

**DETERMINACIÓN DE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL A  
PARTIR DE RESULTADOS DE ESTIMULACIONES PREVIAS  
APLICADAS AL HORIZONTE VILLETAS DE DOS CAMPOS DE LA  
CUENCA DEL PUTUMAYO**

**MARIO FERNANDO MEZA REVELO  
NICOLÁS QUIROGA ARCILA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**DETERMINACIÓN DE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL A  
PARTIR DE RESULTADOS DE ESTIMULACIONES PREVIAS  
APLICADAS AL HORIZONTE VILLETA DE DOS CAMPOS DE LA  
CUENCA DEL PUTUMAYO**

**MARIO FERNANDO MEZA REVELO  
NICOLÁS QUIROGA ARCILA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director**

**RICHARD ALEJANDRO BRICEÑO MORENO  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## **AGRADECIMIENTOS**

A nuestro director, ingeniero Richard Briceño, por su apoyo durante todo el proyecto.

Al ingeniero Jorge Italo Bahamón, por el apoyo brindado y por su constante guía durante el desarrollo de la monografía.

Al ingeniero Edison García Navas, por sus observaciones como calificador y por sus buenas opiniones acerca de la monografía.

A todos los profesores de la especialización por brindarnos su conocimiento y ayudarnos a crecer profesionalmente.

A nuestras familias y amigos, porque su motivación y apoyo fueron esenciales para concluir exitosamente este trabajo y esta especialización.

Gracias infinitas.

*A Dios, por su constante guía e inspiración.  
A mis padres, Rosa Margarita y Mario Fernando, por su amor y su apoyo en todos mis proyectos de vida. Siempre valoraré los esfuerzos que hacen por sacarnos adelante.  
A mis hermanos, Claudia Marcela y José Alejandro, por su amistad, respeto y confianza.  
A mis familiares, cuyas valiosas enseñanzas me han hecho una persona con grandes valores.  
A mis amigos y amigas de infancia, colegio, universidad, trabajo y especialización, son parte importante de mi vida y he aprendido mucho de cada uno de ustedes.  
A Nicolás Quiroga, fue un gusto haber podido compartir la especialización y el desarrollo de ésta monografía. Hicimos un excelente trabajo. Gracias a usted y a su familia por todo el apoyo.  
A Diana Orfelina, tu amor, compañía y apoyo han sido muy valiosos para culminar con éxito todas mis metas.*

*Mario Fernando Meza Revelo*

*Quiero agradecerles a todas las personas que intervinieron en la realización de la presente monografía, a las directivas y profesores de la Universidad Industrial de Santander que durante dos años me aportaron sus conocimientos.*

*Pero quiero dedicar especialmente a mi familia que han estado atentos al desenvolvimiento de mi formación profesional, a mi Papá, Nelson Quiroga Briceño, a Mi Mamá, Mónica Arcila Gaviria y a mis hermanos, Daniel y Ana María y en forma especial a Whenly Guerrero Arenas por su apoyo incondicional y permanente en la culminación de éste trabajo de grado.*

*A mi compañero y amigo Mario Fernando Meza un sincero agradecimiento por su dedicación y esfuerzo.*

*Nicolás Quiroga Arcila*

## TABLA DE CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	16
1. CUENCA DEL PUTUMAYO, FORMACIONES Y CAMPOS DE ESTUDIO	18
1.1 GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO	19
1.2 FORMACIONES ESTRATIGRÁFICAS DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO	21
1.2.1 Formación Caballos	21
1.2.2 Formación Villeta	22
1.3 CAMPOS DE ESTUDIO	23
1.3.1 Campo 1	24
1.3.2 Campo 2	30
2. ESTIMULACIONES MATRICIALES REALIZADAS EN LA FORMACIÓN VILLETA	38
2.1 ESTIMULACIÓN DE POZOS	38
2.1.1 Estimulación Matricial	39
2.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	39
2.3 DAÑO DE FORMACIÓN	40
2.3.1 Impacto del daño de formación en la productividad	41
2.3.2 Caracterización del daño a la formación	42
2.3.3 Tipos de daño de formación	42
2.4 TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL	51
2.4.1 Limpieza de la cara del pozo	51
2.4.2 Tratamiento de Estimulación Matricial	52
2.5 SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO	52
2.5.1 Selección del fluido principal	52
2.5.2 Selección del Preflujo	56
2.5.3 Selección del Postflujo	56

2.5.4 Aditivos de los fluidos de estimulación matricial	57
2.6 DAÑO DE FORMACIÓN EN EL HORIZONTE VILLETA	59
2.7 ESTIMULACIONES MATRICIALES REALIZADAS EN EL CAMPO 1	61
2.7.1 Estimulación matricial Pozo 1-7	62
2.7.2 Estimulación matricial Pozo 1-11	65
2.8 ESTIMULACIONES MATRICIALES REALIZADAS EN EL CAMPO 2	67
2.8.1 Estimulación Matricial Pozo 2-4	68
2.8.2 Estimulación Matricial Pozo 2-8	70
3. EVALUACIÓN DE LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES EFECTUADAS EN LOS POZOS DE ESTUDIO A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN	73
3.1 INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS ANTES Y DESPUÉS DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN	73
3.1.1 Evaluación Datos de producción del Pozo 1-7	74
3.1.2 Evaluación Datos de producción del Pozo 1-11.	77
3.1.3 Evaluación Datos de Producción del Pozo 2-4.	80
3.1.4 Evaluación Datos de Producción del Pozo 2-8.	82
4. SELECCIÓN DE FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL PARA LA FORMACIÓN VILLETA	85
4.1 GUIA DE SELECCIÓN DE FLUIDOS	85
4.1.1 Guía de selección de Fluidos para Formaciones de Carbonatos	86
4.1.2 Guía de selección de Fluidos para Formaciones de Areniscas	87
4.1.3 Diagrama de flujo Para Selección de Fluidos	88
4.2 FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN PROPUESTOS	91
4.2.1 Fluido de estimulación para disolución de depósitos orgánicos	93
4.2.2 Fluidos de estimulación para disolución de depósitos inorgánicos	93
4.2.3 Fluidos de estimulación para disolución y control de finos	95
4.2.4 Tratamientos Recomendados	95

5. CONCLUSIONES	98
6. RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFÍA	101

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de localización general	18
Figura 2. Columna estratigráfica tipo de la Cuenca del Putumayo	20
Figura 3. Estado Mecánico Pozo 1-7	26
Figura 4. Estado Mecánico Pozo 1-11	29
Figura 5. Estado Mecánico Pozo 2-4	34
Figura 6. Estado Mecánico Pozo 2-8	36
Figura 7. Evaluación de la Estimulación Pozo 1-7	76
Figura 8. Evaluación de la estimulación Pozo 1-7 – Otros Parámetros	76
Figura 9. Evaluación de la estimulación Pozo 1-11	79
Figura 10. Evaluación de la estimulación Pozo 1-11 – Otros Parámetros	79
Figura 11. Evaluación de la Estimulación Pozo 2-4	81
Figura 12. Evaluación de la estimulación Pozo 2-4 – Otros Parámetros	81
Figura 13. Evaluación de la estimulación Pozo 2-8	83
Figura 14. Diagrama de Flujo Para Selección de Fluidos	89

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Formaciones Presentes en el Pozo 1-7	27
Tabla 2. Características Lodos de Perforación Villeta - Pozo 1-7	28
Tabla 3. Formaciones Presentes en el Pozo 1-11	30
Tabla 4. Características Lodos de Perforación Villeta - Pozo 1-11	31
Tabla 5. Formaciones Presentes en el Pozo 2-4	33
Tabla 6. Características Lodos de Perforación Villeta - Pozo 2-4	35
Tabla 7. Formaciones Presentes en el Pozo 2-8	37
Tabla 8. Características Lodos de Perforación Villeta - Pozo 2-8	37
Tabla 9. Salmuera NH <sub>4</sub> Cl	62
Tabla 10. Bencina-Alcohol-Xileno	63
Tabla 11. Mezcla de Ácido Fórmico y Acético	64
Tabla 12. Salmuera KCl	66
Tabla 13. Tratamiento con HCl	66
Tabla 14. Tratamiento Control y Disolución de Finos	70
Tabla 15. Datos de Producción Formación Villeta del Pozo 1-7	75
Tabla 16. Datos de Producción Formación Villeta del Pozo 1-11	78
Tabla 17. Datos de Producción Formación Villeta del Pozo 2-4	80
Tabla 18. Datos de Producción Formación Villeta del Pozo 2-8	84
Tabla 19. Guía de Selección de Fluidos para Preflujo	90
Tabla 20. Guía de Selección de Fluidos para <i>Mud Acid</i>	90
Tabla 21. Guía de Selección de Fluidos para Postflujo	92

## RESUMEN

**TÍTULO:** DETERMINACIÓN DE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL A PARTIR DE RESULTADOS DE ESTIMULACIONES PREVIAS APLICADAS AL HORIZONTE VILLETA DE DOS CAMPOS DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO.\*

**AUTORES:** MARIO FERNANDO MEZA REVELO  
NICOLÁS QUIROGA ARCILA \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Estimulación matricial, fluidos de estimulación, daño de formación.

### DESCRIPCIÓN:

Con el fin de eliminar o disminuir los efectos causados por el daño de formación, una opción recomendable es la aplicación de tratamientos de estimulación matricial. Estos tratamientos generalmente se diseñan a partir de información mineralógica, petrofísica y características del daño de formación. Un adecuado diseño ayuda a asegurar que los fluidos de tratamiento sean compatibles con los minerales de la formación y actúen removiendo el daño.

Para los pozos que producen hidrocarburos a partir de la Formación Villeta, no es posible realizar un diseño de tratamientos de estimulación matricial de manera convencional, puesto que no se cuenta con toda la información necesaria, ya que la Formación Villeta no era el objetivo inicial de los pozos. Estos pozos se perforaron y completaron para producir a partir de la Formación Caballos; tiempo después, la formación Villeta se cañoneó en los mismos pozos y se puso en producción.

Los tratamientos de estimulación matricial aplicados en la formación Villeta, inicialmente eran diseñados teniendo en cuenta indicios de mecanismos de daño evidenciados durante la producción y por sus resultados en otros pozos con similares características. A partir de estos tratamientos aplicados previamente, analizando sus efectos en la producción de cada pozo, y considerando recomendaciones de guías establecidas para selección de fluidos de estimulación, se determinaron y recomendaron algunos tratamientos de estimulación matricial, con el objetivo de expandir las estimulaciones a más pozos para reducir el daño de formación en la Formación Villeta.

Los fluidos determinados y propuestos para estimulación matricial de la Formación Villeta, son aquellos que presentaron buenos resultados en las estimulaciones evaluadas en el presente trabajo y que al correlacionar con guías de selección de fluidos, presentan similitudes en sus parámetros de aplicación.

---

\* Monografía de Especialización

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Richard Briceño, Ingeniero de Petróleos.

## ABSTRACT

**TITLE:** DETERMINATION OF THE MATRIX STIMULATION FLUIDS FROM RESULTS OF PREVIOUS STIMULATIONS APPLIED TO THE VILLETA HORIZON OF TWO FIELDS IN THE PUTUMAYO BASIN. \*

**AUTHORS:** MARIO FERNANDO MEZA REVELO  
NICOLÁS QUIROGA ARCILA \*\*

**KEYWORDS:** Matrix stimulation, stimulation fluids, formation damage.

### DESCRIPTION:

In order to eliminate or reduce the effects caused by formation damage, a recommendable option is the application of matrix stimulation treatments. These treatments are generally designed from mineralogical and petrophysical information, and characteristics of formation damage. A proper design helps to ensure that treatment fluids are compatible with formation minerals and act removing the damage.

For wells which produce hydrocarbons from the Villeta Formation, it is not possible to design matrix stimulation treatments conventionally, because the necessary information is incomplete, since Villeta Formation was not the initial objective of the wells. These wells were drilled and completed to produce from Caballos Formation; later, Villeta Formation was perforated in the same wells and put into production.

Matrix stimulation treatments applied in Villeta Formation were initially designed taking into account damage mechanisms evidenced during production and results in other wells with similar characteristics. From these treatments previously applied, analyzing their effects on the production of each well, and considering recommendations of established guides for selection of stimulation fluids, some matrix stimulation treatments were determined and recommended with the aim of expanding the stimulations to more wells in order to reduce formation damage in the Villeta Formation.

Determined and proposed fluids, for matrix stimulation of Villeta Formation, were those that showed good results in the stimulations that were evaluated in this work and that correlating with fluid selection guides, presented similarities in their application parameters.

---

\* Specialization Monograph.

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director: Richard Briceño, Petroleum Engineer.

## INTRODUCCIÓN

En la vida productiva de los campos petroleros se presentan caídas en la producción, las cuales no siempre se deben a declinaciones en la presión del yacimiento, sino que se producen por obstrucciones en la cara de los pozos, las cuales se pueden remediar mediante estimulaciones y tratamientos en dichas zonas afectadas. El éxito de estos tratamientos dependerá del adecuado diseño de los mismos, los cuales deben ser compatibles con los minerales de la formación y deben remover el daño presente.

La formación Villeta en la cuenca del Putumayo no está exenta de los diferentes tipos de daño a la formación, con un agravante adicional: los pozos actualmente perforados tenían como objetivo la formación Caballos, posteriormente se descubrió que la formación Villeta tiene gran potencial de hidrocarburos, por lo cual se cañoneó esta zona y se ha venido produciendo de la misma en algunos pozos; debido a lo anterior los posibles mecanismos de daño en la formación se podrían haber acentuado a causa de las altas densidades de los fluidos utilizados para la construcción del pozo durante dicha fase y las operaciones inherentes a la explotación. Otra condición agravante es que la información relevante para el desarrollo de un análisis integrado de daño de formación es escasa, lo que hace aún más complejo el diseño óptimo de fluidos de estimulación encaminados a minimizar dicho daño. Debido a esto, los trabajos de estimulación se han diseñado basados en los indicios de mecanismos de daño de formación evidentes en los pozos y las respuestas en producción a dichos tratamientos.

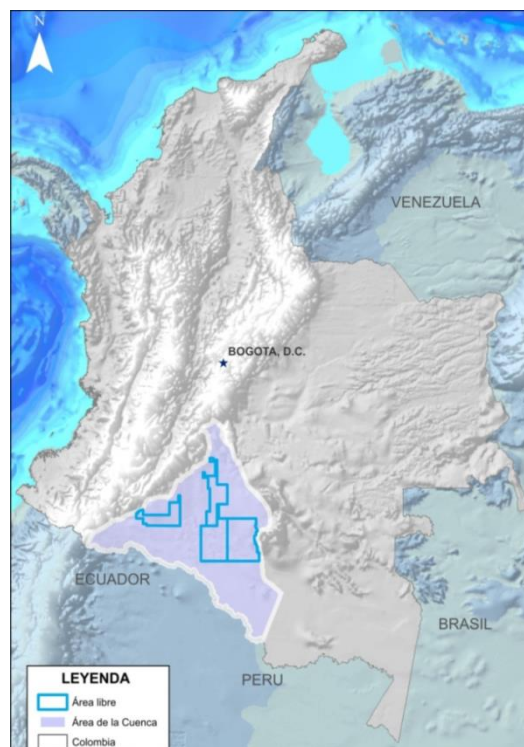
Dada la necesidad inminente de optimización de producción en los campos del área, es necesario optimizar los trenes de fluidos que den como resultado

incrementales volumétricos. A partir de estos trabajos ya realizados, considerando la respuesta del yacimiento a las estimulaciones y basándonos en guías establecidas de selección de fluidos de estimulación, es posible determinar un tren de fluidos que remueva la mayor cantidad de daño de formación en el horizonte Villeta, impactando, así en su productividad.

## 1. CUENCA DEL PUTUMAYO, FORMACIONES Y CAMPOS DE ESTUDIO

La cuenca sedimentaria Caguán-Putumayo está localizada en el suroeste de Colombia y abarca una región de 110.304 km<sup>2</sup> (Figura 1); al norte se localiza el sector Caguán y al sur el sector Putumayo. Limita al occidente con la Cordillera Oriental y al oriente con el Escudo de Guyana; al norte con la Serranía de la Macarena y al sur con el límite internacional con Ecuador.<sup>1</sup> Los campos de estudio hacen parte del sector sur de la cuenca, el cual, para efectos del presente proyecto se denominará como Cuenca del Putumayo.

**Figura 1. Mapa de localización general**



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Sistemas Hidrocarbúricos y análisis de Plays en la cuenca Caguán-Putumayo. Septiembre, 2009. 2 p

<sup>1</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Sistemas Hidrocarbúricos y análisis de Plays en la cuenca Caguán-Putumayo. Septiembre, 2009. 2 p.

## 1.1 GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO

La exploración de hidrocarburos en la Cuenca del Putumayo se ha enfocado en la búsqueda de trampas de tipo estructural en las Formaciones Caballos, Villeta y Pepino. La Cuenca del Putumayo posee dos estilos estructurales diferentes. Uno ubicado al oriente del sistema de fallas Orito, Loro y Hormiga caracterizado por un fallamiento de poco desplazamiento y baja deformación, de edad pre – Eocena, asociado a una inversión tectónica y dirección preferencial NNE-SSW. (Norte-Norte-Este, SurSur-Oeste) La otra zona corresponde al sector occidental de la Cuenca; esta zona sufrió una tectónica más activa, donde se produjeron fallamientos inversos, con varios pulsos y/o reactivaciones de fallas. Esta área fue afectada durante la Orogenia Andina y es allí donde se encuentran el mayor número de campos.<sup>2</sup>

La sección estratigráfica corresponde al ciclo sedimentario Cretáceo y Terciario; muy poca atención se le ha dado al Jurásico y la parte Pre - Jurásica. Se han identificado como sistemas petrolíferos los intervalos de las Formaciones Villeta y Caballos del periodo Cretáceo.<sup>3</sup> En la Figura 2 se muestra la Columna estratigráfica de la cuenca del Putumayo.

En cuanto a la migración de Hidrocarburos en la cuenca, la evaluación geoquímica del aceite encontrado en las rocas definidas como generadoras ofrece poca evidencia para inferir una migración vertical, las trazas de aceite no son exactamente iguales que los extractos obtenidos de la roca fuente; el crudo puede venir del oeste o de áreas profundas aún no perforadas.

De acuerdo con los modelamientos geoquímicos, el hidrocarburo migró lateralmente desde zonas de roca fuente activa localizadas por fuera del límite actual de la cuenca, debajo de la Cordillera Andina. Esta hipótesis sugeriría un

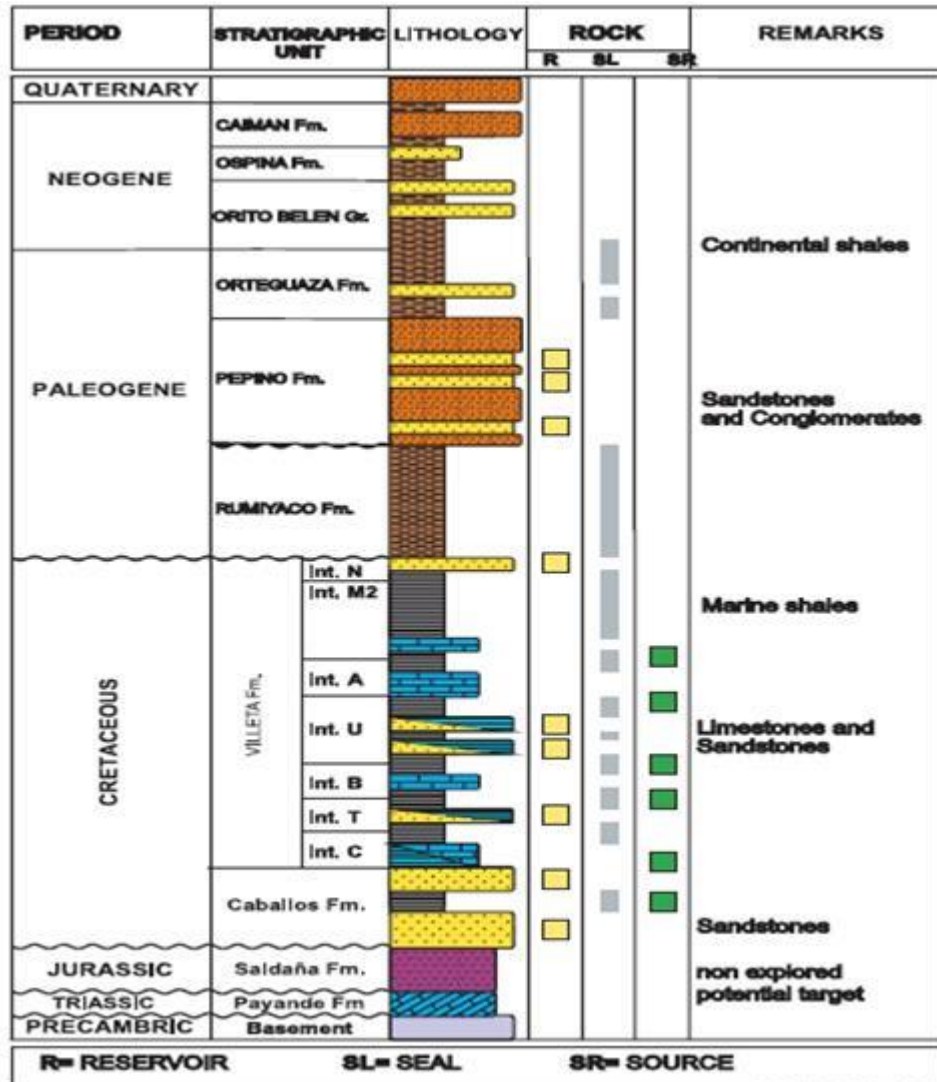
---

<sup>2</sup> TORO, Leonardo; RODRIGUEZ, Viviana. Estudio del daño a la formación para diseñar la estimulación en los pozos productores de la cuenca del Putumayo área occidental. Bogotá, 2011. 50 p.

