



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

Neiva, JUNIO 12 DE 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

CHRISTIAN ANDRES CASTRO ALVAREZ , con C.C. No. **1075269286**,

ISMAEL JOSÉ VANEGAS RAMÍREZ, con C.C. No. **1075213267**,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado

titulado: **EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA ESTIMULACIÓN SERVICIOS CON FLUIDOS, USADOS EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO YAGUARÁ.**

Presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS ;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores" , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

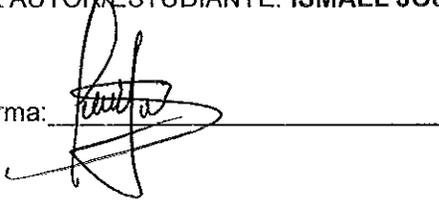
PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE: CHRISTIAN ÁNDRES CASTRO ÁLVAREZ:

Firma: 

EL AUTOR/ESTUDIANTE: ISMAEL JOSÉ VANEGAS RAMÍREZ

Firma: 



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LA ESTIMULACIÓN SERVICIOS CON FLUIDOS, USADOS EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO YAGUARÁ

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
CASTRO ÁLVAREZ	CHRISTIAN ÁNDRES
VANEGAS RAMÍREZ	ISMAEL JOSÉ

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
PERDOMO HERMIDA	LUIS CARLOS
BONILLA CAMACHO	LUIS FERNANDO RAMÓN

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
SANTOS SOLANO	EDGAR
MUÑOZ AÑASCO	HUGO IVÁN

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017

NÚMERO DE PÁGINAS: 113

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas_X_ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X_ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros_X_

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: NINGUNO



MATERIAL ANEXO: NINGUNO

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria): NINGUNO

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Estimulación</u>	<u>Stimulation</u>
2. <u>Evaluación Económica</u>	<u>Economic Evaluation</u>
3. <u>Curvas de Declinación</u>	<u>Declination Curves</u>
4. <u>Pronósticos</u>	<u>Forecasts</u>
5. <u>Indicadores Económicos</u>	<u>Economic Indicators</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El presente documento contiene un resumen del campo Yaguará, teniendo en cuenta: la historia, ubicación, estructura geológica, y características de los fluidos. Del mismo modo se hace un énfasis en los proyectos relacionados con las estimulaciones matriciales realizadas a lo largo de los últimos años en los pozos productores del campo. Por medio del análisis de curvas de declinación se permite obtener pronósticos y evaluar la eficiencia de las intervenciones ejecutadas a través del tiempo en el campo Yaguará.

Mediante este proyecto se busca cumplir con un requisito de grado, brindando a la academia un documento de consulta para Universidad Surcolombiana, además de realizar proyección social en torno a la industria proponiendo evaluaciones de los proyectos realizados, que permiten medir su eficiencia, para que en próximas intervenciones se consigan mejores resultados.

Este proyecto se aplicó a múltiples trabajos, atendiendo la necesidad de la empresa ECOPETROL S.A. de realizar una retroalimentación relacionada a los resultados que se obtuvieron de las estimulaciones matriciales efectuadas para múltiples pozos en el campo Yaguará, dando como resultado la elaboración de un completo material, de fácil manejo, el cual servirá como fuente de consulta al estudiante de Ingeniería de Petróleos y personal vinculado a la compañía para la cual va dirigido este proyecto.

El documento explica la metodología que se usó para la evaluación de cada una de las intervenciones; mediante curvas de producción, pronósticos e indicadores económicos se dio a conocer la efectividad que tenía cada una de estas estimulaciones.

Durante el desarrollo del proyecto se hizo uso de la información como las historias de los pozos, los tipos de tratamientos utilizados, el historial de producción de petróleo, el precio de crudo WTI a través de los últimos 8 años, y parámetros específicos para cada estimulación.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Vigilada mieducación



This document contains a summary of the Yaguará field, taking into account: history, location, geological structure, and fluid characteristics. In the same way an emphasis is placed on the projects related to the matrix stimulations made over the last years in producing wells in the field. By means of the analysis of declination curves is possible to obtain forecasts and assess the efficiency of the interventions executed over time in the Yaguará field.

This project is to satisfy a degree requirement, providing the academy a document that can be consulted by students of the Surcolombiana University, also to make a social projection around the industry through proposed evaluations on the projects carried out, for upcoming interventions will achieve better results.

This project was applied to multiple works, to respond the need of the company ECOPETROL SA, about a feedback of the results obtained from the matrix stimulations in multiple wells on the Yaguará field, it resulted in the development of a complete material, easy to use, which serves as a source of consultation for the Petroleum Engineering students and personnel linked to the company for which this project is directed.

The document explains the methodology used in the evaluation of each intervention; through production curves, forecasts and economic indicators, it was possible to estimate the effectiveness of each stimulation.

The information used to develop the project was well histories, types of treatments, the oil production history, the WTI price over the last 8 years, and the specific parameters for each stimulation.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Director:/Codirector: Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho

Firma:

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz Pérez

Firma:

Nombre Jurado: Claudia Marcela Hernández Cortes

Firma:

EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LA ESTIMULACION Y
SERVICIOS CON FLUIDOS, USADOS EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL
CAMPO YAGUARA.

CHRISTIAN ANDRÉS CASTRO ALVAREZ

Cód.: 20111100994

ISMAEL JOSÉ VANEGAS RAMÍREZ

Cód.: 20111100411

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2017

EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LA ESTIMULACION Y
SERVICIOS CON FLUIDOS, USADOS EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL
CAMPO YAGUARA.

CHRISTIAN ANDRÉS CASTRO ALVAREZ

Cód.: 20111100994

ISMAEL JOSÉ VANEGAS RAMÍREZ

Cód.: 20111100411

Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Directores:

LUIS CARLOS PERDOMO HERMIDA
Ingeniero de Petróleos – ECOPETROL

EDGAR SANTOS SOLANO
Ingeniero de Petróleos – ECOPETROL

Codirector:

LUIS FERNANDO BONILLA
Ingeniero de petróleo- UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2017

NOTA DE ACEPTACION

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

DEDICATORIA

Este documento va dedicado especialmente:

A Dios por darme la perseverancia y la sabiduría para culminar con éxito esta etapa de mi vida y por guiarme en cada decisión que tomo para seguir el camino correcto. A mis padres, Deifa Mariela Álvarez Pantoja y Francisco Javier Castro, de quienes siempre he tenido su apoyo incondicional. A mi familia, quienes me han apoyado en cada dificultad y siempre he encontrado en ellos la ayuda que he necesitado. A mi compañero y amigo Ismael José Vanegas quien me ha dado todo su apoyo, y que siempre ha estado ahí con sus palabras de aliento y consejos acertados cuando más lo he necesitado. A la familia Vanegas Ramírez, quienes siempre han estado dispuestos a colaborarme en todo. A mis amigos y compañeros quienes me brindaron su apoyo cuando más lo necesitaba y a todas las personas que de una u otra manera contribuyeron a la culminación de esta meta dedico mi proyecto.

Christian Andrés Castro Álvarez

Este documento está dedicado especialmente a mis padres por el apoyo incesante y comprensión en las dificultades, a mis hermanos que siempre están pendientes, a mi familia que siempre es muy unida, a mi compañero y amigo de tesis Christian Andrés Castro Álvarez, a los compañeros de carrera (2011+) por regalarme su amistad, a los amigos que de una u otra forma siempre están ahí y a la Universidad Surcolombiana por brindarme los conocimientos necesarios para poder ser un gran profesional.

Ismael José Vanegas Ramírez

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo expresan sus más sinceros agradecimientos a:

Ecopetrol S.A. Campo Yaguará. Por su respaldo y por brindarnos los recursos necesarios para la elaboración del proyecto.

Ing. Luis Carlos Perdomo Hermida, Ingeniero del campo Yaguará, Ecopetrol S.A, director del proyecto de grado, por su valiosa colaboración, enseñanzas y amistad a lo largo de este trabajo quien nos guio y con su experiencia apporto importantes recomendaciones para el desarrollo del proyecto.

Ing. Hugo Ivan Muñoz Añazco e Ing. Edgar Santos Solano, Ingenieros del campo Yaguará, Ecopetrol S.A, por sus colaboraciones y asesoría en el desarrollo del proyecto.

Ing. Luis Fernando Bonilla, Ingeniero de petróleos, codirector del proyecto de grado, por su dedicación, aporte para el proyecto y expresarle el gran aprecio que se merece.

Orlando Mayorga, Msc. en Ingeniería catastral y Geodesia, profesor de la Universidad Surcolombiana, un hombre entregado a Dios, a su Familia y sobre todo a sus estudiantes, muchas gracias por ese apoyo y amistad incondicional en todo momento, por sus enseñanzas y dedicarnos parte de su tiempo para colaborarnos y asesorarnos en nuestro proyecto.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la culminación de este proyecto.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE GRAFICAS	9
LISTA DE TABLAS	11
RESUMEN	13
ABSTRACT	14
INTRODUCCION	15
1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ	16
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	16
1.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	18
1.3 LOCALIZACIÓN	20
1.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS FLUIDOS	21
1.5 GEOLOGIA GENERAL DEL CAMPO	22
1.5.1 Geología regional	22
1.5.2 Arenas productoras.....	24
1.5.3 Modelo geológico estructural	26
1.5.4 Modelo geológico estratigráfico	28
2. MARCO CONCEPTUAL Y TEORICO	32
2.1 TENSIÓN SUPERFICIAL.....	32
2.2 MOJABILIDAD	32
2.3 CAPILARIDAD	32
2.4 EMULSIONES	33
2.5 DAÑO DE FORMACIÓN.....	33
2.5.1 Definición	33
2.5.2 Expresión Matemática del daño de Formación:	34
2.5.3 Fuentes de daño de formación ¹ :.....	34
2.6 ESTIMULACION MATRICIAL ²	37
2.6.1 Definición	37
2.6.2 Tipos de Estimulación Matricial	37
2.6.3 Aditivos. ³	40
3. CLASIFICACION DE LAS ESTIMULACIONES QUÍMICAS EN EL CAMPO YAGUARÁ EN LOS ULTIMOS AÑOS	46
3.1 TIPOS DE TRATAMIENTOS REALIZADOS.....	46
3.2 FLUIDOS EMPLEADOS.....	46
3.2.1 Tratamientos inorgánicos	46
3.2.2 Tratamientos orgánicos	47
3.2.3 Tratamientos integrales	47
3.3 TRABAJOS DE INTERVENCIONES CON FLUIDOS DURANTE LOS ULTIMOS 10 AÑOS .	48

3.4 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ENTRE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACION Y LOS DE FORMACION	50
4. DEFINICION DE LA METODOLOGÍA PARA EVALUAR LOS EFECTOS DE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN	51
4.1 FUENTES DE INFORMACIÓN.....	51
4.2 CONSIDERACIONES GENERALES.....	51
4.3 VPN (Valor Presente Neto) ⁵	52
4.4 Principios del Análisis de Curvas de Declinación ⁶	55
4.5 METODOLOGÍA.....	57
4.6 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	59
5. EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS ESTIMULACIONES Y SERVICIOS CON FLUIDOS	69
5.1 CAMPAÑA 2008.....	69
5.2 CAMPAÑA 2009.....	73
5.3 CAMPAÑA 2010.....	77
5.4 CAMPAÑA 2011.....	80
5.5 CAMPAÑA 2012.....	84
5.6 CAMPAÑA 2013.....	87
5.7 CAMPAÑA 2014.....	90
5.8 CAMPAÑA 2015.....	93
5.9. MEJORES TRATAMIENTOS REALIZADOS EN LAS CAMPAÑAS	97
RECOMENDACIONES	99
CONCLUSIONES	100
BIBLIOGRAFÍA	101
ANEXO1. GLOSARIO	103
ANEXO2. INFORME DE COMPATIBILIDAD	105

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Localización geográfica del Campo Yaguará.	20
Figura 1.2. Vista satelital del campo Yaguará Google Earth.	20
Figura 1.3. Ubicación del campo Yaguará sobre el mapa Geológico de la cuenca del Valle Superior del Magdalena	23
Figura 1.4. Mapa estructural al tope de las arenas de la formación Caballos B20. Campo Yaguará.	26
Figura 1.5. Evolución de la interpretación de la estructura del Campo Yaguará que ha integrado progresivamente sísmica 3D e información de pozo.	27
Figura 1.6. Perfil sísmico del campo Yaguará	28
Figura 1.7. Calibración del modelo de porosidad y permeabilidad con datos de núcleos. MA-031.	28
Figura 1.8. Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena subcuenca de Neiva. (Modificado de Ecopetrol, ICP-2000).	29
Figura 1.9. El onlap de las facies de Yaví y Caballos se da sobre los vulcanoclásticos de Saldaña, así como se indica en este paleoalto sin color	29
Figura 1.10. Correlaciones estratigráficas mostrando la distribución y variación de los cuerpos arenosos de base a tope en la Formación Caballos	30
Figura 1.11. Detalle de una arena de canal continental a escala de núcleo y de imagen SEM en donde se detalla la mineralogía y calidad del espacio poroso que se refleja en la alta saturación de petróleo	31
Figura 3.1. Tipos de Estimulación realizadas en el Campo Yaguará	48
Figura 3.2. Tratamientos con fluidos realizados en el Campo Yaguará	49
Figura 4.1. Diagrama De Flujo De La Metodología Empleada	58

LISTA DE GRAFICAS

		Pág.
Gráfica 1.1	Curva Histórica De Producción Del Campo Yaguará	19
Gráfica 4.1	Historial De Intervenciones MA070	54
Gráfica 4.2	Declinación Estimada Sin Intervención MA070	56
Gráfica 4.3	Tasa De Producción De Petróleo Mensual Vs Fecha MA 116	61
Gráfica 4.4	Producción de Petróleo Acumulada MA116	62
Gráfica 4.5	Tasa De Producción De Petróleo Mensual Estimada MA 116	64
Gráfica 4.6	Producción De Petróleo Acumulada Estimada MA116	64
Gráfica 4.7	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA116	66
Gráfica 4.8	Comparativo Producción de Petróleo Acumulada y Producción De Petróleo Acumulada Estimada MA116	66
Gráfica 5.1	Ganancial Campaña 2008	70
Gráfica 5.2	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 003	71
Gráfica 5.3	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 037H	72
Gráfica 5.4	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 043	73
Gráfica 5.5	Ganancial Campaña 2009	75
Gráfica 5.6	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 107	76
Gráfica 5.7	Ganancial Campaña 2010	78
Gráfica 5.8	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 070	79
Gráfica 5.9	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 068	79
Gráfica 5.10	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 003	80
Gráfica 5.11	Ganancial Campaña 2011	81
Gráfica 5.12	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 099H	82
Gráfica 5.13	Ganancial Campaña 2012	85
Gráfica 5.14	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 100	85
Gráfica 5.15	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 026	87
Gráfica 5.16	Ganacial Campaña 2013	88
Gráfica 5.17	Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 106	89
Gráfica 5.18	Ganacial Campaña 2014	90

	Pág.
Gráfica 5.19 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 057	91
Gráfica 5.20 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 100	91
Gráfica 5.21 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 109	92
Gráfica 5.22 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 061	92
Gráfica 5.23 Ganacial Campaña 2015	93
Gráfica 5.24 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 067	94

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Resumen de la historia del campo Yaguará	19
Tabla 1.2. Resumen de Propiedades PVT del Campo Yaguará	21
Tabla 1.3. Propiedades de los fluidos del campo Yaguará	22
Tabla 3.1. Tipos de Estimulación realizadas en el Campo Yaguará	48
Tabla 3.2. Tratamientos con fluidos realizados en el Campo Yaguará	49
Tabla 4.1. Parámetros de Evaluación MA070	53
Tabla 4.2. Variables para determinar VPN MA070	53
Tabla 4.3. Calculo de VPN MA070	53
Tabla 4.4. Estimulaciones campaña 2009	59
Tabla 4.5. Historial de producción MA116	60
Tabla 4.6. Pronostico sin Intervención MA116	63
Tabla 4.7. Cuadro Comparativo entre Historial de Producción y Pronostico Sin Intervención MA116	65
Tabla 4.8. Parámetros de Evaluación MA116	67
Tabla 4.9. Valor presente neto MA116	67
Tabla 5.1. Resultados de la evaluación campaña 2008	69
Tabla 5.2. Resultados de la evaluación campaña 2009	74
Tabla 5.3. Valor presente neto MA 107	76
Tabla 5.4. Resultados de la evaluación campaña 2010	78
Tabla 5.5. Resultados de la evaluación campaña 2011	81
Tabla 5.6. Cuadro Comparativo entre Historial de Producción y Pronostico Sin Intervención MA118H	83
Tabla 5.7. Cuadro Comparativo entre Historial de Producción y Pronostico Sin Intervención MA121	83
Tabla 5.8. Resultados de la evaluación campaña 2012	84
Tabla 5.9. Valor presente neto MA 116	86
Tabla 5.10. Resultados de la evaluación campaña 2013	87
Tabla 5.11. Valor presente neto MA 84H	89
Tabla 5.12. Resultados de la evaluación campaña 2014	90
Tabla 5.13. Resultados de la evaluación campaña 2015	93
Tabla 5.14. Valor presente neto MA 065	95
Tabla 5.15. Cuadro Comparativo entre Historial de Producción y Pronostico sin Intervención MA065	96
Tabla 5.16. Mejores tratamientos encontrados durante la Evaluación	97
Tabla A.1. Caracterización fisicoquímica del agua de Preparación	102
Tabla A.2. Caracterización fisicoquímica del crudo Mangos 116	102
Tabla A.3. Formulaciones evaluadas realizadas la Salmuera de KCl 2%	103
Tabla A.4. Formulaciones evaluadas realizadas al Acido HCl 7.5%	104

	Pág.
Tabla A.5. Formulaciones evaluadas realizadas al Pickling HCl	105
Tabla A.6. Formulaciones evaluadas realizadas a la Salmuera Pre y Post Flujo Inhibición	106
Tabla A.7. Formulación evaluada realizada al Inhibidor de Incrustaciones	107
Tabla A.8. Formulación evaluada realizada al Divergente	108
Tabla A.9. Formulación evaluada realizada al Tratamiento Orgánico	109

RESUMEN

El presente documento contiene un resumen del campo Yaguará, teniendo en cuenta: la historia, ubicación, estructura geológica, y características de los fluidos. Del mismo modo se hace un énfasis en los proyectos relacionados con las estimulaciones matriciales realizadas a lo largo de los últimos años en los pozos productores del campo. Por medio del análisis de curvas de declinación se permite obtener pronósticos y evaluar la eficiencia de las intervenciones ejecutadas a través del tiempo en el campo Yaguará.

La EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LA ESTIMULACION Y SERVICIOS CON FLUIDOS, USADOS EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO YAGUARA cuenta con acceso a información de las operaciones llevadas a cabo durante los últimos años en el Campo Yaguará.

Mediante este proyecto se busca cumplir con un requisito de grado, brindando a la academia un documento de consulta para Universidad Surcolombiana, además de realizar proyección social en torno a la industria proponiendo evaluaciones de los proyectos realizados, que permiten medir su eficiencia, para que en próximas intervenciones se consigan mejores resultados.

Este proyecto se aplicó a múltiples trabajos, atendiendo la necesidad de la empresa ECOPEPETROL S.A. de realizar una retroalimentación relacionada a los resultados que se obtuvieron de las estimulaciones matriciales efectuadas para múltiples pozos en el campo Yaguará, dando como resultado la elaboración de un completo material, de fácil manejo, el cual servirá como fuente de consulta al estudiante de Ingeniería de Petróleos y personal vinculado a la compañía para la cual va dirigido este proyecto.

El documento explica la metodología que se usó para la evaluación de cada una de las intervenciones; mediante curvas de producción, pronósticos e indicadores económicos se dio a conocer la efectividad que tenía cada una estas estimulaciones.

Durante el desarrollo del proyecto se hizo uso de la información como las historias de los pozos, los tipos de tratamientos utilizados, el historial de producción de petróleo, el precio de crudo WTI a través de los últimos 8 años, y parámetros específicos para cada estimulación.

Este trabajo se realizó siguiendo el cronograma de actividades, la metodología establecida y, los lineamientos del director y codirector para lograr los objetivos propuestos.

ABSTRACT

This document contains a summary of the Yaguará field, taking into account: history, location, geological structure, and fluid characteristics. In the same way an emphasis is placed on the projects related to the matrix stimulations made over the last years in producing wells in the field. By means of the analysis of declination curves is possible to obtain forecasts and assess the efficiency of the interventions executed over time in the Yaguará field.

The EVALUATION OF RESULTS OBTAINED FROM THE STIMULATION AND SERVICES WITH FLUIDS USED IN THE PRODUCING WELLS IN THE YAGUARA FIELD has access to the information of the operations carried out during the last years in the Yaguará Field.

This project is to satisfy a degree requirement, providing the academy a document that can be consulted by students of the Surcolombian University, also to make a social projection around the industry through proposed evaluations on the projects carried out, for upcoming interventions will achieve better results.

This project was applied to multiple works, to respond the need of the company ECOPETROL SA, about a feedback of the results obtained from the matrix stimulations in multiple wells on the Yaguará field, it resulted in the development of a complete material, easy to use, which serves as a source of consultation for the Petroleum Engineering students and personnel linked to the company for which this project is directed.

The document explains the methodology used in the evaluation of each intervention; through production curves, forecasts and economic indicators, it was possible to estimate the effectiveness of each stimulation.

The information used to develop the project was well histories, types of treatments, the oil production history, the WTI price over the last 8 years, and the specific parameters for each stimulation.

This work was done following the schedule of activities, the methodology established, the guidelines of the director and the co-director to achieve the proposed objectives.

INTRODUCCION

La estimulación con fluidos es una de las prácticas más habituales en la intervención de pozos. El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. Los fluidos de tratamiento (químicos) seleccionados en las operaciones de estimulación involucran una serie de criterios muy complejos (tipo de daño, característica de la formación, condiciones del pozo, criterio económico). Debido a la amplia variedad de condiciones, se han desarrollado un gran número de fluidos de tratamiento, los cuales pueden aplicarse a situaciones específicas. La selección del fluido óptimo, será aquella que reporte mayores ventajas como solución a un problema dado.

El campo Yaguará se localiza en el departamento del Huila, aproximadamente a 60 kms al suroeste de la ciudad de Neiva. Las intercalaciones de arenas y arcillas de la formación caballos, en su parte basal, actúan como rocas almacenadoras y rocas sellos respectivamente. La zona productora del campo está conformada por catorce arenas de origen fluvial, todas controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares, pero que constituyen yacimientos diferentes.

El mecanismo de producción primaria de la formación caballos en el campo Yaguará es gas en solución. Debido a que en los primeros años no se tuvo un método de recobro secundario, se liberó buena parte del gas original, dejando así al yacimiento sin la energía necesaria para producir eficientemente las reservas remanentes de crudo.

Este documento se realiza por la necesidad de conocer los resultados de las estimulaciones que se han hecho en los últimos años en el campo Yaguará el cual hacía parte del contrato de asociación Hobo celebrado entre las compañías ESSO Colombiana y Ecopetrol en el año de 1988. Petrobras International – Braspetro B.V. adquirió la participación del 50% de la asociación en el año de 1995 mediante compra realizada a ESSO Colombia y se revirtió a ECOPETROL S.A. en el año 2012, desde esa fecha está operando en el campo Yaguará.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ

La mayor parte de la información suministrada en este capítulo fue tomada del capítulo “GENERALIDADES”, del proyecto de grado “EVALUACION DEL RECOBRO SECUNDARIO POR INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO YAGUARÁ” por parte de los estudiantes Carmen Yisella Gómez Castillo y Alejandro Santander Narváez de la universidad Surcolombiana.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El contrato de Asociación HOBO fue firmado entre ECOPETROL y la compañía HUILA EXPLORATION (HUILEX) con fecha efectiva 1 de enero de 1984 y de terminación el 31 de diciembre del 2011.

Durante el año 1986, la compañía HUILEX cedió parte de sus derechos en el contrato de Asociación, con la previa aprobación y autorización de Ecopetrol, cumpliendo con lo establecido en la cláusula 27 del citado contrato de Asociación, a las siguientes compañías: Intercol con el 25.0%, British Petroleum con el 12.5% y Total con el 6.25% quedando la compañía Huilex con el 6.25% y Ecopetrol con el 50% restante. La compañía Huilex operó el contrato hasta el 27 de Marzo de 1986, período durante el cual realizó un programa sísmico de una longitud de perfil de 200 km. y perforó Yaguará – 1 a una profundidad total de 11522 pies.

El Campo Yaguará fue descubierto en el año 1987 por la EXXON con la perforación del pozo exploratorio Mangos-001(MA-001). Entre Febrero de 1987 y Enero de 1988, se perforaron los pozos MA-002, MA-003, MA-004 y MA-005. Los pozos MA-001, 002,003, probaron la existencia de hidrocarburos en la formación Caballos. El pozo MA-004 quedó ubicado en zona de transición petróleo-agua y el pozo MA-005 fue acuífero., con lo cual Ecopetrol aprobó la comercialidad del campo en Julio de 1988, en un área de 3,100 acres.

Posteriormente, durante los años 1989-1991 se inició la perforación de desarrollo (26 pozos), mientras se construían las facilidades de producción y el oleoducto Yaguará-Tenay, para poder enviar el crudo por el OAM. En Noviembre de 1991 se inicia la explotación comercial del campo con 30 pozos perforados (24 productores y 6 Secos). A partir de esta fecha se continuó con el desarrollo de Yaguará, perforando 13 pozos adicionales en el periodo 1992-1995, totalizando 43 pozos perforados en el campo.

En 1990 la EXXON adquirió los derechos de la British Petroleum y de la Huilex, de tal forma que la nueva repartición fue la siguiente: Exxon con el 43.75%, Total con el 6.25% y Ecopetrol con el 50%.

El campo entró en producción en Diciembre 05 de 1992 con la formación Caballos, de las zonas Caballos A y B, de diferentes características litológicas y de aporte de fluidos.

En 1993 se inició el sistema de levantamiento artificial con gas lift alcanzando el pico máximo de producción en Agosto con más de 9.583 BOPD, Petrobras compró la participación de Exxon en el campo en 1995, quedando como operador de este contrato. A partir de esta fecha (1995) se genera un cambio radical en el plan de desarrollo de Yaguará y se inicia el proyecto de inyección de agua, fue así como se perforan 47 pozos en el periodo 1996-2001 (38 productores, 6 inyectores, 3 secos) con lo cual se alcanzan 90 pozos perforados en total.

En el año 2002 se cambia la estrategia de perforación de pozos verticales y ligeramente desviados a pozos horizontales y altamente desviados, acompañado de un aumento gradual en la inyección de agua del campo. Con estas estrategias se genera un nuevo plan de desarrollo y fue así como se perforan 10 pozos adicionales en los años 2002 y 2003; siendo estos responsables del 28% de la producción actual del campo. También durante el año 2003 se realizaron importantes trabajos de conversión y estimulación de pozos, para el restablecimiento de la inyección, pero debido a la falta de un buen estudio geológico del yacimiento y sus heterogeneidades no se realizaron las operaciones más convenientes para mejorar la eficiencia de la inyección. Además en el campo no se han implementado indicadores como trazadores radioactivos (TR) que permiten encontrar la relación de flujo entre pozos inyectores y pozos productores.

Finalmente, durante el año 2004 se perforaron 5 pozos más (alcanzando la cifra de 105 pozos perforados en Yaguará), los cuales aportaron el 12% de la producción del campo, y durante los siguientes años se continuó con la campaña de perforación de pozos hasta llegar a 122 (75 son productores, 33 inyectores, 13 abandonados y 1 inactivo) en el año 2008 (ver tabla 1.1 Resumen de la historia del campo Yaguará).

La estación de Yaguará, recibe actualmente el crudo proveniente de 68 pozos productores; y cuenta en sus instalaciones con una batería de producción con una capacidad de separación de fluidos de 39.000 BFPD. Ecopetrol como compañía operadora del campo es la encargada de la exploración, extracción, y fiscalización del crudo para enviarlo posteriormente a través de oleoducto a la estación de recibo Tenay.

Los fluidos producidos en los pozos son transportados por tuberías (líneas de flujo de acero) hasta la estación de producción, donde se separa el aceite, el gas y el agua. El aceite se trata por medio de los separadores, tratadores e inyección de química antes de ser almacenado para su venta.

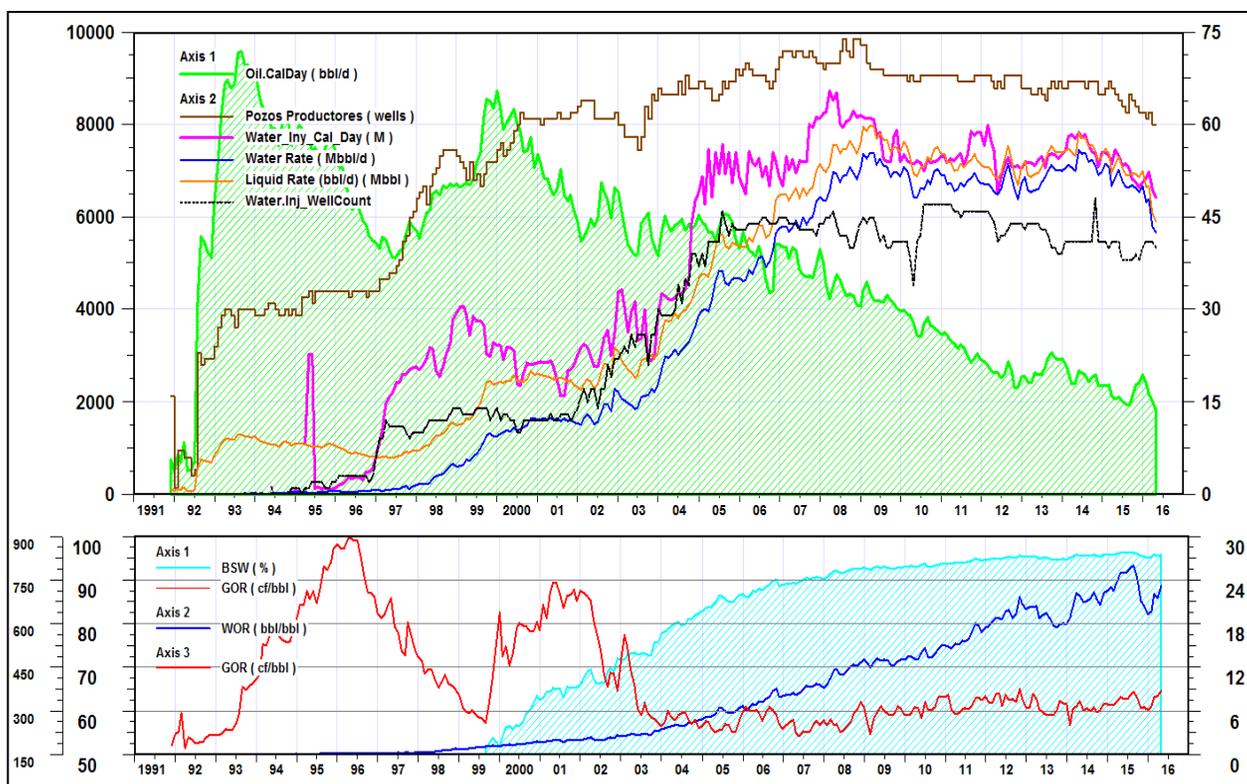
El agua asociada y libre se recircula y se deposita en el tanque desnatador y piscinas API para su respectivo tratamiento. El gas separado se utiliza para el sistema de Gas Lift, A diciembre de 2012 en el campo Yaguará se encuentran 122 pozos, los cuales 70 son productores, 32 inyectores (44 Sartas), 16 abandonados y 4 inactivos. El acceso a cada uno de los pozos se realiza por medio de una red vial interna del campo.

En los pozos productores se utilizan los siguientes sistemas de levantamiento artificial: bombeo por cavidades progresivas (44 pozos) y bombeo electrosumergible (26 pozos). Basados en la información anteriormente expuesta, el Campo Yaguará es considerado un campo maduro tanto en producción como en inyección de agua.

1.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción comercial del campo se inició en el año de 1992 junto con la primera campaña de perforación del campo. (Gráfica). En Agosto de 1993 el campo alcanzó su pico de producción primaria con un caudal de 9583 BOPD. En Febrero de 1995, con el propósito de restaurar la presión del yacimiento y maximizar el recobro de hidrocarburos, se inició el proyecto de inyección de agua en el Campo Yaguará mediante el pozo MA-004, en el yacimiento Caballos B y su posterior extensión hacia la periferia Oeste del campo mediante pozos inyectoros adicionales. Con el tiempo se ha hizo evidente la insuficiencia del esquema periférico inicial y el requerimiento de mayores volúmenes de inyección, con una mejor distribución areal y vertical. Es así como, entre los años 1997 a 1999 se perforaron pozos productores e inyectoros de agua y se realizaron varias conversiones de pozos productores a inyectoros de agua, pasando de un modelo periférico a un modelo mixto periférico. En Diciembre de 1999 el campo alcanza el pico de producción secundaria con 8717 BOPD.

Entre los años 2003 y 2006 se decide realizar una nueva campaña de perforación soportada en la perforación de pozos horizontales y el aumento de volúmenes de inyección de agua de 30000 BWPD a 55000 BWPD, esto genero un mantenimiento de producción, sin embargo no reflejaron incrementos significativos de producción. Entre los años 2009 y 2012 se evidenció un aumento en la declinación de producción de petróleo e incremento de BSW en varios pozos del campo. El campo es recibido para operación directa por parte de ECOPETROL S.A. en el año 2012. Basados en evaluaciones de productividad de los pozos y comportamiento de los diferentes bloques del campo, se han realizado campañas de workover enfocadas al incremento de producción: estimulaciones químicas, fracturamientos, cañoneos y optimización de la inyección de agua (sartas selectivas). Los resultados en producción de estas campañas muestran los incrementales en la curva histórica de producción entre los años 2013 – 2015.



Gráfica 1.1 Curva Histórica de Producción del Campo Yaguará

Primer pozo exploratorio (MA001)	1987
Entra oficialmente en producción	1992
Inicio del sistema de levantamiento artificial con gas lift.	1993
Petrobras compra la participación a Exxon y queda como operador del campo.	1995
Inicio del proyecto por inyección de agua.	1995
Cambio de estrategia a pozos horizontales y aumento de inyección de Agua	2002
Llega el campo a 122 pozos perforados	2008
El campo es recibido para operación directa por parte de Ecopetrol S.A.	2012
Se realizan campañas de workover enfocadas al incremento de producción	2013 2015

Tabla 1.1. Resumen de la historia del campo Yaguará

1.3 LOCALIZACIÓN

Geográficamente, el Campo Yaguará se encuentra localizado en el Sur de la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) (figura 1.1), 56 Km al sur-occidente de la ciudad de Neiva, a 7.3 Km del municipio de Yaguará, en el Departamento del Huila.

Cuenta con un área comercial de 7.785 acres y está limitado al este por la loma El Cucharo, al oeste por la cuchilla, la Laja, al norte por la Represa de Betania, el municipio de Yaguará y al sur con la quebrada La Carahuaja.

