

**ANÁLISIS INTEGRAL PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A UN
TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA RIG-LESS. APLICACIÓN
CAMPO LISAMA**

**SERGIO ALEXANDER AMAYA
JORGE LUIS OVIEDO AMAYA**

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

2012

**ANÁLISIS INTEGRAL PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A UN
TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA RIG-LESS. APLICACIÓN
CAMPO LISAMA**

**SERGIO ALEXANDER AMAYA
JORGE LUIS OVIEDO AMAYA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
M.Sc. NICOLÁS SANTOS SANTOS**

**Co-Director
Ing. MANUEL JAIMES PLATA**

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

2012

DEDICATORIA

A Dios, fuente inagotable de fuerza y motivación que ha iluminado mi camino para el logro de esta Meta tan importante de mi existencia.

A mi Madre Martha Isabel Amaya Guillén, quien me ha dado todo su apoyo y colaboración incondicional hasta éste punto, a ella se lo debo todo.

A absolutamente todos mis compañeros durante esta etapa de formación profesional, quienes...cada uno a su manera...me han hecho crecer y fortalecerme. Con toda seguridad les retribuiré todo de esa misma forma algún día.

Sergio Alexander.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico primero a Dios por darme la fortaleza para continuar avanzando en cada obstáculo encontrado, dándome mucho cada día para seguir triunfando.

A mis padres Pablo Oviedo y Jacqueline Amaya, quienes con su gran esfuerzo hicieron posible el cumplimiento de este gran sueño, por apoyarme hasta en lo más mínimo, por creer en mí siempre.

A mi hermano Diego Oviedo, que siempre esta cuando lo necesito, en las buenas y las malas.

A mi familia por estar siempre conmigo en todo momento.

Y a todas las personas que han hecho parte de mi vida durante este proceso de crecimiento.

Jorge Luis.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo desean expresar sus agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander, por darnos la oportunidad de formarnos profesionalmente con excelencia y calidad.

Al Ingeniero Nicolás Santos, por haber aceptado la dirección de este trabajo y por su oportuna asesoría en cada una de sus etapas.

Al Ingeniero Manuel Jaimes Plata, por su apoyo y orientación durante el desarrollo del presente trabajo y el suministro de información.

Al Ingeniero Oscar Vanegas, por su disposición a todas nuestras consultas.

A los Ingenieros Jorge SÁCHICA y Luis Felipe Carrillo, por su exigencia en procura del mejoramiento de este proyecto.

Al Ingeniero Fernando Calvete, por su colaboración durante la fase de planificación de nuestro trabajo.

A todas aquellas personas quienes, de una u otra forma, han contribuido significativamente al desarrollo del presente proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. GENERALIDADES - SÓLIDOS ORGÁNICOS	21
1.1. LAS PARAFINAS	21
1.1.1 Definición	21
1.1.2 Precipitación de las Parafinas	23
1.1.3 Métodos para el Control de Parafinas	24
1.1.3.1 Método Mecánico	25
1.1.3.2 Método Térmico	26
1.1.3.3 Método Químico	28
1.1.3.4 Método Magnético	31
1.1.3.5 Método Ultrasónico	31
1.1.3.6 Método Microbial o Tratamiento Biológico	34
1.2 LOS ASFALTENOS	36
1.2.1 Definición	36
1.2.2 Depositación de los Asfaltenos	37
1.2.3 Factores que Influyen en la Precipitación de Asfaltenos	38
1.2.3.1 Factores Termodinámicos	38
1.2.3.2 Factores Químicos	39
1.2.3.3 Factores Mecánicos	40
1.2.3.4 Factores Eléctricos	40
1.3 LAS RESINAS	41
2. EL CAMPO LISAMA	43
2.1 GENERALIDADES	43
2.2 RESEÑA HISTÓRICA	45
2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO LISAMA	46
2.4 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS – AREA LISAMA	47
2.4.1 Gravedad API	47

2.4.2 Salinidad del Agua de Formación	48
2.4.3 Reología	49
2.4.4 Punto de Nube y Punto de Fluidez	50
2.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	51
2.6 EVIDENCIAS DEL PROBLEMA DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	53
2.7 ANTECEDENTES	54
3. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	57
3.1 EL TRATAMIENTO RIG-LESS	57
3.2 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A UN TRATAMIENTO RIG-LESS	60
3.3 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	63
3.4 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON PROBLEMAS DE PRECIPITACIÓN	63
3.5 PRE-SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	63
3.6 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	73
3.6.1 Determinación de la Presión de Yacimiento	73
3.6.2 Determinación de la Presión de Fondo Fluyendo y Lectura del Caudal de Producción Actual	76
3.6.3 Comportamiento IPR de los Pozos Pre-Seleccionados	78
3.6.4 Temperatura de Formación y Datos Petrofísicos	85
3.6.5 Cálculo Estimado de Producción Incremental	87
4. ANÁLISIS ECONÓMICO	101
4.1 CONCEPTOS BÁSICOS	101
4.1.1 Valor Presente Neto (VPN)	101
4.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	101
4.1.3 Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	102
4.1.4 Tiempo de Repago o Pay Back (PB)	102
4.1.5 Relación Beneficio-Costo (RBC)	102
4.2 INDICADORES ECONÓMICOS	102
4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	103
CONCLUSIONES	109

RECOMENDACIONES	110
BIBLIOGRAFÍA	111
ANEXOS	115

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez	24
Figura 2. Raspador para Remoción Mecánica de Parafinas	26
Figura 3. Esquema de Inyección de Aceite Caliente	27
Figura 4. Configuración Generalizada para los Métodos Magnético y Ultrasónico	33
Figura 5. Campo Lisama Zona Norte	44
Figura 6. Campo Lisama Zona Occidente	44
Figura 7. Ubicación del Campo Lisama	45
Figura 8. Mapeo de Gravedad API Área Lisama	48
Figura 9. Mapeo de Salinidad de Agua Área Lisama	48
Figura 10. Curvas Reológicas Zona A Área Lisama	49
Figura 11. Curvas Reológicas Zona B Área Lisama	50
Figura 12. Puntos de Nube y Fluidez Dinámicos representativos Zona B	51
Figura 13. Evidencias de Precipitación de Parafinas en el Tubing, Campo Lisama	54
Figura 14. Metodología para la Selección de Pozos Candidatos a un Tratamiento de Estimulación Orgánica	62
Figura 15. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama T	67
Figura 16. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama R	68
Figura 17. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama P	68
Figura 18. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama L	69
Figura 19. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama H	69
Figura 20. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama F	70
Figura 21. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama CD	70
Figura 22. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama BD	71
Figura 23. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama VD	71
Figura 24. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama PD	72

Figura 25. Diagrama de Eventos del Pozo LD	72
Figura 26. Comportamiento IPR del Pozo Lisama T	80
Figura 27. Comportamiento IPR del Pozo Lisama R	80
Figura 28. Comportamiento IPR del Pozo Lisama P	81
Figura 29. Comportamiento IPR del Pozo Lisama L	81
Figura 30. Comportamiento IPR del Pozo Lisama H	82
Figura 31. Comportamiento IPR del Pozo Lisama F	82
Figura 32. Comportamiento IPR del Pozo Lisama CD	83
Figura 33. Comportamiento IPR del Pozo Lisama BD	83
Figura 34. Comportamiento IPR del Pozo Lisama VD	84
Figura 35. Comportamiento IPR del Pozo Lisama PD	84
Figura 36. Comportamiento IPR del Pozo Lisama LD	85
Figura 37. Procedimiento para el Cálculo de la Producción Incremental en el Programa WellFlo	88
Figura 38. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama T	90
Figura 39. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama R	90
Figura 40. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama P	91
Figura 41. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama BD	91
Figura 42. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama L	92
Figura 43. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama H	93
Figura 44. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama F	94
Figura 45. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama CD	95
Figura 46. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama VD	96
Figura 47. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama PD	97
Figura 48. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama LD	98
Figura 49. Análisis Económico Generalizado del Proyecto	107

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Puntos de Fusión de Algunas Parafinas	22
Tabla 2. Aplicabilidad del Método Microbial	36
Tabla 3. Composición Típica de las Moléculas de Asfalteno	37
Tabla 4. Características Generalizadas en el Campo Lisama	47
Tabla 5. Resultados de Estimulaciones Orgánicas durante los años 2005 y 2006	56
Tabla 6. Pre-Selección de Pozos Candidatos al Tratamiento Rig-Less. Zona Norte Campo Lisama	64
Tabla 7. Pozos Pre-Seleccionados para la implementación del Tratamiento orgánico Rig-Less	66
Tabla 8. Determinación de la Presión de Yacimiento. Pozos Pre-Seleccionados	75
Tabla 9. Determinación de la Presión de Fondo Fluyendo y Recopilación de Caudales de Producción Actual en los Pozos Pre-Seleccionados	78
Tabla 10. Temperatura de Formación, Permeabilidad Efectiva al Aceite y Espesor Neto de los Pozos Pre-Seleccionados	86
Tabla 11. Gravedad API Promedio para los Pozos Pre-Seleccionados	89
Tabla 12. Producción Incremental Estimada Post-Tratamiento para los Pozos Pre-Seleccionados	99
Tabla 13. Pozos Candidatos Seleccionados al Tratamiento De Estimulación Orgánica Rig-Less. Zona Norte-Campo Lisama	100
Tabla 14. Indicadores Económicos Básicos	103
Tabla 15. Análisis Económico de los Pozos Seleccionados	104
Tabla 16. Ranking por VPN de los Pozos Seleccionados	105
Tabla 17. Análisis Económico Generalizado del Proyecto de Estimulación Rig Less	106

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. CURVAS DE DECLINACIÓN- POZOS ZONA NORTE. CAMPO LISAMA	116

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS INTEGRAL PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A UN TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA RIG-LESS. APLICACIÓN CAMPO LISAMA*.

AUTORES: SERGIO ALEXANDER AMAYA**
JORGE LUIS OVIEDO AMAYA**

PALABRAS CLAVES: Tratamiento Rig-Less, Campo Lisama, Estimulación Orgánica, Ceras Parafínicas, Selección de Pozos Candidatos.

DESCRIPCIÓN

Durante la etapa de producción de un pozo petrolífero se implementan diferentes clases de tratamientos de estimulación con el fin de incrementar el caudal de aceite que se obtiene en los tanques de almacenamiento en superficie. Los procesos de estimulación orgánica son una variedad de estos métodos, los cuales buscan restaurar la producción perdida por causa de la precipitación de ceras orgánicas en la tubería del pozo o en las cercanías a la cara de la formación.

En este documento se presenta y ejecuta una metodología para la selección de pozos candidatos a la aplicación de un tratamiento orgánico a base de Varsol y Xileno denominado Rig-Less, debido a que no necesita equipos de workover para su aplicación.

Este proceso de selección se lleva a cabo para los pozos ubicados en la zona norte del campo Lisama, ubicado en el Departamento de Santander, con la finalidad de estimar la producción incremental que se alcanza luego de la estimulación. Con este trabajo se espera mejorar los resultados de tratamientos anteriores de naturaleza orgánica en este campo, evitando la inclusión de pozos que no obtendrían incrementos de producción apreciables.

Al finalizar el proceso se seleccionan los pozos cuyo caudal incremental de aceite sea significativo para la economía del proyecto. Este aspecto es revisado para la totalidad de los pozos seleccionados con base en criterios de evaluación financiera tales como: Valor Presente Neto, Tiempo de Recuperación de la Inversión o Pay Back, Tasa Interna de Retorno, Tasa Interna de Oportunidad, y Relación Beneficio -Costo.

* Trabajo de Grado.

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Nicolás Santos Santos.

ABSTRACT

TITLE: INTEGRAL ANALYSIS FOR THE CANDIDATES WELLS SELECTION TO RIG-LESS ORGANIC STIMULATION TREATMENT. LISAMA FIELD APPLICATION^{*}.

AUTHORS: SERGIO ALEXANDER AMAYA
JORGE LUIS OVIEDO AMAYA^{**}

KEYWORDS: Rig-Less Treatment, Lisama Field, Organic Stimulation, Paraffin Wax, Candidates Wells Selection.

DESCRIPTION

During the production phase of petroleum well, various kinds of stimulation treatments are implemented to increase the oil caudal obtained in the storage tanks in surface. The organic stimulation processes are a variety of them that seeks to restore the lost production because the organic wax precipitated in the well pipe or in the wellbore proximity.

In this document a methodology is presented to select candidates wells for an organic treatment application based on Varsol and Xylene called Rig-Less because workover equipments is not necessary for its implementation.

This selection process is carried out for wells located on the north zone of Lisama Field, in the department of Santander, in order to estimate that incremental production would reach after stimulation. This work is expected to improve the previous organic treatments results, avoiding the inclusion of wells that would obtain no significant production increases.

At the end of the process are selected the wells with increases in oil production significant for the project economy. This aspect is reviewed for all the selected wells on basis to financial evaluation criteria such as: Net Actual Value, Time Inversion Recovery or Pay Back, Internal Rate of Return, Internal Rate of Opportunity and Benefit -Cost Ratio.

^{*} Thesis.

^{**} Universidad Industrial de Santander. Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Nicolás Santos Santos, M.Sc.

INTRODUCCIÓN

El Campo Lisama, ubicado en el departamento de Santander sobre la cuenca del Valle Medio del Magdalena, produce crudo de tipo parafínico. Desde los inicios de su explotación se ha presentado taponamiento en las tuberías de producción ocasionado por la precipitación de ceras orgánicas que han perdido la capacidad de solubilizarse dentro del crudo debido a cambios termodinámicos en su composición. Estos cambios se deben a caídas en la temperatura, en la presión, y a liberación de componentes livianos entre otros factores, siendo la temperatura el factor más crítico en este proceso. Estos precipitados que reducen el área seccional de las tuberías, generalmente vienen acompañados de compuestos asfálticos, resinas y partículas de finos provenientes de la formación que ayudan a dar más solidez a la cera que se ha formado.

El Método para Remoción de Sólidos Orgánicos Rig-Less es una mezcla de ingeniería, practicidad y la utilización del método químico más efectivo, que ha mostrado óptimos resultados a nivel de campo para la remoción de ceras parafínicas: El Tratamiento de Varsol-Xileno. El principal aporte de esta innovación teórico-práctica es la reducción de costos ocasionado por la no utilización de equipos de superficie y el aumento en la producción de manera rápida.

En ocasiones anteriores, este tratamiento ha encontrado gran aplicabilidad sobre el Campo Lisama, y en búsqueda de mejores resultados, se ha optimizado el proceso de selección de pozos candidatos mediante diversos análisis, y la obtención de un estimado del incremental de producción para mostrar la viabilidad del proyecto. Además, en la ejecución del proceso se ha hecho una serie de ajustes ingenieriles al procedimiento original para obtener la optimización del tratamiento orgánico y en consecuencia, una mejor aplicación.

En este trabajo se realiza la selección de candidatos a un tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less para los pozos ubicados en la Zona Norte del Campo Lisama que se encuentren completados en los intervalos productores de la formación Mugrosa en los bloques B y C, los cuales tienen la mayor cantidad de antecedentes históricos de precipitación de parafinas. Durante el desarrollo de la pre-selección y la selección propiamente dicha de los candidatos en el presente trabajo, se mencionarán los pozos con nombres distintos a los originales por razones de confidencialidad con la información suministrada que hace posible la realización de este proyecto.

1. GENERALIDADES - SÓLIDOS ORGÁNICOS

Los sólidos orgánicos son precipitados de hidrocarburos que se pueden depositar en las regiones cercanas a la cara de la formación, en la tubería de producción, en los ductos de transporte en superficie, en los equipos y en los tanques de almacenamiento. La acumulación de estos compuestos genera daño en gran parte de los equipos del sistema de producción y una disminución significativa en la cantidad de barriles de crudo que se obtienen en superficie. En el presente capítulo se presentarán, de forma introductoria, algunas generalidades sobre los sólidos orgánicos que causan problemas durante la vida productiva de un pozo petrolífero.

1.1. LAS PARAFINAS

1.1.1 Definición^{1 2} Las parafinas pertenecen a una familia de compuestos hidrocarburos conocidos como alcanos, los cuales se caracterizan por tener cadenas lineales denominadas n-alcanos, o cadenas ramificadas llamadas iso-alcanos. Estas cadenas se componen de átomos de hidrógeno y átomos de carbono que se encuentran saturados, es decir, que las cuatro valencias de dicho átomo se encuentran formando parte de enlaces de tipo covalente. La fórmula química general que define a los hidrocarburos de esta familia es C_nH_{2n+2} .

Las parafinas que contienen cinco o menos átomos de carbono se encuentran normalmente en estado gaseoso (metano, etano, propano, etc). Las parafinas que contienen de seis a quince átomos de carbono (C_6-C_{15}), son líquidas. Cuando la estructura molecular del compuesto es de C_{16} a C_{25} , comienzan a observarse ceras blandas. Las ceras cristalinas duras contienen de 25 a 60, o incluso una mayor cantidad de átomos de carbono en sus estructuras ($C_{25}-C_{60}$).

¹ GARCIA, María Del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. SPE 64992. 2001.

² DOBBS, James. A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations. SPE 55647. 1999.

Las parafinas que se componen químicamente de una cantidad de átomos de carbono por molécula superior a 16, son consideradas como los potenciales agentes de precipitación en todo el sistema desde el yacimiento hasta las facilidades.

Dependiendo del número de carbonos que contenga la molécula de hidrocarburo y de la temperatura del reservorio, los compuestos parafínicos pueden solidificarse, obstruyendo los canales de flujo que permiten el paso de los fluidos desde la arena productora hacia el pozo. En este punto, un factor decisivo para evitar la precipitación es el punto de fusión de cada parafina, es decir, la temperatura mínima que se debe alcanzar en fondo para evitar dicho efecto. Los puntos de fusión de algunas moléculas parafínicas se muestran en la tabla 1.1.

Tabla 1. Puntos de Fusión de Algunas Parafinas.

Número de Átomos de Carbono	Punto de Fusión (°F)
16	64
17	72
18	82
20	100
23	122
25	129
32	158
42	181
49	196
60	211

Fuente: SVETGOFF, Jim. Parafin Problem Can Be Resolved. Oil and Gas Journal. 1984. (Modificado).

1.1.2 Precipitación de las Parafinas^{3 4} Las parafinas pueden precipitarse a partir del petróleo cuando se altera el equilibrio termodinámico, causando una pérdida de la solubilidad de la parafina en el crudo. El punto de depositación en yacimiento normalmente se determina por la cercanía existente entre el crudo en su punto de saturación y la cantidad de parafina en ese crudo. La pérdida de la solubilidad de la parafina, sin embargo, necesariamente no causa depositación. Los cristales de parafina generalmente tienen forma de agujas, y si permanecen como cristales individuales separados, tienden a dispersarse en el crudo en vez de precipitarse en algún punto del sistema productivo.

La reducción de la temperatura es probablemente la causa más importante en la depositación de las parafinas debido a que la solubilidad del crudo disminuye a medida que la temperatura desciende. La expansión del aceite y el gas asociado en puntos cercanos a la cara de la formación causan enfriamiento.

En algún punto de la trayectoria hacia el fondo de pozo, la temperatura cae por debajo del punto de nube del crudo (temperatura a la cual se forma el primer cristal de cera o parafina), y al seguir disminuyendo la temperatura, llegará un momento en que los cristales de parafina formarán una red cristalina capaz de atrapar y detener el movimiento del crudo, denominándose ese valor de temperatura como el punto de fluidez. El punto de fusión y el punto de nube de una sustancia pura son iguales, mientras que para una mezcla el punto de fusión es normalmente superior por 10 o 20°F. La agrupación de los cristales de parafina en cada uno de estos puntos puede verse gráficamente en la figura 1.

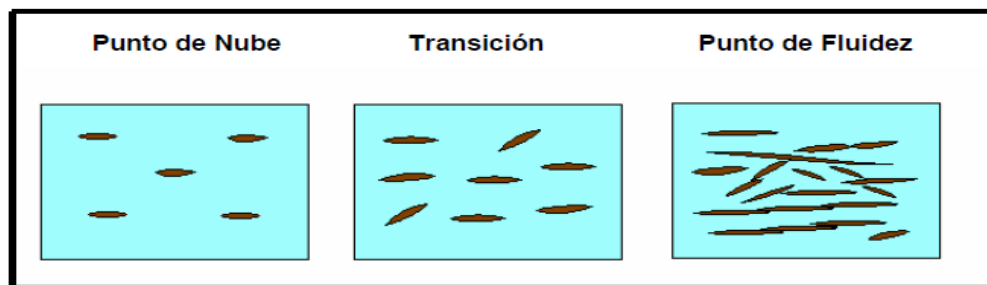
La depositación de compuestos parafínicos también puede ocurrir en otros puntos del sistema de producción tales como el tubing o el casing. La parafina en estos

³ FERWORN, K.A., HAMMAMI, A. Control of Wax Deposition: An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvents. SPE 37240. 1997.

⁴ ALLEN, T.O., ROBERTS, A.P. Production Operation: Well Completions, Workover, and Stimulation. Fourth Edition. 1997.

puntos puede erradicarse y forzar su desplazamiento hacia la zona cañoneada del pozo o hacia la formación durante las operaciones de limpieza o remoción de sólidos orgánicos. Muchos pozos han sido dañados parcial o totalmente de esta forma y una vez causado el daño, la restauración del pozo a tasas óptimas es difícil de alcanzar.

Figura 1. Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez.



Fuente: RODRIGUEZ, L. CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento dinámico de crudos parafínicos. Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol 2. Dic 2001.

En resumen, la precipitación de los cristales de parafina es un fenómeno termodinámico de saturación molecular, en donde las moléculas de parafina inicialmente están disueltas en el crudo bajo un estado molecular caótico, al ocurrir cambios termodinámicos de estado, ya sea liberación de livianos desde el crudo o cambios de presión y temperatura, la fase líquida comenzará a saturarse de los cristales y se precipitará la cantidad de moléculas en exceso de la solución.

1.1.3 Métodos para el Control de Parafinas⁵ Desde comienzos del siglo XX, se han propuesto varios métodos para mitigar los problemas de precipitación de parafinas en los pozos petroleros. Gran parte de estos métodos son de carácter

⁵ PINZÓN, Sergio. ROJAS, Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y No Convencionales para la Remediación e Inhibición de la Precipitación de Parafinas en Pozos Petroleros. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. UIS. 2006.

remedial y se enfocan exclusivamente en la remoción de depósitos parafínicos en lugar de inhibirlos.

Los métodos propuestos no son aplicables en todos los casos ya que cada campo posee características diferentes, e incluso cada pozo dentro del mismo campo es único.

Entre los principales métodos para el control de parafinas se encuentran:

- El Método Mecánico.
- El Método Térmico.
- El Método Químico.
- El Método Magnético.
- El Método Ultrasónico.
- El Método Microbial.

En las siguientes secciones del presente capítulo se explicará cada uno de los anteriores métodos. El Tratamiento Rig-Less será abordado en el capítulo 3.

1.1.3.1 Método Mecánico⁶ El método mecánico es el más antiguo y utilizado para el control de parafinas. Básicamente consiste en la remoción de las ceras

⁶ PINZÓN, Sergio. ROJAS, Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y No Convencionales para la Remediación e Inhibición de la Precipitación de Parafinas en Pozos Petroleros. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2006.

precipitadas de la tubería de producción por medio de raspadores o cortadores de parafina. Esta herramienta puede observarse en la figura 2.

La desventaja de este método es que la parafina raspada puede llegar a causar taponamiento en las secciones cañoneadas. La principal ventaja es que se convierte en una alternativa relativamente económica, siempre y cuando no se requiera la limpieza del pozo frecuentemente, ya que para realizar esta operación se debe detener la producción y por ende, causar pérdidas.

Cuando existen problemas de depositación de parafinas en las líneas de producción es muy probable encontrarlos también en las líneas de superficie. Afortunadamente también puede llevarse a cabo la remoción mecánica de parafinas en estos casos.

Figura 2. Raspador para Remoción Mecánica de Parafinas.



Fuente: CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe. Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo Colorado. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2010.

1.1.3.2 Método Térmico^{7 8} Debido a que los tratamientos mecánicos no son efectivos en todos los casos, se puede recurrir de forma alternativa a la capacidad que tiene el calor para difundir la parafina. Sin embargo, se debe ser precavido con la cantidad de éste que se aplica durante las operaciones debido a que el

⁷ KEATING, J.F. WATTENBARGER, R.A. The Simulation of Paraffin Deposition and Removal in Wellbores. SPE 27871. 1994.

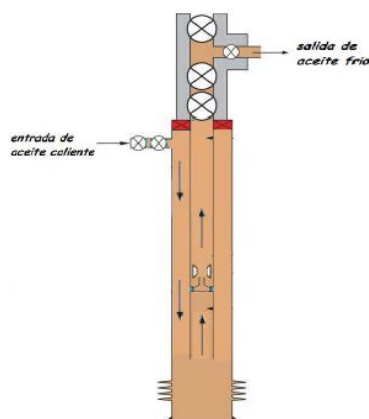
⁸ HERNÁNDEZ MANRIQUE, Edison Antonio. GARCIA ARIAS, Sergio Andrés. Caracterización de Depósitos Orgánicos Mediante un Análisis Estadístico en un Campo Colombiano. Aplicación Campo Colorado. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. 2010.

calor tiene un costo por unidad de volumen. En este sentido, se han desarrollado algunos estudios que han concluido que la cantidad de calor necesaria para fundir la parafina es inversamente proporcional a la distancia existente entre las moléculas de parafina depositada. Entre más compacta se encuentre la parafina, más corta será la distancia entre las moléculas que la conforman, y por consiguiente, mayor será la cantidad de calor requerida para el proceso.

La técnica más utilizada para remoción de parafinas en pozos de petróleo usando calor es la inyección de aceite caliente. El procedimiento que se utiliza para la implementación de éstos procesos es el siguiente:

Primero que todo, el aceite que va a ser inyectado (preferiblemente del mismo yacimiento) debe calentarse a una temperatura que oscila entre 150⁰F y 300⁰F sin exceder su temperatura de puntos de fuego y relampagueo, para después bombearse dentro del pozo, bien sea por el tubing, o directamente por el anular del pozo. Este calor incrementará la temperatura en las tuberías y fundirá la parafina depositada. La configuración de este proceso puede observarse en la figura 3.

Figura 3. Esquema de Inyección de Aceite Caliente.



Fuente: CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe. Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo Colorado. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2010.

Otros métodos térmicos de remoción de parafinas son los que utilizan calentadores tanto en fondo de pozo, como en la tubería de producción con la finalidad de mantener el incremento de temperatura en el sistema, con lo cual se consigue difundir las ceras precipitadas y evitar nuevas depositaciones a futuro. Durante la implementación de estos métodos térmicos se debe mantener la temperatura del crudo por encima del punto de nube antes de que este llegue a superficie.⁹ La limitación más sobresaliente de los métodos térmicos es el aspecto económico, debido al mantenimiento de los equipos y al requerimiento constante de energía eléctrica.¹⁰

1.1.3.3 Método Químico¹¹ Los métodos químicos para remoción de parafinas se utilizan de manera alterna a los métodos térmicos. Después de utilizar de manera reiterada el tratamiento de aceite caliente, es necesario implementar un proceso de tratamiento químico sobre los pozos.

Los procesos de naturaleza química más utilizados para el tratamiento remedial a los problemas de parafinas en pozos petroleros son aquellos que utilizan:

- Solventes.
- Surfactantes.
- Dispersantes.
- Modificadores de Cristal.

⁹ PINZÓN, Sergio. ROJAS, Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y No Convencionales para la Remediación e Inhibición de la Precipitación de Parafinas de Pozos Petroleros. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2006.

¹⁰ BIAO, Wan. LIJIAN, Dong. Paraffin Removal and Inhibition. SPE 29954. 1995.

¹¹ POVEDA, Diana. KAFAROV, Viatcheslav. Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos que Dificultan las Operaciones de Producción del Crudo. UIS. 2009.

Respecto a los solventes químicos utilizados, existen dos clases generales: los solventes alifáticos y los solventes aromáticos. Los solventes alifáticos que más se utilizan en la industria para la remoción de ceras parafínicas son: el keroseno, el diesel y el condensado. Por otra parte, los solventes de tipo aromático que más se usan son: el varsol, el xileno y el tolueno.

Los solventes se utilizan generalmente para disolver los depósitos de parafina existentes. Por lo general, estos contienen un volumen alto de aromáticos, los cuales inhiben las ceras depositadas cuando se aplican en grandes cantidades, lo cual es poco económico. Estos químicos disuelven una cantidad específica de parafina basado en su peso, temperatura y presión antes de que el efecto del solvente se agote. Los químicos aromáticos tales como el varsol, el tolueno y el xileno son excelentes solventes de depósitos de parafinas, así como para acumulaciones de asfaltenos.

Otro tipo de sustancias químicas que se utilizan para la remoción de parafinas son los dispersantes. Este tipo de sustancias no disuelven los depósitos parafínicos, sino que trabajan neutralizando las fuerzas de atracción que unen a las partículas que conforman estas ceras.

Los dispersantes pueden ser usados para la remoción de depósitos de forma preventiva. La aplicación puede hacerse en un tratamiento por baches o continuo, y algunas veces como un squeeze a la formación. El tratamiento continuo se usa para prevenir la depositación de parafina, pero esto acarrearía más gastos. Los dispersantes pueden difundir varias veces su propio peso de parafina, pero no tienen la aplicación general de los solventes. Usualmente, dadas las técnicas de pruebas apropiadas, un dispersante elegido demostrará ser más costoso y efectivo que los solventes.¹²

¹² FERWORN, K.A., HAMMAMI, A. Control of Wax Deposition. An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvents. SPE 37240. 1997.

Los surfactantes o detergentes son otro tipo de especie química utilizada durante los tratamientos de remoción de parafinas. Estos surfactantes son una clase de agentes tenso-activos que trabajan en el sistema de producción sobre los cristales de parafina evitando su agrupación y depositación.

Los surfactantes actúan como una barrera para prevenir que la parafina haga contacto con la superficie de la tubería. Los pozos que producen agua son los mejores candidatos para este tipo de tratamiento. Algunos surfactantes pueden actuar como agentes solubilizantes y así prevenir la aglomeración de los cristales formados. Los surfactantes se utilizan en mayor parte para inhibir las parafinas más que para removerlas.

