



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN
DE CRUDO EN LOS YACIMIENTOS P2-5 Y P2-6, SOMETIDOS
A PROCESOS DE INYECCIÓN DE GAS, CAMPO PEDERNALES**

REALIZADO POR:

**RAUDY DEL VALLE MARTÍNEZ MEZA
C.I.: 18.385.149**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OPTAR AL TÍTULO DE:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Maturín, Abril 2011



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE
CRUDO EN LOS YACIMIENTOS P2-5 Y P2-6, SOMETIDOS A PROCESOS
DE INYECCIÓN DE GAS, CAMPO PEDERNALES**

**REALIZADO POR:
RAUDY DEL VALLE MARTÍNEZ MEZA
C.I.: 18.385.149**

REVISADO POR:

ING. FABIOLA MOTTOLA
C.I.: 8.290.936
Asesor Académico

ING. LÉRIDA CHÁVEZ
Asesor Industrial

MATURÍN, ABRIL 2011

ACTA DE APROBACION



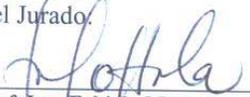
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
Maturín / Monagas / Venezuela

ACTA N° 1377

En Maturín siendo las 10:00 a.m del día 11 de abril de 2011 reunidos en la Sala "Dr. Luis Manuel Peñalver", Campus Los Guaritos del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los profesores: **Ing. Fabiola Mottola (Asesor Académico)**, **Ing. Milagros Sucre (Jurado)**, **Ing. Jaime Díaz (Jurado)**, **Ing. Lérida Chávez (Asesor Industrial)**.

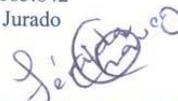
A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el Reglamento de Trabajo de Grado para obtener el Título de **Ingeniero de Petróleo**, se procedió a la presentación del Trabajo de Grado, titulado: **ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LOS YACIMIENTOS P2-5 Y P2-6, SOMETIDOS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE GAS, CAMPO PEDERNALES**. Por la Br. **Raudy Del Valle Martínez Meza C.I. 18.385.149**. El jurado, luego de la discusión del mismo acordó calificar como Aprobado con la siguiente Mención:

Por el Jurado.


Prof. Ing. Fabiola Mottola
C.I. 8.290.936
Asesor Académico


Prof. Ing. Milagros Sucre
C.I. 4.183.842
Jurado


Prof. Ing. Jaime Díaz
C.I. 16.312.449
Jurado


Ing. Lérida Chávez
C.I. 12.741.837
Asesor Industrial

Por la comisión de Trabajos de Grado:
Reglamento de Trabajo de Grado



Artículo 16. Literal J.

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD, Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

DEDICATORIA

En primer lugar, este trabajo está dedicado especialmente a Dios todopoderoso por ser mi inspiración, estar siempre a mi lado protegiendo mi vida y brindándome amor y fortaleza para vencer los obstáculos de la vida.

Jehová Dios eres mi motivo de vivir. Te Amo.

A mis amados padres Ofelia y Raúl por ser la base fundamental de mi vida, porque con mucho esfuerzo y dedicación me han formado para ser una ciudadana de bien y por darme el apoyo necesario para seguir adelante. Este triunfo es de ustedes.

Son los seres más especiales en mi vida. Los Amo.

A mis hermanos: Raúl, Raumys y Raumelys por ser tan especiales conmigo. Por brindarme todo su paciencia, apoyo y amor. Por ser mi motivación y servirme de inspiración para alcanzar este sueño. Espero que les sirva de ejemplo.

Los quiero mucho.

A mis abuelas América y Valentina por ser tan especiales conmigo, brindarme su amor, cariño y darme las palabras más linda en los momentos más difíciles y por creer en mí.

Las adoro mucho.

A mis sobrinos: Veruzka, Raúl y Jesús por llenar mi vida de alegría. Dios los bendiga siempre, son muy especiales para mí.

Los quiero mucho.

A mis tíos y tías: Jhosbee, Alcides, Rugberto, Aparicio, Elena, Dionela, Enit, Leida, Lisbeth, Griselys y Ildefonsa. Por ser los mejores del mundo y ser tan especiales conmigo, por quererme, apoyarme y llenarme de sus mejores consejos.