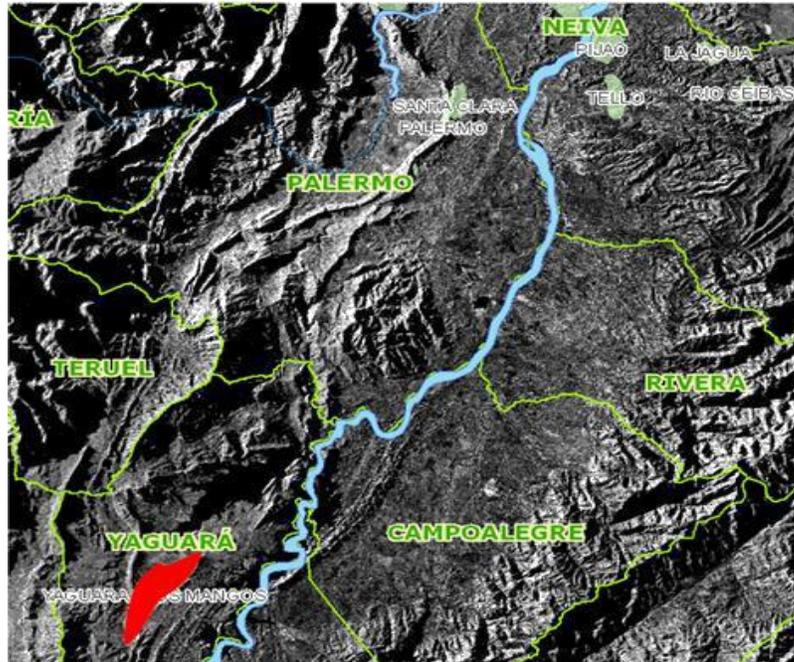


Figura 1.1. Localización geográfica del Campo Yaguará.



Figura 1.2. Vista satelital del campo Yaguará Google Earth.

1.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS FLUIDOS

El Campo Yaguará cuenta con seis (6) análisis PVT a nivel de la formación Caballos, correspondiente a los pozos MA-001, MA-002, MA-003, MA-007, MA-009 y MA-015. El sistema de hidrocarburos de la Formación Caballos ha sido caracterizado como tipo Black Oil con una gravedad API entre 22° y 24°, a condiciones subsaturadas.

Se consideran como representativa, la información PVT adquirida a partir de una muestra de fondo de pozo en Febrero de 1989 para el pozo MA-007. El resumen de propiedades PVT se muestran en la Tabla 1.2

Parámetro	PVT MA-007	Unidades
Temperatura	121	°F
Gravedad API	23.8	°API
Gas		
B _g	0.002889	Bl/scf
GE	0.753	psi ⁻¹
Oil		
P _b	1068	Psia
R _s	168 @ P _b	cf/bbl
B _o	1.08 @ P _i	B/STB
C _o	6.01E-06	psi ⁻¹
μ _o	10.7 @ P _b	Cp
R _{hoo}	0.866	g/cc

Tabla 1.2. Resumen de Propiedades PVT del Campo Yaguará

El campo Yaguará está compuesto por dos formaciones productoras, la formación Caballos B que se caracteriza por una porosidad entre 12-15% y una permeabilidad promedio de 300 md; siendo la responsable del 70% de la producción del campo y en la cual se ha inyectado el 79% del volumen de agua de inyección.

La formación Caballos A se caracteriza por una porosidad entre 6–8% y una permeabilidad promedio de 30 md. El yacimiento es somero con una profundidad vertical promedio de 3.000 pies.

CAMPO YAGUARÁ

DATOS	CAMPO
CARACTERISITICAS GENERALES	
Espesor Neto (Ft)	50 – 250
Profundidad Promedio (Ft)	2600
Temperatura Yacimiento (°F)	117
Presión Yacimiento (Psi)	1430
Presión de Burbuja (Psia)	1000 – 1100
Litología	Arenisca
Mecanismo de Producción Primaria	Gas en Solución
Método de Producción Actual	inyección de Agua
Área (Acres)	3100
CARACTERÍSTICA DE LOS FLUIDOS	
Viscosidad Aceite (Cp)	14.2
Gravedad API del Crudo	22 – 24
Swc	8 - 20 %
Relación gas-petróleo en solución	168 PCS / STB
CARACTERÍSTICA DE LA ROCA	
Porosidad %	6 – 15
Permeabilidad (md)	10 – 200
Compresibilidad Total psi^{-1}	5×10^{-6}

Tabla 1.3. Propiedades de los fluidos del campo Yaguará
Fuente: Área de yacimientos campo Yaguará.

1.5 GEOLOGIA GENERAL DEL CAMPO

1.5.1 Geología regional

El campo Yaguará está localizado en la subcuenca de Neiva, en la parte sur de la cuenca sedimentaria del valle superior del Magdalena (Figura 2.1.), se encuentra entre las fallas de San Jacinto y Pedernal, la cual es un anticlinal fallado, con un sistema de fallas inversas, cuya principal falla es la de San Jacinto ubicada en la dirección NE-SW con complejidad al noreste del campo.

Esta Cuenca tiene una geometría elongada con dirección principal SSW-NNE. Limita al norte con el Alto de Natagaima y al sur se va estrechando y somerizando, a la altura de la población de San Agustín aunque hay rasgos de esta cuenca que se prolongan más hacia el sur en el sector conocido como Esnanga. En el sentido transversal está limitada por las cordilleras Central y Oriental (cuenca intramontana) y el principal rasgo fisiográfico de esta cuenca es el Río Magdalena, de donde toma su nombre.

Estructuralmente el campo Yaguará está delimitado al Oeste, por el sistema de fallas de Upar-Buenavista y al Este, por el sistema de fallas de San Jacinto. La estructura corresponde a un anticlinal de doble cabeceo al norte y sur, el cual está muy fallado, con una serie de fallas imbricadas pertenecientes al sistema de San Jacinto que hacen que el campo presente alta desviación hacia el oriente.

En los flancos occidental y oriental, esta subcuenca está limitada geológicamente por fallas de cabalgamiento como el Sistema de Chusma al occidente y el Sistema Garzón-Huila al oriente, Figura 1.3.

El estilo estructural del yacimiento es un anticlinal, con múltiples fallas de tipo tanto inverso como normal. El límite de la trampa está constituido por la falla de San Jacinto, en su costado oriental.

La estructura del campo en el tope muestra un anticlinal asimétrico, alargado y con doble cabeceo sobre el sector occidental de la cuenca, en superficie se aprecia una estructura monoclinal buzando al nor-occidente con su eje orientado en dirección NE –SO. La cuenca se halla limitada por las cordilleras central y oriental que constituyen los límites de la misma.

La zona productora del campo está conformada por trece arenas de origen fluvial, todas controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares, pero que constituyen yacimientos diferentes. Estas arenas han sido agrupadas en tres sistemas depositacionales diferentes, Caballos A, M y B.

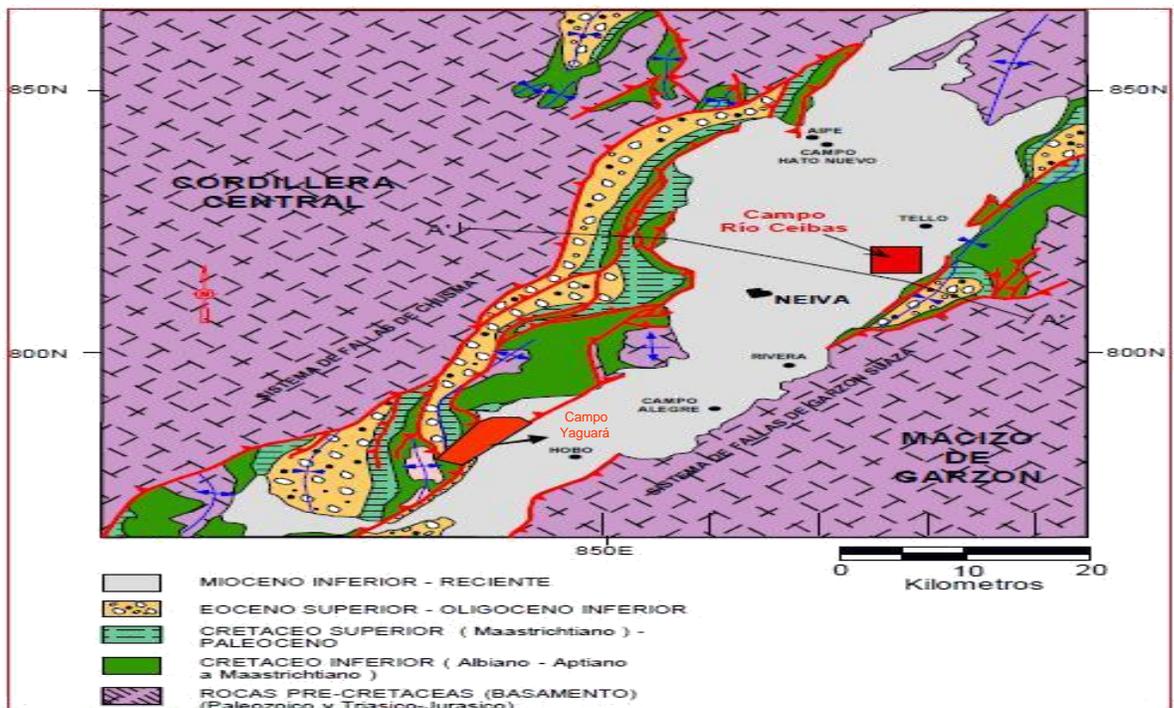


Figura 1.3. Ubicación del campo Yaguará sobre el mapa Geológico de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

El entrampamiento lo forma el sello de lutitas de la formación Villeta y por el este de la falla San Jacinto, el yacimiento se encuentra localizado en las arenas superiores, media e inferiores de la formación Caballos la cual posee buzamientos regionales al norte y al sur, que constituyen el cierre de la trampa en estos flancos.

El Campo Yaguará produce de las arenas de la formación Caballos, la cual se ubica estratigráficamente, encima del basamento (Formación Saldaña) en forma discordante e infrayace concordantemente la Formación Villeta; el Campo se encuentra limitado al este, por la Falla San Jacinto con rumbo noreste; al oeste, por las Fallas de Pedernal y Buenavista, generando cuatro zonas estructurales diferentes. Se han identificado 13 unidades estratigráficas. Estas arenas están conformadas principalmente en areniscas, limolitas, calizas clásticas y shales, presentando sedimentación calcárea y contenido de arcillas.

El campo Yaguará es una estructura formada por esfuerzos compresivos con rumbo Este – Noreste. La interacción entre las fallas de cabalgamiento de Buenavista y Pedernal con la falla de San Jacinto, generan un alto estructural fragmentado que fue parcialmente sometido a rotación y produjo zonas estructurales con las siguientes características:

Zona 1, se ubica sobre el extremo sur del campo, se caracteriza por mostrar fallas de tipo normal de dirección nor – oeste, asociadas a la falla de San Jacinto y aparentemente formando una estructura en flor negativa con esta falla. No se ha encontrado producción de aceite asociado a estas fallas.

Zona 2, es la de mayor extensión en el campo y donde se concentra la producción principal del mismo. Se caracteriza por mostrar grandes bloques, limitados al este por fallas inversas de salto variable.

Zona 3, corresponde a una delgada franja donde la combinación de la actividad compresiva junto a los movimientos de rumbo del área, generan en esta zona un mayor grado de fracturamiento formando bloques pequeños.

Zona 4, al nor – oeste, se caracteriza por mostrar una serie de fallas inversas con orientación variable y buzando hacia el nor – oeste. Esta es una zona donde se concentra la mayor actividad compresiva en el campo, observándose el desarrollo de estructuras en flor positiva asociadas a la falla de San Jacinto.

1.5.2 Arenas productoras

1.5.2.1 Cobertura productiva

La cobertura productiva de carácter sedimentario está determinada por dos secuencias deposicionales diferentes caracterizadas por presentar rocas de origen clástico y químico. La primera se trata de una secuencia clástica marina fluvial que abarca desde el Cretáceo Medio (Aptiano – Albiano) hasta el paleógeno (Paleoceno) de un ambiente marino a transicional desarrollando un ciclo regresivo y en la cual fueron depositados en el área, las formaciones Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduas respectivamente.

La segunda secuencia compuesta por rocas sedimentarias de origen continental que abarcan desde el Eoceno hasta el reciente, que corresponden estratigráficamente a las formaciones Gualanday, Doima, Potrerillos, Honda, Gigante y Depósitos Cuaternarios.

1.5.2.2 Estratigrafía

Las intercalaciones de arenas y arcillas de la formación Caballos, en su parte basal, actúan como rocas almacenadoras y rocas sellos respectivamente. La zona productora del campo está conformada por 13 arenas de origen fluvial, todas controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares, pero que constituyen yacimientos diferentes.

El campo Yaguará produce de la formación Caballos (Cretácica), principal roca del yacimiento en la cuenca del valle superior del Magdalena a la cual pertenece, esta formación fue dividida en: Caballos Inferior, Caballos Medio y Caballos Superior; Flórez y Carrillo (1994) redefinieron estas formaciones denominándolas Formación Alpujarra (Caballos Inferior), El Ocal (Caballos Medio) y Caballos (Caballos Superior).

La Formación Caballos Inferior (LKB) está compuesta por una serie de secuencias arenosas retrogradacionales, siendo un depósito continental a la base con cuarzo arenitas y subarcosas de color blanco a gris claro, de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas bien seleccionadas con pseudomatriz caolinítica. En la parte media y tope predominan lodolitas negras ricas en restos de plantas, que corresponden a depósitos en llanuras aluviales surcadas por canales sinuosos. Reposa discordantemente puntualmente sobre la formación Yaví. Tiene un espesor promedio de 150 pies.

La formación Caballos Medio (MKB) fue depositada en un ambiente marino restringido (Litoral a Sublitoral) se caracteriza por tener intercalaciones de calizas lumaquelicas y dolomitas de color gris verdoso, algunas glauconitas y lodolitas de color gris a negro, ricas en materia orgánica. Tiene un espesor promedio de 120 pies.

La Formación Caballos Superior (UKB), es el principal yacimiento productor en los Campos Santa Clara y los Mangos, está constituida por cuarzoarenitas muy continuas de grano fino a grueso friables, muy bien a moderadamente seleccionadas, con laminación inclinada y paralela, que fueron originadas como depósitos de cordones de playa progradantes. Presentan intercalaciones de lodolitas e interlaminaciones de arena y lodo y arenitas calcáreas bioclásticas, que representan depósitos marinos marginales (estuarios).

1.5.3 Modelo geológico estructural

Estructuralmente el campo Yaguará está delimitado al oeste por el sistema de fallas de Upar-Buenavista y al este, por el sistema de fallas de San Jacinto. La estructura corresponde a un anticlinal de doble cabeceo al norte y sur, el cual está muy fallado, con una serie de fallas imbricadas pertenecientes al sistema de San Jacinto que hacen que el campo presente alta compartimentalización hacia el oriente. (Figura 1) . En los flancos occidental y oriental, esta sub-cuenca está limitada geológicamente por fallas de cabalgamiento como el sistema de Chusma al occidente y el sistema Garzón-Huila al oriente.

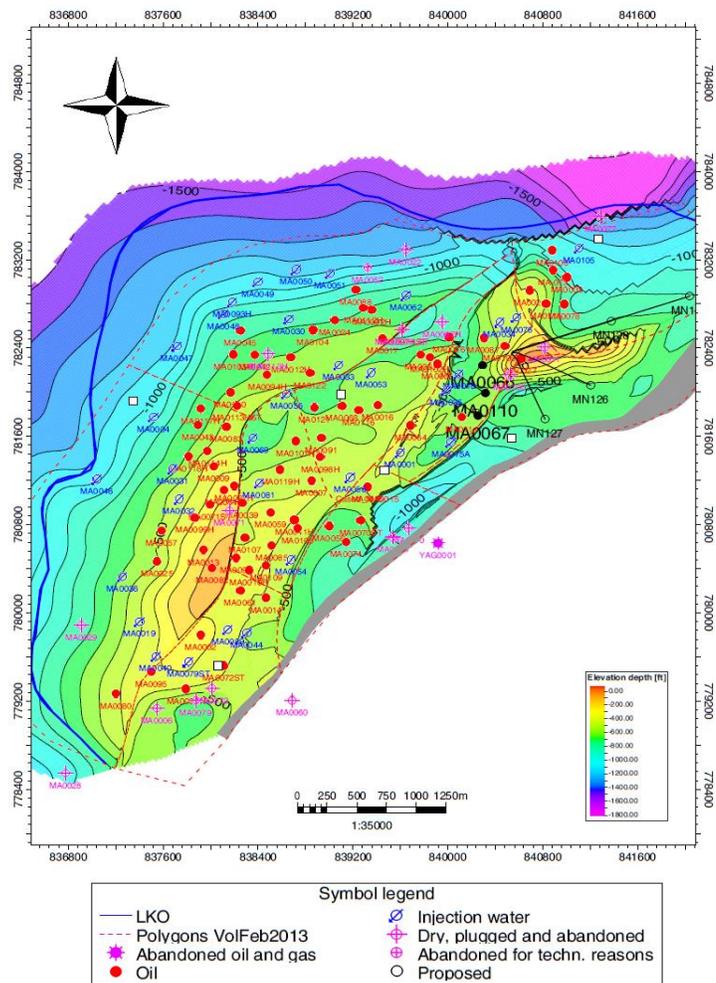


Figura 1.4 Mapa estructural al tope de las arenas de la formación Caballos-B20. Campo Yaguará.
Fuente: ECOPETROL S.A.

De acuerdo con el comportamiento estructural, el campo fue dividido en 5 zonas estructurales. La zona 1 relacionada con fallamiento normal identificado al sur del campo, la zona 2 donde predominan los bloques estructurales mayores asociado a fallamiento de tipo inverso, la zona 3 que es una delgada franja desarrollada a lo largo de la zona de influencia de la Falla de San Jacinto, la zona 4 corresponde a una serie de bloques estructurales controlados por la Falla de San Jacinto que constituyen estructuras en flor al norte del campo y la zona 5 al extremo norte del campo definido por fallas de cabalgamiento con diferentes comportamientos estructurales principalmente de orientación oeste noroeste.

Las áreas de interés importantes desde el punto de vista estructural son definidas de mayor a menor importancia teniendo en cuenta: nuevos bloques asociados a estructuras en flor de la Falla de San Jacinto, desarrollando áreas elevadas por debajo de las fallas de cabalgamiento y desarrollando estrategias de perforación en zonas estructuralmente.

En la Figura 1.5, se muestran seis mapas, que fue tomado de Petrobras 2004, entre los cuales hay que resaltar los realizados por Jaramillo y Rodríguez (1994) y Jaramillo (1996) que fueron construidos usando información sísmica 2D, los de Téllez y Mauro (1998) y Lozano (2000) que fueron construidos con mayor control de pozos que de sísmica y el de Freitas (1999) que fue realizado usando el proceso de Western (1997). El resultado del estudio de Petrobras en el 2004 se indica en la figura 1.5., a color de la parte inferior derecha, que corresponde al mapa estructural al tope de la Formación Caballos B y que una vez validado el mapa por Halliburton, fue tomado como el mapa estructural para este estudio.

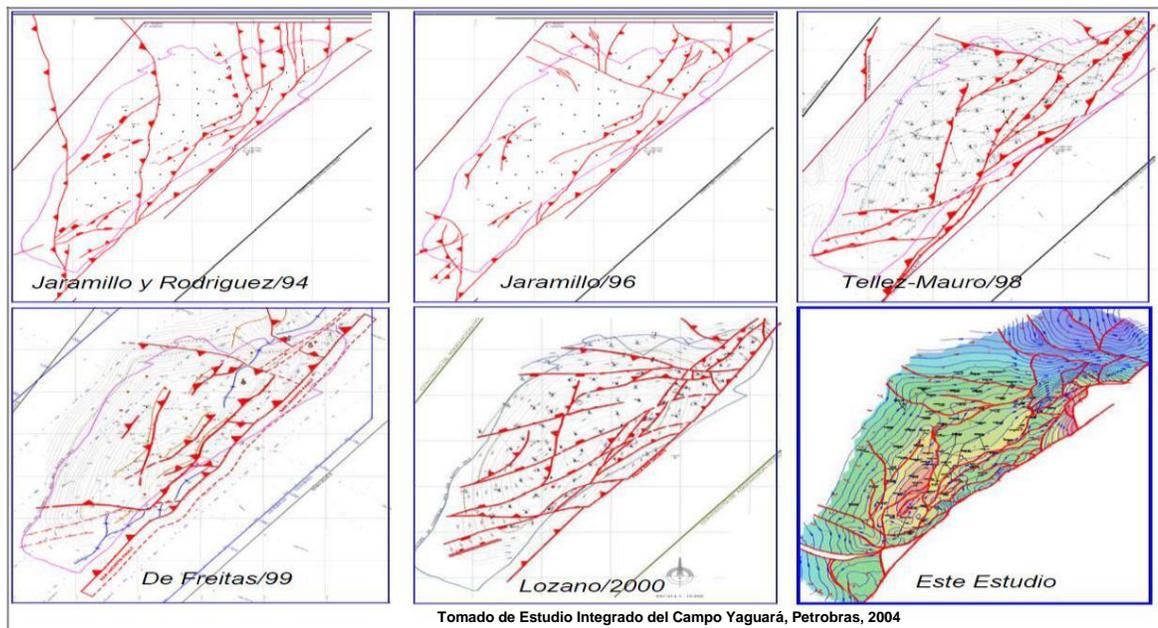


Figura 1.5. Evolución de la interpretación de la estructura del Campo Yaguará que ha integrado progresivamente sísmica 3D e información de pozo.

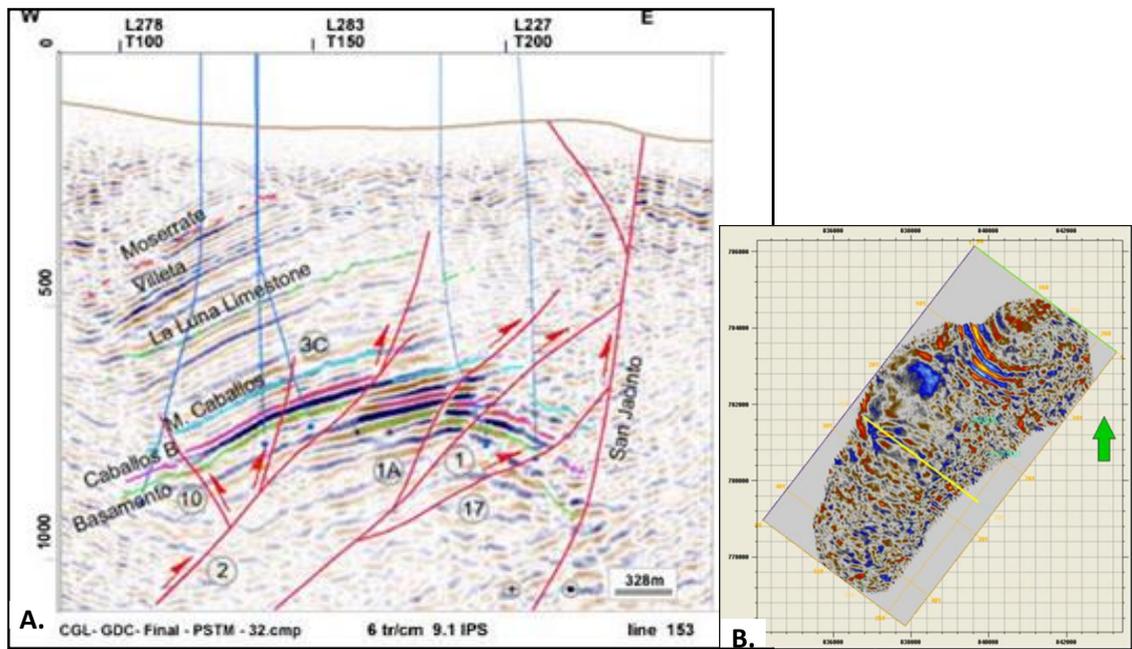


Figura 1.6. Línea sísmica mostrando pozos MAN- 46, 32, 71ST y 70 ST. B. Área interpretada para sísmica del campo Yaguará

1.5.4 Modelo geológico estratigráfico

El modelo estratigráfico se basa en la subdivisión en unidades operacionales entre Caballos B a la base y Caballos A al tope. Las arenas B están subdivididas de acuerdo con la Figura 1.7. Desde la base con la arena B40 hasta la B20 o la más superior. Igualmente las arenas A van desde la A90 a la base hasta la A10 al tope. Esta clasificación comprende a la del estudio de caracterización de Petrobras del año 2004; sin embargo, para efectos del presente estudio se tomó la clasificación de Caballos A y Caballos B.

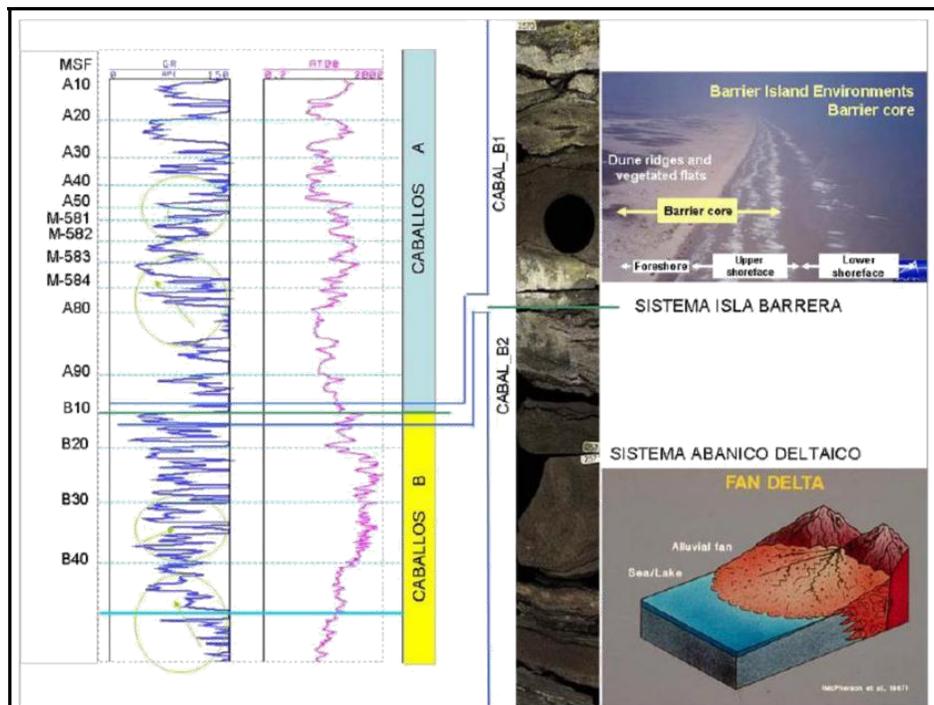


Figura 1.7. Calibración del modelo de porosidad y permeabilidad con datos de núcleos. MA-031.

1.5.4.1 Litología

La principal formación productora consta de las arenas A, M y B de la formación caballos en un rango de 30 a 130 ft de zona productora a una profundidad promedio de 2600 ft. Los intervalos productores son aislados por pequeñas intercalaciones de Shales y arenas que en un momento dado pueden o no crear barreras efectivas para un crecimiento vertical de la fractura.

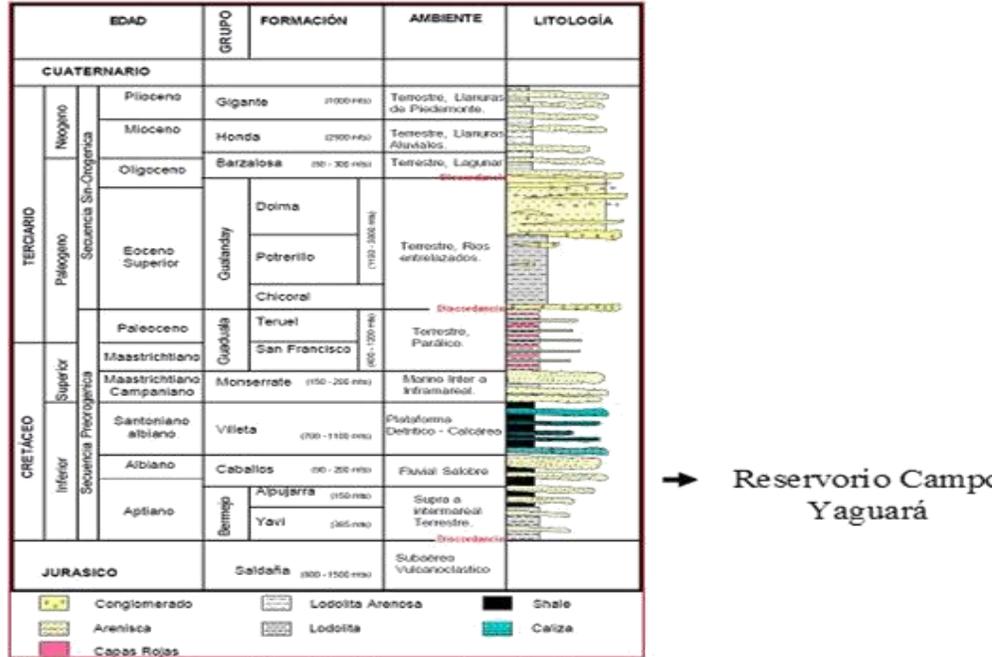


Figura 1.8. Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena subcuena de Neiva. (Modificado de Ecopetrol, ICP-2000).

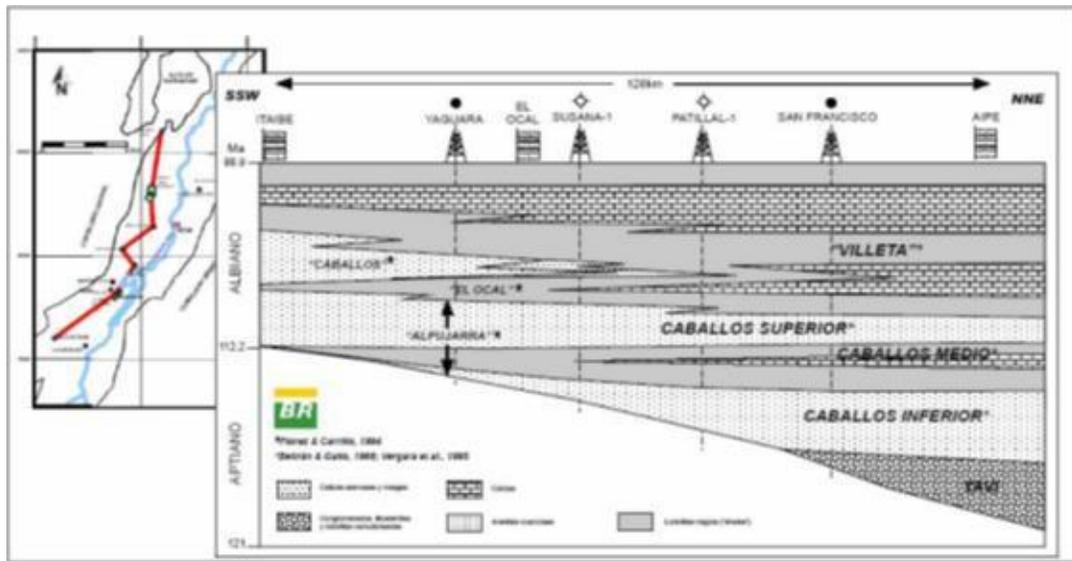


Figura 1.9. El onlap de las facies de Yavi y Caballos se da sobre los vulcanoclasticos de Saldaña, así como se indica en este paleoalto sin color.

La mineralogía de la formación caballos consta principalmente de cuarzo con pequeñas cantidades de kaolinita, siderita, Pirita y arcillas glauconíticas, con pequeñas cantidades de calcita identificadas.

El estudio detallado por pozo dentro del Campo Yaguará permite la elaboración de correlaciones estratigráficas de alta resolución en donde se identifica la distribución de estos cuerpos arenosos que actualmente y debido al fuerte tectonismo se encuentran ocasionalmente y especialmente cerca a las fallas mayores en posiciones de fuerte complejidad estructural. La Figura 1.10 ilustra una de estas correlaciones en el sentido del rumbo en donde se aprecian los canales y barras arenosas dentro de los dos miembros de la formación Caballos.

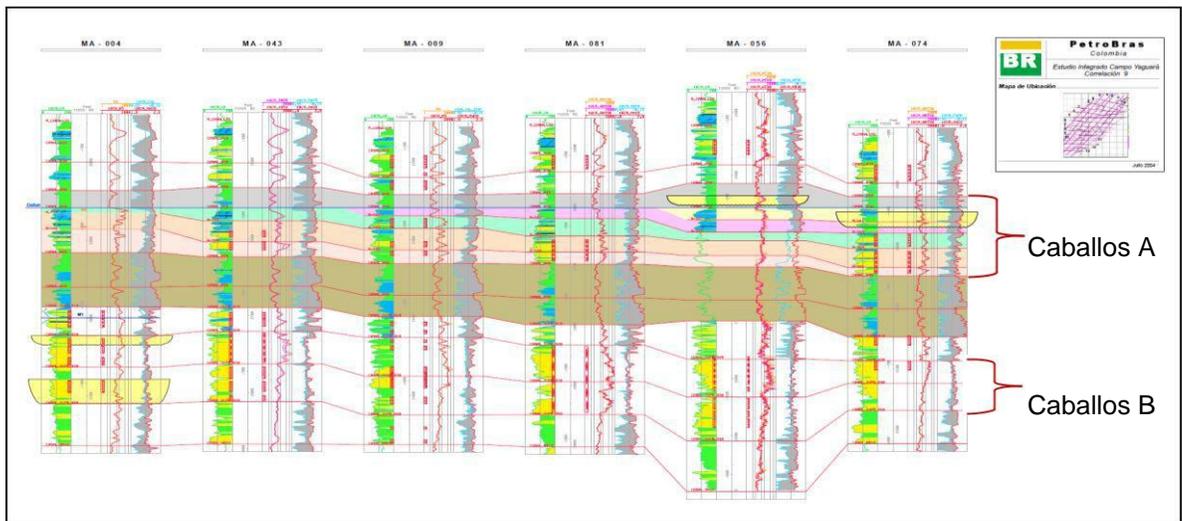


Figura 1.10. Correlaciones estratigráficas mostrando la distribución y variación de los cuerpos arenosos de base a tope en la Formación Caballos

Entre la formación Caballos B y Caballos A se observan unos depósitos finos que actúan como una barrera que aísla las dos unidades operacionales y que ocasionalmente son calizas micríticas que se asocian a las Calizas de Tetuán.

Todas las unidades se han mapeado en el estudio de caracterización de yacimientos de Petrobras.

Estos estudios se apoyaron en la caracterización de la roca realizada a los corazones tomados en los Pozos MA-002, MA-031 y MA-033. Estos pozos están localizados en la zona centro y norte del Campo Yaguará por lo que se consideran representativos. Los corazones fueron muestreados para petrografía, con el fin de hacer una correcta caracterización petrofísica. La Figura 1.11., muestra un ejemplo de estos corazones en donde se han hecho simultáneamente muestreos a la misma profundidad para petrografía. La alta saturación de la roca no está siendo afectada por los contenidos arcillosos en la matriz de la roca y el desarrollo de poros y gargantas es excelente para la calidad de reservorio de estas areniscas.