<sup>3</sup> Ibid., p. 51.

importante proceso de expulsión desde las formaciones Caballos y Villeta durante el Mioceno- Plioceno temprano en el sur de la cuenca.<sup>4</sup>

**Figura 2. Columna estratigráfica tipo de la Cuenca del Putumayo**



**Fuente:** BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007. 58 p

<sup>4</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op cit. 15 p.

## 1.2 FORMACIONES ESTRATIGRÁFICAS DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO

Como se mencionó anteriormente, los intervalos de las formaciones Caballos y Villeta se han identificado como sistemas petrolíferos en la cuenca del Putumayo, por lo cual, a continuación se presenta una breve descripción geológica solamente de estas formaciones.

**1.2.1 Formación Caballos<sup>5</sup>.** La Formación Caballos a lo largo del piedemonte aflora en varios sitios. Su desarrollo se presenta en la parte occidental y central de la cuenca; se acuña hacia el Oriente contra el basamento económico. En general, los estudios realizados a esta formación indican un ambiente de deposición dominado por corrientes fluviales y/o mareas. Durante el Cretáceo Temprano, la Cuenca del Putumayo, se encontraba sujeta a procesos erosivos. En el Aptiano se inicia un gran ciclo transgresivo, con pequeñas caídas del nivel del mar, que da origen a la deposición de las Formaciones Caballos y Villeta.

A nivel de yacimientos, la Formación Caballos está dividida litológicamente en cuatro unidades descritas de base a techo así:

**Unidad 1:** Predominio de areniscas cuarzosas y ocasionalmente calcáreas de grano grueso, color predominante blanco y crema con pobre selección, angular a subangular y bien consolidada. Se observa localmente feldespato meteorizado y algunos niveles de Carbón. Se presentan niveles de arcillas de color gris a negro.

**Unidad 2:** Predominio de arenisca de color gris a marrón de grano medio a grueso, bien consolidada. Se observan ocasionalmente trazas de pirita y glauconita. Las intercalaciones de lutita son más carbonosas.

**Unidad 3:** Caracterizada por intercalaciones más gruesas de lutita. La arena varía entre café, gris y blanca, de gruesa a conglomerática y ocasionalmente calcárea. La lutita varía desde gris limosa ocasionalmente arenosa a negra micácea piritosa.

---

<sup>5</sup> TORO, Leonardo; RODRIGUEZ, Viviana. Op cit. 52 p.

**Unidad 4:** Presenta niveles glauconíticos de areniscas café a verde oscura, grano fino a medio, con cemento calcáreo, muy glauconítica y baja porosidad.

La litología de la Formación está constituida por una secuencia principalmente de areniscas intercaladas con lutitas y algunas delgadas láminas de carbón. Las capas arenosas son predominantemente cuarzoarenitas. El espesor de la Formación Caballos decrece de Occidente a Oriente, donde se acuña contra el basamento económico. Los mayores espesores se localizan en el sector suroccidental, presentando un máximo de 527 ft. El contacto inferior contra el basamento es una superficie erosiva y el contacto superior con la Formación Villeta es concordante.

**1.2.2 Formación Villeta.** La Formación Villeta descansa normalmente sobre la Formación Caballos pero su límite superior a veces es disconforme, a veces paraconforme con la Formación Rumiyaco y, a veces fallado con las Formaciones Rumiyaco y Pepino. Su espesor oscila entre 1000 y 1250 ft. Compuesta principalmente por lodolitas de color gris muy oscuro a negro, con estratificación fina y laminación plana paralela a ondulosa paralela.

Actualmente se reconocen dos Miembros: el Villeta Inferior y el Villeta Superior.<sup>6</sup>

**Villeta Inferior:** se reconocen 6 intervalos litoestratigráficos que representan periodos de sedimentación marina interrumpidos por periodos de aporte continental. Las facies más gruesas, *grainstone*, *packstone*, *packstone /wackstone* se caracterizan por la presencia de bivalvos, ostreidos y en menor proporción gasterópodos y equinodermos, fragmentos de conchas generalmente recristalizados y sin una orientación preferencial, peloides micritizados y glauconita con bioclastos.

---

<sup>6</sup> BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007. 59 p.

**Villeta Superior:** predominan las facies arcillosas y limosas y en menor proporción facies calcáreas generalmente como delgados niveles de *wackstone* y *packstone* de bioclastos. Las facies finas se interpretan como depósitos de plataforma media a externa con ocasionales depósitos de tormenta que corresponderían a las facies calcáreas. La depositación del Miembro Villeta Superior se produce en respuesta a una subida del nivel base; se evidencia en el cambio facial y en los valores altos del registro *Gamma Ray* - GR que corresponde a arcillas principalmente.

Existen tres horizontes de areniscas en la formación Villeta que se destacan por contener potencial hidrocarburífero, las arenas N, U y T; de acuerdo a informes, durante la perforación proveniente de esos intervalos de profundidad el lodo salió manchado con aceite (crudo) y fuerte emanación de gas.

### **1.3 CAMPOS DE ESTUDIO**

La mayoría de los campos en la cuenca del Putumayo fueron cañoneados inicialmente para producir hidrocarburos a partir de las areniscas de la formación Caballos como objetivo principal. Posteriormente, debido a la declinación en la producción y a un significativo aumento del corte de agua, se decidió aislar la formación Caballos en algunos pozos y cañonear zonas de interés en la formación Villeta. Los intervalos arenosos y calcáreos de la formación Villeta siempre fueron un objetivo secundario en los campos de la cuenca del Putumayo, pero esta formación resultó demasiado compleja durante las perforaciones, debido a que presentaba zonas sobrepresionadas, zonas de pérdida de circulación y zonas de derrumbe, lo que conllevó al uso de lodos de alto peso (entre 12,5 y 15,5 lpg), bombeo de material controlador de pérdidas de circulación (Cascaquilla de arroz, cáscara de nuez, Carbonatos de Calcio, etc); lo cual genera un alto daño de formación. Ahora que se quiere que la formación Villeta sea el principal yacimiento productor en la zona, es necesario remediar el alto daño que se causó durante la

perforación, ya que la producción se ha visto restringida y se requiere su incremento mediante estimulación.

La cuenca del Putumayo cuenta con varios campos petroleros. El presente trabajo se limita a dos de estos campos.

A continuación se presenta una descripción de los campos de estudio y las principales características de los pozos en los que se ha estimulado el horizonte Villeta con el fin de contrarrestar el daño a la formación generado durante las etapas de perforación de los mismos para producir desde la formación Caballos.

Nota: Por cuestiones de confidencialidad de la información, los nombres de los campos de estudio y de los pozos fueron modificados.

**1.3.1 Campo 1.** Según los resultados obtenidos del cubrimiento sísmico efectuado en 1981 la estructura de Campo 1 se define como un anticlinal alargado, cuyo eje principal sigue una dirección Sur- Norte; su flanco oriental se encuentra afectado por una falla inversa, con un sistema de fallas satélites inversas de dirección general Noreste-Sureste, que divide básicamente la estructura del Campo 1 en tres bloques: Sur, Intermedio y Norte, notándose un hundimiento de los bloques de la dirección norte.

Las dimensiones de la estructura son aproximadamente 8 km de largo por 2 km de ancho en su cierre más bajo, para un total de aproximadamente 16 km de superficie.

El primer pozo del campo 1 en la cuenca del Putumayo se terminó de perforar en febrero de 1968, presentando gran capacidad de producción. Actualmente, aunque varios pozos todavía producen Hidrocarburos desde la formación Caballos, en algunos esta formación se ha aislado (debido más que todo a aumentos en el corte de producción de agua) y se ha cañoneado intervalos

productores en la formación Villeta. Hasta la fecha, el Campo 1 cuenta con 16 pozos productores, de los cuales 6 se mantienen activos.

La producción de los intervalos de la formación Villeta en el Campo 1 ha dado buenos resultados, pero con el tiempo ha ido declinando, debido principalmente a mecanismos de daño en la cara de los pozos.

Con el fin de contrarrestar el daño a la formación se han realizado trabajos de estimulación en algunos pozos; estos trabajos de estimulación se analizarán en detalle más adelante. A continuación se describen los pozos del Campo 1 que han sido estimulados.

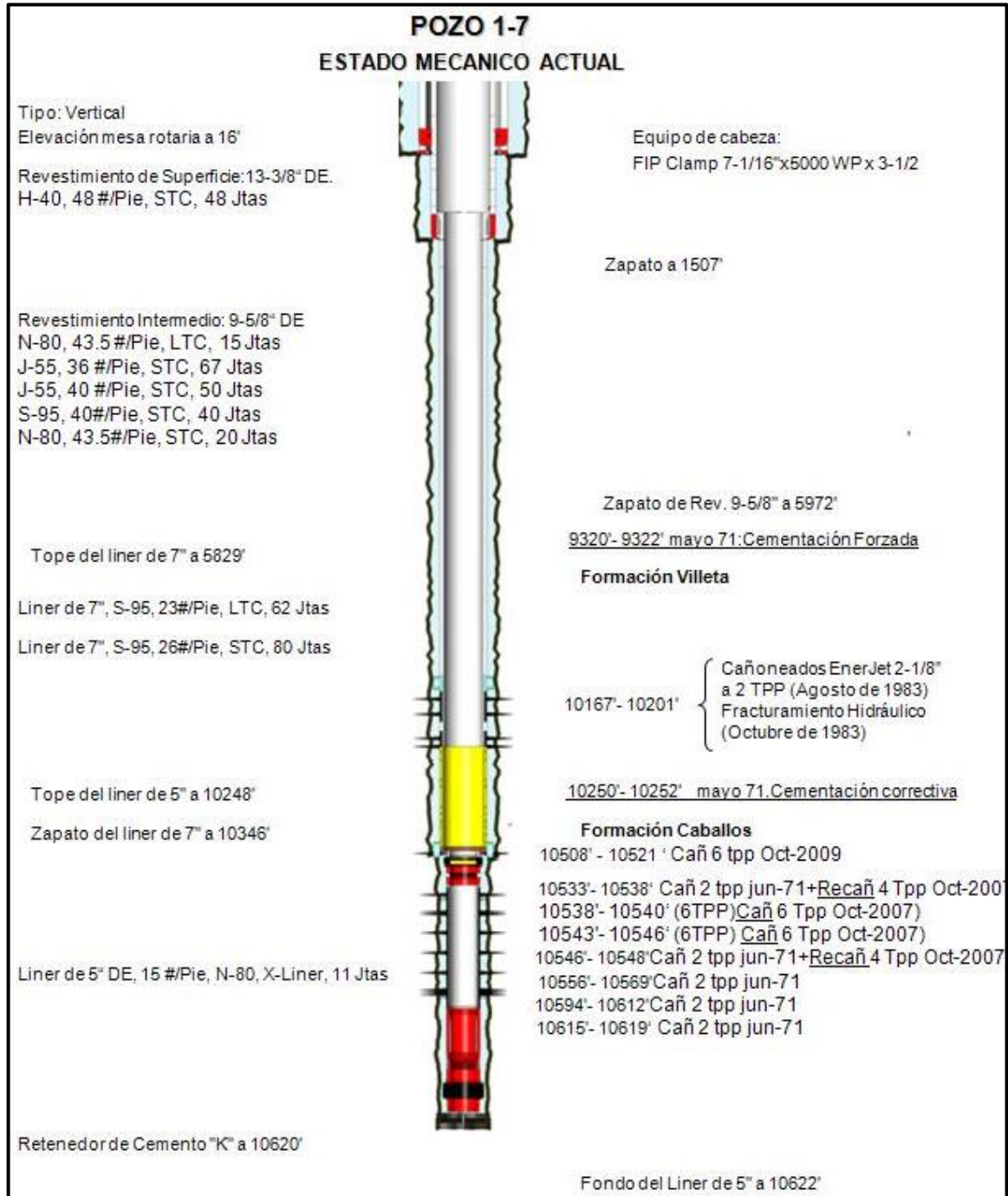
**Pozo 1-7:** La perforación inició el 5 de abril y terminó el 31 de mayo de 1971 con una profundidad total de 10622 ft. Fue completado el 4 de Junio de 1971 y se cañonearon cinco intervalos correspondientes a la formación Caballos, presentando pruebas de producción con caudales altos y bajo corte de agua. Inicialmente produjo por flujo natural, después se instaló sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Luego de años de producción, se aisló la formación Caballos y se completó la formación Villeta, aumentando la producción. Para producir de la formación Villeta, el sistema de levantamiento artificial se cambió a Bombeo Hidráulico y posteriormente de nuevo a Bombeo mecánico.

En la Figura 3 se presenta el estado mecánico actual del Pozo 1-7.

En la Tabla 1 se presentan las formaciones presentes en el Pozo 1-7 y la profundidad de los topes de cada una.

**Figura 3. Estado Mecánico Pozo 1-7**



**Fuente:** Base de datos del Pozo

**Tabla 1. Formaciones Presentes en el Pozo 1-7**

<b>FORMACIÓN</b>	<b>TOPE MD (ft)</b>
PEPINO	6246
RUMIYACO	7561,65
VILLETA	9412
VILLETA N	9441,89
BASE VILLETA N	9462,25
VILLETA M	9830
CALIZA A	10031,8
VILLETA U	10128,4
CALIZA B	10269
VILLETA T	10344,8
CALIZA C	10421
CABALLOS	10480
CABALLOS U4	10480
CABALLOS U3	10508
CABALLOS U2	10548
CABALLOS U1	10620
MOTEMA	10704,5

**Fuente:** Reportes de Geomecánica del pozo

Desde que entró en producción la formación Villeta en el Pozo 1-7, se han presentado problemas por taponamiento de las bombas debido a escamas inorgánicas y caída en la productividad del pozo, lo anterior relacionado al daño generado durante la perforación, donde se utilizaron lodos pesados al atravesar la formación Villeta.

En la Tabla 2 se presentan las características principales de los lodos de perforación usados a la profundidad correspondiente a la formación Villeta en el Pozo 1-7:

**Tabla 2. Características Lodos de Perforación Villeta - Pozo 1-7**

Intervalo	Densidad (lpg)	Viscosidad (Seg)	Filtrado (c.c en 30 min)	VP/YP	pH	Sólidos (%v)	Geles (inicial/10 min)	Calcio (ppm)
9410'-9700'	15,7	57	2,1	41/32	9	32	6/18	110
9700'-10400'	15,7	56	1,7	40/30	9,2	32	6/16	110

**Fuente:** Reportes de perforación del Pozo

**Pozo 1-11:** La perforación inició el 6 de junio y terminó el 25 de julio de 2002 con una profundidad total de 10784 ft. Fue completado el 12 de agosto de 2002 y se cañoneó un intervalo de la unidad 2 perteneciente a la formación Caballos. El pozo produjo por flujo natural solamente con este intervalo cañoneado y posteriormente se instaló sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible. En el 2003 se decidió cañonear un intervalo de la unidad 1 y dos intervalos de la unidad 3, pero su productividad disminuyó, ya que se incrementó fuertemente el corte de agua. Después de varios reacondicionamientos, aislamientos de intervalos cañoneados y recañoneos, se logra disminuir un poco el corte de agua y aumentar la productividad, pero esta rápidamente cae.

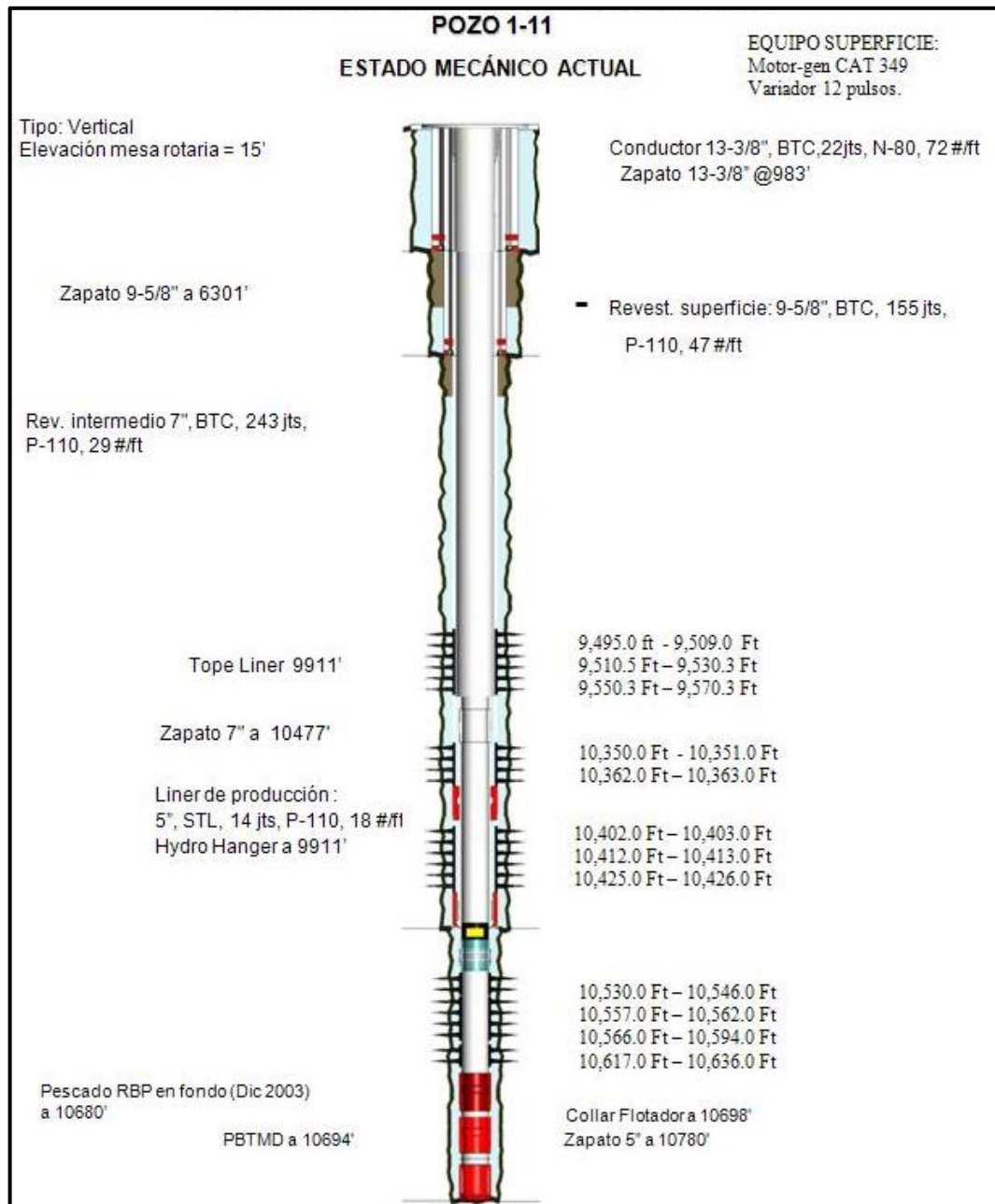
Debido al bajo potencial de producción que presentaba el pozo, se decidió cañonear y evaluar cinco intervalos correspondientes a la arena T de la formación Villeta.

En la Figura 4 se presenta el estado mecánico actual del Pozo 1-11 y en la Tabla 3 se presentan las formaciones presentes en el pozo y la profundidad de los topes de cada una.

En este pozo también se han presentado problemas por daño, ya que los aportes de los intervalos cañoneados en Villeta son bastante bajos. El daño se le atribuye

a los lodos pesados utilizados durante la perforación de Villeta y los que se hubieran podido generar durante el completamiento y cañoneo.

**Figura 4. Estado Mecánico Pozo 1-11**



**Fuente:** Base de datos del Pozo

**Tabla 3. Formaciones Presentes en el Pozo 1-11**

<b>FORMACIÓN</b>	<b>TOPE MD (ft)</b>
ORTEGUAZA	5850
PEPINO	6280
RUMIYACO	7576
VILLETA	9441
VILLETA N	9457
BASE VILLETA N	9477,23
VILLETA M	9847
CALIZA A	10059
VILLETA U	10133
CALIZA B	10273
VILLETA T	10342,6
CALIZA C	10440
CABALLOS	10465
CABALLOS U4	10465
CABALLOS U3	10496
CABALLOS U2	10547
CABALLOS U1	10636
MOTEMA	10723

**Fuente:** Reportes de Geomecánica del pozo

En la Tabla 4 se presentan las características principales de los lodos de perforación usados a la profundidad correspondiente a la formación Villeta en el Pozo 1-11.

**1.3.2 Campo 2.** El mapa estructural elaborado inicialmente para el Campo 2 muestra un anticlinal alargado, formando en sus partes central y sur, dos pequeños domos separados entre sí por una angostamiento, sin embargo, no hay razones para truncar la estructura en dos, por lo cual la estructura se compone por un solo cierre.

**Tabla 4. Características Lodos de Perforación Villeta - Pozo 1-11**

Intervalo	Densidad (lpg)	Viscosidad (Seg)	Filtrado (c.c en 30 min)	VP/YP	pH	Sólidos (%v)	Geles (inicial/10 min)
9000'-9500'	13,5	45	5,2	23/15	10	22	4/10
9500'-10000'	13,5	58	5,4	26/15	9,5	26	4/10
10000'-10500'	13,5	52	5,2	26/15	9,5	26	4/9

**Fuente:** Reportes de perforación del Pozo

Esta estructura se extiende en forma elongada de sur a Norte y sus dimensiones son aproximadamente 9.5 km de largo por 2 km de ancho.

El flanco oriental está parcialmente afectado por una falla y su forma es típica de las estructuras desarrolladas al Occidente de dicha falla, las cuales son producto de los movimientos tectónicos del terciario superior.

El primer pozo del Campo 2 se terminó de perforar en julio de 1965; se cañoneó la formación Caballos, presentando buen caudal de producción de hidrocarburos y bajo corte de agua. Al igual que en el Campo 1, en algunos pozos con bajo potencial se aisló la formación Caballos y se cañonearon las areniscas de la Formación Villeta, las cuales presentaron buen potencial de producción. Actualmente, el Campo 2 cuenta con 15 pozos productores.

