    |               |  |
| EOCENO            |                         | FORMACION LA PAZ (Tep)   | Arenas Cantagallo           |               |  |
|                   |                         |                          |                             |               |  |
| Cretaceo          | CAMPANIANO              | FORMACION UMIR (Ksu)     |                             |               |  |
|                   | SANTONIANO              | FORMACION LA LUNA (Ks l) |                             |               |  |
|                   | CONIACIANO              |                          |                             |               |  |
|                   | TURONIANO               |                          |                             |               |  |
|                   | APTIANO                 |                          |                             |               |  |
|                   | ALBIANO                 |                          | FORMACION SIMITI (Kis)      |               |  |
|                   |                         |                          |                             |               |  |
|                   | APTIANO                 |                          | FORMACION TABLAZO (Kit)     |               |  |
|                   | BARREMIANO              |                          | FORMACION PAJA (Kip)        |               |  |
|                   | HAUTERIVIANO            |                          | FORMACION ROSABLANCA (Kirb) |               |  |
|                   |                         |                          |                             |               |  |
| VALANGINIANO      |                         | FORMACION TAMBOR (Kit*)  |                             |               |  |
| JURASASICO        |                         | FORMACION GIRON (Jg)     |                             |               |  |

Fuente: Tomado de Op. Cit. Pág. 5

#### **1.2.4.1 Arenas Cantagallo**

Principal horizonte productor, constituido por areniscas grauwáticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 pies. Su contacto inferior con la Fm Umir y/o La Luna, se caracteriza por una discordancia regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de La Formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes “Arenas C” es concordante y está dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

#### **1.2.4.2 Arenas C**

Constituyen el miembro superior de La Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del Campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 pies. Estratigráficamente se ubica entre las “Arenas Cantagallo” en la base y las “Arenas B” de La Formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las “Arenas B” es discordante, por la ausencia de La Formación Esmeraldas.

#### **1.2.5 Secuencia Cretácica**

Constituida por las Formaciones Tambor, Los Santos, Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití (Cretáceo inferior), La Luna y Umir (Cretáceo superior).

Está limitada en su base por la discordancia del Jurásico y en su parte superior por la discordancia del Eoceno medio. La sedimentación cretácea en la cuenca se dio en ambientes marinos, con su inicio y finalización en ambientes transicionales.

---

Los pozos perforados en el Campo, sólo penetraron las Formaciones superiores del Cretáceo; La Formación La Luna y Umir.

#### **1.2.5.1 Formación La Luna.**

Es el intervalo generador más importante de la cuenca, debido a sus altas concentraciones de materia orgánica. Se trata de una Formación predominantemente lodosa, está compuesta de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Su edad es Turoniano a posiblemente Campaniano inferior. Su contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional, está constituida por tres Miembros denominados de base a techo: Salada, Pujamana y Galembo.

Las variaciones en los valores de los registros (GR y SP), reflejan el cambio de litologías predominantemente lodosas a litologías con mayor contenido en calcáreos e incluso calizas, de esta manera se interpretan eventos de profundización y eventos programacionales en un ambiente de plataforma marina.

Así, a partir de los registros se puede concluir que la parte basal de la Formación La Luna (Miembros Salada y Pujamana) es predominantemente lodosa y contiene menor proporción de calizas que la parte superior de esta Formación (Miembro Galembo), esto indica que la parte basal se depositó en ambientes relativamente más profundos que la parte superior. Se interpreta entonces, que el Miembro Galembo se depositó en un ambiente de plataforma marina somera y que tiene un importante contenido de carbonatos.

Hacia el Norte de la cuenca se observa una reducción en el espesor de los Miembros Pujamana y Galembo, así como una disminución en la proporción de los intervalos calcáreos, lo que se interpreta como una profundización de la cuenca en esta dirección. En este sector de la cuenca, estos Miembros se hacen prácticamente indistinguibles, su espesor en el área está controlado en tres pozos,

---

Las Lajas-1 1800 pies, Cocuyo-1, 2125 pies y el pozo Paturia1, 1900 pies y la Formación la Luna se distingue por la litología del Miembro Galembó.

En el Campo Yariguí – Cantagallo, fue perforada en los pozos CG-4, 8, 14, 15 y los pozos YR- 1, 3, 58 y YR- 66, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, aproximadamente 1500 pies.

### **1.2.5.2 Formación Umir**

La Formación Umir consiste de lodolitas fisiles (Shale) gris oscura a lodolita gris medio, con delgadas interestratificaciones de limolita, las cuales son más abundantes en la parte superior de la Formación, donde alternan con delgadas capas de areniscas de grano fino y capas delgadas de carbón (seamlets). La lodolita contiene numerosas bandas de siderita o de óxidos de hierro. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como nerítico en su parte inferior hasta llanuras de marea y frentes deltáicos en su parte superior.

El espesor de esta Formación varía de sur a norte de 2850 a 4400 pies, en la parte este de la cuenca alcanza un máximo espesor observado de 5250 pies. La edad de esta Formación se ha determinado como Campaniano a Maestrichtiano. La Formación Umir descansa en ligera discordancia sobre la Formación La Luna, en algunos otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito este contacto como de tipo gradacional.

En el Campo Yariguí – Cantagallo se caracteriza por presentar espesores fuertemente cambiantes, atribuibles a un gran periodo de erosión en la parte inferior del Eoceno.

Esta Formación marca el cambio de las condiciones de sedimentación marina a continental y no se han identificado perspectivas desde el punto de vista de acumulación de hidrocarburos.

## 2. DATOS BÁSICOS DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO

**Tabla 1.** Información Básica del Campo Yariguí Cantagallo.

| Descripción                                  | Cant. | Unidad                 |
|--|-------|------------------------|
| Aceite Original en el Sitio                  | 1048  | MMbls                  |
| Producción Acumulada de Petróleo             | 181.5 | MMbls                  |
| Factor de Recobro Actual                     | 17.32 | %                      |
| Gravedad API Promedio del Crudo @15°C (60°F) | 21    | °API                   |
| Pozos Productores Activos                    | 92    | Pozos                  |
| Pozos Productores Perforados                 | 123   | Pozos                  |
| Pozos Productores Abandonados                | 44    | Pozos                  |
| Producción Aceite Actual del Campo           | 13700 | BOPD                   |
| Producción Actual de Agua                    | 6000  | BWPD                   |
| Producción Actual de Gas                     | 4.5   | MMft <sup>3</sup> PD   |
| Pozos de Disposición de Aguas de Producción  | 2     | Pozos                  |
| Pozos Inyectores                             | 1     | Pozo YR008<br>Inactivo |
| Volumen de Agua de Inyección                 | 700   | BWPD                   |

**Fuente:** Entrevista Funcionarios Producción Campo Yariguí-Cantagallo ECOPETROL S.A.

**Tabla 2.** Sistemas de Levantamiento y Mecanismos de Producción por Bloque del Campo Yariguí Cantagallo

| Bloque | Mecanismo de Producción                  | Sistema de Levantamiento |
|--------|--|--------------------------|
| I      | Gas en Solución                          | Bombeo Mecánico          |
| II     | Gas en Solución                          | Bombeo Mecánico          |
| III    | Gas en Solución                          | Bombeo Mecánico          |
| IV     | Empuje Hidráulico Activo                 | Bombeo Mecánico y BES    |
| VC     | Gas en Solución y empuje parcial de agua | Bombeo Mecánico y BES    |
| VN     | Gas en Solución y empuje parcial de agua | Bombeo Mecánico y BES    |
| VS     | Gas en Solución                          | Bombeo Mecánico y BES    |

**Fuente:** Entrevista Ing. José Arnobio Vargas Departamento de Ingeniería ECOPETROL S.A.

### 3. DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es una reducción en la permeabilidad original de la formación.

La magnitud de un daño de formación generalmente se representa con la letra S (skin effect). Matemáticamente puede tener cualquier valor positivo, sin embargo, un valor de 10 se considera muy grande. La profundidad de un daño de formación puede ir desde unas pulgadas hasta valores mayores a 5 pies dentro de la formación.

#### 3.1 Expresión Matemática del Daño de Formación

Craft y Hawkins<sup>3</sup> (1959) fueron los primeros en relacionar el factor de daño de formación con la permeabilidad de la zona dañada y el radio de daño en una expresión matemática de la siguiente forma:

$$S = \left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Donde:

s: Factor de daño.

k: Permeabilidad media de la formación.

k<sub>s</sub>: Permeabilidad media de la zona alterada.

r<sub>w</sub>: Radio de la cara del pozo (wellbore).

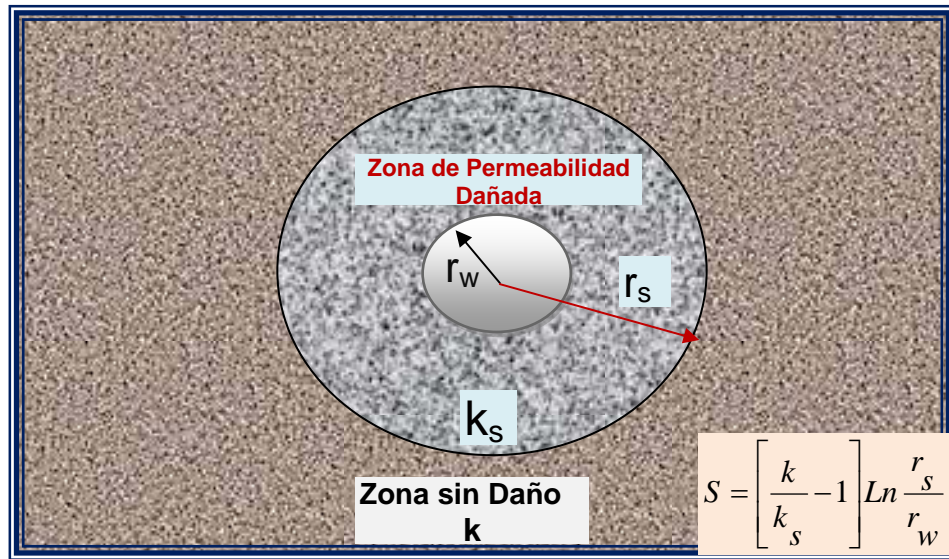
r<sub>s</sub>: Radio de la zona afectada, desde el centro del pozo al extremo del daño.

Generalmente el factor de daño (s) puede tener valores entre 1 y 7, si se tienen valores de s > 7 el daño se considera severo y si s > 10, los efectos del daño son muy graves.

---

<sup>3</sup> GOLAN Michael And WHITSON H Curtis, Well Performance, Second Edition 1991 pág. 242.

**Figura 4.** Esquema de Daño de Formación en Pozo.



**Fuente:** Adaptado de, GOLAN Michael And WHITSON H Curtis, Well Performance, Second Edition 1991 pág 242

### 3.2 Ocurrencia del Daño de Formación

El daño puede ocurrir durante la perforación del pozo, durante los trabajos de terminación (cañoneos, cementaciones, estimulaciones, control del pozo), durante los trabajos de completamiento (cañoneos, recañoneos, limpieza de arenas, cementaciones, estimulaciones, control del pozo), durante procesos de recuperación secundaria (inyección de agua, inyección de gas), durante procesos de recobro mejorado (inyección de polímeros, surfactantes,  $\text{CO}_2$ , etc.) y por el simple hecho de producir el pozo (precipitación de orgánicos e inorgánicos, movimiento de finos)

### 3.3 Fuentes del Daño de Formación

El daño de formación puede ocurrir durante la perforación, durante la terminación y el completamiento del pozo, durante procesos de recuperación secundaria y recobro mejorado y durante la vida productiva del pozo.

### **3.3.1 Durante la Perforación.**

El lodo de perforación y su filtrado son agentes de daño de formación cuando se perfora un pozo. Los sólidos presentes en el lodo de perforación pueden taponar el sistema poral del yacimiento en las cercanías del pozo.

El filtrado del lodo puede reaccionar con los minerales de la formación, causando migración de finos y mezclarse con el crudo de las formaciones para generar emulsiones que originan daño de formación.

### **3.3.2 Durante la Cementación**

Los filtrados del cemento son alcalinos, condición que puede originar la dispersión de minerales presentes en la composición de las rocas.

También puede reaccionar con las aguas de formación y formar precipitados que dañan la permeabilidad del yacimiento.

### **3.3.3 Durante la Terminación del Pozo.**

Las salmueras utilizadas para el control del pozo durante los trabajos de cañoneos, efectuados en las operaciones de terminación, pueden generar emulsiones o bloqueos por agua de la formación, también pueden desestabilizar los finos de la formación productora y generar daños de formación.

Las salmueras pueden penetrar en el yacimiento cuando la columna hidrostática del pozo es superior a la presión de yacimiento.

---

Los trabajos de cementaciones correctivas pueden forzar al filtrado del cemento dentro del yacimiento y causar daño de formación, como se describe anteriormente.

Algunos fluidos de estimulación (ácidos, fluidos de fracturamiento) pueden reaccionar con la mineralogía de la formación, el crudo y las salmueras del yacimiento, induciendo precipitados e inestabilidad (migración) de las arcillas.

### **3.3.4 Durante los Trabajos de Completamiento**

Por trabajo de completamiento se entiende cualquier tipo de trabajo que se ejecute después de la terminación del pozo.

Igual que en la terminación del pozo, durante los trabajos de completamiento se pueden utilizar salmueras que pueden originar daños similares a los que se mencionaron con anterioridad.

Si se utiliza aceite como fluido de completamiento, puede reaccionar con el crudo presente en la formación y generar precipitados de material orgánico. Este fenómeno ocurre principalmente cuando se mezclan crudos asfálticos con crudos parafínicos.

Trabajos de estimulación que se efectúen en los trabajos de completamiento, pueden generar los daños de formación descritos anteriormente.

### **3.3.5 Durante la Inyección de Agua**

Durante un proceso de inyección de agua se puede presentar daño de formación por el hinchamiento y dispersión de las arcillas, por precipitación de incrustaciones debido a incompatibilidad entre el agua de formación y el agua de inyección, por

taponamiento del sistema poral por sólidos contenidos en el fluido de inyección y por la acción bacteriana cuando el agua que se inyecta se encuentra contaminada con bacterias.

Cuando el control bacteriano en el agua de inyección es ineficiente o no existe, las bacterias pueden crecer descontroladamente y generar biomasas que pueden taponar los alrededores del pozo e inducir corrosión; los productos de la corrosión pueden taponar las cercanías del pozo.

Inyectar agua en yacimientos con crudos parafínicos puede generar precipitados orgánicos por el enfriamiento repentino que se produce en el yacimiento.

### **3.3.6 Durante la Inyección de Gas<sup>4</sup>.**

Cuando se inyecta un gas que contiene una concentración de  $C_{3+}$  mayor al 3%, se puede inducir la precipitación de los asfaltenos, lo cual origina daño de formación.

Durante la inyección de gas se pueden arrastrar residuos de lubricantes y productos de la corrosión que pueden taponar las cercanías del pozo.

### **3.3.7 Durante el Recobro Mejorado (EOR)**

Cuando se inyecta  $CO_2$  en yacimientos que contienen crudos asfálticos, se puede inducir la precipitación de los asfaltenos, lo cual tiene efectos negativos en la permeabilidad del yacimiento.

---

<sup>4</sup> ZERPA Gilberto, Estudio de Daño de Formación en el Campo Provincia, CSI Ltda, Diciembre de 1997.

---

La inyección de polímeros en yacimientos de baja permeabilidad (<10 md) puede originar daños de formación muy grandes. Es conveniente aclarar que todos los polímeros pueden originar daño de formación, el cual será muy grande cuando la permeabilidad es baja.

La inyección de alcalinos (NaOH, KOH) puede originar daño de formación por disolver y dispersar arcillas; también pueden reaccionar con los iones del agua de formación y formar precipitados.

La inyección de vapor puede disolver algunos minerales presentes en la formación, los cuales al migrar taponan el sistema de poros.

### **3.3.8 Durante el Proceso de Producción.**

Cuando un pozo produce y el yacimiento es de gas en solución, la presión tiende a disminuir y se pierden componentes volátiles, lo cual produce un desequilibrio que origina la precipitación de material orgánico dentro del yacimiento (parafinas y/o asfaltenos), como se ha afirmado anteriormente se produce entonces daño de formación.

Producir un pozo por encima de la tasa crítica de producción (tasa a la cual migran los finos) puede originar un daño por taponamiento del yacimiento.

En la vida productiva de un pozo también se puede precipitar material inorgánico ( $\text{CaCO}_3$ ), por el desequilibrio térmico que se produce en el yacimiento, lo cual hace que los iones presentes en las aguas de formación pierdan solubilidad.

## **4. COMPUESTOS ORGÁNICOS DEL CRUDO**

En los crudos existen, en mayor o menor cantidad, presencia de materiales orgánicos, los cuales pueden originar daño de formación. Dentro de estos compuestos orgánicos podemos citar los asfaltenos, las parafinas y las resinas. Por ser ellos fuentes muy importantes de daño de formación, es conveniente definir su significado.

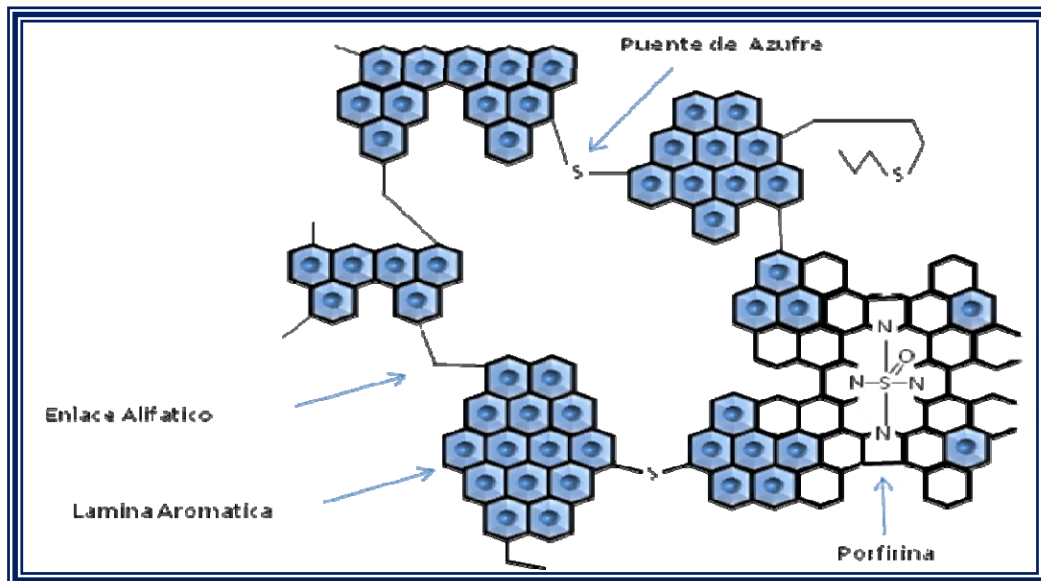
### **4.1 Asfaltenos**

Los asfaltenos son la fracción del crudo que se precipita con la adición de solventes parafínicos de bajo peso molecular desde el n-pentano hasta el n-decano, y son solubles en solventes aromáticos como el benceno, el tolueno y los xilenos.

Están compuestos por anillos aromáticos, con algunas cadenas laterales, presenta una estructura compleja y larga con presencia de heteroátomos completamente diferente a la estructura de las parafinas. Se desconoce la estructura exacta de los asfaltenos, aunque datos experimentales proporcionan una posible idea de esta, ver figura 5.