Los adoro.

A la memoria de mis abuelos Raúl y Nicolás, sus recuerdos estarán siempre en mi corazón. Gracias por su cariño y amor.

Siempre los recordare.

A mí adorado Eduardo porque desde que Dios cruzó nuestra vida, llegaste a darle alegría, amor y felicidad. Conseguí en ti un amigo, un hermano y un apoyo incondicional.

Te amo.

A toda mi hermosa familia, de la cual me siento orgullosa. Gracias por confiar en mí y brindarme su apoyo en todo momento.

Los aprecio mucho.

¡Con amor!

Raudy Martínez.

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser el guía de mi vida y darme la fuerza, salud y sabiduría necesaria para luchar por mis metas. Por escucharme todos los días e iluminar mi camino. Gracias señor por demostrarme tu amor cada día.

Te Amo más que a mi vida.

A mi adorada madre Ofelia, por darme el ser, estar a mi lado siempre y comprenderme en todo momento. Gracias mami por darme tu cariño, confianza y sabios consejos que contribuyeron a hacer de mí la mujer que soy. Por tus sacrificios y esfuerzos para conmigo.

Te amo mami y “eres lo máximo”.

A mí querido padre Raúl, por su gran apoyo y sacrificios para que yo lograra esta meta.

Gracias Papi te amo muchísimo.

A mis hermanos Raúl Raumys y Raumelys, por sentirse orgullosos de lo que hoy soy. Son partes fundamentales de mi vida.

Los quiero mucho.

A la casa más alta, la Universidad de Oriente, por permitirme adquirir los conocimientos académicos necesarios para alcanzar una de mis metas más preciadas y a todos los profesores que formaron parte de mi formación, especialmente a la Ing. Omaira Salazar por sus valiosas enseñanzas y consejos, siempre te recordaré.

Gracias por forjar profesionales. Dios le bendigas por tan hermosa tarea.

A mis tutoras, industrial Ing. Lériida Chávez, por apoyarme y estar siempre allí a la hora de necesitar respuestas a mis preguntas y ofrecerme lo mejor de sí para alcanzar este éxito, y académica Ing. Fabiola Mottola por brindarme su apoyo, conocimientos y orientaciones durante la realización de mi tesis, por su disposición y colaboración permanente.

Muchas gracias de todo corazón por su apoyo y asesoría.

A los Ing. Leonardo Bonsantos, Orangel Hernández, Cruz Córdova, José Dreyer y Simón Thielen, por su valiosa colaboración en el desenvolvimiento de este trabajo de grado. Quienes fueron participes con sus orientaciones técnicas. Gracias por la ayuda, comprensión y paciencia.

Les estaré enormemente agradecida.

A la Empresa Mixta PETROWARO por darme la oportunidad y brindarme su apoyo para realizar el trabajo especial de grado. A todo el personal que labora en ella, por el apoyo y las lecciones profesionales instruidas. A mis amigos pasantes por su cariño; Juan, Diana, Paola y Félix.

Son muy especiales, los llevare en mi corazón.

A Eduardo por ser mi amigo, gracias por estar allí cuando te necesito. Por escucharme, entenderme y tenerme mucha paciencia. Eres muy importante para mí.

Te amo.

A mis amigas Dannierlle Lehmann, Romina Guzmán y Eveira Sánchez por demostrarme su cariño y ser tan pacientes conmigo.

Siempre tendrán un lugar en mi corazón

En general, a todos mis familiares que en los momentos más difíciles de mi carrera y de mi vida estuvieron allí apoyándome, a mis abuelas: América y Valentina, parte importante de mi crianza al igual que mis tíos, tías y queridos primos. Les aseguro que ocupan un lugar especial en mi corazón. Así como a todas aquellas personas que DIOS siempre coloco en mi camino, por su amistad, cariño, ayuda y apoyo brindado.

Los quiero mucho.

¡Gracias a todos!

Raudy del V. Martínez M.