Aunque los pozos donde se cañoneó la formación Villeta en el Campo 2 presentaron una buena producción inicialmente, esta se ha visto afectada con el tiempo. Es posible aumentar el potencial de los pozos eliminando los mecanismos de daño que se generaron durante la perforación y los generados durante la producción. Para eliminar el daño a la formación se han realizado trabajos de estimulación en algunos pozos del campo, los cuales se discutirán en los capítulos siguientes.

A continuación se presentan algunas características de los pozos del Campo 2 que han sido estimulados.

**Pozo 2-4:** La perforación de este pozo empezó el 22 de Junio y terminó el 1 de Agosto de 1969 con una profundidad total de 10725 ft. Se terminó de completar el 11 de Agosto de 1969; se cañonearon cinco intervalos correspondientes a la formación Caballos, de los cuales se obtuvo una alta producción de crudo con cero porcentajes de agua; el pozo produjo inicialmente por flujo natural, pero se cambió a sistema de levantamiento por Gas Lift. La productividad del pozo fue cayendo progresivamente al mismo tiempo que aumentaba el corte de agua.

Después de varios trabajos de reacondicionamiento y estimulaciones sin éxito, se decidió aislar la formación Caballos y evaluar la arenisca T de la formación Villeta, la cual se probó productora con un buen potencial de producción. El pozo empezó a producir desde la formación Villeta por flujo natural, pero tiempo después se instaló sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico ya que el pozo dejó de fluir naturalmente. Tiempo después, el pozo dejó de fluir completamente, y después de realizar mantenimientos y pruebas de presión, el yacimiento se declaró agotado. El pozo queda inactivo por 9 años, después de los cuales se decide evaluar el potencial de producción de las arenas de la formación Pepino. Se cañonearon tres intervalos dando como resultado pequeños caudales de crudo con bajo corte de agua; el pozo es completado con bombeo mecánico. Debido a su bajo potencial, se decide cañonear y hacer pruebas de productividad selectiva a la formación Villeta (arenas N y T).

Las evaluaciones realizadas a la formación Villeta dieron resultados positivos en cuanto al potencial de producción de la misma, por lo cual se reCompleta el pozo y se empieza a producir. Tiempo después se detectan problemas en la productividad, los cuales están relacionados a daños en la cara del pozo, debido principalmente a depósitos de orgánicos e inorgánicos, reducción de permeabilidad por migración de finos y el daño generado durante la perforación

del pozo debido a la utilización de lodos pesados en la etapa de perforación de la formación Villeta.

En la Tabla 5 se presentan las formaciones presentes en el Pozo 2-4 y la profundidad de los topes de cada una y en la Figura 5 se presenta el estado mecánico actual del pozo.

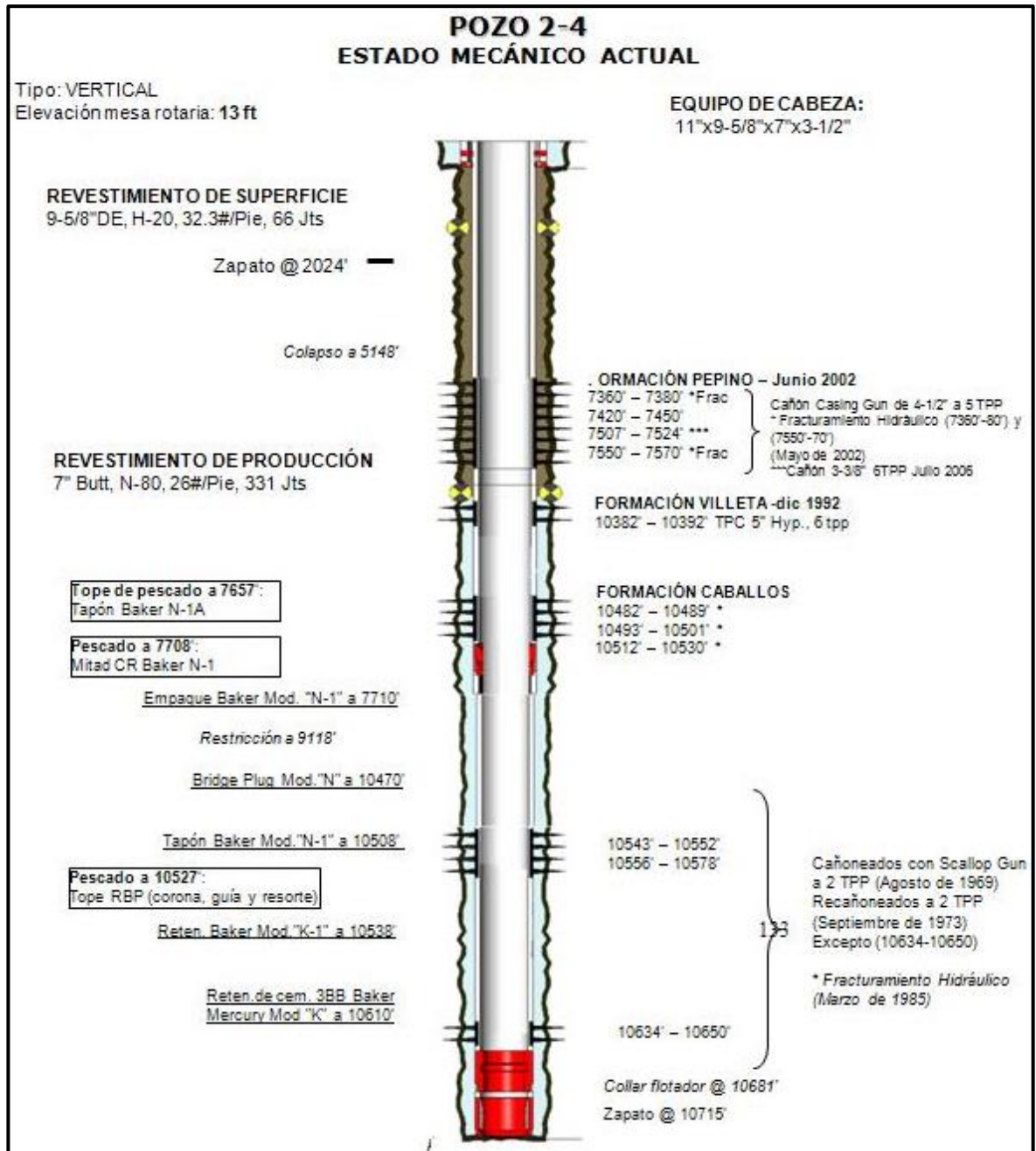
**Tabla 5. Formaciones Presentes en el Pozo 2-4**

FORMACIÓN	TOPE MD (ft)
ORTEGUAZA	5796
PEPINO	6237
RUMIYACO	7588,07
VILLETA	9398
VILLETA N	9413,84
BASE VILLETA N	9432,99
VILLETA M	9800,34
CALIZA A	10022,7
VILLETA U	10111,7
CALIZA B	10248,5
VILLETA T	10319,2
CALIZA C	10395,8
CABALLOS	10471
CABALLOS U4	10471
CABALLOS U3	10491
CABALLOS U2	10534
CABALLOS U1	10616
MOTEMA	10685

**Fuente:** Reportes de Geomecánica del pozo

En la Tabla 6 se presentan las características principales de los lodos de perforación usados a la profundidad correspondiente a la formación Villeta en el Pozo 2-4.

**Figura 5. Estado Mecánico Pozo 2-4**



Fuente: Base de datos del Pozo

**Tabla 6. Características Lodos de Perforación Villeta - Pozo 2-4**

Intervalo	Densidad (lpg)	Viscosidad (Seg)	Filtrado (c.c en 30 min)	VP/YP	pH	Sólidos (%v)	Calcio (ppm)	Aceite (%v)
9350'-9800'	11,8	49	4,5	30/12	8,8	18	185	10
9800'-10500'	12,1	53	3,2	35/16	8,5	20	200	9

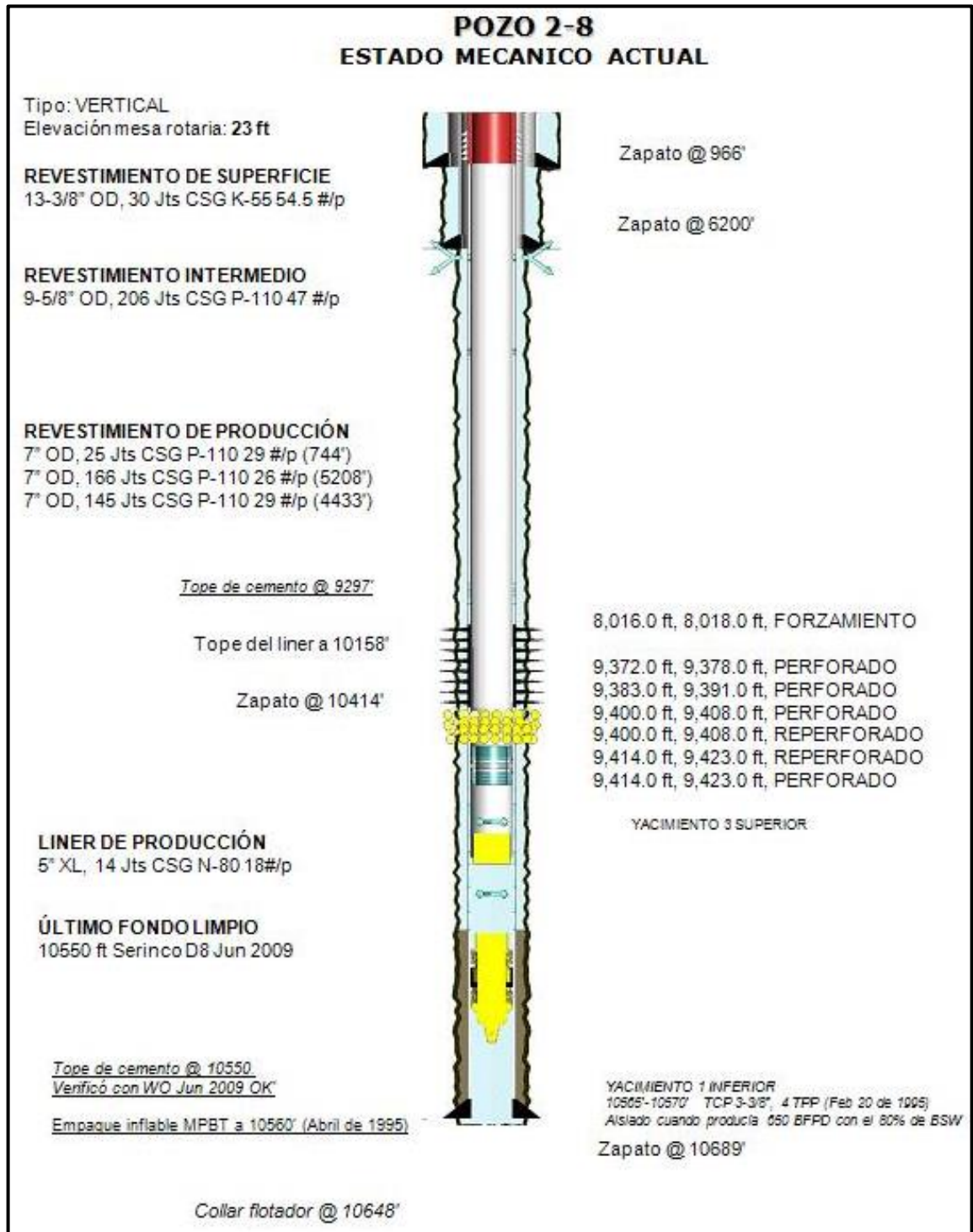
**Fuente:** Reportes de perforación del Pozo

**Pozo 2-8:** La perforación de este pozo comenzó el 30 de enero y terminó el 9 de abril de 1988 con una profundidad total de 10755 ft. Se terminó de completar el 8 de agosto del mismo año; se cañonearon seis intervalos correspondientes a la formación Caballos obteniendo buena producción con bajo corte de agua. El pozo se completó con sistema de levantamiento por bombeo mecánico. Se decidió realizar una estimulación ácida, la cual no tuvo éxito ya que se aumentó fuertemente el corte de agua. Después de una serie de cementaciones remediales sin resultados satisfactorios se decidió abandonar el pozo debido a problemas mecánicos.

Años más tarde se decide cañonear y evaluar los potenciales de productividad de la formación Villeta. Los resultados de las evaluaciones fueron positivos, por lo cual se decide reactivar el pozo. Es completado con bombeo electrosumergible y produce con alto caudal y bajo corte de agua. Posteriormente se presentan problemas en la productividad del pozo debido a depósitos orgánicos e inorgánicos, adicional al daño generado durante la perforación por el uso de lodos pesados.

En la Figura 6 se presenta el estado mecánico actual del Pozo 2-8 y en la Tabla 7 se presentan las formaciones presentes en el pozo y la profundidad de los topes de cada una.

**Figura 6. Estado Mecánico Pozo 2-8**



Fuente: Base de datos del Pozo

**Tabla 7. Formaciones Presentes en el Pozo 2-8**

FORMACIÓN	TOPE MD (ft)
ORTEGUAZA	5760
PEPINO	6210
RUMIYACO	7580
VILLETA	9371
VILLETA N	9398.5
BASE VILLETA N	9418.67
VILLETA M	9794.37
CALIZA A	10018.1
VILLETA U	10110.5
CALIZA B	10264.7
VILLETA T	10322
CALIZA C	10387.2
CABALLOS	10469
CABALLOS U4	10469
CABALLOS U3	10488
CABALLOS U2	10535
CABALLOS U1	10612
MOTEMA	10682

**Fuente:** Reportes de Geomecánica del pozo

En la Tabla 8 se presentan las características principales de los lodos de perforación usados a la profundidad correspondiente a la formación Villeta en el Pozo 2-8.

**Tabla 8. Características Lodos de Perforación Villeta - Pozo 2-8**

Intervalo	Densidad (lpg)	Viscosidad (Seg)	Filtrado (c.c en 30 min)	VP/YP	pH	Sólidos (%v)	Geles (inicial/10 min)
9280'-9680'	12	51	5	22/18	9,5	19	5/16
9680'-10470'	12	57	4,8	24/18	9,5	20	6/18

**Fuente:** Reportes de perforación del Pozo

## **2. ESTIMULACIONES MATRICIALES REALIZADAS EN LA FORMACIÓN VILLETA**

Los pozos mencionados en el capítulo 1 fueron candidatos para estimulación matricial en las formaciones de areniscas del horizonte Villeta, con el fin de aumentar la productividad de cada uno disminuyendo el daño de formación ocasionado por los lodos pesados utilizados durante la perforación y el daño que se pudo haber generado durante la producción (migración de finos, depósitos orgánicos e inorgánicos, etc). Los efectos de las estimulaciones servirán para determinar qué tipos de fluidos son compatibles con esta formación y expandir los trabajos a los demás pozos que producen a partir de la misma.

### **2.1 ESTIMULACIÓN DE POZOS**

La estimulación consiste en una serie de tratamientos o procesos que tienen por objetivo eliminar el daño de formación y facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o viceversa.

Cuando la inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones por debajo de la presión de fractura, la estimulación será matricial, la cual tiene la finalidad de eliminar el daño presente y restaurar la permeabilidad a su valor original. En cambio, si se excede la presión de fractura de la roca, será una estimulación por fracturamiento, el cual tiene la finalidad de crear canales de alta permeabilidad por medio de la disolución química de parte de la matriz de la roca, por este motivo, la permeabilidad creada es mayor que la original de la formación<sup>7</sup>. Las estimulaciones realizadas a los campos de estudio y objeto del presente trabajo son del tipo matricial.

---

<sup>7</sup> ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991. 25 p.

**2.1.1 Estimulación Matricial.**<sup>8</sup> La estimulación matricial se logra al inyectar un fluido (ácido o solvente), en formaciones de areniscas con el fin disolver y/o dispersar materiales que perjudican la producción del pozo, y en formaciones de carbonatos para crear nuevos canales de flujo entre el pozo y el yacimiento.

El éxito de un tratamiento de estimulación matricial depende de varios factores, entre ellos los siguientes: selección de los pozos candidatos, caracterización del daño de formación, determinación de la técnica de estimulación, diseño del tratamiento, ejecución del trabajo y evaluación del tratamiento.

El desarrollo de un tratamiento de estimulación matricial incluye muchas tareas y una metodología, las cuales son ejecutadas con base en la mejor información y datos disponibles, los cuales usualmente no están completos. Esto no significa que el tratamiento no será exitoso, ya que el proceso es un ciclo continuo que inicia con la fase de diagnóstico del proceso de diseño, seguido de la fase de ejecución y por último la evaluación, con el fin de desarrollar mejoras.

## **2.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS**<sup>9</sup>

El proceso de selección consiste en identificar pozos que presentan baja productividad en relación con su potencial, y evaluar posibles problemas mecánicos, ya que una baja producción no es evidencia de una productividad dañada; puede ser el resultado de limitaciones en el pozo (sistema de levantamiento artificial, tamaño del *tubing* inadecuado, etc) que no pueden ser resueltas por los tratamientos de estimulación matricial.

Dependiendo de la información disponible de geología, petrofísica e ingeniería de yacimientos, se pueden usar diferentes variables para determinar los pozos con

---

<sup>8</sup> ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation, Tercera Edición. Schlumberger, 2000. Cap.13, 1 p.

<sup>9</sup> *Ibíd.*, Cap 13, 4p

baja productividad y realizar comparaciones con otros pozos del campo; en pozos de crudo se puede tener en cuenta el Índice de Productividad (IP), el índice de productividad por espesor neto (IP/h), la tasa de producción por día (BOPD), o el factor de daño *Skin* (s).

Una vez que el potencial de producción del pozo es establecido (con la menor incertidumbre posible a partir de la *data* disponible), puede compararse con la producción actual. La relación entre la tasa de producción actual y la tasa de producción teórica puede ser usada como indicador del desempeño del pozo. Los valores de producción teóricos se obtienen a partir de datos del yacimiento.

Una vez que el pozo es diagnosticado como “de bajo rendimiento o baja productividad”, se deben determinar las razones. Una vez que las razones mecánicas son descartadas como la causa potencial de la baja producción, los pozos se convierten en *candidatos para estimulación*.

Los pozos que se estimularon en los campos 1 y 2 fueron seleccionados como candidatos debido al bajo potencial que presentaban, además de identificar acción de daño de formación durante la producción misma, y daño de formación durante la perforación (debido al uso de lodos pesados), durante la cementación y completamiento.

A la fecha, no se ha realizado estudios detallados del daño de formación presente en el horizonte Villeta, se tienen varios indicios de posibles problemas, los cuales se han tenido en cuenta a la hora de diseñar los tratamientos y evaluar la respuesta de la formación a los mismos.

## **2.3 DAÑO DE FORMACIÓN**

El daño de formación está definido como cualquier impedimento al flujo de fluidos en un pozo causado por la reducción en la permeabilidad en las cercanías de la

cara del pozo, cambios en la permeabilidad relativa de la fase de hidrocarburos y restricciones en el completamiento mismo.

**2.3.1 Impacto del daño de formación en la productividad<sup>10</sup>.** La estimulación matricial se hace exitosa por su aplicación en la región cercana a la cara del pozo, la cual controla la productividad del mismo. El daño en esta área disminuye significativamente la producción al restringir el flujo de fluidos desde la formación.

La ecuación de estado estable para un pozo de crudo es la siguiente:

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141,2B\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

k(md): permeabilidad

h(ft): espesor del yacimiento

P<sub>e</sub>(psi): presión del yacimiento

P<sub>wf</sub> (psi): presión de fondo fluyendo

B(RB/STB): factor volumétrico de formación

μ(cp): viscosidad

r<sub>e</sub>(ft): radio de drenaje

r<sub>w</sub>(ft): radio del pozo

s: efecto *skin*

El efecto *skin* total (s) es un término adimensional usado para tener en cuenta la caída de presión adicional en el área de la cara del pozo que resulta del daño a la formación y otros factores (ej: perforaciones inadecuadas, completamiento parcial). Los valores del efecto *skin*, determinados a partir de pruebas de presión, varían típicamente desde 0 a más de 100. El efecto *skin* es positivo si se presenta una caída de presión adicional, y negativo si la P<sub>wf</sub> actual es menor que la P<sub>wf</sub>

---

<sup>10</sup> *Ibíd.*, Cap. 13, 6 p.

ideal. Por ejemplo, fracturas naturales en un yacimiento o un pozo desviado contribuyen a un efecto *skin* negativo del efecto *skin* total.

Para un pozo con un efecto *skin* igual a 100, una reducción a 10 puede exhibir un incremento de seis veces en la productividad. Una reducción de efecto *skin* de 100 a 0 representa un incremento de 14 veces en la productividad. Aunque una reducción a 0 no es usualmente realista en areniscas, una reducción a valores menores a 10 es una expectativa razonable.

Como se puede ver, una mínima reducción en el daño de formación puede generar grandes beneficios en la productividad de un pozo.

**2.3.2 Caracterización del daño a la formación.** La caracterización del daño es esencial antes de la selección de los fluidos de tratamiento y el diseño del mismo. La caracterización del daño se realiza usando pruebas de laboratorio, técnicas de registros e historia de los pozos. Es necesario un estudio detallado para desarrollar una lista de presuntos daños a partir de la información disponible. Normalmente múltiples tipos de daño son considerados cuando se diseña el tratamiento, todos los que se sospeche que estén presentes en el pozo.<sup>11</sup>

A continuación se presenta los tipos de daño de formación y sus principales características.