Los asfaltenos se encuentran dispersos en los crudos en forma de partículas coloidales; están recubiertos por sustancias denominadas resinas las cuales impiden su floculación de las partículas asfálticas.

**Figura 5.** Esquema de Posible Formula Estructural de los Asfaltenos



**Fuente:** Adaptado del artículo, Formación de Sedimentos Durante la Hidrodesintegración de Residuos del Petróleo, Revista de la Sociedad Química de México, Vol. 47, Núm. 3 2003, pág., 260-266

#### 4.2 Factores que Inducen la Precipitación de los Asfaltenos<sup>5</sup>

- **Bajos pH:** Despectizan los asfaltenos los cuales flocculan y se precipitan.
- **Contaminación con iones ferrosos o férricos:** Estabilizan micro emulsiones que contienen asfaltenos, las cuales pueden precipitar en forma de "sludge".
- **Disminución de la presión de yacimiento:** Al reducirse la presión de yacimiento, se alcanza la presión de burbuja, desprendiéndose los volátiles y perdiendo el crudo poder de solvencia.
- **Inyección de fluidos calientes ó fríos:** Rompen el equilibrio termodinámico.

<sup>5</sup> M.G. Trbovich, WelChem Inc., and G.E. King,\* Amoco Production, Co.Asphaltene Deposit Removal: Long-Lasting Treatment With a Co-Solvents, SPE 21038

- **Líquidos orgánicos con baja tensión superficial:** Disminuyen la solubilidad del solvente o del crudo.
- **Adición de crudo parafínico:** La adición de parafinas rompen el equilibrio molecular del crudo asfáltico y promueven la precipitación de los asfaltenos.
- **Inyección de CO<sub>2</sub>:** Disminución de pH lo cual despectiza los asfaltenos. Cambia la composición del aceite.
- **Inyección de gas rico:** Baja la relación carbono hidrogeno.

### 4.3 Parafinas

Las parafinas constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos. Son una mezcla de hidrocarburos alifáticos saturados (alcanos de fórmula  $C_nH_{2n+2}$ ) que pueden ser de cadena lineal (parafina normal), ramificada (iso-parafina) o de cadena cíclica (cicloalcanos o naftenos).

Los compuestos comprendidos entre  $C_1$ - $C_5$  son gases a condiciones normales y los comprendidos entre  $C_6$ - $C_{15}$  son líquidos. Aquellas parafinas que pueden precipitar de la solución bajo ciertas condiciones termodinámicas, que comúnmente se les conoce como “ceras” comprenden el rango del  $C_{18}$  hasta el  $C_{60}$ .

Generalmente se encuentran mezclados con otros compuestos orgánicos e inorgánicos. Los depósitos de parafina no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos, bases y agentes oxidantes, de ahí su nombre parafina que proviene del latín parum + affinis, que significa “poca afinidad”.

Las ramificaciones presentes en la estructura molecular de la parafina tienen un efecto en el punto de fusión. Los puntos de fusión de los isómeros del  $C_{9}H_{20}$  se incrementan con el número de ramificaciones.

#### 4.4 Factores que Inducen la Precipitación de Parafinas

- **Disminución de la temperatura.** Se rompe el equilibrio termodinámico.
- **Desgasificación del crudo:** Al perderse los volátiles, el crudo pierde poder de solvencia, las parafinas flocculan y se precipitan.

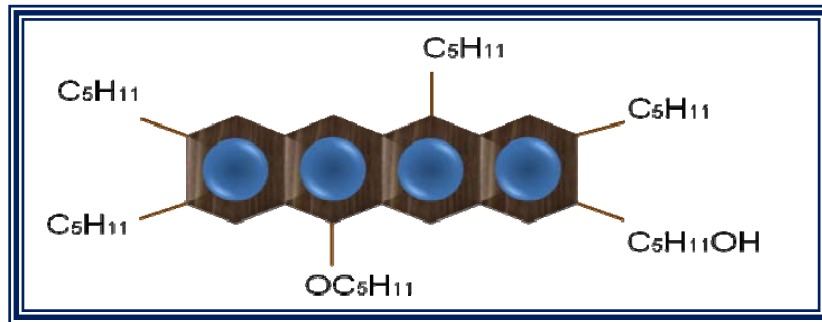
#### 4.5 Resinas

Las resinas tienen una estrecha relación con los asfaltenos debido a que el comportamiento de los asfaltenos depende mucho de su presencia. Las resinas comprenden aquella fracción de crudo no soluble en etil acetato, pero soluble en n-heptano y solventes aromáticos a temperatura ambiente.

Son muy similares a los asfaltenos pero con menor peso molecular. Las resinas son semisólidas, muy pegajosas, de alto peso molecular, cuya composición depende del precipitante empleado. Las resinas son moléculas con alta polaridad, lo que permite ser fácilmente absorbidas por los asfaltenos. Actúan como agentes estabilizantes del coloide asfaltenos por neutralización de la carga.

Las resinas recubren “peptizan” los asfaltenos, impidiendo su flocculación, lo cual impide su posterior precipitación. En otras palabras, estabilizan los asfaltenos en los crudos.

**Figura 6.** Esquema de Posible Formula Estructural de las Resinas



**Fuente:** Adaptado de, LEÓN O., CONTRERAS E., ROGEL E. DAMBAKLI G, ESPIDEL J, and ACEVEDO S. "The Influence of the Adsorption of Amphiphilics and Resins in Controlling Asphaltene Flocculation", 2001 American Chemical Society.

#### 4.6 Factores que Inducen la Precipitación de las Resinas

- **Fluidos con bajo pH:** Este fenómeno no está totalmente explicado
- **Desgasificación del yacimiento:** La pérdida de volátiles hace que el crudo pierda poder de solvencia.

#### 4.7. Precipitación del Material Orgánico en el Yacimiento

Asfaltenos, parafinas y resinas pueden precipitarse por los cambios termodinámicos y físico-químicos (disminución de temperatura, presión y cambios en composición) que ocurren dentro del yacimiento durante la vida productiva de los pozos.

Los crudos no son inertes y pueden reaccionar con fluidos de perforación, cementación y estimulación, lo cual induce la precipitación de material orgánico dentro del yacimiento.

Generalmente los precipitados encontrados en los pozos contienen una mezcla de asfaltenos, parafinas, resinas y otros compuestos.

## **5. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULAR CAMPO YARIGUÍ - CANTAGALLO**

La selección de pozos candidatos a estimular involucra procesos que tienen como finalidad identificar pozos con daño de formación o baja permeabilidad, los cuales pueden experimentar incrementos de producción en forma rentable.

Históricamente en el campo Yariguí-Cantagallo, se han empleado diferentes metodologías para la selección de pozos candidatos a ser estimulados.

### **5.1 Metodología Año 1991<sup>6</sup>**

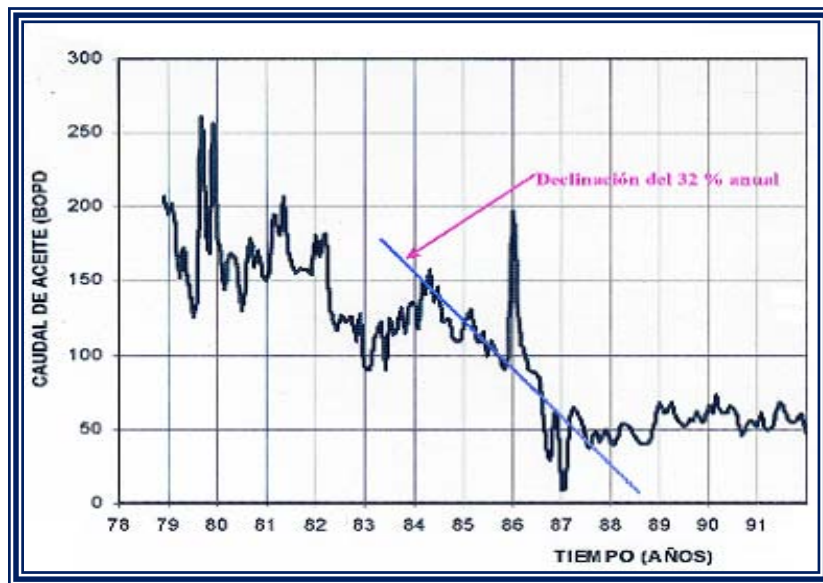
Esta metodología fue empleada por los Ingenieros Heberth Ferneynes y el consultor Gilberto Zerpa Rojas, la cual involucró un proceso de preselección y selección definitiva de pozos candidatos a estimulación con disolventes, los cuales posiblemente presentaban daño de formación por precipitación de material orgánico.

El proceso de selección se realizó mediante el análisis de curvas de producción, a través del cual se tratan de buscar pozos en cuyas curvas históricas de producción se presenten cambios bruscos en la declinación, como el que se puede apreciar en la Figura 7 y pozos con declinaciones mayores al 10% y estados mecánicos de los pozos.

---

<sup>6</sup> Entrevista, FERNEYNES Heberth, Bucaramanga Mayo 30 2008

**Figura 7.** Curva de Producción YR 49



**Fuente:** Tomado de, ZERPA Gilberto Estudio de Estimulación del Pozo YR 49, Junio 1992

La selección de los pozos candidatos a estimular se realizó mediante la aplicación de un software especializado (RAPIDOX). Con este software se determinó la magnitud del posible daño (skin), el radio de daño y el verdadero potencial del pozo si se reparaba el daño.

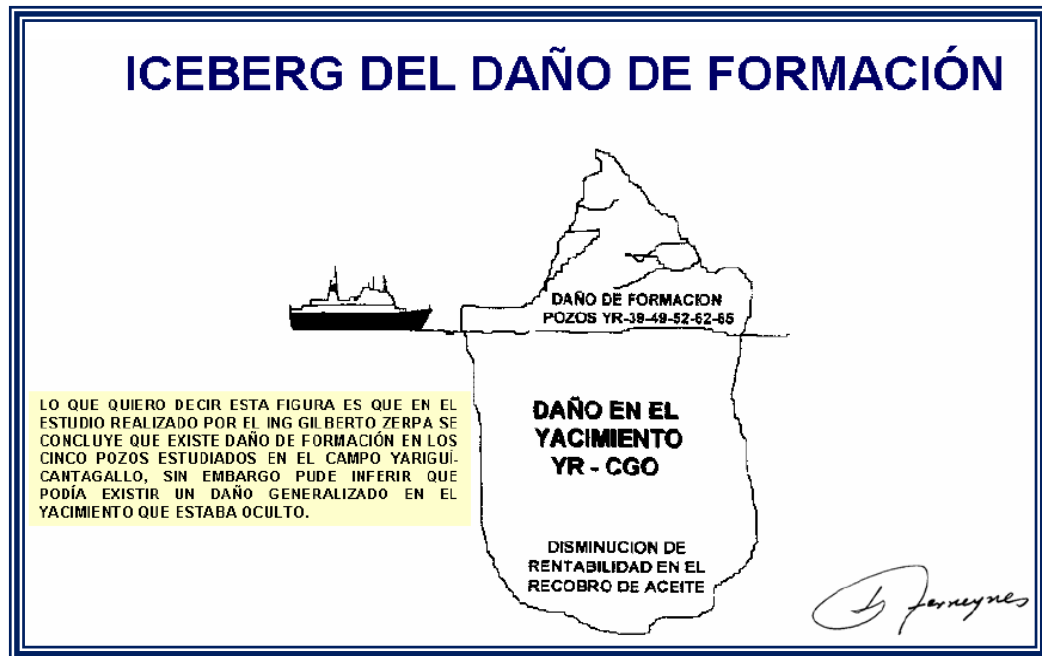
La aplicación del software requiere como datos de entrada: Presión de yacimiento, permeabilidades absolutas, saturaciones de aceite, agua y gas, datos PVT, espesores netos de arena (registros), área de drenaje y temperatura de yacimiento.

En la selección definitiva se tuvo en cuenta registros eléctricos y registros de cementación, con el fin de seleccionar intervalos que no estuviesen muy cercanos a contactos agua-aceite y que tuviesen buen aislamiento con cemento. En el estudio realizado se encontró que los pozos estudiados (YR39, YR49, YR52, YR62 y YR65) todos presentaban daño de formación.

Teniendo en cuenta el alto contenido de asfaltenos en el crudo de los pozos del campo y el estado de agotamiento del yacimiento (presión por debajo de punto de burbuja) se predijo que podía existir un daño de formación en todo los pozos del yacimiento y que el campo estaba produciendo por debajo de su verdadero potencial<sup>7</sup>; Figura 8.

Como pudo apreciarse, tres pozos (YR 52, YR 62 y YR 65) no respondieron a la estimulación con disolventes, fue indicativo de que el daño de formación en esos pozos tenía una componente adicional al daño causado por la precipitación de asfaltenos, la cual podía estar influenciada por la migración de finos. La componente de daño por migración de finos no puede ser removida por estimulación con disolventes y surfactantes sino que requiere de técnicas de estimulación como el fracturamiento hidráulico.

**Figura 8.** Daño de Formación en Todo el Campo Yariguí Cantagallo

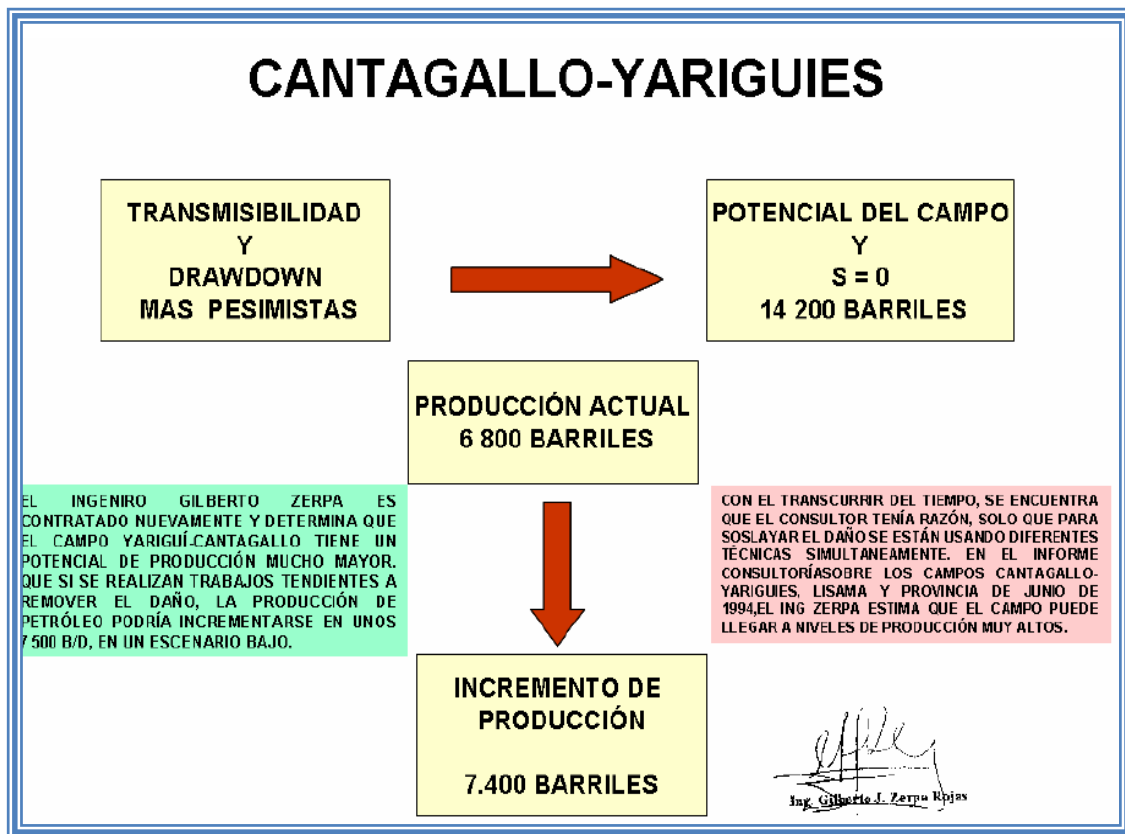


**Fuente:** Tomado de. FERNEYNES Heberth Presentación a la Gerencia, Estudio Estimulación con Surfactantes en Diferentes Campos del Distrito. El Centro 1994

<sup>7</sup> Presentación “**Estudio Estimulación con Surfactantes en Diferentes Campos del Distrito**” por el Ingeniero Heberth Ferneynes-El Centro 1994

Con Base en lo anterior el consultor Gilberto Zerpa estima el potencial verdadero de producción del campo Yariguí-Cantagallo en 14200 barriles de petróleo por día; como la producción del campo era en esa fecha (Junio de 1994) de 6800 barriles de petróleo por día, **podía obtenerse un incremento de producción de 7400 barriles por día** Figura 9.

**Figura 9.** Potencial Verdadero de Producción del Campo Yariguí Cantagallo



**Fuente:** Tomado de. ZERPA Gilberto Presentación a Gerencia, Estrategias de Estimulación de pozos Campos Cantagallo, Yariguies, Provincia, Lisama y Colorado. El Centro Junio 4, 1994

Los niveles de producción, alcanzado en el mes de Septiembre de 2008, han llegado a 14300 barriles de petróleo por día, mediante técnicas de estimulación y perforación de pozos. Lo anterior confirma que el yacimiento no producía a su verdadero potencial y que existía un daño de formación a nivel de yacimiento.

Una confirmación adicional sobre la existencia del daño de formación en los pozos del campo se deriva del hecho de que pozos perforados recientemente presentan producciones superiores a pozos vecinos antiguos cañoneados en la misma zona productora.

## **5.2 Metodología Actual<sup>8</sup>**

En el campo Yariguí-Cantagallo, durante la vigencia de 2008, se han estimulado pozos mediante las técnicas de fracturamiento y estimulación con disolventes. En los fracturamientos se utiliza como preflujos un tratamiento orgánico, destinado a disminuir las presiones de inyección e incrementar la efectividad del fracturamiento.

Los trabajos de fracturamiento se realizan en pozos viejos y en pozos nuevos. Los trabajos de estimulación con disolventes se realizan en pozos viejos.

Dada la diversidad en los intervalos, pozos y técnicas de estimulación, se tratará de englobar todas las actividades que se realizan en el proceso de selección de pozos candidatos en dos etapas: Preselección y Selección definitiva de candidatos.

La metodología descrita a continuación ha sido desarrollada por los ingenieros Carlos Medina y Jairo Zapata, ingenieros de petróleo al servicio de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL. S.A)

---

<sup>8</sup> Ing. Sarmiento Luis E, Op. Cit. Pág. 5

### **5.2.1 Preselección de Pozos Candidatos**

En esta fase se analizan: Curvas de producción de los pozos, estados mecánicos (integridad del revestimiento), registros de cementación, presiones de yacimiento, mapa del campo y ubicación de los pozos en el mismo.

### **5.2.2 Selección Definitiva de Pozos Candidatos a Estimular**

Se requiere analizar información de petrofísica, PVT, registros eléctricos, contactos agua aceite, espesores netos de arenas, temperatura de yacimiento, historia del pozo, pruebas de presión y modelo geomecánico.

Posteriormente se utiliza el software Wellflo para determinar la magnitud del daño, si existe, y estimar el comportamiento de afluencia del pozo con daño, sin daño y estimulado.

Posteriormente se priorizan los pozos candidatos a estimular teniendo en cuenta los incrementos esperados de producción y el riesgo.

