

**EVALUACIÓN TECNICO ECONOMICA DE UNA PRUEBA PILOTO CON UNA
NUEVA TECNOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN UN
CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO. CASO DE ESTUDIO CAMPO AKACIAS.**

**ANDRES JAVIER CHAUSTRE RUIZ
RAFAEL EDUARDO PEREZ HERNANDEZ**

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

2015

**EVALUACIÓN TECNICO ECONOMICA DE UNA PRUEBA PILOTO CON UNA
NUEVA TECNOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN UN
CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO. CASO DE ESTUDIO CAMPO AKACIAS..**

ANDRES JAVIER CHAUSTRE RUIZ

RAFAEL EDUARDO PEREZ HERNANDEZ

*Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Especialista en Gerencia de
Hidrocarburos*

Director

Esp. GUSTAVO ADOLFO OSPINA HERNANDEZ

Ingeniero de Petróleos

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

2015

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida.

A mis padres Matilde y Jesús por ser la fuente de pasión de mi vida.

A mis hermanos Diego y Julián por ser mi alegría diaria.

A Samuel por ser mi aliento todos los días.

A Sara por ser la nueva princesa de la familia.

A mi familia por rodearme de afecto sin límites.

Andrés

DEDICATORIA

A Dios por guiarme y brindarme la paciencia necesaria durante este tiempo de estudio para finalmente dar por culminado este proyecto profesional.

A Olga y Reyes, Paulina, Fernando, Lina y Paula por ser mi apoyo compañía y fortaleza en todos los proyectos personales y profesionales que he tomado en mi vida, sin ellos no los habría podido culminar con la satisfacción que hoy siento.

A Moníca porque su apoyo incondicional me anima cada día a enfrentar los obstáculos que se presentan en las diferentes etapas de la vida.

A aquellas personas que siempre me apoyan Y que con sus actos me impulsan a seguir adelante.

Rafael

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer de manera especial a:

Ecopetrol S.A. y en su nombre al Ingeniero Gustavo Adolfo Ospina Hernandez quien con su apoyo y orientación permitió la elaboración de este trabajo.

A los Ingenieros, John Jairo Ibagón, Reyes Perez, Elkin Leon, Cesar Cordero por la gran colaboración durante todo el desarrollo de este documento

A la universidad Industrial de Santander a través de la escuela de Ingeniería de Petróleos y en su nombre a la Doctora Zuly Himelda Calderon quien nos apoyó para el desarrollo del programa.

A doña Vicky.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES CAMPO AKACIAS (BLOQUE CPO9).....	19
1.1 Generalidades Campo Akacias	19
1.2 Modelo Geológico	21
1.2.1 Modelo Estratigráfico.....	21
1.2.2 Modelo Petrofísico.....	23
1.2.3 Modelo Estructural	25
1.3 Modelo Dinámico	27
1.3.1 Caracterización de fluidos	27
1.3.2 Análisis de presiones	27
1.3.3 Mecanismo de producción	29
2. GENERALIDADES PROCESO DE RECOLECCIÓN CAMPO AKACIAS	30
2.1 Proceso de recolección pozo AK-1	32
2.2 Proceso de recolección Cluster 1 (Campo Akacias).....	35
2.3 Proceso de recolección Cluster 3 (Campo Akacias).....	36
2.4 Proceso de recolección Cluster 4 (Campo Akacias).....	37
3. DESCRIPCION DEL PRODUCTO	40
4. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MEJORADOR DE FLUJO EN UN CAMPO VECINO DEL CAMPO AKACIAS.	42
4.1 Procedimiento empleado en la aplicación del mejorador de flujo en un campo vecino del campo Akacias.....	44
4.2 Resultados prueba de reducción de viscosidad en los pozos del campo vecino. 44	
4.2.1 Resultados prueba de reducción de viscosidad pozo CH-A.....	44
4.2.2 Resultados prueba de reducción de viscosidad pozo CH-B.....	47
4.2.3 Resultados prueba de reducción de viscosidad pozo CH-C	49
4.2.4 Resultados prueba de reducción de viscosidad pozo CH-D	52

4.3	Químico Propuesto	54
4.4	Beneficios Asociados Adicionales	55
4.5	Efectos Esperados.....	55
4.6	Usos potenciales	56
5.	DESARROLLO DE LA PRUEBA PILOTO CON EL MEJORADOR DE FLUJO EN EL CAMPO AKACIAS	57
5.1	Sistemas involucrados	57
5.2	Duración de la prueba.....	59
5.3	Diagrama de inyección del mejorador de flujo por capilar y en la línea de producción en superficie (figura 33).....	63
5.4	Variables a monitorear.....	64
5.5	Puntos de monitoreo y control	64
5.6	Criterios de evaluación de datos para definir eficiencia de los mejoradores de flujo. 65	
6.	EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA PRUEBA PILOTO CON EL MEJORADOR DE FLUJO EN EL CAMPO AKACIAS	67
6.1	Etapa I:	67
6.2	Etapa II:	70
6.3	Comportamiento de la eficiencia de la bomba Electrosumergible ESP	73
6.4	Análisis de la viabilidad técnica de la implementación del Mejorador de Flujo en los pozos del campo Akacias	75
7.	ANÁLISIS ECONOMICO DE LA PRUEBA PILOTO	77
7.1	Metodología de cálculo	78
7.1.1	Valor Presente Neto (VPN)	78
7.1.2	Retorno sobre la inversión (ROI).....	79
7.2	Resultados del análisis económico (Escenario Pesimista)	79
7.4	Resultados del análisis económico (Escenario Optimista).....	83
7.5	Reducción lifting cost Campo Akacias	84

7.6	Análisis de la viabilidad económica de la implementación del Mejorador de Flujo en los pozos del campo Akacias	85
8.	CONCLUSIONES	86
9.	RECOMENDACIONES.....	88
	BIBLIOGRAFÍA.....	89

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de Localización Campo Akacias.	20
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada.....	22
Figura 3. Registro tipo e interpretación ambiente de Depositación para la Unidad T2, basados en el pozo Aka-10.	23
Figura 4. Modelo Petrofísico, Definición tipos de roca aplicado en el pozo Aka-11.	24
Figura 5. Marco tectónico.....	25
Figura 6 Volumen sísmico adquirido en Akacias.....	26
Figura 7 Pruebas de Restauración de Presión del pozo Akacias-1, tomadas entre Diciembre de 2010 y mayo de 2013.	28
Figura 8 Presión Estática pozos Campo Akacias.....	29
Figura 9 Facilidades Cabeza de Pozo.	34
Figura 10 Esquema proceso de producción.....	34
Figura 11 Proceso de producción Clúster 1.	35
Figura 12 Proceso de producción Clúster 3.	37
Figura 13 Separación de Crudo.	38
Figura 14 Tratamiento de Agua.....	38
Figura 15 Grafica de Viscosidad Temperatura.....	40
Figura 16 Grafica de Viscosidad Temperatura producto aplicado.....	41
Figura 17 Relación Viscosidad y otros elementos.....	43
Figura 18 Perfil De Viscosidad Ch-A (Perfil De Temperatura Simulado 100 – 140°F).	45
Figura 19 Optimización térmica con los perfiles de viscosidad simulados en el pozo ch-a (productos vs. Blanco).....	45

Figura 20 Eficiencia en reducción de viscosidad con la aplicación de producto en el pozo ch-a.	46
Figura 21 Perfil De Viscosidad Ch-B (Perfil De Temperatura Simulado 100 – 140°F).	47
Figura 22 Optimización térmica con los perfiles de viscosidad simulados en el pozo ch-b (productos vs. blanco)	48
Figura 23 Eficiencia en reducción de viscosidad con la aplicación de producto en el pozo ch-b	48
Figura 24 Perfil de viscosidad ch-c (perfil de temperatura simulado 100 – 140°F).....	50
Figura 25 Optimización térmica de los perfiles de viscosidad simulados ch-c (productos vs. blanco).....	51
Figura 26 Eficiencia en reducción de viscosidad con la aplicación de producto en el pozo ch-c.....	51
Figura 27 Perfil de viscosidad ch-d (perfil de temperatura simulado 100 – 140°F).....	53
Figura 28 Optimización térmica de los perfiles de viscosidad simulados ch-d (productos vs.blanco).....	53
Figura 29 Eficiencia en reducción de viscosidad con la aplicación de producto en el pozo ch-d	54
Figura 30 Cabeza de pozo AK-16	58
Figura 31 Esquema de pruebas Mejoradores en el pozo AK-16.....	59
Figura 32 Dosis de producto para aplicar en el pozo AK-16 Etapa No.1	61
Figura 33 Diagrama de inyección para cada una de las fases del piloto.	63
Figura 34 Resultados de la prueba de los mejoradores de flujo en el pozo AK-16 (Etapa I)	68
Figura 35 Resultados de la prueba de reducción de nafta con el producto VR-5008 @ 500 ppm en fondo de pozo, AK-16 (Etapa II)	71
Figura 36 Viscosidades a la salida del separador con reducción de nafta aplicando el producto VR-5008 @ 500 ppm en fondo de pozo, AK-16 (Etapa II)	72
Figura 37 Curva de desempeño de la bomba con frecuencia variable, pozo AK-16	74

Figura 38 Eficiencias de la bomba ESP durante varios escenarios de la prueba, pozo AK-16.....75

Figura 39 Lifting cost para el campo Akacias año 2015.....84

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Desempeño del mejorador de flujo VR-5013.....	69
Tabla 2 Desempeño del mejorador de flujo VR-5008.....	69
Tabla 3 Ventanas operativas para la reducción de nafta en el pozo AK-16	70
Tabla 4 Resultados de la prueba reducción de nafta en el pozo AK-16 (Etapa II)	73
Tabla 5 Información base para realizar la evaluación financiera.	78
Tabla 6 Resultados del análisis económico (Escenario Pesimista).	81
Tabla 7 Resultados del análisis económico (Escenario Probable)	82
Tabla 8. Resultados del análisis económico (Escenario Optimista)	83

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TECNICO ECONOMICA DE UNA PRUEBA PILOTO CON UNA NUEVA TECNOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN UN CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO. CASO DE ESTUDIO CAMPO AKACIAS.

AUTORES: ING. ANDRES JAVIER CHAUSTRE RUIZ, RAFAEL EDUARDO PEREZ HERNANDEZ**

PALABRAS CLAVES: Crudos pesados, Aseguramiento de flujo, Reductor de Viscosidad, Viscosidad aparente.

Este trabajo tiene como objetivo presentar una nueva tecnología para el aseguramiento de flujo en un campo de crudo extra pesado. En él se muestra un piloto exitoso realizado en un campo de los llanos orientales colombianos en donde se expone el efecto del producto químico (mejorador de flujo) sobre la producción de fluidos del pozo piloto y sobre la reducción de nafta inyectada en cabeza de pozo (diluyente utilizado para la movilidad en superficie del crudo).

Como principio fundamental se tiene la modificación de las propiedades reológicas del crudo mediante el cambio de la viscosidad aparente del crudo por efecto de cargas y de la tensión interfacial de las moléculas equivalentes dentro del fluido, permitiendo una mejor movilidad de los fluidos desde el reservorio hasta las facilidades de producción por medio de resinas surfactantes que interactúan con las partículas coloidales en el crudo reduciendo su viscosidad.

El piloto se divide en dos fases, la primera fase consiste en determinar de los dos mejoradores de flujo propuestos cuál es el que presenta mejor desempeño, y la segunda fase consiste en realizar con la aplicación del mejorador de flujo seleccionado la reducción de la nafta de dilución que es utilizada para reducir la viscosidad del crudo en el proceso.

Dentro del estudio realizado se presenta una evaluación financiera para cada una de las fases del piloto, así como una revisión del comportamiento de las eficiencias de las bombas ESP en diferentes escenarios.

Finalmente se menciona como una de las conclusiones más contundentes que con el mejorador de flujo sí es posible reducir la inyección de nafta para dilución en valores cercanos al -30% aumentando la producción del pozo cerca al 40%.

* Trabajo de Investigación.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Esp. Gustavo Adolfo Ospina Hernandez

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ECONOMIC EVALUATION OF A TEST PILOT WITH A NEW TECHNOLOGY FOR FLOW ASSURANCE IN AN EXTRA-HEAVY CRUDE FIELD. STUDY CASE FIELD AKACIAS.

AUTHORS: ENG. ANDRES JAVIER CHAUSTRE RUIZ, RAFAEL EDUARDO PEREZ HERNANDEZ**

KEYWORDS: Heavy oil, Flow Assurance, Viscosity Reduction, Apparent Viscosity.

This work aims to present a new technology for flow assurance in a field of extra-heavy oil. It is presented a successful pilot study in a field of Colombian eastern plains where the effect of the chemical (flow improver) on the production of fluids from the pilot is exposed and displayed on reducing wellhead naphtha injection (naphtha is a diluent used for surface mobility of oil).

The fundamental principle is the modification of rheological properties of oil by changing the apparent viscosity as a consequence of the effect of electric charges and the effect of interfacial tension of the equivalent molecules within the fluid, allowing a greater mobility of fluids from the reservoir to the production facilities through resins surfactants that interact with the colloidal particles in the crude reducing its viscosity.

The pilot is divided into two phases, the first phase is to determine which of the two proposed flow improvers has better performance and behavior, and the second phase consists in carrying out the reduction of naphtha used for dilution with the application of the flow improver selected in the first phase.

In the study conducted, a financial and economic assessment is presented for each of the phases of the pilot, and then a review of the behavior of the efficiencies of ESP pumps are shown in different scenarios.

Finally it is mentioned as one of the strongest conclusions that applying the flow improver it is possible to reduce naphtha injection for dilution to close to -30%, increasing well production up to 40%.

* Research Work.

**Faculty of Engineering Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director: Eng. Gustavo Adolfo Ospina Hernandez

INTRODUCCIÓN

En los campos de crudo extra como el caso del campo Akacias, es necesaria la dilución en cabeza de pozo para permitir la movilidad del crudo hacia el sistema de recolección y posterior sistema de tratamiento. En este caso, el diluyente utilizado es la nafta, que debido a su alto costo trae consigo un impacto económico significativo en la rentabilidad del proyecto. Así mismo, este diluyente es responsable de casi el 25% del valor del lifting cost en este campo, esto quiere decir que si se logra disminuir el porcentaje de nafta inyectada, el valor de producir un barril de crudo se podría reducir de forma sustancial.

No se habían probado nuevas tecnologías en el campo Akacias que apuntaran de forma directa a la reducción de nafta, es por esto que se decidió realizar recientemente una prueba piloto con un producto químico llamado Mejorador de Flujo, que tenía como objetivo reducir la viscosidad del crudo, generando como efecto secundario la reducción en la cantidad de nafta a inyectar.

La prueba piloto se dividió en dos fases, la primera fase consistió en determinar de los dos mejoradores de flujo propuestos por la empresa de servicios cuál era el que presentaba mejor desempeño, y la segunda fase consistió en realizar con la aplicación del mejorador de flujo seleccionado la reducción de la nafta a inyectar.

El presente trabajo evalúa técnica y económicamente la implementación de la aplicación del Mejorador de Flujo en los pozos del Campo Akacias, dada la necesidad de reducir costos por la cantidad de nafta necesaria para operar.

1. GENERALIDADES CAMPO AKACIAS (BLOQUE CPO9)

1.1 GENERALIDADES CAMPO AKACIAS

Ecopetrol S.A. es el operador del bloque CP09 en asociación con Talismán Colombia Oil & Gas Energy desde el año 2010. El Campo Akacias contiene petróleo extra pesado y está ubicado a unos 80 km al suroeste de Bogotá, está localizado en el departamento del Meta dentro de la jurisdicción de los municipios Acacias, Guamal, San Luis de Cubarral, Castilla la Nueva, San Martín, Lejanías, El Castillo, El Dorado y Granada (**Figura 1**). Esta condición ha conllevado a grandes desafíos ocasionados por las restricciones ambientales y sociales que han generado alto impacto en la población como también sobre el desarrollo propio proyecto¹.

Con base en la evaluación integral de los modelos estático y dinámico, generados a partir de la información adquirida durante la perforación y pruebas de los pozos Aka-1, Aka-18, Aka-19, Aka-9, Aka-10, Aka-15, Aka-16, Aka-11, Aka-17 y Aka-20; y con base en las zonificaciones ambiental, social y predial se realizó un análisis integrado que permitió señalar un plan de desarrollo que cubre 5857.30 Hectáreas dentro del bloque CPO09 y que se muestra con un altísimo potencial en cuanto a la producción de hidrocarburos.

En la estructura monoclinal en la que se desarrolla el campo Akacias se ha estimado un aceite original in situ de 1311 Mbbls para la Unidad Operacional T2, de

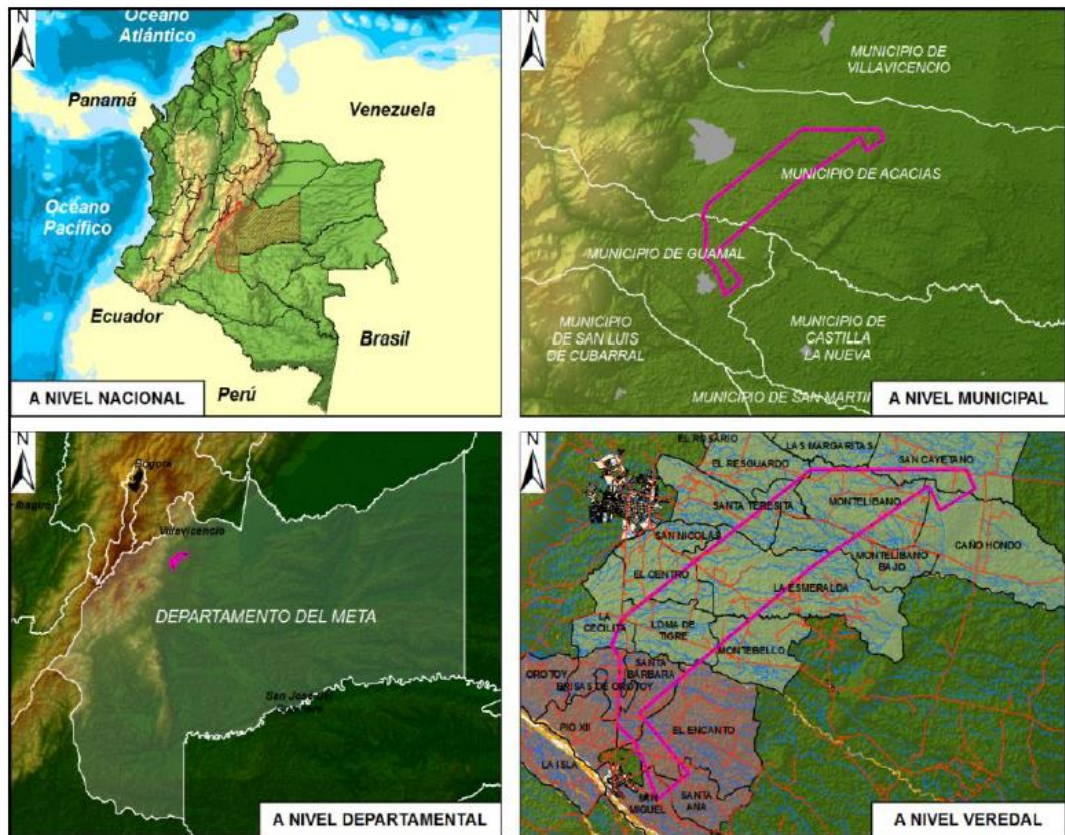
¹ CHAUSTRE A., IBAGON J., y LEON E. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. En Society of petroleum engineers SPE-171080-MS (Septiembre 2014) 1-10 p.

la Formación Mirador, limitado por un LKO establecido en -7320 ft TVDs, determinado en el pozo Aka 15.

A la fecha se tienen perforados en el área, los pozos Aka-1, Aka-18, Aka-19, Aka-9, Aka-10, Aka-15, Aka-16, Aka-11, Aka-17 y Aka-20, Estratigrafico-1 y Estratigrafico-2 los cuales a 31 de Diciembre de 2013, tiene una producción acumulada de 1.77 Mbls. La calidad del crudo lo clasifica como un crudo extra pesado de bajo GOR 30 SCF/Bbl, con API entre 7 y 9 grados.

Para el área de yacimiento conocida hasta el momento en el campo se estimaron para la asociación unas Reservas 1P de 31.6 Mbls, 2P de 50 MBls y 3P de 64.3MBls.

Figura 1. Mapa de Localización Campo Akacias.



Fuente: Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013.