Finalmente, los modificadores de cristal¹³ son compuestos químicos especiales producidos sintéticamente para interactuar con la aglomeración de parafina; estos compuestos no remueven ni disuelven los cristales que ya han sido depositados, lo que hacen es evitar depositaciones futuras. Los modificadores de cristal actúan a nivel molecular para alterar la tendencia de las partículas de parafina para adherirse entre sí, reduciendo la capacidad de la parafina para formar una red cristalina dentro del petróleo.

Esta habilidad para actuar a nivel molecular los hace verdaderamente efectivos en concentraciones mínimas de partes por millón, mientras que el aceite caliente, agua caliente y solventes, se requieren en concentraciones superiores a la concentración de parafina para ser efectivos.

Los modificadores de cristal tienen que ser inyectados continuamente y tienen que estar en el petróleo antes de que comience la depositación.

¹³ CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe. Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo Colorado. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. UIS. 2010.

1.1.3.4 Método Magnético¹⁴ La inhibición magnética es la técnica más reciente aplicada en varios sistemas de producción para ejercer un control continuo en la precipitación de parafinas. Este método se vale del carácter diamagnético de sustancias orgánicas como el petróleo, que al ser tratadas magnéticamente, sus moléculas se polarizan y se repelen entre sí, manteniéndose dispersas en el fluido y suprimiendo de ésta manera la formación de depósitos de parafina en la cara de la formación.

Actualmente, esta técnica se ha implementado en más de 14000 pozos productores en China y en la mayoría de los casos, el método ha demostrado un alto grado de efectividad sin la aplicación de sustancias químicas adicionales y con costos mínimos. Básicamente, el método se basa en la inducción de un campo magnético que no permite cambios bruscos de temperatura en la cara de la formación, manteniéndola en magnitudes óptimas.

Los accesorios para este tratamiento constan de herramientas magnéticas que no necesitan de energía eléctrica, ya que esos imanes suministran un campo magnético requerido para la disolución de los cristales depositados de forma natural.

Cada fluido responde de manera individual y diferente al pasar por un campo magnético, por lo cual el diseño del tratamiento debe ser muy específico y selectivo para cada tipo de crudo a fin de garantizar una efectividad próxima al 100%.

1.1.3.5 Método Ultrasónico¹⁵ Este método consta de un aparato generador de frecuencia ultrasónica en fondo de pozo, que se vale de la generación de esta

¹⁴ BIAO, Wan. LIJIAN, Dong. Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition. SPE 29954. 1995.

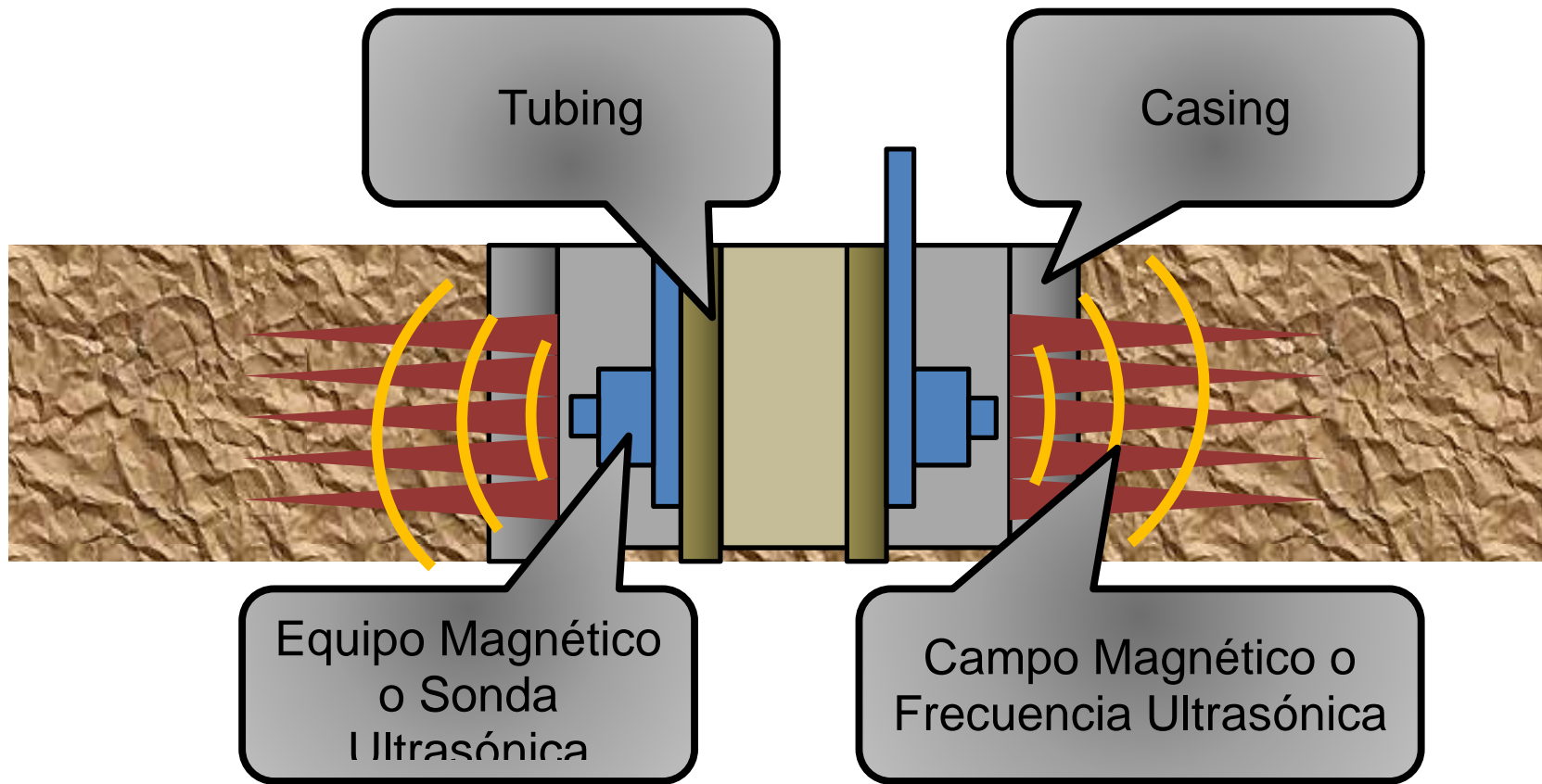
¹⁵ TOWLER, Brian. BLACK, Laramie. System and Method for the Mitigation of Paraffin Wax Deposition from Crude Oil by Using Ultrasonic Waves. 2004.

frecuencia para desintegrar e inhibir la parafina que se ha precipitado en la cara de la formación y en la zona de influencia de dicho pozo.

Las ondas ultrasónicas son generadas por al menos un equipo o sonda adherida en fondo de pozo, o también en algunos casos, a la tubería de producción en puntos estratégicos a lo largo de su longitud. Con base en un análisis previo se debe establecer la frecuencia óptima de operación. El rango de estas frecuencias es amplio, pero los valores típicos se encuentran entre 10 y 500 MHz.

El equipo maneja tres frecuencias guía en orden ascendente. La primera frecuencia es la de menor magnitud y actúa sobre las inmediaciones del tubing en zonas cercanas a las perforaciones, neutralizando la parafina que se forma o puede formarse en este punto. La segunda frecuencia es la que rompe la parafina en partículas más pequeñas gracias a la destrucción de los enlaces que causan que las moléculas de parafina se unan entre sí. La tercera frecuencia, que es la de mayor magnitud, rompe finalmente los enlaces internos de las moléculas parafínicas individuales, así que los alcanos, en especial los de cadena larga, son divididos en varias submoléculas. Estas moléculas más pequeñas serán más solubles en el crudo y así no se precipitarán en forma de cera. Consecuentemente, el generador de ondas ultrasónicas emitirá todas o cualquiera de las tres frecuencias, dependiendo de aquellas cuya magnitud no está teniendo el efecto deseado. En la figura 4 se ilustra la configuración generalizada para los métodos de carácter magnético o ultrasónico.

Figura 4. Configuración Generalizada para los Métodos Magnético y Ultrasónico



Fuente: TOWLER, Brian. BLACK, Laramie. System and Method for the Mitigation of Paraffin Wax Deposition from Crude Oil by Using Ultrasonic Waves. 2004. (Modificado).

1.1.3.6 Método Microbial o Tratamiento Biológico¹⁶ En los últimos tiempos, el tratamiento de estimulación de tipo microbial a base de enzimas y bacterias se ha utilizado como una medida alternativa a los demás procesos de remediación en casos de precipitación de parafinas en yacimiento. Aunque en ellos se ha descubierto un poderoso potencial, aún no se tiene una certeza absoluta respecto a sus beneficios técnicos y económicos, principalmente por el factor de biodegradación del crudo producto de la interacción entre estas sustancias biológicas y el petróleo.

Los estudios más recientes y la mayoría de pruebas de campo realizadas indican que los microorganismos vivos de procedencia marina, las proteínas enzimáticas y algunas otras bacterias pueden adaptarse para digerir la parafina en un caso particular de daño a la formación aplicándose desde el pozo. Se ha encontrado que estos agentes tienen la capacidad de remover o reducir la severidad de la depositación de parafinas en un periodo de tiempo relativamente corto.

Algunas de las principales características de las enzimas y demás sustancias biológicas utilizadas en este tipo de procesos son:

- No Tóxicos.
- No Cancerígenos.
- No patogénicos.
- No combustibles.
- Anaerobios.

¹⁶ SADEGHZAD, Ayoub. GHAEMI, Nasser. Microbial Treatment of Wax Precipitation in Crude Oil by Biodegradation Mechanism. SPE 80529. 2003.

- Ambientalmente seguros y compatibles con el crudo.

La mayoría de estos compuestos se aplican en solución acuosa a través de un tratamiento inicial a baches para evitar una reproducción exagerada de estos organismos y mantener un control adecuado sobre la colonia microbiótica.

En el caso puntual de las enzimas biológicas, algunas de ellas modifican parcial o totalmente la mojabilidad del yacimiento cuando este es mojado por aceite, incrementando de esta forma la saturación de petróleo móvil en el reservorio y optimizando el potencial de producción del campo ya sea por flujo natural, o por levantamiento artificial.

Históricamente, se ha visto que los tratamientos con microorganismos conservan una tendencia a dar mejores resultados en pozos con nivel de fluidos bajo y con cortes de agua superiores al 1%. Para que funcione de forma óptima el metabolismo de estos agentes, ellos deben encontrarse en un ambiente con temperaturas máximas de 200°F y mínimas de 90°F. Pueden sobrevivir a concentraciones de cloruros menores a 180000 ppm, condiciones de pH mayores o iguales a 5,0, y concentraciones de H₂S inferiores a 1000 ppm en una solución líquida.

La aplicabilidad de los tratamientos biológicos está sujeta a menos parámetros operacionales en relación con los demás tratamientos (Tabla 2).

Tabla 2. Aplicabilidad del Método Microbial.

Parámetro	Aplicabilidad
Corte de Agua (%)	Mayor a 1
Temperatura (°F)	Menor a 200
Cloruros (ppm)	Menor a 180000
pH	Mayor o Igual a 5
H₂S (ppm)	Menor a 1000

Fuente: SADEGHAZAD, Ayoub. GHAEMI, Nasser. Microbial Treatment of Wax Precipitation in Crude Oil by Biodegradation Mechanism. SPE 80529. 2003. (Modificado).

1.2 LOS ASFALTENOS

1.2.1 Definición ¹⁷ Los asfaltenos son compuestos cuya estructura está compuesta por anillos policíclicos y aromáticos condensados con cadenas laterales; son polares debido a la presencia de iones químicos como oxígeno, azufre, nitrógeno y metales. Los asfaltenos se caracterizan por ser insolubles en compuestos alifáticos de bajo peso molecular como el n-heptano o n-octano, pero solubles en la mayoría de compuestos aromáticos como el tolueno y el xileno.

Newberry¹⁸ definió el término asfalteno como aquellos sólidos depositados en un crudo debido a la adición de un exceso de n-pentano. Otra definición considera que los asfaltenos son moléculas planas, poliaromáticas y policíclicas que contienen átomos de diferentes elementos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión, y están rodeados y estabilizados por resinas.

En la tabla 3 se presenta la composición típica de los elementos presentes en las moléculas de asfalteno.

¹⁷ ALAYON, Mario. Asfaltenos-Ocurrencia y Flocculación. 2004.

¹⁸ NEWBERRY, M.E., BARRER, K.M. Formation Damage Prevention Through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition. SPE 13796. 1985.

Tabla 3. Composición Típica de las Moléculas de Asfalteno.

Elemento	Rango (%)	Valores Típicos (%)
Carbono	78-90	82-84
Hidrógeno	6.1-10.3	6.5-7.5
Nitrógeno	0.5-3	1-2
Azufre	1.9-10.8	2-6
Oxígeno	0.7-6.6	0.8-2
Vanadio (ppm)	0-1200	100-300
H/C	0.8-1.5	1-1.2

Fuente: NIÑO SANDOVAL, Angélica. CHAVARRIA GIL, Pilar. Evaluación del Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas y Asfaltenos en el Campo Colorado. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2010. (Modificado).

Por otra parte, el petróleo asfáltico o nafténico es de color negro, viscoso y de elevada densidad (>0.95g/mL). De este tipo de crudo se extrae poca gasolina y aceites combustibles, quedando gran cantidad de residuo asfáltico. Tiene un contenido mayor al 40% de hidrocarburos de tipo nafténico. Se denominan así porque de su residuo al vacío se obtienen los asfaltos comerciales.

1.2.2 Depositación de los Asfaltenos^{19 20} Mientras que la precipitación de parafinas se debe principalmente a fenómenos de enfriamiento, la depositación de asfaltenos se debe a una combinación de causas más complejas. Los asfaltenos, conocidos también como la fracción más pesada del crudo, se encuentran en suspensión con el petróleo debido a que la superficie de estas fracciones está totalmente rodeada por resinas orgánicas.

¹⁹ CARO OSPINO, Teddys Guillermo. Aspectos Generales del Daño a la Formación por Depositación de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2009.

²⁰ DÁVILA, A. Floculación de los Asfaltenos. Tesis de Pregrado. Laboratorio FIRP. Universidad de los Andes. 1997.

Tales asfaltenos logran difundirse en el crudo a través de un movimiento aleatorio conocido como Movimiento Browniano²¹. Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfaltenos de la fase aceite, debido a que las fuerzas de repulsión electrostática son mayores que las fuerzas de atracción de Van der Waals.

Los parámetros que rigen la agregación de asfaltenos son la composición del petróleo, la temperatura y la presión. La variación de alguno de estos parámetros, por mínima que sea, ocasionará inestabilidad en el sistema, a lo cual seguirá la agregación de asfaltenos, que provocará finalmente la formación de un material insoluble en el petróleo líquido que al acumularse, reducirá el área seccional de las tuberías que transportan los hidrocarburos.

1.2.3 Factores que Influyen en la Precipitación de Asfaltenos¹⁹ Los principales factores que controlan la desestabilización y posterior precipitación de los asfaltenos son la presión, la temperatura y la composición del crudo. De tal forma que cualquier operación de naturaleza mecánica, química o eléctrica puede desencadenar una variación en los parámetros termodinámicos de precipitación e inducir un problema a las operaciones de producción por esta causa. A continuación de tratará cada uno de los factores que ocasionan la precipitación de los asfaltenos.

1.2.3.1 Factores Termodinámicos²² Durante la precipitación de asfaltenos, la desestabilización molecular se encuentra influenciada por variaciones progresivas en los parámetros operacionales más importantes dentro del proceso de producción: la presión y la temperatura, los cuales suelen cambiar debido en gran parte a las interacciones entre el crudo y las obstrucciones presentes a lo largo del

²¹ ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. UIS. 2008.

²² NEWBERRY, M.E., BARRER, K.M. Formation Damage Prevention Through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition. SPE 13796. 1985.

sistema de extracción tales como: válvulas de subsuelo, conexiones entre tuberías, reductores, etc. Estas obstrucciones controlan la velocidad de flujo, y en consecuencia, la ocurrencia o no del fenómeno de precipitación.

El efecto de la temperatura radica en que, cuando esta disminuye, la solubilidad de los componentes pesados del petróleo también disminuye. Entonces algunas micelas resinas-asfaltenos se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes depósitos.

Respecto a la presión, una disminución en ella a condiciones isotérmicas dará lugar a una disminución en la densidad de flujo y luego, a una disminución en la solubilidad de los componentes pesados y el crudo. En general, al disminuir la presión y consecuentemente la densidad de flujo, algunas micelas de resina-asfalteno se agregan formando grandes depósitos que llegan a precipitarse.

1.2.3.2 Factores Químicos²³ Desde el punto de vista químico, existen diferentes maneras a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo, y subsecuentemente, la precipitación de los asfaltenos. Estas se encuentran asociadas a los casos de contacto del crudo con sustancias no involucradas en el proceso natural de producción.

La inyección de dióxido de carbono, por ejemplo, se utiliza en los procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad; no obstante, el CO₂ representa una de las causas más comunes en la precipitación de asfaltenos en pozos productores.

Otras causas de depositación de asfaltenos desde el punto de vista químico son: la inyección de gases ricos, las alteraciones de pH en cualquier parte del sistema de producción, la presencia de aditivos de estimulación incompatibles con el crudo

²³ ALAYON, Mario. Asfaltenos-Ocurrencia y Floculación. 2004.

y las mezclas de crudo de diferentes orígenes con motivo de procesos de desplazamiento.

1.2.3.3 Factores Mecánicos²⁴ Entre estos factores se encuentran los efectos de cizalla por equipos de bombeo en subsuelo, fuerzas de fricción, fuerzas de impacto entre partículas, presencia de finos y escamas, etc. Todos estos esfuerzos se asocian a caídas de presión adicionales a lo largo del recorrido del petróleo desde yacimiento hasta superficie. Esto desencadena precipitación por factores termodinámicos, más exactamente por efectos de la presión.

1.2.3.4 Factores Eléctricos²⁵ Diferentes estudios han concluido que una de las causas principales en la desestabilización y posterior precipitación de los asfaltenos es la presencia de un campo eléctrico que se genera debido al flujo de los fluidos en el medio poroso.

Así mismo, se ha demostrado que los asfaltenos poseen una carga eléctrica intrínseca. Esta carga ha sido considerada parcialmente como responsable de la estabilidad de la micela asfalteno-resina. Debido a la presencia de esta carga, y a la repulsión entre las del mismo signo ubicadas en el núcleo micelar, los compuestos asfálticos se encuentran estables.

La generación de un potencial de corriente inducido por una fuente externa, en el caso de procesos de estimulación eléctrica o magnética sobre la formación, puede neutralizar las cargas de las micelas resina-asfalteno y perturbar el balance de las fuerzas entre ellas causando precipitación y acumulación.

²⁴ NIÑO SANDOVAL, Angélica. CHAVARRÍA GIL, Pilar. Evaluación del Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas y Asfaltenos en el Campo Colorado. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2010.

²⁵ ALAYÓN, Mario. Asfaltenos-Ocurrencia y Floculación. 2004.

1.3 LAS RESINAS²⁶

Son moléculas aromáticas y polares, a menudo también contienen átomos metales y no metales que rodean las estructuras de los asfaltenos para mantenerlos en suspensión. El comportamiento de los asfaltenos depende principalmente de las resinas. Las resinas son oscuras, semisólidas, adhesivas, de alto peso molecular y su composición depende en gran parte del compuesto que se precipita con ellas.

Las resinas son moléculas de alta polaridad, lo que hace que sean adsorbidas fácilmente por los asfaltenos. Luego, las moléculas de asfalto son rodeadas por moléculas de resina, que actúan como agentes estabilizantes neutralizando su carga y formando lo que se denomina la micela asfalto-resina, la cual, como se mencionó anteriormente, va a estar en suspensión con el crudo mientras no ocurra precipitación ni acumulación en ningún punto del sistema de producción desde yacimiento hasta superficie.

La relación entre las resinas y los asfaltenos ha sido plasmada principalmente por el modelo denominado Termodinámico-Coloidal²⁷, el cual establece que las resinas son agentes estabilizantes de los asfaltenos adsorbidas superficialmente por ellos y manteniéndolos en suspensión coloidal con el petróleo.

La precipitación de sólidos orgánicos como parafinas o asfaltenos bien sea en yacimiento, en pozo, o inclusive en las facilidades de producción, debe ser abordada desde el punto de vista preventivo más que desde el punto de vista remedial, con el fin de evitar problemas operacionales, pérdidas de producción e

²⁶ MANSOORI, A. Behavior Asphaltene-Resin. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2007.

²⁷ NIÑO SANDOVAL, Angélica. CHAVARRÍA GIL, Pilar. Evaluación del Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas y Asfaltenos en el Campo Colorado. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2010.

inclusive, cierres de pozo innecesarios. Esto se logra principalmente con el mantenimiento del equilibrio termodinámico del sistema, buenos hábitos operacionales, y un monitoreo adecuado y permanente de las propiedades de los fluidos que se están produciendo en los pozos del campo.

2. EL CAMPO LISAMA

2.1 GENERALIDADES²⁸

El Campo Lisama se ha subdividido en 4 áreas: Área Norte, Área Occidental, Área Central y Área Sur; como resultado del estudio de evaluación geológica (Modelo Estructural y Estratigráfico) y de producción realizado en el año 2004. El Campo produce principalmente de las unidades estratigráficas conocidas como zona A en la Formación Colorado y zonas B y C en la Formación Mugrosa.

El Área Norte del Campo Lisama (Figura 5) se caracteriza por presentar los pozos con mayores acumulados de producción de petróleo a la fecha. Su relieve estructural es el más alto, y a nivel de las zonas productoras de la Formación Mugrosa, presenta los mejores espesores de arenas petrolíferas, las cuales conforman un tren en dirección NE. Las profundidades a las que se encuentran las zonas B y C de la Formación Mugrosa en esta área varían entre 3000 y 6000 pies de profundidad media.

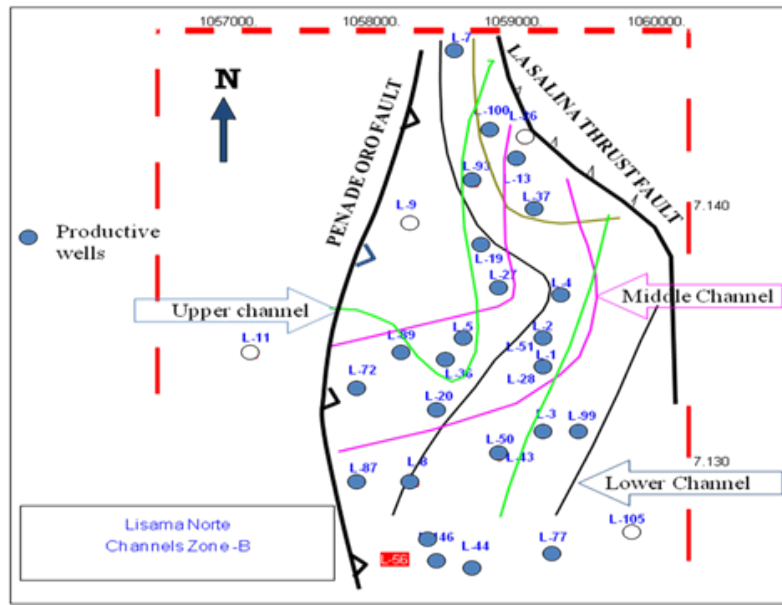
El Área Occidental o Corredor Gasífero (Figura 6) hace parte del flanco occidental y poco desarrollado de la estructura de Lisama. El Límite occidental de esta área lo define la Falla de Peña de Oro y a nivel de las unidades productoras zonas B y C, los desarrollos arenosos revisten igual importancia como los del Área Norte. En esta área se localizan los pozos con mayores acumulados de gas a la fecha, con aproximadamente 1 MMbbls de petróleo equivalente, así como también pozos con acumulados de aceite de alrededor de los 0.7 MMbbls.

En las áreas Central y Sur los desarrollos arenosos disminuyen su espesor y el relieve estructural disminuye. Las producciones acumuladas de los pozos

²⁸ NIÑO PEÑALOZA, Andrea. Determinación y Análisis de Fluidos de Fractura Base Agua y Aceite para los Trabajos de Fracturamiento Hidráulico en el Área Lisama. Proyecto de Grado. UIS. 2009.

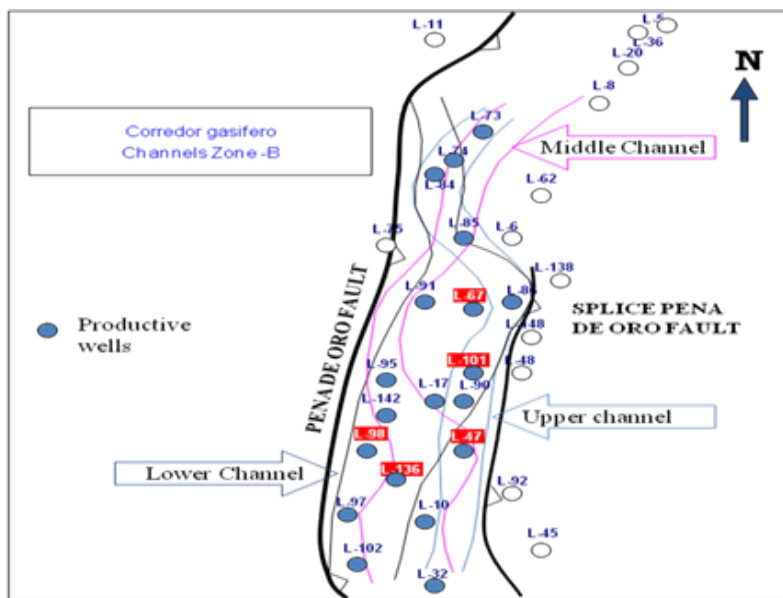
localizados en estas áreas son las más bajas, algunos de ellos con acumulados por debajo de 0.2 MMbls.

Figura 5. Campo Lisama Zona Norte.



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Figura 6. Campo Lisama Zona Occidente.

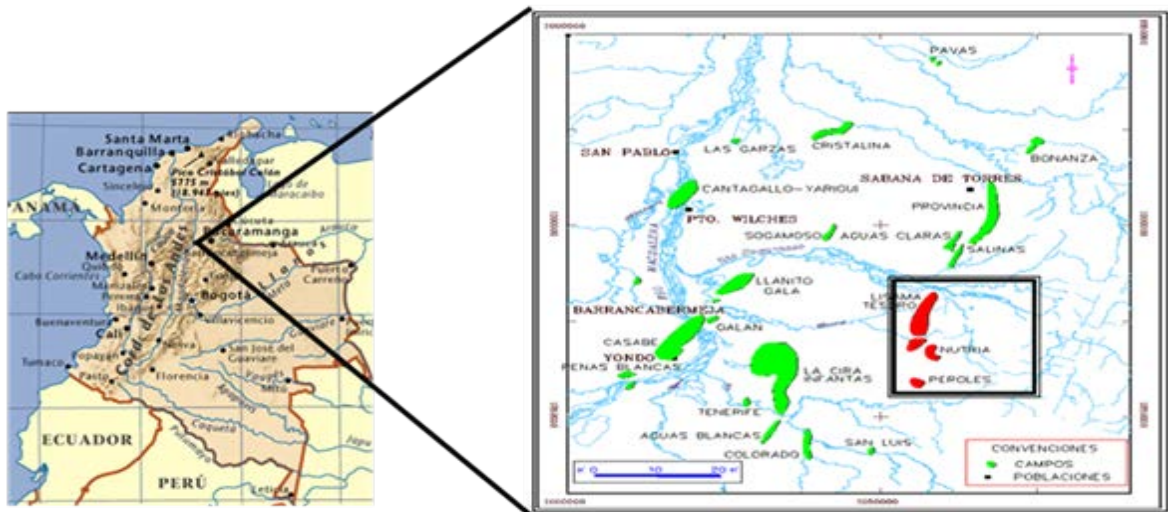


Fuente: ECOPEPETROL S.A.

2.2 RESEÑA HISTÓRICA²⁹

El Campo Lisama está localizado en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al sur-oeste de la cuenca de Provincia y al Norte de los campos de La Cira Infantas de ECOPETROL S.A. (ver Figura 7).

Figura 7. Ubicación del Campo Lisama.



Fuente: CASTRO R.H., W. CANAS Martin. Definition of Reservoir Compartmentalization Applying Compositional Gradients: Mugrosa B Formation in Middle Magdalena Valley Basin, Lisama Field, Colombia. ECOPETROL S.A. SPE 123068.

Lisama es un anticlinal situado al Noreste de la antigua Concesión De Mares, a 45 Km de Barrancabermeja, limitado hacia el este por la Falla de La Salina y hacia el Oeste por la Falla de Peña de Oro.

La acumulación de hidrocarburos en el campo está relacionada con una trampa combinada de tipo estructural-estratigráfico. El potencial de hidrocarburos proviene del Terciario, principalmente de las formaciones Mugrosa y Colorado.

²⁹ CASTRO R.H., W. CANAS Martin. Definition of Reservoir Compartmentalization Applying Compositional Gradients: Mugrosa B Formation in Middle Magdalena Valley Basin, Lisama Field, Colombia. ECOPETROL S.A. SPE 123068.

El bloque de producción Lisama está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas: Área de Lisama, Área de Tesoro, Área Nutria y Área Peroles.

La Compañía TROCO inició la explotación del Campo Lisama en 1935, bajo la concesión Putana, con la perforación del pozo Lisama 1 a una profundidad de 4729 pies atravesando las formaciones Real y Colorado, obteniéndose una producción inicial de 151 BOPD de 18.8° API y una tasa de declinación del orden del 39% en el primer año. En 1936 se perforó Lisama 2 con 10 BOPD y en 1938 el pozo Lisama 3, el cual fue abandonado por continuos arenamientos y problemas en su revestimiento.

Desde 1.938 a 1.958 hubo un periodo de inactividad. En 1963 ECOPETROL adelantó un programa de exploración sísmica. El análisis de esta información justificó la perforación del pozo Lisama 5 en 1964, el cual alcanzó una profundidad de 8281 pies (Formación Esmeralda), con una producción inicial de 1185 BOPD de 30.9° API, de las zonas B y C de la Formación Mugrosa.