### **5.2.3 Resultados de la Selección De Pozos Candidatos a Estimular Años 2007-2008.**

Con la metodología anteriormente descrita se preseleccionaron 14 pozos. Sin embargo se descartaron 6 pozos que presentaban algunas anomalías como: producción de arena, BSW alto, pescado dentro del pozo o pobre desarrollo de la arena candidata a estimular. Ver tabla 3.

**Tabla. 3.** Total Pozos Candidatos a Estimular con Disolventes.

| <b>Pozo</b> | <b>Candidato a estimulación</b> | <b>Observaciones</b>                       |
|-------------|---------------------------------|--|
| YR 89       | Ok                              | Se realizó estimulación                    |
| YR 14       | Ok                              | Prioridad Alta, Revisar Pruebas de Sonolog |
| YR 21       | Descartado                      | Estado Mecánico                            |
| YR 16       | Ok                              | Prioridad Alta                             |
| YR 38       | Descartado                      | Estado Mecánico                            |
| YR 63       | Ok                              | Se realizó                                 |
| YR 28       | Ok                              | Programado                                 |
| YR 18       | Ok                              | Programado                                 |
| YR 26       | Descartado                      | Pozo abandonado                            |
| YR 27       | Descartado                      | Estado Mecánico                            |
| YR 19       | Descartado                      | Estado Mecánico                            |
| YR 43       | Descartado                      | Estado Mecánico                            |
| YR 17       | Ok                              | Programado                                 |
| CG 18       | Ok                              | Se realizó                                 |

**Fuente:** Entrevista Ing. Sarmiento Luis E. Junio de 2008

## **6 AGENTES DEL DAÑO DE FORMACION EN YARIGUÍ-CANTAGALLO**

Para determinar las posibles fuentes de daño en el campo Yariguí Cantagallo, se han empleado las caracterizaciones de crudos, de muestras de depósitos orgánicos e inorgánicos y la caracterización de emulsiones provenientes de los pozos.

### **6.1 Análisis Mineralógico Arenas C y Arenas CG**

La tabla 4 muestra la composición mineralógica de las zonas productoras C5, C6 y CG en los pozos YR 13 y YR 14. En todas ellas puede apreciarse que son arenas con un contenido de arcilla apreciable, siendo menor en las arenas Cantagallo.

Dentro de la fracción de arcillas predominan la caolinita y la illita (tabla 4) las cuales son arcillas migratorias que pueden causar, al migrar, taponamientos en el sistema poral. En otras palabras pueden generar daño de formación por movimiento de finos.

Estos análisis de laboratorio fueron realizados en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo por la Dra. Carmen Cecilia Benavides en Diciembre de 2001<sup>9</sup>.

En pruebas de laboratorio efectuadas en un núcleo de corazón del pozo YR 48, en agosto de 1992<sup>10</sup>, los ingenieros Heberth Ferneyes y Gilberto Zerpa habían encontrado que la arena era poco consolidada, con alta presencia de hierro y que existía sensibilidad del yacimiento a fluidos ácidos (EDTA-Ácido Acético).

---

<sup>9</sup> Estudio Mineralógico Pozos CG 13, YR 14. Informe ICP-KPR 006-01-27

<sup>10</sup> Reporte Laboratorio Selección de los Tratamientos para los Pozos YR39, YR49, YR62 y YR65. Agosto 18 de 1992

Lo anterior significa que las arenas productoras (C y CG) presentan sensibilidad a medios ácidos, motivo por el cual es recomendable evitar el uso de este tipo de fluidos y, de ser necesaria su aplicación, se aconseja bombear un preflujo con disolventes y surfactante antes del ácido, con el fin de crear efecto pelicular y minimizar un posible daño de formación.

**Tabla 4.** Composición Mineralógica C5-C6-CG

| Arena     | Cuarzo         | Arcillas       | Feldespatos-Na   | Feldespatos K | Carbonatos       | Sulfatos         | Apatitos  | Otros        |
|-----------|----------------|----------------|------------------|---------------|------------------|------------------|-----------|--------------|
| <b>C5</b> | <b>63%-90%</b> | <b>7%-21%</b>  | <b>Trazas-3%</b> | <b>1%-3%</b>  | -                | <b>Trazas</b>    | <b>1%</b> | <b>1%</b>    |
| <b>C6</b> | <b>75%-84%</b> | <b>11%-19%</b> | <b>1%-2%</b>     | <b>3%-9%</b>  | <b>Trazas-1%</b> | <b>Trazas-1%</b> | -         | <b>1%</b>    |
| <b>CG</b> | <b>74%-90%</b> | <b>4%-11%</b>  | <b>1%-8%</b>     | <b>2%-9%</b>  | <b>2%-37%</b>    | <b>Trazas</b>    | -         | <b>1%-2%</b> |

**Fuente:** Tomado de, BENAVIDES Carmen Estudio Mineralógico Pozos CG13, YR14. Informe ICP-KPR 006-01-27, Diciembre 2001

**Tabla 5.** Arcillas Presentes en Muestras de Núcleos C5.C6 y CG

| Arena     | Smectita      | Illita         | Caolinita      |
|-----------|---------------|----------------|----------------|
| <b>C5</b> | <b>1%-5%</b>  | <b>5%-15%</b>  | <b>78%-93%</b> |
| <b>C6</b> | <b>9%-51%</b> | <b>13%-17%</b> | <b>55%-74%</b> |
| <b>CG</b> | <b>4%-26%</b> | <b>20%-21%</b> | <b>59%-71%</b> |

**Fuente:** Tomado de, BENAVIDES Carmen Estudio Mineralógico Pozos CG13, YR14. Informe ICP-KPR 006-01-27, Diciembre 2001

## 6.2 Caracterización de Crudos

Diferentes caracterizaciones de crudo mostraron que el crudo tenía un alto contenido de asfaltenos, encontrando valores tan altos como 14,6 % en peso (YR52). Concentraciones de asfaltenos iguales o mayores al 2% en peso pueden originar daño de formación.

**Tabla 6.** Resultados Pruebas de Caracterización de Crudos.

**Instituto Colombiano del Petróleo**  
**División de Refinación y Petroquímica**

Evaluación Tipo 1 del Crudo: Yariguí 39/52/58  
Fecha: Septiembre 10/1991 Analista: Lucas Ojeda

| Propiedades                         | Método    | Resultados |        |        |
|-------------------------------------|-----------|------------|--------|--------|
|                                     |           | Yar-39     | Yar-52 | Yar-58 |
| Gravedad API@15°C (60°F)            | D-287     | 19,10      | 20,40  | 19,80  |
| Densidad @15,6°C (60°C)             | D-287     | 0,9389     | 0,9305 | 0,9340 |
| Número Neutralización, mg<br>KOH/g  | D-664     | 0,44       | 0,68   | 0,97   |
| Presión de Vapor, Psi               | D-323     | -          | -      | -      |
| Punto de Fluidez. °F                | D-97      | 32,00      | 10,00  | 37,00  |
| Punto de Inflamación, °F            | D-56      | 89,00      | 80,00  | 101,00 |
| Insolubles en n-C <sub>7</sub> , %m | UOP-614   | 10,35      | 14,61  | 3,70   |
| Insolubles en n-C <sub>5</sub> , %m | D-4055    | -          | -      | -      |
| Viscosidad @: 60 °F                 | D-445     | 2662       | 1505   | 1563   |
| 100 °F                              | D-445     | 324        | 283    | 217    |
| 140 °F                              | D-445     | 99         | 124    | 88     |
| 210 °F                              | D-445     | -          | -      | -      |
| Peso Molecular                      | Calculado | 508,35     | 510,87 | 429,95 |
| Factor de Caracterización           | Calculado | 12,41      | 12,43  | 12,05  |
| Constante Gravedad-Viscosidad       | Calculado | 0,8758     | 0,8653 | 0,8739 |

**Fuente:** Informe Caracterización de Crudo YR39, YR52 y YR 58, realizado por el ICP, 1991

**Tabla 7.** Resultados Pruebas de Contenido de Crudos.

**Instituto Colombiano del Petróleo**  
**División de Refinación y Petroquímica**

Evaluación Tipo 1 del Crudo: Yariguí 39/52/58  
Fecha: Septiembre 10/1991 Analista: Lucas Ojeda

| Contenidos                         | Método    | Resultados |        |        |
|------------------------------------|-----------|------------|--------|--------|
|                                    |           | Yar-39     | Yar-52 | Yar-58 |
| Agua por Destilación, %Vol         | D-95      | 0,20       | 1,00   | 1,80   |
| Agua y Sedimento, %Vol             | D-96      | 1,40       | 2,00   | 1,50   |
| Azufre, %m                         | LECO      | -          | -      | -      |
| Carbón Conradson, %m               | D-4530    | -          | -      | -      |
| Cenizas, %m                        | D-482     | -          | -      | -      |
| Calcio, mg/Kg                      | UOP-800   | 0,60       | 3,30   | 3,30   |
| Cobre, mg/Kg                       | UOP-800   | 1,90       | 2,00   | 6,50   |
| Hierro, mg/Kg                      | UOP-800   | 7,70       | 9,10   | 54,00  |
| Magnesio, mg/Kg                    | UOP-800   | 0,50       | 3,50   | 2,60   |
| Níquel, mg/Kg                      | UOP-800   | 46,50      | 47,50  | 16,40  |
| Sodio, mg/Kg                       | UOP-800   | 18,00      | 97,70  | 319,00 |
| Vanadio, mg/Kg                     | UOP-800   | 134,90     | 106,00 | 101,30 |
| Nitrógeno, %m                      | LECO      | -          | -      | -      |
| Sal, Lb/KB                         | Aruba     | -          | -      | -      |
| Contenido de Saturados, %m         | Calculado | 39,00      | 44,00  | 40,80  |
| Contenido de Aromáticos, %m        | Crom. Liq | 28,10      | 25,90  | 25,90  |
| Contenido Resinas + Asfaltenos, %m | Crom. Liq | 32,90      | 30,10  | 30,10  |
| Contenido de Ceras, %m             | Crom. Liq | -          | -      | -      |

**Fuente:** Informe Caracterización de Crudo YR39, YR52 y YR 58, realizado por el ICP, 1991

### 6.3 Caracterización de Depósitos Orgánicos

En pozos del campo Yariguí-Cantagallo se han recuperado muestras de depósitos orgánicos que al ser analizados, han mostrado contener asfaltenos y resinas.

**Figura 10.** Muestra de Material Orgánico Campo Yariguí-Cantagallo



**Fuente:** Tomado de, FERNEYNES Heberth Conferencia Daño de Formación y Estimulación en Cantagallo,. Expuesta en Campo Yariguí-Cantagallo en Junio 5 de 2007

### 6.4 Análisis de Fluidos de Retorno de los Pozos

El crudo del campo Yariguí-Cantagallo, al mezclarse con agua en condiciones normales de superficie no tiene tendencia a formar emulsiones, sin embargo, en trabajos realizados en pozos productores del campo en mención se han recuperado emulsiones, **lo cual indica que el crudo de los yacimientos puede generar emulsiones en condiciones de fondo de pozo en presencia de finos**, Figura 11. Como puede apreciarse la emulsión recuperada del pozo YR60, a condiciones de superficie, es tan fuerte que muy difícilmente sale del recipiente que la contiene.

**Figura 11.** Fluido de Retorno YR 60



**AGUA: 36%**

**CRUDO 50%**

**Fuente:** Tomado de, FERNEYNES Heberth Conferencia Daño de Formación y Estimulación en Cantagallo,. Expuesta en Campo Yariguí-Cantagallo en Junio 5 de 2007

### **6.5 Análisis de Sedimentos**

Puede apreciarse, en el análisis de la emulsión recuperada en el pozo YR 60, la presencia de un alto porcentaje de sedimentos, los cuales estaban constituidos por **finos** de formación, Figura 12. **Esto quiere decir que en el proceso de producción se está presentando movimiento de finos, que inducen la estabilización de emulsiones agua-aceite.**

Este fenómeno ha podido ser reproducido a nivel de laboratorio, agregando agua de formación, crudo del campo Yariguí-Cantagallo y una determinada cantidad de finos de formación pudiendo formarse emulsiones muy fuertes.

**Figura 12.** Emulsión recuperada del pozo YR 60



**SEDIMENTO 14%**

**CLORUROS: 14300 PPM**

**Fuente:** Tomado de, FERNEYNES Heberth Conferencia Daño de Formación y Estimulación en Cantagallo,. Expuesta en Campo Yariguí-Cantagallo en Junio 5 de 2007

## 6.6 Análisis de Depósitos Inorgánicos

El análisis de un depósito inorgánico recuperado en la bomba del pozo YR 45, mostró que estaba constituido por carbonato de sodio y sal ver tabla 8. Estos compuestos pueden precipitarse cuando los pozos producen aguas de tendencia incrustante.

**Tabla 8.** Reporte Depósito Inorgánicos

|                         |               |
|-------------------------|---------------|
| <b>NaCl</b>             | <b>3.31%</b>  |
| <b>CaCO<sub>3</sub></b> | <b>79.05%</b> |

**Fuente:** Informe Laboratorio ICP- abril 27 de 1995

Como puede apreciarse, en el campo Yariguí-Cantagallo los principales agentes de daño de formación, pueden ser: Precipitación de material orgánico, formación de emulsiones, precipitación de inorgánicos y taponamiento por movimiento de finos. Sin embargo, lo anterior no es un indicativo de que existe daño de formación, con ello solo se puede identificar las posibles causas del daño, si este existe.

## 7. REMOCIÓN DE ORGÁNICOS EN EL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO

Las técnicas más usadas para remover o soslayar un daño de formación por depósitos orgánicos son:

- a) Estimulación con disolventes, consiste en la inyección de químicos por debajo de la presión de fractura de la formación.
- b) Fracturamiento hidráulico, consiste en la inyección de un fluido por encima de la presión de fractura de la formación. El fluido de fractura generalmente transporta material de sostén para mantener abierta la fractura.

La selección de una u otra técnica depende de la profundidad de daño y de la relación costo beneficio.

### 7.1 Solventes

De acuerdo a su naturaleza eléctrica los disolventes se dividen en disolventes polares que conducen la corriente eléctrica, generalmente se ionizan y forman agregados y disolventes no polares, inertes a la corriente eléctrica y poca o nula tendencia a disolverse. La mayoría de los disolventes polares o aromáticos tienen mayor poder de disolución que los no polares.

Teniendo en cuenta su estructura química los solventes pueden clasificarse en: alifáticos, aromáticos, alcoholes, ésteres, éteres, cetonas, alcohol-ésteres, éter-alcoholes, cetona-éteres, cetona-alcoholes, cetona-ésteres, éster-éteres y éter-alcoholes-ésteres. Los solventes alifáticos son compuestos saturados constituidos por átomos de carbono y de hidrógeno.

Entre los solventes **alifáticos** podemos mencionar el Kerosene y el Varsol; este último se conoce también con los nombres de Disolvente N° 4 y Disolvente Stoddard. Varsol siendo esta una marca registrada de Shell

Los solventes **aromáticos** tienen estructuras cíclicas polares y provienen del procesamiento de naftas en las plantas de aromáticos de las refinerías. Entre los solventes aromáticos podemos citar el tolueno y los xilenos.

Se ha observado que un disolvente generalmente diluye una sustancia análoga en composición química siguiendo la regla “similar disuelve similar”, por lo que una sustancia que se disuelve en un disolvente polar probablemente es polar.

## **7.2 Varsol**

Es un compuesto alifático que se usa para diluir pintura, como solvente en algunas tintas secas de fotocopiadoras, en algunas tintas para imprimir, en algunos adhesivos, como solvente para lavado en seco y como limpiador y desgrasante de uso general, en la actualidad se usa en la estimulación de pozos.

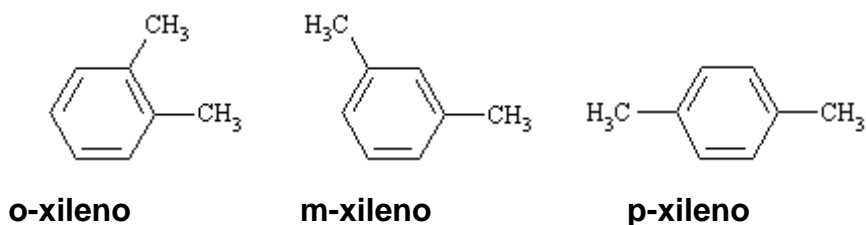
Huele y sabe a kerosene. Se detecta en el aire a concentraciones de 0.34 ppm.

## **7.3 Xileno**

Estos son los nombres que se les da a los dimetilbencenos, teniendo en cuenta la posición del grupo metilo se denominan orto, meta y para xileno.

Los xilenos son disolventes aromáticos que han remplazado a los toluenos en la formulación de pinturas y otras formulaciones, debido a que estos últimos son muy cancerígenos. Se usan también en la remoción de orgánicos, pues es un buen disolvente de asfaltos y parafinas.

**Figura 13.** Esquema de los Xilenos más Usados en la Industria Petrolera



**Fuente:** Tomado de visita a página web hecha el 16 de Mayo de 2008

[http://www.edu.xunta.es/contidos/premios/p2004/b/formulacion\\_organica/aromaticos.htm](http://www.edu.xunta.es/contidos/premios/p2004/b/formulacion_organica/aromaticos.htm)

#### 7.4 Varsol Modificado<sup>11</sup>

En el campo Yariguí–Cantagallo se ha usado una mezcla de solventes denominada **Varsol Modificado** para remover depósitos orgánicos y mitigar el daño de formación originado por estos compuestos.

Se inyecta en forma radial y también como preflujo en los trabajos de fracturamiento.

**Varsol Modificado** es una formulación que contiene solventes y un surfactante, especialmente diseñada para la remoción de material orgánico y rompimiento de emulsiones que pueden estar originando daño de formación.

Como solventes se utilizan el xileno, el varsol y un solvente mutual; como surfactante se usa un tensoactivo de naturaleza no iónica soluble en agua y en aceite. La selección de estos productos y sus concentraciones, se realiza mediante pruebas de laboratorio.

---

<sup>11</sup> Formulación creada por los Ing. Heberth Ferneyes y Gilberto Zerpa Rojas en Agosto de 1992, en Laboratorios del Antiguo Distrito de Producción El Centro.

El xileno se utiliza en un volumen del 40%, el varsol en un volumen del 60%, en la mezcla xileno-varsol. Posteriormente se agrega un solvente mutual (4% en volumen) y el surfactante (5% en volumen).

En la preparación de Varsol Modificado se emplean solventes para remover asfaltenos y parafinas (xileno-varsol), solvente para remover resinas y mojar por agua la formación (solvente mutual), producto para crear detergencia y para prevenir o desestabilizar emulsiones dentro del yacimiento (surfactante).

El varsol teóricamente es un compuesto alifático, pero en la práctica tiene impurezas (colas) de xileno y tolueno, por eso se puede emplear como disolvente de parafinas y asfaltenos. Al agregar xileno al varsol lo que se busca es aumentar la velocidad de disolución de orgánicos del varsol.

## **7.5 Solventes Mutuales**

Son disolventes que tienen una alta solubilidad tanto en agua como en aceite y son usados en trabajos de reacondicionamiento debido a que favorecen la mojabilidad del yacimiento por agua, mediante su adsorción en las rocas y la remoción de materiales que inducen la humectabilidad por petróleo, como los asfaltenos; en ciertas concentraciones pueden desestabilizar las emulsiones (5%-10% en volumen) y ayudan a solubilizar los aditivos en los fluidos de tratamiento.