1.2 MODELO GEOLÓGICO

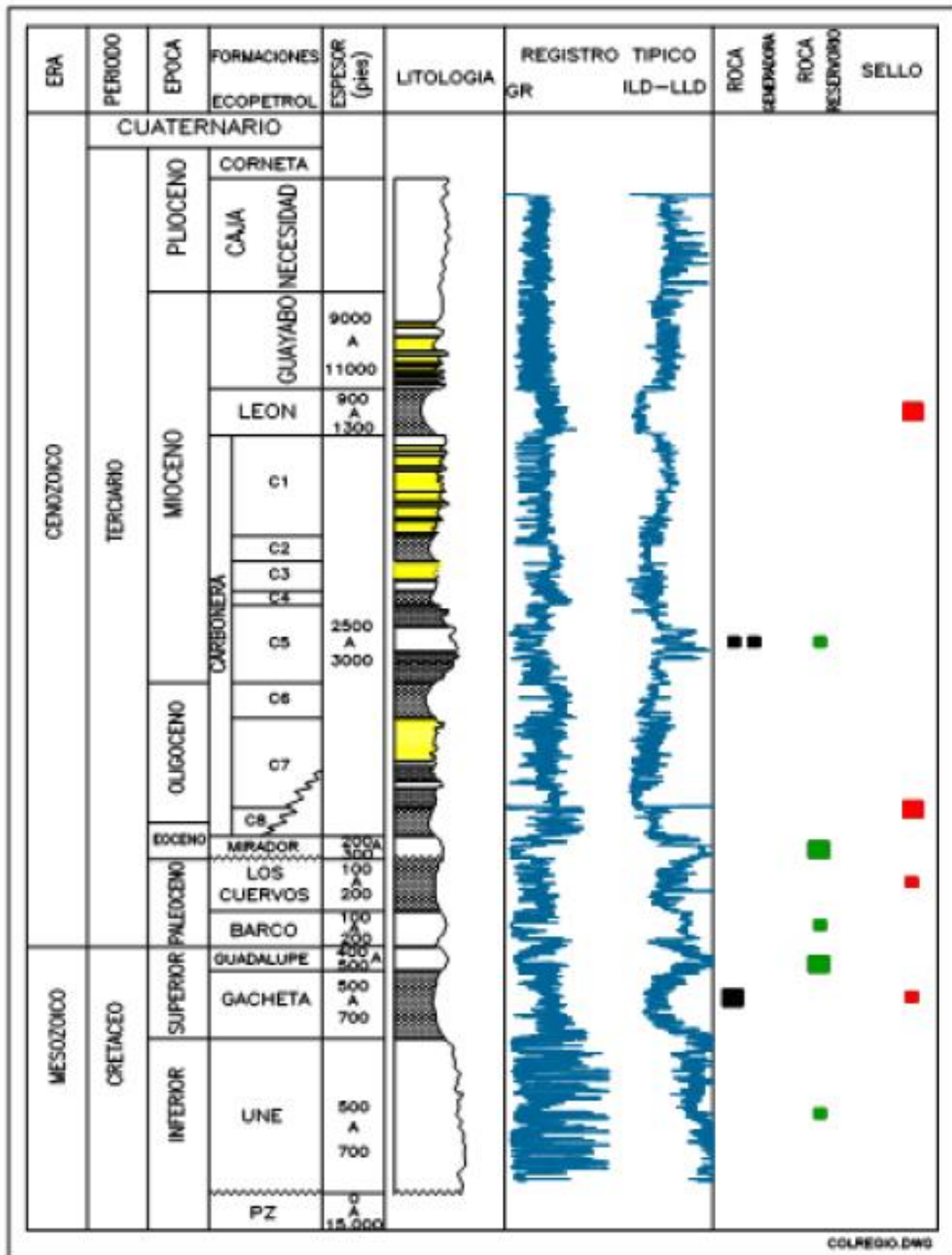
1.2.1 Modelo Estratigráfico

La unidad objetivo para este campo es la Formación Mirador, unidad operacional T2 de edad terciaria. Corresponde a una capa de areniscas con delgadas intercalaciones de limolita cuyo espesor promedio en el campo es de 320 pies. En la **Figura 2** se observa, en la columna estratigráfica generalizada el contacto concordante hacia el tope con las Lutitas E4, unidad sello del campo y hacia la base en contacto discordante con la unidad K1².

Las areniscas de la unidad T2 (Formación Mirador) fueron depositadas en ambientes fluviales deltaicos de tipo anastomosado con intervalos de lodolitas de llanura de inundación hacia la base y shoreface hacia el tope, **Figura 3**.

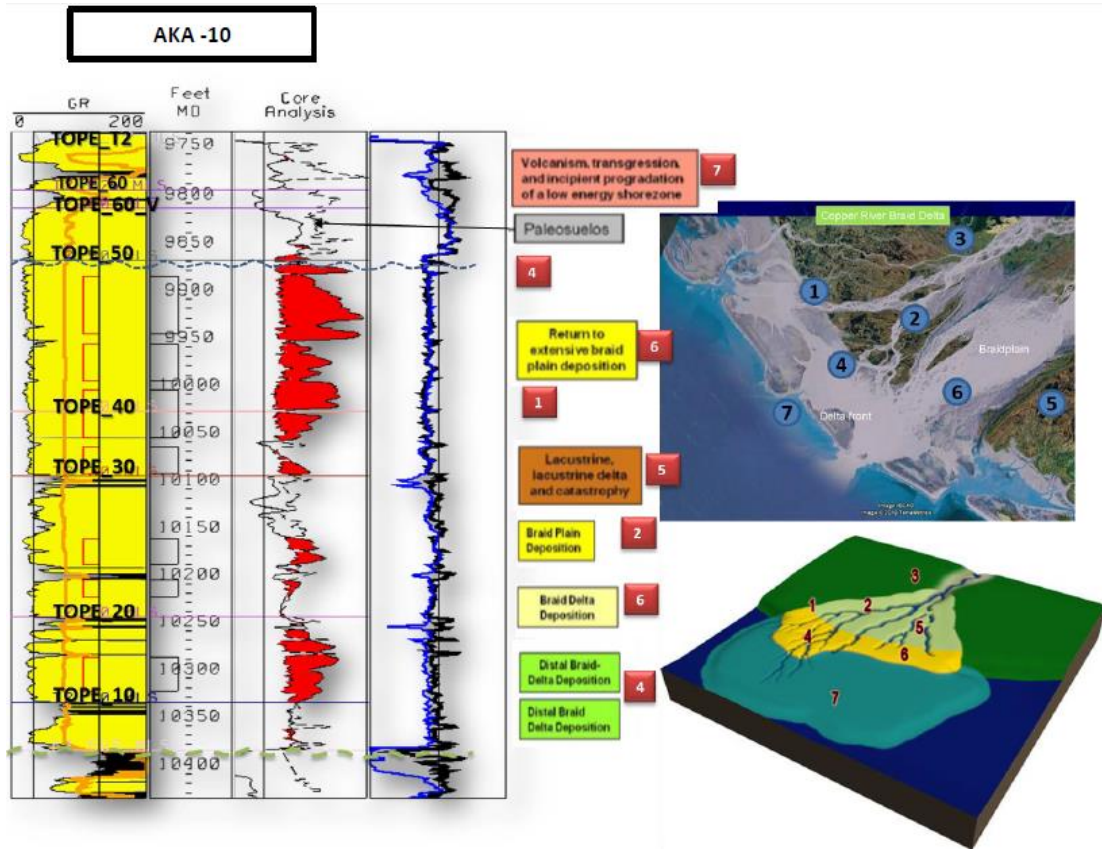
² Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013. 11-18 p

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada.



Fuente: Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013.

Figura 3. Registro tipo e interpretación ambiente de Deposición para la Unidad T2, basados en el pozo Aka-10.



Fuente: Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013.

1.2.2 Modelo Petrofísico

Según los corazones disponibles, la unidad T2 está constituida por areniscas de grano grueso a fino, moderadamente seleccionadas y localmente conglomeráticas a la base, de colores blancos, grises, a veces verdosas, cuarzosas, eventualmente calcáreas y ocasionalmente con chert y glauconita, en algunos casos con cemento calcáreo. Las limolitas se presentan grises, pardas microcarbonosas y las lutitas gris verdosa.

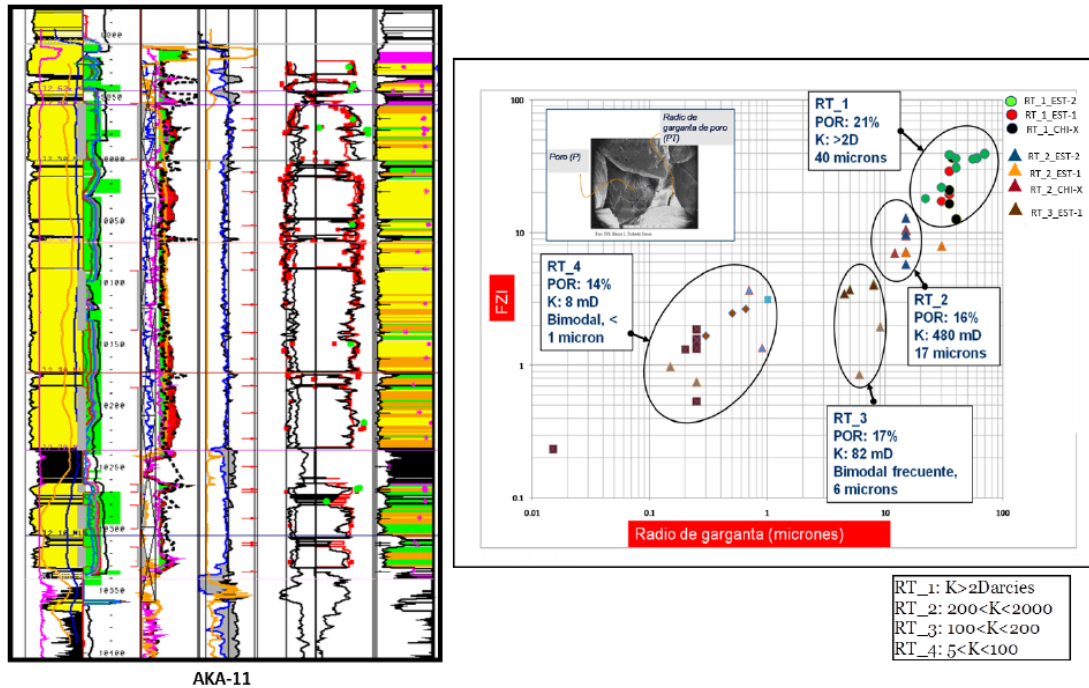
A nivel general se definieron 4 tipos de roca, el tipo de roca principal, RT1, se caracteriza por permeabilidades absolutas superiores a los 3 Darcies con un radio

de garganta promedio de 40 micrones, el segundo tipo de roca en importancia RT2 presenta valores de permeabilidad superiores a los 200 mD (inferiores a 2000 mD) con un radio de garganta de poro promedio de 17 micrones.

Se definen adicionalmente otros dos tipos de roca caracterizados por un mayor grado de tortuosidad, RT3 y RT4, con promedios de permeabilidad de 80 y 6 mD respectivamente, su comportamiento bi-modal dificulta la determinación de un radio de garganta característico pero en general no sobrepasan los 10 micrones en RT3 y 1 micrón en RT4. En la **figura 4** se muestra el detalle de los tipos de roca para el pozo AKACIAS-11.

Como se puede visualizar en el pozo tipo de la figura 4, el mayor tipo de roca corresponde a RT1 (color amarillo) y RT2 (color naranja) con un muy bajo porcentaje de tipos RT3 y RT4 (verde y magenta respectivamente).

Figura 4. Modelo Petrofísico, Definición tipos de roca aplicado en el pozo Aka-11.

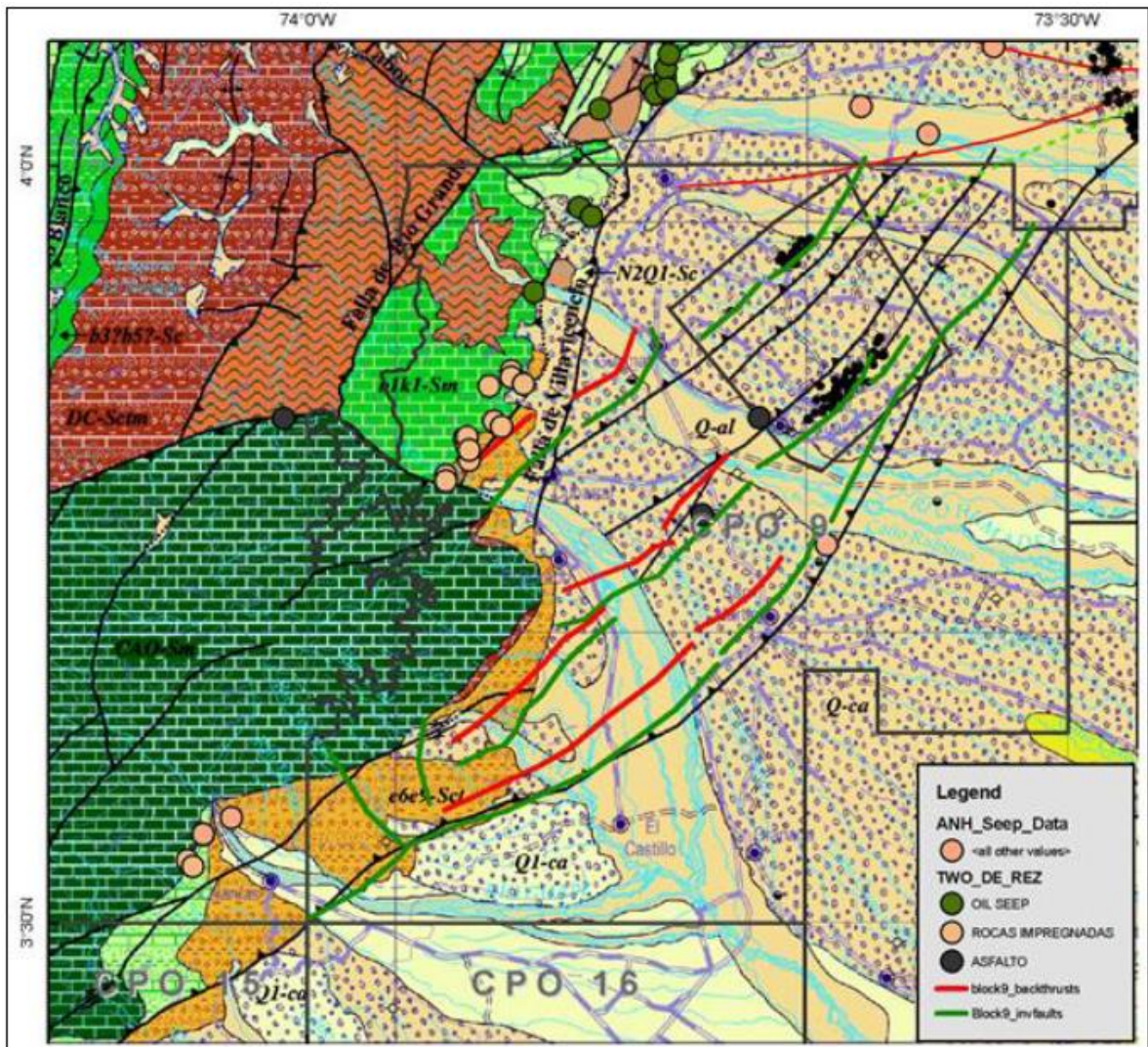


Fuente: Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013.

1.2.3 Modelo Estructural

El Bloque CPO-9, se encuentra a 40 Km al Este de la Cordillera Oriental, en una zona relativamente plana, cubierta por depósitos recientes en un dominio estructural de tectónica transpresiva dominante en el antepaís de los Llanos Orientales de Colombia, característica del Cenozoico (**Figura 5**).

Figura 5. Marco tectónico

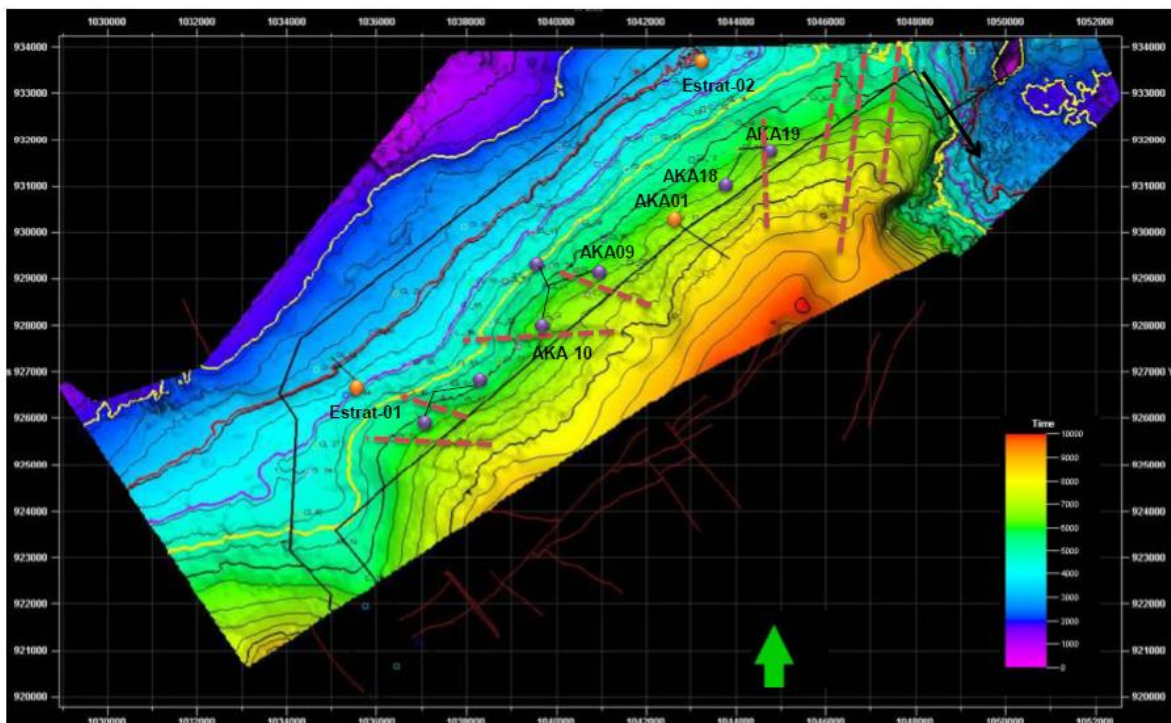


Fuente: Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013.

La información sísmica empleada para la interpretación y mapeo estructural del sector de Akacias, corresponde a la actualización e interpretación del volumen sísmico 3D de Akacias, el cual cubrió un área de 119 km². En la **figura 6** se muestra el volumen sísmico adquirido, el cual permite identificar la continuidad estructural del monoclinial analizado en Akacias, pues no se identifican límites o lineamientos estructurales que indiquen el cierre de la estructura o separación geológica en la formación T2, entre el campo comercial Akacias y el campo Chichimene (Contrato Cubarral).

En el amarre de la información sísmica con los pozos perforados, se consideran el Akacias-1, AKA 15, AKA-19, STRAT-1, los cuales contaban con check shot, sónico dipolar a superficie y los Sintéticos. Los horizontes base para la presente evaluación son el tope del T2-K1 y el tope del K2.

Figura 6 Volumen sísmico adquirido en Akacias.



Fuente: Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013.

1.3 MODELO DINÁMICO

1.3.1 Caracterización de fluidos

Para la caracterización de los hidrocarburos producidos en el Campo Akacias se cuenta con un estudio PVT, realizado con muestra de separador del pozo Akacias-1 de la Unidad operacional T2, en donde se identificó que el crudo producido es extrapesado con una gravedad API de 9, pertenece a un sistema de hidrocarburos tipo Black Oil subsaturado, con bajo GOR, que se encuentra en el orden de 30 scf/bbl³.

La presión inicial de acuerdo con el análisis PVT señala una presión de yacimiento de 3600 psi y una temperatura en fondo de 205°F. La viscosidad esta entre 600 y 800 cp., el factor volumétrico es de 1.067 y la presión de burbuja es de 630 psi.

La salinidad del agua presente en la unidad operacional T2 varia tanto areal como verticalmente, esto se ha observado desde las muestras obtenidas en los pozo Akacias 18 y Estratigráfico 2 en el norte, las cuales se encuentran en el orden de 6500 ppm Cl- hasta las encontradas en los pozos Akacias-15 y estratigráfico -1 en donde se reporta salinidad de 1939 ppm.

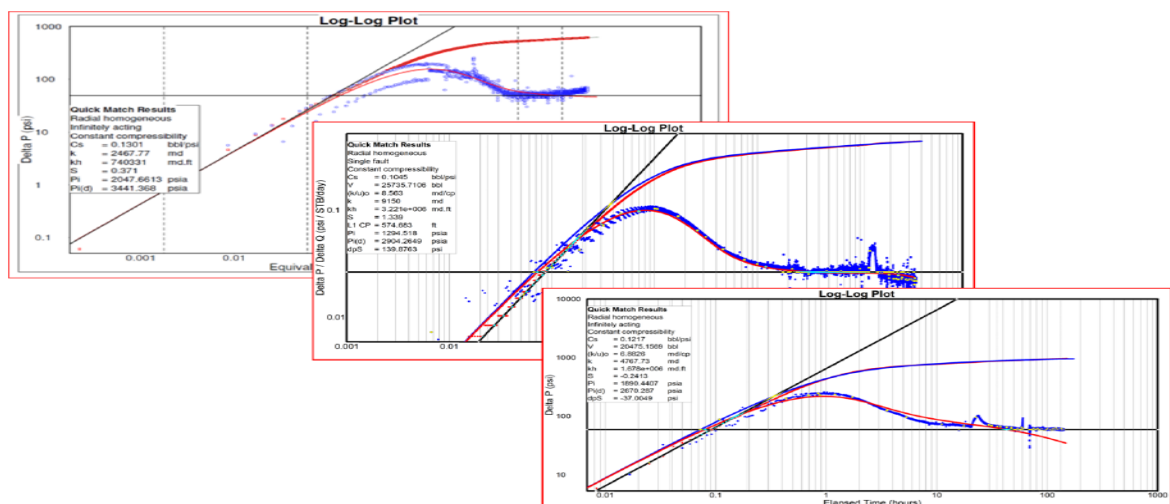
1.3.2 Análisis de presiones

Se cuenta con tres pruebas de restauración de presión (PBU), realizadas en el pozo Akacias-1, en la unidad operacional T2. El primer PBU señalo un Presión de yacimiento de 3440 psia, a un datum de -7120 ft (TVDss). Entre diciembre de 2010 y mayo de 2013 se ha encontrado una reducción en la P* de casi 700 psi en los alrededores del pozo Akacias-1 (**Figura 7**), por lo cual la presión actual es de 2670 psia.

³ Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013. 19-20 p

Los análisis de la derivada señalan la posible presencia de un límite de presión constante, lo que no corresponde con la pérdida de presión observada en el pozo. De manera preliminar se interpreta que podría tratarse de una posible variación en las propiedades de la roca, asociada a la permeabilidad o a la viscosidad del fluido (relación de movilidad).

Figura 7 Pruebas de Restauración de Presión del pozo Akacias-1, tomadas entre Diciembre de 2010 y mayo de 2013.

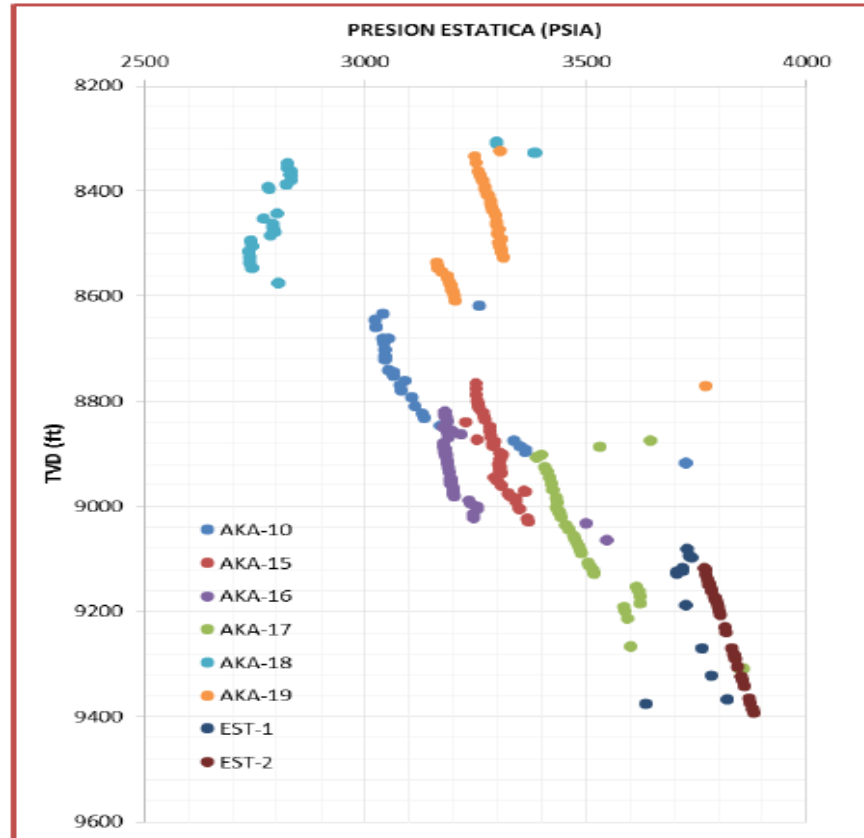


Fuente: Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013.

Adicionalmente, y durante la perforación de los pozos se realizaron determinaciones de presión estática del yacimiento mediante RFT y MDT en los pozos: Aka-18, Aka-19, Aka-10, Aka-15 y Aka-16. En el caso de Akacias por tratarse de crudo extrapesado no se considera representativa la estimación del gradiente estático. Sin embargo de las mediciones realizadas en los pozos se pudo identificar que existe depletamiento diferencial al interior de la columna del T2, por subunidades claramente definidas (**Figura 8**), variación que, podría originarse en unidades hidráulicas independientes o en unidades con evidencias de acción de drenaje de pozos cercanos. Las presiones estáticas encontradas

señalan una variación significativa entre pozos que oscila entre 2800 psia en Aka-18 y 3800 psia en Aka Estrat-2.

Figura 8 Presión Estática pozos Campo Akacias.



Fuente: Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013.

1.3.3 Mecanismo de producción

Con base en el análisis de los PBU adquiridos en el pozo Akacias-1, se considera que el mecanismo de producción para el yacimiento T2 del campo Akacias corresponde a expansión de fluidos.

2. GENERALIDADES PROCESO DE RECOLECCIÓN CAMPO AKACIAS

La Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción CPO9 (GLC), desarrolla sus actividades bajo la Licencia Ambiental Exploratoria otorgada mediante Resolución 0331 del 15 de Mayo del año 2012 por el ANLA⁴.

El contrato que actualmente rige es el contrato CPO-09, en donde está establecido que el área total del bloque es de 208.248 Ha. La fecha en la que se hace efectivo el contrato es el 26 de Enero del 2009 y en donde se establece que la participación en producción se hace de la siguiente manera: ECOPETROL S.A. (Operador – 55%) y Talisman Colombia Oil & Gas “TCOG” (45%). Las regalías son variables de acuerdo a la Ley 756/2002, los derechos económicos para la ANH son del 17%, la fecha de terminación de las fases 1 y 2 unificadas es en Agosto de 2016, la fecha de terminación del período de prueba es el 20 de Junio de 2014 y la fecha de declaración de comercialidad es el 15 de Diciembre de 2013.

Actualmente la GLC cuenta con un campo en fase de exploración llamado campo Akacias. Este campo con corte a Julio de 2015 produce 8700 bopd, 4600 bwpd y 240 MSCFD. El campo Akacias actualmente cuenta con 10 pozos en modalidad de prueba extensa: AK-1, AK-9, AK-10, AK-11, AK-15, AK-16, AK-17, AK-18, AK-19 y AK-20, y 2 pozos estratigráficos perforados AK STRAT 1 y AK STRAT 2. Se espera que el próximo año 2015 se conceda la licencia de producción del campo.

Debido a la condición del campo, aún no se cuenta con un sistema de recolección establecido, no se tienen líneas de recolección, no se tienen múltiples o manifolds

⁴ Ecopetrol. Descripción del proceso de Recolección de Hidrocarburos – GLC. Noviembre 2014. 3-48 p.

de producción. Es por esto que la producción es transportada a las diferentes estaciones de tratamiento de los campo Castilla y Chichimene de la siguiente manera:

- AK-1

Pozo ubicado en superficie en el bloque Cubarral (Campo Chichimene), pero en subsuelo está ubicado en el campo Akacias. Está en superficie en el Cluster 13 del Campo Chichimene. La producción del pozo es medida, liquidada y almacenada en un set de Well Testing por medio de facilidades de superficie (mezclador, separador, tanques de almacenamiento) en donde posteriormente la producción es alineada a la troncal norte del Campo Chichimene para llegar finalmente a la Estación Chichimene en donde los fluidos del pozo son tratados y posteriormente despachados.

- Cluster 1

Este Cluster se encuentra ubicado en la vereda La Esmeralda y cuenta con 3 pozos que se encuentran en modalidad de prueba extensa: AK-9, AK-10 y AK-11. La producción de los tres pozos es medida, liquidada y almacenada en un set de Well Testing por medio de facilidades de superficie (mezclador, separador, tanques de almacenamiento) en donde posteriormente la producción es enviada por medio de carrotanques a un punto habilitado para el descargue en el Chichimene 13 (Campo Chichimene). En este punto la producción de los 3 pozos es bombeada a la Estación Chichimene donde los fluidos son tratados y posteriormente despachados.

- Cluster 3

Este Cluster se encuentra ubicado en la vereda Loma de Tigre y cuenta con 3 pozos que se encuentran en modalidad de prueba extensa: AK-15, AK-16 y AK-17. La producción de los tres pozos es medida, liquidada y

almacenada en un set de Well Testing por medio de facilidades de superficie (mezclador, separador, tanques de almacenamiento) en donde posteriormente la producción es enviada por medio de carrotanques a un punto habilitado para el descargue en el Cluster 29 CN (Campo Castilla). En este punto la producción de los 3 pozos es bombeada a la Estación Acacias I donde los fluidos son tratados y posteriormente despachados.

- Cluster 4

Este Cluster se encuentra ubicado en la vereda Montelibano y cuenta con 3 pozos que se encuentran en modalidad de prueba extensa: AK-18, AK-19 y AK-20. La producción de los tres pozos es medida, liquidada y almacenada en un set de Well Testing por medio de facilidades de superficie (mezclador, separador, tanques de almacenamiento) en donde posteriormente la producción es enviada por medio de carrotanques a un punto habilitado para el descargue en el Cluster 26 (Campo Chichimene). En este punto la producción de los 3 pozos es bombeada a la Estación Chichimene donde los fluidos son tratados y posteriormente despachados.

2.1 PROCESO DE RECOLECCIÓN POZO AK-1

El Pozo AK-1 utiliza como levantamiento artificial una Bomba Electrosomergible que opera actualmente a una frecuencia de 56 Hz; el fluido obtenido en superficie tiene una gravedad API de 8,1 a 8,2 °API y fluye desde cabeza de pozo hacia el manifold de Producción del Cluster 13 (Campo Chichimene) por medio de una línea de 6". La línea que viene desde cabeza de Pozo antes de llegar al colector de prueba se desvía a través de una "Tee" para direccionar el fluido al equipo de Well Testing. **Figura 9 y 10.**

Aguas abajo de la "Tee" tiene instalado una válvula de cortina de 8" para que en caso de emergencia se pueda cerrar y direccionar el fluido hacia la Línea General

de 16". Posterior a esta válvula se ubica un mezclador de 4" donde se realiza la dilución del fluido de producción con Nafta obteniendo un API entre 13 y 14 °API, desde allí continúa el flujo hacia el separador donde se separan los fluidos líquidos de los fluidos gaseosos siendo controlados por unas válvulas neumáticas, operando la válvula de gas normalmente abierta y la de líquido normalmente cerrada. Cuando el fluido de producción ingresa al separador no lo hace de forma estable, en algunas ocasiones lo hace a través de baches (flujo intermitente); para que el separador funcione debe tener un nivel de fluido máximo y mínimo, además debe tener un rango de presión de trabajo, estos rangos de operación se calibran en la instrumentación de las válvulas controladoras. Como el equipo trabaja dentro de un rango establecido, el separador necesita llenarse de líquido para poder desalojarlo y presurizarse un poco para evacuar tanto el gas como el líquido, por tal razón no hay un valor fijo de nivel ni de presión de funcionamiento de la vasija, esta trabaja dentro de un rango de operación.

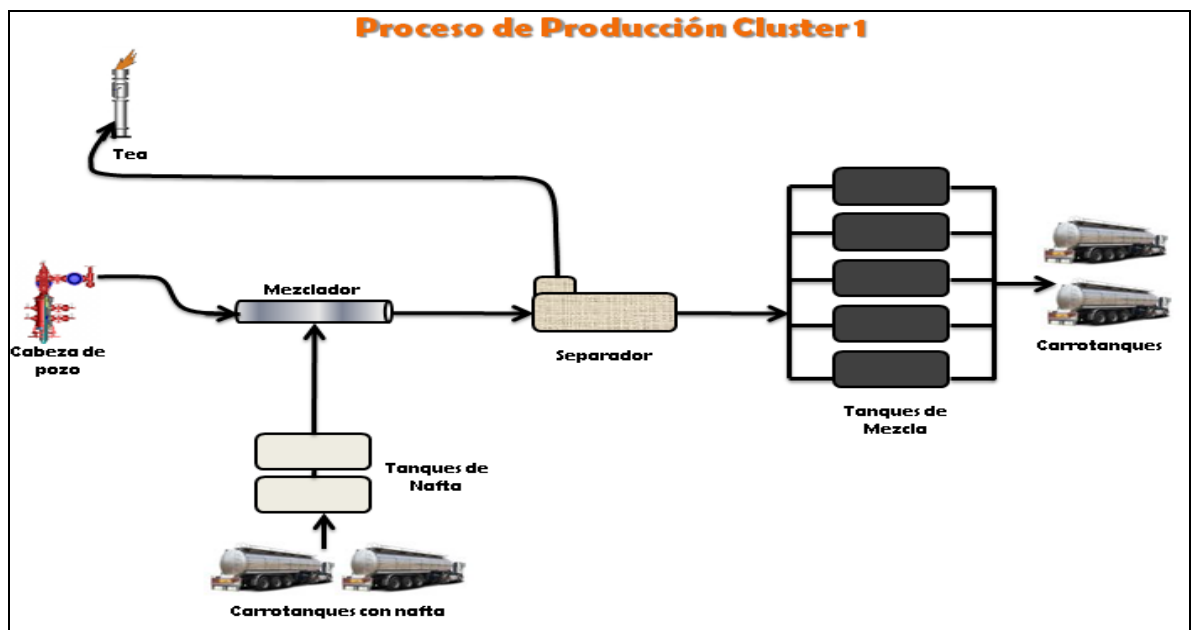
El gas que es separado dentro del separador se dirige hacia un Scrubber donde se deshidrata el gas dando paso a que el gas se quemé en la tea. El líquido obtenido se direcciona a los tanques de medición y almacenamiento, donde allí se deja reposar períodos cortos de tiempo, tiempo que se tarda el fluido en estabilizarse para obtener una medición y caracterización confiable.

Después de esta caracterización se alinea el fluido por una línea de 6" que va a la succión de una Bomba tipo "Moyno" y su descarga fluye hacia la línea de producción, usualmente la descarga de la bomba trabaja a una presión de 220 Psi y a una tasa de bombeo aproximada de 130 BPH (condiciones estables de operación).

2.2 PROCESO DE RECOLECCIÓN CLUSTER 1 (CAMPO AKACIAS)

CLUSTER 1 perteneciente al campo Akacias (Bloque CPO9), está conformado por los pozos AK-9, AK-10 y AK-11; dichos pozos cuentan con un sistema de levantamiento artificial, Bomba Electro-Sumergible (BES). El crudo producido es aproximadamente de 8 °API (extra pesado), cuya disposición final es la Estación Chichimene, después del proceso de mezcla, almacenamiento en tanques, perfilado de tanques de almacenamiento, cargue de Carrotanques/Tractocamiones, transporte hasta los puntos de bombeo, descarga, y posterior despacho hacia la Estación Chichimene de ECOPETROL. Debido a que es un crudo extra pesado, (8 ° API), se debe mezclar con diluyente (Nafta) para que pueda ser manipulable, obteniendo entre 14 @ 17 ° API en mezcla. **Figura 11.**

Figura 11 Proceso de producción Clúster 1.



Fuente: Ecopetrol. Descripción del proceso de Recolección de Hidrocarburos – GLC. Noviembre 2014.

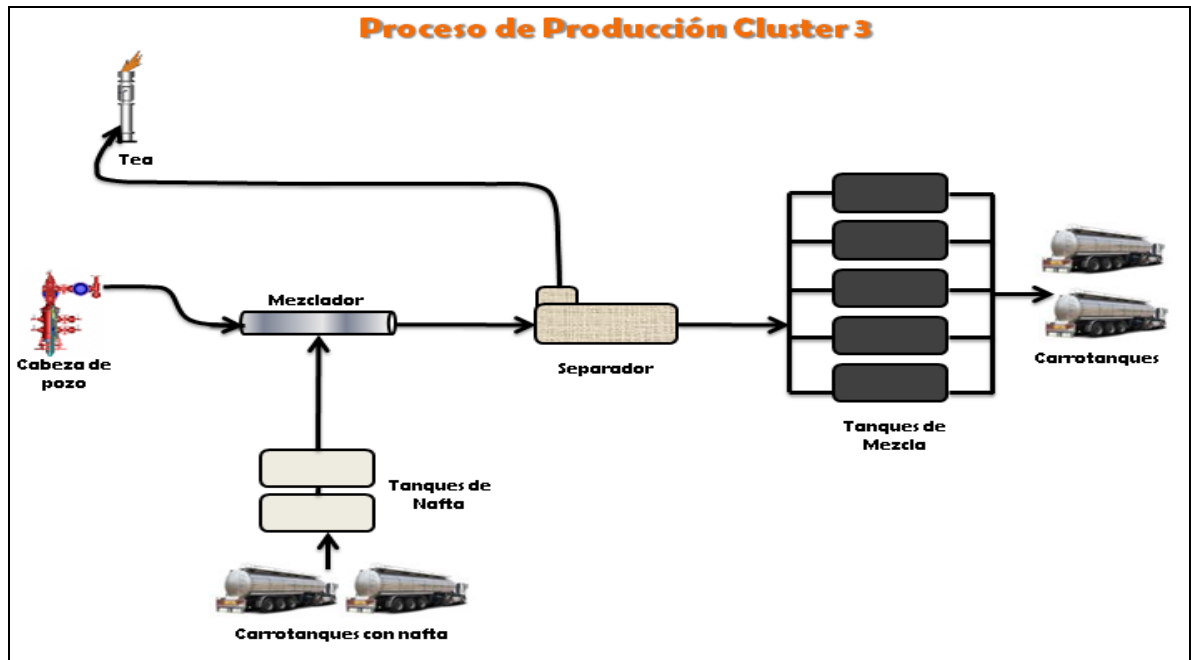
La capacidad de producción de crudo varía de acuerdo a la frecuencia a la que se encuentren los pozos. Dicha producción puede oscilar entre 2.800 y 6.000 BFPD. El Gas producido por la formación refleja un GOR aproximado de 32 SCF/STB. Debido al uso de la Nafta como diluyente, la mayor parte del gas quemado está compuesto por vapores producidos por ésta. Dichos vapores son recolectados de cada uno de los Separadores de Prueba y del Sistema de Recolección de Vapores.

2.3 PROCESO DE RECOLECCIÓN CLUSTER 3 (CAMPO AKACIAS)

CLUSTER 3 perteneciente al Bloque CPO9 de ECOPETROL está conformado por los pozos AK-15, AK-16 y AK-17; estos cuentan con un sistema de levantamiento artificial, Bomba Electro-Sumergible (BES). En superficie el crudo producido es aproximadamente de 8 ° API (extra pesado), cuya disposición final después del proceso de mezcla, contención en tanques de producción, fiscalización, cargue de Carrotanques/Tractocamiones y transporte hasta Clúster 29 donde se descarga y posteriormente es bombeado por troncal hacia la Estación Acacias de ECOPETROL. Debido a que es un crudo extra pesado, (8 ° API), se debe mezclar con diluyente (Nafta) para que pueda ser manipulable obteniendo entre 13-16 ° API. **Figura 12.**

La capacidad de producción de crudo varía de acuerdo a la frecuencia a la que se encuentren los pozos. Dicha producción puede oscilar entre 6.000 y 10.000 BPD. El Gas producido por la formación refleja un GOR aproximado de 32 SCF/STB. Debido a la utilización de Nafta como diluyente, la mayor parte del gas quemado está compuesto por vapores producidos por esta. Dichos vapores son recolectados de cada uno de los Separadores de Prueba y del Sistema de Recolección de Vapores.

Figura 12 Proceso de producción Clúster 3.

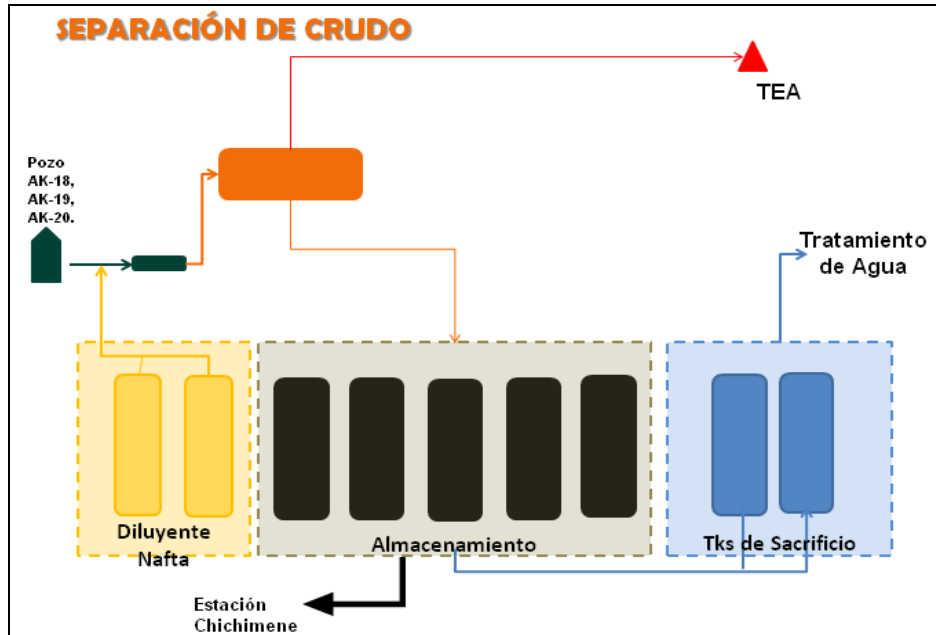


Fuente: Ecopetrol. Descripción del proceso de Recolección de Hidrocarburos – GLC. Noviembre 2014.