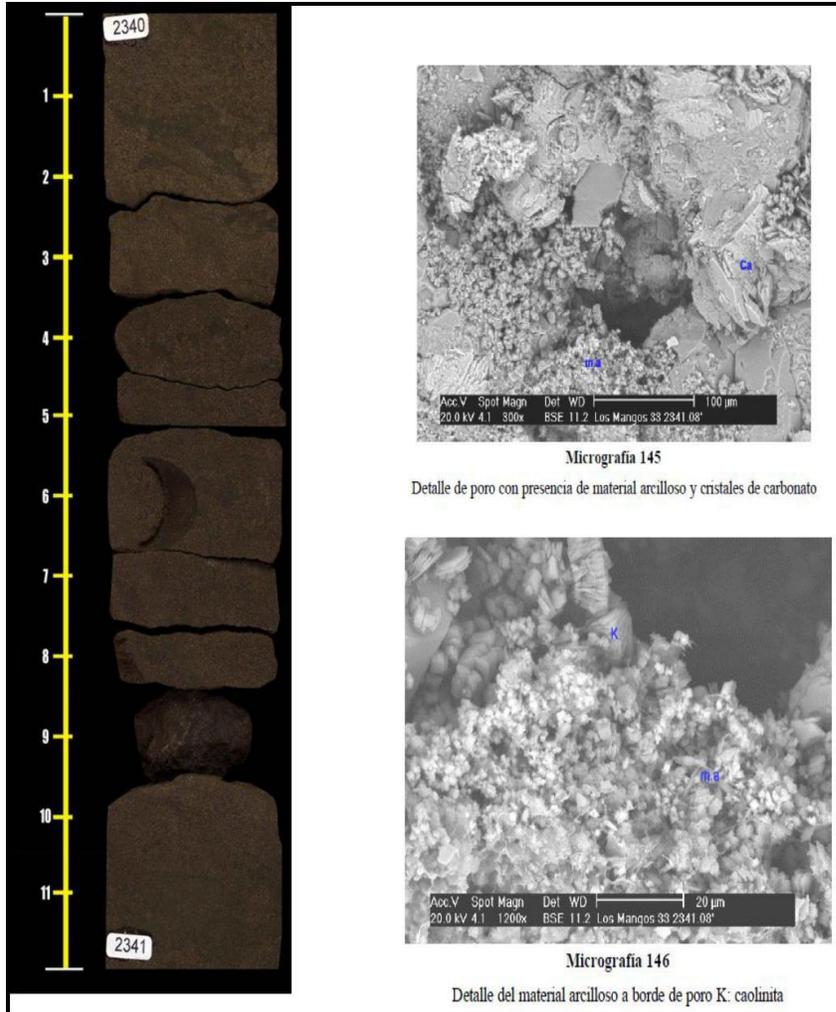


Figura 1.11. Detalle de una arena de canal continental a escala de núcleo y de imagen SEM en donde se detalla la mineralogía y calidad del espacio poroso que se refleja en la alta saturación de petróleo

2. MARCO CONCEPTUAL Y TEORICO

Antes de entrar a evaluar las estimulaciones con fluidos en el campo Yaguará, debe definirse la terminología que se empleará en el documento.

2.1 TENSIÓN SUPERFICIAL

La interfase que separa a dos fases es una región con solubilidad limitada, que a lo sumo tiene el espesor de unas pocas moléculas. Se puede visualizar como una barrera que se forma debido a que las fuerzas atractivas entre las moléculas de la misma fase son mucho mayores que aquellas que existen en dos fases diferentes. La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca de la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas porque unas son más grandes que las otras, esto origina una superficie de energía libre/unidad de área que se llama tensión interfacial. La tensión interfacial, σ , es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es una medida indirecta de la solubilidad.

2.2 MOJABILIDAD

Tendencia de un fluido en presencia de otro inmiscible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. Los compuestos polares orgánicos en el crudo reaccionan con la superficie de la roca convirtiéndola en mojable por petróleo. Geológicamente el agua es mojable. El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma: Gas < Oil < Agua. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto. Medida de la mojabilidad. El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad. Si $\theta < 90^\circ$ se dice que el sistema es mojado por agua y si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojado por aceite. En virtud a la variación del contenido mineralógico del medio poroso y a la depositación de compuestos orgánicos procedentes del crudo, habrá zonas de diferente mojabilidad. Esto se conoce como mojabilidad dalmata. En un medio poroso el fluido mojante ocupa los poros menores y el no-mojante los mayores.

2.3 CAPILARIDAD

Al sumergir un tubo de vidrio capilar en agua, el agua se elevara en el tubo, en este caso se define la presión capilar como la diferencia de presiones en la interface. La presión capilar será la fuerza requerida para soportar la columna de agua en el tubo, dividida entre el área del capilar, es decir:

$$P_c = \rho * g * h$$

Donde:

P_c: Presión capilar

ρ : Densidad

g: Aceleración de la gravedad

h: Altura de la columna

En función de la tensión superficial entre el líquido y el aire, la presión capilar se expresa:

$$P_c = \frac{2 * \sigma * \cos \alpha}{r_c}$$

σ : Tensión superficial

α : Angulo de contacto en la interfase

r_c : Radio del capilar

El concepto de la presión capilar como característica de una roca porosa resultó de la representación de fenómenos capilares en tubos de diámetro pequeño (capilares). La interfase de un sistema petróleo-agua en un tubo de diámetro grande es plana porque las fuerzas en las paredes del tubo se distribuyen sobre un perímetro grande y no penetran en el interior. Por lo tanto, las presiones de los fluidos en las interfaces son iguales. Los poros de las rocas son análogos a los tubos capilares. En diámetros pequeños, las fuerzas inducidas por la preferencia humectable del sólido por uno de los fluidos se extiende sobre toda la interfase, causando diferenciales de presión entre los dos fluidos a través de la interfase.

2.4 EMULSIONES

Las emulsiones son combinaciones de dos o más fluidos inmiscibles (incluido el gas) que no se dispersaran molecularmente, entre cada uno de ellos. Las emulsiones están compuestas de una fase externa (también llamadas no dispersas o continuas) y una fase interna (también llamadas internas o discontinuas). La fase interna consiste de gotas suspendidas en la fase externa. Casi todas las emulsiones encontradas en el campo son producidas por la adición de alguna forma de energía que hace que se mezclen. La mayoría de emulsiones se rompen rápidamente cuando la fuente de energía es removida, el mecanismo para romper emulsiones inestables es por el aumento de tamaño de las gotas causado por el contacto entre las gotas y luego los fluidos son separados por su diferencia de densidad. El proceso del aumento de tamaño de las gotas es denominado Coalescencia. Solo una parte de las gotas se unen por coalescencia

2.5 DAÑO DE FORMACIÓN

2.5.1 Definición

Durante operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos es posible que entren a la formación filtrados de lodo, mezclas de cemento o partículas de arcilla que reducen la permeabilidad alrededor del pozo. Este efecto, es comúnmente referido como daño (skin) del pozo y la región alterada de la formación se conoce como zona de daño, la cual puede extenderse desde unas pocas pulgadas hasta varios pies desde el pozo. En consecuencia la

permeabilidad alrededor del pozo siempre es diferente a la que existe a varios pies de la formación que no ha sido afectada por la perforación.

Los factores que causan daño en la formación pueden producir una caída adicional de presión durante el flujo, lo cual se conoce como ΔP_{skin} . En general, el efecto resultante de la alteración de la permeabilidad se conoce como efecto de daño o de estimulación.

2.5.2 Expresión Matemática del daño de Formación:

La siguiente expresión matemática relaciona la permeabilidad de la zona dañada y el radio de daño en una expresión para calcular el factor de daño de formación.

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

Dónde:

S: Factor de daño

k: permeabilidad media de la formación

ks: permeabilidad media de la zona alterada

rw: radio de la cara del pozo (wellbore)

rs: radio de la zona afectada, desde el centro del pozo al extremo del daño

La ecuación anterior tiene un significado que depende del signo del factor de daño:

- factor de daño es positivo cuando existe una zona de daño alrededor del pozo, $k_{skin} > k$ y por lo tanto, S es un numero positivo
- factor de daño negativo cuando la permeabilidad alrededor del pozo es mayor que la permeabilidad de la formación $k_{skin} < k$ y por lo tanto s es negativo
- factor de daño cero s 0 cuando no existe una alteración de la permeabilidad alrededor del pozo el factor de daño es 0 por lo tanto $k_{skin} = k$

2.5.3 Fuentes de daño de formación¹:

El daño a la formación puede generarse durante cualquiera de las siguientes operaciones del pozo.

2.5.3.1 Durante la Perforación.

- invasión de sólidos en el lodo: Los sólidos en el lodo puede progresivamente llenar los poros de la roca yacimiento, si son forzados en la formación objetivo cuando empieza la producción o inyección a moderas o altas ratas de flujo, pueden causar una severa disminución en la permeabilidad cerca a la cara del pozo. El daño de la formación causado por la invasión de sólidos puede estar limitada una distancia promedio de 3 pulgadas, sin embargo la disminución en la permeabilidad de esta zona puede ser tan alta como del 90%. La invasión de solidos del lodo en la roca de formación se debe a:
 - grandes tamaños de poro en la roca de formación.
 - presencia de fisuras y fracturas naturales en el yacimiento.

¹ Economides, Michael J. y Nolte, Kenneth G. "Reservoir Stimulation". 2000, pag 565 - 576

- sólidos de tamaño partículas que componen el lodo.
- bajas tasas de perforación resultan en la destrucción del revoque y mayor tiempo de contacto entre la formación y el lodo.
- Altas tasas de circulación del lodo de perforación causan la erosión del revoque
- Altas densidades del fluido de perforación causan sobrelances de presión.

Usando salmueras limpias (que no contengan materiales tamaño partícula) como fluido de perforación, minimiza la invasión de finos en la formación, pero pueden crear grandes pérdidas de fluidos en la roca yacimiento.

- Invasión del filtrado de los fluidos de perforación: por razones económicas, los pozos deben ser perforados tan rápido como sea posible, para incrementar la tasa de perforación es necesario reducir el control en la pérdida del fluido de perforación, alrededor de 600 bbls. pueden ser perdidos dentro de una formación. Altas valores de invasión de filtrado pueden resultar de una decisión deliberada de altas tasas de penetración. La fase líquida de los fluidos de perforación también contienen muchos componentes potencialmente dañinos. Durante la perforación la invasión del filtrado es una de las causas más importantes de que no haya producción, la severidad de este daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado.

Factores que incrementan la probabilidad de invasión de fluidos de perforación:

- alta permeabilidad del revoque.
- alto sobrelance.
- un mayor tiempo de contacto entre la formación y el lodo.

2.5.3.2 Durante la Cementación

- Lavadores y espaciadores: la remoción del lodo de perforación es necesaria para mejorar la unión del cemento, si este proceso no es realizado, se exagera el daño de la formación, también se incrementa la pérdida de fluidos o los problemas de incompatibilidad con el cemento. La duración de un trabajo de cementación es corta en comparación con la duración de la perforación a través de la zona objetivo (Pay Zone), la máxima profundidad del filtrado de los espaciadores o de la lechada son unas pocas pulgadas, lo cual no es significativo comparada con los pocos pies de invasión del filtrado del lodo en la perforación, esto no significa que el cemento la pérdida de los fluidos espaciadores no deban ser tenidas en cuenta. Un pobre control de las pérdidas de fluidos puede causar una falla prematura durante los trabajos de cementación causando una completa pérdida de los fluidos de lavado y una subsecuente contaminación de la lechada de cemento.
- La lechada de cemento: la distribución del tamaño de las partículas de los granos de cemento, junto con el uso de la alta eficiencia de los agentes de pérdidas de fluidos resulta en pocas partículas e invasión del filtrado de la lechada de cemento.

2.5.3.3 Durante el Cañoneo

Los perforados son los puntos de entrada de la formación a la cara del pozo y todo, calidad en los trabajos de cañoneo muchas es pasada por alto en la

búsqueda de las razón del porque el pozo no produce lo que se esperaba. Los perforados siempre son una causa adicional de daño.

- si realiza una leve sobrepresión durante el cañoneo, la formación y los residuos de los tiros se fuerzan contra la pared de los perforados, disminuyendo la permeabilidad cercana. ya que la alta presión hidrostática hace ingresar todos los residuos resultantes de la operación hacia el interior de la formación.
- insuficiente penetración de los perforados no atraviesa el daño ocasionado durante la perforación
- baja densidad de los perforados restringe el flujo

2.5.3.4 Por los fluidos de Completamiento y Workover

Los distintos tipos de daños causados por los fluidos de completamiento y workover son similares a los causados por los fluidos de perforación:

- reducción de la permeabilidad de la roca de formación y la reducción de la producción a causa de los sólidos suspendidos incluyendo residuos bacterianos y polímeros
- Los problemas más comunes resultados de la invasión del filtrado son: hinchazón y dispersión de arcillas, bloqueos por agua o emulsiones, e incrustaciones.

Existe una fuerte necesidad de controladores de pérdidas de fluidos, sobre todo si el yacimiento se encuentra depletado, por lo que se han desarrollado aditivos para este propósito. Otra solución es el uso de espumas, gases, o niebla como fluidos de completamiento. Estos controladores de pérdidas de fluidos pueden removerse de los fluidos de workover. Las salmueras utilizadas en los workovers (especialmente las salmueras de alta densidad) usualmente requieren inhibidores para controlar la corrosión, estos productos pueden contribuir a problemas de bloqueo por emulsiones, a través de la modificación de la mojabilidad de los minerales de la formación y a veces promover la precipitación de hierro en el yacimiento.

2.5.3.5 Durante la Producción e Inyección

- Formaciones no consolidadas: son formaciones capaces de liberar partes de la matriz de la roca durante la producción o después de haber realizado un tratamiento de estimulación, aunque esto podría pensarse más como un problema de control de arena en de ves de daño de formación; el efecto de la arena movible y de la caída de presión causada por el colapso de los perforados en la formación, se parece mucho a los efectos del daño de formación.

Un problema mayor es la movilidad de finos en la formación como consecuencia de la velocidad del flujo y el cambio en la salinidad de los fluidos que están fluyendo.

- Inicio de producción: el daño puede ser causado por la circulación de fluidos incompatibles y por el transporte de arcillas y otros finos hacia las perforaciones, poros de la formación, canales y fracturas con alta pérdida de fluido, incluyendo crudo y agua.

- Limpieza de pozo: limpiar un pozo a altas ratas puede ocasionar un taponamiento por las partículas que se mueven con libertad dentro de la formación.
- Asfaltenos: en los pozos productores de crudos asfálticos con alta viscosidad, los asfaltenos pueden depositarse alrededor del hueco, la deposición de asfaltenos causara olehumectacion, lo cual resulta en la formación de emulsiones alrededor del pozo.
- Inyección de agua: en el agua pueden estar contenidos surfactantes olehumectantes, los cuales pueden humectar de crudo la formación que rodea el pozo. Bajo estas condiciones se originan emulsiones en la formación adyacente al pozo debido a que estos surfactantes son sustancias de tipo cationico.
- Inyección de gas: el aceite lubricante de los compresores de gas puede restaurar la saturación de aceite alrededor del pozo, humectar de aceite la zona de inyección y causar emulsiones en la formación.
- El hueco, las perforaciones, fracturas, canales y poros de la formación se pueden taponar con incrustaciones molidas y otros sólidos raspados por el gas inyectado de las líneas o de la tubería de producción.

2.6 ESTIMULACION MATRICIAL²

2.6.1 Definición

La estimulación de un pozo es definida como un procedimiento mediante el cual se crea un sistema de canales en la roca yacimiento los cuales sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o de este a la formación. Sus principales objetivos son:

- Aumentar la producción de hidrocarburos en pozos productores
- Aumentar la tasa de inyección de agua, gas o vapor en pozos inyectoros
- Optimizar patrones de flujo
- Procesos de recuperación secundaria

2.6.2 Tipos de Estimulación Matricial

2.6.2.1 Estimulación matricial no reactiva

La estimulación matricial no reactiva (o no acida) es la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc.

- Surfactantes.

Los agentes activos de superficie o surfactantes son compuestos de moléculas

² Islas Silva Carlos. "Manual De Estimulación Matricial De Pozos Petroleros". 1991.pag 26 - 41

orgánicas, caracterizados por estar formados por dos grupos químicos, uno afín al agua (polar), llamado hidrofílico y otro a fin al aceite (no polar), llamado lipofílico. Estos productos mezclados con fluidos acuosos, oleosos, alcoholes, o solventes mutuos pueden afectar favorablemente o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos al pozo; consecuentemente es de gran importancia considerar su acción durante los procesos de perforación, cementación, terminación, limpieza y estimulación de pozo.

- Utilización de los surfactantes en la estimulación matricial no reactiva. Los surfactantes generalmente se emplean mezclados entre sí con un solvente.

Se mezclan surfactantes aniónicos-aniónicos, aniónicos-no iónicos, catiónicos-catiónicos, catiónicos-no iónicos y no iónicos-no iónicos. La mezcla de surfactantes aniónicos-catiónicos, en lo general no es recomendable debido a que se puede tener una reacción que produce otro producto diferente a un surfactante y muchas veces en forma de precipitados. La molécula de surfactante es parcialmente soluble tanto en fluidos oleosos como acuosos; sin embargo, la solubilidad preferencial de los surfactantes depende de la relación de sus grupos solubles en agua y en aceite, por lo tanto un incremento en la relación de los grupos solubles en aceite propicia una mayor solubilidad en aceite; por lo contrario un incremento de los grupos solubles en agua produce una mayor solubilidad en agua

- i) Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso: la acción bajo tensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso.
- ii) Mojamiento de la roca: Los surfactantes alteran la mojabilidad de la roca favorable o desfavorablemente en función del tipo y características de la roca.
- iii) Rompimiento de emulsiones: como se mencionó anteriormente, la formación de una emulsión en el medio poroso restringe considerablemente el flujo de fluidos al pozo, por lo que será siempre necesario destruir tales emulsiones.

- Tipos de daños susceptibles de removerse con estimulación matricial no reactiva.

Debe tenerse extremo cuidado en la selección y uso de los surfactantes. Un surfactante específico puede prevenir o disminuir un tipo de daño y crear otro. Los daños que pueden removerse con estimulación matricial no ácida son:

Bloqueo por agua: puede prevenirse siempre y cuando en los fluidos acuosos que invaden la formación se adicionen surfactantes bajo tensores en concentraciones del 0.1 al 0.2 % en volumen. Un bloqueo de agua usualmente puede ser removido inyectando a la formación matricialmente una solución acuosa o ácido alcohólico, este último apropiado para pozos de gas, con una concentración de 1 a 3 % de un surfactante que permita bajar efectivamente la tensión superficial e interfacial.

Bloqueo de aceite: La inyección matricial de soluciones acuosas con solventes mutuos o alcoholes, de surfactante de 1 a 3 % en volumen disminuirá las fuerzas retentivas del aceite que bloquea la formación, permitiendo una rápida disminución de la saturación de la fase oleosa.

Bloqueo por emulsión: La cantidad de surfactante requerida para remover un bloqueo por emulsión debe ser usualmente unas 20 o 30 veces mayor que el volumen necesario para prevenir su formación.

La inyección de soluciones de surfactantes desémulsificantes del 2 al 3% en volumen en fluidos oleosos, acuosos o con solventes mutuos puede usarse para romper una emulsión. La emulsión se rompe al adsorberse el surfactante en la interfase disminuyendo la tensión interfacial y propiciando la consecuente coalescencia de las gotas de la fase dispersa.

Mojamiento por aceite: Es común que los fluidos que invaden la formación en las diferentes operaciones en los pozos, con- tengan surfactantes, los que dependiendo del tipo de surfactante y los minerales que conforman la roca, pueden propiciar el mojamiento de la misma por aceite. la inyección de solventes mutuos para remover la fase mojan- te de aceite, seguida de una solución acuosa de un surfactante con fuertes propiedades mojan- tes por agua.

Depósitos Orgánicos: Algunos aceites crudos tienen tendencia a ocasionar depósitos orgánicos formados por hidrocarburos de alto peso molecular (parafinas o asfáltenos). Estos de- pósitos pueden formarse en la roca, en las perforaciones y/o en la tubería de producción. El daño ocasionado por los depósitos orgánicos es removido al resolubilizarlos con solventes aromáticos y un surfactante dispersor. También es recomendable la adición de pequeñas cantidades de alcoholes o solventes mutuos.

2.6.2.2 Estimulaciones Matricial Reactiva

La estimulación acida de pozos es una técnica utilizada en la industria del petróleo, sin embargo las simulaciones de las reacciones acido-roca tienen un camino de investigación. La acidificación matricial puede mejorar la productividad de un pozo cuando se presenta daño de formación en los alrededores del pozo, sin embargo no es de gran utilidad en pozos con un alto factor de daño causado por aspectos mecánicos como penetración parcial, eficiencia del cañoneo, o aspectos dinámicos de flujo como (alto GOR, altos diferenciales de presión, entre otros).

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial, consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a gastos y presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca. El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo y eliminar obstrucciones en el mismo. Adicionalmente, en formaciones de alta productividad la acidificación matricial no solo se emplea para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo. Esto se logra

disolviendo parte de los sólidos de la roca, con el consecuente mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación en la vecindad del pozo.

Así como en la estimulación matricial no reactiva, los surfactantes son los productos activos, en la estimulación matricial reactiva, los ácidos constituyen el elemento básico.

- Ácidos

Son sustancias que se ionizan en iones hidrogenos y un anión, cuando están en solución en el agua, los iones hidrógenos son los elementos activos que reacciona con minerales disolviéndolos, por ejemplo, el gas cloruro de hidrogeno, HCl, en agua se ioniza convirtiéndose en ácido clorhídrico. Si este acido se pone en contacto con otros minerales como los carbonatos, estos reaccionaran y se formaran otros compuestos; cloruro de calcio, agua y bióxido de carbono. Si los minerales son silícicos el ácido fluorhídrico los disolverá. Los ácidos también son sustancias conocidas por su pH menor a 7. Entre más completa y rápida sea la disociación del compuesto en agua, en iones de hidrogeno y su anión, mayor poder de disolución tendrá el ácido, y este será un ácido fuerte y viceversa. Entre los ácidos más comúnmente utilizados en la estimulación de pozos están los inorgánicos: ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, y los orgánicos: ácido acético y fórmico.

También se emplea la mezcla entre estos ácidos y de uso menos común, sólo para aplicaciones específicas, se utilizan otros ácidos como el sulfámico y el cloroacético. Con excepción del ácido fluorhídrico, los demás se usan básicamente para estimular formaciones calcáreas. El fluorhídrico es el único que disuelve minera- les silícicos. Existen otros sistemas ácidos de más reciente desarrollo que tratan de controlar los efectos indeseables del ácido fluorhídrico, tal como el sistema fluobórico (HBF_4),²⁰ bajo el cual el ácido fluorhídrico se produce lentamente al hidrolizarse el ácido fluobórico, teniendo menor generación de productos de reacción dañinos.

2.6.3 Aditivos.³

Todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren de un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y/o sus fluidos. Los aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo por cuanto a tipo y concentración de los mismos. Esta selección en lo general, se lleva a cabo en el laboratorio debiendo 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, destrucción del equipo del pozo y daños severos a la formación.

³ Islas Silva Carlos. "Manual De Estimulación Matricial De Pozos Petroleros". 1991.pag 59 - 63

2.6.3.1 Inhibidores de Corrosión

Los inhibidores de corrosión son utilizados para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. Los inhibidores son compuestos que se adsorben a las superficies metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y esta superficie. Los inhibidores de corrosión no suspenden la corrosión pero la disminuyen considerablemente. La velocidad de reacción del ácido sobre el metal depende de:

- a) Tipo y concentración del inhibidor usado.
- b) Temperatura.
- c) Tiempo de contacto.
- d) Tipo y concentración de ácido.
- e) Tipo de metal.
- f) Relación volumen de ácido a área de metal expuesta.
- g) Presión.

El comportamiento de los inhibidores de corrosión depende de varios factores, entre los principales están los siguientes:

- Tipo de metal. Generalmente entre más dureza tenga el metal es más difícil inhibir la acción corrosiva del ácido.

- Temperatura. A mayor temperatura es más difícil proteger la superficie metálica. Para temperaturas altas será necesario utilizar mayor cantidad de inhibidor y se tendrá menor protección, aún con el uso de intensificadores.

- Tipo y concentración del ácido. Entre más fuerte sea el ácido y mayor su concentración los inhibidores son menos efectivos.

Tiempo de contacto. A medida que el tiempo de contacto entre el ácido y la superficie metálica es mayor, especialmente a temperaturas altas, la protección con inhibidor será más difícil.

- Tipo y concentración de inhibidor. La concentración del inhibidor no puede ser incrementada ilimitadamente, dado que dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, el tipo de acero y el tipo y concentración del ácido, se llega a una concentración del inhibidor en donde, a mayor concentración del mismo no se tiene protección adicional y para algunos productos, ésta puede disminuir.

2.6.3.2 Agentes No-Emulsificantes

La inyección del ácido a la formación promueve la mezcla de ácido vivo y/o gastado con el crudo, lo cual puede propiciar emulsiones estables de agua en aceite o aceite en agua que forman un bloqueo de la formación al flujo de hidrocarburos. Es por tanto importante prevenir estas emulsiones durante la estimulación y al recuperar el ácido gastado.

Para evitar este problema se usan surfactantes específicos llamados agentes no-emulsificantes que se solubilizan o dispersan en el ácido.

2.6.3.3 Agentes Antilodos Asfálticos

Cuando el ácido es inyectado a la formación y se pone en contacto con algunos aceites de alto contenido de asfáltenos, estos se pueden precipitar, propiciando la formación de lodos asfálticos. Una vez precipitados los asfáltenos sólidos no son redisueltos en el aceite, acumulándose en la formación y reduciendo su permeabilidad.

Para combatir la formación de lodo asfáltico se utilizan surfactantes, los cuales se adsorben en la interfase aceite-ácido evitando la precipitación de los asfáltenos.

2.6.3.4 Agentes De Suspensión

Cuando un ácido reacciona con la roca, disuelve parte del material, ya que las formaciones en lo general no son 100% puras. En estas condiciones muchos finos insolubles en ácido se liberan. Cuando el ácido gastado se remueve de la formación, los finos liberados pueden depositarse y/o puentear los canales de flujo, reduciendo la permeabilidad de la formación. Es por tanto deseable asegurar la remoción de estos finos junto con el ácido gastado. Para lograr lo anterior se utilizan estos tipos de aditivos.

2.6.3.5 Aditivos Reductores De Fricción

En ocasiones es necesario bombear el ácido por tuberías de diámetro pequeño y gran longitud, lo que hace deseable reducir las altas pérdidas de presión por fricción que se tienen en estos casos. Para ello se utilizan polímeros estables en ácido y compatibles con los otros aditivos, consiguiendo reducciones del orden del 65 al 85 %.

2.6.3.6 Otros Aditivos

- Agentes emulsificantes. En algunos tipos de estimulación matricial puede ser deseable el uso de sistemas ácidos emulsionados, sobre todo en formaciones calcáreas de alta permeabilidad. Estos sistemas de ácido retardado permiten penetraciones mayores dentro de la formación y para su empleo se utilizan agentes emulsificantes que son surfactantes que permiten la formación de emulsiones estables de ácido en una fase oleosa.

- Agentes retardadores de reacción. Estos tipos de aditivos se utilizan para retardar la acción del HCl con las rocas calcáreas. Esto permitirá tener mayor penetración del ácido vivo dentro de la formación. Estos productos son surfactantes que se adsorben en la superficie de la roca, dejándola mojada por aceite, lo cual permite generar una película entre la roca y el ácido, que sirve de barrera a los iones hidrógeno con los carbonatos de la roca.

- Agentes espumantes. Este tipo de aditivos permiten la formación de espumas estables de ácido y nitrógeno. Se emplean en sistemas de ácido espumado y pueden ser aplicados en formaciones calcáreas de alta permeabilidad como

sistema de ácido retardado, con el objetivo de tener mayor penetración en la formación.

- Solventes mutuos. Son productos que tienen apreciable solubilidad tanto en agua como en aceite, reducen la tensión interfacial y actúan como solventes para solubilizar aceite en agua y son capaces de remover materiales oleosos que mojan la superficie de los poros. Adicionalmente mejoran la acción de los surfactantes.

El uso principal de estos solventes mutuos es en la acidificación de las areniscas, aun cuando también han sido utilizados con éxito en las estimulaciones de rocas calcáreas. El solvente mutuo más utilizado es el Etilen Glicol Monobutil Eter (EGMBE), el cual ha demostrado su bondad en la acidificación de areniscas como parte del fluido final del tratamiento. También se han utilizado como solventes mutuos, el Butoxil Triglicol (BTG), el Dietilen Glicol Monobutil Eter (DEGM- BE) y un Glicol Eter modificado (MGE).

- Alcoholes. Normalmente se utilizan el Metílico o el Isopropílico en concentraciones del 5 al 20 % en volumen del ácido. El uso de alcoholes en ácido, acelera y mejora la limpieza del ácido gastado, siendo de gran utilidad en pozos de gas seco. También tienen propiedades de solventes mutuos y no se recomiendan a temperaturas mayores de 180°F, por la precipitación de cloruros orgánicos.

En lo general pueden tener efectos negativos en la acción de los inhibidores de corrosión.

- Agentes desviadores. Estos productos son sólidos que temporalmente taponan zonas de alta permeabilidad.

Se emplean para permitir que el fluido pueda afectar uniformemente varias zonas de diferente permeabilidad de un intervalo productivo. Como agentes desviadores se utilizan el ácido benzoico, partículas de cera, de sal, etcétera.

- Agentes de mojabilidad. En general se ha demostrado que el aceite y el gas fluyen más fácilmente a través de formaciones mojadas por agua que aquellas mojadas por aceite. Por tanto, siempre que sea posible, es deseable dejar la formación mojada por agua. De aquí la importancia de considerar las propiedades de mojabilidad de los surfactantes que se adicionan al ácido. Si el sistema ácido deja mojada la roca de aceite, es necesaria la adición de surfactantes específicos que permitan alterar las propiedades de mojabilidad del sistema ácido.

- Agentes controladores de hierro. En muchos casos las tuberías del pozo tienen una delgada cubierta de compuestos de hierro, como óxidos o sulfuros; asimismo estos compuestos pueden estar presentes en la propia formación o ser llevados a ella por agua de inyección u otros fluidos, en pozos inyectoros. Al inyectar ácido, este disuelve los depósitos y minerales de hierro transformándolos en cloruros de hierro solubles en los productos de reacción mientras el ácido esté vivo. Al gastarse el ácido se precipitarán compuestos de hierro, que son insolubles y que

se depositan en los canales de flujo restringiendo la permeabilidad. Para evitar esto, al ácido se le agregan secuestrantes o una mezcla sinérgica de agente secuestrante y controlador de pH.

- Agentes penetrantes. En formaciones poco permeables, principalmente de gas, es deseable que el ácido penetre y moje más fácilmente a la roca. Asimismo para evitar bloqueos de agua en la formación y para asegurar la remoción de los productos de reacción, se utilizan surfactantes que promueven una severa reducción de la tensión superficial del ácido; esto permitirá minimizar los efectos de las fuerzas retentivas y propiciarán un mayor contacto entre la roca y el ácido.

2.6.4 Selección de Pozos Candidatos a Tratamientos de Estimulación Matricial⁴

Evaluaciones estadísticas muestran que el porcentaje de acidificaciones exitosas de pozos no es muy alto. Sin embargo, este porcentaje de éxito se puede incrementar a través de una mejor evaluación y control de calidad tanto de la fase de estudio como de la aplicación. Adicionalmente es común que se aplique el tratamiento indiscriminadamente sin evaluar si el pozo se encuentra con daño de formación, generando pérdidas de tiempo y recursos. Un paso importante en la planeación de un tratamiento de acidificación matricial es la selección de pozos candidatos que tengan la necesidad de uno, es decir aquellos que posean un daño de formación.

La selección de pozos candidatos a los tratamientos de estimulación matricial es un paso clave para que las operaciones sean exitosas. Esta selección debe efectuarse mediante la evaluación de daño o skin (S) y los beneficios económicos de disminuirlos, versus los costos del trabajo.

Así la acidificación debería ser aplicada solamente en pozos con alto factor de daño que no sean atribuibles a aspectos mecánicos del pozo (penetración parcial, eficiencia del cañoneo, etc.) o dinámicos de flujo (alto GOR, altos diferenciales de presión, etc.)

- Incremento en la productividad por estimulación matricial.

La acidificación matricial es una técnica con el propósito de disolver minerales presentes en los poros de la formación, recuperando la permeabilidad en la vecindad del pozo. Esta técnica es ampliamente exitosa en yacimientos de permeabilidad mayores a 10 md. En caso contrario la técnica apropiada es la de fracturamiento hidráulico. La acidificación matricial en areniscas con permeabilidades inferiores a 10 md no ha conseguido muy buenos resultados.

La estimulación ácida puede incrementar significativamente la productividad del pozo, solo en casos en que se presenta daño de formación en los alrededores del hueco y se cuente con la presión suficiente para incrementar la productividad. Cuando se estimulan matricialmente las formaciones sin daño, el incremento en la producción es mínimo.

⁴ Orduz Luis Humberto. "Completamiento Y Estimulación". Universidad Surcolombiana. 1999. pag 192-195

- Métodos de reconocimiento de daño.

Para definir el daño de formación es necesario un análisis metódico del problema en cualquiera de los estados del desarrollo de pozo y del yacimiento. Entre estas técnicas disponibles para la identificación del daño se tiene:

- DST (drill steam test)
- Registros eléctricos
- Estados mecánicos del pozo
- Historias de producción
- Comparaciones de producción con pozos vecinos
- Pruebas de presión
- Pruebas de producción
- Análisis de laboratorio

3. CLASIFICACION DE LAS ESTIMULACIONES QUÍMICAS EN EL CAMPO YAGUARÁ EN LOS ULTIMOS AÑOS

3.1 TIPOS DE TRATAMIENTOS REALIZADOS

A partir del año 1991 se dio inicio a los trabajos de estimulaciones químicas en el campo Yaguará con la estimulación del pozo MA009. Desde esa fecha en el Campo Yaguará se han realizado diferentes tipos de trabajos de estimulación, cuyo principal objetivo es mejorar la productividad e inyectabilidad de los pozos del campo.

Este tipo de operaciones buscan solucionar los problemas comunes en el área:

- Remover los depósitos orgánicos debido a la naturaleza parafínica del crudo, y en menor proporción asfáltenos.
- Remover los depósitos inorgánicos tipo carbonatos, debido a la irrupción del agua de inyección en la mayoría de los pozos productores del campo.
- Remover por medio de tratamientos integrales incrustaciones de naturaleza orgánica e inorgánica presentes en los pozos productores e inyectores.

3.2 FLUIDOS EMPLEADOS

Teniendo en cuenta la composición mineralógica de la formación productora del campo (Caballos) y las características del crudo producido, se han identificado diferentes tipos de fluidos de estimulación utilizados que responden de manera eficiente a los tratamientos.

3.2.1 Tratamientos inorgánicos

Ácido fórmico. Es un ácido de naturaleza orgánica que no genera precipitados de las parafinas y asfaltenos presentes en el crudo producido por el campo. Ha sido usado en un 18% de los trabajos de estimulación realizados, en conjunto con el ácido acético, solventes y aditivos.