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.

Cuando se usa en el posflujo se ha encontrado que reduce la saturación de agua cerca del pozo, después de la acidificación, moja por agua los finos de formación

liberados por el ataque de ácidos previniendo que estos estabilicen emulsiones, y reaccionan con la fracción de arcilla deshinchándola y proporcionando un aumento adicional de la permeabilidad.

## **7.6 Índice de Kaury Butanol**

Este índice se menciona con frecuencia en la literatura relacionada con la estimulación con disolventes y se usa para comparar el poder de solvencia que pueden tener diferentes disolventes.

Es una medida de la capacidad de disolver material orgánico de un solvente derivado de los hidrocarburos. Es una prueba apropiada para disolventes con temperatura inicial de ebullición superior a los 104 grados Fahrenheit y temperatura final de ebullición inferior a 572 grados Fahrenheit.

Se determina mediante un proceso de titulación de una resina de goma kauri en butanol con el disolvente, hasta inducir turbidez de la solución de goma kauri. El procedimiento está descrito en la norma **ASTM D1133/61**.

## **7.7 Surfactantes<sup>12</sup>**

Un surfactante (agente activo de superficie) puede definirse como un compuesto químico orgánico que se adsorbe y actúa en la interfase o en la superficie del medio y que tiene la capacidad de alterar las condiciones prevaletientes.

Químicamente, un surfactante tiene afinidad tanto por el agua como por el aceite. La molécula tiene dos componentes, uno que es soluble en aceite llamado lipófilo y otro que es soluble en agua que es llamado hidrófilo; por lo que ella es soluble parcialmente en agua y en aceite, conlleva a que el surfactante se acumule en la interfase entre dos líquidos, entre un líquido y gas o entre un líquido y un sólido.

---

<sup>12</sup> FERNEYNES H, Fluidos de Estimulación, ECOPETROL S.A. El Centro, Abril de 1984

Un surfactante con una fuerte afinidad por el aceite generalmente se clasifica como soluble en aceite y cuando tiene una fuerte atracción por el agua se clasifica como soluble en agua, algunos surfactantes son clasificados como solubles en agua y en aceite.

**Figura 14.** Representación Esquemática de un Surfactante



**Fuente:** Adaptado de, Op. Cit. Pág 43

### 7.7.1 Propiedades de los Surfactantes

- Los surfactantes tienen la capacidad de reducir la tensión superficial de un líquido que está en contacto con un gas, absorbiéndose en la interfase entre el líquido y el gas.
- Pueden reducir la tensión interfacial y reducir los ángulos de contacto absorbiéndose en las interfases entre un líquido y un sólido.
- Formar, romper, debilitar o fortalecer una emulsión.
- Cambiar la mojabilidad de la roca yacimiento, revestimiento, tubería de producción o de superficie.
- Dispersar o flocular arcillas u otros finos.

#### 7.7.1.1 Balance Hidrófilo-Lipófilo (HLB)

El balance hidrófilo lipófilo es una herramienta importante desarrollada por W.C. Griffin en 1954 la cual permite establecer el comportamiento de un surfactante determinado. Se define como la relación en peso entre el grupo soluble en agua y el grupo soluble en aceite y expresa, numéricamente, el grado de compatibilidad

de la molécula con un medio polar y no polar. Se le conoce también con el nombre de índice de solubilidad relativa.

El conocimiento del HLB permite reducir el número de ensayos cuando se realizan pruebas de laboratorio debido a que surfactantes con HLB similar tienen un comportamiento muy parecido. A continuación se presenta una clasificación de los surfactantes de acuerdo a su HLB:

**Tabla 9.** Clasificación Balance Hidrófilo-Lipófilo.

| HLB     | Clasificación     |
|---------|-------------------|
| 1.5 – 3 | Antiespumante     |
| 3 – 6   | Emulsionante W/O  |
| 7 – 9   | Agente Humectante |
| 8 – 18  | Emulsionante W/O  |
| 13 – 15 | Detergente        |
| 15 - 18 | Solubilizante     |

**Fuente:** Op. Cit. Pág 42

**Tabla 10.** Aproximación del Valor HLB por la Solubilidad en Agua del Surfactante.

| Comportamiento al ser añadido al agua                       | HLB     |
|---|---------|
| No dispersable en agua                                      | 1 – 4   |
| Dispersión pobre  | 3 – 6   |
| Dispersión lechosa después de fuerte agitación              | 6 – 8   |
| Dispersión estable lechosa (parte superior casi traslúcida) | 8 – 10  |
| Dispersión de traslúcida a clara                            | 10 – 13 |
| Solución clara  | > 13    |

**Fuente:** Op. Cit. Pág 42

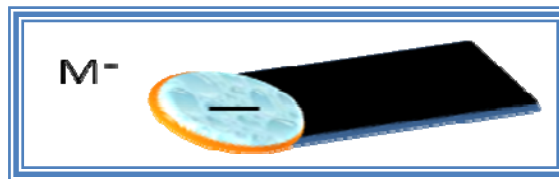
## 7.7.2 Clases de Surfactantes

Un surfactante se clasifica por la naturaleza iónica del grupo soluble en agua. Esquemáticamente la parte soluble en agua de la molécula es representada por un círculo y la parte soluble en aceite por una barra.

### 7.7.2.1 Surfactantes Aniónicos:

Son aquellos surfactantes cuyo grupo soluble en agua se encuentra cargado negativamente y representan el mayor porcentaje en la industria del petróleo. Un ejemplo de este tipo de surfactantes son los sulfonatos ( $R-SO_3$ ), fosfonatos ( $R-PO_3$ ), los sulfatos ( $R-SO_4$ ) y los fosfatos ( $R-PO_4$ ); donde R representa el grupo soluble en hidrocarburo. Los más comunes son los sulfatos y los sulfonatos.

**Figura 15.** Representación Esquemática de un Surfactante Aniónico



**Fuente:** Adaptado de, Op. Cit. Pág 42

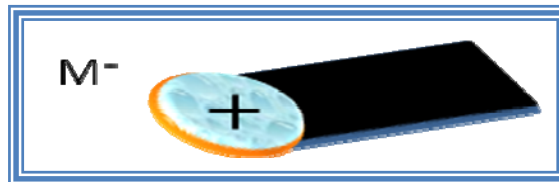
### 7.7.2.2 Propiedades de los Surfactantes Aniónicos

- Mojan por agua las arenas cargadas negativamente, lutitas o arcillas.
- Mojan por aceite las calizas o dolomitas si el pH del sistema es de 0 a 8.
- Mojan por agua las calizas o dolomitas si el pH del sistema es mayor de 9.5.
- Rompen emulsiones de agua en aceite.
- Emulsifican aceite en agua.
- Dispersan los finos de formación (arcillas, etc.) en agua.

### 7.7.2.3 Surfactantes Catiónicos:

Son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua está cargado positivamente. Como ejemplo de este tipo de surfactantes tenemos a las aminas como el cloruro de amonio cuaternario  $[R_1-N(R_2-R_3-R_4)^+Cl^-]$

**Figura 16.** Representación Esquemática de un Surfactante Catiónico.



**Fuente:** Adaptado de, Op. Cit. Pág 42

Gran número de inhibidores de corrosión y de bactericidas son surfactantes catiónicos.

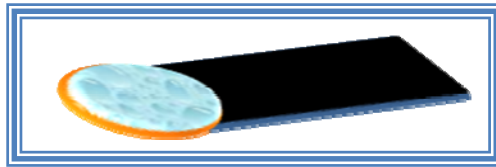
### 7.7.2.4 Propiedades de los Surfactantes Catiónicos

- Mojan por aceite las arenas, lutitas y arcillas.
- Mojan por agua las calizas o dolomitas si el pH del sistema es de cero a ocho.
- Mojan por aceite las calizas o dolomitas si el pH del sistema es mayor de 9.5.
- Rompen emulsiones de aceite en agua.
- Emulsifican agua en aceite.
- Flocculan los finos de formación (arcillas, etc.) en agua.

### 7.7.2.5 Surfactantes No Iónicos

Son moléculas orgánicas que no se ionizan y por lo tanto permanecen sin carga. La mayoría de ellos contienen grupos solubles en agua que son polímeros, bien de óxido de etileno o de óxido de propileno.

**Figura 17.** Representación Esquemática de un Surfactante No iónico.



**Fuente:** Adaptado de, Op. Cit. Pág 42

Como ejemplo podemos citar el óxido de polietileno  $R-O-(CH_2CH_2O)_nH$  y el óxido de polipropileno  $R-O[CH_2CH(CH_3)O]_nH$  donde R representa el grupo soluble en aceite.

#### **7.7.2.6 Propiedades de los Surfactantes No Iónicos**

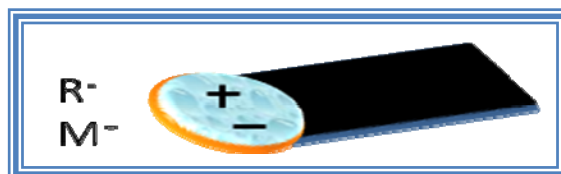
La mojabilidad de las arenas y de los carbonatos depende del HLB de esta clase de surfactantes. Son los tensoactivos que mejor toleran las variaciones de pH y de salinidad, se deben utilizar cuando no se quiere correr ningún riesgo y no se conocen las propiedades de la formación y/o de los fluidos que se almacena.

#### **7.7.2.7 Surfactantes Anfóteros.**

Se les conoce también con el nombre de surfactantes mixtos. Son moléculas orgánicas donde la parte soluble en agua puede estar cargada positivamente, negativamente o sin carga, dependiendo del pH del sistema.

Si el medio es ácido, se comportará como catiónico y si el medio es básico, actuará como aniónico.

**Figura 18.** Representación Esquemática de un Surfactante Anfótero.



**Fuente:** Adaptado de, Op. Cit. Pág 42

Ejemplos de este tipo de surfactantes son los sulfonatos de amina [RNH(CH<sub>2</sub>)<sub>3</sub>OPO<sub>3</sub>H].

#### **7.7.3.8 Propiedades de los Surfactantes Anfóteros.**

Pueden comportarse como aniónicos o catiónicos dependiendo del pH de donde se encuentran.

Este tipo de surfactantes no encuentran mucha aplicación en las estimulaciones químicas, por esto su uso es muy limitado, empleándose en ciertas ocasiones como inhibidores de corrosión y agentes de suspensión cuando se conoce la naturaleza de la formación.

#### **7.8 Requerimientos de un Surfactante para ser Usado en Trabajos de Reacondicionamiento.**

Un surfactante debe cumplir con los siguientes requerimientos si se quiere obtener de él un óptimo rendimiento y no causar condiciones desfavorables al yacimiento:

- Ser soluble en el fluido de tratamiento ó de transporte a condiciones de yacimiento, especialmente la temperatura y la salinidad que son los factores más críticos para la solubilidad de un surfactante.
- Compatibilidad con los demás aditivos y fluidos de tratamiento, y tolerancia a la salmuera de formación y fluidos producidos.
- Alta actividad a bajas concentraciones.
- Baja adsorción cuando entra en contacto con la formación.
- Mantener su actividad superficial a las condiciones del yacimiento.
- Prevenir la formación de emulsiones y romper las emulsiones previamente formadas.
- Mojar por agua el yacimiento considerando la salinidad y pH del agua de formación.

## **8. PRUEBAS DE LABORATORIO TRATAMIENTO CON DISOLVENTES<sup>13</sup>**

### **8.1 Selección de Surfactantes**

La selección de un surfactante está basada en pruebas de laboratorio, algunas de ellas con procedimientos descritos en el **API RP 42** con algunas modificaciones fruto de la experiencia en gran cantidad de ensayos de laboratorio y resultados de campo. Estas pruebas deben ser dirigidas y realizadas por personal con experiencia en la selección de este tipo de productos.

Un factor clave para tener en cuenta en el diseño de las pruebas es el objetivo del tratamiento, en el cual se va a usar el surfactante. Si el tratamiento está encaminado a disolver depósitos orgánicos, como la parafina o asfaltenos, el fluido transportador debe ser un disolvente o una mezcla de los mismos. El surfactante a usar en este tipo de tratamiento debe ser soluble en hidrocarburos o en hidrocarburos y agua; debe tener así mismo un alto poder de detergencia, con el fin de remover los depósitos orgánicos. Las pruebas recomendadas para la selección de surfactantes para ser usados en este tipo de tratamiento son: solubilidad y detergencia.

### **8.2 Pruebas de Laboratorio Recomendadas para el Tratamiento con Disolventes:**

1. Solubilidad
2. Compatibilidad
3. Mojabilidad
4. Detergencia

---

<sup>13</sup> Ferneynes H, Pruebas de Laboratorio para la Selección de Surfactantes y Solventes Mutuales Usados en la Estimulación con Disolventes, Mayo de 2000

### 8.2.1 Prueba de Solubilidad

Se realiza para determinar si el surfactante es soluble en el fluido del tratamiento o en el fluido transportador, lo cual es lo indicado debido a que si el surfactante no es altamente soluble en los fluidos antes mencionados, flotara en la superficie del tratamiento o será filtrado por la cara de la formación, disminuyéndose drásticamente la efectividad de los productos químicos.

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

La formación de dos fases o una dispersión lechosa puede ser indicativa de que el surfactante no es totalmente soluble en el fluido transportador y por lo tanto debe descartarse.



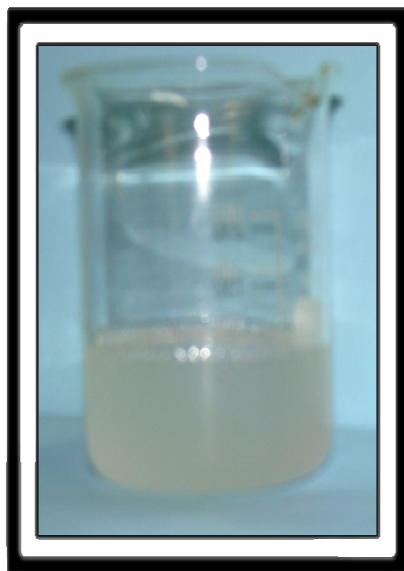
**Figura 19.** Resultado Prueba de Solubilidad  
Varsol (60% en volumen) +xileno (40% en volumen) + PET 55 (5% en volumen)

**Fuente: El Autor**

## 8.2.2 Prueba 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.

Los agentes químicos deben agregarse en las concentraciones a las cuales se usarán en el tratamiento y después de homogeneizarse la mezcla debe observarse durante dos horas si ocurre la formación de precipitados, productos gelatinosos o “salto” de algún componente, este último fenómeno es indicativo de la pérdida de solubilidad del producto.



**Figura 20.** Resultado Prueba de Compatibilidad

Varsol (60% en volumen) +xileno (40% en volumen) + PET 55 (5% en volumen) + PET 200 (7% en volumen)

**Fuente: El Autor**

Si existe incompatibilidad entre los productos, debe evitarse la mezcla de los mismos. Algunas compañías ofrecen productos que hacen “compatibles” los aditivos que presentan incompatibilidad.

Generalmente son alcoholes que lo que hacen es disolver el producto de la reacción de los aditivos, sin embargo esta ocurre y puede afectar en ocasiones negativamente la efectividad de los surfactantes, inhibidores de corrosión y bactericidas.

### 8.2.3 Prueba Visual de Mojabilidad

Se realiza para determinar la tendencia que tiene un surfactante a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación productora quede altamente mojada por agua.

Se prepara una solución de 100 mL con el aditivo al cual se le desea probar su mojabilidad, en las concentraciones recomendadas. Se agregan 10 mL de arena de formación limpia o en su defecto arena Ottawa 20/40 y se mezcla vigorosamente con un agitador. Se deja en remojo la arena durante 30 minutos y se decanta la solución.

Se toman tres probetas de 250 mL, en una se coloca varsol, en otra salmuera y en la



**Figura 22.** Resultado Prueba de Mojabilidad  
Arena Mojada por Varsol (60% en volumen) +xileno (40% en volumen)  
+ PET 55 (5% en volumen)  
Arena Dispersa en Salmuera.  
**Fuente: El Autor**



**Figura 21.** Resultado Prueba de Mojabilidad  
Arena Mojada por Varsol (60% en volumen) +Xileno (40% en volumen)  
Arena Floclada en Salmuera.  
**Fuente: El Autor**

tercera un manto de varsol sobre una fase acuosa (125 mL).

Se vierten muestras de la arena tratada en cada una de las probetas y se observa su comportamiento. La dispersión de la arena en una determinada fase es indicativa de que la arena está mojada preferencialmente por dicha fase. Si la arena se aglutina al contacto con la fase acuosa, es indicativo de que está mojada por hidrocarburo. Si el fenómeno ocurre en la fase hidrocarburo, la arena estará mojada por agua.

En ocasiones, no puede determinarse con seguridad la mojabilidad de la roca con la prueba en mención. En este caso se recomienda usar la prueba de ángulo de contacto descrita en el **API RP 42**.



**Figura 23.** Resultado Prueba de Mojabilidad  
Arena Mojada por Varsol (60% en volumen) +xileno (40% en volumen) + PET 55 (5% en volumen)  
Arena Dispersa en Varsol.  
**Fuente: El Autor**

#### 8.2.4 Prueba de Detergencia

Con ella se determina la capacidad de limpieza (detergencia) del surfactante.

Se prepara una mezcla de disolventes (Varsol xileno) y el tensoactivo a las concentraciones de interés.

Se agita vigorosamente hasta obtener una mezcla homogénea.

Se agregan 10 mL de finos de arena limpia de formación, o en su defecto se puede usar arena Ottawa 20/40 o arena de río, se agita hasta que toda la arena quede empapada del tratamiento.

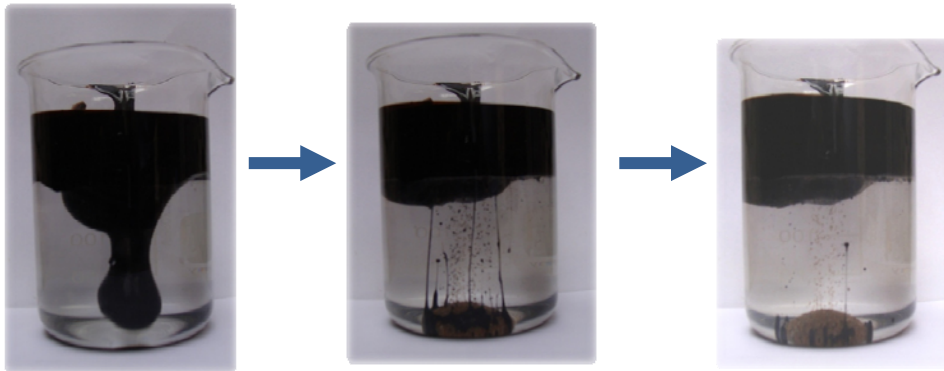


**Figura 24.** Resultado Prueba de Detergencia.  
Arena Mojada por Varsol (60% en volumen) +xileno (40% en volumen)  
No detergencia.  
**Fuente: El Autor**

Se deja en remojo durante 30 minutos al cabo de los cuales se decanta la mezcla.

Se colocan 100 mL de salmuera y 100 mL de crudo previamente calentado a la temperatura de formación en un vaso de precipitados de 250 mL. Se vierte una muestra de arena obtenida del paso anterior.

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.