2.4 PROCESO DE RECOLECCIÓN CLUSTER 4 (CAMPO AKACIAS)

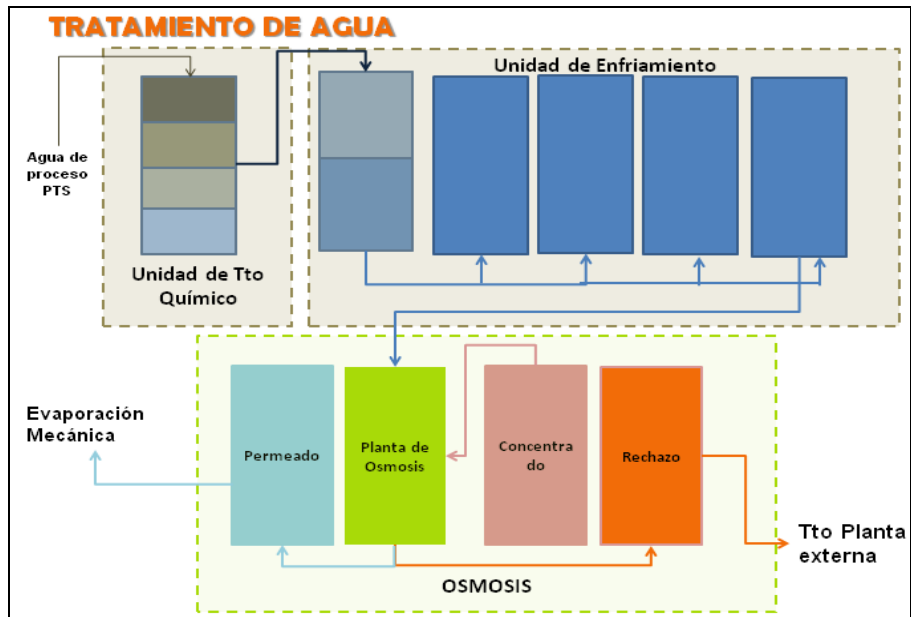
CLUSTER 4 perteneciente al Bloque CPO 9 de ECOPETROL, está conformado por los pozos AK-18, AK-19 y AK-20; dichos pozos cuentan con un sistema de levantamiento artificial, Bomba Electro-Sumergible (BES). El crudo producido es aproximadamente de 8 °API (extra pesado), cuya disposición final es la Estación Chichimene, después del proceso de mezcla, almacenamiento en tanques, perfilado de tanques de almacenamiento, cargue de Carrotaque/ Tractocamiones, transporte hasta los puntos de bombeo, descargue, y posterior despacho hacia la Estación Chichimene. Debido a que es un crudo extra pesado, (8 ° API), se debe mezclar con diluyente (Nafta) para que pueda ser manipulable, obteniendo entre 14 @ 17 ° API en mezcla. **Figuras 13 y 14.**

Figura 13 Separación de Crudo.



Fuente: Ecopetrol. Descripción del proceso de Recolección de Hidrocarburos – GLC. Noviembre 2014.

Figura 14 Tratamiento de Agua.



Fuente: Ecopetrol. Descripción del proceso de Recolección de Hidrocarburos – GLC. Noviembre 2014.

En este Cluster se realiza un piloto en el tratamiento de agua, y al mismo tiempo se efectúan pruebas de producción, incluyendo la separación del agua libre.

También se realiza el tratamiento de ósmosis inversa al agua de producción de los pozos.

La ósmosis inversa consiste en separar un componente de otro en una solución, mediante las fuerzas ejercidas sobre una membrana semi-permeable. En el caso de la ósmosis, el solvente pasa espontáneamente de una solución menos concentrada a otra más concentrada, a través de una membrana semi-permeable. En ambas soluciones existe una diferencia de energía, originada en la diferencia de concentraciones. El solvente pasará en el sentido indicado hasta alcanzar el equilibrio. El proceso está apegado para dar cumplimiento con la licencia ambiental otorgada.

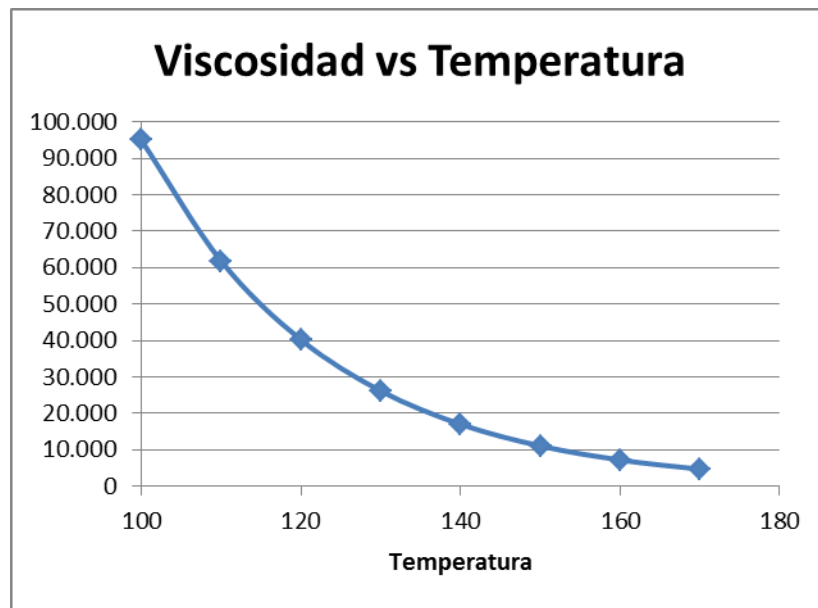
En el cluster se cuenta con una piscina con capacidad para 6.000 BIs donde llega el agua tratada mediante osmosis inversa, donde por medio de seis (6) aspersores realiza la aspersión mecánica al medio ambiente.

La capacidad de producción varía de acuerdo a la frecuencia a la que se encuentren los pozos. Dicha producción puede oscilar entre 1.000 y 3.500 BFPD. El Gas producido por la formación refleja un GOR aproximado de 32 SCF/STB. Debido a la utilización de Nafta como diluyente, la mayor parte del gas quemado está compuesto por vapores producidos por ésta. Dichos vapores son recolectados de cada uno de los Separadores de Prueba y del Sistema de Recolección de Vapores.

3. DESCRIPCION DEL PRODUCTO

En el caso particular del crudo producido en el campo Akacias⁵ se presenta un incremento asintótico en la viscosidad del fluido por efecto de la reducción de la temperatura del crudo de 4583 cps@170 °F a 96000 cps@100 °F. Este comportamiento particular de la viscosidad es característico de los crudos extra pesados y presenta los mayores retos a la hora de viabilizar la producción óptima de los pozos (Ver figuras 15 y 16)

Figura 15 Grafica de Viscosidad Temperatura.



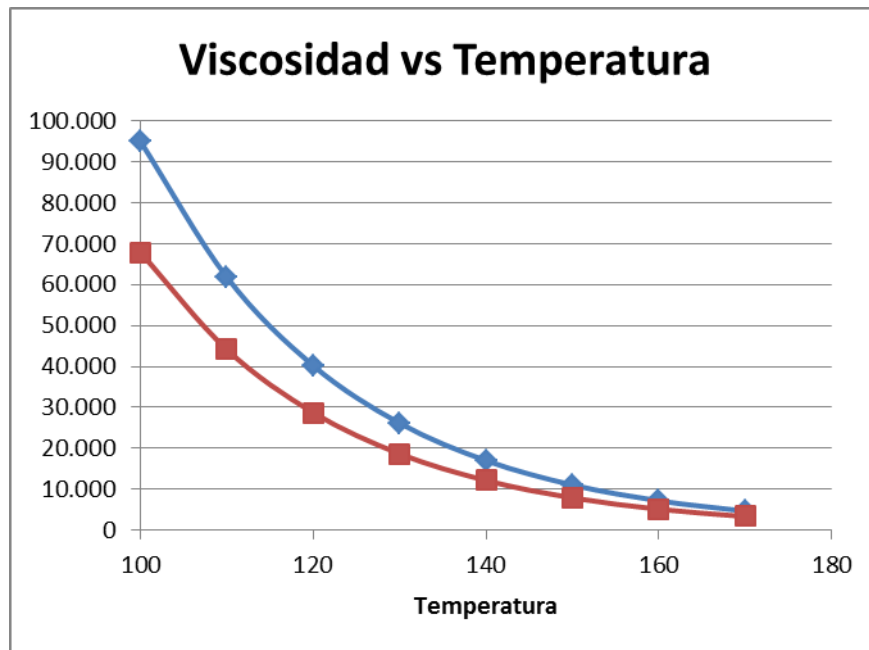
Fuente: Autores.

El desarrollo de nuevos productos basados en resinas y surfactantes permiten variar las propiedades reológicas del crudo modificando la viscosidad aparente del crudo por efecto del arreglo de las moléculas equivalentes en el crudo y de cargas

⁵ CHAUSTRE A., IBAGON J., y LEON E. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. En Society of petroleum engineers SPE-171080-MS (Septiembre 2014) 1-10 p.

disminuyendo la tensión interfacial entre ellas, obteniendo una reducción en la viscosidad del crudo con valores promedio de 3281 cps@170 °F a 67000 cps@100 °F.

Figura 16 Grafica de Viscosidad Temperatura producto aplicado.



Fuente: Autores.

Como una consecuencia directa se mejora la movilidad del crudo y las partículas en suspensión presentes mejorando la separación de fases. Adicionalmente un efecto secundario es el aumento de la solubilidad de la nafta con el crudo por efecto del incremento de los parámetros de energía de cohesión que son función de la dispersión, polaridad y los grupos H del solvente, obteniendo reducción de un 20-30% en el consumo de nafta para obtener la misma condición de viscosidad esperada.

Se puede observar que la disminución de la viscosidad es muy representativa cuando disminuye la temperatura pues el efecto de los productos actúa a nivel molecular en la mezcla.

4. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MEJORADOR DE FLUJO EN UN CAMPO VECINO DEL CAMPO AKACIAS.

Uno de los principales problemas en el manejo de los crudos pesados y extra-pesados, es la dificultad de bombearlo a través de los oleoductos convencionales debido a su alta viscosidad. Mediante la aplicación de programas químicos específicos y especializados se logra una mejora sustancial de la viscosidad (figura 17), de tal forma que la cantidad de diluyente (nafta, crudo liviano) requerido se disminuye notablemente, generando un diferenciador económico importante en los costos de producción⁶.

Los productos químicos reductores de viscosidad son capaces de impactar en casi todos los procesos de extracción, acondicionamiento y transporte de crudo relacionados con:

- Deshidratación de crudo.
- Consumo de diluyente.
- Presión de bombeo.
- Control de espuma.
- Caída de presión.
- Transferencia de calor.
- Separación de fases.

Se presenta un programa de aplicación química con un producto que permite reducir los niveles actuales elevados de viscosidad a nivel de los sistemas de transporte. Esta problemática se produce debido a las características típicas de un

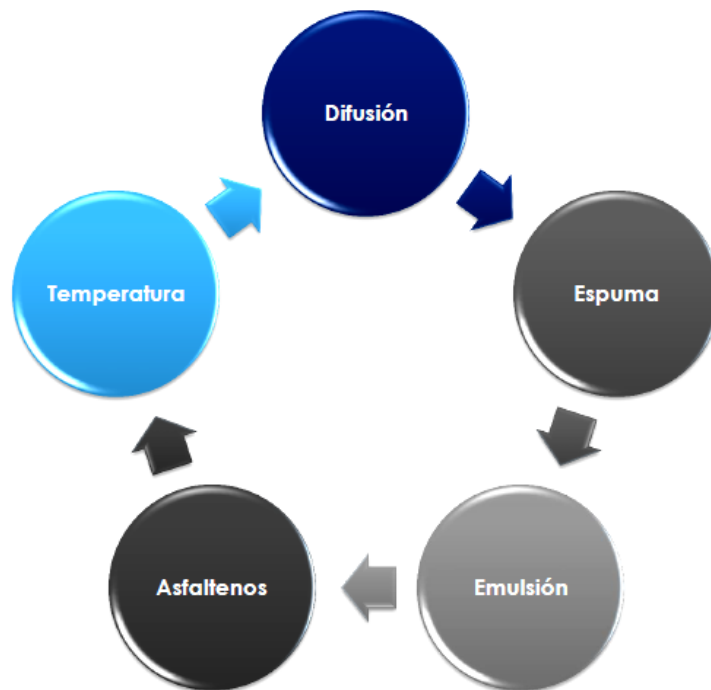
⁶ Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014. 10 -33 p.

crudo pesado. Para este tipo de fluidos, un incremento asintótico de la viscosidad se obtiene típicamente cuando los niveles de temperatura descienden a valores incluso inferiores a los 100°F.

En casos donde se generan descensos importantes en la temperatura de operación, trae consigo un incremento abrupto en la viscosidad, lo que a su vez produce una mayor resistencia al flujo y por ende una reducción en las velocidades de flujo. Finalmente estos efectos en la reología del fluido se traducen en producción diferida no deseada.

En este capítulo se exponen los resultados de las pruebas de laboratorio que permiten generar la recomendación de un producto reductor de viscosidad en un campo vecino al campo Akacias, que exhiba un comportamiento óptimo en la reología del fluido manejado.

Figura 17 Relación Viscosidad y otros elementos



Fuente. Autores.

4.1 PROCEDIMIENTO EMPLEADO EN LA APLICACIÓN DEL MEJORADOR DE FLUJO EN UN CAMPO VECINO DEL CAMPO AKACIAS.

La prueba cuantitativa de reducción de viscosidad permite determinar el grado de movilidad que le imprime al crudo la presencia del reductor. Con la ayuda de un viscosímetro se determina la viscosidad a un rango de temperatura entre 100-140°F. La prueba consiste en mantener la misma movilidad del crudo a diferentes dosis. A continuación, resumen del procedimiento empleado:

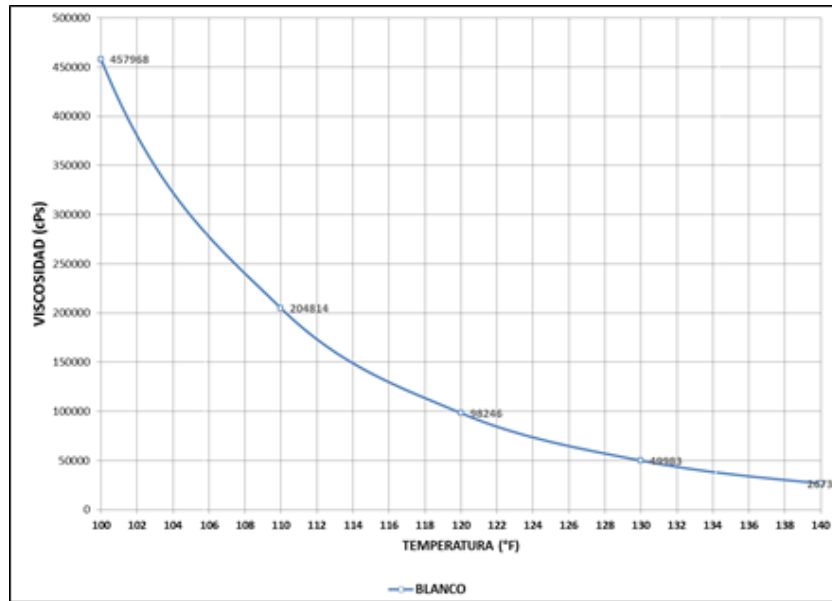
- Posterior al muestreo de fluidos en campo, se llenaron botellas de 100mL, libre de agua. Fueron sometidas a calentamiento en baño maría hasta alcanzar los 140°F.
- Se dosificaron las botellas con los diferentes productos a probar usando las siguientes dosis: 200, 400 y 600 ppm de producto.
- Fueron agitadas ejerciendo 200 strokes para mezclar homogéneamente; y se mantuvo durante 1 hora en reposo a la temperatura de 120°F.
- Se realizaron las determinaciones de viscosidad, en principio al blanco; a CADA TEMPERATURA EN EL RANGO MENCIONADO.

4.2 RESULTADOS PRUEBA DE REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD EN LOS POZOS DEL CAMPO VECINO.

4.2.1 Resultados prueba de reducción de viscosidad pozo CH-A

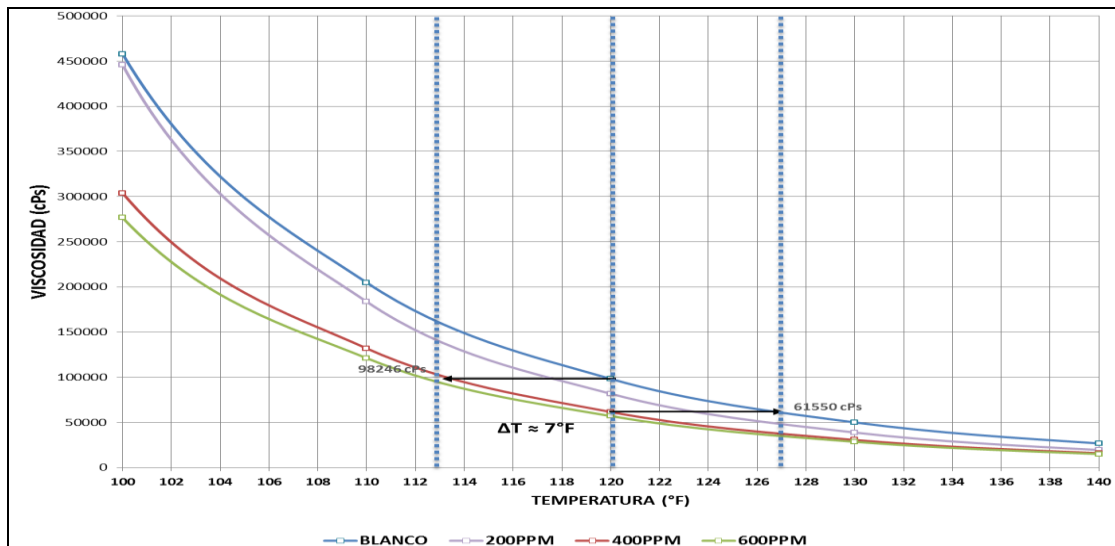
A continuación se presentan las siguientes gráficas que muestran los resultados obtenidos con la aplicación del producto químico (figuras 18, 19 y 20):

Figura 18 Perfil De Viscosidad Ch-A (Perfil De Temperatura Simulado 100 – 140°F).



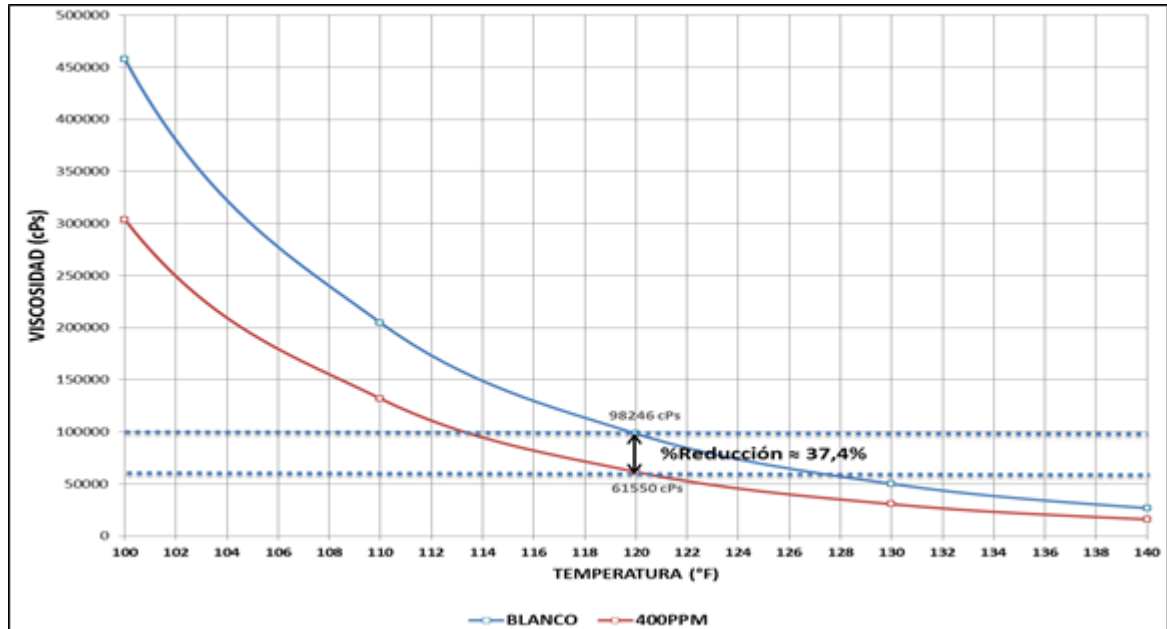
Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

Figura 19 Optimización térmica con los perfiles de viscosidad simulados en el pozo ch-a (productos vs. Blanco).



Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

Figura 20 Eficiencia en reducción de viscosidad con la aplicación de producto en el pozo ch-a.



Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

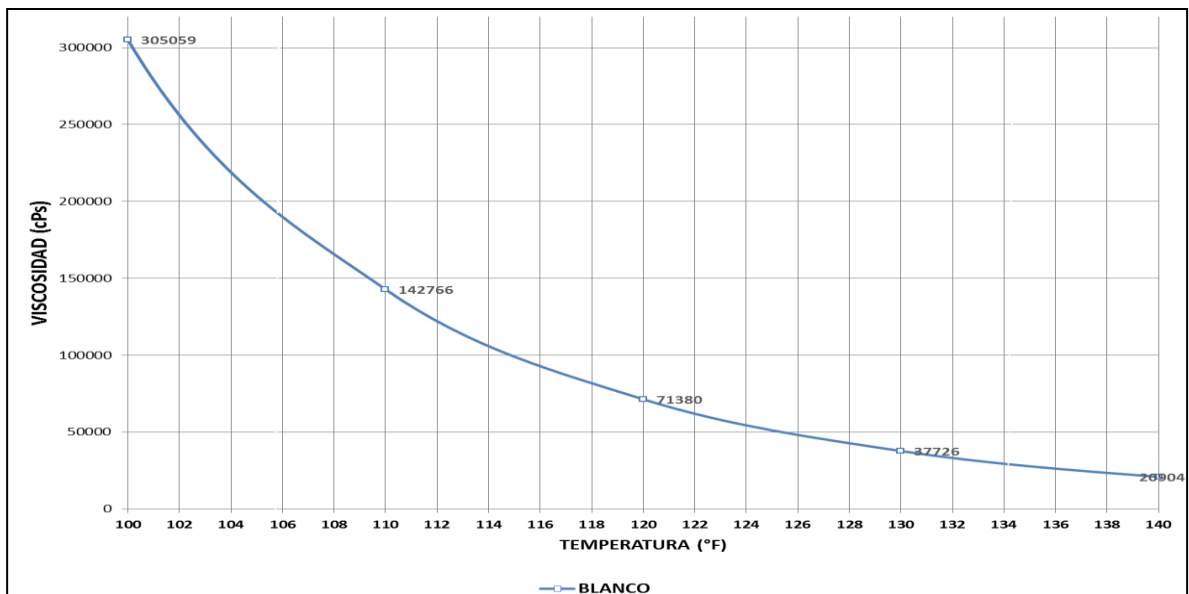
- En los resultados gráficos solo se muestran los perfiles de viscosidad arrojados por la mejor alternativa de producto químico reductor de viscosidad. Las pruebas de laboratorio fueron realizadas con todos el portafolios de productos especializados para reducción de viscosidad.
- Con la aplicación de 400PPM de producto Flowplus VR-5008 al fluido mencionado se generó el mejor perfil de viscosidad; por lo que se recomienda su uso inicial a esta dosificación.
- Se registró a una dosis de 400PPM una eficiencia de 37,4% en la reducción de la viscosidad del fluido manejado por CH-A.
- Se detectó una optimización de la temperatura de aproximadamente un $\Delta T \approx 7^{\circ}F$; lo que permitirá garantizar un flujo de fluidos, incluso con una caída

de temperatura de 2 - 12°F, sin afectación del proceso de deshidratación ni del fenómeno de transporte.