Ácido Clorhídrico. Corresponde a una solución de Cloruro de hidrógeno gaseoso en agua, las concentraciones más usadas en operaciones de estimulación van desde 5% hasta 28% en peso, se usa para disolver precipitados de Carbonato de Calcio, los subproductos de esta reacción son CaCl_2 y CO_2 ambos solubles en agua, su uso en el campo suele estar limitada principalmente a la limpieza de tuberías antes del bombeo del fluido de estimulación a la formación, con el fin de dejar la tubería limpia y evitar arrastre de partículas a la formación.

3.2.2 Tratamientos orgánicos

Clean SweepTM: Es un sistema de fluidos solventes multifuncional creado por *Schlumberger*, diseñado para remover daños comunes presentes en los pozos de crudo o gas, los cuales incluyen: emulsiones, cambios de mojabilidad, incrustaciones, depositos de parafinas y asfaltenos, bloqueos por agua, cambios en la saturación. El sistema *Clean Sweep* puede ser base xileno, alcohol o tolueno, generalmente ha sido utilizado como pre-flush para limpiar la formación de material orgánico y permitir que el ácido actúe con mayor eficiencia.

N-Ver Spers-O: es recomendado para remover los depositos organicos tales como parafinas y asfaltenos, es un sistema base Xileno-Varsol que contiene un solvente mutual y surfactante, este sistema remueve fácilmente bloqueos causados por cualquier emulsion presente en el sistema agua de producción y aceite, sin afectar la humectabilidad de la arena. Además de disolver las precipitaciones organicas.

3.2.3 Tratamientos integrales

Pad Acid^{CR}: Este sistema patentado por la empresa *Halliburton Energy* está compuesto por una mezcla de un solvente en una emulsión acida cuyo propósito aseguran la limpieza de material orgánico e inorgánico, este tratamiento puede ser preparado usando varios ácidos y solventes, con una concentración del solvente en un rango del 10% al 50% , normalmente se usa el xileno como el solvente y la fase acida puede ser ácido clorhídrico o algunos ácidos orgánico, muchos clientes comúnmente usan el tratamiento en una proporción 80% fase acida y 20% solvente, sin embargo la mezcla puede modificarse dependiendo de la composición y concentración de las incrustaciones y parafinas. La fase ácida está diseñada con aditivos que evitan la corrosión de la tubería y que evitan la precipitación de las diferentes especies iónicas del hierro y que mantendrán bajo los valores de pH de esta solución. La fase orgánica se encargará de remover sólidos de naturaleza orgánica y de “limpiar” los precipitados inorgánicos para asegurar la eficiencia del ácido sobre ellos.

One Shot Acid: sistema fase ácido orgánica y solvente, para la remoción conjunta de depósitos orgánicos e inorgánicos presentes en perforaciones y cara del pozo

Dynamic Acid Dispersion. Este tratamiento es una dispersión con una fase ácida externa; compuesto de una Fase Acida y otra Fase Orgánica, este sistema es especialmente diseñado para estimular pozos donde se encuentran depósitos combinados de hidrocarburos y parafinas cubriendo las superficies de la matriz o incrustaciones minerales. El sistema se diseña para permitir un contacto íntimo de la dispersión ácido / solvente orgánico con las incrustaciones y la formación.

Hot Rock Acid™. Halliburton, desarrollo el sistema Hot Rock Acid con un poder de disolucion igual al 15% en concentracion de acido clorhidrico HCl, aumentando la efectividad en condiciones de alta temperatura y presion. Este sistema tambien puede ser una mezlca acidos organicos entre el acido formico y acetico en una relacion tal que posea el mismo poder de disolvencia que el acido clorhidrico a una concentracion del 15%, esta mezlca de acidos organicos incremetan la efectividad del la estimulacion y reducen las tasa de corrosion, incrementado el tiempo de contacto entre el tratamiento y la formacion.

Fe Acid: El Fe Acid es un tratamiento patentado por la empresa Halliburton energy que ayuda a prevenir la precipitación de hidratos de óxido de hierro como los que se generan del ácido clorhídrico (HCl) gastado en la reacción. Contiene dos aditivos, el Fe-1A que actúa como controlador de pH y el Fe-2A funciona como un agente quelante de hierro. Además de los agentes anteriores el Fe acid debe ir acompañado de inhibidor de corrosión, surfactante, estabilizador de finos y arcillas. Este fluido se usa para la limpieza de tuberías.

3.3 TRABAJOS DE INTERVENCIONES CON FLUIDOS DURANTE LOS ULTIMOS 10 AÑOS

TIPOS DE ESTIMULACION	Cantidad
Acida	3
Acido-Orgánica	111
Orgánica	2
TOTAL	116

Tabla 3.1. Tipos de Estimulación realizadas en el Campo Yaguará



Figura 3.1 Tipos de Estimulación realizadas en el Campo Yaguará

Después de revisar el historial de intervenciones realizadas en el campo durante los últimos 10 años, se pueden clasificar según el tipo de estimulación ejecutada, observándose que las estimulaciones acido-orgánicas son las operaciones más comunes en el campo Yaguará aproximadamente en un 96%.

TRATAMIENTO	Cantidad
PAD ACID (A.FORMICO/ACETICO-XILENO/VARSOL)	20
PAD ACID (HCL-XILENO/VARSOL)	39
DAD (HCl)	30
HCl (7.5%)	17
One Shot Acid	6
Otros	4
TOTAL	116

Tabla 3.2. Tratamientos con fluidos realizados en el Campo Yaguará

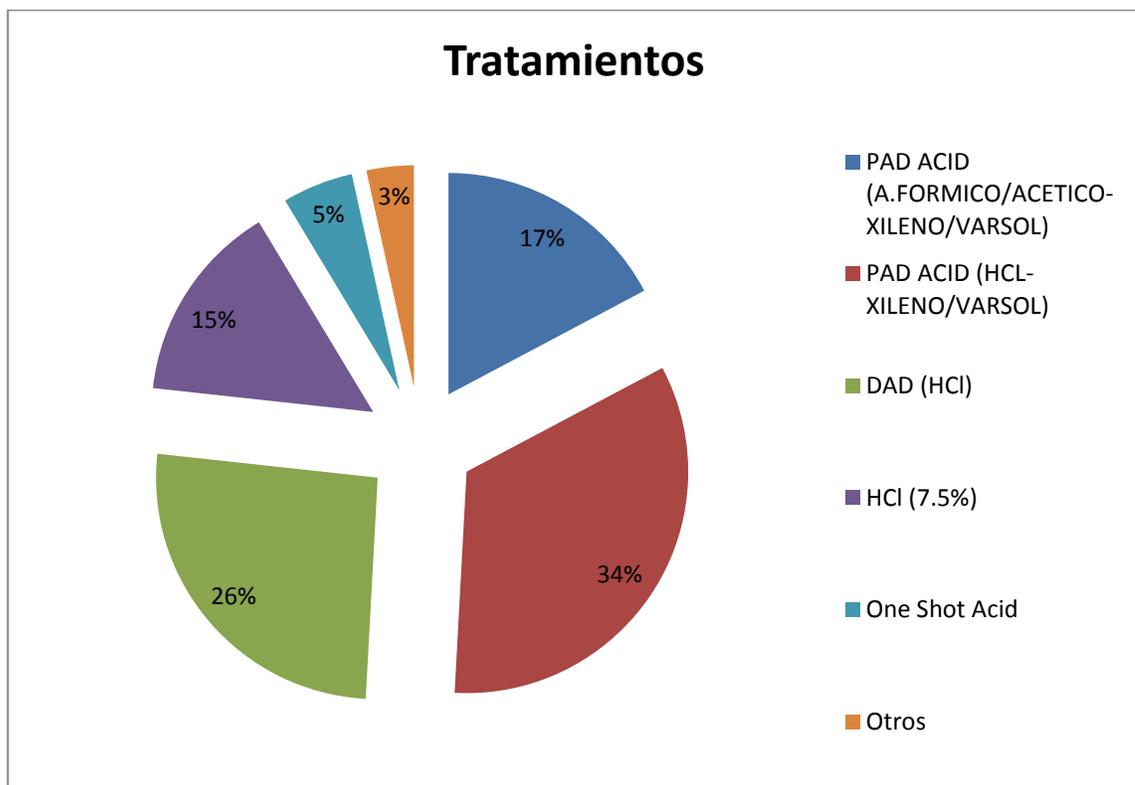


Figura 3.2. Tratamientos con fluidos realizados en el Campo Yaguará

Como se observa en el diagrama anterior el tratamiento integral denominado PAD ACID es usado en más del 50% de las estimulaciones realizadas a los pozos del campo Yaguará, anteriormente se había mencionado que este tipo de tratamiento está conformado por una fase acida cuya composición puede corresponder a un ácido inorgánico (HCl) o ácidos orgánicos (fórmico y acético), y una fase orgánica compuesta por solventes (Xileno/Varsol) por lo que es de gran ayuda para disolver incrustaciones de naturaleza tanto inorgánica como orgánica de una manera más completa y efectiva. También es importante destacar que otros tratamientos integrales como DAD por sus siglas en inglés (Dinamyc Acid Dispersion), realizado por la empresa Schlumberger, ha sido aplicado aproximadamente a una cuarta

parte de las intervenciones realizadas. La tendencia del campo a presentar una alta formación de incrustaciones minerales ha hecho que el uso del ácido clorhídrico (HCl) sea muy común en los tratamientos utilizados en las intervenciones con fluidos en los pozos del campo Yaguará, lo que corresponde aproximadamente al 75% de los trabajos realizados.

3.4 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ENTRE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACION Y LOS DE FORMACION

El éxito de una estimulación matricial es dependiente de una favorable respuesta de la formación a los fluidos del tratamiento, además debe considerarse los fluidos de formación en la selección de un fluido de tratamiento.

Una prueba de compatibilidad de fluidos se realiza con el objetivo de determinar la tendencia que tienen dos fluidos de diferente naturaleza a formar emulsiones estables cuando estos se mezclan, estas pruebas de compatibilidad se efectúan en el laboratorio y a partir de los resultados obtenidos se puede seleccionar los fluidos y aditivos necesarios para mejorar sus propiedades y/o minimizar los efectos secundarios indeseados.

Es importante recordar que una selección inadecuada de los fluidos de estimulación puede traer consigo un aumento en el daño de la formación a través de la precipitación de compuestos insolubles, bloqueo por agua o estabilización de emulsiones, con lo cual se afecta directamente el desempeño de las estimulaciones realizadas.

En el informe de Compatibilidad elaborado por Weatherford que se encuentra en los anexos se pueden observar los resultados obtenidos de las mezclas entre el crudo producido por el campo Yaguará y los diferentes fluidos usados en un tratamiento de estimulación matricial.

4. DEFINICION DE LA METODOLOGÍA PARA EVALUAR LOS EFECTOS DE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN

4.1 FUENTES DE INFORMACIÓN

Las estimulaciones en el campo Yaguará se han realizado con el fin de remover el daño a la formación causado por múltiples factores como se mencionó anteriormente, en este proyecto se pretende realizar una evaluación a los trabajos realizados en los pozos durante los últimos ocho años.

Para realizar la correspondiente evaluación de las intervenciones con fluidos de tratamiento (estimulación matricial) en el campo Yaguará, las fuentes de información con las que se cuenta son:

- Soporte técnico y profesional de los directores del proyecto, vinculados a la compañía, quienes desde su experiencia y conocimiento del campo facilitaran y agilizaran el desarrollo del proyecto.
- Archivos en Word los cuales contienen la historia de cada pozo en el campo Yaguará, desde la perforación del pozo y la información detallada de todas las intervenciones que se le han realizado.
- Archivos en Excel que contienen información del estado mecánico de cada pozo en el campo Yaguará.
- Archivos en Pdf con información de pruebas de compatibilidad realizadas a los fluidos empleados en los tratamientos aplicados a algunos pozos del campo Yaguará.
- Herramientas informáticas como bases de datos en OFM (Oil Field Manager), el cual es un software de Schlumberger, que permite el almacenamiento de información de múltiples variables para cada pozo en el campo, como: localización, historiales de producción o inyección, pruebas de producción realizada e historial de eventos.

4.2 CONSIDERACIONES GENERALES

Para la “EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LA ESTIMULACION Y SERVICIOS CON FLUIDOS, USADOS EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO YAGUARÁ”, se realizara una clasificación de la información para descartar aquellos pozos que no tuvieran intervenciones con fluidos durante los últimos años, además se tuvieron en cuenta múltiples parámetros entre ellos:

- Producción antes del servicio: corresponde al caudal de producción en BPPD (barriles de petróleo producido por día) que tiene el pozo actualmente, si el pozo está en operación y desea ser intervenido, debe contemplarse la producción actual para efectos de estimar el costo de la producción diferida a causa del servicio; si en su defecto el pozo fue objeto de una falla operacional que lo dejó fuera de línea no debe asociarse producción.
- Declinación histórica: corresponde a la tasa de declinación anual resultado del comportamiento histórico de producción del pozo.
- Costo de levantamiento: corresponde al costo de levantamiento en USD/bbl (dólares/barril) para el campo objeto de evaluación reportado en el último informe de gestión. Para campos que emplean diluyentes deben incluir este costo para efectos de la evaluación.
- Tasa de descuento: corresponde al porcentaje (%) definido por VEC para la evaluación de proyectos, definida en el Documento “BASES DE PORTAFOLIO” para el año en curso.
- Precio WTI: Corresponde al precio en USD/bbl definido en el documento “BASES DE PORTAFOLIO” para el año en curso. Consultar al personal de portafolio de los departamentos de Gestión y Crecimiento. Para efectos de reflejar una evaluación a condiciones de mercado podrá emplearse una proyección del precio internacional definido para la mezcla objeto de exportación.

La información almacenada en la base de datos de OFM, y archivos Excel serán utilizados de manera integral, proporcionando el análisis de distintos aspectos en el comportamiento de los pozos en condiciones de operación, de diferentes sectores del campo. El software OFM suministra fácilmente el manejo de la información correspondiente al reporte de producción de manera individual para cada pozo en el capo Yaguará, a través de este software podemos realizar curvas de producción que permitan examinar de manera sencilla el comportamiento de producción a lo largo del tiempo, correlacionando dicha grafica con el historial de eventos podrá observarse la tendencia del pozo después de cada intervención realizada.

4.3 VPN (Valor Presente Neto)⁵

Los índices financieros usualmente llamados indicadores financieros, son fórmulas matemáticas que permiten interpretar los resultados de la evaluación económica. El resultado de cada uno de ellos, complementa la información del proyecto. El Valor Presente Neto VPN, ofrece información del monto del dinero a valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión.

⁵ Moix Munto, Rigoberto. “Evaluación Económica De Los Proyectos Petroleros”. 2014. pag 43 - 45

Este indicador debe estar relacionado a una tasa de descuento determinada. En este proyecto la tasa de descuento corresponde al 10% anual equivalente al 0.80% mensual para todas las evaluaciones realizadas. Veamos un ejemplo de la campaña 2009.

Pozo	Mangos 70 (MA070)
Fecha Estimulación	29/09/2009
Costo levantamiento por Barril (USD/bbl)	20
Tasa de descuento	0.80%
Inversión (USD)	59252

Tabla 4.1 Parámetros de Evaluación MA070

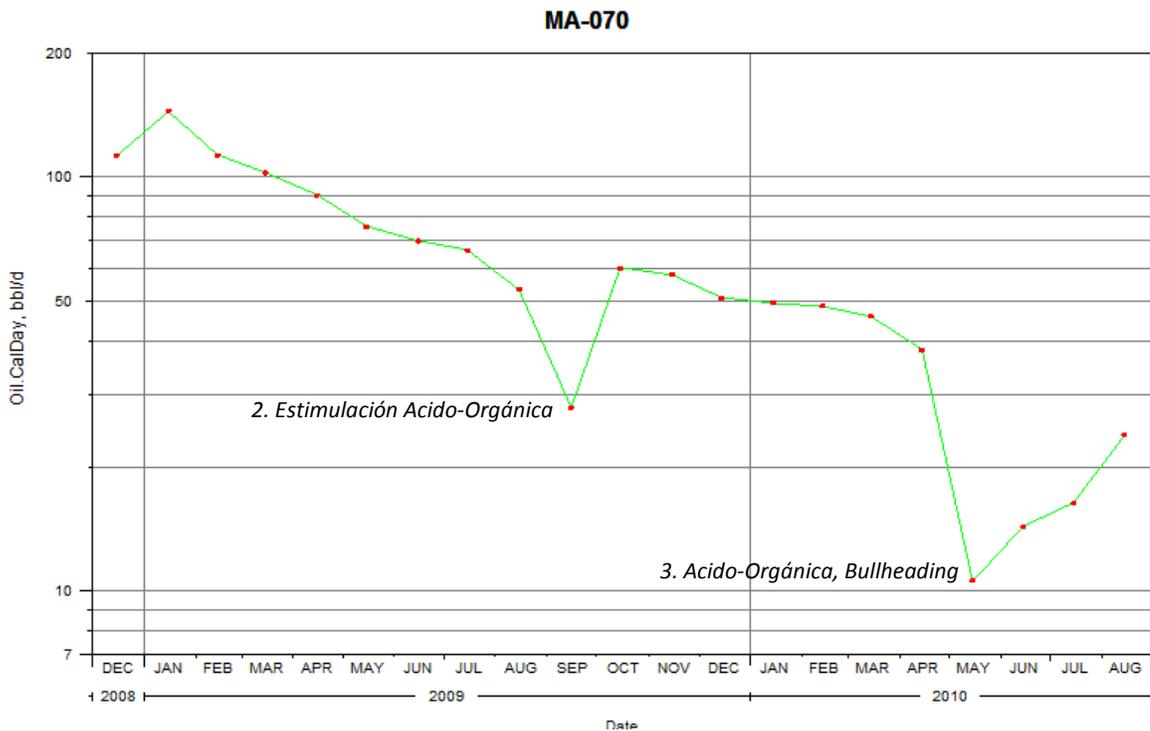
PERIODO	PRECIO WTI (USD/bbl)	Ganancial bbls
oct. 2009	75.77	1014.92
nov. 2009	78	927.5
dic. 2009	74.49	744.1
ene. 2010	78.34	709.32
feb. 2010	76.3	622.8
mar. 2010	81.25	612.65
abr. 2010	84.5	363.8

Tabla 4.2 Variables para determinar VPN MA070

	MESES								Total
	0	1	2	3	4	5	6	7	
<i>Capex (USD)</i>	59252								59252
<i>Opex (USD)</i>		20298	18550	14882	14186	12456	12253	7276	99902
<i>Ingresos Brutos (USD)</i>		76900	72345	55428	55568	47520	49778	30741	388280
<i>Flujo de Caja (USD)</i>	-59252	56602	53795	40546	41382	35064	37525	23465	
<i>Flujo de Caja Descontados (USD)</i>	-59252	56153	52944	39588	40084	33694	35773	22192	
<i>Ing. Neto Descon. Acumulado (USD)</i>		-3099	49845	89433	129517	163211	198984	221176	

Tabla 4.3 Calculo de VPN MA070

Si se observa la tabla 4.3, al sumar los flujos de caja descontados a una tasa de descuento del 0.80% (equivalente al 10% anual) el resultado son más de 221 mil dólares. Dicho resultado es el Valor Presente Neto estimado del proyecto $VPN@10\%$ o $VPN10=221176$ para un periodo de 7 meses, y se debe interpretar como un proyecto que genera un valor de 221 mil dólares después de recuperar la inversión, a una tasa de rendimiento del 10% anual. Cabe aclarar que todos los proyectos en este trabajo serán evaluados en un periodo de 12 meses, en este caso la intervención se evaluó a 7 meses debido a que en el mes siguiente se realizó otra intervención, como se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica 4.1 Historial de intervenciones MA070

En la gráfica anterior se observa una curva verde correspondiente al caudal de crudo mensual promedio vs la fecha para el pozo Mangos 70, los resultados obtenidos evaluados corresponden al periodo de septiembre del 2009 hasta abril del 2010, justo donde ocurre una gran declinación de la producción y entonces se procede a realizar otra intervención.

Si un proyecto arroja un $VPN=0$ significa que el proyecto rinde una tasa de interés o tasa de retorno igual a la tasa de descuento y recupera totalmente la inversión. En consecuencia, el proyecto genera una ganancia equivalente a la tasa de descuento.

La fórmula del VPN es la siguiente:

$$VPN_{td} = \sum_{n=1}^t \frac{FC_t}{(1 + td)^t}$$

Dónde:

VPN_{td} : Valor Presente Neto a una tasa de descuento td

td : Tasa de Descuento

FC_t : Flujo de Caja del mes corriente

t : Mes corriente

4.4 Principios del Análisis de Curvas de Declinación⁶

Las técnicas de análisis de curvas de declinación, son usadas para estimar el recobro final y pronosticar tasas de producción, evaluando la producción histórica y los proyectos de producción a un límite económico. Estas técnicas grafican los datos de producción para revelar un comportamiento de tendencia, modelando estas tendencias con una ecuación, y usando la ecuación para proyectar la tendencia a un límite económico.

La mayor ventaja que posee el análisis de curvas de declinación es que es independiente al tamaño y la forma del yacimiento o del mecanismo de empuje actual, los cuales evitan la necesidad de más detalles del yacimiento. Los únicos datos requeridos para los análisis de las curvas de declinación y extrapolación corresponden a los datos de producción, los cuales se obtienen fácilmente.

Se hizo uso del análisis de curvas de declinación para pronosticar el comportamiento que habrían tenido los pozos si no se les hubiesen realizado la intervención, las ecuaciones utilizadas por el software OFM para realizar el pronóstico utilizan como parámetros de declinación la regresión histórica del pozo, por ejemplo para el caso anterior del pozo Mangos 70 (MA070) la declinación anual correspondiente a la regresión histórica es de 0.10762, esta tasa de declinación se usó para calcular la producción que habría tenido el pozo si no se hubiese realizado la intervención en septiembre del 2009, el caudal inicial del pronóstico fue de 27.7 bbl/día y la ecuación utilizada por el software para estimar los valores de caudales correspondientes a los meses siguientes fue : $q = 27.7 * \exp(-0.00896842 * t)$; t - meses desde 30/09/2009. Este tipo de ecuaciones corresponden al modelo de declinación exponencial, en donde la declinación del caudal es definida de la siguiente forma:

⁶ Schlumberger Information Solutions. "Oilfield Manager Forecast Analysis Fundamentals". Jun 2010 pag. 9 - 10

$$q_t = q_i * e^{(-Dt)}$$

Dónde:

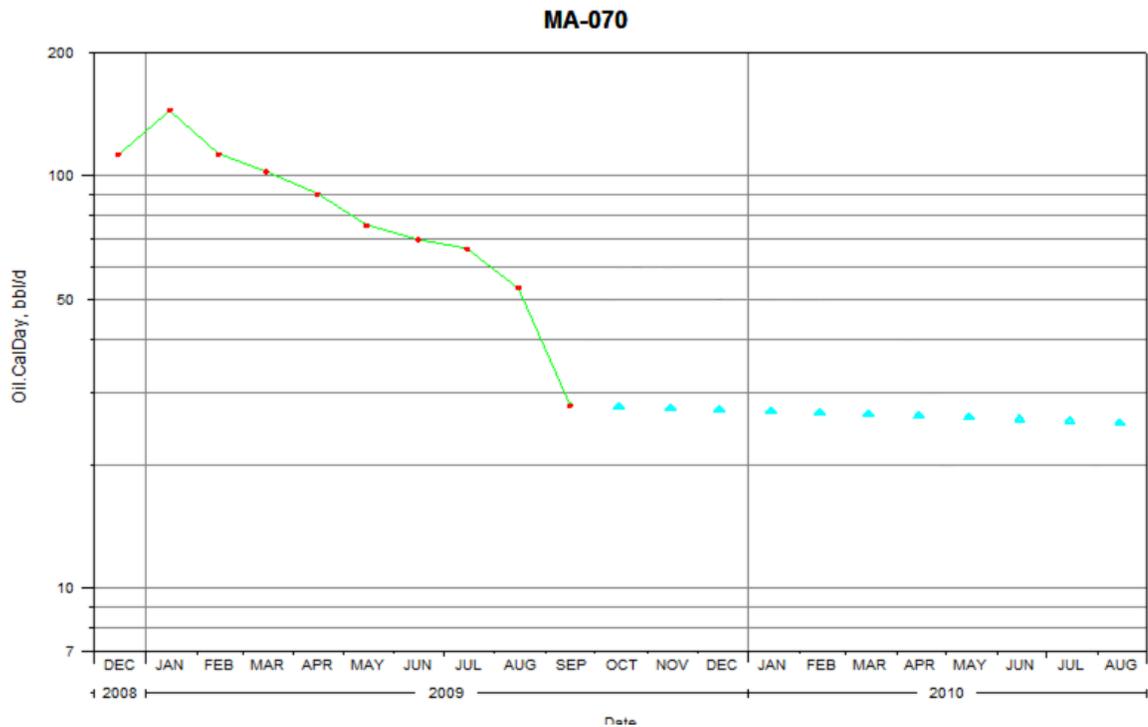
q_t : Tasa de producción instantánea mensual

q_i : Tasa de producción instantánea inicial

D: Tasa de declinación nominal mensual

t: Tiempo en meses

En la gráfica 4.2 puede apreciarse una serie de puntos de color turquesa los cuales conciernen a las tasas de producción de crudo estimadas a partir del mes de septiembre de no haberse realizado la estimulación acido-orgánica al pozo Mangos 70.



Gráfica 4.2 Declinación Estimada sin Intervención MA070

4.5 METODOLOGÍA

La metodología descrita a continuación se realizó con el propósito de identificar y evaluar cuando una intervención con fluidos (estimulación matricial) realizada en el campo Yaguará puede considerarse exitosa. Para ello fue necesario establecer una serie de pasos:

Paso 1. Seleccionar las estimulaciones realizadas en los pozos del campo Yaguará por campaña durante los últimos 8 años

Paso 2. Hacer un reporte con el nombre del pozo, la fecha e historial de producción

Paso 3. Graficar la tasa de producción de petróleo en cada pozo con estimulaciones.

Paso 4. Realizar un pronóstico de cómo habría sido la producción de petróleo si no se hubiera ejecutado la estimulación.

Paso 5. Calcular la producción mensual a partir del efecto causado por la estimulación, estimar la producción mensual sino se hubiese hecho la intervención y realizar una diferencia entre estas dos estimaciones.

Paso 6. Observar, si la diferencia es positiva, calcular el VPN (Valor Presente Neto) obtenido por el efecto de la estimulación.

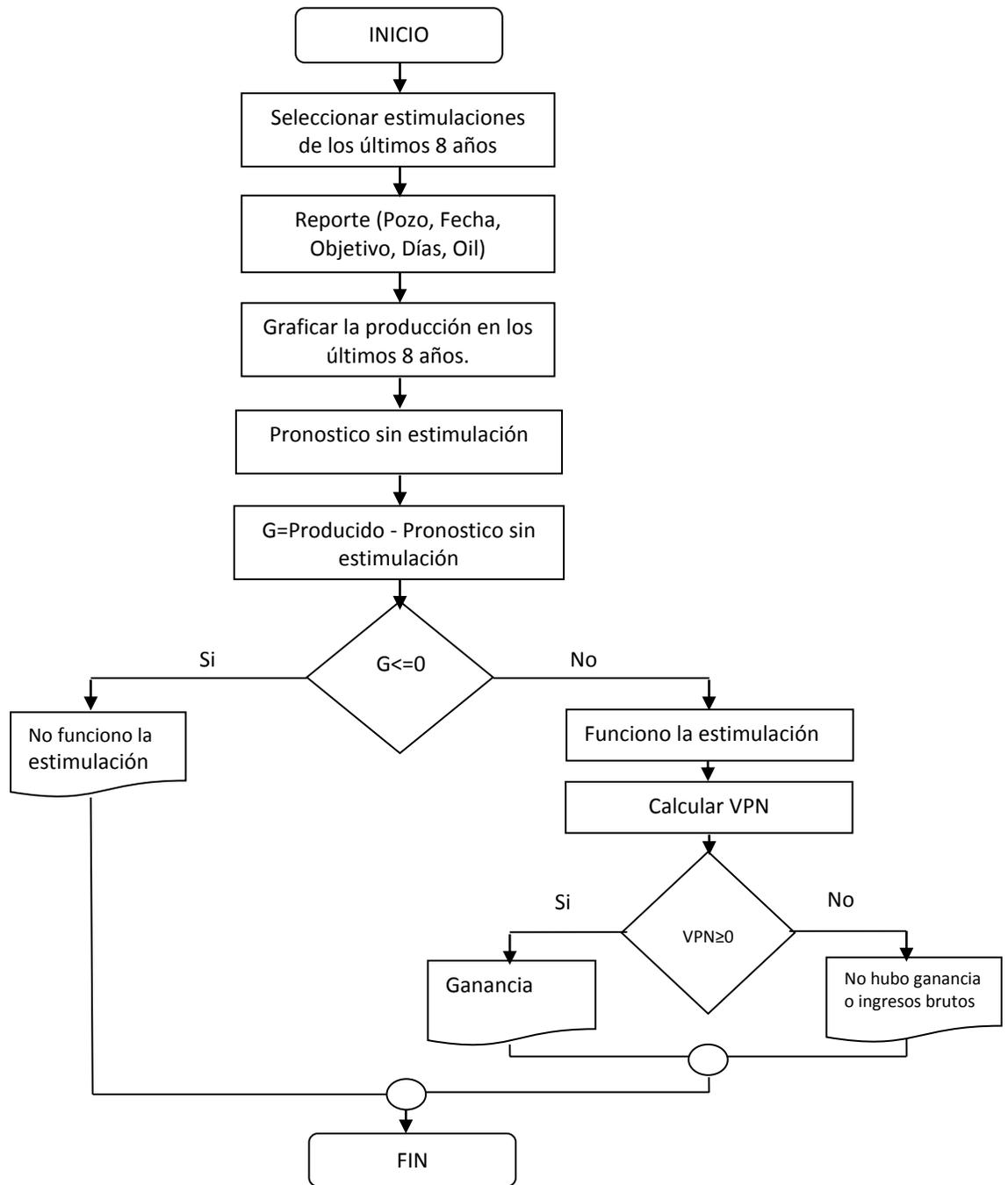


Figura 4.1 Diagrama De Flujo De La Metodología Empleada

4.6 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

A continuación se muestra la aplicación de la metodología para una intervención de la campaña 2009, dicha metodología fue aplicada a todas las intervenciones en cada una de las campañas. Es importante aclarar que la evaluación se realizó a aquellas intervenciones que contaban con la información necesaria para aplicar la metodología mencionada anteriormente.

El paso 1 se realiza para cada una de las campañas a partir del año 2008 al 2015 mientras que los pasos 2, 3, 4, 5 y 6 se ejecutan para cada una de las estimulaciones.

Paso 1

El primer paso es crear una lista con las intervenciones correspondientes al año 2009 que cuentan con los datos necesarios para realizar sus respectivas evaluaciones, la tabla 4.4 está conformada por tres columnas en donde se indican: el ID del pozo, el tipo de estimulación que se realizó (acida, orgánica, acido-orgánica y en algunos casos información complementaria), y la fecha en la que se realizaron las intervenciones.

POZO	TIPO DE ESTIMULACIÓN	FECHA
M107	Acido-Orgánica (Fe-Acid)	18/06/2009
M115	Acido-Orgánica	15/10/2009
M003	Acido-Orgánica, inhibición	03/02/2009
M027	Acido-Orgánica	08/01/2009
M061	Acido-Orgánica	29/04/2009
M027	Acido-Orgánica	05/11/2009
M083	Acido-Orgánica	23/02/2009
M073	Acido-Orgánica	15/10/2009
M010H	Acido-Orgánica	28/02/2009
M106	Acido-Orgánica	22/03/2009
M012H	Acido-Orgánica-por camisa de circulación	09/05/2009
M122	Acido-Orgánica	23/11/2009
M039	Acido-Orgánica	23/07/2009
M116	Acido-Orgánica (Fe Acid- 7.5%)	29/04/2009
M070	Acido-Orgánica	29/09/2009
M121	Acido-Orgánica	10/09/2009
M059	Acido-Orgánica (Fe acid)	22/05/2009
M013	Acido-Orgánica, Bullheading por anular	25/09/2009

Tabla 4.4 Estimulaciones campaña 2009

Paso 2

A partir de la tabla anterior se seleccionó la intervención practicada al pozo Mangos 116 (en amarillo), la cual se hizo el 29 de abril del 2009 y pertenece al tipo de estimulaciones ácido-orgánicas, además en la tabla se especifica qué tipo de ácido y que concentración fueron usados (los tratamientos usados en las intervenciones realizadas en el campo Yaguará fueron explicados en el capítulo anterior). Se procede entonces a organizar el reporte de producción para MA116.

UNIQUEID	Date	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN		
		Oil.CalDay	Cumulative Oil Production	MONTHLYPROD OIL
	-	bbl/d	Mbbl	bbl
MA-116	31-Jan-09	42	54	1302.62
MA-116	28-feb-09	49	56	1377.6
MA-116	31-mar-09	29	57	884.74
MA-116	30-Apr-09	21	57	624.3
MA-116	31-may-09	38	58	1175.21
MA-116	30-jun-09	50	60	1485
MA-116	31-jul-09	43	61	1329.59
MA-116	31-Aug-09	41	62	1277.51
MA-116	30-sep-09	41	64	1215.9
MA-116	31-oct-09	35	65	1100.19
MA-116	30-nov-09	31	66	944.7
MA-116	31-Dec-09	29	67	886.6
MA-116	31-Jan-10	22	67	674.56
MA-116	28-feb-10	20	68	549.64
MA-116	31-mar-10	18	68	557.38
MA-116	30-Apr-10	19	69	558
MA-116	31-may-10	15	69	452.6
MA-116	30-jun-10	15	70	447.9
MA-116	31-jul-10	14	70	433.07
MA-116	31-Aug-10	12	71	386.26
MA-116	30-sep-10	13	71	385.2
MA-116	31-oct-10	11	71	354.33
MA-116	30-nov-10	8	72	240.6
MA-116	31-Dec-10	10	72	312.79
MA-116	31-Jan-11	12	72	378.82
MA-116	28-feb-11	12	73	336.56
MA-116	31-mar-11	12	73	382.23
MA-116	30-Apr-11	12	73	373.2
MA-116	31-may-11	8	74	262.88

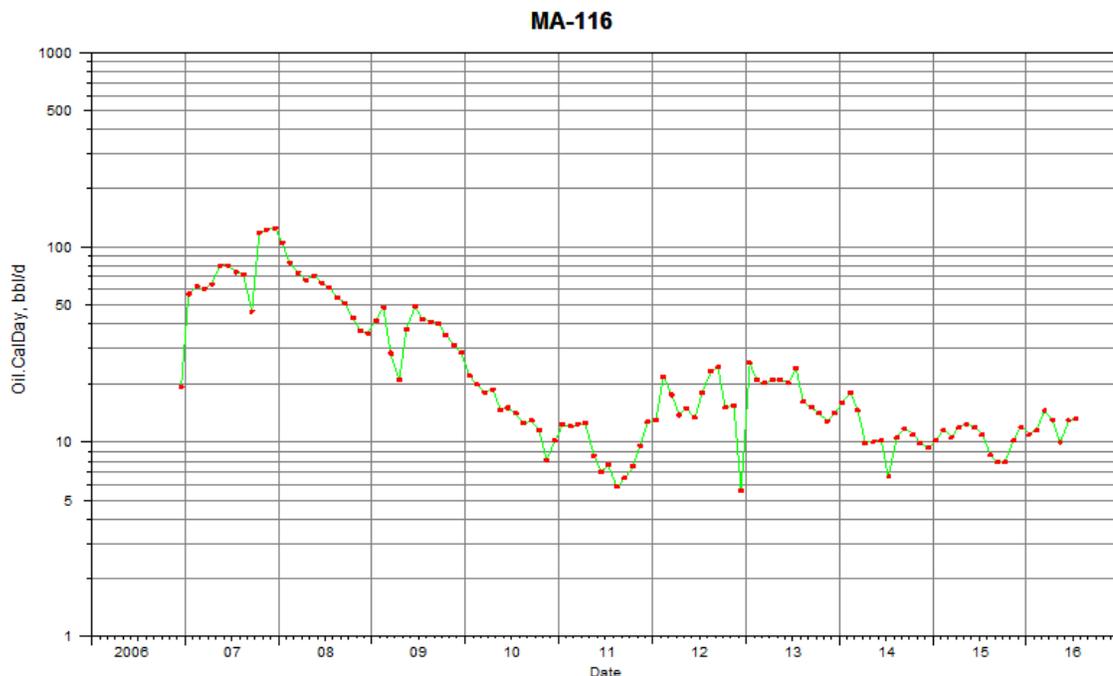
Tabla 4.5 Historial de producción MA116

Las columnas "Oi.CalDay", "Cumulative Oil Production", "MONTHLYPROD OIL" en la tabla 4.5 representan: la tasa de producción mensual, la producción de petróleo acumulada hasta la fecha y la producción mensual acumulada respectivamente. Como se puede notar en la tabla anterior la producción para el mes de enero del 2009 es de 1302 barriles, con una tasa de producción mensual de 42 bbls/día y hasta esa fecha el pozo tenía una producción de crudo acumulada de 54 mil barriles, pero la declinación afecta la producción y ya para el mes de abril la tasa de producción mensual se ha disminuido a la mitad.