INDICE

ACTA DE APROBACION	iii
RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vii
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE GRÁFICOS	xv
RESUMEN.....	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES	6
2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO PEDERNALES.....	7
2.2.1 Ubicación del Campo Pedernales	7
2.2.2 Características Regionales.....	8
2.2.2.1 Estructura	8
2.2.2.2 Estratigrafía y Sedimentación del Campo Pedernales	9
2.2.3 Propiedades Petrofísicas	13
2.2.4 Historia de Producción del Campo Pedernales	14
2.3 BASES TEÓRICAS	16
2.3.1 Modelo Geológico	16
2.3.2 Inyección de Gas	18
2.3.3 Tipos de Inyección de Gas	18
2.3.3.1 Inyección de Gas Interna o Dispersa	19
2.3.3.2 Inyección de Gas Externa	19
2.3.4 Mecanismo de Desplazamiento	20
2.3.4.1 Reducción de la Viscosidad.....	20
2.3.4.2 Aumento de la Energía del Yacimiento.....	21
2.3.4.3 Eliminación de los Depósitos Sólidos	21
2.3.4.4 Vaporización.....	21
2.3.5 Objetivos Perseguidos con la Inyección de Gas.....	22

2.3.6 Razones de las Fallas en los Procesos de Inyección de Agua y/o Gas.....	22
2.3.6.1 Heterogeneidad del Yacimiento	22
2.3.6.2 Razón de Movilidad.....	23
2.3.6.3 Segregación Gravitacional en Yacimientos Horizontales	24
2.3.6.4 Efectos de Restauración.....	24
2.3.6.5 Factor de Reemplazo	25
2.3.6.6 Altas Razones Agua-Petróleo	25
2.3.6.7 Altas Relaciones Gas-Petróleo.....	26
2.3.7 Técnicas para Optimizar la Producción en Campos Maduros.....	27
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	28
CAPÍTULO III.....	30
MARCO METODOLÓGICO.....	30
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	30
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	31
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	31
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	33
3.4.1 Revisión del Modelo Geológico de los Yacimientos en Estudio	33
3.4.2 Análisis del Efecto de la Inyección de Gas en el Comportamiento de Presión y Producción en los Yacimientos P2-5 y P2-6	34
3.4.3 Propuestas Alternativas para la Optimización de la Producción de Crudo en los Yacimientos.....	39
3.4.4 Evaluación Económica de las Propuestas Planteadas.....	40
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	40
3.5.1 Entrevista no Estructuradas	40
3.5.2 Revisión Bibliográficas	41
3.5.3 Microsoft Office	41
3.5.4 Sistema de Red	41
3.5.5 Internet.....	42
3.5.6 Oil Field Manager (OFM)	42
3.5.7 Petrel.....	42
3.6 RECURSOS	43
3.6.1 Recursos Humanos	43
3.6.2 Recursos Materiales y Bibliográficos.....	43
3.6.3 Recursos Financieros.....	44
CAPÍTULO IV	45
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	45
4.1 MODELO GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS EN ESTUDIOS	45
4.2 ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE GAS EN EL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS P2-5 Y P2-6.....	60
4.2.1 Análisis del Comportamiento de Inyección de Gas y Producción por Pozo y Yacimiento.....	60

4.3 PROPUESTAS ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LOS YACIMIENTOS	102
4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PROPUESTAS PLANTEADAS	107
CAPITULO V.....	109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	109
5.1 CONCLUSIONES.....	109
5.2 RECOMENDACIONES	110
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	112
APENDICE.....	114
HOJA DE METADATOS	262

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del campo Pedernales.	7
Figura 2.2 Mapa regional del campo Pedernales.	8
Figura 2.3. Estructura Pedernales.....	9
Figura 2.4. Estratigráfica del campo Pedernales.	10
Figura 2.5. Distribución areal de los yacimientos del Miembro Pedernales.....	12
Figura 4.1. Mallado y espaciamiento del modelo geológico 3D área PCA.	46
Figura 4.2. Distribución de las capas en el modelo geológico.	46
Figura 4.3. Registro eléctrico del PCA-07.	50
Figura 4.4. Mapa de facie del PED 2 inferior.	52
Figura 4.5. Mapa de facie del PED 2 superior.	53
Figura 4.6. Mapa de facie del PED 1 inferior	54
Figura 4.7. Mapa de facie del PED 1 superior.	55
Figura 4.8. Corrección del mapa de espesor con acumulado de producción PED1 superior. Fuente: Informe del Modelo Geológico, 2008.	56
Figura 4.9. Mapa de arena neta y saturación de agua al tope de PED1 superior. ..	58
Figura 4.10 Mapa de porosidad y permeabilidad al tope de PED1 superior.....	59
Figura 4.11. Distribución del gas inyectado en PED1 superior.	97
Figura 4.12. Distribución del gas inyectado en PED1 inferior.	98
Figura 4.13. Distribución del gas inyectado en PED2 superior.	99
Figura 4.14. Distribución del gas inyectado en PED2 inferior.	100