**2.3.3 Tipos de daño de formación.** Los tipos de daño a la formación, de acuerdo al mecanismo de su creación, se clasifican en naturales e inducidos.<sup>12</sup>

Los daños naturales son los que ocurren principalmente como resultado de la producción de los fluidos del yacimiento. Los daños inducidos son el resultado de operaciones externas desarrolladas en el pozo tales como la perforación, el

---

<sup>11</sup> *Ibíd.*, Cap. 13, 8 p.

<sup>12</sup> *Ibíd.*, Cap. 14, 4 p.

completamiento, trabajos de reparación, tratamientos de estimulación u operaciones de inyección.

Los siguientes se consideran daños naturales:

- **Migración de Finos**<sup>13</sup>

La migración de partículas en el fluido producido puede generar daño a la formación. Cuando las partículas que causan daño provienen de la formación, se les conoce usualmente como *finos*. Los finos se pueden puentear en las gargantas de poro en la zona cercana a la cara del pozo y reducir la productividad del mismo. Estos pueden ser de diferentes materiales incluyendo arcillas y limos. La distinción entre los tipos de arcilla depende en su mayoría del arreglo de los átomos en su estructura cristalina, más que de su fórmula química. Estas diferencias estructurales determinan el área superficial expuesta a los fluidos del yacimiento para cada arcilla; la reactividad de la arcilla es función de su área superficial. La localización de la arcilla también es crítica para su reactividad; las arcillas autogénicas se encuentran en la garganta de poro como relleno o revestimiento, estas tienen una gran área superficial expuesta en los poros por lo que pueden ser reactivas. Las arcillas detríticas son parte del material de la matriz original. Las arcillas detríticas usualmente son menos reactivas que las autogénicas porque tienen menos área superficial en contacto con los fluidos en los poros.

Las arcillas también pueden actuar como cemento, manteniendo los granos de la matriz unidos. Actuando como cemento, la arcilla puede reaccionar con fluidos tales como ácido y agua, desagregando la formación. Si la arcilla cementante está protegida por cuarzo sobrecrecido, lo que es común en muchas areniscas, la arcilla no será reactiva.

Sólo las arcillas autogénicas, las arcillas cementantes no protegidas y unas pocas arcillas detríticas en el límite de los poros se pueden considerar como mecanismos

---

<sup>13</sup> *Ibíd.*, Cap. 14. 5 p.

de daño potencial. El simple hecho de que la roca contenga arcilla no significa que ésta sea reactiva y se genere daño por migración de finos.

- **Hinchamiento de arcillas**<sup>14</sup>

Las arcillas pueden cambiar su volumen cuando cambia la salinidad del fluido que viaja a través de la formación. Los cambios en la permeabilidad de la formación, como resultado de la alteración de las arcillas, son debido a la cantidad, localización y tipo de minerales de arcilla dentro de la formación. La cantidad total de arcilla dentro de la formación no necesariamente indica posibles cambios potenciales en la permeabilidad. La localización de la arcilla con respecto al flujo de fluidos y su estado químico en el momento del contacto son los responsables de los cambios. Predecir la respuesta de una arcilla al flujo de agua es casi imposible sin pruebas.

Las arcillas que comúnmente presentan hinchamiento son la esmectita y las mezclas de esmectita. La esmectita se hincha al tomar agua dentro de su estructura; esto puede incrementar su volumen hasta en un 600%, reduciendo significativamente la permeabilidad. Si la esmectita ocupa solamente las gargantas de poro más pequeñas, no representará un problema serio; sin embargo, si ocupa las gargantas de poro más grandes, es capaz de crear una barrera casi impermeable al flujo si se hincha.

- **Escamas Inorgánicas**

Como se describe en el paper “Effects of oilfield scale deposition on oil production from horizontal Wells”<sup>15</sup>, las escamas inorgánicas son compuestos que se encuentran disueltos en el agua y que se precipitan como resultado en la variación de las condiciones termodinámicas y fisicoquímicas en el ambiente donde se encuentran. El agua de formación, que puede estar estable a condiciones de

---

<sup>14</sup> Ibíd., Cap. 14, 6 p.

<sup>15</sup> OLUFEMI, Bamidele, et al. Effects of oil field scale deposition on oil production from horizontal wells. Department of Petroleum Engineering. University of Ibadan. Nigeria, 2009. 91 p.

yacimiento, se puede sobresaturar con algún ión cuando la presión disminuye o por cambios de temperatura. A parte de la presión y la temperatura, la depositación de escamas inorgánicas está influenciada por gases disueltos, viscosidad del flujo, sitios que favorecen la nucleación, en resumen, cualquier cosa que altere el equilibrio de la solución.

Las siguientes escamas inorgánicas se encuentran entre las más problemáticas:

**Carbonato de Calcio o Calcita ( $\text{CaCO}_3$ )<sup>16</sup>:** Se forma cuando hay una disminución en la presión en aguas ricas en iones Calcio y bicarbonato. La depositación también se puede ver afectada cuando hay liberación de  $\text{CO}_2$ , el pH incrementa su valor haciendo que las altas concentraciones de calcio sean inestables.

**Sulfato De Bario ( $\text{BaSO}_4$ )<sup>17</sup>:** Es una forma poco común de depósito de sulfato, pero causa graves problemas. Casi cualquier combinación de Bario con iones de sulfato causa precipitación. Es muy difícil el trabajo de remoción debido a que no es significativamente soluble en ácidos y solventes. Su precipitación se acelera con las caídas de presión, liberación de gas o turbulencia.

**Sulfato De Estroncio ( $\text{SrSO}_4$ )<sup>18</sup>:** Se forma de la reacción del ion estroncio con iones sulfato. El nombre del mineral formado por el sulfato de estroncio es la Celestita. Su comportamiento es muy similar al Sulfato de Bario, con la excepción de que el sulfato de estroncio es mucho más soluble en sistemas de remoción química.

**Escamas De Hierro<sup>19</sup>:** Escamas de hierro como el carbonato de hierro y el sulfato de hierro pueden ser extremadamente difíciles de remover. Se ha identificado siete diferentes formas de escamas de sulfato de hierro; solo dos de estas formas de sulfato de hierro son altamente solubles en ácido clorhídrico (HCl). El resto de

---

<sup>16</sup>ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Op cit. Cap 14, 7 p.

<sup>17</sup> Ibid., Cap. 14, 6 p.

<sup>18</sup>OLUFEMI, Bamidele, et al. Op cit. 35 p.

<sup>19</sup> ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Op cit. Cap 14, 7 p.

escamas de sulfato de hierro tienen una solubilidad insignificante. Pueden ser originados por los iones de hierro presentes en el agua de producción, o como resultado de corrosión de las estructuras metálicas presentes en el pozo.

**Escamas de Cloruro**<sup>20</sup>: Estas escamas son muy comunes; un ejemplo de ellas son las escamas de cloruro de sodio precipitadas por evaporación del agua o disminución de la temperatura. No hay una forma efectiva para prevenir la precipitación de sal, y su limpieza se ha logrado solamente con el uso de agua. La sal tiene una solubilidad limitada en el ácido, por lo cual no se considera generalmente su uso.

- **Depósitos orgánicos**

Los sólidos orgánicos, son hidrocarburos de alto peso molecular (Parafinas y Asfáltenos), que se precipitan principalmente debido a los cambios de presión y temperatura de los fluidos presentes en los yacimientos. Este tipo de daño se extiende generalmente hasta la cabeza de pozo, dentro de las tuberías de producción y en la formación. Un cambio de presión o temperatura en la cara de la formación hace que estos compuestos se precipiten.<sup>21</sup>

**Parafinas:** Las parafinas normalmente son cadenas de hidrocarburos saturados, formados principalmente por cadenas entre C<sub>16</sub> y C<sub>60+</sub> con temperaturas de fusión de 64 °F a 211°F. Los depósitos de parafina están acompañados de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua.<sup>22</sup> La temperatura por debajo de la cual se precipita el primer cristal de parafina se conoce como punto de nube o punto de cristalización. Entre las prácticas aceptadas para prevenir la depositación de parafinas en el *tubing* está diseñar el completamiento para que la temperatura de superficie de los fluidos producidos se encuentre por encima del punto de nube, o modificar el punto de nube usando métodos químicos. La

---

<sup>20</sup> *Ibíd.*, Cap. 14, 7 p.

<sup>21</sup> PEREZ, Julio Cesar. Propiedades de los fluidos. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en producción de Hidrocarburos. Bogotá, Marzo de 2014. 161 p.

<sup>22</sup> *Ibíd.* 160 p.

precipitación de parafinas se ve influenciada mayormente por cambios en temperatura que por cambios en presión.

**Asfaltenos:** Los asfaltenos son la fracción de crudo soluble en tolueno (o benceno) e insoluble en un exceso de n-alcano (Pentano o heptano). Los asfaltenos están constituidos principalmente por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos, además de compuestos heterocíclicos que poseen N, S y O. La estructura elemental de los asfaltenos es muy variada y depende del crudo del cual proviene.<sup>23</sup>

En solución, los asfaltenos existen como una suspensión coloidal, formando partículas de diámetro muy pequeño que están estabilizadas por moléculas de resinas. El volumen de resinas es la primera clave para la estabilidad de los asfaltenos en suspensión; la cantidad de asfaltenos en el crudo es mucho menos importante. La estabilidad de las dispersiones de asfaltenos depende de la relación entre la cantidad de resinas y la cantidad de material asfáltico. Relaciones de cantidad mayores a 1:1 son más estables, mientras que relaciones menores a 1:1 son inestables y pueden precipitarse durante la producción. Aunque se han encontrado crudos con contenidos de asfalteno de más del 60%, los mayores problemas ocurren con crudos entre 1% a 3% de contenido de asfalteno. Solamente la historia de tratamiento y la examinación de la respuesta del pozo pueden sugerir potenciales para problemas de asfaltenos.<sup>24</sup>

La precipitación de asfaltenos puede estar influenciada por caídas de presión, turbulencia, ácidos, CO<sub>2</sub> en solución, liberación de CO<sub>2</sub> y otros gases. Cualquier cosa que elimine las resinas o rompa la estabilidad de las partículas agregadas puede conducir a la precipitación de asfaltenos. La depositación de asfaltenos en los poros puede no disminuir significativamente la porosidad de la formación y la permeabilidad absoluta; sin embargo, la roca puede tender a volverse mojada por

---

<sup>23</sup> Ibíd. 161 p.

<sup>24</sup> ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Op cit. Cap 14, 8 p.

aceite, lo que reduce la permeabilidad relativa al aceite y bajo ciertas condiciones favorece la formación de bloqueos por emulsiones si el agua se produce simultáneamente.<sup>25</sup>

- **Bloqueo de Emulsiones<sup>26</sup>**

La invasión de fluidos, ya sean filtrados de lodos de perforación, o de lechadas de cemento, o fluidos de completamiento, reparación o estimulación, pueden entremezclarse con los fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones pueden tener alta viscosidad, principalmente las emulsiones de agua en aceite. Filtrados con alto pH de lodos o lechadas de cemento o fluidos ácidos pueden emulsificarse con aceites de la formación. Asimismo, filtrados de hidrocarburos de lodos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con salmueras de la formación. Si las emulsiones no son estables, no generan daño a la formación, sin embargo, debido a la presencia de agentes activos de superficie o surfactantes, algunas emulsiones pueden ser bastante estables. Adicionalmente, la presencia de partículas finas y otros sólidos favorece a la estabilización de las emulsiones. Cuando se trata con ácido un pozo con un crudo que forma emulsiones, es necesaria la adición de químicos rompedores de emulsión.

Los siguientes son considerados daños inducidos:

- **Taponamiento por partículas inducidas<sup>27</sup>**

Además de las partículas que migran naturalmente como las arcillas y limos, muchas partículas extrañas son introducidas a la formación durante las operaciones normales del pozo. En la perforación, completamiento, reparación, estimulación y operaciones de producción se puede presentar la inyección de partículas extrañas a la formación. Estas partículas pueden generar daño en la

---

<sup>25</sup> *Ibíd.* Cap 14, 8 p.

<sup>26</sup> ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991. 20 p.

<sup>27</sup> ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Op cit. Cap 14, 10 p.

zona cercana a la cara del pozo, taponando las gargantas de los poros de la formación.

El mejor método para evitar este tipo de daño es usar fluidos limpios en un sistema de flujo limpio con un rango controlado de tamaños de partícula.

El daño por partículas después de la estimulación puede ocurrir cuando partes de la formación o materiales del daño disueltos parcialmente se devuelven a través de los poros. La liberación de finos de la formación usualmente se genera por la acción de limpiadores o solventes. Los tratamientos con ácido también causan daño de formación debido a la precipitación de productos secundarios producto de la reacción del ácido.

- **Alteración de la Mojabilidad**

Está comprobado que un medio poroso mojado por agua facilita el flujo de aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite, lo cual representa una disminución en la permeabilidad relativa del mismo. Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico o no iónico contenidos en los fluidos de perforación, cementación, completamiento, limpieza y estimulación. Este efecto produce una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, hasta en un 50%.<sup>28</sup>

Para obtener la mayor capacidad de flujo en una formación, es deseable cambiar la mojabilidad a mojada por agua; desafortunadamente es imposible cambiar la mayoría de las superficies mojadas naturalmente por aceite por mucho tiempo. La mojabilidad puede ser modificada al inyectar un preflujo a la formación con un surfactante o un solvente que establezca una nueva capa en la cara de la formación o limpie la capa actual de la formación.<sup>29</sup>

---

<sup>28</sup> ISLAS, Carlos. Op cit. 21 p.

<sup>29</sup> ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Op cit. Cap 14, 11 p.

- **Reacciones de ácidos y subproductos de las reacciones**<sup>30</sup>

Entre los problemas que pueden ocurrir durante tratamientos con ácido están los siguientes: material dañado proveniente del *tubing* puede entrar en la formación; el yacimiento se puede mojar por aceite debido a los surfactantes, especialmente inhibidores de corrosión, lo que puede crear bloqueos por emulsión; depositación de parafinas o asfaltenos cuando se inyectan grandes volúmenes de ácido.

Además de los procesos anteriores, algunos daños en la producción pueden resultar de un mal diseño en el tratamiento de acidificación. Subproductos precipitados por la reacción de los ácidos con material de la formación pueden taponar completamente los poros y ser particularmente difíciles de remover; precipitados formados por la adición de ciertos agentes secuestrantes a los ácidos para prevenir problemas de hierro (el precipitado se forma cuando el ácido se gasta y no hay hierro presente); daños en la permeabilidad debido a residuos presentes en inhibidores de corrosión o producidos por degradación térmica de polímeros, tales como reductores de fricción.

- **Daño por Bacterias**<sup>31</sup>

Las bacterias pueden representar un serio problema en las operaciones de producción debido a lo que ellas consumen y sus subproductos. Las bacterias pueden crecer en muchos ambientes y condiciones: rangos de temperatura desde 12 °F hasta más de 250 °F, rangos de pH de 1 a 11, salinidad de hasta el 30% y presiones hasta de 25000 psi.

Las bacterias más problemáticas en la industria petrolera son las sulfato-reductoras y las bacterias oxidantes de hierro. Las bacterias sulfato-reductoras reducen el sulfato o el sulfito presente en el agua a sulfuro, y producen sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) como subproducto. El crecimiento de bacterias sulfato-reductoras se controla con temperatura y limitando su acceso a nutrientes (los principales

---

<sup>30</sup> *Ibíd.* Cap 14, 11 p.

<sup>31</sup> *Ibíd.* Cap 14, 11 p.

nutrientes son carbono, nitrógeno, fósforo y hierro disuelto); también se usan bactericidas para controlar estas bacterias. Las bacterias oxidantes de hierro convierten el hierro de estado ferroso ( $\text{Fe}^{2+}$ ) a férrico ( $\text{Fe}^{3+}$ ). Ellas producen hidróxido férrico que es altamente insoluble y se precipita fuera del agua. Estas bacterias también se controlan con la aplicación de bactericidas.

## **2.4 TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL**

Durante un trabajo de estimulación matricial se usan dos tratamientos para mejorar la producción de un pozo: la limpieza de la cara del pozo y el tratamiento de estimulación matricial propiamente dicho.

**2.4.1 Limpieza de la cara del pozo.** Se usa generalmente para remover escamas inorgánicas, parafinas, bacterias u otros materiales del *tubing*, el *casing* o empaquetamientos con grava.

Estos tratamientos normalmente usan sistemas de ácidos o solventes que se colocan en el área de la cara del pozo para humedecer la formación.

Parámetros clave en el diseño de este tratamiento son la técnica de colocación, selección de químicos y el tiempo de remojo. Diferencias de densidad entre fluidos de tratamiento y de desplazamiento deben ser consideradas cuando se diseña un tratamiento que estará en contacto con el daño por el tiempo de remojo requerido. Los químicos deben ser seleccionados con base en su efectividad para disolver el supuesto daño. Es deseable que los tiempos de remojo necesarios sean determinarlos mediante pruebas de laboratorio a temperatura de fondo y si es posible a presión de fondo. Debido a la pequeña área superficial expuesta del daño, el tiempo de remojo pueden ser horas o días, dependiendo del tipo de daño, temperatura y fluido para remoción del daño. En pozos de baja presión, se

recomienda asistir la remoción del fluido de tratamiento una vez haya reaccionado, con nitrógeno (N<sub>2</sub>).<sup>32</sup>

**2.4.2 Tratamiento de Estimulación Matricial.** Estos tratamientos inyectados a presión por debajo de la de fractura, usualmente incluyen una secuencia de varios fluidos, conocidos como etapas. Un tratamiento mínimo consiste de una etapa de preflujo con un fluido no reactivo para estabilizar la tasa de inyección; una etapa con el principal fluido de tratamiento y una etapa de postflujo para llevar el fluido principal fuera del *tubing* y desplazarlo dentro del área de la cara del pozo. En la mayoría de los tratamientos se incluyen otras etapas auxiliares para mejorar la efectividad del tratamiento.<sup>33</sup>

## 2.5 SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO

La selección de los fluidos de tratamiento es un paso importante en el diseño de una estimulación. Sistemas de fluidos, compuestos de fluidos base y aditivos son seleccionados con base en la litología, el mecanismo de daño y las condiciones del pozo. Cada fluido en el *schedule* o programa de tratamiento sirve para un propósito especial. Aunque el proceso de selección de fluidos es complejo porque involucra muchos parámetros, se han desarrollado guías para simplificar el proceso y mejorar el éxito del tratamiento.<sup>34</sup>

**2.5.1 Selección del fluido principal.** En formaciones de arenisca, el fluido principal se selecciona para disolver o dispersar el daño principal y para permitir que los productos disueltos o sólidos fluyan fuera del pozo.

---

<sup>32</sup> *Ibíd.* Cap 13, 11 p.

<sup>33</sup> *Ibíd.* Cap 13, 12 p.

<sup>34</sup> *Ibíd.* Cap 13, 12 p.

En el caso de las formaciones de carbonatos, el objetivo es hacerle *bypass* al daño con ácido o disolver el daño con solventes.

Los químicos usados como tratamiento principal , generalmente se encuentran dentro de las siguientes categorías: solventes para remover depósitos orgánicos; oxidantes para remover daño ocasionado por polímeros; removedores de escamas inorgánicas para remover escamas de sulfato u óxido; ácido clorhídrico o ácidos orgánicos para remover escamas de carbonado y óxido, romper residuos de polímeros o estimular formaciones de carbonatos; ácido fluorhídrico (HF) para remover daño por aluminosilicatos (principalmente arcillas) en formaciones de areniscas. Si se tiene indicio de múltiples daños, puede ser necesario usar varios fluidos principales o combinar varias funciones en un solo fluido; sin embargo, al combinar fluidos y funciones, se debe tener cuidado de mantener la efectividad de cada uno y evitar incompatibilidades. Un problema de estos tipos de estimulación es que son efectivos contra un rango limitado de material de daño. Si el diagnóstico de daño es incierto, un tratamiento con un espectro más amplio puede ser recomendado.<sup>35</sup>

La estimulación ácida se efectúa para remover una variedad de daños y para estimular la región cercana a la cara del pozo. En carbonatos, se usa HCl o ácidos orgánicos (fórmico o acético) para crear caminos conductores entre la cara del pozo y la formación. En areniscas se usan mezclas de HCl y HF (*mud acids*) para remover lodo de perforación, finos de la formación, daños generados durante la perforación y residuos de cañoneo. Estos materiales usualmente son más difíciles para definir o muestrear que otras formas de daño.

Debido a que los ácidos son efectivos contra varios tipos de daño y no son muy costosos, son usados en la mayoría de las estimulaciones matriciales. Los ácidos son sustancias que se ionizan en iones hidrógeno y un anión, cuando están en solución en el agua. Los iones hidrógeno son los elementos activos que

---

<sup>35</sup> Ibíd. Cap 13, 12 p.

reaccionan con los minerales disolviéndolos.<sup>36</sup> Los tipos de ácido más frecuentemente usados en estimulaciones matriciales son:

- **Ácido Clorhídrico (HCl)**<sup>37</sup>

El ácido Clorhídrico es un ácido inorgánico y es el más comúnmente usado en estimulación de pozos y tiene muchas ventajas:

- Disponible y de bajo costo.
- Muy fácil de inhibir el ataque de tuberías.
- La tensión superficial puede ser controlada con aditivos.
- Puede ser emulsionado para una reacción lenta.
- La mayoría de productos de las reacciones, son solubles en agua y fáciles de limpiar.
- Se puede usar aditivos para minimizar o eliminar productos insolubles de reacciones.

El ácido Clorhídrico es el mejor ácido para la mayoría de las aplicaciones de campo, pero tiene limitaciones, ya que reacciona rápido y causa un desgaste muy rápido en algunas formaciones. La velocidad de reacción determina la selección de aditivos y estos deben estar dosificados en función del tiempo de desgaste del ácido. Por Ejemplo el Sulfato de Calcio tiene solubilidad parcial en ácido Clorhídrico, pero se cristalizará como escama cuando el ácido se desgasta a un pH cercano a 2.0, por lo cual se requieren la selección de aditivos que minimicen estos problemas.