Es aquí donde se realiza la estimulación. Por medio del reporte se observa como la producción a través del tiempo sufre una constante declinación, es significativo comentar que se tiene un reporte de producción del pozo Mangos 116 hasta junio del 2016 en un documento en Excel, sin embargo para que la tabla no sea muy extensa solo se muestra hasta dos años después de realizarse la intervención.

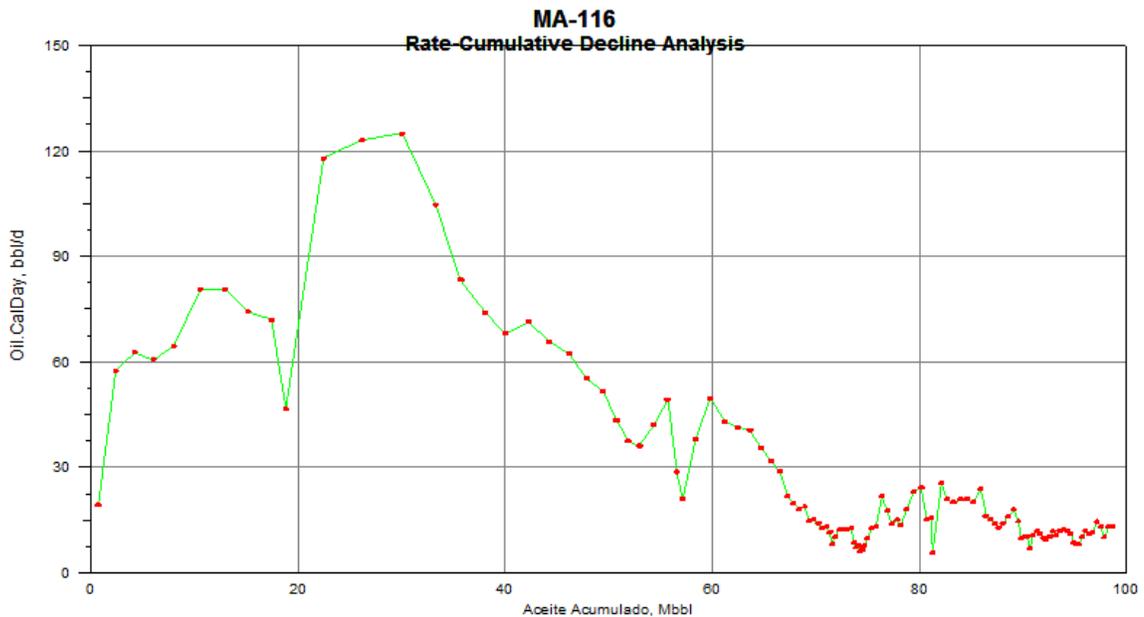
Paso 3

Las siguientes graficas muestran la declinación histórica del pozo, en la gráfica 4.3 la curva de color verde refleja el caudal mensual del pozo en donde cada punto corresponde a un mes específico, como se puede apreciar la producción del pozo Mangos 116 inicio en diciembre del año 2006, además a lo largo de la historia del pozo se han realizado múltiples intervenciones en este caso la intervención evaluada se realizó en abril del año 2009, la tasa de producción aumento por los siguientes dos meses y luego continuo con la declinación que posee el pozo, hasta volver a realizar nuevamente otra intervención en noviembre del 2010.



Grafica 4.3 Tasa De Producción De Petróleo Mensual Vs Fecha MA 116

La grafica 4.4 muestra la producción de petróleo acumulada, este tipo de graficas facilitan los análisis debido a la continuidad de la curva, este tipo de curva describe un comportamiento similar al de la tasa de producción mensual mostrando la declinación histórica del pozo y las intervenciones realizadas; además en esta grafica es posible ver como la producción de crudo acumulada para junio del año 2016 ha alcanzado casi los 100 mil barriles a una tasa de producción mensual constante.



Grafica 4.4 Producción de Petróleo Acumulada MA116

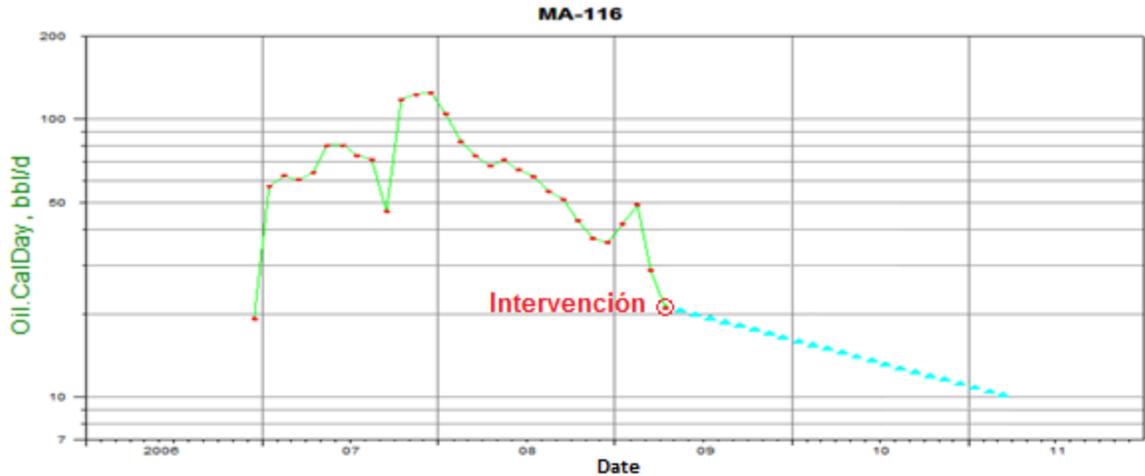
Paso 4

Mediante el análisis de las curvas de declinación y la declinación histórica del pozo se crea una tabla simulando el comportamiento que habría tenido el pozo si no hubiese realizado la estimulación, para este caso el historial de producción del pozo Mangos 116 indica que para los meses de febrero, marzo y abril del 2009 la producción mensual fue de 1378, 885 y 624 barriles respectivamente, por medio de la tabla 4.6 se estima la producción mensual con la que habría continuado el pozo de no haberse realizado la estimulación en el mes de abril; como se observa en el pronóstico la producción continua disminuyendo, resultando así para los meses de mayo 635 barriles, junio 595 barriles y julio 595 barriles, es importante aclarar que la declinación no es tan abrupta debido a que se toma todo el historial del pozo, además de que al realizar el análisis de las curvas de declinaciones se busca el mejor escenario posible (este análisis se realizó para todos los pozos), también es importante explicar que el pronóstico continua hasta alcanzar una tasa mínima de 10 bbls en este caso el pronóstico finaliza el 21 marzo del 2011, para los pozos que inician con una tasa de producción de 10 bbls/día o que alcanzan dicha tasa prontamente, se realiza entonces el pronóstico hasta alcanzar un caudal de 0.1 bbls/día o de 24 meses.

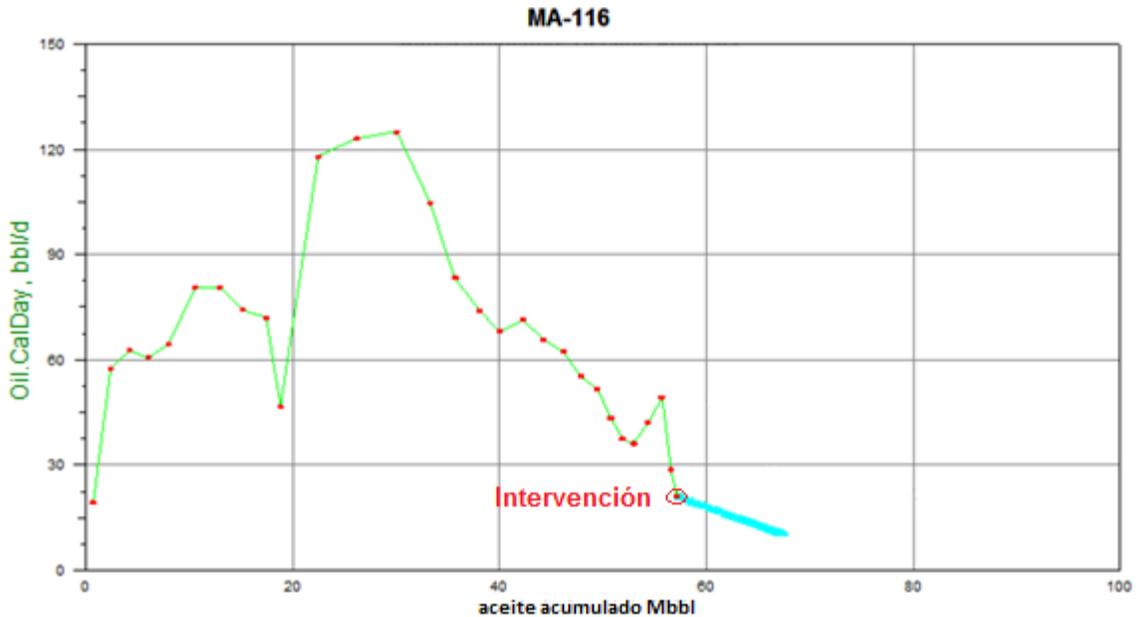
La grafica 4.5 muestra dos tipos de curvas, la curva color verde corresponde a los valores de las tasas de producción mensuales reales antes de realizar la estimulación, mientras que la curva de color turquesa muestra las tasas estimadas de no haberse realizado la estimulación; de la misma forma en la gráfica 4.6 la producción acumulada esperada habría alcanzado como máximo aproximadamente 67 mil barriles de petróleo a una tasa de producción de 10.14 bbl/dia.

UNIQUEID	Date	PRONOSTICO SIN INTERVENCIÓN	
		Average Rate	Monthly Volume
	-	bbl/d	bbl
MA-116	31-may-09	20.47	635
MA-116	30-jun-09	19.83	595
MA-116	31-jul-09	19.2	595
MA-116	31-Aug-09	18.59	576
MA-116	30-sep-09	18	540
MA-116	31-oct-09	17.44	541
MA-116	30-nov-09	16.89	507
MA-116	31-Dec-09	16.35	507
MA-116	31-Jan-10	15.83	491
MA-116	28-feb-10	15.35	430
MA-116	31-mar-10	14.88	461
MA-116	30-Apr-10	14.41	432
MA-116	31-may-10	13.96	433
MA-116	30-jun-10	13.52	406
MA-116	31-jul-10	13.09	406
MA-116	31-Aug-10	12.67	393
MA-116	30-sep-10	12.27	368
MA-116	31-oct-10	11.89	368
MA-116	30-nov-10	11.51	345
MA-116	31-Dec-10	11.15	346
MA-116	31-Jan-11	10.79	335
MA-116	28-feb-11	10.46	293
MA-116	31-mar-11	10.14	314

Tabla 4.6 Pronostico sin Intervención MA116



Grafica 4.5 Tasa De Producción De Petróleo Mensual Estimada MA 116



Grafica 4.6 Producción De Petróleo Acumulada Estimada MA116

Paso 5

Teniendo entonces el historial de producción y el pronóstico sin intervención se procede a realizar un cuadro comparativo entre estas dos tablas, además se realiza la diferencia de producción entre el historial del pozo y el pronóstico; tal como se puede ver en la tabla 4.7

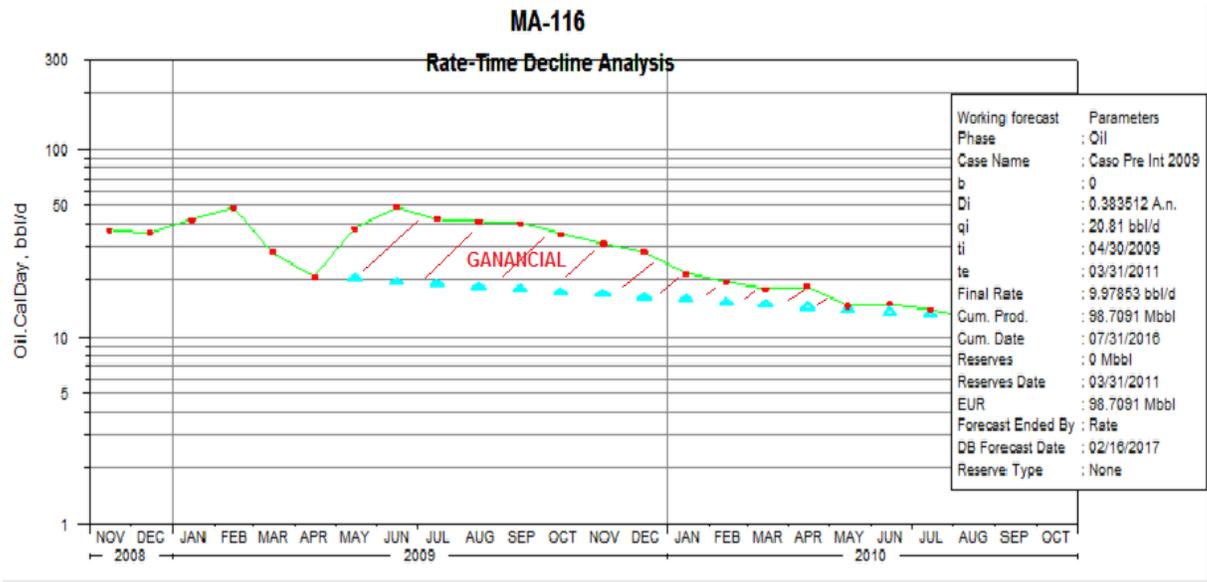
La tabla 4.7 refleja la diferencia (ganancial) mes a mes que se obtuvo al haber realizado la estimulación al pozo Mangos 116 esto con fin de calcular el VPN en el paso siguiente, como se observa los diferenciales son positivos lo cual indica un incremento de producción causado por la estimulación, el cual alcanza un valor máximo de 890 barriles para el mes de junio, a partir de ese valor comienza

nuevamente la declinación hasta que al término de un año el diferencial es únicamente de 20 barriles de crudo, como se ha dicho previamente las evaluaciones se realizaron por un periodo de un año a menos que se encuentren factores como: un diferencial negativo o una intervención realizada dentro de ese tiempo; también es posible comparar los caudales mensuales entre el histórico de producción y el pronóstico (“Oil.Cal Day” y “Average Rate”) observándose que para el mes de mayo del 2010 las tasas de producción para dicho pozo son muy similares (ver grafica 4.7).

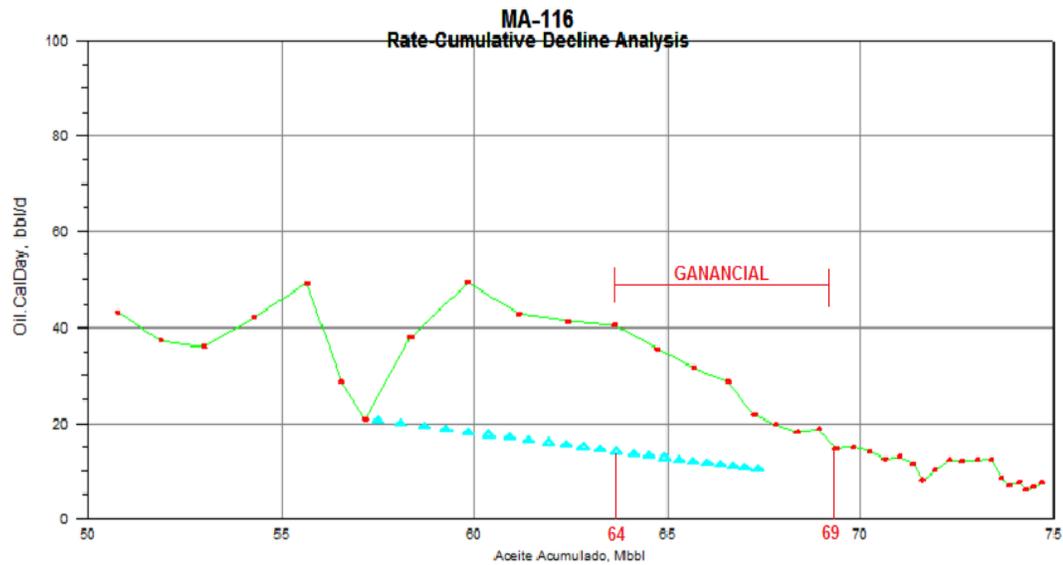
Las gráficas 4.7 y 4.8 señalan el ganancial en producción estimado del pozo Mangos 116 después de haberse realizado la estimulación acido-orgánica, en la gráfica 4.8 la producción acumulada máxima proyectada por el pronóstico para el mes de mayo de 2010 es de aproximadamente de 64 Mbbl, mientras que la obtenida gracias a la estimulación fue de 69 Mbbl.

UNIQUE ID	Date	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN			PRONOSTICO SIN INTERVENCIÓN		DIFERENCIA
		Oil.Cal Day	Cumulative Oil Production	MONTHLY OIL PROD	Average Rate	Monthly Volume	
					bbbl/d	bbbl	
	-	bbbl/d	Mbbl	bbbl	bbbl/d	bbbl	bbbl
MA-116	31-Jan-09	42	54	1302.62			
MA-116	28-feb-09	49	56	1377.6			
MA-116	31-mar-09	29	57	884.74			
MA-116	30-Apr-09	21	57	624.3			
MA-116	31-may-09	38	58	1175.21	20.47	635	540.21
MA-116	30-jun-09	50	60	1485	19.83	595	890
MA-116	31-jul-09	43	61	1329.59	19.2	595	734.59
MA-116	31-Aug-09	41	62	1277.51	18.59	576	701.51
MA-116	30-sep-09	41	64	1215.9	18	540	675.9
MA-116	31-oct-09	35	65	1100.19	17.44	541	559.19
MA-116	30-nov-09	31	66	944.7	16.89	507	437.7
MA-116	31-Dec-09	29	67	886.6	16.35	507	379.6
MA-116	31-Jan-10	22	67	674.56	15.83	491	183.56
MA-116	28-feb-10	20	68	549.64	15.35	430	119.64
MA-116	31-mar-10	18	68	557.38	14.88	461	96.38
MA-116	30-Apr-10	19	69	558	14.41	432	126
MA-116	31-may-10	15	69	452.6	13.96	433	19.6

Tabla 4.7 Cuadro Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA116



Grafica 4.7 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA116



Grafica 4.8 Comparativo Producción de Petróleo Acumulada y Producción De Petróleo Acumulada Estimada MA116

Paso 6

Finalmente se calcula el valor de VPN (valor presente neto) a partir de los diferenciales obtenidos de la tabla anterior, para realizar la evaluación económica de cada proyecto e intervención son necesarios otros parámetros de evaluación como: el costo de levantamiento por barril, la tasa de descuento y la inversión.

La tabla 4.8 señala los valores con los cuales se ejecutó la evaluación económica de la intervención realizada en abril del 2009 al pozo Mangos 116, la inversión fue de 65000 dólares, dicho valor abarca el costo total de la estimulación. Y en el costo del levantamiento por barril también están incluidos los costos de tratamiento de agua, calidad, transporte e impuesto de renta.

Pozo	Mangos 116 (MA116)
Fecha Estimulación	29/04/2009
Costo levantamiento por Barril (USD/bbl)	20
Tasa de descuento	0.80%
Inversión USD	65000

Tabla 4.8 Parámetros de Evaluación MA116

PERIODO	PRECIO WTI (USD/Bbl)	Diferencia bbls	Ing. Neto Descon. Acumulado USD
may. 2009	59.12	540	-44035
jun. 2009	69.58	890	-606
jul. 2009	64.14	735	31053
ago. 2009	71.06	702	65748
sep. 2009	69.44	676	97860
oct. 2009	75.77	559	127590
nov. 2009	78	438	151599
dic. 2009	74.49	380	171006
ene. 2010	78.34	184	180974
feb. 2010	76.3	120	187194
mar. 2010	81.25	96	192602
abr. 2010	84.5	126	199987
may. 2010	73.74	20	200937
TOTAL		5464	

Tabla 4.9 Valor Presente Neto MA116

En la tabla 4.9 se muestran los resultados de la evaluación realizada a la estimulación en abril del 2009 al Mangos 116, la tabla posee el precio del WTI (West Texas Intermediate) correspondiente a cada mes, esto con el fin de tener una mayor precisión al calcular el VPN, además el total de los diferenciales hace referencia al ganancial en producción obtenido mediante a la estimulación, en este caso son más de 5 mil barriles los que se produjeron durante un año gracias a que se llevó a cabo la estimulación acido-orgánica, lo cual significa que la

estimulación cumplió con su primer objetivo aumentando la producción de petróleo, por otro lado los valores en la columna “Ing. Neto Descon. Acumulado” se refieren al VPN calculado para cada mes, se observa entonces que para el mes de mayo se han recuperado aproximadamente más de 20 mil dólares de la inversión inicial, para el mes de junio faltan por recuperar 606 dólares y ya para julio se ha recuperado por completo la inversión y además se tiene una ganancia de más de 31 mil dólares, finalmente el valor correspondiente al VPN a una tasa de descuento del 10% anual concierne a la casilla resaltada en amarillo es decir que esta intervención obtuvo un VPN superior a los 200 mil dólares (VPN@10%=200937 USD)

5. EVALUACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS ESTIMULACIONES Y SERVICIOS CON FLUIDOS

En este capítulo se realizara la evaluación a los resultados obtenidos a partir de la metodología aplicada en el capítulo anterior, en conjunto con las evaluaciones económicas realizadas para cada intervención en las campañas de estimulación.

5.1 CAMPAÑA 2008

Esta campaña cuenta con 15 intervenciones a las cuales se les aplico la metodología de evaluación para determinar el ganancial de crudo producido gracias a la estimulación y el valor del VPN correspondiente; en la siguiente tabla se muestra los resultados que se obtuvieron.

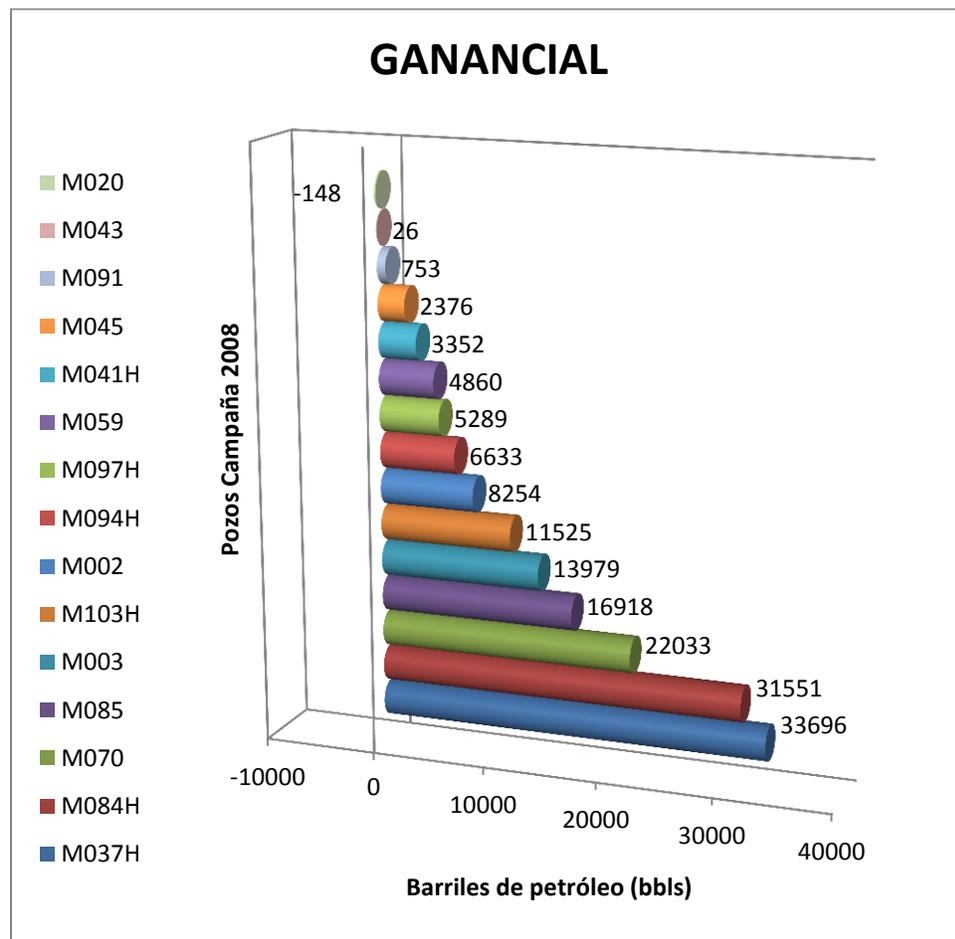
POZO	TIPO DE ESTIMULACIÓN	FECHA	COSTO ESTIMULACIÓN USD	GANANCIAL bbls	PERIODO EVALUADO (meses)	VPN@10% USD	TIR
M037H	Acido-Orgánica	27/11/2008	83974	33696	13	1179007	73%
M084H	Acido-Orgánica	24/03/2008	76690	31551	13	1645932	227%
M070	Acido-Orgánica	16/11/2008	57299	22033	10	583922	92%
M085	Acido-Orgánica	26/03/2008	59988	16918	13	1078630	125%
M003	Acido-Orgánica (Divergencia química)	22/04/2008	79750	13979	10	1092558	132%
M103H	Acido-Orgánica	30/09/2008	127136	11525	13	277120	17%
M002	Acido-Orgánica	27/06/2008	80000	8254	13	268954	56%
M094H	Acido-Orgánica	09/06/2008	92579	6633	13	509351	119%
M097H	Orgánica (Fe-Acid 7.5%)	11/03/2008	99829	5289	13	372187	56%
M059	Acido-Orgánica	24/08/2008	64045	4860	6	152904	109%
M041H	Acido-Orgánica, con inhibición de scales	20/05/2008	129437	3352	7	156696	39%
M045	Acido-Orgánica	21/06/2008	59282	2376	7	134875	79%
M091	Acido-Orgánica	14/07/2008	80000	753	4	-12106	-6%
M043	Acido-Orgánica (Divergencia química)	30/04/2008	60000	26	1	-57331	-96%
M020	Acido-Orgánica e Inhibición carbonatos	04/02/2008	72654	-148	0	-72654	---

Tabla 5.1 Resultados De La Evaluación Campaña 2008

En la tabla 5.1 se puede apreciar que todas las estimulaciones son del tipo acido-organica; las intervenciones realizadas a los pozos Mangos 3 y Mangos 43 cuentan además con divergencia química, es decir que se utilizó un agente para aislar ciertas zonas que no eran el objetivo de la estimulación, es muy común

realizar este tipo de procesos en este campo debido a que el corte de agua es muy alto y cuando se realiza un procedimiento de estimulación matricial no se desea estimular las zonas con alta saturación de agua; por otro lado a las estimulaciones

realizadas en los pozos Mangos 41H y Mangos 20 se les hizo una inhibición de scales; en el caso del Mangos 20, se utilizó un tren de fluidos proporcionados por Latin American Chemical Treatment y Petrobras. Este constaba de preflujos a base de solvente mutuo y salmuera para acondicionar la formación, seguido del tratamiento de inhibición y un overflush con crudo inhibido. Finalmente se procedió con el bombeo del DAD de Schlumberger que fue desplazado con fluido de control de pozo.

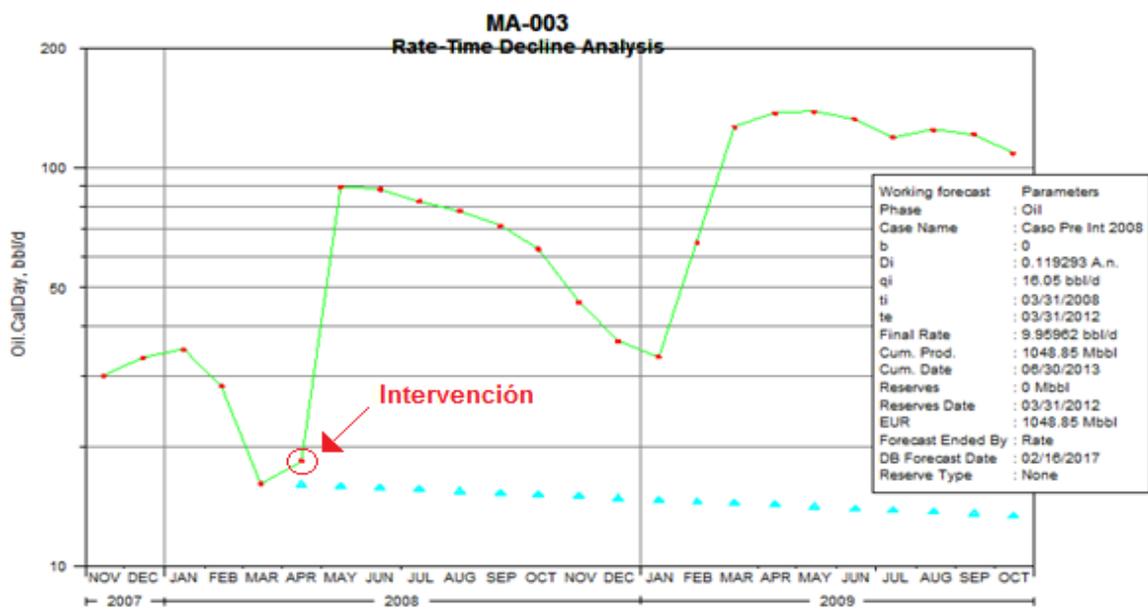


Grafica 5.1 Ganancial Campaña 2008

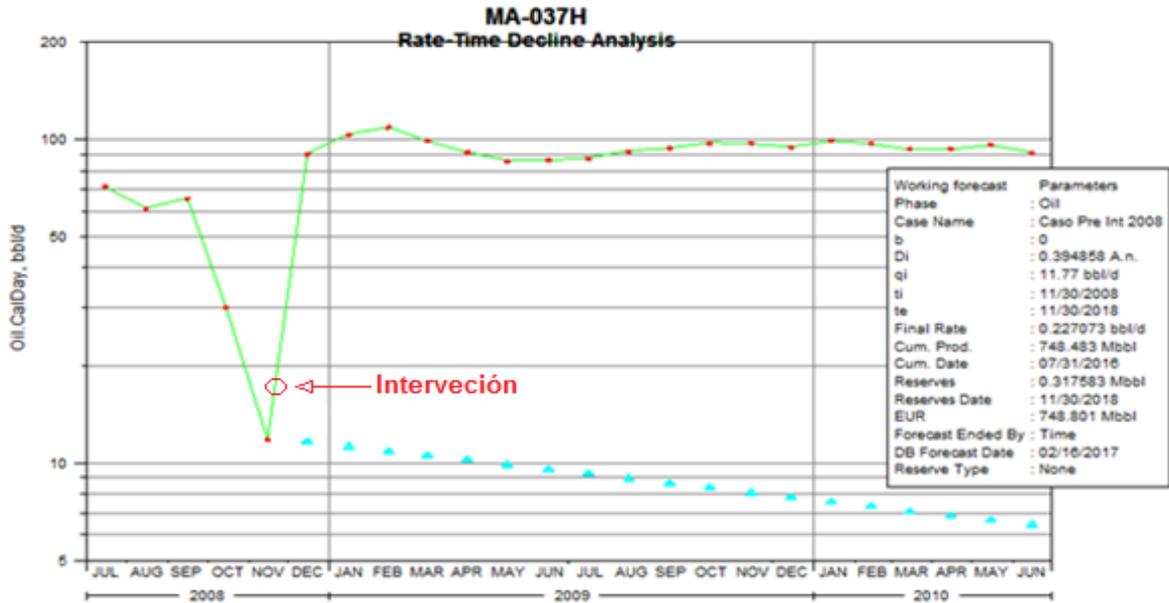
Durante esta campaña el costo de las intervenciones se encontraba entre los 60 y 100 mil dolares aproximadamente, en la mayoría de las intervenciones se recuperaron las inversiones y además se obtuvieron ganancias, pero lo más importante de esta evaluación tiene que ver con el ganancial en producción de crudo obtenido, como se puede apreciar en el anterior gráfico los pozos con mayor ganancial fueron MA 37H, MA 84H, MA 70 y MA 85 con 33696, 31551, 22033 y 16918 barriles respectivamente; de forma analoga son estos en los que se ve reflejado las mayores ganancias, en el caso del pozo Mangos 37H la evaluación económica se hizo al periodo de un año, las ganancias financieras pudieron ser de

una mayor dimension, sin embargo la estimulacion se hizo en diciembre del 2008 por lo que para los siguientes meses el precio del crudo no fue un factor favorable, ya que el precio estuvo alrededor de 40 dolares, mientras que en la estimulacion realizada en abril para el pozo Mangos 3 el precio del crudo por encima de los 100 dolares para los meses siguientes fue de gran ayuda para obtener unas ganancias casi de mas de un millon de dolares, con un ganacial en produccion relativamente menor (menos de la mitad) al obtenido por la estimulacion del Mangos 37H; es importante destacar que la estimulacion hecha al Mangos 3 solo tuvo un periodo de duracion de 10 meses hasta que ocurrio otro evento, como se ve en la grafica 5.2 la producción despues de la intervención para el pozo Mangos 3 aumenta drasticamnte pero con el tiempo decae paulatinamente, mientras que para el pozo Mangos 37H esta se mantiene constante por mucho mas tiempo, lo que se traduce en mayor ganacial de produccion, grafica 5.3. Otro factor clave relacionado con el VPN corresponde a la inversion por parte de los dos pozos, como se observa la inversion realizada al Mangos 37H es mayor que la del Mangos 3, y ambas intervenciones fueron realizadas por la misma empresa de servicios.