4.2.2 Resultados prueba de reducción de viscosidad pozo CH-B

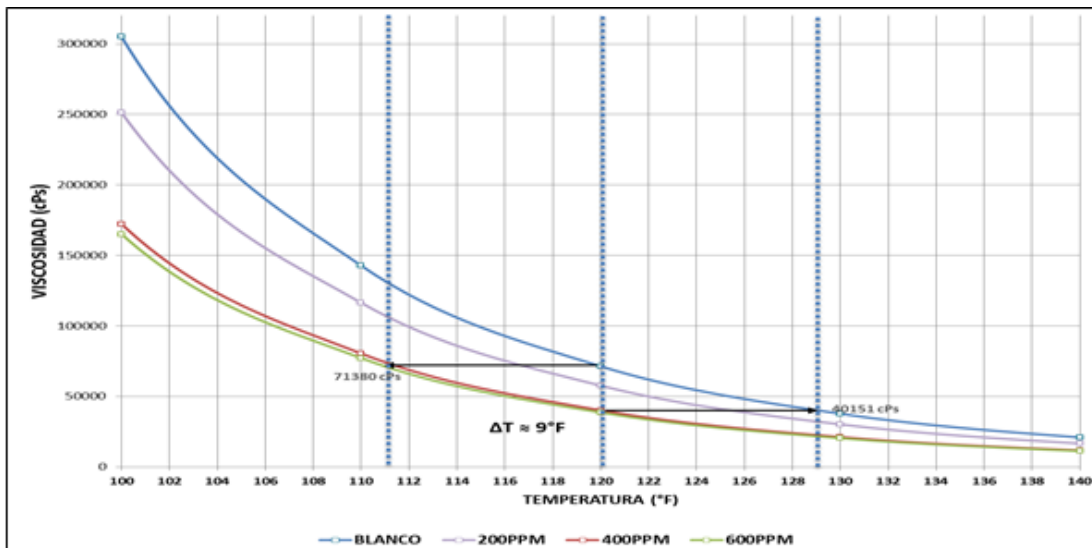
A continuación se presentan las siguientes gráficas que muestran los resultados obtenidos con la aplicación del producto químico (figuras 21,22 y 23):

Figura 21 Perfil De Viscosidad Ch-B (Perfil De Temperatura Simulado 100 – 140°F).



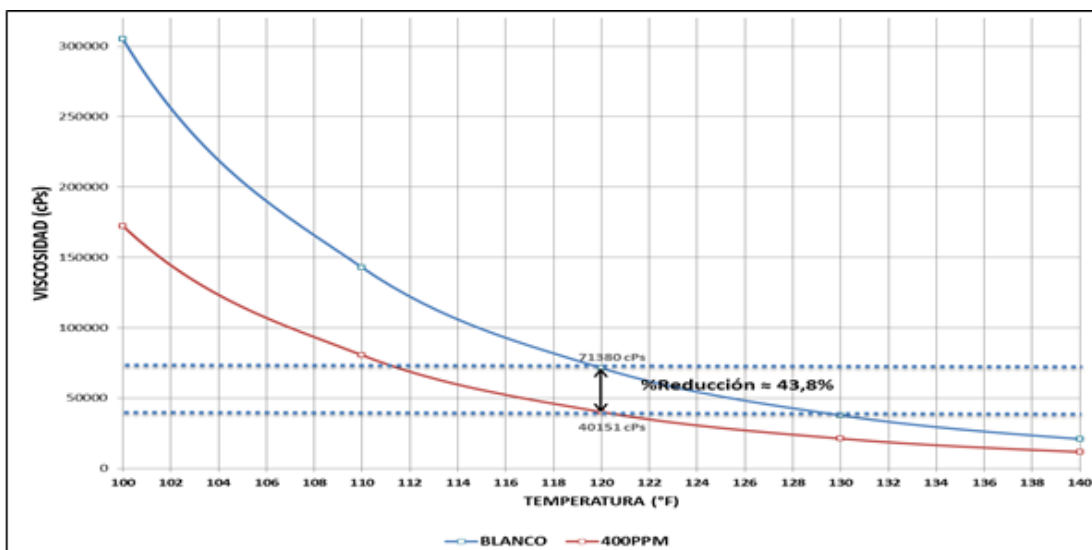
Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014

Figura 22 Optimización térmica con los perfiles de viscosidad simulados en el pozo ch-b (productos vs. blanco)



Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

Figura 23 Eficiencia en reducción de viscosidad con la aplicación de producto en el pozo ch-b



Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

- En los resultados gráficos solo se muestran los perfiles de viscosidad arrojados por la mejor alternativa de producto químico reductor de viscosidad. Las pruebas de laboratorio fueron realizadas con todos el portafolios de productos especializados para reducción de viscosidad.
- Con la aplicación de 400PPM de producto Flowplus VR-5008 al fluido mencionado se generó el mejor perfil de viscosidad; por lo que se recomienda su uso inicial a esta dosificación.
- Se registró a una dosis de 400PPM una eficiencia de 43,8% en la reducción de la viscosidad del fluido manejado por CH-B.
- Se detectó una optimización de la temperatura de aproximadamente un $\Delta T \approx 9^{\circ}F$; lo que permitirá garantizar un flujo de fluidos, incluso con una caída de temperatura de 4 - 14°F, sin afectación del proceso de deshidratación ni del fenómeno de transporte.

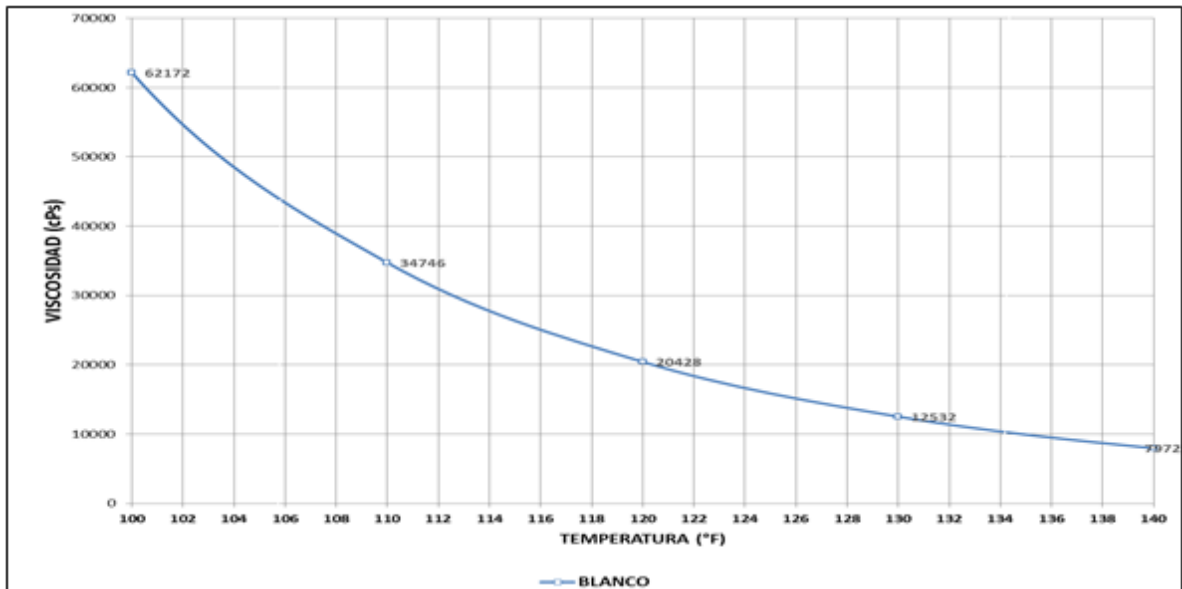
4.2.3 Resultados prueba de reducción de viscosidad pozo CH-C

A continuación se presentan las siguientes gráficas que muestran los resultados obtenidos con la aplicación del producto químico (figuras 24, 25 y 26):

- En los resultados gráficos solo se muestran los perfiles de viscosidad arrojados por la mejor alternativa de producto químico reductor de viscosidad. Las pruebas de laboratorio fueron realizadas con todos el portafolios de productos especializados para reducción de viscosidad.
- Con la aplicación de 400PPM de producto Flowplus VR-5008 al fluido mencionado se generó el mejor perfil de viscosidad; por lo que se recomienda su uso inicial a esta dosificación.
- Se registró a una dosis de 400PPM una eficiencia de 38,9% en la reducción de la viscosidad del fluido manejado por CH-C.

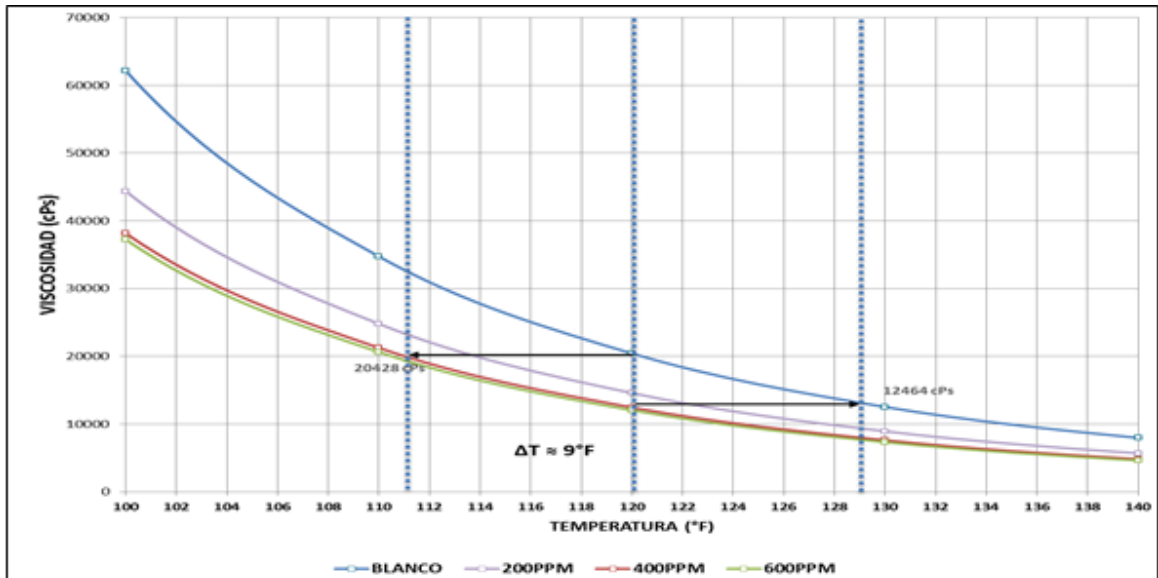
- Se detectó una optimización de la temperatura de aproximadamente un $\Delta T \approx 9^\circ F$; lo que permitirá garantizar un flujo de fluidos, incluso con una caída de temperatura de 4 - 14°F, sin afectación del proceso de deshidratación ni del fenómeno de transporte.

Figura 24 Perfil de viscosidad ch-c (perfil de temperatura simulado 100 – 140°f)



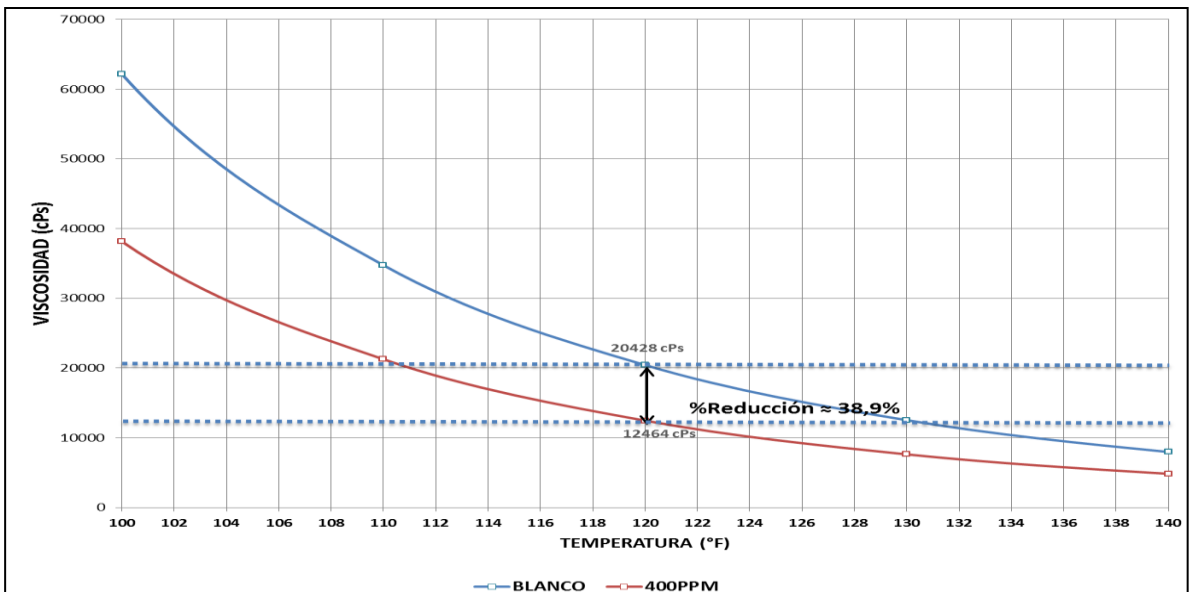
Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

Figura 25 Optimización térmica de los perfiles de viscosidad simulados ch-c (productos vs. blanco)



Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

Figura 26 Eficiencia en reducción de viscosidad con la aplicación de producto en el pozo ch-c



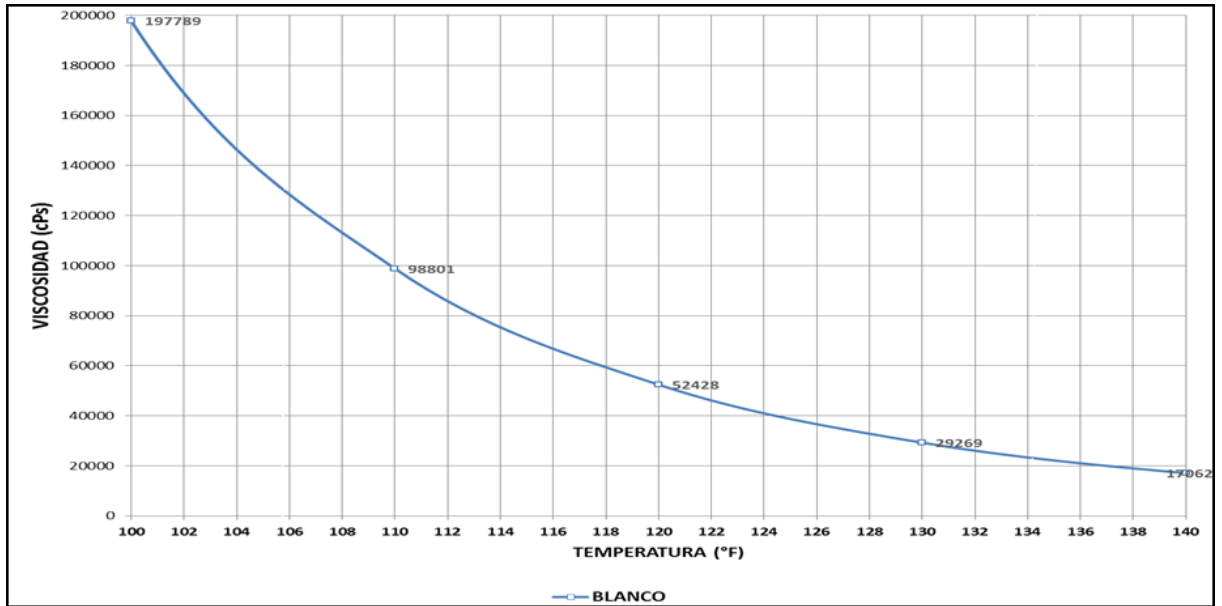
Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

4.2.4 Resultados prueba de reducción de viscosidad pozo CH-D

A continuación se presentan las siguientes gráficas que muestran los resultados obtenidos con la aplicación del producto químico (figura 27, 28 y 29):

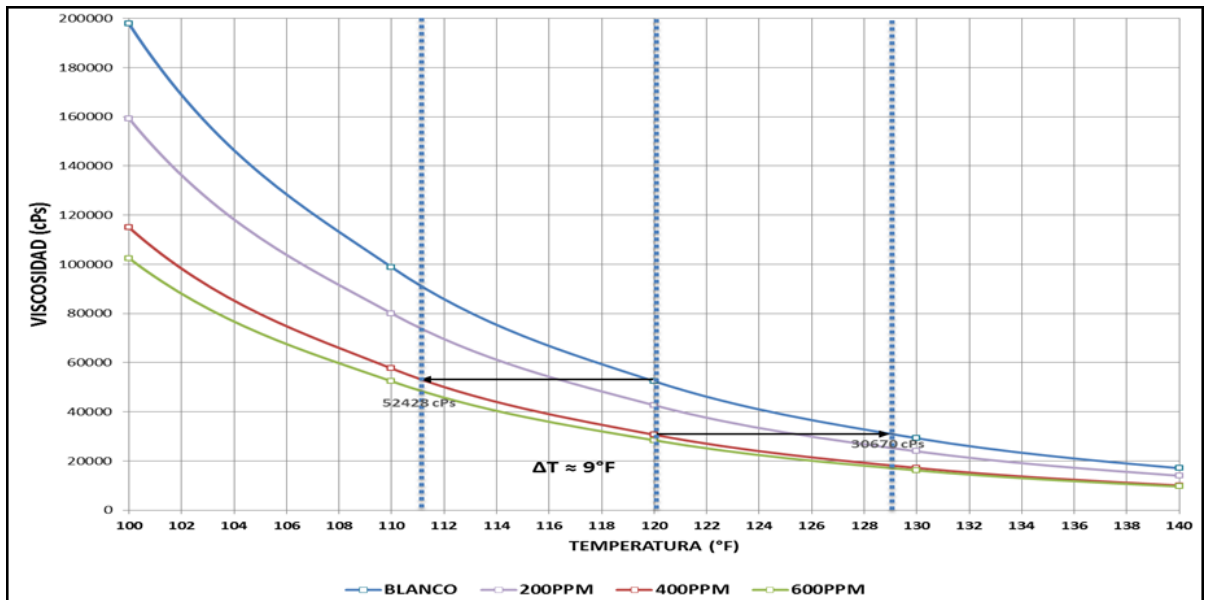
- En los resultados gráficos solo se muestran los perfiles de viscosidad arrojados por la mejor alternativa de producto químico reductor de viscosidad. Las pruebas de laboratorio fueron realizadas con todos el portafolios de productos especializados para reducción de viscosidad.
- Con la aplicación de 400PPM de producto Flowplus VR-5008 al fluido mencionado se generó el mejor perfil de viscosidad; por lo que se recomienda su uso inicial a esta dosificación.
- Se registró a una dosis de 400PPM una eficiencia de 41,5% en la reducción de la viscosidad del fluido manejado por CH-D.
- Se detectó una optimización de la temperatura de aproximadamente un $\Delta T \approx 9^{\circ}\text{F}$; lo que permitirá garantizar un flujo de fluidos, incluso con una caída de temperatura de 4 - 14 $^{\circ}\text{F}$, sin afectación del proceso de deshidratación ni del fenómeno de transporte.

Figura 27 Perfil de viscosidad ch-d (perfil de temperatura simulado 100 – 140°f).



