



**EVALUACIÓN DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DEL
CAMPO LLANITO DE ECOPETROL S.A**

MIGUEL ALFONSO MARTINEZ FONTECHA

JENNIFER DIAZ CARRASCAL

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

2009



**EVALUACIÓN DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DEL
CAMPO LLANITO DE ECOPETROL S.A**

MIGUEL ALFONSO MARTINEZ FONTECHA

JENNIFER DIAZ CARRASCAL

Trabajo de Grado Presentado como Requisito Para Optar al Título de Ingeniero de
Petróleos

Director

Ing. Jorge Andrés Sachica Ávila

Ingeniero de Petróleos

Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad

Gerencia Regional Magdalena Medio ECOPETROL S.A

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS**

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2009

DEDICATORIA

*LE DECICO ESTE TRABAJO A DIOS Y A MIS PADRES MIGUEL ALFONSO
MARTINEZ PEÑUELA Y MARIA DEL CARMEN FONTECHA QUE CON SU
APOYO INCONDICIONAL FUERON EL PILAR PRINCIPAL PARA LA
CULMINACION DE MI CARRERA, LA CUAL FUE EL RESULTADO DE
MUCHO ESFUERZO Y ALEGRIAS AL LADO DE MUCHAS PERSONAS
QUIENES ME ENSEÑARON CADA DIA LO IMPORTANTE DE ESFORZARME

POR LAS COSAS QUE SON REALMENTE IMPORTANTES YA QUE “LO QUE
EL ARBOL TIENE DE FLORIDO VIVE DE LO QUE TIENE SEPULTADO”*

DEDICATORIA

A DIOS POR DARME LA VIDA Y LA SALUD PARA LOGRAR GRANDES COSAS.

*A MI FAMILIA POR SER MI PILAR Y GUÍA EN TODO MOMENTO, EN
ESPECIAL A MIS PADRES POR SU AMOR E INCONDICIONAL APOYO
EN TODO LOS INSTANTES DE MI VIDA.*

*A MIS AMIGOS POR SU CARIÑO INCONDICIONAL,
QUE REPRESENTA DIA A DIA UN COMPARTIR DE ALEGRÍAS Y NOSTALGIAS.*

*TODAS LAS PERSONAS QUE FUERON MIS MAESTROS PARA FORJARME COMO
PERSONA Y EN MI CARRERA PROFESIONAL.*

AGREDECIMIENTOS

La **Universidad Industrial de Santander** y la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por contribuir de manera directa en nuestra formación, apoyando de ante mano nuestra vocación.

Los Ingenieros **Olga Patricia Ortiz** y **Jorge Andrés Sáchica Ávila** por ser nuestros guías, colaborando con la dirección de este trabajo.

Ecopetrol y su equipo de trabajo por el suministro de la información y asesorías las cuales fueron de gran ayuda.

CONTENIDO

| | Pág. . |
|--|--------|
| INTRODUCCION | 1 |
| 1. CAMPO LLANITO | 2 |
| 1.1 Generalidades de los Campos del área Llanito – Gala | 2 |
| 1.2 Reseña Histórica del Campo | 3 |
| 1.3 Historia de Producción | 4 |
| 1.4 Características del Yacimiento | 7 |
| 1.5 GEOLOGÍA | 9 |
| 1.5.1 Estratigrafía | 9 |
| 1.5.2 Terciario | 9 |
| 1.5.3 Formación Real | 10 |
| 1.5.4 Formación Colorado (Zona A) | 12 |
| 1.5.5 Formación Mugrosa..... | 13 |
| 1.5.6 Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D) | 13 |
| 1.5.7 Cretáceo | 13 |
| 1.5.8 Formación Umir (Ksu) (Campaniano-Maestrichtiano) | 14 |
| 1.5.9 Formación La Luna (Ksl) (Cenomaniano-Santoniano) | 14 |
| 1.5.10 Formación Salto (K, sal) (Albiano Superior – Cenomaniano) | 14 |
| 1.5.11 Formación Simiti (Kis) (Albiano Inferior a Medio) | 15 |
| 1.5.12 Grupo Calcáreo Basal (Hauteriviano-Albiano) | 15 |
| 1.5.13 Formación Tablazo (Kit) (Aptiano Superior - Albiano) | 15 |
| 1.5.14 Formación Paja (Kip) (Barremiano - Aptiano Inferior) | 15 |
| 1.5.15 Formación Girón (Jg) (Jurásico) | 15 |
| 2. ANALISIS DE INGENIERIA | 16 |
| 2.1 Identificación de las Causas de Baja Productividad | 17 |
| 2.1.1 Propiedades petrofísicas del yacimiento. | 17 |
| 2.1.2 Declinación de la presión del yacimiento. | 18 |
| 2.1.3 El daño a la formación. | 19 |

| | |
|---|-----|
| 2.1.4 Producción excesiva de agua. | 20 |
| 2.1.5 Producción de Arena. | 22 |
| 2.2 Datos Básicos de los Pozos | 22 |
| 2.3 Cálculo y Análisis de las Propiedades Petrofísicas | 26 |
| 2.4 Cálculo del Aceite Original (OOIP) | 33 |
| 2.5 Análisis de los Datos de Producción | 36 |
| 2.6 Cálculo de Reservas | 41 |
| 2.7 Gráficos de comportamiento | 46 |
| 2.8 Índice de heterogeneidad (HI) | 54 |
| 3. ANALISIS DE PRESIONES DEL CAMPO LLANITO | 63 |
| 3.1 Historia de Presiones | 64 |
| 3.1.1 Presiones Originales | 64 |
| 3.1.2 Pruebas de Presión Realizadas. | 65 |
| 3.1.3 Declinación de la Presión | 66 |
| 3.2 Interpretación de Pruebas de ascenso de Presión | 69 |
| 3.3 Análisis de Agotamiento | 74 |
| 4. DIAGNOSTICO DEL ANALISIS CONJUNTO DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS DE PRODUCCION DEL CAMPO LLANITO | 80 |
| 4.1 Evaluación de las Propiedades Petrofísicas | 81 |
| 4.2 Diagnóstico de Producción de Agua | 88 |
| 4.2.1 Tipos de problemas de agua | 88 |
| 4.3 Metodología para el diagnostico de producción de agua: curvas de chan | 93 |
| 4.3.1 análisis de las curvas de diagnostico. | 95 |
| 4.3.2 Análisis y diagnostico de los pozos | 97 |
| 4.4 Diagnostico Conjunto | 110 |
| 4.5 ANALISIS DE LAS CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW | 115 |
| 4.5.1 Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas VLP / IPR. | 115 |
| 4.5.2 Comportamiento de afluencia de formaciones productoras | 116 |
| 4.5.3 Curva de oferta de energía o afluencia de fluidos que el yacimiento entrega en el fondo del pozo (Pwf v.s. q) | 122 |
| 4.5.4 CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE LOS POZOS LL -10, LL-12, LL-100. | 123 |



| | |
|----------------------------|-----|
| CONCLUSIONES | 128 |
| RECOMENDACIONES | 130 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 131 |
| ANEXO | 133 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1. Ubicación geográfica del campo Llanito | 2 |
| Figura 2. División por bloques del área Llanito - Gala – Cardales | 4 |
| Figura 3. Producción histórica y acumulado del Campo Llanito | 6 |
| Figura 4. Tipo de Fluido del campo | 7 |
| Figura 5. Distribución de la producción en Campo Llanito | 9 |
| Figura 6. Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena. | 12 |
| En el círculo azul se observa la secuencia de interés perteneciente al Terciario | 12 |
| Figura 7. Historia típica del comportamiento de presión vs (N_p/N) para varios mecanismos de empuje. | 19 |
| Figura 8. Digitación de agua. | 21 |
| Figura 9. Conificación de agua. | 22 |
| Figura 10. Mapas de Porosidad de la formación Mugrosa B y C | 27 |
| Figura 11. Mapas de Permeabilidad de la formación Mugrosa B y C | 28 |
| Figura 12. Mapas de Espesor neto de la formación Mugrosa B y C | 29 |
| Figura 13. Mapas de Saturación de aceite inicial de la formación Mugrosa B y C | 29 |
| Figura 14. Mapa Φ *Espesor neto | 31 |
| Figura 15. Mapa K *Espesor net | 32 |
| Figura 16. Mapa $K*\Phi$ *Espesor neto | 32 |
| Figura 17. Distribución de OOIP en el Campo Llanito. | 35 |
| Figura 18. Distribución del Aceite y Gas in Situ en los bloques del campo Llanito (Mugrosa B y C) | 36 |
| Figura 19. Grafica del comportamiento de la producción | 37 |
| Figura 20. Mapa de comportamiento de la producción del Campo Llanito, formación Mugrosa. | 39 |
| Figura 21. Mapa de comportamiento de la producción actual de el campo Llanito | 40 |
| Figura 22. Curva de declinación del Campo Llanito. | 45 |
| Figura 23. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Tasa máxima de producción. | 46 |

| | |
|--|------|
| Figura 24. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Espesor Neto. | 47 |
| Figura 25. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Capacidad de Flujo. | 48 |
| Figura 26. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Producto permeabilidad*porosidad*espesor neto. | 49 |
| Figura 27. Localización de las zonas con pozos de Alto y Bajo potencial. | 54 |
| Figura 28. Índice de Heterogeneidad del Agua de Producción Acumulada vs. Índice de Heterogeneidad de Aceite Producido Acumulado. | 58 |
| Figura 29. Declinación de presión Llanito zona B | 67 |
| Figura 30. Declinación de la Presión Campo Llanito- Zona C | 68 |
| Figura 31. Declinación de la Presión Campo Llanito- Zona D | 69 |
| Figura 32. Grafica Semilogaritmica del pozo Llanito 10 | 70 |
| Figura 33. Grafica Logarítmica del pozo Llanito 10 | 71 |
| Figura 34. Grafica curva tipo del pozo Llanito 10 | 71 |
| Figura 35. Grafica Semilogaritmica del pozo Llanito 12 | 72 |
| Figura 36. Grafica logarítmica del pozo Llanito 12 | 72 |
| Figura 37. Grafica Semilogaritmica del pozo Llanito 100 | 73 |
| Figura 38. Grafica logarítmica del pozo Llanito 100 | 73 |
| Figura 39. Bloques del campo | 76 |
| Figura 40. Bloques1.Formacion mugrosa B2 | 77 |
| Figura 41. Filtración | 88 |
| Figura 42. Canalización detrás del revestidor. | 89 |
| Figura 43. Contacto agua-petróleo. | 89 |
| Figura 44. Fracturas inyector y productor | 90 |
| Figura 45. Fracturas de capa subyacente. | ..91 |
| Figura 46. Conificación. | 92 |
| Figura 47. Capa segregada por gravedad | 93 |
| Figura 48. Capa de alta permeabilidad con flujo transversal | 93 |
| Figura 49. Curvas de diagnostico de Chan | 94 |
| Figura 50. Producción mensual de agua y petróleo | 97 |
| Figura 51. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 12. | 99 |

| | |
|---|-----|
| Figura 52. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 12) | 100 |
| Figura 53. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bpd) del pozo 12 | 101 |
| Figura 54. Grafico de recuperación (Log RAP vs Petróleo acumulado) | 102 |
| Figura 55. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 26. | 103 |
| Figura 56. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 26) | 104 |
| Figura 57. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bpd) del pozo 26 | 105 |
| Figura 58. Grafico de recuperación (Log RAP vs Petróleo acumulado) | 106 |
| Figura 59. Representación grafica curva de oferta y demanda | 115 |
| Figura 60. Curva IPR de Vogel yacimientos Saturados | 119 |
| Figura 61. Curva IPR de Vogel yacimientos Sub-saturados | 120 |
| Figura 62. Pwf y Pwfs en función de la tasa de producción q. | 122 |
| Figura 63. Curva de Inflow y Outflow pozo llanito 10 | 123 |
| Figura 64. Curva de Inflow y Outflow pozo llanito 12 | 125 |
| Figura 65. Curva de Inflow y Outflow pozo llanito 100 | 126 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Tabla 1. Características del yacimiento Campos Llanito-Gala | 8 |
| Tabla 2. Producción acumulada por formación. | 8 |
| Tabla 3. Descripción Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena | 11 |
| Tabla 4. Estado actual de los pozos | 23 |
| Tabla 5. OOIP y OGIP por zona del campo Llanito | 34 |
| Tabla 6. Distribución de OOIP y OGIP en los bloques del campo Llanito (Mugrosa B y C) | 35 |
| Tabla 7. Producción acumulada de aceite y agua para cada bloque del campo. | 38 |
| Tabla 8. Resultados de la predicción. | 42 |
| Tabla 9. Tabulación de los grupos de pozos seleccionados según su Comportamiento | 50 |
| Tabla 10. Cálculo del Índice de Heterogeneidad para la Producción Acumulada de Agua y Petróleo. | 55 |
| Tabla 11. Clasificación de los Pozos de la Estación según su desempeño. | 60 |
| Tabla 12. Presiones Originales Llanito | 64 |
| Tabla 13. Pruebas de Presión Campo Llanito Zona A. | 66 |
| Tabla 14. Resultados de las pruebas de presión campo Llanito | 74 |
| Tabla 15. Bloques1. Formación mugrosa B2 | 77 |
| Tabla 16. T Student | 78 |
| Tabla 17. Agotamiento de cada subzona formación mugrosa por bloque | 79 |
| Tabla 18. Valoración de los pozos según Capacidad de Flujo | 81 |
| Tabla 19. Valoración de los pozos según Capacidad de almacenamiento | 82 |
| Tabla 20. Valoración de los pozos según espesor neto | 82 |
| Tabla 21. Valoración de los pozos según $K \cdot H_{net} \cdot \Phi$ | 83 |
| Tabla 22. Evaluación del comportamiento de las propiedades petrofísicas para los pozos productores del campo Llanito | 84 |
| Tabla 23. Pozos seleccionados con alta producción de agua. | 98 |
| Tabla 24. Análisis y diagnóstico de los pozos. | 108 |

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LLANITO DE ECOPETROL S.A *

AUTOR: JENNIFER DIAZ CARRASCAL
MIGUEL ALFONSO MARTINEZ FONTECHA **

PALABRAS CLAVES: Análisis Avanzado de Ingeniería, Campo Llanito, Diagnostico de Producción de agua, Análisis de las Propiedades Petrofísicas, Evaluación de Problemas.

DESCRIPCION:

El campo Llanito está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, produce principalmente los hidrocarburos contenidos en la Formación Mugrosa, Su explotación ha sido de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua.

Con todas estas características, se llevó a cabo el desarrollo de este trabajo el cual tiene como principal objetivo hacer un análisis avanzado de ingeniería para identificar los principales problemas de producción. El cual se fundamenta en la aplicación de diversos **procesos**, derivados de la combinación de herramientas disponibles como lo es Oil field Manager (OFM) y otros programas computacionales.

Estas alternativas están orientadas principalmente a la evaluación de los diversos problemas de producción que afectan el rendimiento de los pozos y la selección de pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento; relacionando la historia de producción de los pozos con las propiedades petrofísicas y analizando el agotamiento de las zonas.

Siendo consecuente con el aumento notable de la producción de agua fue necesario realizar un análisis de este problema haciendo uso de un sistema de curvas de diagnostico, a fin de analizar las causas de la alta producción de agua que ocurre en el sistema pozo formación, con el objetivo de identificar el tipo de problema y de esta manera saber el tipo de solución a aplicar. Y evaluando las reservas estimadas a 30 años, se estaría asegurando que los pozos con cantidades considerables de reservas de petróleo que presentan baja producción acumulada podrán cubrir en su producción a futuro, los costos de inversión que representan cada uno de los trabajos a efectuar por parte de la empresa operadora del campo.

* Tesis de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,
Tutor: Jorge Andrés Sáchica Ávila

ABSTRACT

TITULO: EVALUATION OF THE MAIN PRODUCTION PROBLEMS OF LLANITO'S FIELD OF ECOPETROL S.A*

AUTHOR: JENNIFER DIAZ CARRASCAL
MIGUEL ALFONSO MARTINEZ FONTECHA**

KEY WORDS: ENGINEERING ADVANCED ANALYSIS, LLANITO'S FIELD, PRODUCTION OF WATER DIAGNOSIS, ANALYSIS OF PETROPHYSICAL PROPERTIES, AND EVALUATION OF PROBLEMS.

DESCRIPTION:

Llanito's field is located in medium Magdalena's valley basin, it mainly produces hydrocarbon from Mugrosa's formation, .Its exploitation has been primary and has as production mechanism solution gas and partial water drive.

with all this characteristics, this work had been developed which has as main objective to make an engineering advanced analysis to identify the main production problems which it is fundamented towards the application of several processes, derived of the combination of available tools like oil field manager (ofm) and other computational programs.

this alternatives are mainly oriented to the evaluation of several production problems which affect the performance of then wells and the selection of candidate wells to workover; relationating the production's history of the wells with the petrophysical properties and analyzing the depletion of the zones.

being coherent with the huge increasing of water production it was necessary to make an analysis of this problem using a system of diagnosis curves, to analyze the causes of the high water production which happen on the system well-formation, with the objective of identifying the type of problem and by this way to know the type of solution to apply. evaluating the estimated reserves in 30 years, there will be for sure that the wells with high quantities of oil reserves which have low accumulated production can cover in their future production, the investment costs that represent each of the jobs to be made by the operator of the field.

* Tesis de Grado.

** Faculty of Physicochemical Engineerings, School of Engineering oil, Tutore: Jorge Andrés Sáchica Ávila

INTRODUCCION

Los campos maduros están en la mira de la industria petrolera, debido a la escases de nuevos descubrimientos de grandes yacimientos, por tal razón el petróleo extraído solo es procedente de ellos; el objetivo primordial se enfoca en aumentar o mantener la producción de estos campos, teniendo como parámetro de lineamiento, la rentabilidad que conlleva mantener estos campos en operación; por esta razón, identificar y evaluar los problemas que presentan los pozos es de suma importancia para generar posibles soluciones a estas complicaciones, y de esta manera justificar con las ganancias adquiridas, las operaciones realizadas en ellos.

Con el fin de realizar una caracterización y evaluación del desempeño que ha tenido el campo Llanito, se realizó un estudio ingenieril por medio de una metodología de análisis de desempeño, la cual permitió evaluar los principales problemas que afectan la producción; combinando los datos de producción, petrofísica y el análisis de pruebas de ascenso de presión.

En la realización de este trabajo se utilizaron la herramienta software especializada en gerenciamiento de yacimientos, Oil field Manager OFM de Schlumberger, la cual permite realizar diferentes procedimientos de interpretación en cuanto al estado actual y comportamiento de la explotación del yacimiento, de esta manera se logro identificar los pozos con mejores propiedades petrofísicas pero con baja producción acumulada de aceite.

Finalmente se utilizo la herramienta software Pansystem para analizar las pruebas de presión de estos pozos con el fin de hallar propiedades como daño y la permeabilidad de la formación, para generar curvas del índice de productividad "IPR", evaluando así el potencial de cada uno de los pozos. Dando de esta manera un diagnóstico conjunto de la mayoría de variables que afectan la producción del campo Llanito

1. CAMPO LLANITO

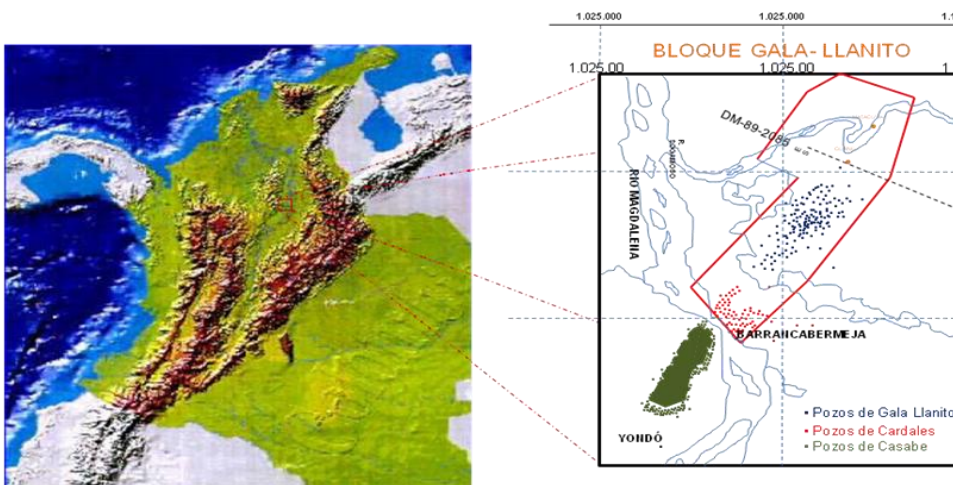
1.1 Generalidades de los Campos del área Llanito – Gala¹

El área productiva Llanito - Galán fue descubierta en los años 60 por la Empresa Colombiana de Petróleos y se encuentra localizada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, correspondiente a la parte Norte de la concesión De Mares, en el Departamento de Santander, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con el campo Galán - San Silvestre, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito. El aceite original reportado en la actualidad es de 314 MBbl, a la fecha cuenta con una producción diaria de 1400 BOPD y 1.6 KPCD de gas, con una producción acumulada a Diciembre de 2007 de 34 MBbl de aceite. Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288,000 a 1'277,000

E: 1'022,000 a 1'030,000

Figura 1. Ubicación geográfica del campo Llanito



Fuente: Tesis 140054.pdf.

¹ Fuente: Estudio Integrado de Yacimientos

Se han perforado 124 pozos (43 pozos activos, 32 inactivos, 10 abandonados y 39 secos), su explotación ha sido de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso Toro Shale en todos los sectores del área. La calidad del crudo producido varía entre 17 y 21°API y el agua de formación es de alta salinidad, en promedio de 28,000 ppm de Cl⁻.

1.2 Reseña Histórica del Campo

La exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13561 ft, sin encontrar manifestaciones de Hidrocarburos.

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (zonas C y B de la formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos; dos de estos pozos (Llanito 6 y 8) fueron abandonados como acuíferos. En diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BAPD en flujo natural.

Durante 1977 se termina el pozo Llanito Norte 1 con el objeto de delimitar el campo hacia el Norte.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales resultan productores.

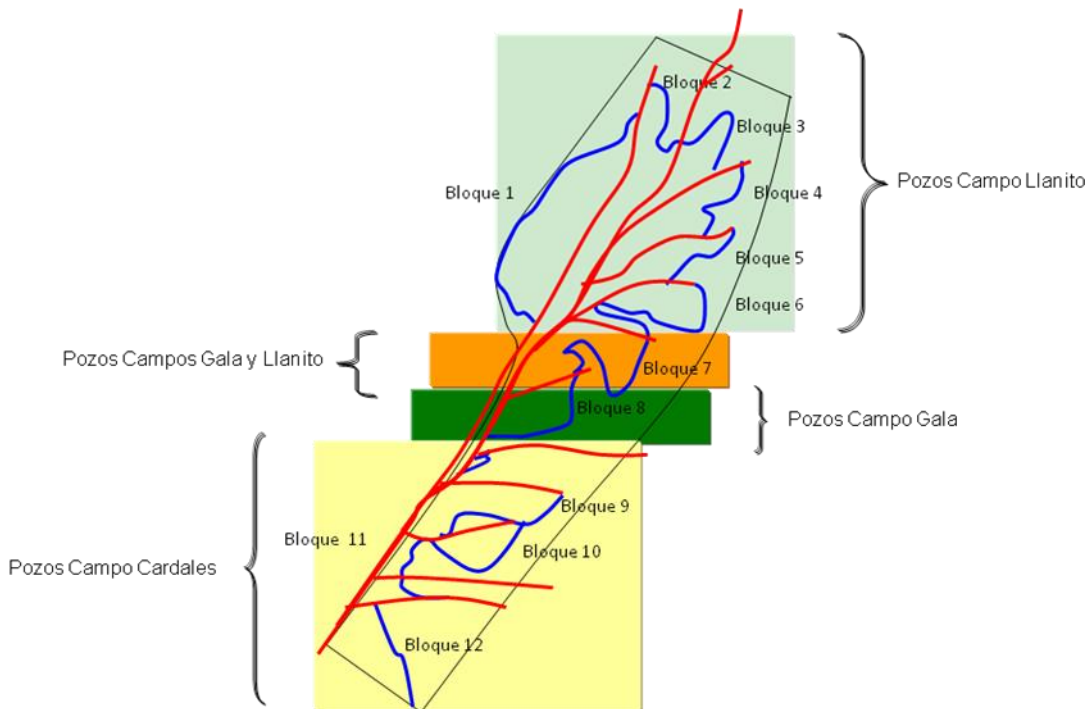
1.3 Historia de Producción

(1961-1964): Se inicia la explotación del campo Llanito con una producción de 1,400 BOPD, porcentaje de agua menor del 10% y relación gas-aceite de 600 Scf/Bbl. En este período se completo lo que se conoce como el primer ciclo de desarrollo, habiéndose perforado hasta entonces 42 pozos productores.

1964-1976: Este periodo se caracterizó inicialmente por el mantenimiento en la producción del área en un promedio de 3,400 BOPD y BSW del orden del 25%, debido a la realización de trabajos remediales.

A partir de 1968, se observa una declinación constante en la producción de aceite, del 6% anual aproximadamente y un incremento paulatino del porcentaje de agua del área, finalizando este periodo con una producción promedio de 2,200 BOPD, 50% BSW y relación gas-aceite de 350 scf/Bbl

Figura 2. División por bloques del área Llanito - Gala – Cardales



Fuente: prognosis - campaña de perforación llanito- gala- cardales vigencia 2008

(1976-1981): Se observa un incremento en la producción de aceite del campo Llanito a 1,800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos de arenas adicionales, así mismo, se observa un incremento en la producción del campo Galán a 1,500 BOPD aproximadamente, como consecuencia del desarrollo secundario por inyección de agua.

1981-1984: Se observa la tendencia ascendente en la producción del área como resultado del programa de perforación en el campo Llanito para reducir espaciamiento de 60 a 30 acres, alcanzando una producción máxima aproximada de 5,500 BOPD y un corte de agua del 40%.

1985-1989: A partir de enero de 1985 se produce el descubrimiento y desarrollo del campo Gala, el cual aportó inicialmente 590 BOPD con relación gas-aceite de 200 scf/Bbl.

Entre 1985 y 1987 se perforaron 10 pozos en el campo Gala alcanzando una producción de 2,300 BOPD, con un corte de agua del 20%, y una relación gas aceite de 460 scf/Bbl. La producción total para el área de 6,500 BOPD, 42% de BSW.

Adicionalmente en mayo de 1988, se produce el descubrimiento del campo Cardales, el cual aportó inicialmente 628 BOPD con un BSW del 2% y relación gas aceite de 57 scf/Bbl.

1989-1999: La producción del área ha venido con una declinación aproximada de 10% anual, manteniéndose por los trabajos de Cañoneo adicional especialmente en los campos Llanito y Gala, Actualmente el campo produce 3700 BOPD y 1.6 KPCD de gas con un BSW promedio del 70% y 43 pozos activos.

La Figura 3, muestra el comportamiento de la producción de fluidos totales, petróleo, agua y gas, acumulado. De acuerdo a la información presentada en el informe del departamento de yacimientos y producción del Magdalena Medio vigencia 2008, el campo Llanito produce 1,400 BOPD y tiene un acumulado de 34,324 MBbl

La presión original de yacimiento de la Formación Mugrosa se estima en 2300 psi a 5200 pies para la zona B y en 2600 psi a 6200 pies para la zona C. Este campo no cuenta con una historia de presiones definida debido a la ausencia de información.

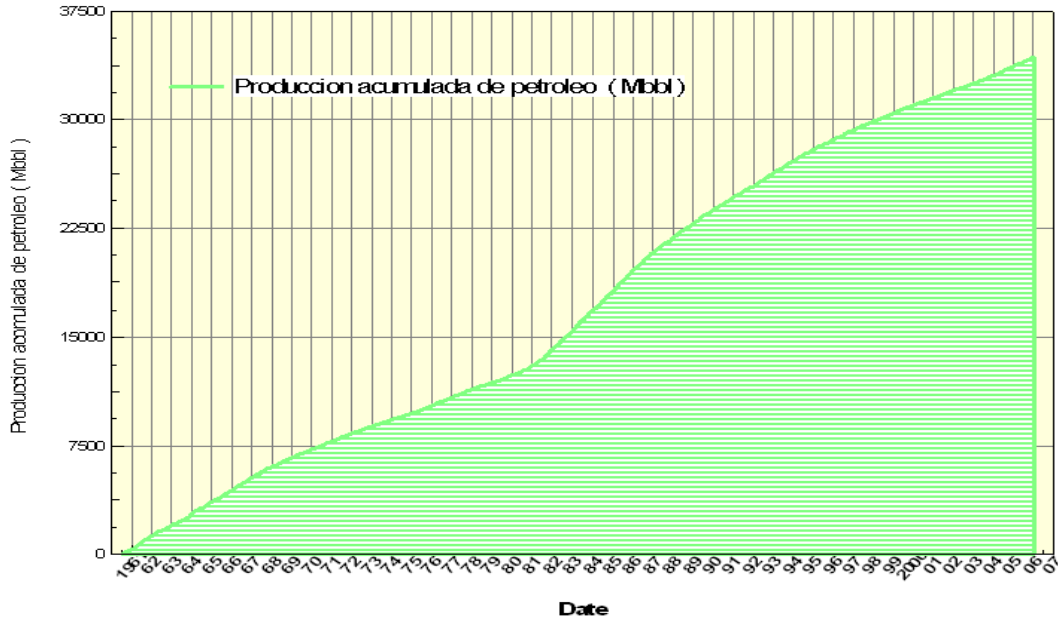
De acuerdo con el comportamiento de la producción, el yacimiento ha mostrado un descenso de la presión que se observa más drástico en los primeros cinco años de producción, sin embargo después de este tiempo la presión trata de mantenerse, así que se puede concluir que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

Figura 3. Producción histórica y acumulado del Campo Llanito



Fuente. Oilfield Manager Production Software

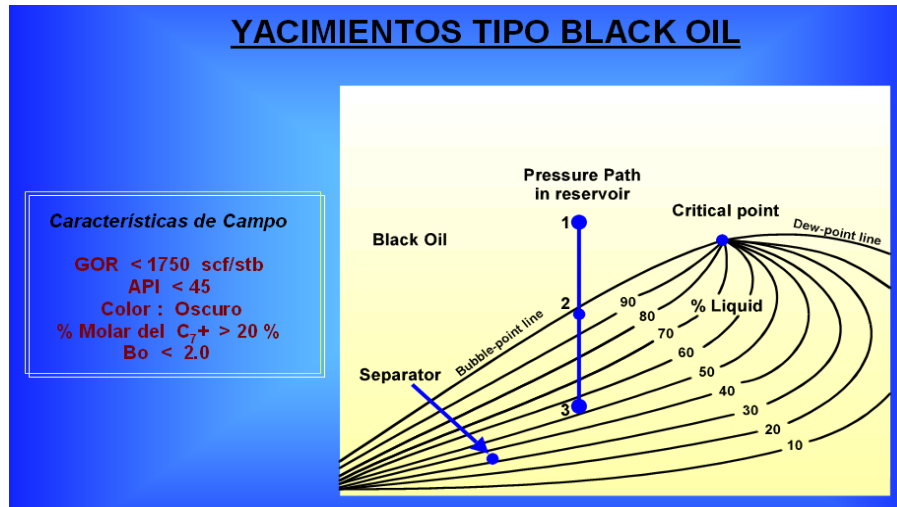
PRODUCCION ACUMULADO CAMPO LLANITO



Fuente. Oilfield Manager Production Software

1.4 Características del Yacimiento²

Figura 4. Tipo de Fluido del campo



Fuente: Datos de producción Llanito

² Fuente: Informe Llanito 2008

La Tabla 1 Presenta un resumen de las propiedades de yacimiento para las cuatro zonas productivas del campo:

Tabla 1. Características del yacimiento Campos Llanito-Gala

| Horizonte Productor | Zona A | Zona B | Zona C | Zona D |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Esesor Petrolífero | 26 – gas | 50 pies | 40 pies | 18 pies |
| Porosidad Promedio | 21% | 17% | 18% | 15% |
| Permeabilidad | 250 md | 150 md | 180 md | 160 md |
| Saturación de Agua | 25% | 40% | 40% | 47% |
| Salinidad de Agua Formación | 18000 ppm | 23500 ppm | 29900 ppm | 32000 ppm |
| Presión de Yacimiento | 1880 psi | 2400 psi | 2800 psi | 3200 psi |
| Presión Actual (PSI) | 1600 | 900-1500 | 1100 | 900 |
| Temperatura de Yacimiento | - | 135 °F | 140 °F | 140 °F |
| Gravedad API | 18.4-Gas | 21 °API | 23°API | 24 °API |
| GOR (inicial) (Mscf/STB) | 150 | 200 | 200 | 370 |
| F.V.F | | 1.094 | 1.105 | 1.206 |
| BSW inicial | 0 | 0-3% | 0-3% | 0-3% |

Fuente: prognosis - campaña de perforación llanito- gala- cardales vigencia 2008

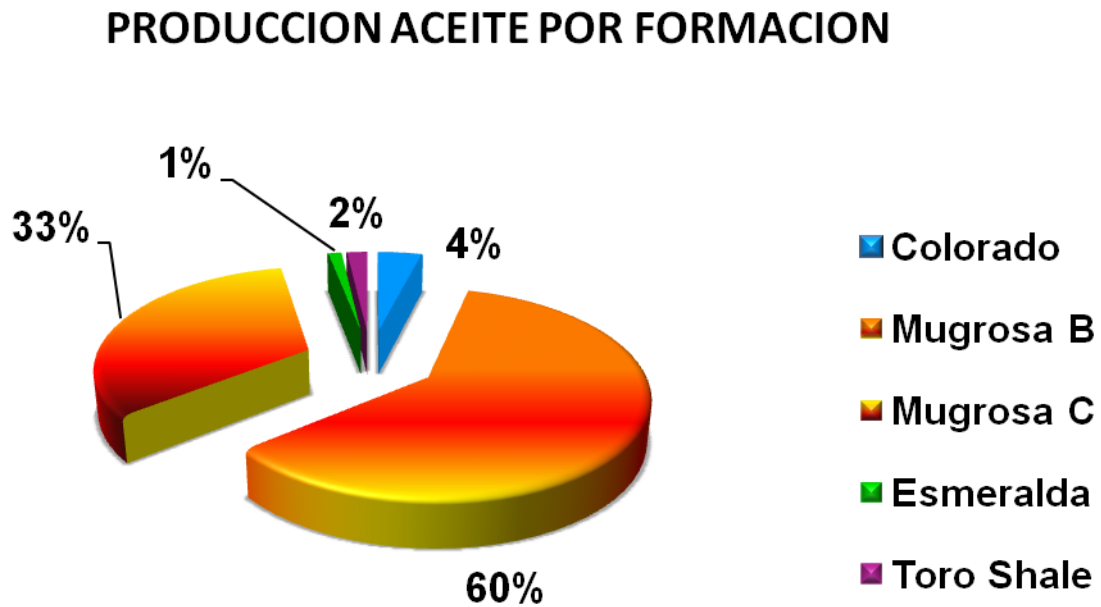
Con base en la información presentada en la tabla 1, se evidencia la zona B y C como la formación con mejores propiedades de yacimiento del campo y teniendo en cuenta la producción acumulada, mediante el siguiente diagrama se puede afirmar el gran desempeño que ha tenido en su vida productiva la formación mugrosa por esto se escogió dicha formación como base de estudio.

Tabla 2. Producción acumulada por formación.

| Formación | | Petróleo (MBbl) | Gas (MPc) | Agua (MBbl) |
|--------------|---------|-----------------|-------------------|---------------|
| Colorado | Zona A | 1,362 | 671,440 | 4,861 |
| Mugrosa B | Zona B | 20,666 | 10.707,871 | 25,487 |
| Mugrosa C | Zona C | 11,258 | 4.970,147 | 10,546 |
| Esmeralda | Zona D | 0,411 | 164,886 | 0,281 |
| Toro Shale | Zona TS | 0,628 | 364,520 | 0,650 |
| Total | | 34,324 | 16.878,864 | 41,825 |

Fuente: Información de producción campo Llanito 2008

Figura 5. Distribución de la producción en Campo Llanito



Fuente. Autores

1.5 GEOLOGÍA³

1.5.1 Estratigrafía

Con base en la información de la columna perforada por los pozos Llanito, Gala, Cardales y Yuma, y el conocimiento geológico que se tiene de la cuenca, a continuación se resume una descripción litológica de tope a base de las formaciones encontradas. La Figura 6 y la Tabla 3 muestran la columna estratigráfica perforada, los topes y espesores encontrados.

1.5.2 Terciario

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan

³Fuente: Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito Gala 2008

la perforación en superficie sobre la Formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda-La Paz y terminando sobre las Formaciones Cretáceas. Los estratos del Terciario tienen buzamientos muy suaves, menores de 10 grados.

1.5.3 Formación Real

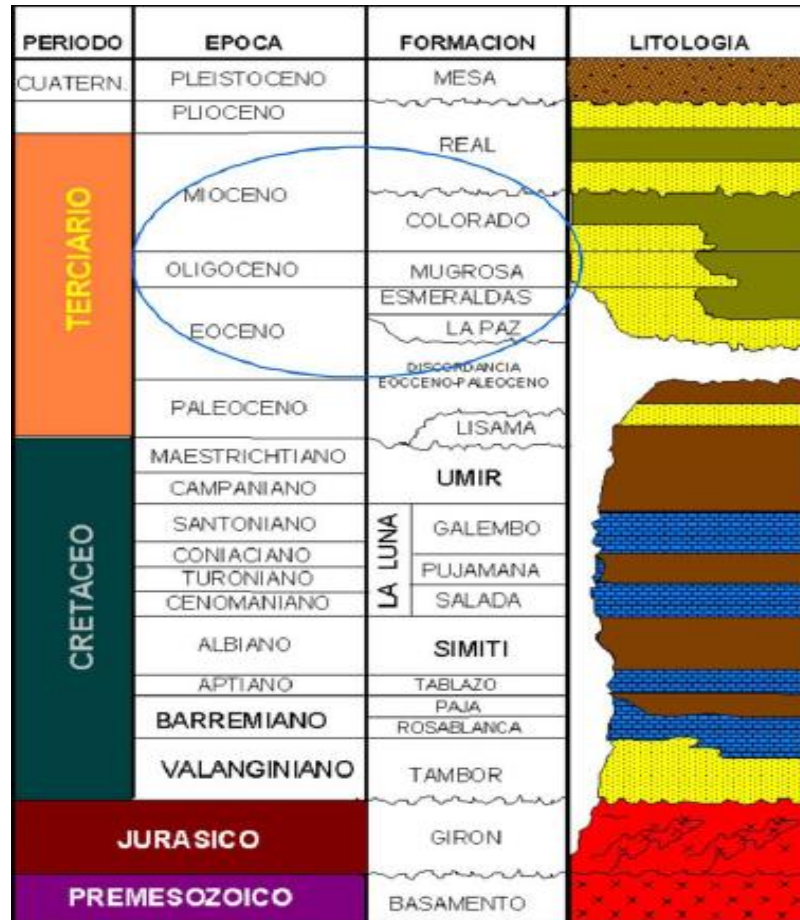
Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores grises verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. En el campo los pozos comienzan la perforación en esta formación, que tiene 2660 pies de espesor aproximadamente.

Tabla 3. Descripción Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena

| ERA | PERIODO | EPOCA | EDAD | FORMACION | ZONA | DESCRIPCION | |
|---------------|--------------|-------------|-----------|-------------------------------|--------------------|---|---|
| CENOZOICO | CUATERNARIO | HOLOCENO | | MESA | | Conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y suelos fósiles | |
| | | PLEISTOCENO | | | | | |
| | NEOGENO | PLIOCENO | Tardío | | REAL | | Areniscas: grano grueso, estratificación cruzada. Arcillolitas pardo grisáceas, capas delgadas de yeso, restos de madera. Conglomerados y areniscas de grano grueso, friables, intercalaciones de arcillolitas grises y moteadas. |
| | | | Temprano | | | | |
| | | MIOCENO | Tardío | | | | |
| | | | Medio | | | | |
| | TERTIARIO | PALEOGENO | OLIGOCENO | Tardío | MUGROSA | B | Tope lutitas Fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares, con intercalaciones limo arcillosas pardo grisáceas. Facies de "Ponts Bar". |
| | | | | Temprano | | C | |
| | | | EOCENO | Tardío | ESMERALDA - LA PAZ | D | Areniscas de grano fino a medio, fluvio deltaicas, con intercalación de arcillolitas gris verdosas. |
| | | | | Medio | | | |
| | | PALEOCENO | Temprano | | | | |
| | | | Tardío | Discordancia Eoceno-Paleoceno | | | |
| | | Temprano | | | | | |
| | | MESOZOICO | CRETACEO | Tardío | Maestrichtiano | UMIR | |
| Campaniano | | | | | | | |
| Santoniano | LA LUNA | | | | Galembó | Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas. Shale calcáreo negro. | |
| Coniaciano | | | | | Pujamán | | |
| Turoniano | | | | | Salada | | Calizas negras piritosas |
| Cenomaniano | | | | | | | |
| Temprano | Albiano | | | SIMITI | | Shale calcáreo carbonoso. | |
| | Aptiano | | | TABLAZO | | Calizas gris -oscuras a negras, fosilíferas | |
| | Barremiano | | | PAJA | | Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero. | |
| | Hauteriviano | | | ROSABLANCA | | Calizas grises, masivas, arcillo arenosas. | |
| | Valanginiano | | | TAMBOR | | Areniscas transgresivas gruesas a finas. | |
| | Berriasiano | | | | | | |
| JURA TRIASICO | | | | | GIRON | | Areniscas conglomeráticas grises a rojas, arcósicas, con intercalaciones de arcillolitas rojas. |

Fuente: Estudio integrado de yacimientos Llanito-Gala; ECOPELROL. Octubre 2003

Figura 6. Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca Valle Medio del Magdalena.
En el círculo azul se observa la secuencia de interés perteneciente al Terciario



Fuente: Informe Final Campo Llanito 2.006.

1.5.4 Formación Colorado (Zona A)

Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublaminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de piritita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

1.5.5 Formación Mugrosa

El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

Zona B: Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gis verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a subredondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

1.5.6 Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D)

Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

1.5.7 Cretáceo

El contacto superior de la secuencia cretácea es discordante con los sedimentos del Eoceno. El espesor promedio de estos sedimentos en el área es del orden de los 4000 pies y fueron perforados por el Pozo Llanito 1, donde se reconocieron las siguientes

formaciones de techo a base:

1.5.8 Formación Umir (Ksu) (Campaniano-Maestrichtiano)

Todos los pozos en el área alcanzaron a penetrar algunos metros de esta formación, las muestras están constituidas principalmente de Shale color negro, intercalado con arcillas limosas de color gris, hacia el tope presenta delgados niveles de arena de grano grueso con manifestaciones de aceite. Espesor perforado 100 m.

Shales oscuros a gris claros, intercalados con areniscas grises o grises verdosas, muy finas, limosas, cuarzosas a líticas, localmente calcáneas, ocasionalmente calcáreas, porosidad visible pobre a regular, gradación en parte a limolitas, delgadas capas de carbón. El contacto superior con la secuencia Terciaria en el área es discordante. Espesor promedio 250 pies.

1.5.9 Formación La Luna (Ksl) (Cenomaniano-Santoniano)

Calizas carbonaceas y bituminosas de color gris oscuro a negro, duras, en capas de hasta 20 cm de espesor, con intercalaciones de arcillolitas negras calcáneas, arenitas calcáneas de grano fino, así como algunas capas y nódulos de lidita (chert). Durante la perforación se atravesaron los tres miembros: Salada (Calizas negras piritosas), Pujamana (Shale calcáreo negro) y Galembó (Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas). Espesor promedio 1000 pies.

1.5.10 Formación Salto (K, sal) (Albiano Superior – Cenomaniano)

Desarrollada en el sector norte del Valle Medio del Magdalena, presenta un espesor limitado de 150 pies, y se constituye predominantemente de niveles de caliza gris oscura densa con intercalaciones de shale negro, semiblando, calcáreo y con ocasionales concreciones ovoides. Esta datada del Albiano superior-Cenomaniano con base en amonitas. Con la suprayacente Formación La Luna su contacto es concordante y con la infrayacente Formación Simiti es paraconforme.

1.5.11 Formación Simiti (Kis) (Albiano Inferior a Medio)

Lutitas grises a negras, laminadas, localmente calcáreas y con nódulos fosilíferos, cerca del tope se encuentran capas delgadas de conglomerados, con guijos pequeños y nódulos fosilíferos. Espesores de 280 a 850 m. El contacto infrayacente con la Formación Tablazo es gradacional.

1.5.12 Grupo Calcáreo Basal (Hauteriviano-Albiano)

Corresponde a los sedimentos calcáreos de las Formaciones Tablazo, Paja y Rosa blanca:

1.5.13 Formación Tablazo (Kit) (Aptiano Superior - Albiano)

Calizas gris oscuras a negras, biomicriticas. Espesor promedio en el área 600 pies. El contacto infrayacente con la Formación Paja es gradacional.

1.5.14 Formación Paja (Kip) (Barremiano - Aptiano Inferior)

Shales gris oscuro a negro, limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero. Espesor promedio 800 pies. El contacto con la infrayacente Formación Rosa blanca es concordante.

1.5.14 Formación Rosa Blanca (Kir) (Hauteriviano).
Calizas grises, masivas, bioespariticas. Espesor promedio 400 pies. Su contacto inferior es discordante con los sedimentos Juratriasicos.

1.5.15 Formación Girón (Jg) (Jurásico)

Las rocas Jura-Triásicas fueron perforadas en el pozo Llanito-1 a una profundidad de 13441; son facies rojas limo - arcillosas con delgados niveles de arenisca arcósica. Son depósitos correlacionados con la Formación Girón y su contacto superior es discordante con los sedimentos cretáceos. Su espesor no pudo ser determinado en el área.

2. ANALISIS DE INGENIERIA

La producción de los pozos y yacimientos petrolíferos están siempre influenciados por alguna disminución en la producción, originados no sólo por las condiciones mismas del yacimiento, sino también debido a operaciones inadecuadas de completamiento, así como operaciones inadecuadas de producción, que inciden en la disminución de las tasas de productividad. Inconvenientes tales como:

- Propiedades petrofísicas del yacimiento.
- Declinación de la presión del yacimiento.
- El daño a la formación.
- Producción excesiva de agua.
- Producción de arena.

Para identificar las causas de baja productividad, se recurre a pruebas de pozos, interpretación de registros, a correlacionar datos con la historia de presión y producción.

En este capítulo se empleó una metodología de análisis de desempeño para hacer la evaluación, interpretación e identificación de las causas de baja productividad.

Como punto de inicio se realizó una clasificación de las características de los pozos, activos, inactivos, no cañoneados y rangos de producción. A continuación se generaron mapas en OFM a nivel de arena de las siguientes propiedades: Porosidad (Φ), Permeabilidad (k), Reservas, Espesor neto (H_{net}), y Saturación de aceite inicial (S_{oi}); en estos mapas se puede observar una valoración, dependiendo de la tendencia de la propiedad (representada por el color en el mapa), con el propósito de visualizar los pozos en las buenas y regulares zonas de acuerdo a la valoración en cada propiedad.

Relacionando las propiedades petrofísicas con las historia de producción, se puede determinar los pozos con más bajo y alto rendimiento en todo el campo, y de acuerdo a esto se realiza la selección de los pozos que presentan buenas características petrofísicas pero tienen baja producción acumulada de petróleo.

Observando el aumento constante de la producción de agua de este campo, es preciso realizar una evaluación de los pozos, para determinar aquellos que presenten mayor producción de agua respecto a la de petróleo; para esto se utilizó el concepto de “El índice de Heterogeneidad” desarrollado en el paper, “Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing” (SPE 81427).

2.1 Identificación de las Causas de Baja Productividad

2.1.1 Propiedades petrofísicas del yacimiento.

Las propiedades petrofísicas más importantes de un yacimiento son: la permeabilidad (k), la porosidad (Φ) y el espesor neto de la formación.

La relación de estas propiedades proporciona información importante para la identificación de los problemas de producción.

La baja permeabilidad de la formación es la causa más común de la variación de la tasa de flujo en la etapa de producción de un pozo. Teniendo conocimiento de la ley de Darcy es fácil notar que al disminuir la capacidad de flujo de la formación disminuye la tasa de flujo.

La baja permeabilidad de un yacimiento puede ser una característica total, o puede ser limitada a un área específica. Cuando se hace notable la disminución de la productividad de la formación es característico en yacimientos de baja permeabilidad, que la productividad del pozo decline rápidamente a medida que los fluidos cerca de la cara del pozo son producidos.

Si se busca incrementar la productividad aumentando la permeabilidad; se dispone de métodos de estimulación de pozos para lograr este objetivo.

Conceptos como Capacidad de flujo ($k \cdot H_{net}$), Capacidad de almacenamiento ($\Phi \cdot H_{net}$), y relación entre la porosidad, permeabilidad y el espesor neto ($\Phi \cdot k \cdot H_{net}$) de la formación, son parámetros muy útiles para la evaluación de las zonas de buenas y regulares propiedades petrofísicas; la relación de estos parámetros con la historia de

producción, proporciona información significativa para la selección de los pozos problema en el campo.

2.1.2 Declinación de la presión del yacimiento⁴.

Cuando en un yacimiento cae la presión, el problema inmediatamente que se presenta repercute en el flujo del pozo, presentándose una reducción en la tasa de producción.

El petróleo presenta por si solo poca habilidad para desplazarse hacia la cara del pozo; el es producido principalmente por la energía asociada con la presión, la cual es producto de la expansión o liberación del gas que se encuentra disuelto en el petróleo, cuando se presenta una caída de presión en el yacimiento que coloca al fluido del reservorio por debajo de la presión de burbuja; también el petróleo es producido por la expansión de gas libre asociado al petróleo como capa de gas, la cual se expande hacia abajo como consecuencia de la caída de presión y de la producción de fluidos; y por el agua que se expande dentro del yacimiento, cuando la presión cae y los fluidos son producidos.

El mecanismo de empuje que presenta el yacimiento tiene por sí mismo un efecto directo en cuanto al tiempo en que la presión del reservorio pueda ser mantenida por su propia energía, lo cual se traduce en un mantenimiento de presión de fondo alta.

La presión en yacimientos que presentan empuje por capa de gas en solución, cae rápida y continuamente; presentándose por lo tanto problemas de producción en corto tiempo, debido al agotamiento de su energía.

La presión de yacimientos con empuje por agua, característicamente mantienen una alta vida productiva de la formación, puesto que el acuífero mantiene la presión del yacimiento por encima de la presión de burbuja, evitando así de esta manera la liberación del gas que se halla disuelto en el petróleo.

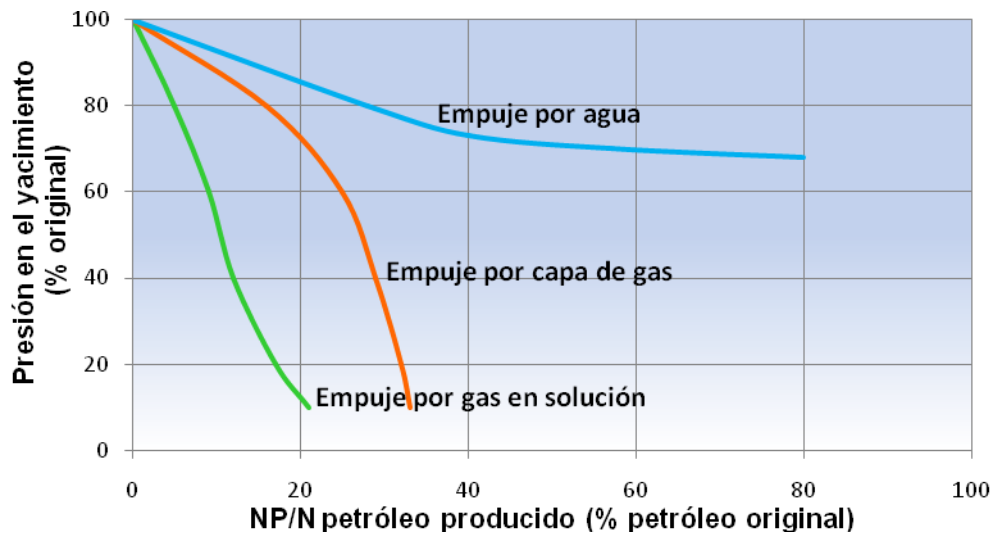
⁴Fuente. Efraín E. Barberii. “Yacimientos de Hidrocarburos”. Tomo III.

La presión en yacimientos que presentan empuje por capa de de gas libre, declina continuamente con la producción de petróleo, pero no tan rápidamente como en yacimientos que presentan empuje por gas en solución.

Se debe tener en cuenta que un yacimiento no solo produce por un solo mecanismo, sino que también pueden estar presentes varios de estos mecanismos. La combinación de mecanismos más favorable para el recobro de petróleo es la de empuje por agua y capa de gas libre.

La figura 7 ilustra el comportamiento de la presión (P) vs el recobro de petróleo (Np/N) en los distintos mecanismos de empuje.

Figura 7. Historia típica del comportamiento de presión vs (Np/N) para varios mecanismos de empuje.



Fuente: "Yacimientos de hidrocarburos"

2.1.3 El daño a la formación.

Se puede definir daño a la formación como una disminución en la productividad o inyektividad de un pozo, debido a un taponamiento ya sea en: la cara del pozo, en las perforaciones, en los poros de las formaciones adyacentes a la cara del pozos, o en fracturas comunicantes con la cara del pozo.

Todos los pozos son susceptibles a sufrir daños en la formación en mayor o menor grado. El problema radicará en determinar el grado de daño en el pozo, probables causas del daño, y finalmente buscar la solución al daño.

Un daño en la formación se indicará o se detectará mediante: pruebas de producción; pruebas de ascenso de presión (Build up); pruebas de descenso de presión (Drawdown); comparación de pozos etc.

Nota: La declinación de la presión y daño de la formación serán analizados con mayor detalle en el capítulo III de este libro.

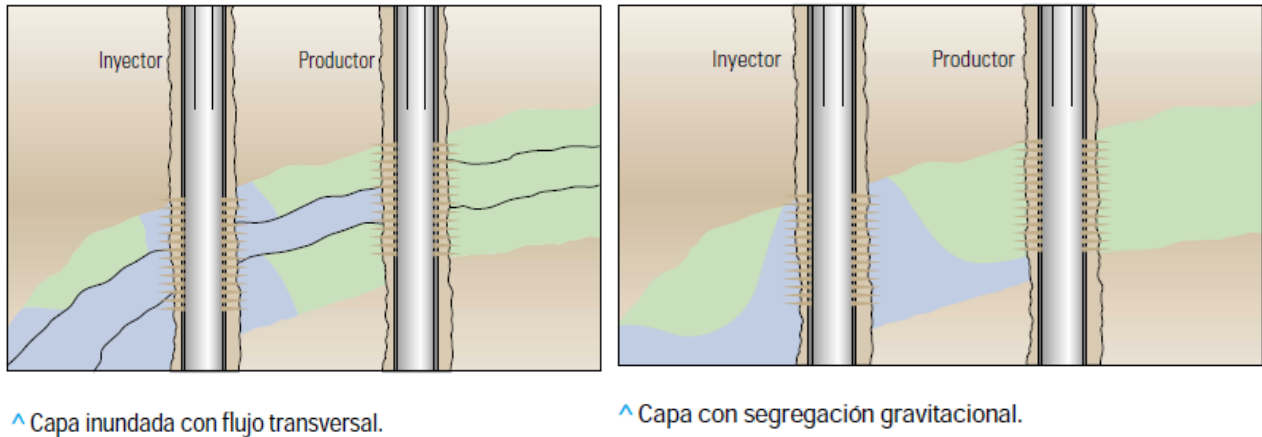
2.1.4 Producción excesiva de agua.

Uno de los problemas que con mayor frecuencia se presentan en los pozos productores de hidrocarburos, es la producción de agua de la formación, proveniente ya sea de estratos situados por encima de formaciones productivas, debajo de ellas, entre horizontes productores, o por las mismas formaciones productoras de petróleo.

En estratos productores gruesos con permeabilidad variable, el agua puede invadir el pozo por canalización a través de las zonas más permeables, dejando atrapadas considerables cantidades de petróleo. También una producción excesiva de agua puede presentarse por fallas en la cementación, creando canalizaciones detrás del revestimiento desde estratos acuíferos hasta las formaciones productoras de aceite o gas. La producción de agua se asocia también a que un empuje natural de agua sea agravado por canalización o conificación de esta. La intrusión de agua es complicada por la presencia de capas de permeabilidad estratificada.

La intrusión de agua diferencial a través de las zonas más permeables paralelas al plano de estratificación se denomina como “digitación” o como “dedo de agua” (Figura 8). Esto es originado o debido a que los fluidos se mueven más rápidamente a lo largo de las zonas de mayor permeabilidad, por lo tanto, el petróleo se agotara primero en estas capas o zonas. En zonas estratificadas, un rompimiento temprano del frente de agua puede no ser causa de abandono del pozo, sin embargo un gran volumen de agua es producido a menudo, antes del agotamiento del petróleo o gas de las zonas remanentes.

Figura 8. Digitación de agua.



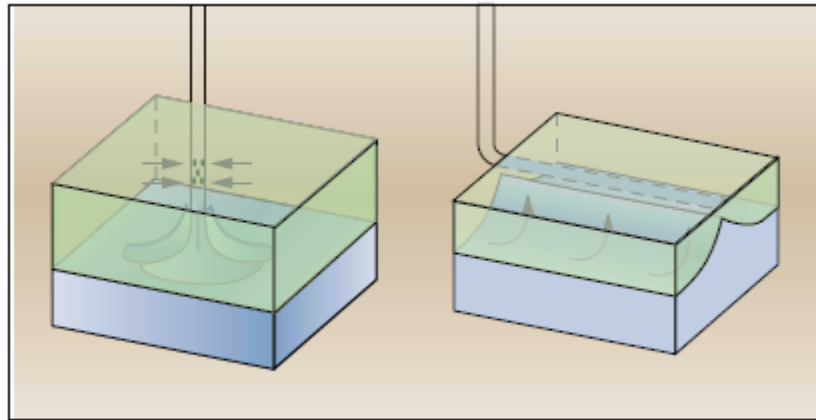
Fuente. Bill Bailey. "CONTROL DEL AGUA". Oilfield Review.

Las altas tasas de vaciado de petróleo de pozos individuales, tiende a crear u área normal de baja presión alrededor de los pozos. Si tales pozos están localizados en la parte más baja de la estructura y cerca del nivel de agua, el agua tiende a extenderse hacia arriba a través de los planos de estratificación de una arena homogénea dentro del pozo, como un cono (Figura 9).

Los dedos y conos de agua, pueden formarse como resultado de altas tasas de vaciado, no obstante el completamiento del pozo se encuentre por encima del nivel del agua. Una vez estabilizados estos “conos” y “dedos“, pueden ser completamente estables y persistentes, debido a una reducción de la permeabilidad relativa al petróleo, originada por las altas saturaciones de agua que se encuentran adyacentes a la cara del pozo. De esta manera es importante evaluar el comportamiento de cada pozo, para determinar los pozos que presentan producción excesiva de agua con respecto a la producción de petróleo, utilizando el concepto de índice de heterogeneidad⁵; y con la información obtenida intentar diagnosticar que tipo de problema puede estar ocurriendo en el sistema pozo-formación que resulte en la producción excesiva de agua (capítulo IV).

⁵Fuente: SPE 81427. “Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing”

Figura 9. Conificación de agua.



^ Conificación o formación de cúspide.

Fuente. Bill Bailey. "CONTROL DEL AGUA". Oilfield Review.

2.1.5 Producción de Arena.

Un serio problema que presenta a menudo durante la etapa de producción de un pozo petrolero, es la excesiva producción de arena o movimiento de arenas no consolidadas en el fondo del pozo.

Los granos de arena están estabilizados por las fuerzas compresivas debido al peso de los estratos situados por encima de ella, a las fuerzas capilares y a la cementación entre los granos de la arena. La producción excesiva de arena es debida a:

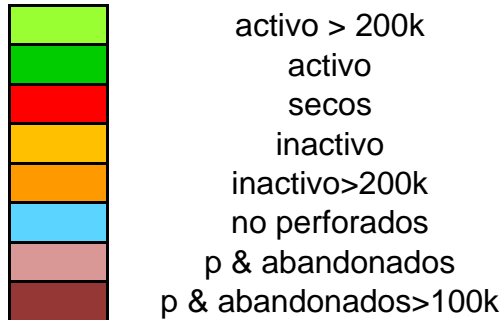
- Poca consolidación de la arena.
- Las fuerzas de arrastre del fluido que esta fluyendo, las cuales se incrementan con altas tasas de flujo y con las altas viscosidades del fluido.
- La reducción de la resistencia de la formación, asociada a menudo con la producción de agua, la cual disuelve o dispersa los materiales cementantes, o una reducción de las fuerzas capilares con incremento en la saturación de agua.
- Cuando declina la presión del yacimiento, se incrementa las fuerzas de compactación alterando la cementación de los granos.

2.2 Datos Básicos de los Pozos

El desarrollo de este campo se ha llevado a cabo mediante sus 124 pozos, los cuales están distribuidos en los 7 bloques. De acuerdo a esto se tienen la siguiente tabla, la

cual muestran el Bloque del pozo y el estado actual de los mismos en cada subzona de la formación mugrosa B y C.

Tabla 4. Estado actual de los pozos



| POZO | BLOQUE | ESTADO | | | | | | | | |
|---------|--------|--------|----|----|----|----|----|----|----|--|
| | | B | | | | | C | | | |
| | | B0 | B1 | B2 | B3 | B4 | C1 | C2 | C3 | |
| LL - 1N | 2 | | | | | | | | | |
| LL - 1 | 3 | | | | | | | | | |
| LL - 2 | 2 | | | | | | | | | |
| LL - 3 | 4 | | | | | | | | | |
| LL - 4 | 4 | | | | | | | | | |
| LL - 5 | 5 | | | | | | | | | |
| LL - 6 | 3 | | | | | | | | | |
| LL - 7 | 7 | | | | | | | | | |
| LL - 8 | 8 | | | | | | | | | |
| LL - 9 | 5 | | | | | | | | | |
| LL - 10 | 3 | | | | | | | | | |
| LL - 11 | 5 | | | | | | | | | |
| LL - 12 | 2 | | | | | | | | | |
| LL - 13 | 6 | | | | | | | | | |
| LL - 14 | 4 | | | | | | | | | |
| LL - 15 | 2 | | | | | | | | | |
| LL - 16 | 4 | | | | | | | | | |
| POZO | BLOQUE | ESTADO | | | | | | | | |
| | | B | | | | | C | | | |
| | | B0 | B1 | B2 | B3 | B4 | C1 | C2 | C3 | |
| LL - 17 | 3 | | | | | | | | | |
| LL - 18 | 6 | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|---------|--------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| LL - 19 | 1 | Yellow | Light Blue | Yellow | Red | Yellow | Yellow | Light Blue | Light Blue |
| LL - 20 | 5 | Light Blue | Light Green | Green | Light Green | Light Green | Yellow | Light Blue | Green |
| LL - 21 | 6 | Green | Light Green | Light Green | Orange | Green | Light Blue | Light Blue | Green |
| LL - 22 | 7 | Light Blue | Red | Red | Red | Red | Red | Light Blue | Light Blue |
| LL - 23 | 3 | Light Blue | Green | Green | Light Green | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Green |
| LL - 26 | 4 | Red | Orange | Light Blue | Light Blue | Orange | Orange | Light Blue | Yellow |
| LL - 27 | 6 | Light Blue | Red | Red | Light Blue | Red | Red | Light Blue | Yellow |
| LL - 28 | 2 | Yellow | Yellow | Yellow | Light Blue | Yellow | Yellow | Yellow | Yellow |
| LL - 29 | 5 | Light Blue | Light Blue | Red | Red | Yellow | Light Blue | Light Blue | Yellow |
| LL - 30 | 5 | Red | Light Blue | Red | Dark Blue | Light Blue | Red | Light Blue | Light Blue |
| LL - 31 | 2 | Green | Green | Green | Green | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue |
| LL - 32 | 2 | Light Blue | Red | Light Blue | Red | Red | Yellow | Light Blue | Light Blue |
| LL - 33 | 4 | Red | Red | Red | Light Blue | Red | Yellow | Red | Red |
| LL - 34 | 1 | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue |
| LL - 35 | 1 | Light Blue | Red | Green | Green | Light Green | Light Green | Light Blue | Light Blue |
| LL - 36 | 2 | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Yellow | Green | Light Green | Light Blue | Yellow |
| LL - 37 | 5 | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Yellow | Yellow | Yellow | Light Blue | Yellow |
| LL - 38 | 6 | Red | Red | Orange | Yellow | Yellow | Light Blue | Light Blue | Light Blue |
| LL - 39 | 4 | Yellow | Yellow | Green | Light Green | Green | Green | Light Green | Green |
| LL - 41 | 1 | Red | Yellow | Yellow | Red | Light Blue | Green | Light Blue | Green |
| LL - 55 | 1 | Yellow | Yellow | Orange | Yellow | Yellow | Orange | Light Blue | Yellow |
| LL - 57 | 2 | Light Blue | Yellow | Yellow | Light Green | Yellow | Light Blue | Light Blue | Green |
| LL - 60 | 4 | Light Blue | Dark Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue |
| LL - 69 | 1 | Yellow | Orange | Orange | Green | Light Blue | Light Green | Light Blue | Light Blue |
| LL - 71 | 2 | Light Blue | Red | Red | Light Blue | Dark Blue | Dark Blue | Red | Light Blue |
| LL - 72 | 5 | Yellow | Yellow | Yellow | Red | Yellow | Yellow | Light Blue | Light Blue |
| LL - 73 | 2 | Yellow | Yellow | Yellow | Red | Yellow | Red | Yellow | Yellow |
| LL - 74 | 1 | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue |
| LL - 75 | 1 | Light Blue | Red | Red | Green | Red | Light Green | Light Blue | Light Green |
| LL - 76 | 2 | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Red | Light Blue | Light Blue | Light Blue |
| LL - 77 | 6 | Light Blue | Light Blue | Yellow | Orange | Yellow | Light Blue | Light Blue | Light Blue |
| LL - 78 | 3 | Light Blue | Yellow | Yellow | Yellow | Yellow | Light Blue | Light Blue | Light Blue |
| LL - 79 | 4 | Light Blue | Dark Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue | Light Blue |
| POZO | BLOQUE | ESTADO | | | | | | | |
| | | B | | | | C | | | |
| | | B0 | B1 | B2 | B3 | B4 | C1 | C2 | C3 |
| LL - 80 | 5 | Yellow | Yellow | Yellow | Yellow | Yellow | Yellow | Light Blue | Yellow |
| LL - 81 | 5 | Light Blue | Green | Light Blue | Green | Green | Green | Red | Green |

| | | | | | | | | | |
|----------|--------|--------|----|----|----|----|----|----|----|
| LL - 82 | 3 | | | | | | | | |
| LL - 83 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 84 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 85 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 86 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 87 | 1 | | | | | | | | |
| LL - 90 | 1 | | | | | | | | |
| LL - 91 | 7 | | | | | | | | |
| LL - 92 | 1 | | | | | | | | |
| LL - 93 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 94 | 1 | | | | | | | | |
| LL - 95 | 4 | | | | | | | | |
| LL - 96 | 5 | | | | | | | | |
| LL - 97 | 6 | | | | | | | | |
| LL - 98 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 99 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 100 | 4 | | | | | | | | |
| LL - 101 | 3 | | | | | | | | |
| LL - 102 | 6 | | | | | | | | |
| LL - 103 | 6 | | | | | | | | |
| LL - 104 | 7 | | | | | | | | |
| LL - 105 | 7 | | | | | | | | |
| LL - 106 | 6 | | | | | | | | |
| LL - 107 | 5 | | | | | | | | |
| LL - 108 | 1 | | | | | | | | |
| LL - 109 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 110 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 111 | 4 | | | | | | | | |
| LL - 112 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 113 | 4 | | | | | | | | |
| LL - 114 | 2 | | | | | | | | |
| LL - 115 | 1 | | | | | | | | |
| LL - 116 | 2 | | | | | | | | |
| POZO | BLOQUE | ESTADO | | | | | | | |
| | | B | | | | C | | | |
| | | B0 | B1 | B2 | B3 | B4 | C1 | C2 | C3 |
| LL - 117 | 4 | | | | | | | | |
| LL - 118 | 4 | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|----------|---|--|--|--|--|--|--|--|--|
| LL - 119 | 4 | | | | | | | | |
| LL - 120 | 4 | | | | | | | | |
| LL - 121 | 7 | | | | | | | | |
| LL - 122 | 3 | | | | | | | | |
| LL - 123 | 4 | | | | | | | | |
| LL - 124 | 7 | | | | | | | | |

Fuente. Los autores.