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Distribución vertical de las arenas en el Campo Pedernales.	11
Tabla 2.2. Petrofísica de los Yacimientos del Miembro Pedernales	13
Tabla 2.3. Propiedades PVT de los Yacimientos del Miembro Pedernales.	14
Tabla 3.1. Pozos y muestra en estudio.	32
Tabla 3.2 Datos volumétricos. PVT sintéticos.	36
Tabla 4.1. Distribución Vertical.	45
Tabla 4.2. Propiedades petrofísicas ponderadas. Miembro Pedernales.	59
Tabla 4.3. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-54.	62
Tabla 4.4. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-73.	64
Tabla 4.5. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-61.	82
Tabla 4.6. Intervalos propuestos a cañoneo en el pozo PCA-50ST2.	104
Tabla 4.7. Intervalos propuestos a cañoneo en el pozo PCA-60.	105
Tabla 4.8. Intervalos propuestos a recañoneo y cañoneo en el pozo PCA-67A...	106
Tabla 4.9. Resultado de la evaluación económica.	107

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1. Comportamiento de inyección de gas del pozo PCA-54.	63
Gráfico 4.2. Comportamiento de inyección de gas del pozo PCA-73.	65
Gráfico 4.3. Comportamiento del Factor de Reemplazo del yacimiento P2-5.....	67
Gráfico 4.4. Comportamiento de producción de pozo PCA-49.	69
Gráfico 4.5. Comportamiento de producción de pozo PCA-51.	71
Gráfico 4.6. Comportamiento de producción de pozo PCA-53.	73
Gráfico 4.7. Comportamiento de producción del pozo PCA-55.	75
Gráfico 4.8. Comportamiento de producción del pozo PCA-60.	77
Gráfico 4.9. Comportamiento de producción del pozo PCA-71.	78
Gráfico 4.10. Comportamiento de producción del pozo PCA-74.	80
Gráfico 4.11 Comportamiento de inyección de gas del pozo PCA-61.	82
Gráfico 4.12. Comportamiento del Factor de Reemplazo del yacimiento P2-5.....	84
Gráfico 4.13. Comportamiento de producción del yacimiento P2-5.....	86
Gráfico 4.14. Producción promedio diaria de gas. Yacimiento P2-5.....	87
Gráfico 4.15. Comportamiento de producción del yacimiento P2-6.....	89
Gráfico 4.16. Producción promedio diaria de gas. Yacimiento P2-6.....	89
Gráfico 4.17. Comportamiento de presión del yacimiento P2-5.....	91
Gráfico 4.18. Comportamiento de presión del yacimiento P2-6.....	91
Gráfico 4.19. Comportamiento de presión del yacimiento P2-5.....	93
Gráfico 4.20. Comportamiento de presión del yacimiento P2-5.....	93
Gráfico 4.21. Ajuste del comportamiento de presión del yacimiento P2-5.	94
Gráfico 4.22. Ajuste del comportamiento de presión del yacimiento P2-6.	94



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE
CRUDO EN LOS YACIMIENTOS P2-5 Y P2-6, SOMETIDOS A PROCESOS
DE INYECCIÓN DE GAS, CAMPO PEDERNALES**

AUTOR:

Raudy Del V, Martínez M.