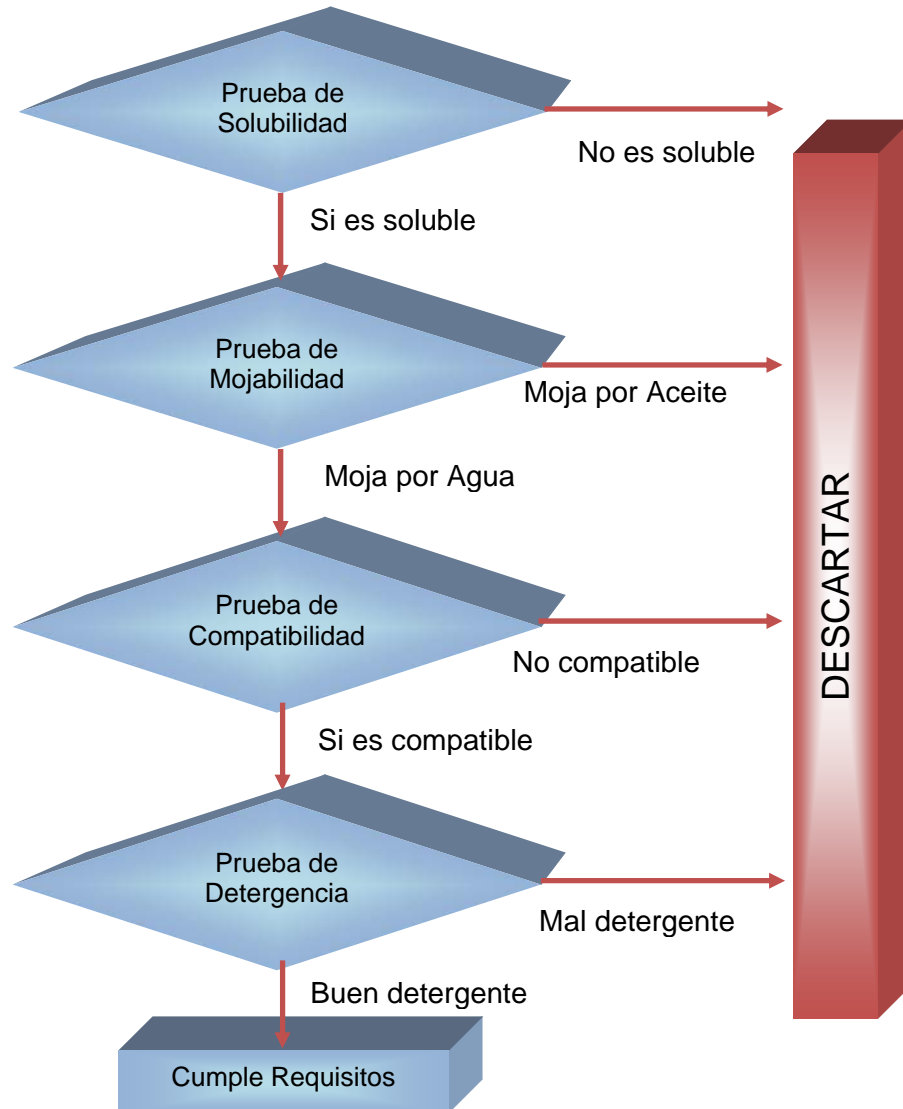
**Figura 25.** Resultado Prueba de Detergencia.  
Arena Mojada por Varsol (60% en volumen) + xileno (40% en volumen) + PET 55 (5% en volumen). Detergencia.

**Fuente:** El Autor

### 8.3 Observaciones de las Pruebas de Laboratorio

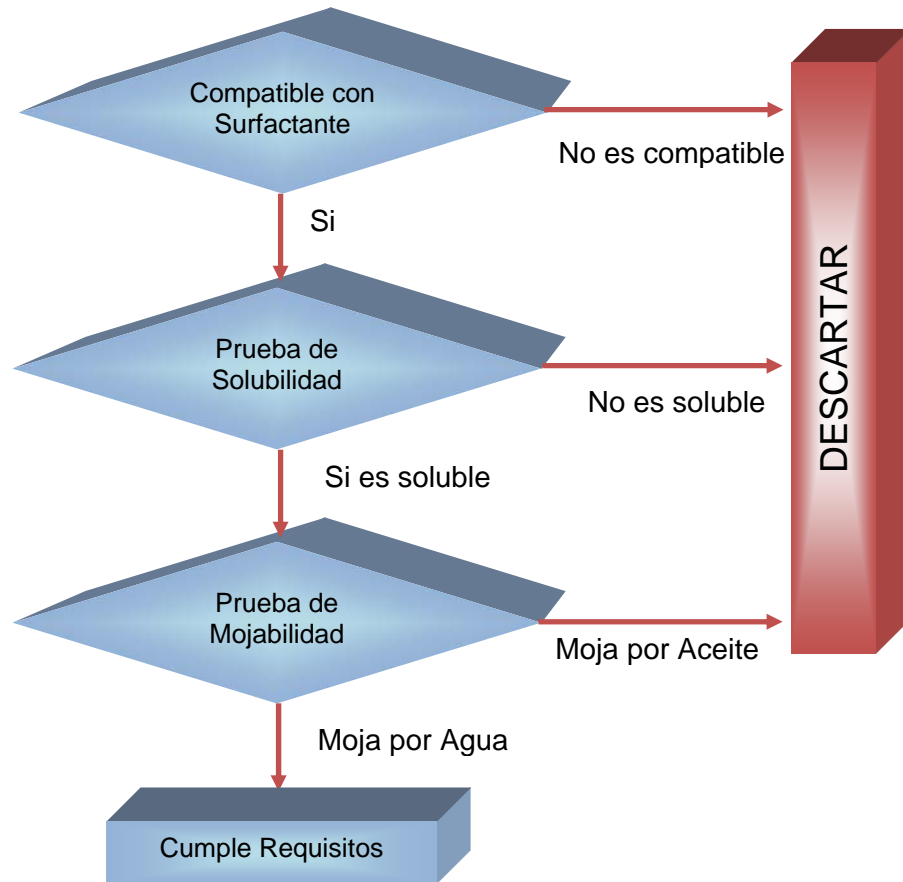
1. Las pruebas de solubilidad, mojabilidad y detergencia del surfactante deben realizarse sin la presencia del solvente mutuo, debido a que este último producto puede enmascarar los resultados.
2. Al final se deben realizar las pruebas de mojabilidad y detergencia a todo el tratamiento.
3. Si adicional a los productos antes mencionados, se usa un producto para incrementar la disolución de parafinas, este debe ser probado en forma independiente (solubilidad y mojabilidad). al final se debe cumplir con el numeral 2.

**Figura 26.** Proceso de Selección del Surfactante para Tratamiento Orgánico



**Fuente:** Adaptado de, Op. Cit. Pág. 49

**Figura 27.** Proceso de Selección del Solvente Mutuo para tratamiento orgánico



**Fuente:** Adaptado de, Op. Cit. Pág. 49

---

## **8.4 Selección de Aditivos Utilizados en Varsol Modificado**

### **8.4.1 Selección del Surfactante**

El surfactante usado en la formulación de Varsol Modificado es seleccionado a partir de un gran número de pruebas de laboratorio. Es de naturaleza no iónica, debido a que son los más estables frente a ambientes muy agresivos o frente a iones que pueden originar incompatibilidades, los cuales están presentes en las aguas de formación. Es conveniente aclarar que existe una gran cantidad de surfactante no iónicos, pero no todos sirven para la preparación apropiada del fluido de estimulación denominado Varsol Modificado, debido a que hay algunas propiedades de los surfactantes que están ligadas a su naturaleza química.

### **8.4.2 Selección del Disolvente**

Esta prueba se realiza para todas las formulaciones que se quieran probar, bien sea que se varíen los aditivos o sus concentraciones dentro del tratamiento.

El período de tiempo en el cual se deja en remojo el gramo de material orgánico con el disolvente depende del tiempo en el cual se desea dejar dentro del pozo el tratamiento para remover el material orgánico (Varsol modificado).

### **8.4.3 Procedimiento Prueba de Aditivos**

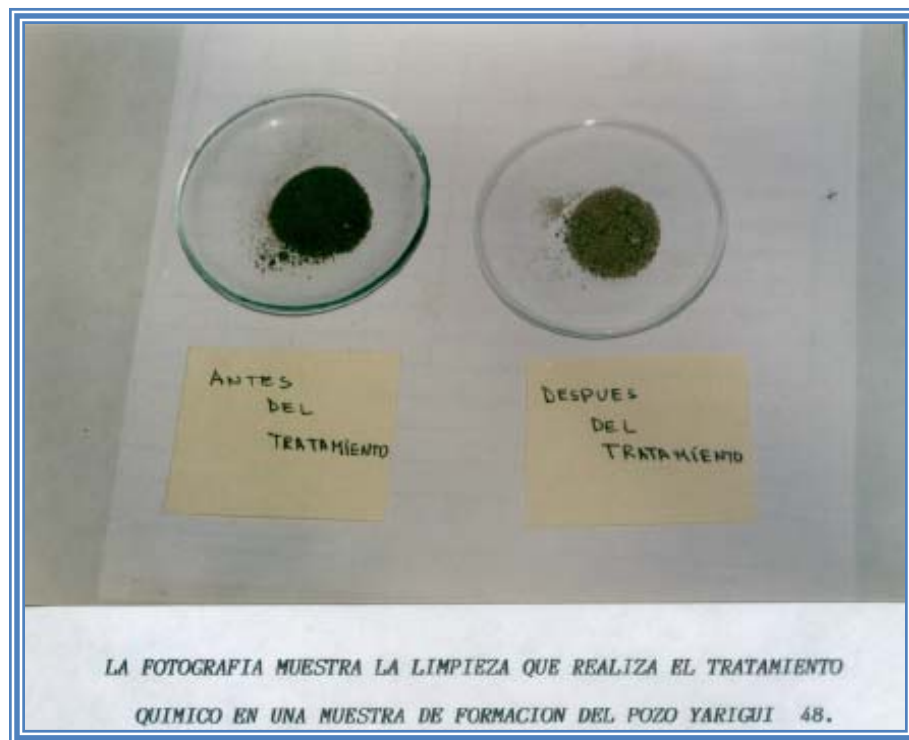
1. Pese 1 gramo del material orgánico
2. Mida 100 mililitros de la mezcla de solventes
3. Coloque la mezcla de solventes en baño de maría a temperatura de formación
4. Sumerja el gramo de material orgánico en la mezcla de solventes durante un determinado tiempo.
5. Separe el material orgánico de la mezcla de solventes. Deje secar y pese nuevamente. Estime el porcentaje de material orgánico disuelto en el tiempo determinado.
6. El tratamiento recomendado será el que disuelva el mayor porcentaje de material orgánico.

## 9. FLUIDO DE ESTIMULACIÓN CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO <sup>14</sup>

El fluido de estimulación utilizado para la remoción de orgánicos en los pozos del campo Yariguí-Cantagallo es una mezcla de xileno<sup>15</sup>-Varsol<sup>16</sup>, solvente mutual y un surfactante; a esta formulación se le denominó **Varsol Modificado**.

La efectividad de este tratamiento en la limpieza de la formación se pudo observar durante pruebas realizadas en agosto de 1992 con muestras de corazón del Campo Cantagallo. Figura 28.

**Figura 28.** Limpieza Muestra de Corazón YR 48 con Varsol Modificado



**Fuente:** Tomado de, Reporte ECOPETROL S.A. Pruebas de Laboratorio Selección de los Tratamientos para los Pozos YR 39, YR 49, YR 62 y YR 65. Agosto 18 de 1992

<sup>14</sup> Tomado de. Presentación a la Gerencia, Estudio Estimulación con Surfactantes en Diferentes Campos del Distrito FERNEYNES Heberth. El Centro Junio 1994

<sup>15</sup> Ver Anexo A. Ficha Técnica Xileno

<sup>16</sup> Ver Anexo B Ficha Técnica Disolvente N° 4 (Varsol)

Los productos usados en la actualidad en la formulación de Varsol Modificado son: PET 55 (Surfactante)<sup>17</sup> y PET 200<sup>18</sup> (Solvente Mutal).

El surfactante (PET 55) es de naturaleza no iónica, soluble en agua y en aceite. Se usa en concentración del 4% en volumen; el solvente mutal es el PET 200 y se usa en concentraciones del orden del 5% en volumen

Ambos productos fueron seleccionados mediante pruebas de laboratorio, realizadas con productos de diferentes compañías nacionales e internacionales, en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo.

El anexo E muestra el concepto de un experto en estimulaciones de reconocida fama a nivel mundial, sobre los resultados obtenidos con la aplicación del Varsol Modificado en campos del antiguo Distrito de Producción El Centro; **John L. Gidley**<sup>19</sup>.

El volumen de Varsol Modificado que se inyecta en los pozos depende de la profundidad a la cual se desea penetrar en la formación (relacionada con el radio de daño) y de las condiciones mecánicas del pozo.

Por ejemplo, si se trabaja en pozos que tienen liners ranurados, el volumen del tratamiento con disolventes deberá estar relacionado con el volumen del anular liner ranurado diámetro interno del revestimiento y la profundidad a la cual se desea penetrar en la formación (generalmente 1 pie)

Cuando se utiliza el varsol modificado como preflujo en los trabajos de fracturamiento, el volumen de tratamiento por pie de formación ha sido variable, 59 galones por pie de formación (YR 52) y 160 galones por pie de formación (YR 90).

---

<sup>17</sup> Ver Anexo C Ficha Técnica Surfactante PET 55

<sup>18</sup> Ver Anexo D Ficha Técnica Solvente Mutal PET 200

<sup>19</sup> Ver Anexo F. Reseña Hoja de Vida del Ingeniero John L. Gidley

## 10. TÉCNICAS DE REMOCIÓN DE ORGÁNICOS EN EL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO

Los procesos de estimulación con disolventes y surfactante pueden realizarse de diferentes maneras: Inyección Matricial, limpieza de anular empaquetado (liner-diámetro interno del revestimiento) y preflujo en los fracturamientos.

En la estimulación matricial la presión de inyección no debe sobrepasar la presión de fractura y el pozo debe permanecer cerrado durante un tiempo (48 horas) para permitir que el solvente surta efectos. Lo mismo se recomienda para la limpieza de pozos empaquetados con liner. En estos pozos el trabajo de estimulación se realiza con tubería flexible y jet giratorio.

**Figura 29.** Metodología para la Realización de Trabajos de Estimulación



**Fuente:** Adaptado de, FERNEYNES Heberth, Evaluación Trabajos de Acidificación Alianza Casabe Informe Definitivo, Julio de 2005.

## 10.1 Programa Operacional Tratamiento con Disolventes en Pozos con Liner Empaquetado <sup>20</sup>

El objetivo del programa es realizar limpieza del liner y tratamiento de depósitos orgánicos en forma matricial mediante la inyección de solventes en el intervalo previamente seleccionado para obtener una producción incremental. Esta operación se debe realizar utilizando una unidad de coiled tubing.

1. Instalar equipo de WorkOver.
2. Sacar sarta de producción de bombeo mecánico.
3. Medir fondo y limpiar si es necesario.
4. Calibrar revestimiento con tubería de trabajo hasta fondo.
5. Bajar y sentar empaque retrievematic.
6. Bajar a través del tubing el coiled tubing para limpiar si es necesario y estimular orgánicamente las arenas CG en la sección seleccionada.
7. Realizar remoción de depósitos orgánicos, esta prueba se debe realizar con 100 barriles (4200 gal) de la mezcla varsol, xileno, Pet-55, Pet-200.

Xileno: 1529 gal

Varsol: 2293 gal

Pet 55: 168 gal

Pet 200: 210 gal.

8. Bajar la misma sarta de producción y realizar seguimiento de producción monitoreando el BSW.

---

<sup>20</sup> Programa de Trabajo YR 14, ejecutado en Septiembre de 2008

## 10.2 Programa Operacional Tratamiento con Disolventes Inyección Matricial <sup>21</sup>

Previo al inicio del trabajo se debe chequear (De acuerdo al procedimiento):

- Locación: ruta de acceso, líneas de flujo, contrapozo, vientos, etc.
- Cabezal del pozo: válvulas de conexión, parrilla, etc.
- Verificar presiones de tubería, espacios anulares y reportar las mismas.
- Verificar la disponibilidad de espacio para ubicar en locación el equipo de tratamiento para el bombeo.
- Verificar espacio para instalar mesa rotaria.
- Movilizar y armar equipo de WorkOver con todos los accesorios según check list de Ecopetrol. Incluye la preparación de la Salmuera, Rig Up de equipo, arme del quemadero y reunión pre operacional.
- Registrar y descargar presiones.
- Retirar líneas de superficie y sacar quebrando sarta de varillas con bomba convencional.
- Retirar conexiones de superficie y Adapter flange
- Soltar ancla de tubería e instalar de BOP's con blind rams y pipe rams. Probar a la presión recomendada por el fabricante.
- Desplazar aceite por salmuera debidamente filtrada e inhibida para desgasificar el pozo.
- Sacar sarta de producción: y el BHA. Realizar inspección visual de la tubería.
- Bajar raspador con la tubería de producción, hasta fondo y sacar Tubería.

---

<sup>21</sup> Programa de Trabajo YR 17 ejecutado en Septiembre de 2008

### 10.2.1 Salmuera Inhibida NaCL 2% 42000 Galones [1000 Bbls]

Tabla 11. Composición para 1000 Galones/Total

| PRODUCTO          | DESCRIPCIÓN | CONC. | UND. |
|-------------------|-------------|-------|------|
| Agua CG 1         | Base        | 762   | Gpt  |
| X-Cide 207        | Biocida     | 0.3   | Ppt  |
| NaCL ( Comercial) | Sal         | 2     | %    |
| Pet 5             | Surfactante | 2     | Gpt  |

Fuente: Programa de Trabajo YR 17 ejecutado en Septiembre de 2008

### 10.2.2 Sarta de Tratamiento

- Correr tubería de producción con cuello dentado para realizar operación de arenamiento y/o limpieza de arena.
- Sacar tubería de producción por paradas.
- Parar “sarta de tratamiento” (sarta de estimulación orgánica), con el siguiente BHA:
  - Mule Shoe, 3 ½”.
  - 1 junta 3 ½” (tubo a manera de cola)
  - Empaque Retrievmatic para rvto de 7” N-80 26Lb/pie.
- Sentar y probar empaque a 7250 ft MD, por el anular con 500 psi

### 10.2.3 Limpieza de Tubería (Pickling)

- Realizar limpieza de tubería (Pickline) con empaque Retrievmatic en punto muerto.
- Verificar circulación, antes de hacer la limpieza de tubería.

- Preparar y bombear **3 Bbl de Varsol** (pre flujo) y **8 Bbl de HCL 5 %** (Tratamiento principal) @ 1.0 bpm y desplazarlos hasta la punta de la tubería con salmuera inhibida. Reversar y sacar a superficie el fluido de Pickling con la salmuera inhibida bombeados con la bomba del equipo.
- Tomar muestras del Back Flow.