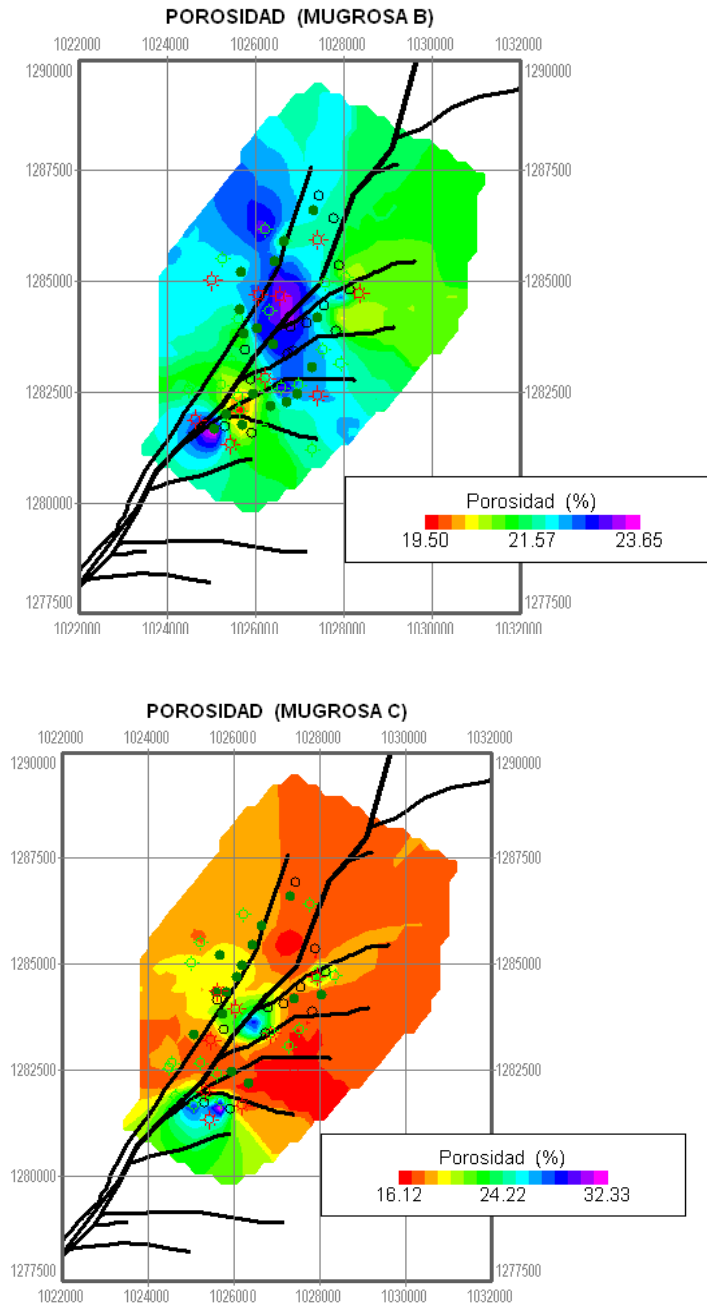
Los colores van de acuerdo al petróleo acumulado que presentan los pozos, clasificándose en nueve tipos a saber: Secos, que son pozos secos o que no tuvieron producción; Inactivo, que pertenece a los pozos productores inactivos con acumulados menores de 200 KBbl; Inactivo $\geq 200K$, hace referencia a los pozos productores con acumulado mayor de 200 KBbl; No perforados, se asignó para aquellas arenas no abiertas en un pozo perforado; Activo, asignado para pozos productores activos con acumulado menor de 200 KBbl; Activo $\geq 200K$, asignado para pozos productores activos con acumulado mayor de 200 KBbl; Plugged & Abandonados, se refiere los pozos abandonados y taponados con acumulados menores a 100 KBbl; Plugged & Abandonados $\geq 100K$, asignado para pozos abandonados y taponados con acumulados mayores de 100 KBbl

2.3 Cálculo y Análisis de las Propiedades Petrofísicas

Contando con la información existente en cuanto a los valores de porosidad, permeabilidad y espesor neto, obtenidos mediante pruebas de Presión y Toma registros, realizados a diferentes pozos durante los años de producción del campo, es posible obtener un excelente estimativo de estas propiedades para cada uno de los pozos, utilizando como herramienta el software OFM; debido a que toma en cuenta la Distribución estadística de los valores de cada una de las propiedades evaluadas del yacimiento, esto con el objetivo de proporcionar la más cercana representación de la heterogeneidad geológica dentro de las principales unidades de un yacimiento. Gracias a los mapas obtenidos es posible visualizar las áreas donde se cuenta con buenas y malas características en cuanto a cada una de estas propiedades.

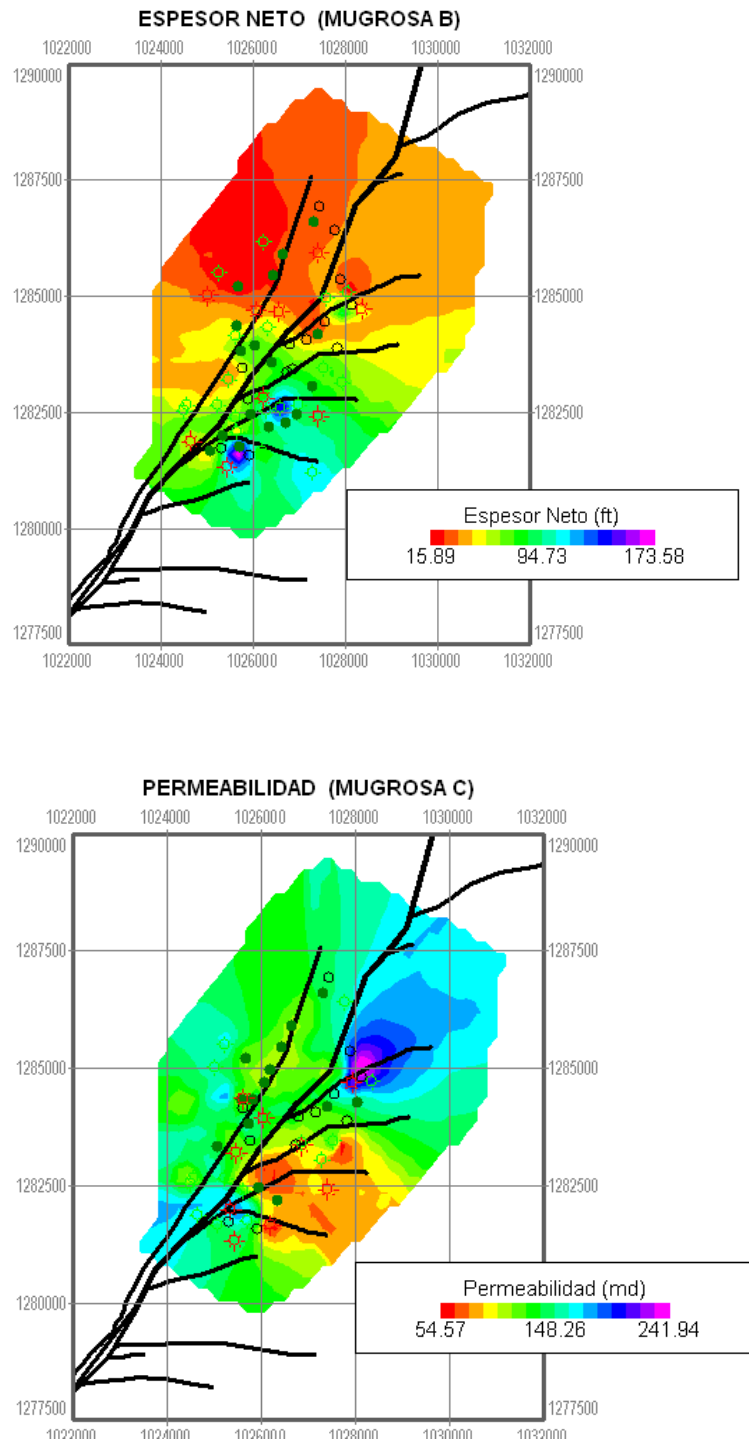
La Figura 12 presenta los espesores netos de arenas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, la Figura 10 presenta los mapas de porosidades efectivas, la figura 11 presenta los mapas de permeabilidad, y las figuras 13 presentan la saturación de aceite inicial.

Figura 10. Mapas de Porosidad de la formación Mugrosa B y C



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Figura 11. Mapas de Permeabilidad de la formación Mugrosa B y C



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Figura 12. Mapas de Espesor neto de la formación Mugrosa B y C

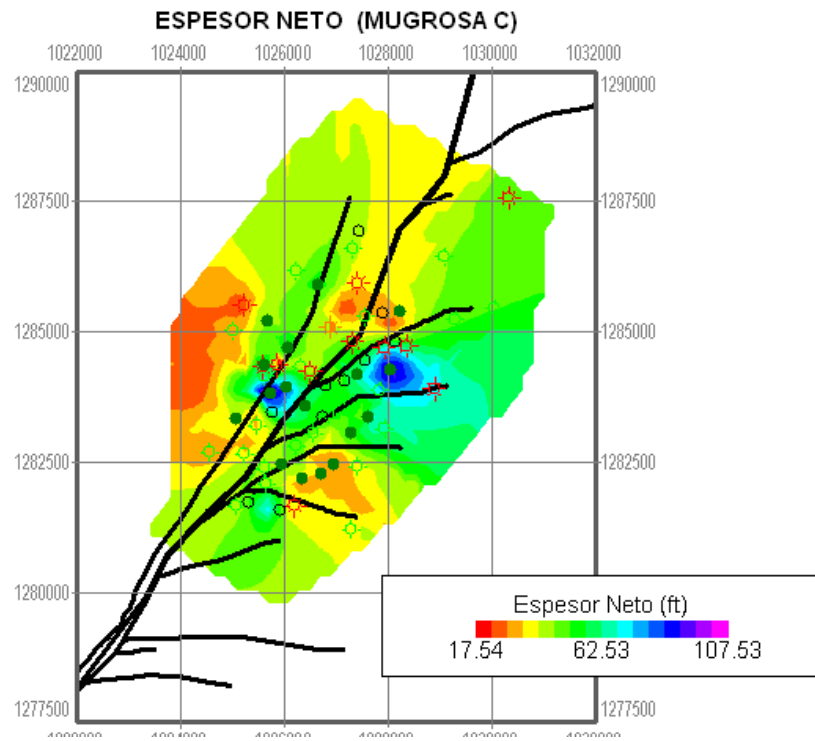
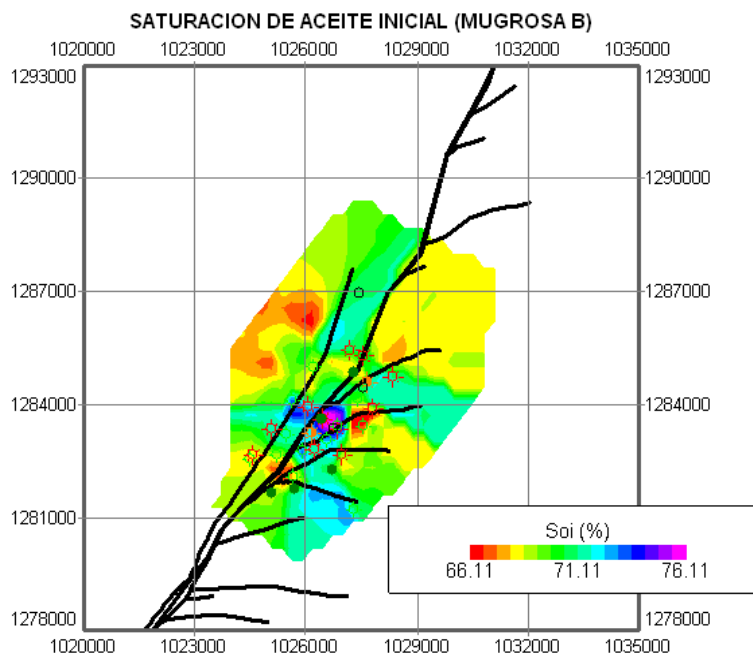
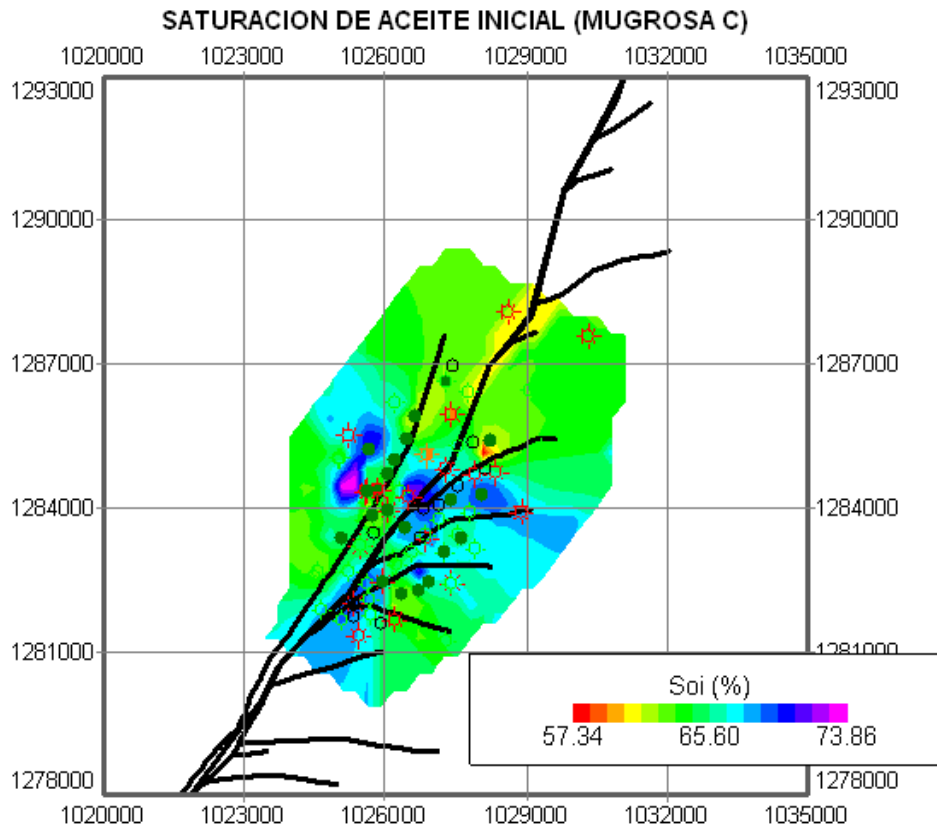


Figura 13. Mapas de Saturación de aceite inicial de la formación Mugrosa B y C





Fuente: Oilfield Manager Producción software.

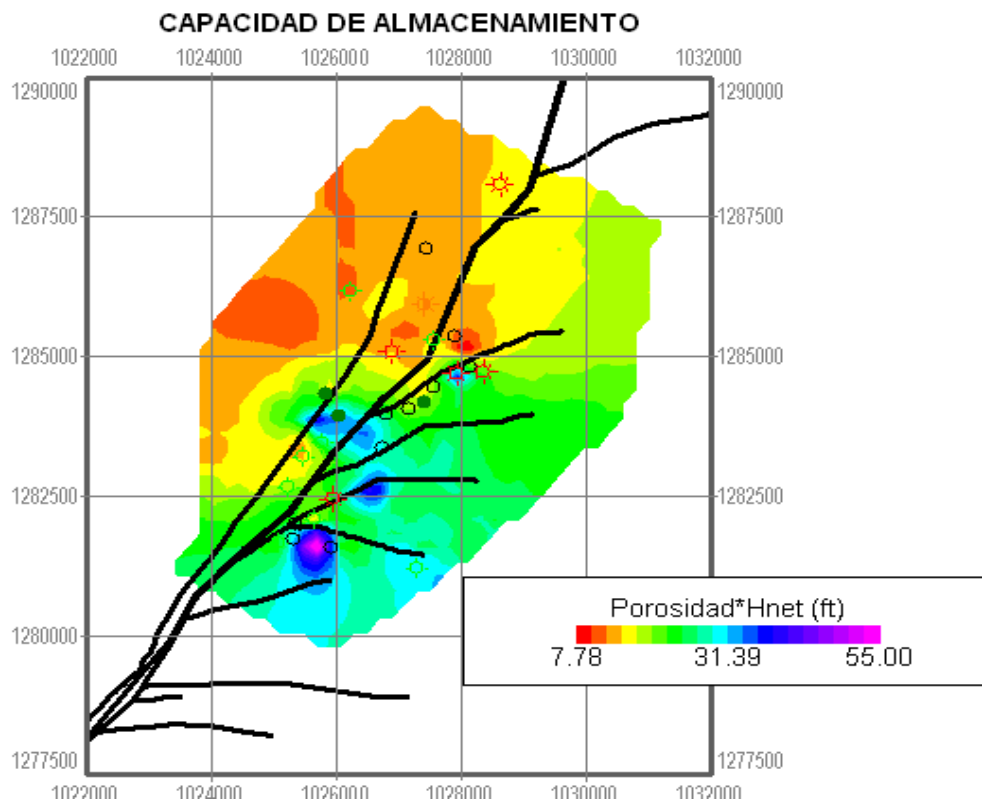
En la Zona B se observan espesores netos variando entre 16 y 175 pies, porosidades entre 19 y 24 %, permeabilidades entre 67 y 295 md, y de saturación de aceite inicial valores entre 66 y 76 %. En la Zona C los espesores netos están entre 17 y 108 pies, las porosidades varían de 16 a 32%, permeabilidades entre 55 y 241, y saturación de aceite inicial valores entre 66 y 76 %.

Cabe resaltar que para el cálculo de la permeabilidad y porosidad se utilizó promedio ponderado por espesor para obtener un valor promedio de las subzonas, y respecto al mapa de espesor neto, representa la suma de espesores netos de las mismas.

De los anteriores mapas se puede observar las áreas que resaltan buenas características de las propiedades, y notar que en cuanto a propiedades como espesor neto y permeabilidad mugrosa C predomina con valores superiores a los obtenidos para mugrosa B, debido específicamente a la ausencia de fósiles y disminución de arcillosidad esto en cuanto a permeabilidad.

A partir de estas tres propiedades se utilizaron los conceptos de capacidad de almacenamiento ($\Phi \cdot H_{net}$), Capacidad de flujo ($K \cdot H_{net}$), y el producto Porosidad*Permeabilidad*espesor neto, donde se puede observar claramente las zonas que cumplen en conjunto con la petrofísica óptima. Dichos conceptos serán tenidos en cuenta más adelante en la evaluación de los problemas de producción del campo. Mediante los siguientes mapas de grilla se puede apreciar este comportamiento.

Figura 14. Mapa $\Phi \cdot H_{net}$



Fuente: Oilfield Manager Production software.

Figura 15. Mapa $K^*Espesor$ net

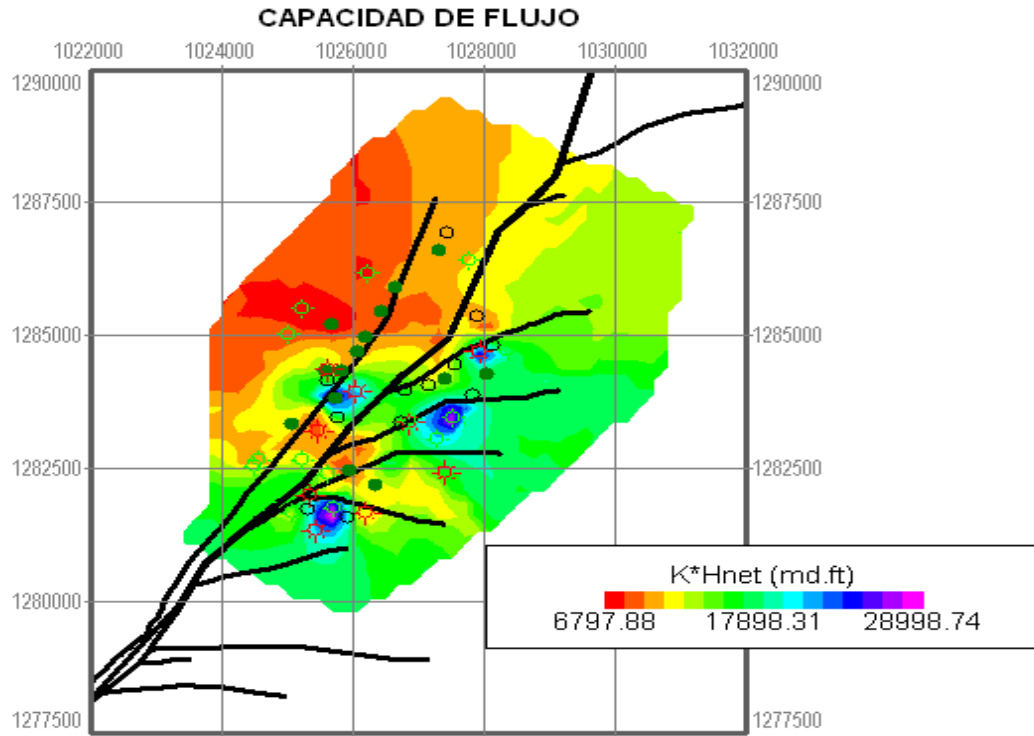
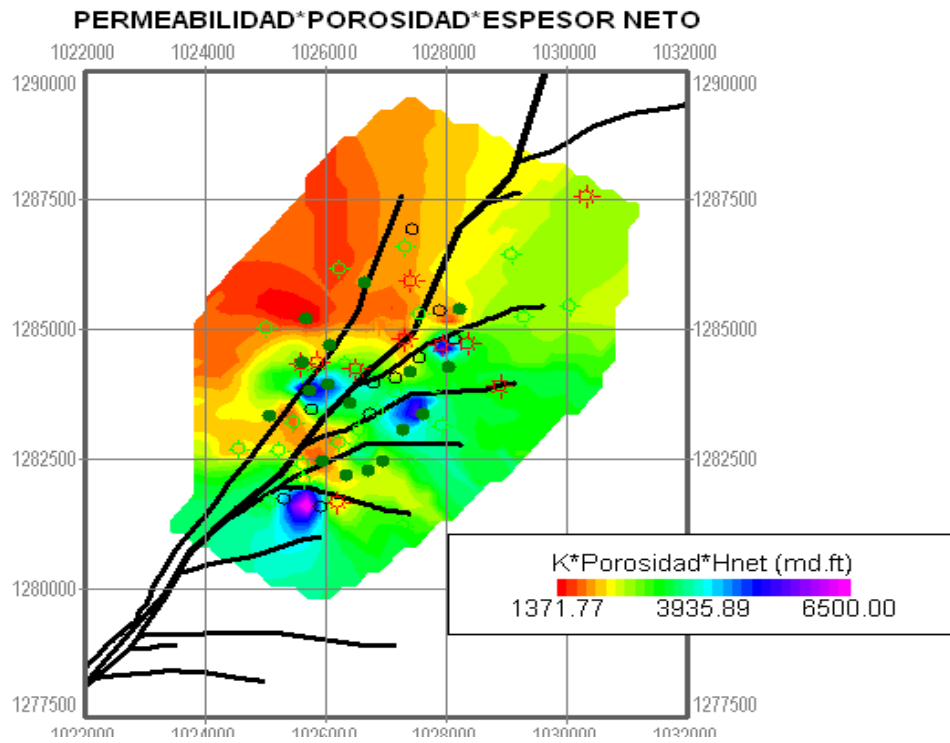


Figura 16. Mapa $K^*\Phi^*Espesor$ neto



Fuente: Oilfield Manager Production software.

De acuerdo a los resultados obtenidos en cuanto a la evaluación hecha a las propiedades petrofísicas del campo Llanito, se logra evidenciar un comportamiento positivo en la región sur, central y occidental del campo, donde se tiene una mayor densidad de pozos, de igual manera es en esta región donde tiene mayor presencia de producción de agua, por lo tanto se prestará mayor atención a estas zonas con el fin de sugerir operaciones de Workover que puedan mejorar la recuperación del crudo existente.

2.4 Cálculo del Aceite Original (OOIP)

Con los datos promedios obtenidos de la interpretación petrofísica de los registros de cada pozo se calculó el aceite original de cada uno de los bloques, para lo cual se utilizaron los grids de porosidad, espesor neto y Saturación inicial de aceite. Mediante la aritmética de mapas se calculó el grid de volumen poroso ocupado por hidrocarburos, en el cual se integraron los diferentes bloques para obtener el aceite original en el yacimiento.

Cabe resaltar que la respuesta está relacionada directamente al área seleccionada para dicho cálculo. Partiendo del siguiente concepto para el cálculo de las reservas:

$$N = \frac{7758 \times A \times H \times \phi \times (S_{oi})}{B_o} \text{ [STB]}$$

Donde:

A= Área [acres]

H= Espesor [pies]

ϕ = Porosidad [fracción]

S_{oi} = Saturación de aceite inicial [fracción].

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite [RB/STB].

$$OGIP = \frac{OOIP * Rs}{1000}$$

En donde:

OOIP = Aceite original In Situ en MBLs

Rs = Gas en solución por Barril en PCN/STB

OGIP = Gas original In Situ en GPCN

El gas original “In Situ” se determinó para cada zona utilizando el gas disuelto (Rs) medido en las pruebas PVT. Este valor de Rs⁶, expresado en PCN/STB fue como sigue: 150 para Zona A, 196 para Zona B, 246 para Zona C y 370 para Zona D.

En la tabla 5 se muestran los datos obtenidos para cada uno de las Zonas productoras del Campo.

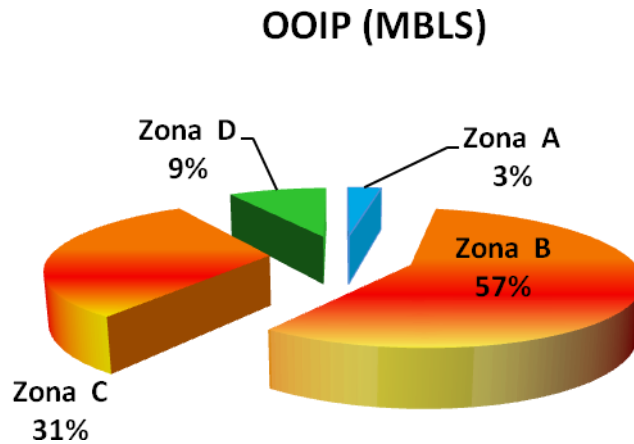
Tabla 5. OOIP y OGIP por zona del campo Llanito

| ZONA | AREA (acres) | ACEITE Y GAS IN SITU | |
|--------------|-----------------|----------------------|----------------|
| | | OOIP (MBLS) | OGIP (GPCN) |
| Zona A | 11.644 | 9,690 | 1,45 |
| Zona B | 5.957 | 182,620 | 35,79 |
| Zona C | 6.183 | 100,490 | 24,72 |
| Zona D | 8.981 | 28,420 | 10,52 |
| TOTAL | 32.765 | 321,220 | 72,48 |

Fuente: informe “Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito-Gala

⁶ Fuente: informe Llanito 2008

Figura 17. Distribución de OOIP en el Campo Llanito.



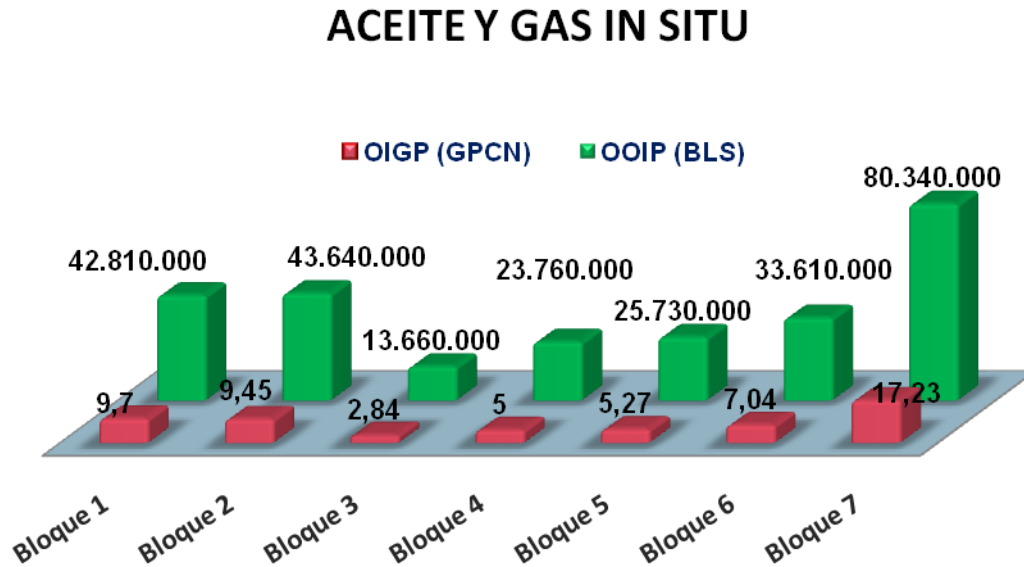
Fuente: autores

TABLA 6. Distribución de OOIP y OGIP en los bloques del campo Llanito (Mugrosa B y C)

| Bloque | AREA (acres) | ACEITE Y GAS IN SITU | |
|--------------|-----------------|----------------------|----------------|
| | | OOIP (MBLS) | OGIP (GPCN) |
| Bloque 1 | 2.092 | 42,810 | 9,7 |
| Bloque 2 | 2.093 | 43,640 | 9,45 |
| Bloque 3 | 1.027 | 13,660 | 2,84 |
| Bloque 4 | 1.059 | 23,760 | 5 |
| Bloque 5 | 863 | 25,730 | 5,27 |
| Bloque 6 | 1.125 | 33,610 | 7,04 |
| Bloque 7 | 2.901 | 80,340 | 17,23 |
| TOTAL | 11.160 | 263,550 | 56,53 |

Fuente: informe "Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito-Gala"

Figura 18. Distribución del Aceite y Gas in Situ en los bloques del campo Llanito (Mugrosa B y C)



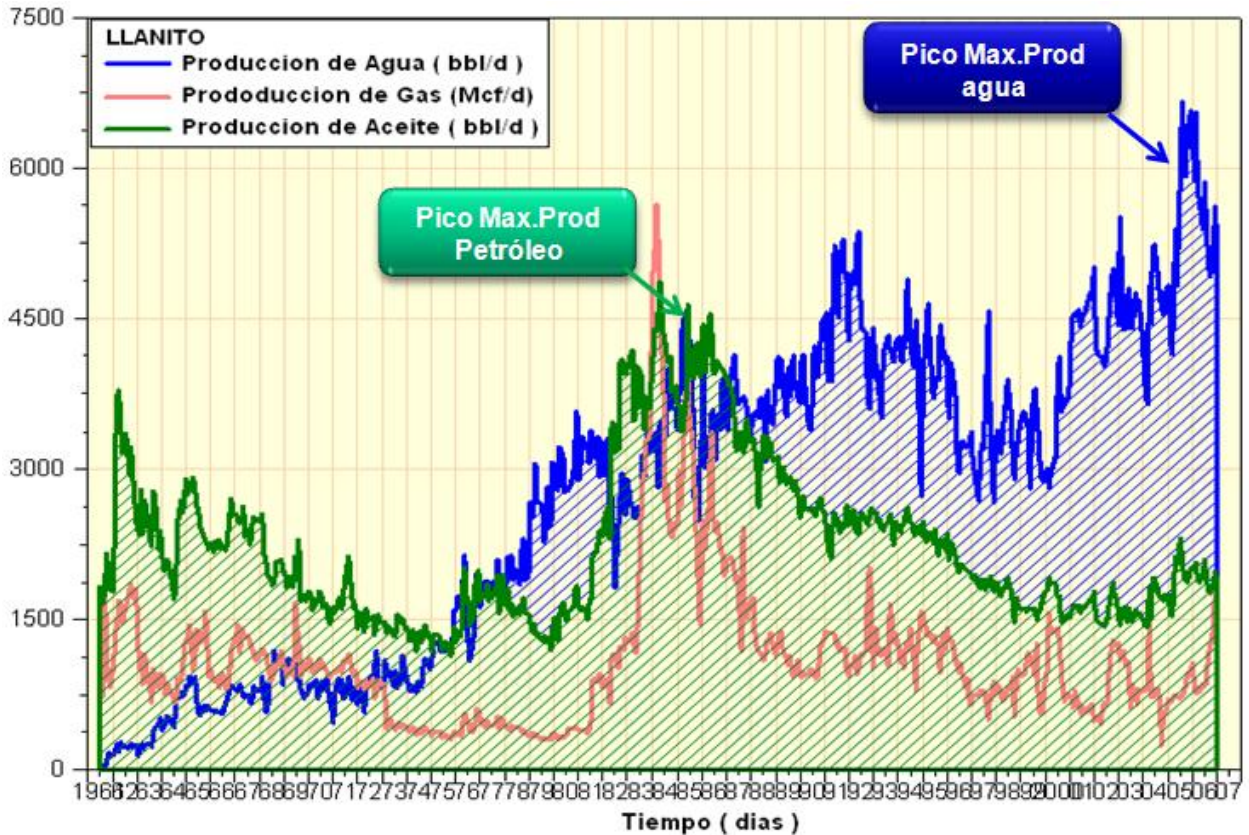
Fuente: Autores

La distribución del OOIP en el campo está altamente dispersa entre las diferentes formaciones del yacimiento, siendo evidente la contribución de la Formación Mugrosa B y C que conforman el 88% del OOIP total del campo. En cuanto a la distribución del OOIP en los bloques es de especial atención los bloques 1, 2 y 7; presentando la mayor densidad de pozos perforados el Bloque 2 y la menor densidad de pozos el Bloque 7, siendo este bloque el menos explorado y con mayor contribución de OOIP.

2.5 Análisis de los Datos de Producción

La producción de fluidos del campo Llanito (agua, gas y petróleo) presentan un comportamiento esperado para cualquier campo maduro, en el cual la producción de agua aumenta sustancialmente con el paso de los años; es en la gráfica de comportamiento de la producción (ver figura 19) del campo donde es posible crear una visión global de lo que ha sucedido durante los años de producción del mismo.

Figura 19. Grafica del comportamiento de la producción



Fuente: Oilfield Manager Production software.

El campo Llanito a la fecha tiene una producción total acumulada de la formación mugrosa de 31,923 MBbl en aceite, 15678.02 Mscf en Gas y 36,033 MBbl de agua, y actualmente produce 1400 BOPD; Siendo esta formación la que posee el mayor acumulado de fluidos del yacimiento.

El campo posee GOR de 518.14 SCF/STB, WOR de 1,22 Bbl/Bbl y corte de agua de 55 %; teniendo presente la superioridad del agua y su aumento constante respecto al aceite, por esta razón se hace necesario estudiar cada uno de los pozos del campo para determinar aquellos con mayor producción de agua respecto a la de aceite.

La producción acumulada del yacimiento está distribuida a través de los bloques del campo, siendo los bloques 2 y 1, los que tienen mayor producción de aceite, al igual que de agua en todo el campo, lo cual se puede observar en la tabla 7.

Tabla 7. Producción acumulada de aceite y agua para cada bloque del campo.

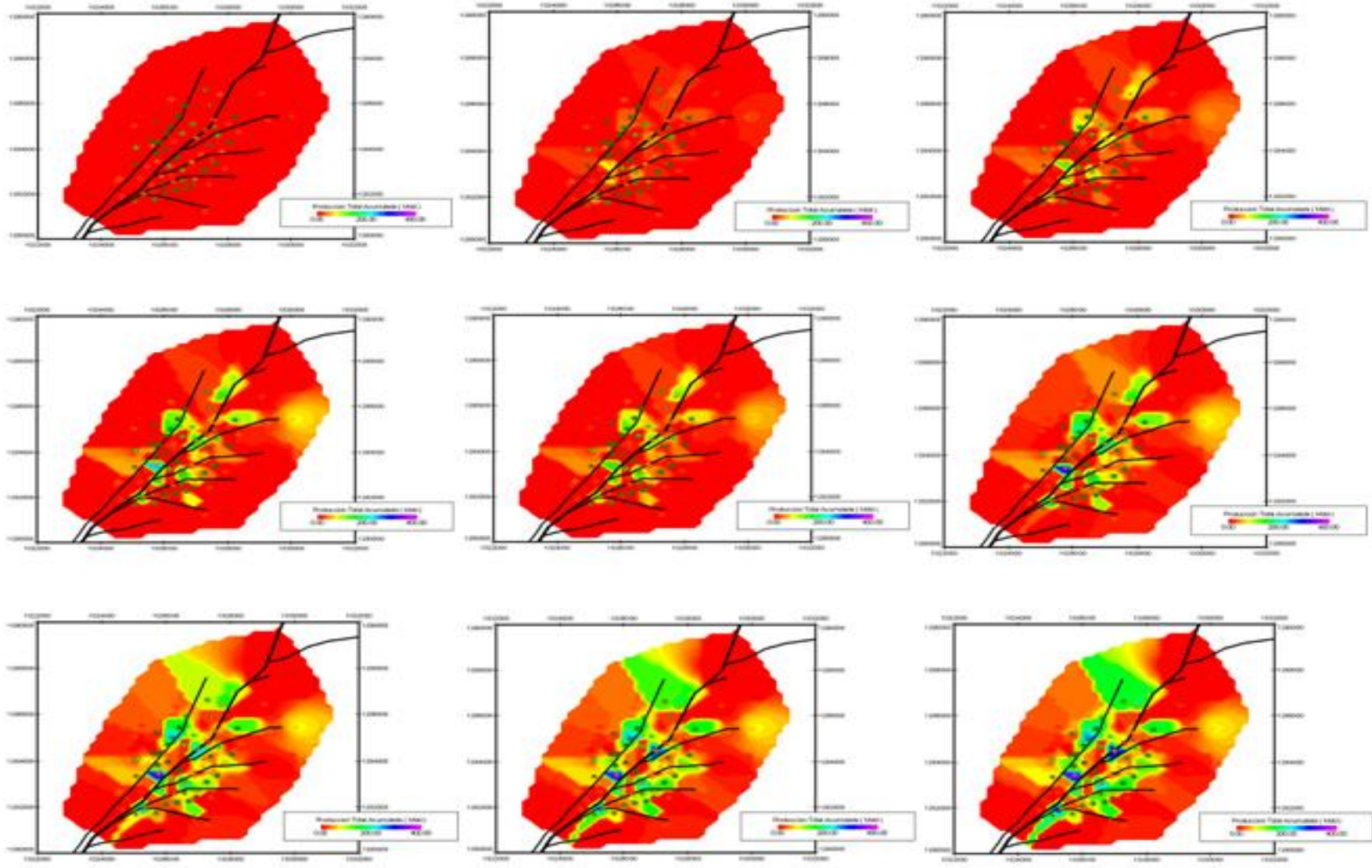
| | PRODUCCIÓN ACUMULADA (MBbl) | |
|-----------------|-----------------------------|---------------|
| | Petroléó | Agua |
| Bloque 1 | 5,701 | 6,082 |
| Bloque 2 | 8,917 | 8,928 |
| Bloque 3 | 2,352 | 2,973 |
| Bloque 4 | 3,842 | 3,449 |
| Bloque 5 | 5,049 | 8,087 |
| Bloque 6 | 5,120 | 4,295 |
| Bloque 7 | 0,944 | 3,152 |
| TOTAL | 31,924 | 36,965 |

Fuente: autores

Con el propósito de visualizar el comportamiento de la producción acumulada de aceite en toda el área del yacimiento, se muestra a continuación unos mapas de grilla dinámicos de toda la vida productiva del mismo hasta la fecha. De esta manera es posible identificar aquellas zonas donde la producción ha tenido un muy buen desempeño como aquellas donde no, logrando así de una forma global observar las áreas que pueden no haber sido drenadas aun.

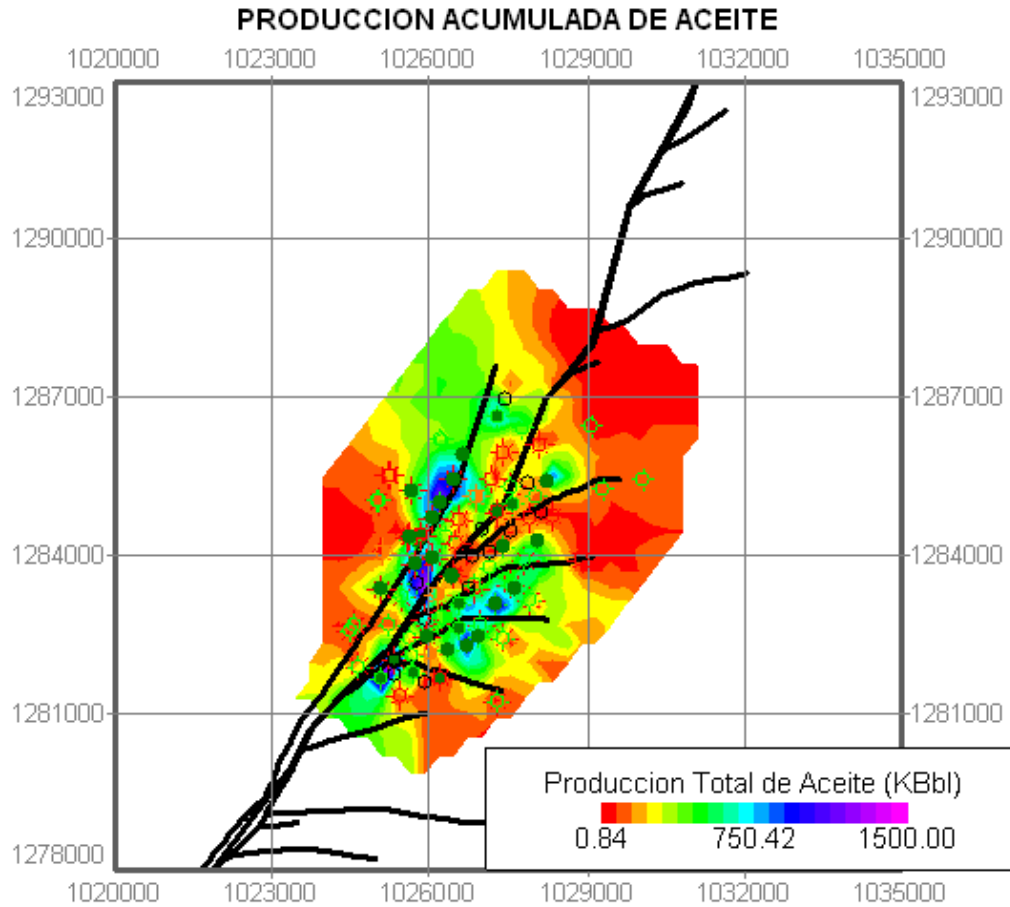
A continuación se mostraran las figuras obtenidas en el análisis, tomando intervalos de tiempo de 5,5 años.

Figura 20. Mapa de comportamiento de la producción del Campo Llanito, formación Mugrosa.



Fuente: Oilfield Manager Production software

Figura 21. Mapa de comportamiento de la producción actual de el campo Llanito



Fuente: Oilfield Manager Production software.

Al observar los mapas anteriores se puede notar que las zonas donde se ha desarrollado de una manera óptima el yacimiento, coinciden con las zonas donde se cuenta con las mejores propiedades petrofísicas. Es evidente que los bloques 3, 4 y 7 son los bloques que presentan menos desarrollo de la producción.

De acuerdo con los cálculos hechos anteriormente en cuanto a OOIP y al obtener el acumulado de la producción se llevó a cabo el procedimiento matemático con el cual se logra obtener el factor de recobro en la estación. De esta manera se presenta la ecuación empleada y los resultados obtenidos.

$$F_r[\%] = \frac{N_p}{N} \times 100 = \frac{31,924 \text{ MBbl}}{263,55 \text{ MBbl}} \times 100 = 11,27\%$$

Cabe resaltar que este factor de recobro hace referencia al presente en el campo Llanito y referente únicamente a la Formación Mugrosa B y C.

2.6 Cálculo de Reservas

Mediante el uso de los gráfico de pronósticos “Forecast” y contando con la información correspondiente a la historia de producción para cada uno de los pozos del campo se llevó a cabo los cálculos de los posibles comportamientos en cuanto a la cantidad de reservas, índices de declinación (ID), último recobro esperado EUR ($N_p + \text{Reservas}$) y el caudal inicial (QI) de cada pozo al inicio de la predicción, todos estos relacionados únicamente a la fase aceite ya que esta es la de mayor interés para este proyecto.

Los parámetros que se tuvieron en cuenta para este cálculo fueron:

- ❖ Un lapso de tiempo que comprende desde el inicio del año 2007 hasta el inicio del año 2040.
- ❖ Dentro de los parámetros de declinación se utilizó un tipo de regresión hiperbólica, la cual permite obtener un valor del coeficiente b, que se encuentra en el rango de 0 a 1 cumpliendo de esta manera con la Ecuación de Arps⁷.
- ❖ Teniendo en cuenta las tendencias en la producción histórica de cada pozo, fueron seleccionados los puntos más representativos y con los cuales se pudiese realizar de la mejor manera la predicción.

La siguiente tabla muestra los resultados de los cálculos de reservas, índice de declinación, caudales iniciales y último recobro esperado, en los pozos del campo

⁷ Fuente: SPE 81427, A Generalize Hyperbolic Decline Equation with Rate-Time and Rate-Cumulative Relationships.

obtenidos mediante esta predicción. Cabe resaltar que se realizó la predicción para cada uno de los pozos del campo: productores, inactivos y abandonados con el fin de observar el comportamiento de la producción y la cantidad de reservas recuperadas; con el objeto de efectuar un análisis de estos datos con la información petrofísica obtenida, y de esta manera facilitar la evaluación de los posibles problemas que afectan el campo Llanito.

Tabla 8. Resultados de la predicción.

| Pozo | RESERVAS (Bbl) | DI (M.n) | QI (BPD) | EUR (Bbl) | ESTADO |
|----------|----------------|----------|----------|-----------|------------|
| LLAN0001 | - | 0,0611 | 0,64 | 4.207 | Inactivo |
| LLAN0002 | 35.052 | 0,0052 | 6,83 | 583.065 | Inactivo |
| LLAN0003 | 7.693 | 0,0041 | 1,27 | 66.245 | Inactivo |
| LLAN0004 | 74.055 | 0,0048 | 14,19 | 213.618 | Inactivo |
| LLAN0007 | 51.437 | 0,0029 | 6,07 | 111.941 | Inactivo |
| LLAN0009 | 188.107 | 0,0026 | 25,09 | 1.170.810 | Activo |
| LLAN0010 | 78.189 | 0,0043 | 13,48 | 704.575 | Inactivo |
| LLAN0011 | 23.849 | 0,0063 | 5,42 | 995.974 | Inactivo |
| LLAN0012 | 288.422 | 0,0034 | 44,11 | 2.364.960 | Inactivo |
| LLAN0013 | 9.051 | 0,0041 | 1.52 | 57.179 | Abandonado |
| LLAN0015 | - | 0,0041 | 1 | 109.525 | Abandonado |
| LLAN0016 | 24.000 | 0,0056 | 4,98 | 458.921 | Inactivo |
| LLAN0017 | 27.271 | 0,0058 | 5,78 | 606.831 | Inactivo |
| LLAN0018 | 225.829 | 0,0029 | 31,89 | 1.567.770 | Activo |
| LLAN0019 | 18.879 | 0,0049 | 3,56 | 38.907 | Inactivo |
| LLAN0020 | 242.515 | 0,0031 | 24,52 | 1.377.170 | Activo |
| LLAN0021 | 239.801 | 0,0025 | 31,34 | 1.365.530 | Activo |
| LLAN0023 | 247.374 | 0,0016 | 27,7 | 1.107.680 | Activo |
| LLAN0026 | 367.621 | 0,0083 | 35,82 | 1.142.820 | Inactivo |
| LLAN0027 | 6.274 | 0,0420 | 8,83 | 24.571 | Inactivo |
| LLAN0028 | 34.828 | 0,0024 | 4,52 | 98.681 | Inactivo |

| Pozo | RESERVAS (Bbl) | DI (M.n) | QI (BPD) | EUR (Bbl) | ESTADO |
|----------|----------------|----------|----------|-----------|------------|
| LLAN0029 | 43.367 | 0,0030 | 6,12 | 147.280 | Inactivo |
| LLAN0030 | 14.647 | 0,0070 | 3,47 | 490.440 | Abandonado |
| LLAN0031 | 93.540 | 0,0025 | 12,26 | 596.261 | Activo |
| LLAN0032 | 7.487 | 0,0320 | 7,97 | 8.947 | Inactivo |
| LLAN0033 | 9.683 | 0,0090 | 3,08 | 69.426 | Inactivo |
| LLAN0034 | 31.445 | 0,0180 | 18,93 | 38.101 | Abandonado |
| LLAN0035 | 87.441 | 0,0040 | 14,98 | 997.771 | Activo |
| LLAN0036 | 222.138 | 0,0480 | 29,89 | 1.171.690 | Activo |
| LLAN0037 | 8.624 | 0,0045 | 1,54 | 121.554 | Inactivo |
| LLAN0038 | 36.809 | 0,0055 | 7,51 | 724.488 | Inactivo |
| LLAN0039 | 179.615 | 0,0020 | 20,68 | 485.99 | Activo |
| LLAN0041 | 80.448 | 0,0029 | 11,19 | 532.548 | Activo |
| LLAN0055 | 359.175 | 0,0013 | 37,51 | 1.244.160 | Inactivo |
| LLAN0057 | 175.138 | 0,0018 | 20,32 | 452.994 | Inactivo |
| LLAN0060 | 7.448 | 0,0066 | 1,73 | 307.778 | Abandonado |
| LLAN0069 | 78.416 | 0,0047 | 14,45 | 1.331.870 | Activo |
| LLAN0071 | 199.849 | 0,0024 | 25,75 | 912.943 | Abandonado |
| LLAN0072 | 3.626 | 0,0138 | 1,75 | 337.074 | Inactivo |
| LLAN0073 | 78.179 | 0,0053 | 15,48 | 382.163 | Inactivo |
| LLAN0075 | 13.362 | 0,0056 | 2,74 | 332.218 | Activo |
| LLAN0076 | 204.913 | 0,0047 | 37,56 | 1.094.940 | Inactivo |
| LLAN0077 | 375.898 | 0,0237 | 41,16 | 825.407 | Inactivo |
| LLAN0078 | 291.048 | 0,0025 | 35,61 | 740.557 | Inactivo |
| LLAN0079 | 5.444 | 0,0100 | 1,94 | 169.544 | Abandonado |
| LLAN0080 | 9.288 | 0,0095 | 2,98 | 120.343 | Inactivo |
| LLAN0081 | 35.32 | 0,0057 | 12,58 | 447.464 | Activo |
| LLAN0084 | 168.813 | 0,0045 | 30,09 | 834.066 | Activo |
| LLAN0085 | 148.845 | 0,0011 | 15,104 | 273.989 | Inactivo |
| LLAN0086 | 88.356 | 0,0039 | 14,32 | 405.565 | Inactivo |
| LLAN0087 | - | 0,0240 | 0,068 | 130.081 | Inactivo |
| LLAN0090 | 413.072 | 0,0021 | 50,25 | 1.055.930 | Activo |
| LLAN0091 | 751.196 | 0,0029 | 104,033 | 2.163.990 | Activo |
| LLAN0092 | 15.589 | 0,0071 | 3,88 | 128.196 | Inactivo |
| LLAN0093 | 394.427 | 0,0013 | 42,07 | 841.201 | Activo |
| Pozo | RESERVAS (Bbl) | DI (M.n) | QI (BPD) | EUR (Bbl) | ESTADO |

| | | | | | |
|----------|-----------|--------|---------|-----------|----------|
| LLAN0094 | 314.908 | 0,0011 | 32,72 | 649.577 | Activo |
| LLAN0095 | 538.233 | 0,0055 | 100,011 | 1.259.380 | Activo |
| LLAN0096 | 60.554 | 0,0032 | 8801 | 183.386 | Inactivo |
| LLAN0097 | 203.871 | 0,0044 | 35,644 | 906.857 | Activo |
| LLAN0098 | 56.114 | 0,0054 | 11,36 | 360.664 | Activo |
| LLAN0099 | 1.158.950 | 0,0006 | 108,002 | 2.112.130 | Activo |
| LLAN0100 | 330.117 | 0,0011 | 34,02 | 640.14 | Activo |
| LLAN0101 | 4.807 | 0,0130 | 2,159 | 209.394 | Activo |
| LLAN0102 | 447.936 | 0,0020 | 53,68 | 1.025.760 | Activo |
| LLAN0103 | 7.768 | 0,0110 | 2,78 | 185.437 | Inactivo |
| LLAN0104 | 356.886 | 0,0031 | 51,41 | 1.021.990 | Activo |

| | |
|------------------------|------------------|
| TOTAL (Bbl) | 9.927.139 |
|------------------------|------------------|

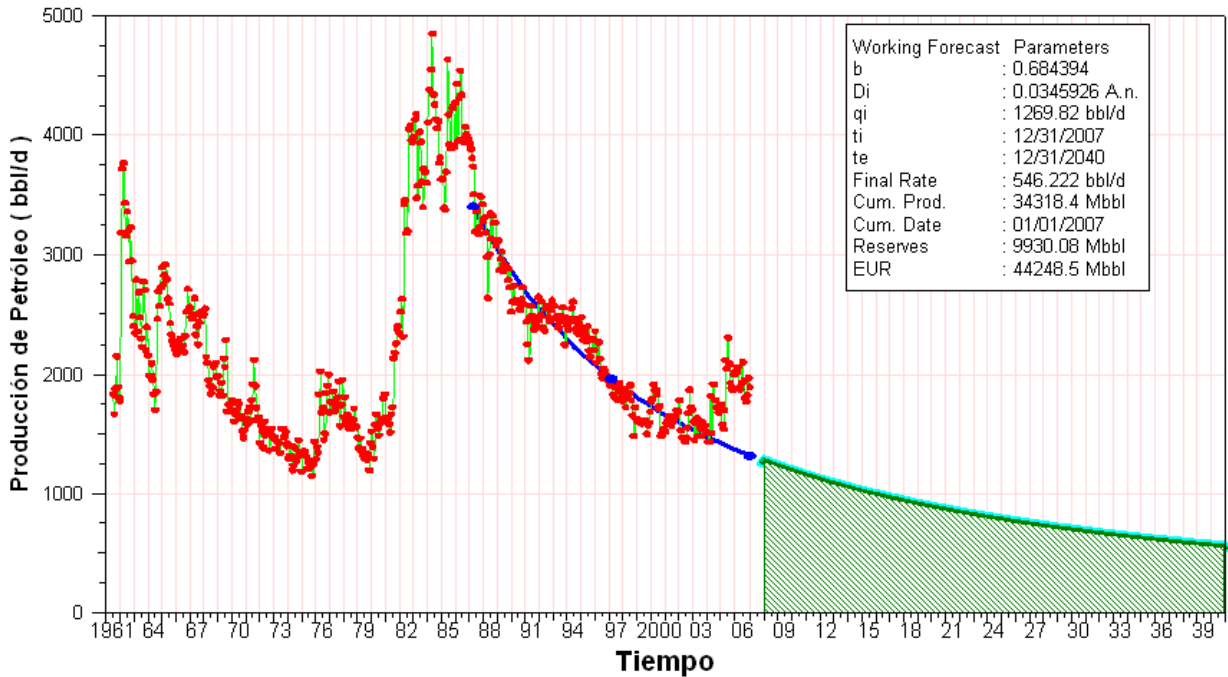
| |
|-------------------|
| 41.922.977 |
|-------------------|

Fuente. Los Autores

La relación que existe entre el índice de declinación y caudal inicial se define como potencial de explotación de reservas, para lo cual pozos con altas declinaciones y bajos caudales iniciales se definen como bajo potencial, y pozos con bajas declinaciones y altos caudales iniciales se definen con alto potencial (pозos señalados en color naranja). De la tabla anterior se realizó una clasificación de los pozos con alto potencial, resaltando que de estos, trece se encuentran activo, cinco inactivos y uno de ellos se encuentra abandonado. Este tipo de observaciones serán tenidas en cuenta a la hora de realizar el análisis conjunto.

De manera representativa se muestra a continuación la curva de declinación en la producción, y su respectiva predicción hecha para el Campo en general.

Figura 22. Curva de declinación del Campo Llanito.



Fuente. Oilfield Manager Production Software

Utilizando una curva de declinación hiperbólica para ajustar los datos de producción, se observa la posible tendencia del comportamiento que tendrá el campo, y de esta manera obtener un estimado de la recuperación futura de petróleo (área sombreada bajo la curva), hasta el límite económico del mismo. Con esta predicción se obtiene un índice de declinación anual de 30%, y unas reservas recuperables de aproximadamente 10.000.000 de barriles de petróleo en treinta años de producción, con este estimado el campo aun no llegarían al límite económico de 98% de corte de agua.

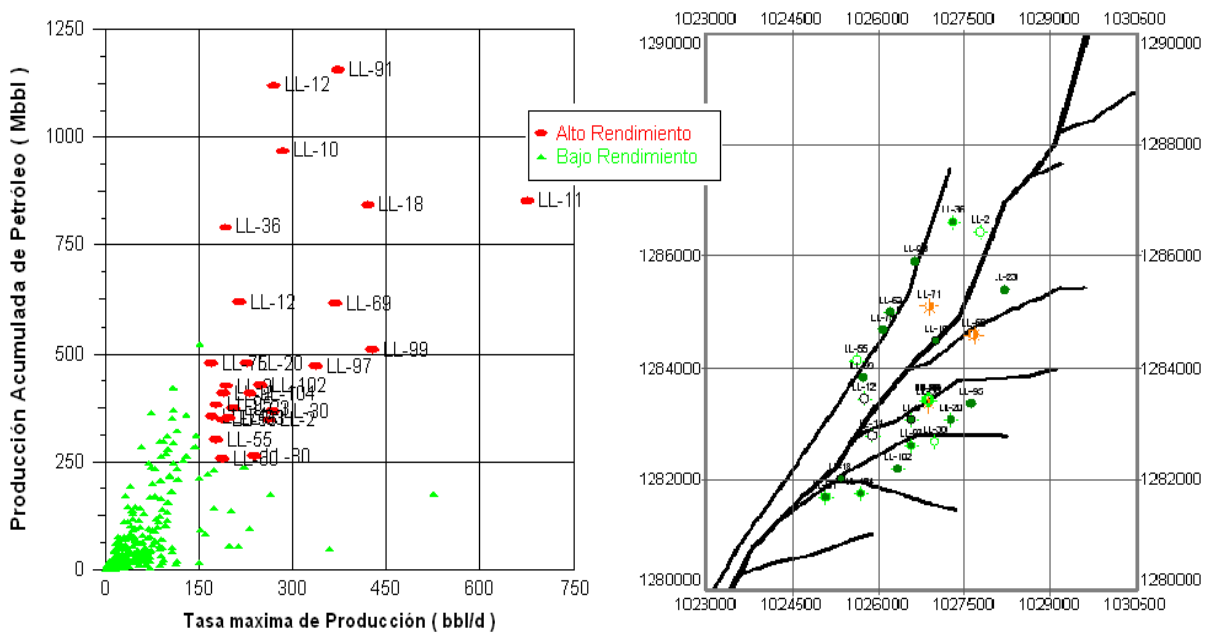
2.7 Gráficos de comportamiento

Para el análisis de la confrontación de las propiedades del yacimiento y la producción del mismo, se hace necesario el empleo de gráficos de dispersión, de manera que se puede obtener una clasificación relativa de cada pozo según sus características.

Se crearon cuatro gráficos de comportamiento diferentes en los cuales se revisó la relación entre la Producción Acumulada de Petróleo y la tasa máxima de producción, espesor neto, capacidad de flujo y el producto porosidad, permeabilidad y espesor neto.

❖ Producción Total de Aceite vs. Tasa Máxima de Producción

Figura 23. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Tasa máxima de producción.



Fuente: Oilfield Manager Production software.

En el primer reporte, luego de ser generado, se procedió a realizar una discriminación de los datos del mismo; ubicando la dispersión de datos en dos

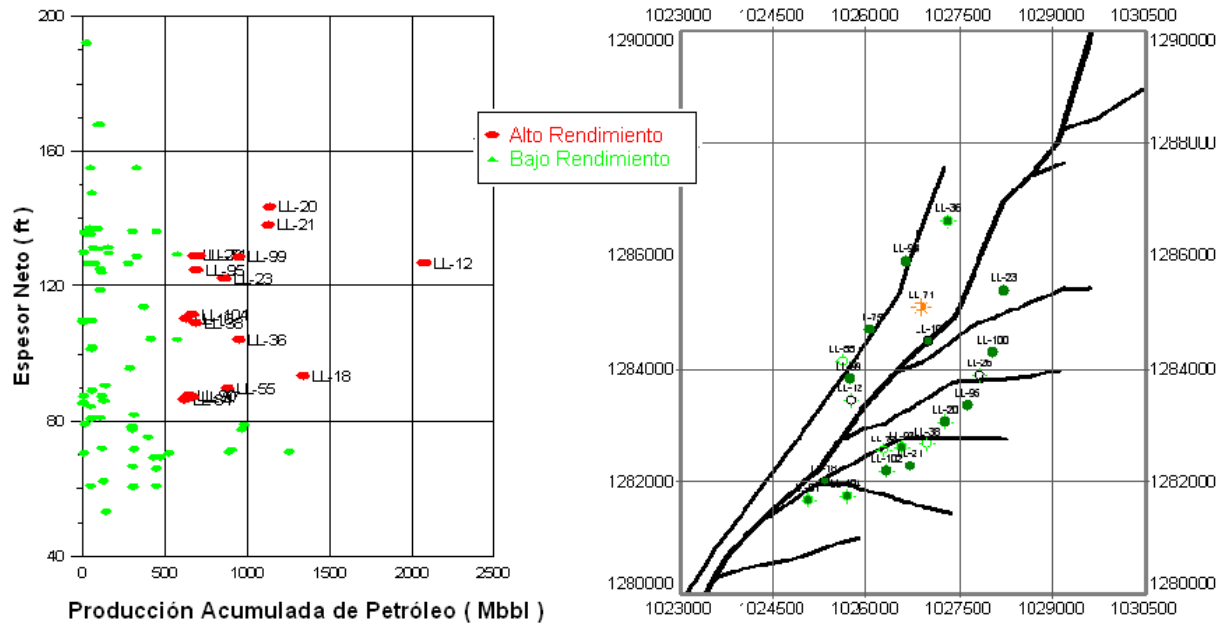
grupos distintos: Un grupo de pozos de “Alto Rendimiento” y otro de “Bajo Rendimiento”.

Teniendo en cuenta la dispersión de la información, se tomaron como pozos de “Alto Rendimiento”, todos aquellos cuya Producción Acumulada de aceite superara los 250.000 Bbl y que durante su vida productiva hayan tenido una Tasa de producción Máxima de 150 Bbl/Día, todos los demás pozos fueron considerados en el grupo de “Bajo Rendimiento”. De esta manera se detectaron 24 pozos de alto rendimiento y 100 de bajo rendimiento.

❖ Producción Total de Aceite vs. Espesor Neto

A continuación se realizó un nuevo reporte con el fin de establecer la relación entre el espesor neto de la arena de la formación Barco y la Producción Total Acumulada de aceite.

Figura 24. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Espesor Neto.



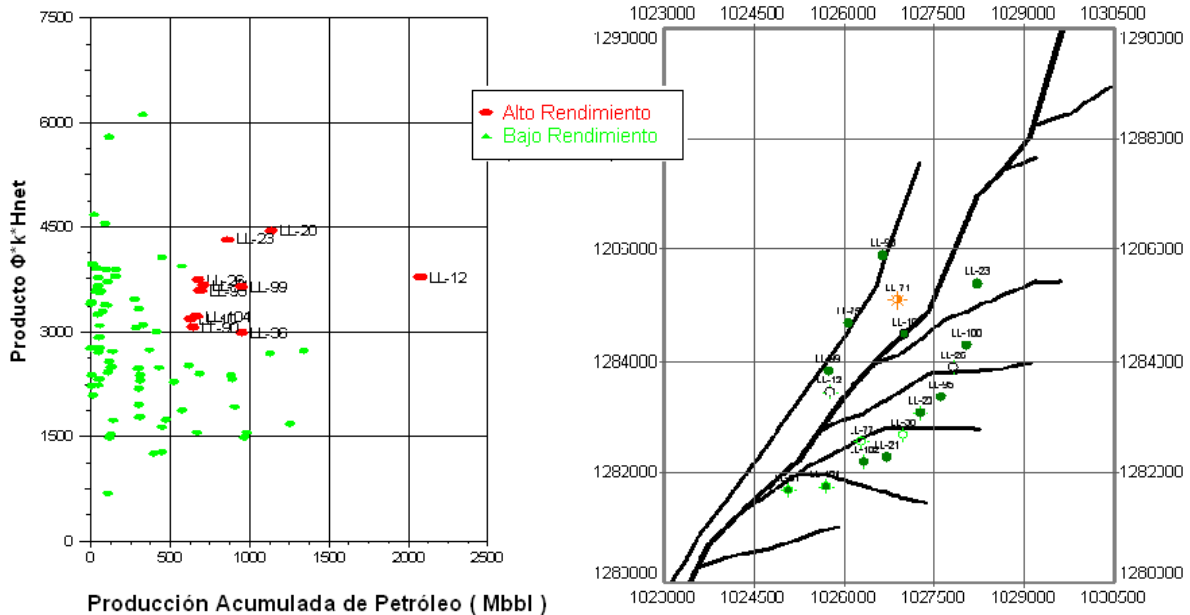
Fuente: Oilfield Manager Production software.

❖ Calidad de la Roca vs. Producción de Aceite Acumulada

Posteriormente se representó la relación del producto de las propiedades de Permeabilidad, Porosidad y Espesor Neto, y su Producción de Aceite Acumulada.

Al igual que en los casos anteriores, se organizaron los 124 pozos productores en dos grupos diferentes a partir del comportamiento de sus propiedades; El grupo de “Alto Rendimiento” consta de todos aquellos pozos, en el que el producto de las propiedades es superior a 3000 al igual que su Producción total de Aceite es mayor a los 600.000 Bbl durante su vida productiva. Todos los pozos que no cumplieron con el criterio anterior fueron clasificados como pozos de “Bajo Rendimiento”.

Figura 26. Gráfico de Dispersión, Producción Total de Aceite Acumulada vs Producto permeabilidad*porosidad*espesor neto.



Fuente: *Oilfield Manager Production software.*

Luego de tener la selección de los pozos para cada uno de los análisis, se tabularon las ubicaciones de los mismos según su comportamiento. El análisis conjunto de estas clasificaciones, junto con la localización espacial de los pozos

(ver Parte derecha de las gráficas anteriores), permite encontrar zonas de alto y bajo rendimiento siempre y cuando se alcance una/s tendencia/s.