El mecanismo de producción generalmente es gas en solución, excepto en la parte Noreste del Campo Lisama, en donde se combinan mecanismos como capa de gas, drenaje gravitacional, gas en solución y algún efecto de empuje por agua. Las principales características del campo pueden observarse en la tabla 4.

2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO LISAMA

Las unidades geológicas productoras de hidrocarburos en el área son reconocidas como Zona A, que comprende la parte superior de la Formación Colorado y las unidades de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa. En menor importancia se consideran a las formaciones Esmeralda y La Paz, las cuales si bien han presentado producción de hidrocarburos en algunos pozos, esta no ha sido

significativa. En la Tabla 4. se resumen las principales características de las rocas y fluidos en el Campo Lisama.

Tabla 4. Características Generalizadas en el Campo Lisama.

CARACTERÍSTICAS	ZONA A	ZONA B	ZONA C
Profundidad (ft)	2804 - 5655	4400 - 7200	5700 - 8700
Área (M-acres)	66	305	93
Espesor Neto	20-110	67-227	85-261
Presión Original (psi)	2400	3200	4000
Temperatura (°F)	140	150	160
Porosidad Promedio (%)	15-22	12-18	11-20
Permeabilidad Promedio (md)	400	30	5
So promedio inicial (%)	70	60	45
Sw promedio inicial (%)	30	40	55
°API	30.5	31.5	34
Compresibilidad del aceite	14.25 E-6	7.61 E-6	13.34 E-6
Tipo de Crudo	Parafínico		
Mecanismo de Empuje	Gas en Soluc.-Capa de Gas- Drenaje G.		

Fuente: ECOPETROL S.A.

2.4 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS – AREA LISAMA³⁰

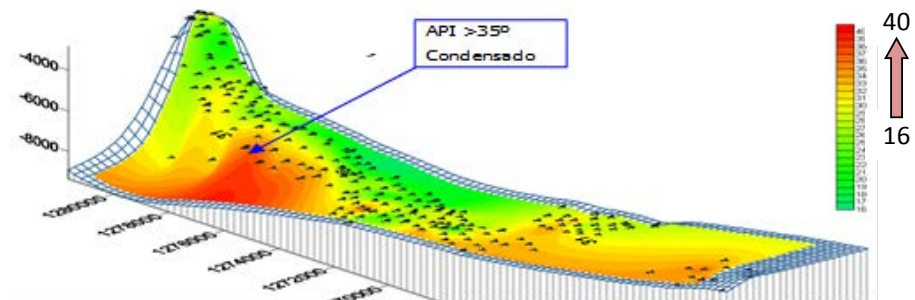
Se han realizado anteriormente análisis de laboratorio para medir propiedades de los fluidos como: gravedad API, salinidad del agua de formación, reología, punto de nube y punto de fluidez del petróleo.

2.4.1 Gravedad API. Se realizó un mapeo de las mediciones de gravedad API (condiciones estándar) entre los años 2005 y 2007 de los pozos productores del área, en la Figura 2.4 se observa el comportamiento de dicha propiedad, el corredor gasífero presenta una gravedad API superior que el resto del área.

³⁰ ECOPETROL S.A. Informe Técnico. 2004.

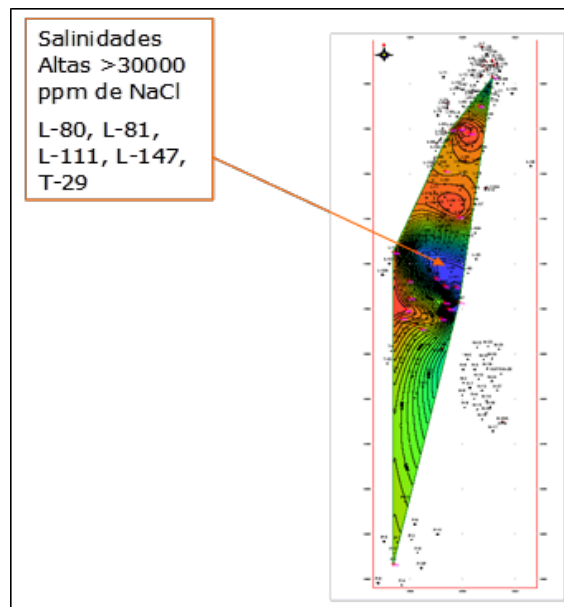
2.4.2 Salinidad del Agua de Formación. El comportamiento de la salinidad del agua de formación de Mugrosa es en promedio 7000 ppm de NaCl @ 83°F (0.37 ohm-m @ 153 °F), a excepción del sector localizado en la parte sur del Campo Lisama (alrededor de los pozos LISA0080, LISA0081, LISA0111, LISA0147 y TESO0029), en donde se encuentran valores superiores a 30000 ppm de NaCl @ 83°F (0.11 ohm-m @ 153°F). Este sector coincide con un bajón estructural del yacimiento (Ver Figura 8).

Figura 8. Mapeo de Gravedad API Área Lisama.



Fuente: ECOPETROL S.A.

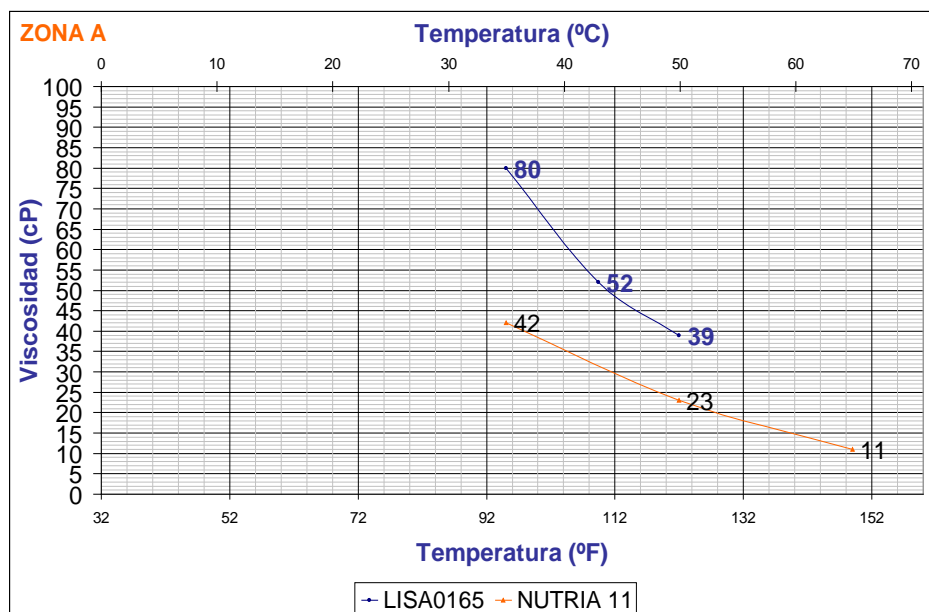
Figura 9. Mapeo de Salinidad de Agua Área Lisama.



Fuente: ECOPETROL S.A.

2.4.3 Reología. La Figura 10 presenta las curvas reológicas a tres temperaturas (superficie, intermedia y de yacimiento) de dos pozos representativos que producen de la formación Colorado: LISA0165 y NTR0011; y la Figura 10 presenta las curvas reológicas para los pozos LISA0052, LISA0054, LISA0086, LISA0095, LISA0010, LISA0040, LISA0118, LISA0123A, LISA0108, TESO0019, representativos de la Formación Mugrosa B.

Figura 10. Curvas Reológicas Zona A Área Lisama.

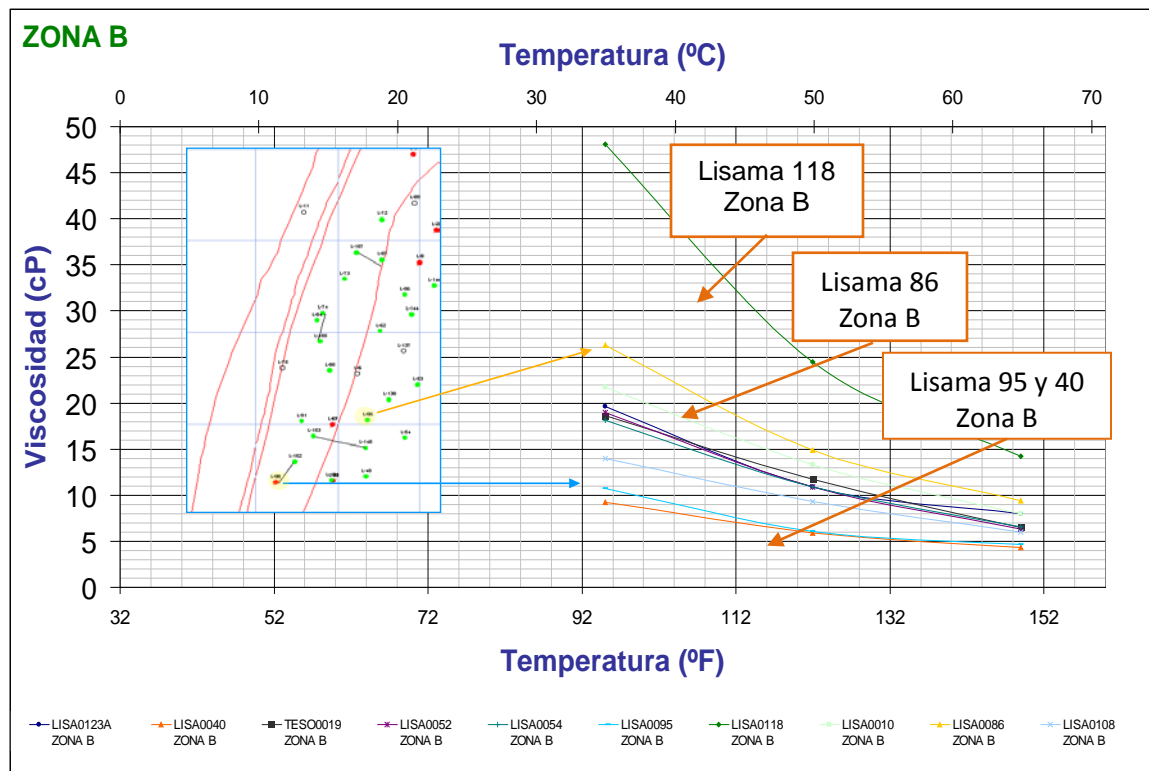


Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Igualmente, en la figura 11 también se observa que la curva reológica de los pozos LISA0086 y LISA0095 presenta comportamientos diferentes a pesar de producir de la misma formación, el pozo LISA0095 posee menor viscosidad (10.7 cP a condiciones de superficie y 4.7 cP a condiciones de yacimiento) y se encuentra ubicado en el corredor gasífero mientras que el pozo LISA0086 posee una mayor viscosidad (26.3 cP a condiciones de superficie y 9.4 cP a condiciones de yacimiento) y se encuentra fuera del corredor.

2.4.4 Punto de Nube y Punto de Fluidéz. Existen varios métodos para medir el punto de nube de productos del petróleo. No obstante, para medir el punto de nube dinámico de hidrocarburos (crudo) son pocas las metodologías conocidas. Una de éstas, es la que se realiza por el método del viscosímetro, prueba en la cual se fija una velocidad de deformación (equivalente a caudal) y se somete la muestra a un enfriamiento que inicia desde 72° C hasta -5° C manteniendo una velocidad de enfriamiento de 1°C/min.

Figura 11. Curvas Reológicas Zona B Área Lisama.



Fuente: ECOPETROL S.A.

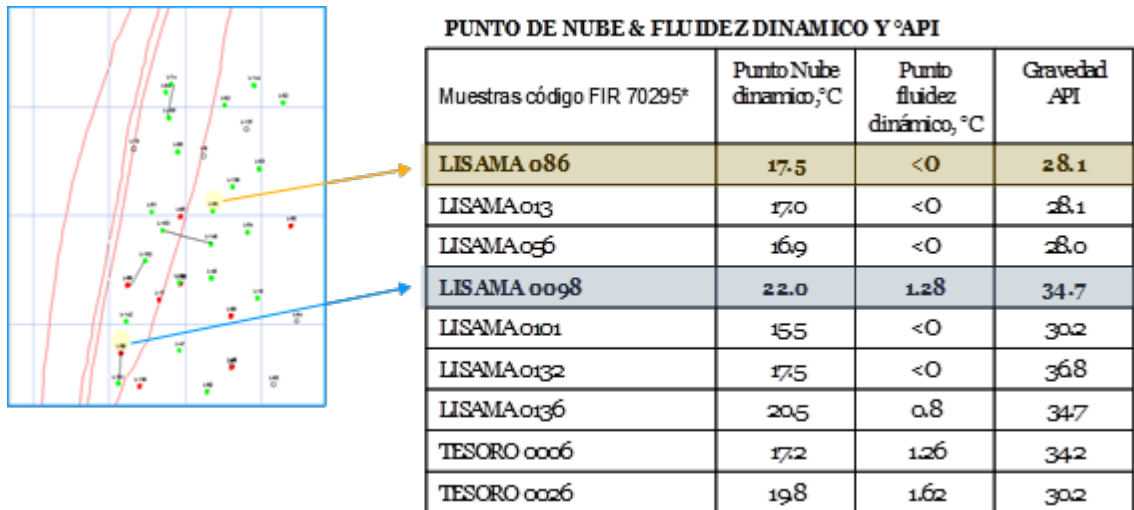
En la figura 12 se presentan los datos de las evaluaciones que se han llevado a cabo para 9 muestras de crudo del Área Lisama (pozos LISA0086, LISA0013, LISA0056, LISA0098, LISA0101, LISA0132, LISA0136, TESO0006 y TESO0026). Se observa que el punto de nube del pozo LISA0098 es mayor al de las otras

muestras, debido probablemente, a la pérdida de livianos ocasionada por la alta producción de gas en ese sector.

2.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN³¹

Es reconocido que el mecanismo de entrapamiento de hidrocarburos en el bloque de producción Lisama presenta una doble componente que combina aspectos estructurales con un fuerte control estratigráfico. La lenticularidad de los cuerpos hace que de por sí, cada cuerpo de arena se comporte como un yacimiento independiente.

Figura 12. Puntos de Nube y Fluidez Dinámicos representativos Zona B.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Con base en las pruebas realizadas durante los primeros periodos de producción de los pozos del Campo Lisama, con las mediciones de las relaciones gas-petróleo inicial y el análisis de los fluidos producidos, el Campo Lisama produce mediante diferentes mecanismos, dependiendo del área en la que se localicen los pozos.

³¹ PACHÓN CONTRERAS, Zarith. Factibilidad de Inyección de Agua en Campo Lisama. Informe Interno. ECOPETROL S.A. Piedecuesta, Santander. 2008.

Para el área Sur y Central, donde se ubican la gran mayoría de los pozos, y en donde el GOR es bajo, se considera que el mecanismo de producción de hidrocarburos dominante es el de gas en solución, con empuje parcial de agua. Lo anterior se sustenta con las producciones de agua que se tienen de los pozos periféricos, especialmente los que se localizan bajos en la estructura. Las producciones de agua de estos pozos límites alcanzan valores de hasta el 50%, pero en la gran mayoría de los pozos de las áreas central y sur, particularmente los estructuralmente altos, se presentan producciones de agua que no sobrepasan el 11% de la producción total de fluidos.

En las áreas Norte y Occidente, donde los pozos se ubican altos en la estructura, y donde los desarrollos arenosos revisten importancia, el principal mecanismo de producción de hidrocarburos es el de gas en solución y empuje parcial de agua. Algunos informes reportan la presencia de un posible acuífero activo en el área norte, para explicar el sostenimiento de presión y las altas tasas de producción de algunos pozos; pero la información sísmica adquirida recientemente, los análisis de buzamientos de los registros de Dipmeter (Registros de Buzamiento) de algunos pozos del área y la información de producción permiten concluir la posible existencia de un mecanismo de producción por efecto de segregación gravitacional.

Las características de producción de fluidos de los yacimientos que producen bajo este mecanismo son:

- Bajo GOR en pozos estructuralmente bajos
- Alto GOR en pozos estructuralmente altos (Buzamiento arriba)
- Baja o nula producción de agua en los pozos estructuralmente altos.

- Formación de una capa de gas primaria o secundaria.
- Sostenimiento de la presión en los pozos productores de petróleo, sino se produce la capa de gas.
- Altos buzamientos de las capas sedimentarias.
- Buena permeabilidad en la dirección del buzamiento.
- Baja viscosidad del petróleo.

Comparativamente con las características mencionadas, el área norte del Campo Lisama cumple con todas ellas, por lo que se sospecha que los grandes acumulados de petróleo en esta parte del campo, sea resultado de la combinación entre gas en solución, empuje parcial de agua y segregación gravitacional.

El área Occidental, conocida también como Corredor Gasífero, presenta una alta relación gas-petróleo, las producciones de agua son bajas a nulas, y los pozos ubicados estructuralmente altos, son los mejores productores de gas del campo. Para esta área se considera que los mecanismos de producción dominantes sean el de gas en solución y capa de gas.

2.6 EVIDENCIAS DEL PROBLEMA DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS³²

- Se ha encontrado evidencias en las líneas de producción (Ver Figura 13).
- El Aceite Caliente cuando es bombeado precipita parafinas dentro del pozo.

³² ECOPETROL S.A. Informe Técnico. 2007.

- Se encuentran bombas de subsuelo tapadas por parafina. Estas Bombas están a una profundidad de 7000- 8000 pies.
- Estas partículas de parafina van directamente a la formación y están causando daño de formación y disminución considerable en la producción.

Figura 13. Evidencias de Precipitación de Parafinas en el Tubing, Campo Lisama.



Fuente: ECOPETROL S.A.

2.7 ANTECEDENTES³²

En Octubre de 1996 se llevó a cabo un trabajo para disolver parafinas en la cara de la formación en 5 pozos del Campo Lisama, los cuales presentaron una mejora en la producción de 365 BOPD.

En el 2004 se realizó un estudio por parte del ICP sobre mecanismos de precipitación de parafinas y evaluación de métodos para controlar las parafinas. Del estudio se obtuvo la siguiente conclusión:

El aceite caliente bombeado tiene una Temperatura de Punto de Nube (TPN) mayor que la TPN del crudo en yacimiento y teniendo en cuenta el perfil de temperatura del aceite bombeado, se encontró que durante el trabajo de bombeo,

la temperatura del aceite bombeado alcanza valores menores que la TPN, lo que trae como consecuencia cristales de parafina que van directamente a la formación. Basados en la conclusión anterior, se realizaron tratamientos en los pozos Lis 37 y 47. Los resultados arrojaron que la técnica es económicamente favorable. El pozo Lis 47, por ejemplo, pasó de 40 BOPD a 100 BOPD durante 6 meses.

En resumen y de acuerdo con lo anterior se tiene que al pozo Lis 47 se le realizó un tratamiento de aceite caliente, el cual mostró que antes de dicho procedimiento requería de 1 a 2 veces por mes del aceite caliente para limpiar la tubería de producción, después del tratamiento permaneció 7 meses sin tratamientos de aceite caliente sin ningún inconveniente.

Durante los años 2005 y 2006 se ejecutaron trabajos de tratamientos químicos (Varsol-Xileno) para disolver parafinas en la cara de la formación en varios pozos del campo Lisama (Ver tabla 5).

Actualmente, se plantea la ejecución de un tratamiento de estimulación orgánica sin equipos de workover (Rig-Less) sobre los pozos ubicados en la zona norte del campo, los cuales afrontan en el presente problemas de depositación de parafinas, evidenciados en severas pérdidas de producción. La selección de los pozos en esta zona del área Lisama para la implementación de dicho tratamiento se efectuará en el siguiente capítulo.

Tabla 5. Resultados de Estimulaciones Orgánicas durante los años 2005 y 2006.

PRODUCCION INCREMENTAL DEL PILOTO						
POZO	FECHA DEL TRAT.	Q ANTES DE TRAT.	Qo DESPUES DEL TRAT.	Qacum. I CICLO	Qacum. II CICLO	OBSERVACIONES
LIS 19	24/11/2006	79	179	16746		
LIS 47	31/01/2006	29	99	17478	15120	
LIS 54	22/02/2006	24	50	6352		
LIS 56	13/02/2006	45	85	9132		
LIS 62	07/04/2006	27	56	6215		
LIS 67	10/03/2006	8	8	0		**Problemas de subsuelo (fugas en empaques)
LIS 95	19/12/2006	28	28	0		*Problemas en los asentamientos de empaque. Los incrementales son dados por el trabajo de cañoneo realizado el 20/may/06. no evaluable
LIS 98	10/12/2005	40	86	7703		*Problemas en los empaques
LIS 101	31/12/2005	8	18	2583		*Empaques dañados. En trabajos posteriores se realizo cambio de bomba por una de mayor extraccion no evaluable.
LIS 136	24/03/2006	23	23	0		**Problemas de subsuelo, se cambio el diseño del tratamiento al encontrar restricciones.no evaluable
LIS 161	20/04/2006	107	167	15498		
TOTAL				81709		

Nota: *: Problemas en los Empaques.

** : Problemas en Subsuelo. 2003

Fuente: ECOPETROL S.A.

3. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Previamente a la implementación del tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less se debe efectuar un proceso de selección de pozos candidatos a dicha operación. Esta etapa es fundamental ya que de esta selección saldrán aquellos pozos que por sus características, mostrarán mejores resultados a nivel de producción después de llevar a cabo el tratamiento. Como se mencionó con anterioridad durante la introducción del presente trabajo, a partir de este punto serán cambiados los nombres originales de los pozos a estudiar por motivos de confidencialidad de la información utilizada.

Antes de comenzar con los procesos de pre-selección y selección propiamente dicha, es conveniente abordar el tratamiento Rig-Less desde el punto de vista de su implementación y posteriormente, presentar la metodología utilizada para la selección de los pozos candidatos de forma secuencial. Esto facilitará la comprensión del proceso.

3.1 EL TRATAMIENTO RIG-LESS³³

El tratamiento Rig-Less es un proceso de estimulación orgánica a base de los solventes aromáticos Varsol y Xileno, los cuales, como se ha mencionado en la sección de sólidos orgánicos, tienen la capacidad de disolver las ceras parafínicas precipitadas en pozo y en la cara de la formación. Con base en aplicaciones anteriores en el Campo Lisama, se ha demostrado que este tipo de estimulación logra remover, inclusive, las parafinas que se han acumulado en un radio de drenaje de hasta 5 pies dentro de la formación productora. El tratamiento se denomina Rig-Less debido a que para su implementación en campo no se

³³ JAIMES, Manuel G. Field Application of a Rig-Less Practical Method for Stimulation of Beam Pumping Wells. ECOPETROL S.A. SPE 138814.

requieren equipos de workover sino, simplemente, un sistema de bombeo eficaz para la inyección de los fluidos de tratamiento hacia el pozo.

Actualmente se tienen antecedentes de aplicaciones del tratamiento en Campo Lisama, todas con un importante grado de efectividad. Sin embargo, esta efectividad puede ser aún mayor si se lleva a cabo un estudio previo de selección sobre los pozos de la zona del campo en donde se va a implementar el proceso. Este estudio arrojará como resultado la postulación de aquellos pozos que obtendrían un incremento más significativo en su producción incremental y el descarte de aquellos sobre los cuales el tratamiento no ejercerá un impacto importante. La realización de este estudio traerá una repercusión favorable sobre la economía del proyecto, ya que adicionalmente a la disminución de costos ocasionada por la no utilización de equipos, se suma la disminución del costo que se tendría al implementar el proceso en pozos donde no se obtendría ningún beneficio.

Durante la implementación de un tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less en campo, debe seguirse una serie de pasos secuenciales que conllevarán a una aplicación exitosa. Los pasos para la implementación en campo del tratamiento Rig-Less son los siguientes³⁴:

1. Medir el nivel dinámico del fluido en el pozo, pocas horas antes de la estimulación.
2. Cerrar el anular del pozo de 1 a 3 horas antes del cierre en fondo, hasta que se acumule suficiente gas en el anular para que la presión en el casing sea suficientemente alta y logre mover la columna de líquido del anular a la formación.

³⁴ JAIMES, Manuel G. Field Application of a Rig-Less Practical Method for Stimulation of Beam Pumping Wells. ECOPETROL S.A. SPE 138814.

Si esto es posible, monitorear el nivel de fluido hasta verificar que esta condición es alcanzada.

3. Cerrar el fondo del pozo alrededor de 3 horas antes del tratamiento.
4. Preparar el tratamiento químico.
5. Bombear el tratamiento por el anular con altos caudales, (2-3 Bpm), para prevenir la acumulación de gas en el anular, fluyendo a la bomba de superficie y causando cavitación y problemas durante el bombeo.
6. Cerrar el anular del pozo una vez más.
7. Comprobar nivel de fluido desde que el tratamiento químico ha sido bombeado, y cada 12 horas durante 3 días para monitorear el nivel de líquido.
8. Dejar en remojo el pozo al menos 48 horas.
9. De acuerdo al nivel de fluido a las 48 horas, agregar aceite con 0.2% en volumen de surfactante para mover el tratamiento químico que permanece en el pozo hacia la formación.
10. Dejar en remojo el pozo por otras 24 horas, siempre y cuando a este se le haya agregado aceite y surfactante.
11. Dejar fluyendo el pozo con anular y tubing abierto.
12. Medir la producción de aceite, gas, BS&W y efectuar muestreo de sólidos para caracterizar el depósito que ha sido disuelto.

3.2 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A UN TRATAMIENTO RIG-LESS³⁵

Con base en estudios e investigaciones efectuadas anteriormente, en lo concerniente al impacto sobre la efectividad de tratamientos de estimulación orgánica de factores como: parámetros de yacimiento, propiedades PVT, variables petrofísicas y daño de formación, ECOPETROL S.A. ha formulado una sencilla metodología de selección de pozos candidatos a estos procesos, la cual ha sido implementada con éxito en aplicaciones previas de procesos de estimulación orgánica sobre varios campos del Magdalena Medio. En esta oportunidad, debido a la naturaleza orgánica del tratamiento Rig-Less y a sus buenos resultados en Campo Lisama, se plantea la aplicación de esta metodología para los pozos del área norte de este campo con el fin de optimizar aún más los resultados de la estimulación.

En general, la metodología de selección de pozos candidatos se basa en una pre-selección y una selección final. La pre-selección se hace filtrando los pozos según su BS&W actual, este parámetro no debe ser superior al 20%, ya que un contenido mayor de agua y sedimentos anularía la efectividad del tratamiento. Luego de esto, mediante observación de las curvas de declinación de cada pozo, se descartan aquellos con una tasa de declinación inferior al 10% efectiva anual, debido principalmente a que una declinación muy baja no hace económica la estimulación. Finalmente, se observa el historial de estimulaciones del pozo en estudio, con el fin de apreciar el impacto sobre su producción después de haber aplicado tratamientos orgánicos. Si estos resultados no fueron buenos en el pasado, el pozo se descarta.

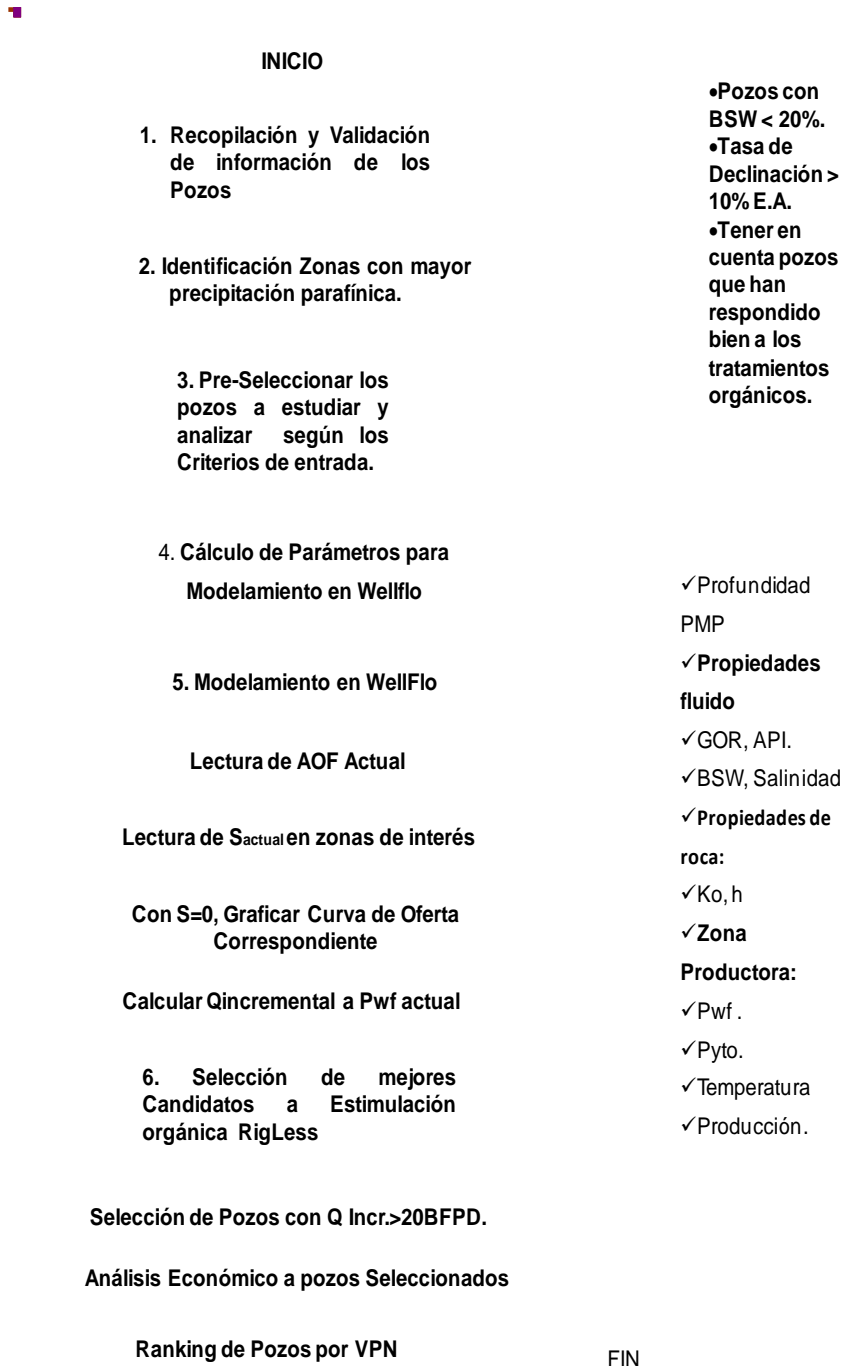
³⁵ ECOPETROL S.A.