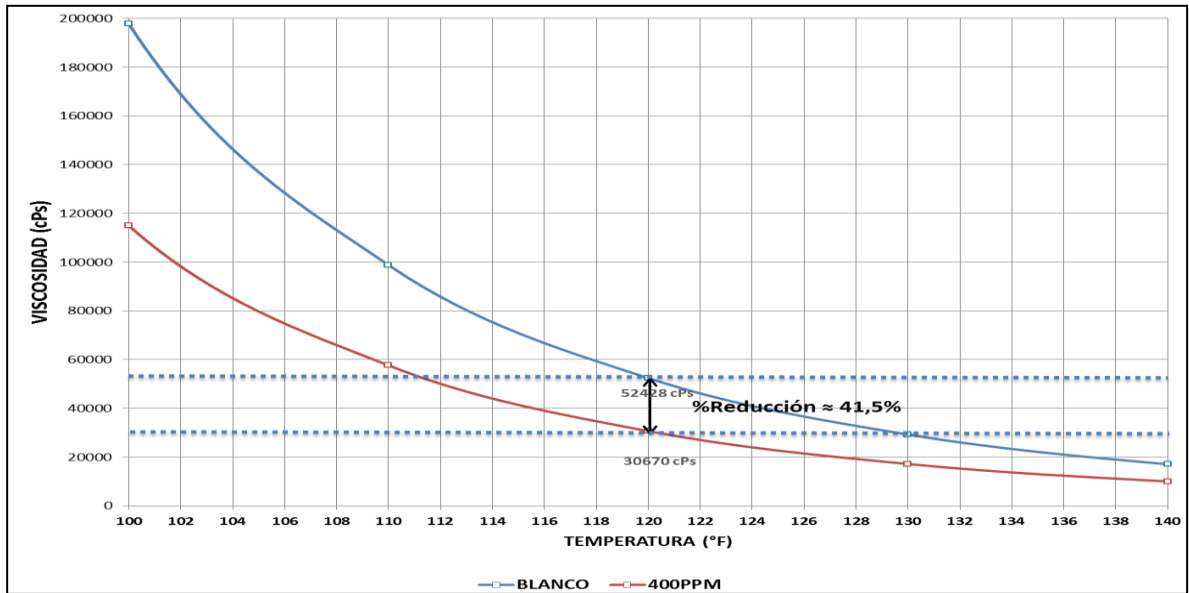
Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

Figura 28 Optimización térmica de los perfiles de viscosidad simulados ch-d (productos vs.blanco)



Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

Figura 29 Eficiencia en reducción de viscosidad con la aplicación de producto en el pozo ch-d



Fuente: Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014.

4.3 QUÍMICO PROPUESTO

Flowplus VR-5008 es una mezcla especialmente formulada de surfactantes que contienen adicionalmente dispersantes de asfaltenos y humectantes de sólidos.

Flowplus VR-5008 tratará efectivamente el crudo que contenga cantidades significantes de asfaltenos y sólidos finos como los remanentes en los pozos luego de la perforación o actividades de work over. Estos sólidos se acumulan en las interfases crudo-agua impidiendo la deshidratación, igualmente tratará efectivamente el crudo que contenga cantidades significantes de asfaltenos, dispersándolos y previniendo la floculación. El efecto global consiste en minimizar el incremento de viscosidad a través del sistema.

Los dispersantes de asfaltenos actúan como anti-ensuciantes y previenen la acumulación de depósitos orgánicos en los calentadores. Los humectantes cambian la humectabilidad de los sólidos hacia el agua, ocasionando que los sólidos graviten desde la interfase hacia la fase acuosa. Las dosis dependerán de la estabilidad de los asfaltenos y el efecto de la temperatura.

4.4 BENEFICIOS ASOCIADOS ADICIONALES

La aplicación de los programas especializados de reducción de viscosidad proporciona beneficios adicionales:

- Actúa como coadyuvante de los procesos de deshidratación y mejora la eficiencia de productos rompedores de emulsión.
- Mejora la transferencia de masa, así mismo favorece a la disminución de la concentración de sal (PTB)
- Reducción de la tendencia de formación de espumas.
- Reduce el impacto de cualquier factor relacionado con la viscosidad y la tensión superficial.

4.5 EFECTOS ESPERADOS

- Estos programas no generan sobretratamiento ni ocasionan formación de depósitos, re-emulsiones, generación de espuma.
- Mejora la reología del crudo tratado con reducciones considerables de viscosidad.
- Reducen la precipitación de asfaltenos en equipos, líneas de transferencias y en tanques de almacenamiento.
- Los programas de reducción de viscosidad en esta aplicación no afectan el rendimiento de los crudos a nivel de refinería.

- Permite optimizar la aplicación de diluyentes por lo tanto el consumo global de diluyente.

4.6 USOS POTENCIALES

- Proyectos de incremento de producción.
- Reducción de presión en oleoductos y sistemas de transferencia para incrementar capacidad de bombeo.
- Proyectos de producción de pozos sin facilidad de inyección de diluyentes.
- Mantenimiento de las cuotas de producción en sistemas afectados por temperatura.
- Proyectos de optimización de temperatura para calentamiento de crudo en procesos de deshidratación.
- Proyectos de reducción de emisiones: al reducir la temperatura se reduce de manera exponencial las emisiones de gases contaminantes. Hay datos que indican que se reducen entre un 30-40% la cantidad de CO₂ y SO₂; sobre un 50% la cantidad de compuestos orgánicos volátiles (VOC); entre el 10-30% de CO; entre el 60-70% de NO_x.

5. DESARROLLO DE LA PRUEBA PILOTO CON EL MEJORADOR DE FLUJO EN EL CAMPO AKACIAS

La propuesta de la aplicación del producto nace de la necesidad operativa de reducir la inyección de Nafta y la viscosidad del fluido en las líneas de flujo de los pozos del campo Akacias, ya que los fluidos presentan baja gravedad API, bajos cortes de agua, por tal motivo Ecopetrol CPO-09 debe utilizar grandes volúmenes de Nafta como diluyente para la normal operación desde el sistema de recolección hasta los puntos de almacenamiento en cada uno de los set de Well testing en campo y posterior envió y tratamiento en la estación Chichimene de Ecopetrol SCC⁷.

El desempeño de los productos **FLOWPLUS VR-5008** y **FLOWPLUS VR-5013** según pruebas de laboratorio es óptimo pues los dos productos fueron diseñados para trabajar de forma eficiente a bajas y altas temperaturas y bajo o alto corte de agua por lo cual es recomendable su aplicación en campo⁸.

5.1 SISTEMAS INVOLUCRADOS

- Pozo AK-16. (Ver figura 30)
- Sistema de levantamiento del pozo AK-16.
- Capilar de inyección de químico.
- Inyección actual de Inhibidor de Scale por capilar en fondo.
- Línea de flujo del pozo hasta el múltiple de llegada de pozos del CL-3.
- Set de pruebas (Well Testing)
- Set de recibo en el Clúster 5 del campo Chichimene.

⁷ Ecopetrol – Nalco Champion. Protocolo para prueba de campo Mejorador de Flujo en el pozo AK-16 Cluster 3 Ecopetrol SOK Bloque CPO-9. Abril 2014. 3-15 p.

⁸ Ecopetrol – Nalco Champion. Procedimiento para realizar la prueba con Mejorador de Flujo en el pozo AK-16 – Campo Akacias Ecopetrol SOK. Abril 2014. 2-9 p.

- Troncal Sur de Chichimene.
- Sistema de tratamiento en la estación Chichimene.

Figura 30 Cabeza de pozo AK-16



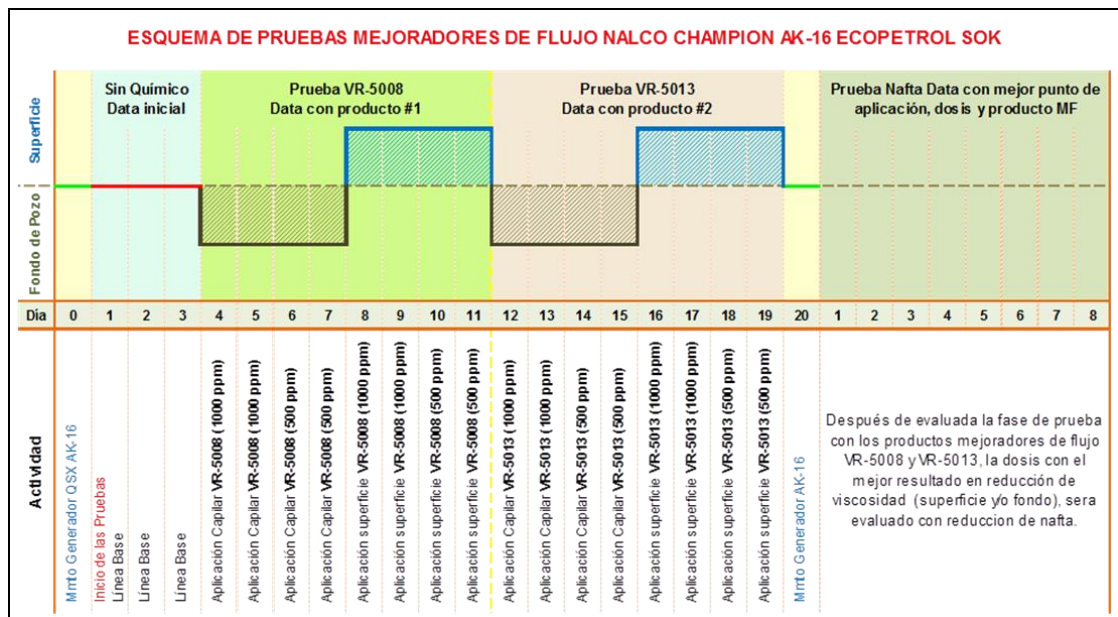
Fuente: Ecopetrol – Nalco Champion. Procedimiento para realizar la prueba con Mejorador de Flujo en el pozo AK-16 – Campo Akacias Ecopetrol SOK. Abril 2014.

5.2 DURACIÓN DE LA PRUEBA

La etapa inicial tendrá una duración de 19 días y durante esta etapa de evaluación de productos, selección de dosis y punto de aplicación óptima, se pretende establecer específicamente cual es el producto con el mejor desempeño para realizar la prueba de reducción de Nafta. La segunda etapa tendrá una duración estimada de 8 días, en esta etapa se evaluara únicamente la capacidad de reducción de Nafta aplicada antes del separador con la dosis del mejorador de flujo y el punto de aplicación donde se obtuvieron los mejores resultados en cuanto a reducción de viscosidad. (VER FIGURA 31)

Estas pruebas están enfocadas principalmente en la reducción de Nafta a la entrada del Separador en el SET de pruebas (Well Testing) en el Clúster 3 del campo Akacias.

Figura 31 Esquema de pruebas Mejoradores en el pozo AK-16.



Fuente: Ecopetrol – Nalco Champion. Procedimiento para realizar la prueba con Mejorador de Flujo en el pozo AK-16 – Campo Akacias Ecopetrol SOK. Abril 2014.

La prueba consta de una línea base precedida por dos etapas establecidas de la siguiente manera:

Antes del inicio de las pruebas y la línea base se debe asegurar realizar un día antes el mantenimiento preventivo a la unidad generadora QSX del pozo AK-16, esto con el fin de realizar las pruebas de forma continua e in-interrumpida durante los 19 días de duración de la misma. Cabe aclarar que esta unidad generadora tiene una frecuencia de mantenimiento preventivo de 500 horas (20 días).

Línea Base. Se realizará línea base monitoreando todas las variables y condiciones operacionales buscando establecer las mejores condiciones de estabilidad en cada una de ellas, las cuales se deberán mantener durante el desarrollo de la prueba con las dos alternativas propuestas. Estas variables se muestran a continuación:

- Cantidad de Nafta aplicada. (Frecuencia liquidación diaria)
- Presiones en fondo y superficie (cabeza de pozo y separador). (Frecuencia hora a hora)
- Temperaturas en fondo y superficie. (Frecuencia hora a hora)
- Viscosidades (cabeza de pozo, entrada y salida de separador). (Frecuencia cada 4 horas)
- °API cabeza de pozo, entrada separador y salida separador. (Frecuencia una o dos diarias)
- °API Nafta. (Frecuencia cada 4 horas)
- Calidad BS&W (Cabeza de pozo y salida de separador). (Frecuencia cada 4 horas)
- Producción gas aportada por el pozo. (Frecuencia liquidación diaria)
- Gas medido a la salida del separador hacia tea. (Frecuencia liquidación diaria)
- Producción del pozo. (Frecuencia liquidación diaria)

- Data de los equipos en fondo. (Frecuencia hora a hora)
- Dosificación y consumo de productos mejoradores de flujo. (Frecuencia cada dos horas y liquidación diaria)

ETAPA 1. Selección del mejor producto (dosis) y punto óptimo de aplicación.

Fase 1. Aplicación VR-5008 en fondo por Capilar. Una vez finalizada la línea base, se procederá con la aplicación del primer producto (**FLOWPLUS VR-5008**) con inyección en fondo de pozo según esquema de dosificación (VER FIGURA 32), durante esta fase se realizara monitoreo de las variables operacionales y de la calidad de los fluidos tal como se contempló para la línea base. (Duración 4 días)

Figura 32 Dosis de producto para aplicar en el pozo AK-16 Etapa No.1

Dosis de producto para aplicar en el AK-16 Etapa No.1						
Pozo	BOPD	Punto de aplicación	Producto	Día de Prueba	ppm	GPD
AK-16	1304	Capilar en fondo	VR-5008	4 y 5	1000	55
				6 y 7	500	27
		Superficie línea de producción	VR-5008	8 y 9	1000	55
				10 y 11	500	27
		Capilar en fondo	VR-5013	12 y 13	1000	55
				14 y 15	500	27
		Superficie línea de producción	VR-5013	16 y 17	1000	55
				18 y 19	500	27

Fuente: Ecopetrol – Nalco Champion. Procedimiento para realizar la prueba con Mejorador de Flujo en el pozo AK-16 – Campo Akacias Ecopetrol SOK. Abril 2014

Fase 2. Aplicación VR-5008 en superficie. Una vez finalizada la primera fase de inyección del VR-5008 en fondo por capilar, se calcula el tiempo de desplazamiento de fluido desde fondo hasta superficie y se procederá con la aplicación del VR-5008 desde el punto de inyección en la línea de producción en cabeza del pozo AK-16. Durante esta segunda fase se realizara el mismo seguimiento todas las variables operacionales y de la calidad de los fluidos tal como se contempló para la línea base y la fase 1. (Duración 4 días)

Nota: Finalizada la segunda fase, se debe asegurar el haber realizado desplazamiento con solvente mutual, antes de iniciar la aplicación del VR-5013.

Fase 3. Aplicación VR-5013 en fondo por Capilar. Una vez finalizadas las fases 1 y 2 con el VR-5008, se procederá con la aplicación del segundo producto (**FLOWPLUS VR-5013**) con inyección en fondo de pozo según esquema de dosificación, durante esta fase se realizara monitoreo de las variables operacionales y de la calidad de los fluidos tal como se ha venido realizando en las fases anteriores y en la línea base. (Duración 4 días)

Nota: Tener en cuenta limpieza de capilar con solvente mutual para desplazar residuos del VR-5008, antes de iniciar la aplicación del VR-5013.

Fase 4. Aplicación VR-5013 en superficie. Completada la aplicación del VR-5013 en fondo por capilar, se debe calcular el tiempo de desplazamiento de fluido desde fondo hasta superficie y se procederá con la aplicación del VR-5013 desde el punto de inyección en la línea de producción en cabeza del pozo AK-16. Durante esta cuarta fase se realizara el mismo seguimiento todas las variables operacionales y de la calidad de los fluidos tal como se ha venido realizando en las fases anteriores y en la línea base. (Duración 4 días).

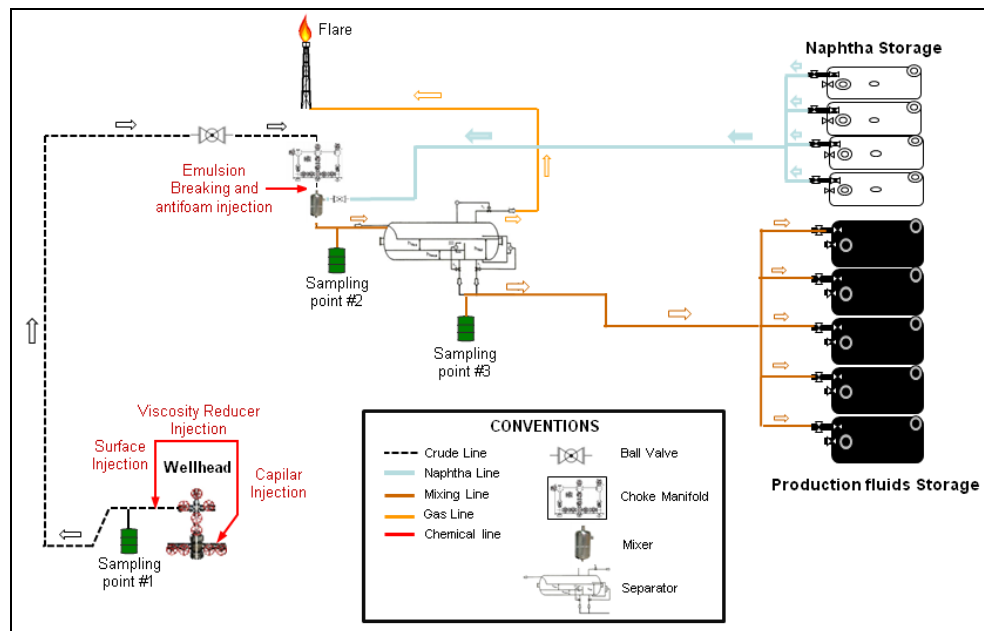
ETAPA 2. Reducción de Nafta con Mejorador de Flujo de mejor desempeño en dosis Vs reducción de viscosidad.

Fase 5. Reducción de Nafta. Una vez seleccionado el producto, la dosis y el punto de aplicación (Fondo y/o Superficie), se procederá a realizar pruebas de reducción de Nafta a la entrada del separador. En esta fase se ajustará la dilución de la Nafta hasta alcanzar los valores de viscosidad similares a los iniciales en la línea base.

En cada una de las fases, después de analizar y evaluar las condiciones operacionales del pozo y la calidad de los fluidos, se procederá a realizar ajustes de Nafta en el SET de pruebas para evaluar la viscosidad y la operación del Separador, adicional evaluar el % de reducción de Nafta.

5.3 DIAGRAMA DE INYECCIÓN DEL MEJORADOR DE FLUJO POR CAPILAR Y EN LA LÍNEA DE PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE (FIGURA 33).

Figura 33 Diagrama de inyección para cada una de las fases del piloto.



Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

5.4 VARIABLES A MONITOREAR

Crudo.

- Flujos de aceite y agua (Prueba permanente del pozo contra facilidades de Well Testing).
- Calidad de fluido de cabeza, de entrada y de salida de separador (BS&W, Emulsión, °API y Viscosidad).
- Producción de Gas pozo y gas medido a la salida del separador hacia la tea.

Operativas.

- Variables operacionales del pozo en cabeza (Presión, Temperatura)
- Variables operativas del equipo de fondo (PIP, Temperatura de fondo, Corriente, Voltaje, Amperaje, etc.).

Nafta.

- Flujos de Nafta utilizados para dilución.
- Calidad de Nafta (°API).

Químico.

- Rata de Dosificación del producto aplicado.
- Consumo de producto químico.
- Control de nivel de los sistemas de almacenamiento de químico.

5.5 PUNTOS DE MONITOREO Y CONTROL

Para evaluar el desempeño de los productos se realizará monitoreo y seguimiento cada 4 horas durante la prueba en cada uno de los puntos relacionados a continuación:

- Cabeza de pozo.
- Entrada a Separador antes y después del mezclador estático.

- Salida de Separador.
- Tanques de almacenamiento pozo AK-16 en el CL-3 de Akacias (Frack Tank)

Realizar monitoreo cada 2 horas al fluido de la Troncal Sur que llega a la Estación después de 6 horas de haber alineado los fluidos de prueba por esta troncal, se debe monitorear:

- Llegada de la troncal Sur Chichimene.
- Tanque lavado surgencia ATK7404.
- Tratadores Electrostáticos estación Chichimene.
- Tanques de almacenamiento alineados con los tratadores Electrostáticos en la estación Chichimene.

5.6 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE DATOS PARA DEFINIR EFICIENCIA DE LOS MEJORADORES DE FLUJO.

Se considera que las principales variables, claves para medir la eficiencia de los productos, se dividen en dos clases:

a. Resultados Técnicos. Durante la prueba

Variables claves durante la prueba
1. Calidad de crudo (°API, Viscosidad, BS&W, Emulsión) y Nafta (°API).
2. Variaciones de producción.
3. Producción de gas pozo y gas medido hacia tea.
4. Variables de operación del pozo: Presión y temperatura en cabeza, variables de fondo de pozo y estación.
5. Dosificaciones del producto en ppm aplicadas con base en el crudo de producción.

b. Métodos de Evaluación

- Medición de BS&W y emulsión por centrifuga según norma **ASTM D 4007-08.**
- Medición de gravedad API según método **ASTM-D 1298.**
- Medición de viscosidad según método **ASTM-D 445-06.**

6. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA PRUEBA PILOTO CON EL MEJORADOR DE FLUJO EN EL CAMPO AKACIAS

La aplicación del producto mejorador de flujo durante el piloto se divide en dos grandes etapas, Etapa I y Etapa II⁹:

6.1 ETAPA I:

La Etapa I se enfocó principalmente en evaluar el desempeño de las dos alternativas planteadas por NALCO CHAMPION como mejoradores de flujo para crudos pesados y extra pesados en campo, los productos aplicados fueron el VR-5008 y el VR-5013 (FIGURA 34):

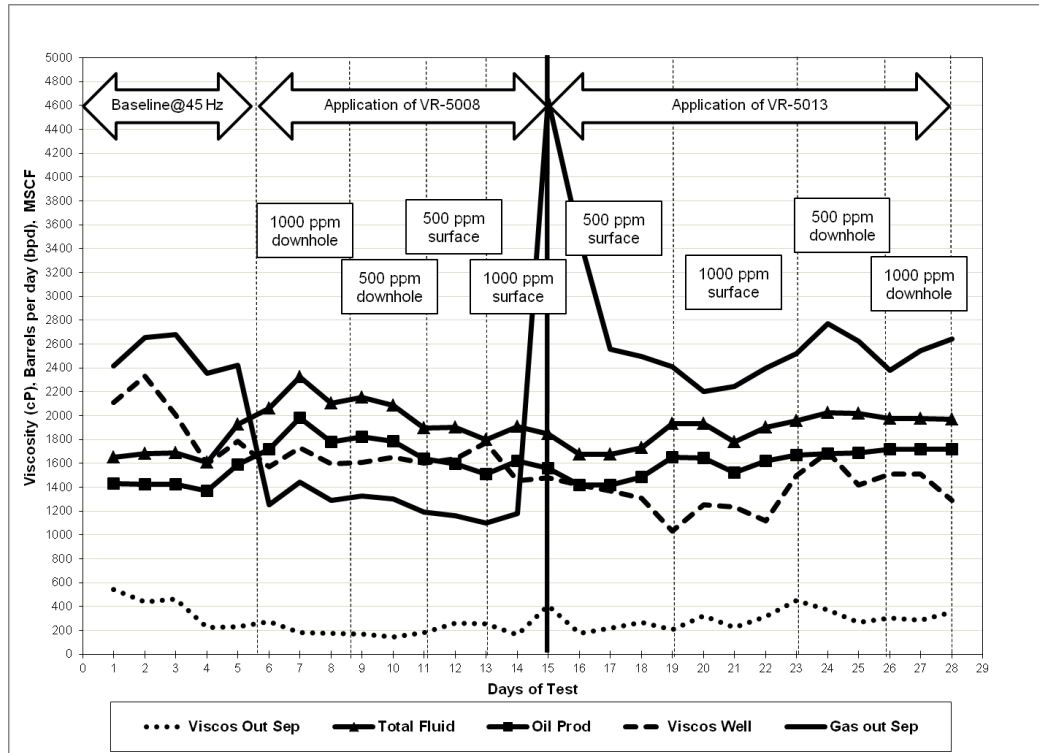
La metodología aplicada durante la ETAPA I, fue la siguiente:

- Establecimiento de línea base para determinar condiciones de operación y calidad de fluidos antes de la aplicación de los productos mejoradores de flujo. Fue en esta etapa en donde se dejó operando el pozo a 45 Hz de forma continua y se monitorearon condiciones de la bomba, de producción y de fluidos producidos.
- Evaluación de desempeño de los dos productos, a diferentes dosis (500 ppm y 1000 ppm), en fondo y superficie de pozo.