Tabla 9. Tabulación de los grupos de pozos seleccionados según su Comportamiento

| Np Vs Max Prod. | | | Np Vs Hnet | | | NP Vs K * Hnet | | | NP Vs $\Phi^* K$ * Hnet | | | ESTADO |
|----------------------|---|---|----------------------|---|---|----------------------|---|---|-------------------------|---|---|-----------------------|
| 1 - Alto Rendimiento | | | 1 - Alto Rendimiento | | | 1 - Alto Rendimiento | | | 1 - Alto Rendimiento | | | |
| 2 - Bajo Rendimiento | | | 2 - Bajo Rendimiento | | | 2 - Bajo Rendimiento | | | 2 - Bajo Rendimiento | | | |
| Pozo | 1 | 2 | Pozo | 1 | 2 | Pozo | 1 | 2 | Pozo | 1 | 2 | |
| LLAN0001 | | * | LLAN0001 | | * | LLAN0001 | | * | LLAN0001 | | * | Inactivo |
| LLAN0002 | * | | LLAN0002 | | * | LLAN0002 | | * | LLAN0002 | | * | Inactivo >200K |
| LLAN0003 | | * | LLAN0003 | | * | LLAN0003 | | * | LLAN0003 | | * | Inactivo |
| LLAN0004 | | * | LLAN0004 | | * | LLAN0004 | | * | LLAN0004 | | * | Inactivo |
| LLAN0007 | | * | LLAN0007 | | * | LLAN0007 | | * | LLAN0007 | | * | Inactivo |
| LLAN0009 | * | | LLAN0009 | | * | LLAN0009 | | * | LLAN0009 | | * | Activo >200K |
| LLAN0010 | * | | LLAN0010 | * | | LLAN0010 | * | | LLAN0010 | * | | Inactivo \geq 200 K |
| LLAN0011 | * | | LLAN0011 | | * | LLAN0011 | | * | LLAN0011 | | * | Inactivo \geq 200 K |
| LLAN0012 | * | | LLAN0012 | * | | LLAN0012 | * | | LLAN0012 | * | | Inactivo \geq 200 K |
| LLAN0013 | | * | LLAN0013 | | * | LLAN0013 | | * | LLAN0013 | | * | Abandonado |
| LLAN0015 | | * | LLAN0015 | | * | LLAN0015 | | * | LLAN0015 | | * | Abandonado |
| LLAN0016 | | * | LLAN0016 | | * | LLAN0016 | | * | LLAN0016 | | * | Inactivo \geq 200 K |
| LLAN0017 | | * | LLAN0017 | | * | LLAN0017 | | * | LLAN0017 | | * | Inactivo \geq 200 K |
| LLAN0018 | * | | LLAN0018 | * | | LLAN0018 | * | | LLAN0018 | * | | Activo >200K |
| LLAN0019 | | * | LLAN0019 | | * | LLAN0019 | | * | LLAN0019 | | * | Inactivo |
| LLAN0020 | * | | LLAN0020 | * | | LLAN0020 | * | | LLAN0020 | * | | Activo |
| LLAN0021 | | * | LLAN0021 | * | | LLAN0021 | | * | LLAN0021 | * | | Activo |
| LLAN0023 | * | | LLAN0023 | * | | LLAN0023 | * | | LLAN0023 | * | | Activo |
| LLAN0026 | | * | LLAN0026 | * | | LLAN0026 | * | | LLAN0026 | * | | Inactivo \geq 200 K |
| LLAN0027 | | * | LLAN0027 | | * | LLAN0027 | | * | LLAN0027 | | * | Inactivo |
| LLAN0028 | | * | LLAN0028 | | * | LLAN0028 | | * | LLAN0028 | | * | Inactivo |
| LLAN0029 | | * | LLAN0029 | | * | LLAN0029 | | * | LLAN0029 | | * | Inactivo |
| LLAN0030 | * | | LLAN0030 | | * | LLAN0030 | | * | LLAN0030 | | * | Abandonado |
| LLAN0031 | | * | LLAN0031 | | * | LLAN0031 | | * | LLAN0031 | | * | Activo |
| LLAN0032 | | * | LLAN0032 | | * | LLAN0032 | | * | LLAN0032 | | * | Inactivo |
| LLAN0033 | | * | LLAN0033 | | * | LLAN0033 | | * | LLAN0033 | | * | Inactivo |
| LLAN0034 | | * | LLAN0034 | | * | LLAN0034 | | * | LLAN0034 | | * | Abandonado |
| LLAN0035 | | * | LLAN0035 | | * | LLAN0035 | | * | LLAN0035 | | * | Activo >200K |
| LLAN0036 | * | | LLAN0036 | * | | LLAN0036 | * | | LLAN0036 | * | | Activo >200K |
| LLAN0037 | | * | LLAN0037 | | * | LLAN0037 | | * | LLAN0037 | | * | Inactivo |
| LLAN0038 | * | | LLAN0038 | * | | LLAN0038 | * | | LLAN0038 | * | | Inactivo \geq 200 K |
| Np Vs Max | | | Np Vs Hnet | | | NP Vs K * Hnet | | | NP Vs $\Phi^* K$ | | | |

| Prod. | | |
|----------------------|---|---|
| 1 - Alto Rendimiento | | |
| 2 - Bajo Rendimiento | | |
| Pozo | 1 | 2 |
| LLAN0039 | | * |
| LLAN0041 | | * |
| LLAN0055 | * | |
| LLAN0057 | | * |
| LLAN0060 | * | |
| LLAN0069 | * | |
| LLAN0071 | * | |
| LLAN0072 | | * |
| LLAN0073 | | * |
| LLAN0075 | * | |
| LLAN0076 | | * |
| LLAN0077 | * | |
| LLAN0078 | | * |
| LLAN0079 | | * |
| LLAN0080 | * | |
| LLAN0081 | | * |
| LLAN0084 | | * |
| LLAN0085 | | * |
| LLAN0086 | | * |
| LLAN0087 | | * |
| LLAN0090 | | * |
| LLAN0091 | * | |
| LLAN0092 | | * |
| LLAN0093 | * | |
| LLAN0094 | | * |
| LLAN0095 | * | |
| LLAN0096 | | * |
| LLAN0097 | * | |
| LLAN0098 | | * |
| LLAN0099 | * | |
| LLAN0100 | | * |
| LLAN0101 | | * |
| LLAN0102 | * | |
| LLAN0103 | | * |
| LLAN0104 | * | |
| LLAN0105 | | * |
| LLAN0106 | | * |
| Np Vs Max | | |

| 1 - Alto Rendimiento | | |
|----------------------|---|---|
| 2 - Bajo Rendimiento | | |
| Pozo | 1 | 2 |
| LLAN0039 | | * |
| LLAN0041 | | * |
| LLAN0055 | * | |
| LLAN0057 | | * |
| LLAN0060 | | * |
| LLAN0069 | | * |
| LLAN0071 | * | |
| LLAN0072 | | * |
| LLAN0073 | | * |
| LLAN0075 | * | |
| LLAN0076 | | * |
| LLAN0077 | * | |
| LLAN0078 | | * |
| LLAN0079 | | * |
| LLAN0080 | | * |
| LLAN0081 | | * |
| LLAN0084 | | * |
| LLAN0085 | | * |
| LLAN0086 | | * |
| LLAN0087 | | * |
| LLAN0090 | | * |
| LLAN0091 | * | |
| LLAN0092 | | * |
| LLAN0093 | * | |
| LLAN0094 | | * |
| LLAN0095 | * | |
| LLAN0096 | | * |
| LLAN0097 | * | |
| LLAN0098 | | * |
| LLAN0099 | * | |
| LLAN0100 | * | |
| LLAN0101 | | * |
| LLAN0102 | * | |
| LLAN0103 | | * |
| LLAN0104 | * | |
| LLAN0105 | | * |
| LLAN0106 | | * |
| Np Vs Hnet | | |

| 1 - Alto Rendimiento | | |
|-----------------------|---|---|
| 2 - Bajo Rendimiento | | |
| Pozo | 1 | 2 |
| LLAN0039 | | * |
| LLAN0041 | | * |
| LLAN0055 | | * |
| LLAN0057 | | * |
| LLAN0060 | | * |
| LLAN0069 | | * |
| LLAN0071 | * | |
| LLAN0072 | | * |
| LLAN0073 | | * |
| LLAN0075 | * | |
| LLAN0076 | | * |
| LLAN0077 | * | |
| LLAN0078 | | * |
| LLAN0079 | | * |
| LLAN0080 | | * |
| LLAN0081 | | * |
| LLAN0084 | | * |
| LLAN0085 | | * |
| LLAN0086 | | * |
| LLAN0087 | | * |
| LLAN0090 | | * |
| LLAN0091 | * | |
| LLAN0092 | | * |
| LLAN0093 | * | |
| LLAN0094 | | * |
| LLAN0095 | * | |
| LLAN0096 | | * |
| LLAN0097 | * | |
| LLAN0098 | | * |
| LLAN0099 | * | |
| LLAN0100 | * | |
| LLAN0101 | | * |
| LLAN0102 | * | |
| LLAN0103 | | * |
| LLAN0104 | * | |
| LLAN0105 | | * |
| LLAN0106 | | * |
| NP Vs K * Hnet | | |

| * Hnet | | |
|----------------------|---|---|
| 1 - Alto Rendimiento | | |
| 2 - Bajo Rendimiento | | |
| Pozo | 1 | 2 |
| LLAN0039 | | * |
| LLAN0041 | | * |
| LLAN0055 | | * |
| LLAN0057 | | * |
| LLAN0060 | | * |
| LLAN0069 | | * |
| LLAN0071 | * | |
| LLAN0072 | | * |
| LLAN0073 | | * |
| LLAN0075 | * | |
| LLAN0076 | | * |
| LLAN0077 | * | |
| LLAN0078 | | * |
| LLAN0079 | | * |
| LLAN0080 | | * |
| LLAN0081 | | * |
| LLAN0084 | | * |
| LLAN0085 | | * |
| LLAN0086 | | * |
| LLAN0087 | | * |
| LLAN0090 | | * |
| LLAN0091 | * | |
| LLAN0092 | | * |
| LLAN0093 | * | |
| LLAN0094 | | * |
| LLAN0095 | * | |
| LLAN0096 | | * |
| LLAN0097 | | * |
| LLAN0098 | | * |
| LLAN0099 | * | |
| LLAN0100 | * | |
| LLAN0101 | | * |
| LLAN0102 | * | |
| LLAN0103 | | * |
| LLAN0104 | * | |
| LLAN0105 | | * |
| LLAN0106 | | * |
| NP Vs Φ* K | | |

| ESTADO |
|------------------|
| Activo |
| Activo |
| Inactivo ≥ 200 K |
| Inactivo |
| Abandonado |
| Activo_>200K |
| Abandonado |
| Inactivo |
| Inactivo |
| Activo_>200K |
| Inactivo |
| Inactivo ≥ 200 K |
| Inactivo |
| Abandonado |
| Inactivo ≥ 200 K |
| Activo |
| Activo |
| Activo |
| Inactivo |
| Inactivo |
| Inactivo |
| Activo |
| Activo |
| Inactivo |
| Activo_>200K |
| Activo |
| Activo |
| Inactivo |
| Activo_>200K |
| Activo |
| Activo |
| Inactivo |
| Activo |
| Activo |

| Prod. | | | | | | | | | * Hnet | | | ESTADO |
|----------------------|---|---|----------------------|---|---|----------------------|---|---|----------------------|---|---|--------|
| 1 - Alto Rendimiento | | | 1 - Alto Rendimiento | | | 1 - Alto Rendimiento | | | 1 - Alto Rendimiento | | | |
| 2 - Bajo Rendimiento | | | 2 - Bajo Rendimiento | | | 2 - Bajo Rendimiento | | | 2 - Bajo Rendimiento | | | |
| Pozo | 1 | 2 | Pozo | 1 | 2 | Pozo | 1 | 2 | Pozo | 1 | 2 | |
| LLAN0107 | | * | LLAN0107 | | * | LLAN0107 | | * | LLAN0107 | | * | Activo |
| LLAN0108 | | * | LLAN0108 | | * | LLAN0108 | | * | LLAN0108 | | * | Activo |
| LLAN0109 | | * | LLAN0109 | | * | LLAN0109 | | * | LLAN0109 | | * | Activo |
| LLAN0110 | | * | LLAN0110 | | * | LLAN0110 | | * | LLAN0110 | | * | Activo |
| LLAN0111 | | * | LLAN0111 | | * | LLAN0111 | | * | LLAN0111 | | * | Activo |
| LLAN0112 | | * | LLAN0112 | | * | LLAN0112 | | * | LLAN0112 | | * | Activo |
| LLAN0113 | | * | LLAN0113 | | * | LLAN0113 | | * | LLAN0113 | | * | Activo |
| LLAN0115 | | * | LLAN0115 | | * | LLAN0115 | | * | LLAN0115 | | * | Activo |
| LLAN0116 | | * | LLAN0116 | | * | LLAN0116 | | * | LLAN0116 | | * | Activo |
| LLAN0117 | | * | LLAN0117 | | * | LLAN0117 | | * | LLAN0117 | | * | Activo |
| LLAN0118 | | * | LLAN0118 | | * | LLAN0118 | | * | LLAN0118 | | * | Activo |
| LLAN0119 | | * | LLAN0119 | | * | LLAN0119 | | * | LLAN0119 | | * | Activo |
| LLAN0120 | | * | LLAN0120 | | * | LLAN0120 | | * | LLAN0120 | | * | Activo |
| LLAN0121 | | * | LLAN0121 | | * | LLAN0121 | | * | LLAN0121 | | * | Activo |
| LLAN0122 | | * | LLAN0122 | | * | LLAN0122 | | * | LLAN0122 | | * | Activo |
| LLAN0123 | | * | LLAN0123 | | * | LLAN0123 | | * | LLAN0123 | | * | Activo |
| LLAN0124 | | * | LLAN0124 | | * | LLAN0124 | | * | LLAN0124 | | * | Activo |

Fuente. Los autores.

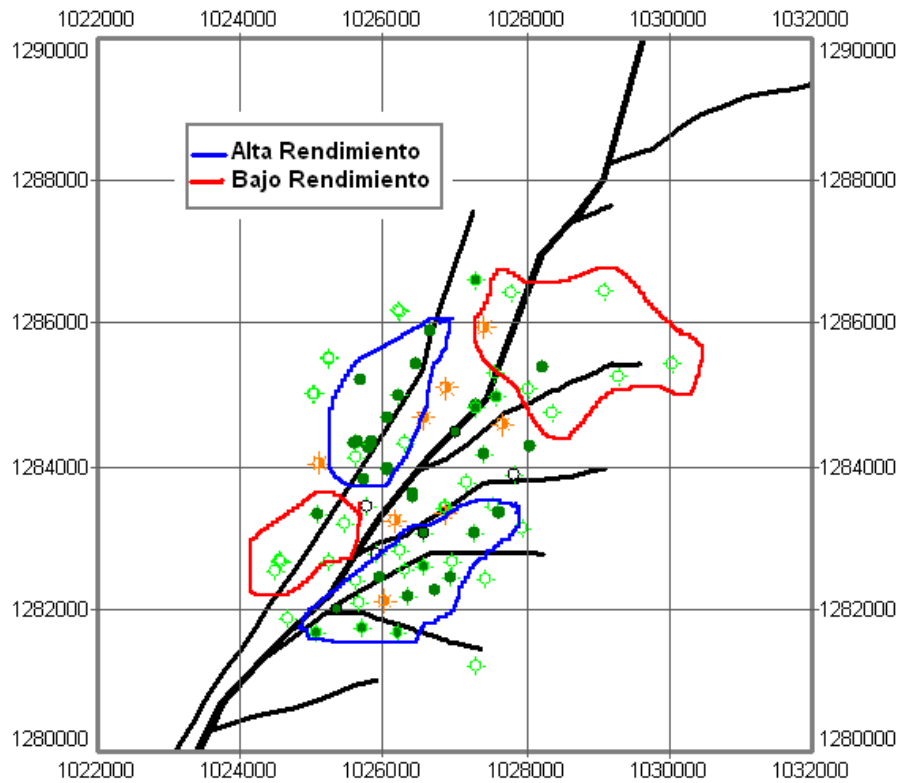
La organización de los pozos seleccionados en los análisis, nos permiten establecer cuáles de todos los pozos productores en general presentan las condiciones que hacen que estos sean los más aptos para la producción de aceite en el campo (pozos señalados con color verde). Según los criterios de selección se encontraron doce pozos (LL-10, LL-12, LL-20, LL-23, LL-71, LL-75, LL-77, LL-91, LL-93, LL-95, LL-99, LL-102 y LL-104) en común con un desempeño bastante notable en comparación a los demás productores que integran el campo.

Al tener esta clasificación, se centra la atención hacia la agrupación espacial de los mejores y peores pozos productores, de manera que se observa directamente la localización en el campo, de las zonas de “Alto” y “Bajo” rendimiento.

Se encontraron dos zonas de Alto rendimiento, una hacia la zona noroeste y otra hacia el sur oeste. Las zonas ubicadas por los pozos de menor desempeño fueron dos, una ubicada hacia el noreste y la otra en zona cercanas al centro; es recomendable que el conjunto de pozos de “Bajo Rendimiento” los cuales han sido ubicados en la zona Roja (Ver Figura 27) sean tenidos en cuenta como pozos candidatos a trabajos de workover, de manera que se puedan determinar procedimientos encaminados al mejoramiento de las propiedades del pozo, su integridad y condiciones en la cara del mismo.

De igual manera es fácil notar pozos con condiciones muy favorables en cuanto a propiedades petrofísicas pero relativamente desfavorables para la producción de hidrocarburo, además en el caso de los pozos 10, 12 y 77 es de suma importancia su evaluación debido que se encuentran entre los pozos de “Alto rendimiento”, pero actualmente están Inactivos, se hace necesario indagar acerca de los posibles problemas de producción por los cuales el administrador del campo ha acordado pausar la actividad de estos pozos; basado en estos resultados se realizara un estudio más profundo de estos pozos con el fin de identificar los problemas que causan su baja productividad (pozos señalados en color naranja) en el capítulo IV de este libro.

Figura 27. Localización de las zonas con pozos de Alto y Bajo potencial.



Fuente: Oilfield Manager Production software.

2.8 Índice de heterogeneidad (HI)⁸

El índice de Heterogeneidad permite evaluar el comportamiento de un pozo individual, con respecto del promedio de los pozos estudiados para una propiedad en especial. Matemáticamente se define como la variación del valor puntual de un pozo respecto al promedio de los pozos, de modo que al obtener valores positivos de HI se afirma que el pozo estudiado presenta una conducta superior al promedio del grupo y la obtención de valores negativos sugieren que el pozo presenta una conducta inferior al promedio, y está representada de la siguiente manera:

⁸ Fuente: SPE 81427, "Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing"

Ecuación General del Índice de Heterogeneidad

$$HI = \frac{\text{valor}_{\text{Pozo}}}{\text{valor}_{\text{Promediode Pozos}}} - 1$$

Fuente. SPE 81427

La comparación individual de la conducta de un pozo en contra de un grupo mayor, es una herramienta de gran utilidad para la vigilancia del comportamiento de los pozos mediante una serie de criterios, ya que por este medio es posible establecer los pozos que tienen un desempeño superior o inferior respecto al promedio.

En el desarrollo del proyecto aplicado, se realizaron las estimaciones de los Índices de Heterogeneidad del Acumulado de Aceite Producido y del Acumulado de Agua Producida. Se calculó el índice de Heterogeneidad para los 124 pozos productores individualmente, y sus resultados son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 10. Cálculo del Índice de Heterogeneidad para la Producción Acumulada de Agua y Petróleo.

| POZO | PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE (Bbl) | PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (Bbl) | HI Aceite | HI Agua |
|-------------|--------------------------------------|------------------------------------|------------------|----------------|
| LLAN0001 | 3.622 | 87.816 | -0,9902 | -0,7957 |
| LLAN0002 | 528.013 | 75.508 | 0,4324 | -0,8243 |
| LLAN0003 | 58.552 | 12.701 | -0,8412 | -0,9705 |
| LLAN0004 | 139.563 | 14.638 | -0,6214 | -0,9659 |
| LLAN0007 | 60.504 | 261.874 | -0,8359 | -0,3908 |
| LLAN0009 | 982.700 | 990.880 | 1,6659 | 1,3053 |
| LLAN0010 | 626.385 | 249.437 | 0,6993 | -0,4197 |
| LLAN0011 | 969.203 | 973.936 | 1,6293 | 1,2659 |
| LLAN0012 | 2.076.535 | 2.110.311 | 4,6332 | 3,9096 |
| LLAN0013 | 48.129 | 16.413 | -0,8694 | -0,9618 |
| POZO | PRODUCCIÓN | PRODUCCIÓN | HI Aceite | HI Agua |

| | ACUMULADA DE ACEITE (Bbl) | ACUMULADA DE AGUA (Bbl) | | |
|-----------------|----------------------------------|--------------------------------|---------|---------|
| LLAN0015 | 109.525 | 91.985 | -0,7029 | -0,7860 |
| LLAN0016 | 434.914 | 266.418 | 0,1798 | -0,3802 |
| LLAN0017 | 578.653 | 513.925 | 0,5698 | 0,1956 |
| LLAN0018 | 1.341.943 | 1.535.556 | 2,6404 | 2,5725 |
| LLAN0019 | 4.746 | 5.436 | -0,9871 | -0,9874 |
| LLAN0020 | 1.134.653 | 4.115.103 | 2,0781 | 8,5738 |
| LLAN0021 | 1.125.729 | 1.103.636 | 2,0539 | 1,5676 |
| LLAN0023 | 860.305 | 1.382.088 | 1,3338 | 2,2154 |
| LLAN0026 | 678.525 | 1.086.043 | 0,8407 | 1,5267 |
| LLAN0027 | 18.297 | 65.301 | -0,9504 | -0,8481 |
| LLAN0028 | 63.843 | 93.726 | -0,8268 | -0,7819 |
| LLAN0029 | 103.912 | 390.877 | -0,7181 | -0,0906 |
| LLAN0030 | 475.793 | 282.138 | 0,2907 | -0,3436 |
| LLAN0031 | 412.721 | 589.958 | 0,1196 | 0,3725 |
| LLAN0032 | 1.460 | 720 | -0,9960 | -0,9983 |
| LLAN0033 | 59.743 | 6.985 | -0,8379 | -0,9837 |
| LLAN0034 | 6.656 | 6.901 | -0,9819 | -0,9839 |
| LLAN0035 | 910.330 | 597.926 | 1,4696 | 0,3911 |
| LLAN0036 | 950.693 | 478.754 | 1,5791 | 0,1138 |
| LLAN0037 | 112.930 | 114.110 | -0,6936 | -0,7345 |
| LLAN0038 | 687.679 | 629.855 | 0,8655 | 0,4654 |
| LLAN0039 | 306.375 | 400.645 | -0,1689 | -0,0679 |
| LLAN0041 | 452.100 | 430.294 | 0,2265 | 0,0011 |
| LLAN0055 | 884.985 | 666.092 | 1,4008 | 0,5497 |
| LLAN0057 | 277.856 | 384.245 | -0,2462 | -0,1061 |
| LLAN0060 | 300.332 | 506.792 | -0,1853 | 0,1790 |
| LLAN0069 | 1.253.488 | 2.168.964 | 2,4005 | 4,0461 |
| LLAN0071 | 709.324 | 723.464 | 0,9243 | 0,6831 |
| LLAN0072 | 333.448 | 453.956 | -0,0954 | 0,0561 |
| LLAN0073 | 303.984 | 425.003 | -0,1753 | -0,0112 |
| LLAN0075 | 890.023 | 931.586 | 1,4145 | 1,1673 |
| LLAN0076 | 89.193 | 179.880 | -0,7580 | -0,5815 |
| LLAN0077 | 449.509 | 99.316 | 0,2194 | -0,7689 |
| LLAN0078 | 121.295 | 379.796 | -0,6709 | -0,1164 |
| LLAN0079 | 92.467 | 96.629 | -0,7492 | -0,7752 |
| LLAN0080 | 371.018 | 374.564 | 0,0065 | 0,0161 |
| | | | | |

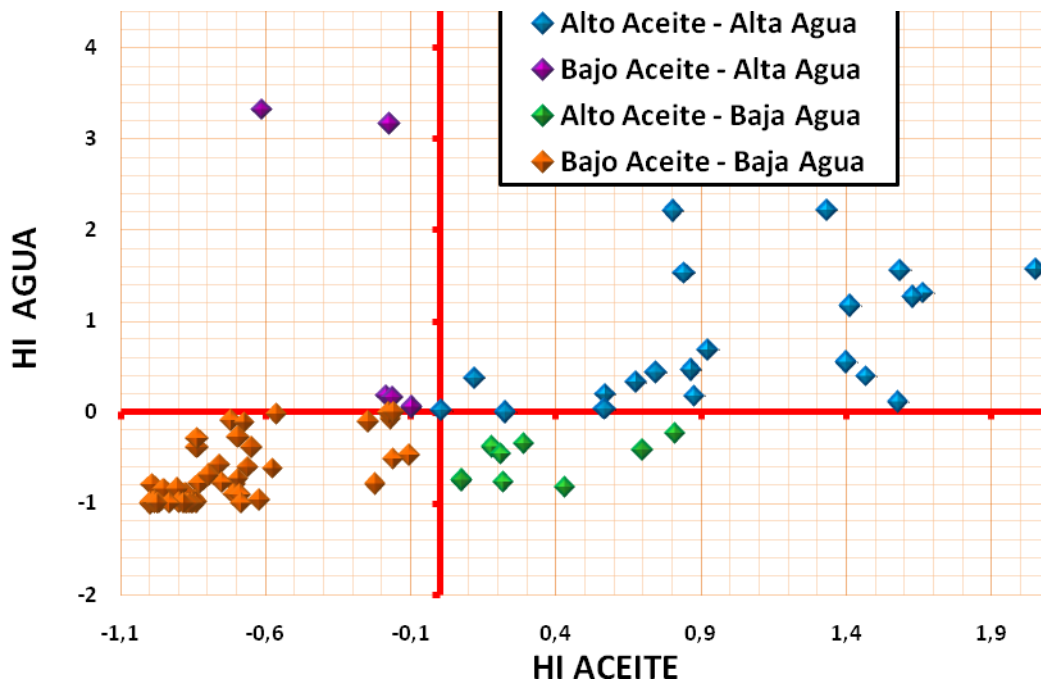
| POZO | PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE (Bbl) | PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (Bbl) | HI Aceite | HI Agua |
|-----------------|---|---|------------------|----------------|
| LLAN0081 | 396.886 | 93.918 | 0,0767 | -0,7452 |
| LLAN0084 | 617.911 | 489.458 | 0,6763 | 0,3278 |
| LLAN0085 | 125.144 | 144.026 | -0,6605 | -0,6093 |
| LLAN0086 | 308.920 | 427.086 | -0,1620 | 0,1586 |
| LLAN0087 | 130.081 | 225.280 | -0,6471 | -0,3889 |
| LLAN0090 | 642.855 | 529.657 | 0,7439 | 0,4369 |
| LLAN0091 | 142.794 | 1.592.207 | -0,6126 | 3,3194 |
| LLAN0092 | 112.606 | 266.792 | -0,6945 | -0,2762 |
| LLAN0093 | 446.774 | 198.832 | 0,2120 | -0,4606 |
| LLAN0094 | 329.669 | 194.858 | -0,1057 | -0,4714 |
| LLAN0095 | 692.309 | 433.350 | 0,8781 | 0,1756 |
| LLAN0096 | 107.690 | 35.598 | -0,7079 | -0,9034 |
| LLAN0097 | 667.815 | 283.074 | 0,8117 | -0,2321 |
| LLAN0098 | 304.550 | 1.535.556 | -0,1738 | 3,1657 |
| LLAN0099 | 953.181 | 941.485 | 1,5858 | 1,5541 |
| LLAN0100 | 310.023 | 179.133 | -0,1590 | -0,5140 |
| LLAN0101 | 161.809 | 359.797 | -0,5610 | -0,0239 |
| LLAN0102 | 577.829 | 380.822 | 0,5675 | 0,0331 |
| LLAN0103 | 156.900 | 139.008 | -0,5744 | -0,6229 |
| LLAN0104 | 665.106 | 1.182.692 | 0,8043 | 2,2084 |
| LLAN0105 | 75.391 | 115.024 | -0,7955 | -0,6880 |
| LLAN0106 | 45.854 | 41.664 | -0,8756 | -0,8870 |
| LLAN0107 | 60.504 | 261.874 | -0,8359 | -0,2896 |
| LLAN0108 | 35.832 | 57.965 | -0,9028 | -0,8428 |
| LLAN0109 | 115.553 | 32.540 | -0,6865 | -0,9117 |
| LLAN0110 | 6.799 | 3.436 | -0,9816 | -0,9907 |
| LLAN0111 | 287.115 | 78.264 | -0,2211 | -0,7877 |
| LLAN0112 | 38.079 | 2.143 | -0,8967 | -0,9942 |
| LLAN0113 | 310.782 | 367.248 | -0,1569 | -0,0037 |
| LLAN0115 | 47.140 | 14 | -0,8721 | -1,0000 |
| LLAN0116 | 47.747 | 20 | -0,8705 | -0,9999 |
| LLAN0117 | 116.612 | 65 | -0,6837 | -0,9998 |
| LLAN0118 | 54.838 | 37 | -0,8512 | -0,9999 |
| LLAN0119 | 54.373 | 123 | -0,8525 | -0,9997 |
| LLAN0120 | 10.280 | 45 | -0,9721 | -0,9999 |
| LLAN0121 | 11.548 | 11 | -0,9687 | -1,0000 |
| | | | | |

| POZO | PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE (Bbl) | PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (Bbl) | HI Aceite | HI Agua |
|-------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|-----------|---------|
| LLAN0122 | 50.690 | 125 | -0,8625 | -0,9997 |
| LLAN0123 | 43.562 | 80 | -0,8818 | -0,9998 |
| LLAN0124 | 25.670 | 20 | -0,9304 | -0,9999 |
| TOTAL PRODUCCIÓN | 31.923.853 | 36.965.104 | | |
| PROMEDIO | 368.621 | 429.831 | | |

Fuente. Los autores

Los cálculos de los índices de heterogeneidad pueden ser expuestos mediante un gráfico de dispersión, de manera que se representa el HI del Agua Acumulada en el eje de las ordenadas y el HI del Petróleo Acumulado en el eje de las abscisas de la siguiente forma:

Figura 28. Índice de Heterogeneidad del Agua de Producción Acumulada vs. Índice de Heterogeneidad de Aceite Producido Acumulado.



Fuente. Los autores

A través de esta representación gráfica, podemos establecer estadísticamente que los pozos ubicados en el Primer cuadrante del gráfico, son todos aquellos que presentan una Alta Producción de Aceite y Alta Producción de Agua, los ubicados en el Segundo cuadrante muestran una Baja Producción de Aceite y una Alta Producción de Agua, los ubicados en el Tercer cuadrante exhiben una Baja Producción de Aceite y de Agua y por último todos los pozos localizados en el cuarto cuadrante son todos aquellos cuyo comportamiento de producción de fluidos ha sido relativamente la mejor, ya que esos ostentan una Alta producción de Aceite y una Baja Producción de Agua. Esta clasificación puede ser tabulada y a continuación analizada para cada grupo de pozos por aparte.

Tabla 11. Clasificación de los Pozos de la Estación según su desempeño.

| HI ACEITE VS HI AGUA | | | | |
|----------------------|-----------------------------|---|---|---|
| | 1.- Alto Aceite - Alta Agua | | | |
| | 2.- Alto Aceite - Baja Agua | | | |
| | 3.- Bajo Aceite - Alta Agua | | | |
| | 4.- Bajo Aceite - Baja Agua | | | |
| Pozo | 1 | 2 | 3 | 4 |
| LL - 1 | | | | * |
| LL - 2 | | * | | |
| LL - 3 | | | | * |
| LL - 4 | | | | * |
| LL - 7 | | | | * |
| LL - 9 | * | | | |
| LL - 10 | | * | | |
| LL - 11 | * | | | |
| LL - 12 | * | | | |
| LL - 13 | | | | * |
| LL - 15 | | | | * |
| LL - 16 | | * | | |
| LL - 17 | * | | | |
| LL - 18 | * | | | |
| LL - 19 | | | | * |
| LL - 20 | * | | | |
| LL - 21 | * | | | |
| LL - 23 | * | | | |
| LL - 26 | * | | | |
| LL - 27 | | | | * |
| LL - 28 | | | | * |
| LL - 29 | | | | * |
| LL - 30 | | * | | |
| LL - 31 | * | | | |
| LL - 32 | | | | * |
| LL - 33 | | | | * |
| LL - 34 | | | | * |

| HI ACEITE VS HI AGUA | | | | |
|----------------------|-----------------------------|---|---|---|
| | 1.- Alto Aceite - Alta Agua | | | |
| | 2.- Alto Aceite - Baja Agua | | | |
| | 3.- Bajo Aceite - Alta Agua | | | |
| | 4.- Bajo Aceite - Baja Agua | | | |
| Pozo | 1 | 2 | 3 | 4 |
| LL - 35 | * | | | |
| LL - 36 | * | | | |
| LL - 37 | | | | * |
| LL - 38 | * | | | |
| LL - 39 | | | | * |
| LL - 41 | * | | | |
| LL - 55 | * | | | |
| LL - 57 | | | | * |
| LL - 60 | | | * | |
| LL - 69 | * | | | |
| LL - 71 | * | | | |
| LL - 72 | | | * | |
| LL - 73 | | | | * |
| LL - 75 | * | | | |
| LL - 76 | | | | * |
| LL - 77 | | * | | |
| LL - 78 | | | | * |
| LL - 79 | | | | * |
| LL - 80 | * | | | |
| LL - 81 | | * | | |
| LL - 84 | * | | | |
| LL - 85 | | | | * |
| LL - 86 | | | * | |
| LL - 87 | | | | * |
| LL - 90 | * | | | |
| LL - 91 | | | * | |
| LL - 92 | | | | * |

| HI ACEITE VS HI AGUA | | | | |
|----------------------|-----------------------------|---|---|---|
| | 1.- Alto Aceite - Alta Agua | | | |
| | 2.- Alto Aceite - Baja Agua | | | |
| | 3.- Bajo Aceite - Alta Agua | | | |
| | 4.- Bajo Aceite - Baja Agua | | | |
| Pozo | 1 | 2 | 3 | 4 |
| LL - 93 | | * | | |
| LL - 94 | | | | * |
| LL - 95 | * | | | |
| LL - 96 | | | | * |
| LL - 97 | | * | | |
| LL - 98 | | | * | |
| LL - 99 | * | | | |
| LL - 100 | | | | * |
| LL - 101 | | | | * |
| LL - 102 | * | | | |
| LL - 103 | | | | * |
| LL - 104 | * | | | |
| LL - 105 | | | | * |
| LL - 106 | | | | * |
| LL - 107 | | | | * |
| LL - 108 | | | | * |
| LL - 109 | | | | * |

| HI ACEITE VS HI AGUA | | | | |
|----------------------|-----------------------------|---|---|---|
| | 1.- Alto Aceite - Alta Agua | | | |
| | 2.- Alto Aceite - Baja Agua | | | |
| | 3.- Bajo Aceite - Alta Agua | | | |
| | 4.- Bajo Aceite - Baja Agua | | | |
| Pozo | 1 | 2 | 3 | 4 |
| LL - 110 | | | | * |
| LL - 111 | | | | * |
| LL - 112 | | | | * |
| LL - 113 | | | | * |
| LL - 115 | | | | * |
| LL - 116 | | | | * |
| LL - 117 | | | | * |
| LL - 118 | | | | * |
| LL - 119 | | | | * |
| LL - 120 | | | | * |
| LL - 121 | | | | * |
| LL - 122 | | | | * |
| LL - 123 | | | | * |
| LL - 124 | | | | * |

Fuente. Los autores

A partir de lo apreciado en la clasificación de los pozos en la tabla anterior y analizando la situación en la que cada grupo ha sido ubicado es posible realizar un análisis más a fondo de los grupos de pozos que presentan gran producción de agua y de esta manera tratar de dar un diagnóstico del tipo de problemas que puede estar ocurriendo en el sistema pozo-formación (Capítulo IV).

De esta manera y contando con todos y cada uno de los análisis hechos previamente se da por terminada la parte del análisis del comportamiento de la producción en el Campo Llanito. Por lo tanto mediante este capítulo se generaron las bases fundamentales para realizar un diagnóstico de los problemas de producción que suceden en este campo.

3. ANALISIS DE PRESIONES DEL CAMPO LLANITO

La optimización de la producción de un yacimiento depende en gran parte del conocimiento de los parámetros físicos del sistema. Algunos de ellos, tales como permeabilidad, espesor del yacimiento, daño a la formación y tamaño del sistema, esta información puede obtenerse por medio de pruebas de presión en los pozos, por tal motivo es de suma importancia el análisis de esta variable para dar un diagnóstico de las condiciones reales de un campo.

Este capítulo está dirigido al análisis de la energía del yacimiento del campo Llanito. Debido a la alta complejidad estratigráfica del campo y las pocas pruebas de presión existentes se incluye una metodología basada en un análisis estadístico de los datos de producción para visualizar posibles zonas de agotamiento, para este propósito se analizaron las subzonas de los siete (7) bloques que conforman el campo. Cabe resaltar que debido a la incertidumbre en la estratigrafía del campo no se puede tomar como bloques no agotados aquellos que la metodología los identifica como tal, pues en el momento de iniciar la producción de cualquier zona, esta comienza a agotarse; esta metodología es muy importante por que señala un alto o bajo grado de declinación de la formación que se este estudiando.

3.1 Historia de Presiones⁹

3.1.1 Presiones Originales

De acuerdo con la recopilación de las pruebas de presión de el campo en mención, se establecieron unos valores promedios de presiones originales, los cuales varían de acuerdo con el bloque en que se encuentre cada uno de los pozos. Se establecieron promedios para el campo y la zona productora, independiente del bloque a que pertenezcan, debido a que se dispone de muy poca información, a pesar de que en los últimos años se ha obtenido información importante. La tabla 12, presenta los valores de presión original promedio, por zona y campo.

Tabla 12. Presiones Originales Llanito

| ZONA | FORMACION | DATUM | PRESION (PSI) |
|------|------------|-------|---------------|
| | | | LLANITO |
| A | COLORADO | 4000 | 1600 |
| B | MUGROSA | 5200 | 2250 |
| C | MUGROSA | 6200 | 2700 |
| D | ESMERALDAS | 7000 | 3200 |

Fuente. estudio integrado de yacimientos campo Llanito gala, 2003

Es de anotar que la zona A, abierta en el campo Llanito, corresponde en niveles inferiores a producciones de aceite especialmente en los pozos Llanito10, 31, 39, 57 y 84, la presión de 1600 psi, se tomó con base en la prueba de ascenso de presión del pozo Llanito-10, efectuada en junio de 1990.

⁹ Fuente. estudio integrado de yacimientos campo Llanito gala, 2003

Los niveles superiores de la zona A, corresponden a zonas gasíferas lenticulares, no distribuidas en todo el campo, por tanto su presión es muy variable.

De acuerdo con los datos de presiones iniciales del yacimiento y los análisis PVT de cada una de las zonas, podemos concluir que la presión se encontraba inicialmente por encima de la presión de burbuja, es decir estos Yacimientos son originalmente subsaturados.

3.1.2 Pruebas de Presión Realizadas.

La mayoría de pruebas de presión realizadas en los pozos, especialmente durante su primer desarrollo, corresponden a pruebas efectuadas utilizando bombas ameradas, estas pruebas se intentaron reinterpretar usando el software destinado para tal fin, pero fue muy difícil ya que la cantidad de puntos son insuficientes.

Inicialmente los diseños de las pruebas de ascenso de presión se efectuaban con tiempos de flujo y cierre muy cortos, lo que traía como consecuencia, el no alcanzar el periodo de flujo radial y por consiguiente problemas de interpretación.

En los últimos años, se incrementaron los tiempos de cierre en las pruebas realizadas, tomando como mínimo 72 horas, tiempo que se ha convertido en estándar, combinado con operación de cierre en fondo y que ha permitido alcanzar el flujo radial en cada una de las pruebas.

Es de anotar que las pruebas realizadas en su mayoría, probaban más de un intervalo, esto en las curvas se ve como flujo cruzado en donde a medida que la presión aumenta y alcanza la de cada uno de los intervalos, se nota inmediatamente un descenso en la misma.

Por lo anterior se recomienda que para futuros trabajos, las pruebas sean selectivas e incluyan únicamente un sólo intervalo.

3.1.3 Declinación de la Presión¹⁰

Para los campos Llanito y Gala, ha sido imposible establecer el grado de declinación de las presiones, debido a la falta de pruebas realizadas a través del tiempo de producción del campo, sin embargo, con las pruebas de presión estáticas, se trató de reconstruir la historia y así tener un dato de presión actual de cada uno de los yacimientos.

Campo Llanito – Zona A.

La zona A de la formación Colorado en el campo Llanito, únicamente produce en un sector del campo y específicamente de los pozos LL-10, LL-84 y LL-87, por tal razón únicamente se ha efectuado dos pruebas en el pozo LL-10, donde se puede ver una caída de presión de 280 psi en 10 años, básicamente por la poca producción de esta zona en otros pozos. Adicionalmente, existen intervalos superiores de zona A, que han sido probados como gasíferos, observando presiones diferentes. La tabla 13, muestra las presiones tomadas en esta zona.

Tabla 13. Pruebas de Presión Campo Llanito Zona A.

| POZO | ZONA A | DATUM. (PIES) | FECHA | PRESION |
|----------|--------|---------------|------------|---------|
| LLANO 10 | A | 4000 | 01/07/1980 | 1879 |
| LLANO 16 | A | 4000 | 16/07/1983 | 1626 |
| LLANO 33 | A | 4000 | 06/07/1983 | 1309 |
| LLANO 10 | A | 4000 | 06/04/1990 | 1600 |

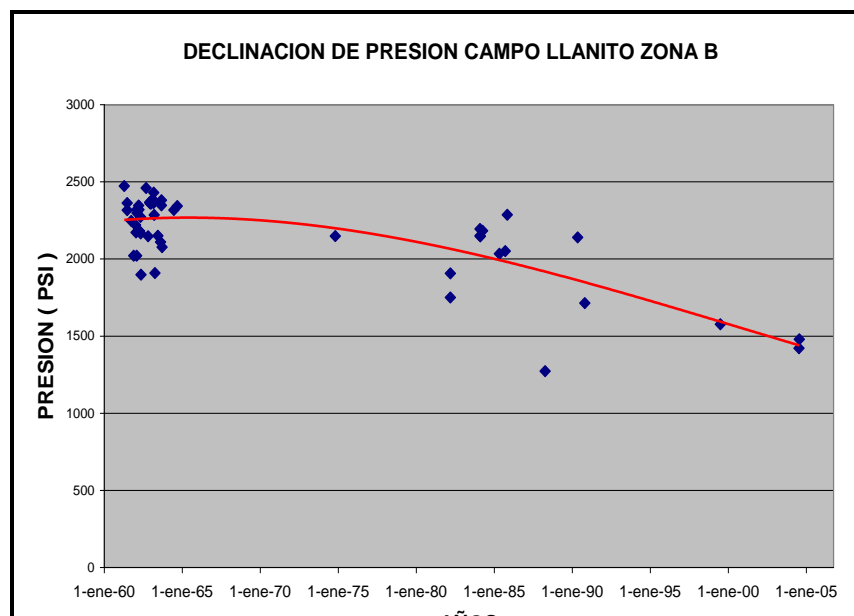
Fuente. estudio integrado de yacimientos campo llanito gala, 2003

¹⁰ Fuente. estudio integrado de yacimientos campo llanito gala, 2003

Campo Llanito – Zona B

La Zona B del campo Llanito, tiene una presión actual cercana a los 1400 psi, como se observa en la figura 29 de la misma se puede observar que la caída ha sido lenta en comparación con la misma zona en el campo Gala, esto se debe especialmente a que en esta zona predomina el empuje hidráulico. Se puede observar también que entre los años 1980 y 1988, cuando se llevó a cabo el segundo desarrollo del campo se encontraron presiones originales en algunos pozos.

Figura 29. Declinación de presión Llanito zona B



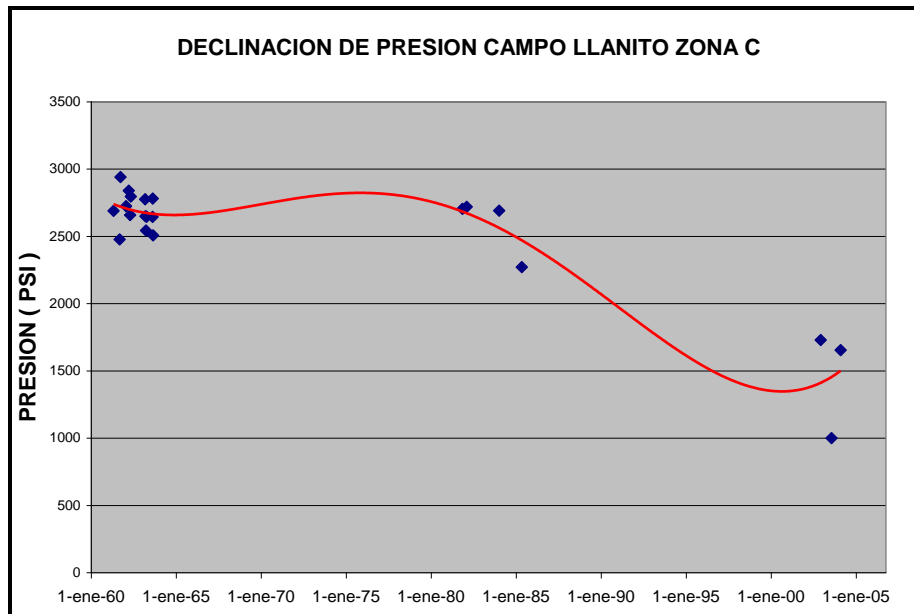
Fuente. estudio integrado de yacimientos campo llanito gala, 2003

Campo Llanito – Zona C

La zona C del campo Llanito, tiene una presión actual cercana a 1300 psi, como se observa en la figura 30. Con lo cual la presión ha caído alrededor de 1500 psi. Pese a esta severa caída de presión, en los pozos perforados en el segundo

desarrollo se encontraron presiones originales, lo que puede interpretarse como una consecuencia yacimientos de bajo drenaje y /o en compartimientos diferentes

Figura 30. Declinación de la Presión Campo Llanito- Zona C



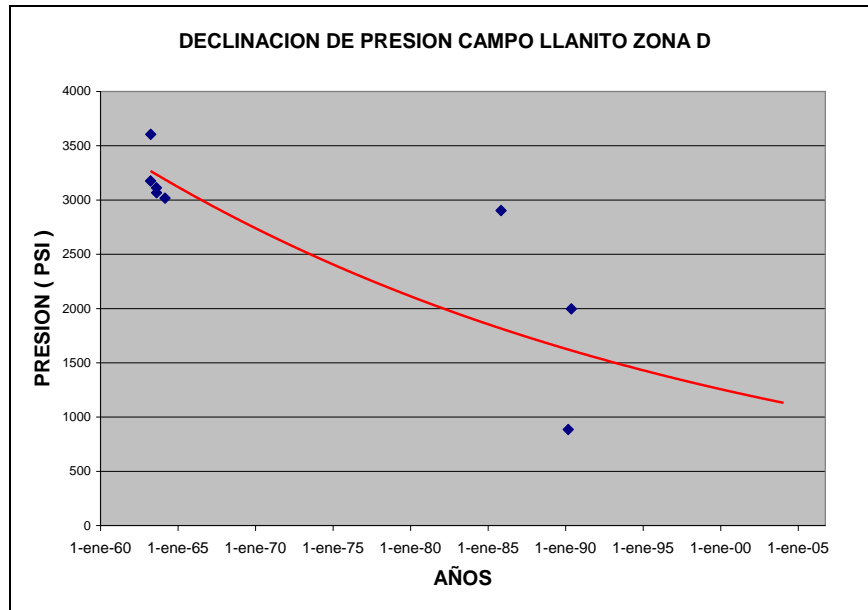
Fuente. estudio integrado de yacimientos campo llanito gala, 2003

La tendencia observada de la presión en la figura anterior indica la presencia de un empuje parcial de agua.

Campo Llanito – Zona D

La zona D del campo Llanito, posee muy poca información de pruebas de presión, debido básicamente a que es productora en muy pocos pozos del área, sin embargo, con los datos que se tenían, se trató de reconstruir la historia en el tiempo. La figura 31 muestra que la presión ha caído 1800 psi.

Figura 31. Declinación de la Presión Campo Llanito- Zona D



Fuente. estudio integrado de yacimientos campo llanito gala, 2003

Esta caída de presión que resulta más drástica que en las zonas B y C, puede interpretarse como consecuencia del mecanismo de producción de esta zona que ha sido definido como gas en solución.

3.2 Interpretación de Pruebas de ascenso de Presión

La interpretación de pruebas de presión es el método para determinar permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, longitud, conductividad de fractura y heterogeneidad del yacimiento. Además, es el método más rápido y económico para estimar variables dependientes del tiempo como el factor de daño y la permeabilidad en yacimientos sensibles al esfuerzo.

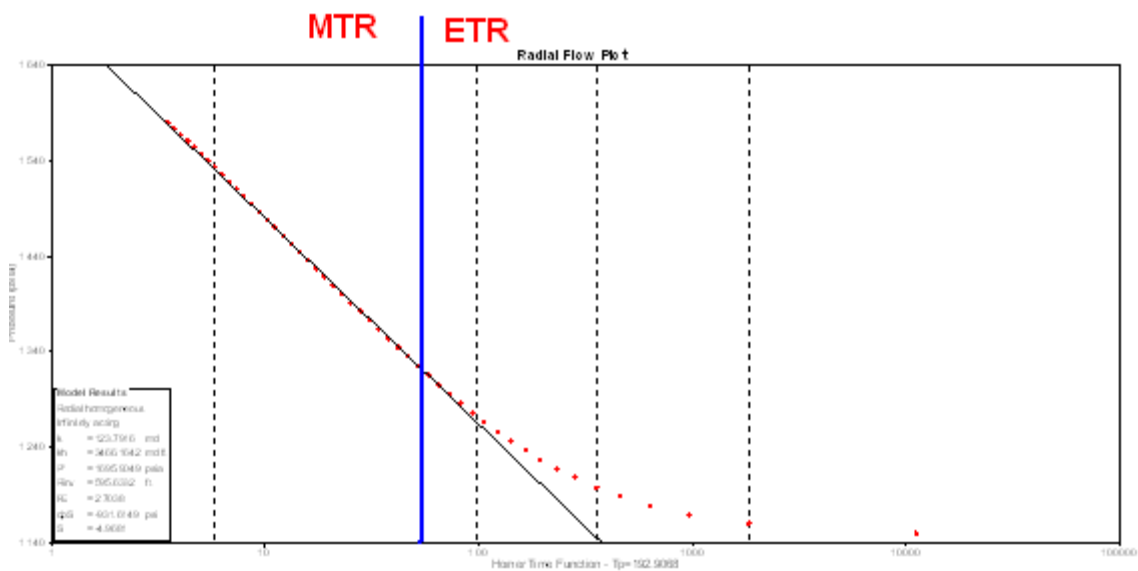
Por medio de la utilización de la herramienta software Pansystem de Weatherford, se analizaron las pruebas más recientes de presión de los pozos seleccionados mediante la metodología de análisis de desempeño expuesta en el capítulo II; (pozos : LL-10, LL-12, LL-100), para hallar de esta manera

información real acerca del factor de daño y la permeabilidad de estos pozos, para generar posteriormente las curvas de IPR, obteniendo una aproximación real del potencial de los pozos seleccionados, dando así un diagnóstico conjunto de de la mayoría de variables que afectan la producción del campo.

Es de aclarar, que para objeto de este estudio se utilizo solo la información de permeabilidad, daño a la formación (Skin) y presión inicial de yacimiento obtenidos con el software Pansystem.

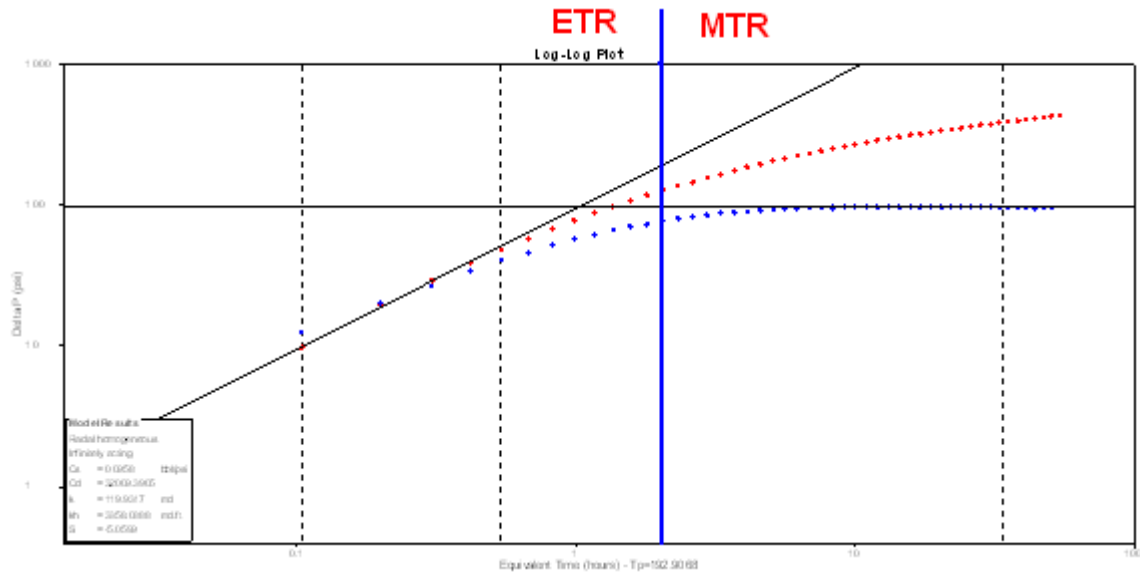
Específicamente, para la interpretación de las pruebas de presión de los pozos se suministraron los datos necesarios de pruebas de presión y los parámetros del pozo, yacimiento y fluido, obtenidos de los archivos existentes de pruebas de laboratorio y corazones de las formaciones mugrosa B y C, suministradas por la empresa operadora del campo.

Figura 32. Grafica Semilogaritmica del pozo Llanito 10



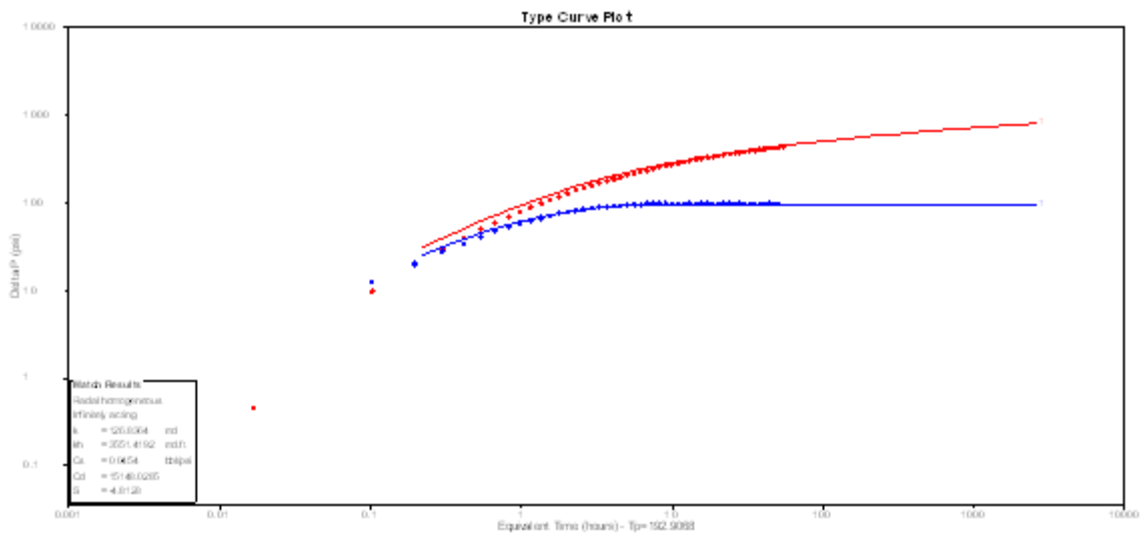
Fuente. Software Pansystem

Figura 33. Grafica Logarítmica del pozo Llanito 10



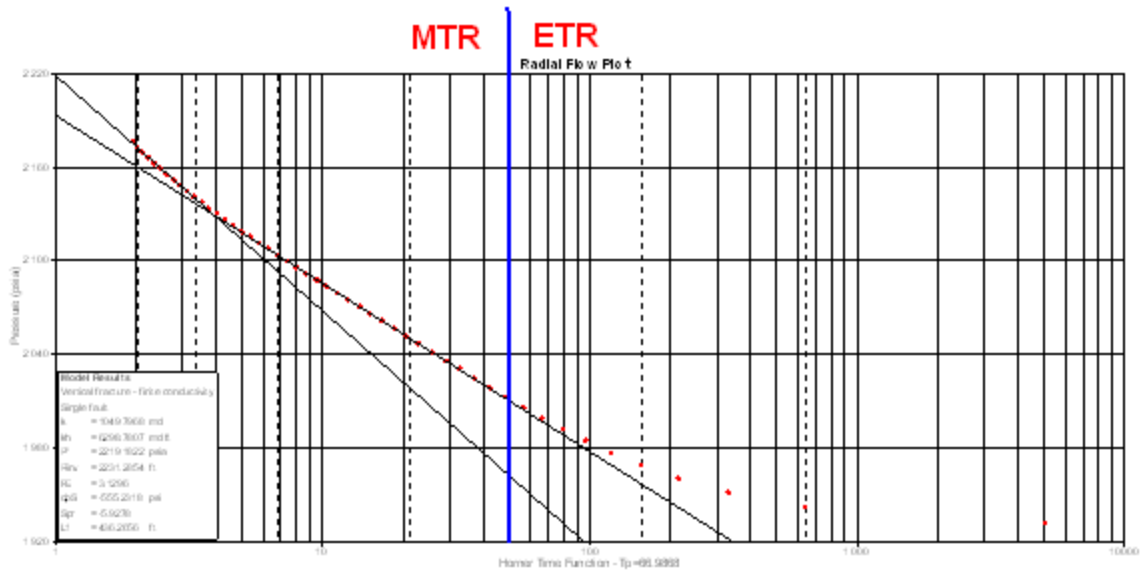
Fuente. Software Pansystem

Figura 34. Grafica curva tipo del pozo Llanito 10



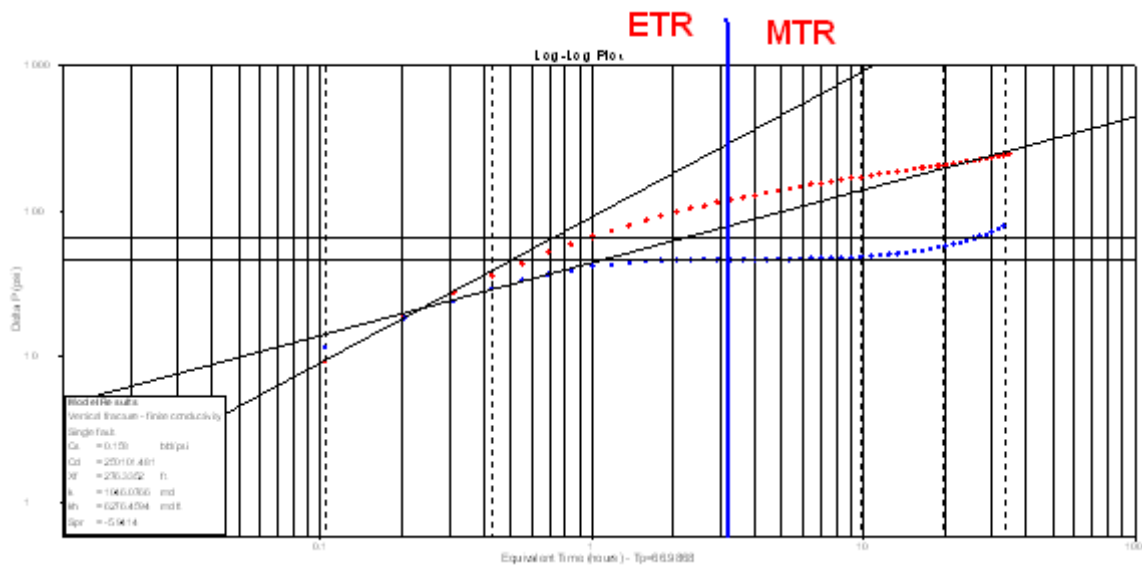
Fuente. Software Pansystem

Figura 35. Grafica Semilogaritmica del pozo Llanito 12



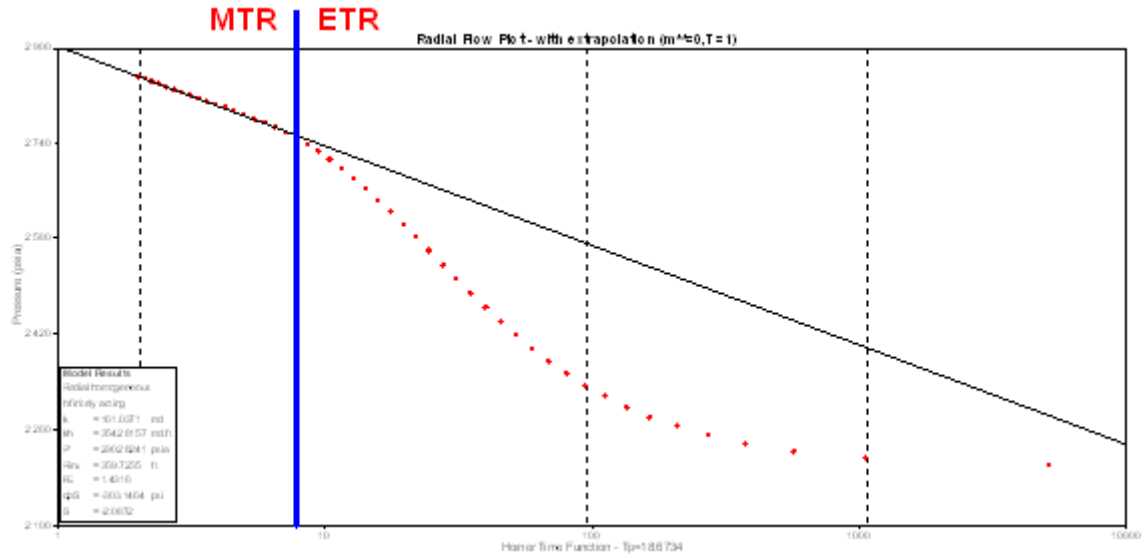
Fuente. Software Pansystem

Figura 36. Grafica logarítmica del pozo Llanito 12



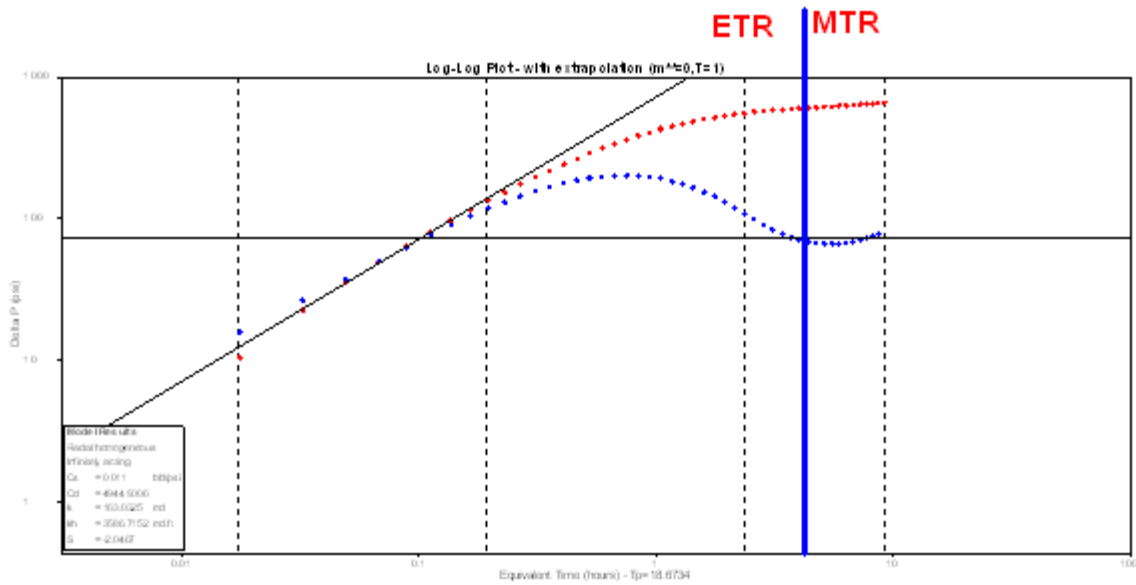
Fuente. Software Pansystem

Figura 37. Grafica Semilogaritmica del pozo Llanito 100



Fuente. Software Pansystem

Figura 38. Grafica logarítmica del pozo Llanito 100



Fuente. Software Pansystem

A continuación se muestran los resultados obtenidos de las pruebas de presión corridas en el software Pansystem, y se toma de ellos los valores de permeabilidad, presión inicial de yacimiento y daño a la formación, para posteriormente generar las curvas IPR.

Tabla 14. Resultados de las pruebas de presión campo Llanito

| RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE PRESION CAMPO LLANITO | | | | | | |
|--|--------------------|---------------------------|---------------------------------|---------------|------------|-------------|
| Pozo | Permeabilidad (mD) | Daño de formación (Skin). | Presión Inicial del Yacimiento. | Presión a 1hr | Kh (mD.Ft) | Cs (bb/psi) |
| LL - 10 | 124.71 | -5.02 | 1695.9 | 1201.22 | 3491.97 | 5.31E-06 |
| LL - 12 | 104.05 | -5.95 | 2195.74 | 1992.76 | 6144.29 | 5.23E-06 |
| LL - 100 | 161.04 | 2.09 | 2902.82 | 2686.47 | 3542.82 | 5.31E-06 |

Fuente. Modificado de software Pansystem

3.3 Análisis de Agotamiento

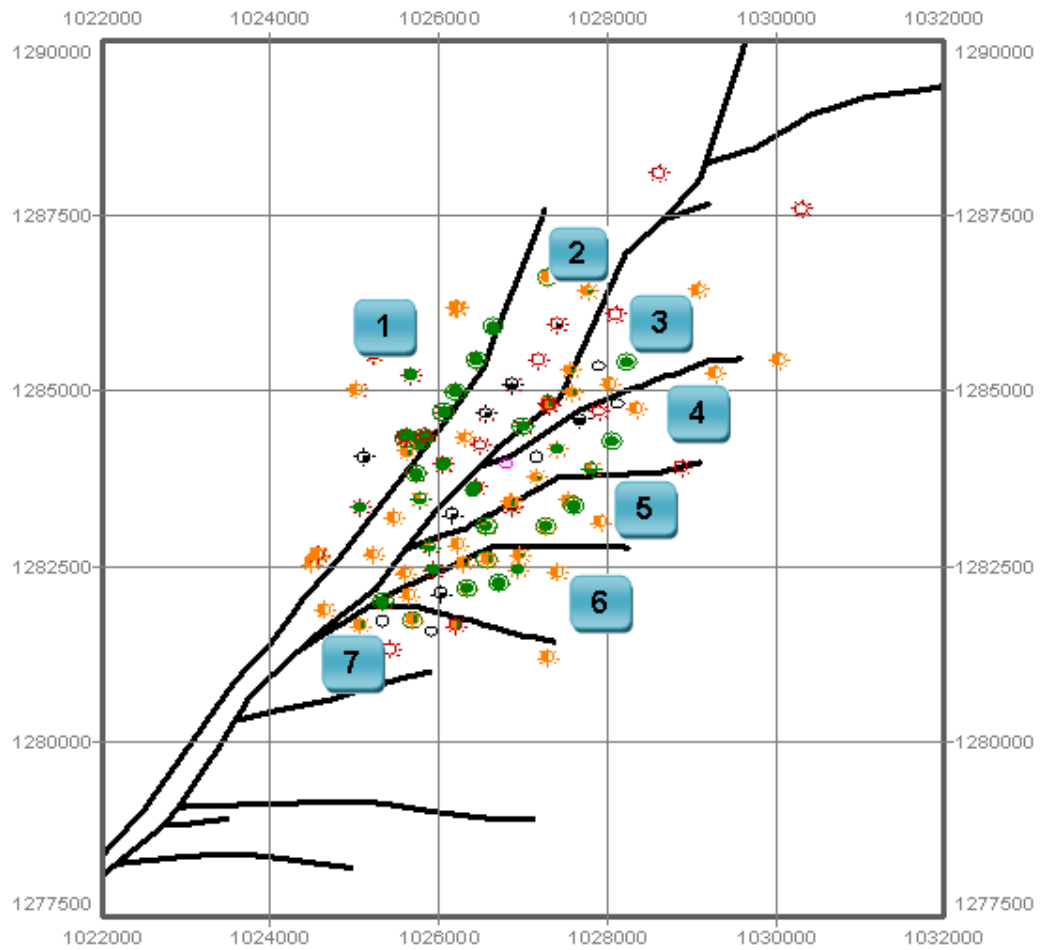
Para el campo Llanito debido a la poca información que se tiene, así como la incertidumbre en lo referente a presiones y la misma complejidad estratigráfica del campo, se empleo la técnica desarrollada por Holditch en 1993, SPE Gas Technology Symposium (Alberta, Canadá) SPE 26141, en la cual se pretende visualizar el comportamiento de los pozos nuevos vs los viejos y estadísticamente establecer presencia o no de agotamiento como producto del comportamiento de la producción.

Para este proceso se debe dividir el área de estudio en áreas pequeñas que involucren entre 10 a 15 pozos; en el caso del Área Llanito se tomaron los 7 bloques existentes, como se muestra en la **Figura 39**. Posteriormente se extrae de los datos de producción, la tasa más alta de producción mensual de cada pozo. Luego se grafica las variables de fecha (año) de perforación del pozo vs mayor tasa de producción de este, luego de generar la regresión de los datos graficados, para ajustar a la mejor curva, se obtiene dos parámetros que son la pendiente y el error típico.

La validación estadística, de aceptar o no que se tiene una relación entre los pozos nuevos y viejos, se hace mediante la utilización de la distribución t-student, la cual permite trabajar con un nivel de significancia del 95% para definir la relación.

Con los valores estimados de la regresión, se calcula el valor de la distribución (T_{n-2}) que es igual al valor absoluto de la pendiente sobre el error típico; con el número de datos disminuido en dos, se lee de la tabla de distribución t-student (Ver anexo A), el valor teórico correspondiente a un valor de significancia del 95%, que correspondería a leer en la tabla un valor de 0.975 puesto que es una distribución simétrica.

Figura 39. Bloques del campo



Llanito

Fuente. Oilfield Manager Production Software

Para aceptar o no la relación entre los pozos nuevos y viejos, en otras palabras presencia de agotamiento, se compara el valor T_{n-2} con el valor teórico, si el primero es mayor se rechaza la hipótesis nula planteada para la regresión, Los pozos no tienen relación, lo que significa que hay presencia de agotamiento. A continuación se presenta el análisis de agotamiento de uno de los bloques del campo Llanito.