Una vez hecho lo anterior, se procede a efectuar la selección final. Esta selección final se basa principalmente en el estimativo de producción incremental del pozo pre-seleccionado si se tomase la decisión de implementar el tratamiento sobre él.

El estimado se obtiene a partir del modelamiento en el software Wellflo del pozo en estudio, ingresando en el programa parámetros tales como presiones de yacimiento y de fondo fluyendo, espesor neto, temperatura de yacimiento, producción actual y permeabilidad efectiva al aceite. Finalmente, los pozos seleccionados al final del proceso serán aquellos cuya producción incremental sea superior o igual a 20 BFPD por motivos de rentabilidad. Este proceso de selección de pozos candidatos se enlaza finalmente con un análisis económico, en el cual se profundiza durante el siguiente capítulo.

El algoritmo que ilustra la metodología de selección de pozos candidatos a un proceso de estimulación orgánica se ilustra a continuación en la figura 14.

Figura 14. Metodología para la Selección de Pozos Candidatos a un Tratamiento de Estimulación Orgánica.



Fuente: ECOPETROL S.A.

3.3 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Se revisa la información, y comparando los distintos datos disponibles, se procede a su validación, se analizan las distintas fuentes de información para cada pozo y se relacionan entre sí para asegurar que cada uno cuenta con la información debida y que es útil para el estudio. La información evaluada procede de Open Wells, registros tales como MDT y PBU, reportes históricos de producción, estados mecánicos de los pozos y bases de datos de información geológica, estructural y petrofísica, entre otros.

3.4 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON PROBLEMAS DE PRECIPITACIÓN

A partir del análisis de la información correspondiente al Campo Lisama, la cual fue presentada en su mayoría en el capítulo 2 del presente trabajo, se establecieron que las zonas productoras del campo corresponden a las formaciones de Colorado, conocida como zona A; Mugrosa, en las zonas B y C; y la formación Esmeralda-La Paz, conocida como zona R. De todas ellas, se ha identificado que la zona que posee problemas significativos de precipitación de parafinas se encuentra en la formación Mugrosa-Zona Norte, en las arenas B y C³⁶. Es decir que, durante la pre-selección se van descartar aquellos pozos de la zona norte del Campo Lisama que no se encuentren cañoneados en las arenas B y C de la formación Mugrosa.

3.5 PRE-SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Como se ha mencionado con anterioridad, en este apartado se filtrarán los pozos con base en el BS&W, la tasa de declinación y las respuestas obtenidas en procesos de estimulación orgánica anteriores. Los valores para estos parámetros

³⁶ JAIMES, Manuel G. Field Application of a Rig-Less Practical Method for Stimulation of Beam Pumping Wells. ECOPETROL S.A. SPE 138814.

en cada uno de los pozos de la Zona Norte del Campo Lisama pueden observarse en la tabla 6.

Tabla 6. Pre-Selección de Pozos Candidatos al Tratamiento Rig-Less. Zona Norte Campo Lisama.

POZO	ZONAS CAÑONEADAS	TASA DE DECLINACIÓN (%)	BS&W (%)
Lisama Z	B	51.96	86.00
Lisama Y	B-C	2.50	1.00
Lisama X	A-B	4.30	46.00
Lisama W	A-B	11.81	23.00
Lisama V	A-B-C	9.52	8.00
Lisama U	A	27.70	53.00
Lisama T	A-B	18.77	1.00
Lisama S	B-C	16.45	21.00
Lisama R	B	21.51	5.00
Lisama Q	B	14.53	79.00
Lisama P	B	15.80	1.00
Lisama O	A	22.50	33.00
Lisama N	B	12.96	21.00
Lisama M	B	3.28	43.00
Lisama L	B-C	10.88	1.00
Lisama K	A-B-C	14.54	41.00
Lisama J	B	17.67	27.00
Lisama I	B	27.12	29.00
Lisama H	A-B-C	17.95	1.00
Lisama G	B	8.36	27.00
Lisama F	B-C	27.49	2.00
Lisama E	A-B	26.76	77.00
Lisama D	B	20.46	52.00
Lisama CD	A-B-C	35.88	2.00
Lisama BD	A-B	10.29	2.00
Lisama AD	B-C	68.60	97.00

POZO	ZONAS CAÑONEADAS	TASA DE DECLINACIÓN (%)	BS&W (%)
Lisama ZD	A-B-C	34.02	84.00
Lisama YD	B-C	50.77	74.00
Lisama XD	A	31.18	49.00
Lisama WD	No Disponible	34.48	25.00
Lisama VD	B-C	23.19	1.00
Lisama UD	B-C	6.26	3.00
Lisama TD	A	53.52	7.00
Lisama SD	A-B-C	24.89	71.00
Lisama RD	A	93.81	2.00
Lisama QD	A	25.33	2.00
Lisama PD	B-C	42.14	5.00
Lisama OD	No Disponible	67.37	71.00
Lisama ND	No Disponible	64.03	26.00
Lisama MD	No Disponible	42.43	23.00
Lisama LD	A-B-C	17.93	8.00

Fuente: Los Autores.

En la tabla 5 fueron presentados los pozos ubicados en la Zona Norte del Campo Lisama, con excepción de aquellos que se encuentran cerrados o en reacondicionamiento actualmente. Los pozos cuya denominación termina en la letra D corresponden a pozos desviados.

La tabla 5 también presenta para cada pozo la correspondiente tasa de declinación efectiva anual promedio, el contenido de agua y sedimentos en producción a condiciones actuales, BS&W; y finalmente, las zonas productoras cañoneadas pozo a pozo. Todos estos datos fueron extraídos directamente de la base de datos en OFM (Oil Field Manager) del Campo Lisama. Las tasas de caída en la producción efectiva anual fueron tomadas de las curvas de declinación de cada pozo elaboradas en el mismo software.

Estos tres parámetros tabulados permiten efectuar una selección preliminar o pre-selección de pozos candidatos. Los pozos pre-seleccionados serán aquellos que cuenten con un BS&W actual menor al 20%, una tasa de declinación efectiva anual por encima del 10% y que se encuentren produciendo parcial o totalmente de la formación Mugrosa en sus arenas B y C, o de una de ellas.

Según lo anterior, los pozos pre-seleccionados como candidatos al tratamiento orgánico Rig-Less se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. Pozos Pre-Seleccionados para la implementación del Tratamiento orgánico Rig-Less.

POZO PRE-SELECCIONADO	ZONAS CAÑONEADAS	TASA DE DECLINACIÓN (%)	BS&W (%)
Lisama T	A-B	18.77	1.00
Lisama R	B	21.51	5.00
Lisama P	B	15.80	1.00
Lisama L	B-C	10.88	1.00
Lisama H	A-B-C	17.95	1.00
Lisama F	B-C	27.49	2.00
Lisama CD	A-B-C	35.88	2.00
Lisama BD	A-B	10.29	2.00
Lisama VD	B-C	23.19	1.00
Lisama PD	B-C	42.14	5.00
Lisama LD	A-B-C	17.93	8.00

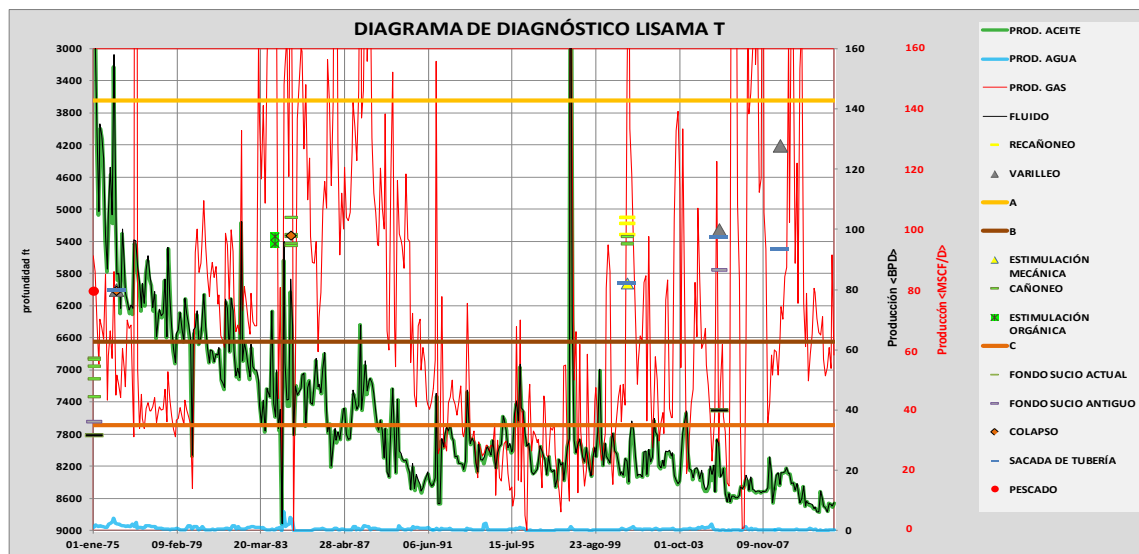
Fuente: Los Autores.

En este punto, antes de pasar a la selección final de los pozos candidatos, es necesario tener en cuenta la respuesta obtenida a tratamientos anteriores en los pozos pre-seleccionados, debido a que una respuesta negativa a una estimulación orgánica anterior sobre uno de ellos, podría descartarlo del proceso de selección.

Estos datos pueden obtenerse a través de una revisión histórica del comportamiento de la producción de cada pozo antes y después de cada trabajo de estimulación realizado. De una manera práctica, esta información puede presentarse a través de un recurso denominado Diagrama de Eventos. Un Diagrama de Eventos es una representación gráfica que ilustra simultáneamente el comportamiento de la producción de cada fluido del pozo y la implementación de diferentes trabajos mecánicos y de estimulación en el mismo. A continuación, en las figuras 15 a 25, se presentan los Diagramas de Eventos elaborados para cada pozo pre-seleccionado.

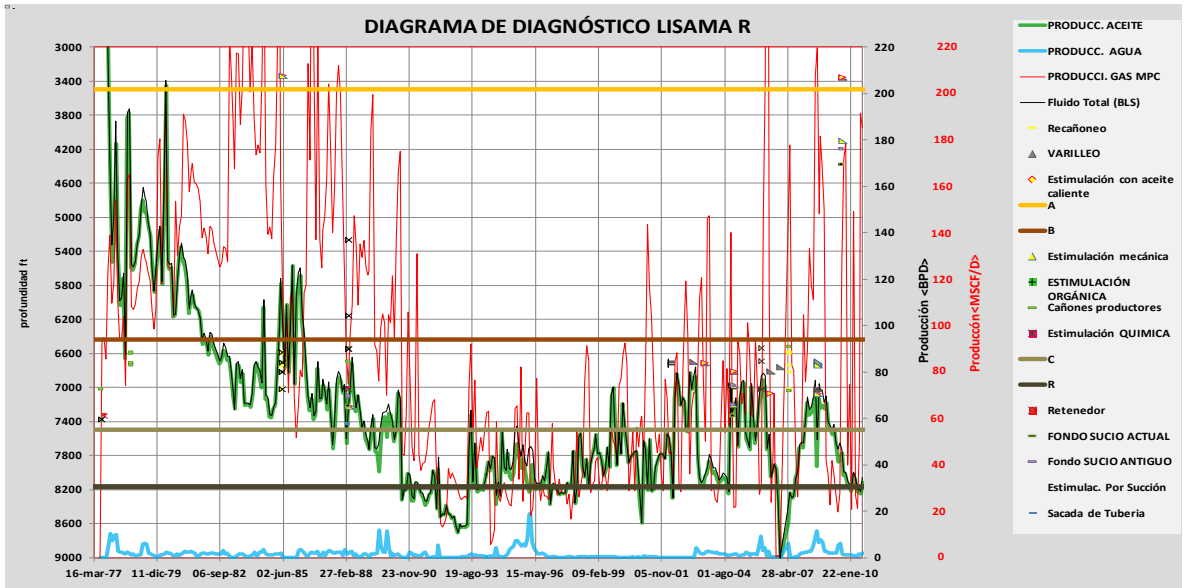
En cada diagrama se han incluido todos aquellos eventos relacionados con la disminución en la producción y la estimulación del pozo, tales como: estimulaciones orgánicas, trabajos de varilleo, trabajos de aceite caliente, cambios de tubería, existencia de pescados y suciedad en el wellbore. Cada uno de los eventos registrados en los diagramas fueron tomados directamente de la base de datos en OpenWells del Campo Lisama, reportes históricos de producción e informes de campo.

Figura 15. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama T.



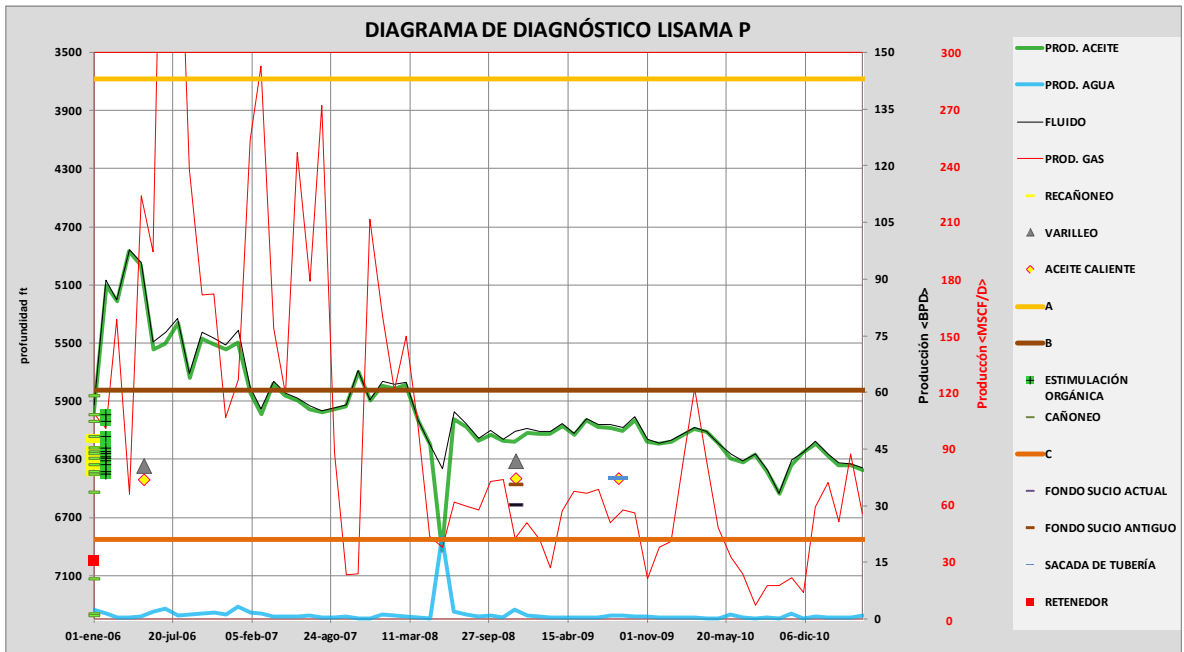
Fuente: Los Autores.

Figura 16. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama R.



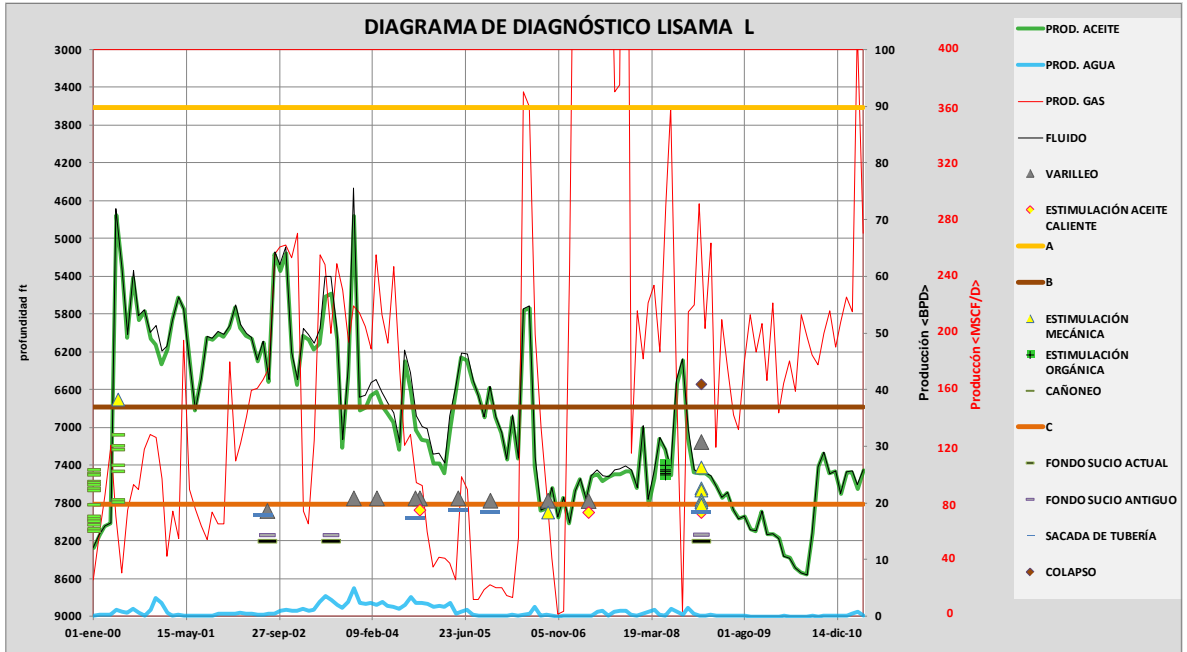
Fuente: Los Autores.

Figura 17. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama P.



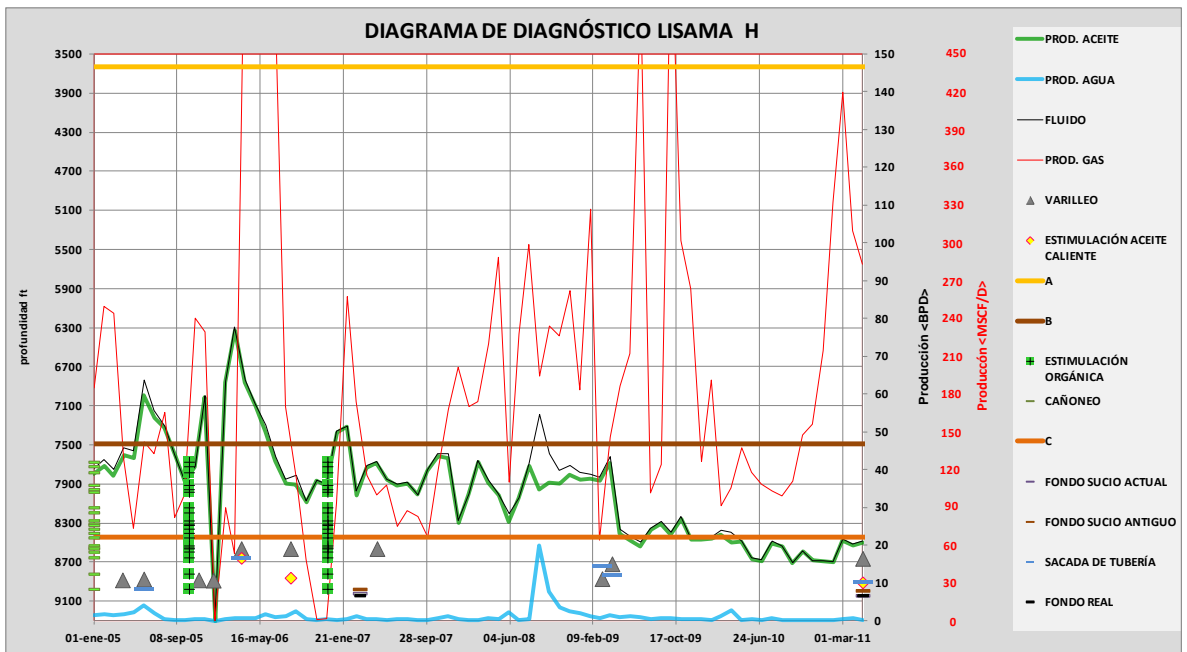
Fuente: Los Autores.

Figura 18. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama L.



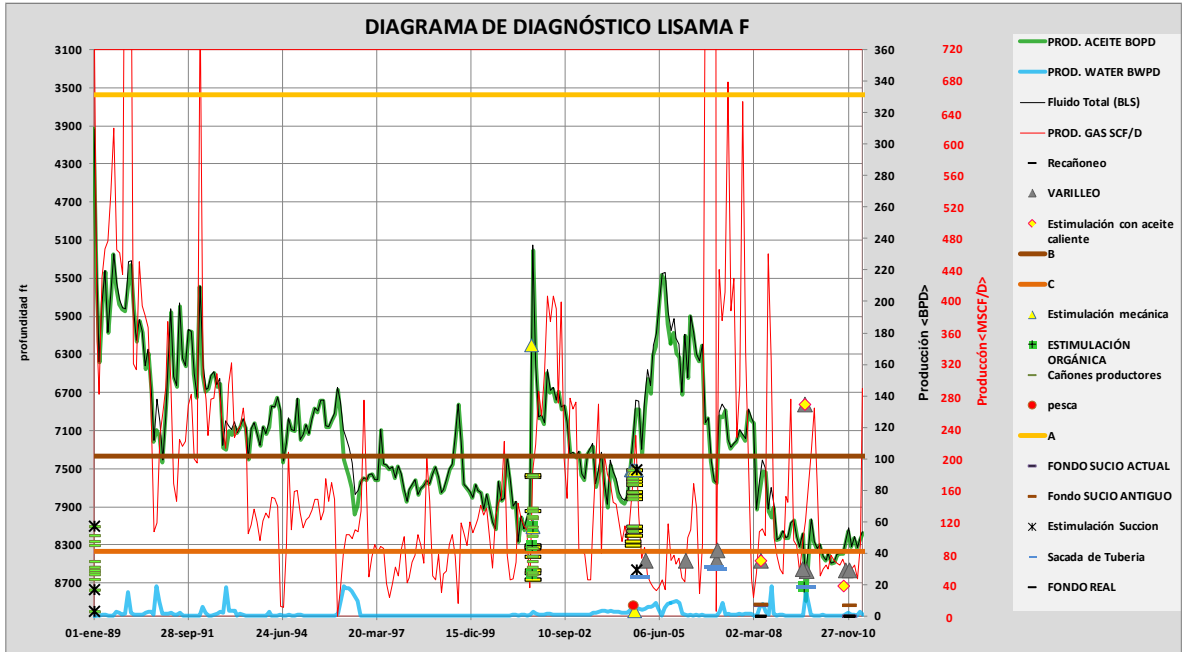
Fuente: Los Autores.

Figura 19. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama H.



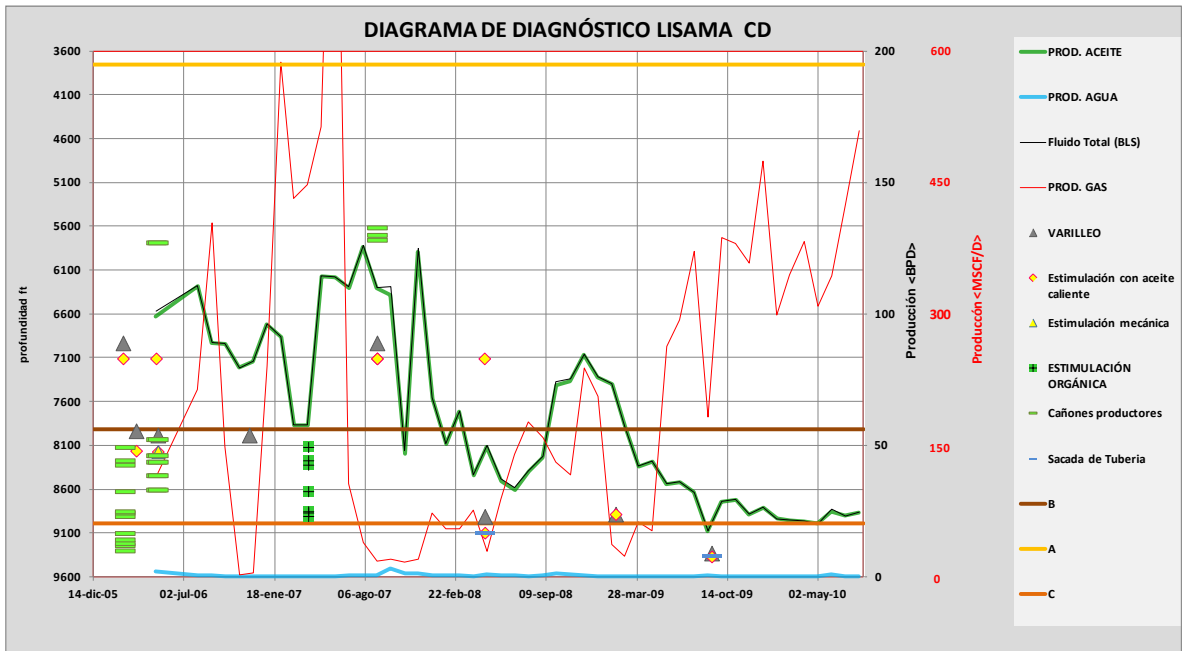
Fuente: Los Autores.

Figura 20. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama F.



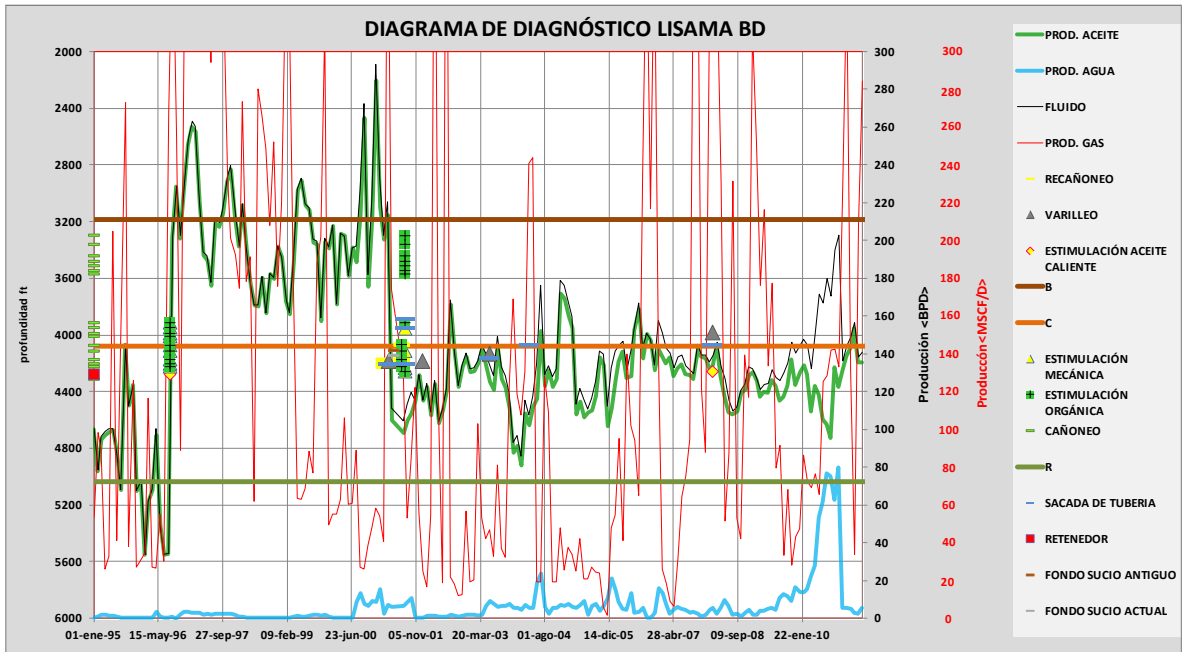
Fuente: Los Autores.

Figura 21. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama CD.



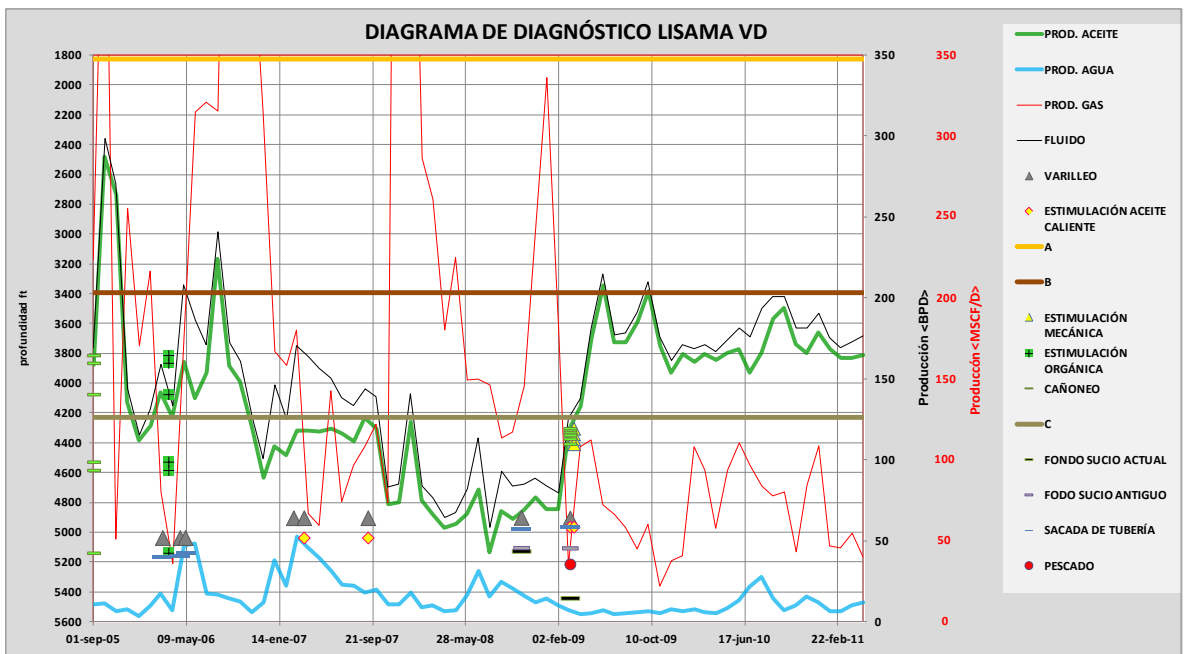
Fuente: Los Autores.