Existen 2 pozos dentro de esta campaña en los que podria decirse que las estimulaciones no funcionaron o no obtuvieron los resultados deseados, estos casos son: la estimualcion realizada al pozo Mangos 43 y mas drasticamente al pozo Mangos 20; en el primero el ganacial fue de solo 26 barriles, correspondientes al primer mes de produccion (cabe recordar que los ganaciales equivalen al diferencial entre la produccion despues de la intervención y la produccion estimada si no se hubiese realizado la estimuación) a partir del segundo mes despues de realizarse la estimulacion los valores en el diferencial correspondieron a cantidades negativas esto debido a que el pronostico fue mas optimista que el historial de producción del pozo (ver grafica 5.4), lo que equivaldria a decir que la estimulacion no brindo los resultados esperados.

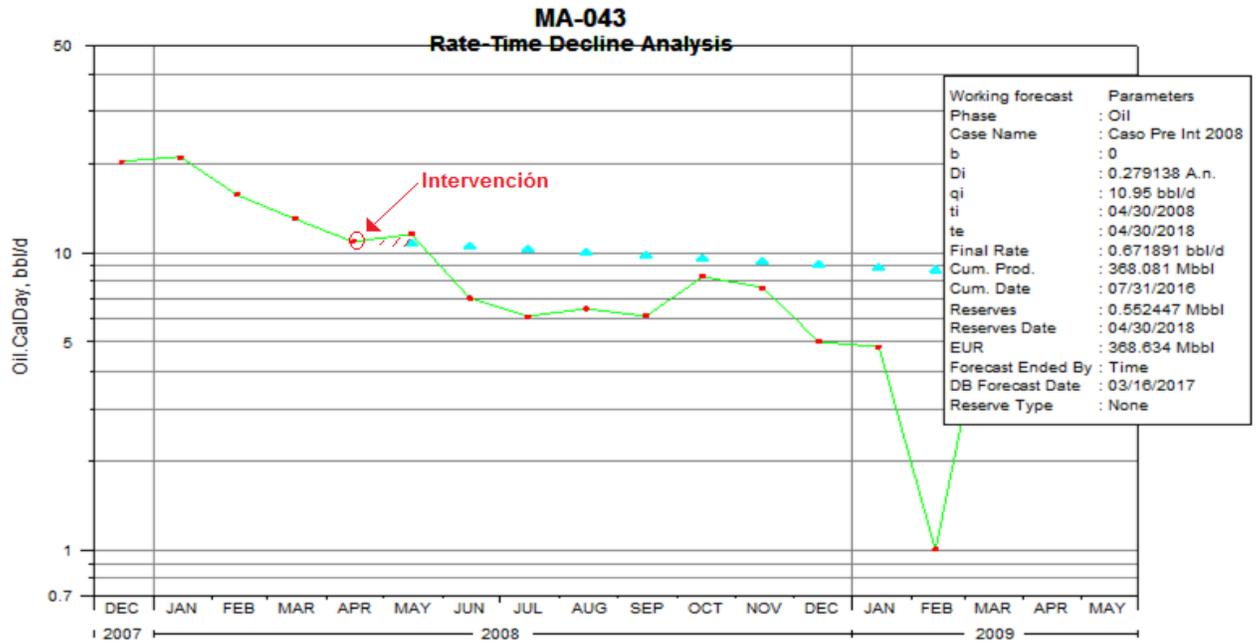


Grafica 5.2 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 003



Grafica 5.3 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 037H

El proposito de la intervencion en el pozo MA 43 era mostrar el desarrollo operativo del tratamiento ácido PAD acid, Fe acid 7.5 % con parte orgánica base xileno, sobre las arenas Basales A60, A70, B10, B20 y B30 con divergencia química, con el fin de mejorar la producción del pozo mediante la limpieza de depósitos que se pudieran haber ubicado en las zonas de interés, sin embargo se registró presencia de H2S (20 ppm), y se decidió parar el pozo hasta evaluar el riesgo. Luego de elaborar AST se arrancó nuevamente el pozo. El hecho de que en el pozo MA-20 no se haya obtenido ningun ganancial y por el contrario se muestre ese valor negativo se debe a que el pozo poseia problemas de sobretorque por lo que tenia que ser parado constantemente haciendo que el historial de produccion estuviera por debajo de la produccion sin intervencion estimada. Finalmente se puede decir que durante esta campaña la gran mayoria de las intervenciones fueron exitosas puesto que cumplieron con su objetivo principal de aumentar la produccion de petróleo para muchos pozos, y ademas consiguieron recuperar la inversion y obtener ganancias financieras.



Grafica 5.4 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 043

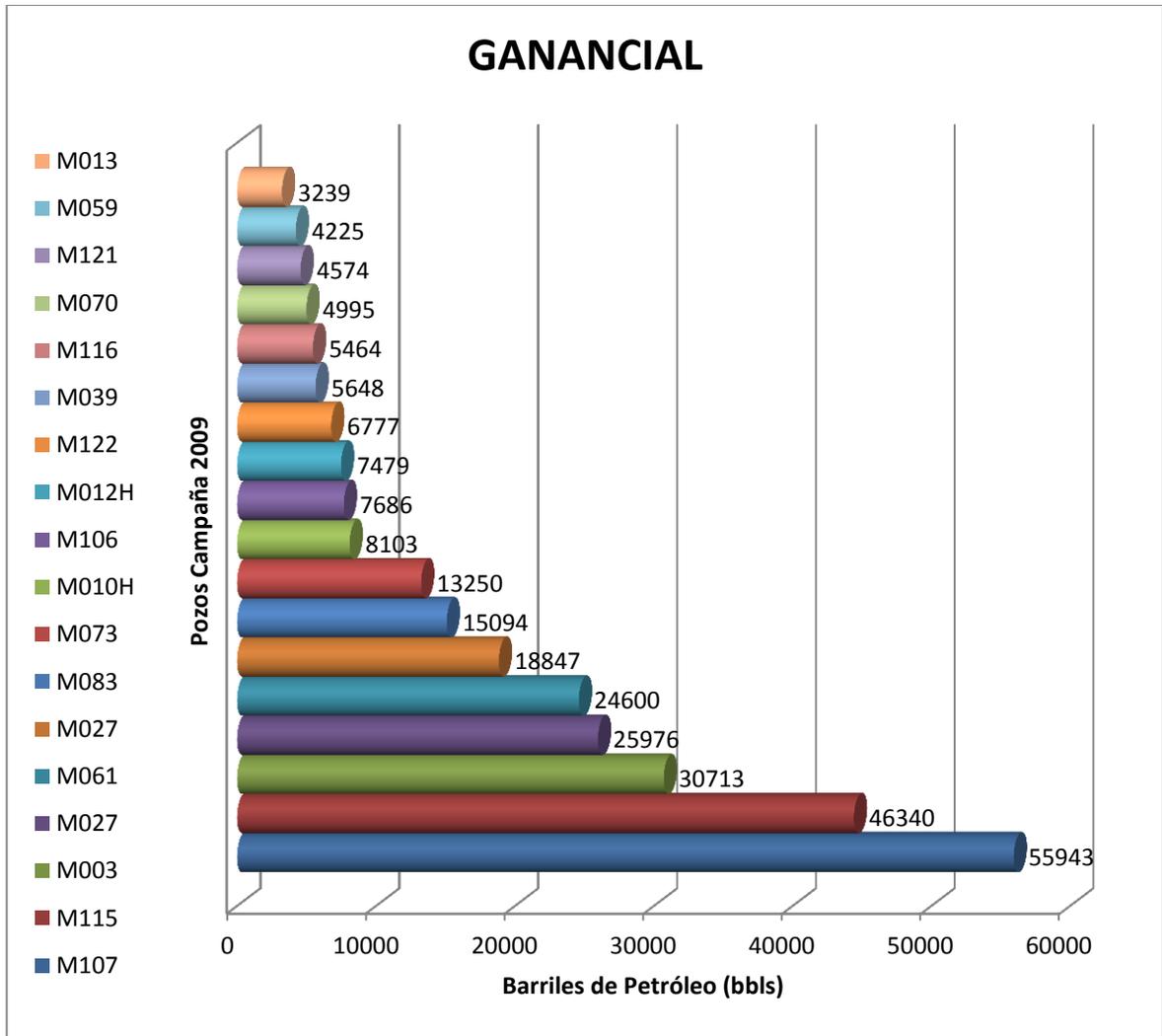
5.2 CAMPAÑA 2009

Para esta campaña se evaluaron 18 intervenciones, es muy importante aclarar que durante la campaña de 2009 se realizaron más intervenciones sin embargo estas 18 contaban con los datos necesarios para aplicar la metodología de evaluación descrita en este proyecto. En la tabla 5.2 se encuentra un compendio de los resultados obtenidos de la campaña 2009, en donde se puede apreciar que todas estimulaciones son del tipo ácido-orgánica, en algunas se especifica la concentración del ácido utilizado, otras brindan información complementaria según como se haya llevado el procedimiento acabo.

POZO	TIPO DE ESTIMULACIÓN	FECHA	COSTO ESTIMULACIÓN USD	GANANCIAL bbls	PERIODO EVALUADO (meses)	VPN@10% USD	TIR
M107	Acido-Orgánica (Fe-Acid)	18/06/2009	80000	55943	13	2857573	203%
M115	Acido-Orgánica	31/03/2009	71722	46340	12	2168620	296%
M003	Acido-Orgánica, inhibición scales 3 etapas	03/02/2009	79750	30713	13	1228468	80%
M027	Acido-Orgánica	08/01/2009	50000	25976	10	802812	133%
M061	Acido-Orgánica	29/04/2009	73593	24600	13	1146637	153%
M027	Acido-Orgánica	05/11/2009	68000	18847	13	967351	134%
M083	Acido-Orgánica	23/02/2009	35631	15094	13	595635	218%
M073	Acido-Orgánica	15/10/2009	71722	13250	12	653079	112%
M010H	Acido-Orgánica	28/02/2009	68000	8103	13	313505	30%
M106	Acido-Orgánica	22/03/2009	50000	7686	13	341436	37%
M012H	Acido-Orgánica-por camisa de circulación	09/05/2009	68931	7479	9	300165	51%
M122	Acido-Orgánica	23/11/2009	113245	6777	5	275898	62%
M039	Acido-Orgánica	23/07/2009	71722	5648	3	221753	28%
M116	Acido-Orgánica (Fe Acid- 7.5%)	29/04/2009	65000	5464	13	200937	-2%
M070	Acido-Orgánica	29/09/2009	59252	4995	7	221176	85%
M121	Acido-Orgánica	10/09/2009	46496	4574	10	201361	68%
M059	Acido-Orgánica (Fe acid)	22/05/2009	35000	4225	9	182248	51%
M013	Acido-Orgánica, Bullheading por anular	25/09/2009	55000	3239	13	121688	41%

Tabla 5.2 Resultados De La Evaluación Campaña 2009

Por ejemplo en la intervención hecha en mayo al pozo Mangos 12 horizontal el objetivo fue realizar una estimulación ácida – orgánica con divergencia química en la formación Caballos a través del tubing, bombeando por la camisa de circulación ubicada a 2340 ft sobre el Liner 2-7/8”, utilizando como fluido de estimulación un sistema ácido Pad acid 80/20 fórmico-acético y con parte orgánica base xileno-varsol para incrementar la producción de hidrocarburos del pozo; además se usó la divergencia química para así estimular preferencialmente las zonas de producción de hidrocarburos. Otro procedimiento llevado a cabo fue la estimulación en septiembre al pozo Mangos 13 en donde se hizo un bombeo bullheading de dos tratamientos DAD desplazado con salmuera inhibida.



Grafica 5.5 Ganacial Campaña 2009

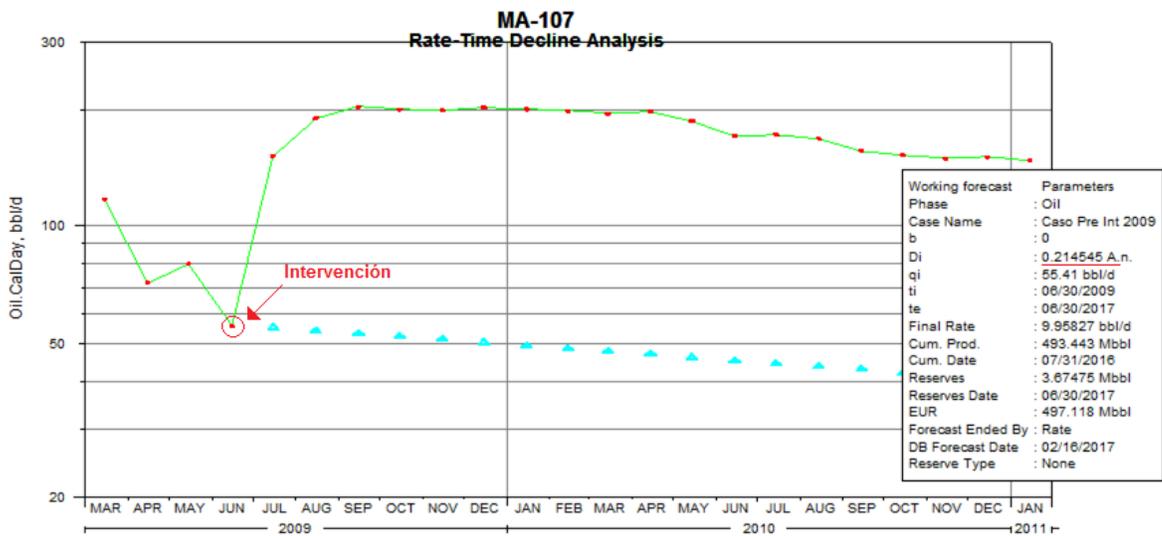
Como se puede observar en el anterior grafico todas las estimulaciones cumplieron con el objetivo principal, aumentar la producción de crudo con respecto a la curva base que se tiene para cada uno de los pozos, la intervención realizada al pozo Mangos 107 fue la que tuvo mayor ganancial de barriles de crudo producidos con un total aproximado de 56 mil barriles, no obstante las estimulaciones realizadas los pozos MA 61, MA 27, MA 03 y MA 115 presentan igualmente altos valores en el ganancial obtenido, es lógico entonces que estas estimulaciones sean las que mayores ganancias financieras obtuvieran, en el caso del pozo Mangos 107 las ganancias superan los 2.8 millones de dólares; como puede observarse en la tabla 5.3 Los diferenciales van desde los 3000 hasta los 4700 barriles esto gracias a que se aplico una estimulación aislando los intervalos productores con un empaque RTTS en dos etapas, estimulando por tubing la zona inferior y por anular la superior, utilizando en ambos como fluido de estimulación un sistema ácido Pad acid disperso con parte orgánica base xileno-varsol y empleando un fluido con propiedades de divergente, controlador del influjo de agua. Además el precio del crudo WTI es un factor contribuyente para que esta intervención alcanzara una ganancia financiera de esta magnitud.

PERIODO	PRECIO (USD/Bbl) WTI	Diferencia bbls	Ing. Neto Descon. Acumulado USD
jul. 2009	64.14	3013	51929
ago. 2009	71.06	4243	265145
sep. 2009	69.44	4541	484344
oct. 2009	75.77	4624	734112
nov. 2009	78	4464	982928
dic. 2009	74.49	4752	1229770
ene. 2010	78.34	4717	1490011
feb. 2010	76.3	4235	1713734
mar. 2010	81.25	4613	1976729
abr. 2010	84.5	4546	2247506
may. 2010	73.74	4401	2464148
jun. 2010	75.35	3796	2655077
jul. 2010	76.16	3999	2857573
TOTAL		55943	

Tabla 5.3 Valor Presente Neto MA107

Otro aspecto importante para que esta estimulación funcionara se concentra en que este pozo ha tenido un buen comportamiento de producción, como se ve en la gráfica 5.6 la declinación del pozo corresponde al 21% anual y la estimulación se mantuvo constante por un largo periodo, incluso después de completarse un año de haber realizado la intervención.

Cabe destacar que durante esta campaña todas las intervenciones generaron ganancias económicas y las intervenciones con menor ganancial de producción están en el orden de los 3000 a los 8000 barriles, con unas ganancias entre los 100 mil y los 300 mil dólares. Se podría concluir entonces que durante este año las intervenciones evaluadas fueron exitosas por sus bajos costos, buena producción y rentabilidad.



Grafica 5.6 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 107

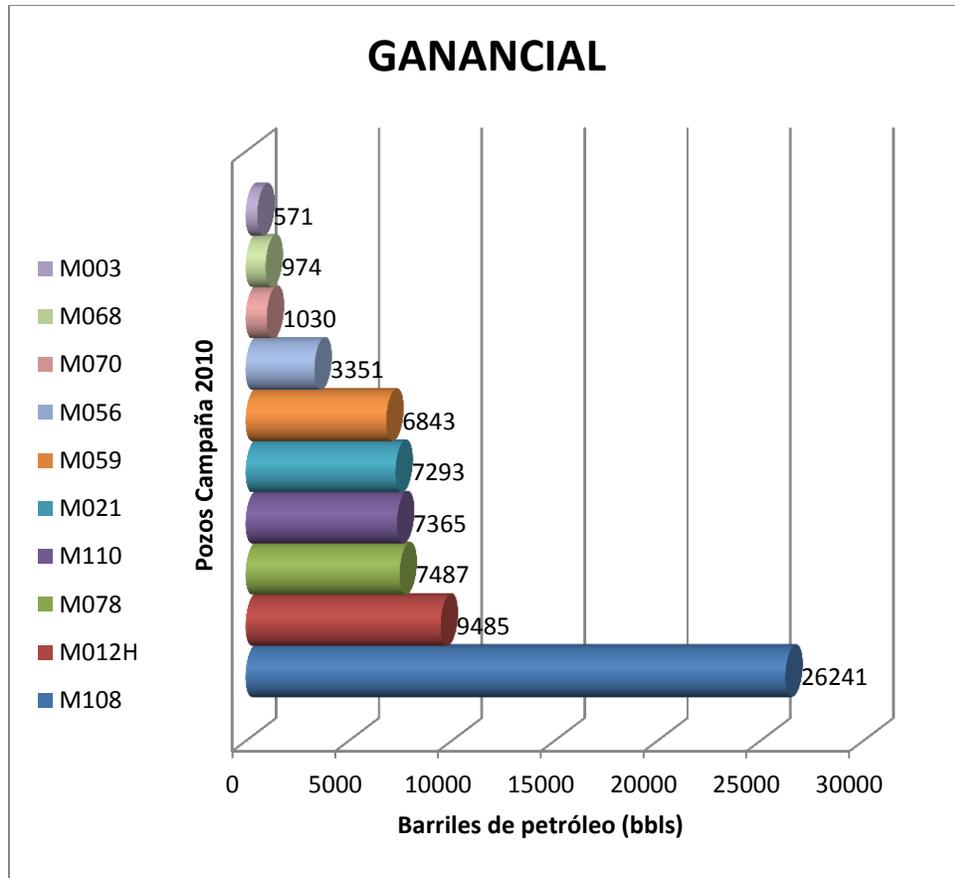
5.3 CAMPAÑA 2010

Durante esta campaña se contó con 10 intervenciones a las cuales se podía aplicar la metodología de evaluación; como se puede notar en la tabla 5.4 los costos de las estimulaciones no son elevados y oscilan entre los 35 mil y 84 mil dólares con excepción de la estimulación realizada al Mangos 21, al igual que en las anteriores campañas la mayoría de las estimulaciones son tipo acido-orgánica, mientras que el tratamiento para el pozo Mangos 21, seleccionado previamente por el grupo de ingeniería de Petrobras, debido a que su historia de producción mostraba una caída luego de previas intervenciones por pérdida de fluido de control, se le aplicó una píldora únicamente orgánica para recuperar el potencial del pozo, con el objeto de mejorar el comportamiento de producción del pozo, se recomendó entonces realizar un tratamiento matricial con una píldora solvente (Clean Sweep) para disminuir las tensiones interfaciales que mantienen la emulsión localizada en la matriz y así poder recuperar los canales de flujo del pozo.

El gráfico del ganancial obtenido por cada intervención en el año 2010 indica que en todas las intervenciones hubo un ganancial positivo, que como se ha dicho anteriormente es el objetivo principal por el que se realizan este tipo de intervenciones, la estimulación acido-orgánica hecha al pozo Mangos 108 en mayo del 2010 fue la que tuvo mayor producción de barriles de petróleo, más de 26 millones de barriles ganados; además obtuvo ganancias económicas de casi 900 mil dólares al cabo de un año, no obstante el costo y el precio del WTI siempre juegan un papel importante en cuanto a las ganancias financieras que se pueden obtener a partir de cada intervención.

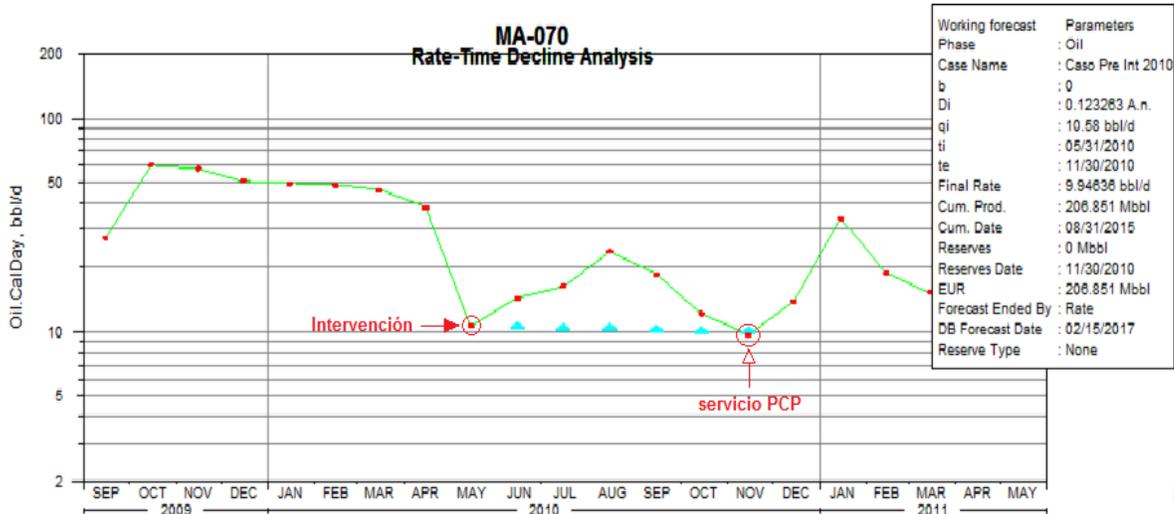
POZO	TIPO DE ESTIMULACIÓN	FECHA	COSTO ESTIMULACIÓN USD	GANANCIAL bbls	PERIODO EVALUADO (meses)	VPN@10% USD	TIR
M108	Acido-Orgánica	26/05/2010	60000	26241	10	891028	204%
M012H	Acido-Orgánica	03/03/2010	73805	9485	13	487193	46%
M078	Acido-Orgánica	26/02/2010	50525	7487	8	364626	99%
M110	Acido-Orgánica	25/08/2009	68554	7365	8	407093	109%
M021	Orgánica	25/04/2010	163911	7293	6	235610	35%
M059	Acido-Orgánica	26/02/2010	50000	6843	8	346818	209%
M056	Acido-Orgánica, Bullheading por anular	20/10/2010	84059	3351	7	145699	41%
M070	Acido-Orgánica, Bullheading	29/05/2010	35000	1030	5	21688	19%
M068	Acido-Orgánica	20/12/2010	42600	974	5	33397	21%
M003	Acido-Orgánica (Divergencia química)	14/09/2010	54114	571	1	-19073	-35%

Tabla 5.4 Resultados De La Evaluación Campaña 2010

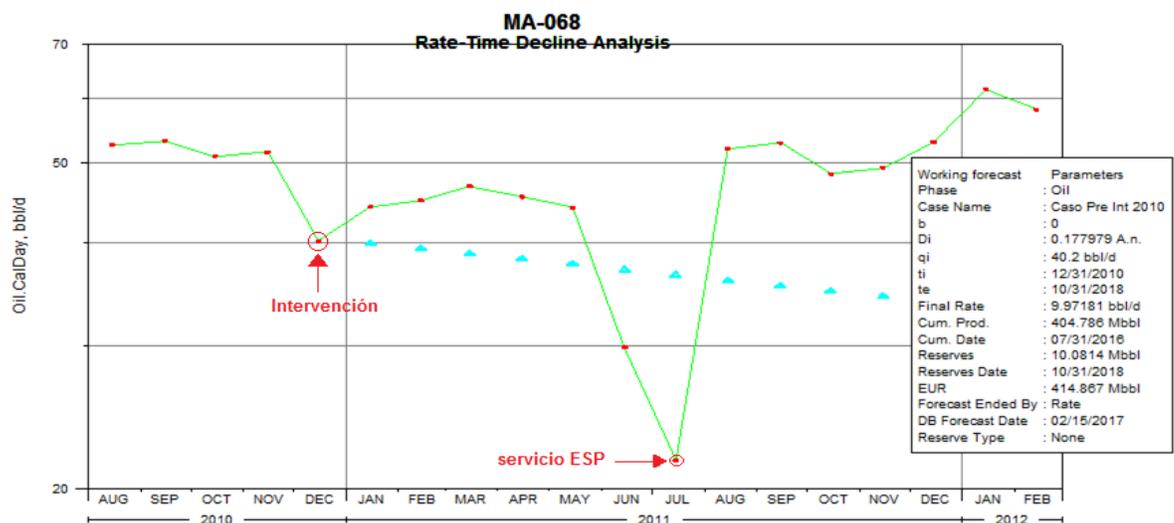


Grafica 5.7 Ganancial Campaña 2010

Existen además 6 intervenciones realizadas a los pozos MA 56, MA 59, MA 21, MA 110, MA 78 y MA 12H en las cuales se observa un moderado ganancial en producción de petróleo que abarca desde los 3000 barriles hasta más de 9000 barriles y que además arrojaron buenas ganancias económicas, entre los 100 mil y 400 mil dólares claramente después de recuperar su respectiva inversión, sin embargo también hay 3 intervenciones en los cuales el ganancial se encuentra por debajo de los 1100 barriles, estas corresponden a las intervenciones practicadas a los pozos MA 70, MA 68 y MA 03, en las dos primeras el tiempo de evaluación no superó los 5 meses antes de que cayera la producción por debajo del pronóstico y se realizara nuevamente otra intervención como se puede observar en las gráficas 5.8 y 5.9, un punto a favor de estas dos intervenciones es que en ambas se consiguió recuperar la inversión y obtener ingresos.



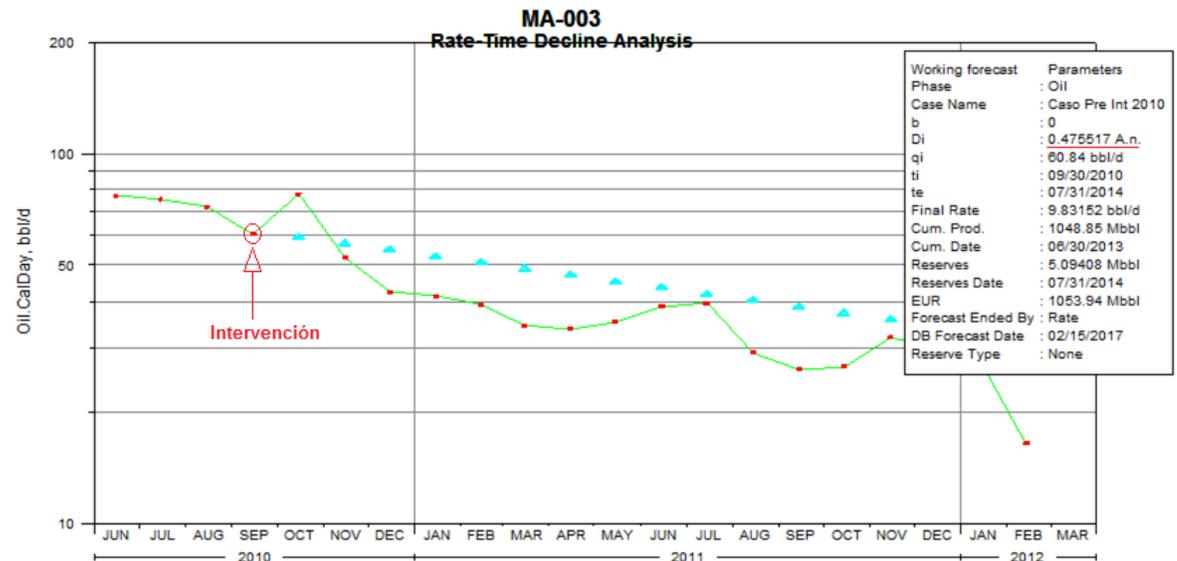
Grafica 5.8 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 070



Grafica 5.9 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 068

Como se vio en la campaña del 2009, la última intervención que se realizó al pozo Mangos 03 fue del tipo orgánica-ácida con inhibición de scales en tres etapas, realizada en las unidades B10/20/30, A60 y A20, con una ganancia de 100 bopd (barriles de crudo por día). La producción del pozo después de ese tratamiento se mantuvo en promedio en 130 bopd, por aproximadamente 8 meses; posteriormente cayó de manera drástica, estabilizándose en 70 bopd, indicando un posible taponamiento de los perforados; la operación llevada a cabo en septiembre del 2010 tuvo como objetivo estimular selectivamente la formación caballos del pozo Mangos 03 mediante el bombeo de un sistema ácido-solvente (Pad acid 80/20 asistido con divergencia química), que permitió remover el daño asociado a la precipitación orgánica e Inorgánica, sin embargo la intervención en el pozo no consiguió los resultados deseados dado que se esperaba un incremento de 48 bopd y solo se consiguió un incremento de 17 bopd, quizás esto se debió a que durante la estimulación de la segunda (Arenas A60) y tercera (Arenas A20) etapa,

el comportamiento de la presión en esas arenas hizo que se consideraran como depletadas, puesto que no mostraron incrementos significativos, esto obedeció a la disposición de la formación a tomar fluidos; cabe explicar que el ganancial obtenido corresponde únicamente a un mes de producción dado que para los siguientes meses la producción se mantuvo siempre por debajo del pronóstico, como se ve en la gráfica 5.10, además es válido decir que la declinación histórica del pozo no es muy favorable, claramente la producción de ese mes no fue suficiente para que la evaluación económica entregara un valor de VPN positivo, sin embargo se pudieron recuperar aproximadamente 35 mil dólares de la inversión inicial



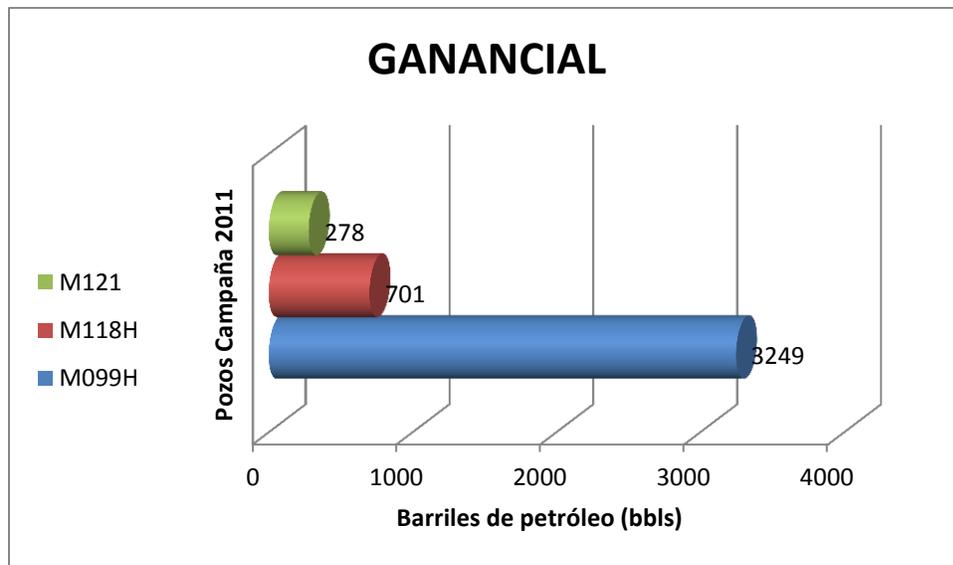
Grafica 5.10 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 003

5.4 CAMPAÑA 2011

En esta campaña casi no se realizaron estimulaciones y solo se cuenta con tres intervenciones que disponían de la información suficiente para aplicar la metodología de evaluación planteada en este documento, las tres intervenciones son del tipo acido-orgánica, como se puede apreciar en la siguiente tabla las operaciones en los pozos se hicieron aproximadamente para las mismas fechas (finales de abril y principios de mayo), los costos de las intervenciones no son elevados, el tratamiento realizado por Schulmberger al pozo Mangos 118H fue el de mayor costo, cuyo valor fue de 61363 dólares.

POZO	TIPO DE ESTIMULACIÓN	FECHA	COSTO ESTIMULACIÓN USD	GANANCIAL bbls	PERIODO DE EVALUACION (meses)	VPN@10% USD	TIR
M099H	Acido-Orgánica (Divergencia química)	03/05/2011	56000	3249	10	177612	56%
M118H	Acido-Orgánica	15/05/2011	61364	701	6	-7424	0%
M121	Acido-Orgánica (bullheading anular)	26/04/2011	25708	278	3	-4021	-9%

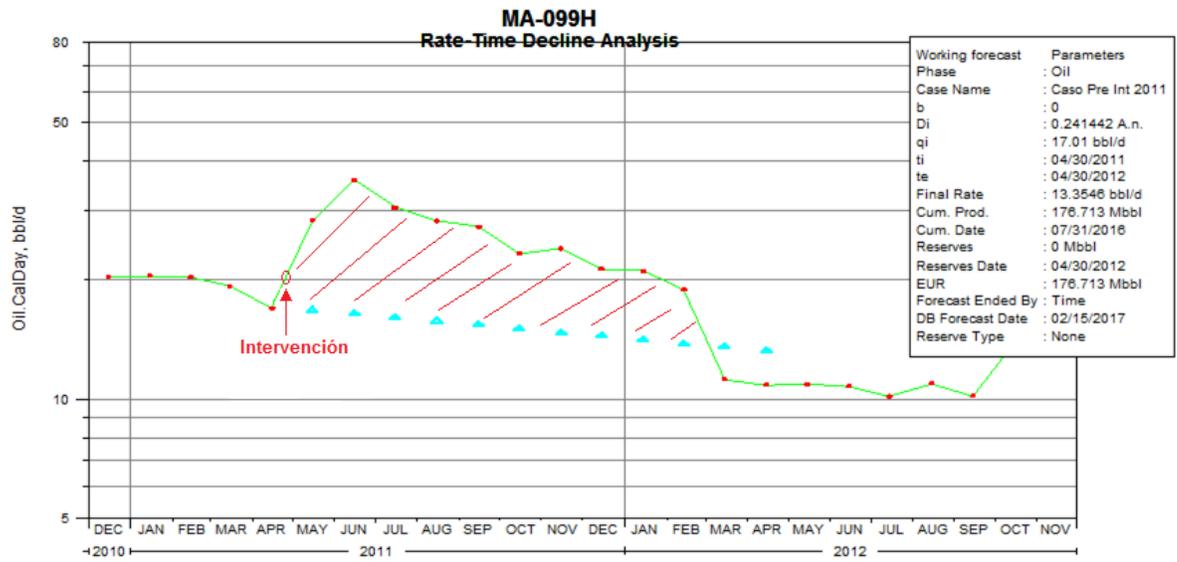
Tabla 5.5 Resultados De La Evaluacion Campaña 2011



Grafica 5.11 Ganacial Campaña 2011

En la anterior ilustración se puede ver claramente que la estimulación realizada al pozo mangos 99 horizontal fue la que tuvo un mayor éxito, acumulando más de tres mil barriles de petróleo en ganancial de producción, los cuales dieron como resultado 177612 dólares de ingresos netos acumulados descontados (VPN), la justificación por la cual se realizó la estimulación que obtuvo mayor ganancial en esta campaña, fue porque el comportamiento de producción del pozo mostraba una declinación del 24% anual a causa del taponamiento de los intervalos y/o del liner con scale. Adicionalmente, en el último workover (Noviembre de 2009) se encontró abundante presencia de scales y parafinas en la sarta ESP saliente del pozo. Por lo tanto, con el fin de remover el daño presente en la cara de la formación se realizó la estimulación empleando ácido orgánico y un divergente; el principal propósito de la operación fue estimular todos los intervalos abiertos en el pozo, mediante el bombeo de un tratamiento ácido orgánico (fórmico acético), y realizar divergencia, para asegurar que el tratamiento llegue a todos los intervalos abiertos, de acuerdo con el mecanismo de daño identificado se seleccionó el tratamiento ácido/solvente DAD fórmico acético 75/25 (75% fase acida y 25% fase orgánica).