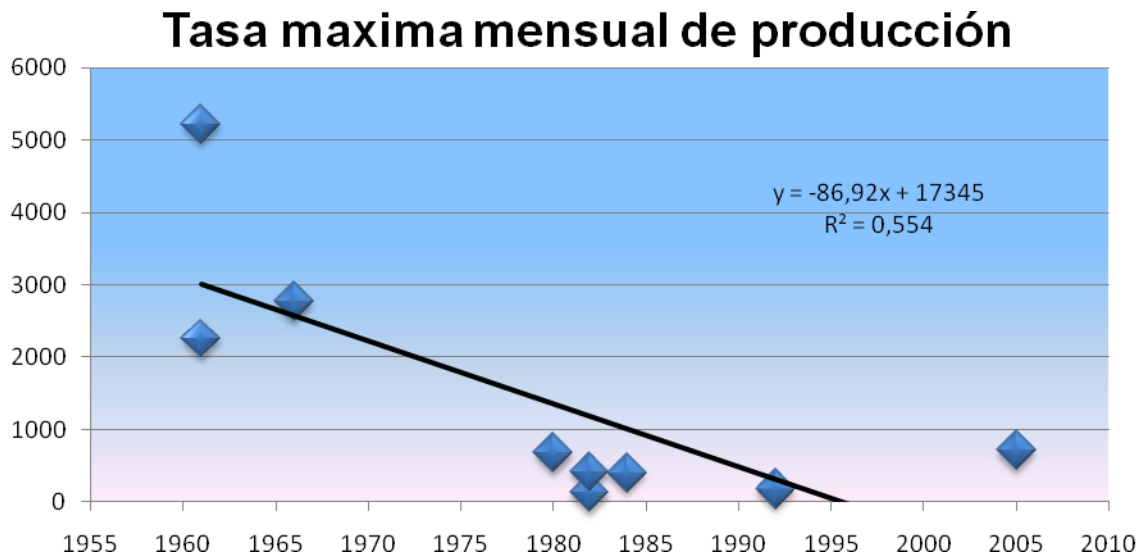
BLOQUE 1

Tabla 15. Bloques1. Formación mugrosa B2

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | LLAN0019 | B2 | 1982 | 128 |
| 1 | LLAN0035 | B2 | 1980 | 675 |
| 1 | LLAN0041 | B2 | 1961 | 2256 |
| 1 | LLAN0055 | B2 | 1961 | 5217 |
| 1 | LLAN0069 | B2 | 1966 | 2767 |
| 1 | LLAN0090 | B2 | 1982 | 416 |
| 1 | LLAN0092 | B2 | 1984 | 402 |
| 1 | LLAN0094 | B2 | 1992 | 174 |
| 1 | LLAN0108 | B2 | 2005 | 711 |

Fuente. Autores

Figura 40. Bloques1.Formacion mugrosa B2



Fuente. Autores

| | | |
|-----|--------|------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 7 | 2.365 | 2.95 |

zona con efecto de agotamiento

Tabla 16. T Student

| r | 0.75 | 0.80 | 0.85 | 0.90 | 0.95 | 0.975 | 0.99 | 0.995 |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| 1 | 1.000 | 1.376 | 1.963 | 3.078 | 6.314 | 12.706 | 31.821 | 63.657 |
| 2 | 0.816 | 1.061 | 1.386 | 1.886 | 2.920 | 4.303 | 6.965 | 9.925 |
| 3 | 0.765 | 0.978 | 1.250 | 1.638 | 2.353 | 3.182 | 4.541 | 5.841 |
| 4 | 0.741 | 0.941 | 1.190 | 1.533 | 2.132 | 2.776 | 3.747 | 4.604 |
| 5 | 0.727 | 0.920 | 1.156 | 1.476 | 2.015 | 2.571 | 3.365 | 4.032 |
| 6 | 0.714 | 0.906 | 1.134 | 1.440 | 1.943 | 2.447 | 3.143 | 3.707 |
| 7 | 0.711 | 0.896 | 1.119 | 1.415 | 1.895 | 2.365 | 2.998 | 3.499 |
| 8 | 0.708 | 0.889 | 1.108 | 1.397 | 1.860 | 2.306 | 2.936 | 3.355 |
| 9 | 0.703 | 0.883 | 1.100 | 1.383 | 1.833 | 2.262 | 2.821 | 3.250 |
| 10 | 0.700 | 0.879 | 1.093 | 1.372 | 1.812 | 2.228 | 2.764 | 3.169 |
| 11 | 0.697 | 0.876 | 1.088 | 1.363 | 1.796 | 2.201 | 2.718 | 3.106 |
| 12 | 0.695 | 0.873 | 1.083 | 1.356 | 1.782 | 2.179 | 2.681 | 3.055 |
| 13 | 0.694 | 0.870 | 1.079 | 1.350 | 1.771 | 2.160 | 2.650 | 3.012 |
| 14 | 0.692 | 0.868 | 1.076 | 1.345 | 1.761 | 2.145 | 2.624 | 2.977 |
| 15 | 0.691 | 0.866 | 1.074 | 1.341 | 1.753 | 2.131 | 2.602 | 2.947 |
| 16 | 0.690 | 0.865 | 1.071 | 1.337 | 1.746 | 2.120 | 2.583 | 2.921 |
| 17 | 0.689 | 0.863 | 1.069 | 1.333 | 1.740 | 2.110 | 2.567 | 2.898 |
| 18 | 0.688 | 0.862 | 1.067 | 1.330 | 1.734 | 2.101 | 2.552 | 2.878 |
| 19 | 0.688 | 0.861 | 1.066 | 1.328 | 1.729 | 2.093 | 2.539 | 2.861 |
| 20 | 0.687 | 0.860 | 1.064 | 1.325 | 1.725 | 2.086 | 2.528 | 2.845 |
| 21 | 0.686 | 0.859 | 1.063 | 1.323 | 1.721 | 2.080 | 2.518 | 2.831 |
| 22 | 0.686 | 0.858 | 1.061 | 1.321 | 1.717 | 2.074 | 2.508 | 2.819 |
| 23 | 0.685 | 0.858 | 1.060 | 1.319 | 1.714 | 2.069 | 2.500 | 2.807 |
| 24 | 0.685 | 0.857 | 1.059 | 1.318 | 1.711 | 2.064 | 2.492 | 2.797 |
| 25 | 0.684 | 0.856 | 1.058 | 1.316 | 1.708 | 2.060 | 2.485 | 2.787 |
| 26 | 0.684 | 0.856 | 1.058 | 1.315 | 1.706 | 2.056 | 2.479 | 2.779 |
| 27 | 0.684 | 0.855 | 1.057 | 1.314 | 1.703 | 2.052 | 2.473 | 2.771 |
| 28 | 0.683 | 0.855 | 1.056 | 1.313 | 1.701 | 2.048 | 2.467 | 2.763 |
| 29 | 0.683 | 0.854 | 1.055 | 1.311 | 1.699 | 2.045 | 2.462 | 2.756 |
| 30 | 0.683 | 0.854 | 1.055 | 1.310 | 1.697 | 2.042 | 2.457 | 2.750 |
| 40 | 0.681 | 0.851 | 1.050 | 1.303 | 1.684 | 2.021 | 2.423 | 2.704 |
| 60 | 0.679 | 0.848 | 1.046 | 1.296 | 1.671 | 2.000 | 2.390 | 2.660 |
| 120 | 0.677 | 0.845 | 1.041 | 1.289 | 1.658 | 1.980 | 2.358 | 2.617 |
| ∞ | 0.674 | 0.842 | 1.036 | 1.282 | 1.645 | 1.960 | 2.326 | 2.576 |

Fuente *Douglas C. Montgomery. applied statistics and probability for engineers third edition 2003.*

| Parámetro | Error Estimación | Error Estadístico Error Típico | T | P-Valor |
|-----------|------------------|-----------------------------------|----------|---------|
| Ordenada | 68899,7 | 63821,8 | 1,04509 | 0,3439 |
| Pendiente | -32,7817 | 32,3256 | -1,01411 | 0,3571 |

Con la información evaluada para cada bloque y subzona respectivamente, se obtiene los resultados del comportamiento de agotamiento. En la **Tabla 17** se presentan los resultados de cada uno de los siete (7) bloques del campo Llanito. En el **Anexo A** se tiene el análisis para cada uno de los bloques.

Tabla 17. Agotamiento de cada subzona formación mugrosa por bloque

| BL 1 | BL 2 | BL 3 | BL 4 | BL 5 | BL 6 | BL 7 |
|------|------|------|------|------|------|------|
| B1 | B1 | B1 | B1 | B1 | B1 | |
| B2 | B2 | B2 | B2 | B2 | B2 | B2 |
| B3 | B3 | B3 | B3 | B3 | B3 | B3 |
| B4 | B4 | | | B4 | B4 | B4 |
| C1 | C1 | | C1 | C1 | | C1 |
| | C2 | | | | | C2 |
| C3 | C3 | C3 | C3 | C3 | C3 | C3 |

Fuente. Autores

Nota: los espacios en blanco de la tabla son debido a la falta de datos para la aplicación de la metodología.

Con los resultados obtenidos por medio de la metodología usada por Holditch para determinar el agotamiento de las zonas productoras, es posible determinar las zonas con mayor evidencia de agotamiento, por lo tanto este análisis es importante para el desarrollo de nuevos pozos.

4. DIAGNOSTICO DEL ANALISIS CONJUNTO DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS DE PRODUCCION DEL CAMPO LLANITO

Después de contar con el análisis previo acerca del desempeño que ha tenido el campo Llanito durante el desarrollo de la producción en la Formación Mugrosa, ha sido posible identificar diferentes patrones de comportamiento que permiten sacar conclusiones importantes a la hora de realizar algún tipo de acción que contribuya a mejorar e incrementar el factor de recobro de aceite por parte de la empresa operadora del campo. Es sumamente importante tener en cuenta cualquier aspecto que pueda llegar a contribuir a la minimización de la incertidumbre en cuanto a los factores que afectan la producción de un campo maduro productor de aceite y con un crecimiento constante de producción de agua.

De esta manera y cumpliendo con el objetivo establecido para este trabajo se lleva a cabo un análisis conjunto de todas las variables estudiadas en los capítulos anteriores y se generó un diagnóstico de los principales problemas que afectan la producción del campo Llanito, con el fin de dar una base para futuros trabajos de optimización por parte de la empresa operadora Ecopetrol S.A.

Para esto se realizó un análisis al comportamiento de cada pozo productor, de manera que se tuvo en cuenta una gran cantidad de variables en las cuales se registran las cualidades tanto de yacimiento, como de las tendencias en la extracción de crudo y agua. Entre las variables se incluyeron aquellas tomadas en los siguientes análisis:

- ✓ Análisis Petrofísico
- ✓ Forecats (Pronósticos)
- ✓ Gráficos de Comportamiento
- ✓ Índice de Heterogeneidad (HI)
- ✓ Análisis de Agotamiento
- ✓ Índice de productividad (IPR)
- ✓ Curvas de diagnóstico de Chan

Para el caso de los resultados obtenidos del análisis de las propiedades petrofísicas de cada uno de los pozos respecto al total de variables, expuesto en el capítulo II, se utilizó una distribución normal aplicando niveles de confianza para discretizar los datos y de esta manera facilitar la evaluación comparativa entre cada uno de los pozos en cuanto a dichas propiedades. Cabe resaltar que para esta clasificación se otorgó un valor cuantitativo entre 0,2 y 1 según su ubicación en el rango total de los datos obtenidos para el campo en general.

4.1 Evaluación de las Propiedades Petrofísicas

Las propiedades físicas de la roca es el primer parámetro a tener en cuenta antes de tomar una decisión acerca de realizar cualquier trabajo de reacondicionamiento de pozos, de manera que el análisis de estas represente un acertado criterio de selección, las propiedades a evaluar desde el punto de vista petrofísico fueron:

✓ Capacidad de Flujo

El producto entre la permeabilidad y el espesor neto de la arena productora, representa el grado en que esta pueda proveer un suministro de fluidos de yacimiento, de manera que es muy importante buscar realizar una clasificación de los pozos productores, según el grado de capacidad de flujo que cada uno presente.

Tabla 18. Valoración de los pozos según Capacidad de Flujo

| Puntaje | | 0.2 | | 0.4 | | 0.6 | | 0.8 | | 1 | |
|---------|--------|-----|--------|-----|---------|-----|---------|-----|---------|---|---------|
| K*Hnet | 3202.0 | | 8334.8 | | 13467.5 | | 18600.3 | | 23733.1 | | 28865.8 |

Fuente: Los Autores

El puntaje y clasificación total serán descritos al final del análisis de las propiedades, de manera que estos sean evaluados en conjunto con los demás criterios de valoración, puntaje y clasificación.

✓ Capacidad de Almacenamiento

El producto entre la porosidad y el espesor neto productor representa otro factor de gran importancia respecto al potencial de almacenamiento que tiene cada uno de los pozos productores del campo, luego de la discretización de estos valores quedaron dispuestos de la siguiente manera.

Tabla 19. Valoración de los pozos según Capacidad de almacenamiento

| | | | | | | | | | | | |
|--|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|---|-------|
| Puntaje | | 0.2 | | 0.4 | | 0.6 | | 0.8 | | 1 | |
| $\Phi \cdot H_{net}$ | 11.77 | | 17.29 | | 22.83 | | 28.35 | | 33.88 | | 39.41 |

Fuente: Los Autores

✓ Espesor Neto

Incluso cuando esta propiedad fue evaluada de manera implícita tanto en el cálculo de la capacidad de flujo como en la capacidad de almacenamiento, se decidió evaluar esta propiedad de manera individual, ya que el análisis del espesor neto es de vital importancia para estudiar la factibilidad de aplicación de un workover.

Tabla 20. Valoración de los pozos según espesor neto

| | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-------|-----|-------|-----|--------|-----|--------|-----|--------|---|--------|
| Puntaje | | 0.2 | | 0.4 | | 0.6 | | 0.8 | | 1 | |
| H_{net} | 53.06 | | 80.84 | | 108.63 | | 136.41 | | 164.17 | | 191.98 |

Fuente: Los Autores

✓ **Producto $K \cdot H_{net} \cdot \Phi$**

Recopilando todas las propiedades estudiadas en las variables anteriores, se incluyó el cálculo del producto de la porosidad*permeabilidad*espesor neto, de manera que se pueda realizar una correcta comparación entre las propiedades en los 88 pozos evaluados sin discriminar el estado actual de cada uno de ellos.

Tabla 21. Valoración de los pozos según $K \cdot H_{net} \cdot \Phi$

| | | | | | | | | | | | |
|--|--------|------------|---------|------------|---------|------------|---------|------------|--------|----------|---------|
| Puntaje | | 0.2 | | 0.4 | | 0.6 | | 0.8 | | 1 | |
| $K \cdot H_{net} \cdot \Phi$ | 675.94 | | 1762.93 | | 2849.92 | | 3936.91 | | 5023.9 | | 6110.89 |

Fuente: Los Autores

Luego de obtener la ponderación para cada uno de los valores de las distintas propiedades evaluadas se tabularon estos resultados para cada uno de los pozos y se encontró que la media está en 1,95 y mediante la aplicación de niveles de confianza respecto a la calidad de los datos se estableció que todos aquellos pozos con un puntaje igual o mayor a los 2,0 puntos fuesen catalogados como “Buenos” en términos del conjunto de sus propiedades petrofísicas, de lo contrario, los pozos que incumplieran con este criterio fueron denominados como “Regulares”.

A continuación se presentan tabuladas todas las variables tenidas en cuenta para el análisis petrofísico así como el resultado de la evaluación hecha.

Tabla 22. Evaluación del comportamiento de las propiedades petrofísicas para los pozos productores del campo Llanito

| POZOS | K*Hnet | Φ*Hnet | Hnet | K*Hnet*Φ | Puntajes | | | | Total | Calificación |
|----------|----------|--------|--------|----------|----------|--------|------|----------|-------|--------------|
| | | | | | K*Hnet | Φ*Hnet | Hnet | K*Hnet*Φ | | |
| LLAN0001 | 13241.38 | 17.79 | 85.17 | 2766.26 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 1.6 | REGULAR |
| LLAN0002 | 10654.72 | 15.05 | 70.37 | 2278.62 | 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 | 1.2 | REGULAR |
| LLAN0003 | 14162.51 | 18.41 | 89.05 | 2927.39 | 0.6 | 0.4 | 0.4 | 0.6 | 2 | BUENO |
| LLAN0004 | 13155.76 | 18.65 | 90.43 | 2712.72 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 1.6 | REGULAR |
| LLAN0007 | 14555.80 | 31.22 | 147.52 | 3080.01 | 0.6 | 0.8 | 0.8 | 0.6 | 2.8 | BUENO |
| LLAN0009 | 7108.09 | 17.16 | 78.76 | 1548.85 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.8 | REGULAR |
| LLAN0010 | 15225.27 | 23.04 | 110.36 | 3179.04 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 2.4 | BUENO |
| LLAN0011 | 6992.06 | 16.36 | 77.38 | 1478.12 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.8 | REGULAR |
| LLAN0012 | 17849.08 | 26.78 | 126.76 | 3771.51 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 2.4 | BUENO |
| LLAN0013 | 16849.87 | 30.21 | 135.21 | 3764.26 | 0.6 | 0.8 | 0.6 | 0.6 | 2.6 | BUENO |
| LLAN0015 | 17597.27 | 25.06 | 118.74 | 3713.90 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 2.4 | BUENO |
| LLAN0016 | 11703.56 | 14.64 | 69.17 | 2477.64 | 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 | 1.2 | REGULAR |
| LLAN0017 | 18789.38 | 27.09 | 129.35 | 3934.50 | 0.8 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 2.6 | BUENO |
| LLAN0018 | 12994.41 | 19.51 | 93.19 | 2721.03 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 1.6 | REGULAR |
| LLAN0019 | 15921.99 | 27.69 | 129.88 | 3394.57 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 2.4 | BUENO |
| LLAN0020 | 20618.08 | 30.87 | 143.49 | 4435.98 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 3.2 | BUENO |
| LLAN0021 | 12457.15 | 29.72 | 138.06 | 2682.03 | 0.4 | 0.8 | 0.8 | 0.4 | 2.4 | BUENO |
| LLAN0023 | 21722.02 | 24.30 | 122.35 | 4313.99 | 0.8 | 0.6 | 0.6 | 0.8 | 2.8 | BUENO |
| LLAN0026 | 17467.63 | 27.67 | 128.96 | 3748.55 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 2.4 | BUENO |
| LLAN0027 | 9921.32 | 16.63 | 79.13 | 2084.47 | 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 | 1.2 | REGULAR |
| LLAN0028 | 17546.79 | 26.79 | 131.24 | 3581.30 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 2.4 | BUENO |
| POZOS | K*Hnet | Φ*Hnet | Hnet | K*Hnet*Φ | Puntajes | | | | Total | Calificación |

| LLAN0029 | 17980.68 | 28.34 | 130.94 | 3891.02 |
|----------|----------|-------|--------|---------|
| LLAN0030 | 8136.54 | 14.71 | 69.17 | 1730.64 |
| LLAN0031 | 13657.44 | 22.85 | 104.14 | 2996.44 |
| LLAN0032 | 16352.83 | 22.82 | 109.78 | 3399.75 |
| LLAN0033 | 16427.18 | 22.01 | 101.71 | 3554.84 |
| LLAN0034 | 10213.14 | 15.27 | 70.45 | 2214.21 |
| LLAN0035 | 8911.61 | 15.32 | 71.31 | 1915.11 |
| LLAN0036 | 15035.57 | 20.71 | 104.11 | 2990.57 |
| LLAN0037 | 15428.78 | 27.30 | 124.98 | 3369.65 |
| LLAN0038 | 11765.36 | 22.17 | 109.09 | 2390.72 |
| LLAN0039 | 10237.34 | 16.47 | 77.45 | 2177.48 |
| LLAN0041 | 19004.80 | 29.09 | 136.24 | 4057.52 |
| LLAN0055 | 10561.85 | 20.09 | 89.53 | 2370.08 |
| LLAN0057 | 15989.55 | 27.43 | 126.68 | 3461.74 |
| LLAN0060 | 11654.40 | 16.57 | 78.27 | 2467.24 |
| LLAN0069 | 7753.56 | 15.28 | 70.77 | 1673.99 |
| LLAN0071 | 17614.21 | 26.74 | 128.74 | 3658.47 |
| LLAN0072 | 28865.81 | 32.82 | 155.03 | 6110.89 |
| LLAN0073 | 8934.15 | 14.49 | 66.42 | 1949.43 |
| LLAN0075 | 10723.07 | 15.28 | 70.77 | 2315.11 |
| LLAN0076 | 21182.24 | 36.00 | 167.82 | 4543.59 |

| K*Hnet | Φ *Hnet | Hnet | K*Hnet* Φ |
|--------|--------------|------|----------------|
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 0.6 | 0.6 | 0.4 | 0.6 |
| 0.6 | 0.4 | 0.6 | 0.6 |
| 0.6 | 0.4 | 0.4 | 0.6 |
| 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 |
| 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 |
| 0.6 | 0.4 | 0.4 | 0.6 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.4 | 0.4 | 0.6 | 0.4 |
| 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 |
| 0.8 | 0.8 | 0.6 | 0.8 |
| 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 |
| 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 1 | 0.8 | 0.8 | 1.0 |
| 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 |
| 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 |
| 0.8 | 1 | 1 | 0.8 |

| 2.4 | BUENO |
|-----|---------|
| 0.8 | REGULAR |
| 2.2 | BUENO |
| 2.2 | BUENO |
| 2 | BUENO |
| 1.2 | REGULAR |
| 1.2 | REGULAR |
| 2 | BUENO |
| 2.4 | BUENO |
| 1.8 | REGULAR |
| 1.2 | REGULAR |
| 3 | BUENO |
| 1.6 | REGULAR |
| 2.4 | BUENO |
| 1.2 | REGULAR |
| 0.8 | REGULAR |
| 2.4 | BUENO |
| 3.6 | BUENO |
| 1.2 | REGULAR |
| 1.2 | REGULAR |
| 3.6 | BUENO |

| POZOS | K*Hnet | Φ *Hnet | Hnet | K*Hnet* Φ |
|----------|----------|--------------|--------|----------------|
| LLAN0077 | 5886.23 | 14.19 | 65.79 | 1269.66 |
| LLAN0078 | 27055.16 | 26.53 | 123.93 | 5792.51 |
| LLAN0079 | 15399.54 | 30.09 | 136.97 | 3383.28 |
| LLAN0080 | 13380.41 | 23.22 | 113.75 | 2730.94 |
| LLAN0081 | 5908.83 | 15.89 | 75.09 | 1250.31 |
| LLAN0084 | 11964.26 | 18.11 | 86.26 | 2511.30 |
| LLAN0085 | 7594.45 | 12.43 | 61.95 | 1524.21 |
| LLAN0086 | 7954.62 | 13.40 | 60.45 | 1763.54 |
| LLAN0087 | 11652.14 | 18.32 | 85.81 | 2487.73 |
| LLAN0090 | 13284.40 | 20.20 | 87.68 | 3060.73 |
| LLAN0091 | 7757.90 | 11.77 | 53.06 | 1721.48 |
| LLAN0092 | 11325.41 | 17.17 | 80.89 | 2404.38 |
| LLAN0093 | 7394.43 | 13.30 | 60.62 | 1622.34 |
| LLAN0094 | 15168.15 | 26.22 | 128.74 | 3089.75 |
| LLAN0095 | 17117.80 | 26.06 | 124.62 | 3579.33 |
| LLAN0096 | 3202.01 | 35.43 | 167.82 | 675.94 |
| LLAN0097 | 7237.79 | 18.56 | 86.93 | 1545.27 |
| LLAN0098 | 16073.41 | 28.19 | 136.25 | 3325.59 |
| LLAN0099 | 18630.61 | 25.05 | 128.31 | 3636.70 |
| LLAN0100 | 11227.81 | 17.27 | 81.74 | 2372.44 |
| LLAN0101 | 18358.21 | 27.41 | 129.74 | 3879.09 |

| Puntajes | | | |
|----------|--------------|------|----------------|
| K*Hnet | Φ *Hnet | Hnet | K*Hnet* Φ |
| 0.6 | 0.4 | 0.4 | 0.6 |
| 1 | 0.6 | 0.6 | 1.0 |
| 0.6 | 0.8 | 0.8 | 0.6 |
| 0.4 | 0.6 | 0.6 | 0.4 |
| 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.6 |
| 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 0.4 | 0.2 | 0.4 | 0.4 |
| 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.2 | 1 | 1 | 0.2 |
| 0.2 | 0.4 | 0.4 | 0.2 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.8 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.6 | 0.4 | 0.6 | 0.4 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |

| Total | Calificación |
|-------|--------------|
| 2.0 | BUENO |
| 3.2 | BUENO |
| 2.8 | BUENO |
| 2 | BUENO |
| 0.8 | REGULAR |
| 1.6 | REGULAR |
| 0.8 | REGULAR |
| 1 | REGULAR |
| 1.6 | REGULAR |
| 1.8 | REGULAR |
| 0.8 | REGULAR |
| 1.4 | REGULAR |
| 0.8 | REGULAR |
| 2.4 | BUENO |
| 2.4 | BUENO |
| 2.4 | BUENO |
| 1.2 | REGULAR |
| 2.4 | BUENO |
| 2.6 | BUENO |
| 2.0 | BUENO |
| 2.4 | BUENO |

| POZOS | K*Hnet | Φ *Hnet | Hnet | K*Hnet* Φ |
|----------|----------|--------------|--------|----------------|
| LLAN0102 | 9386.14 | 20.69 | 104.11 | 1865.03 |
| LLAN0103 | 18481.95 | 26.93 | 131.43 | 3786.95 |
| LLAN0104 | 15677.95 | 22.91 | 111.49 | 3221.82 |
| LLAN0105 | 15009.78 | 27.65 | 126.59 | 3278.14 |
| LLAN0106 | 14772.08 | 30.09 | 136.97 | 3245.43 |
| LLAN0107 | 12914.60 | 23.44 | 109.79 | 2757.27 |
| LLAN0108 | 15950.72 | 30.21 | 135.21 | 3563.39 |
| LLAN0109 | 6959.28 | 15.13 | 71.76 | 1467.71 |
| LLAN0110 | 11452.02 | 18.04 | 87.32 | 2365.99 |
| LLAN0111 | 13561.02 | 21.53 | 95.48 | 3058.01 |
| LLAN0112 | 17790.94 | 27.83 | 126.68 | 3908.67 |
| LLAN0113 | 10664.99 | 15.42 | 71.63 | 2296.17 |
| LLAN0115 | 12164.00 | 18.68 | 84.24 | 2696.76 |
| LLAN0116 | 16986.64 | 33.35 | 155.03 | 3653.83 |
| LLAN0117 | 12401.71 | 18.04 | 87.32 | 2562.19 |
| LLAN0118 | 11069.89 | 16.81 | 80.52 | 2311.39 |
| LLAN0119 | 13932.22 | 21.15 | 101.34 | 2907.65 |
| LLAN0120 | 15265.68 | 24.43 | 109.22 | 3414.93 |
| LLAN0121 | 18920.61 | 28.43 | 135.69 | 3963.87 |
| LLAN0122 | 10579.09 | 12.73 | 60.58 | 2223.72 |
| LLAN0123 | 16346.24 | 24.12 | 109.78 | 3591.27 |
| LLAN0124 | 22763.07 | 39.41 | 191.98 | 4673.26 |

Fuente: Los Autores

| Puntajes | | | |
|----------|--------------|------|----------------|
| K*Hnet | Φ *Hnet | Hnet | K*Hnet* Φ |
| 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.6 | 0.8 | 0.8 | 0.6 |
| 0.4 | 0.6 | 0.6 | 0.4 |
| 0.6 | 0.8 | 0.6 | 0.6 |
| 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| 0.6 | 0.4 | 0.4 | 0.6 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 |
| 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| 0.6 | 0.8 | 0.8 | 0.6 |
| 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 |
| 0.6 | 0.4 | 0.4 | 0.6 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.8 | 0.8 | 0.6 | 0.8 |
| 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.4 |
| 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 0.8 | 1 | 1 | 0.8 |

| Total | Calificación |
|-------|--------------|
| 1.6 | REGULAR |
| 2.4 | BUENO |
| 2.4 | BUENO |
| 2.4 | BUENO |
| 2.8 | BUENO |
| 2 | BUENO |
| 2.6 | BUENO |
| 0.8 | REGULAR |
| 1.6 | REGULAR |
| 2 | BUENO |
| 2.4 | BUENO |
| 1.2 | REGULAR |
| 1.6 | REGULAR |
| 2.8 | BUENO |
| 1.6 | REGULAR |
| 1.2 | REGULAR |
| 2 | BUENO |
| 2.4 | BUENO |
| 3 | BUENO |
| 1.2 | REGULAR |
| 2.4 | BUENO |
| 3.6 | BUENO |

4.2 Diagnóstico de Producción de Agua

En los campos maduros, el agua suele percibirse como un mal necesario. Si bien el agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, el exceso de agua producida representa un pasivo y un costo significativos para las compañías productoras de petróleo y gas.

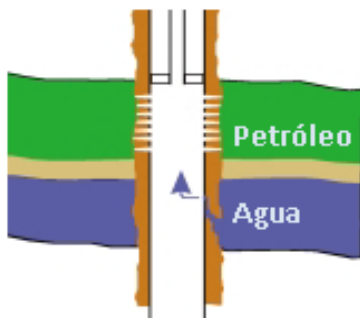
En los campos la rentabilidad se basa en el límite económico de la relación agua/petróleo (Campo Llanito un corte de agua de 98.8%). Hacer producir un pozo con un corte de agua por encima del límite económico genera un flujo de caja negativo. Si los costos del tratamiento del agua aumentan, el límite económico del agua disminuye. Puede suceder que para mantener la rentabilidad deba abandonarse el pozo con la consiguiente pérdidas de reservas.

Esta sección aborda el tema de detección del exceso de producción de agua. En primer lugar, se muestran las distintas formas en que el agua puede ingresar al hueco y finalmente se describe una metodología de diagnóstico sencilla para saber de qué forma se manifiesta el agua a los pozos productores.

4.2.1 Tipos de problemas de agua¹¹

Diez tipos específicos de problemas asociados con el agua se muestran por grado de complejidad. El corte de agua elevado puede ser el resultado de uno o más

Figura 41. Filtración



tipos de problemas. La resolución de los problemas menos complejos en primer término permite mitigar el riesgo y reducir el tiempo requerido para la recuperación de la inversión.

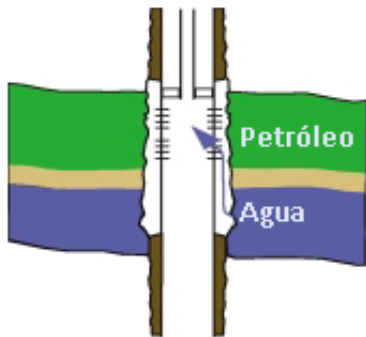
- **Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacadores.** Las filtraciones a través del revestidor, la tubería de producción o los empacadores permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna

¹¹ Fuente. Bill Bailey. "CONTROL DEL AGUA". Oilfield Review.

de producción (ver figura 41). La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Los registros de producción, tales como los registros de temperatura e inyectividad, pueden ser suficientes para diagnosticar estos problemas. Las soluciones habitualmente incluyen la inyección forzada de fluidos de aislamiento y el aislamiento mecánico.

➤ **Flujo canalizado detrás del revestidor.** La existencia de fallas en la

Figura 42. Canalización detrás del revestidor.

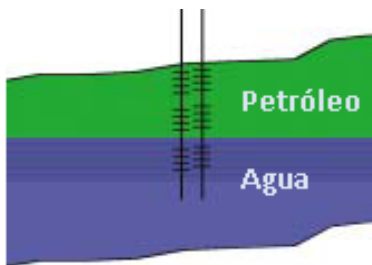


cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos (ver figura 42). Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular. Una causa secundaria puede ser la creación de un 'vacío' detrás del revestidor cuando se produce arena. Los registros de temperatura o de activación de oxígeno permiten detectar

el flujo de agua detrás de la tubería de revestimiento. Los fluidos de aislamiento pueden proporcionar una solución.

➤ **Contacto agua-petróleo (CAP) dinámico.** Si un contacto agua-petróleo

Figura 43. Contacto agua-petróleo.



uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada (ver figura 43). Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja, generalmente inferior a 1 md. En los pozos con mayores permeabilidades verticales ($K_v > 0,01 K_h$), es

más probable encontrar conificación de agua (ver figura 46) y otros problemas que se describen más adelante. En realidad, si bien este tipo de

problema podría considerarse como un subgrupo dentro de la conificación, la tendencia a la conificación es tan baja que el cegado cerca del hueco resulta efectivo. El diagnóstico no se puede realizar únicamente sobre la base de la invasión de agua identificada en el fondo del pozo, ya que otros problemas también pueden provocar este mismo fenómeno. En los pozos verticales, el problema puede resolverse mediante el aislamiento mecánico de la parte inferior del pozo. En los pozos horizontales, no existe ninguna solución en la zona vecina al pozo y es probable que se requiera un pozo de re-entrada.

- **Capa inundada sin flujo transversal.** Un problema habitual en la producción proveniente de capas múltiples se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada. En este caso, la fuente de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Por lo general, la capa inundada presenta el nivel de permeabilidad más elevado. La ausencia de flujo transversal facilita la resolución de este problema mediante la aplicación de fluidos de aislamiento rígidos o de aislamiento mecánico ya sea en el pozo inyector o en el pozo productor.

- **Fracturas o fallas entre inyector y productor.** En las formaciones

Figura 44. Fracturas inyector y productor



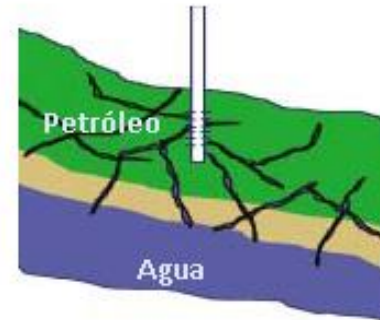
naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores (ver figura 44). Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso o se encuentra fisurado y se puede confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas de presión

transitoria. También se pueden utilizar registros de trazadores para cuantificar el volumen de las fracturas, valor que se utiliza para el diseño del tratamiento. La aplicación de un fluido de aislamiento en el pozo inyector de

agua puede ser efectiva sin afectar adversamente las fisuras que contribuyen a la producción de petróleo.

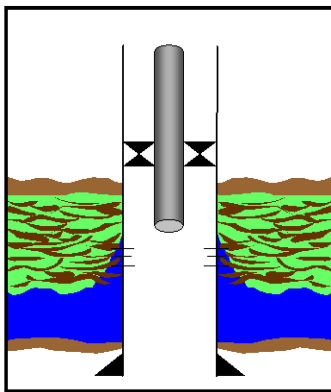
- **Fracturas o fallas de una capa de agua subyacente.** Se produce agua desde una zona de agua subyacente a través de fisuras naturales. Un problema similar ocurre cuando las fracturas hidráulicas penetran verticalmente en una capa de agua. La aplicación de fluidos de aislamiento puede resultar efectiva para este problema.

Figura 45. Fracturas de



- **Conificación o formación de cúspide (cussping).** En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada. La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. La producción acarrea agua hacia arriba, en dirección al pozo. Una capa de gel colocada por encima del cono puede resultar efectiva en lo que respecta a retardar el proceso de conificación. No obstante, para lograr efectividad, se requiere habitualmente un radio

Figura 46. Conificación.



de colocación del gel de 15 m [50 pies] como mínimo, lo que a menudo limita la viabilidad económica del tratamiento. Como alternativa con respecto a la colocación de gel, se puede perforar un nuevo pozo lateral cerca del tope de la formación, aumentando la distancia desde el contacto agua/petróleo y reduciendo la caída de presión, elementos ambos que reducen el efecto de conificación. La aplicación de una técnica de producción de drenaje dual también puede ser un tratamiento efectivo.

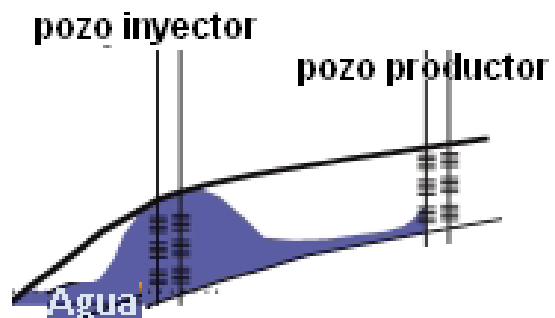
de colocación del gel de 15 m [50 pies] como mínimo, lo que a menudo limita la viabilidad económica del tratamiento. Como alternativa con respecto a la colocación de gel, se puede perforar un nuevo pozo lateral cerca del tope de la formación, aumentando la distancia desde el contacto agua/petróleo y reduciendo la caída de presión, elementos ambos que reducen el efecto de conificación. La aplicación de una técnica de producción de drenaje dual también puede ser un tratamiento efectivo.

➤ **Barrido areal pobre.** Este problema suele estar asociado con la heterogeneidad de la permeabilidad areal pobre o con la anisotropía; resulta particularmente severo en ambientes con canales de arena. Una solución es desviar el agua inyectada fuera del espacio poral ya barrido. Otra forma de acceder al petróleo no barrido es agregando tramos laterales de drenaje a los pozos existentes o mediante la perforación de pozos de relleno.

➤ **Capa segregada por gravedad.**

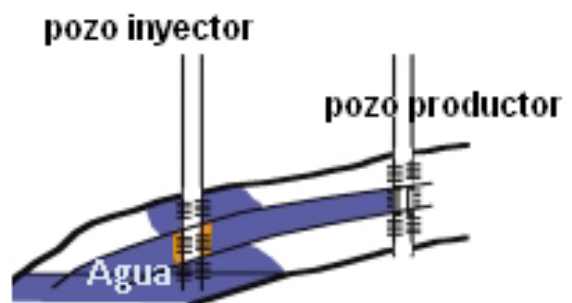
En capas prospectivas potentes, con buena permeabilidad vertical, el agua, proveniente de un acuífero o bien de un proyecto de inyección de agua, es segregada por gravedad y barre solamente la parte inferior de la formación. El aislamiento de los disparos inferiores en los pozos de

Figura 47. Capa segregada por gravedad



inyección o producción a menudo sólo tiene efectos marginales; en última instancia predomina la segregación por gravedad. Si se produce esta situación, los pozos de producción experimentarán conificación. Es improbable que los tratamientos con gel proporcionen resultados duraderos. Para acceder al petróleo no barrido puede resultar efectiva la perforación de pozos de drenaje laterales adicionales. Los fluidos de inundación viscosa energizada, la inyección de gas o la utilización alternada de ambas técnicas también puede mejorar la eficiencia de barrido vertical.

Figura 48. Capa de alta permeabilidad con flujo transversal



➤ **Capa de alta permeabilidad con flujo transversal.** A diferencia del

caso sin flujo transversal, la presencia de flujo transversal impide la implementación de soluciones que modifican los perfiles de producción o de inyección sólo en la zona vecina al pozo. La utilización de gel de penetración profunda puede proporcionar una solución parcial.

4.3 Metodología para el diagnóstico de producción de agua: curvas de Chan¹²

Una de las metodologías que se ha vuelto más popular en la industria petrolera es la aplicación de las Curvas de Chan, que desde mediados de los años noventa, ha ayudado a entender la procedencia del agua de los pozos productores.

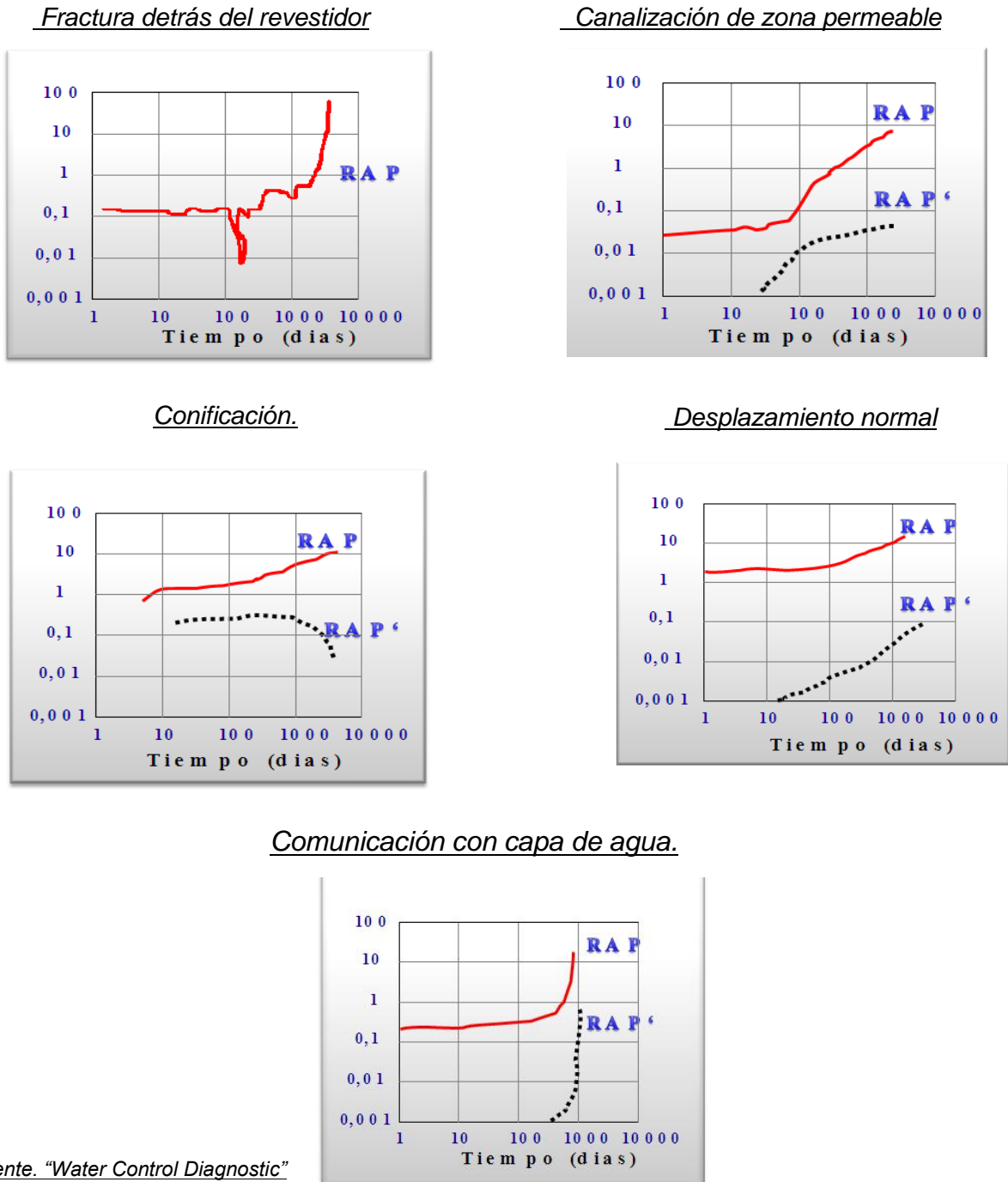
La metodología es muy sencilla y solo requiere de datos de producción: relación agua-petróleo (RAP). Se procede a graficar la RAP y la derivada de RAP versus el tiempo en un gráfico log-log. De acuerdo con la gráficas a continuación, se observan básicamente cinco tipos de comportamientos: una trayectoria de flujo abierta (ver figura 49) muestra un incremento muy rápido. Este perfil indica la existencia de flujo a través de una falla, una fractura o canal detrás del revestidor, que puede ocurrir en cualquier momento de la historia del pozo. El flujo de agua marginal por lo general muestra un rápido aumento en el momento de invasión seguido de una línea recta.

En el caso de múltiples capas, la línea puede presentar una línea escalonada dependiendo los contrastes de la permeabilidad de la capa. Un aumento gradual de la RAP indica la conificación de agua temprana en la vida del pozo. Normalmente se nivela entre una RAP de 1 y 10, y la pendiente de la RAP disminuye. Una vez que se estabiliza el cono de agua, la curva de RAP comienza a semejarse a la del flujo marginal. Un aumento progresivo del RAP y en la misma tendencia de la RAP' es solo un indicativo de un barrido normal de los fluidos producidos del yacimiento.

¹² Fuente: Chan KS: "Water control Diagnostic Plots". SPE 30775.

En caso de existir comunicación con zonas netamente acuíferas, será visible un comportamiento abrupto de la pendiente de la RAP; similar a una fractura. La magnitud de la pendiente, RAP', aparece punteada de color negro en los perfiles anteriores.

Figura 49. Curvas de diagnostico de Chan



Fuente. "Water Control Diagnostic"

4.3.1 análisis de las curvas¹³ de diagnostico.

El análisis se efectúa a las curvas de WOR (Water Oil Relationship) (Relación Agua Petróleo) y derivada de WOR versus tiempo, donde se busca una producción constante de fluido desde el inicio de la producción del pozo; de no ser así, se tiene que tener mucho cuidado en el análisis de las curvas, tomando en cuenta la variación de la producción de fluido con las gráficas de WOR: a mayor producción de fluido mayor WOR y viceversa.

Si al inicio de la producción del pozo, se observa una tasa alta de crecimiento del WOR, significa que el pozo tiene una permeabilidad vertical importante, es decir que la relación de permeabilidad horizontal/vertical K_h/k_v es baja ó menor a 2. Esto podría significar que existen problemas de conificación, canalización detrás del “casing” por mala cementación, canalización por capas de mayor Permeabilidad ó fracturas. Si, por el contrario, el WOR es prácticamente constante al inicio de la producción del pozo, significa que el pozo no tiene permeabilidad vertical apreciable, ó teniendo una permeabilidad vertical alta, la obstrucción de multicapas a lo largo del flujo vertical, hace tardar la presencia del agua. A fin de definir si existen multicapas, se tiene que observar la producción de fluido, el WOR y derivada de WOR, y si los dos últimos varían mucho más que la producción de fluido, se define entonces, que existe multicapas.

Observando la derivada del WOR; Si esta tiene pendiente negativa, indica que existe conificación y si es positiva, es canalización. Para determinar la gravedad de estos problemas, se calcula cuantitativamente la pendiente. En el caso que sea conificación, un valor normal de la pendiente es de -2.8; si su valor absoluto es mayor, la conificación se presentará más rápidamente; y, si es canalización la pendiente tendrá un valor normal de 3; si este fuera mayor, la canalización sería más rápida.

³ Fuente: Chan KS: “Water control Diagnostic Plots”. SPE 30775.

Para distinguir si es canalización detrás del “casing” por mal cemento, se tiene que evaluar los registros de cementación, donde se aprecia la cantidad de pies de buen cemento bajo el contacto agua petróleo. A fin de realizar esta evaluación, es necesario saber el tipo de “casing” de revestimiento.

A fin de definir si existe entrada de agua por capas de mayor permeabilidad ó si es fractura, se deben correr dos registros: Production Logging Tool (PLT) y Reservoir Saturation Tool (RST). Con estos dos registros se puede saber cuánta entrada de cada uno de los fluidos existe a cada una de las profundidades, e inferir que problema ocurre en el pozo.

Para definir si un pozo es buen candidato para continuar produciendo más petróleo, es importante saber el tiempo de producción del pozo, la producción acumulada de agua y de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulados.

Analizando la producción acumulada de petróleo que tendría el pozo, si este continua con la misma producción de agua, es decir sin realizar ningún tipo de tratamiento al pozo, se realiza un grafico de recuperación; este muestra la tendencia ascendente de la relación agua-petróleo respecto de la producción y de esta manera se podría determinar si un pozo tendría una contribución considerable a la producción de petróleo.

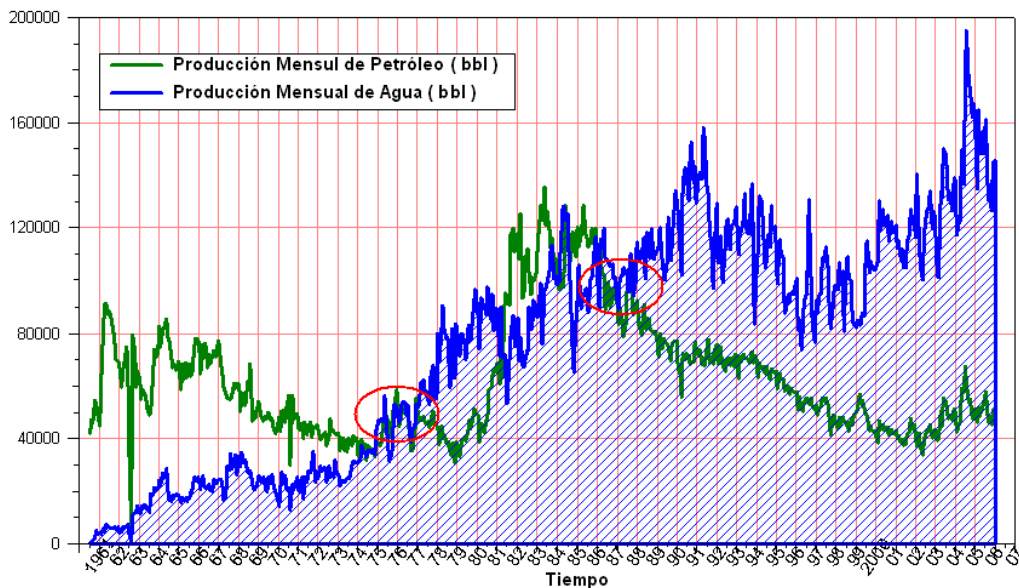
Si la RAP extrapolada alcanza el límite económico cuando el petróleo producido acumulado alcanza las reservas recuperables esperadas, entonces el agua producida se considera agua aceptable.

4.3.2 Análisis y diagnostico de los pozos

Los pozos completados en la formación Mugrosa del campo Llanito, tienen problemas de alta producción de agua a partir de los inicios de 1975, agravándose estos en los inicios de 1989 (ver figura 50). Este hecho tiene una grave repercusión económica para el proyecto debido no solo a la disminución de la producción de petróleo sino también al costo de manejo de importantes volúmenes de agua producida.

Debido a la detección de este problema, se elaboró este estudio a fin de analizar las causas de la alta producción de agua, con el objetivo de identificar el tipo de problema y de esta manera saber el tipo de solución a aplicar.

Figura 50. Producción mensual de agua y petróleo



Fuente: Oilfield Manager Production software.

Utilizando la selección de los pozos realizado en el capítulo II (ver tabla 23); haciendo uso del índice de heterogeneidad para determinar los pozos con alta producción de agua. Es objetivo de este capítulo realizar el diagnostico y análisis de los pozos seleccionados y con la información obtenida intentar determinar qué tipo de problema puede estar ocurriendo en el sistema pozo-formación que resulte en la producción excesiva de agua.

Tabla 23. Pozos seleccionados con alta producción de agua.

| INDICE DE HETEROGENEIDAD | | | INDICE DE HETEROGENEIDAD | | |
|-----------------------------|---|---|-----------------------------|---|---|
| 1.- Alto Aceite - Alta Agua | | | 1.- Alto Aceite - Alta Agua | | |
| 2.- Bajo Aceite - Alta Agua | | | 2.- Bajo Aceite - Alta Agua | | |
| Pozo | 1 | 2 | Pozo | 1 | 2 |
| LL009 | * | | LL060 | | * |
| LL011 | * | | LL069 | * | |
| LL012 | * | | LL071 | * | |
| LL017 | * | | LL072 | | * |
| LL018 | * | | LL075 | * | |
| LL020 | * | | LL080 | * | |
| LL021 | * | | LL084 | * | |
| LL023 | * | | LL086 | | * |
| LL026 | * | | LL090 | * | |
| LL031 | * | | LL091 | | * |
| LL035 | * | | LL095 | * | |
| LL036 | * | | LL098 | | * |
| LL038 | * | | LL099 | * | |
| LL041 | * | | LL102 | * | |
| LL055 | * | | LL104 | * | |

Fuente. Los autores.

Los pozos seleccionados se encuentran clasificados como pozos: “Alto Aceite-Alta Agua” y “Bajo Aceite-Alta Agua”. De los 30 pozos obtenidos del índice de heterogeneidad con alta producción de agua respecto a la de petróleo, dos se encuentran actualmente abandonados (pozos 60 y 71) y nueve pozos actualmente inactivo (LL-11, LL-12, LL-17, LL-26, LL-38, LL-55, LL-80, LL-72 y LL-86) siendo esta condición de mayor interés para el análisis.

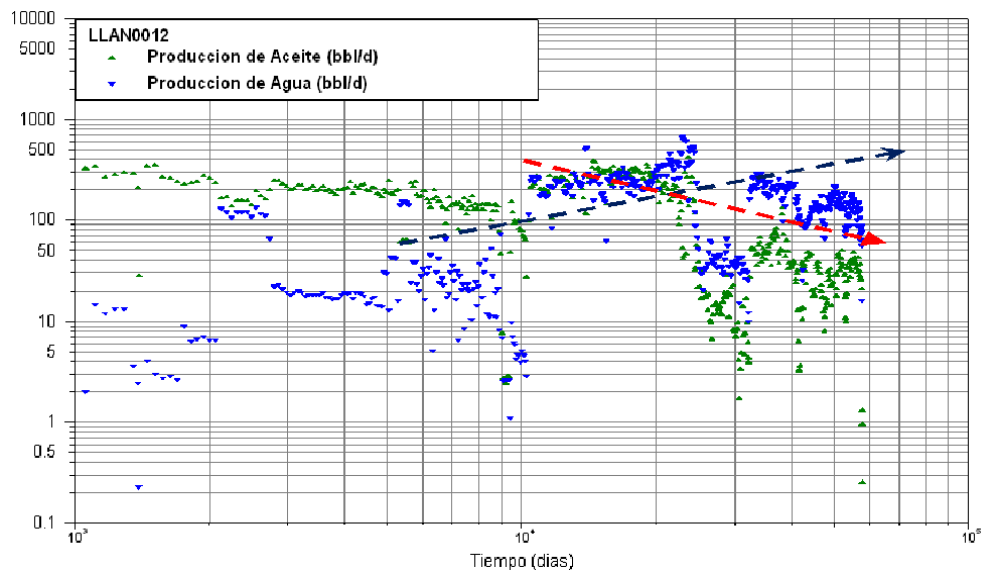
A continuación se muestra el análisis realizado para los pozos 12 y 26, siendo estos pozos los que coinciden con los pozos elegidos en el capítulo II como pozos

que presentan problemas de producción. En el **Anexo B** se tiene el análisis para cada uno de los pozos seleccionados.

Análisis Pozo 12

Un gráfico de las tasas de flujo de agua y petróleo con respecto al tiempo puede resultar útil para identificar los problemas de agua. La figura 51 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea confirmando, así problemas por producción de agua.

Figura 51. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 12.

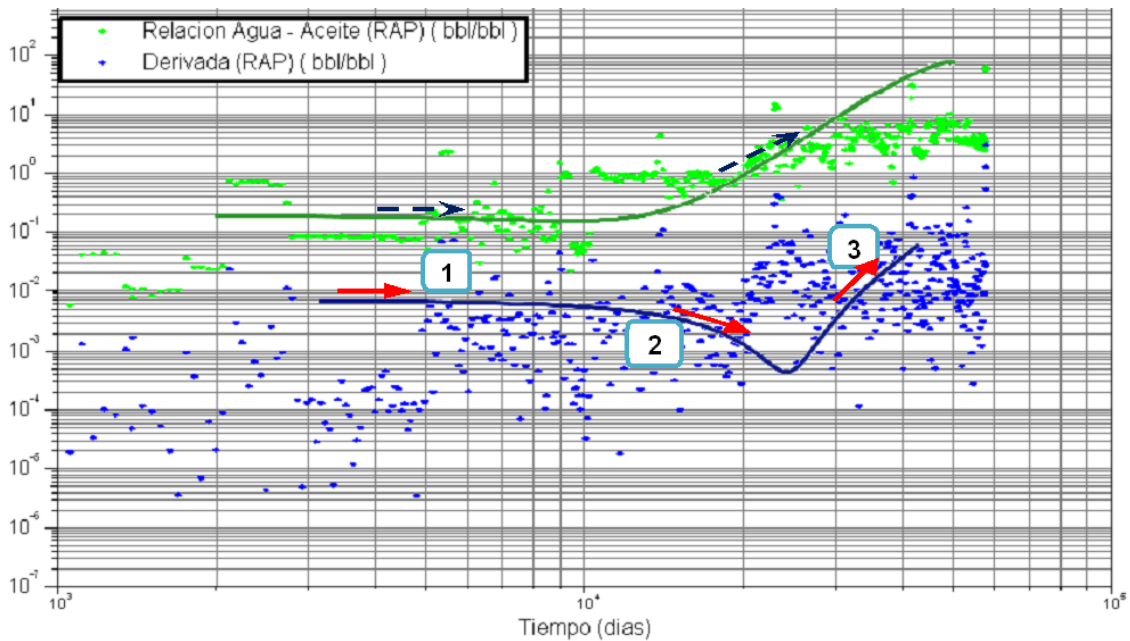


Fuente: Oilfield Manager Production software.

Para el diagnóstico del problema de agua del pozo 12, se utilizó el Sistema de Curvas de Diagnóstico, para conocer de manera confiable cual era el tipo de fenómeno de producción de agua que ocurre en el pozo. Para el caso del pozo 12, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 52 (curva RAP verde y RAP' azul).

La gráfica Log-Log, muestra tres etapas, en las cuales se puede dividir la interpretación del fenómeno de producción de agua ocurrido a lo largo de toda la vida productiva del pozo. La primera etapa, corresponde a un comportamiento constante de la curva de RAP, mostrando la producción inicial esperada (punto 1). Una vez concluida esta etapa se visualiza, a pesar de la dispersión de los puntos, la posible formación de un cono de agua, ya que la pendiente de la RAP' muestra un cambio negativo (punto 2). La tercera etapa, muestra un cambio brusco en la pendiente de la RAP', lo cual es un indicativo, según Chan¹⁴ de que el cono llegó a las perforaciones del pozo, produciéndose agua abruptamente y mostrando así un comportamiento de canalización (punto 3).

Figura 52. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 12))



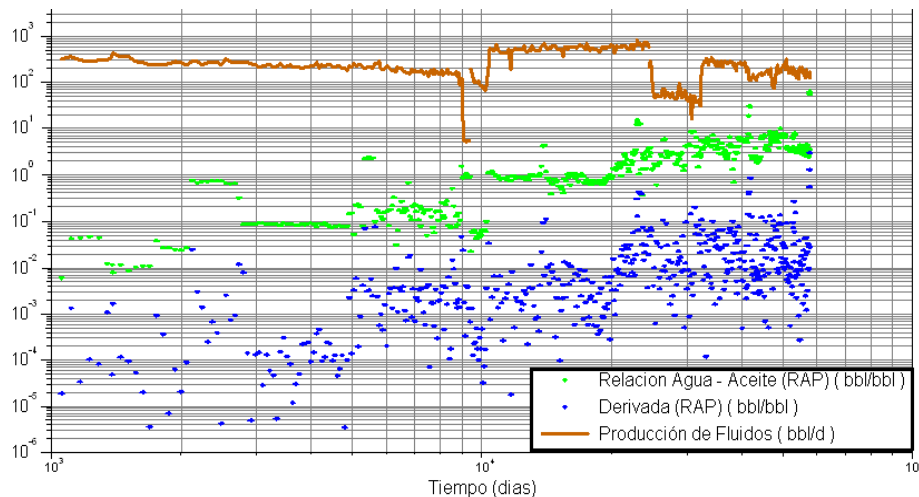
Fuente: Oilfield Manager Production software.

Observando que el RAP es prácticamente constante al inicio de la producción del pozo, significa que el pozo no tiene permeabilidad vertical apreciable, ó teniendo una permeabilidad vertical alta, la obstrucción de multicapas a lo largo del flujo vertical, hace tardar la presencia del agua.

¹⁴ Fuente: Chan KS: "Water control Diagnostic Plots". SPE 30775.

A fin de definir si existe multicapas, se tiene que observar la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, como estos dos últimos varían mucho más que la producción de fluido, se define entonces, que existe multicapas. Es de esperarse que siendo la canalización el ultimo comportamiento reflejado por las graficas de diagnostico, este será el tendencia futura que mostraran estas graficas si no se realizara ningún tipo de tratamiento al pozo.

Figura 53. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bpd) del pozo 12



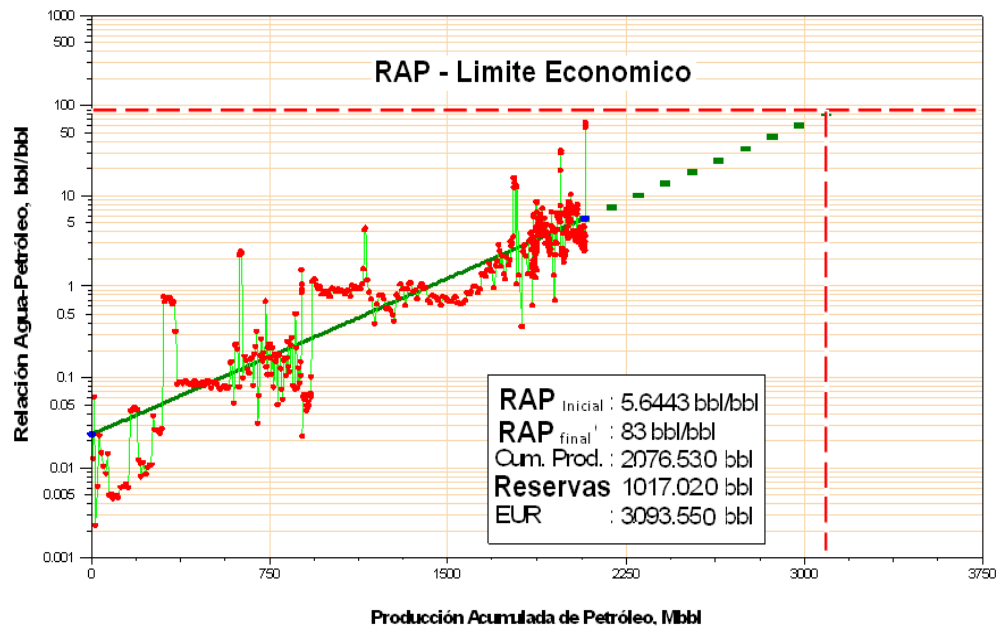
Fuente: Oilfield Manager Production software.

Se realizo un grafico de recuperación¹⁵ (Log RAP vs Producción Acumulada de Petróleo), a fin de observar la tendencia ascendente de la RAP respecto de la producción de petróleo si al pozo no se le realizara ninguna medida de reparación (figura 54). Extrapolando la RAP al límite económico ($W_c = 98\%$) se observa que la recuperación de petróleo producido acumulado ($EUR = N_p + \text{reservas}$) es cerca de 3.000.000 Bbl lo que indica unas reservas recuperables de 1.000.000 Bbl, esto asumiendo que la línea ajustada muestra el comportamiento futuro de la producción del pozo; si se observa detenidamente se presenta un aumento brusco en la producción en los datos finales tabulados, lo que hace referencia a eventos

¹⁵ Fuente: Bill Bailey. "CONTROL DEL AGUA". Oilfield Review.

operacionales (una pesca no exitosa) que afectaron de alguna manera el desarrollo de la producción del pozo, puesto que bloquea intervalos importantes de la formación productora, por tal motivo, el pozo aun con expectativas importantes en cuanto reservas fue necesario su cierre.

Figura 54. Grafico de recuperación (Log RAP vs Petróleo acumulado)



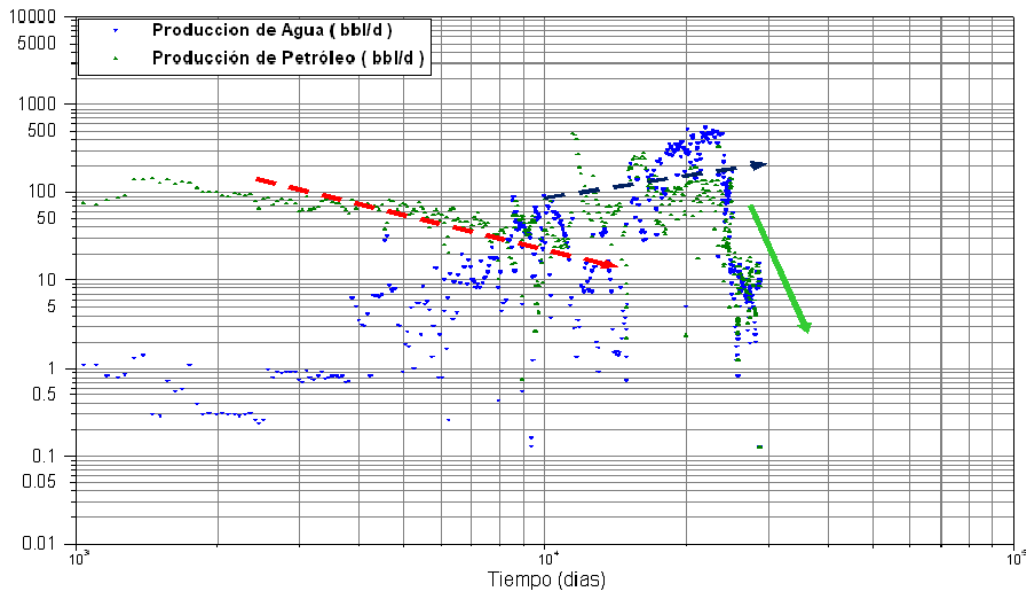
Fuente: Oilfield Manager Production software.

Análisis Pozo 26

La figura 55 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea confirmando, así problemas por producción de agua, además una agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es casi rectilínea, mientras que observando la grafica se percibe una declinación pronunciada lo que puede indicar la existencia de otro problema por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño.

Para el diagnóstico del problema de agua del pozo 26, se utilizó el Sistema de Curvas de Diagnóstico¹⁶. Para el caso del pozo 26, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 56 (curva RAP verde y RAP' azul).

Figura 55. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 26.



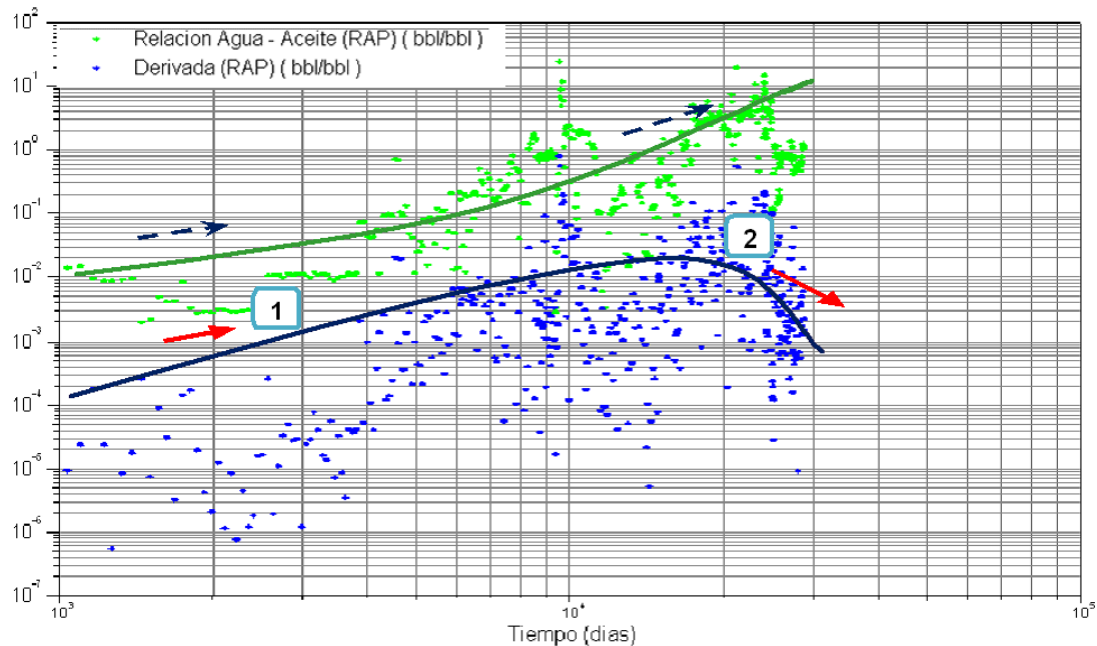
Fuente: Oilfield Manager Production software.

La gráfica Log-Log, muestra dos etapas, en las cuales se puede dividir la interpretación del fenómeno de producción de agua ocurrido a lo largo de toda la vida productiva del pozo. La primera etapa, corresponde a un comportamiento constante de la curva de RAP, mostrando la producción inicial esperada (punto 1). Una vez concluida esta etapa se visualiza, a pesar de la dispersión de los puntos, la posible formación de un cono de agua, ya que la pendiente de la RAP' muestra un cambio negativo (punto 2), Quizás la conificación se deba a alto fallamiento de las formaciones y por tanto la comunicación entre zonas subyacentes.

¹⁶ Fuente: Chan KS: “Water control Diagnostic Plots”. SPE 30775.