Figura 22. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama BD.



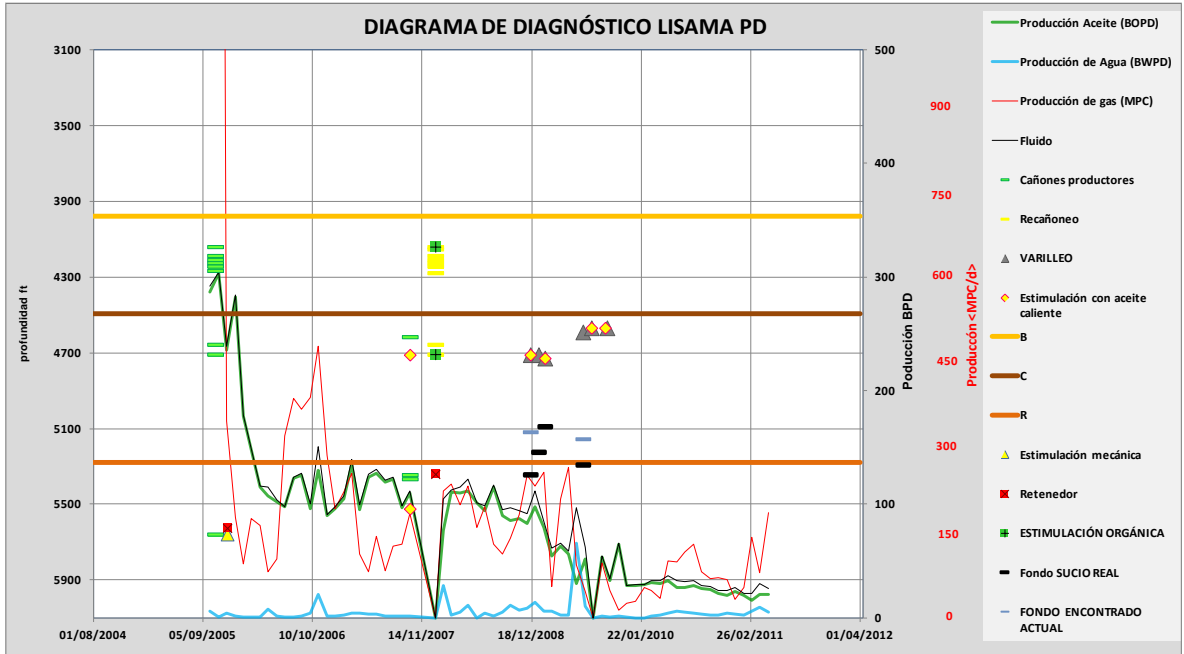
Fuente: Los Autores.

Figura 23. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama VD.



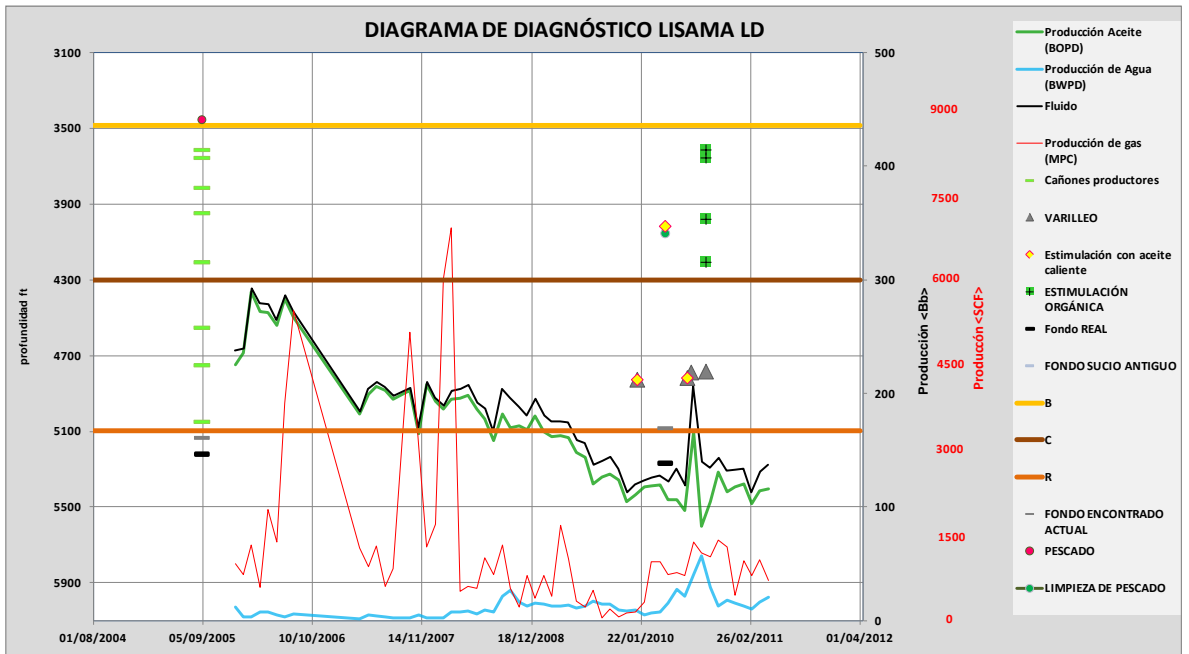
Fuente: Los Autores.

Figura 24. Diagrama de Eventos del Pozo Lisama PD.



Fuente: Los Autores.

Figura 25. Diagrama de Eventos del Pozo LD.



Fuente: Los Autores.

A partir de los anteriores Diagramas de Eventos se observa que durante la historia productiva de los pozos pre-seleccionados, los tratamientos de estimulación orgánica a base de Varsol y Xileno han logrado incrementar la producción de aceite notablemente. Debido a que en ninguno de los pozos en mención se obtuvieron respuestas negativas anteriormente, se confirma la lista de pozos pre-seleccionados mostrada en la tabla 3.2. De este modo, se puede continuar con la siguiente etapa del proceso de selección.

3.6 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La selección final de los pozos que serán candidatos al tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less se basa en el criterio del estimado de producción incremental después de la implementación del proceso. Este estimativo se obtiene a través del modelamiento de la curva de oferta actual y post-tratamiento de cada pozo. El modelamiento se lleva a cabo en el software denominado WellFlo, ingresando para cada pozo los datos de presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo, temperatura del reservorio, caudal de producción actual, permeabilidades efectivas promedio de cada zona, espesores netos promedio de cada arena y el factor skín actual.

Durante los siguientes apartados, se llevarán a cabo cada una de estas determinaciones, para finalmente, efectuar el modelamiento.

3.6.1 Determinación de la Presión de Yacimiento. Debido a las características lenticulares y de discontinuidad lateral en las arenas productoras que conforman el Campo Lisama, las cuales propician la variación brusca de los parámetros de yacimiento de punto a punto, y a que no se tienen disponibles los datos de presión de yacimiento promedio para algunos de los pozos pre-seleccionados, se debe determinar la magnitud de este factor para cada uno de ellos.

Para efectuar la determinación de las presiones de yacimiento, se correlacionaron los datos de presión en la formación existentes a partir de registros MDTs (Prueba Modular de la Dinámica de Formación) y PBU (Pruebas de Ascenso de Presión) para algunos pozos de la Zona Norte del Campo Lisama cercanos en su ubicación a los pozos pre-seleccionados.

La correlación efectuada para cada pozo pre-seleccionado consiste en la escogencia de un pozo cercano a él que tenga, bien sea registro MDT, o registro de PBU. Una vez encontrado este nuevo pozo al que se le dará el nombre de “imagen”, se seguirá el siguiente procedimiento:

- Con base en el estado mecánico de cada pozo imagen, determinar el punto medio de las perforaciones en cada zona cañoneada (PMP).
- Leer a partir del MDT o PBU existente de cada pozo imagen, la presión de yacimiento a la profundidad de los puntos medios de las perforaciones obtenidos en el paso anterior.
- Determinar el gradiente de presión promedio de cada pozo imagen en cada zona cañoneada, dividiendo las presiones leídas en el paso anterior, entre su correspondiente punto medio de las perforaciones.
- Debido a la cercanía entre los pozos imagen y pre-seleccionado, y al hecho de que ambos han sido cañoneados en las mismas zonas productoras, asumir como idénticos los gradientes de presión obtenidos para el pozo imagen y los correspondientes al pozo pre-seleccionado.
- Finalmente, la presión de yacimiento de cada pozo pre-seleccionado en cada zona completada, se determinará a través del producto entre sus gradientes

de presión y las profundidades correspondientes a los puntos medios de las perforaciones (PMP) de cada arena cañoneada.

- Estas presiones estimadas serán utilizadas durante el modelamiento.

En la tabla 8 se ilustra la determinación de la presión de yacimiento para cada pozo pre-seleccionado con base en el procedimiento anterior.

Tabla 8. Determinación de la Presión de Yacimiento. Pozos Pre-Seleccionados.

POZO PRE- SELEC.	POZO IMÁG.	PMP POZO IMÁG. (FT)	P DE YTO. POZO IMÁG. (PSI)	GRAD. PRESIÓN (PSI/FT)	PMP POZO PRE- SELEC. (FT)	P DE YTO. POZO PRE- SELEC. (PSI)
Lis T:B	Lis Z:B (PBU)	7294.00	1096.20	0.150	7093.00	1066.00
Lis R:B	PBU	6776.00	603.00	0.088	6776.00	603.00
Lis P:B	Lis Q:B (PBU)	6494.50	708.00	0.109	6192.00	675.00
Lis L:B	PBU	7432.00	734.00	0.098	7432.00	734.00
Lis L:C	PBU	7962.00	787.00	0.098	7962.00	787.00
Lis H:B	Lis S:B (PBU)	8227.00	720.50	0.087	8057.00	705.60
Lis H:C	Lis S:C (PBU)	8864.00	776.40	0.087	8719.00	763.70
Lis F:B	Lis ZD:B (MDT)	7743.00	1196.40	0.154	7928.00	1225.00
Lis F:C	Lis ZD:C (MDT)	8847.00	1566.30	0.177	8602.00	1523.00
Lis CD:B	MDT	8475.00	1006.00	0.118	8475.00	1006.00
Lis CD:C	MDT	9210.50	1093.00	0.118	9210.50	1093.00
Lis BD:B	MDT	7698.70	1076.00	0.139	7698.70	1076.00
Lis VD:B	MDT	3655.60	565.30	0.154	3655.60	565.30

POZO PRE- SELEC.	POZO IMÁG.	PMP POZO IMÁG. (FT)	P DE YTO. POZO IMÁG. (PSI)	GRAD. PRESIÓN (PSI/FT)	PMP POZO PRE- SELEC. (FT)	P DE YTO. POZO PRE- SELEC. (PSI)
Lis VD:C	MDT	4186.30	358.50	0.085	4186.30	358.50
Lis PD:B	Lis Y:B (PBU)	3685.00	540.90	0.146	4210.00	618.00
Lis PD:C	Lis Y:C (PBU)	4166.00	611.80	0.146	4671.00	686.00
Lis LD:B	MDT	3920.40	831.00	0.211	3920.40	831.00
Lis LD:C	MDT	4805.50	871.00	0.181	4805.50	871.00

Fuente: Los Autores.

Las presiones de yacimiento calculadas en la tabla 8 se han determinado para cada zona cañoneada por separado debido a que, al llevar a cabo el modelamiento, se va a estimar individualmente el aporte a la producción incremental de las zonas B y C de la formación Mugrosa. Las presiones de yacimiento para la zona A no fueron determinadas debido a que, como se ha mencionado previamente, la formación Colorado no es de interés para el presente proyecto.

3.6.2 Determinación de la Presión de Fondo Fluyendo y Lectura del Caudal de Producción Actual. Otro de los parámetros de entrada para la selección final de los pozos candidatos es la presión de fondo fluyendo. En vista de que no se dispone de la magnitud de este factor, este debe determinarse.

La determinación de la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , se puede llevar a cabo en función de parámetros tales como: la densidad del fluido, el punto medio de las perforaciones de cada zona cañoneada, la presión ejercida por la tubería de

revestimiento, el nivel de líquido en el pozo y el porcentaje de líquido a través de la siguiente correlación³⁷:

$$P_{wf} = P_{csg} + [0.052 * \rho_{fluido} * (\%Líqu.) * (PMP - Niv. Líq.)] \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

Dónde:

P_{wf} : Presión de Fondo Fluyendo, Psi.

P_{csg} : Presión de la Tubería de Revestimiento, Psi.

ρ_{fluido} : Densidad del Fluido, Lb/ft³.

%Líqu. : Porcentaje de Líquido, fracción.

PMP: Punto Medio de las Perforaciones de cada zona cañoneada, ft.

Niv.Líqu.: Nivel de Líquido en el pozo, ft.

Para la utilización de la expresión anterior se han extraído los datos de nivel, porcentaje de líquido y presión del casing de reportes del Campo Lisama; los puntos medios de las perforaciones, de los estados mecánicos; y la densidad del fluido, a partir de informes PVT. Con excepción de los PVT, toda esta información fue recopilada hasta el año 2011.

En la tabla 9 se efectúa la determinación de la presión de fondo fluyendo para los pozos pre-seleccionados. De igual manera, se presenta también la información referente a los caudales de producción actual por zonas extraída directamente de

³⁷ FRICK, Thomas. TAYLOR, William. Petroleum Production Handbook. McGraw Hill. 1962.

los reportes de producción y de estudios de distribución de caudal en los pozos del campo hasta mayo de 2011.

Tabla 9. Determinación de la Presión de Fondo Fluyendo y Recopilación de Caudales de Producción Actual en los Pozos Pre-Seleccionados.

POZO PRE- SELEC.	PMP (FT)	NIV. DE LÍQ. (FT)	% DE LÍQ. (FRACCIÓN)	PRESIÓN DEL CASING (PSI)	P _{WF} (PSI)	Q ACTUAL (BBL/DÍA)
Lis T:B	7093.00	4842.21	0.82	87.20	807.00	4.00
Lis R:B	6776.00	6160.29	0.79	45.30	235.00	36.00
Lis P:B	6192.00	5569.17	0.62	28.40	179.00	28.00
Lis L:B	7432.00	7156.35	0.84	48.70	139.00	11.00
Lis L:C	7962.00	7716.88	0.84	48.70	129.00	11.00
Lis H:B	8057.00	7575.48	0.86	37.50	199.00	21.00
Lis H:C	8719.00	8202.27	0.86	37.50	210.81	9.00
Lis F:B	7928.00	6330.05	0.25	52.20	208.00	48.00
Lis F:C	8602.00	6819.44	0.25	52.20	226.00	11.00
Lis CD:B	8475.00	8311.46	0.90	29.60	87.00	8.00
Lis CD:C	9210.50	9195.11	0.90	29.60	35.00	6.00
Lis BD:B	7698.70	900.48	0.23	64.20	674.00	45.00
Lis VD:B	3655.60	3106.34	0.38	27.60	109.00	9.00
Lis VD:C	4186.30	3522.33	0.38	27.60	126.00	37.00
Lis PD:B	4210.00	2909.90	0.54	35.20	309.00	10.00
Lis PD:C	4671.00	3214.21	0.54	35.20	342.00	21.00
Lis LD:B	3920.40	3125.52	0.29	33.10	123.00	96.00
Lis LD:C	4805.50	3763.06	0.29	33.10	151.00	12.00

Fuente: Los Autores.

3.6.3 Comportamiento IPR de los Pozos Pre-Seleccionados. El comportamiento IPR de un pozo petrolífero refleja la variación en su producción con respecto a la presión de fondo fluyendo. Este comportamiento es rectilíneo

cuando el yacimiento se encuentra sub-saturado, es decir, cuando la presión promedio de yacimiento está por encima de la presión de saturación del mismo.³⁸

Para el caso en el cual la presión de yacimiento es menor a la presión de saturación (yacimiento saturado), el comportamiento IPR refleja un comportamiento polinómico, el cual disminuye el potencial máximo de producción del pozo en comparación con el comportamiento rectilíneo. Esto se debe a la liberación progresiva del gas que se encontraba en la solución de compuestos hidrocarburos. A partir de este momento, la producción de gas se incrementará y la producción de líquido tenderá a descender.^{39 40}

Para el caso puntual de los pozos pre-seleccionados en este trabajo, la totalidad de las presiones de yacimiento determinadas caen por debajo de la presión de saturación promedio del reservorio, la cual se encuentra en 3268 Psi.⁴¹

A continuación, en las figuras 26 a 36, se presenta gráficamente el comportamiento IPR de los pozos pre-seleccionados según el modelo de Vogel para yacimientos saturados. Los datos de caudal fueron tomados de reportes de producción, y los datos de presión de fondo fueron determinados con la ecuación 3.1 a partir de varios datos disponibles de niveles y porcentajes de líquido en los pozos a diferentes fechas, entre los años 2008 y 2011 en los pozos verticales, y entre 2007 y 2011 en los pozos desviados.

El comportamiento IPR de cada pozo se ha graficado anualmente con el fin de hacer un seguimiento periódico al desempeño general de los mismos.

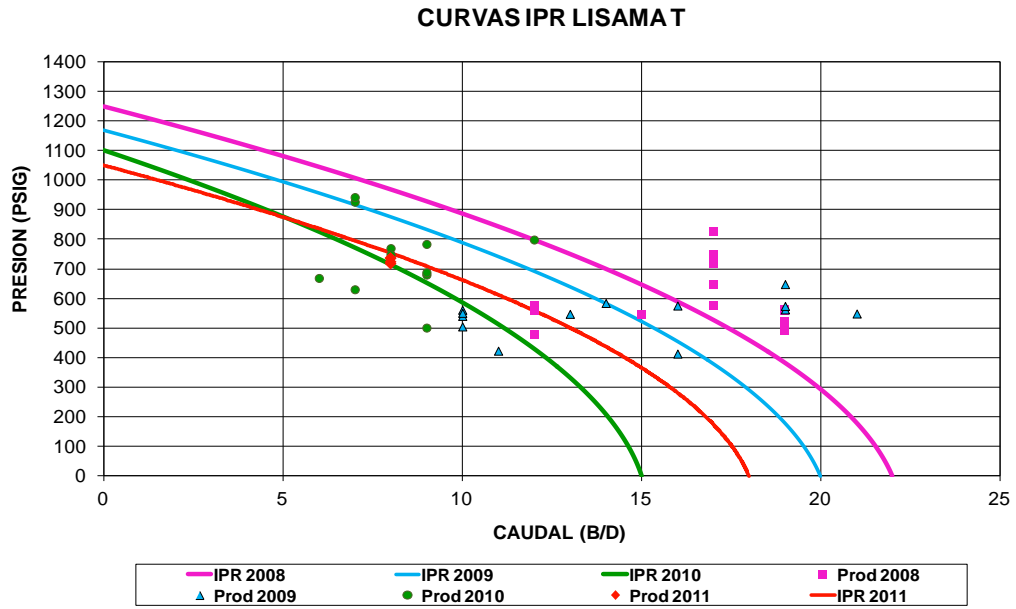
³⁸ ECONOMIDES, Michael. Petroleum Production Systems. Prentice Hall. 1994.

³⁹ NIND, T.E. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Ed. Limusa. 1987.

⁴⁰ DIAZ VILORIA, Ricardo José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2009.

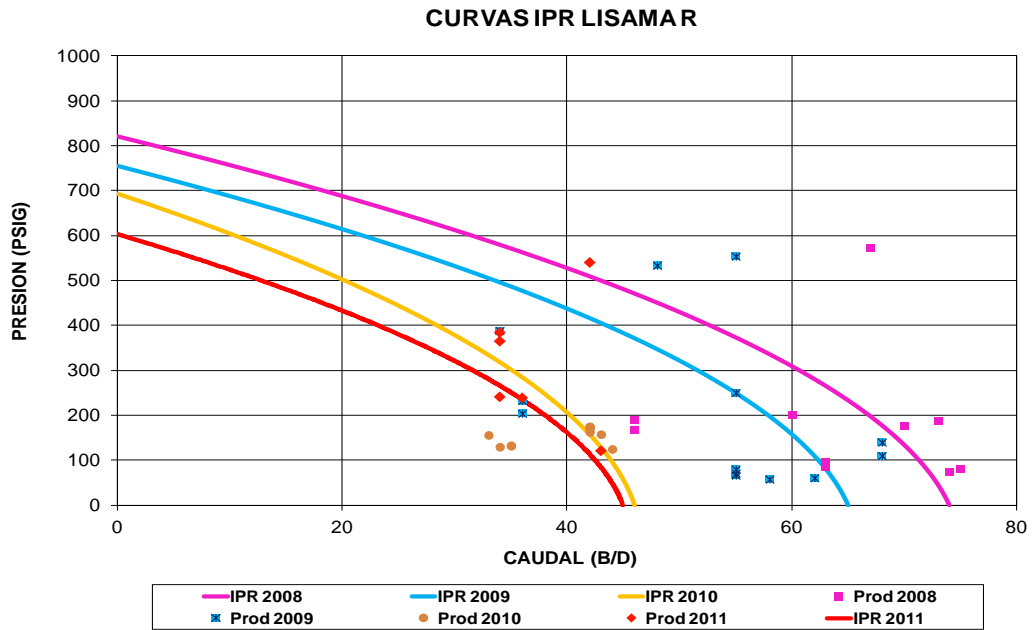
⁴¹ CORE LABORATORIES INTERNATIONAL S.A. Informe PVT Campo Lisama. Mayo 1981.

Figura 26. Comportamiento IPR del Pozo Lisama T.



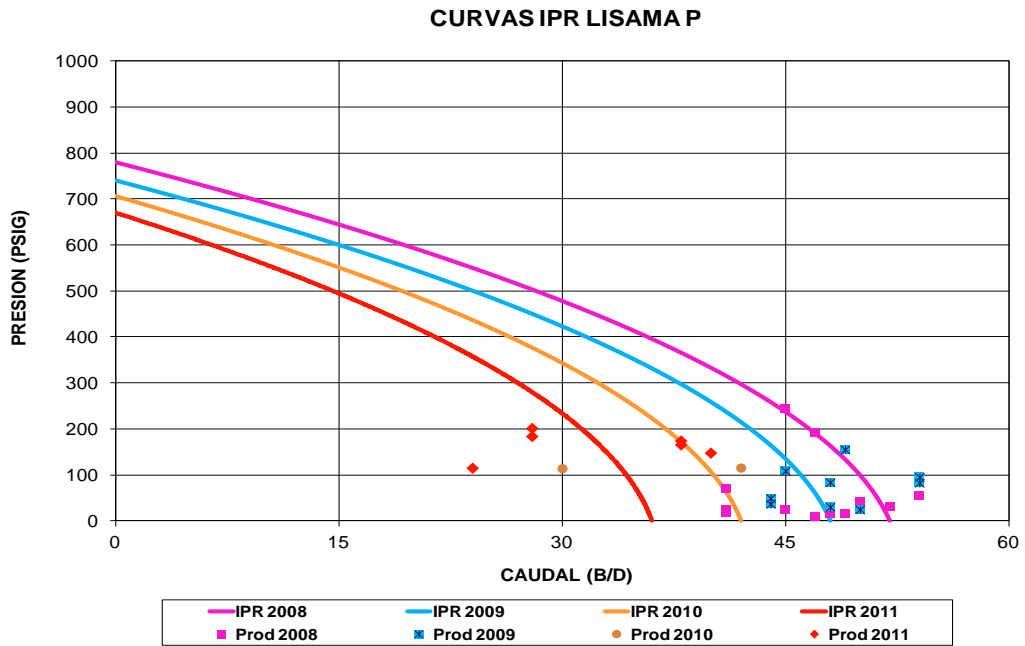
Fuente: Los Autores.

Figura 27. Comportamiento IPR del Pozo Lisama R.



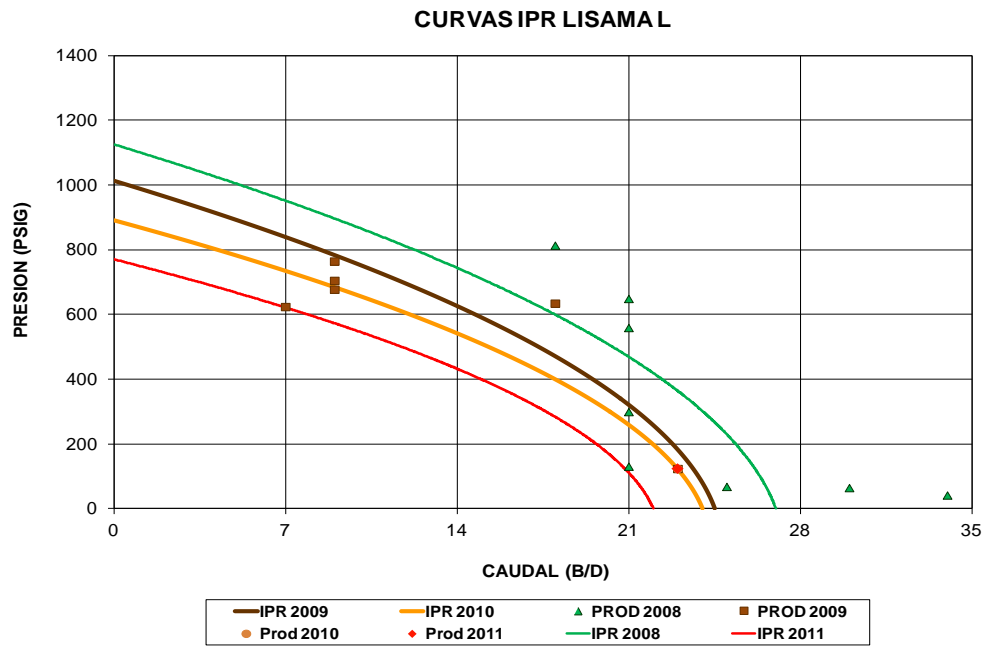
Fuente: Los Autores.

Figura 28. Comportamiento IPR del Pozo Lisama P.



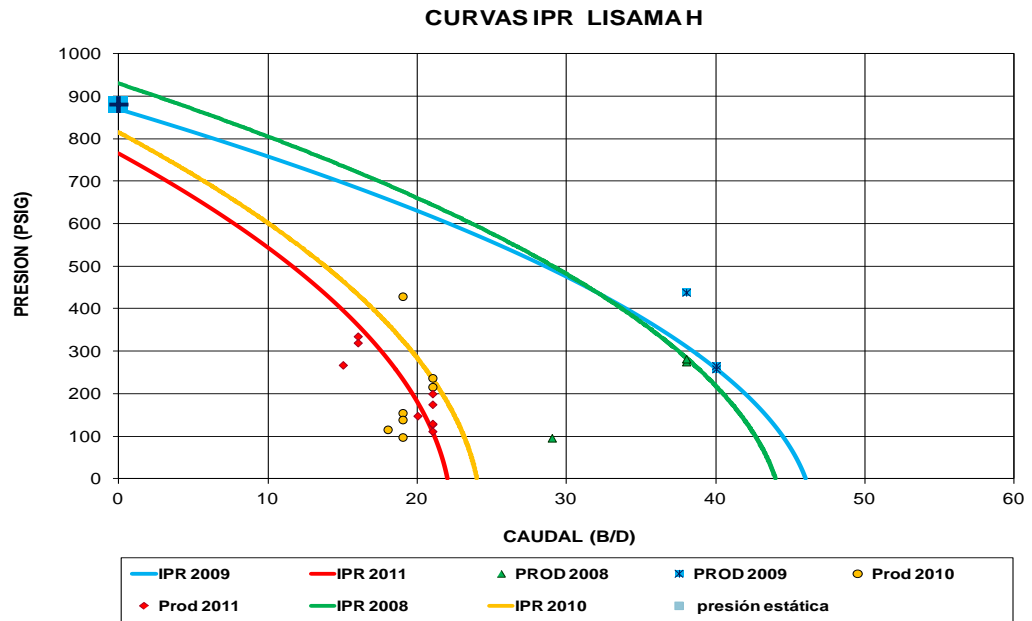
Fuente: Los Autores.

Figura 29. Comportamiento IPR del Pozo Lisama L.



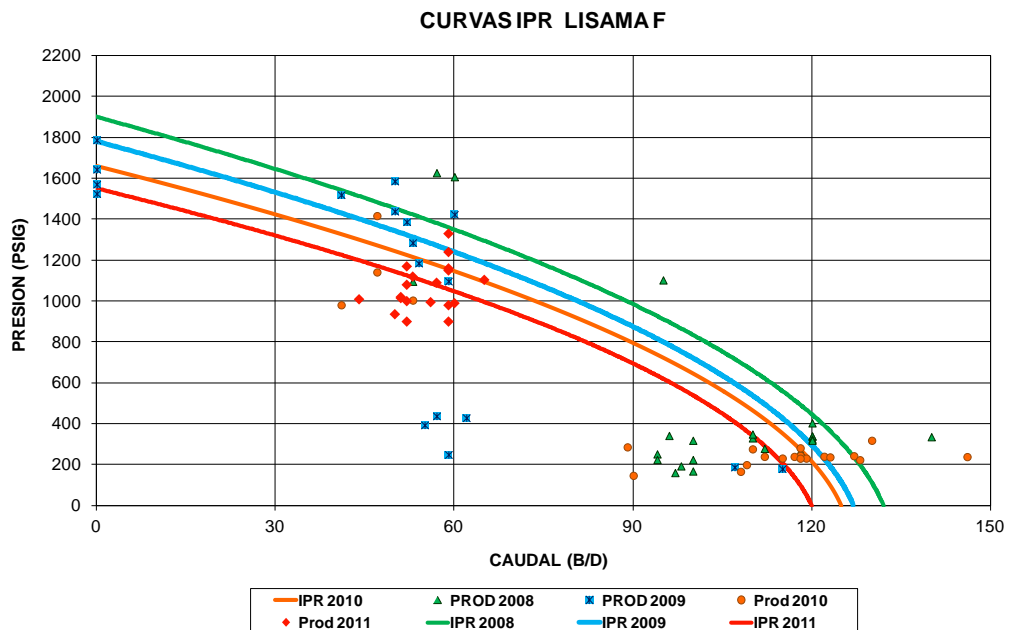
Fuente: Los Autores.