En la gráfica 5.12 se puede apreciar que los barriles de ganancial acumulado corresponden únicamente hasta el mes de febrero del 2012, dado a que el caudal de producción descendió por debajo del caudal estimado (si no se hubiese realizado la estimulación), en otras palabras la efectividad de esta estimulación fue de 10 meses.



Grafica 5.12 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 099H

Las otras dos intervenciones realizadas a los pozos Mangos 118H y Mangos 121 poseen bajos valores en ganancial obtenido (menos de mil barriles), es importante explicar que estas cantidades fueron el producto del ganancial acumulado durante 6 meses en el caso del Mangos 118H y 3 meses en del Mangos 121 como se puede observar en las casillas de color amarillo de las tablas 5.6 y 5.7. Puesto que después de estos periodos, la producción mensual se encontró por debajo de la producción del pronóstico sin intervención, obteniéndose diferenciales negativos.

UNIQUEID	FECHA	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN		PRONOSTICO SIN INTERVENCIÓN		DIFERENCIA
		Tasa Promedio	Producción Mensual	Tasa Promedio	Producción Mensual	
	-	bbl/d	bbl	bbl/d	bbl	bbl
MA-118H	31-Jan-11	26	800.73			
MA-118H	28-feb-11	26	718.76			
MA-118H	31-mar-11	24	750.2			
MA-118H	30-Apr-11	26	776.1			
MA-118H	31-may-11	27	842.89	25.76	438	404.89
MA-118H	30-jun-11	31	921.9	25.45	763	158.9
MA-118H	31-jul-11	27	836.69	25.05	777	59.69
MA-118H	31-Aug-11	25	770.35	24.66	764	6.35
MA-118H	30-sep-11	26	770.4	24.27	728	42.4
MA-118H	31-oct-11	25	769.42	23.9	741	28.42
MA-118H	30-nov-11	23	682.2	23.53	706	-23.8
MA-118H	31-Dec-11	22	706.82	23.16	718	-11.18
MA-118H	31-Jan-12	18	544.9	22.79	707	-162.1
TOTAL						701

Tabla 5.6 Cuadro Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA118H

UNIQUEID	FECHA	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN		PRONOSTICO SIN INTERVENCIÓN		DIFERENCIA
		Tasa Promedio	Producción Mensual	Tasa Promedio	Producción Mensual	
	-	bbl/d	bbl	bbl/d	bbl	bbl
MA-121	31-Jan-11	7	211.11			
MA-121	28-feb-11	7	195.16			
MA-121	31-mar-11	5	160.58			
MA-121	30-Apr-11	4	134.4			
MA-121	31-may-11	9	282.72	4.3	133	149.72
MA-121	30-jun-11	6	177.6	3.96	119	58.6
MA-121	31-jul-11	6	182.28	3.65	113	69.28
MA-121	31-Aug-11	3	81.22	3.36	104	-22.78
MA-121	30-sep-11	2	48.9	3.1	93	-44.1
MA-121	31-oct-11	2	73.78	2.85	88	-14.22
TOTAL						278

Tabla 5.7 Cuadro Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA121

Según la evaluación económica realizada en este proyecto en ambas intervenciones no se recuperó la inversión completamente; como se pudo ver en las anteriores tablas las intervenciones no produjeron los resultados esperados,

por ejemplo el pozo MA-121 ubicado en el bloque centro, e influenciado por los pozos inyectores MA-055 y MA-069, poseía una tasa de producción muy baja, en promedio, 7 bopd. Este comportamiento quizás se debía a un posible daño de formación causado por el fluido de control usado durante la perforación y completamiento, adicionalmente, en un workover realizado con anterioridad, se encontró abundante scale en el BH, el cual se trató de remover posteriormente con una estimulación bullheading realizada con ácido fórmico acético, sin obtener buen resultado, posiblemente por el tipo de ácido usado, ya que en Yaguará, estadísticamente se ha encontrado que se obtiene mejores resultados con ácido Clorhídrico (HCl). Por lo anterior y teniendo en cuenta que en el pozo únicamente están abiertos dos intervalos de 25' (pies) cada uno, de las arenas B10 y B20, se diseñó en el mes de abril del 2011 la estimulación bullheading por anular ácido-orgánica con HCl, esperando un incremento de producción mensual promedio de 15 BOPD no obstante estos valores no se vieron reflejados en el historial de producción.

5.5 CAMPAÑA 2012

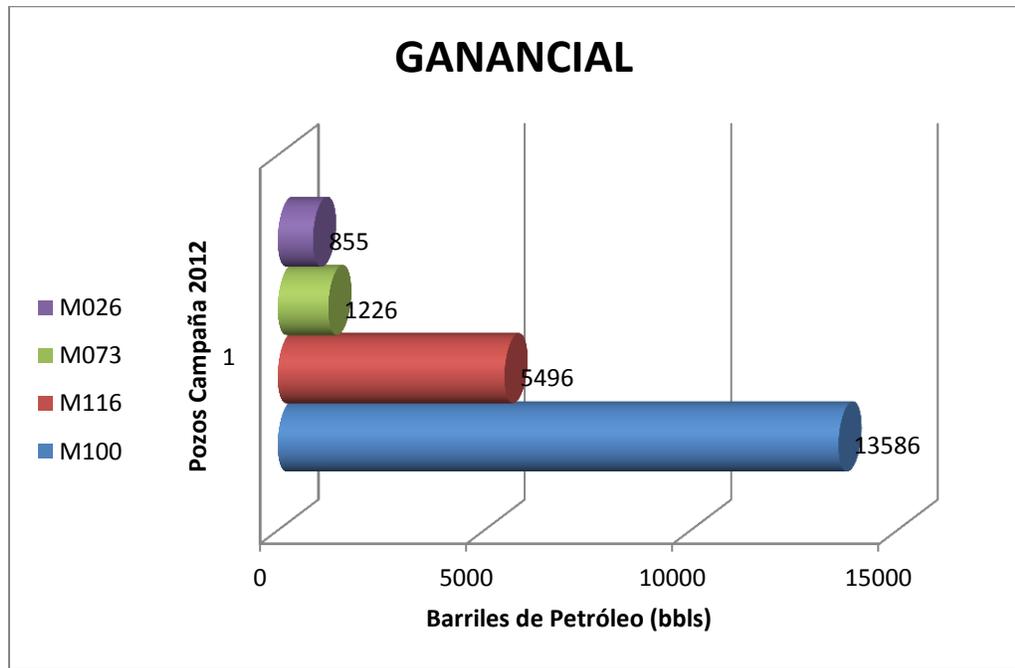
Es muy importante destacar que a partir de año 2012 el campo Yaguará es operado únicamente por Ecopetrol, por ello la trascendencia de evaluar los resultados de las estimulaciones antes del año 2012 y en los años siguientes, para esta campaña al igual que en el año 2011 se realizaron pocas intervenciones relacionadas con el tema de estimulación matricial, es por ello que se dispone de 4 intervenciones evaluadas. Todos los tratamientos evaluados durante este periodo pertenecen a la categoría de estimulaciones acido-orgánicas y se realizaron después del segundo semestre del año 2012, otro aspecto a destacar en estas intervenciones es el valor de los costos en las estimulaciones, como se observa en la tabla 5.8 la estimulación de menor costo posee un valor superior a los 70 mil dólares y la de mayor costo corresponde a la estimulación hecha al pozo MA-100 con un valor superior a los 421 mil dólares.

POZO	TIPO DE ESTIMULACIÓN	FECHA	COSTO ESTIMULACIÓN USD	GANANCIAL bbls	PERIODO DE EVALUACION (meses)	VPN@10 % USD	TIR
M100	Acido-Orgánica, Inhibición Scales	04/11/2012	421016	13586	13	558252	16%
M116	Acido-Orgánica	29/12/2012	257553	5496	13	147353	9%
M073	Acido-Orgánica	29/10/2012	73130	1226	3	8644	6%
M026	Acido-Orgánica, Inhibición Scales	20/07/2012	86927	855	10	-25670	-10%

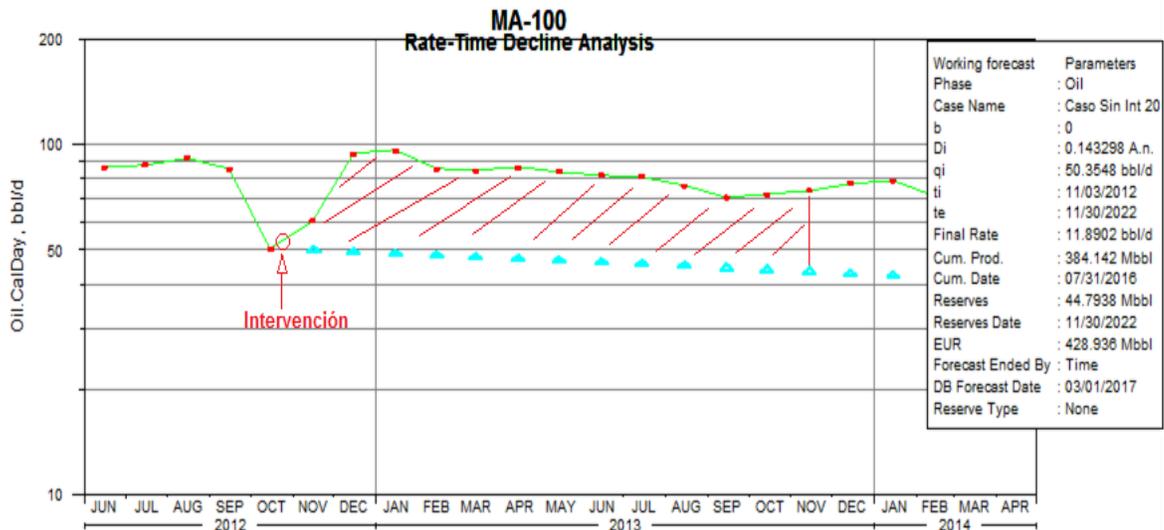
Tabla 5.8 Resultados De La Evaluación Campaña 2012

También se puede notar que la estimulación con el mayor costo fue la que mayor ganancial en barriles de petróleo obtuvo con más de 13 mil barriles durante un año, esta estimulación acida-orgánica con inhibición de scale se hizo en la arena B10, en el intervalo 3023'-3088' (pies), adicionalmente se intentó realizar un

fracturamiento hidráulico sin éxito, (La grafica 5.13 muestra el comportamiento del pozo MA-100 después de la estimulación).



Grafica 5.13 Ganacial Campaña 2012



Grafica 5.14 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 100

En el gráfico de ganacial de la campaña 2012 se ve que, el segundo tratamiento con mayor ganacial fue el realizado al final de año en el pozo MA-116, en seis etapas a las arenas B40/B30/B20/B10/A60/A20 de la formación Caballos, conjuntamente al cabo de un año por medio de la evaluación económica se consiguieron ingresos de 147353 dólares por esta operación, dos factores

importantes por los que se lograron estos dividendos fueron: un ganancial de producción estable y el precio del WTI después haberse efectuado el trabajo. (ver tabla 5.9).

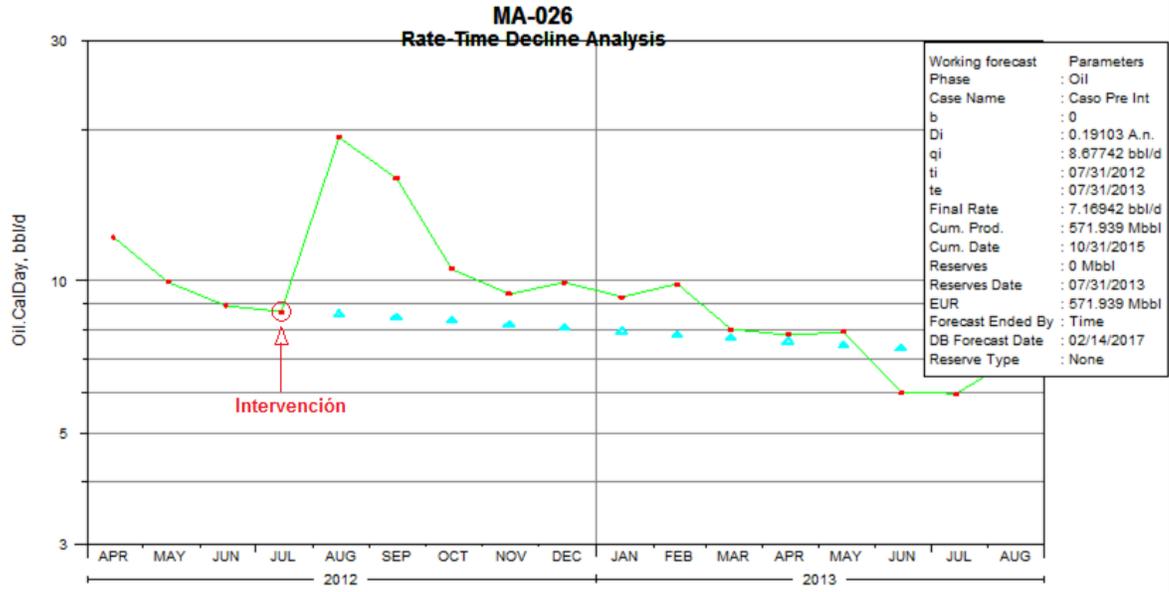
MA116

PERIODO	PRECIO (USD/Bbl) WTI	Diferencia bbls	Ing. Neto Descon. Acumulado USD
ene. 2013	94.65	618	-211785
feb. 2013	95.3	432	-179770
mar. 2013	93.12	461	-146858
abr. 2013	92.02	475	-113722
may. 2013	94.72	498	-77964
jun. 2013	95.79	460	-44729
jul. 2013	104.55	603	3489
ago. 2013	106.55	361	32804
sep. 2013	106.31	323	58753
oct. 2013	100.5	307	81574
nov. 2013	93.81	264	99424
dic. 2013	97.9	315	121725
ene. 2014	95	379	147353

Tabla 5.9 Valor Presente Neto MA 116

Por otro lado la operación llevada a cabo en el pozo MA-026 consiguió acumular una menor cantidad de barriles puesto que el periodo de evaluación fue de solo 10 meses, dado a que después del décimo mes el historial de producción adquiere valores menores a los del pronóstico sin intervención (ver gráfica 5.15.Comparativo entre el historial de producción y el pronóstico sin Intervención MA 026), una de causas pudo deberse al alto corte de agua por lo que se aisló temporalmente las arenas B20, B30, B40, lo que pudo permitir que la declinación del pozo actúe prontamente.

En términos generales durante esta campaña la mayoría de las estimulaciones fueron exitosas; el propósito que tiene una estimulación matricial se pudo ver relegado en el comportamiento que tuvo el pozo MA-100 después de realizarse la intervención, dado que se obtuvo un incremento de producción considerable, y además se mantuvo estable el caudal promedio mensual por un tiempo prolongado.



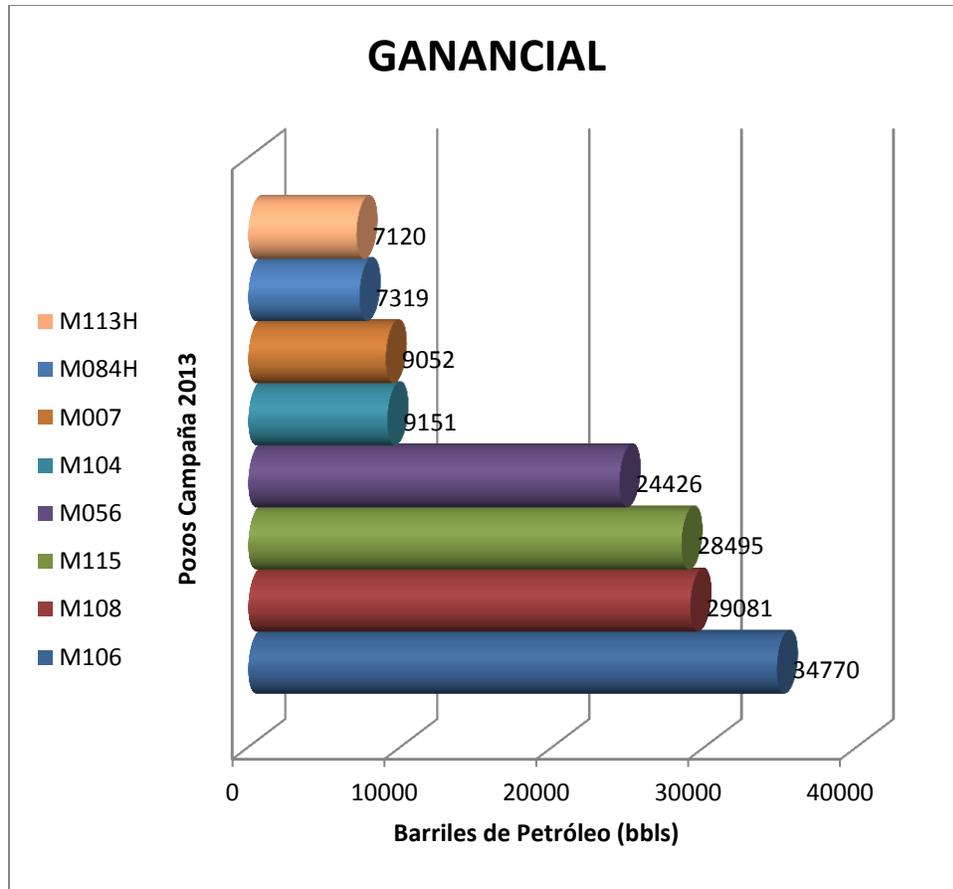
Grafica 5.15 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 026

5.6 CAMPAÑA 2013

En el año 2013 se realizaron más intervenciones que en los dos años anteriores, en este proyecto se evaluaron 8 estimulaciones con el fin de mostrar el éxito de esta campaña, como se pudo notar, a partir del año 2012 los costos de las evaluaciones aumentaron considerablemente, en la tabla 5.10 se ver reflejado que todos los valores con respecto al costo de las estimulaciones se encuentran por encima de los 200 mil dólares, también se puede apreciar que todas las estimulaciones son del tipo acido-orgánica, como se ha mencionado anteriormente los tratamientos acido-orgánicos han sido los más utilizados en el campo.

POZO	TIPO DE ESTIMULACIÓN	FECHA	COSTO ESTIMULACIÓN USD	GANANCIAL bbls	PERIODO DE EVALUACIÓN (meses)	VPN@10 % USD	TIR
M106	Acido-Orgánica, inhibición	04/08/2013	269624	34770	13	2378410	73%
M108	Acido-Orgánica (Fe-Acid 7.5%)	12/05/2013	311512	29081	12	1918090	61%
M115	Acido-Orgánica	14/06/2013	348536	28495	10	1887018	95%
M056	Acido-Orgánica, Inhibición	04/06/2013	347345	24426	13	1534585	43%
M104	Acido-Orgánica (Fe-Acid)	22/10/2013	406440	9151	13	255554	9%
M007	Acido-Orgánica	17/05/2013	246800	9052	13	441630	20%
M084H	Acido-Orgánica	21/03/2013	468598	7319	12	84109	8%
M113H	Acido-Orgánica	17/04/2013	393914	7120	12	146024	7%

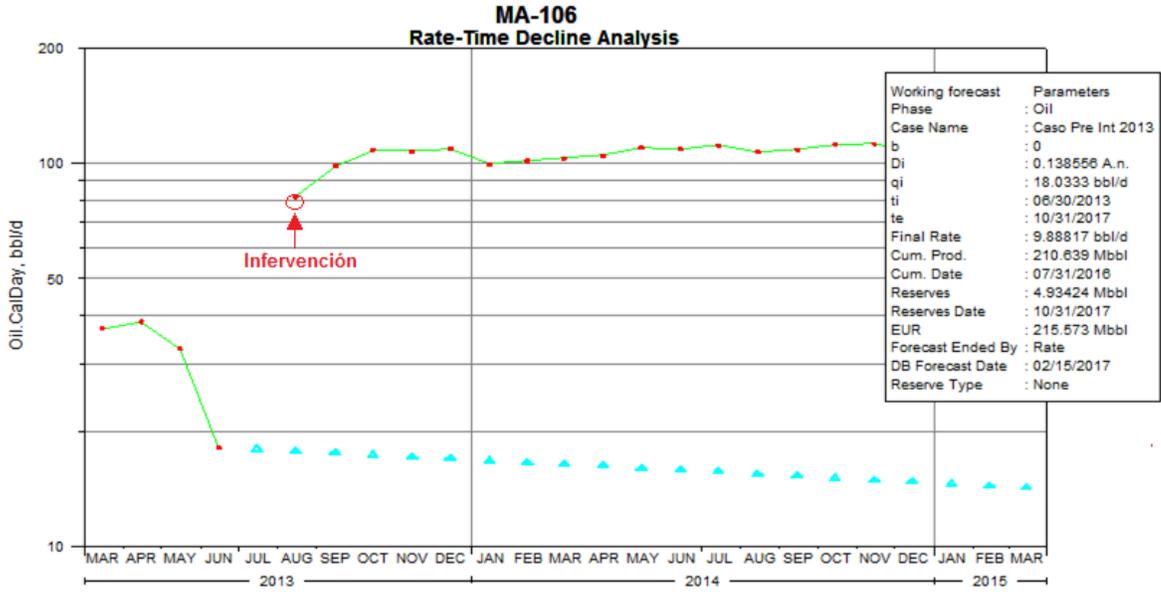
Tabla 5.10 Resultados De La Evaluación Campaña 2013



Grafica 5.16 Ganacial Campaña 2013

El grafico de ganacial para la campaña de 2013 permite distinguir que la estimulación realizada al pozo MA-106 fue la que tuvo mayor ganacial en barriles de petróleo de todas las estimulaciones con más de 34.7 mil barriles, le siguen las intervenciones a los pozos MA-108, MA-115 y MA-56, con 29.08 mil barriles, 28.5 mil barriles y 24.4 mil barriles respectivamente. No esta demás decir que el ganacial acumulado de las anteriores estimulaciones corresponden a un año de producción después de haberse realizado la estimulación, igualmente la evaluación económica establecida en este proyecto mostro que las retribución financiera solamente por las anteriores cuatro estimulaciones es aproximadamente 7.7 millones de dólares, cuando la inversión para las mismas fue aproximadamente de 1.3 millones de dólares.

La intervención hecha al pozo Mangos 106, refleja una operación exitosa dado que el historial manifiesto que la tasa de producción aumento formidablemente y se mantuvo estable por un largo periodo después de realizarse la estimulación (ver grafica 5.13), es importante precisar que inicialmente, se había planeado realizar un fracturamiento pero se abortó la operación y se hizo la estimulación acida-orgánica para las formaciones B20/B30, B10, A-50, A60 & A-70 en una sola etapa, usando los sistemas NVSO, Pad acid 80/20, y tratamiento de inhibición.



Grafica 5.17 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 106

También se destacan cuatro estimulaciones de ganancias similares con valores por debajo de los 10 mil barriles, no obstante en todas se recuperó la inversión y se generaron ingresos, la intervención realizada al MA-84H pese a ser la estimulación más costosa obtuvo ingresos de más de 84 mil dólares, con un ganancial de 7319 barriles de crudo, como se ve en la tabla 5.11 (valor presente neto MA-84) el precio del crudo WTI fue un factor importante para alcanzar estos dividendos.

PERIODO	PRECIO WTI (USD/Bbl)	Diferencia bbls	Ing. Neto Descon. Acumulado USD
abr. 2013	92.02	1287	-376644
may. 2013	94.72	931	-308179
jun. 2013	95.79	801	-248905
jul. 2013	104.55	740	-188301
ago. 2013	106.55	743	-126506
sep. 2013	106.31	635	-74258
oct. 2013	100.5	573	-30634
nov. 2013	93.81	318	-8612
dic. 2013	97.9	461	24815
ene. 2014	95	428	54457
feb. 2014	100.7	308	77226
mar. 2014	100.57	94	84109

Tabla 5.11 Valor Presente Neto MA 84H

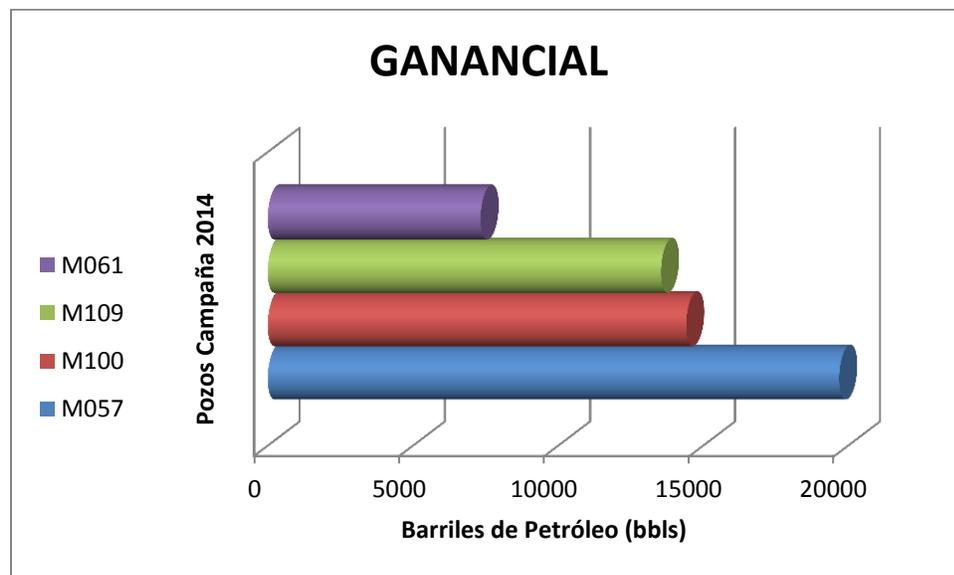
Colectivamente durante esta campaña todas las estimulaciones generaron altos gananciales cuyas magnitudes siempre superaron los 7 mil barriles de petróleo acumulado, los altos valores en el ganancial se deben en parte a que la mayoría de las intervenciones se evaluaron al periodo de un año, acumulado esas cantidades de barriles de petróleo durante ese tiempo (el menor tiempo de evaluación en las intervenciones de la campaña 2013 fue de 10 meses).

5.7 CAMPAÑA 2014

Durante la campaña 2014 se hicieron muy pocas operaciones cuyo objetivo haya sido la estimulación matricial, en la tabla 5.12 se tienen 4 estimulaciones tipo acido-orgánicas, a partir del año 2012 se ha podido percibir que el costo de las estimulaciones es más elevado que en las anteriores campañas, a pesar de ello casi todas las intervenciones han recuperado la inversión y generado ingresos.

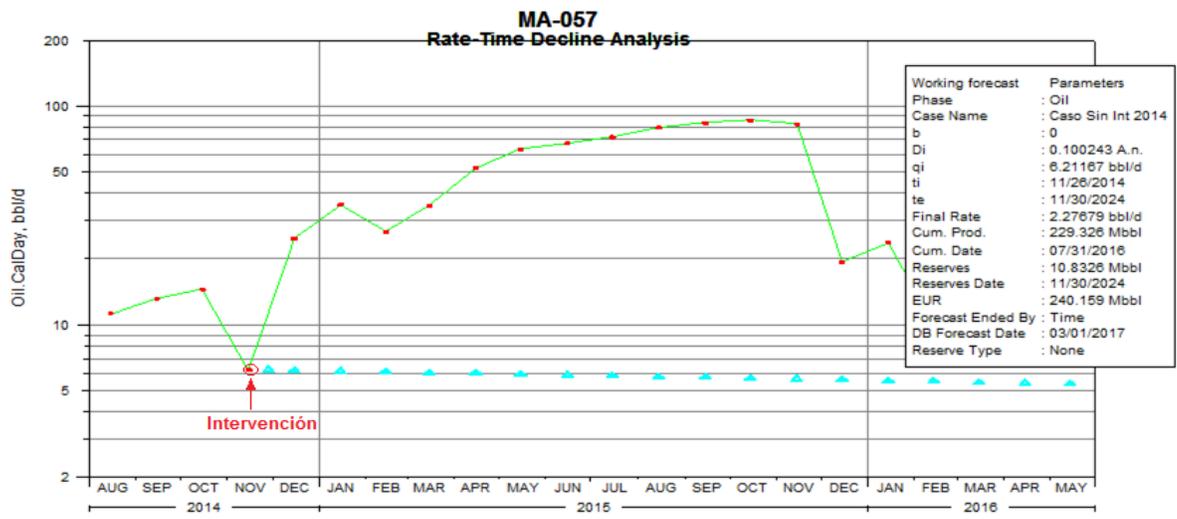
POZO	TIPO DE ESTIMULACIÓN	FECHA	COSTO ESTIMULACIÓN USD	GANANCIAL bbls	PERIODO DE EVALUACIÓN (meses)	VPN@10 % USD	TIR
M057	Acido-Orgánica	27/11/2014	493100	19691	13	54906	2%
M100	Acido-Orgánica (HCl 7.5%)	06/04/2014	294710	14414	13	490392	23%
M109	Acido-Orgánica	22/08/2014	480256	13546	13	81439	4%
M061	Acido-Orgánica	01/08/2014	300000	7328	8	33951	4%

Tabla 5.12 Resultados De La Evaluación Campaña 2014

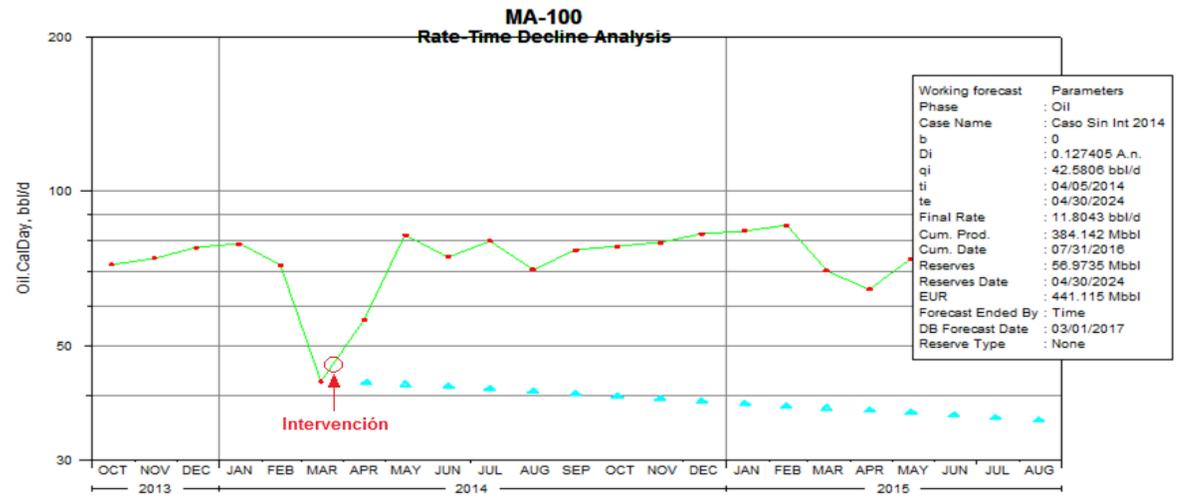


Grafica 5.18 Ganacial Campaña 2014

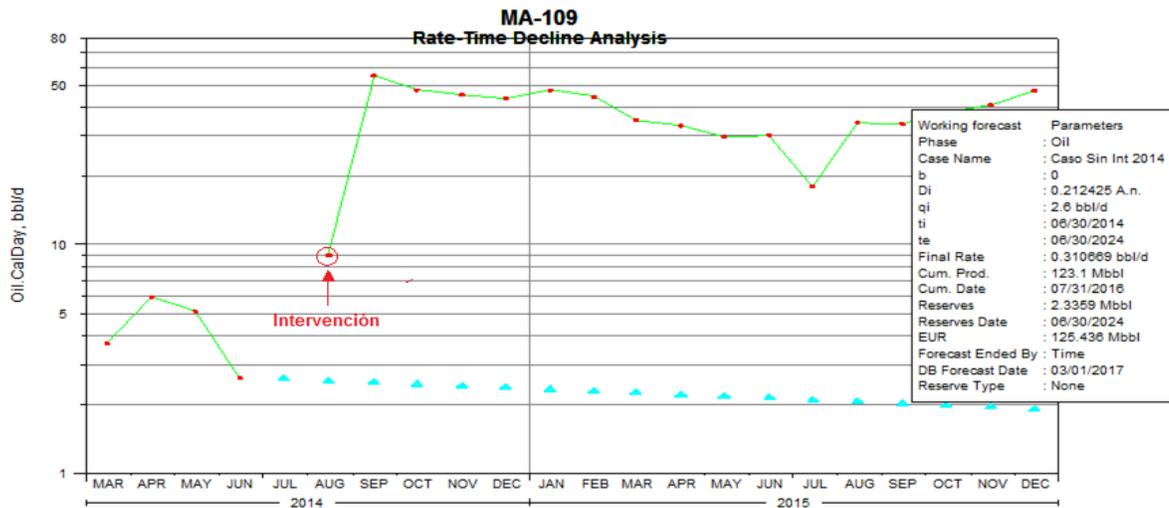
Vale la pena resaltar que en esta campaña las tres intervenciones con mayores ganancias fueron evaluadas por un periodo de trece meses, por ende los ganancias obtenidos equivalen al diferencial de producción mensual acumulado durante más de un año, al igual que el VPN calculado mediante la evaluación económica. El tratamiento mutual DAD bombeado al pozo MA-57 por parte de la compañía Schulmberger, corresponde a la estimulación con mayor ganancial acumulado, más de 19 mil barriles de crudo, por otro lado las estimulaciones realizadas a los pozos MA-100 Y MA-109 también acumularon valores por encima de los 10 mil barriles, el tratamiento con ácido clorhídrico (HCl 7%) y xileno-varsol aplicado al pozo MA-100 estuvo a cargo de la compañía Backer Hughs y para el pozo MA-109 Halliburton realizó la estimulación matricial en una etapa, en las formaciones B10, B20 y B30 con Pad acid. La tasa de producción después de estas intervenciones y sus respectivos pronósticos se pueden observar en las siguientes graficas



Grafica 5.19 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 057

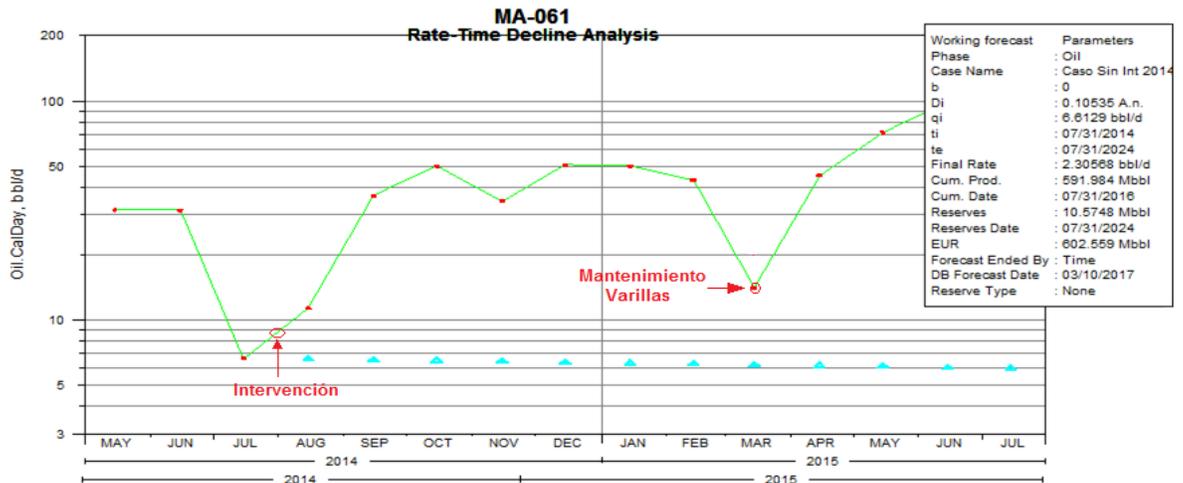


Grafica 5.20 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 100



Grafica 5.21 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 109

El ganancial acumulado resultado de la intervención realizada al pozo MA-61 únicamente corresponde al diferencial de producción mensual acumulada de ocho meses, esto debido a que en el mes de marzo del 2015 se verifico el estado de la sarta de varillas, realizando el respectivo cambio de las varillas que se encontraban en condiciones no operativas, debido a que el pozo había estado presentando fallas, a pesar de eso el ganancial obtenido por la operación fue de 7328 barriles.