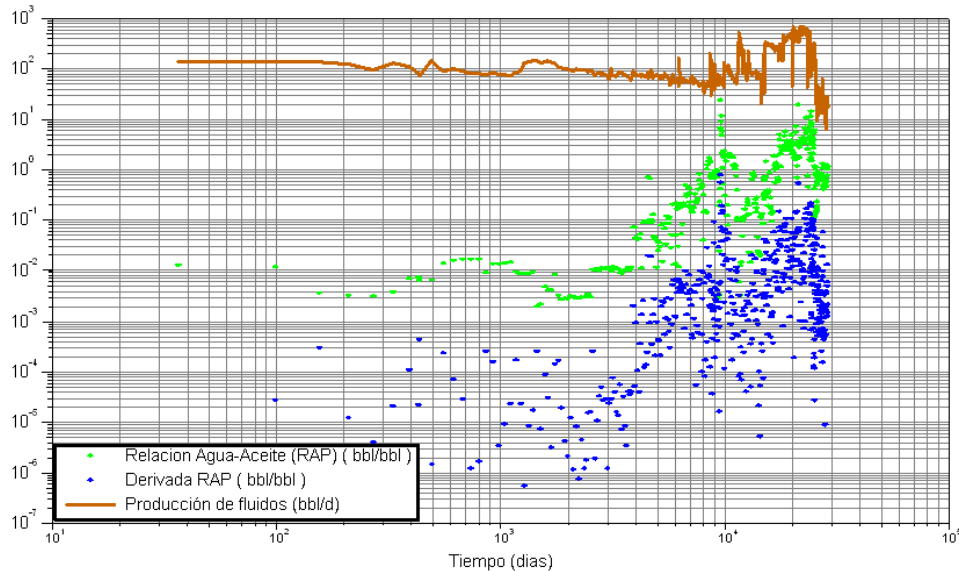
Observando que el RAP es prácticamente constante al inicio de la producción del pozo, significa que el pozo no tiene permeabilidad vertical apreciable, ó teniendo una permeabilidad vertical alta, la obstrucción de multicapas a lo largo del flujo vertical, hace tardar la presencia del agua. A fin de definir si existe multicapas, se observa la grafica de producción de fluido, el RAP y derivada de RAP (figura 56), como estos dos últimos varían mucho más que la producción de fluido, se define entonces, que existe multicapas.

Figura 56. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 26))



Fuente: Oilfield Manager Production software.

Figura 57. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bpd) del pozo 26

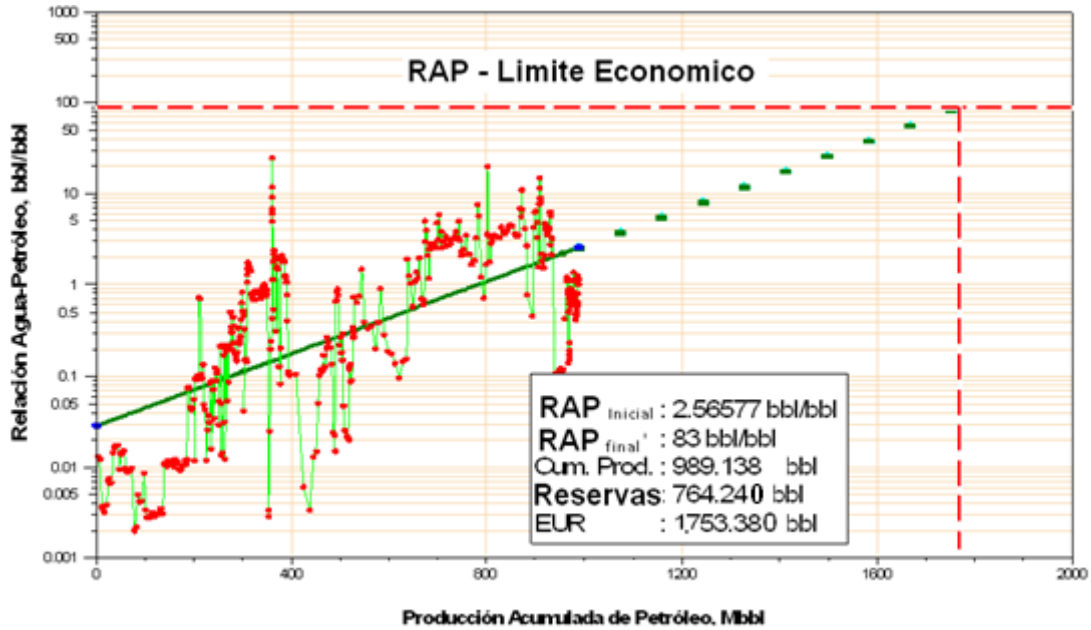


Fuente: Oilfield Manager Production Software.

Extrapolando la RAP al límite económico ($W_c = 98.8\%$), del grafico de recuperación¹⁷ (Log RAP vs Producción Acumulada de Petróleo), se observa que la reservas obtenidas son importantes para cuando la producción de agua alcanza el limite económico, pero como se observar existe una disminución abrupta de la producción de fluidos en el pozo debida, al agotamiento de a energía de la formación y puesto que la producción de agua atrajo consigo producción de sólidos, múltiples trabajos limpieza se han realizado, pero el problema de arenamiento se intensifico por el aumento de la producción de agua debido a la comunicación con formaciones acuíferas y sumando a esto la disminución de petróleo, el mantenimiento de este pozo no es viable; por esta razón fue necesario el cierre de este.

¹⁷ Fuente: Bill Bailey. "CONTROL DEL AGUA". Oilfield Review.

Figura 58. Grafico de recuperación (Log RAP vs Petróleo acumulado)



Fuente: Oilfield Manager Production software.

Para el diagnóstico, se han empleado procedimientos conocidos como el análisis del RAP y su derivada¹⁸. Con este análisis se ha determinado como causas principales de la alta producción de agua, la baja relación de permeabilidad horizontal/vertical (K_h/k_v) que existe en el yacimiento debido a la presencia de múltiples capas y, posiblemente el aumento de la alta viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento, lo que ha provocado una mayor movilidad del agua. Además las altas tasas de producción de agua trajo consigo un problema de desplazamiento de sólidos, lo que ocasiona mayores costos de tratamiento y a su vez la posible formación de cavernas detrás del revestimiento, por tal razón en algunos pozos se observa un aumento abrupto de la producción de agua.

Es importante resaltar que para distinguir si es canalización detrás del “casing” por mal cemento, se tiene que evaluar los registros de cementación, donde se aprecia la cantidad de pies de buen cemento bajo el contacto agua petróleo. Y a fin de definir si existe entrada de agua por capas de mayor permeabilidad ó si es

¹⁸ Fuente: Chan KS: “Water control Diagnostic Plots”. SPE 30775.

fractura, se deben correr dos registros: Production Logging Tool (PLT) y Reservoir Saturation Tool (RST). Con estos dos registros se puede saber cuánta entrada de cada uno de los fluidos existe a cada una de las profundidades, e inferir que problema ocurre en el pozo y de esta manera saber el tipo de solución a aplicar.

En la tabla 24 se muestra los resultados obtenidos de la evaluación de las curvas de diagnóstico realizado para cada uno de los pozos seleccionados; relacionando las reservas estimadas a través de las curvas de declinación de los pozos (capítulo II), con el fin de determinar si la producción de agua para los pozos se encuentra en un rango aceptable, de tal manera que sea posible la recuperación de la reservas estimadas de petróleo sin realizar costosos trabajos de reparación a los mismos.

Se asigna a los pozos “Grado alto de canalización” (G.A Canalización), aquellos pozos analizados cuyo comportamiento de la pendiente de las curvas de RAP y derivada del RAP, aumento bruscamente (pendiente positiva). Los pozos estipulados como “Grado bajo de Canalización” (G.B Canalización), son aquellos que presentaron un leve aumento de la pendiente de la derivada del RAP. Los pozos asignados como de “Grado alto de Conificación” (G.A Conificación), aquellos cuyo comportamiento de la curva de RAP y derivada del RAP presenta una brusca pendiente negativa. Se estableció que los pozos con una curva de derivada de RAP que presente una leve pendiente negativa, serán llamados como de “Grado Bajo de Conificación” (G.B Conificación).

Tabla 24. Análisis y diagnostico de los pozos.

| Pozo | Diagnostico | RESERVAS (Bbl) | ESTADO | Nota |
|----------|-----------------------|----------------|----------|---|
| LLAN0009 | G.B Canalización | 188.107 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas. |
| LLAN0011 | G.B Canalización | 23.849 | Inactivo | Su inactividad posiblemente se deba al agotamiento de la energía de la formación, además graves problema de arenamiento |
| LLAN0012 | G.B Canalización | 288.422 | Inactivo | Su inactividad es debida a problemas operacionales (pesca no exitosa) |
| LLAN0017 | G.B Canalización | 27.271 | Inactivo | RAP en el límite económico |
| LLAN0018 | G.A Conificación | 225.829 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas |
| LLAN0020 | G.B Canalización | 242.515 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas |
| LLAN0021 | Desplazamiento normal | 239.801 | Activo | Su produccion de agua se encuentra en una tasa aceptable |
| LLAN0023 | G.A Conificación | 247.374 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas. |
| LLAN0026 | G.A Conificación | 367.621 | Inactivo | Su inactividad posiblemente se deba al agotamiento de la energía de la formación. |
| LLAN0031 | Desplazamiento normal | 9.354 | Activo | Su produccion de agua se encuentra en una tasa aceptable |
| LLAN0035 | Desplazamiento normal | 87.441 | Activo | Su produccion de agua se encuentra en una tasa aceptable |
| LLAN0036 | G.B Canalización | 222.138 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas. |
| LLAN0038 | Desplazamiento normal | 36.809 | Inactivo | su produccion de agua se encuentra en una tasa aceptable |

| Pozo | Diagnostico | RESERVAS (Bbls) | ESTADO | Nota |
|----------|-----------------------|-----------------|----------|--|
| LLAN0041 | G.B Canalización | 80.448 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas. |
| LLAN0055 | G.B Canalización | 359.175 | Inactivo | Grave problema de arenamiento. RAP en el límite económico |
| LLAN0069 | G.B Canalización | 78.416 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas. |
| LLAN0072 | G.A Canalización | 3.626 | Inactivo | Grave problema de arenamiento. RAP en el límite económico. Posiblemente daño en el casing |
| LLAN0075 | Desplazamiento normal | 13.362 | Activo | Su producción de agua se encuentra en una tasa aceptable |
| LLAN0080 | G.B Canalización | 9.288 | Inactivo | RAP en el límite económico |
| LLAN0084 | Desplazamiento normal | 168.813 | Activo | Su producción de agua se encuentra en una tasa aceptable |
| LLAN0086 | G.A Canalización | 88.356 | Inactivo | Grave problema de arenamiento. RAP en el límite económico. Posiblemente daño en el casing |
| LLAN0090 | G.B Canalización | 413.072 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas. |
| LLAN0091 | G.A Canalización | 751.196 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas. |
| LLAN0095 | Desplazamiento normal | 538.233 | Activo | Su producción de agua se encuentra en una tasa aceptable |
| LLAN0098 | G.A Canalización | 56.114 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas. |
| LLAN0099 | Desplazamiento normal | 1.158.950 | Activo | su producción de agua se encuentra en una tasa aceptable |
| LLAN0102 | G.A Canalización | 447.936 | Activo | Posiblemente desarrollando algún tipo de tratamiento de remediación ayude a la recuperación de las reservas estimadas. |
| LLAN0104 | Desplazamiento normal | 356.886 | Activo | su producción de agua se encuentra en una tasa aceptable |

Fuente. Los autores

4.4 Diagnostico Conjunto

En este punto ya se tiene una clasificación adelantada de los pozos que muestran los mejores y regulares comportamientos, según cada propiedad que ha sido evaluada, con lo que se busca integrar todos los criterios de evaluación para evidenciar los problemas que afectan la producción del campo Llanito. Y de esta manera seleccionar los pozos que cuentan con excelentes cualidades respecto a las variables analizadas, pero tienen una baja producción acumulada, con el fin de postularlos a algún tipo de reacondicionamiento y así poder recuperar un mayor porcentaje de sus reservas.

Inicialmente se prestó atención hacia la agrupación de los pozos según sus propiedades petrofísicas, de esta manera se consideró pertinente la inclusión del indicativo “Bueno” y “Regular” en la sección “Petrofísica” del análisis conjunto para la selección.

Luego de tener en cuenta el indicativo de las propiedades de la roca de yacimiento, procedemos a evaluar las reservas estimadas de cada pozo en los análisis de declinación de curvas de producción (DCA), de manera que se tenga un pronóstico global de las reservas potenciales que tiene cada pozo; es importante aclarar que ningún trabajo de reacondicionamiento de pozo tiene como motivo incrementar las reservas de hidrocarburos que se tienen en el campo, de manera que tan solo se busca dar una base de referencia para obtener una aceleración en la producción de aceite y asimismo optimizar el Factor de Recobro del campo.

Al evaluar el contenido de reservas, estamos asegurando que los pozos con unas cantidades considerables de reservas de petróleo que presentan baja producción acumulada podrán cubrir en su producción a futuro, los costos de inversión que representan cada uno de los trabajos a efectuar por parte de la empresa operadora.

Siguiendo el orden de ideas, se incluye la clasificación de los pozos, según las conductas mostradas en los mapas de comportamiento, el estado actual de los pozos e índices de heterogeneidad evaluados previamente.

A parte de los parámetros anteriormente mencionados, y debido a la incertidumbre en lo referente a presiones y la misma complejidad estratigráfica del campo, se incluyó un análisis de agotamiento de cada uno de los bloques que conforman el campo, con el fin de relacionar la producción de los pozos viejos y nuevos con la energía del yacimiento; y de esta manera tener presente el agotamiento de las zonas para las futuras perforaciones de nuevos pozos, que contribuirán al desarrollo de la producción del campo.

Finalmente teniendo en cuenta el aumento de la producción de agua a través de los años, se implementó la metodología de curvas de diagnóstico desarrolladas por Chan, a fin de analizar las causas de la alta producción de agua que ocurre en el sistema pozo formación, con el objetivo de identificar el tipo de problema y de esta manera saber el tipo de solución a aplicar.

Tabla 25. Evaluación del análisis conjunto de la producción del campo Llanito.

| Pozo | Petrofísica | Pronósticos | | Comportamiento | | Índice de Heterogeneidad | | | | ESTADO |
|----------|-------------|-------------|-------|------------------|------------------|--------------------------|-------|-------|-------|------------|
| | | Reservas | Qi | Alto Rendimiento | Bajo Rendimiento | HO-HW | HO-LW | LO-HW | LO-LW | |
| LLAN0001 | REGULAR | - | 0,64 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0002 | REGULAR | 35.052 | 6,83 | | | | * | | | ABANDONADO |
| LLAN0003 | BUENO | 7.693 | 1,27 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0004 | REGULAR | 74.055 | 14,19 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0007 | BUENO | 51.437 | 6,07 | | | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0009 | REGULAR | 188.107 | 25,09 | | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0010 | BUENO | 78.189 | 13,48 | * | | | * | | | INACTIVO |
| LLAN0011 | REGULAR | 23.849 | 5,42 | | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0012 | BUENO | 288.422 | 44,11 | | | * | | | | INACTIVO |
| LLAN0013 | BUENO | 9.051 | 1.52 | | * | | | | * | ABANDONADO |
| LLAN0015 | BUENO | - | 1 | | * | | | | * | ABANDONADO |
| LLAN0016 | REGULAR | 24.000 | 4,98 | | * | | * | | | INACTIVO |
| LLAN0017 | BUENO | 27.271 | 5,78 | | * | * | | | | INACTIVO |
| LLAN0018 | REGULAR | 225.829 | 31,89 | | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0019 | BUENO | 18.879 | 3,56 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0020 | BUENO | 242.515 | 24,52 | * | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0021 | BUENO | 239.801 | 31,34 | | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0023 | BUENO | 247.374 | 27,7 | * | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0026 | BUENO | 367.621 | 35,82 | | | * | | | | INACTIVO |
| LLAN0027 | REGULAR | 6.274 | 8,83 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0028 | BUENO | 34.828 | 4,52 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0029 | BUENO | 43.367 | 6,12 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0030 | REGULAR | 14.647 | 3,47 | | | | * | | | ABANDONADO |

| Pozo | Petrofísica | Pronósticos | | Comportamiento | | Índice de Heterogeneidad | | | | ESTADO |
|----------|-------------|-------------|-------|------------------|------------------|--------------------------|-------|-------|-------|------------|
| | | Reservas | Qi | Alto Rendimiento | Bajo Rendimiento | HO-HW | HO-LW | LO-HW | LO-LW | |
| LLAN0031 | BUENO | 93.540 | 12,26 | | * | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0032 | BUENO | 7.487 | 7,97 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0033 | BUENO | 9.683 | 3,08 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0034 | REGULAR | 31.445 | 18,93 | | * | | | | * | ABANDONADO |
| LLAN0035 | REGULAR | 87.441 | 14,98 | | * | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0036 | BUENO | 222.138 | 29,89 | | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0037 | BUENO | 8.624 | 1,54 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0038 | REGULAR | 36.809 | 7,51 | | | * | | | | INACTIVO |
| LLAN0039 | REGULAR | 179.615 | 20,68 | | * | | | | * | ACTIVO |
| LLAN0041 | BUENO | 80.448 | 11,19 | | * | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0055 | REGULAR | 359.175 | 37,51 | | | * | | | | INACTIVO |
| LLAN0057 | BUENO | 175.138 | 20,32 | | * | | | | * | ACTIVO |
| LLAN0060 | REGULAR | 7.448 | 1,73 | | | | | * | | ABANDONADO |
| LLAN0069 | REGULAR | 78.416 | 14,45 | | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0071 | BUENO | 199.849 | 25,75 | * | | * | | | | ABANDONADO |
| LLAN0072 | BUENO | 3.626 | 1,75 | | * | | | * | | INACTIVO |
| LLAN0073 | REGULAR | 78.179 | 15,48 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0075 | REGULAR | 13.362 | 2,74 | * | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0076 | BUENO | 204.913 | 37,56 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0077 | BUENO | 375.898 | 41,16 | | | | * | | | INACTIVO |
| LLAN0078 | BUENO | 291.048 | 35,61 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0079 | BUENO | 5.444 | 1,94 | | * | | | | * | ABANDONADO |
| LLAN0080 | BUENO | 9.288 | 2,98 | | | * | | | | INACTIVO |

| Pozo | Petrofísica | Pronósticos | | Comportamiento | | Índice de Heterogeneidad | | | | ESTADO |
|----------|-------------|-------------|---------|------------------|------------------|--------------------------|-------|-------|-------|------------|
| | | Reservas | Qi | Alto Rendimiento | Bajo Rendimiento | HO-HW | HO-LW | LO-HW | LO-LW | |
| LLAN0081 | REGULAR | 35.320 | 12,58 | | * | | * | | | ACTIVO |
| LLAN0084 | REGULAR | 168.813 | 30,09 | | * | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0085 | REGULAR | 148.845 | 15,104 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0086 | REGULAR | 88.356 | 14,32 | | * | | | * | | ABANDONADO |
| LLAN0087 | REGULAR | - | 0,068 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0090 | REGULAR | 413.072 | 50,25 | | * | * | | | | INACTIVO |
| LLAN0091 | REGULAR | 751.196 | 104,033 | * | | | | * | | ACTIVO |
| LLAN0092 | REGULAR | 15.589 | 3,88 | | * | | | | * | ABANDONADO |
| LLAN0093 | REGULAR | 394.427 | 42,07 | * | | | * | | | ACTIVO |
| LLAN0094 | BUENO | 314.908 | 32,72 | | * | | | | * | ACTIVO |
| LLAN0095 | BUENO | 538.233 | 100,011 | * | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0096 | BUENO | 60.554 | 88,01 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0097 | REGULAR | 203.871 | 35,644 | | | | * | | | INACTIVO |
| LLAN0098 | BUENO | 56.114 | 11,36 | | * | | | * | | ACTIVO |
| LLAN0099 | BUENO | 1.158.950 | 108,002 | * | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0100 | BUENO | 330.117 | 34,02 | | | | | | * | ACTIVO |
| LLAN0101 | BUENO | 4.807 | 2,159 | | * | | | | * | ACTIVO |
| LLAN0102 | REGULAR | 447.936 | 53,68 | * | | * | | | | ACTIVO |
| LLAN0103 | BUENO | 7.768 | 2,78 | | * | | | | * | INACTIVO |
| LLAN0104 | BUENO | 356.886 | 51,41 | * | | * | | | | ACTIVO |

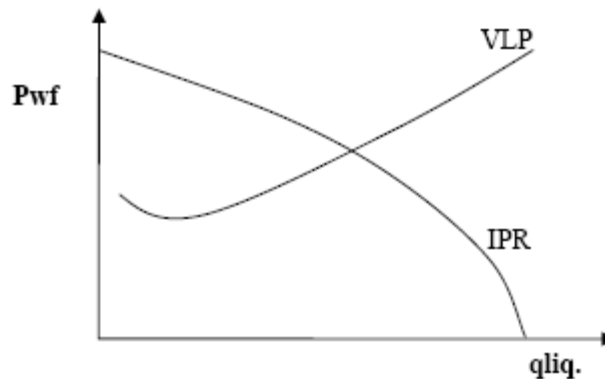
Fuente. Los autores

4.5 ANALISIS DE LAS CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW¹⁹

4.5.1 Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas VLP / IPR.

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina **Curva de Oferta** de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina **Curva de Demanda** de energía de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (“Inflow Performance Relationships”) y la de demanda es la VLP (“Vertical Lift Performance”)

Figura 59. Representación gráfica curva de oferta y demanda



Fuente. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal

¹⁹ Fuente. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal, Msc. Ricardo Maggiolo

4.5.2 Comportamiento de afluencia de formaciones productoras

- **Flujo de fluidos en el yacimiento**

La capacidad de aporte de la formación mugrosa B y C hacia el pozo se cuantificaron a través de modelos matemáticos simplificados de la ecuación de Vogel y Fetckovich.

A continuación se definen algunas relaciones importantes muy utilizadas en Ingeniería de Producción, para representar la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento

- **Índice de productividad**

Se define índice de productividad (J) a la relación existente entre la tasa de producción, q_0 , y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo, ($P_{ws} - P_{wfs}$). Para el caso de completamiento en pozos hueco abierto.

Para flujo continuo:

$$J(\text{bpd/lpc}) = \frac{q_0}{(P_{ws} - P_{wfs})} = \frac{0,00708 K_o h}{\mu_o B_o [\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S]} \quad (1)$$

Para flujo semi-continuo:

$$J(\text{bpd/lpc}) = \frac{q_0}{(P_{ws} - P_{wfs})} = \frac{0,00708 K_o h}{\mu_o B_o [\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S]} \quad (2)$$

Donde:

K_o , es la permeabilidad efectiva del aceite (Darcy).

h , Espesor de la formación ft.

μ_o viscosidad del aceite cp.

r_e radio de drenaje ft.

r_w radio del pozo ft.

q₀ Caudal inicial

En las ecuaciones anteriores la tasa es de petróleo, q₀, ya que se había asumido flujo solo de petróleo, pero en general, la tasa que se debe utilizar es la de líquido, q_l, conocida también como tasa bruta ya que incluye el agua producida.

Escala típica de valores del índice de productividad en bpd/lpc:

Baja productividad: $J < 0,5$
 Productividad media: $0,5 < J < 1,0$
 Alta Productividad: $1,0 < J < 2,0$
 Excelente productividad: $2,0 < J$

- **Eficiencia de flujo (EF)**

Cuando no existe daño ($S=0$) el índice J reflejará la verdadera productividad del pozo y recibe el nombre de *Jideal* y en lo sucesivo se denotara J' para diferenciarlo del índice real J . Se define eficiencia de flujo a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal, matemáticamente:

$$EF = J / J' \quad (3)$$

- **IPR (Inflow Performance Relationships)**

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wfs} , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada P_{wfs} existe una tasa de producción de líquido q_l , que se puede obtener de la definición del índice de productividad:

$$q_l = J \cdot (P_{ws} - P_{wfs}) \text{ o también } P_{wfs} = P_{ws} - q_l / J \quad (4)$$

Obsérvese que la representación gráfica de P_{wfs} en función de q_l es una línea recta en papel cartesiano. La IPR representa una foto instantánea de la capacidad de aporte del

yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva y es normal que dicha capacidad disminuya a través del tiempo por reducción de la permeabilidad en la cercanías del pozo y por el aumento de la viscosidad del crudo en la medida en que se vaporizan sus fracciones livianas.

- **Flujo de petróleo y gas en yacimientos saturados**

En yacimientos petrolíferos donde la presión estática, P_{ws} , es menor que la presión de burbuja, P_b existe flujo de dos fases: una líquida (petróleo) y otra gaseosa (gas libre que se vaporiza del petróleo). El flujo de gas invade parte de los canales de flujo del petróleo disminuyendo la permeabilidad efectiva K_o , a continuación se describen las ecuaciones utilizadas para obtener la IPR en caso de tener flujo bifásico en el yacimiento.

La ecuación general de Darcy establece que:

$$q_o = \frac{0,00708 Kh}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \int_{P_{wf}}^{P_{ws}} \left\{ \frac{K_{ro}}{(\mu_o B_o)} \right\} dp \quad (5)$$

Asumiendo que se conoce P_{ws} , $S=0$, el límite exterior es cerrado y $P_{ws} < P_b$, la ecuación general quedaría (Flujo semicontinuo):

$$q_o = \frac{0,00708 Kh}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 3/4 \right]} \int_{P_{wf}}^{P_{ws}} \left\{ \frac{K_{ro}}{(\mu_o B_o)} \right\} dp \quad (6)$$

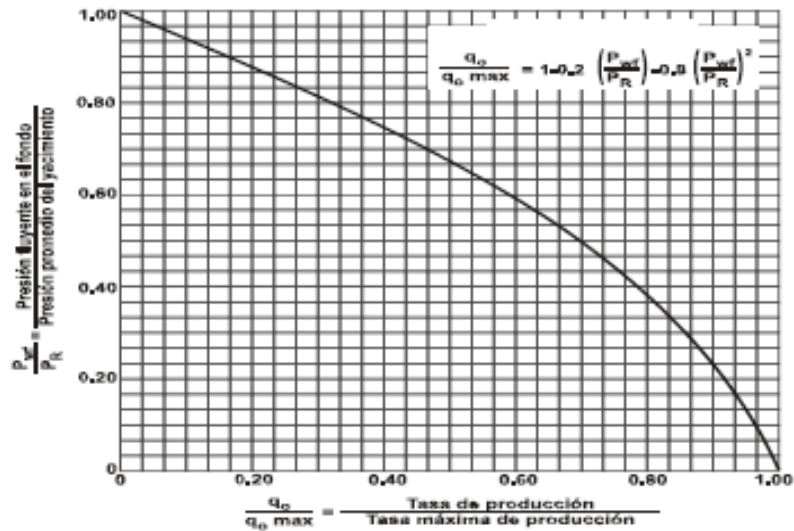
- **Ecuación y Curva de Vogel para yacimientos saturados**

Como resultado de su trabajo, Vogel publicó la siguiente ecuación para considerar flujo bifásico en el yacimiento:

$$q_o/q_{max} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (7)$$

La representación gráfica de la ecuación anterior es la curva IPR a dimensional presentada por Vogel, y que se muestra a continuación:

Figura 60. Curva IPR de Vogel yacimientos Saturados



Fuente: *Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal*

- **Validez de la ecuación de Vogel**

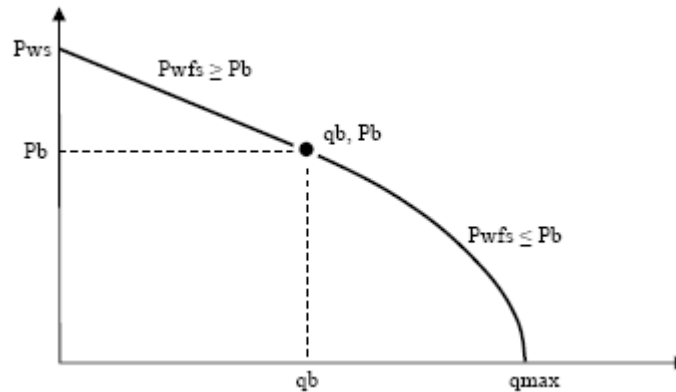
La solución encontrada ha sido ampliamente usada en la predicción de curvas IPR cuando existen dos fases (líquido y gas) y trabaja razonablemente según Vogel para pozos con porcentajes de agua hasta 30%.

- **Flujo de gas y petróleo en yacimientos sub-saturados**

En yacimientos subsaturados existirá flujo de una fase líquida (petróleo) para $P_{wfs} > P_b$ y flujo bifásico para $P_{wfs} < P_b$. En estos casos la IPR tendrá un comportamiento lineal

para P_{wfs} mayores o iguales a P_b y un comportamiento tipo Vogel para P_{wfs} menores a P_b tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 61. Curva IPR de Vogel yacimientos Sub-saturados



Fuente. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal

Nótese que la tasa a $P_{wfs} = P_b$ se denomina q_b .

- **Ecuación de Vogel para yacimientos subsaturados**

Dado que la IPR consta de dos secciones, para cada una de ellas existen ecuaciones particulares:

En la parte recta de la IPR, $q \leq q_b$ ó $P_{wfs} \geq P_b$, se cumple:

$$q = J(P_{ws} - P_{wfs}) \tag{8}$$

De donde, J se puede determinar de dos maneras:

- 1) Si se conoce una prueba de flujo (P_{wfs} , q_l) donde la $P_{wfs} > P_b$.

$$J = \frac{q(\text{prueba})}{P_{ws} - P_{wfs}(\text{prueba})} \tag{9}$$

- 1) Si se dispone de suficiente información se puede utilizar la ecuación de Darcy:

$$J = \frac{0,007.08 K_o h}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S \right]} \quad (10)$$

En la sección curva de la IPR, $q < q_b$ ó $P_{wfs} > P_b$, se cumple:

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \quad (11)$$

$$q = J(P_{ws} - P_{wfs}) \quad (12)$$

$$q_{max} - q_b = \frac{JP_b}{1,8} \quad (13)$$

La primera de las ecuaciones es la de Vogel trasladada en el eje X una distancia q_b , la segunda es la ecuación de la recta evaluada en el último punto de la misma, y la tercera se obtiene igualando el índice de productividad al valor absoluto del inverso de la derivada de la ecuación de Vogel, en el punto (q_b, P_b) .

Las tres ecuaciones anteriores constituyen el sistema de ecuaciones a resolver para obtener las incógnitas J, q_b y q_{max} . Introduciendo las dos últimas ecuaciones en la primera y despejando J se obtiene:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right)^2 \right]} \quad (14)$$

El valor de J, se obtiene con una prueba de flujo donde la P_{wfs} esté por debajo de la presión de burbuja, una vez conocida J, se puede determinar q_b y q_{max} quedando

completamente definida la ecuación de q la cual permitirá construir la curva IPR completa.

Otra manera de calcular el índice de productividad es con la ecuación de Darcy cuando se dispone de suficiente información del área de drenaje del yacimiento.

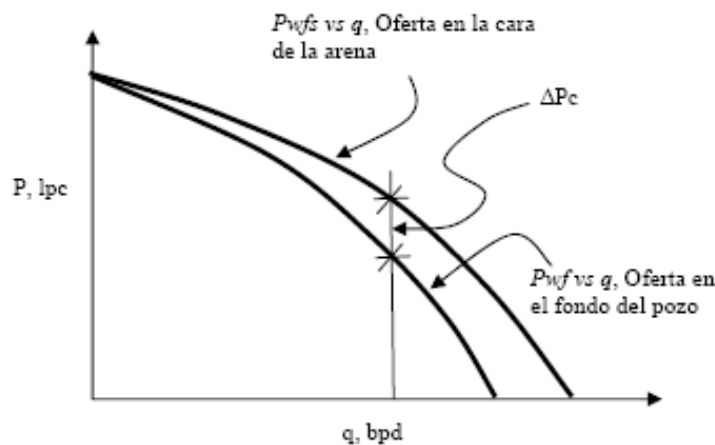
4.5.3 Curva de oferta de energía o afluencia de fluidos que el yacimiento entrega en el fondo del pozo (P_{wf} v.s. q)

Para obtener la curva de oferta de energía en el fondo del pozo, P_{wf} vs q , se le debe sustraer a la IPR para cada tasa de producción, la caída de presión que existe a través del completamiento, es decir:

$$P_{wf} \text{ (oferta)} = P_{wfs} - \Delta P_c \quad (15)$$

Donde ΔP_c se estima por las ecuaciones sugeridas por Jones, Blount & Glaze bien sea para cañoneo convencional o para empaque con grava, y P_{wfs} es la presión fluyente obtenidas en los cálculos de la IPR. La siguiente figura muestra la grafica de P_{wf} y P_{wfs} en función de la tasa de producción q .

Figura 62. P_{wf} y P_{wfs} en función de la tasa de producción q .

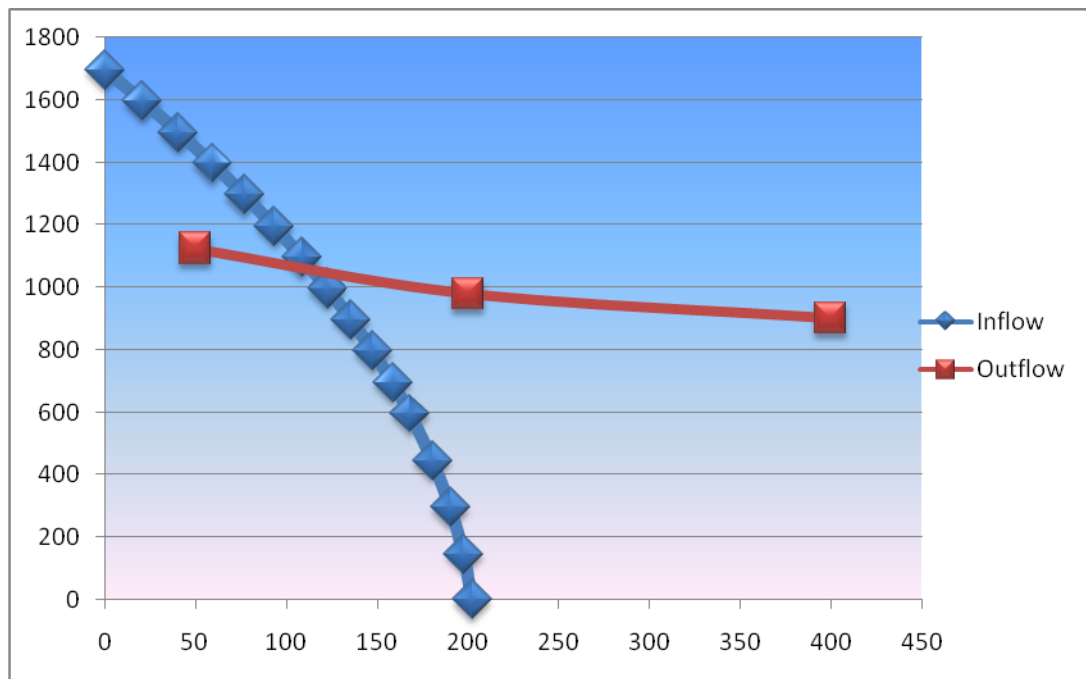


Fuente. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal

4.5.4 CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE LOS POZOS LL -10, LL-12, LL-100.

Teniendo en cuenta tanto las propiedades antes tabuladas como las pruebas de ascenso de presión existentes de los pozos seleccionados por sus buenas propiedades petrofísicas, se halló permeabilidad, presión inicial de yacimiento y daño a la formación por medio del software Pansystem, para generar las curvas de IPR, basados en las ecuaciones presentada anteriormente por Vogel, Fetckovich, Jones Blount & Glace

Figura 63. Curva de Inflow y Outflow pozo llanito 10



Fuente. Autores

P* < Pb

| | | | |
|--|---------------|--------------|---------------|
| Pb | 1952 | Pwf = | 1021 |
| P* = | 1695,9 | S = | -4,9 |
| q = | 200 | m = | -215,8 |
| EF = (P* - Pwf - dPskin)/(P* - Pwf) | | = | 2,38 |

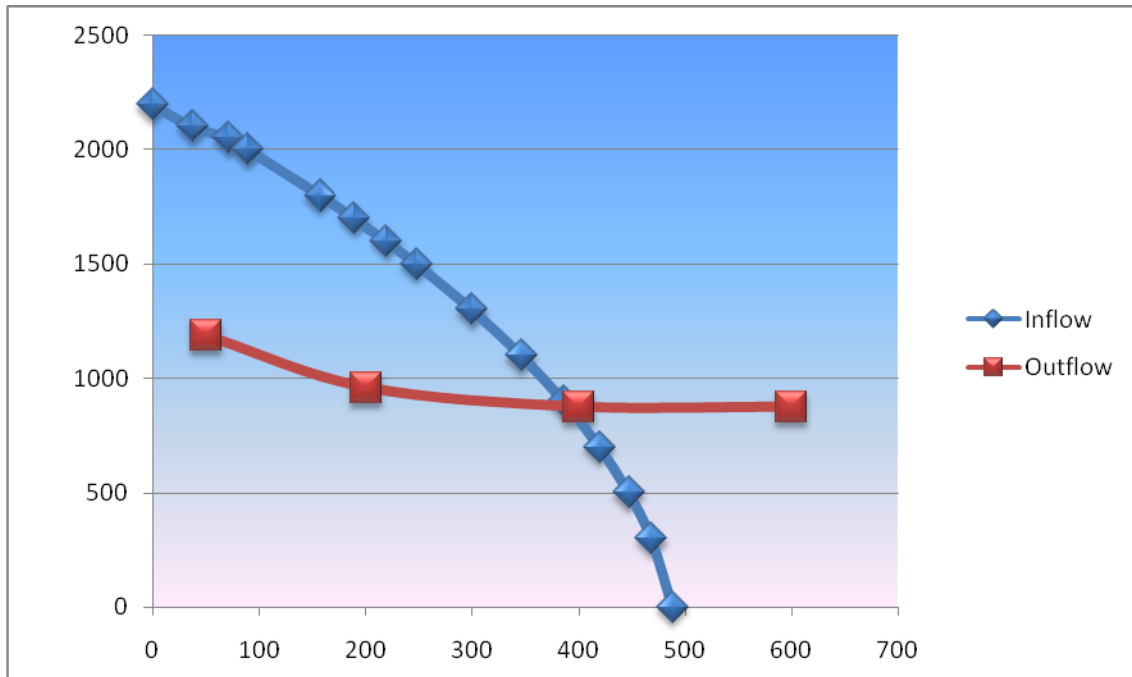
S = Daño a la formación

m = Pendiente de la línea de ajuste de la MTR

Para este pozo $P^* < P_b$, lo que quiere decir que al momento de realizar la prueba, para cualquier presión de fondo fluyendo, P_{wf} , se tendrá flujo en dos fases (gas y aceite) en el yacimiento y por lo tanto la grafica IPR constara solo de la sección curva; por tal motivo solo se hace uso de la ecuación de Vogel.

Como se observa en la grafica el corte de las curvas Inflow y Outflow corresponde al P_{wf} y caudal aportado por el pozo. Como se puede notar en las prueba de presión este pozo muestra una mejoría puesto que le factor de daño es negativo y por tanto al calcular la eficiencia de flujo da un valor por encima de 1. Al revisar los historiales del pozo se encontró que no sea realizado ningún tipo de tratamiento que ocasionara un aumento de la permeabilidad en la cara del pozo, pero este pozo se encuentra ubicado muy cerca de la falla principal que atraviesa el campo (Falla de Casabe) lo que quiere decir que se encuentra posiblemente en una zona fracturada naturalmente.

Figura 64. Curva de Inflow y Outflow pozo llanito 12



Fuente: Autores

$P^* < P_b$

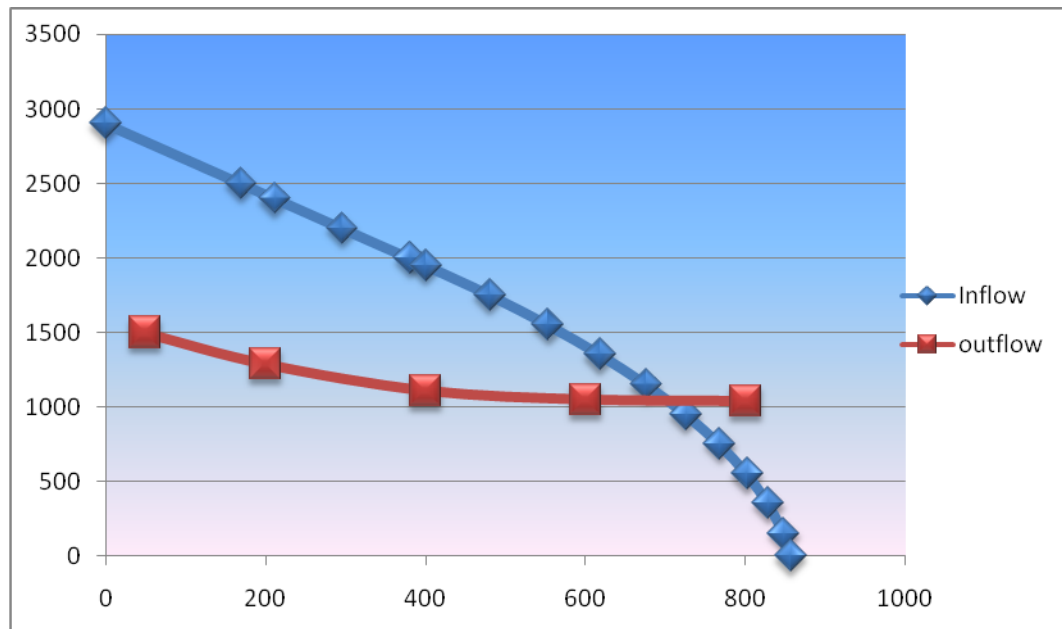
| | | | |
|--|----------------|------------------------------|----------------|
| P_b | 2239 | $P_{wf} =$ | 1800 |
| $P^* =$ | 2195,74 | $S =$ | -5,95 |
| $q =$ | 312 | $m =$ | -110,77 |
| $EF = (P^* - P_{wf} - dP_{skin}) / (P^* - P_{wf}) =$ | | 2,45 | |

Para este pozo $P^* < P_b$, lo que quiere decir que al momento de realizar la prueba, para cualquier presión de fondo fluyendo, P_{wf} , se tendrá flujo en dos fases (gas y aceite) en el yacimiento y por lo tanto la grafica IPR constara solo de la sección curva; por tal motivo solo se hace uso de la ecuación de Vogel.

Como se observa en la grafica el corte de las curvas Inflow y Outflow corresponde al P_{wf} y caudal aportado por el pozo. Como se puede notar en las prueba de presión este pozo muestra una mejoría puesto que le factor de daño es negativo y por tanto al calcular la eficiencia de flujo da un valor por encima de 1. Al revisar el historial del pozo

se encontró que no sea realizado ningún tipo de tratamiento que ocasionara un aumento de la permeabilidad en la cara del pozo, pero en la vida productiva del mismo fue fácil percibir el gran problema de arenamiento que tiene este pozo debido a las altas tasas de producción de agua; por lo tanto se podría decir que el daño negativo se deba a las cavidades formadas detrás del casing por causa del arrastre de sólidos. Se puede notar que el alto potencial del pozo corresponde con los análisis desarrollados en los capítulos anteriores que resaltan a este pozo como uno de más alto rendimiento. Cabe resaltar que la causa por la cual este pozo actualmente se encuentra inactivo es debido netamente a problemas operacionales.

Figura 65. Curva de Inflow y Outflow pozo llanito 100



Fuente: Autores

$P^* > P_b$

| | | | |
|--|---------------|------------------------------|-----------------|
| P_b | 1952 | $P_{wf} =$ | 2096 |
| $P^* =$ | 2902,8 | $S =$ | 2,69 |
| $q =$ | 175 | $m =$ | -167,215 |
| $J^* = q / (P^* - P_{wf})$ | | | 0,22 |
| $EF = (P^* - P_{wf} - dP_{skin}) / (P^* - P_{wf}) =$ | | | 0,51 |

Para esta prueba $P^* > P_b$, por lo tanto la curva de IPR constara de dos secciones, una correspondiente a los datos de presión de fondo fluyendo (P_{wf}) mayores que la presión de burbuja en la cual el índice de productividad es constante y otra correspondiente a los valores de presión de fondo fluyendo menores que la presión de burbuja en la cual es aplicable la ecuación desarrollada por Vogel.

Como se puede observar de la grafica que aun con la presencia de daño este pozo presenta un buen rendimiento, observando el corte entre las curvas.

CONCLUSIONES

- ✓ El Campo Llanito cuenta con una ubicación geográfica y unas características petrofísicas favorables para la explotación, de la misma manera con un número considerable de reservas encontradas en sus formaciones productoras con una muy buena calidad en cuanto a su gravedad API. Debido a esto se ha catalogado como un campo con un alto potencial para el desarrollo.
- ✓ La herramienta OilField Manager (OFM) de Schlumberger, proporciona una muy buena eficiencia a la hora de administrar y analizar toda la información que contempla la explotación de un campo petrolero, haciendo uso de sus diferentes aplicaciones.
- ✓ El conjunto de propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa ubicada en el campo Llanito, permiten obtener resultados favorables en muchos tipo de proyectos con los cuales se pretenda optimizar la producción, esto se vio reflejado en el diagnostico de reservas de los pozos.
- ✓ La Formación productora evaluada en el desarrollo de este trabajo involucra una alta incertidumbre en la variable presión, esta variable para el campo Llanito es difícil de establecer como comportamiento o tendencia debido a la misma complejidad estratigráfica.
- ✓ Las zonas productoras de la formación mugrosa correspondiente a los bloques uno (zona B2) y Cinco (zona B3), según la metodología de agotamiento utilizada en el desarrollo de este trabajo, se encontraron con un evidente grado de agotamiento,

por tanto no es recomendable tener en cuenta estas zonas para perforación de pozos infill.

- ✓ Mediante la metodología de diagnóstico de producción de agua, se logró determinar, que las posibles causas de la alta producción de agua; se deben a la conificación y canalización de agua, en las múltiples capas, ha provocado una mayor movilidad del agua y con ello problemas de desplazamiento de sólidos.
- ✓ La curva de IPR se considerará como una curva de oferta de energía o afluencia de fluidos que el yacimiento entrega al pozo (P_{wf} vs. q). y nos da una medida de la productividad y la eficiencia de los trabajos realizados en su vida productiva.

RECOMENDACIONES

- ✓ Es importante desarrollar diferentes clases de estudios que puedan llegar a caracterizar desde diferentes puntos de vista el comportamiento de la producción que ha tenido el Campo Llanito, sabiendo el potencial de reservas que este posee.
- ✓ Debido a que la información de presiones para este campo es muy caótica producto de la misma complejidad estratigráfica, se recomienda realizar un estudio más detallado y amarrado al modelo geológico, ya que esta variables es muy determinante a la hora de efectuar estudios como este.
- ✓ Se recomienda diseñar un plan de seguimiento a los datos reportados en los trabajos hechos a los pozos, ya que no se cuenta con información detallada del historial de operaciones realizadas a dichos pozos.
- ✓ Anexo al diagnostico de producción de agua se recomienda correr dos registros: Production Logging Tool (PLT) y Reservoir Saturation Tool (RST), A fin de revalidar si existe entrada de agua por capas de mayor permeabilidad ó si es fractura.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ✓ ECOPETROL. Files o historias de Pozo, producción, presiones y propiedades petrofísicas Campo Llanito.
- ✓ ECOPETROL. Optimización de Producción de los yacimientos de los Campos Yarigui – Cantagallo empleando la metodología PASS.
- ✓ RAMIREZ, Darío y RODRIGUEZ, Richard, Manejo del programa Pansystem para interpretar pruebas de presión, UIS, 1996.
- ✓ GARCIA, Ramiro y PEREZ, Oswaldo, “Evaluación de pruebas de presión en el campo llanito”, 1987.
- ✓ SPE 81427, “Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing”
- ✓ SPE 30775, Water Control Diagnostic Plot, K.S Chan
- ✓ Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de uso básico.
- ✓ Software Oilfield Manager 2005 Schlumberger. Manual de referencia.
- ✓ Msc. Ricardo Maggiolo, Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal.
- ✓ SPE 81427, A Generalized Hyperbolic Decline Equation with Rate-Time and Rate-Cumulative Relationships.

- ✓ M.J. Fetkovich, SPE, E.J. Fetkovich, SPE, and M.D. Fetkovich, SPE, Phillips Petroleum Co. Useful Concepts for Decline-Curve Forecasting, Reserve, Estimation, and Analysis. SPE Reservoir Engineering, February 1996.

- ✓ Oilfield Review, Manejo de la Produccion de Agua de Residuo a Recurso.

- ✓ NIND, T.E.W. Principles of Oil Well Production (1964).

ANEXO A. ANALISIS DE AGOTAMIENTO

Debido a la poca información que se tiene del campo Llanito, así como la incertidumbre en lo referente a presiones y la misma complejidad estratigráfica del campo, se empleo la técnica desarrollada por Holditch en 1993, SPE Gas Technology Symposium (Alberta, Canada) SPE 26141, en la cual se pretende visualizar el comportamiento de los pozos nuevos Vs los viejos y estadísticamente establecer presencia o no de agotamiento como producto del comportamiento de la producción. A continuación se muestra el análisis de agotamiento de los seis bloques del campo Llanito siguiendo con lo planteado en el capítulo III.

Tabla 26. T Student

| r | 0.75 | 0.80 | 0.85 | 0.90 | 0.95 | 0.975 | 0.99 | 0.995 |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| 1 | 1.000 | 1.376 | 1.963 | 3.078 | 6.314 | 12.706 | 31.821 | 63.657 |
| 2 | 0.816 | 1.061 | 1.386 | 1.886 | 2.920 | 4.303 | 6.965 | 9.925 |
| 3 | 0.765 | 0.978 | 1.250 | 1.638 | 2.353 | 3.182 | 4.541 | 5.841 |
| 4 | 0.741 | 0.941 | 1.190 | 1.533 | 2.132 | 2.776 | 3.747 | 4.604 |
| 5 | 0.727 | 0.920 | 1.156 | 1.476 | 2.015 | 2.571 | 3.365 | 4.032 |
| 6 | 0.718 | 0.906 | 1.134 | 1.440 | 1.943 | 2.447 | 3.143 | 3.707 |
| 7 | 0.711 | 0.896 | 1.119 | 1.415 | 1.895 | 2.365 | 2.998 | 3.499 |
| 8 | 0.706 | 0.889 | 1.108 | 1.397 | 1.860 | 2.306 | 2.896 | 3.355 |
| 9 | 0.703 | 0.883 | 1.100 | 1.383 | 1.833 | 2.262 | 2.821 | 3.250 |
| 10 | 0.700 | 0.879 | 1.093 | 1.372 | 1.812 | 2.228 | 2.764 | 3.169 |
| 11 | 0.697 | 0.876 | 1.088 | 1.363 | 1.796 | 2.201 | 2.718 | 3.106 |
| 12 | 0.695 | 0.873 | 1.083 | 1.356 | 1.782 | 2.179 | 2.681 | 3.055 |
| 13 | 0.694 | 0.870 | 1.079 | 1.350 | 1.771 | 2.160 | 2.650 | 3.012 |
| 14 | 0.692 | 0.868 | 1.076 | 1.345 | 1.761 | 2.145 | 2.624 | 2.977 |
| 15 | 0.691 | 0.866 | 1.074 | 1.341 | 1.753 | 2.131 | 2.602 | 2.947 |
| 16 | 0.690 | 0.865 | 1.071 | 1.337 | 1.746 | 2.120 | 2.583 | 2.921 |
| 17 | 0.689 | 0.863 | 1.069 | 1.333 | 1.740 | 2.110 | 2.567 | 2.898 |
| 18 | 0.688 | 0.862 | 1.067 | 1.330 | 1.734 | 2.101 | 2.552 | 2.878 |
| 19 | 0.688 | 0.861 | 1.066 | 1.328 | 1.729 | 2.093 | 2.539 | 2.861 |
| 20 | 0.687 | 0.860 | 1.064 | 1.325 | 1.725 | 2.086 | 2.528 | 2.845 |
| 21 | 0.686 | 0.859 | 1.063 | 1.323 | 1.721 | 2.080 | 2.518 | 2.831 |
| 22 | 0.686 | 0.858 | 1.061 | 1.321 | 1.717 | 2.074 | 2.508 | 2.819 |
| 23 | 0.685 | 0.858 | 1.060 | 1.319 | 1.714 | 2.069 | 2.500 | 2.807 |
| 24 | 0.685 | 0.857 | 1.059 | 1.318 | 1.711 | 2.064 | 2.492 | 2.797 |
| 25 | 0.684 | 0.856 | 1.058 | 1.316 | 1.708 | 2.060 | 2.485 | 2.787 |
| 26 | 0.684 | 0.856 | 1.058 | 1.315 | 1.706 | 2.056 | 2.479 | 2.779 |
| 27 | 0.684 | 0.855 | 1.057 | 1.314 | 1.703 | 2.052 | 2.473 | 2.771 |
| 28 | 0.683 | 0.855 | 1.056 | 1.313 | 1.701 | 2.048 | 2.467 | 2.763 |
| 29 | 0.683 | 0.854 | 1.055 | 1.311 | 1.699 | 2.045 | 2.462 | 2.756 |
| 30 | 0.683 | 0.854 | 1.055 | 1.310 | 1.697 | 2.042 | 2.457 | 2.750 |
| 40 | 0.681 | 0.851 | 1.050 | 1.303 | 1.684 | 2.021 | 2.423 | 2.704 |
| 60 | 0.679 | 0.848 | 1.046 | 1.296 | 1.671 | 2.000 | 2.390 | 2.660 |
| 120 | 0.677 | 0.845 | 1.041 | 1.289 | 1.658 | 1.980 | 2.358 | 2.617 |
| ∞ | 0.674 | 0.842 | 1.036 | 1.282 | 1.645 | 1.960 | 2.326 | 2.576 |

Fuente Douglas C. Montgomery. applied statistics and probability for engineers third edition 2003

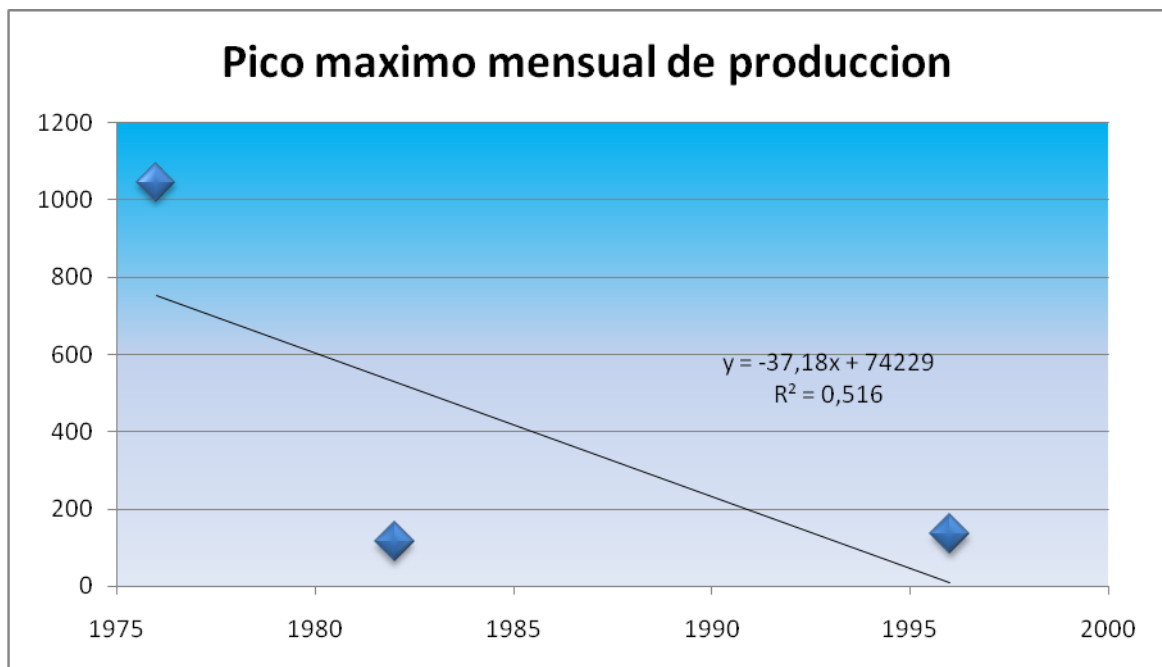
BLOQUE 1

Tabla 27. Bloques1; Formación mugrosa B0

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera producción | Pico máximo mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | LLAN0019 | B0 | 1982 | 115 |
| 1 | LLAN0055 | B0 | 1996 | 135 |
| 1 | LLAN0069 | B0 | 1976 | 1045 |

Fuente. Autores

Figura 66. Bloques1; Formación mugrosa B0



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|--|--------|-------------|
| 1 | 12.706 | 1.032685574 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

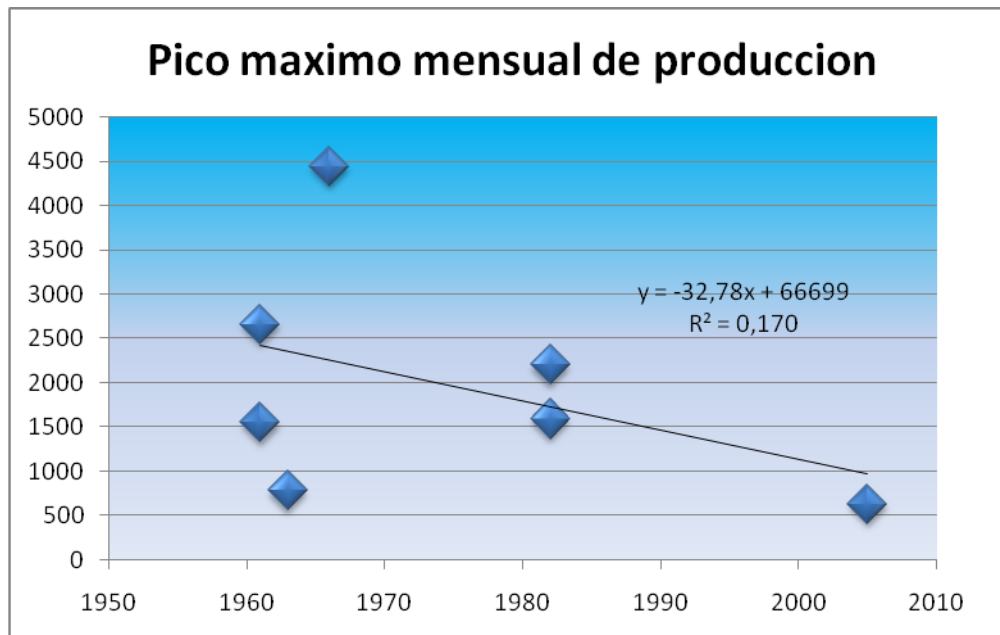
Fuente. Autores

Tabla 28. Bloques1; Formación mugrosa B1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera producción | Pico máximo mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | LLAN0034 | B1 | 1963 | 780 |
| 1 | LLAN0041 | B1 | 1961 | 2658 |
| 1 | LLAN0055 | B1 | 1961 | 1550 |
| 1 | LLAN0069 | B1 | 1966 | 4439 |
| 1 | LLAN0087 | B1 | 1982 | 1589 |
| 1 | LLAN0090 | B1 | 1982 | 2203 |
| 1 | LLAN0108 | B1 | 2005 | 632 |

Fuente. Autores

Figura 67. Bloques1; Formación mugrosa B1



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|--|--------|------------|
| 5 | 2.571 | 1.01410956 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

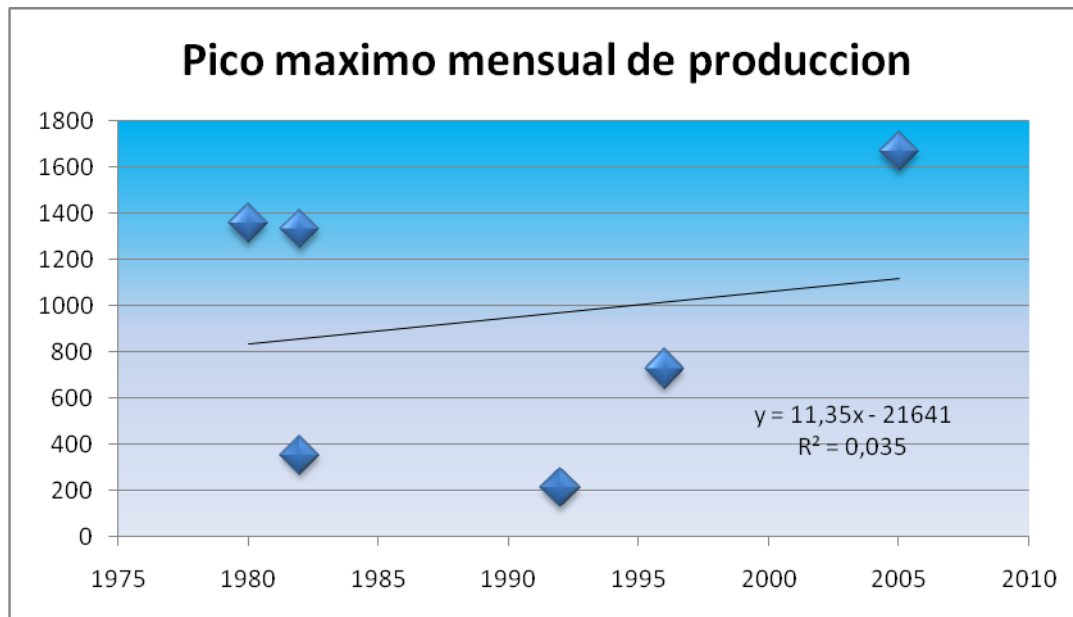
Fuente. Autores

Tabla 29. Bloques1; Formación mugrosa B3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera producción | Pico máximo mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | LLAN0035 | B3 | 1980 | 1354 |
| 1 | LLAN0055 | B3 | 1982 | 353 |
| 1 | LLAN0069 | B3 | 1996 | 726 |
| 1 | LLAN0075 | B3 | 1982 | 1329 |
| 1 | LLAN0094 | B3 | 1992 | 212 |
| 1 | LLAN0108 | B3 | 2005 | 1665 |

Fuente. Autores

Figura 68. Bloques1; Formación mugrosa B3



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|--|--------|-------------|
| 4 | 2.776 | 0.385366798 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

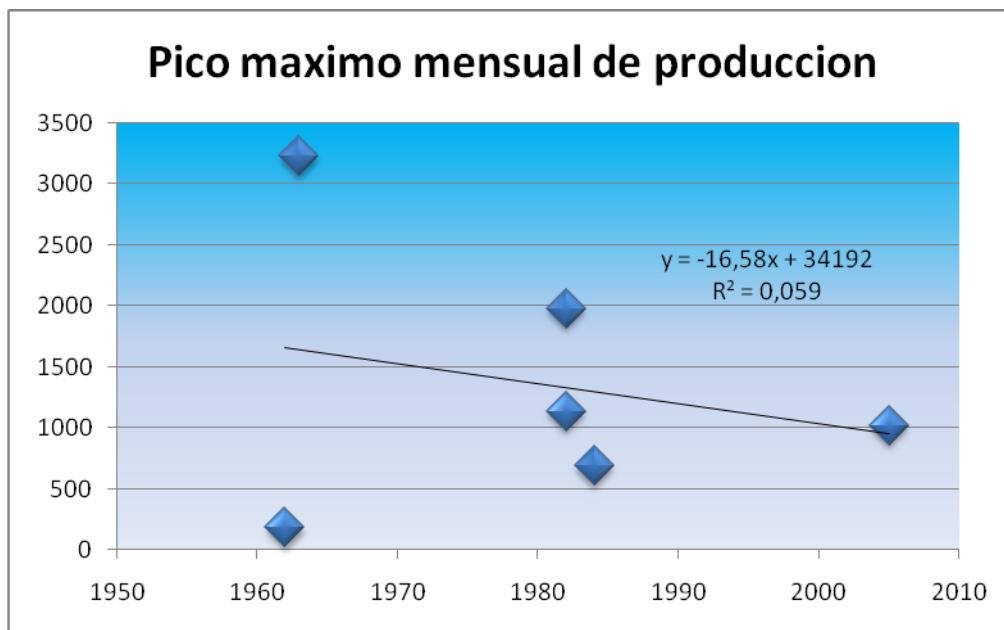
Fuente. Autores

Tabla 30. Bloques1; Formación mugrosa B4

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera producción | Pico máximo mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | LLAN0019 | B4 | 1962 | 179 |
| 1 | LLAN0035 | B4 | 1963 | 3223 |
| 1 | LLAN0055 | B4 | 1982 | 1135 |
| 1 | LLAN0087 | B4 | 1982 | 1978 |
| 1 | LLAN0094 | B4 | 1984 | 684 |
| 1 | LLAN0108 | B4 | 2005 | 1016 |

Fuente. Autores

Figura 69. Bloques1; Formación mugrosa B4



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 4 | 2.776 | 0.500971437 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

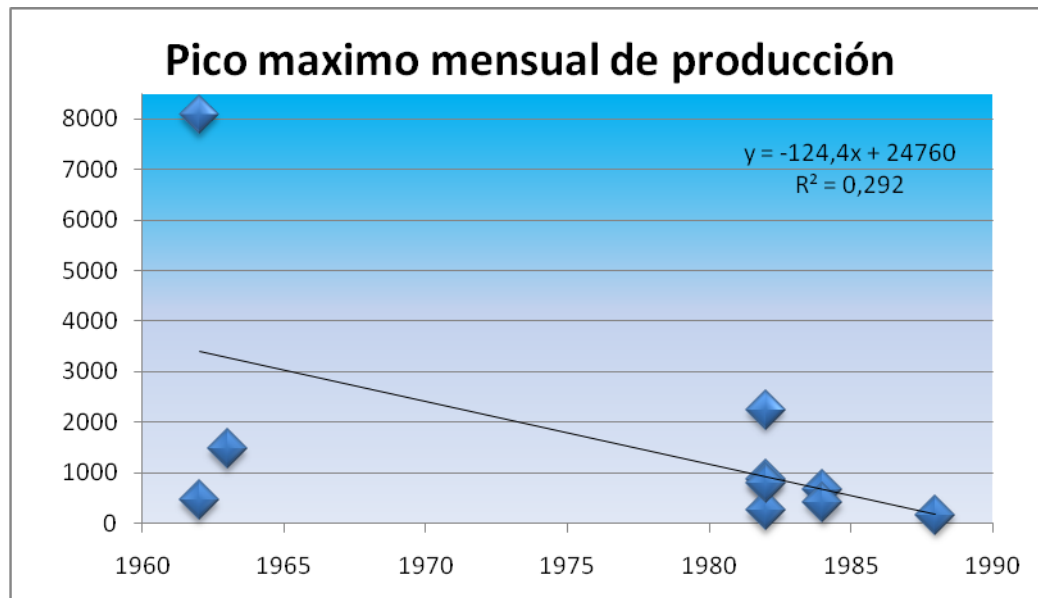
Fuente. Autores

Tabla 31. Bloques1; Formación mugrosa C1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera producción | Pico máximo mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | LLAN0019 | C1 | 1962 | 448 |
| 1 | LLAN0035 | C1 | 1963 | 1470 |
| 1 | LLAN0041 | C1 | 1988 | 162 |
| 1 | LLAN0055 | C1 | 1982 | 244 |
| 1 | LLAN0069 | C1 | 1962 | 8073 |
| 1 | LLAN0075 | C1 | 1982 | 2237 |
| 1 | LLAN0087 | C1 | 1982 | 855 |
| 1 | LLAN0090 | C1 | 1982 | 780 |
| 1 | LLAN0092 | C1 | 1984 | 671 |
| 1 | LLAN0094 | C1 | 1984 | 397 |

Fuente. Autores

Figura 70. Bloques1; Formación mugrosa C1



| | | |
|--|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 9 | 2.262 | 1.819864832 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

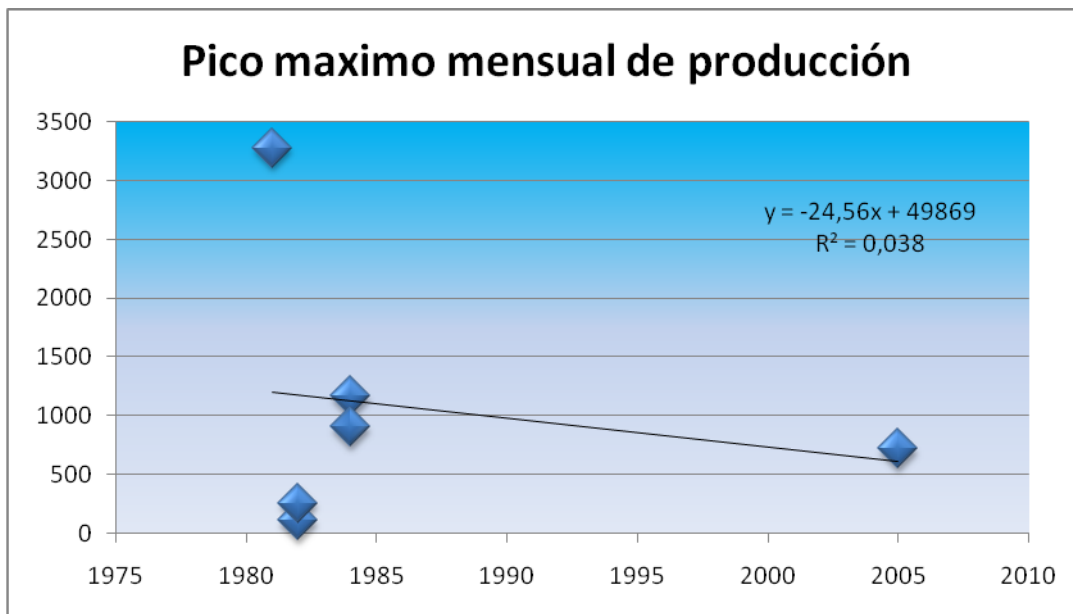
Fuente. Autores

Tabla 32. Bloques1; Formación mugrosa C3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera producción | Pico máximo mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | LLAN0041 | C3 | 1982 | 112 |
| 1 | LLAN0055 | C3 | 1982 | 260 |
| 1 | LLAN0075 | C3 | 1981 | 3276 |
| 1 | LLAN0092 | C3 | 1984 | 1169 |
| 1 | LLAN0094 | C3 | 1984 | 906 |
| 1 | LLAN0108 | C3 | 2005 | 722 |