- **Ácido Fluorhídrico (HF)**<sup>38</sup>

El ácido Fluorhídrico es otro ácido inorgánico, que es usado con el ácido Clorhídrico para intensificar la velocidad de reacción del sistema y solubilizar

---

<sup>36</sup> ISLAS, Carlos. Op cit. 41 p.

<sup>37</sup> GUAJÁN, Segundo. Diseño De Estimulación Matricial A La Arenisca T De Tetete-12, Con Sistema Ácido Retardado: Mpr. Quito, 2007, 8 p.

<sup>38</sup> *Ibíd.*, 11 p.

principalmente formaciones areniscas. Generalmente es usado para los siguientes casos:

- Casi siempre es bombeado como mezcla HCl:HF.
- Acidificación matricial de areniscas.
- Remoción de finos insolubles en HCl.

En estimulación de pozos el ácido Fluorhídrico es normalmente usado en combinación con el ácido Clorhídrico. Las mezclas de estos dos ácidos pueden ser preparadas por dilución de mezclas concentradas con agua, o por adición de sal de fluoruro al ácido Clorhídrico.

- **Ácido Acético (CH<sub>3</sub>-COOH)**<sup>39</sup>

El ácido Acético es un ácido orgánico, incoloro, soluble en agua y en la mayoría de solventes orgánicos. Las mezclas de ácido acético con agua son corrosivos con la mayoría de los metales, pero es mucho menor que la del ácido Clorhídrico.

Normalmente el ácido Acético es usado en pequeñas cantidades con el ácido Clorhídrico, como un retardador de reacción. Los usos generales y propiedades del ácido Acético son los siguientes:

- El Ácido Acético es relativamente débil
- Usado con mezclas en ácido Clorhídrico
- Como aditivo controlador de los iones hierro
- Acidificación de carbonatos
- Preflujos y postflujos de mezclas HCl:HF

- **Ácido Fórmico (HCOOH)**<sup>40</sup>

Este ácido también es un ácido orgánico usado en la estimulación de pozos. Es más fuerte que el ácido acético pero un poco más débil que el ácido clorhídrico.

---

<sup>39</sup> *Ibíd.*, 13 p.

<sup>40</sup> SCHENCHTER, R. *Oil Well Stimulation*. Prentice Hall. New Jersey, 1992. 397 p.

Se utiliza solo o en combinación con el ácido clorhídrico o fluorhídrico y su empleo principal es en la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura.

### **2.5.2 Selección del Preflujo**<sup>41</sup>. El preflujo tiene tres funciones importantes:

- Un preflujo de un fluido no reactivo es bombeado inicialmente para asegurar que la inyección se lleve a cabo a una tasa y presión aceptables.
- En algunos pozos de aceite, se aconseja inyectar un preflujo formulado para remover aceite de la región cercana a la cara del pozo y dejar los minerales y el daño en una condición de mojado por agua. Esto mejora la tasa de ataque del ácido. Para este propósito se puede inyectar un solvente o soluciones que contengan solventes mutuos.
- Cuando se acidifica con *mud acid*, se usa un preflujo con ácido (HCl o un ácido orgánico) para remover carbonato de calcio y carbonato u óxido de hierro de la región cercana a la cara del pozo.

Una vez que la inyección es aceptable y la formación está en condición adecuada, el fluido principal puede ser inyectado. El fluido de tratamiento principal normalmente contiene HF y es desplazado dentro del yacimiento por un fluido de postflujo.

### **2.5.3 Selección del Postflujo**<sup>42</sup>. Un postflujo casi siempre se usa para remover el fluido reactivo y corrosivo del *tubing*, y maximizar el contacto del fluido principal con el área cercana a la cara del pozo.

---

<sup>41</sup> ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Op cit. Cap 13, 17 p.

<sup>42</sup> Ibíd. Cap 13, 18 p.

La decisión de inyectar un fluido de postflujo depende del tipo de estimulación. Si el daño disuelto o disperso tiene potencial para dañar la formación si se desplaza radialmente dentro de la misma, se debe evitar inyección del fluido de postflujo dentro del yacimiento. Por otro lado, en la acidificación de areniscas con HF, el postflujo es esencial para asegurar que la precipitación secundaria ocurra lejos de la cara del pozo, dentro del yacimiento, donde el impacto en la productividad se reduce altamente. El daño en el área cercana a la cara del pozo puede disminuir significativamente la producción al restringir el flujo; sin embargo, un collar de 6 pulgadas con 80% de material de daño reducirá la producción solo un 10% de la ideal si se encuentra localizado a más de 3 pies radialmente desde la cara del pozo.

**2.5.4 Aditivos de los fluidos de estimulación matricial.** Todos los ácidos utilizados en la estimulación matricial de pozos, requieren un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones no deseadas o daños a la formación o a sus fluidos. Un aditivo es cualquier material agregado a un ácido para modificar su comportamiento o ajustarlo a las condiciones requeridas por el yacimiento.<sup>43</sup>

Los aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo por cuanto a tipo y concentración de los mismos. Esta selección generalmente se lleva a cabo en el laboratorio y debe ser cuidadosa, ya que los aditivos representan el mayor costo de la estimulación y por otra parte, la ausencia de ellos puede propiciar inseguridad en el manejo de los ácidos, daños a la integridad del equipo del pozo por corrosión y daños severos a la formación. Los aditivos sirven para evitar estos problemas causados por el ácido y para asegurar la remoción de los productos de reacción del medio poroso.

---

<sup>43</sup> ISLAS, Carlos. Op cit. 92 p.

Además de los aditivos requeridos para evitar los problemas de corrosión y daño, ocasionalmente es necesario el uso de otros aditivos para adecuar el sistema ácido a las condiciones del pozo y la formación. Por ejemplo, para reducir las pérdidas de presión por fricción, para desviar el flujo de fluido de estimulación de una zona a otra, etc.<sup>44</sup>

Hay muchos tipos de aditivos disponibles para tratamientos de estimulación matricial pero los más comunes e importantes son los siguientes:

- **Inhibidores de Corrosión**

Los inhibidores de corrosión son utilizados para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. Son compuestos que se adsorben a las superficies metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y la superficie. Los inhibidores no eliminan la corrosión, sino que reducen la velocidad con la cual reacciona el ácido con el metal.<sup>45</sup>

El comportamiento de los inhibidores de corrosión depende de los siguientes factores: tipo de metal, temperatura, tipo y concentración del ácido, tiempo de contacto entre el ácido y el metal, tipo y concentración del inhibidor, efecto de otros aditivos.<sup>46</sup>

- **Agentes controladores de hierro**

En muchos casos, las tuberías del pozo tienen una delgada cubierta de compuestos de hierro, como óxidos o sulfuros; de la misma manera, estos compuestos pueden estar presentes en la formación o ser llevados a ella por agua de inyección u otros fluidos. Al inyectar ácido, éste disuelve los depósitos minerales de hierro, transformándolos en cloruros de hierro solubles en los productos de reacción del ácido. Al gastarse el ácido, se precipitarán compuestos de hierro que son insolubles y se depositan en los canales de flujo restringiendo la

---

<sup>44</sup> *Ibíd.*, 59 p.

<sup>45</sup> *Ibíd.*, 59 p.

<sup>46</sup> *Ibíd.*, 61 p.

permeabilidad. Para evitar esto, al ácido se le agregan secuestrantes o una mezcla de agente secuestrante y controlador de pH.<sup>47</sup>

- **Surfactantes**

Son compuestos de moléculas orgánicas que se caracterizan por estar formados de dos grupos químicos, uno con afinidad al agua (polar), llamado hidrofílico, y otro con afinidad al aceite (no polar), llamado lipofílico. Dada esta estructura, los surfactantes buscan migrar hacia la interfase entre dos líquidos, entre un líquido y un gas o entre un líquido y un sólido; esto implica que la tensión superficial o interfacial, presión capilar y la mojabilidad de un líquido en un sólido se vean alteradas en mayor o menor grado.<sup>48</sup>

La función de los surfactantes puede ser para ayudar a estabilizar emulsiones de aceite y agua, o por el contrario pueden ser usados para romper emulsiones no deseadas; también se usan para alterar la mojabilidad, para incrementar la solubilidad de aceite en agua, o para dispersar aditivos, ya sea en agua, aceite u otro fluido. Existe un número infinito de surfactantes y mezclas de los mismos para estimular pozos productores de gas o de petróleo, o inyectores de agua. El que se debe utilizar para una aplicación particular debe ser seleccionado cuidadosamente por medio de pruebas de laboratorio para verificar su comportamiento y garantizar que no se produzcan efectos no deseados.<sup>49</sup>

## **2.6 DAÑO DE FORMACIÓN EN EL HORIZONTE VILLETA**

Como se había mencionado anteriormente, la formación Villeta no era inicialmente el objetivo de producción de los pozos de la cuenca del Putumayo. Los pozos se perforaron, completaron y cañonearon con el fin de producir a partir de la formación Caballos. Por este motivo no se cuenta con suficiente información

---

<sup>47</sup> *Ibíd.*, 62 p.

<sup>48</sup> *Ibíd.*, 29 p.

<sup>49</sup> Schechter, R. *Oil Well Stimulation*. Op cit. 74 p.

acerca de la mineralogía, propiedades petrofísicas y características del daño de formación de Villeta.

Indicios sobre el daño en esta formación es lo que se ha observado durante las primeras etapas de su producción. Los fluidos producidos presentaban sólidos de la formación, por lo cual se infiere que se presenta migración de finos, además de que se evidenciaba declinaciones en la producción causadas por taponamiento en la cara del pozo.

En cuanto a depósitos orgánicos, se descarta la presencia de precipitados parafínicos, debido a que el punto de nube tomado en muestras de crudo de la formación Villeta es bastante bajo, y alejado de la temperatura del yacimiento (mayor a 200°F). En cuanto a depositación de asfaltenos, estudios realizados evidencian que puede haber problemas de nivel medio, pero en superficie no se evidencia precipitados, por lo cual se concluye que si en fondo de pozo se desestabilizan, cerca de superficie se estabilizan nuevamente. Este problema tomará mayor importancia cuando los pozos tengan mayor tiempo produciendo, ya que la disminución en la presión del yacimiento puede generar desestabilización en la solubilidad de los asfaltenos. Por lo anterior se ha tenido en cuenta el uso de tratamientos orgánicos en los trabajos de estimulación.

El daño generado por escamas inorgánicas es incierto, ya que aún no se han realizado análisis del agua de la formación para conocer su tendencia a generar incrustaciones. Sin embargo, en algunos equipos de subsuelo se han encontrado precipitados inorgánicos y es posible que las pérdidas de circulación del lodo usado en la formación Villeta hayan generado precipitación de escamas y los materiales de control de pérdidas hayan generado taponamientos en la zona cercana a la cara del pozo, afectando la productividad.

Teniendo en cuenta la escasa información referente al daño de formación, es necesario usar fluidos de tratamiento con base en los indicios mencionados anteriormente y dependiendo de la respuesta del yacimiento a los mismos, ir

optimizando los fluidos hasta obtener aquellos que remuevan la mayor cantidad de daño de formación, impactando así en su productividad.

A continuación se presentan los trabajos de estimulación matricial realizados en los pozos de estudio de los campos 1 y 2. La evaluación de la efectividad de estos trabajos se analizará en el capítulo 3.

Durante todos los trabajos de estimulación matricial realizados en los pozos de estudio, se tuvo el respectivo cuidado de bombear los fluidos a tasas y presiones que no excedieran los límites de fractura de la formación.

## 2.7 ESTIMULACIONES MATRICIALES REALIZADAS EN EL CAMPO 1

A continuación se presentan los trenes de estimulación matricial utilizados para tratar el daño de formación de los pozos 1-7 y 1-11, pertenecientes al Campo 1. Estos fluidos fueron seleccionados por haberse utilizado en pozos con características similares; se realizaron pruebas de compatibilidad entre los aditivos y los cálculos de volumen se realizaron teniendo en cuenta el estado mecánico de cada pozo y el radio de invasión deseado.

El volumen de invasión de los fluidos de tratamiento se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$Volumen\ Invasado\ (Bls) = \frac{\pi * \left( r_{inv}^2 - \left( \frac{d_{pozo}}{24} \right)^2 \right) * h * \phi * (1 - S_{oirr})}{5,61458} \quad (Ec. 2.2)$$

Dónde:

$r_{inv}$ =Radio de invasión de los fluidos (ft)

$d_{pozo}$ =Diámetro del Pozo-Broca (in)

$h$ =Espesor Neto (ft)

$\phi$  = Porosidad (Fracción)

$S_{oirr}$  = Saturación de Aceite Irreducible (Fracción)

En este capítulo No se profundizará en la parte operacional del trabajo de estimulación, sino que se mencionarán las características principales, aditivos y las concentraciones de los fluidos que se utilizaron para estimular la formación Villeta.

**2.7.1 Estimulación matricial Pozo 1-7.** Con el fin de aumentar la productividad de este pozo y mitigar el daño de formación que se generó durante la perforación y que se pudo acentuar durante la producción, se realizó una estimulación orgánico-ácida.

Los siguientes fueron los fluidos utilizados durante la estimulación:

- **Salmuera  $NH_4Cl$**

Primero se llenó el pozo con salmuera de Cloruro de Amonio ( $NH_4Cl$ ), la cual se componía de los materiales descritos en la Tabla 9.

**Tabla 9. Salmuera  $NH_4Cl$**

MATERIAL	DESCRIPCIÓN	CONCENTRACIÓN (GPT)
Agua	Fluido base	966
$NH_4Cl$	Controlador de arcillas	422
Surfactante	Agente Penetrante	1

*Nota: GPT = Galones de material por cada 1000 galones de Fluido*

**Fuente:** Reportes de la estimulación

Se usó un surfactante o tensoactivo no iónico cuya función principal es evitar la formación de emulsiones y/o romper las que se hayan formado. Se puede usar en la mayoría de los fluidos de estimulación y se puede aplicar a cualquier tipo de

roca; ya que su naturaleza es no-iónica, generalmente es compatible con la mayoría de aditivos usados en estimulación. Otra de sus funciones es ayudar a dejar la formación en una condición de mojado por agua.

- **Bencina-Alcohol-Xileno**

Posteriormente se procedió a realizar bombeo de tratamiento orgánico con solvente (Bencina-Alcohol-Xileno), cuyos materiales y concentraciones se presentan en la Tabla 10.

**Tabla 10. Bencina-Alcohol-Xileno**

Aditivo	Concentración (GPT)
Bencina	565
Xileno	80
Alcohol	300
Solvente Mutuo	50
Surfactante	5

**Fuente:** Reportes de la estimulación

La Bencina ayuda en la disolución de componentes livianos de la cadena de hidrocarburos; el Alcohol actúa como agente tensoactivo adicional en el sistema, para disminuir la tensión interfacial y promover la mojabilidad al agua del medio; y El Xileno ayuda a prevenir precipitaciones de componentes pesados de la cadena de hidrocarburos.

Se permitió la entrada del tratamiento orgánico en la formación y posterior a este bombeo se dieron dos horas de tiempo de remojo, con el fin de que el solvente desplace el aceite de los poros de la formación y disuelva posibles depósitos orgánicos.

Después del tiempo de remojo se procedió a iniciar el bombeo del tren de estimulación ácida para disolución de inorgánicos.

- **Mezcla de Ácido Fórmico y Acético**

Se bombeó una mezcla de ácido fórmico y acético, la cual contiene los materiales descritos en la Tabla 11.

Los materiales principales de esta mezcla, los ácidos orgánicos Fórmico y Acético, son los encargados de disolver el material inorgánico insoluble en las mezclas de HF.

**Tabla 11. Mezcla de Ácido Fórmico y Acético**

MATERIAL	DESCRIPCIÓN	CONCENTRACIÓN (GPT)
Agua	Fluido Base	757
NH <sub>4</sub> Cl	Inhibidor de arcillas	422
Inhibidor	Inhibidor de Corrosión	4
Ácido Fórmico	Ácido orgánico	102
Ácido Acético	Ácido orgánico	100
Surfactante 1	Reductor de tensión	2,5
Surfactante 2	Reductor de tensión	2

**Fuente:** Reportes de la estimulación

El inhibidor de corrosión se usa para inhibir ácidos orgánicos como el fórmico y el acético. Proporciona protección contra la corrosión en ambientes de alta temperatura.

Los surfactantes tienen la función de reducir la tensión superficial del fluido de tratamiento, para aumentar el ángulo de contacto del agua en la superficie de los minerales tratados.

- **Mud Acid**

Se permitió la entrada de la mezcla anterior (Ácido Fórmico y Acético) a la formación y se inició nuevamente bombeo de solvente (Bencina-Alcohol-Xileno)

como anillo espaciador entre la mezcla de Ácido Fórmico y Acético y el *Mud Acid*, que es un sistema de ácido fluorhídrico mezclado con un ácido, en este caso orgánico. Es el fluido reactivo principal para disolución de finos indeseables en la matriz de la formación. Como se mencionó anteriormente, las mezclas de HF sirven para remover lodo de perforación, finos de la formación, daños generados durante la perforación y residuos de cañoneo.

Este último se bombeó hacia la formación, seguido de salmuera de Cloruro de Amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ) como fluido desplazante (postflujo).

Finalizado el bombeo se realizó levantamiento de los retornos ácidos con  $\text{N}_2$ .

**2.7.2 Estimulación matricial Pozo 1-11.** Con el fin de aumentar la productividad de este pozo y mitigar el daño de formación que se generó durante la perforación, se realizó una estimulación matricial ácida inmediatamente después del cañoneo de cinco intervalos en la formación Villeta.

Los siguientes fueron los fluidos utilizados durante la estimulación:

- **Salmuera KCl**

Inicialmente se llenó el pozo con una salmuera de Cloruro de Potasio (KCl), la cual se componía de los materiales que se presentan en la Tabla 12.

- **Tratamiento con HCl**

Se procede a bombear el fluido de tratamiento principal, que es una mezcla de HCl y diferentes aditivos; la mezcla se compone de los materiales que se presentan en la Tabla 13.

**Tabla 12. Salmuera KCl**

MATERIAL	DESCRIPCIÓN	CONCENTRACIÓN (GPT)
Agua	Fluido Base	1000
KCl	Inhibidor de arcillas	260
Surfactante	Agente Penetrante	1

**Fuente:** Reportes de la estimulación

**Tabla 13. Tratamiento con HCl**

MATERIAL	DESCRIPCIÓN	CONCENTRACIÓN (GPT)
Agua	Fluido Base	711.3
Secuestrante	Control de Hierro	100
Surfactante Aniónico	Agente Anti-Sludge	10
Surfactante Anfotérico	Agente Anti-Sludge	20
Inhibidor Alta Temperatura	Inhibidor de corrosión	6
HCl	Ácido Inorgánico	213.5
Controlador pH	Ácido orgánico	20
Surfactante 1	Surfactante	10
Surfactante 2	Surfactante	2

**Fuente:** Reportes de la estimulación

El agente secuestrante y el aditivo controlador de pH ayudan a prevenir la precipitación de hidróxidos de hierro por acción del HCl. El control de pH se basa en la acción de un ácido débil (ácido orgánico), que reacciona mucho más lentamente que el HCl en la piedra caliza, las escamas inorgánicas y otros materiales solubles. Mientras que el pH se mantenga bajo, el hierro no se precipitará. La acción del agente secuestrante se lleva a cabo cuando los iones de hierro se juntan con el aditivo, haciendo que permanezcan en solución, reduciendo la tendencia a formar precipitados. La mezcla sinérgica de estos dos componentes es más eficaz que la acción de cada uno solo.

Los agentes anti-sludge se utilizan en mezclas de ácido clorhídrico cuando puede presentarse interacción ácido/crudo, ya que cuanto mayor es la fuerza del ácido, mayor es la tendencia del crudo a formar sludge, que son emulsiones de crudo y ácido. Estos agentes anti-sludge se usan para combatir este problema; la mayoría de los anti-sludge, que son de naturaleza aniónica, pueden presentar problemas de compatibilidad con los inhibidores de corrosión que son catónicos, por lo cual, los agentes usados en la mezcla han sido desarrollados para que puedan usarse con inhibidores de corrosión de alta temperatura, como el que se usa en el presente tratamiento.

El inhibidor usado en la mezcla, ayuda a mitigar la corrosión ocasionada por el ácido, es de naturaleza catiónica y se usa en ácido clorhídrico a temperaturas hasta de 400°F. Se puede usar en concentraciones de HCl de 15% al 28%, y en las mezclas de HCl:HF.

El tratamiento de estimulación con HCl se desplaza hacia la formación con salmuera de KCl (Postflujo). Se hace un sobredesplazamiento del fluido principal con más salmuera, con el fin de forzar la entrada del tratamiento.

Finalizado el bombeo se realizó levantamiento de los retornos ácidos con N<sub>2</sub>.

## **2.8 ESTIMULACIONES MATRICIALES REALIZADAS EN EL CAMPO 2**

A continuación se presentan los trenes de estimulación matricial utilizados para tratar el daño de formación de los pozos 2-4 y 2-8, pertenecientes al Campo 2. Estos fluidos fueron seleccionados por haberse utilizado en pozos con características similares; se realizaron pruebas de compatibilidad entre los aditivos y los cálculos de volumen se realizaron teniendo en cuenta el estado mecánico de cada pozo y el radio de invasión deseado.

**2.8.1 Estimulación Matricial Pozo 2-4.** Con el fin de recuperar la productividad de este pozo, se propuso una estimulación matricial con tratamiento orgánico e inorgánico y disolución y control de finos, además, se intentará mitigar el daño de formación que se generó durante la perforación y las etapas de producción.

Los siguientes fueron los fluidos utilizados durante la estimulación:

- **Salmuera  $\text{NH}_4\text{Cl}$**

Primero se llenó el pozo con salmuera de Cloruro de Amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ), cuyos materiales y concentraciones se presentaron en la Tabla 9. Con esta salmuera se pretende estabilizar arcillas y realizar prueba de inyectividad.