Figura 30. Comportamiento IPR del Pozo Lisama H.



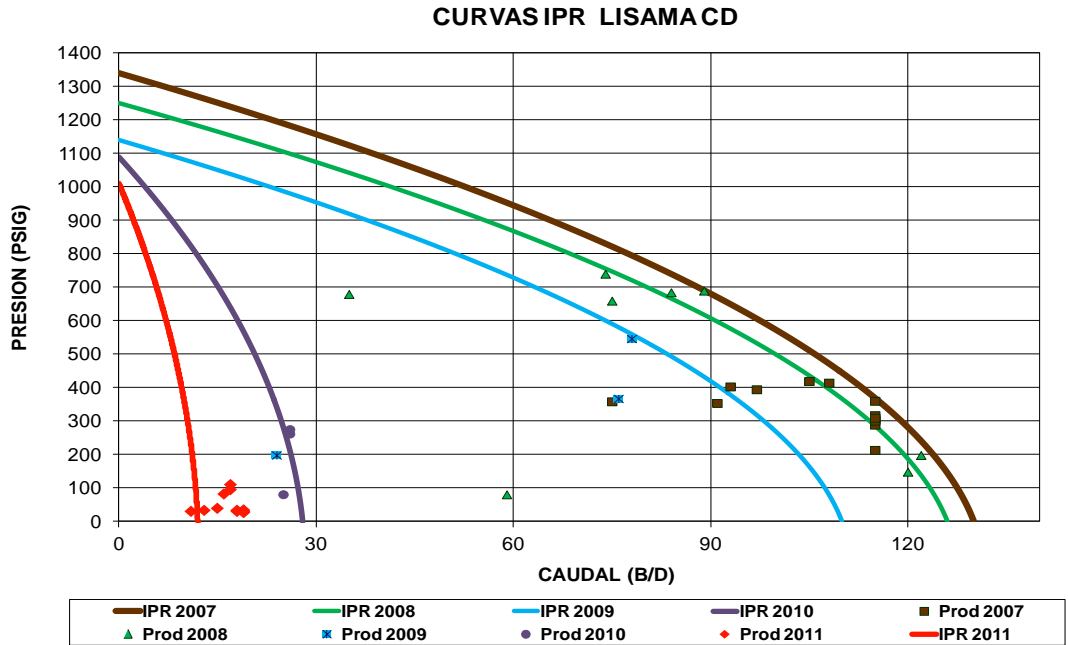
Fuente: Los Autores.

Figura 31. Comportamiento IPR del Pozo Lisama F.



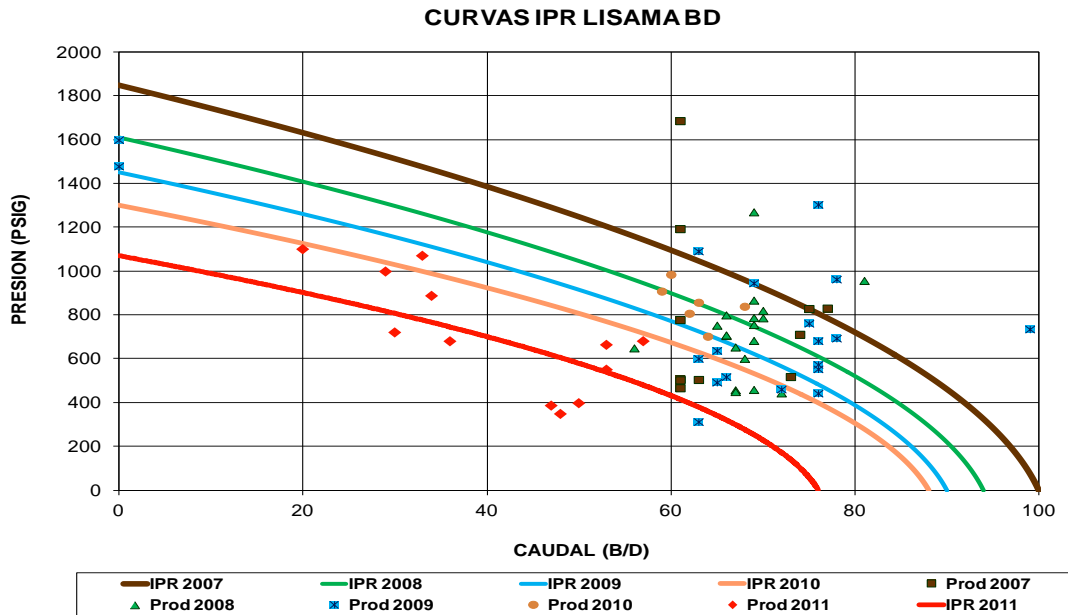
Fuente: Los Autores.

Figura 32. Comportamiento IPR del Pozo Lisama CD.



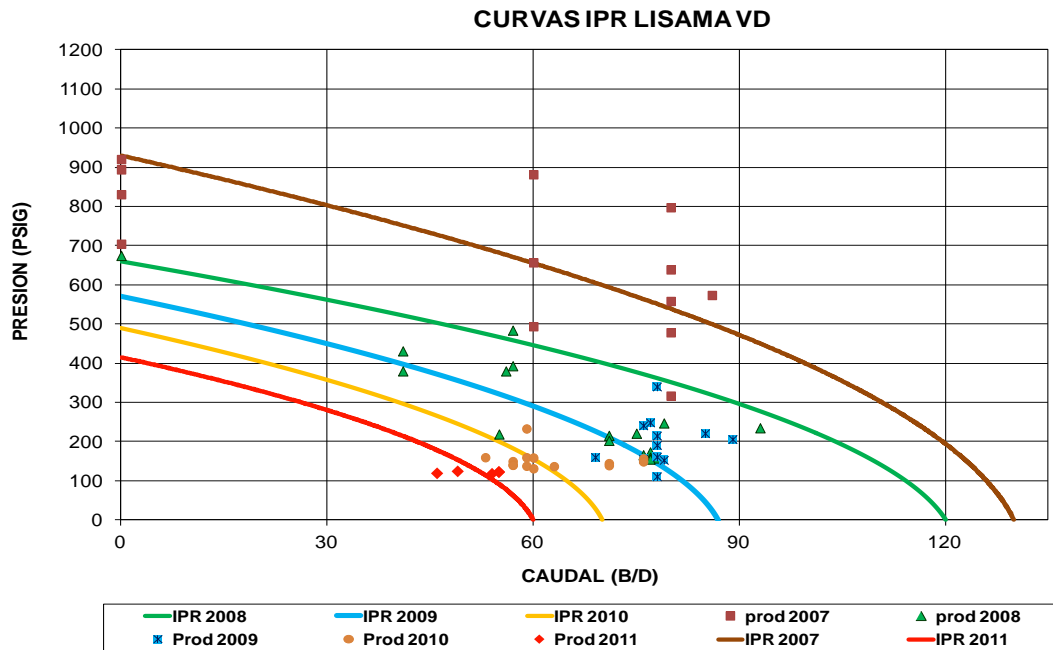
Fuente: Los Autores.

Figura 33. Comportamiento IPR del Pozo Lisama BD.



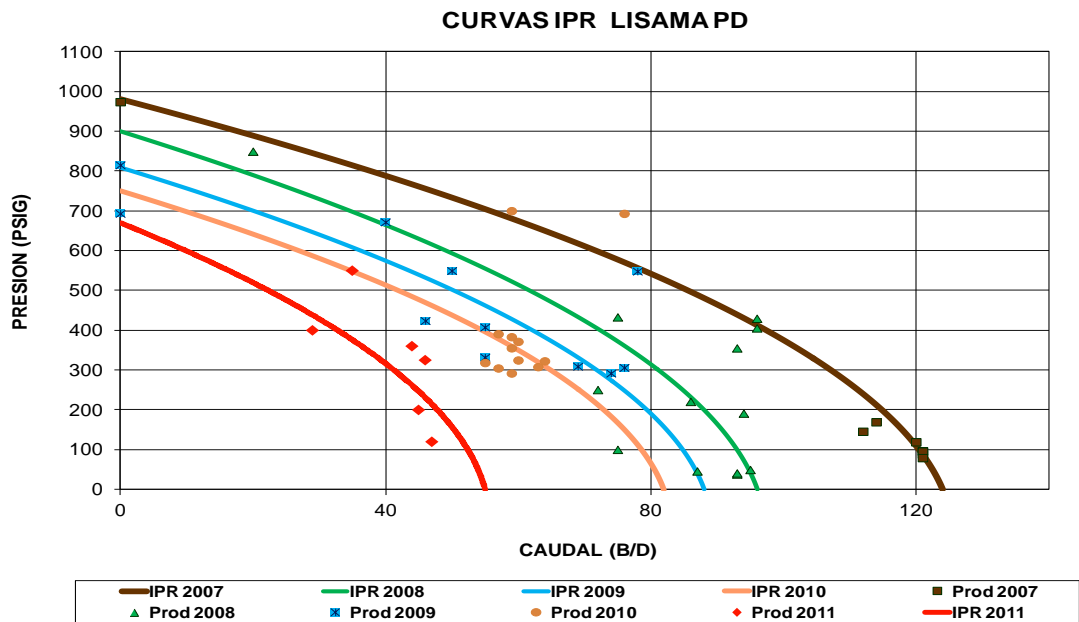
Fuente: Los Autores.

Figura 34. Comportamiento IPR del Pozo Lisama VD.



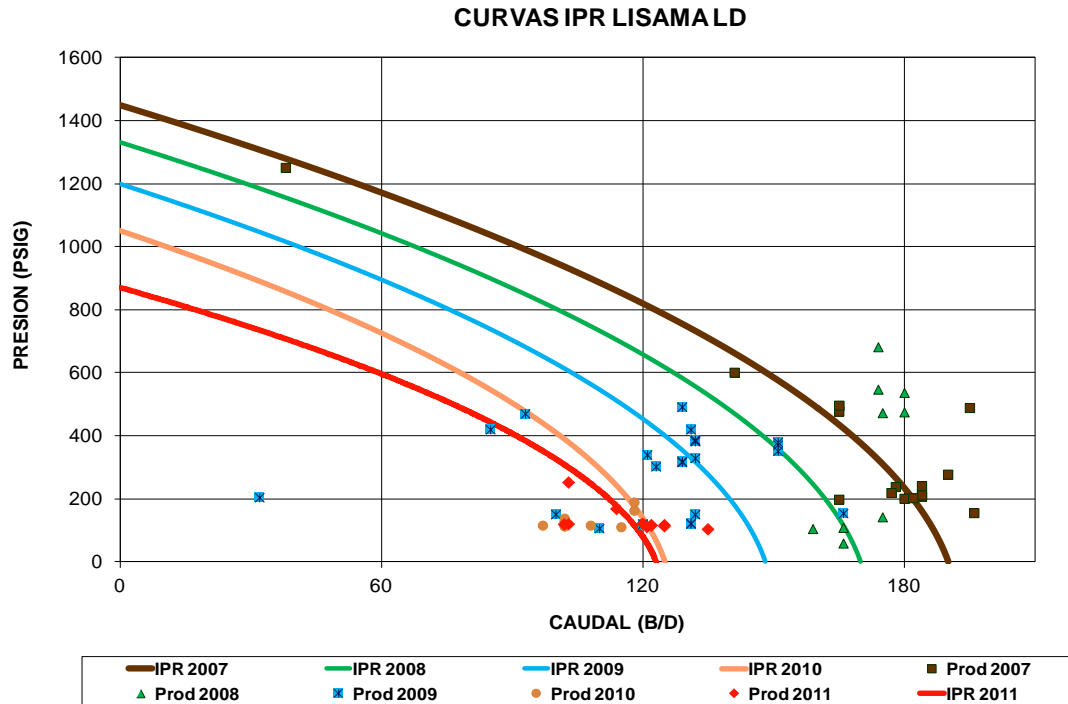
Fuente: Los Autores.

Figura 35. Comportamiento IPR del Pozo Lisama PD.



Fuente: Los Autores.

Figura 36. Comportamiento IPR del Pozo Lisama LD.



Fuente: Los Autores.

Luego de graficar el comportamiento IPR de cada pozo pre-seleccionado, se ha podido confirmar la necesidad de efectuar un tratamiento de estimulación sobre ellos debido a la reducción acelerada en los potenciales de producción de cada uno año tras año. La opción principal entre una amplia gama de procesos de estimulación es el tratamiento orgánico a base de Varsol y Xileno debido al impacto positivo que este ha tenido durante aplicaciones anteriores en el campo.

3.6.4 Temperatura de Formación y Datos Petrofísicos. Antes de llevar a cabo el modelamiento de los pozos pre-seleccionados para estimar la producción incremental post-tratamiento, hace falta conocer los datos correspondientes a la temperatura de formación, las permeabilidades efectivas al petróleo en las zonas de interés y los espesores netos de cada arena productora.

A partir de la base de datos histórica del Campo Lisama referente a parámetros de yacimiento, se ha extraído la magnitud de estos factores, los cuales son los últimos datos de entrada para la selección final de los pozos candidatos.

En la tabla 10 se presenta la magnitud de la temperatura de formación, las permeabilidades efectivas al aceite, los espesores netos por zona y el GOR de producción para cada pozo pre-seleccionado.

Tabla 10. Temperatura de Formación, Permeabilidad Efectiva al Aceite y Espesor Neto de los Pozos Pre-Seleccionados⁴².

POZO	T (°F)	GOR (SCF/STB)	K_O (MD)	H_{NET} (FT)
Lisama T:B	184.00	6430.00	5.70	74.50
Lisama R:B	203.00	3554.00	6.02	111.50
Lisama P:B	186.00	1003.00	7.20	94.00
Lisama L:B	193.00	13503.00	4.11	43.00
Lisama L:C	207.00	13503.00	2.12	67.50
Lisama H:B	209.00	10627.00	5.12	57.50
Lisama H:C	227.00	10627.00	4.00	41.50
Lisama F:B	206.00	5471.00	2.00	156.00
Lisama F:C	226.00	5471.00	1.37	41.00
Lisama CD:B	287.00	5444.00	1.04	81.50
Lisama CD:C	258.00	5444.00	0.99	52.50
Lisama BD:B	162.00	5252.00	3.22	164.00
Lisama VD:B	109.00	2505.00	8.36	49.00
Lisama VD:C	125.00	2505.00	22.32	80.50
Lisama PD:B	126.00	2900.00	6.81	73.50
Lisama PD:C	140.00	2900.00	7.16	44.50
Lisama LD:B	118.00	1074.00	13.62	94.00
Lisama LD:C	144.00	1074.00	3.41	16.00

Fuente: Los Autores.

⁴² Base de Datos Campo Lisama (Confidencial). ECOPETROL S.A.

En la tabla anterior se puede observar que los datos para la relación gas-aceite oscilan a gran escala de pozo a pozo. Como se mencionó en el capítulo anterior, el Campo Lisama posee una zona de alta saturación de gas denominada corredor gasífero, y se ha establecido que los pozos que poseen un GOR mayor a 5000 SCF/STB se encuentran en esta zona.

3.6.5 Cálculo Estimado de Producción Incremental. Una vez determinada la totalidad de los parámetros de entrada exigidos por la metodología de selección de pozos candidatos, se procede a calcular la producción incremental estimada post-tratamiento. Para ello se hará uso del programa WellFlo con el objetivo de conocer las curvas de oferta de cada pozo pre-seleccionado en cada una de sus zonas tanto para el valor actual de skín, como para un skín igual a cero⁴³.

Las curvas de oferta han sido llevadas a esta última condición teniendo en cuenta los resultados obtenidos a partir experiencias anteriores en Campo Lisama⁴⁴ durante los años 2005 y 2006, principalmente sobre varios de los pozos considerados en este trabajo, donde luego de la aplicación del tratamiento orgánico a base de varsol y xileno, el daño de formación logró reducirse considerablemente hacia valores que, en instancias iniciales luego de la estimulación, tienden a cero.

Finalmente, la producción incremental post-tratamiento será la diferencia entre la producción que alcanzaría el pozo luego de la implementación del tratamiento orgánico, y su producción actual a las mismas condiciones de presión de fondo fluyendo.

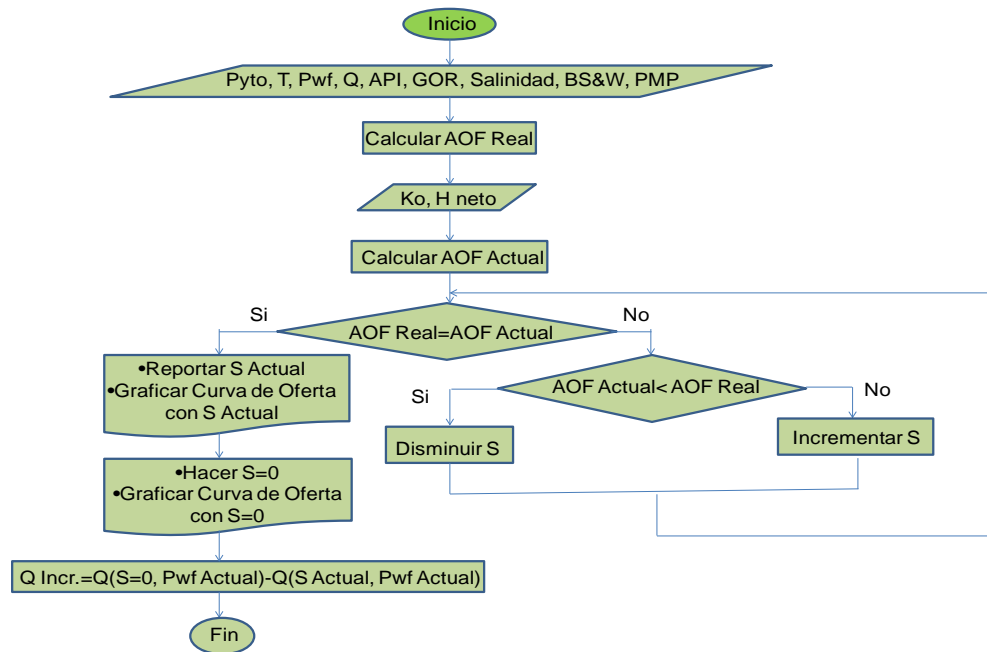
El procedimiento que se lleva a cabo para generar las curvas de oferta en WellFlo de los pozos pre-seleccionados a ambas condiciones de daño de formación y su

⁴³ ECOPETROL S.A. Metodología de Selección de Pozos Candidatos a Tratamientos Orgánicos.

⁴⁴ JAIMES, M.G. Field Application of a Rig Less Method for a Stimulation of Wells. SPE 138814.

posterior cálculo de producción incremental, se ilustra en el diagrama de flujo de la figura 37.

Figura 37. Procedimiento para el Cálculo de la Producción Incremental en el Programa WellFlo.



Fuente: Los Autores.

Los datos de entrada correspondientes al punto medio de las perforaciones y BS&W fueron dados a conocer en apartes previos del presente capítulo. La salinidad promedio de los fluidos producidos en el Campo Lisama se ha tomado como 7000 ppm de cloruros según lo expuesto en el capítulo anterior, y los datos de gravedad API promedio para cada pozo se dan a conocer en la tabla 11.

Tabla 11. Gravedad API Promedio para los Pozos Pre-Seleccionados⁴⁵.

POZOS PRE-SELECC.	GRAVEDAD API
Lisama T	34
Lisama R	28
Lisama P	28
Lisama L	35
Lisama H	35
Lisama F	35
Lisama CD	35
Lisama BD	36
Lisama VD	28
Lisama PD	34
Lisama LD	28

Fuente: Los Autores.

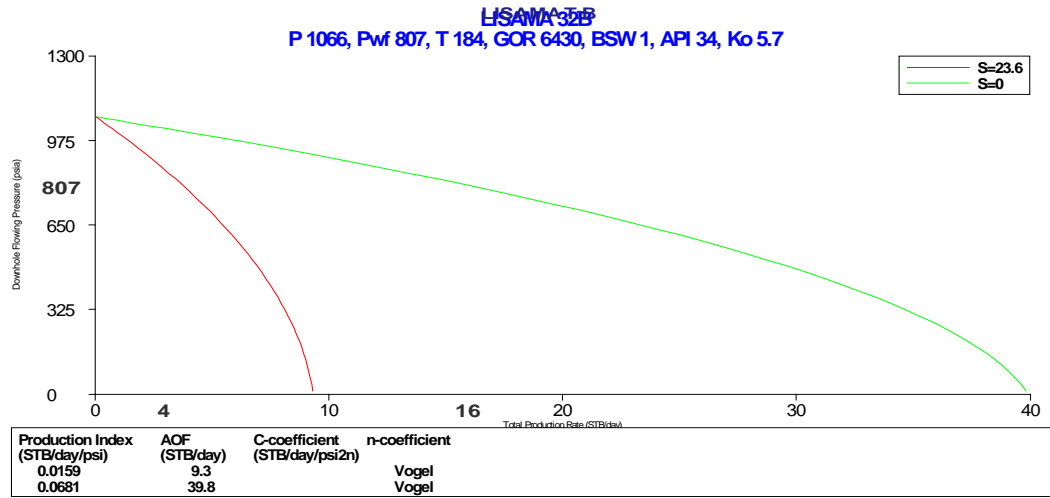
Con la totalidad de los parámetros de entrada disponibles, se procede a la generación de las curvas de oferta de cada pozo pre-seleccionado en cada zona de interés. Al final de ello, se efectúa el cálculo estimado de la producción incremental post-tratamiento. La selección final de pozos candidatos se realizará con base en este parámetro.

La lista final de candidatos seleccionados para la implementación del tratamiento orgánico Rig-Less estará conformada por aquellos pozos cuya producción incremental estimada se encuentre igual o superior a 20BFPD.

A continuación, en las figuras 38 a 48, se presentan las curvas de oferta correspondientes a los pozos pre-seleccionados elaboradas en el programa WellFlo.

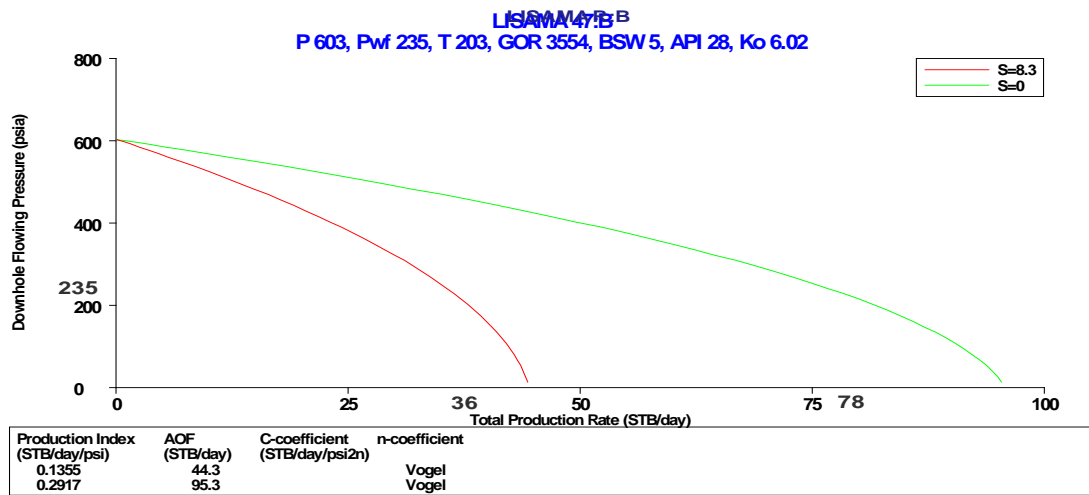
⁴⁵ OREJUELA PARRA, Paola A. Caracterización de La Gravedad API en El Campo Lisama a Partir de La Pirolisis Rock-Eval VI. Bucaramanga, 2010.

Figura 38. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama T.



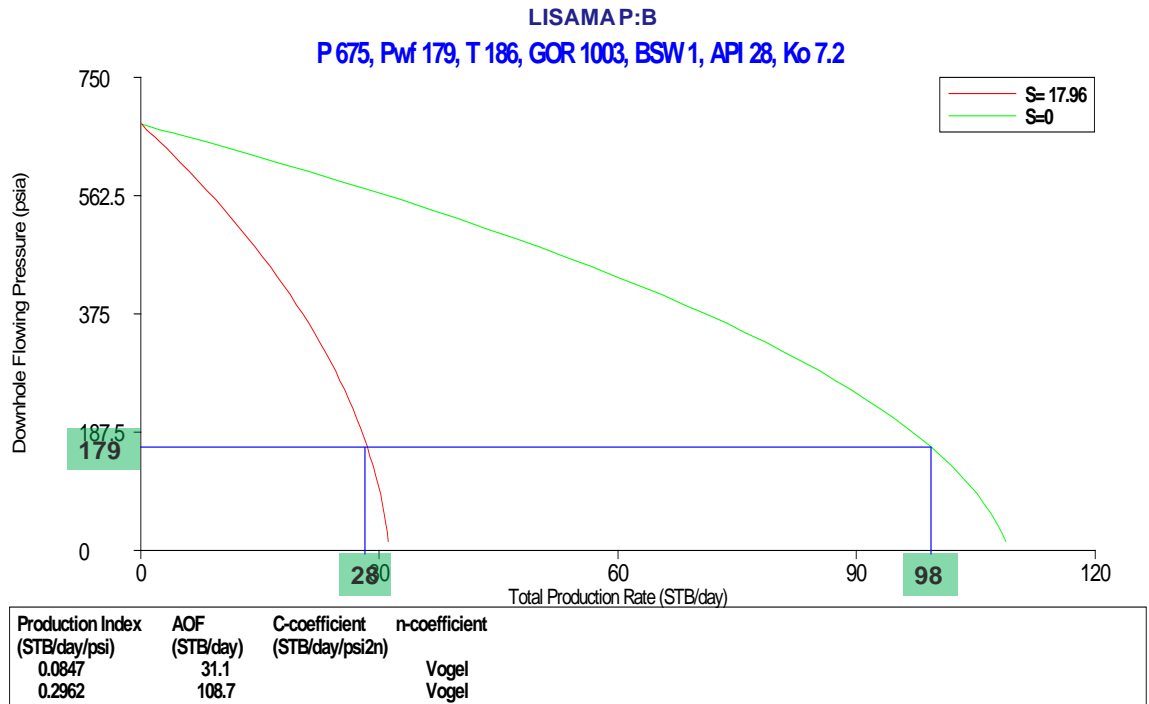
Fuente: Los Autores.

Figura 39. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama R.



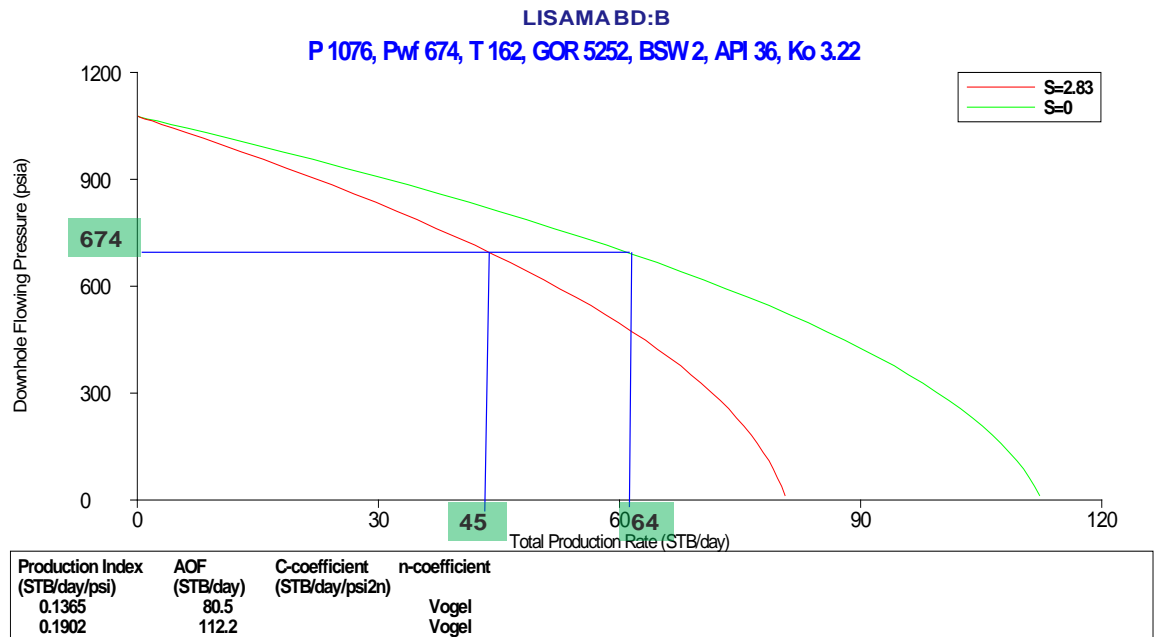
Fuente: Los Autores.

Figura 40. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama P.