⁹ CHAUSTRE A., IBAGON J., y LEON E. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. En Society of petroleum engineers SPE-171080-MS (Septiembre 2014) 1-10 p.

- Selección del producto con mejor desempeño o impacto en las siguientes variables: Viscosidad, producción, reducción Nafta, estabilidad de pozo, gas para quema y desempeño de la ESP.

Figura 34 Resultados de la prueba de los mejoradores de flujo en el pozo AK-16 (Etapa I)



Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

Después de finalizada la ETAPA I, donde fue evaluado el desempeño de los productos Mejoradores de Flujo VR-5008 y VR-5013, podemos resaltar lo siguiente:

- Con respecto al VR-5013, el mayor incremento de la producción de aceite se presentó de 1413 a 1718 BOPD (21.6%) y la mayor reducción de viscosidad se produjo en 30.9%. Ver tabla 1

Y con respecto al VR-5008, se obtuvo lo siguiente: Ver tabla 2.

- El mayor incremento en la producción de aceite se presentó de 1413 a 1796 BOPD (27.1%).
- La mayor reducción en el gas para quema se presentó de 2527 a 1307 MSCF (48.3%), la mayor reducción de viscosidades en cabeza de pozo se dio de 2010 a 1621 cP (19.4%) y la mayor reducción de viscosidad a la salida del separador después de mezcla se presentó de 418 a 164 cP (60.9%).
- Reducción en la Nafta de dilución en un 2.5%, por incremento del °API después de mezcla (15.6 a 16.8°).

Tabla 1 Desempeño del mejorador de flujo VR-5013

Points assessed	BOPD	Increase BOPD	% Naphtha dilution	Gas out Sep (mscf)	Well viscosity (cP)	Viscosity Out Sep (cP)	°API
Baseline @ 45 Hz	1413	0	33,0%	2527	2010	418	16,0
VR-5013 surface@500 ppm	1471	58	34,6%	3296	1394	269	15,5
VR-5013 surface@1000 ppm	1609	196	28,4%	2314	1160	268	15,9
VR-5013 dow nhole@500 ppm	1678	265	28,2%	2640	1538	364	14,8
VR-5013 dow nhole@1000 ppm	1718	305	25,1%	2524	1439	315	14,4

Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

Tabla 2 Desempeño del mejorador de flujo VR-5008

Points assessed	BOPD	Increase BOPD	% Naphtha dilution	Gas out Sep (mscf)	Well viscosity (cP)	Viscosity Out Sep (cP)	°API
Baseline @ 45 Hz	1413	0	33,0%	2527	2010	418	15,6
VR-5008 dow nhole@1000 ppm	1764	351	33,2%	1707	1696	228	16,2
VR-5008 dow nhole@500 ppm	1796	383	30,5%	1307	1621	164	16,8
VR-5008 surface@500 ppm	1617	204	31,2%	1177	1620	224	16,3
VR-5008 surface@1000 ppm	1577	164	31,4%	1140	1612	210	16,6

Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

Debido a estos resultados presentados se seleccionó al VR-5008 en fondo @ 500 ppm por mostrar mejor desempeño durante el desarrollo de la prueba.

6.2 ETAPA II:

La prueba de reducción de Nafta en el pozo AK-16 con la aplicación del VR-5008 @ 500 ppm en fondo (dosis y producto optimo FASE I), se evaluó teniendo como parámetro principal la viscosidad y no la gravedad API final. Los parámetros o ventanas operacionales se aprecian en la tabla 3.

Tabla 3 Ventanas operativas para la reducción de nafta en el pozo AK-16

Points assessed	Parameter	Lower limit	Upper limit
Separator outlet	Viscosity	1 cP	500 cP
Separator outlet	° API	9 °	16°
Battery fluid treatment (Acacias Station)	Viscosity	1 cP	500 cP

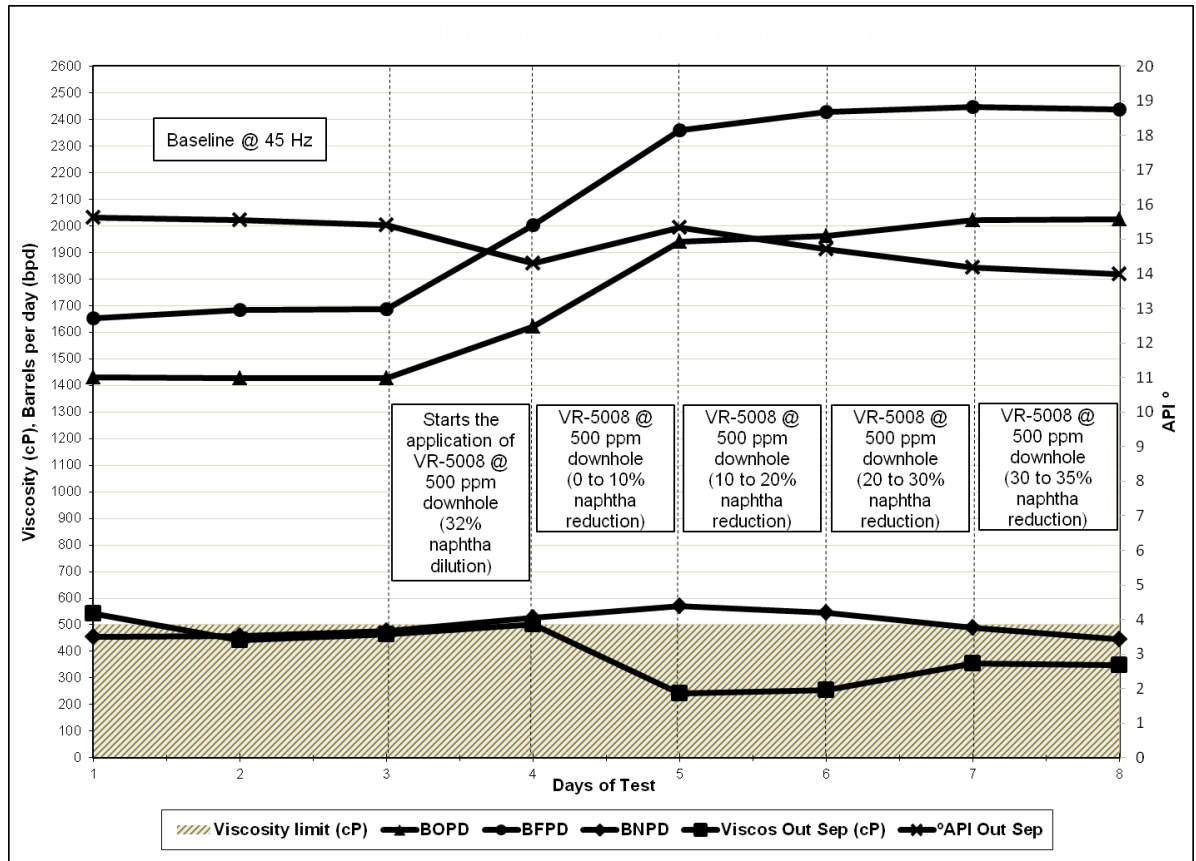
Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

Durante esta fase se evaluaron condiciones operacionales, tomando como base la fórmula para dilución aplicada en los set de prueba para mantener un °API de 16°, lo anterior basado en la línea base determinada en la ETAPA I, donde se estableció que era necesario inyectar un 32% de Nafta (sobre el volumen de crudo) para mantener las condiciones requeridas para entrega. La producción del pozo piloto se entrega a una batería de recolección en el campo vecino Castilla llamada como Estación Acacias, es por esto que se establece 500 cp como ventana operativa, pues en esta estación 500 cp es el valor promedio con el que llegan los fluidos del campo Castilla.

Una vez evaluados los parámetros bajo las anteriores condiciones, se procedió a realizar reducciones escalonadas del 10%, 20%, 30% y finalmente del 35% de reducción sobre el volumen total de nafta aplicada (Figura 35). En la figura 36 se puede apreciar como fue el comportamiento de la viscosidad a la salida del

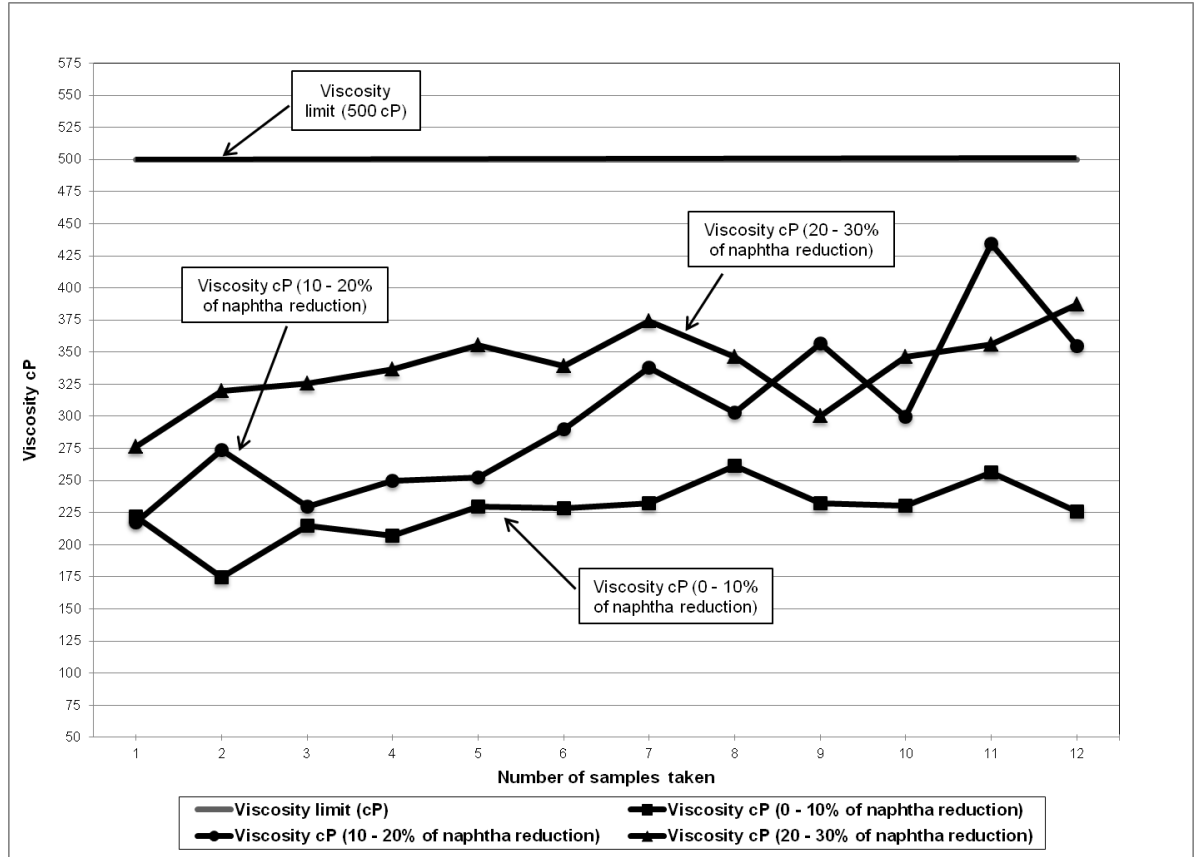
separador a diferentes porcentajes de reducción de nafta (0 a 10%, 10 a 20% y 20 a 30%).

Figura 35 Resultados de la prueba de reducción de nafta con el producto VR-5008 @ 500 ppm en fondo de pozo, AK-16 (Etapa II)



Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

Figura 36 Viscosidades a la salida del separador con reducción de nafta aplicando el producto VR-5008 @ 500 ppm en fondo de pozo, AK-16 (Etapa II)



Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

Después de finalizada la ETAPA II, donde se evaluó la capacidad del VR-5008 como reductor de viscosidad logrando la reducción de Nafta asociada, podemos resaltar lo siguiente: Ver tabla 4.

- El mayor incremento de la producción de aceite se presentó de 1413 a 2026 BOPD (+41.7%).
- Durante esta fase se mantuvo la viscosidad final por debajo de los 500 cP.

- Reducción de nafta para dilución máximo alcanzado 32.1%, manteniendo la viscosidad en valores promedio de 350 cP y un °API de 14°.

Tabla 4 Resultados de la prueba reducción de nafta en el pozo AK-16 (Etapa II)

Points assessed	BOPD	BNPD	% dilution applied	% naphtha reduction obtained	°API Out Sep	Viscosity Out Sep (cP)
Baseline @ 45 Hz	1430	454	32%	0	15,6	543
Baseline @ 45 Hz	1426	458	32%	0	15,6	441
Baseline @ 45 Hz	1427	476	33%	0	15,4	465
Starts application VR-5008 @500ppm	1620	526	32%	0	14,3	502
VR-5008 @500ppm 10% Naphtha reduction	1940	570	29%	9,4%	15,3	241
VR-5008 @500ppm 20% Naphtha reduction	1961	545	28%	14,3%	14,7	255
VR-5008 @500ppm 30% Naphtha reduction	2022	490	24%	25,3%	14,2	355
VR-5008 @500ppm 35% Naphtha reduction	2026	446	22%	32,1%	14,0	349

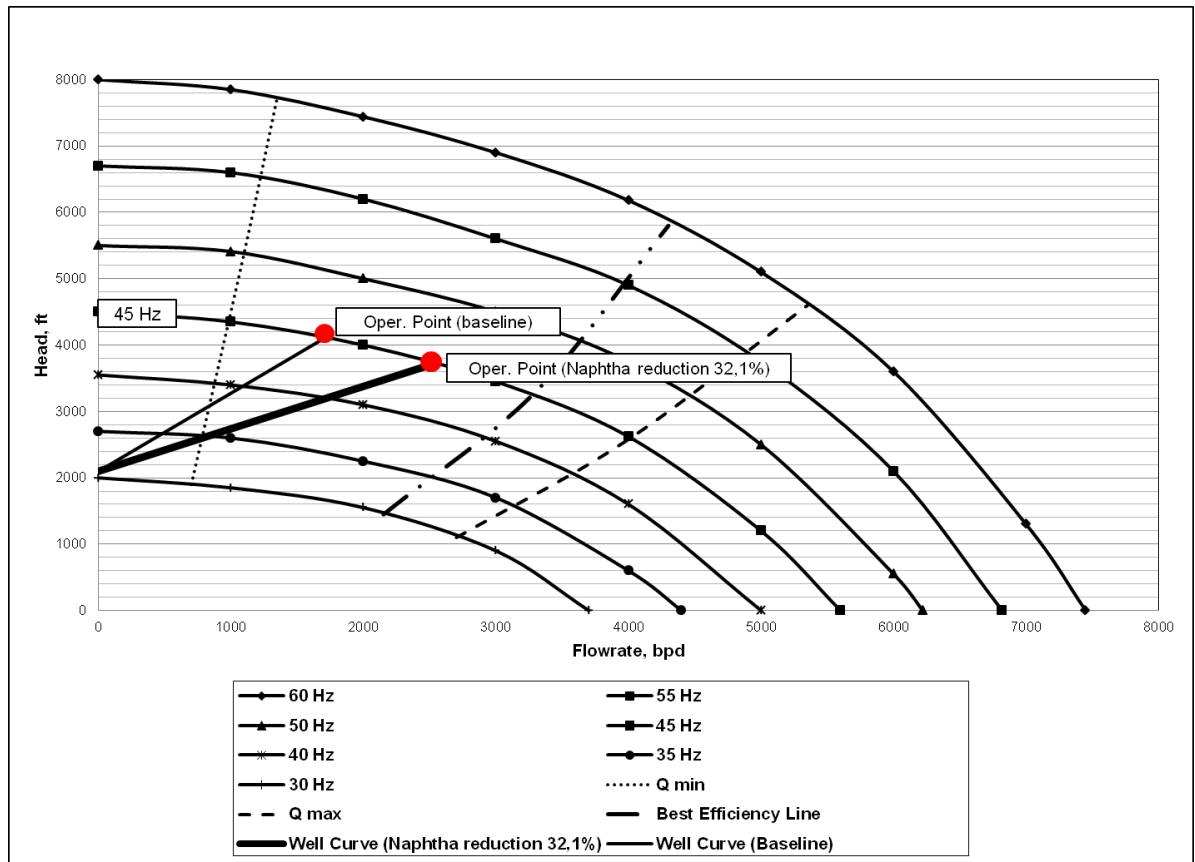
Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

6.3 COMPORTAMIENTO DE LA EFICIENCIA DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE ESP

Con la aplicación del producto mejorador de flujo se logra un incremento en la eficiencia de la bomba ESP de 17.43% (valor línea base) a 31.35% (valor con inyección del VR-5008 @ 500 ppm en fondo cuando se presenta máximo valor de reducción de Nafta del 32.1%).

En la figura 37 se aprecia la gráfica tipo tornado en donde se ve el cambio de eficiencia cuando la bomba está trabajando durante la línea base y cuando está trabajando con la mayor reducción de nafta alcanzada (32.1%), en donde se observa que la eficiencia de la bomba aumenta cuando la bomba trabaja con la aplicación del mejorador de flujo

Figura 37 Curva de desempeño de la bomba con frecuencia variable, pozo AK-16

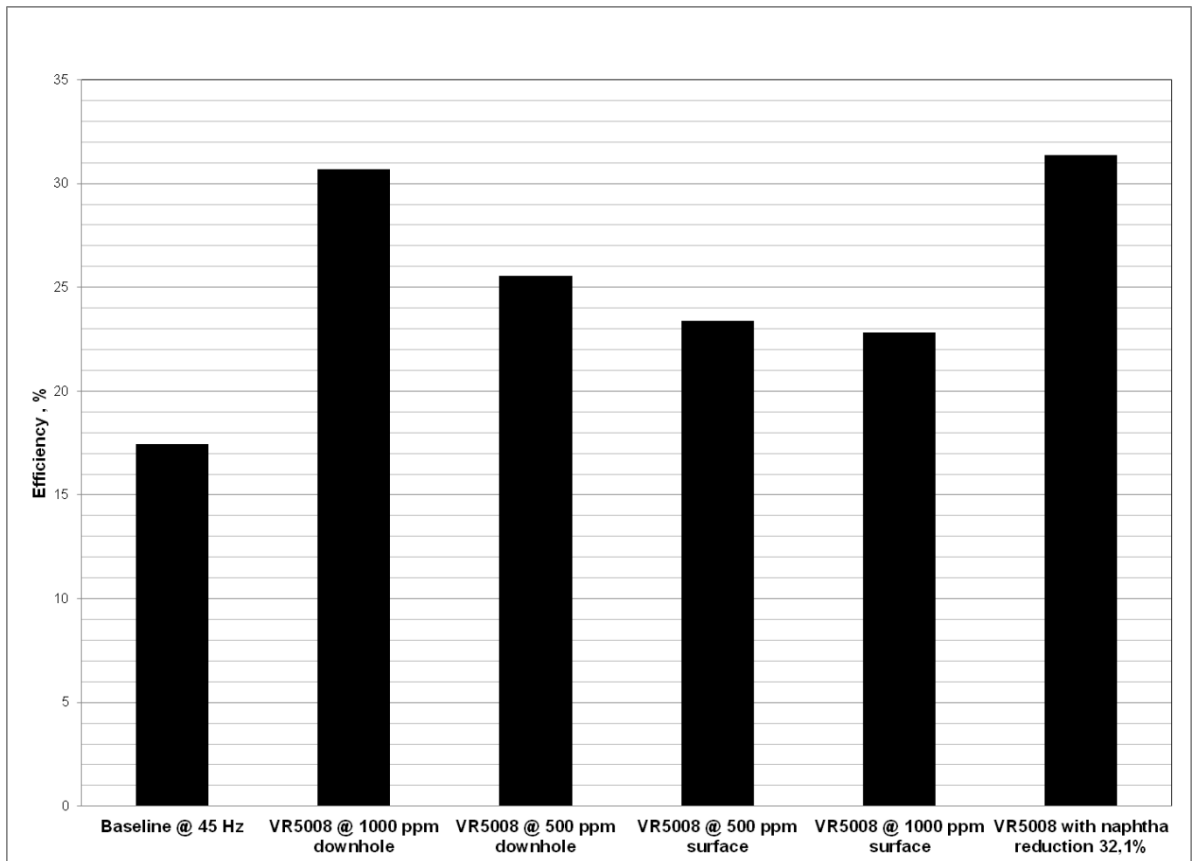


Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

En la figura 38 se aprecia las diferentes eficiencias de las bombas ESP a diferentes escenarios, para este caso en particular, los escenarios a graficar fueron los siguientes: línea base, VR5008 aplicado en la ETAPA I (1000 ppm en fondo, 500 ppm en fondo, 500 ppm en superficie, 1000 ppm en superficie), y VR5008 en la ETAPA II cuando se alcanza la mayor reducción de nafta del 32.1%.