- **Bencina-Alcohol-Xileno**

Posteriormente se procedió a realizar bombeo de tratamiento orgánico con solvente (Bencina-Alcohol-Xileno). Las características, materiales y las concentraciones de este tratamiento se presentan en la Tabla 10.

Se permitió la entrada del tratamiento orgánico en la formación y posterior a este bombeo se dieron ocho (8) horas de tiempo de remojo, con el fin de que el solvente desplace el aceite de los poros de la formación y disuelva posibles depósitos orgánicos.

- **Mezcla de Ácido Fórmico y Acético**

Después del tiempo de remojo se procedió a iniciar el bombeo del tren de estimulación ácida para disolución de inorgánicos: al igual que en el Pozo 1-7, se bombeó una mezcla de Ácido Fórmico y Ácido Acético, cuyas características, materiales y concentraciones se presentan en la Tabla 11.

Como anillo espaciador entre el tratamiento anterior y el fluido de disolución y control de finos, se bombeó salmuera de cloruro de amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ) seguido por el solvente (Bencina-Alcohol-Xileno).

- **Tratamiento Control y Disolución de Finos**

El tratamiento para control y disolución de finos se compone de los materiales presentes en la Tabla 14.

El polímero estabilizador, es un aditivo que estabiliza las partículas de finos al adsorberse en la superficie de la formación, alterando las propiedades superficiales de los finos y reduciendo su interacción con los fluidos incluso a altas tasas de flujo. Proporciona una estabilización a largo plazo de los minerales finos, tales como carbonatos, hematita, magnetita, siderita y arcillas migratorias.

El surfactante de alta temperatura, es un aditivo que forma una dispersión estable que no se separará en fases insolubles cuando se adiciona a un ácido. Este aditivo permite que los fluidos de estimulación acuosos, tales como los ácidos, penetren la formación al incrementar la permeabilidad relativa de la misma. También ayuda a mojar por agua la formación, ya sea carbonato o arenisca.

El Bifluoruro de Amonio es un material sólido que se usa como fuente del ácido HF, ya que es mucho más fácil de manipular. Se logra una reacción dentro de la formación entre el bifluoruro de amonio con el HCl, con lo cual se obtiene HF.<sup>50</sup>

Los demás materiales que se utilizan como aditivos en el fluido de estimulación para control y disolución de finos ya se mencionaron en los puntos 2.7.1 y 2.7.2.

El fluido anterior se desplazó hacia la formación con salmuera de Cloruro de Amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ). La recuperación de los fluidos de tratamiento se realiza con técnica de suabeo concéntrico.

---

<sup>50</sup> Halliburton, 2010. ABF Amonium Bifluoride. [www.halliburton.com](http://www.halliburton.com). (En línea) Disponible en: [http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Chem\\_Compliance/web/H07538.pdf](http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Chem_Compliance/web/H07538.pdf)

**Tabla 14. Tratamiento Control y Disolución de Finos**

MATERIAL	DESCRIPCIÓN	CONCENTRACIÓN (GPT)
Agua	Fluido Base	265.5
AlCl <sub>3</sub>	Tricloruro de Aluminio-retardante	128
Inhibidor Alta Temperatura	Inhibidor de corrosión	5
Surfactante Alta Temperatura	Agente Penetrante	2
Surfactante	Agente Penetrante	3.5
Musol	Solvente Mutuo	50
HCl	Ácido Clorhídrico	485
Secuestrante	Control de Hierro	30
ABF	Bifluoruro de Amonio	200
Polímero Estabilizador	Estabilizador de Finos	15
Surfactante Aniónico	Agente Anti-sludge	4
Surfactante Anfotérico	Agente Anti-sludge	8

**Fuente:** Reportes de la estimulación

**2.8.2 Estimulación Matricial Pozo 2-8.** Ya que la productividad de este pozo se ha visto afectada por posibles depósitos orgánicos e inorgánicos, se propuso una estimulación matricial con tratamiento orgánico e inorgánico y disolución y control de finos, además se intentará remover el daño de formación que se generó durante la perforación por uso de lodos pesados.

Los fluidos de estimulación que se usaron en este pozo son los mismos que se formularon para su uso en el Pozo 2-4.

- **Salmuera NH<sub>4</sub>Cl**

Primero se llenó el pozo con salmuera de Cloruro de Amonio, cuyos materiales y concentraciones se presentaron en la Tabla 9.

- **Bencina-Alcohol-Xileno**

Posteriormente se inicia bombeo de solvente (Bencina-Alcohol-Xileno) el cual se desplaza dentro de la formación mediante bombeo de salmuera de Cloruro de Amonio.

Se dieron ocho (8) horas de tiempo de remojo, con el fin de que el solvente desplace el aceite de los poros de la formación y disuelva posibles depósitos orgánicos.

- **Mezcla de Ácido Fórmico y Acético**

Después del tiempo de remojo se procedió a iniciar el bombeo del tren de estimulación ácida para disolución de inorgánicos: al igual que en el pozo 1-7 y el pozo 2-4, se bombeó una mezcla de Ácido Fórmico y Ácido Acético, cuyas características, materiales y concentraciones se presentan en la Tabla 11.

Como anillo espaciador entre el tratamiento anterior y el fluido de disolución y control de finos, se bombeó salmuera de cloruro de amonio seguido por solvente (Bencina-Alcohol-Xileno).

- **Tratamiento Control y Disolución de Finos**

Al igual que en el pozo 2-4, se inyectó tratamiento para disolución y control de finos, cuyas características, materiales y concentraciones se presentan en el punto 2.8.1.

El fluido anterior se desplazó hacia la formación con salmuera de Cloruro de Amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ). La recuperación de los fluidos de tratamiento se realiza con técnica de suabeo concéntrico.

Las estimulaciones matriciales que se presentaron en este capítulo se evalúan en el capítulo tres, con base en el efecto causado en los parámetros de producción de cada pozo.

### **3. EVALUACIÓN DE LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES EFECTUADAS EN LOS POZOS DE ESTUDIO A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCIÓN**

#### **3.1 INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS ANTES Y DESPUÉS DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN**

En este capítulo se tiene en cuenta los datos obtenidos antes de realizar los trabajos de estimulación, junto con los resultados posteriores al mismo, teniendo en cuenta varios aspectos como: BFPD (Barriles de fluidos totales por día), % BSW (Porcentaje de agua y sedimentos), BOPD (Barriles de crudo por día), BWPD (Barriles de agua por día), Gas, Cloruros, Bomba, THP (Presión en cabeza de pozo), PYTO (Presión del yacimiento), PIP (Presión en la entrada de la bomba), PWF (Presión de fondo fluyendo), IP (Índice de Productividad del pozo). Se analizan cada uno de estos aspectos y su comportamiento en relación con los trabajos de estimulación ejecutados en los campos de estudio. Posteriormente al análisis y resultados de estimulación de cada pozo, se tendrá un panorama del éxito de los trabajos, en los que se remueve el daño en las formaciones productoras de cada uno. Secuencialmente en el capítulo 4 se expondrán los diseños de los trenes de fluidos, que se proponen para nuevos tratamientos con una prospección mayor a las intervenciones anteriores.

Para apreciar la forma en la cual cada escenario expuesto anteriormente, ejerce influencia en la producción de aceite de cada uno de los pozos, se elaboraron gráficas que se muestran a continuación, calculando la producción incremental de un tratamiento de estimulación.

Cabe aclarar que estas gráficas son una muestra que ejemplifica el comportamiento de la producción luego de realizar las operaciones concernientes a cada escenario. Estos tratamientos, ya sea de remoción parcial o total del daño de formación, son realizados para mejorar e incrementar la producción de crudo

en los pozos que presentan daño en la formación acompañado de una declinación de la producción.

**3.1.1 Evaluación Datos de producción del Pozo 1-7.** Para este pozo se tiene un tiempo de análisis de la estimulación mayor a otros pozos, debido a su volumen de producción y la importancia que éste representa.

En las figuras 7 y 8 se evidencia el incremento de los parámetros evaluados, principalmente el valor de BOPD el cual incrementa significativamente su valor inicial con 356 barriles antes de la intervención al pozo; en el momento que se ejecutan los trabajos de acidificación en el Pozo 1-7 se produce un descenso a 327. La intervención al pozo se ve reflejada en los meses posteriores a la estimulación, ya que su producción y comportamiento tiende incrementar mensualmente hasta que se alcanza en el mes de Diciembre un 28% más en su producción. El tratamiento de acidificación en el Pozo 1-7 aumentó sustancialmente el potencial de la formación y se puede decir que la estimulación fue exitosa.

También se evidencia el incremento de algunos parámetros que se evalúan para la determinación del éxito de la intervención al pozo, como por ejemplo la cantidad de gas incrementó como consecuencia del tratamiento, al igual que BWPD y el contenido de cloruros (el cual aumentó casi el 15% con respecto al dato inicial del estudio).

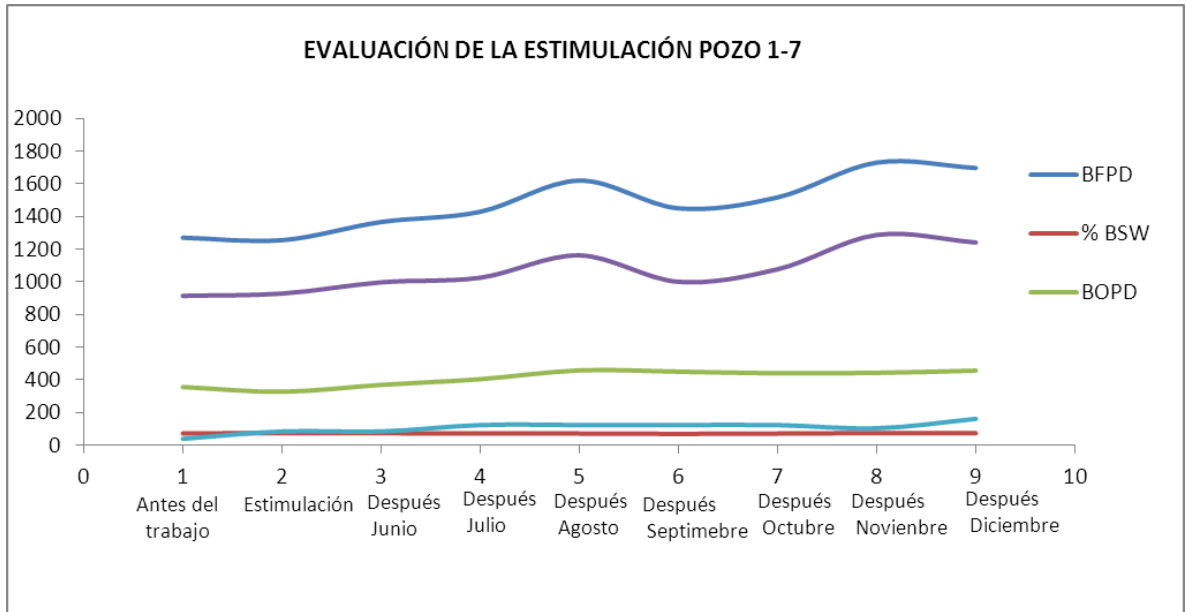
Por otra parte, y de gran importancia, es la reducción en la presión de fondo fluyendo, la cual tiene una disminución considerable posterior al tratamiento de estimulación, pasando de un valor de 1170 psi a un valor de 983 psi en un tiempo aproximado de 7 meses.

**Tabla 15. Datos de Producción Formación Villeta del Pozo 1-7**

	ANTES FORMACIÓN: VILLET A	ESTIMULACIÓN POR OPORTUNIDAD (10-27 ABRIL 2015)	Después Junio SLA: BES	Después Julio SLA: BES	Después Agosto SLA: BES	Después Septiembre SLA: BES	Después Octubre SLA: BES	Después Noviembre SLA: BES	Después Diciembre SLA: BES
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>BFPD</b>	1270	1255	1366	1429	1620	1450	1517	1730	1697
<b>% BSW</b>	72	74	73	71	71	69	71	74	73
<b>BOPD</b>	356	327	369	404	458	450	440	443	456
<b>BWPD</b>	914	928	997	1025	1162	1000	1077	1287	1241
<b>GAS (KPCD)</b>	39	84	84	123	123	123	123	103	161
<b>CLORUROS (ppm)</b>	1176	1276	1168	1350	1270	1236	1440	1474	1355
<b>Bomba (ft)</b>	9192	9208	9208	9208	9208	9208	9208	9208	9208
<b>THP (psi)</b>	200	230	180	350	180	200	180	200	190
<b>Pyto (psi)</b>	4399	4399	4399	4399	4399	4399	4399	4399	4399
<b>PIP (psi)</b>	646	1996	1721	1791	1218	1315	1204	862	883
<b>PWF (psi)</b>	1170	2139	1864	1933	1338	1457	1347	968	983
<b>IP(BFPD/psi)</b>	0.34	0.56	0.54	0.58	0.53	0.49	0.50	0.50	0.50

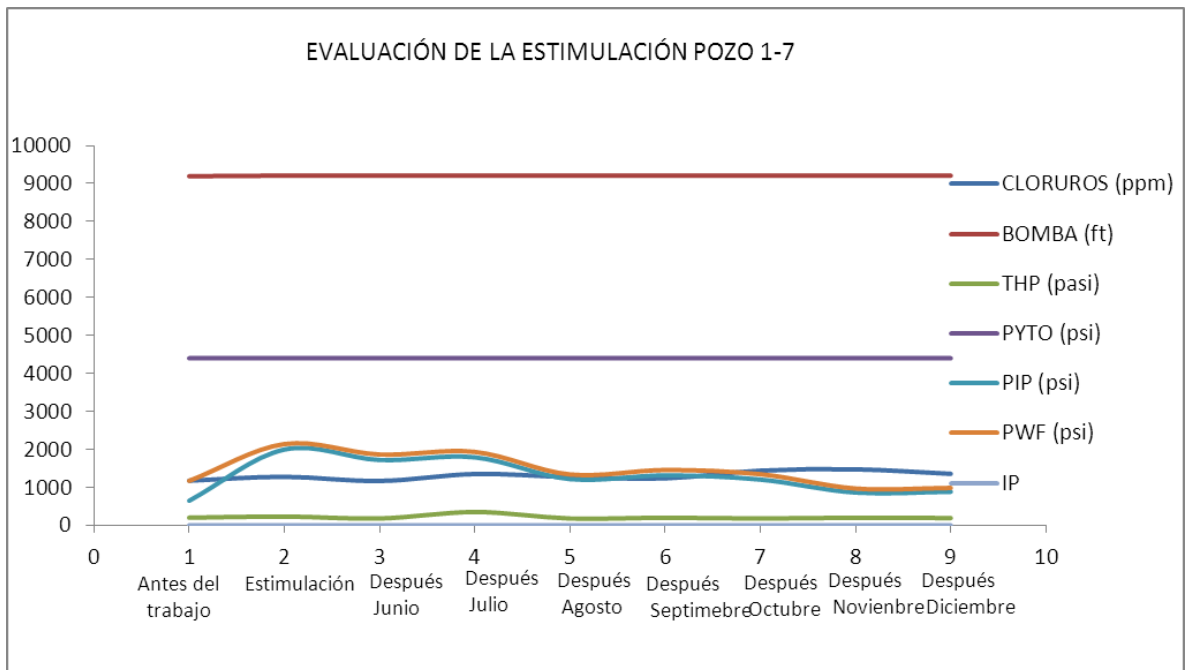
Fuente: Reportes de producción del pozo

**Figura 7. Evaluación de la Estimulación Pozo 1-7**



Fuente: Los Autores

**Figura 8. Evaluación de la estimulación Pozo 1-7 – Otros Parámetros**



Fuente: Los Autores

Otra variable de gran importancia es el IP (índice de productividad del pozo), en el cual se observa un incremento paulatino iniciando con un valor de 0.34 hasta 0.50 (BFPD/psi) generando un aumento del 47% en tan solo 7 meses desde el tratamiento, lo que conlleva a una muy buena prospección con respecto a la estimulación y se podría llegar a pensar en que buena parte del daño a la formación presente en éste fue removido y la acidificación cumple con su propósito de remoción del daño en este pozo.

**3.1.2 Evaluación Datos de producción del Pozo 1-11.** En las Figuras 9 y 10 se evidencia el comportamiento de los parámetros de producción evaluados en el pozo, los primeros meses posteriores a la estimulación. Principalmente, el valor de BOPD incrementa levemente en el primer periodo de seguimiento, su valor inicial es de 49 después de la intervención al pozo; los días siguientes se produce un aumento a 53 BOPD, esto se debe al trabajo que se ejecuta en el mismo.

En los meses posteriores al segundo periodo de seguimiento después de la estimulación, se presenta una gran disminución en la producción, ya que el caudal de producción de crudo baja considerablemente, pasando de 53 a 29 BOPD y los meses posteriores se mantiene en ese rango (promedio de 28 BOPD).

Del leve aumento en la producción y su posterior descenso se puede inferir que el tratamiento de estimulación aplicado removió parte del daño de formación, pero se pudieron presentar reacciones indeseadas que conllevaron a un rápido taponamiento de los poros en la zona cercana a la cara del pozo.

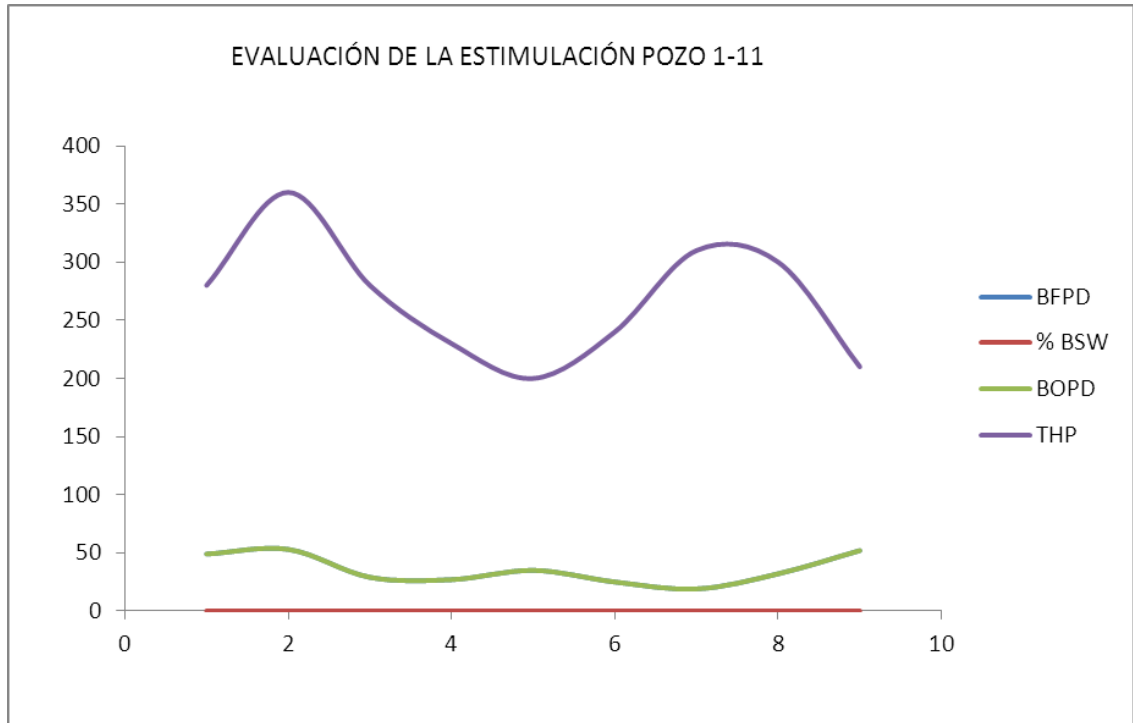
De acuerdo a lo anterior se puede concluir que el tratamiento de estimulación matricial aplicado no generó un impacto positivo en la productividad del pozo 1-11, ya que solo se evidenció un aumento al principio, pero este no se mantuvo.