*Nota: el volumen de desplazamiento es función de la profundidad de asentamiento.*

#### **10.2.4 Varsol (Pre flujo) 3 Bbl**

**Tabla 12.** Pickling HCL 5.0 % (Tratamiento Principal) 336 Galones (8 Bbls), Composición para 1000 Galones/ Total

| <b>PRODUCTO</b> | <b>DESCRIPCION</b>                    | <b>CONC.</b> | <b>UND.</b> |
|-----------------|---------------------------------------|--------------|-------------|
| Agua            | Base                                  | 824          | Gpt         |
| Clay Treat 3C   | Control de Arcillas                   | 2            | Gpt         |
| CI – 25         | Inhibidor de corrosión                | 3            | Gpt         |
| Ferrotrol 300   | Secuestrante de hierro                | 50           | Ppt         |
| NE – 18 LB      | Surfactante                           | 2            | Gpt         |
| NE – 32         | Anti Sludge                           | 2            | Gpt         |
| HV ACID         | Acido Fosfónico                       | 8            | Gpt         |
| US – 40         | Solvente mutual                       | 10           | Gpt         |
| Paravan 25      | Tratamiento de Parafinas y Asfaltenos | 10           | Gpt         |
| HCL 32%         | Acido Base                            | 138          | Gpt         |

**Fuente:** Programa de Trabajo YR 17 ejecutado en Septiembre de 2008

#### **10.2.5 Tratamiento de Remoción de Depósitos Orgánicos.**

Realizar tratamiento orgánico en el intervalo de estimulación con 100 Bbl de la mezcla orgánica cuya composición se describe a continuación:

**Tabla 13.** Composición Tratamiento con Solventes para 1,000 galones

| <b>PRODUCTO</b> | <b>DESCRIPCION</b> | <b>CONC.</b> | <b>UND.</b> |
|-----------------|--------------------|--------------|-------------|
| Varsol          | Solvente Orgánico  | 546          | Gpt         |
| Xileno          | Solvente Orgánico  | 364          | Gpt         |
| PET – 55        | Surfactante        | 40           | Gpt         |
| PET – 200       | Solvente Mutual    | 50           | Gpt         |

**Fuente:** Programa de Trabajo YR 17 ejecutado en Septiembre de 2008

Los volúmenes requeridos para el tratamiento orgánico son los siguientes:

Xileno: 1529 Galones

Varsol: 2293 Galones

PET-55: 168 Galones

PET-200: 210 Galones

VOLUMEN TOTAL DE TRATAMIENTO: 4200 Galones.

### **10.3 Aspectos Operacionales de las Estimulaciones con Disolventes**

Al llevar a cabo una estimulación con disolventes se tienen cuenta ciertos factores operacionales que evitarían problemas adicionales y proporcionarían un alto rendimiento del tratamiento.

- a) Todos los fluidos utilizados y los tanques de almacenamiento deben estar completamente limpios.
- b) Se limpia la tubería de trabajo antes de la estimulación, con ácido (Pickling) u otro fluido de limpieza de incrustaciones de hierro.
- c) Las líneas de inyección del fluido de estimulación se prueban con presión superior a la máxima presión esperada durante el trabajo de estimulación.
- d) Las estimulaciones matriciales con disolventes se realizan a presiones de inyección inferiores a la presión de fractura.

- e) Después de una estimulación matricial con disolventes, el pozo se cierra durante un tiempo (48 horas) para permitir una mayor acción solubilizante y de detergencia del tratamiento. En los fracturamientos el tiempo de contacto del disolvente con la formación puede ser menor (8 horas).
- f) Se realizan reuniones de seguridad antes de los trabajos de estimulación, en las cuales se analizan las diferentes etapas de la estimulación, las funciones de cada uno de los participantes y los factores de seguridad.
- g) Se realizan reuniones periódicas de lecciones aprendidas, con el fin de optimizar los trabajos.
- h) Se tiene especial cuidado en el manejo de los productos usados en los fluidos de estimulación, ya que en su mayoría son tóxicos e inflamables. Se usan los implementos de seguridad especificados para cada producto en las fichas técnicas y las hojas de seguridad (MSDS), suministradas por los proveedores de los productos.

#### **10.4 Uso de Varsol Modificado en los Fracturamientos.**

El fracturamiento es una técnica que permite soslayar un daño de formación e incrementar la permeabilidad de la formación. Si la permeabilidad absoluta de la formación es de 10 md o inferior lo más recomendado es un fracturamiento.

El uso de un preflujo con disolventes antes del fracturamiento se recomienda por las siguientes razones:

- a) Remover orgánicos presentes en la formación, lo cual permite presiones menores de inyección.
- b) Mitigar el daño que causan los polímeros utilizados en los fluidos de fracturamiento.

En los fracturamientos que se realizan en el campo Yariguí-Cantagallo, el uso de un preflujo antes del fracturamiento es de uso obligatorio. Los pozos en los cuales

no se ha usado, no han respondido a los trabajos de fracturamiento (YR84 y YR97).

Inicialmente el preflujo de varsol modificado se inyectaba en forma radial (50 barriles), en la actualidad se inyectan 100 barriles, de los cuales un porcentaje se inyecta radialmente y el resto con presión superior a la presión de fractura, lo anterior se realiza en el step rate test.

### **10.5 Limpieza de Tubería de Trabajo (Pickling)**

Se denomina Pickling al proceso mediante el cual se remueve el óxido de hierro del interior de las tuberías, con el fin de evitar que estos compuestos penetren dentro del yacimiento o reaccionen con los fluidos del tratamiento de estimulación, formando compuestos indeseables.

Generalmente se usan para tal fin ácidos inorgánicos como el HCL y algunos quelantes mezclados con un compuesto orgánico derivado de algunos cítricos.

Es conveniente anotar que experiencias de campo han mostrado que el contenido de hierro en tuberías nuevas puede ocasionar gran daño de formación.<sup>22</sup>

En los trabajos de fracturamiento efectuados en el campo Cantagallo, se usa, a la fecha de la realización de esta tesis, un fluido denominado **Rust Búster**<sup>23</sup>, cuya formulación involucra los siguientes productos de la compañía B.J Services: **Ferro Free**<sup>24</sup> y **Paravan 25**<sup>25</sup>.

---

<sup>22</sup> MC LEOD, H.O. Jr. and LEDLOW, L.B., and Till, M.V. The planning, Execution and Evaluation of Acid treatments in Sandstone Formation. SPE 11931.

<sup>23</sup> Ver Anexo G. Información del Producto RustBuster

<sup>24</sup> Ver Anexo H. Información del Producto FerroFree™, derusting Additive

<sup>25</sup> Ver Anexo I. Información del Producto Paravan-25

### **10.5.1 Ferro Free: Agente Quelante**

La ficha técnica de este producto señala que es un aditivo tipo quelante, el cual permite remover óxidos de hierro y mantener en solución hasta 12000 ppm de iones férricos, este producto genera soluciones ligeramente ácidas.

### **10.5.2 Paravan 25: Solvente Orgánico**

Como puede apreciarse en la ficha técnica de este producto (Anexo I), es un disolvente orgánico que se usa para limpiar material asfáltico o parafínico, que puede impedir la acción del ácido o del aditivo que remueve los óxidos de hierro.

No es del todo claro el porqué del uso de este producto, si las tuberías con las cuales se realizan los trabajos de estimulación no se encuentran contaminadas con parafinas o crudos asfálticos y no han sido utilizadas como tuberías de producción.

Si es para remover posible grasa de las uniones de las tuberías, es conveniente aclarar que después de limpiar la tubería con la solución Rust Buster, esta se saca y se baja nuevamente para el fracturamiento, colocando nuevamente grasa en las uniones de las tuberías.

Si lo que se quiere minimizar es el posible daño por abundancia de grasa en la sarta de trabajo, lo recomendado es colocar esta en poca cantidad en los pines de las tuberías.

## 10.6 Sólidos Recuperados en el Pozo YR 103 Después del Fracturamiento.

Después del trabajo de fracturamiento, durante un trabajo de limpieza, se recuperó una muestra de un depósito conformado por material orgánico e inorgánico Figura 30.

**Figura 30.** Sólido Recuperado en YR 103

| Código Asignado | Descripción  | Detalle  |
|-----------------|--|--|
| QP-08-236       | Sólido tomado durante limpieza de carbolita, posterior a tratamiento orgánico (varsol + xileno) y fracturamiento hidráulico. Intervalo 6828'-6852' |  |

**Fuente:** Tomado de informe final, Caracterización de Sólidos Tomados Después de Realizar Tratamiento Orgánico y Fractura en El pozo YR-103, TURBAY, J.J. ICP, Septiembre 2008.

**Tabla 14.** Resultados del Análisis S.A.R.A.

| Componente | Porcentaje |
|------------|------------|
| Aromáticos | 16.4       |
| Saturados  | 16.1       |
| Resinas    | 61.8       |
| Asfaltenos | 5.7        |

**Fuente:** Tomado de informe final, caracterización de Sólidos Tomados Después de Realizar Tratamiento Orgánico y Fractura en El pozo YR-103, TURBAY, J.J. ICP, Septiembre 2008.

Después de remover la fase orgánica se observó un residuo sólido insoluble en tolueno y diclorometano que constituía el 48.3% en peso de la muestra. Este residuo estaba conformado por óxidos de hierro, virutas de hierro y, en menor cantidad, aluminosilicatos y cuarzo.

## 10.7 Discusión Sobre el Beneficio del Tratamiento Rust Buster.

Algunas formaciones de los yacimientos del campo Yariguí-Cantagallo tienen un alto contenido de hierro como pudieron establecer los ingenieros Heberth Ferneyes y Gilberto Zerpa Rojas, en pruebas de laboratorio efectuadas en el año de 1996, Figura 31.

**Figura 31.** Presencia de Compuestos de Hierro en Núcleo YR 48



**Fuente:** Tomado de, Reporte ECOPETROL S.A. Pruebas de Laboratorio Selección de los Tratamientos para los Pozos YR 39, YR 49, YR 62 y YR 65. Agosto 18 de 1992

La prueba consistió en tomar una muestra desintegrada de un corazón del pozo YR48, tomado a 7900 pies de profundidad y colocarlo en un recipiente que contenía HCL diluido. El color rojo que se presenta en un erlenmeyer de la figura 31, es un indicativo de la presencia de compuestos de hierro en la muestra, los cuales reaccionan con el agua destilada.

Se pudo comprobar también que la muestra era muy poco consolidada y tenía propiedades **paramagnéticas**<sup>26</sup> porque algunas partículas eran atraídas por un imán

Lo anterior podría justificar la presencia de óxidos de hierro en la muestra sólida recuperada durante un trabajo de limpieza en el pozo YR103; sin embargo, la cantidad y el tamaño de las partículas de hierro presentes en la muestra induce a pensar que el tratamiento Rust Búster no está limpiando muy bien la tubería, **motivo por el cual sería muy conveniente cambiar este fluido de remoción de óxidos por uno más eficiente, como una solución de HCL.**

### **10.8 Uso de un Bactericida en el Fluido de Fractura<sup>27</sup>**

En el reporte "Post Job" del fracturamiento del pozo YR 97 consta que el fluido de fractura involucra en su formulación el uso de un bactericida X-Cide 207<sup>28</sup>, en una concentración de 0.3 lbs/gal.

Este bactericida tiene como materia prima la izotiazolona, como puede apreciarse en el Anexo K.

Las bacterias *Seudomonas Eruginosas* pueden adquirir resistencia a los bactericidas base Isotiazolona<sup>29</sup>. Las bacterias del género *Seudomonas* son bacterias que puede encontrarse con gran frecuencia en la población de microorganismos presentes en las aguas de inyección y en las aguas de trabajo. Otro tipo de bacteria que puede ser resistente a la acción de los bactericidas base Isotiazolona son ciertas bacterias del genero *Bacillus*

---

<sup>26</sup> Reporte ECOPETROL S.A. Pruebas de Laboratorio Selección de los Tratamientos para los Pozos YR 39, YR 49, YR 62 y YR 65. Agosto 18 de 1992

<sup>27</sup> BROZEL, V.S, PIETERSEN B.E and COLETE T.E., Resistance of Bacterial Cultures to non Oxidizing Water Treatments Bactericides By Adaptation)

<sup>28</sup> Ver Anexo J. Composición Bactericida X-Cide

<sup>29</sup> Ver Anexo K. Resistencia *Seudomonas Eruginosas* a la Isotiazolona

Teniendo en cuenta lo anterior, existe la posibilidad de que el bactericida usado en la preparación del fluido de fractura no sea efectivo en la eliminación de algunos géneros de bacterias presentes en el agua con la cual se prepara el mencionado fluido de fractura. En este caso existiría contaminación bacterial a pesar del uso del bactericida X-Cide 207

### **10.9 Uso de Estabilizador de Arcillas en Fluido Pickling (YR 17) y Fluido de Fractura (YR103)**

El programa de trabajo de estimulación con disolventes y surfactantes del pozo YR17 y el reporte de campo (BJ) sobre el trabajo de fracturamiento del pozo YR103, reportan el uso del estabilizador de arcillas **Clay Treat 3C**<sup>30</sup> en la ejecución de los dos trabajos.

El mayor porcentaje de las arcillas, presentes en los análisis de difracción de rayos X de los pozos YR13 y YR14, está constituido por Caolinita e ílita. Estas arcillas pueden causar problemas por migración de finos<sup>31</sup>. En otras palabras, son arcillas migratorias que pueden causar taponamiento.

Los estabilizadores de arcillas no son efectivos para prevenir la movilización de finos según L.H.Novak<sup>32</sup> (EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY). El estabilizador de arcilla Clay Treat 3C es de naturaleza catiónica, según ficha técnica del producto (Anexo L). El mecanismo de estabilización de este tipo de producto es por atracción eléctrica y la caolinita no puede ser estabilizada por atracción eléctrica o intercambio iónico (es neutra).<sup>33</sup>

---

<sup>30</sup> Ver Anexo L. Información del Producto Clay Treat 3C

<sup>31</sup> ADVANCES IN FORMATION DAMAGE ASSESSMENT AND CONTROL STRATEGIES Jude Amaefule and David Kersey-Nov 1968

<sup>32</sup> Ver Anexo M, Concepto de Experto en Diagnóstico de Daño de Formación L.H. Novak (Exxon Production Research Company)

<sup>33</sup> Nota Curso GEOQUÍMICA DE LOS YACIMIENTOS-Witold Kubacki-Octubre de 1985.

“Las caras de la caolinita son neutras. Una superficie es terminada por iones oxhidrilos y la superficie opuesta por aniones óxidos. Dichas caras están ligadas firmemente por puentes de hidrógeno desde los iones oxhidrilos desde el fondo de una capa a los iones óxidos del borde superior de la capa vecina”.<sup>34</sup>

---

<sup>34</sup> HUWLIER María C. Evaluación de Formaciones Arcillosas por Análisis Instrumental. Trabajo presentado a la Reunión de Expertos de Arpel. Septiembre de 1983.

## 11. EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN ORGANICA EN LOS POZOS YR25, CG18 Y YR63 DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO

La tabla 15 muestra las ganancias obtenidas con los trabajos de estimulación con Varsol Modificado y los costos<sup>35</sup> que se derivaron de la realización de los trabajos en mención.

**Tabla 15.** Resultados Estimulación con Varsol Modificado Campo Yariguí-Cantagallo

| POZO         | FECHA            | Q ANTES (BOPD) | Q DESPUES (BOPD) | Q ACTUAL (BOPD) | PROD ACUM (BLS) | COSTO (US\$) TRATAMIENTO |               | GANANCIAS (US\$) | ROI         |
|--------------|------------------|----------------|------------------|-----------------|-----------------|--------------------------|---------------|------------------|-------------|
|              |                  |                |                  |                 |                 | Químicos                 | WO            |                  |             |
| YR25         | Nov/22/05        | 80             | 98               | 77              | 37243           | 14500                    | 76000         | 2234580          | 23.69       |
| CG18         | Abr/07/08        | 40             | 50               | 52              | 639             | 8848                     | 114400        | 3834             | -0.97       |
| YR63         | May/27/08        | 62             | 82               | 85              | 758             | 23394                    | 137200        | 4548             | -0.97       |
| <b>Total</b> | <b>Jun/30/08</b> | <b>182</b>     | <b>230</b>       | <b>214</b>      | <b>38640</b>    | <b>46742</b>             | <b>327600</b> | <b>2318400</b>   | <b>5.19</b> |

Fuente: El autor

### Cálculo del Retorno de la Inversión (ROI)<sup>36</sup>

$$ROI = \frac{\text{Ganancia Incremental} - \text{Costo del Trabajo}}{\text{Costo del Trabajo}}$$

La **Ganancia Incremental** se obtiene como el producto de los barriles incrementales y el valor en dólares de 1 barril de crudo que para efectos del cálculo se consideró en 60 US\$. No se tiene en cuenta las ganancias obtenidas

<sup>35</sup> Presentación a la Gerencia Regional Magdalena Medio, Resultados Estimulación Orgánica Campo Yariguí Cantagallo, Campaña 2008, Junio 30 de 2008

<sup>36</sup> LAWRENCE M. Cenegy, Nalco/Exxon Energy Chemicals, L.P. Survey Of Successful World-wide Asphaltene Inhibitor Treatments In Oil Production Fields, SPE 71542

por evitar paradas del pozo, después del tratamiento, por anomalías como pegas de bombas y/o varillas.

**El Costo del Trabajo.** Para nuestro caso es el costo de equipos y costo de químicos utilizados en el tratamiento.

Esta evaluación se basa en el artículo publicado **SPE 71542** en el cual para los casos de estudio se extrapolan las ganancias obtenidas de algunos meses en relación a las posibles ganancias que se obtendrían durante un año de producción, para la evaluación económica de los pozos YR25, CG18 y YR63 se tiene en cuenta las ganancias que se han tenido durante el tiempo de producción del pozo luego del tratamiento hasta el 30 de junio de 2008, es decir no se hace extrapolación, dado que se espera que el ROI estimado cambie con el transcurrir del tiempo.

La tabla 15 muestra que el Retorno de la Inversión (ROI) del proyecto (total de los tres pozos) es positivo a la fecha del análisis económico, de tal forma se puede afirmar que por cada dólar invertido en los tres tratamientos se están ganando 5.19 US\$. Existen pozos que no han pagado el costo de los trabajos, sin embargo los trabajos mostrarán un ROI positivo con el transcurrir del tiempo, debido al incremento de producción acumulada que tendrán, cabe señalar que en estos pozos no se aprecia declinación en su producción a la actualidad.

## CONCLUSIONES

- 1- El análisis económico de los trabajos de estimulación matricial, con disolventes, realizados en pozos del campo Yariguí-Cantagallo (YR25, CG18, YR63) muestra que son rentables.
- 2- Los procesos de valoración, selección de técnicas de estimulación y procedimientos operacionales, en términos generales, son apropiados. Esta conclusión se fundamenta en:
  - a) El incremento en producción de los pozos estimulados.
  - b) No se dañaron pozos durante los trabajos de estimulación
  - c) Concepto positivo de John L. Gidley.
- 3- Del proceso de valoración y de los resultados de las estimulaciones con disolventes se desprende que existía daño de formación en los pozos estimulados.
- 4- De los análisis de caracterizaciones de crudo, agua y roca se desprende que las posibles fuentes del daño de formación en pozos del campo Yariguí-Cantagallo, puede tener como componentes la naturaleza asfáltica del crudo, la tendencia incrustante del agua de formación y la composición mineralógica del yacimiento.
- 5- Existe la posibilidad que en los pozos con daño de formación, esté presente una componente por precipitación de asfaltenos, migración de finos e incrustaciones inorgánicas (si hay producción de agua en el pozo).