Esto demuestra desde el comportamiento de la bomba Electrosumergible que con la aplicación del producto químico se incrementa la eficiencia de la bomba ESP traduciéndose en un posible aumento del runlife del equipo.

Figura 38 Eficiencias de la bomba ESP durante varios escenarios de la prueba, pozo AK-16.



Fuente: SPE-171080-MS. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. (Septiembre 2014)

6.4 ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MEJORADOR DE FLUJO EN LOS POZOS DEL CAMPO AKACIAS

Se considera que la aplicación del mejorador de flujo es viable técnicamente en los pozos del campo Akacias principalmente porque se logra:

- Reducción de inyección de nafta por pozo de hasta el 32.1%. Este punto tiene bastante valor debido a que un efecto secundario es la reducción de la cantidad de carrotanques que tienen que moverse para poner en cabeza de pozo la nafta necesaria que necesita cada pozo para poder fluir.
- Incremento en la producción de crudo por pozo de hasta el 41.7%. Este incremento de producción fue alcanzado en la prueba piloto, pero debido a restricciones de tiempo, la prueba no pudo ser extendida, debido a esto no se logró obtener un porcentaje mayor de incremento de producción, que seguramente con más tiempo se hubiera podido alcanzar.
- Incremento en la eficiencia de la bomba Electrosumergible BES. En la prueba se logró incrementar la eficiencia de la bomba BES de 17.43% (durante la línea base) hasta un valor de 31.35% (valor obtenido con la inyección del mejorador de flujo cuando se presentó el mayor porcentaje de reducción de nafta del 32.1%). Este punto es muy importante, pues el hecho de incrementar la eficiencia de la bomba genera que la misma trabaje en un punto más cercano a la línea de máxima eficiencia, incrementado de esta forma el run life del equipo y alargando el tiempo en el que la bomba pueda llegar a fallar.

7. ANALISIS ECONOMICO DE LA PRUEBA PILOTO

En el presente capítulo se realizará la evaluación financiera del proyecto, teniendo en cuenta el ahorro en el uso de la nafta como diluyente y el incremento de la producción de crudo producto a la aplicación del producto químico mejorador de flujo. Según estándares de Ecopetrol, la evaluación económica se basa principalmente en el cálculo del Valor Presente Neto (VPN), asumiendo como inversión el costo de aplicar el producto químico Mejorador de flujo en los pozos del campo. También se calculará el ROI o retorno sobre la inversión.

Cabe resaltar que para que la implementación de esta nueva tecnología sea viable, el VPN de la prueba piloto debe ser positivo, indicando que el proyecto generará ganancias para la compañía, pues los ingresos serían mayores que los egresos. El análisis financiero se realizará para garantizar la aplicación del producto mejorador de flujo en el campo Akacias, pues como se demostró a lo largo del desarrollo técnico, realizar la aplicación del producto asegura un incremento en la producción de crudo y un ahorro en la cantidad de nafta para dilución.

Para efecto del análisis del piloto, se tomará un tiempo que comprende los años 2015 a 2019, se contempla un incremento en la producción de crudo promedio cada año del 10%, un incremento en el precio del barril de crudo del 3% cada año y un incremento en el precio del barril de nafta del 3% cada año.

Además cabe mencionar que el análisis será hecho en 3 escenarios: Escenario Pesimista, Escenario Probable y Escenario Optimista. En cada uno de los escenarios las variables van a ser el porcentaje de reducción de nafta y el

porcentaje de incremento en la producción de crudo. En la tabla siguiente están establecidos estos datos para cada escenario.

En la tabla 5 se presentan los datos brindados para la evaluación financiera:

Tabla 5 Información base para realizar la evaluación financiera.

Precio barril crudo @ 2015	45 USD/BBL
Producción promedio crudo @ 2015	7000 BBL/DÍA
Precio barril nafta @ 2015	81.05 USD/BBL
Porcentaje de dilución	27.50%
Precio Mejorador de flujo @ 2015	34.8 USD/GAL
Inyección Mejorador de flujo @ 2015 (500 ppm)	103 GAL/DÍA
Tasa de interés	3%
Reducción de nafta - Escenario Pesimista	10%
Reducción de nafta - Escenario Probable	20%
Reducción de nafta - Escenario Optimista	32.10%
Incremento producción crudo - Escenario Pesimista	14%
Incremento producción crudo - Escenario Probable	28%
Incremento producción crudo - Escenario Optimista	41.70%

Fuente: Autores.

7.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Los métodos de análisis que se utilizan para el análisis de esta prueba piloto son:

- Valor Presente Neto (VPN)
- Retorno sobre la inversión (ROI)

7.1.1 Valor Presente Neto (VPN)

Es la suma de los valores actualizados de todos los flujos de caja netos esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial. Es un indicador del valor del dinero actual (hoy) que va a recibir el proyecto en el futuro, a una tasa de interés y período determinado, a fin de comparar este valor con la inversión inicial.

- Si un proyecto de inversión tiene un VPN positivo, el proyecto es rentable.
- Entre dos o más proyectos, el más rentable es el que tiene el VPN más alto.
- Un VPN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

En la siguiente fórmula se presenta el cálculo del VPN:

$$VPN = -A + \sum_{k=1}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k}$$

Donde:

FNC_k = flujo neto de caja del proyecto correspondiente al período K.

r = tasa de actualización o de descuento (% anual).

A = inversión inicial (USD).

N = período considerado en el flujo neto de caja.

7.1.2 Retorno sobre la inversión (ROI)

El ROI es un valor que mide el rendimiento de una inversión, para evaluar qué tan eficiente es el gasto que estamos haciendo o que planeamos realizar. Existe una fórmula que nos da este valor calculado en función de la inversión realizada y el beneficio obtenido, o que pensamos obtener:

$$ROI = (\text{beneficio obtenido} - \text{inversión}) / \text{inversión}$$

7.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO (ESCENARIO PESIMISTA)

A continuación se presentan los resultados de la corrida financiera de la prueba piloto en un escenario pesimista (reducción de nafta = 10%, e incremento en la producción de crudo = 14%), ver tabla 6:

Tabla 6 Resultados del análisis económico (Escenario Pesimista).

	Sin aplicación Mejorador de Flujo					Con aplicación Mejorador de flujo				
Descripción	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Producción Aceite (KBBL / AÑO)	2555.00	2810.50	3091.55	3400.71	3740.78	2555.00	2810.50	3091.55	3400.71	3740.78
Incremento producción (KBBL / AÑO)						357.70	393.47	432.82	476.10	523.71
Precio crudo (USD/BBL)	45.00	46.35	47.74	49.17	50.65	45.00	46.35	47.74	49.17	50.65
Consumo de nafta (KBBL / AÑO)	702.63	772.89	850.18	935.19	1028.71	632.36	695.60	765.16	841.67	925.84
Precio nafta (USD/BBL)	81.05	83.48	85.99	88.57	91.22	81.05	83.48	85.99	88.57	91.22
Consumo producto químico (KGAL/AÑO)						37.60	47.45	48.18	49.64	51.10
Precio producto químico (USD/GAL)						34.80	35.84	36.92	38.03	39.17
Tasa de interés (%)	3.00%									
Descripción	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Ventas de petróleo (KUSD / AÑO)	114975.00	130266.68	147592.14	167221.90	189462.41	114975.00	130266.68	147592.14	167221.90	189462.41
Ventas por incremento producción (KUSD / AÑO)						16096.50	18237.33	20662.90	23411.07	26524.74
Costo por nafta (KUSD / AÑO)	56947.76	64521.81	73103.21	82825.93	93841.78	51252.98	58069.63	65792.89	74543.34	84457.61
Costo por inyección producto químico (KUSD / AÑO)						1308.31	1700.80	1778.77	1887.66	2001.47
Costos totales (KUSD / AÑO)	56947.76	64521.81	73103.21	82825.93	93841.78	52561.29	59770.42	67571.66	76431.00	86459.08
	2015	2016	2017	2018	2019					
ROI (reducción nafta + incremento producción)	14.66	12.52	13.73	14.79	15.94					
Valor Presente Neto (VPN) (KUSD)	115054.40									

Fuente: Autores

7.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO (ESCENARIO PROBABLE)

A continuación se presentan los resultados de la corrida financiera de la prueba piloto en un escenario probable (reducción de nafta = 20%, e incremento en la producción de crudo = 28%), ver tabla 7:

Tabla 7 Resultados del análisis económico (Escenario Probable)

	Sin aplicación Mejorador de Flujo					Con aplicación Mejorador de flujo				
Descripción	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Producción Aceite (KBBL / AÑO)	2555.00	2810.50	3091.55	3400.71	3740.78	2555.00	2810.50	3091.55	3400.71	3740.78
Incremento producción (KBBL / AÑO)						715.40	786.94	865.63	952.20	1047.42
Precio crudo (USD/BBL)	45.00	46.35	47.74	49.17	50.65	45.00	46.35	47.74	49.17	50.65
Consumo de nafta (KBBL / AÑO)	702.63	772.89	850.18	935.19	1028.71	562.10	618.31	680.14	748.16	822.97
Precio nafta (USD/BBL)	81.05	83.48	85.99	88.57	91.22	81.05	83.48	85.99	88.57	91.22
Consumo producto químico (KGAL/AÑO)						37.60	47.45	48.18	49.64	51.10
Precio producto químico (USD/GAL)						34.80	35.84	36.92	38.03	39.17
Tasa de interés (%)	3.00%									
Descripción	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Ventas de petróleo (KUSD / AÑO)	114975.00	130266.68	147592.14	167221.90	189462.41	114975.00	130266.68	147592.14	167221.90	189462.41
Ventas por incremento producción (KUSD / AÑO)						32193.00	36474.67	41325.80	46822.13	53049.47
Costo por nafta (KUSD / AÑO)	56947.76	64521.81	73103.21	82825.93	93841.78	45558.21	51617.45	58482.57	66260.75	75073.43
Costo por inyección producto químico (KUSD / AÑO)						1308.31	1700.80	1778.77	1887.66	2001.47
Costos totales (KUSD / AÑO)	56947.76	64521.81	73103.21	82825.93	93841.78	46866.51	53318.24	60261.34	68148.40	77074.90
	2015	2016	2017	2018	2019					
ROI (reducción nafta + incremento producción)	31.31	27.03	29.45	31.58	33.88					
Valor Presente Neto (VPN) (KUSD)	237593.66									

Fuente: Autores

7.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO (ESCENARIO OPTIMISTA)

A continuación se presentan los resultados de la corrida financiera de la prueba piloto en un escenario probable (reducción de nafta = 32.1%, e incremento en la producción de crudo = 41.7%), ver tabla 8:

Tabla 8. Resultados del análisis económico (Escenario Optimista)

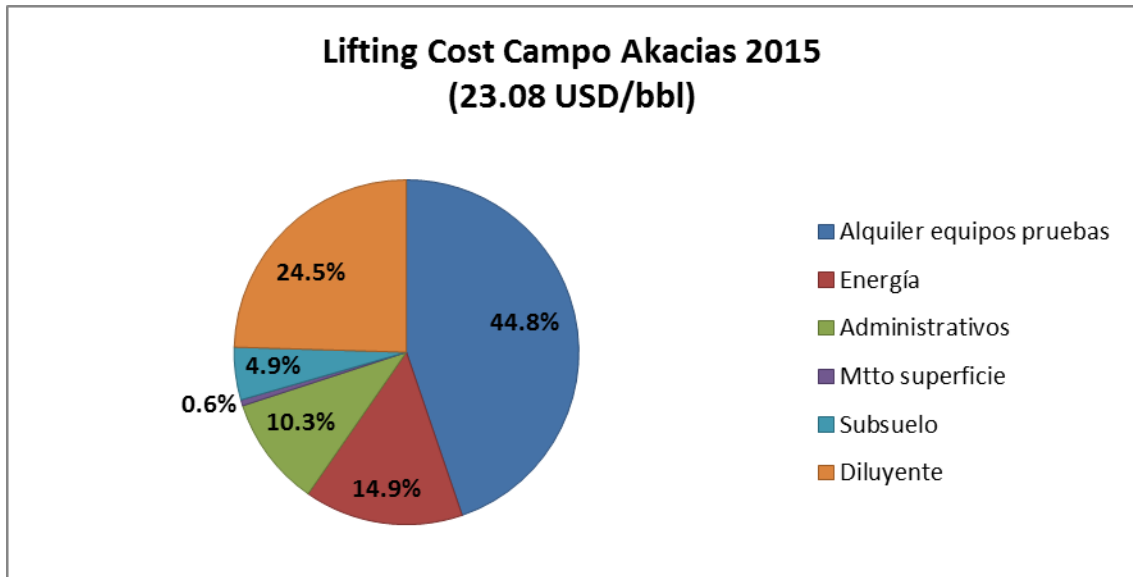
	Sin aplicación Mejorador de Flujo					Con aplicación Mejorador de flujo				
Descripción	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Producción Aceite (KBBL / AÑO)	2555.00	2810.50	3091.55	3400.71	3740.78	2555.00	2810.50	3091.55	3400.71	3740.78
Incremento producción (KBBL / AÑO)						1065.44	1171.98	1289.18	1418.09	1559.90
Precio crudo (USD/BBL)	45.00	46.35	47.74	49.17	50.65	45.00	46.35	47.74	49.17	50.65
Consumo de nafta (KBBL / AÑO)	702.63	772.89	850.18	935.19	1028.71	477.08	524.79	577.27	635.00	698.50
Precio nafta (USD/BBL)	81.05	83.48	85.99	88.57	91.22	81.05	83.48	85.99	88.57	91.22
Consumo producto químico (KGAL/AÑO)						37.60	47.45	48.18	49.64	51.10
Precio producto químico (USD/GAL)						34.80	35.84	36.92	38.03	39.17
Tasa de interés (%)	3.00%									
Descripción	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Ventas de petróleo (KUSD / AÑO)	114975.00	130266.68	147592.14	167221.90	189462.41	114975.00	130266.68	147592.14	167221.90	189462.41
Ventas por incremento producción (KUSD / AÑO)						47944.58	54321.20	61545.92	69731.53	79005.83
Costo por nafta (KUSD / AÑO)	56947.76	64521.81	73103.21	82825.93	93841.78	38667.53	43810.31	49637.08	56238.81	63718.57
Costo por inyección producto químico (KUSD / AÑO)						1308.31	1700.80	1778.77	1887.66	2001.47
Costos totales (KUSD / AÑO)	56947.76	64521.81	73103.21	82825.93	93841.78	39975.83	45511.11	51415.85	58126.47	65720.04
	2015	2016	2017	2018	2019					
ROI (reducción nafta + incremento producción)	48.62	42.12	45.79	49.03	52.52					
Valor Presente Neto (VPN) (KUSD)	364918.24									

Fuente: Autores.

7.5 REDUCCIÓN LIFTING COST CAMPO AKACIAS

A continuación se muestra de forma gráfica cómo se encuentra representado el lifting cost en el Campo Akacias para el año 2015 (Ver figura 39):

Figura 39 Lifting cost para el campo Akacias año 2015



Fuente. Autores

En la gráfica anterior se puede observar la contribución de cada una de las áreas operativas al valor del lifting cost. Estas áreas son las siguientes: alquiler de equipos para pruebas o los set de Well Testing, energía, administrativos, mantenimiento de equipos de superficie, subsuelo y diluyente (nafta).

El porcentaje que corresponde al diluyente es del 24.5%, es decir, si el lifting cost del campo Akacias es de 23.08 USD/bbl, el valor que pertenece a la dilución con nafta es de 5.65 USD/bbl.

En términos de escenarios se puede decir que para el escenario pesimista (porcentaje de reducción de la inyección de nafta = 10%), el valor del lifting cost se

reduciría a 22.52 USD/bbl; para el escenario probable (porcentaje de reducción de la inyección de nafta = 20%), el valor del lifting cost se reduciría a 21.95 USD/bbl; y para el escenario optimista (porcentaje de reducción de la inyección de nafta = 32.1%), el valor del lifting cost se reduciría a 21.27 USD/bbl.

7.6 ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MEJORADOR DE FLUJO EN LOS POZOS DEL CAMPO AKACIAS

Se considera que la aplicación del mejorador de flujo es viable económicamente en los pozos del campo Akacias principalmente por:

- El valor presente neto (VPN) calculado para cada uno de los tres diferentes escenarios (pesimista, probable y optimista) es positivo, lo que nos indica que el proyecto de implementar la aplicación del Mejorador de Flujo en los pozos del campo Akacias es rentable.
- En todos los escenarios el ROI calculado estuvo en valores por encima de cero. Por ejemplo, en el escenario pesimista para el año 2015 el ROI calculado es de 14.66, esto indica que en ese año por cada dólar que se invierte se van a obtener 1466 USD en ganancias.
- Debido al efecto de reducción de la inyección de nafta, en cada uno de los tres escenarios el valor del lifting cost se reduce. Por ejemplo, para el caso optimista esta reducción del lifting cost puede llegar a ser de hasta 1.81 USD/bbl.

8. CONCLUSIONES

- Debido a las características y las propiedades físico químicas del crudo del campo Akacias (alta viscosidad), se hace necesario la inyección de un diluyente que facilite su movilidad en superficie. Este diluyente usado es la nafta que debido a su alto precio se hace necesario buscar diferentes alternativas que vayan en pro en la reducción del porcentaje de inyección.
- El sistema de recolección del campo Akacias se basa principalmente en el transporte de fluidos por medio de carrotanques desde el cluster donde se encuentran cada uno de los pozos hasta diferentes puntos de bombeo. Esta situación genera especialmente en este campo mayor inyección de nafta en cabeza de pozo.
- El desarrollo de nuevos productos basados en resinas y surfactantes permiten variar las propiedades reológicas del crudo modificando la viscosidad aparente del crudo por efecto del arreglo de las moléculas equivalentes en el crudo y de cargas, disminuyendo la tensión interfacial entre ellas, y de esta forma obteniendo una reducción en la viscosidad del crudo.
- Debido a los buenos resultados presentados en el campo vecino del campo Akacias, se evidenció antes de realizar la prueba piloto que la aplicación del Mejorador de Flujo en crudos extra pesados logra disminuir la viscosidad del fluido, generando de esta forma reducción en la cantidad de nafta requerida para la movilidad del crudo.

- Debido a la excelente planificación para la realización de la prueba piloto de la aplicación del Mejorador de Flujo en un pozo del campo Akacias, se obtuvieron resultados importantes que reflejan las bondades de la aplicación de este producto en términos de reducción de inyección de nafta e incremento en la producción de crudo.
- La aplicación del producto Mejorador de Flujo es viable técnicamente porque logra una reducción en el porcentaje de inyección de nafta por pozo de hasta un 32.1%, logra un incremento en la producción de crudo por pozo de hasta un 41.7% y finalmente aumenta la eficiencia de la bomba Electrosumergible hasta valores de 31.35% (incrementando el run life del equipo).
- La aplicación del producto Mejorador de Flujo es viable económicamente, pues en todos los casos de los diferentes escenarios (pesimista, probable y optimista), el valor presente neto (VPN) fue positivo, el ROI siempre fue mayor a cero y el valor del lifting cost puede llegar a reducirse hasta en 1.81 USD/bbl.

9. RECOMENDACIONES

- Verificar la duración del tratamiento en tiempos más prolongados de tal manera que se pueda viabilizar la aplicación de la tecnología y así evaluar el impacto en la vida productiva del activo.
- Validar la importancia del aseguramiento de flujo en los campos de crudo pesado, el impacto en la operatividad y la ampliación de las ventanas operativas, de tal forma que se operen los activos con mayor eficiencia.

BIBLIOGRAFÍA

CHAUSTRE A., IBAGON J., y LEON E. New technology for flow assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. En Society of petroleum engineers SPE-171080-MS (Septiembre 2014) 1-10 p.

Ecopetrol. Descripción del proceso de Recolección de Hidrocarburos – GLC. Noviembre 2014. 3-48 p.

Ecopetrol – Nalco Champion. Procedimiento para realizar la prueba con Mejorador de Flujo en el pozo AK-16 – Campo Akacias Ecopetrol SOK. Abril 2014. 2-9 p.

Ecopetrol – Nalco Champion. Protocolo para prueba de campo Mejorador de Flujo en el pozo AK-16 Cluster 3 Ecopetrol SOK Bloque CPO-9. Abril 2014. 3-15 p.

Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013. 11-18 p

Ecopetrol – Talisman. Plan de Desarrollo conceptual campo Akacias contrato de Asociación Bloque CPO9 (Draft 5). Marzo 2013. 19-20 p

Nalco – Champion. Propuesta de Reducción de Viscosidad - Campo Castilla Ecopetrol. Abril 2014. 10 -33 p.