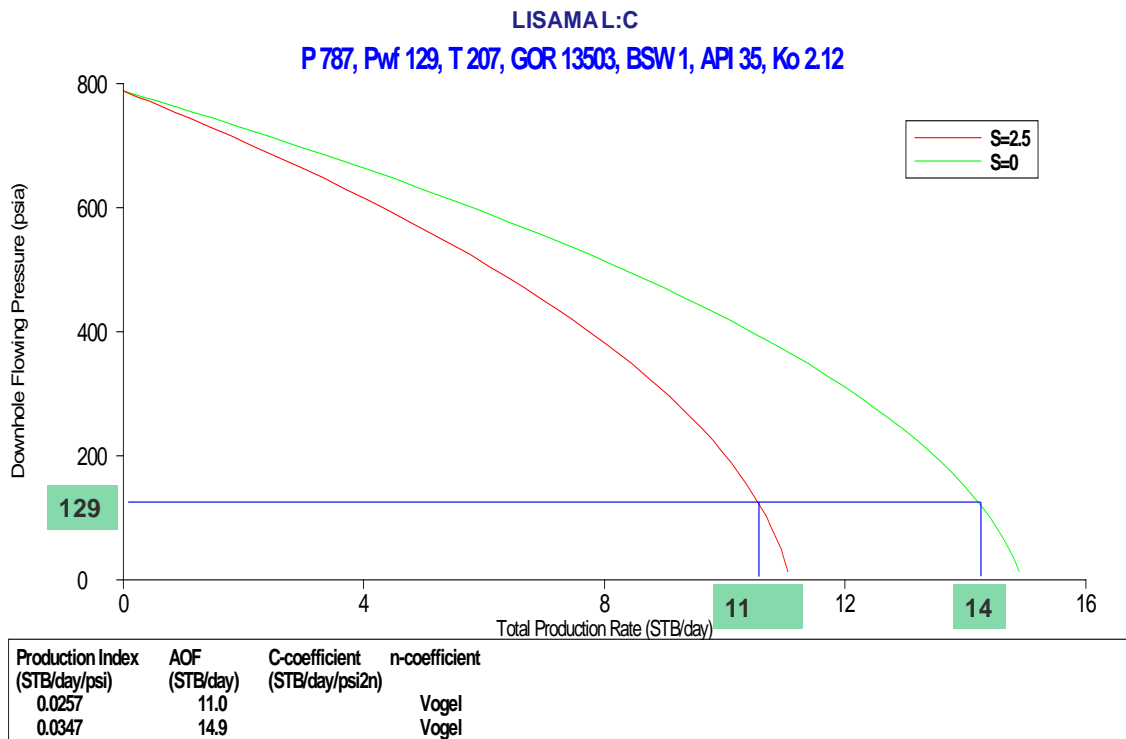
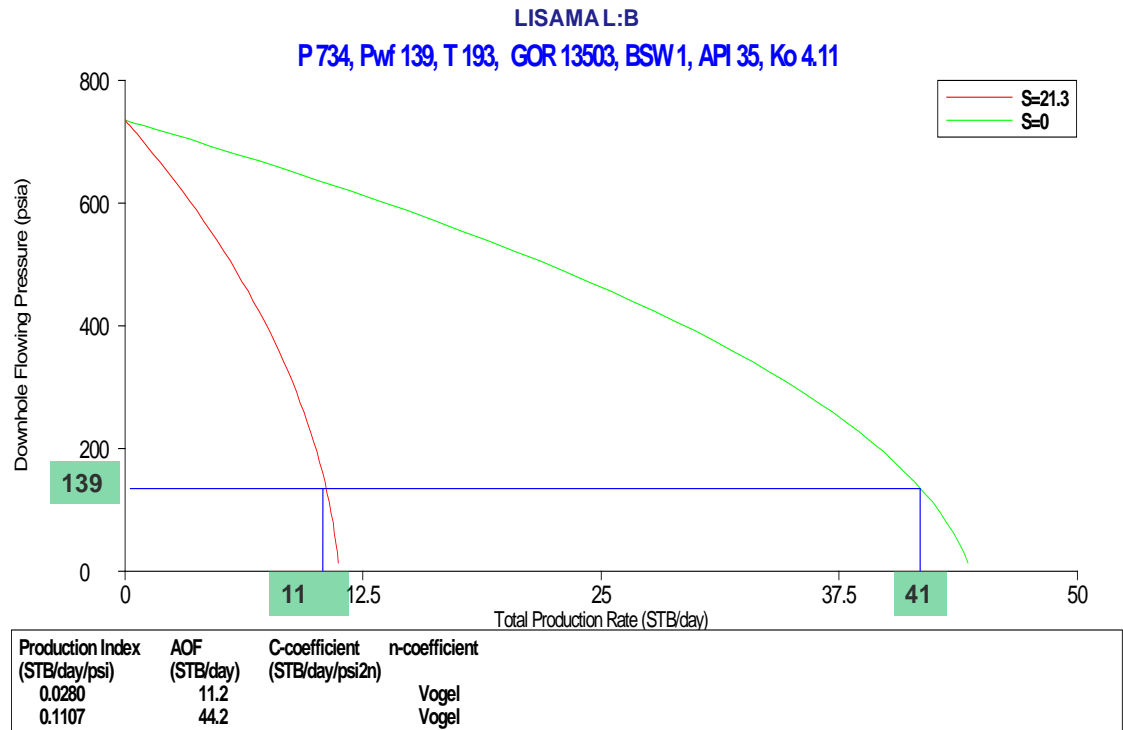
Fuente: Los Autores.

Figura 41. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama BD.



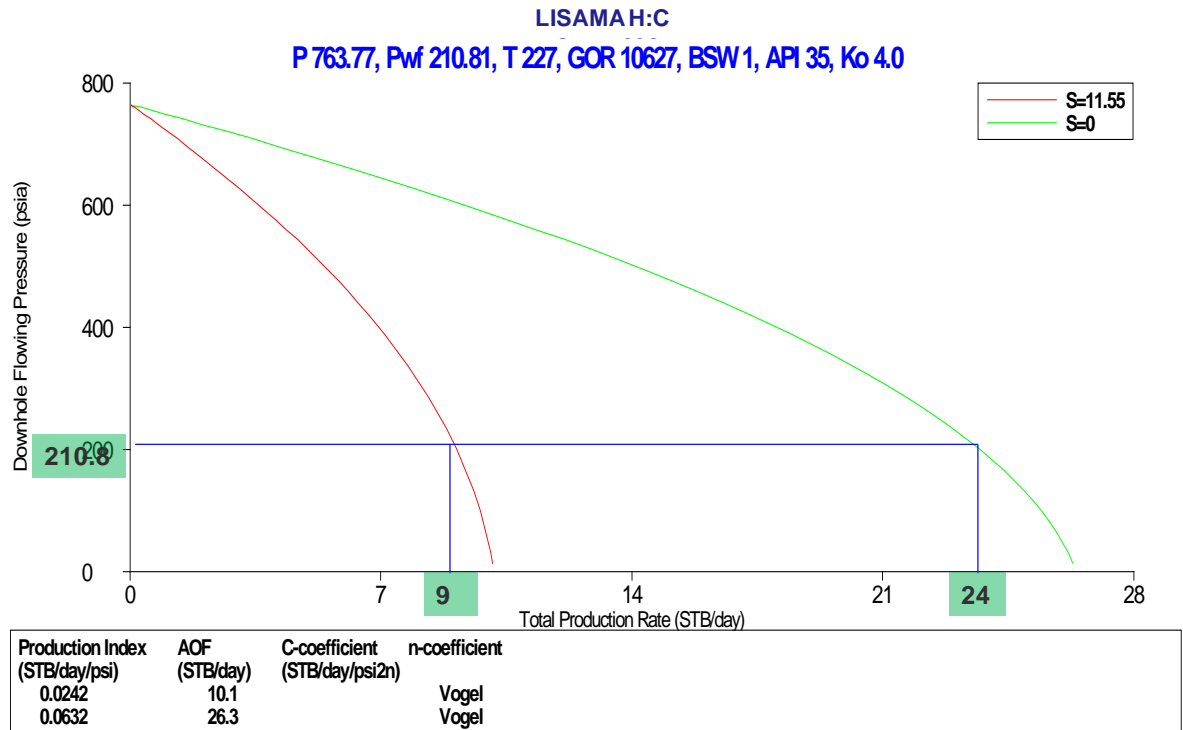
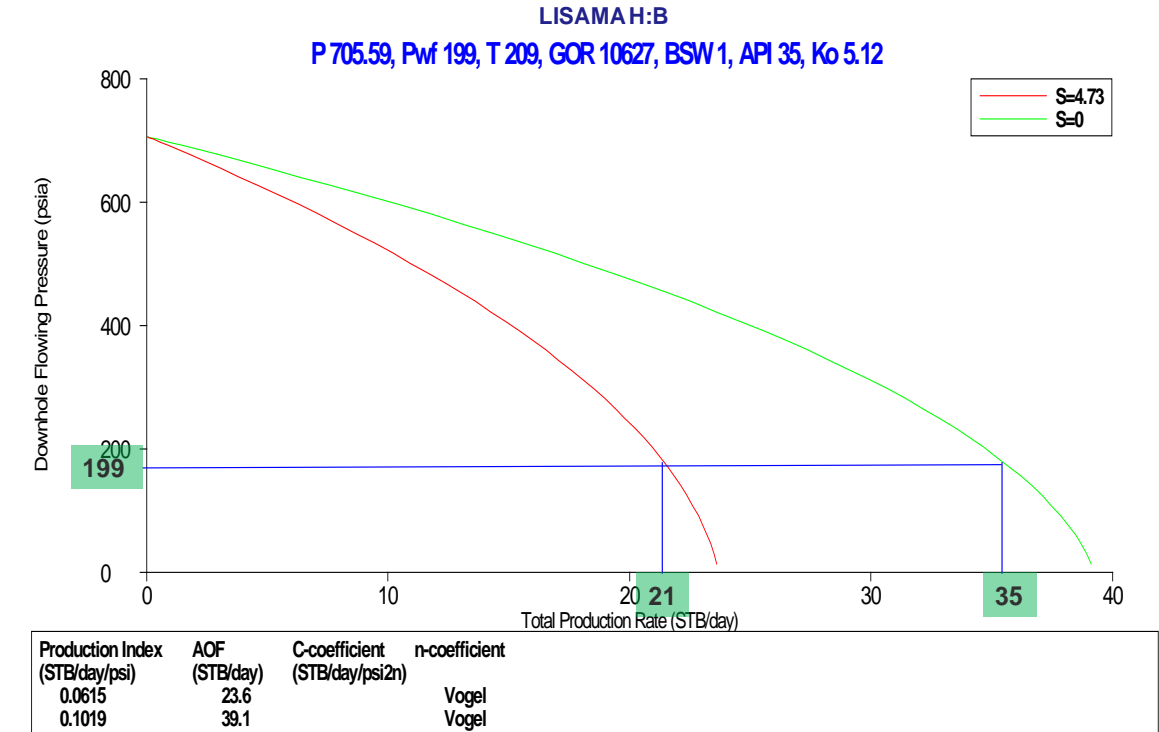
Fuente: Los Autores.

Figura 42. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama L.



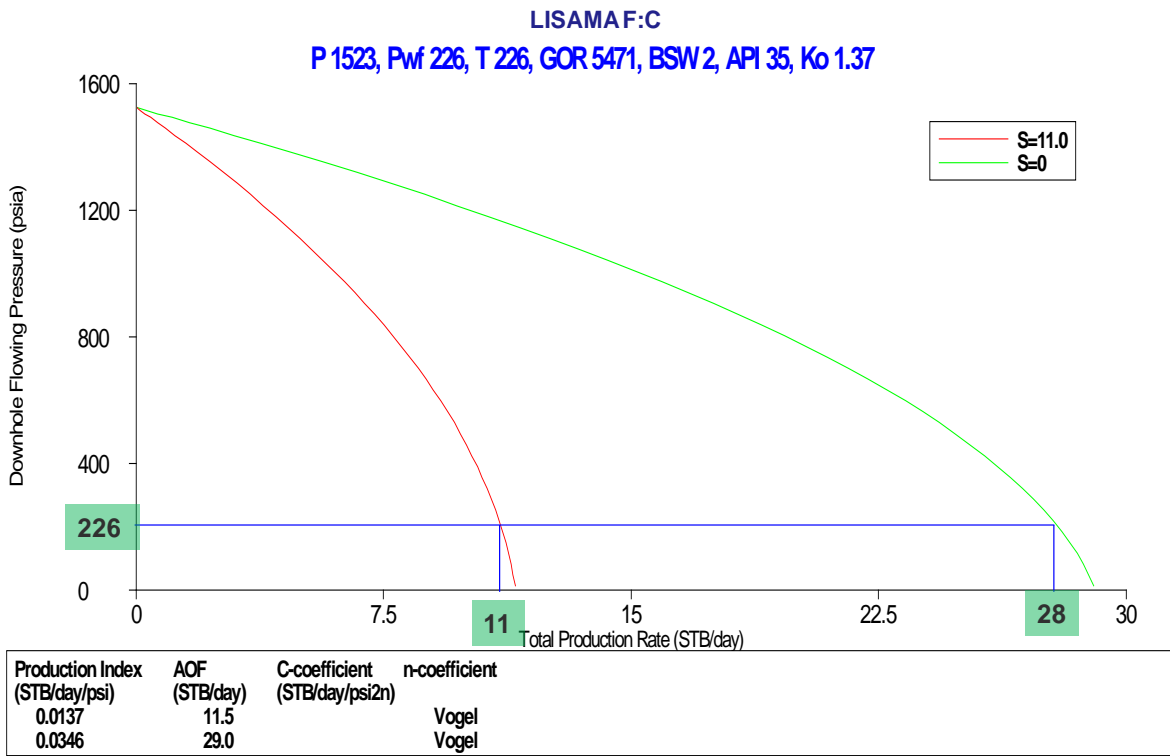
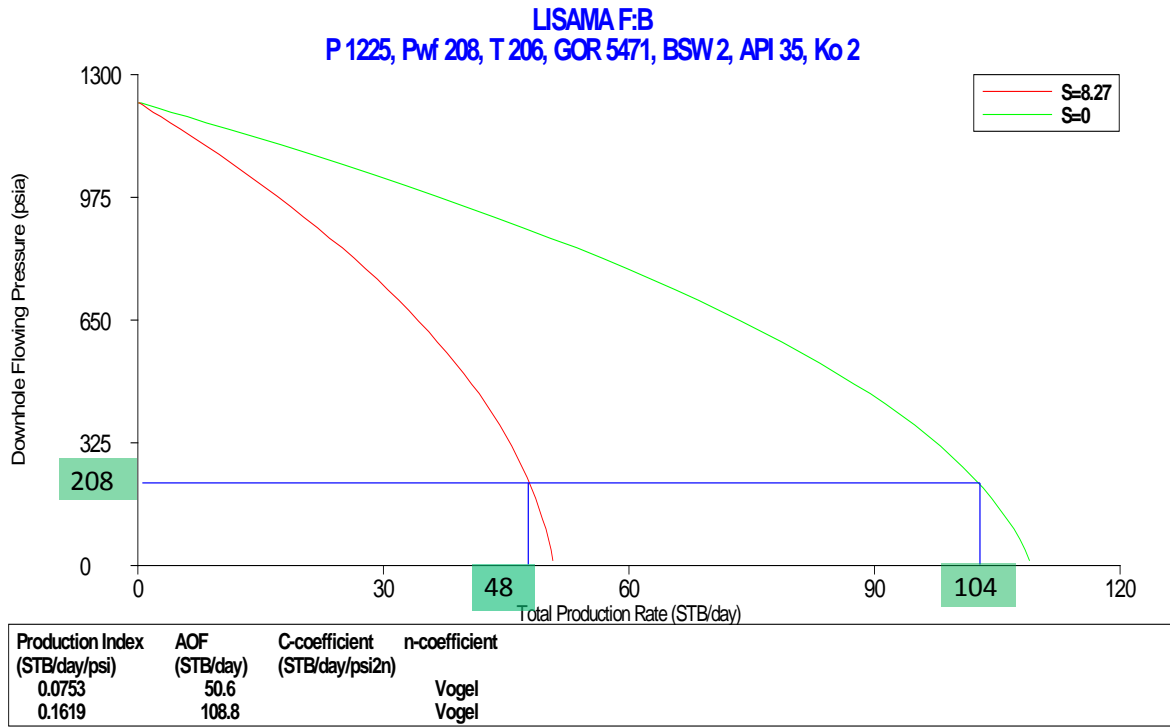
Fuente: Los Autores.

Figura 43. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama H.



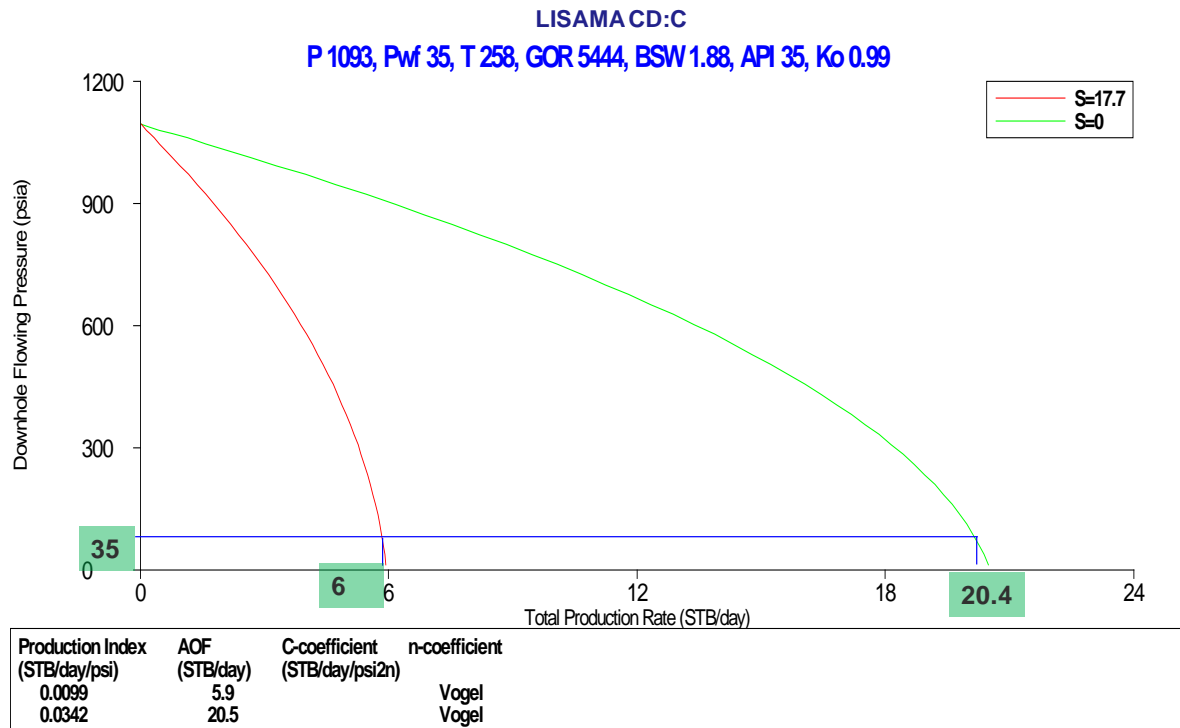
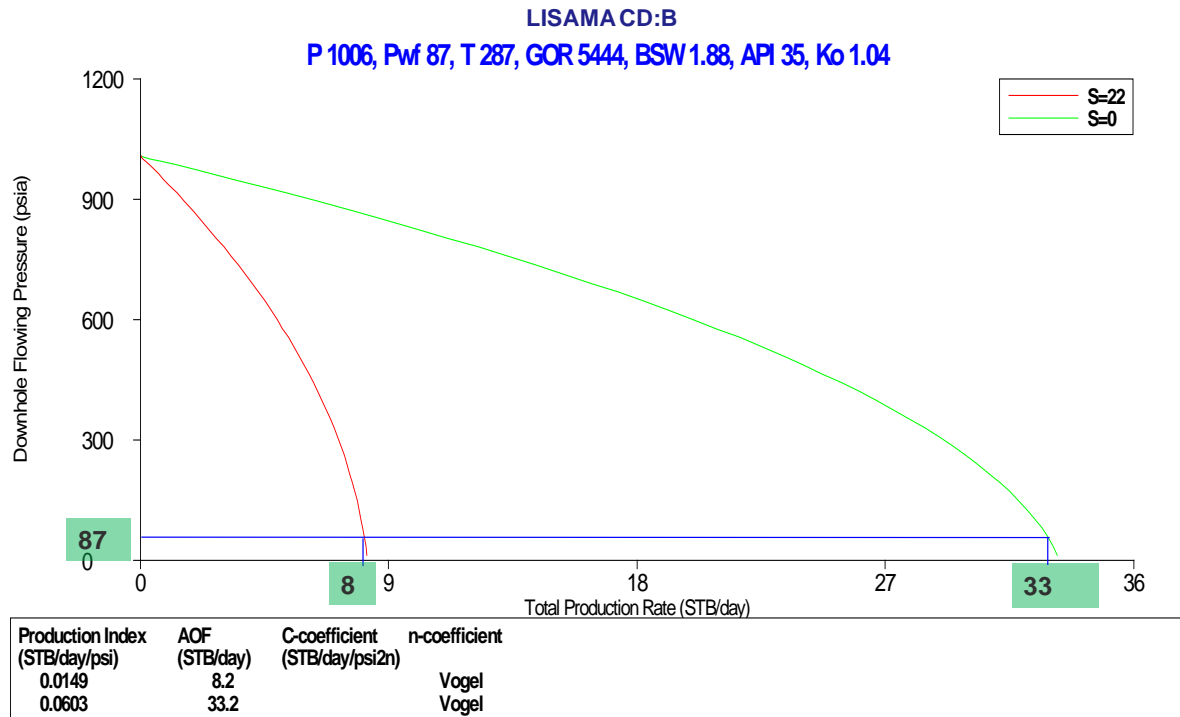
Fuente: Los Autores.

Figura 44. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama F.



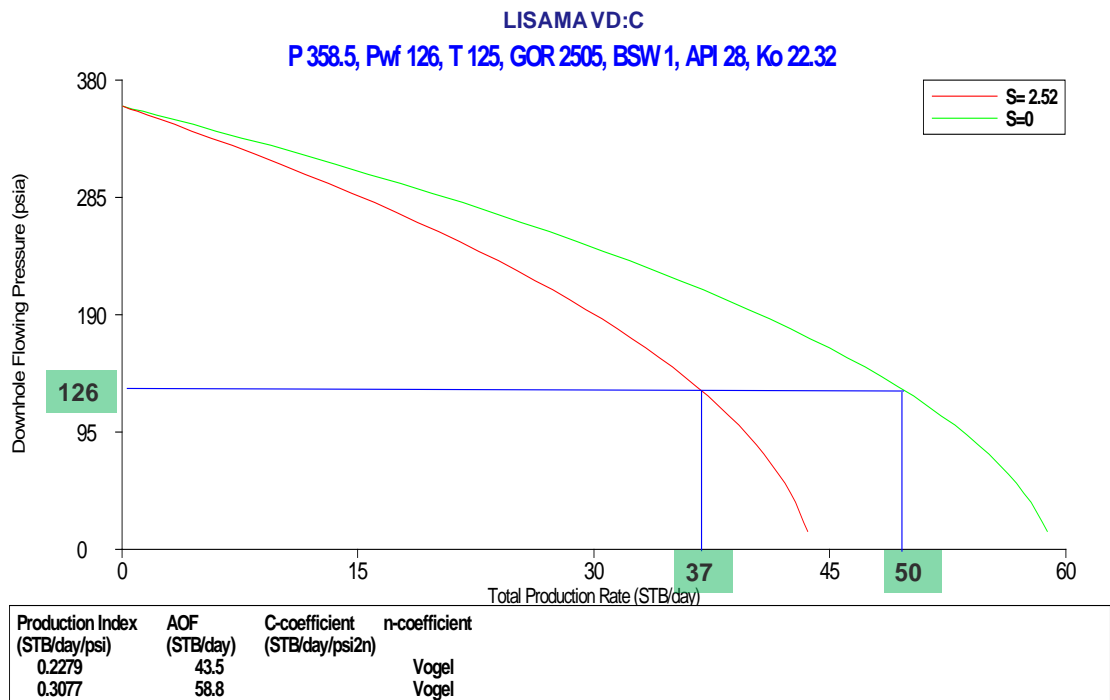
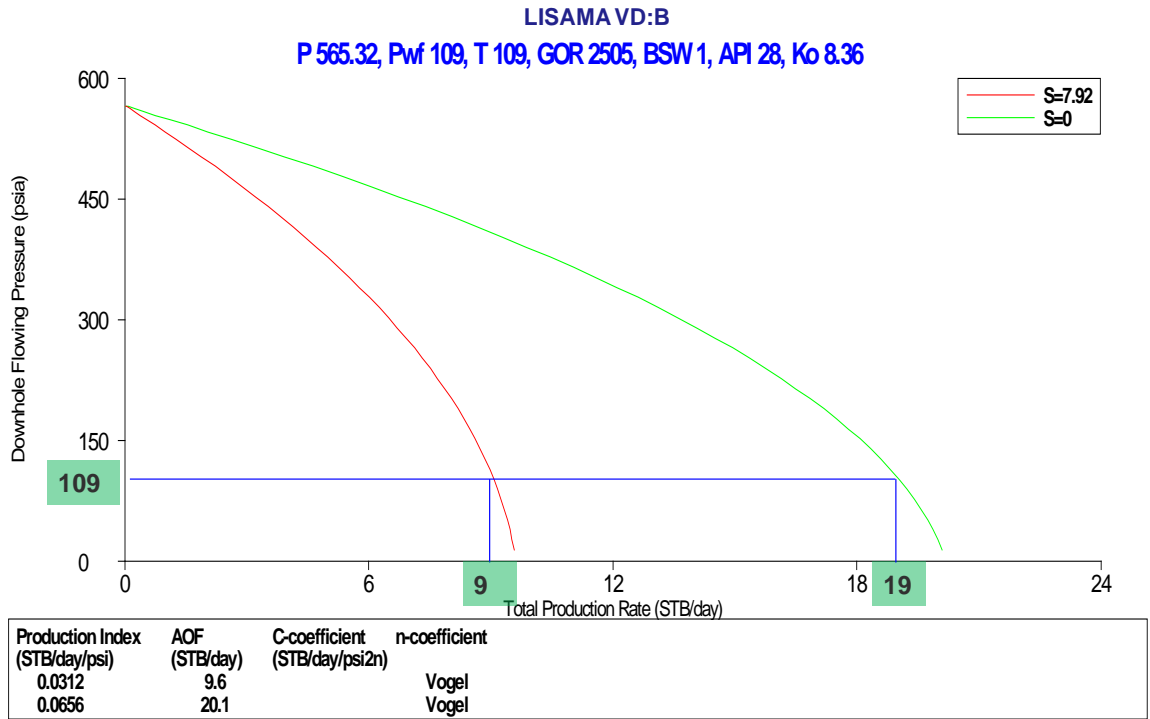
Fuente: Los Autores.

Figura 45. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama CD.



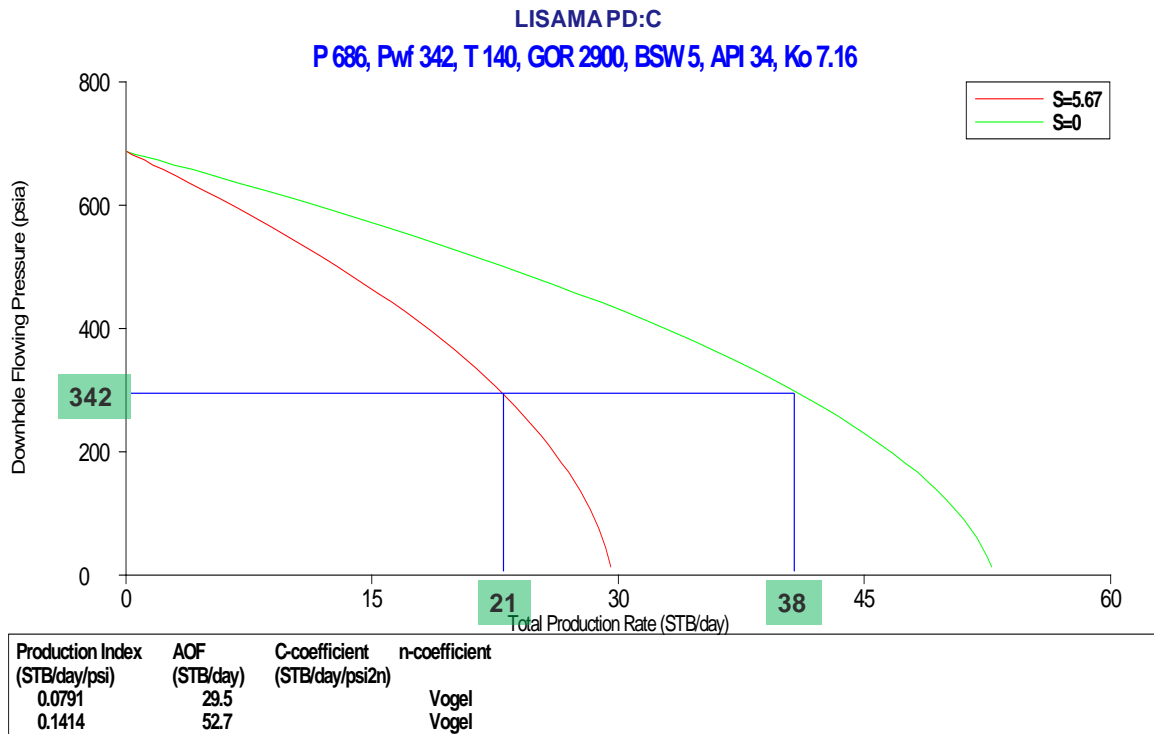
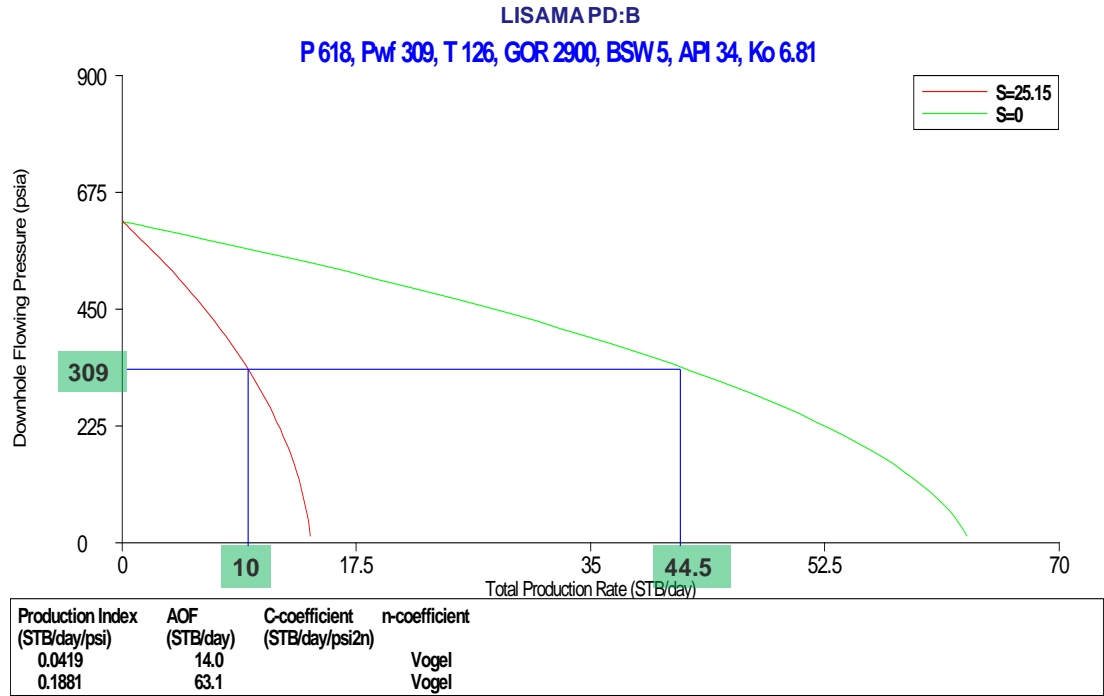
Fuente: Los Autores.