Grafica 5.22 Comparativo entre Historial de producción y pronóstico sin Intervención MA 061

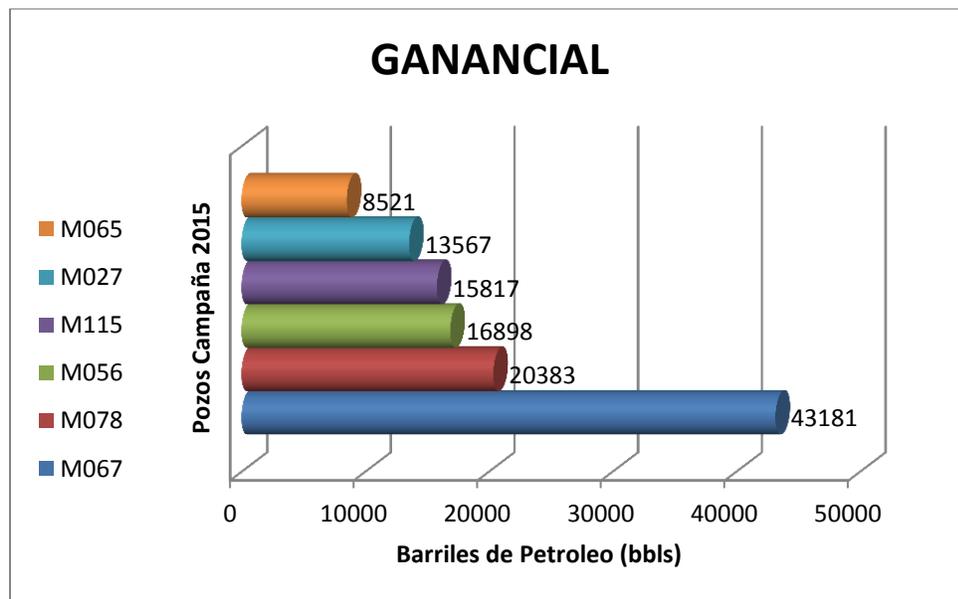
Sin lugar a dudas todas intervenciones realizadas consiguieron elevar la producción para cada uno de los pozos, de esta manera puede considerarse esta campaña como exitosa, además de que los ingresos netos acumulados arrojados por las evaluaciones económicas realizadas en el presente proyecto para la campaña 2014 superaron los seiscientos mil dólares.

5.8 CAMPAÑA 2015

La última campaña evaluada corresponde al año 2015 puesto que para el 2016 no se hizo ningún trabajo relacionado a la estimulación matricial de pozos, cabe aclarar que para el año 2015 no se cuenta con muchas intervenciones, esto puede deberse a la crisis económica por la que está atravesando la industria. La tabla siguiente enseña 6 estimulaciones acido-orgánicas realizadas a partir del mes de agosto, puede notarse que los precios de las operaciones continúan siendo altos, sin embargo no tan elevados como en los dos años anteriores, dada la proximidad en la que se realizaron las intervenciones y teniendo en cuenta que todas fueron evaluadas por un periodo de trece meses puede notarse que; a media que disminuye el valor del ganancial también lo hace el valor presente neto (VPN), calculado a partir de las evaluaciones económicas desarrolladas en este proyecto.

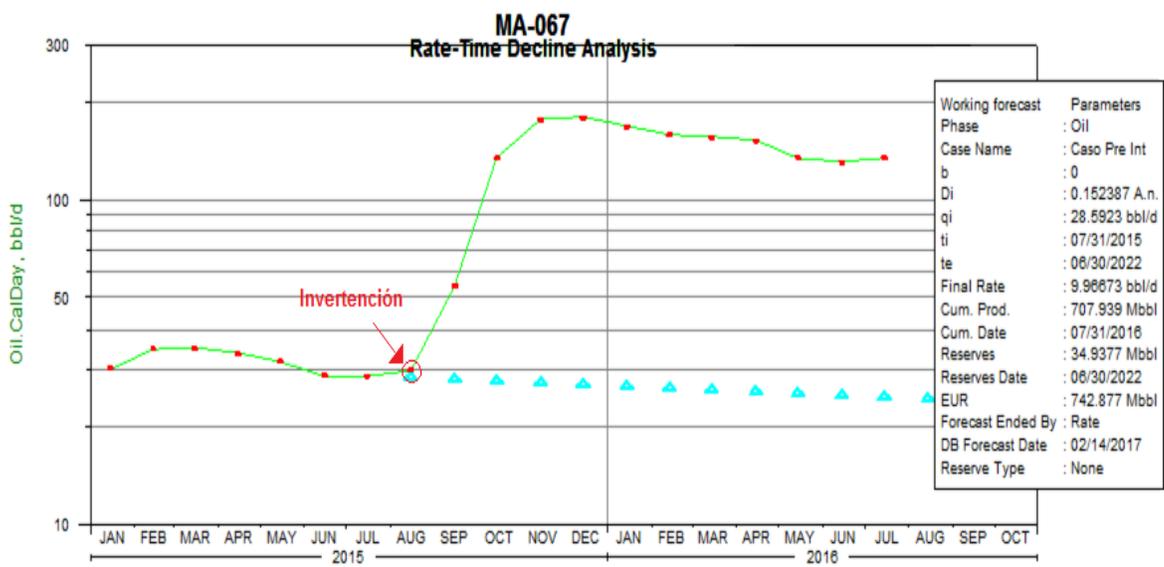
POZO	TIPO DE ESTIMULACIÓN	FECHA	COSTO ESTIMULACIÓN USD	GANANCIAL bbls	PERIODO DE EVALUACIÓN (meses)	VPN@10 % USD	TIR
M067	Acido-Orgánica	13/08/2015	339280	43181	13	498990	14%
M078	Acido-Orgánica	26/08/2015	152702	20383	13	260131	20%
M056	Acido-Orgánica Divergencia química	16/09/2015	226967	16898	13	113164	8%
M115	Acido-Orgánica Divergencia química	09/10/2015	304738	15817	13	20180	5%
M027	Acido-Orgánica	01/09/2015	246404	13567	13	25499	2%
M065	Acido-Orgánica	14/11/2015	225033	8521	13	-59721	0%

Tabla 5.13 Resultados De La Evaluacion Campaña 2015



Grafica 5.23 Ganacial Campaña 2015

Claramente la estimulación con mayor ganancial obtenido corresponde a la intervención perpetrada al pozo MA-67 cuyo costo es el mas elevado, no obstante un ganacial de 43181 barriles de petroleo permitio igualmente que fuera la intervención que generara mayores dividendos a una tasa de descuento del 10% anual;el objetivo de esta intervención fue mejorar la producción de hidrocarburos en el pozo MANGOS 67, enfocado a incrementar la transmisibilidad del yacimiento al pozo y a remover el daño de formación en los intervalos expuestos, causados por depósitos orgánicos e inorgánicos. Como se observa en la grafica el fluido total aportado por el pozo habia disminuido drásticamente, lo que conlleva a la reducción de producción de aceite. Con la estimulación ácida en las arenas B y A, se esperaba un incremento de producción de 46 BOPD, pero los resultados fueron mejores de lo esperado gracias una correcta identificación del daño.



Grafica 5.24 Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA 067

Los trabajos realizados a los pozos MA-78, MA-56, MA-115, MA-27, produjeron ganaciales por encima de los 10 mil barriles de petroleo, ademas de recuperar la inversion y originar ingresos, por lo que podria decirse que todos estas operaciones fueron exitosas, cabe aclarar que el precio del crudo no permitio que las ganancias financieras fueran de mayor valor, ya que en promedio el precio del WTI se mantuvo alrededor de los 45 dolares. La intervención con menor ganacial de toda la campaña es en la que se ve reflejado con mayor veracidad el efecto causado por el precio del crudo, dado que para dicha estimulación, ejecutada en el pozo MA-65 no se alcanzo a recuperar la inversión durante los doce meses en los que se realizo la evaluación económica (ver tabla 5.14). Adicional a ello, de acuerdo con análisis de la curva de producción, el pozo Mangos 65 presentaba una alta declinación (71,3% A.N.) en los últimos tres años, mayor a la declinación promedio del campo (19% A.N.) de hecho el pozo producía en promedio 194 bfpd (barriles de fluidos por día), con 84,6% de corte de agua (29 bopd). Esto hizo que se planteara una potencialidad de incrementar la producción del pozo al remover el daño en la cara de la formación en las arenas A y B. Se esperaba con el programa de estimulación ácido-orgánica a nivel de las unidades A y B de la formación Caballos, lograr un caudal de producción de 600 bfpd, con 89% de corte

de agua y producir 66 bopd en condiciones iniciales y estabilización en 55 bopd. Aunque inicialmente se superó los 66 bopd la declinación del pozo hizo que este cayera por debajo de los 55 bopd después del cuarto mes de realizar la intervención, tal como se observa en el historial de producción del pozo (ver tabla 5.15).

PERIODO	PRECIO (USD/Bbl) WTI	Diferencia bbls	Ing. Neto Descon. Acumulado USD
nov. 2015	42.65	125	-222219
dic. 2015	37.24	1290	-200327
ene. 2016	31.7	991	-189004
feb. 2016	30.35	846	-180520
mar. 2016	37.77	787	-167077
abr. 2016	40.96	667	-153759
may. 2016	46.85	643	-137426
jun. 2016	48.75	542	-122805
jul. 2016	44.89	288	-116130
ago. 2016	44.75	501	-104671
sep. 2016	45.17	564	-91671
oct. 2016	49.89	609	-75137
nov. 2016	45.62	667	-59721

Tabla 5.14 Valor Presente Neto MA065

La tabla anterior correspondiente a la evaluación económica del pozo MA-65 indica que aun faltan por recuperar 59721 dolares de los 225033 que costo la inversión inicial. En otras palabras al cabo de un año de haberse realizado la intervención se recuperaron 165312 dólares.

En terminos generales todas las intervenciones en esta campaña cumplieron con el proposito de aumentar la producción de barriles de petróleo, en diferentes magnitudes, consiguiendo un ganancial en producción durante toda la campaña superior a los 118 mil barriles de petróleo, por lo que podría considerarse a los tratamientos ácido-orgánicos como eficientes para el año 2015.

Date	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN		CASO SIN INTERVENCIÓN	
	Average Rate	Monthly Volume	Average Rate	Monthly Volume
-	bbl/d	Bbl	bbl/d	Bbl
31-Jan-15	46	1436		
28-feb-15	46	1284		
31-mar-15	44	1374		
30-Apr-15	40	1188		
31-may-15	36	1121		
30-jun-15	33	989		
31-jul-15	33	1019		
31-Aug-15	33	1033		
30-sep-15	33	992		
31-oct-15	29	915		
30-nov-15	33	1004	29	878
31-Dec-15	69	2146	28	855
31-Jan-16	58	1796	26	805
28-feb-16	54	1557	24	710
31-mar-16	48	1503	23	716
30-Apr-16	44	1319	22	653
31-may-16	41	1279	21	636
30-jun-16	37	1122	19	580
31-jul-16	27	852	18	564
31-Aug-16	33	1033	17	531
30-sep-16	35	1048	16	484
31-oct-16	35	1080	15	472
30-nov-16	37	1097	14	430
31-Dec-16	36	1112	14	419
31-Jan-17	31	951	13	394

Tabla 5.15 Cuadro Comparativo entre Historial de producción y pronostico sin Intervención MA065

En el cuadro comparativo entre historial de producción y pronostico sin intervención para el pozo MA065 la casilla en color amarillo marca el inicio de la intervención, puede notarse que se cuenta con datos de producción hasta el mes de enero de 2017.

5.9. MEJORES TRATAMIENTOS REALIZADOS EN LAS CAMPAÑAS

CAMPAÑA	POZO	FECHA	TIPO DE ESTIMULACION	TRATAMIENTO
2008	M037H	27/11/2008	Acido-Orgánica	PAD ACID(HCL-XILENO/VARSOL)
	M084H	24/03/2008	Acido-Orgánica	PAD ACID(HCL-XILENO/VARSOL)
	M070	16/11/2008	Acido-Orgánica	PAD ACID(HCL-XILENO/VARSOL)
2009	M107	18/06/2009	Acido-Organica (Fe-Acid)	DAD
	M115	31/03/2009	Acido-Ogánica	PAD ACID(HCL-XILENO/VARSOL)
	M003	03/02/2009	Acido-Orgánica, inhibición scales 3 etapas	PAD ACID(HCL-XILENO/VARSOL)
2010	M108	26/05/2010	Acido-Orgánica	DAD
	M012H	03/03/2010	Acido-Orgánica	PAD ACID(FORMICO/ACETICO-XILENO/VARSOL)
	M078	26/02/2010	Acido.Orgánica	DAD
2011	M099H	03/05/2011	Acido-Orgánica, divergencia química	DAD
2012	M100	04/11/2010	Acido-Orgánica, inhibición scales	HCL(7.5%)+XILENO/VARSOL
	M116	29/12/2010	Acido-Orgánica	HCL(7.5%)+XILENO/VARSOL
2013	M106	04/08/2013	Acido-Orgánica	HCL-XILENO
	M108	12/05/2013	Acido-Orgánica, Fe-Acid 7.5%	HCL(7.5%)+XILENO
	M115	14/06/2013	Acido-Orgánica	PAD ACID(FORMICO/ACETICO-XILENO/VARSOL)
2014	M057	27/11/2014	Acido-Orgánica	DAD
	M100	06/04/2014	Acido- Orgánica(HCL 7.5%)	HCL(7.5%)+XILENO/VARSOL
2015	M067	13/08/2015	Acido-Orgánica	PAD ACID(FORMICO/ACETICO-XILENO/VARSOL)
	M078	26/08/2015	Acido-Orgánica	HCL-XILENO
	M056	16/09/2015	Acido-Orgánica, divergencia química	DAD

Tabla 5.16 Mejores tratamientos encontrados durante la evaluación

Como se puede observar en el cuadro anterior se encuentran las estimulaciones más exitosas en las campañas del 2008-2015, donde todos los tratamientos integrales, es decir, aquellos que disuelven incrustaciones de naturaleza tanto orgánica como inorgánica, fueron los que obtuvieron mejores resultados a la hora de realizar una estimulación, entre este tipo de tratamientos el más común corresponde al tipo PAD Acid desarrollado por Halliburton; otro aspecto importante que debe ser destacado es que en la mayoría de tratamientos integrales la fase acida esta conformada por ácido clorhídrico en concentraciones que oscilan entre el 7% y 10%. Es válido notar que el uso de este acido se debe a que presenta compatibilidad con los fluidos presentes en el yacimiento, exceptuándose en casos en donde se presentan altas concentraciones de H₂S.

RECOMENDACIONES

Las recomendaciones plasmadas en este proyecto se realizaron con el fin de mostrar a la academia, lo que es aconsejable a la hora de aplicar un tratamiento de estimulación matricial. Es importante aclarar que Ecopetrol sigue de forma adecuada estos lineamientos:

En un trabajo de estimulación es importante hacer análisis en el laboratorio de las muestras obtenidas durante el Well Testing, para determinar la eficiencia de los tratamientos ácidos en la remoción del daño asociado a la formación, además se recomienda realizar un control de calidad de los fluidos que van hacer usados en el tratamiento.

Durante una operación de estimulación es necesario tener en cuenta múltiples aspectos como: crear un panorama de riesgos específicos para cada trabajo, hacer una revisión de los procedimientos e incluirlos en charlas preoperacionales, desarrollar un protocolo para la prueba de equipos, advertir factores de riesgo (manejo de altas presiones, manejo de los productos químicos necesarios para el trabajo, la cantidad de equipos en la localización, número de personas de diferentes compañías involucradas en la operación), todos estos procesos internos especificados de HSE (de sus siglas en inglés, Health and Safety Executive), Seguridad Industrial, deberán ser seguidos y evaluados.

Para próximas estimulaciones es conveniente discretizar mejor el daño para así aplicar un tratamiento más idóneo, de esta manera los resultados reflejarán un aumento de producción y una estabilización con una mayor prolongación de tiempo.

CONCLUSIONES

Se analizó el impacto de las intervenciones para cada campaña, observando los resultados sobre el tiempo en que se prolongó la producción de crudo y si la evaluación financiera justificó el gasto de la estimulación, todo lo anterior, mediante el uso de curvas de declinación, definiendo caudales antes y después de cada estimulación.

Las pruebas de compatibilidad usadas para evaluar los fluidos manejados en la estación del campo Yaguará (ver anexo informe de compatibilidad) determinó que no hay problemas de incompatibilidad entre los fluidos que se utilizan en las estimulaciones de los pozos y los fluidos de producción de los mismos. Las pruebas de solubilidad y de interacción fluido - fluido de los tratamientos evaluados presentaron resultados satisfactorios con el crudo del campo Yaguará, obteniendo separación de fases del 100%, con interfases bien definidas y sin presencia de emulsiones ni precipitados, por lo que los tratamientos propuestos cumplen con los requerimientos necesarios para la intervención de los pozos.

Los tratamientos más usados a largo de la historia del campo fueron todos aquellos que involucraban la remoción del daño causado por despositación de agentes orgánicos e inorgánicos.

Al realizar los pronósticos se tuvo en cuenta únicamente la tasa de producción de crudo versus la fecha o la producción total acumulada, aunque la energía aportada por el pozo en realidad se aplica a la producción de líquidos totales, en este caso no fue necesario tener en cuenta dicha producción con el fin de desarrollar los análisis.

BIBLIOGRAFÍA

- BJ HUGHES Inc. "ENGINEERED STIMULATION". Volume II. Houston, USA. 1972. 234 p.
- Cuellar Barrera, Hipatia. "EVALUACION DEL EFECTO DE LOS FLUIDOS DE ESTIMULACION UTILIZADOS EN EL CAMPO YAGUARA EN LA ESTACION DE PRODUCCION". Tesis Universidad Surcolombiana. Neiva, Colombia. 2004. 77p.
- Economides, Michael J. y Nolte, Kenneth G. "RESERVOIR STIMULATION". Wiley & Son Ltd. Edicion III. New York, USA. 2000. 824p.
- Escobar Macualo, Freddy H. "FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS", Universidad Surcolombiana, Edición I. Neiva, Colombia. 2004. 331 p.
- Gómez Castillo, Carmen Yisella y Santander Narváez, Alejandro. "EVALUACION DEL RECOBRO SECUNDARIO POR INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO YAGUARÁ". Tesis Universidad Surcolombiana. Neiva, Colombia. 2013. 109p.
- Islas Silva Carlos. "MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS". Colegio de Ingenieros Petroleros de México. Ciudad de México, México. 1991. 85 p
- Moix Munto Rigoberto "EVALUACION ECONOMICA DE LOS PROYECTOS PETROLEROS". Pacific Rubiales Energy. Edición I. Bogotá, Colombia. 2014. 210p.
- NARANJO Abel. "MANEJO DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS PETROLEROS". Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia. 1989.
- Orduz Luis Humberto. "COMPLETAMIENTO Y ESTIMULACIÓN". Universidad Surcolombiana. Neiva, Colombia 1999. 210p.
- ORDONEZ Yazmin y PEREZ Luis E. MANUAL DE PRUEBAS DE LABORATORIO Y CAMPO PARA LA SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS A UTILIZAR EN LOS TRATAMIENTOS DE CRUDO, AGUA Y GAS DE LOS CAMPOS SAN FRANCISCO Y BALCON HOCOL S.A. Tesis Universidad Surcolombiana. Neiva. 1995.
- R.L, Thomas. Crowe, "MATRIX TREATMENT EMPLOYS NEW ACID SYSTEM FOR STIMULATION AND CONTROL OF FINES MIGRATION IN STIMULATION FORMATIONS". JPT Agosto 1981.
- Schlumberger Information Solutions. "OILFIELD MANAGER FORECAST ANALYSIS FUNDAMENTALS". Versión 2009. Houston, USA. Jun 2010. 128p.

ANEXOS

ANEXO1. GLOSARIO

API: sigla que hace referencia al American Petroleum Institute.

Anular: espacio comprendido entre un objeto cilíndrico colocado dentro de otro, para este caso el espacio que rodea al tubing colocado dentro del casing.

AST: sigla para referirse a Análisis Seguro de Trabajo.

bbl: sigla referida a barril.

bopd: sigla referida a barriles de petróleo por día.

Bullheading: mecanismo que consiste en bombear con fuerza fluidos a la formación, los cuales pueden ser fluidos provenientes de la formación.

Capex: corresponde a inversiones y otros desembolsos capitalizables que se convierten en activos de la empresa.

Casing: se refiere a una tubería de gran diámetro que se introduce en el pozo con el fin de cubrir las paredes de los hoyos previamente perforados.

Crudo WTI: se refiere al crudo producido en Texas y en el sur de Oklahoma, y que se utiliza como referencia para establecer el precio de otras corrientes de crudo.

GOR: sigla para referirse a la relación gas-aceite.

Gravedad API: se refiere a la gravedad específica de un crudo expresada en grados.

Liner: tubería corta, la cual no se extiende hasta la cabeza del pozo si no cuelga de otra tubería, puede ser usada como tubería intermedia o tubería de producción.

Mbbl: sigla referida a miles de barriles.

Opex: abreviación de OPERATIVE EXPENSES, expresa los gastos por la operación, cuando los egresos están directamente relacionados con la operación.

Overflush: bache correspondiente algún fluido después de utilizar el fluido de tratamiento o estimulación.

Preflush: bache correspondiente algún fluido antes de utilizar el fluido de tratamiento o estimulación.

Pickling: termino para referirse a la limpieza de incrustaciones por medio de ácidos en la tubería antes de realizar una estimulación.

RSTT: tipo de empaques que se colocan en la bomba de subsuelo.

Scales: incrustaciones de minerales, que pueden ser de origen carbonatado.

Sobretorque: durante la producción del pozo por medio del sistema de levantamiento PCP, puede ocurrir que el número de giros en la cabeza del pozo no sea el mismo que en el fondo; lo que puede ocasionar una ruptura de varilla y que el pozo no produzca lo que debería producir.

Tubing: tubería usada para la producción de petróleo, de diámetro pequeño, roscado en ambos extremos, que se baja en un pozo completado.

VEC: sigla correspondiente a Vicepresidencia de Estrategia y Crecimiento en Ecopetrol.

Workover: hace referencia a las reparaciones, mantenimientos u operaciones en el pozo que alteran o afectan las condiciones de producción en el yacimiento, utilizados para mantener o aumentar el nivel de producción del pozo.



Weatherford[®]

WEATHERFORD RESERVOIR STIMULATION & COILED TUBING

COMPATIBILIDAD ENTRE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACION Y EL
CRUDO DE CAMPO YAGUARÁ DE ECOPETROL

ANEXO2. INFORME DE COMPATIBILIDAD

Bogotá, D.C., Diciembre 4 de 2012

1. OBJETIVO

Evaluar la compatibilidad entre los tratamientos de estimulación e inhibición y el crudo de campo Yaguará de Ecopetrol.

2. CARACTERIZACION DEL AGUAS Y CRUDO

2.1. Agua de preparación

A continuación se presenta la caracterización fisicoquímica del agua de Arenas.

Muestra	pH	Conductividad (mS/m)	Turbidez (NTU)	Hierro (ppm)	Cloruros (ppm)	Carbonatos (ppm)
Agua Arenas	8.50	35.5	2.78	0.1	50	100

Tabla A 1. Caracterización fisicoquímica del agua de Preparación

2.2. Crudo Mangos (campo Yaguará)

A continuación se presenta la caracterización fisicoquímica de la muestra del crudo Mangos 116.

Muestra	BS&W (%)	API @ 60F
Crudo Mangos 116	40 aprox	15

Tabla A 2. Caracterización fisicoquímica del crudo Mangos 116

3. METODOLOGIA APLICADA

3.1. Pruebas de Interacción Fluido-Fluido (Compatibilidad)

Las pruebas de compatibilidad fueron realizadas a la Salmuera de KCl al 2% suministrada en campo, Pickling, Acido Clorhídrico 7.5% vivo, gastado con Carbonato de Calcio y envenenado con 5000 ppm de hierro, Fluido de Fractura vivo y roto, los sistemas Inhibidor de Incrustaciones, Divergente, Salmuera pre y post flujo de la empresa Latinamerican, evaluados con el crudo Mangos , así como al Tratamiento Orgánico con la Salmuera de KCl 2%. Para este fin se realizaron mezclas entre tratamiento-crudo / tratamiento-salmuera en proporciones 50/50 y 80/20, en las que se esperó separación de fases superior al 80%. Las mezclas se emulsificaron manualmente por 60 segundos y se llevaron a la temperatura de prueba (120°F - 50°C) durante 2 horas.

4. RESULTADOS

4.1 Salmuera de KCl 2%

Este sistema presentó resultados satisfactorios en las pruebas de interacción fluido – fluido con el crudo de los Mangos. Se obtuvo 100 % de separación de fases y con interfases bien definidas. Se opta por la formulación 2, debido a que es la que mejor comportamiento presenta en comparación con las otras formulaciones evaluadas.

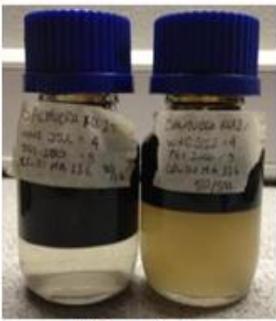
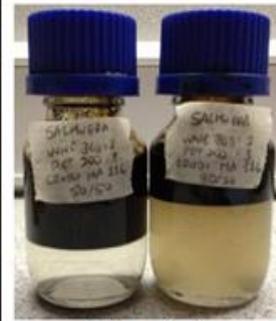
SALMUERA KCL 2%							
Función	Aditivo	Fórmula 1	Fórmula 2	Fórmula 3	Fórmula 4	U.M.	
Fluido base	Salmuera KCl 2% de Campo	991	995	991	995	gpt	
Bactericida	Bioclear 2000	0.05	0.05	0.05	0.05	gpt	
Solvente Mutual	PET-200	5	3	5	3	gpt	
Surfactante	WNE-352LN	4	2	-	-	gpt	
Surfactante	WNE-363LN	-	-	4	2	gpt	
PRUEBAS REALIZADAS							
SOLUBILIDAD		OK	OK	OK	OK		
COMPATIBILIDAD	Crudo de Mangos 116	OK	OK	OK	OK		
TENSION INTERFACIAL (Dinas/cm)	Crudo de Mangos 116	NR	1.70	NR	NR		
REGISTRO FOTOGRAFICO							
							
Fórmula 1		Fórmula 2		Fórmula 3		Fórmula 4	

Tabla A 3. Formulaciones evaluadas a la Salmuera de KCl 2%

4.2 Acido HCl 7.5%

Este sistema presentó resultados satisfactorios en las pruebas de interacción fluido – fluido con el crudo de los Mangos. Se obtuvo 100 % de separación de fases y con interfases bien definida. Se opta por la formulación 2, la cual se gasta con Carbonato de Calcio en una relación de 1g/10ml y se envenena con 5000 ppm de hierro, obteniendo resultados satisfactorios, sin presencia de emulsiones, con separación del 100% de fases e interfases bien definidas.

ACIDO HCL 7.5%							
Función	Aditivo	Fórmula 1	Fórmula 2	Fórmula 3	Fórmula 4	U.M.	
Fluido base	Agua Arenas	709.5	711.5	709.5	707.5	gpt	
Inhibidor de Corrosión	WAI-251LC	4	4	4	4	gpt	
Secuestrante de hierro	WIC-641	21	21	21	21	ppt	
Agente Reductor de hierro	WIC-640	10	10	10	10	ppt	
Secuestrante de hierro	EDTA	17	17	17	17	gpt	
Controlador de Arcillas permanente	WCS-611LC	2	2	2	2	gpt	
Agente Anti=Sludge	WAS-401LC	2	2	2	2	gpt	
Solvente Mutual	PET-200	50	50	50	50	gpt	
Surfactante	WNE-363LN	6	-	-	-	gpt	
Surfactante	PET-55	-	4	6	8	gpt	
Acido Clorhídrico	HCl 32%	209.5	209.5	209.5	209.5	gpt	
PRUEBAS REALIZADAS							
SOLUBILIDAD		OK	OK	OK	OK		
COMPATIBILIDAD		Crudo de Mangos 116	OK	OK	OK	OK	
TENSION INTERFACIAL (Dinas/cm)		Crudo de Mangos 116	NR	1.44	NR	NR	
REGISTRO FOTOGRAFICO							
							
Fórmula 1		Fórmula 2		Fórmula 3		Fórmula 4	
							
Acido Gastado				Acido Envenenado			

Tabla A 4. Formulaciones evaluadas realizadas al Acido HCl 7.5%

4.3 Pickling HCl

Este sistema presentó resultados satisfactorios en la prueba de interacción fluido – fluido con el crudo de los Mangos a 4 gpt del surfactante, con 100 % de separación de fases y con interfase bien definida. A 6 gpt de surfactante presenta micro emulsión en la interfase.

PICKLING HCL				
Función	Aditivo	Fórmula 1	Fórmula 2	U.M.
Fluido base	Agua Arenas	770.5	768.5	gpt
Inhibidor de Corrosión	WAI-251LC	6	6	gpt
Secuestrante de hierro	WIC-641	21	21	ppt
Agente Reductor de hierro	WIC-640	10	10	ppt
Solvente Mutual	PET-200	10	10	gpt
Surfactante	PET-55	4	6	gpt
Acido Clorhídrico	HCl 32%	209.5	209.5	gpt
PRUEBAS REALIZADAS				
SOLUBILIDAD		OK	OK	
COMPATIBILIDAD	Crudo de Mangos 116	OK	X	
REGISTRO FOTOGRAFICO				
				
Fórmula 1		Fórmula 2		

Tabla A 5. Formulaciones evaluadas realizadas al Pickling HCl

4.4. Salmuera Pre y Post Flujo Inhibición

Este sistema presento resultados satisfactorios en la prueba de interacción fluido – fluido con el crudo de los Mangos. Se obtuvo 100 % de separación de fases y con interfase bien definida

SALMUERA PRE Y POST FLUJO			
Función	Aditivo	Fórmula	U.M.
Fluido base	Salmiera KCl2%	977	Gpt
Surfactante	LC SURF 40	3	Gpt
Solvente Mutual	Solvente Mutuo	20	Gpt
PRUEBAS REALIZADAS			
SOLUBILIDAD		OK	
COMPATIBILIDAD	Crudo de Mangos 116	OK	
REGISTRO FOTOGRAFICO			
			

Tabla A 6. Formulaciones evaluadas realizadas a la Salmuera Pre y Post Flujo Inhibición

4.5 Inhibidor de Incrustaciones

Este sistema presento resultados satisfactorios en la prueba de interacción fluido – fluido con el crudo de los Mangos. Se obtuvo 100 % de separación de fases y con interfase bien definida.

INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES			
Función	Aditivo	Fórmula	U.M.
Fluido base	Salmiera KCl2%	900	gpt
Inhibidor de Incrustaciones	LC IHW 5567	100	gpt
PRUEBAS REALIZADAS			
SOLUBILIDAD		OK	
COMPATIBILIDAD	Crudo de Mangos 116	OK	
REGISTRO FOTOGRAFICO			
			

Tabla A 7. Formulación evaluada realizada al Inhibidor de Incrustaciones

4.6 Divergente

Este sistema presento resultados satisfactorios en la prueba de interacción fluido – fluido con el crudo de los Mangos. Se obtuvo 100 % de separación de fases y con interfase bien definida.

DIVERGENTE			
Función	Aditivo	Fórmula	U.M.
Divergente	LC DV9210	996	gpt
Surfactante	LC SURF 40	3	gpt
Solvente Mutual	Solvente Mutuo	3	
PRUEBAS REALIZADAS			
SOLUBILIDAD		OK	
COMPATIBILIDAD	Crudo de Mangos 116	OK	
REGISTRO FOTOGRAFICO			
			

Tabla A 8. Formulación evaluada realizada al Divergente

4.7 Tratamiento Orgánico

Este sistema presento resultados satisfactorios en la prueba de interacción fluido – fluido con la salmuera de KCl 2%. Se obtuvo 100 % de separación de fases y con interfase bien definida.

DIVERGENTE					
Función	Aditivo	Fórmula	U.M.		
Solvente 1	Varsol	464	gpt		
Solvente 2	Xileno	464	gpt		
Surfactante	PET-55	2	gpt		
Solvente Mutual	PET-200	30	gpt		
Alcohol	WP004X	40	gpt		
PRUEBAS REALIZADAS					
SOLUBILIDAD		OK			
COMPATIBILIDAD	Salmuera KCl 2%	OK			
TENSION INTERFACIAL (Dinas/cm)	Salmuera KCl 2%	< 0.2			
REGISTRO FOTOGRAFICO					
<table border="1"> <tr> <td style="text-align: center;">Tto Organico Salmuera KCl 2% 80/20</td> <td style="text-align: center;">Tto Organico Salmuera KCl 2% 50/50</td> </tr> </table> 				Tto Organico Salmuera KCl 2% 80/20	Tto Organico Salmuera KCl 2% 50/50
Tto Organico Salmuera KCl 2% 80/20	Tto Organico Salmuera KCl 2% 50/50				

Tabla A 9. Formulación evaluada realizada al Tratamiento Orgánico