**Tabla 16. Datos de Producción Formación Villeta del Pozo 1-11**

	21/11/2014	26/11/2014	17/12/2014	22/12/2014	11/03/2015	20/03/2015	26/04/2015	22/05/2015	03/09/2015
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
SLA	BM	BM	BM	BM	BM	BM	BM	BM	BM
BFPD	49	53	29	27	35	25	19	32	52
BSW	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
BOPD	49	53	29	27	35	25	19	32	52
THP	280	360	280	230	200	240	310	300	210
CHP	307	160	90	122	191	252	221	22	24
VEL( HZ O SPM)	3,1	3,2	2,5	1,4	3,9	3,4	2,4	3	4,7
PIP	749	210	119	165	258	340	315	48	220
PWF	1828	1193	1117	1175	839	959	987	720	890

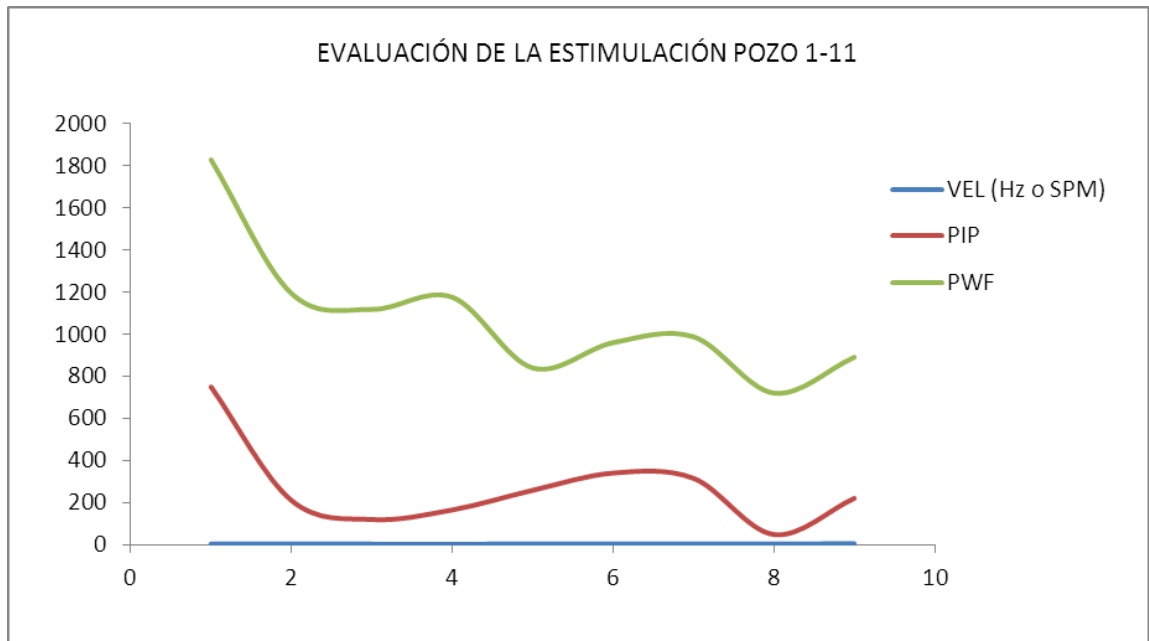
**Fuente:** Reportes de Producción del Pozo

**Figura 9. Evaluación de la estimulación Pozo 1-11**



Fuente: Los Autores

**Figura 10. Evaluación de la estimulación Pozo 1-11 – Otros Parámetros**



Fuente: Los Autores

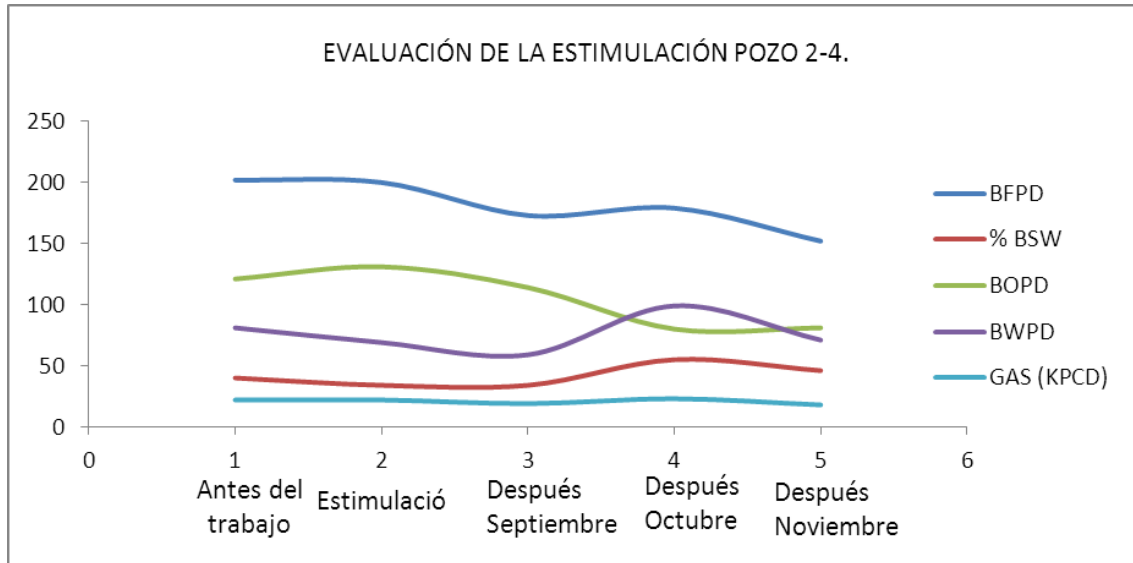
**3.1.3 Evaluación Datos de Producción del Pozo 2-4.** En la Figura 11, correspondiente a la evaluación de la producción del pozo 2-4, se observa, que en el mes anterior al trabajo de estimulación la producción de crudo presenta un valor de 121 BOPD; el día de los trabajos de acidificación se generó un incremento a 131 BOPD, el cual posteriormente resultó en un descenso progresivo en los dos meses subsiguientes al trabajo. Este comportamiento en particular se observa también en de producción de fluidos totales (BFPD). En el caso del %BSW y BWPD, se presenta un leve descenso en su valor en el momento de la intervención y en los meses siguientes a este, un incremento paulatino del mismo. La cantidad de gas permanece constante en los meses de análisis.

**Tabla 17. Datos de Producción Formación Villeta del Pozo 2-4**

	<b>Antes</b>	<b>Estimulación</b>	<b>Después Septiembre</b>	<b>Después Octubre</b>	<b>Después Noviembre</b>
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>BFPD</b>	202	200	173	179	152
<b>% BSW</b>	40	34	34	55	46
<b>BOPD</b>	<b>121</b>	<b>131</b>	<b>114</b>	<b>80</b>	<b>81</b>
<b>BWPD</b>	81	69	59	99	71
<b>GAS (KPCD)</b>	22	22	19	23	18
<b>CLORUROS (ppm)</b>	12823	11624	12217	10895	12471
<b>Bomba (ft)</b>	7201	7218	7218	7218	7218
<b>THP (psi)</b>	210	300	250	250	220
<b>Pyto (psi)</b>	3300*	3300*	3300*	3300*	3300*
<b>PIP (psi)</b>	575	1673	826	797	753
<b>PWF (psi)</b>	1135	2428	1425	1381	1953
<b>IP(BFPD/psi)</b>	0.09	0.23	0.09	0.09	0.11

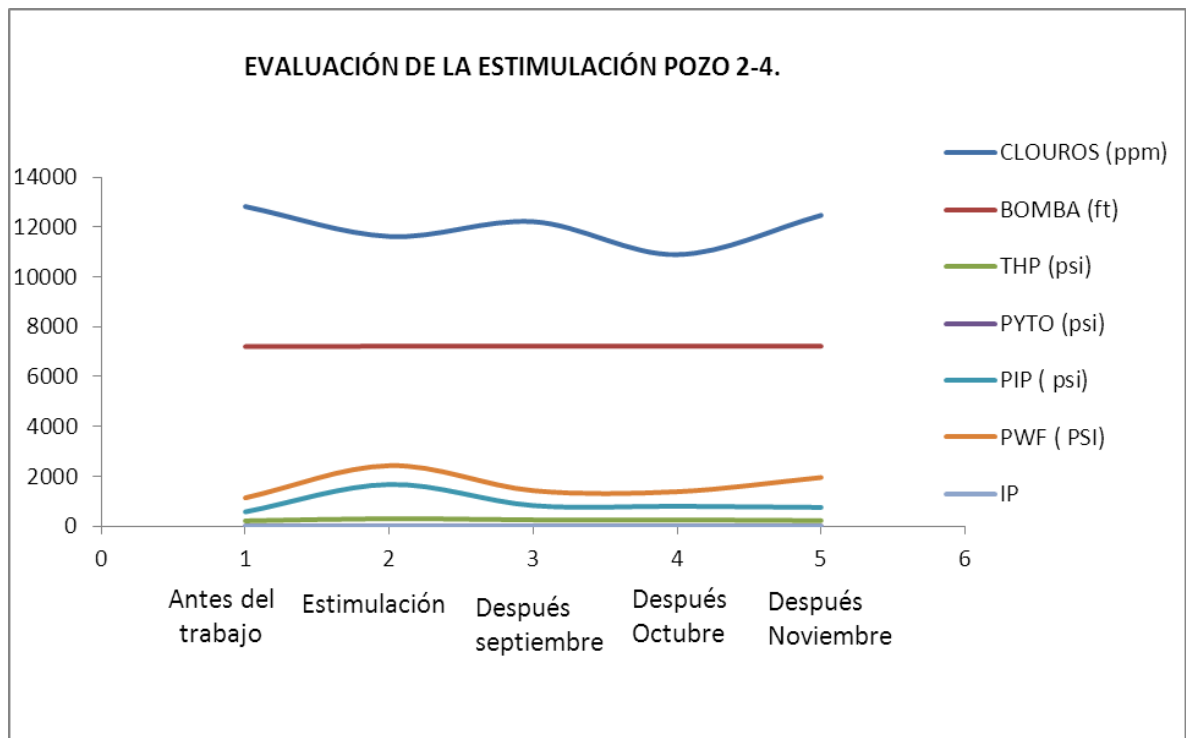
**Fuente:** Reportes de Producción del Pozo

**Figura 11. Evaluación de la Estimulación Pozo 2-4**



Fuente: Los Autores

**Figura 12. Evaluación de la estimulación Pozo 2-4 – Otros Parámetros**



Fuente: Los Autores

La presión de fondo fluyendo, PWF, genera un incremento en su valor en el momento de la inyección del fluido para después declinar levemente los dos meses siguientes y obtener una recuperación del mismo.

De acuerdo a las Figuras 11 y 12, el tratamiento de acidificación no ha producido un efecto positivo a largo plazo en el Pozo 2-4, es decir, el comportamiento del flujo a la entrada de la formación generó un incremento inicial de la producción, pero por lo que se puede observar en los datos, se obtuvo un descenso continuo en los meses siguientes a la estimulación. El índice de productividad IP se presenta con algunas fluctuaciones entre 0,09 y 0,23 BFPD/psi, antes y después del trabajo de acidificación, para tener un declive significativo justo posteriormente a la intervención ácida, hasta alcanzar su nivel más bajo de 0,09 BFPD/psi.

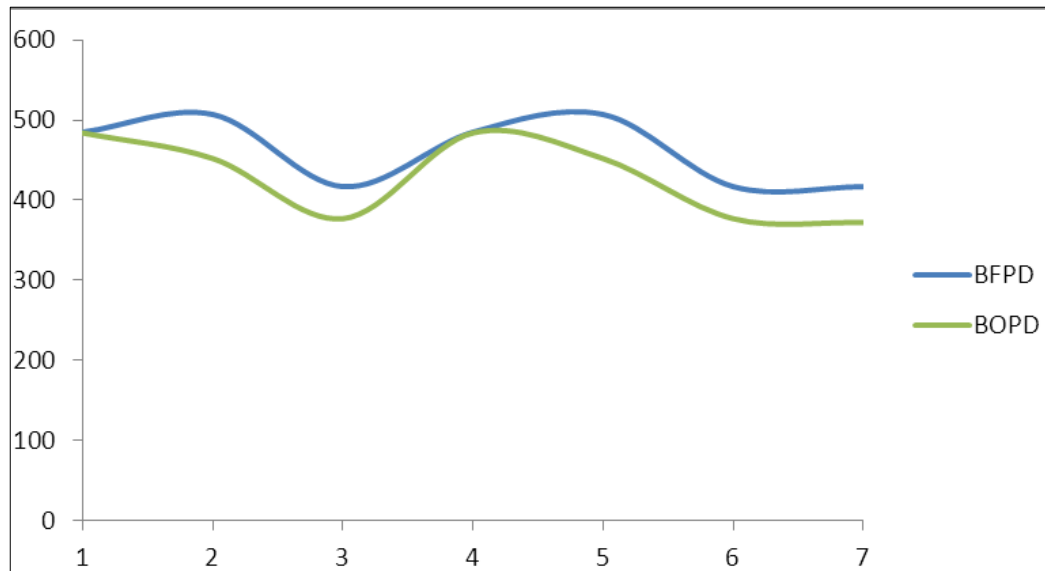
Al igual que en el pozo 1-11, se presentó un aumento en la producción al principio, los periodos siguientes esta disminuyó; pero en el Pozo 2-4 el aumento de producción inicial es mayor y el descenso posterior es menos pronunciado. Se puede inferir que el tratamiento de estimulación aplicado removió parte del daño de formación, pero se pudo presentar un rápido taponamiento de los poros en la zona cercana a la cara del pozo, psiblemente debido a reacciones indeseadas de los fluidos bombeados o impacto de otros tipos de daño de formación que no han sido evaluados.

**3.1.4 Evaluación Datos de Producción del Pozo 2-8.** Es posible evidenciar en la Figura 13 que los periodos anteriores a la estimulación se presentan descensos en la producción, y posterior al tratamiento se presenta un aumento en la misma. Lo anterior permite inferir que el tratamiento de estimulación matricial impactó positivamente la productividad del pozo.

No obstante, aunque el tratamiento de acidificación en el pozo 2-8 ha presentado un ascenso en la producción después de su aplicación, se evidencia un

descenso sustancialmente con el paso de los meses, por lo cual se concluye que la estimulación fue exitosa, pero con el tiempo se han presentado nuevamente restricciones en la producción que requieren un respectivo análisis.

**Figura 13. Evaluación de la estimulación Pozo 2-8**



**Fuente:** Los Autores

**Tabla 18. Datos de Producción Formación Villeta del Pozo 2-8**

	<b>1 mes antes de Estimulación</b>	<b>2 mes antes de Estimulación</b>	<b>3 mes antes de Estimulación</b>	<b>1 mes después de Estimulación</b>	<b>2 mes después de Estimulación</b>	<b>3 mes después de Estimulación</b>	<b>4 mes después de Estimulación</b>
	1	2	3	4	5	6	7
<b>BFPD</b>	485	507	417	485	507	417	417
<b>BSW</b>	0,3	11	10	0,3	11	10	11
<b>BOPD</b>	484	452	377	484	452	377	372

**Fuente:** Reportes de Producción del Pozo

## **4. SELECCIÓN DE FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL PARA LA FORMACIÓN VILLETA**

En los capítulos anteriores se presentaron los trabajos de estimulación matricial que se realizaron en la formación Villeta en los campos 1 y 2, y se evaluó su efectividad en la productividad de los pozos estimulados.

Con esa evaluación es posible optimizar los tratamientos que ya se efectuaron con el fin de expandir las estimulaciones a más pozos, ya que como se mencionó anteriormente, el proceso de estimulación es un ciclo continuo que inicia con la fase de diagnóstico del proceso de diseño, seguido de la fase de ejecución y por último la evaluación, con el fin de desarrollar mejoras.

En este capítulo se presentará una guía general para la selección de fluidos de estimulación, tomada de la literatura, la cual se basa en las condiciones de los pozos y la mineralogía de la formación, así como en el daño de formación que se desea combatir.

Basándonos en esta guía y en la evaluación de los tratamientos de estimulación matricial que se aplicaron en la formación Villeta en los campos 1 y 2, es posible diseñar trenes de estimulación semi-estándar para reducir el daño de formación en el horizonte Villeta.

En este capítulo se proponen trenes de estimulación, no sin antes recomendar la realización de un estudio detallado del daño de formación, con corazones o núcleos de los pozos del área, con pruebas de presión, registros y pruebas de laboratorio, con lo cual el panorama de diseño de fluidos se optimizaría.

### **4.1 GUIA DE SELECCIÓN DE FLUIDOS**

Como se mencionó en el capítulo dos, el proceso de selección de fluidos es complejo porque involucra gran variedad de parámetros, pero para simplificar

este proceso y mejorar el éxito del tratamiento, se han desarrollado ciertas guías.

En el libro “Reservoir Stimulation”, Michael Economides y Kenneth Nolte presentan una guía para selección de fluidos de estimulación, tanto para formaciones de carbonatos como para areniscas; además, también presentan un diagrama de flujo que facilita la selección de los fluidos de estimulación. A esta guía y al diagrama de flujo se le han modificado los límites de temperatura de fondo, de acuerdo a los límites de temperatura que utiliza la compañía operadora de los campos de estudio. Los parámetros más importantes que influyen en la selección de ácidos de estimulación en carbonatos y areniscas son la temperatura, mineralogía y petrofísica.

#### **4.1.1 Guía de selección de Fluidos para Formaciones de Carbonatos<sup>51</sup>**

- **Temperatura**

La selección del ácido depende en gran medida de la temperatura debido a las limitaciones existentes para inhibir la corrosión. Por ejemplo, a temperaturas mayores a 200°F, una concentración de 28% de HCl no puede ser usada debido a que puede causar una corrosión excesiva, mientras que una concentración de 15% de HCl sí se puede usar. Por encima de 300°F se puede usar un ácido orgánico o fluidos que contengan ácido etilendiaminotetracético (EDTA). Además, para incrementar la penetración del tratamiento se usa ácido emulsificado o HCl con un retardante.

- **Mineralogía**

La calcita y la dolomita reaccionan de manera diferente con ácidos. La formulación del ácido se debería optimizar para lograr la reacción deseada y las características de penetración en cada formación. Los carbonatos generalmente contienen minerales insolubles (limo y arcillas) los cuales se liberan durante la acidificación. Cuando esto ocurre, se requiere un agente de

---

<sup>51</sup>ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Op cit. Cap 13, 16 p.

suspensión de limo junto con N<sub>2</sub> en pozos donde el ácido gastado no fluirá de regreso naturalmente (gradiente de presión menor a 0.46 psi/ft).

- **Petrofísica**

La penetración del ácido y la cantidad de daño dependen del tipo y distribución de la porosidad. Por ejemplo, un carbonato altamente fisurado y altamente permeable usualmente se daña severamente durante la perforación y completamiento debido a los sólidos. Tener como objetivo una penetración profunda (mayor a 5 pies) puede ser difícil; como ya se mencionó, se requiere un ácido emulsificado y con retardantes para lograr una gran penetración.

#### 4.1.2 Guía de selección de Fluidos para Formaciones de Areniscas<sup>52</sup>

- **Temperatura**

La selección del ácido no depende en gran medida de la temperatura debido a las bajas concentraciones de ácido que se usan normalmente (La corrosión no es un tema principal). La sensibilidad de una formación de arenisca aumenta con la temperatura debido a lo rápido que hace que se gaste el HCl y el *mud acid* y la generación de finos en el ácido gastado; sin embargo, la sensibilidad que resulta de la precipitación de productos de reacción disminuye con la temperatura porque su solubilidad incrementa. Estos procesos tienden a contrabalancearse uno al otro resultando en una baja dependencia de la temperatura.

- **Mineralogía**

La mineralogía de las areniscas es el factor más importante a considerar en la selección de fluidos debido a la formación potencial de precipitados. Debido a la gran área superficial de los limos y arcillas, el *mud acid* reacciona rápidamente para generar una mezcla compleja de componentes. Además la penetración del ácido depende altamente de la mineralogía debido a la gran

---

<sup>52</sup> Ibíd. Cap 13, 17 p.

área superficial de limos y arcillas, que provoca que el ácido reacciones y se gaste antes de penetrar en gran medida la formación.

- **Petrofísica**

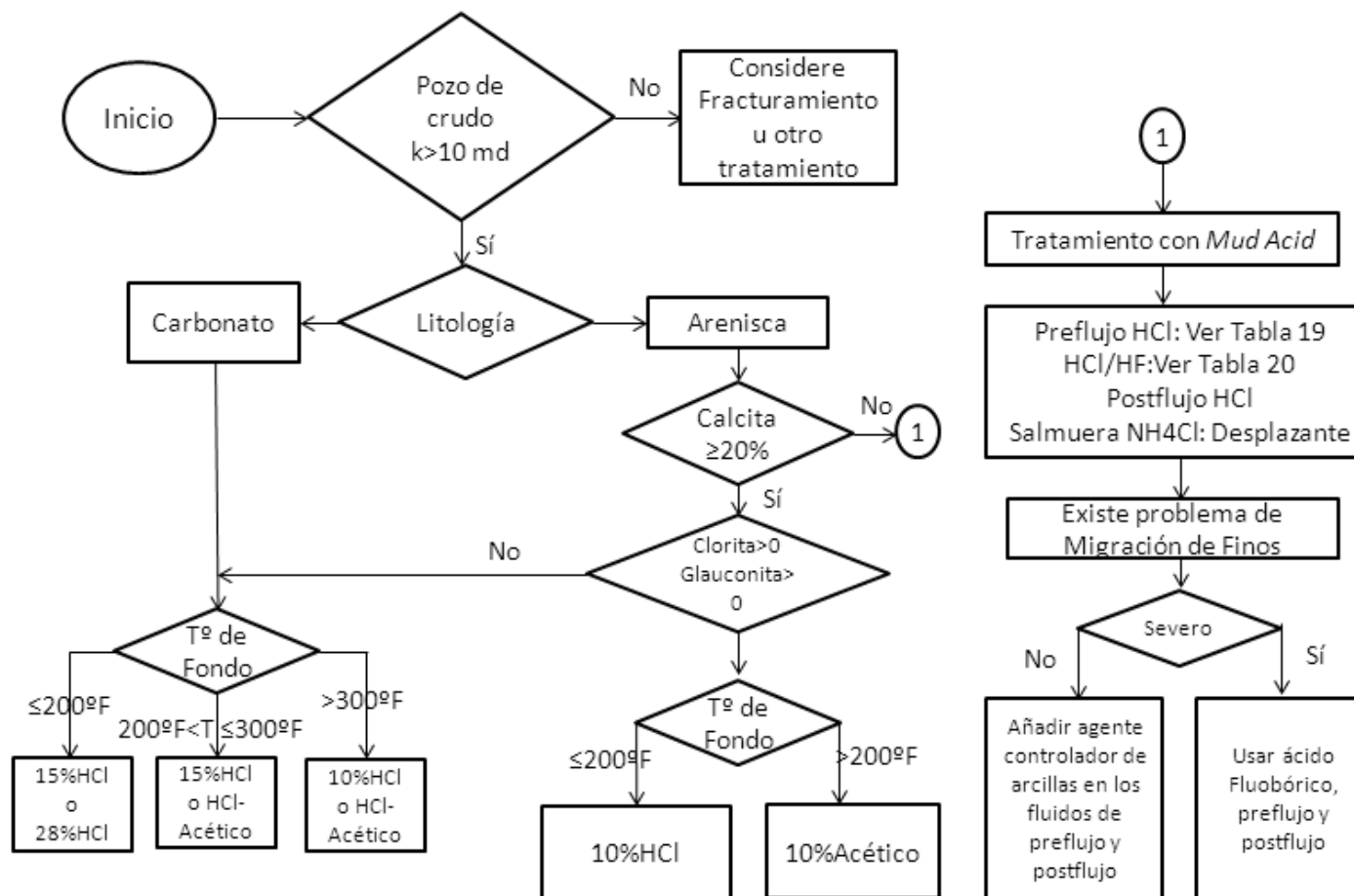
Así como en los carbonatos, la penetración del ácido y la cantidad de daño dependen del tipo y la distribución de la porosidad. Para remover el lodo de perforación y los fluidos de completamiento, se recomienda usar ácido con un agente de suspensión de limos y N<sub>2</sub>. Aunque se puede usar exclusivamente HCl en esta operación, el *mud acid* es recomendado para asistir la remoción y dispersión del daño.