Figura 46. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama VD.



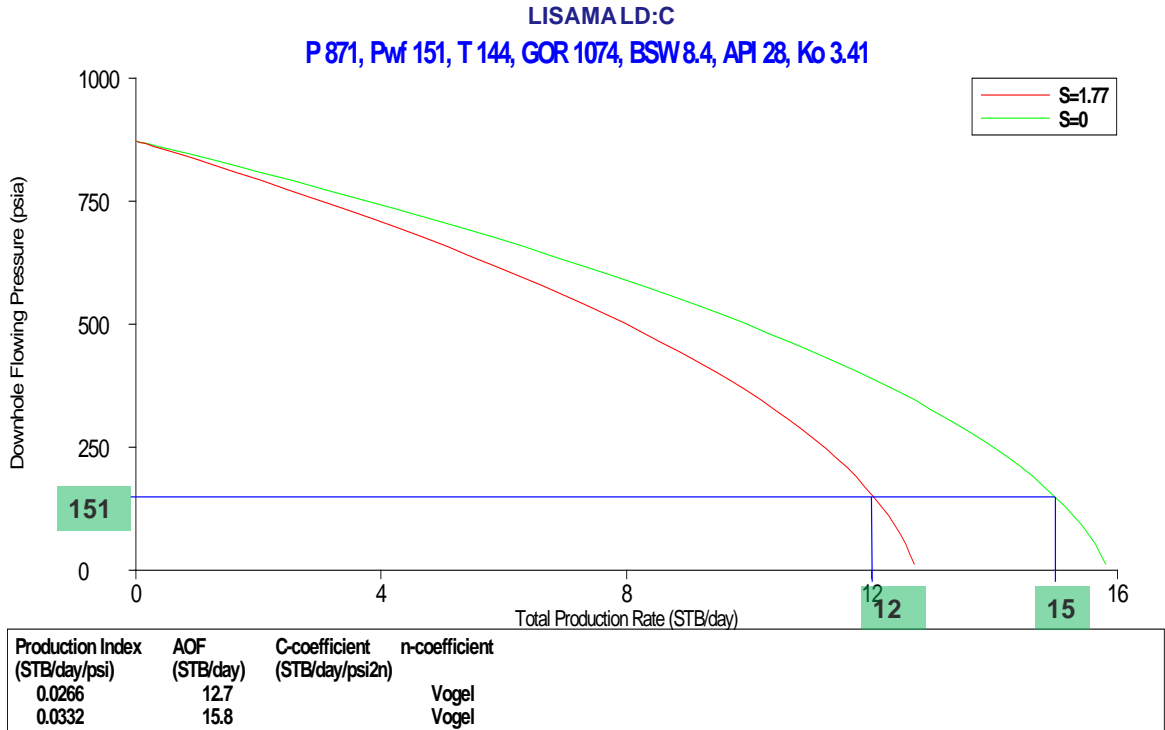
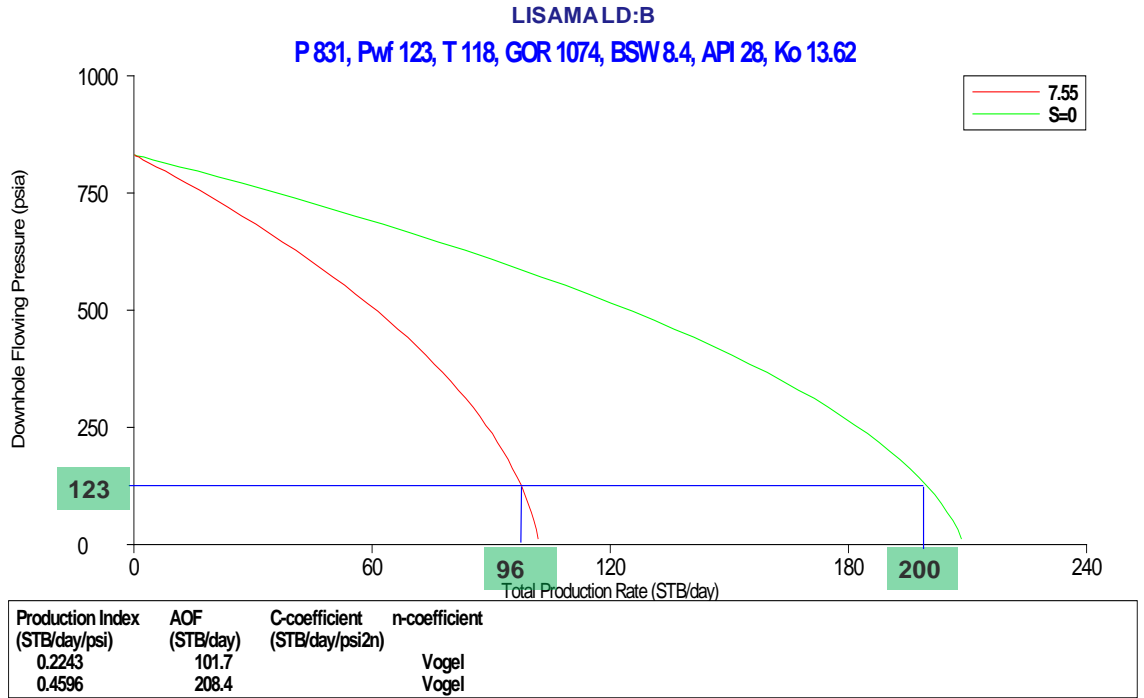
Fuente: Los Autores.

Figura 47. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama PD.



Fuente: Los Autores.

Figura 48. Curvas de Oferta para el Pozo Lisama LD.



Fuente: Los Autores.

Los resultados de producción incremental para cada pozo pre-seleccionado según las curvas de oferta presentadas tanto para condiciones actuales, como para condiciones estimadas post-tratamiento, se ilustran en la tabla 12.

Tabla 12. Producción Incremental Estimada Post-Tratamiento para los Pozos Pre-Seleccionados.

Pozo Pre-Selecc.	Zona Cañoneada	Q Incr. Zona (BFPD)	Q Incr. TOTAL (BFPD)
Lisama T	B	12.00	12.00
Lisama R	B	42.00	42.00
Lisama P	B	70.00	70.00
Lisama L	B	30.00	33.00
	C	3.00	
Lisama H	B	14.00	29.00
	C	15.00	
Lisama F	B	56.00	73.00
	C	17.00	
Lisama CD	B	25.00	39.00
	C	14.00	
Lisama BD	B	19.00	19.00
Lisama VD	B	10.00	23.00
	C	13.00	
Lisama PD	B	34.00	51.00
	C	17.00	
Lisama LD	B	104.00	107.00
	C	3.00	

Fuente: Los Autores.

Con excepción de los pozos Lisama T y Lisama BD, se han logrado estimados de producción incremental mayores a 20BFPD para todos los pre-candidatos en estudio. De esta forma, la lista final de pozos candidatos seleccionados al tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less, ordenados según su producción incremental estimada de mayor a menor, se presenta en la tabla 13.

Tabla 13. Pozos Candidatos Seleccionados al Tratamiento De Estimulación Orgánica Rig-Less. Zona Norte-Campo Lisama.

Pozo Seleccionado	Q Incremental (BFPD)
Lisama LD	107.00
Lisama F	73.00
Lisama P	70.00
Lisama PD	51.00
Lisama R	42.00
Lisama CD	39.00
Lisama L	33.00
Lisama H	29.00
Lisama VD	23.00

Fuente: Los Autores.

La lista final de candidatos seleccionados para la implementación del tratamiento Rig-Less consta de nueve pozos, en los cuales se observan caudales incrementales que van desde 23 hasta 104 BFPD. La mitad de ellos se encuentra por encima del doble del incremental de producción mínimo que se espera obtener con la estimulación.

En la siguiente etapa del presente trabajo se llevará a cabo el análisis económico de los pozos seleccionados y su correspondiente ranking de acuerdo al Valor Presente Neto para dar fin a la metodología planteada.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez conocida la lista final de pozos candidatos al Tratamiento Rig-Less, en cada uno de ellos se somete su producción incremental estimada a un análisis económico sencillo con el fin de establecer la magnitud de los parámetros básicos concernientes a la evaluación financiera de proyectos, entre los que se encuentra: el Valor Presente Neto (VPN), el Tiempo de Repago o Pay Back, la Relación Costo-Beneficio, la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Tasa Interna de Oportunidad (TIO).

Antes de dar inicio a la determinación de los parámetros mencionados, se presentan las definiciones de cada uno de ellos.

4.1 CONCEPTOS BÁSICOS^{46 47}

4.1.1 Valor Presente Neto (VPN). El valor presente neto se define como la diferencia en dineros de hoy de los dineros invertidos y recibidos, o expresando esta idea de otra manera, es el equivalente en pesos (\$) actuales de la diferencia entre todos los ingresos y egresos presentes y futuros, que constituyen el proyecto.

$$VPN = VPN_{INGRESOS} - VPN_{EGRESOS} \quad (\text{Ecuación 4.1})$$

4.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto es igual a cero. El VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

⁴⁶ BARISIT, Norman. Economic Analysis. Ed. McGraw Hill. 1962.

⁴⁷ AYRES, Frank J.R. Matemáticas Financieras. Ed. Reverté. 1971.

4.1.3 Tasa Interna de Oportunidad (TIO). Es la mínima tasa de interés de rentabilidad que un inversionista está dispuesto a aceptar como rendimiento en sus nuevas inversiones o como consecuencia de la realización de un proyecto, porque la obtiene en sus actuales inversiones en condiciones razonables de riesgo. Para el caso del presente estudio, la tasa interna de oportunidad será asumida como 12%⁴⁸.

4.1.4 Tiempo de Repago o Pay Back (PB). Es uno de los llamados métodos de selección estáticos. Se trata de una técnica que da una idea aproximada del tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial en una inversión.

$$PB = \frac{\text{Inversion Requerida}}{\text{Flujo de Dinero Acumulado}} \quad (\text{Ecuación 4.2})$$

4.1.5 Relación Beneficio-Costo (RBC). Es un indicador que resume el total del valor de un proyecto, es la relación entre los beneficios del proyecto y sus costos. Se expresa como un valor adimensional entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos.

$$RBC = \left| \frac{VPN_{\text{Ingresos}}}{VPN_{\text{Egresos}}} \right| \quad (\text{Ecuación 4.3})$$

4.2 INDICADORES ECONÓMICOS⁴⁷

Se conocen como indicadores aquellos valores constantes utilizados en la realización de los cálculos correspondientes a un análisis económico. Los indicadores a utilizar durante este trabajo con sus correspondientes valores actualizados a la fecha se ilustran en la tabla 14.

⁴⁸ ECOPEL S.A.

Tabla 14. Indicadores Económicos Básicos.

Indicador	Valor
Precio Crudo	51.00 US\$/BBL
Precio Gas	1.21 US\$/MPC
Lifting Cost	7.06 US\$/BBL
Costo Variable Oil	1.50 US\$/BBL
Transporte Crudo	2.52 US\$/BBL
Tratamiento de Gas	0.30 US\$/MPC
Depreciación Anual	70.00 %
Tasa de Desc. Anual	13.00 %
Regalías	20.00 %
Impuestos	38.50 %
Tratamiento (Bombeo+Fluido)	50000.00 US\$/Pozo

Fuente: ECOPETROL S.A. (Modificado).

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En esta sección se presenta el análisis económico correspondiente a los pozos candidatos seleccionados al tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less, incorporando los indicadores económicos de la tabla 13.

Como se ha mencionado anteriormente, el valor para la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) en este proyecto es del 12% y su rentabilidad radicará en que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea superior a este porcentaje. Cada análisis fue realizado a un plazo de 12 meses, por considerarse que es el tiempo máximo para la recuperación de la inversión realizada⁴⁹. Los resultados para cada parámetro se presentan en la tabla 15.

⁴⁹ ECOPETROL S.A.

Tabla 15. Análisis Económico de los Pozos Seleccionados.

Pozo	VPN (US\$)	TIR (%)	TIO (%)	Pay Back (Meses)	RBC
Lisama LD	560,073.00	111.75	12.00	1.00	3.27
Lisama F	442,377.00	89.44	12.00	2.00	3.20
Lisama P	382,503.00	78.27	12.00	2.00	3.11
Lisama PD	269,488.00	57.12	12.00	2.00	2.95
Lisama R	219,115.00	47.59	12.00	3.00	2.84
Lisama CD	218,779.00	47.53	12.00	3.00	2.85
Lisama L	219,720.00	47.71	12.00	3.00	2.87
Lisama H	176,596.00	39.45	12.00	3.00	2.74
Lisama VD	105,536.00	25.35	12.00	4.00	2.40

Fuente: Los Autores.

Con base en los parámetros económicos calculados se puede establecer que el proyecto de estimulación orgánica Rig-Less es rentable en todos los escenarios debido a que la Tasa Interna de Retorno (TIR) al cabo de los 12 meses siempre es superior al porcentaje de rentabilidad mínima anual de la compañía, el cual se refleja a través de la Tasa Interna de oportunidad (TIO).

El tiempo máximo de recuperación de la inversión es de 4 meses, lo cual indica una recuperación relativamente rápida del capital invertido, que al sumarse al factor rentabilidad, hace del proyecto una alternativa aún más atractiva.

Un efecto positivo adicional en la realización del proyecto es que el flujo de caja es siempre positivo a partir del primer mes. Esto se ve reflejado en los valores de la Relación Beneficio-Costo, la cual muestra que el valor de los ingresos siempre supera al valor de los costos en cada escenario en proporciones de 2 a 1, e incluso, de 3 a 1 al final de los 12 meses.

Para dar fin a la metodología de selección de pozos candidatos planteada en el capítulo anterior del presente trabajo, se efectúa el ordenamiento de los pozos seleccionados a partir del Valor Presente Neto, VPN, de cada uno en forma descendente. Este ordenamiento se presenta en la tabla 16.

Tabla 16. Ranking por VPN de los Pozos Seleccionados.

Pozo	VPN (US\$)
Lisama LD	560,073.00
Lisama F	442,377.00
Lisama P	382, 503.00
Lisama PD	269,488.00
Lisama L	219,720.00
Lisama R	219,115.00
Lisama CD	218,779.00
Lisama H	176,596.00
Lisama VD	105,536.00

Fuente: Los Autores.

Desde el punto de vista global, el análisis económico del proyecto mes a mes se presenta en la tabla 17.

Tabla 17. Análisis Económico Generalizado del Proyecto de Estimulación Rig Less.

Mes	Ingresos (US\$)	Costos (US\$)	Flujo de Caja (US\$)	VPN (US\$)
0	0.00	450,000.00	-450,000.00	-450,000.00
1	612,890.00	165,150.00	282,570.00	-167,430.00
2	606,650.00	163,470.00	276,960.00	109,540.00
3	600,470.00	161,800.00	271,460.00	381,000.00
4	594,350.00	160,150.00	266,070.00	647,070.00
5	588,300.00	158,520.00	260,790.00	907,870.00
6	582,310.00	156,910.00	255,620.00	1,163,490.00
7	576,380.00	155,310.00	250,550.00	1,414,040.00
8	570,510.00	153,730.00	245,580.00	1,659,610.00
9	564,700.00	152,160.00	240,710.00	1,900,320.00
10	558,940.00	150,610.00	235,930.00	2,136,260.00
11	553,250.00	149,080.00	231,260.00	2,367,510.00
12	547,620.00	147,566.00	226,670.00	2,594,190.00

TIR: 61%

TIO: 12%

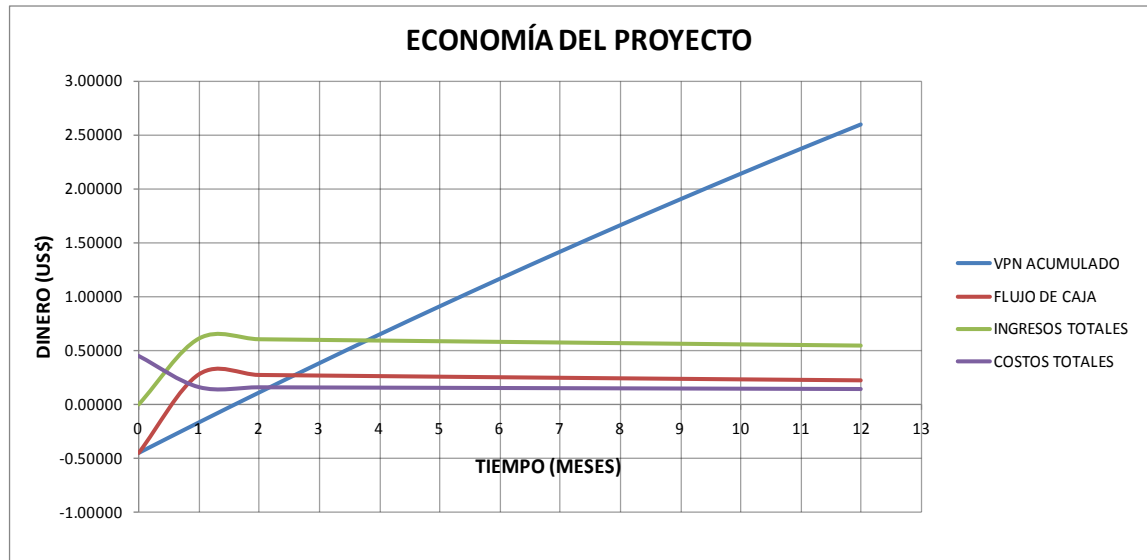
Pay Back: 2 Meses

RBC: 2.99

Fuente: Los Autores.

Gráficamente, el análisis económico generalizado del proyecto puede observarse en la figura 49.

Figura 49. Análisis Económico Generalizado del Proyecto.



Fuente: Los Autores.

A partir de la figura 49 se puede observar el comportamiento en el tiempo de factores como el Valor Presente Neto, el Flujo de Caja, los ingresos y los costos del proyecto.

El Valor Presente Neto presenta un crecimiento lineal en el tiempo a lo largo de los 12 meses, llegando a los US\$2,594,190 al finalizar dicho periodo.

Los costos totales del proyecto disminuyen desde el primer mes y tienden a estabilizarse después del tercero.

Los ingresos totales del proyecto y el flujo de caja neto mantienen el mismo comportamiento, estando siempre por encima de la curva de costos. Esto permite visualizar la superioridad de las entradas de capital sobre las salidas a lo largo del periodo de implementación del tratamiento. Esto también puede observarse al tener una Relación Beneficio-Costo global de aproximadamente 3 veces el valor actual de los ingresos con respecto al de los costos.

La Tasa Interna de Retorno global sigue siendo superior a la Tasa Interna de Oportunidad. Esto confirma la rentabilidad de la inversión, la cual se estima que se recuperará después de 2 meses aproximadamente según el Pay Back o tiempo de recuperación total calculado para la campaña de estimulación.

De este modo se demuestra que la implementación del Tratamiento de Estimulación Orgánica Rig-Less es viable económicamente para los pozos seleccionados previamente en este trabajo.

Los pozos que se encuentran sobre la zona del corredor gasífero obtienen un incremento sustancial en la producción de gas, paralela a la producción de crudo. Esto contribuye aún más con la rentabilidad del proyecto.

CONCLUSIONES

La implementación de una metodología de selección de pozos candidatos, previamente a la consecución de tratamientos de estimulación orgánica, es un procedimiento que permite descartar aquellos escenarios en los cuales la realización de dicho tratamiento no obtendría resultados satisfactorios a nivel de producción.

El tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less utiliza la energía del gas liberado a partir del crudo para impulsar los fluidos inyectados a lo largo de la tubería de producción y la cara de la formación, removiendo de este modo gran parte de las ceras parafínicas precipitadas en estos sitios. Esto elimina los costos ocasionados por el uso de bombas y equipos de subsuelo para impulsar el fluido de tratamiento.

El tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less no es de carácter selectivo, es decir que a través de su implementación se estimula la totalidad del intervalo cañoneado en cada pozo y no cada formación individualmente. Esto sucede por la no utilización de empaques u otros dispositivos de aislamiento en las arenas productoras.

Desde el punto de vista de rentabilidad, tiempo de recuperación de la inversión e ingresos obtenidos, el tratamiento de estimulación orgánica Rig-Less es un procedimiento viable económicamente sobre los pozos candidatos seleccionados en este trabajo.

Los pozos seleccionados que poseen una alta relación gas-petróleo incrementan aún más las utilidades del proyecto por cuenta de la producción adicional del gas liberado del crudo luego de la estimulación, en comparación con los pozos de bajo GOR.

RECOMENDACIONES

Se recomienda la evaluación de los pozos ubicados en la totalidad de la zona occidental o corredor gasífero del Campo Lisama con el fin de contemplar a futuro la implementación del tratamiento orgánico Rig-Less, aprovechando las altas relaciones gas-aceite existentes en esta región.

Se recomienda efectuar una modificación a la metodología de selección de pozos candidatos en la etapa del cálculo del incremental de producción estimado. En este punto, la nueva curva de oferta puede presentarse a condiciones de daño de formación de aproximadamente 7 unidades por debajo del skín actual y no hacer que este tienda a cero.

Se recomienda la aplicación del tratamiento Rig-Less en intervalos de tiempo de 14 meses a cada pozo, siempre y cuando estos sigan cumpliendo con los requisitos necesarios para permanecer como candidatos según la metodología de selección.

BIBLIOGRAFÍA

ALAYÓN, Mario. Asfaltenos: Ocurrencia y Flocculación. 2004.

ALLEN, T.O., ROBERTS, A.P. Production Operations: Well Completions, Workover and Stimulation. Fourth Edition. 1997.

BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Second Edition. Oklahoma. OGCI Publications. 2003.

BIAO, Wan. LIJIAN, Dong. Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition. SPE 29954. 1995.

CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe. Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo Colorado. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. UIS. 2010.

CARO OSPINO, Teddys Guillermo. Aspectos Generales del Daño a la Formación por Depositación de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2009.

Castillo T. María A. Análisis Financiero Probabilístico de la Rentabilidad y el Riesgo Esperados en un Proyecto de Recobro Mejorado Mediante Inyección de Agua. Caso Base – Campo Lisama. 2009.

DÁVILA, A. Flocculación de los Asfaltenos. Tesis de Pregrado. Laboratorio FIRP. Universidad de los Andes. 1997.

DOBBS, James. A unique method of Paraffin Control in Production Operations. SPE 55647. 1999.

ECOPETROL S.A. Reportes de Producción a Mayo de 2011.

ECOPETROL S.A. Base de Datos K-Lisama. Microsoft Access. Campo Lisama. 2010.

ECOPETROL S.A. Base de Datos Macro-Dinason. Campo Lisama. Septiembre de 2011.

ECOPETROL S.A. Base de Datos OFM. Campo Lisama. 2011.

ECOPETROL S.A. Estados Mecánicos. Campo Lisama. 2009.

ECOPETROL S.A. General Works - Campo Lisama a Mayo de 2011.

FERWORN, K.A., HAMMAMI, A. Control of Wax Deposition. An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvents. SPE 37240. 1997.

GARCIA, Maria Del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. SPE 64992. 2001.

GONZALEZ, Lesly V. ROMERO, Iván A, Implementación de la Metodología para el Manejo de la Integridad de Pozos Productores de las Áreas Lisama y Llanito de la Superintendencia de Operaciones de Mares, de la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol S.A. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2010.

HERNÁNDEZ MANRIQUE, Edison Antonio. GARCÍA ARIAS, Sergio Andrés. Caracterización de Depósitos Orgánicos mediante un Análisis Estadístico en un

Campo Colombiano. Aplicación Campo Colorado. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. UIS. 2010.

JAIMES, Manuel G. Field Application of a Rig-Less Practical Method for Stimulation of Beam Pumping Wells. SPE 138814. 2010.

KEATING, J.F. WATTENBARGER, R.A. The Simulation of Paraffin Deposition and Removal in Wellbores. SPE 27871. 1994.

MANSOORI, A. Journal of Petroleum Science and Engineering. March. 2007.

NEWBERRY, M.E., BARRER, K.M. Formation Damage Prevention through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition. SPE 13796. 1985.

NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Segunda Edición. México. Ed. Limusa. 1987.

NIÑO SANDOVAL, Angélica. CHAVARRÍA GIL, Pilar. Evaluación del Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas y Asfaltenos en el Campo Colorado. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2010.

Orejuela Parra Paola A. Caracterización de La Gravedad API en El Campo Lisama a Partir de La Pirolisis Rock-Eval VI. Bucaramanga, 2010.

PINZÓN, Sergio. ROJAS, Jonathan. Evaluación de Métodos Convencionales y No Convencionales para la Remediación e Inhibición de la Precipitación de Parafinas en Pozos Petroleros. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. UIS. 2006.

POVEDA, Diana. KAFAROV, Viatcheslav. Diseño de un Tratamiento Químico para remover Depósitos Orgánicos que dificultan las Operaciones de Producción del Crudo. UIS. 2009.

REYES, Carlos. ZAPATA, Jairo. Evaluación del Proceso de Bombeo de Aceite Caliente como Mecanismo de Remoción de Parafinas en los Sistemas de Producción del Campo Lisama. Reporte Interno ECOPETROL S.A. Piedecuesta. 2004.

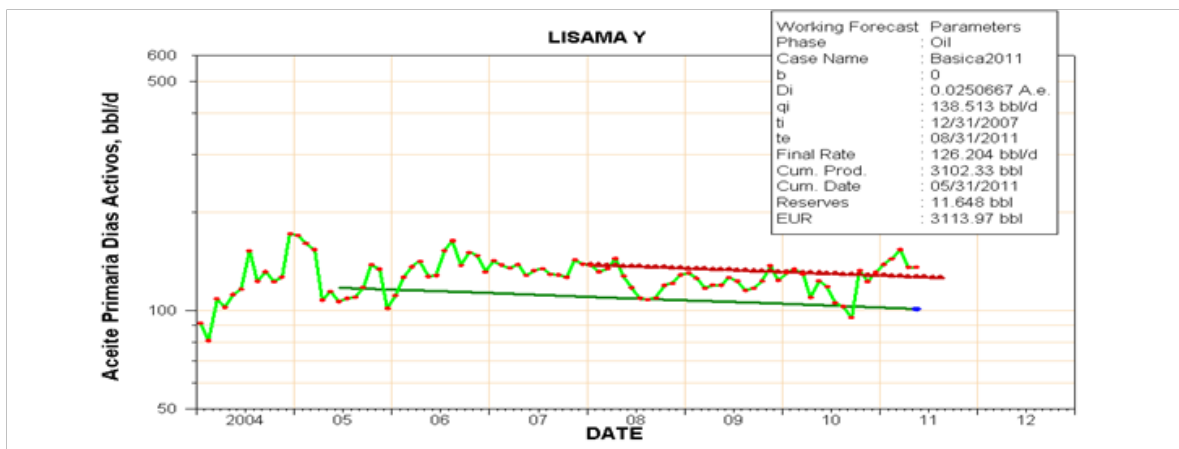
SADEGHAZAD, Ayoub. GHAEMI, Nasser. Microbial Prevention of Wax Precipitation in Crude Oil by Biodegradation Mechanism. SPE 80529. 2003.

SILVA SALAS, Karina. Ajuste Histórico del Modelo de Simulación y Predicción de Un Proceso de Inyección de Agua en Yacimientos Complejos Para Un Sector del Área de Lisama. Tesis de Grado. Ingeniería de Petróleos. UIS. 2009.

TOWLER, Brian. BLACK, Laramie. System and Method for the Mitigation of Paraffin Wax Deposition from Crude Oil by using Ultrasonic Waves. 2004

ANEXOS

ANEXO A: CURVAS DE DECLINACIÓN- POZOS ZONA NORTE. CAMPO LISAMA



□

□

□



r

r

r

r

r

r

r

r

r

r

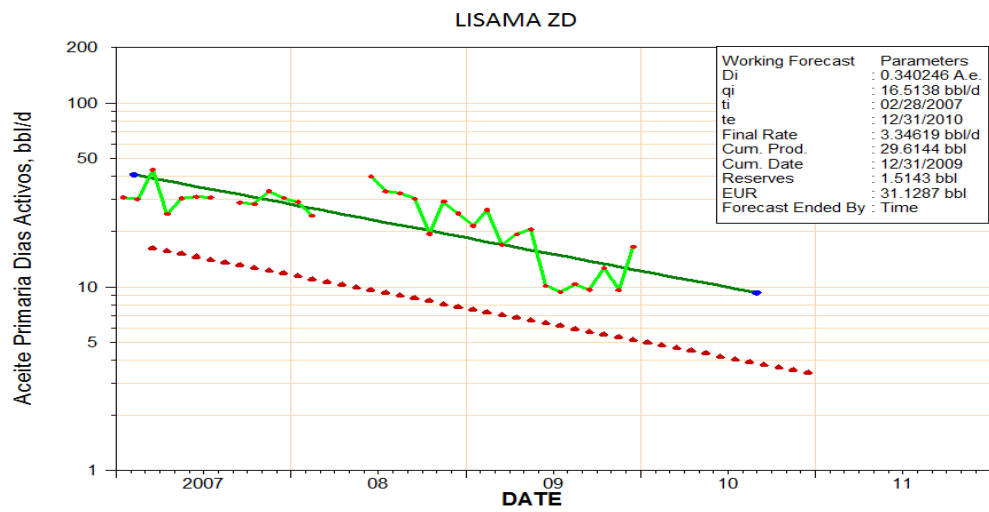
r

r

r

r

r



□

□

□