Fuente. Autores

Figura 71. Bloques1; Formación mugrosa C3



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 5 | 2.571 | 0.402366694 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

Fuente. Autores

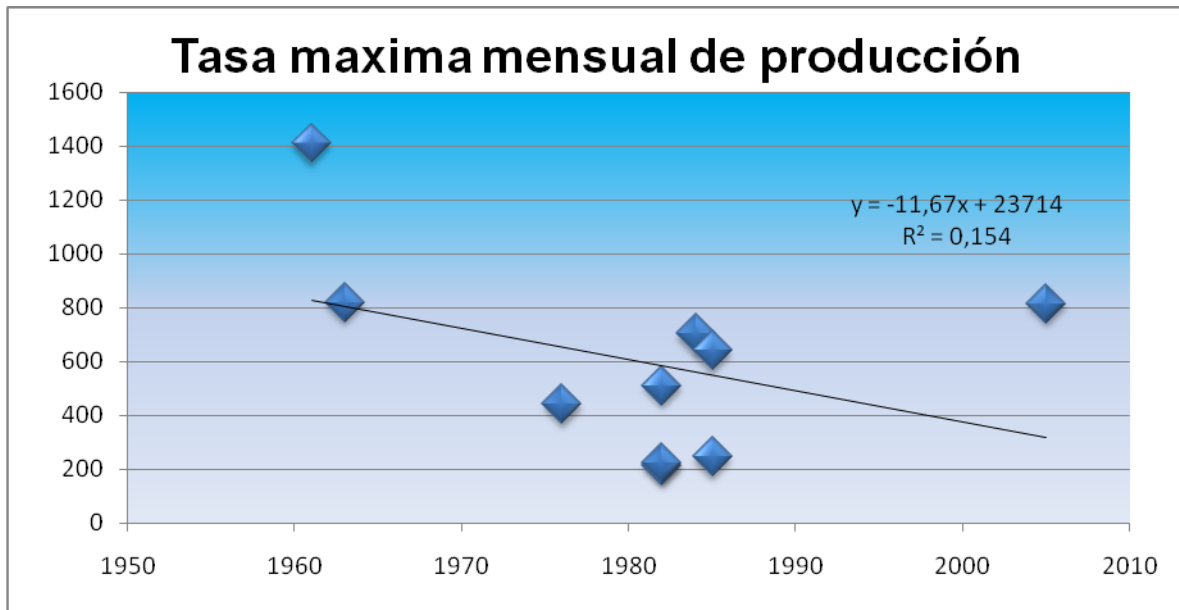
BLOQUE 2

Tabla 33. Bloques2; Formación mugrosa B1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 2 | LLAN0028 | B1 | 1976 | 441 |
| 2 | LLAN0031 | B1 | 1963 | 818 |
| 2 | LLAN0057 | B1 | 1961 | 1408 |
| 2 | LLAN0073 | B1 | 1982 | 510 |
| 2 | LLAN0076 | B1 | 1982 | 215 |
| 2 | LLAN0084 | B1 | 1984 | 701 |
| 2 | LLAN0085 | B1 | 1982 | 222 |
| 2 | LLAN0098 | B1 | 1985 | 641 |
| 2 | LLAN0099 | B1 | 1985 | 246 |
| 2 | LLAN0109 | B1 | 2005 | 814 |

Fuente. Autores

Figura 72. Bloques2; Formación mugrosa B1



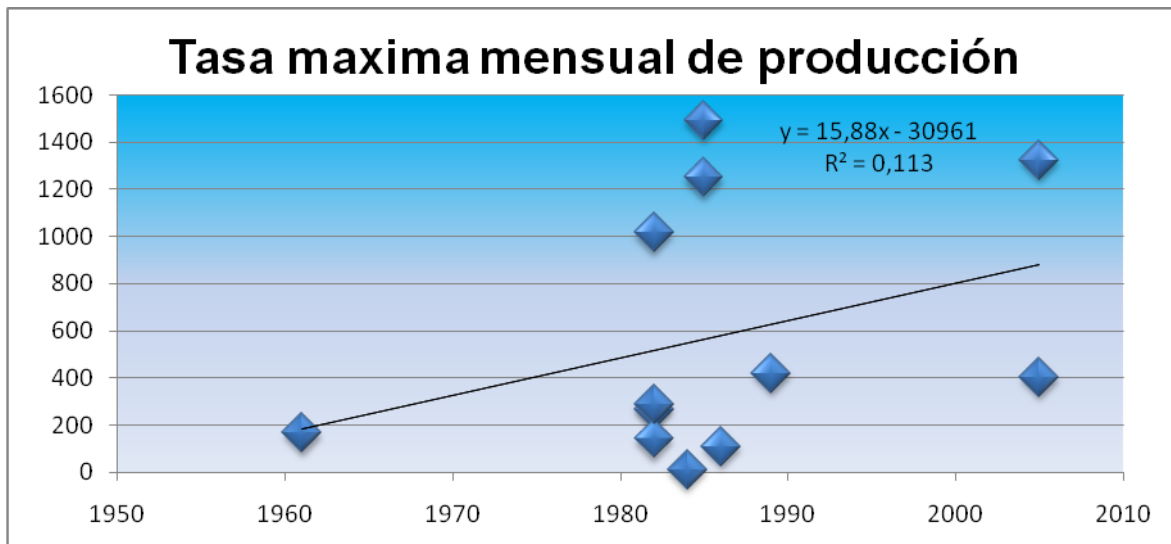
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 9 | 2.262 | 1.207112624 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

Tabla 34. Bloques2; Formación mugrosa B2

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 2 | LLAN0012 | B2 | 1986 | 108 |
| 2 | LLAN0028 | B2 | 1984 | 10 |
| 2 | LLAN0031 | B2 | 1982 | 267 |
| 2 | LLAN0057 | B2 | 1961 | 165 |
| 2 | LLAN0073 | B2 | 1982 | 1015 |
| 2 | LLAN0076 | B2 | 1982 | 140 |
| 2 | LLAN0084 | B2 | 1982 | 285 |
| 2 | LLAN0086 | B2 | 1989 | 418 |
| 2 | LLAN0098 | B2 | 1985 | 1250 |
| 2 | LLAN0099 | B2 | 1985 | 1492 |
| 2 | LLAN0109 | B2 | 2005 | 1323 |
| 2 | LLAN0110 | B2 | 2005 | 403 |

Fuente. Autores

Figura 73. Bloques2; Formación mugrosa B2



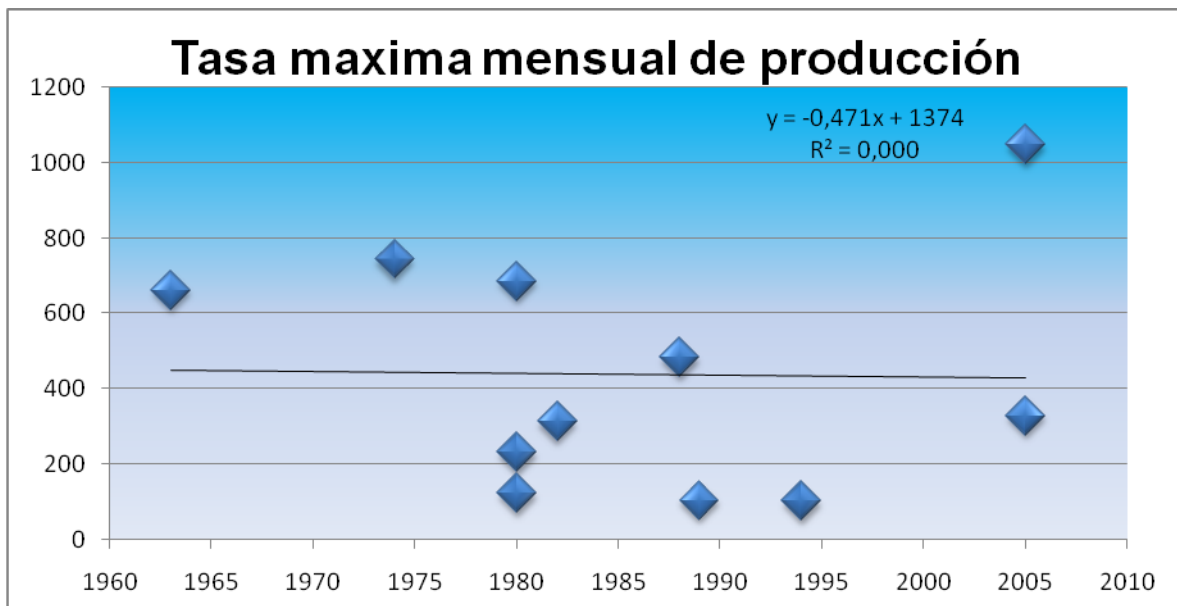
| | | |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 10 | 2.228 | 1.129155413 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

Tabla 35. Bloques2; Formación mugrosa B3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 2 | LLAN0002 | B3 | 1980 | 122 |
| 2 | LLAN0012 | B3 | 1974 | 742 |
| 2 | LLAN0031 | B3 | 1963 | 661 |
| 2 | LLAN0036 | B3 | 1982 | 312 |
| 2 | LLAN0057 | B3 | 1980 | 685 |
| 2 | LLAN0071 | B3 | 1980 | 231 |
| 2 | LLAN0084 | B3 | 1988 | 482 |
| 2 | LLAN0086 | B3 | 1989 | 103 |
| 2 | LLAN0098 | B3 | 1994 | 101 |
| 2 | LLAN0109 | B3 | 2005 | 1047 |
| 2 | LLAN0110 | B3 | 2005 | 328 |

Fuente. Autores

Figura 74. Bloques2; Formación mugrosa B3



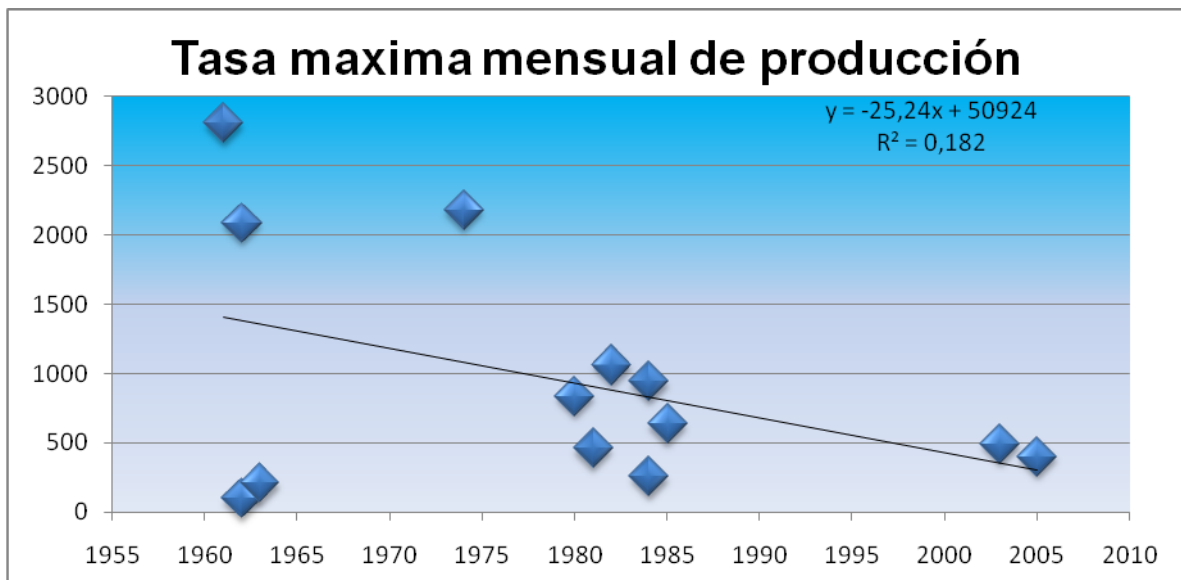
| | | |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 9 | 2.262 | 0.057271996 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

Tabla 36. Bloques2; Formación mugrosa B4

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 2 | LLAN0002 | B4 | 1961 | 2807 |
| 2 | LLAN0012 | B4 | 1974 | 2178 |
| 2 | LLAN0028 | B4 | 1962 | 97 |
| 2 | LLAN0036 | B4 | 1963 | 210 |
| 2 | LLAN0057 | B4 | 1980 | 836 |
| 2 | LLAN0071 | B4 | 1962 | 2085 |
| 2 | LLAN0073 | B4 | 1981 | 457 |
| 2 | LLAN0084 | B4 | 1984 | 941 |
| 2 | LLAN0085 | B4 | 1984 | 255 |
| 2 | LLAN0086 | B4 | 1982 | 1059 |
| 2 | LLAN0093 | B4 | 2003 | 491 |
| 2 | LLAN0099 | B4 | 1985 | 636 |
| 2 | LLAN0109 | B4 | 2005 | 400 |

Fuente. Autores

Figura 75. Bloques2; Formación mugrosa B4



| | | |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 11 | 2.201 | 1.564182978 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

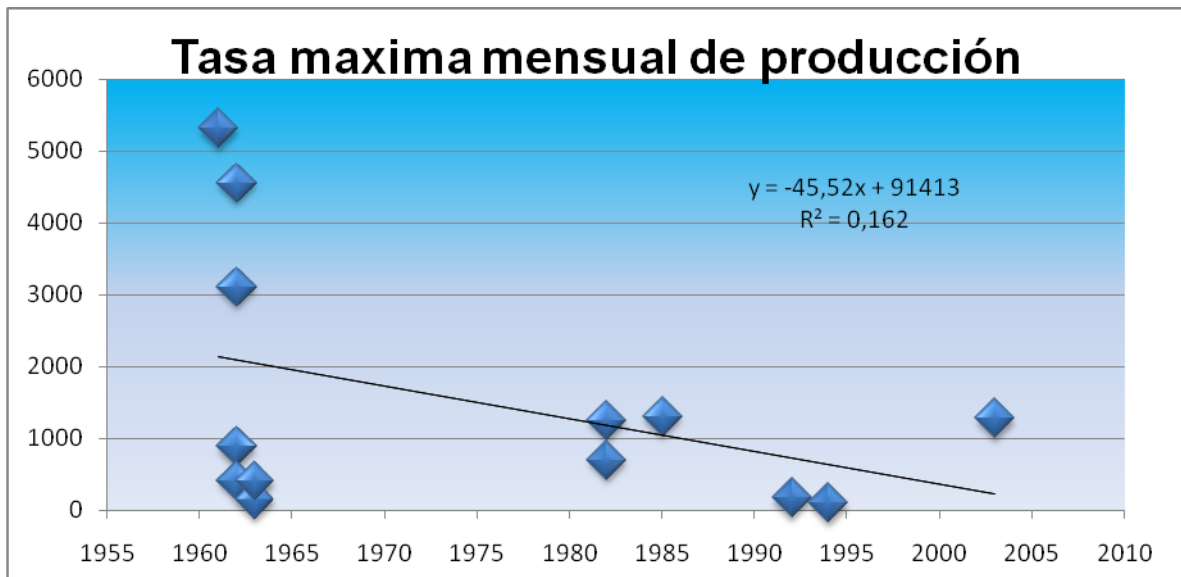
Fuente. Autores

Tabla 37. Bloques2; Formación mugrosa C1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 2 | LLAN0002 | C1 | 1962 | 883 |
| 2 | LLAN0012 | C1 | 1961 | 5313 |
| 2 | LLAN0015 | C1 | 1962 | 4551 |
| 2 | LLAN0028 | C1 | 1962 | 412 |
| 2 | LLAN0032 | C1 | 1963 | 146 |
| 2 | LLAN0036 | C1 | 1963 | 404 |
| 2 | LLAN0071 | C1 | 1962 | 3106 |
| 2 | LLAN0076 | C1 | 1982 | 698 |
| 2 | LLAN0085 | C1 | 1992 | 167 |
| 2 | LLAN0086 | C1 | 1982 | 1253 |
| 2 | LLAN0093 | C1 | 2003 | 1278 |
| 2 | LLAN0098 | C1 | 1994 | 101 |
| 2 | LLAN0099 | C1 | 1985 | 1305 |

Fuente. Autores

Figura 76. Bloques2; Formación mugrosa C1



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 11 | 2.201 | 1.462270493 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

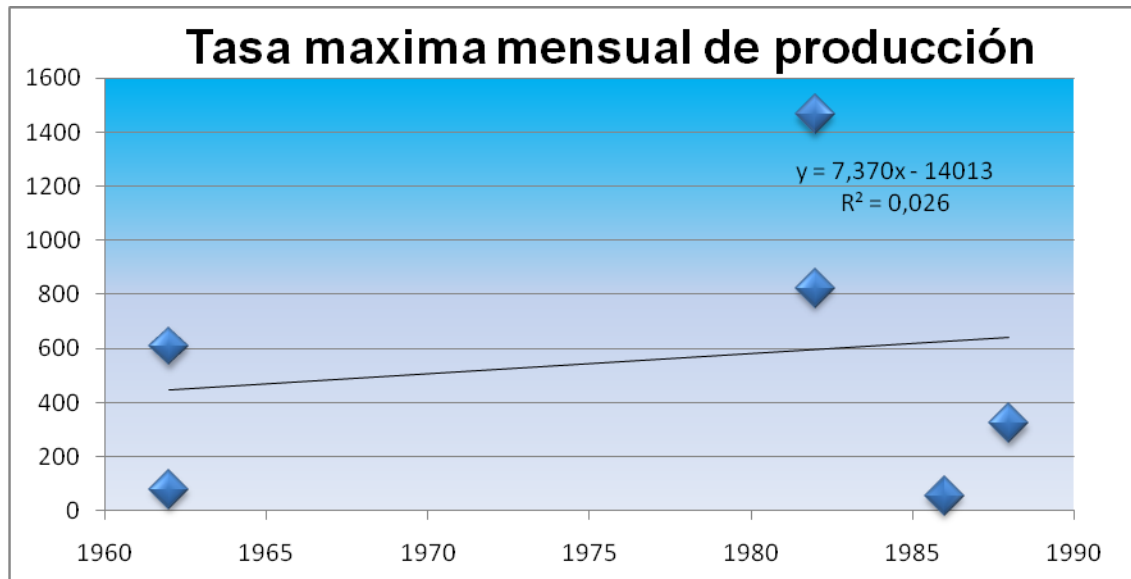
Fuente. Autores

Tabla 38. Bloques2; Formación mugrosa C2

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 2 | LLAN0012 | C2 | 1986 | 54 |
| 2 | LLAN0015 | C2 | 1962 | 608 |
| 2 | LLAN0028 | C2 | 1962 | 79 |
| 2 | LLAN0073 | C2 | 1988 | 323 |
| 2 | LLAN0084 | C2 | 1982 | 1466 |
| 2 | LLAN0086 | C2 | 1982 | 822 |

Fuente. Autores

Figura 77. Bloques2; Formación mugrosa C2



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|--|--------|-------------|
| 4 | 2.776 | 0.330413507 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

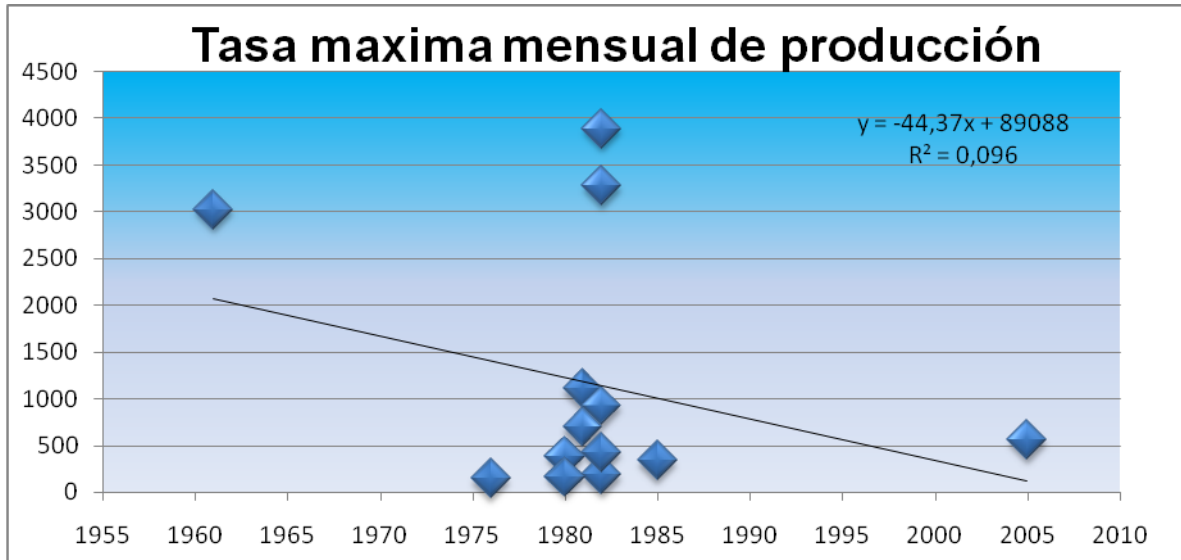
Fuente. Autores

Tabla 39. Bloques2; Formación mugrosa C3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 2 | LLAN0012 | C3 | 1961 | 3022 |
| 2 | LLAN0028 | C3 | 1976 | 141 |
| 2 | LLAN0036 | C3 | 1982 | 185 |
| 2 | LLAN0057 | C3 | 1980 | 384 |
| 2 | LLAN0071 | C3 | 1980 | 166 |
| 2 | LLAN0073 | C3 | 1981 | 694 |
| 2 | LLAN0076 | C3 | 1981 | 1105 |
| 2 | LLAN0084 | C3 | 1982 | 3889 |
| 2 | LLAN0085 | C3 | 1982 | 424 |
| 2 | LLAN0086 | C3 | 1982 | 918 |
| 2 | LLAN0093 | C3 | 1982 | 3280 |
| 2 | LLAN0099 | C3 | 1985 | 339 |
| 2 | LLAN0109 | C3 | 2005 | 554 |

Fuente. Autores

Figura 78. Bloques2; Formación mugrosa C3



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 11 | 2.201 | 1.083590822 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

Fuente. Autores

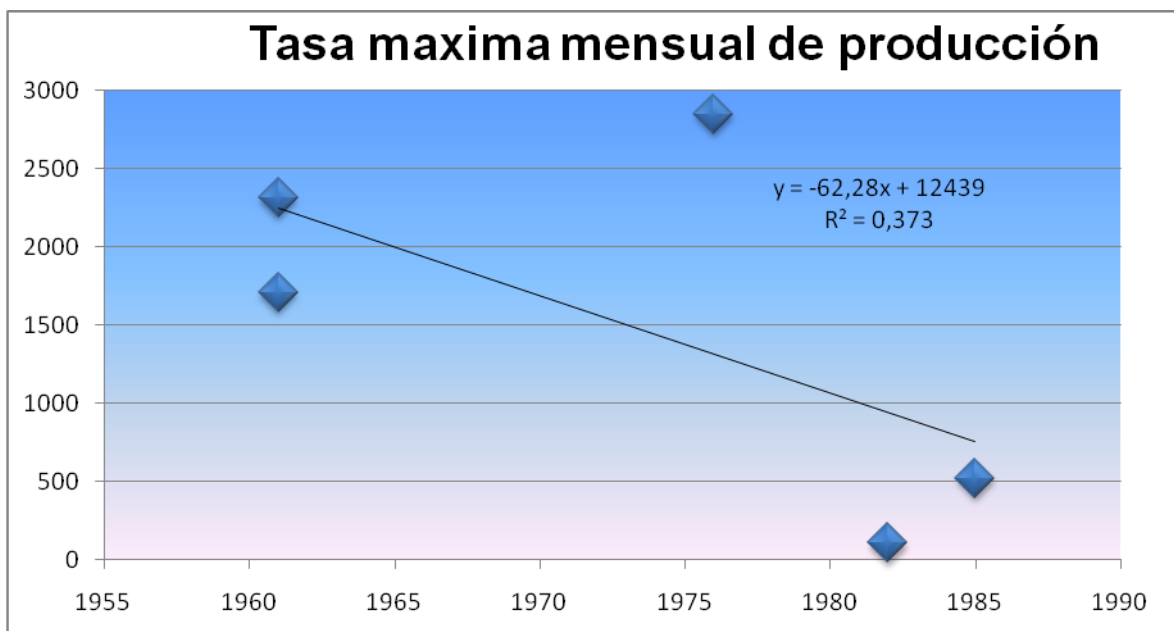
BLOQUE 3

Tabla 40. Bloques3; Formación mugrosa B1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 3 | LLAN0010 | B1 | 1961 | 1709 |
| 3 | LLAN0017 | B1 | 1961 | 2314 |
| 3 | LLAN0023 | B1 | 1976 | 2849 |
| 3 | LLAN0078 | B1 | 1982 | 107 |
| 3 | LLAN0101 | B1 | 1985 | 521 |

Fuente. Autores

Figura 79. Bloque3; Formación mugrosa B1



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 3 | 3.182 | 1.336816648 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

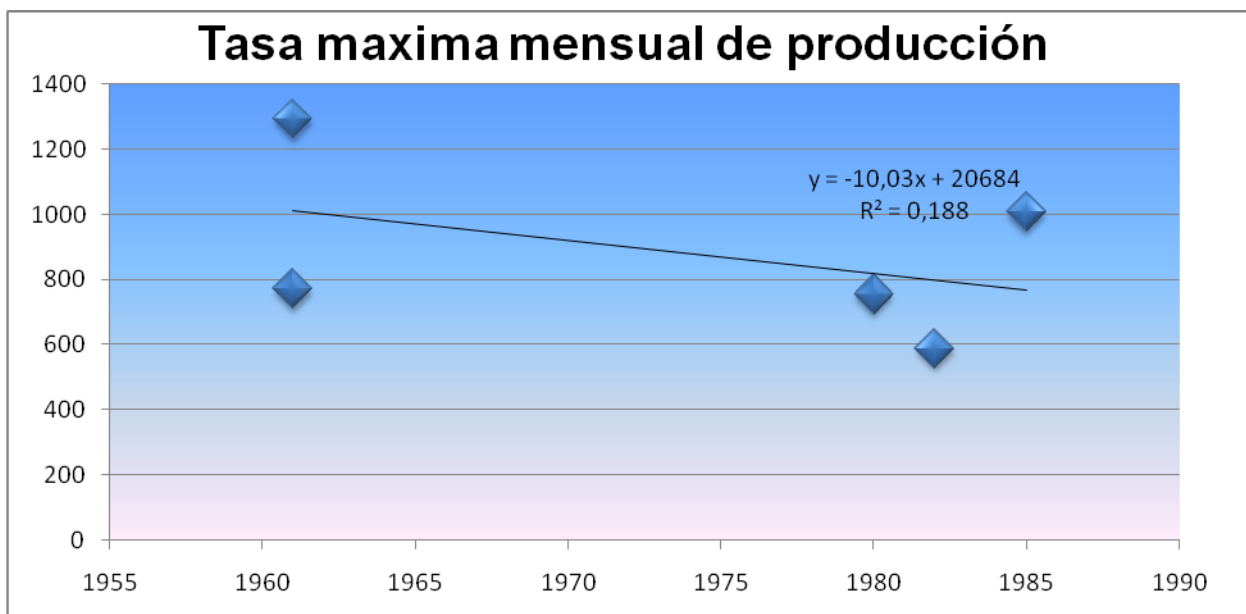
Fuente. Autores

Tabla 41. Bloques3; Formación mugrosa B2

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 3 | LLAN0010 | B2 | 1961 | 1291 |
| 3 | LLAN0017 | B2 | 1961 | 770 |
| 3 | LLAN0023 | B2 | 1980 | 754 |
| 3 | LLAN0078 | B2 | 1982 | 588 |
| 3 | LLAN0101 | B2 | 1985 | 1007 |

Fuente. Autores

Figura 80. Bloque3; Formación mugrosa B2



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 11 | 2.201 | 0.834932645 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

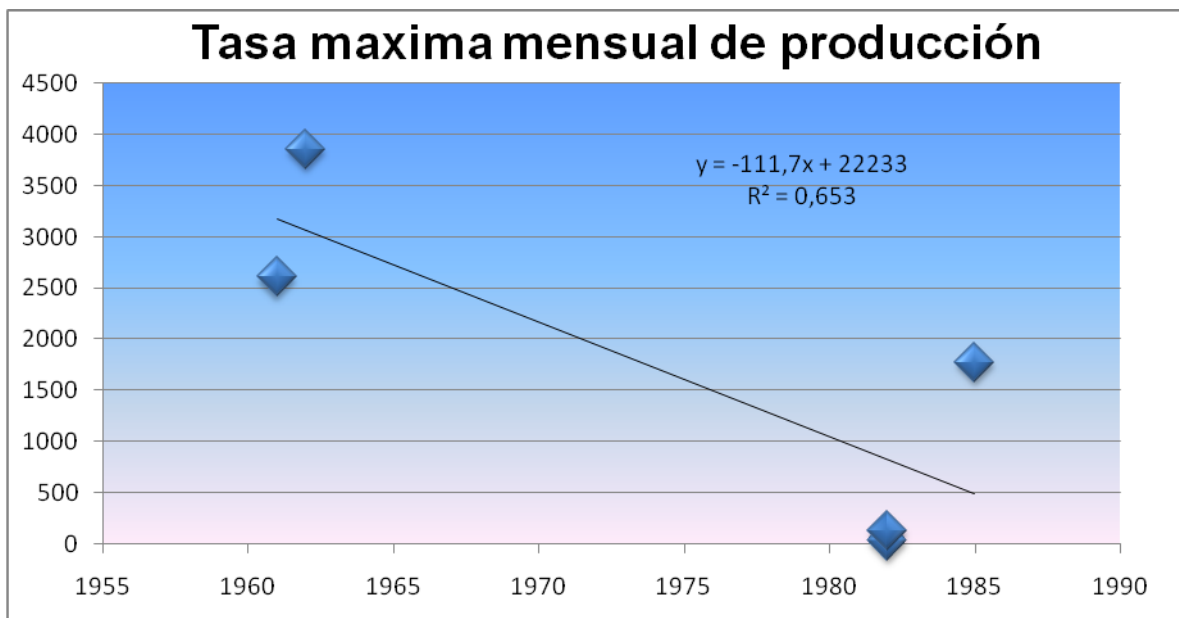
Fuente. Autores

Tabla 42. Bloques3; Formación mugrosa B3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 3 | LLAN0001 | B3 | 1982 | 32 |
| 3 | LLAN0017 | B3 | 1961 | 2607 |
| 3 | LLAN0023 | B3 | 1962 | 3857 |
| 3 | LLAN0078 | B3 | 1982 | 131 |
| 3 | LLAN0101 | B3 | 1985 | 1774 |

Fuente. Autores

Figura 81. Bloque3; Formación mugrosa B3



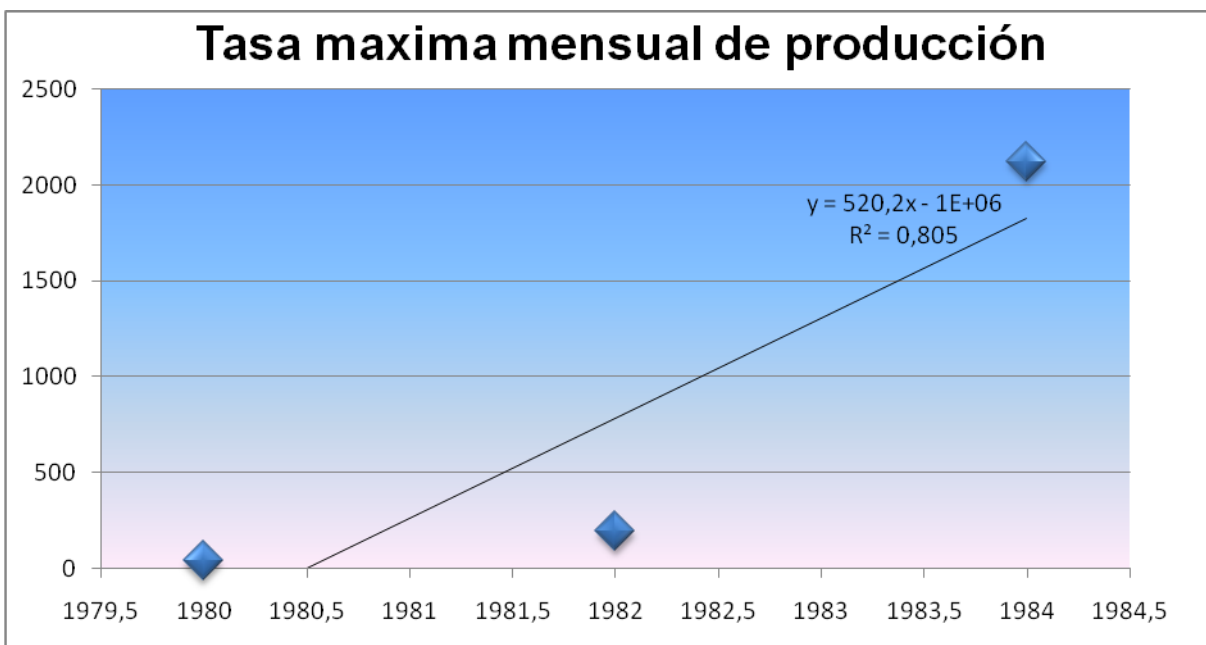
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 3 | 3.182 | 2.379484568 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

Tabla 43. Bloques3; Formación mugrosa C3

| Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| LLAN0001 | C3 | 1982 | 196 |
| LLAN0017 | C3 | 1980 | 40 |
| LLAN0023 | C3 | 1984 | 2121 |

Fuente. Autores

Figura 82. Bloque3; Formación mugrosa C3



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 1 | 12.706 | 2.037534048 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

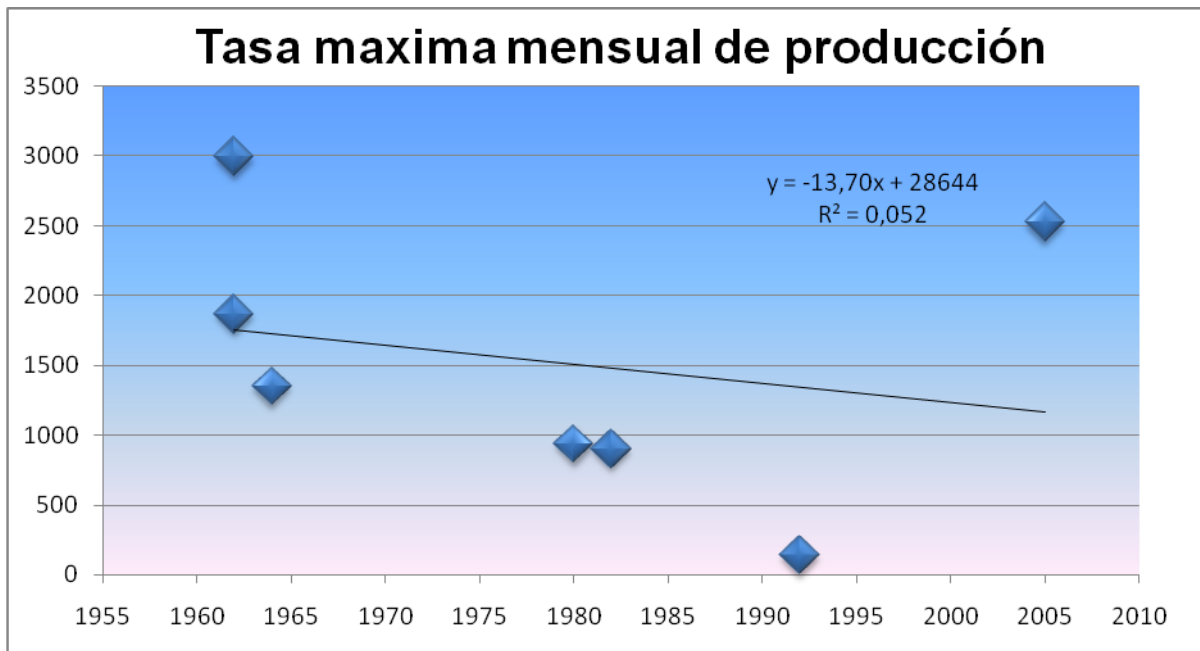
BLOQUE 4

Tabla 44. Bloques4; Formación mugrosa B1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 4 | LLAN0016 | B1 | 1962 | 1868 |
| 4 | LLAN0026 | B1 | 1980 | 935 |
| 4 | LLAN0039 | B1 | 1964 | 1349 |
| 4 | LLAN0060 | B1 | 1962 | 2993 |
| 4 | LLAN0079 | B1 | 1982 | 900 |
| 4 | LLAN0100 | B1 | 1992 | 135 |
| 4 | LLAN0111 | B1 | 2005 | 2525 |

Fuente. Autores

Figura 83. Bloque4; Formación mugrosa B1



| | | |
|---------------------------------------|--------|------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 5 | 2.571 | 0.52360353 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

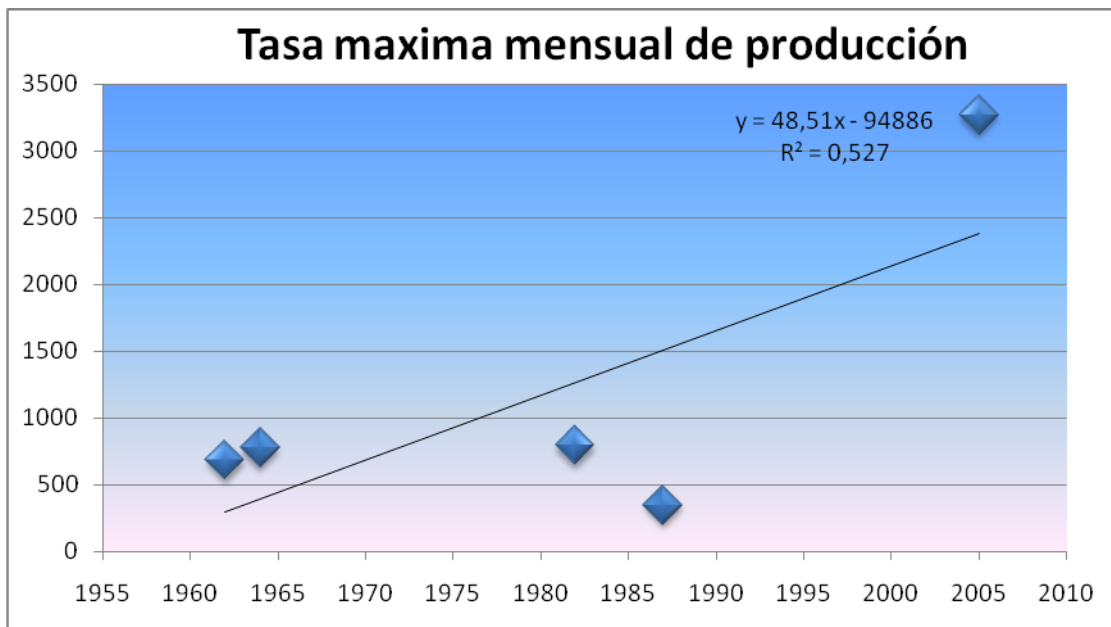
Fuente. Autores

Tabla 45. Bloques4; Formación mugrosa B2

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 4 | LLAN0016 | B2 | 1962 | 680 |
| 4 | LLAN0039 | B2 | 1964 | 775 |
| 4 | LLAN0060 | B2 | 1982 | 794 |
| 4 | LLAN0095 | B2 | 1987 | 344 |
| 4 | LLAN0111 | B2 | 2005 | 3267 |

Fuente. Autores

Figura 84. Bloque4; Formación mugrosa B2



| | | |
|--|---------------|--------------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 3 | 3.182 | 1.828660614 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

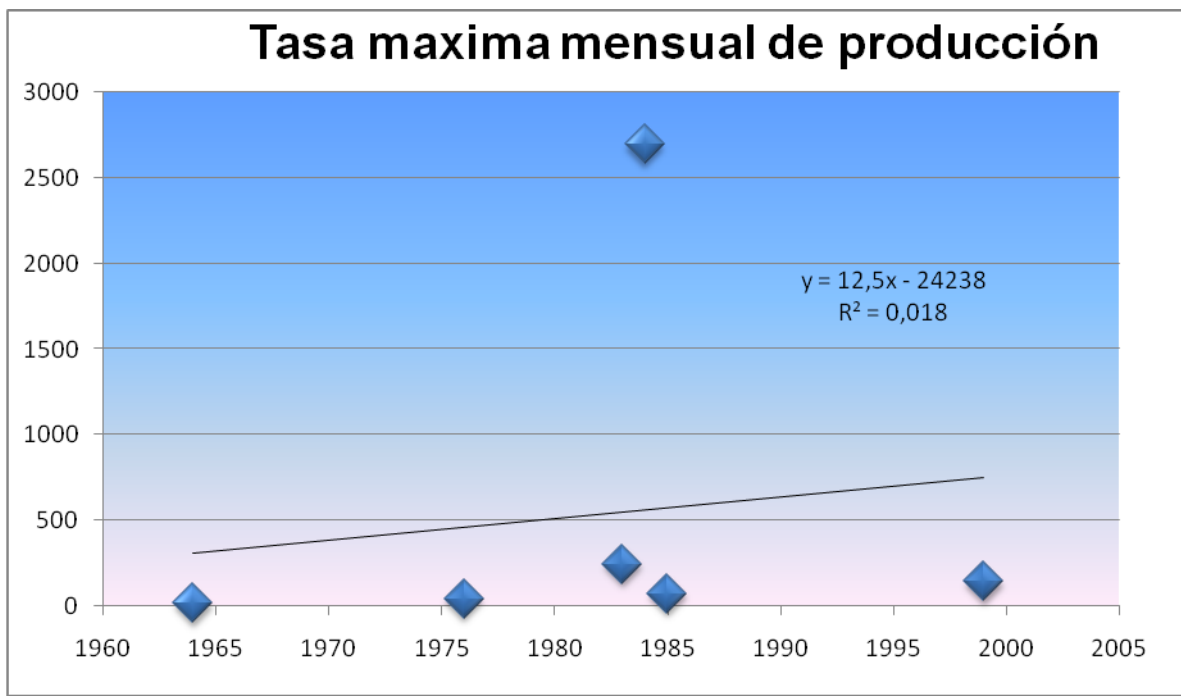
Fuente. Autores

Tabla 46. Bloques4; Formación mugrosa B3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 4 | LLAN0003 | B3 | 1964 | 16 |
| 4 | LLAN0039 | B3 | 1985 | 71 |
| 4 | LLAN0060 | B3 | 1976 | 43 |
| 4 | LLAN0079 | B3 | 1983 | 245 |
| 4 | LLAN0095 | B3 | 1984 | 2695 |
| 4 | LLAN0100 | B3 | 1999 | 144 |

Fuente. Autores

Figura 85. Bloque4; Formación mugrosa B3



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 4 | 2.776 | 0.273817143 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

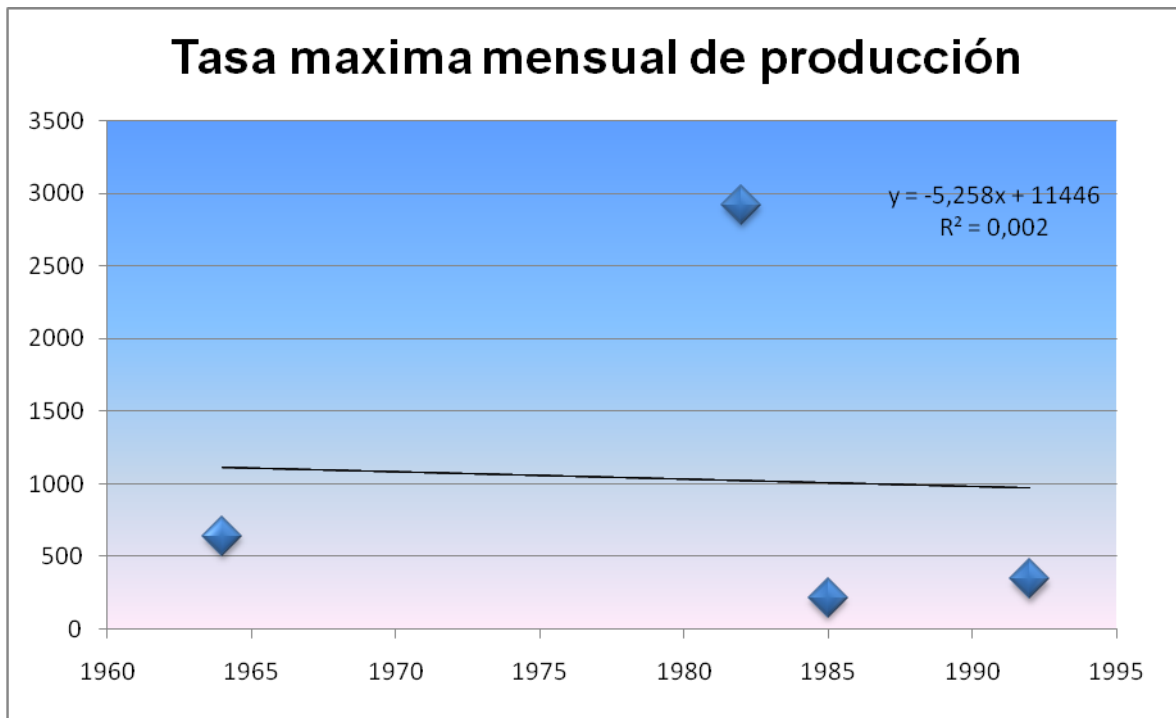
Fuente. Autores

Tabla 47. Bloques4; Formación mugrosa C1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 4 | LLAN0026 | C1 | 1982 | 2920 |
| 4 | LLAN0033 | C1 | 1964 | 640 |
| 4 | LLAN0039 | C1 | 1985 | 217 |
| 4 | LLAN0100 | C1 | 1992 | 347 |

Fuente. Autores

Figura 86. Bloque4; Formación mugrosa C1



| | | |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 2 | 4.303 | 0.069828859 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

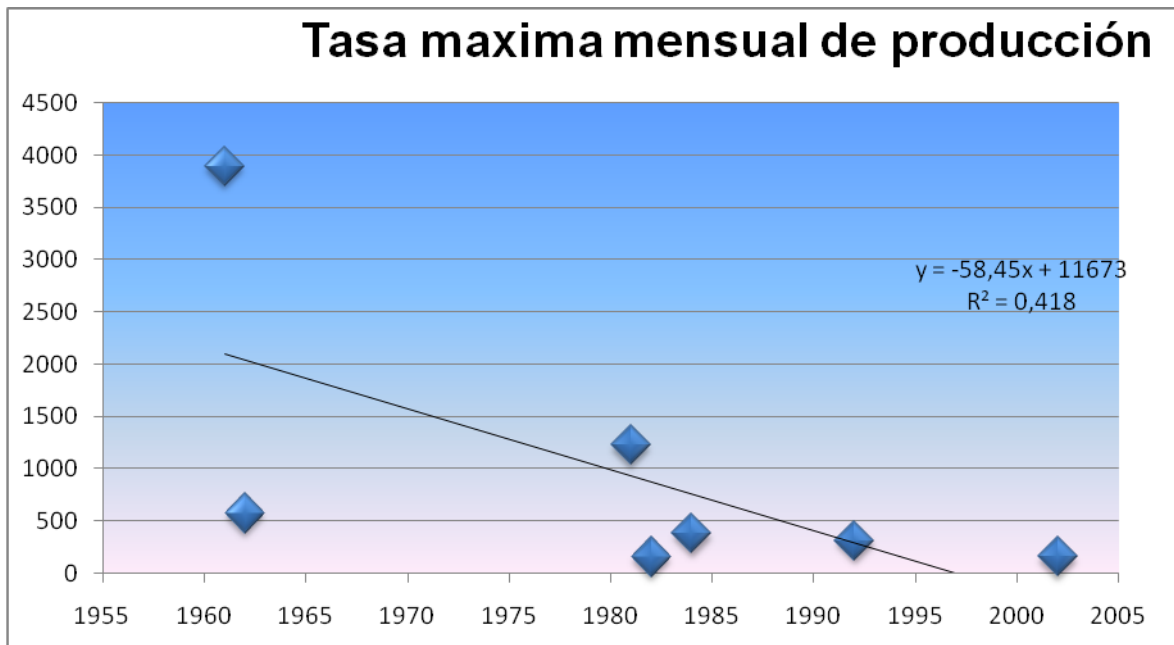
BLOQUE 5

Tabla 48. Bloques5; Formación mugrosa B1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 5 | LLAN0009 | B1 | 1961 | 3892 |
| 5 | LLAN0020 | B1 | 1962 | 571 |
| 5 | LLAN0030 | B1 | 1982 | 154 |
| 5 | LLAN0072 | B1 | 1981 | 1223 |
| 5 | LLAN0080 | B1 | 1992 | 311 |
| 5 | LLAN0081 | B1 | 2002 | 156 |
| 5 | LLAN0096 | B1 | 1984 | 375 |

Fuente. Autores

Figura 87. Bloque5; Formación mugrosa B1



| | | |
|--|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 5 | 2.571 | 1.896651304 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

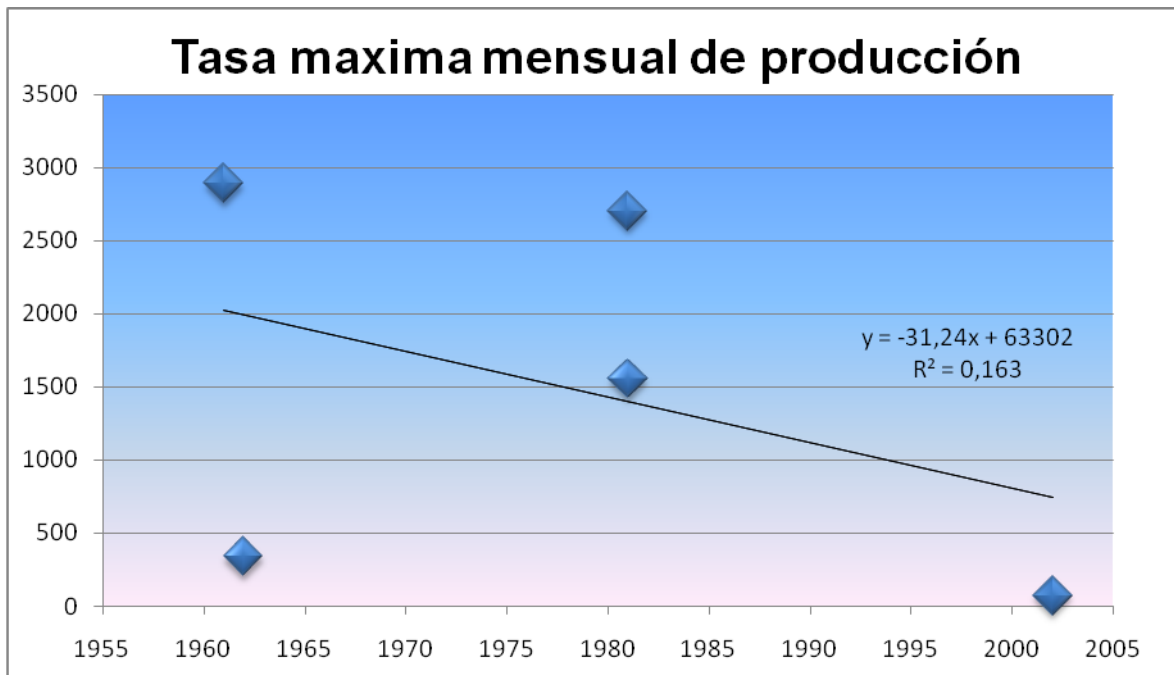
Fuente. Autores

Tabla 49. Bloques5; Formación mugrosa B2

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 5 | LLAN0009 | B2 | 1961 | 2889 |
| 5 | LLAN0011 | B2 | 1981 | 1551 |
| 5 | LLAN0020 | B2 | 1962 | 337 |
| 5 | LLAN0072 | B2 | 1981 | 2702 |
| 5 | LLAN0080 | B2 | 2002 | 70 |

Fuente. Autores

Figura 88. Bloque5; Formación mugrosa B2



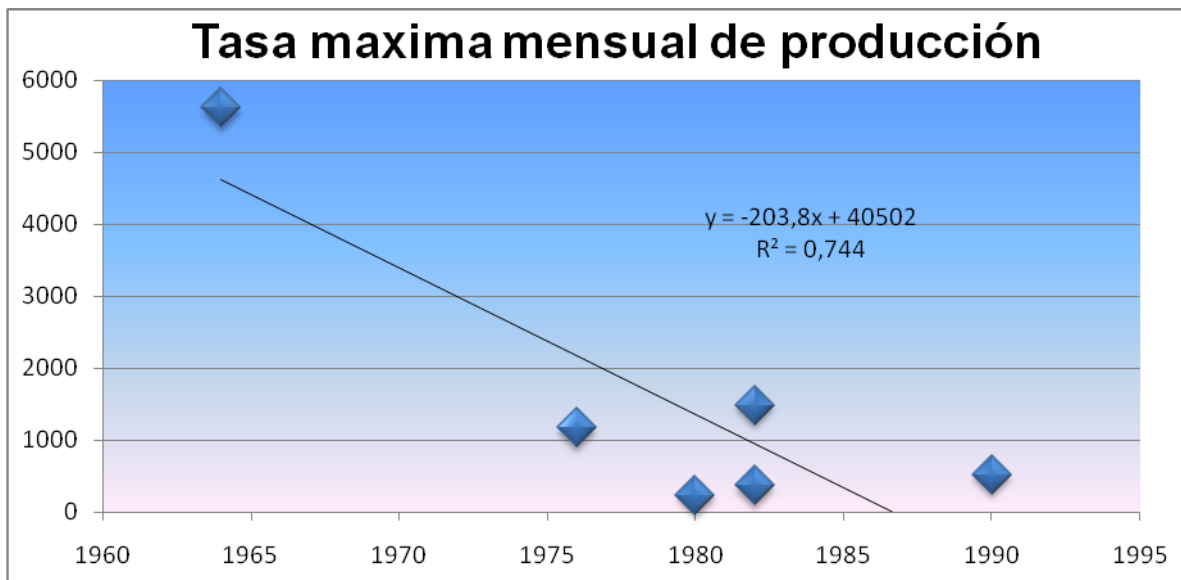
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| 3 | 3.182 | 0.766983814 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

Tabla 50. Bloques5; Formación mugrosa B3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 5 | LLAN0009 | B3 | 1980 | 234 |
| 5 | LLAN0020 | B3 | 1976 | 1169 |
| 5 | LLAN0030 | B3 | 1964 | 5616 |
| 5 | LLAN0037 | B3 | 1982 | 364 |
| 5 | LLAN0080 | B3 | 1990 | 521 |
| 5 | LLAN0081 | B3 | 1982 | 1481 |

Fuente. Autores

Figura 89. Bloque5; Formación mugrosa B3



| | | |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 4 | 2.776 | 3.414221835 |
| zona con efecto de agotamiento | | |

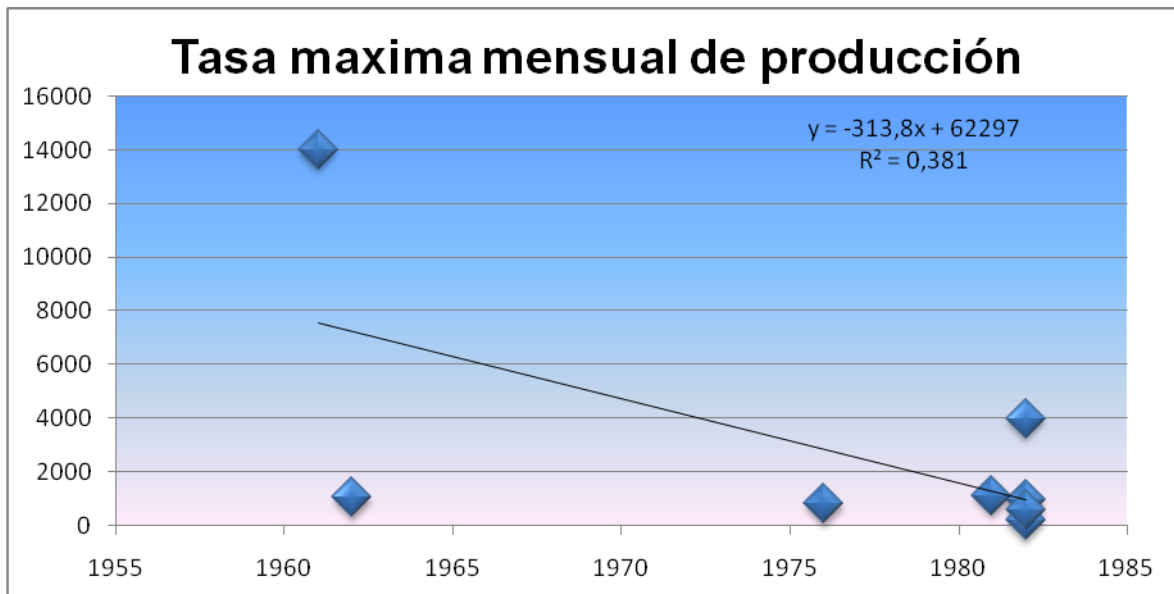
Fuente. Autores

Tabla 51. Bloques5; Formación mugrosa B4

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 5 | LLAN0011 | B4 | 1961 | 14019 |
| 5 | LLAN0020 | B4 | 1962 | 1055 |
| 5 | LLAN0029 | B4 | 1982 | 948 |
| 5 | LLAN0030 | B4 | 1976 | 798 |
| 5 | LLAN0037 | B4 | 1982 | 196 |
| 5 | LLAN0072 | B4 | 1981 | 1116 |
| 5 | LLAN0080 | B4 | 1982 | 3989 |
| 5 | LLAN0081 | B4 | 1982 | 586 |

Fuente. Autores

Figura 90. Bloque5; Formación mugrosa B4



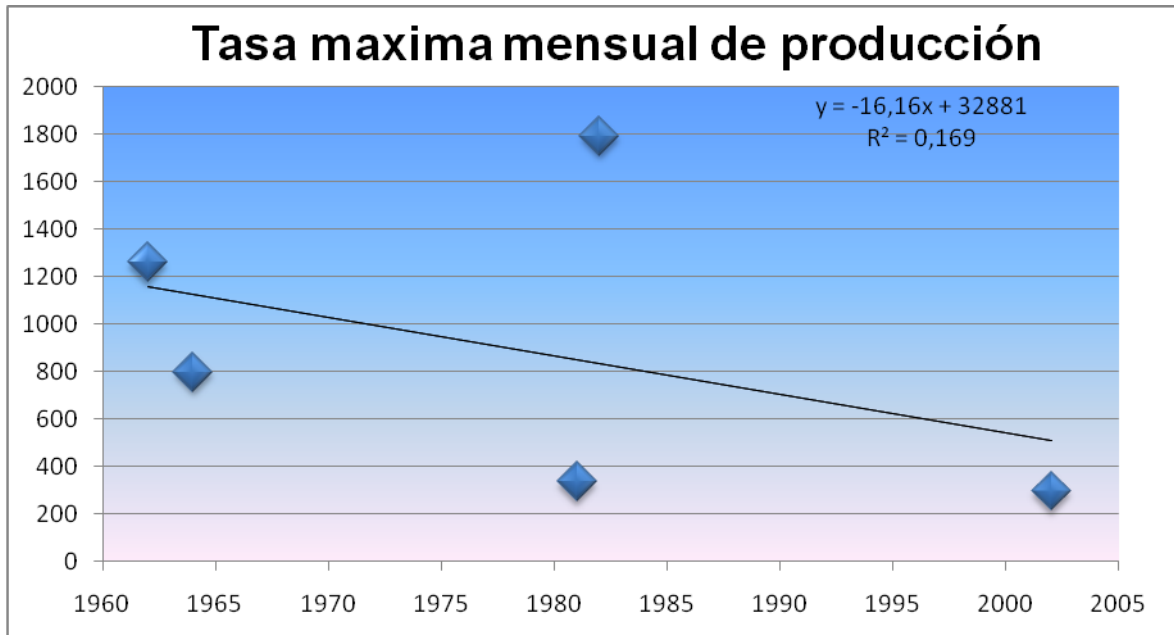
| | | |
|---------------------------------------|---------------|--------------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 6 | 2.447 | 1.924271437 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

Tabla 52. Bloques5; Formación mugrosa C1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 5 | LLAN0020 | C1 | 1962 | 1260 |
| 5 | LLAN0037 | C1 | 1964 | 798 |
| 5 | LLAN0072 | C1 | 1981 | 335 |
| 5 | LLAN0080 | C1 | 1982 | 1792 |
| 5 | LLAN0081 | C1 | 2002 | 293 |

Fuente. Autores

Figura 91. Bloque5; Formación mugrosa C1



| | | |
|---------------------------------------|---------------|--------------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 3 | 3.182 | 0.782649341 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

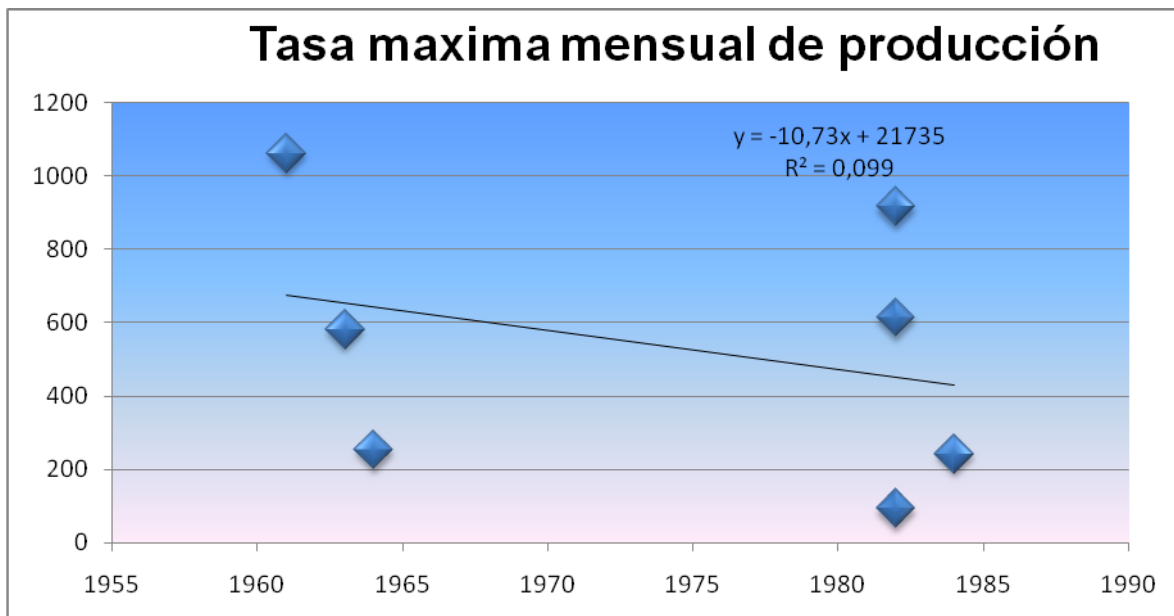
Fuente. Autores

Tabla 53. Bloque5; Formación mugrosa C3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 5 | LLAN0009 | C3 | 1961 | 1061 |
| 5 | LLAN0020 | C3 | 1982 | 92 |
| 5 | LLAN0029 | C3 | 1963 | 581 |
| 5 | LLAN0037 | C3 | 1964 | 251 |
| 5 | LLAN0080 | C3 | 1982 | 916 |
| 5 | LLAN0081 | C3 | 1982 | 612 |
| 5 | LLAN0096 | C3 | 1984 | 241 |

Fuente. Autores

Figura 92. Bloque5; Formación mugrosa C3



| | | |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 5 | 2.571 | 0.741860269 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

Fuente. Autores

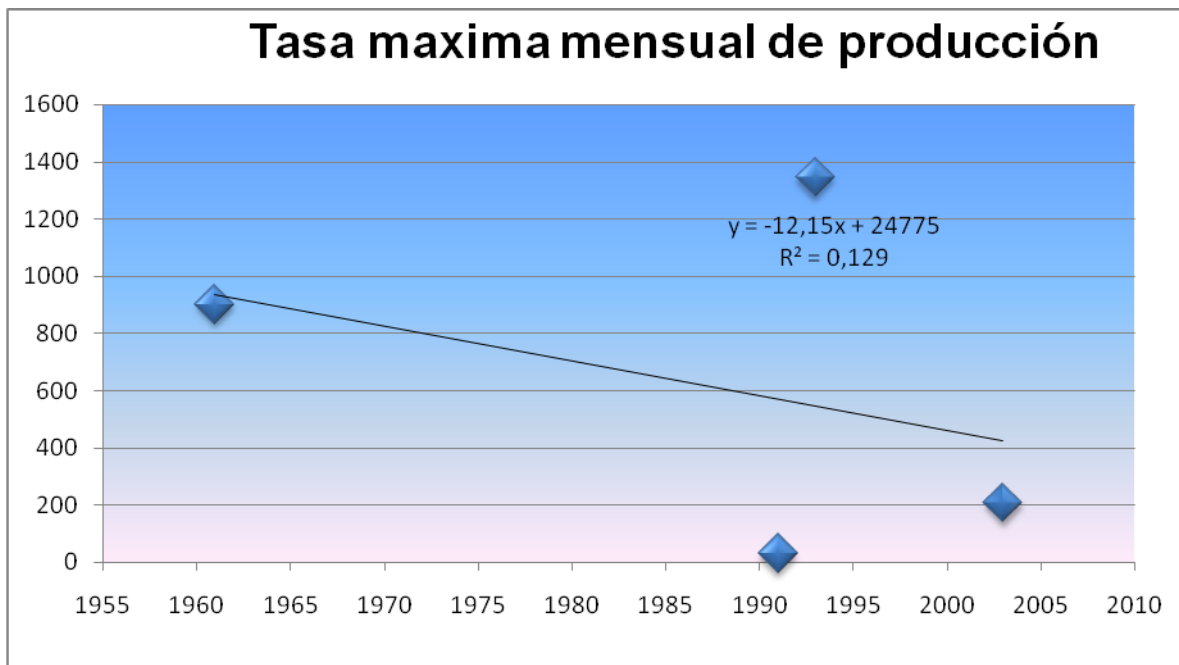
BLOQUE 6

Tabla 54. Bloque6; Formación mugrosa B1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 6 | LLAN0021 | B1 | 1961 | 901 |
| 6 | LLAN0097 | B1 | 1993 | 1344 |
| 6 | LLAN0102 | B1 | 2003 | 205 |
| 6 | LLAN0103 | B1 | 1991 | 30 |

Fuente. Autores

Figura 93. Bloque6; Formación mugrosa B1



| | | |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 2 | 4.303 | 0.545307698 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

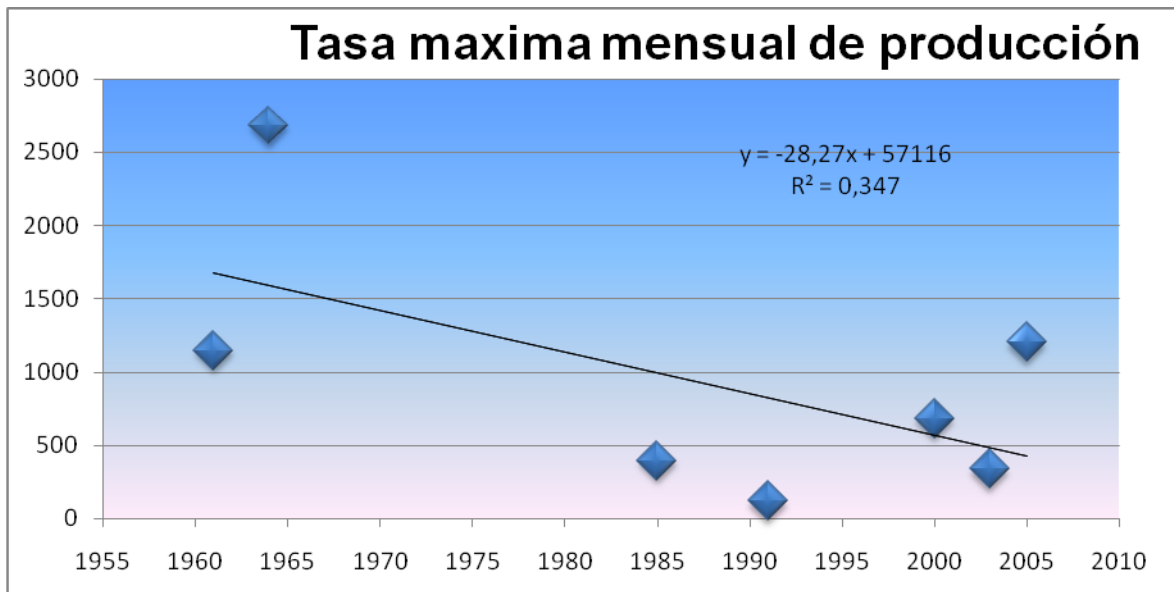
Fuente. Autores

Tabla 55. Bloques6; Formación mugrosa B2

| Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| LLAN0021 | B2 | 1961 | 1144 |
| LLAN0038 | B2 | 1964 | 2681 |
| LLAN0077 | B2 | 1985 | 394 |
| LLAN0097 | B2 | 2000 | 681 |
| LLAN0102 | B2 | 2003 | 338 |
| LLAN0103 | B2 | 1991 | 117 |
| LLAN0106 | B2 | 2005 | 1203 |