6- Las caracterizaciones de los crudos de diferentes pozos del campo Yariguí Cantagallo, muestran que tienen alto contenido de asfaltenos, lo cual puede ser una fuente de daño en los pozos productores del campo. Los pozos sometidos a estudios en diferentes años han mostrado daño de formación, por tal motivo la presencia del daño puede ser una constante en todos los pozos productores. La anterior afirmación está en línea con lo estipulado en el estudio “ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO CANTAGALLO YARIGUÍ” de la Shell Condor S.A. Septiembre de 1973, en el cual *“se recomienda adelantar un estudio detenido sobre la historia de producción de cada uno de los pozos (75 pozos), con el fin de determinar las causas que han ocasionado la caída de producción en la mayoría de ellos y **si son susceptibles de una reparación económica**”*

7- La formulación de Varsol Modificado, usada en las estimulaciones con disolventes y como preflujo en los fracturamientos, tiene como objetivo principal la remoción de depósitos orgánicos que pueden taponar los yacimientos; adicional a lo anterior el ingeniero Ferneynes ha establecido que la formulación mencionada permite “realizar ingeniería” a las propiedades del yacimiento con el fin de “blindar” temporalmente las formaciones contra posibles daños de formación por precipitación de material orgánico. Lo anterior puede ser la explicación de la disminución en la declinación de algunos pozos estimulados.

Como ejemplo de lo anterior podemos mencionar el pozo YR 49 (Anexo N), en el cual se puede apreciar un incremento en producción y al mismo tiempo una disminución en la declinación del pozo. Es durante el análisis del comportamiento de este pozo, cuando el Asesor de esta tesis concibe la idea de que se pueden modificar las propiedades del yacimiento “realizando ingeniería” a las propiedades fisicoquímicas del yacimiento.

---

8- El uso del Bactericida X-Cide 207 (fluido de fracturamiento y salmueras de trabajos) no tiene en cuenta que este tipo de biocida no controla el crecimiento de las bacterias del género *Seudomonas*, microorganismo que se encuentra frecuentemente en el agua, motivo por el cual puede presentarse contaminación bacterial.

9- El estabilizador de arcillas Clay Treat 3C, de naturaleza catiónica no puede, en teoría, estabilizar arcillas migratorias como la caolinita, la cual está presente en la mineralogía de formaciones productoras del campo Yariguí Cantagallo.

10- El costo de los equipos utilizados en los trabajos de estimulación constituye el 85% o el 93% del costo total de los trabajos de estimulación.

## RECOMENDACIONES

1. Continuar con los trabajos de estimulación con disolventes en los pozos que se considere muestren daño de formación por precipitación de orgánicos.
2. Inyectar un volumen determinado de Varsol Modificado a los intervalos que se cañoneen y que presenten buenas propiedades petrofísicas, antes de colocarlos en producción, con el fin de retardar el efecto negativo del daño de formación por precipitación de orgánicos. Con esto se pretende actuar proactivamente y no reactivamente frente al tipo de daño en mención.
3. Realizar un estudio de control microbiológico a los fluidos acuosos utilizados en las salmueras de control de los pozos y en los fracturamientos, seleccionando el bactericida que controle la población microbiana presente en los fluidos en mención, si es que existe. Lo anterior para eliminar la contaminación bacteriana.
4. Realizar pruebas con diferentes estabilizadores de arcilla para confirmar o negar si las arcillas presentes en formaciones productoras del campo Yariguí-Cantagallo pueden ser estabilizadas.
5. Realizar análisis mineralógico a núcleos de las formaciones Cantagallo, Zona C y Zona B con el fin de verificar la presencia de compuestos de hierro y la concentración de los mismos.

6. Realizar limpieza de tuberías (Pickling) con HCL al 5%, surfactante de naturaleza no iónica e inhibidor de corrosión a las concentraciones recomendadas. Si la tubería se usa por primera vez es conveniente realizar varias etapas de Pickling, observando el color del retorno del ácido. Si este color es muy rojo, continuar con la limpieza ácida, hasta que se obtenga un color aceptable. También se puede medir la concentración de hierro en el retorno ácido. Si la tubería ha sido usada con anterioridad, se puede realizar un solo Pickling. Lo anterior está soportado por experiencias anteriores en acidificaciones realizadas en el campo Casabe (1995-1996).
7. Explorar alternativas que permitan disminuir el costo de los equipos utilizados en el trabajo de estimulación.

## BIBLIOGRAFÍA

1. AMAEFULE J. and KERSEY D. "Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies", Nov 1968.
2. BENAVIDES C. "Estudio Mineralógico Pozos CG 13, YR 14. Informe ICP-KPR 006-01-27", Diciembre 2001
3. BOUMALI A. BRADY M. Tubería flexible: Métodos Innovadores de Intervención de Pozos, OilField Review, Primavera 2006, Pág 30-45
4. CÁCERES, *et al*, 1976. "Informe ECOPETROL No. 517"
5. CURSO, "Matrix Stimulation Engineering", Cartagena- Colombia - July 25 – 28 de 2006, Schlumberger
6. DOSCHER T.M. ERSHAGHI I. "An Economic Evaluation of Solvent/Steam Stimulation" Paper Number SPE 7118.
7. ECONOMIDES M. "Reservoir Stimulation" Chapter 14 Formation Damage: Origin, Diagnosis and Treatment Strategy.
8. FERNEYNES H. Conferencia "Daño de formación y Estimulación en Cantagallo", Junio 5 de 2007.
9. FERNEYNES H. "Presentación a la Gerencia, Estudio Estimulación con Surfactantes en Diferentes Campos del Distrito", El Centro 1994.
10. FERNEYNES H. "Evaluación Trabajos de Acidificación Alianza Casabe Informe Definitivo", Julio de 2005.
11. FERNEYNES H. "Pruebas de Laboratorio para la Selección de Surfactantes y Solventes Mutuales Usados en la Estimulación con Disolventes", Mayo de 2000.

12. FERNEYNES H, Fluidos de Estimulación, ECOPETROL S.A. El Centro, Abril de 1984
13. GERAR R. SPE, Inst, Français du petroile and DUPUY J.M SPE Horwell “Formation Damage Effects on Horizontal-Well Flow Efficiency” Paper Number SPE 19414.
14. GOLAN M. And WHITSON H C. “Well Performance”, Second Edition 1991.
15. HAVLENA D. Member ATM, Continental Oil Co., New York, “Use of Basic Geological and Engineering Data in Evaluating and Planning Recovery Programs”. Paper Number SPE 1974.
16. HUWLIER M. C. “Evaluación de Formaciones Arcillosas por Análisis Instrumental”. Trabajo Presentado a la Reunión de Expertos de Arpel. Septiembre de 1983.
17. “INFORME Laboratorio ICP- abril 27 de 1995”
18. KUBACKI W. “Nota Curso Geoquímica de los Yacimientos”, Octubre de 1985.
19. LAWRENCE M. Cenegy, Nalco/Exxon Energy Chemicals, L.P. “Survey of Successful World-wide Asphaltene Inhibitor Treatments In Oil Production Fields”, SPE 71542.
20. LEÓN O., CONTRERAS E., ROGEL E. DAMBAKLI G, ESPIDEL J, and ACEVEDO S. “The Influence of the Adsorption of Amphiphilics and Resins in Controlling Asphaltene Flocculation”, 2001 American Chemical Society.
21. MC LEOD, H.O. Jr. and LEDLOW, L.B., and Till, M.V. “The planning, Execution and Evaluation of Acid treatments in Sandstone Formation”. SPE 11931.

22. NITTERS G. ROODHART L. JONGMA H. "Structured Approach to Advanced Candidate Selection and Treatment Design of Stimulation Treatments" Paper Number SPE 63179
23. OHEN Henry A., MORENO T. "Systematic Formation Damage Evaluation of El Furrial Field", Paper Number SPE 54722.
24. OJEDA C. "Informe Caracterización de Crudo YR39, YR52 y YR 58", realizado por el ICP, 1991.
25. PRESENTACIÓN a la Gerencia Regional Magdalena Medio, "Resultados Estimulación Orgánica Campo Yariguí Cantagallo, Campaña 2008", Junio 30 de 2008.
26. "PROGRAMA de Trabajo YR 14", ejecutado en Septiembre de 2008.
27. "PROGRAMA de Trabajo YR 17" ejecutado en Septiembre de 2008.
28. "REPORTE Laboratorio Selección de los Tratamientos para los Pozos YR 39, YR 49, YR 62 y YR 65". Agosto 18 de 1992.
29. "REPORTE ECOPETROL S.A. Pruebas de Laboratorio Selección de los Tratamientos para los Pozos YR 39, YR 49, YR 62 y YR 65". Agosto 18 de 1992.
30. REVISTA de la Sociedad Química de México "Formación de Sedimentos Durante la Hidrodesintegración de Residuos del Petróleo", Vol 47, Núm 3 2003, pág. 260-266.
31. RIKE, James L. SPE-AIME, Rike SeMce "Workover Economics—Complete but Simple " Paper Number SPE 3588

- 
32. SARMIENTO L. E. "Informe ECOPEPETROL Aplicaciones Tecnológicas Proyecto de Estimulación Orgánica", Superintendencia de Activos del Rio Gerencia Regional Magdalena Medio, Septiembre 2007
  33. TURBAY, J.J. "Caracterización de Sólidos Tomados Después de Realizar Tratamiento Orgánico y Fractura en El pozo YR-103", ICP, Septiembre 2008.
  34. TRBOVICH M.G., WelChem Inc., and G.E. King,\* Amoco "Production, Co.Asphaltene Deposit Removal: Long-Lasting Treatment With a Co-Solvents", SPE 21038.
  35. VEATCH R. Jr "Overview of Current Hydraulic Fracturing Design and Treatment Technology-Part 1", SPE Paper Number SPE 10039.
  36. ZERPA G. "Estudio Estimulación del Pozo YR 49", Junio 1992.
  37. ZERPA G. "Presentación a Gerencia, Estrategias de Estimulación de pozos Campos Cantagallo, Yariguies, Provincia, Lisama y Colorado". El Centro Junio 4, 1994.
  38. ZERPA G. "Estudio de Daño de Formación en el Campo Provincia", CSI Ltda, Diciembre de 1997.

## ANEXOS

### Anexo A. Ficha Técnica Xileno



#### Xilenos Mezclados

##### Descripción del producto

Los xilenos mezclados se producen por destilación de la fracción de aromáticos (BTX) obtenida en el proceso de reformado catalítico de las naftas del petróleo. Son líquidos volátiles, miscibles en alcohol, éter y otros disolventes orgánicos comunes, y muy pocos solubles en agua.

##### Usos

Se utilizan ampliamente como disolventes en la fabricación de pinturas, como vehículo en la industria de insecticidas y en la fabricación de varios tipos de thinner. Debido a su poder de solvencia pueden reemplazar al benceno en ciertas formulaciones.

##### Precauciones para el manejo

Son inflamables por lo cual debe tenerse especial cuidado en su manejo y transporte. Producen mayor irritación en la piel que el tolueno y una exposición prolongada a estos productos puede causar envenenamiento. La concentración máxima permitida de vapores de xilenos en el aire para una exposición en jornada diaria de 8 horas, es de TLV 100 ppm.

CAS: 1330-20-7

UN: 1307

##### Modalidad de venta

Estos productos se despachan en carrotanques.

##### Sitio de entrega

Refinería de Barrancabermeja.

Fuente: Página Web ECO PETROL S.A.

## Anexo B. Ficha Técnica Disolvente N° 4 (Varsol)

### DISOLVENTES ALIFATICOS



#### DESCRIPCION DEL PRODUCTO

Los disolventes alifáticos (disolventes 1A, 2, 3, 4, hexano y Apiasol 1) son producto de la destilación de naftas o de gasolina natural.

Se separan controlando el punto de ebullición y luego se someten a procesos de purificación, neutralización y rectificación de sus límites de destilación. Estos productos son incoloros, de olor agradable y con poder solvente por lo cual tienen variados usos en la industria.

#### USOS

- **Disolvente No. 1A:** Extracción de aceites, fabricación de pinturas y resinas, pegantes y adhesivos, thinner y y Apiasol 1 como combustible para hornos de la industria alimenticia.
- **Disolvente No. 2:** Para la industria del caucho, fabricación de tintas y formulación de thinner.
- **Disolvente No. 3:** Fabricación de pinturas, disolventes de resinas y productos para la agricultura.
- **Disolvente No. 4:** Fabricación de resinas, ceras y betunes, para lavanderías y limpieza en general.
- **Hexano:** Extracción de aceites vegetales comestibles.

| DISOLVENTE No. 4 (Varsol)                  |        |          |            |             |
|--|--------|----------|------------|-------------|
| CLASE: DISOLVENTE ALIFATICO                |        |          |            |             |
| GRADO: TIPO I [Stoddard]                   |        |          |            |             |
| ESPECIFICACION DE EMPRESA: 1-3139          |        |          |            |             |
| FECHA DE ACTUALIZACION: ENERO DE 2001      |        |          |            |             |
| PROPIEDADES METODO UNIDADES ESPECIFICACION |        |          |            |             |
|  | ASTM   |          | MIN        | MAX         |
| Color Saybolt                              | D 156  |          | 21         |             |
| Número de bromo                            | D1159  | gBr/100g |            | 5           |
| Punto de inflamación                       | D 56   | °C(°F)   | 32.2(90)   |             |
| Corrosión lámina de cobre                  | D 130  |          |            | 1           |
| Valor Kauri-Butanol                        | D 1136 |          | 29         | 45          |
| Destilación:                               | D 86   | °C(°F)   |            |             |
| Inicial                                    |        |          | 143.3(290) |             |
| 50%  |        |          |            | 187.8 (370) |
| Punto seco                                 |        |          |            | 215.6 (420) |

Fuente: Página Web ECO PETROL S.A.

## Anexo C. Ficha Técnica Surfactante PET 55



# PET<sup>®</sup> - 55

## Surfactante No Iónico

### DESCRIPCION GENERAL

PET<sup>®</sup> - 55 es un tensoactivo de naturaleza no iónica, recomendado para ser usado en tratamientos para la remoción de parafinas, ácidos y salmueras de reacondicionamiento de pozos. Posee una fuerte acción detergente y desestabiliza o previene la formación de emulsiones.

Su naturaleza no iónica le confiere gran estabilidad frente a los iones calcio, presentes en las aguas de formación.

### PROPIEDADES TIPICAS

|                             |                                  |
|-----------------------------|----------------------------------|
| Gravedad específica:        | 0.94 ± 0.01                      |
| Color:                      | Líquido transparente.            |
| Flash Point (Copa Cerrada): | 88 °F                            |
| Carga en solución:          | No iónico.                       |
| Humectabilidad:             | Moja las arenas por agua.        |
| Solubilidad:                | En agua, ácidos e hidrocarburos. |

### DOSIFICACION

Las concentraciones más recomendadas de PET<sup>®</sup> - 55 oscilan entre 0.5% y 5.0% en volumen. Lo anterior no es sustituto de las pruebas de laboratorio.

### MANEJO y SEGURIDAD

Evite el contacto con la piel y los ojos. Use implementos de seguridad tales como gafas, guantes y respiradores para productos químicos. El contacto con los ojos produce irritación. Si esto ocurre, lave con abundante agua y acuda al médico. Almacénesse en lugares frescos y ventilados.

### PRESENTACION

PET<sup>®</sup> -55 se suministra en canecas x 55 galones.

PET<sup>®</sup> es una marca registrada de Petrocaribe Ingeniería Ltda.  
Revisión: Agosto 28, 2007. Esta Ficha Técnica reemplaza cualquier edición anterior.

Calle 73 Vía 40-150 Bodega 2. Tel: (5) 3694690 - 3600558. Fax: (5) 3694691. Cel: (312) 6694625.  
Barranquilla, Colombia. e-mail: [info@petrocaribeingenieria.com](mailto:info@petrocaribeingenieria.com)

Fuente: PETROCARIBE Ingeniería Ltda.

## Anexo D. Ficha Técnica Solvente Mutal PET 200



# PET<sup>®</sup> - 200

## Solvente Mutuo

### DESCRIPCION GENERAL

**PET<sup>®</sup>-200** es un producto de alto poder de solvencia de resinas, el cual sinergiza la acción detergente de los tensoactivos y evita la adsorción de los inhibidores de corrosión en las formaciones, incrementando la solubilidad de los compuestos usados en las estimulaciones ácidas o con disolventes.

### PROPIEDADES FISICAS

|                             |                           |
|-----------------------------|---------------------------|
| Gravedad específica:        | 0.90 ± 0.01               |
| Color:                      | Líquido transparente.     |
| Flash Point (Copa Cerrada): | 144 °F                    |
| Solubilidad:                | En agua e hidrocarburos.  |
| Carga en solución:          | No iónico.                |
| Humectabilidad:             | Moja las arenas por agua. |

### DOSIFICACION

Las concentraciones más recomendadas de **PET<sup>®</sup>-200** oscilan entre el 4% y el 10%. Lo anterior no es sustituto de las pruebas de laboratorio.

### MANEJO y SEGURIDAD

Evite el contacto con la piel y los ojos. Use implementos de seguridad tales como gafas, guantes de neopreno y respiradores para productos químicos. El contacto con los ojos produce irritación. Si esto ocurre, lave con abundante agua y acuda al médico. Almacénese en lugares frescos y ventilados.

### PRESENTACION

**PET<sup>®</sup>-200** se suministra en canecas x 55 galones.

PET<sup>®</sup> es una marca registrada de Petrocaribe Ingeniería Ltda.

Revisión: Octubre 23, 2006. Esta Ficha Técnica reemplaza cualquier edición anterior.

Calle 73 Vía 40-150 Bodega 2. Tel: (5) 3694690 - 3600558. Fax: (5) 3694691. Cel: (312) 6694825.  
Barranquilla, Colombia. e-mail: [info@petrocaribeingenieria.com](mailto:info@petrocaribeingenieria.com)

Fuente: PETROCARIBE Ingeniería Ltda.

# VAR SOL MODIFICADO

## CONCEPTO DE JOHN L. GIDLEY



**“LOS TRATAMIENTOS CON VAR SOL MODIFICADO MUESTRAN BUENOS RESULTADOS”**

Santafé de Bogotá, abril 1 de 1996



PARA: DEPTO. INGENIERIA DE PETROLEOS CASABE  
Atr: Ing. Hebert Ferneyes

DE: DEPTO. DE YACIMIENTOS CENTRO ORIENTE

REF: Resultados Taller “Trabajos de Estimulación de Pozos”.

CE S A R V A S Q U E Z H.

**Fuente:** Memorando Taller Trabajos de Estimulación de Pozos, Departamento de Yacimientos Centro Oriente, Abril 1 de 1996

**Anexo F. Reseña Hoja de Vida del Ingeniero John L. Gidley,**



**Dr. John L. Gidley**  
**B.S.Ch.E. 1950; M.S.Ch.E. 1955; Ph.D. 1955;**  
**President, John L. Gidley & Associates, Inc.**

After earning three chemical engineering degrees from UT Austin, Dr. Gidley joined Humble Oil and Refining Company's Production Research Division in 1954. His 31-year career with Exxon was highlighted by many professional publications and the awarding of eight patents.

From 1968 to 1981, Dr. Gidley supervised Exxon's Subsurface Engineering Group, which was responsible for applying new techniques for well stimulation, cementing and sand control. In 1969 he invented, patented and fostered the application of a sandstone acidizing process which, within the first three years of its use, increased daily oil production at Exxon by more than 25,000 barrels. The Acid Mutual Solvent Method was widely applied throughout the oil industry, and royalties earned on the patent by Exxon's research affiliate more than covered Dr. Gidley's salary and benefits during his last 17 years of employment.