La sensibilidad de una arenisca depende de la permeabilidad de la formación. Dado que la permeabilidad es función del tamaño de poro, las areniscas de baja permeabilidad son más sensibles que las de alta permeabilidad, para una mineralogía determinada. Por lo anterior, se debe considerar la permeabilidad en la selección de los fluidos.

**4.1.3 Diagrama de flujo Para Selección de Fluidos.** El diagrama de flujo para selección de fluidos fue tomado del libro “Reservoir Stimulation”; este diagrama permite determinar los fluidos principales y las concentraciones a aplicar en una estimulación matricial ácida para carbonatos y areniscas. Tal como se mencionó anteriormente, los parámetros más importantes para la selección de fluidos de tratamiento son la temperatura (de fondo), la mineralogía y la petrofísica (permeabilidad); el diagrama de flujo que se presenta en la Figura 14 se basa en estos parámetros.

El diagrama de flujo, en la parte de tratamientos con *mud acid* para formaciones de areniscas, nos remite a las Tablas 19 y 20 con el fin de determinar la concentración del preflujo y la concentración de la mezcla HCl:HF (*mud acid*) respectivamente.

Figura 14. Diagrama de Flujo Para Selección de Fluidos



Fuente: ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation, Tercera Edición. Schlumberger, 2000. Cap.13, 13 p. Modificado

**Tabla 19. Guía de Selección de Fluidos para Preflujo**

Mineralogía	Permeabilidad		
	> 100 md	20-100 md	< 20 md
<10% limo y <10%Arcilla	15% HCl	10% HCl	7.5% HCl
>10% limo y >10%Arcilla	10% HCl	7.5% HCl	5% HCl
>10% limo y <10%Arcilla	10% HCl	7.5% HCl	5% HCl
<10% limo y >10%Arcilla	10% HCl	7.5% HCl	5% HCl

Nota: La guía de selección para preflujos aplica para todas las temperaturas.  
 Para 4-6% de Clorita/Glauconita, usar la guía para <20 md con 5% ácido acético.  
 Para 6-8% de Clorita/Glauconita, no use HCl; use un preflujo de 10% ácido acético para *mud acid* con 5% de ácido acético.  
 Para >8% de Clorita/Glauconita, no use HCl; use 10% ácido acético y un *mud acid* orgánico.

Para <2% de Zeolita, use 5% de ácido acético en todos los fluidos que contengan HCl y preflujo con 10% de ácido acético.  
 Para 2-5% de Zeolita, no use preflujo de HCl; use 10% de ácido acético como preflujo y postflujo para un *mud acid* con 10% de ácido acético.  
 Para >5% de Zeolita, no use HCl en ningún sistema; use 10% de ácido acético como preflujo y postflujo para un ácido orgánico preparado a partir de 10% ácido cítrico/HF.

**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation, Tercera Edición. Schlumberger, 2000. Cap.18, 16 p.

**Tabla 20. Guía de Selección de Fluidos para Mud Acid**

Mineralogía	Permeabilidad		
	> 100 md	20-100 md	< 20 md
<10% limo y <10%Arcilla	12% HCl-3% HF	8% HCl-2% HF	6% HCl-1.5% HF
>10% limo y >10%Arcilla	13.5% HCl-1.5% HF	9% HCl-1% HF	4.5% HCl-0.5% HF
>10% limo y <10%Arcilla	12% HCl-2% HF	9% HCl-1.5% HF	6% HCl-1% HF
<10% limo y >10%Arcilla	12% HCl-2% HF	9% HCl-1.5% HF	6% HCl-1% HF

Nota: La guía de selección para *mud acid* aplica para todas las temperaturas.  
 Para 4-6% de Clorita/Glauconita, usar la guía para <20 md con 5% ácido acético.  
 Para 6-8% de Clorita/Glauconita, use un preflujo de 10% ácido acético para *mud acid* con 5% de ácido acético.  
 Para >8% de Clorita/Glauconita, use 10% ácido acético y un *mud acid* orgánico.

Para <2% de Zeolita, use 5% de ácido acético en todos los fluidos que contengan HCl.  
 Para 2-5% de Zeolita, use 10% de ácido acético como preflujo y postflujo para un *mud acid* con 10% de ácido acético.  
 Para >5% de Zeolita, use 10% de ácido acético como preflujo y postflujo para un ácido orgánico preparado a partir de 10% ácido cítrico/HF.

**Fuente:** ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation, Tercera Edición. Schlumberger, 2000. Cap.18, 16 p.

La guía anterior está basada en prácticas de la industria, en la química de acidificación de carbonatos y areniscas, en estudios e investigaciones; muchos casos históricos han corroborado esta guía con altos niveles de éxito.<sup>53</sup>

Aunque en el diagrama de la Figura 14 se recomiendan algunos fluidos para postflujos, en el libro “Matrix Acidizing (1984)”<sup>54</sup> se propone una guía para la selección de estos fluidos. Esta guía se presenta en la Tabla 21.

## 4.2 FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN PROPUESTOS

Basándonos en la guía de selección de fluidos de estimulación del punto anterior y en la evaluación de las estimulaciones matriciales que se aplicaron a los pozos 1-7, 1-11, 2-4 y 2-8, se determinaron trenes de estimulación en busca de disminuir el daño de formación y aumentar la productividad si se aplican en los pozos del horizonte Villeta.

Los fluidos determinados y propuestos para estimulación matricial de la formación Villeta, son aquellos que presentaron buenos resultados en las estimulaciones que se efectuaron, objeto del presente trabajo, y que al correlacionar con la guía de selección tomada de la literatura, presentan similitudes en cuanto a sus parámetros de aplicación.

Las estimulaciones matriciales analizadas en este trabajo fueron aplicadas a formaciones de areniscas; dado que su mineralogía no ha sido completamente evaluada, se asume que las formaciones de arenisca estimuladas contienen menos de 20% de calcita, menos de un 10% de limos y menos de 10% de arcillas, con el fin de no exceder las concentraciones de los fluidos a usar para disolver estos minerales; por otro lado, los lodos pesados que se usaron durante la perforación contenían también material arcilloso, por lo cual son necesarios tratamientos de inhibición de arcillas y disolución de finos.

---

<sup>53</sup> Ibid. Cap 18, 17 p.

<sup>54</sup> MCLEOD, H.O. Matrix Acidizing, JPT. Diciembre, 1984. 2055-2069 p.

**Tabla 21. Guía de Selección de Fluidos para Postflujo**

MATERIALES	LÍMITES DE TEMPERATURA	CONCENTRACIÓN (%)
2-3% NH <sub>4</sub> Cl (Cloruro de Amonio)		
2-3% NH <sub>4</sub> Cl con 25% Metanol		
Nitrógeno		
Diesel		
HCl		5-7.5-15
Ácido Acético		7.5-10-15
Ácido Fórmico	350°F	7.5-10-12
HCl con 25% Metanol	175°F	5-7.5-15
Ácido Acético con 25% Metanol	175°F	7.5-10-15
Ácido Fórmico con 25% Metanol	175°F	7.5-10-12
<b>Recomendación</b>	<b>Condiciones</b>	
Diesel	Preflujo no ácido, orgánico (1)	
Nitrógeno	Preflujo no ácido, inorgánico, pozo de gas seco (2)	
2-3% NH <sub>4</sub> Cl	Preflujo no ácido, inorgánico, no pozo de gas seco (3)	
<b>Alternativas Principales</b>	<b>Condiciones</b>	
2-3% NH <sub>4</sub> Cl	a. (1) y la suma del contenido de esmectita y la mezcla de las capas de arcilla <5%.	
	b. (2) y permeabilidad ≥ 1 md.	
HCl, Ácido Acético, Ácido Fórmico	Siempre y cuando sea seleccionado en el fluido principal o en la etapa de preflujo.	
2-3% NH <sub>4</sub> Cl con 25% Metanol	Pozo de gas seco	
<b>Alternativas Secundarias</b>	<b>Condiciones</b>	
2-3% NH <sub>4</sub> Cl	a. (1) y la suma del contenido de esmectita y la mezcla de las capas de arcilla ≥5%.	
	b. (2) y permeabilidad < 1 md.	
Nitrógeno	(3)	
HCl, Ácido Acético o Ácido Fórmico con 25% Metanol	Siempre y cuando sea seleccionado en el fluido principal o en la etapa de preflujo y Temperatura de Fondo < 175°F	

**Fuente:** MCLEOD, H.O. Matrix Acidizing, JPT. Diciembre, 1984. 2055-2069 p.

#### **4.2.1 Fluido de estimulación para disolución de depósitos orgánicos.**

Tanto en el Campo 1 como en el Campo 2 se aplicó tratamiento orgánico con solvente (Bencina-Alcohol-Xileno), cuyas funciones, como se especificaron en el capítulo 2 son las siguientes: la Bencina ayuda en la disolución de componentes livianos de la cadena de hidrocarburos; el Alcohol actúa como agente tensoactivo adicional en el sistema, para disminuir la tensión interfacial y promover la mojabilidad al agua del medio; y el Xileno ayuda a prevenir precipitaciones de componentes pesados de la cadena de hidrocarburos.

Este fluido se aplicó como preflujo a los tratamientos ácidos, con el fin de dejar los minerales de la roca y el material de daño limpios de aceite. Dados los buenos resultados que presentó este tratamiento, se recomienda seguir aplicando su uso en los demás pozos, pero utilizando un tiempo de remojo mayor a ocho (8) horas, ya que en el pozo 1-7 solamente se aplicaron dos (2) horas de tiempo de remojo. Consideramos que si se hubiese aplicado más tiempo, los resultados hubiesen mejorado. Los aditivos y concentraciones del tratamiento orgánico se presentan en la Tabla 10.

El único pozo en el que no se aplicó tratamiento orgánico fue el 1-11, en el cual, como se evidencia en el capítulo 3, no se obtuvo un impacto positivo en la productividad del pozo. Lo anterior permite evidenciar la importancia del tratamiento orgánico como antesala a los tratamientos con ácido; se puede inferir que el resultado de la estimulación matricial habría sido mejor y más duradero si se hubiese aplicado tratamiento orgánico en este pozo.

#### **4.2.2 Fluidos de estimulación para disolución de depósitos inorgánicos.**

De acuerdo a las guías de selección de fluidos presentadas en este capítulo, para remover depósitos inorgánicos en formaciones de areniscas es necesario utilizar un preflujo con HCl o un ácido orgánico, seguido del fluido principal con *mud acid*, y un postflujo ya sea igualmente con HCl o alguno de los presentados en la Tabla 21. Y de acuerdo al diagrama de flujo (Figura 14), si se

tiene un problema no severo de migración de finos, se recomienda añadir un agente controlador de arcillas en el preflujó y en el postflujó.

Teniendo en cuenta lo anterior, el tratamiento de estimulación aplicado en los pozos de estudio que presenta las etapas recomendadas es el que se efectuó en el Pozo 1-7, en donde, después del tratamiento orgánico se bombeó un preflujó, el cual, como se presenta en el capítulo dos, consiste en una mezcla de Ácido Fórmico y Ácido Acético a una concentración de 10% cada uno; además también contiene  $\text{NH}_4\text{Cl}$ , que actúa como inhibidor de arcillas, tal como se recomienda en el diagrama de flujó.

Como fluido principal, en el pozo 1-7 se usó una mezcla de HF con un ácido orgánico, cuya concentración no fue especificada, pero se sigue la guía del diagrama de flujó en cuanto al uso de *mud acid*. Como postflujó se usó salmuera de Cloruro de Amonio, la cual es altamente recomendada en la Tabla 21.

De acuerdo a lo anterior y a la evaluación de la efectividad del tratamiento en el capítulo 3, se recomienda la aplicación de los fluidos usados en el Pozo 1-7 para remover posibles escamas inorgánicas, tanto el preflujó con la mezcla de ácidos orgánicos o HCl, como el fluido principal con *mud acid* (HF y ácido orgánico o HCl).

El tratamiento que se aplicó al pozo 1-11, en el cual no se hizo tratamiento orgánico, solo estimulación ácida con un tren que contenía HCl, dados los resultados negativos que se presentaron, no se recomienda, ya que de acuerdo a las guías de la literatura, en formaciones de areniscas lo más recomendable es el uso de HF en el fluido principal; además a pesar de los aditivos anti-sludge, probablemente en el pozo 1-11 pudo presentarse contacto entre el fluido de tratamiento principal con el crudo de la formación, generando reacciones indeseadas y posibles taponamientos de los poros que pueden evidenciarse en la caída de producción posterior a la estimulación.

**4.2.3 Fluidos de estimulación para disolución y control de finos.** El tren de fluidos para control y disolución de finos fue aplicado en los pozos del campo 2, presentando buenos resultados en la producción inmediata a la estimulación. A pesar de que el tratamiento aplicado contiene bastantes aditivos, entre ellos inhibidores de corrosión, agentes penetrantes, surfactantes, solventes mutuales, agentes antisludge, etc, los componentes importantes son el ácido clorhídrico, el bifluoruro de amonio y el polímero estabilizador, que estabiliza las partículas de finos al adsorberse en la superficie de la formación, alterando las propiedades superficiales de los finos y reduciendo su interacción con los fluidos.

Algo interesante de este tratamiento es que no se bombea HF directamente a la formación, sino que este se obtiene a través de una reacción de Bifluoruro de amonio con el HCl, lo que permite una mayor penetración del tratamiento, evitando que el ácido se gaste antes. Si bien lo anterior no aparece como recomendación en la guía de selección que se presenta en este capítulo, es una alternativa al *mud acid* convencional.

Se recomienda el uso de este tratamiento usando como preflujo ya sea tratamientos con HCl o con un ácido orgánico y un postflujo con  $\text{NH}_4\text{Cl}$ , que actúa como inhibidor de arcillas, tal como se recomienda en el diagrama de flujo.

**4.2.4 Tratamientos Recomendados.** Basados en los fluidos recomendados en los puntos anteriores, se proponen los siguientes tratamientos para aplicarse en la formación Villeta:

#### **Tratamiento Orgánico + Remoción de escamas Inorgánicas**

- Salmuera de Cloruro de Amonio  $\text{NH}_4\text{Cl}$
- Bencina-Alcohol-Xileno (Tratamiento Orgánico)
- Tiempo de Remojo > 8 Horas

- Preflujo con Mezcla de Ácido Fórmico y Ácido Acético, u otro sistema con ácidos orgánicos
- Mud Acid (De acuerdo a Tabla 20)
- Salmuera de Cloruro de Amonio  $\text{NH}_4\text{Cl}$  (Postflujo)

Este tratamiento se recomienda debido a los buenos resultados obtenidos en su aplicación en el pozo 1-7. El éxito de su aplicación se debe a que remueve posibles depósitos orgánicos, escamas inorgánicas, y material arcilloso de los lodos pesados usados durante la perforación de la formación Villeta.

### **Tratamiento Orgánico + Estabilización de Finos**

- Salmuera de Cloruro de Amonio  $\text{NH}_4\text{Cl}$
- Bencina-Alcohol-Xileno (Tratamiento Orgánico)
- Tiempo de Remojo > 8 Horas
- Preflujo con Mezcla de Ácido Fórmico y Ácido Acético u otro sistema con ácidos orgánicos
- Tratamiento para Disolución y Control de Finos (Tabla 14)
- Salmuera de Cloruro de Amonio  $\text{NH}_4\text{Cl}$  (Postflujo)

El tratamiento para Disolución y Control de Finos, aunque no aparezca en la guía de selección de fluidos tomada de la literatura, presentó buenos resultados en los pozos en que se aplicó, en la producción inmediata a la estimulación. Se recomienda su uso en los demás pozos de la formación Villeta una vez se haya aplicado el tratamiento anterior para remover el daño causado por los lodos de perforación, ya que con el tratamiento de estabilización de finos, como ya se mencionó, el HF se genera dentro de la formación a partir del Bifluoruro de amonio, y su efecto es para remover daños más profundos.

Los volúmenes de cada fluido a aplicar dependen del estado mecánico de cada pozo y del radio de penetración que se desee obtener, a partir del conocimiento o asunción del radio de la zona afectada por el daño; lo recomendable es asumir un radio entre 3 a 5 ft, que es donde el daño de formación afecta en

mayor medida la productividad del pozo. El volumen de cada fluido se determina con la Ecuación 2.2.

## 5. CONCLUSIONES

Se analizaron las estimulaciones matriciales que fueron aplicadas a la formación Villeta de cuatro pozos de la cuenca del Putumayo, el análisis consistió en evaluar el impacto de los tratamientos en los parámetros de producción de cada pozo y así determinar el éxito de los mismos.

Se analizaron las generalidades del daño de formación, los tipos de daño que existen y su impacto en la productividad de los pozos, además se presentaron los indicios de daño que se tienen en la formación Villeta a partir de los cuales se diseñaron las estimulaciones ya aplicadas en este yacimiento, siendo de mayor impacto el daño generado por los lodos que se utilizaron durante la perforación, ya que el objetivo principal de los pozos era la formación Caballos y debido a las altas presiones encontradas, se usaron lodos de altas densidades.

Ya que no se contaba con núcleos, suficiente información mineralógica y del daño de formación, el diseño de los fluidos de estimulación que se recomienda aplicar en el horizonte Villeta no se realizó de manera convencional, se realizó a partir de estimulaciones previas aplicadas a la formación, analizando cuales tratamientos presentaron un buen impacto en la producción de los pozos y con base en guías de selección de fluidos de la literatura.

En general, los tratamientos de estimulación que se aplicaron a la formación Villeta en los pozos de estudio presentaron buenos resultados en la producción, pero en los pozos 2-4 y 2-8, el incremento se evidenció inmediatamente después de la estimulación y con el paso de los meses se volvió a presentar caída en la producción; lo anterior probablemente debido a que el tratamiento con bifluoruro de amonio actúa más profundo en la formación que un tratamiento ácido convencional, por lo cual los materiales de daño cercanos al pozo y solubles en HF no fueron removidos completamente.

En el Pozo 1-11 no se aplicó tratamiento orgánico, solo estimulación matricial ácida con un tren que contenía HCl, y al final no se obtuvo un impacto positivo en la productividad, con lo cual se evidencia la importancia del tratamiento orgánico como antesala a los tratamientos con ácido, con el fin de dejar los minerales de la roca y el material de daño limpios de aceite.

Las guías de selección de fluidos de estimulación, aunque no son reglas de uso obligatorio, son útiles cuando no se tiene información suficiente para realizar un diseño con pruebas de laboratorio, ya que se basan en prácticas de la industria, en la química de acidificación de carbonatos y areniscas, en estudios e investigaciones, pero combinándolas con la evaluación de tratamientos ya aplicados en la formación de estudio, se puede obtener recomendaciones de optimización de estos o seleccionar los mejores tratamientos con sustento en estas guías.

## 6. RECOMENDACIONES

Realizar un estudio detallado del daño de formación, con corazones o núcleos, pruebas de presión, registros y pruebas de laboratorio, con lo cual los diseños de fluidos de tratamiento mejorarían sustancialmente.

Extender la metodología del presente trabajo a otros tipos de tratamiento, como estimulaciones por fracturamiento, las cuales también se han aplicado en algunos pozos de la formación Villeta.

Evaluar la aplicación de otros fluidos de estimulación matricial, diseñados para tratar daños de formación diferentes a los que se han evidenciado en los pozos de la formación Villeta.

Realizar evaluación de diseños de fluidos de estimulación, similar a la realizada en el presente trabajo, en otras formaciones en las que, al igual que la formación Villeta, no se tenga información suficiente de la mineralogía y del daño de formación.

## BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Sistemas Hidrocarburíferos y análisis de Plays en la cuenca Caguán-Putumayo. Septiembre, 2009
- BARRERO, Darío, et al. Colombian sedimentary basin. Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2007.
- CASTRO. Hernández Henry Fernando. GAMEZ Mejía Christian José, Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo.2009.
- ECONOMIDES, Michael. NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation, Tercera Edición. Schlumberger, 2000.
- GUAJÁN, Segundo. Diseño De Estimulación Matricial A La Arenisca "T" De Tetete-12, Con Sistema Ácido Retardado: Mpr. Quito, 2007.
- HALLIBURTON, 2010. ABF Amonium Bifluoride. www.halliburton.com. (En línea) Disponible en: [http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Chem\\_Compliance/web/H07538.pdf](http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Chem_Compliance/web/H07538.pdf)
- ISLAS, Silva Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de ingenieros de Petróleos de Mexico. Marzo 1991.
- NIETO. Alex Fabián, Estudio diagnóstico y tratamiento de daño en la formación Barco de los campos operados por BP en Colombia.2005.

- OLUFEMI. Bamidele, et al. Effects of oil field scale deposition on oil production from horizontal wells. Department of petroleum engineering. University of Ibadan. Nigeria. 2009.
- PEREZ, Julio Cesar. Propiedades de los fluidos. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en producción de Hidrocarburos. Bogotá Marzo de 2014.
- SCHENCHTER, R. Oil Well Stimulation. Prentice Hall. New Jersey, 1992.
- TORO, Leonardo; RODRIGUEZ, Viviana. Estudio del daño a la formación para diseñar la estimulación en los pozos productores de la cuenca del Putumayo área occidente. Bogotá ,2011.