Fuente. Autores

Figura 94. Bloque6; Formación mugrosa B2



| | | |
|--|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 5 | 2.571 | 1.630249835 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

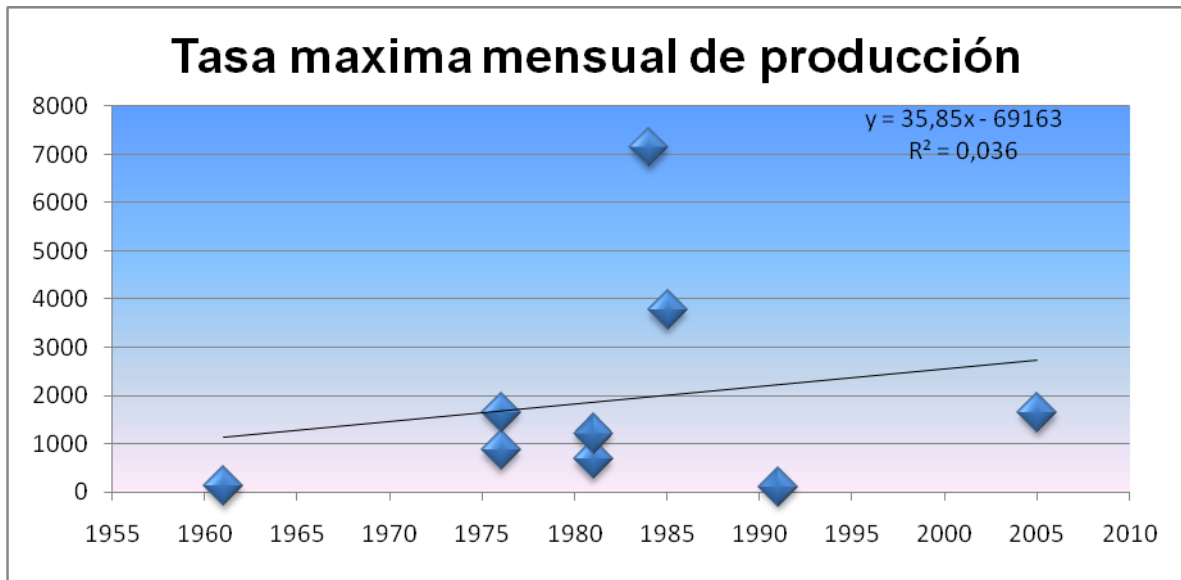
Fuente. Autores

Tabla 56. Bloques6; Formación mugrosa B3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 6 | LLAN0013 | B3 | 1961 | 119 |
| 6 | LLAN0018 | B3 | 1976 | 868 |
| 6 | LLAN0021 | B3 | 1976 | 1652 |
| 6 | LLAN0038 | B3 | 1981 | 675 |
| 6 | LLAN0077 | B3 | 1981 | 1203 |
| 6 | LLAN0097 | B3 | 1984 | 7133 |
| 6 | LLAN0102 | B3 | 1985 | 3766 |
| 6 | LLAN0103 | B3 | 1991 | 108 |
| 6 | LLAN0106 | B3 | 2005 | 1633 |

Fuente. Autores

Figura 95. Bloque6; Formación mugrosa B3



| | | |
|-----|--------|------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|-----|--------|------|

| | | |
|--|-------|-------------|
| 7 | 2.365 | 0.512502041 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

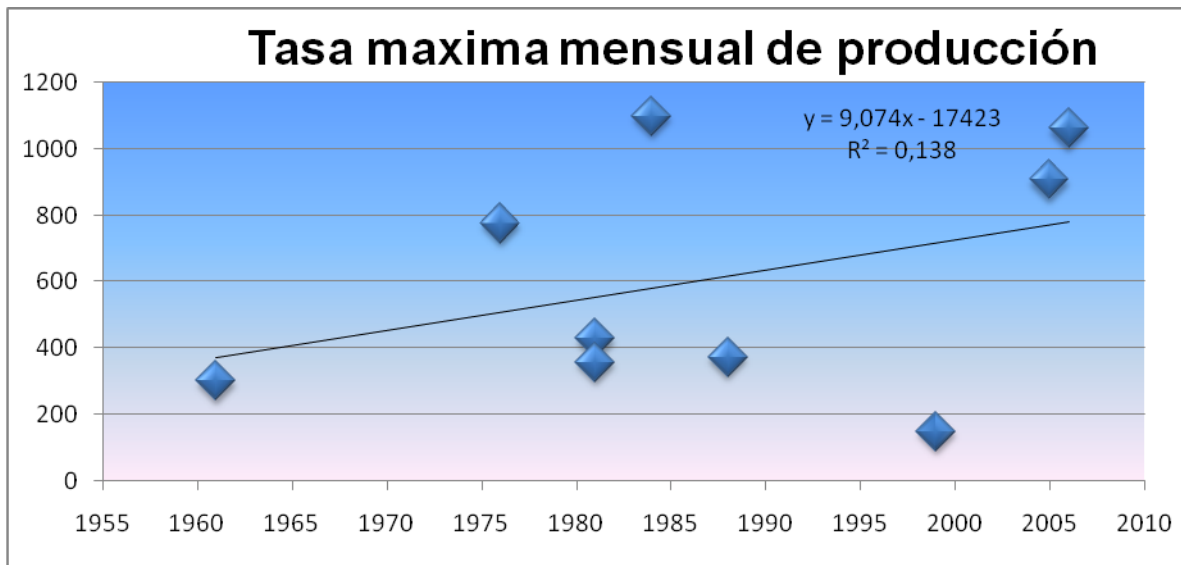
Fuente. Autores

Tabla 57. Bloques6; Formación mugrosa B4

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 6 | LLAN0013 | B4 | 1961 | 302 |
| 6 | LLAN0018 | B4 | 1976 | 775 |
| 6 | LLAN0021 | B4 | 1999 | 150 |
| 6 | LLAN0038 | B4 | 1981 | 429 |
| 6 | LLAN0077 | B4 | 1981 | 358 |
| 6 | LLAN0097 | B4 | 1984 | 1098 |
| 6 | LLAN0102 | B4 | 2005 | 908 |
| 6 | LLAN0103 | B4 | 1988 | 373 |
| 6 | LLAN0106 | B4 | 2006 | 1061 |

Fuente. Autores

Figura 96. Bloque6; Formación mugrosa B4



| | | |
|--|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 7 | 2.365 | 1.060157543 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

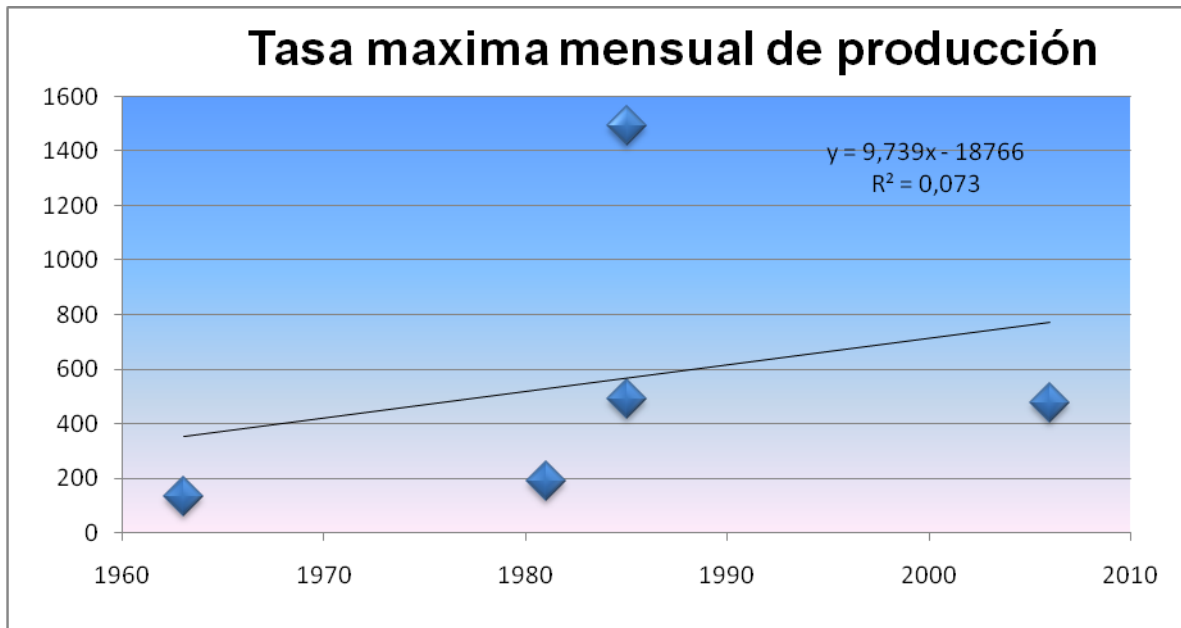
Fuente. Autores

Tabla 58. Bloques6; Formación mugrosa B4

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 6 | LLAN0021 | C3 | 1981 | 190 |
| 6 | LLAN0027 | C3 | 1963 | 132 |
| 6 | LLAN0102 | C3 | 1985 | 1495 |
| 6 | LLAN0103 | C3 | 1985 | 491 |
| 6 | LLAN0106 | C3 | 2006 | 476 |

Fuente. Autores

Figura 97. Bloque6; Formación mugrosa B4



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|-----|--------|-------------|
| 3 | 3.182 | 0.488251776 |

zona sin efecto de agotamiento

Fuente. Autores

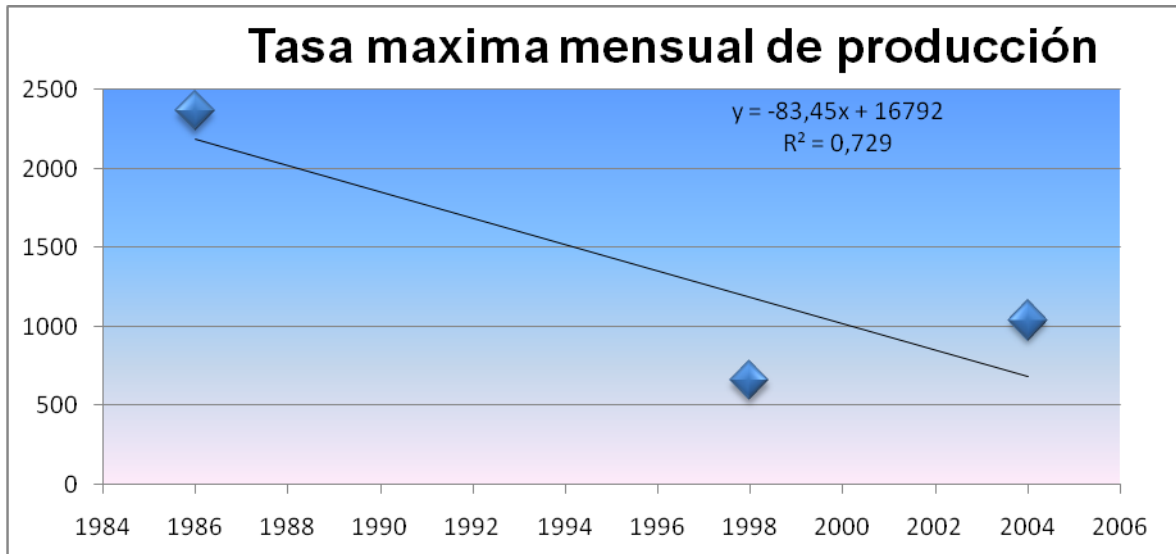
BLOQUE 7

Tabla 59. Bloques7; Formación mugrosa B2

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 7 | GALA0008 | B2 | 1998 | 658 |
| 7 | LLAN0104 | B2 | 1986 | 2364 |
| 7 | LLAN0105 | B2 | 2004 | 1038 |

Fuente. Autores

Figura 98. Bloque7; Formación mugrosa B2



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|-----|--------|-------------|
| 1 | 12.706 | 1.641210619 |

zona sin efecto de agotamiento

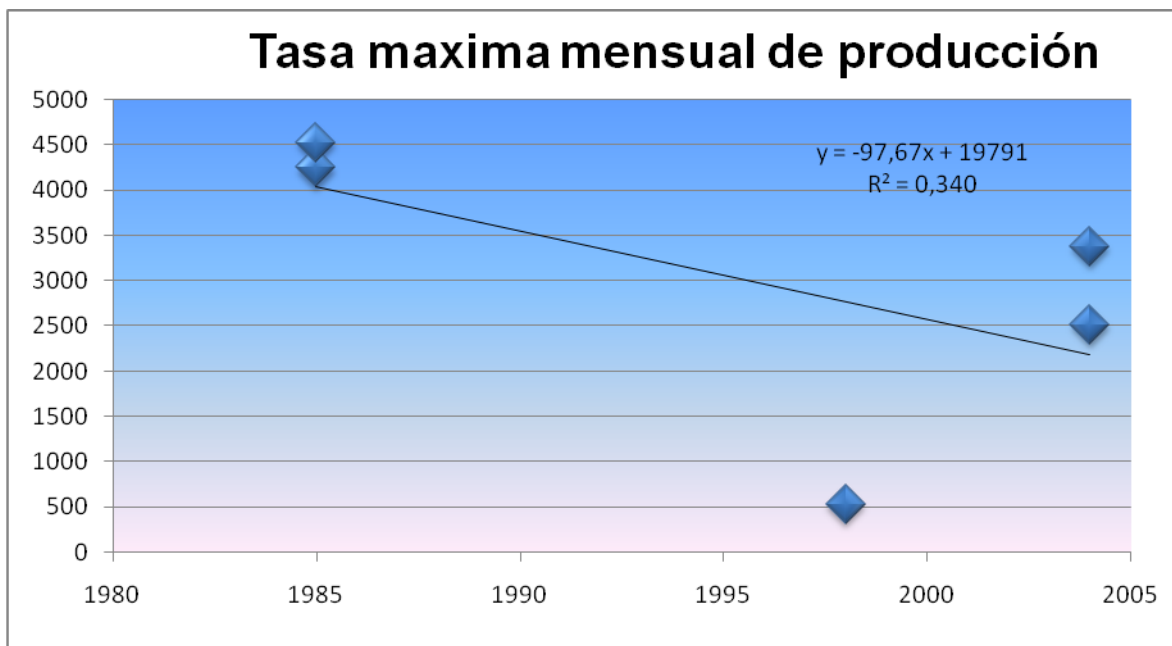
Fuente. Autores

Tabla 60. Bloques7; Formación mugrosa B3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|-----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 7 | GALA0001N | B3 | 2004 | 2511 |
| 7 | GALA0008 | B3 | 1998 | 527 |
| 7 | LLAN0091 | B3 | 1985 | 4252 |
| 7 | LLAN0104 | B3 | 1985 | 4524 |
| 7 | LLAN0105 | B3 | 2004 | 3378 |

Fuente. Autores

Figura 99. Bloque7; Formación mugrosa B3



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|--|--------|------------|
| 3 | 3.182 | 1.24528288 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

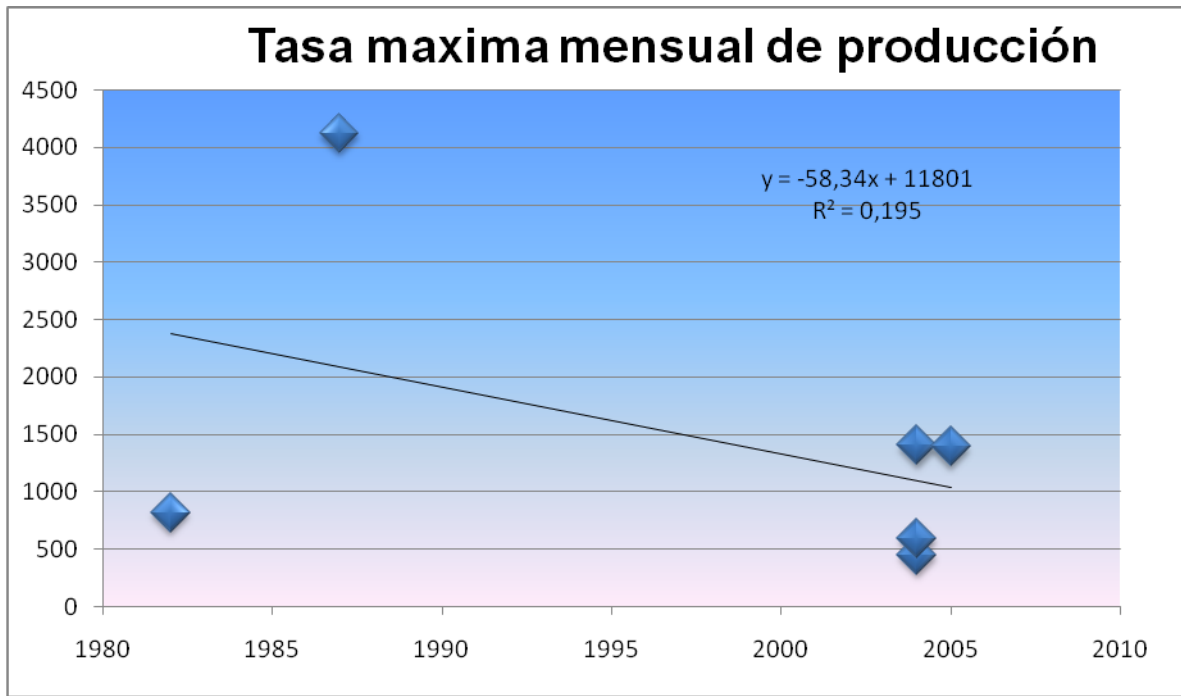
Fuente. Autores

Tabla 61. Bloques7; Formación mugrosa B4

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|-----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 7 | GALA0001N | B4 | 2004 | 1405 |
| 7 | GALA0008 | B4 | 1987 | 4123 |
| 7 | LLAN0007 | B4 | 1982 | 819 |
| 7 | LLAN0091 | B4 | 2005 | 1392 |
| 7 | LLAN0104 | B4 | 2004 | 448 |
| 7 | LLAN0105 | B4 | 2004 | 592 |

Fuente. Autores

Figura 100. Bloque7; Formación mugrosa B4



| | | |
|--|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 7 | 2.365 | 0.985827862 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

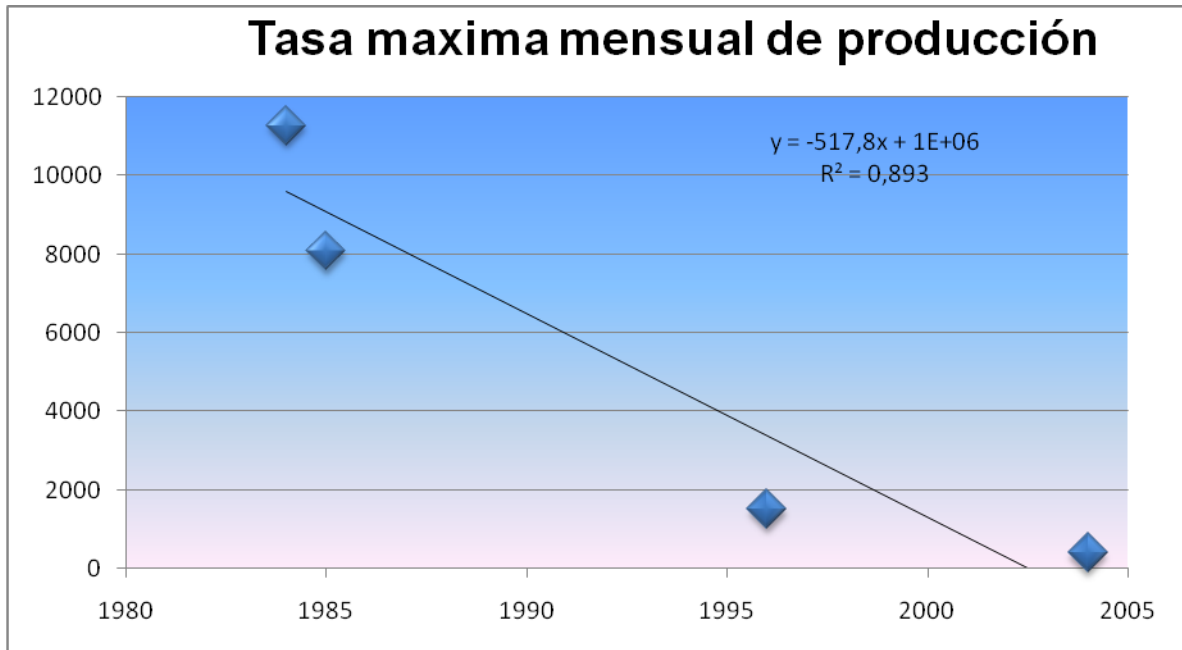
Fuente. Autores

Tabla 62. Bloques7; Formación mugrosa C1

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|-----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 7 | GALA0001N | C1 | 2004 | 389 |
| 7 | GALA0008 | C1 | 1996 | 1500 |
| 7 | LLAN0091 | C1 | 1984 | 11270 |
| 7 | LLAN0104 | C1 | 1985 | 8065 |

Fuente. Autores

Figura 101. Bloque7; Formación mugrosa C1



| | | |
|---------------------------------------|--------|-------------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 2 | 4.303 | 4.102904345 |
| zona sin efecto de agotamiento | | |

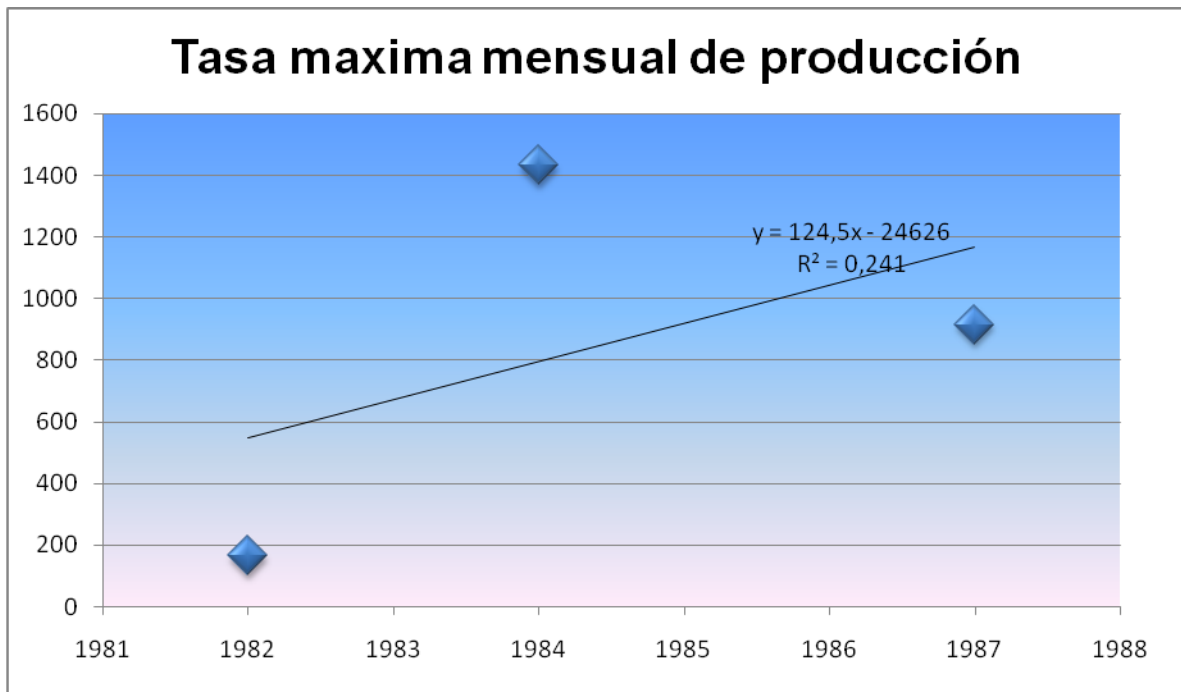
Fuente. Autores

Tabla 63. Bloques7; Formación mugrosa C2

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 7 | GALA0008 | C2 | 1987 | 914 |
| 7 | LLAN0007 | C2 | 1982 | 164 |
| 7 | LLAN0091 | C2 | 1984 | 1432 |

Fuente. Autores

Figura 102. Bloque7; Formación mugrosa C2



| n-2 | Tablas | Tn-2 |
|--|--------|-------------|
| 1 | 12.706 | 0.564467247 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

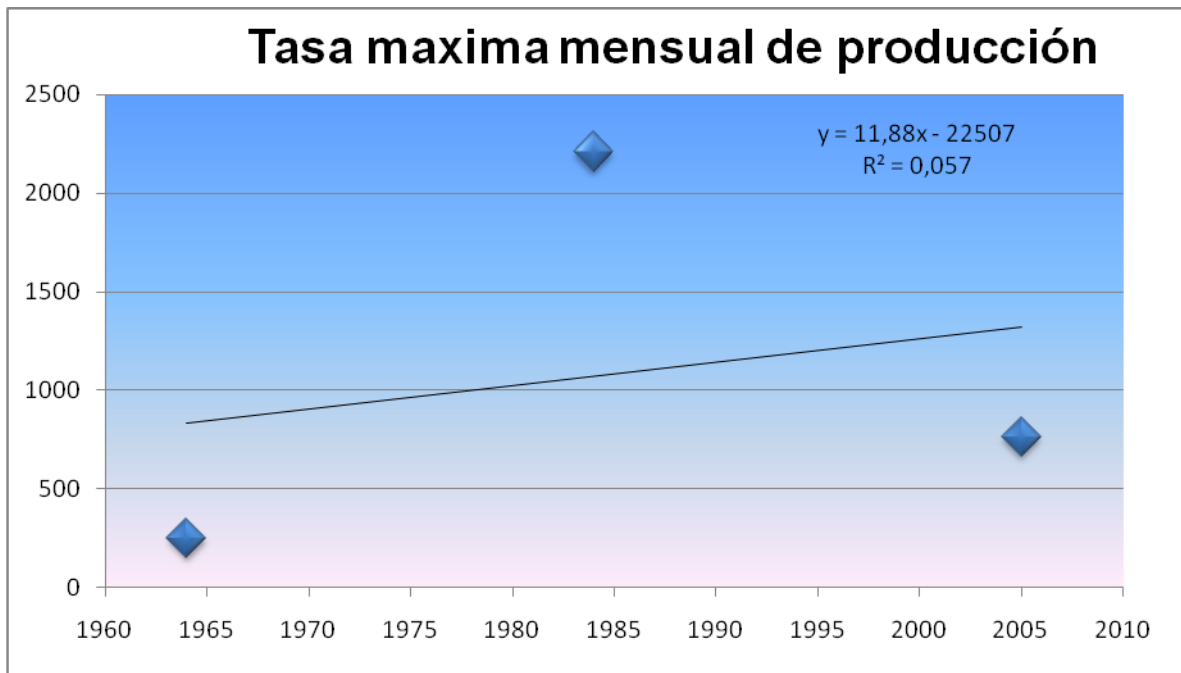
Fuente. Autor

Tabla 64. Bloques7; Formación mugrosa C3

| Bloque | Pozo | Zona | Año de Primera Producción | Tasa máxima mensual de producción |
|--------|-----------|------|---------------------------|-----------------------------------|
| 7 | GALA0001N | C3 | 2005 | 764 |
| 7 | LLAN0007 | C3 | 1964 | 249 |
| 7 | LLAN0091 | C3 | 1984 | 2209 |

Fuente. Autores

Figura 103. Bloque7; Formación mugrosa C3



| | | |
|--|--------|-----------|
| n-2 | Tablas | Tn-2 |
| 1 | 12.706 | 0.2469767 |
| <u>zona sin efecto de agotamiento</u> | | |

Fuente. Autores

Luego del análisis de cada uno de los bloques del campo Llanito se puede concluir que las subzonas B2 y B3 de los bloques uno y cinco respectivamente se encuentran agotadas, Cabe resaltar que debido a la incertidumbre en la estratigrafía del campo no se puede tomar como subzonas no agotadas aquellas que la metodología las identifica como tal, Ya que se sabe que desde el momento que se empieza a explotar una formación está va a declinar inevitablemente.

Tabla 65. Agotamiento de cada subzona formación mugrosa por bloque

| BL 1 | BL 2 | BL 3 | BL 4 | BL 5 | BL 6 | BL 7 |
|------|------|------|------|------|------|------|
| B1 | B1 | B1 | B1 | B1 | B1 | |
| B2 | B2 | B2 | B2 | B2 | B2 | B2 |
| B3 | B3 | B3 | B3 | B3 | B3 | B3 |
| B4 | B4 | | | B4 | B4 | B4 |
| C1 | C1 | | C1 | C1 | | C1 |
| | C2 | | | | | C2 |
| C3 | C3 | C3 | C3 | C3 | C3 | C3 |

Fuente. Autores

ANEXO B

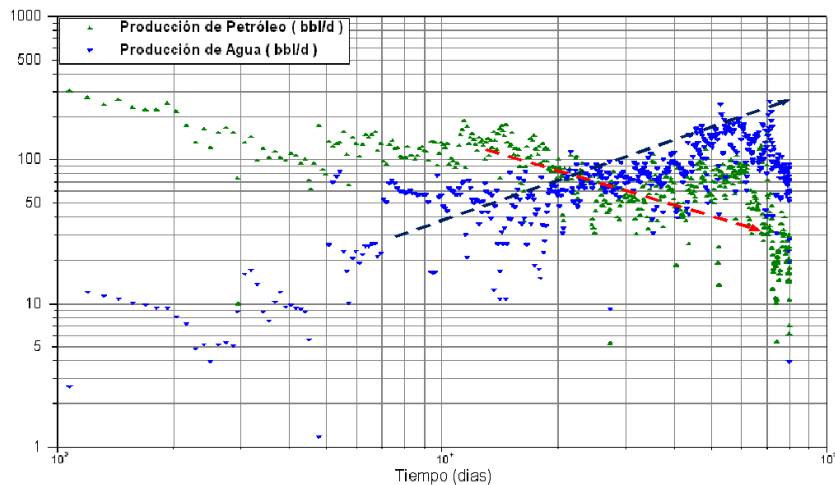
Aplicando la metodología de curvas de diagnóstico²⁰ propuesta por Chan, se realizó el análisis a los pozos seleccionados usando el Índice de heterogeneidad²¹ en capítulo II. A continuación se muestran los análisis efectuados para cada uno de los pozos.

²⁰ Fuente. SPE 30775. “Water Control Diagnostic Plots”.

Análisis del pozo 09

Un gráfico de las tasas de flujo de agua y petróleo con respecto al tiempo puede resultar útil para identificar los problemas de agua. La figura 104. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea confirmando, así problemas por producción de agua.

Figura 104. Gráfico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 09.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

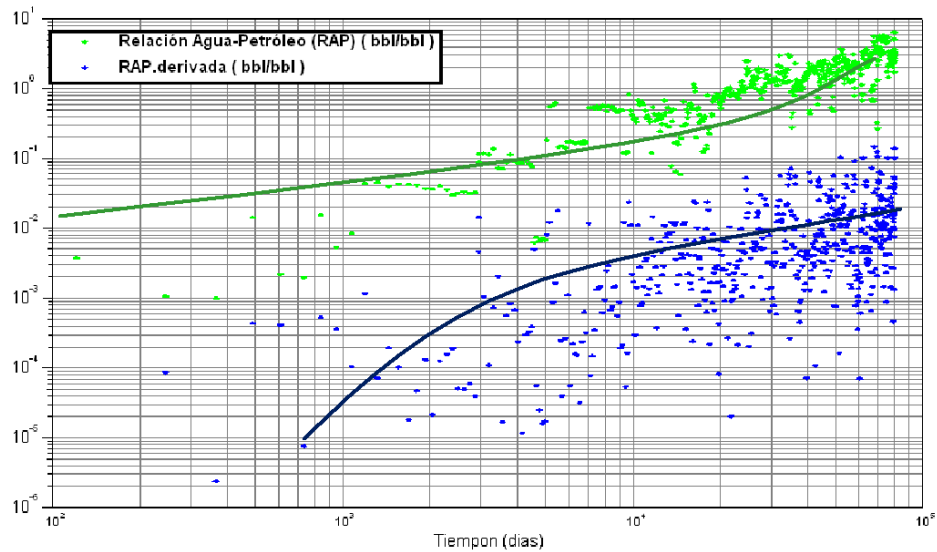
Para el diagnóstico del problema de agua del pozo 09, se utilizó el Sistema de Curvas de Diagnóstico, para conocer de manera confiable cual era el tipo de fenómeno de producción de agua que ocurre en el pozo. Para el caso del pozo 09, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 105. (curva RAP verde y RAP' azul).

La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, según Chan²² que un rápido aumento de la invasión produciéndose agua abruptamente, muestra un comportamiento de canalización.

²¹ Fuente. SPE 81427. "Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing".

²² Fuente. SPE 30775. "Water Control Diagnostic Plots".

Figura 105. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 09))

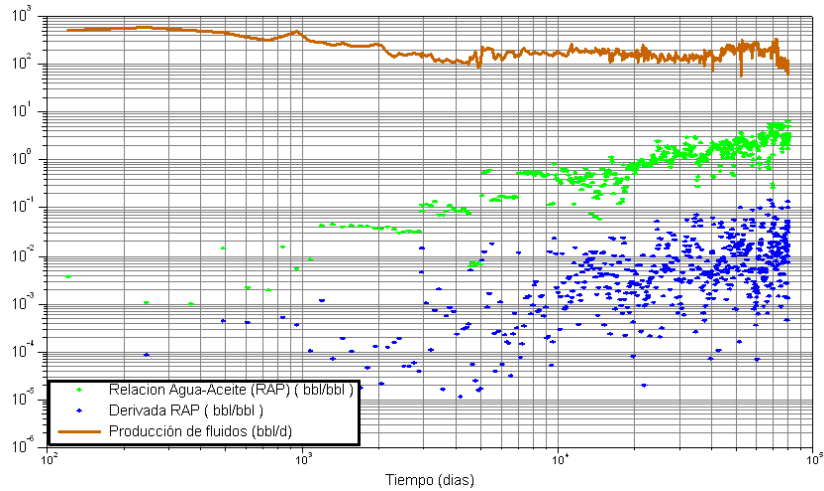


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando que el RAP es prácticamente constante al inicio de la producción del pozo, significa que el pozo no tiene permeabilidad vertical apreciable, ó teniendo una permeabilidad vertical alta, la obstrucción de multicapas a lo largo del flujo vertical, hace tardar la presencia del agua.

A fin de definir si existe multicapas, se tiene que observar la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, como estos dos últimos varían mucho más que la producción de fluido, se define entonces, que existe multicapas. Es de esperarse que siendo la canalización el ultimo comportamiento reflejado por las graficas de diagnostico, este será la tendencia futura que mostraran estas graficas si no se realizara ningún tipo de tratamiento al pozo.

Figura 106. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 09

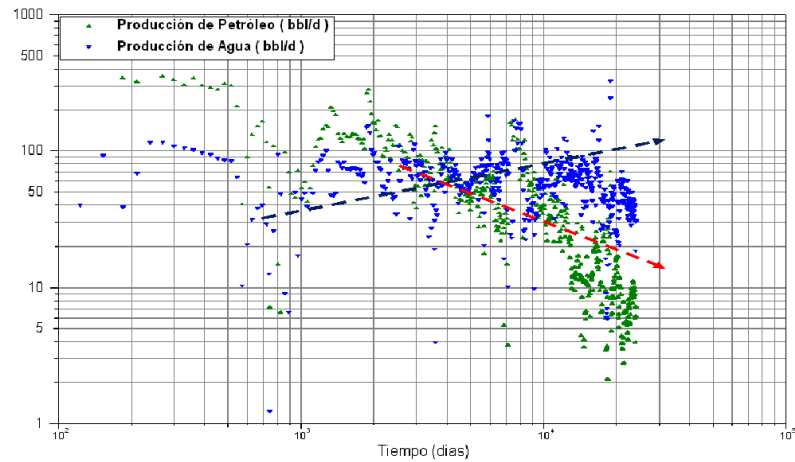


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis del pozo 11

La figura 107. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi sincrónica confirmando, así problemas por producción de agua.

Figura 107. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 11.

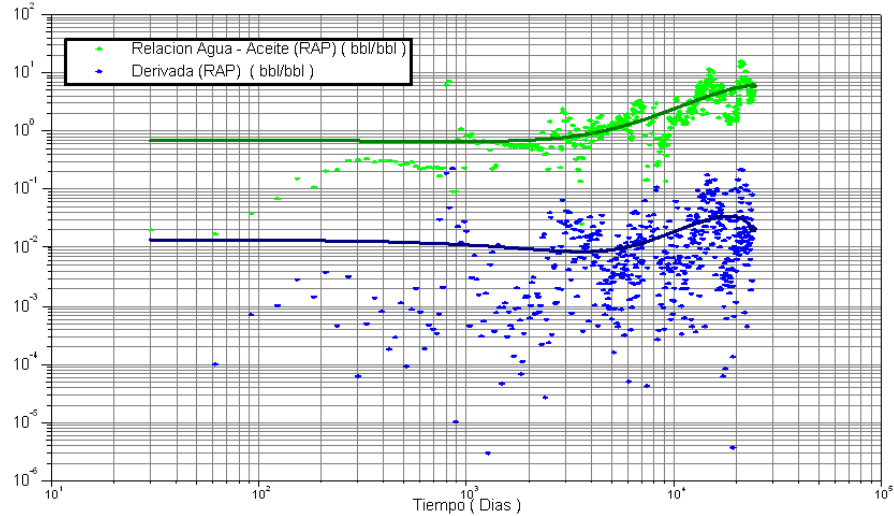


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 11, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 108. (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de

producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de canalización.

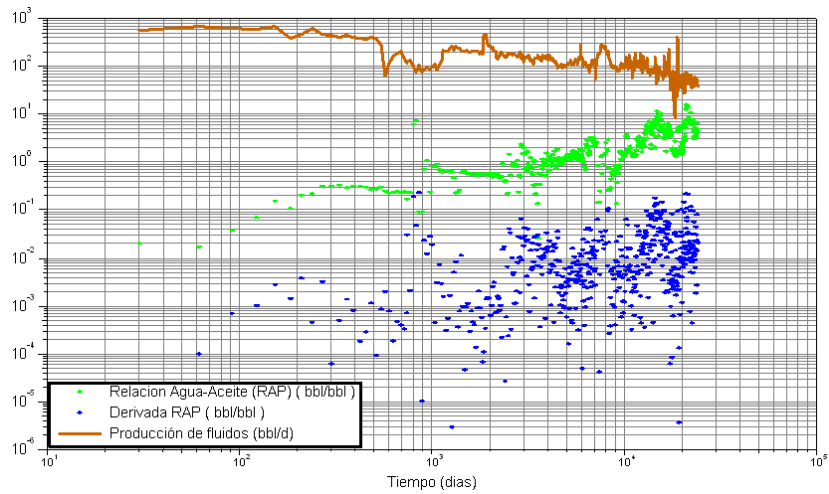
Figura 108. *Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 11))*



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, el RAP es prácticamente constante al inicio de la producción del pozo es decir que se evidencia un retardo en la aparición del agua además es apreciable la alta dispersión de los datos de RAP y RAP' lo cual significa la existencia de múltiples capas.

Figura 109. *RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 11*

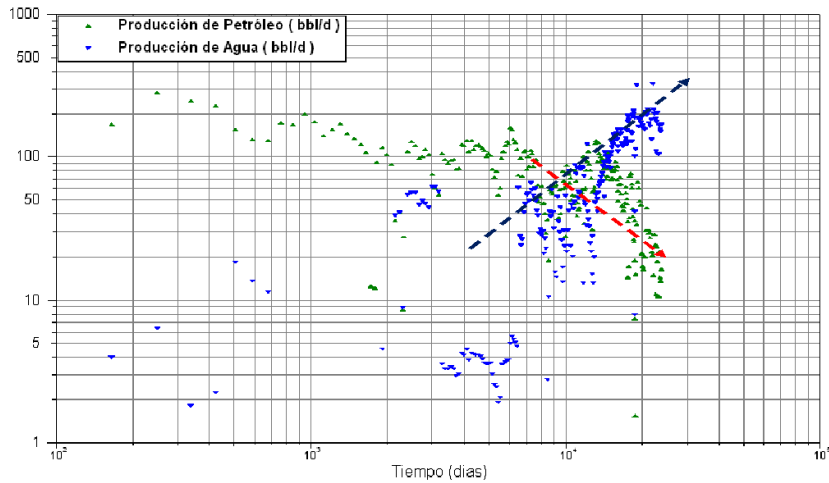


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis del pozo 17

La figura 110 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi sincronizada confirmando, así problemas por producción de agua.

Figura 110. *Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 17.*

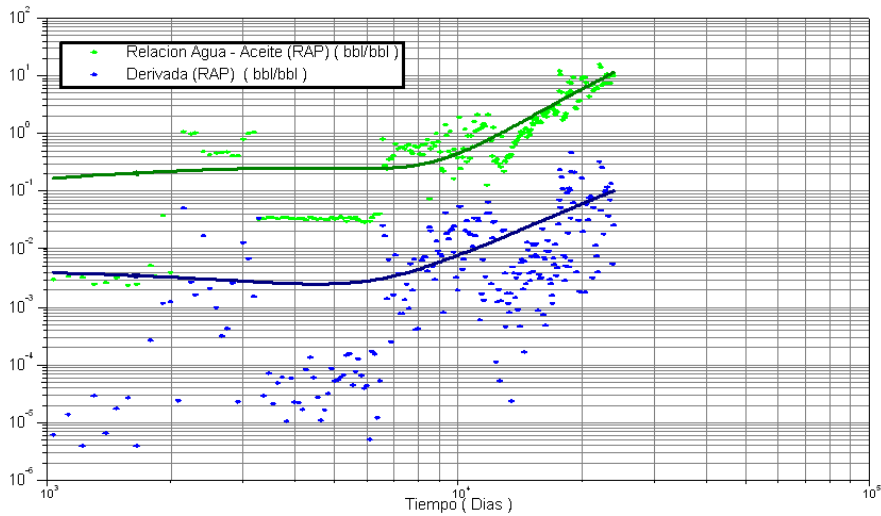


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 17, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 111. (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de

producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de canalización.

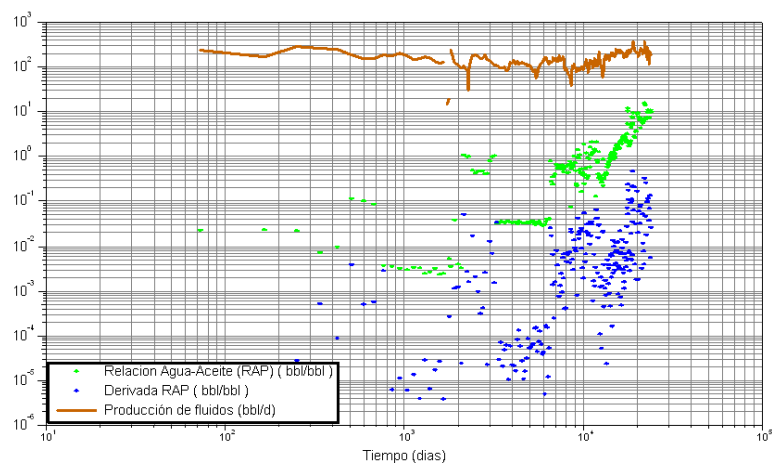
Figura 111. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 17))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 112. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 17

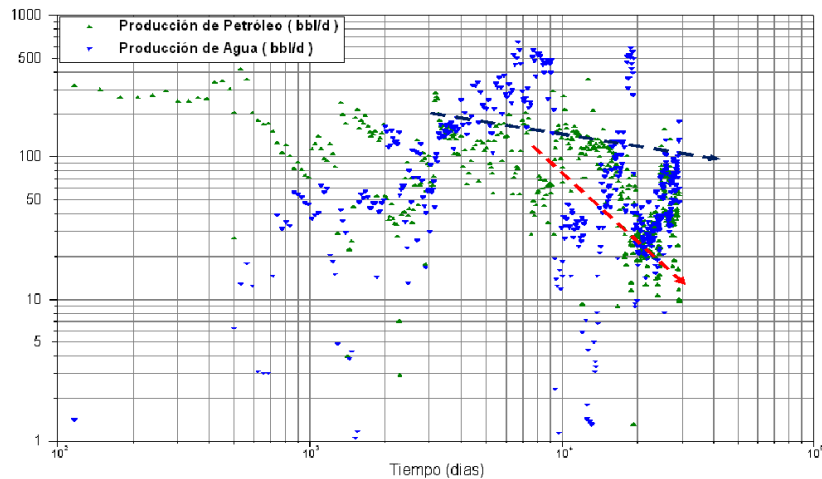


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis del pozo 18

La figura 113. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea corroborando, así problemas por producción de agua, además una agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es casi rectilínea, mientras que observando la grafica se percibe una declinación pronunciada lo que puede indicar la existencia de otro problema por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño.

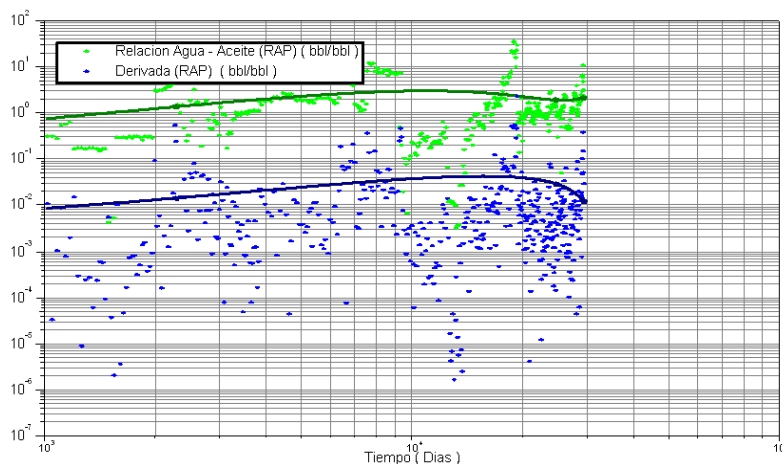
Figura 113. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 18.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 18, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 114 (curva RAP verde y RAP' azul).

Figura 114. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 18))

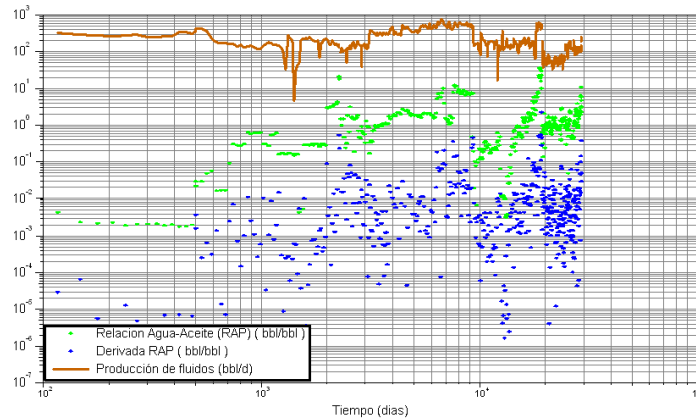


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente negativo después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de conificación.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 115. *RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 18*

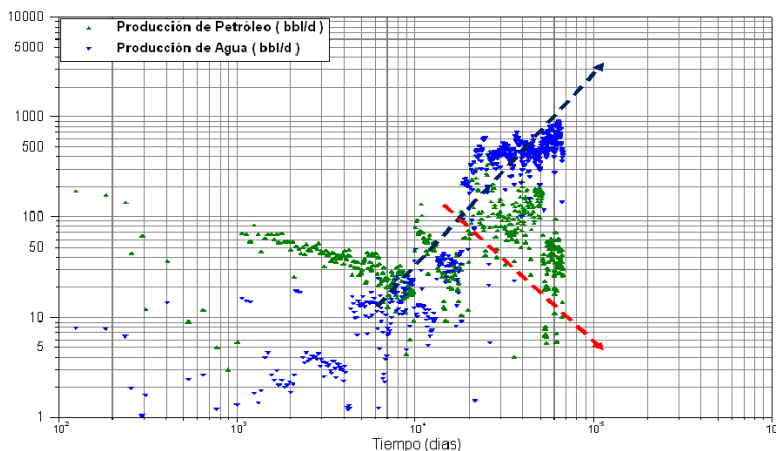


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 20

La figura 116. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea revalidando, así problemas por producción de agua.

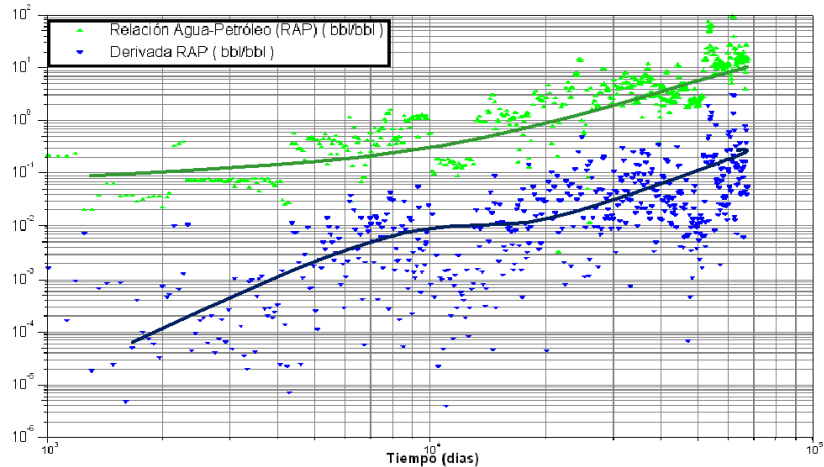
Figura 116. *Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 20.*



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 20, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 117. (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de canalización.

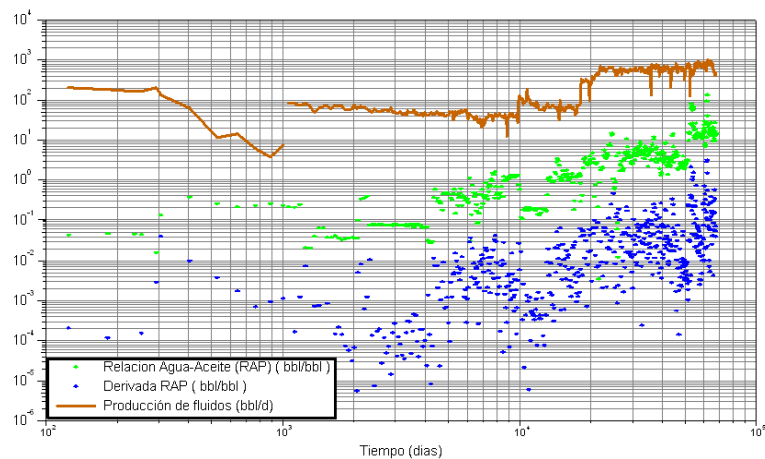
Figura 117. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 20))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

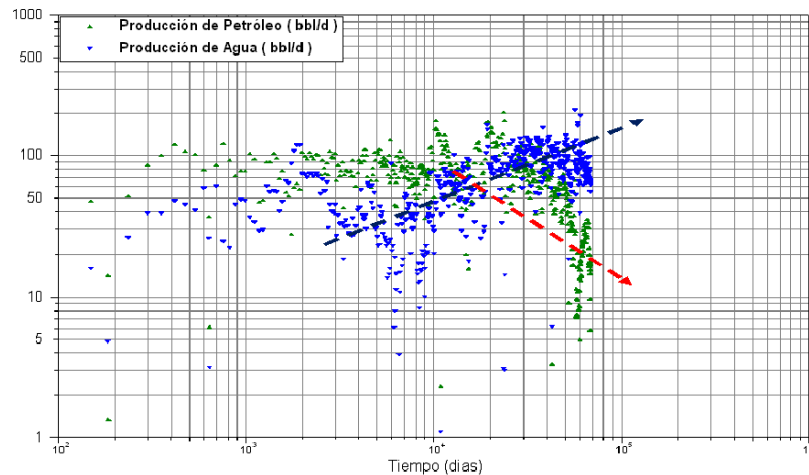
Figura 118. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 20



Análisis pozo 21

La figura 119 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi concurrente confirmando, así problemas por producción de agua.

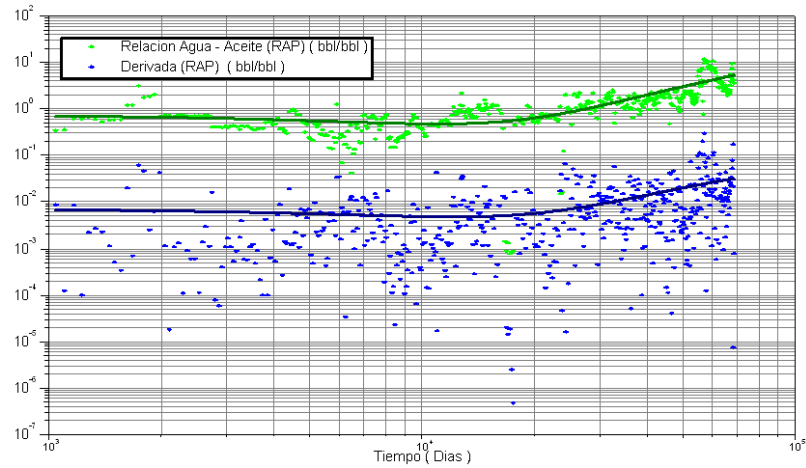
Figura 119. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 21.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 21, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 120. (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un aumento gradual de las dos curvas después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de desplazamiento normal.

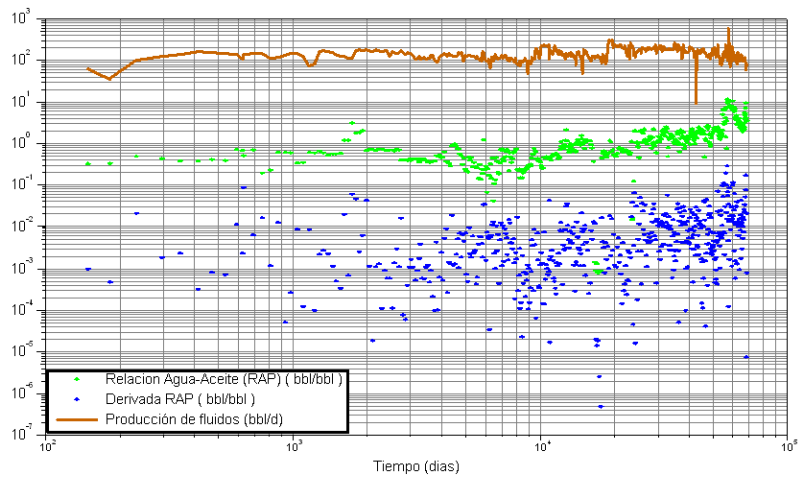
Figura 120. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 21))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 121. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 21

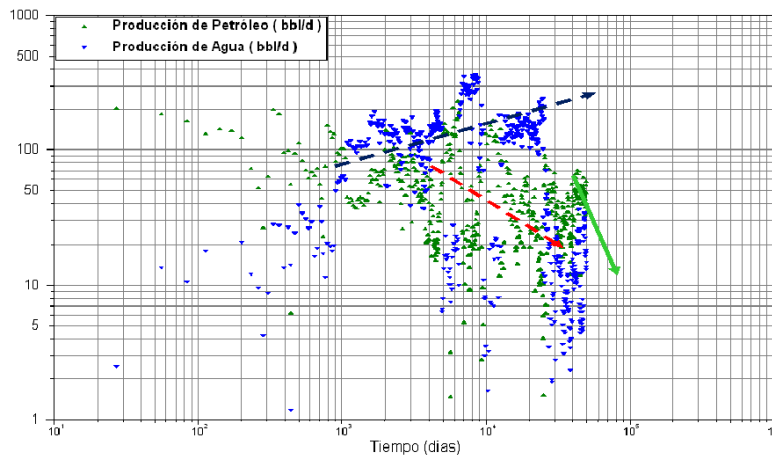


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis del pozo 23

La figura 122 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea corroborando, así problemas por producción de agua, además una agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es casi rectilínea, mientras que observando la grafica se percibe una declinación pronunciada lo que puede indicar la existencia de otro problema por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño.

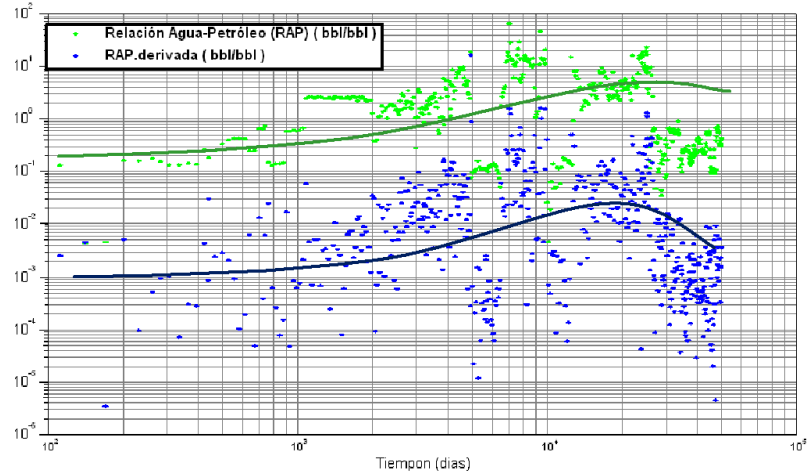
Figura 122. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 23.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 23, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 123. (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente negativa después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de conificación.

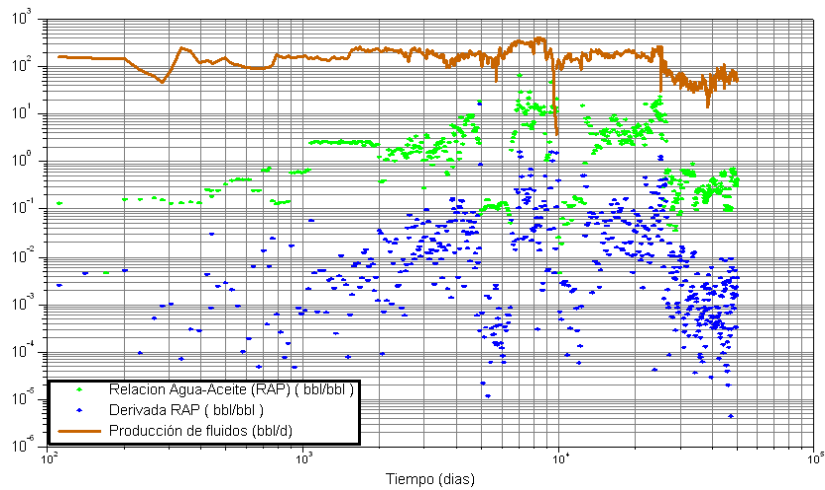
Figura 123. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 23))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 124. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 23

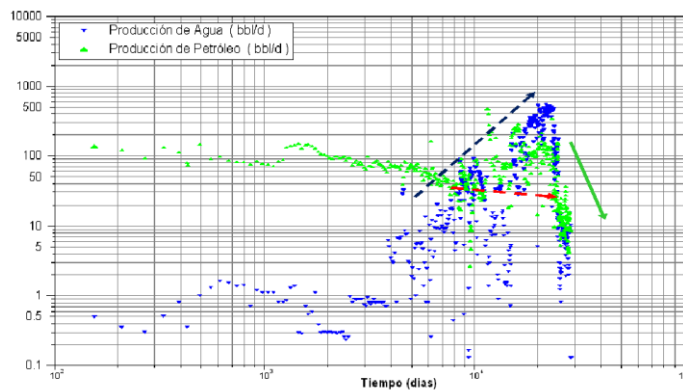


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 26

La figura 125 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua, además una agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es casi rectilínea, mientras que observando la grafica se percibe una declinación pronunciada lo que puede indicar la existencia de otro problema por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño.

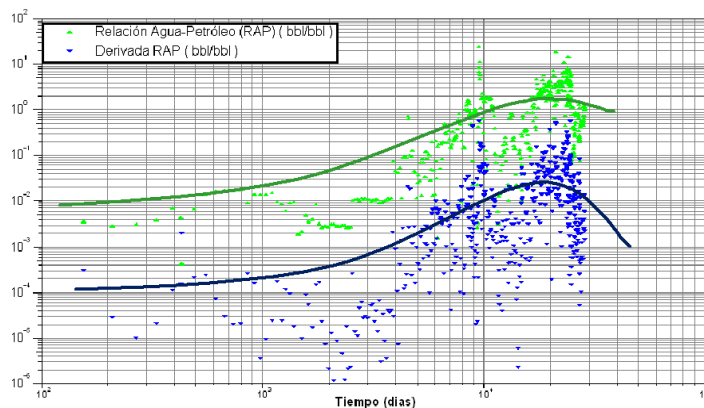
Figura 125. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 26.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 26, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 126 (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente negativa después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de conificación.

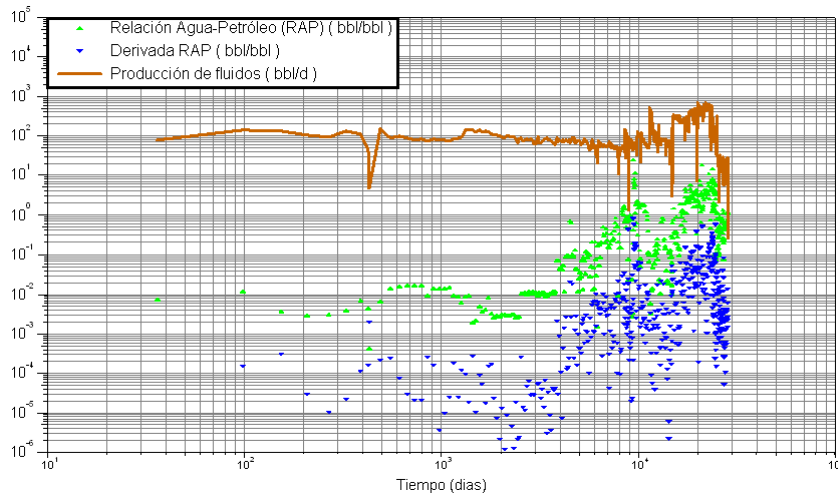
Figura 126. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 26))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 127. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 26

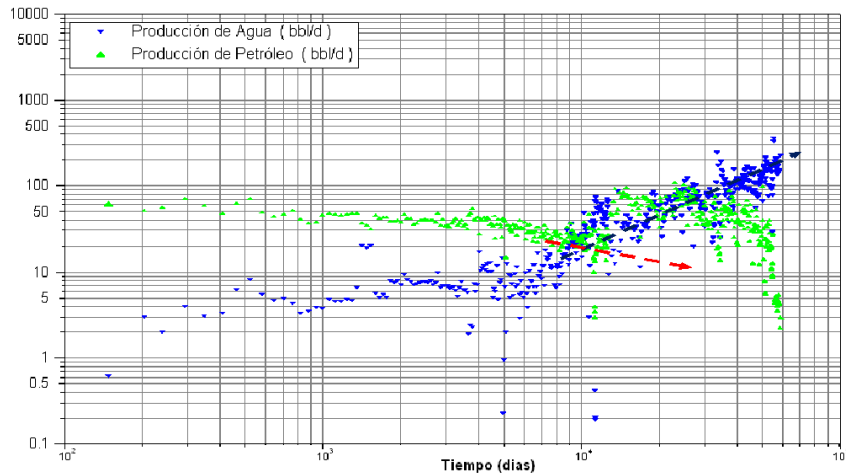


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 31

La figura 128 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi concurrente confirmando, así problemas por producción de agua.

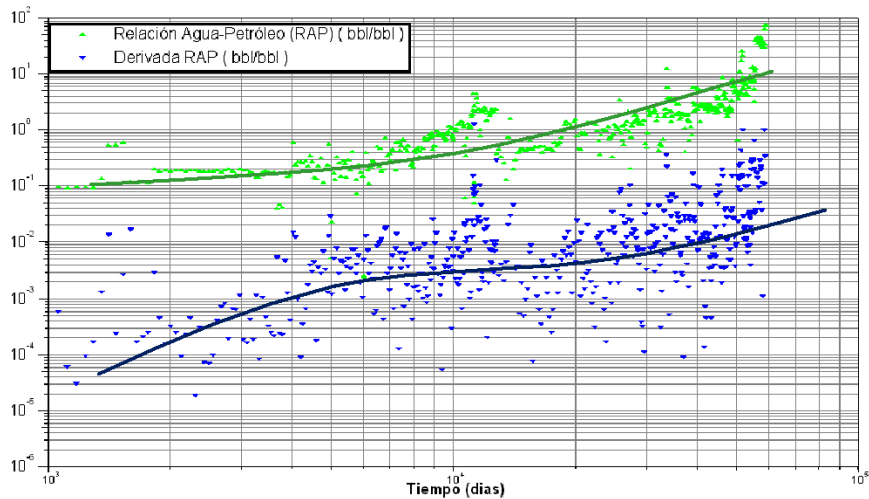
Figura 128. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 31.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 31, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 129. (curva RAP verde y RAP' azul). En la gráfica Log-Log, es posible percibir un aumento gradual en la misma proporción de la RAP y la derivada de la RAP, por tanto comparando este comportamiento con las curvas de diagnóstico se puede decir que es un desplazamiento normal.

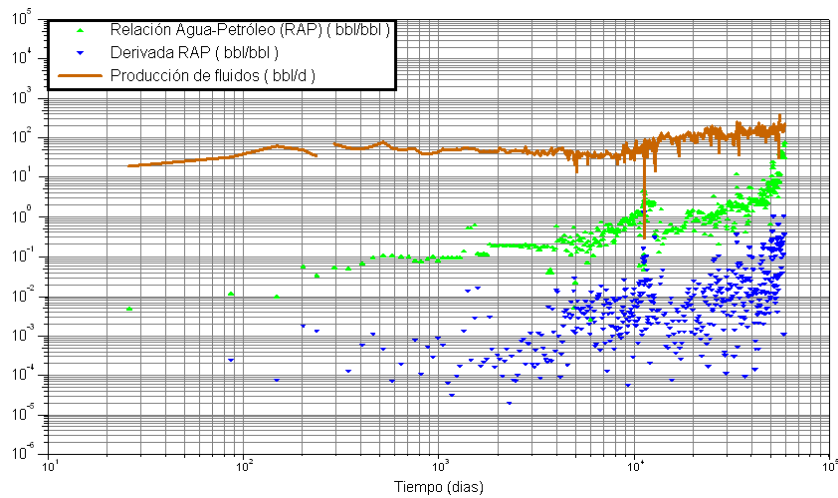
Figura 129. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 31))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 130. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 31

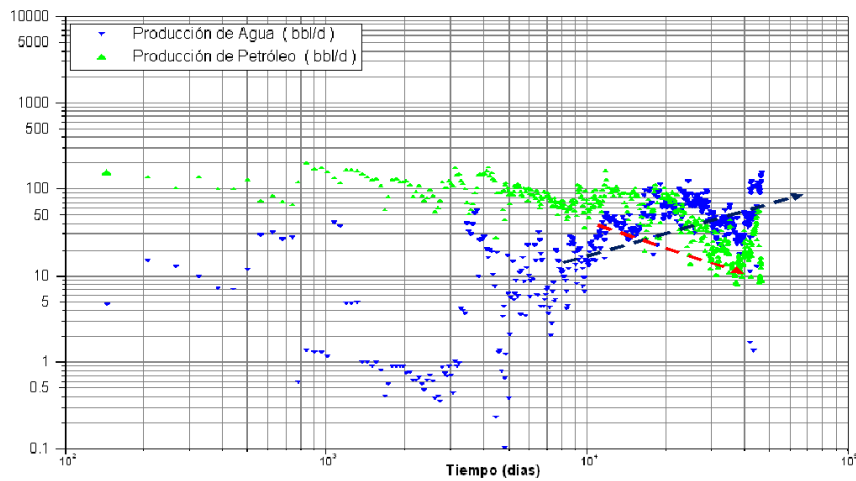


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 35

La figura 131 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea revalidando, así problemas por producción de agua.

Figura 131. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 35.

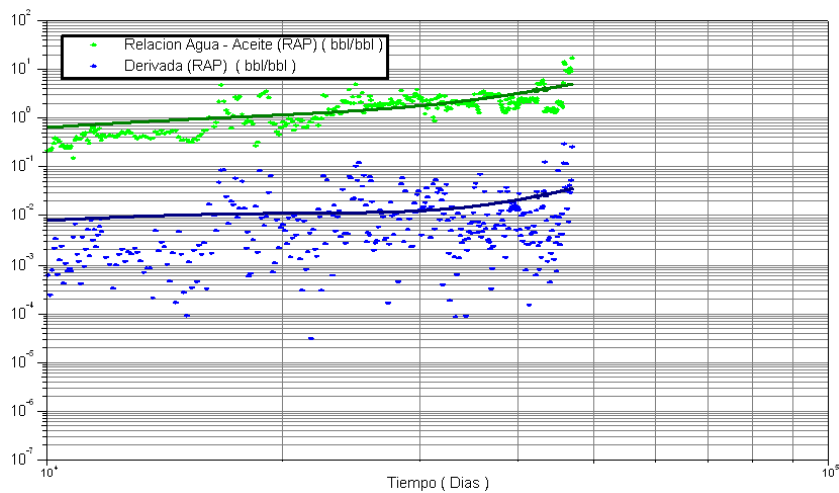


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 35, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 132 (curva RAP verde y RAP' azul). En la

gráfica Log-Log, es posible percibir un aumento progresivo en la misma proporción de la RAP y la derivada de I a RAP, por tanto comparando este comportamiento con las curvas de diagnostico se puede decir que es un desplazamiento.