Dr. Gidley managed Exxon's engineering training program from 1971 to 1981. From 1982 to 1985, he oversaw collection of detailed engineering data on more than 2,000 acidizing and 500 fracturing treatments. This formed the basis of Exxon's detailed knowledge of well stimulation processes.

Dr. Gidley also contributed to oilfield technical literature. From 1969 to 1986, he chaired the American Petroleum Institute Subcommittee on Well Completion Materials, which produced several recommended practices on the evaluation of materials used in well stimulation and sand control. In 1979, he co-authored the Society of Petroleum Engineers monograph Acidizing Fundamentals, which became the industry reference. He was editor-in-chief of the Society of Petroleum Engineers monograph Recent Advances in Hydraulic Fracturing, published in 1989, which has become the authoritative work on this subject.

Upon retiring from Exxon in 1986, he organized a petroleum engineering consulting firm specializing in well stimulation and has been awarded six more patents. He was named a distinguished member of the Society of Petroleum Engineers in 1990 and received the Society's Distinguished Service Award in 1990 and its John Franklin Carl Award in 1992. In 1994, he was elected to the National Academy of Engineering. He is a member of the UT System's Chancellor's Council and the University's Littlefield Society and is a life member of Friends of Alec.


**Fuente:** Página Web visitada el día 8 de septiembre de 2008

<http://www.engr.utexas.edu/alumni/groups/distgrads/1999DG.cfm>

## Anexo G. Información del Producto Rust Buster

# RustBuster™ Pickling Solution

Product Information



### Applications

RustBuster™ derusting and pickling solutions are environmentally friendly formulations capable of deoxidizing a wide variety of metals through their powerful chelating action. RustBuster solutions of near-neutral pH, are prepared by mixing the proprietary FerroFree™ deruster additive with fresh water or light brines. RustBuster solutions also help provide longer-term protection by a passivity mechanism. They offer advantages in terms of safety and simplicity of operations when compared to traditional acid pickling methods, reducing the volume of products and equipment required.

### Features and Benefits

- FerroFree deruster is also a competent calcium-sequestering agent in the presence of iron, dissolving scales and other carbonate particles. Thus, RustBuster solutions can be used in combination with BJ proprietary polymer-linkage-specific enzymes to dissolve filter cake from drill-in fluids.
- The active ingredient (FerroFree deruster) is supplied as a concentrated liquid additive and is diluted to a concentration of typically 6-12% by volume. A winterized version is also available.
- The FerroFree concentration used to prepare a RustBuster solution will depend on BHST. RustBuster solutions offer a one-step treatment for multiple metallurgies, eliminating the need to apply inorganic and organic acid pickling solutions separately.
- RustBuster solutions quickly remove rust from metals through chemical action and by loosening surface deposits that can readily slough-off.
- RustBuster solutions react with rust, mill scale and the steel substrate itself, producing a protective film that coats the metal. This protection will last for several days or weeks. Depending on treatment variables, a gunmetal silver or light grey surface with a mildly passive surface is formed.
- RustBuster solutions have a near-neutral pH and thus require minimal handling precautions. Normal industrial hygiene procedures should be applied. Advice should be sought on the disposal of spent RustBuster solutions since they will contain dissolved metal cations. However, iron is not considered to be a toxic component.
- Provides a simple near neutral pH, single-step, efficient rust removal and metal protection treatment.
- Simplifies treatment design and logistics. Replaces application of multiple acid pickling solutions.
- May be used at sub-zero surface temperature (winterized version). Fluid heating is not required.
- Non-acidic, single-step, filter cake removal in combination with polymer-linkage-specific enzymes.
- Safe and simple to use.
- Easy disposal
- RustBuster solutions are compatible with elastomers so there is no need to remove valves. It is safe to use on chrome steels as long as fresh water or light brines are used as the carrier fluid. FerroFree deruster is also compatible with hydrocarbon solvents, including Paravan 25 systems, mutual solvents, acids and most stimulation additives.

**Fuente:** Página Web Visitada el día 17 de Octubre de 2008

<http://www.bjservices.com/website/index.nsf/P&S?openframeset>

## Anexo H. Información del Producto FerroFree™ , derusting Additive

# FerroFree™ Derusting Additive

Product Information



## Applications

FerroFree™ deruster is a specially formulated, environmentally friendly, biodegradable additive used to produce near-neutral derusting solutions. These solutions can remove rust from a wide variety of metals through their powerful chelating action. They also help provide longer-term protection by a passivation mechanism. FerroFree deruster offers advantages in terms of safety and simplicity of operations when compared to traditional acid pickling methods, reducing the volume of products and equipment required.

## Features and Benefits

- FerroFree deruster reacts with rust, mill scale and the steel substrate, producing a protective film that coats the metal. FerroFree deruster sequesters Fe<sup>++</sup> from the oxidized surface via sloughing and dissolving the rust. Iron converts into either an iron phosphate coating at the metal surface or into colloidal iron carbonate suspended in the solution. FerroFree deruster is a competent calcium-sequestering agent in the presence of iron, dissolving scales and other carbonate solids.
- FerroFree deruster is supplied as a concentrated liquid additive and is diluted to concentrations of 6-to-12% by volume. A winterized version is also available.
- FerroFree deruster reduces surface tension by as much as 50%, leaving metal surfaces, sandstone and limestone formations water-wet upon contact. It also prevents formation of water blocks.
- Solutions prepared with the FerroFree concentrate quickly remove rust from metals through chemical action and by loosening surface deposits that can readily slough-off.
- Provides a simple near neutral pH, single-step, efficient rust removal and metal protection treatment.
- Simplifies treatment design and logistics. Replaces application of multiple acid pickling solutions.
- May be used at sub-zero surface temperature (winterized version). Fluid heating is not required.
- Non-acidic, single-step, filter cake removal in combination with polymer-linkage-specific enzymes.
- Safe and simple to use.
- Easy disposal.
- The amount of FerroFree concentrate alone or in diluted concentration needed to prepare a derusting treatment solution will depend on BHST. FerroFree-based solutions offer a one-step treatment for multiple metallurgies, eliminating the possible need to apply inorganic and organic acid pickling solutions separately.
- FerroFree solutions are compatible with elastomers so there is no need to remove valves. It is safe to use on chrome steels as long as fresh water or light brines are used as the carrier fluid. FerroFree deruster is also compatible with hydrocarbon solvents, including Paravan 25 systems, acids and most stimulation additives. In acid solution, it controls iron precipitation and it can be used as a stand-alone iron control agent. It remains effective at low pH (below 2) where most iron control agents lose their effectiveness.

**Fuente:** Página web visitada el día 17 de Octubre de 2008

<http://www.bjservices.com/website/index.nsf/P&S?openframeset>

## Anexo I. Información del Producto Paravan-25

# PARAVAN-25

## Product Information



### Applications

Paravan-25 is a biodegradable, essentially non-toxic, high-boiling alternative to solvents specifically to remove asphaltene and wax deposits from mineral surfaces in the reservoir and leave behind a water-wet environment. Paravan-25 does not contribute to the depletion of the earth's stratospheric ozone layer. It contains no petroleum solvents, chlorine or heavy metals. The major component of Paravan-25 is derived from citrus, and it has a characteristic pleasant orange aroma. Paravan-25 is a terpene-based solvent blended with a speciality surfactant package. The surfactants in the Paravan-25 enable the asphaltene and wax deposits to be rinsed with water.

It is usually assumed that if asphaltene and wax deposition has occurred in the matrix, then the rock is oil-wet. Xylene has been used historically to remove these organic deposits. Xylene dissolves bulk asphaltene and wax deposits but does not have the ability to change the wettability of a sandstone because it is not polar and does not have a micellar structure. Paravan-25 effectively cleans the oil-wet surfaces and prevents re-adsorption of asphaltenes by making the surface water-wet.

### Features

#### Solvent for Asphaltic Deposits

Effectively dissolves and disperses asphaltic deposits in the reservoir matrix.

#### Solvent for Wax Deposits

Many types of waxy deposits are soluble with Paravan-25.

#### Water-Wets the Formation

Leaves the formation surfaces water-wet. Typical xylene treatments do not.

#### Crude Oil De-Emulsifier

The system is completely compatible with crude oil and will not cause emulsions.

#### Environmentally Safe

Safer for employees and the environment than xylene.

#### Cement Spacer for Oil-based Muds

Can be used in cement spacer systems to improve mud removal from oil-based systems.

### Benefits

Removes near wellbore skin damage caused by the accumulation of asphaltene and wax deposits.

Improves formation relative permeability to oil by cleaning the mineral surfaces in the matrix and changing an oil-wet environment to a strongly water-wet condition.

Prevents the re-adsorption of all polar aromatic components in crude oil during and after the treatment.

Will de-emulsify existing water/oil emulsions and prevent the generation of emulsions between the treatment fluid and the crude oil.

Reduces acid-induced asphaltene sludging when used as a pre-flush to acidizing treatments.

**Fuente:** Página web visitada el día 05 de septiembre de 2008

<http://www.bjservices.com/website/index.nsf/P&S?openframeset>

Anexo J. Composición del Bactericida X-Cide 207

**WorldOil.com**  
The oilfield information source

composite catalog   world oil magazine   info center   industry directory

Energy Links | About Us | Contact Us | Help

Go to bottom

| Product Tradename | Description                       | Recommended for these systems |           |                         |            |                |          |                |                      | Product Function |           |           | Available from: |
|-------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-----------|-------------------------|------------|----------------|----------|----------------|----------------------|------------------|-----------|-----------|-----------------|
|                   |                                   | Water-base fluids             |           |                         |            |                |          |                |                      | Primary          | Secondary | Secondary |                 |
|                   |                                   | Non-dispersed                 | Dispersed | Calcium-treated Polymer | Low solids | Saturated salt | Oil-base | Synthetic-base | Air, mist, foam, gas |                  |           |           |                 |
| XAN-PLEX          | Xanthan gum polymer               | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        | X              |                      | V                | RDF       | BHDF      |                 |
| XAN-PLEX D        | Xanthan gum polymer               | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        | X              |                      | V                | RDF       | BHDF      |                 |
| XAN-PLEX L        | Ligno Xanthan gum dispersion      | X                             | X         | X                       | X          | X              |          |                |                      | V                | RDF       | BHDF      |                 |
| XANVIS            | Completion grade xanthan gum      | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        |                | X                    | V                |           | Kelco     |                 |
| XANVIS L          | Completion grade liq. xanthan gum | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        |                | X                    | V                |           | Kelco     |                 |
| XC-102            | B (glutaraldehyde)                | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        |                | X                    | B                |           | Aquanes   |                 |
| XC-102W           | Wintenzed B (glutaraldehyde)      | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        |                | X                    | B                |           | Aquanes   |                 |
| XC-207            | Solid isothiazolone               | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        |                | X                    | B                |           | Aquanes   |                 |
| XCD POLYMER       | Dry xanthan biopolymer            | X                             |           | X                       |            |                |          |                |                      | WBC              | V         | FR        | BJ              |
| X-CIDE 102        | Bicide                            | X                             | X         | X                       | X          | X              |          |                |                      | B                |           |           | BJ              |
| X-CIDE 102        | Glutaraldehyde bactericide        | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        |                |                      | B                |           |           | BHDF            |
| X-CIDE 207        | Isythiazolone-base biocide-powder | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        |                | X                    | B                |           |           | BHDF            |
| XG VIS            | Xanthan gum                       | X                             | X         | X                       | X          | X              | X        |                |                      | V                |           |           | Fluids Mgmt     |

Fuente: Página Web, visitada septiembre 18 de 2008, [www.worldoil.com/infocenter](http://www.worldoil.com/infocenter)

[J Appl Bacteriol.](#) 1994 Jun;76(6):576-82.

[Related Articles, Links](#)

## Resistance of *Pseudomonas aeruginosa* to isothiazolone.

[Brozel VS](#), [Cloete TE](#).

Department of Microbiology and Plant Pathology, University of Pretoria, South Africa.

This investigation was to determine whether *Pseudomonas aeruginosa* could acquire resistance to the bactericide isothiazolone, and what the nature of such a resistance mechanism would be. The *Pseudomonas* was cultured in nutrient-limited broth in the presence of sub-inhibitory concentrations of isothiazolone (a mixture of 1.15% 5-chloro-N-methylisothiazolone (CMIT) and 0.35% N-methylisothiazolone (MIT)). Three cultures tested in parallel adapted gradually during exposure for 15 d from an initial minimum inhibitory concentration (MIC) of 300 microliters l<sup>-1</sup> to 607 microliters l<sup>-1</sup>. The three parallel cultures adapted at similar rates, so the adaptation was not ascribed to mutation but to a specific mechanism. Resistant cells did not produce any extracellular isothiazolone-quinching compounds nor undergo detectable alterations in their lipopolysaccharide layer. In wild cells, a 35 kDa outer membrane protein (protein T) was detectable, whereas resistant cells lacked this protein. Production of protein T was suppressed within 24 h of exposure to isothiazolone. It was still suppressed after 72 h of growth in isothiazolone-free medium. It is proposed that *Ps. aeruginosa* acquires resistance to isothiazolone by a process of adaptation where the outer membrane protein T is suppressed.

PMID: 8027006 [PubMed - indexed for MEDLINE]


**Fuente:** Página Web, visitada el 16 de septiembre de 2008

[http://www.ncbi.nlm.nih.gov/entrez/query.fcgi?cmd=Retrieve&db=PubMed&list\\_uids=8027006&dopt=Abstract](http://www.ncbi.nlm.nih.gov/entrez/query.fcgi?cmd=Retrieve&db=PubMed&list_uids=8027006&dopt=Abstract)

Anexo L. Información del Producto Clay Treat-3C

# CLAY TREAT-3C

Product Information



**Technical Data**

|                      |                              |
|----------------------|------------------------------|
| Chemistry:           | Quaternary ammonium chloride |
| Physical State:      | Liquid                       |
| Color:               | Clear                        |
| Odor:                | Amine                        |
| Specific Gravity:    | 1.015                        |
| pH (Neat):           | 5-9 (Normally 6-7)           |
| Boiling Point:       | 212°F (100°C)                |
| Freezing Point:      | -30°F (-34°C)                |
| Volatility (%):      | Approximately 60             |
| Solubility in Water: | 100%                         |
| Solubility in Oil:   | 0                            |
| Shelf Life:          | 2 years                      |
| Nature of Charge:    | Cationic                     |
| Viscosity:           | 6 cps                        |

**Competitive Products**

Cla-Fix II, B-48 and ClaySet 4.

**References**

Material Safety Data Sheet

5/98

Fuente: Página web visitada el día 10 de septiembre de 2008

[http://www.bjservices.com/website/ps.nsf/0/8200BA8E7CAC05A286256A64005CEF76/\\$file/ST-CLAYTREAT3C.pdf](http://www.bjservices.com/website/ps.nsf/0/8200BA8E7CAC05A286256A64005CEF76/$file/ST-CLAYTREAT3C.pdf)

**Anexo M**, Concepto de Experto en Diagnóstico de Daño de Formación L.H. Novak (Exxon Production Research Company)

**Exxon Production Research Company**

**Guidelines for Formation Damage Diagnosis, Prevention, and Removal**

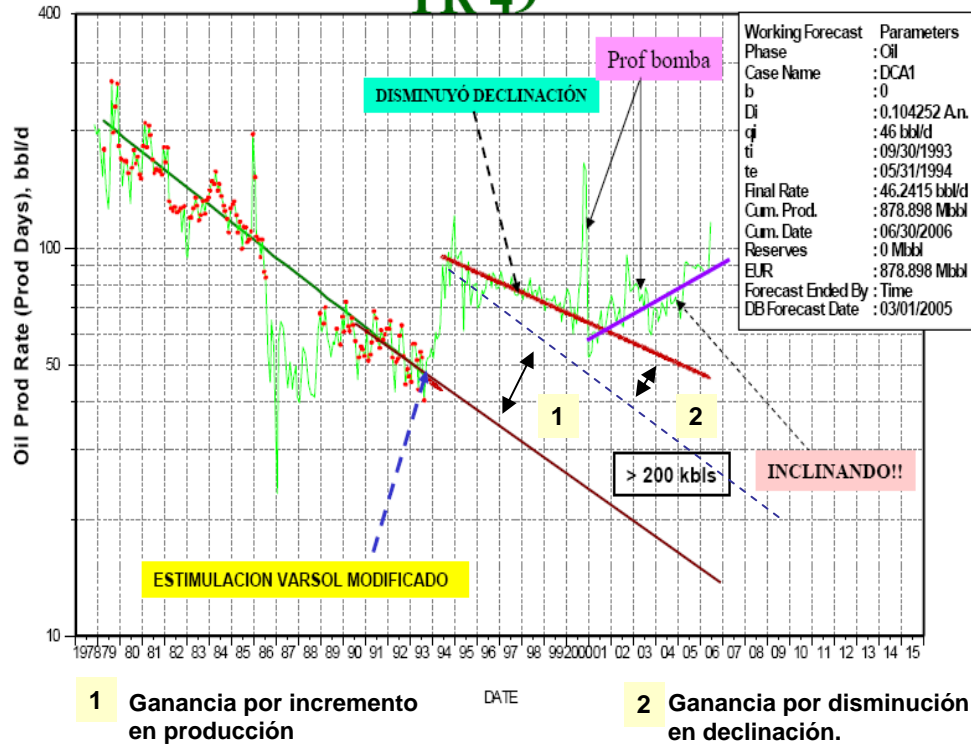
L. H. Novak

Formation Damage Diagnosis, Prevention, and Removal

| Factors and Practices Favoring Damage  | Damage Diagnosis (in priority order)  | Prevention   | Removal<br>(Many of these treatments use hazardous chemicals. See Table 9. Chemical Hazard Information.)   |
|--|---|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fines production is most frequent:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- In unconsolidated reservoirs,</li> <li>- In high rate wells, and/or</li> <li>- After the onset of water production (because most fines are water wet)</li> </ul> </li> <li>• Temporary fines production sometimes occurs after:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Workovers due to loss of aqueous fluids or</li> <li>- Acid treatments due to dissolution of cementing minerals.</li> </ul> </li> </ul> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Review well/field history for recent changes in water cut, PI declines associated with a pressure surge, evidence of produced fines, and response to HF-acid or backflush treatments.</li> <li>2. Perform core flow tests using field cores and formation brine to evaluate rate-related damage effects.</li> </ol> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Minimize drawdown.</li> <li>• Bring wells on-stream slowly to minimize pressure surges.</li> <li>• Minimize damage/drawdown by perforating underbalanced in a compatible, filtered brine.</li> <li>• Ensure that all perforations are open.</li> </ul> <div style="border: 1px solid red; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>Clay stabilizers are not effective for preventing fines mobilization.</p> </div> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Acidize with a 3-stage HF-acid treatment.</li> <li>• Backflush formation with diesel or a compatible brine.</li> <li>• See Table 8. Guidelines for Sandstone Acidizing Treatments.</li> </ul> |

**Fuente:** NOVAK L.H. Guidelines for Formation Damage Diagnosis, Prevention and Removal, EXXON Production Research Company

## MODIFICACIÓN PROPIEDADES YACIMIENTO YR 49



**Fuente:** Tomado de FERNEYNES Heberth, Conferencia Daño de Formación y Estimulación en Cantagallo. Expuesta en Campo Yariguí-Cantagallo en Junio 5 de 2007