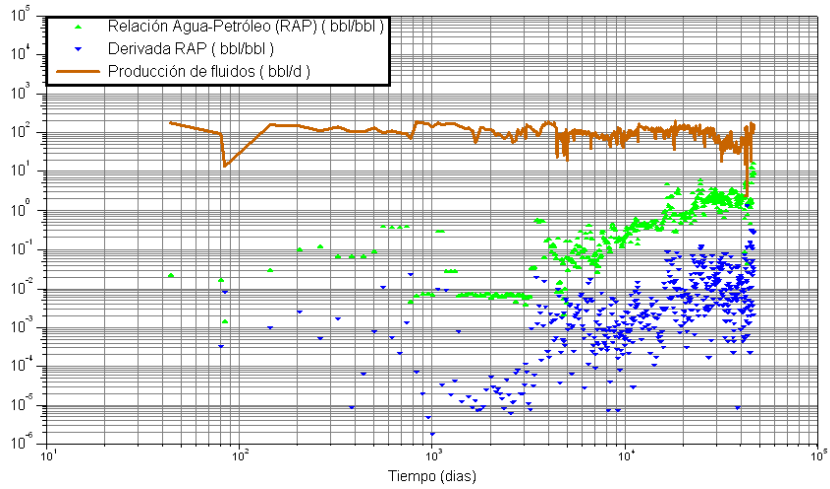
Figura 132. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 35))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 133. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 35

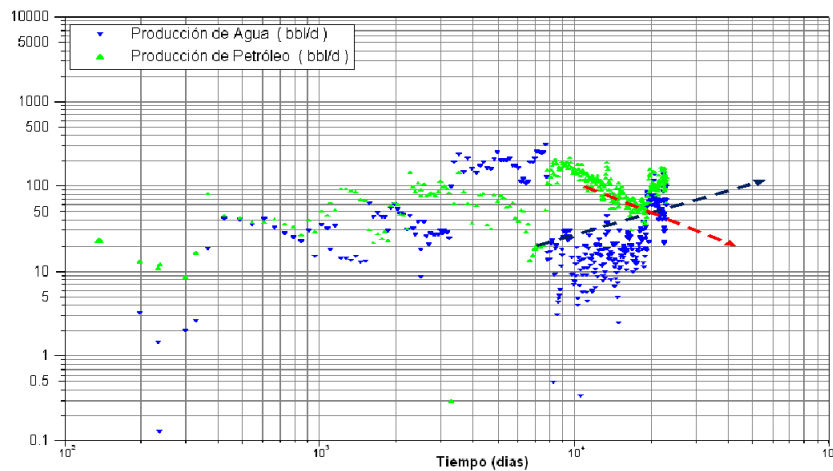


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 36

La figura 134. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea corroborando, así problemas por producción de agua.

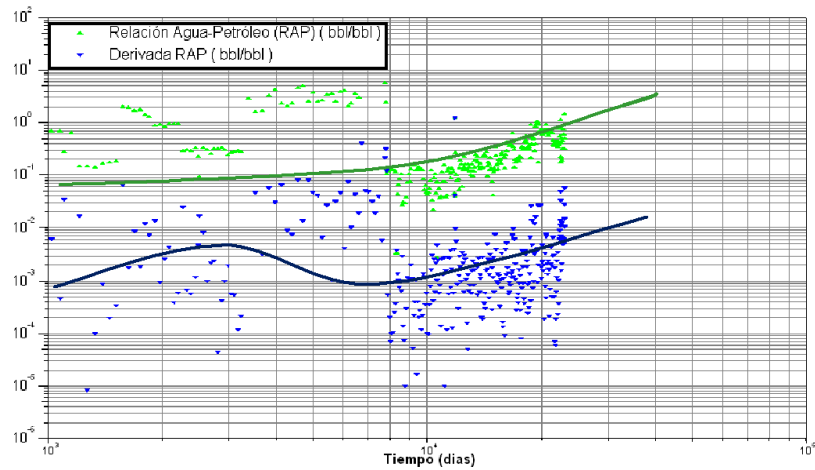
Figura 134. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 36.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

La gráfica Log-Log, muestra tres etapas, en las cuales se puede dividir la interpretación del fenómeno de producción de agua ocurrido a lo largo de toda la vida productiva del pozo. La primera etapa, corresponde a un comportamiento constante de la curva de RAP, mostrando la producción inicial esperada. Una vez concluida esta etapa se visualiza, a pesar de la dispersión de los puntos, la posible formación de un cono de agua, ya que la pendiente de la RAP' muestra un cambio negativo. La tercera etapa, muestra un cambio brusco en la pendiente de la RAP', lo cual es un indicativo, según Chan de que el cono llegó a las perforaciones del pozo, produciéndose agua abruptamente y mostrando así un comportamiento de canalización.

Figura 135. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 36))



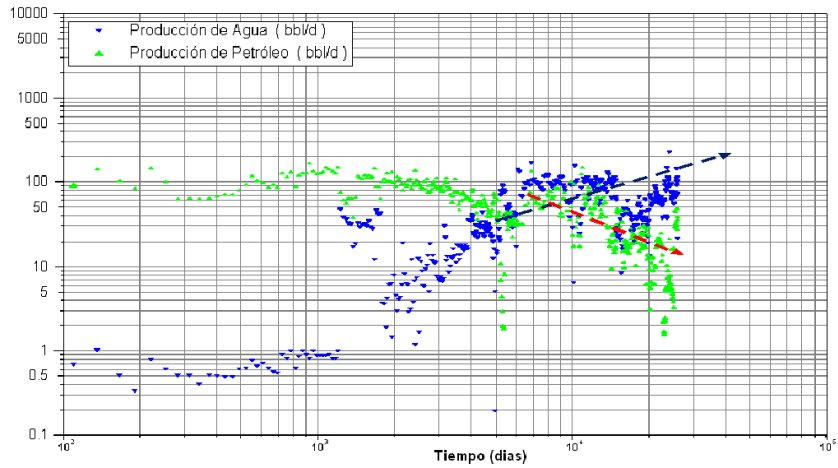
Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 38

La figura 136. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea revalidando, así problemas por producción de agua.

Para el caso del pozo 38, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 137. (curva RAP verde y RAP' azul).

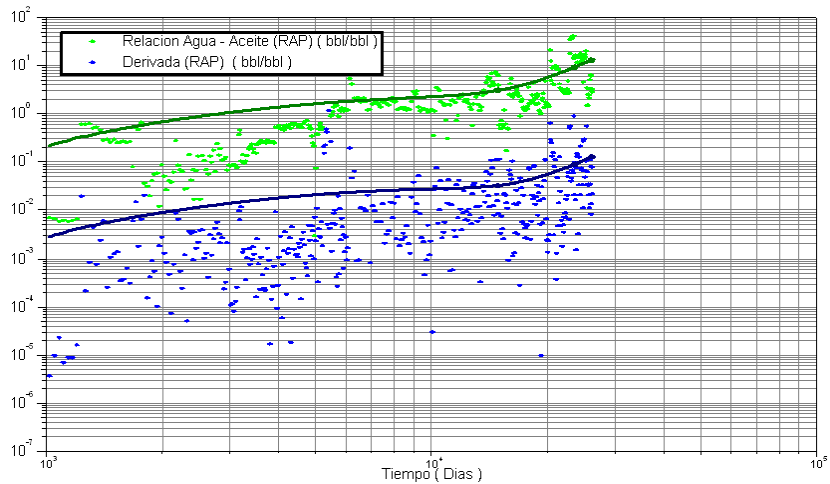
Figura 136. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 38.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

En la gráfica Log-Log, es posible percibir un aumento progresivo en la misma proporción de la RAP y la derivada de I a RAP, por tanto comparando este comportamiento con las curvas de diagnostico se puede decir que es un desplazamiento normal.

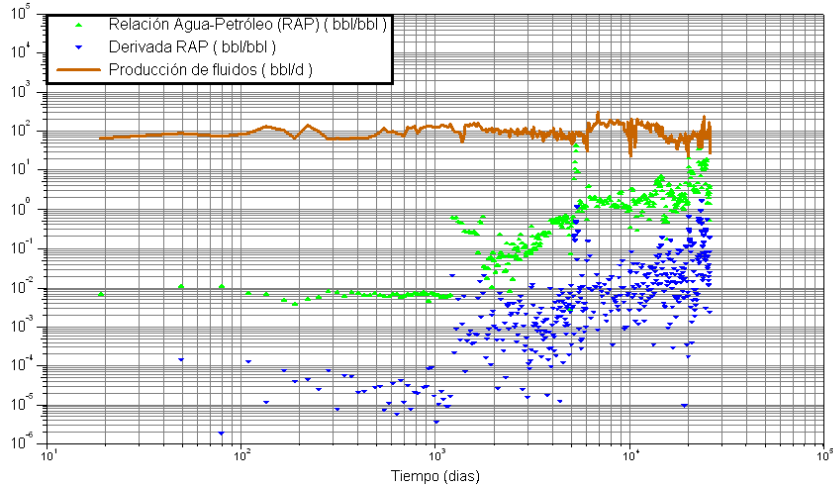
Figura 137. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 38))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 138. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 38

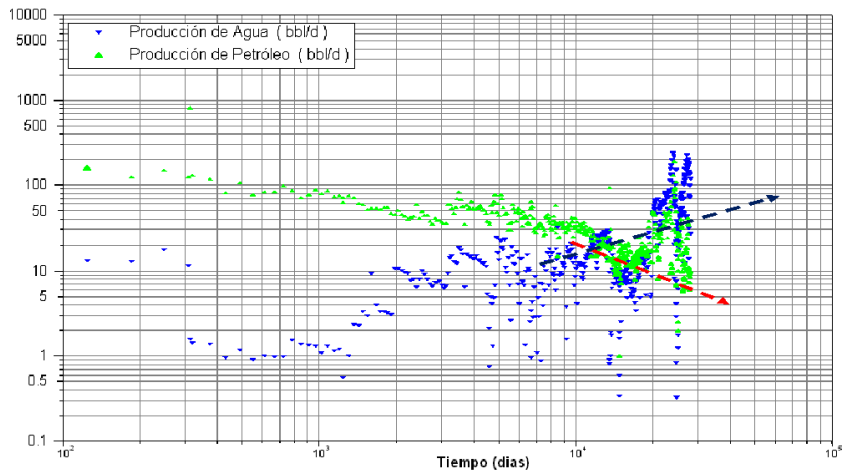


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 41

La figura 139 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua.

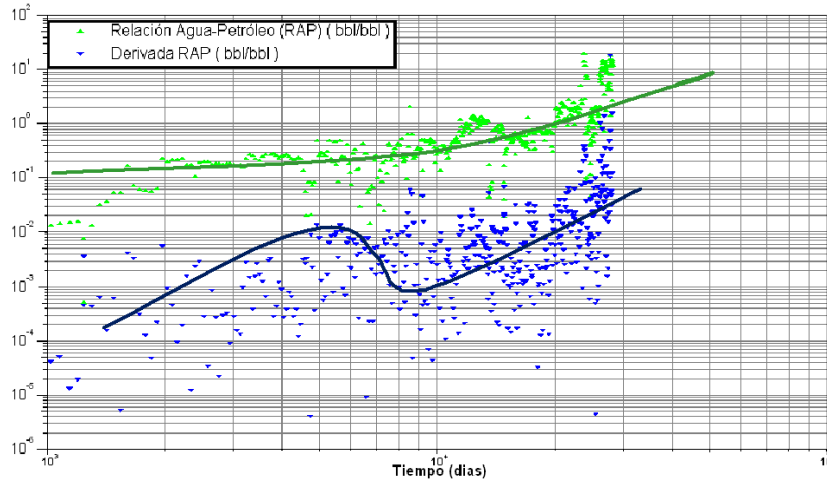
Figura 139. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 41.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

De la gráfica Log-Log, se puede observar en primera instancia un comportamiento constante de la curva de RAP, mostrando la producción inicial esperada. Una vez concluida esta etapa se visualiza, a pesar de la dispersión de los puntos, la posible formación de un cono de agua, ya que la pendiente de la RAP' muestra un cambio negativo; culminando esta etapa se visualiza un cambio brusco en la pendiente de la RAP', lo cual es un indicativo, de que el cono llegó a las perforaciones del pozo, produciéndose agua abruptamente y mostrando así un comportamiento de canalización.

Figura 140. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 41))

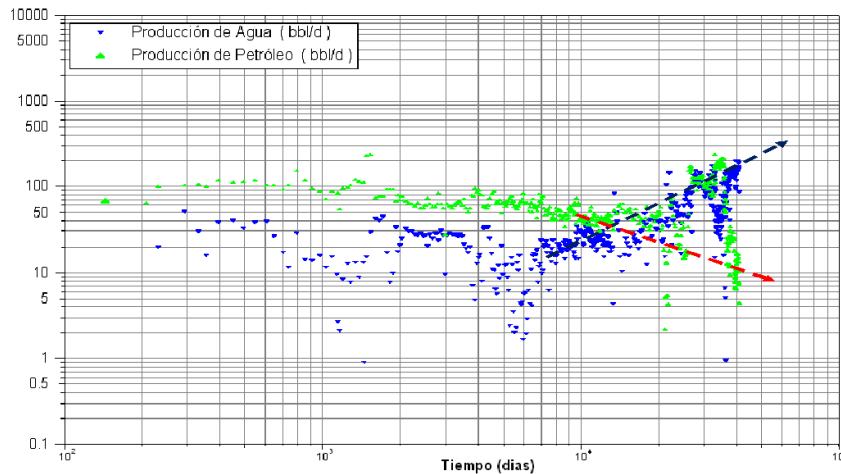


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 55

La figura 141. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi concurrente confirmando, así problemas por producción de agua.

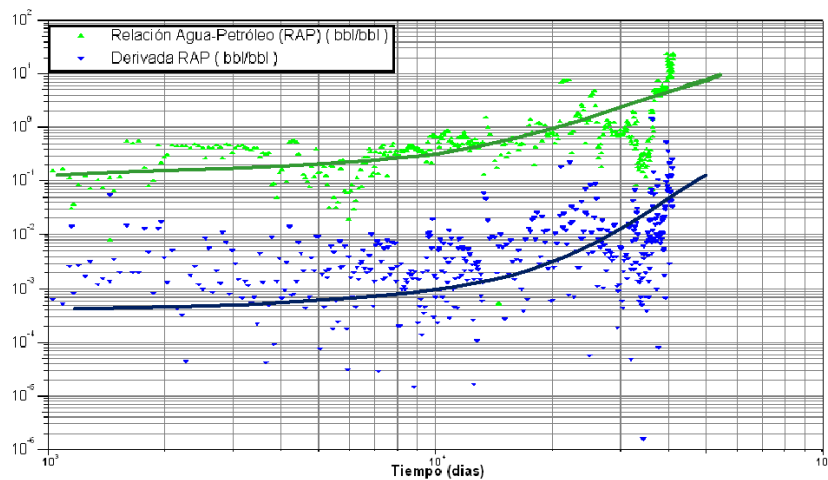
Figura 141. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 55.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 55, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 142. (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de canalización.

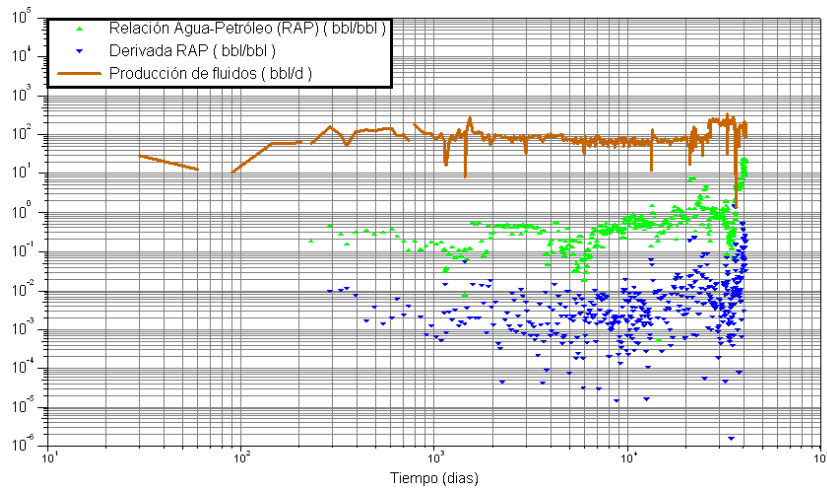
Figura 142. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 55))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 143. *RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 55.*

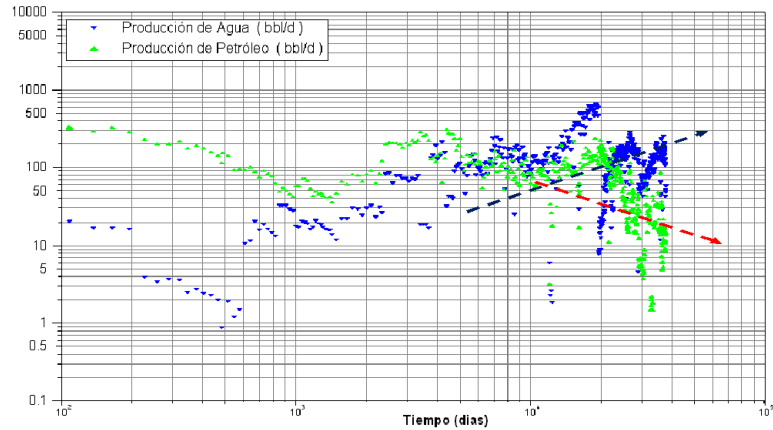


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 69

La figura 144. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea confirmando, así problemas por producción de agua.

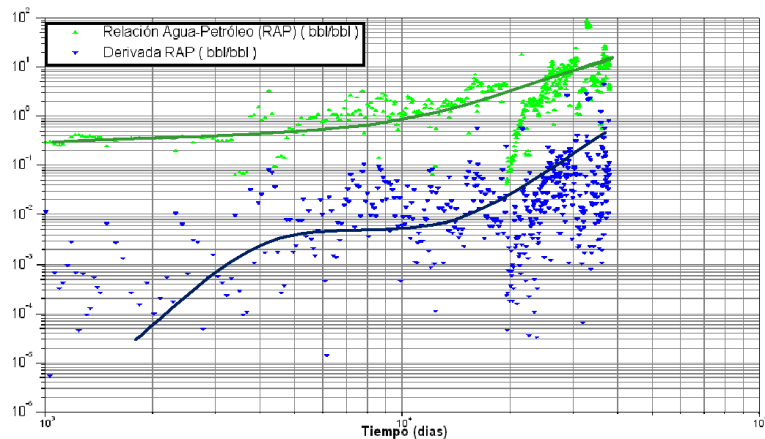
Figura 144. *Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 69.*



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 69, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 145 (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de canalización.

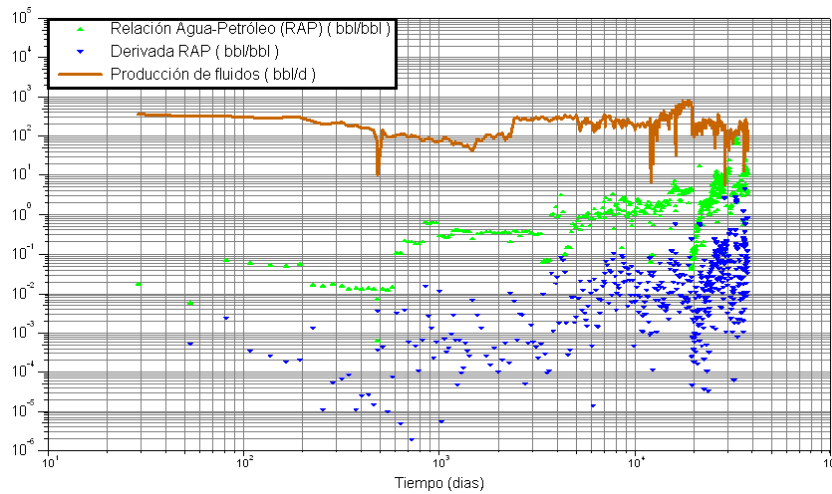
Figura 145. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 69))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 146. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 69.



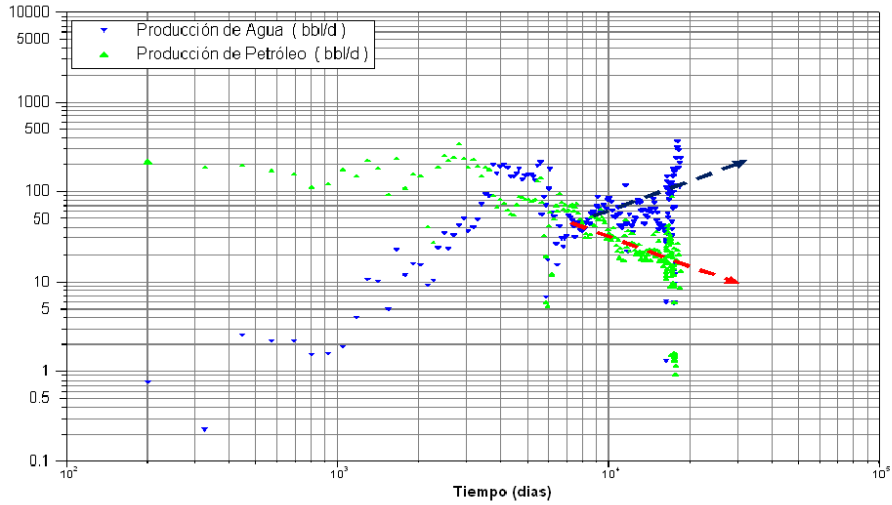
Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 72

La figura 147 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua. Observando la clasificación hecha el capítulo II se puede notar que este pozo se encuentra dentro del grupo de pozos con mayor producción de agua respecto a la de petróleo.

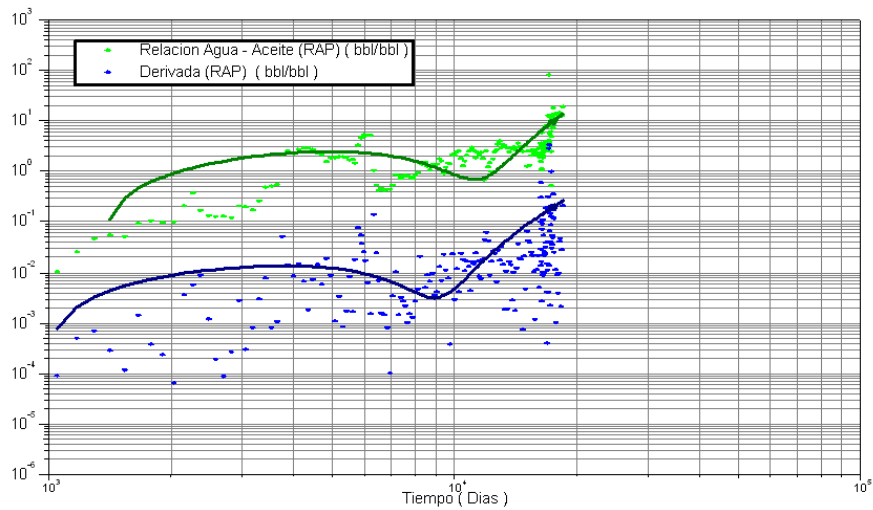
De la gráfica Log-Log, se puede observar en primera instancia un comportamiento constante de la curva de RAP, mostrando la producción inicial esperada. Una vez concluida esta etapa se visualiza, a pesar de la dispersión de los puntos, la posible formación de un cono de agua, ya que la pendiente de la RAP' muestra un cambio negativo; culminando esta etapa se visualiza un cambio brusco en la pendiente de la RAP', lo cual es un indicativo, de que el cono llegó a las perforaciones del pozo, produciéndose agua abruptamente y mostrando así un comportamiento de canalización.; además comparando con las curvas de diagnostico de Chan, se podría decir que tal vez se deba a la comunicación con una formación acuífera o a una falla en el revestidor.

Figura 147. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 72.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Figura 148. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 72.)

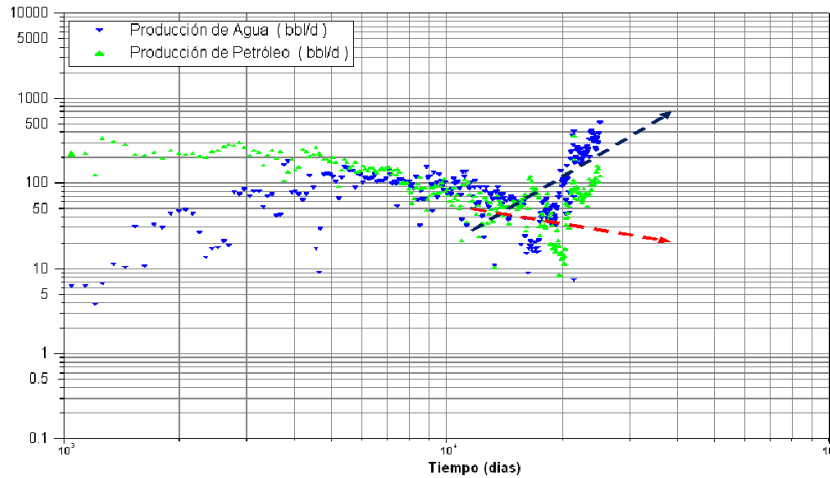


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 75

La figura 149. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua.

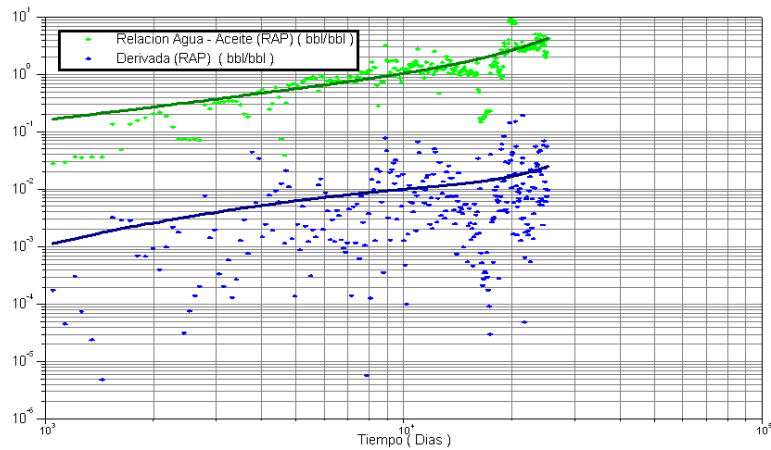
Figura 150. *Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 75.*



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 75, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 151 (curva RAP verde y RAP' azul). En la gráfica Log-Log, es posible percibir un aumento progresivo en la misma proporción de la RAP y la derivada de I a RAP, por tanto comparando este comportamiento con las curvas de diagnostico se puede decir que es un desplazamiento normal.

Figura 151. *Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 75))*

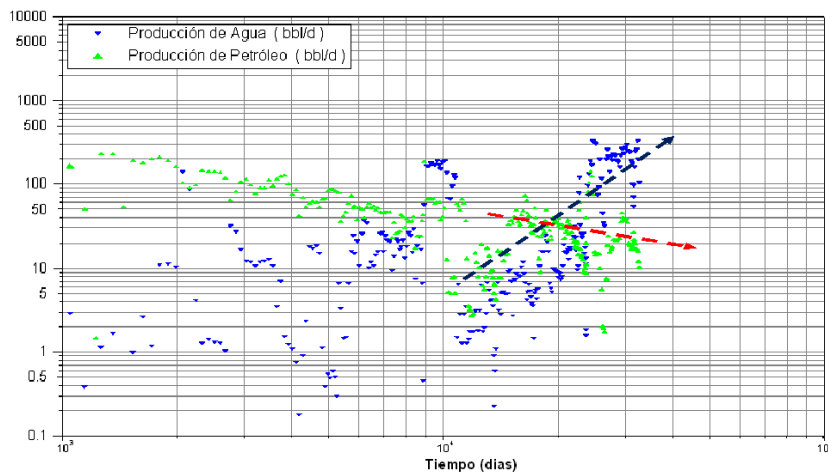


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 80

La figura 152 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea confirmando, así problemas por producción de agua.

Figura 152. Gráfico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 80.

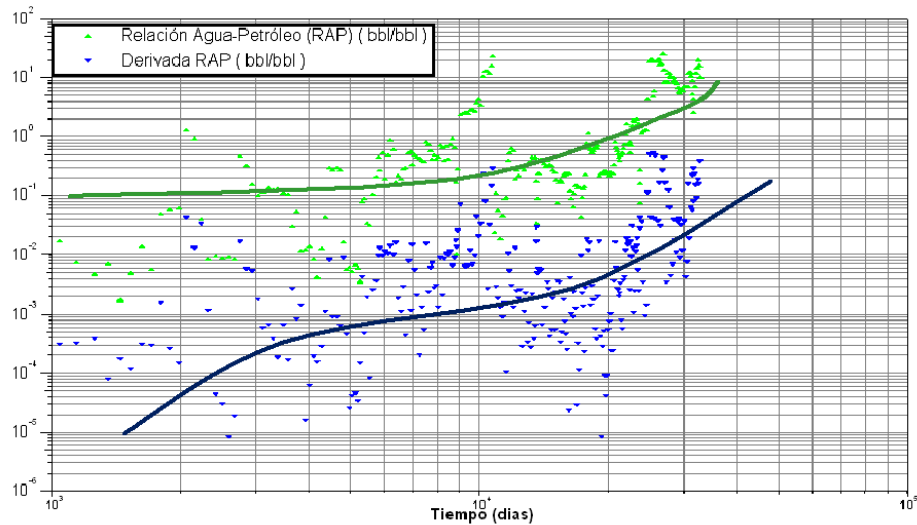


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 80, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 153 (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de

producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de canalización.

Figura 153. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 80))

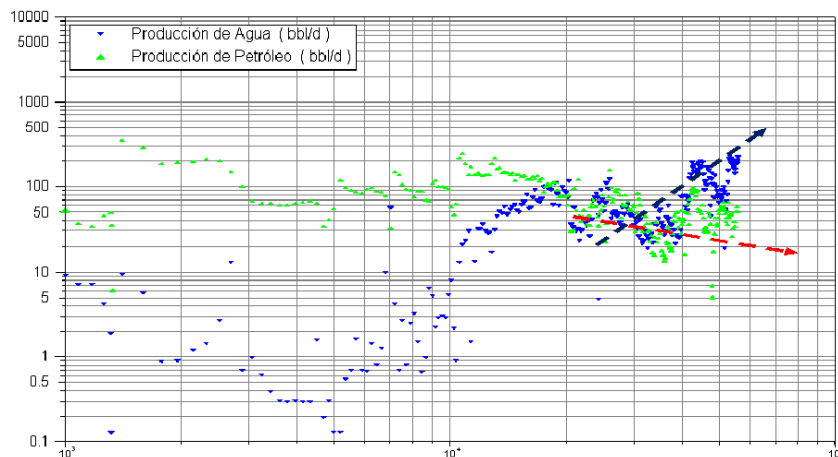


Fuente: Oilfield Manager Producción software

Análisis pozo 84

La figura 154 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua.

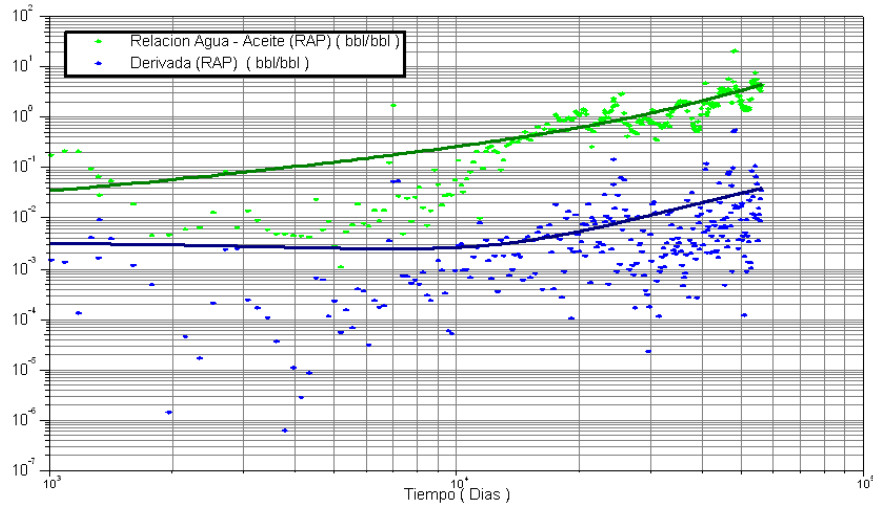
Figura 154. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 84.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 84, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 155. (curva RAP verde y RAP' azul). En la gráfica Log-Log, es posible percibir un aumento progresivo en la misma proporción de la RAP y la derivada de I a RAP, por tanto comparando este comportamiento con las curvas de diagnostico se puede decir que es un desplazamiento normal.

Figura 155. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 84))

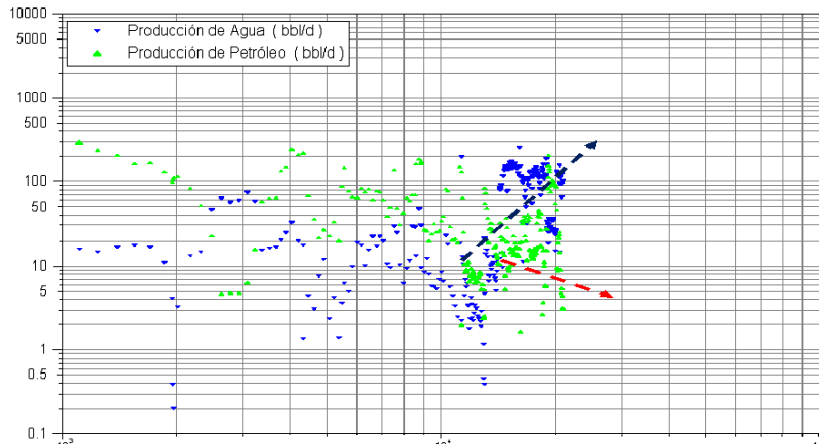


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 86

La figura 156 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea confirmando, así problemas por producción de agua. Además este pozo se encuentra dentro del grupo de pozos con mas alta producción de agua respecto a la de petróleo, según la clasificación realizada en el capítulo II.

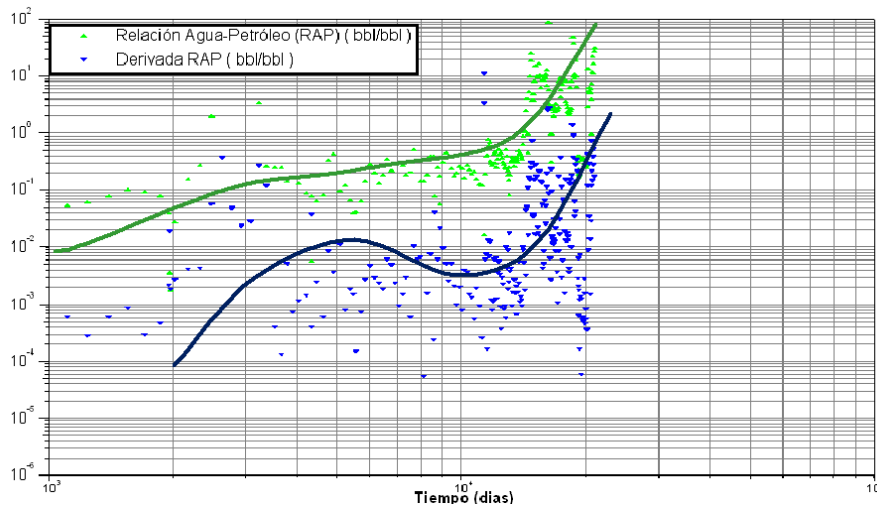
Figura 156. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 86.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 86, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 157 (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de canalización. Además el brusco cambio a una alta pendiente según Chan²³ significa que posiblemente haya ocurrido una falla en el revestidor o tal vez una comunicación con una formación acuífera.

Figura 157. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 86))

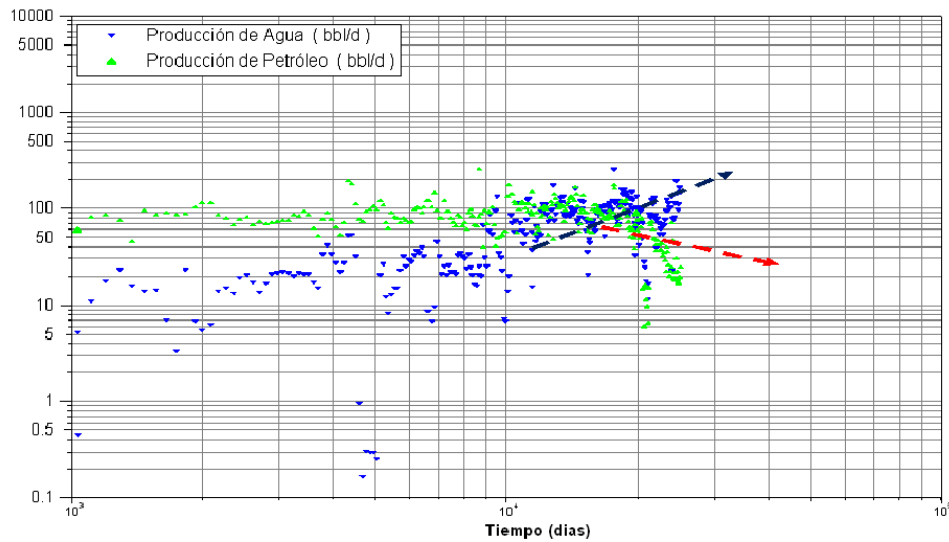


²³ Fuente. SPE 30775. "Water Control Diagnostic Plots".

Análisis pozo 90

La figura 158 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua.

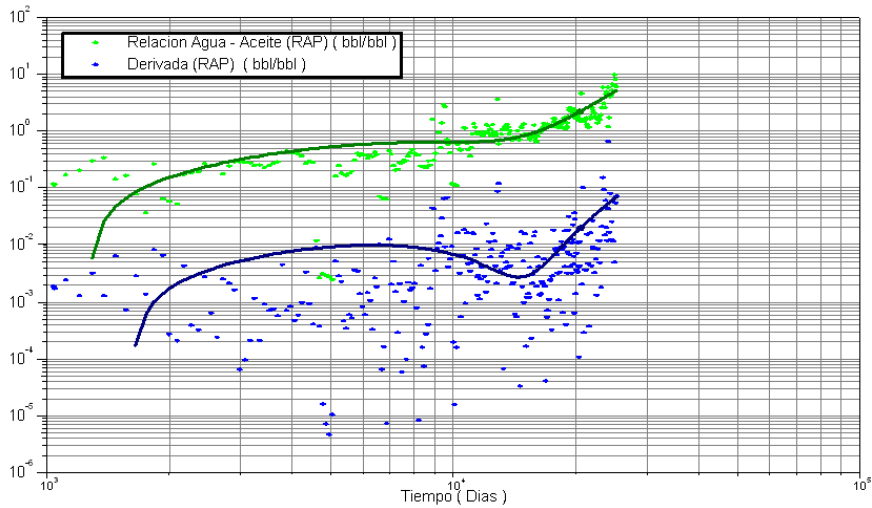
Figura 158. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 90.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

De la gráfica Log-Log, se puede observar en primera instancia un comportamiento constante de la curva de RAP, mostrando la producción inicial esperada. Una vez concluida esta etapa se visualiza, a pesar de la dispersión de los puntos, la posible formación de un cono de agua, ya que la pendiente de la RAP' muestra un cambio negativo; culminando esta etapa se visualiza un cambio brusco en la pendiente de la RAP', lo cual es un indicativo, de que el cono llegó a las perforaciones del pozo, produciéndose agua abruptamente y mostrando así un comportamiento de canalización.

Figura 159. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 90))



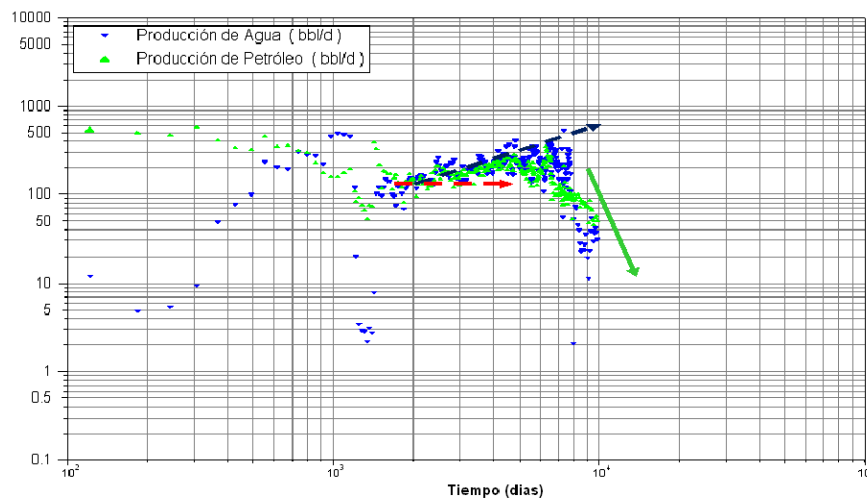
Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 91

La figura 160 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea confirmando, así problemas por producción de agua.

Este pozo se encuentra dentro del grupo de pozos con mas alta producción de gua, según la clasificación hecha en el capítulo II.

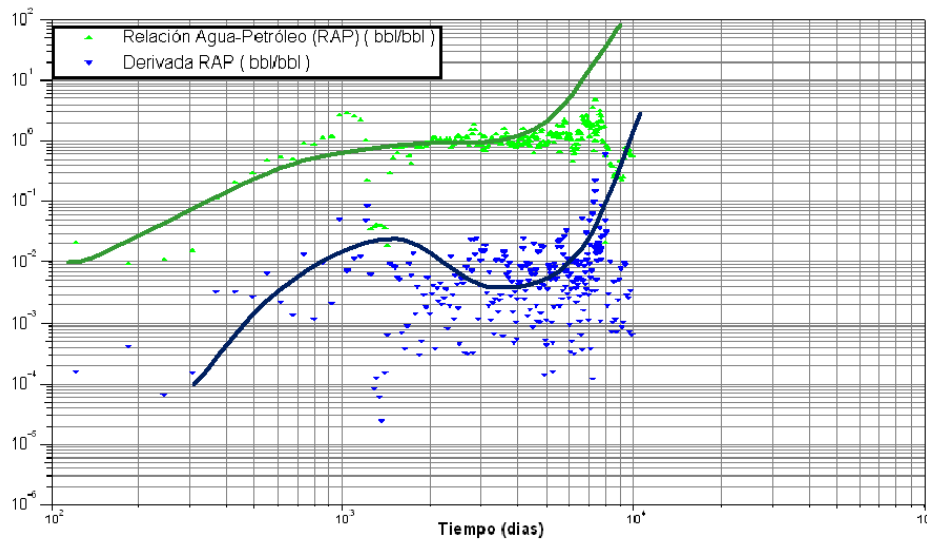
Figura 160. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 91.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 86, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 161 (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de canalización. Además como se puede observar el aumento repentino a una brusca pendiente según Chan representa posiblemente una falla en el casing o tal vez una comunicación con una capa acuífera.

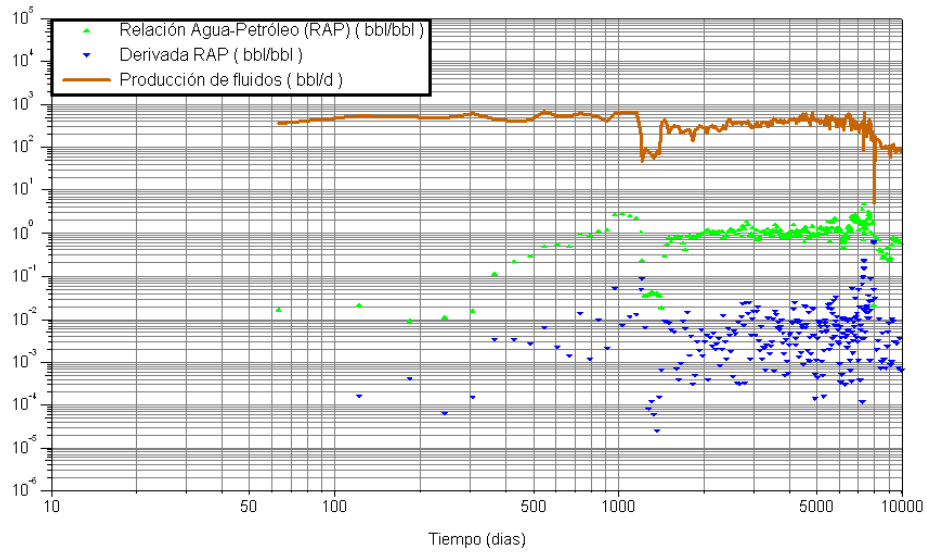
Figura 161. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 91))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 162. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 91.

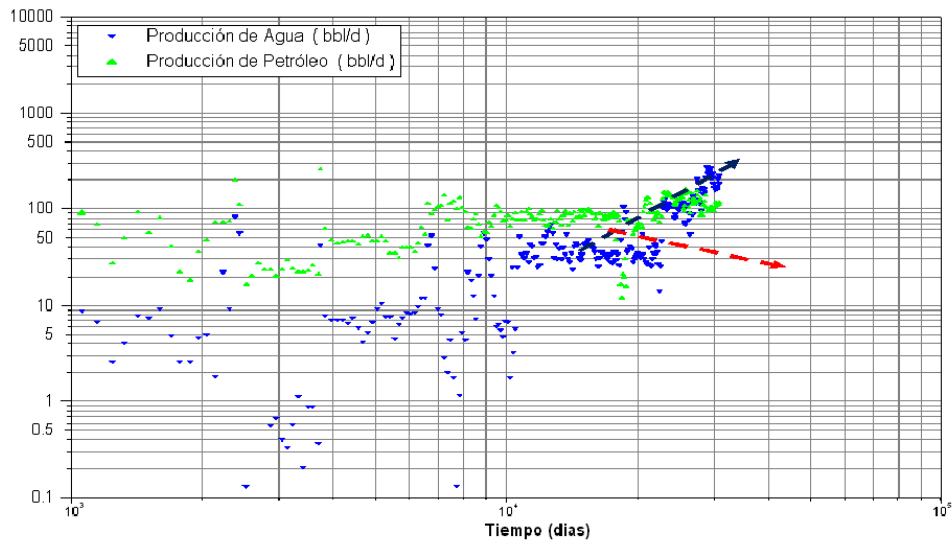


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 95

La figura 163. muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua.

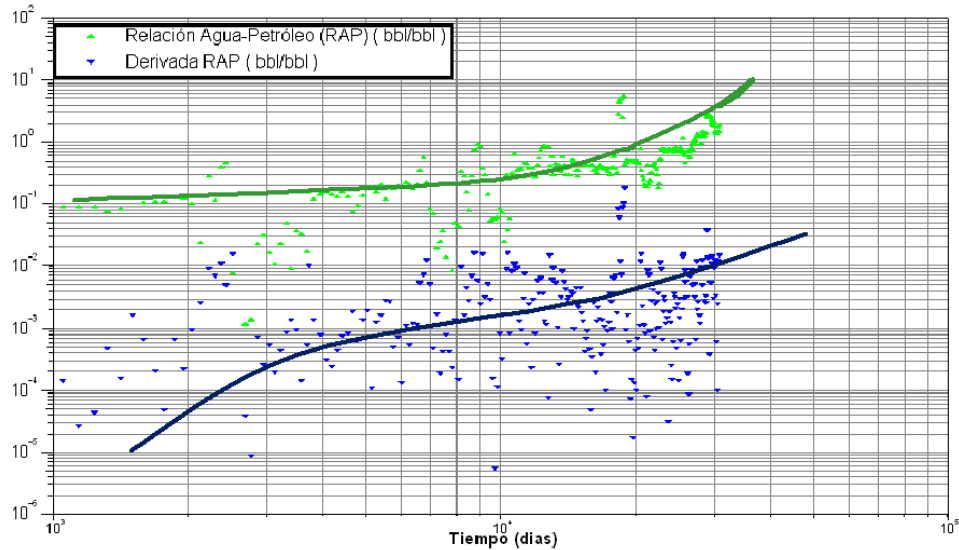
Figura 163. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 95.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 95, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 164 (curva RAP verde y RAP' azul). En la gráfica Log-Log, es posible percibir un aumento progresivo en la misma proporción de la RAP y la derivada de I a RAP, por tanto comparando este comportamiento con las curvas de diagnostico se puede decir que es un desplazamiento normal.

Figura 164. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 95))



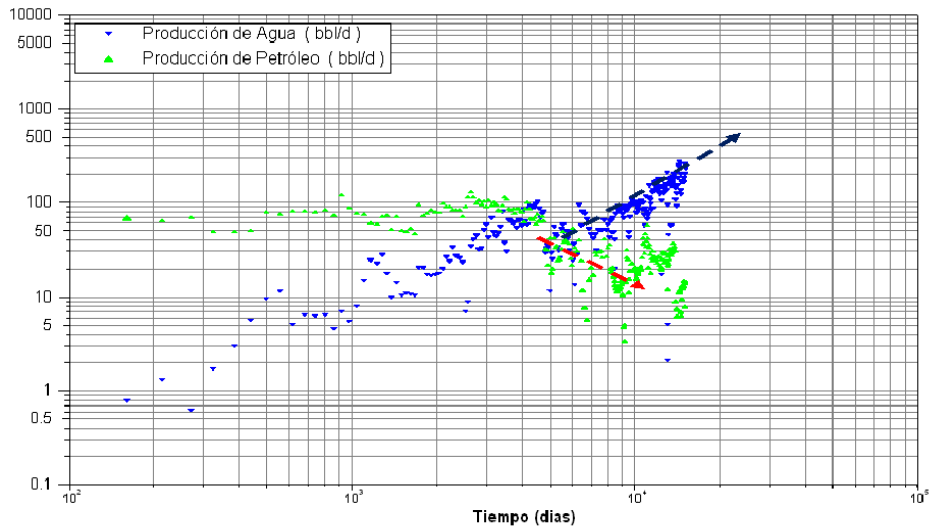
Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 98

La figura 165 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea confirmando, así problemas por producción de agua.

Este pozo se encuentra dentro del grupo de pozos clasificados en el capítulo II como de mayor producción de agua respecto a la de petróleo.

Figura 165. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 98.

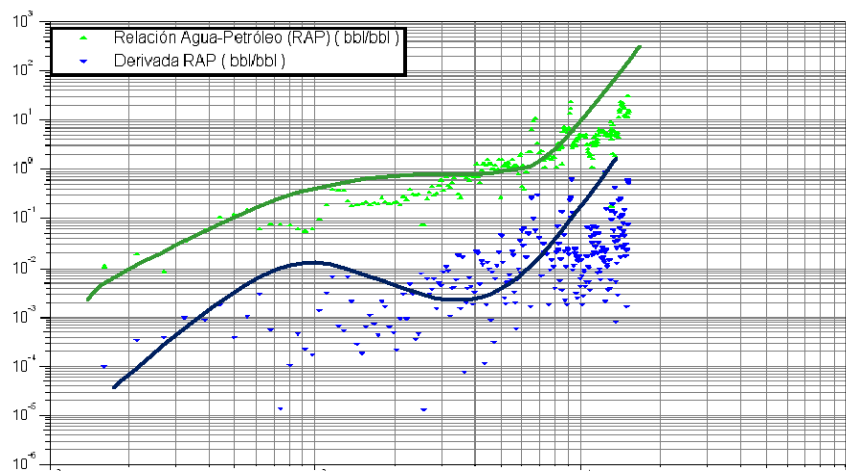


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 98, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 166 (curva RAP verde y RAP' azul). La gráfica Log-Log, muestra un cambio de pendiente positivo después de un periodo de producción inicial esperado, lo cual es un indicativo, de un comportamiento de canalización.

Canalización debida tal vez según Chan, por el aumento brusco de la pendiente, posiblemente a una falla el casing o quizás a una comunicación con una formación acuífera.

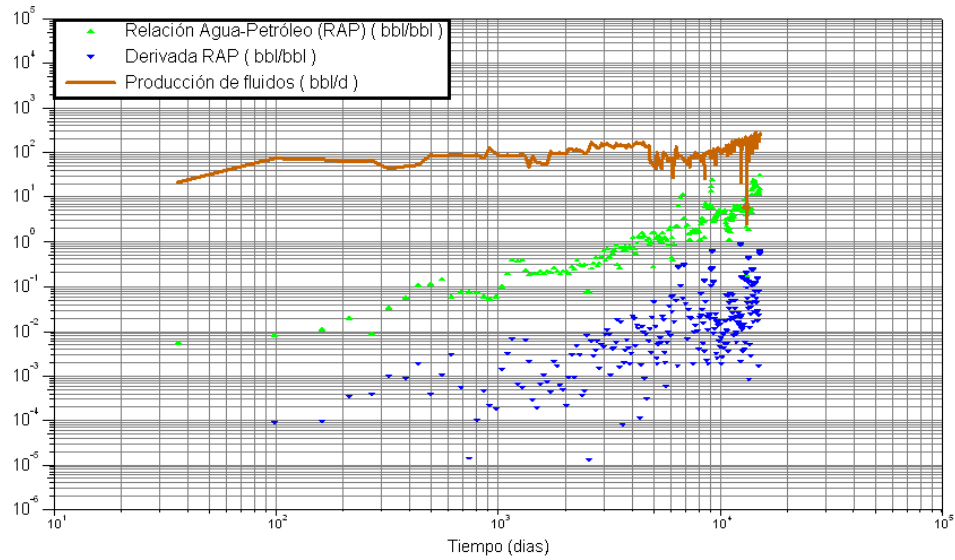
Figura 166. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 98))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 167. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 69.

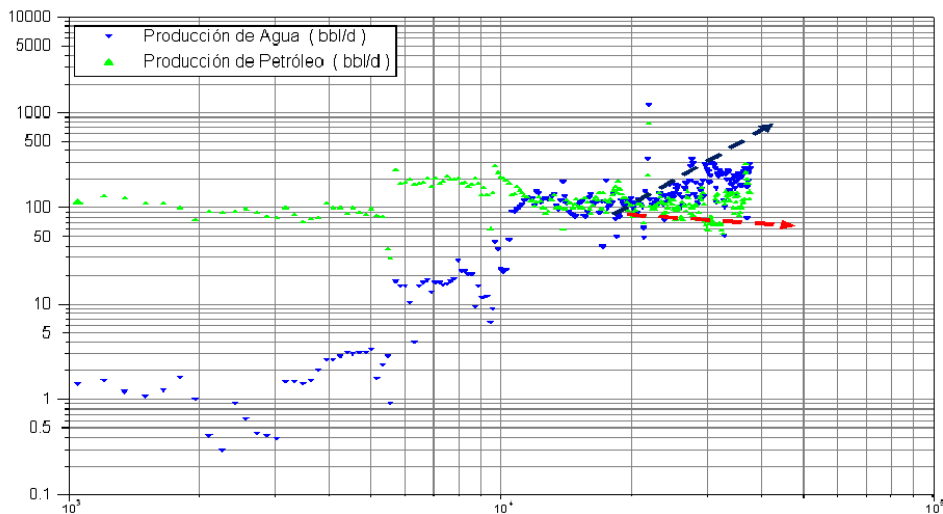


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 99

La figura 168 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua.

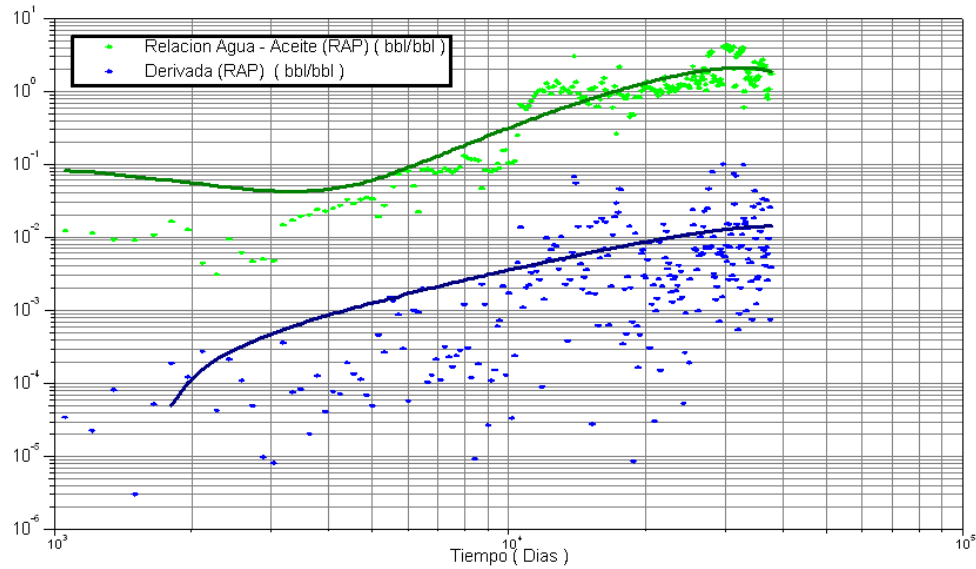
Figura 168. Gráfico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 99.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 99, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 169 (curva RAP verde y RAP' azul). En la gráfica Log-Log, es posible percibir un aumento progresivo en la misma proporción de la RAP y la derivada de I a RAP, por tanto comparando este comportamiento con las curvas de diagnostico se puede decir que es un desplazamiento normal.

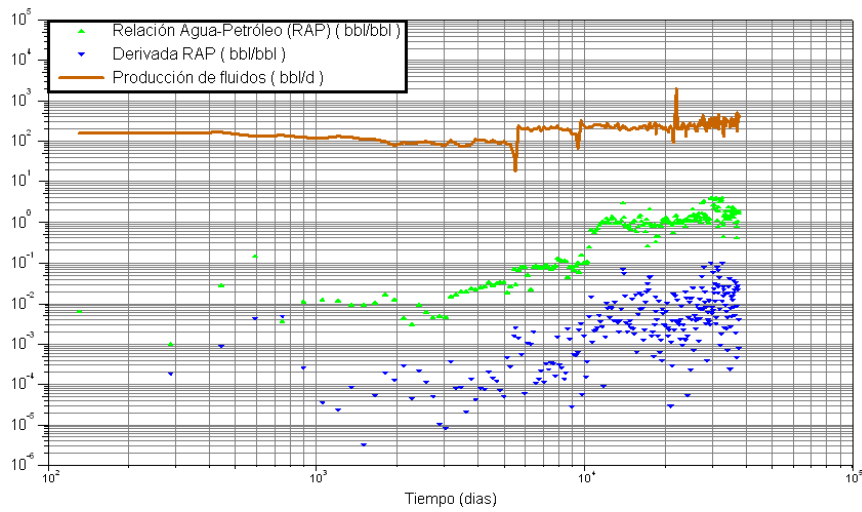
Figura 169. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 99))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la grafica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 170. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 99.

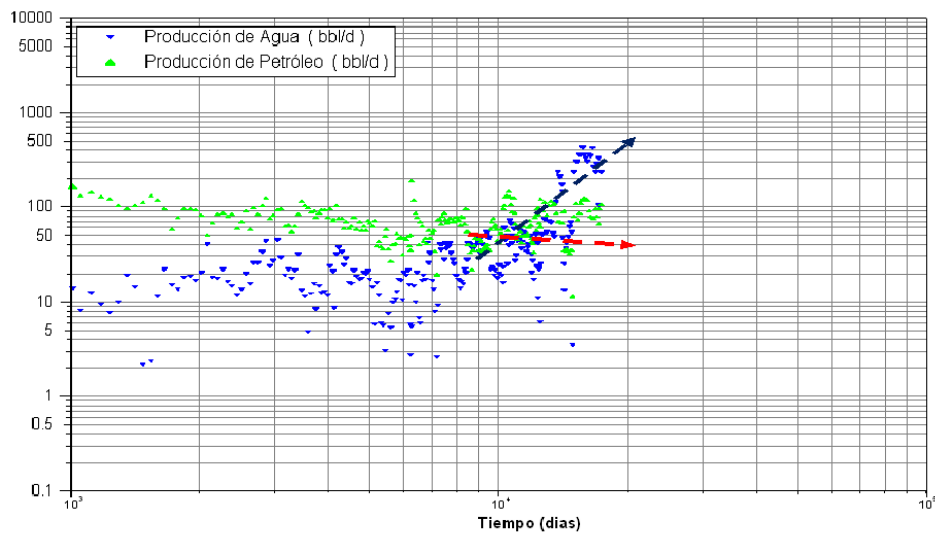


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 102

La figura 171 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua.

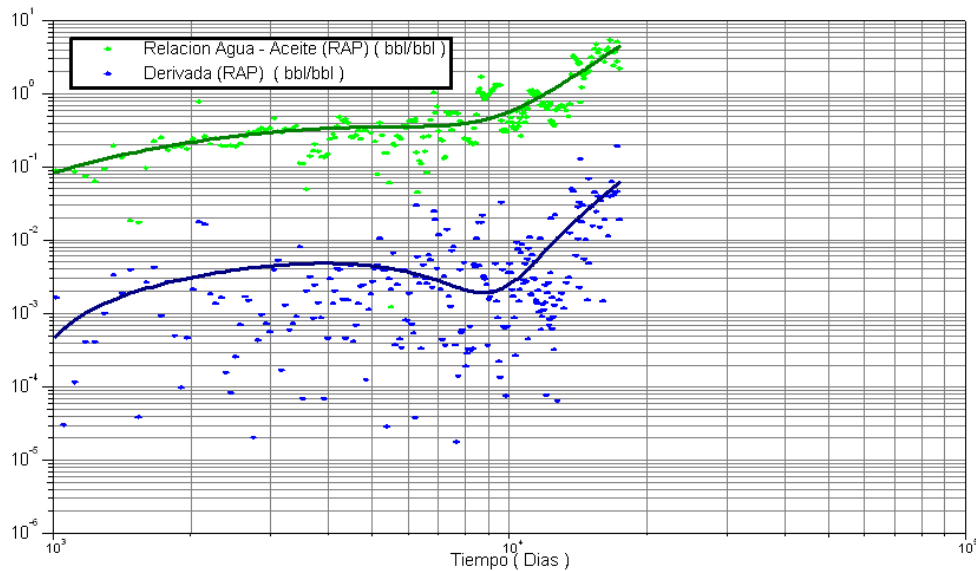
Figura 171. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo 102.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

De la gráfica Log-Log, se puede observar en primera instancia un comportamiento constante de la curva de RAP, mostrando la producción inicial esperada. Una vez concluida esta etapa se visualiza, a pesar de la dispersión de los puntos, la posible formación de un cono de agua, ya que la pendiente de la RAP' muestra un cambio negativo; culminando esta etapa se visualiza un cambio brusco en la pendiente de la RAP', lo cual es un indicativo, de que el cono llegó a las perforaciones del pozo, produciéndose agua abruptamente y mostrando así un comportamiento de canalización. Además según chan este cambio de pendiente tan brusco posiblemente se deba a una falla en el casing o quizás a comunicación con una formación acuífera.

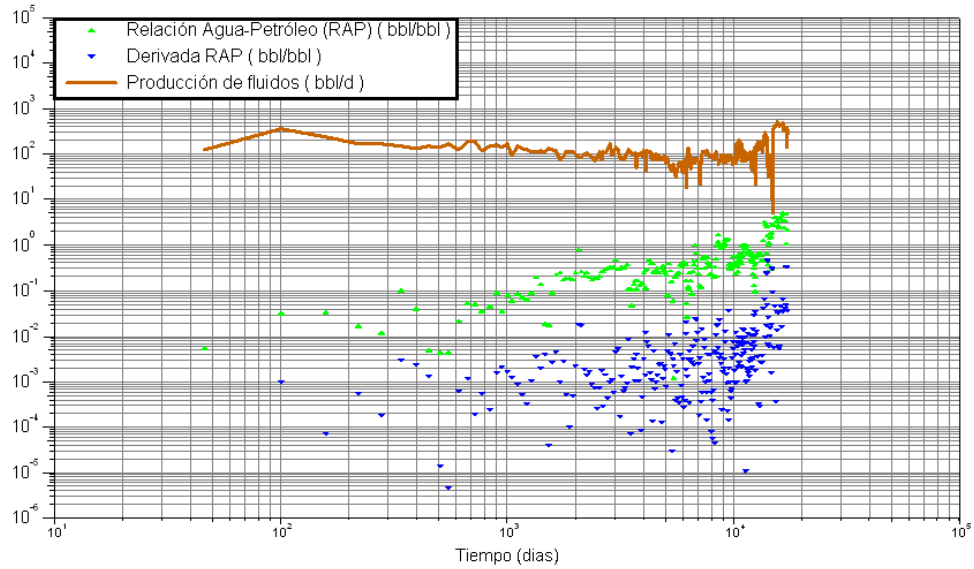
Figura 172. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 102))



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Observando la gráfica de la producción de fluido, el RAP y derivada de RAP, se deduce entonces, la existencia de multicapas.

Figura 173. RAP, RAP' y Producción de Fluidos (Bbd) del pozo 102.

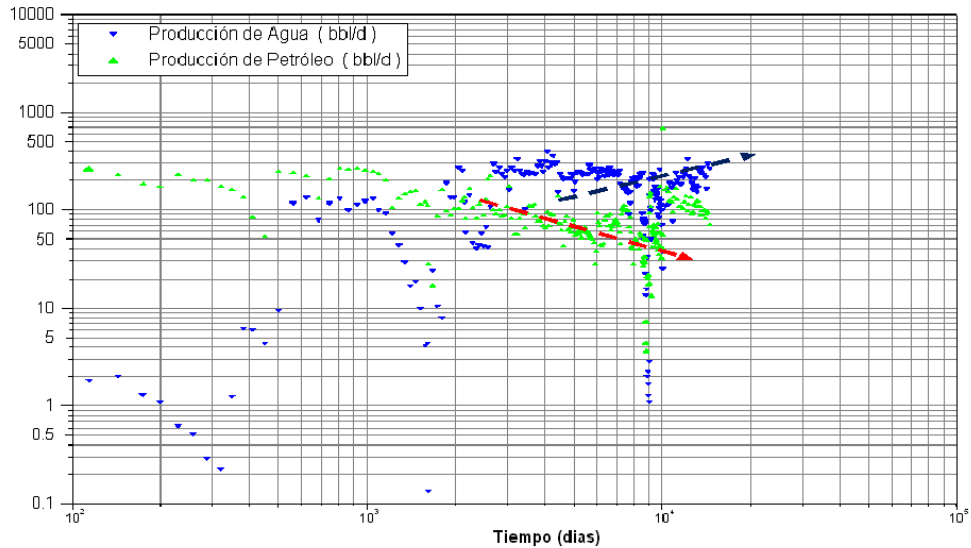


Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Análisis pozo 104

La figura 174 muestra un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea ratificando, así problemas por producción de agua.

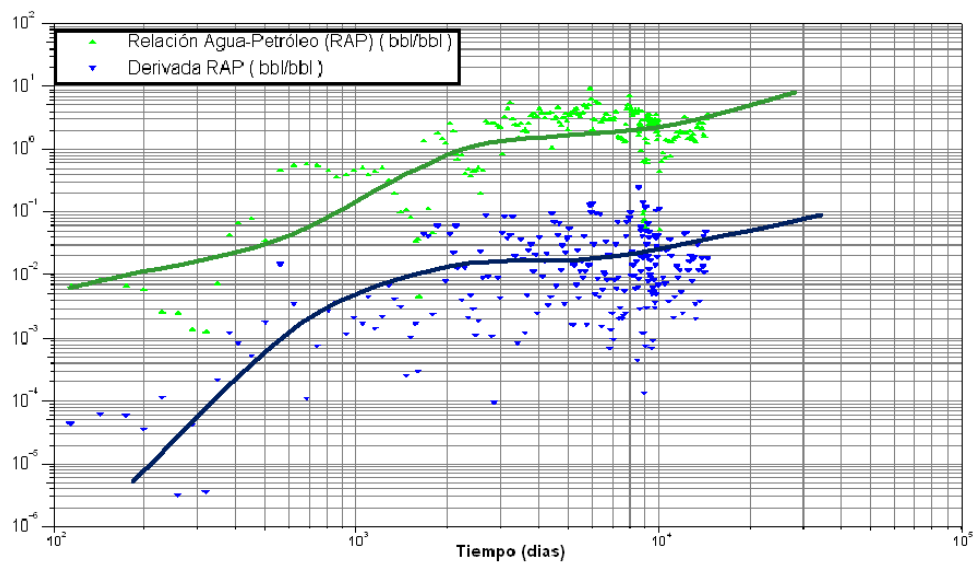
Figura 174. Grafico de la historia de producción del agua y el aceite del pozo104.



Fuente: Oilfield Manager Producción software.

Para el caso del pozo 104, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 175 (curva RAP verde y RAP' azul). En la gráfica Log-Log, es posible percibir un aumento progresivo en la misma proporción de la RAP y la derivada de I a RAP, por tanto comparando este comportamiento con las curvas de diagnostico se puede decir que es un desplazamiento normal.

Figura 175. Curva Log-Log (RAP Y RAP' vs Tiempo (pozo 104))



Fuente: Oilfield Manager Producción softwar