C.I: V- 18.385.149

ABRIL 2011

ASESORES:

Ing. Fabiola Mottola

Ing. Lérica Chávez

RESUMEN

A finales del año 1995, se implementó un programa de inyección de gas como disposición en el área PCA del campo Pedernales debido a las altas de RGP, con la finalidad de mantener la presión y almacenar gas para proyectos futuros. Sin embargo, la inyección logro aumentar la producción de petróleo de los pozos vecinos evidenciando que los pozos inyectoros estaban en comunicación y no aislado como se pensaba inicialmente. Este comportamiento motivó el comienzo de la inyección de gas como recuperación secundaria, a través del PCA-73 en el año 1998. No obstante, la tasa de gas producido comenzó a aumentar creando desembolso a la empresa por pagos de regalías del gas extraído (según rige la Ley Orgánica de Hidrocarburo) y mantenimiento de compresión. Por tal motivo, se dio pie a esta investigación, que permitiera analizar el efecto de la inyección de gas en el área PCA (Yacimientos P2-5 y P2-6), a través de la revisión del modelo geológico, análisis de datos de producción, presión e inyección, orientado a generar propuestas que permitan optimizar la producción de petróleo y disminuir la tasa de gas. El estudio permitió definir que la inyección de gas no ha logrado el mantenimiento de presión esperado y desde hace aproximadamente 7 años no es efectiva, siendo recirculado la mayor parte del gas inyectado, presentándose actualmente (JUNIO-2010) alrededor de 75% sólo en el yacimiento P2-5, aunado a esto los continuos problemas arenamiento y alto corte de agua que afecta la productividad del área. En este sentido, se planteó realizar estudios para el cierres de zonas productoras de gas en los pozos de alto corte de este fluido, así como perforar intervalos prospectivos y aumentar la densidad de cañón en intervalos productores abiertos que permita mejorara el recobro de petróleo del área y reducir gastos por regalías de gas.

INTRODUCCIÓN

Los campos maduros se caracterizan porque llevan operando más de 20 años y muestran una declinación constante en la producción y un recobro de crudo cercano al 30%. (Gil y Chamorro, 2009). Dado que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante invertir en estos campos para aumentar la productividad de los pozos, con el objetivo de lograr un aumento en el recobro y así se extiende la vida útil del campo. Además, ya que estos campos tienen una infraestructura existente, no es necesario hacer grandes inversiones en sistemas de tratamientos y transporte que se necesitarían en nuevos desarrollos, o adelantar costosas campañas de perforación de nuevos pozos.

El Campo Pedernales ubicado en el canal distributivo (conocido como Caño Mánamo) del Delta del Orinoco aproximadamente a 90 km del noreste de la ciudad de Maturín, estado Monagas, cuyo histórico de producción data desde 1935, presenta cinco (5) yacimientos a lo largo del Miembro Pedernales, P2-5, P2-6, P2-7, P2-8 y P2-9. De estos, los yacimientos P2-5 y P2-6 sometidos a inyección de gas desde 1995 y donde recae la mayor cantidad de pozos existentes, siendo el área de interés para la investigación. Dicha área desde hace aproximadamente 7 años presenta baja productividad de crudo y altas producciones de gas que generan pérdidas a la empresa por pagos de regalías.

Debido a esto, fue necesario realizar un estudio que permita proponer alternativas para optimizar la producción de crudo. El propósito de esta investigación es realizar la revisión de modelo geológico actual del área para conocer las características geológicas y entender la complejidad de los yacimientos. Además se realizará un análisis del efecto de la inyección de gas, en el comportamiento de producción, implementada en el área. Con el objeto, de plantear alternativas para

optimizar la producción de crudo, así como minimizar la alta producción de gas, tomando en cuenta la evaluación económica.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Pedernales comenzó su producción en el año 1935, bajo agotamiento primario a través del mecanismo expansión roca-fluido, hasta el punto de burbujeo (2570 lpc), sin ningún tipo de reemplazo de fluido y debido al alto ángulo de buzamiento de los yacimientos (45° - 50°) indujo segregación gravitacional, formándose una capa secundaria de gas. Esta caída de presión provocó un aumento drástico de la Relación Gas Petróleo (RGP). Por esta razón, para la Empresa British Petroleum fue imperiosa la necesidad de establecer una inyección de gas con propósito de conservación para mantener la producción del campo y evitar la quema de gas por venteo, lo cual permitía una disposición rápida y segura del excedente de gas. El proyecto comenzó en 1995, el cual abarcó tres pozos inyectores, dos (PCA-54 y PCA-49) pertenecientes al Yacimiento P2-5 y uno (PCA-61) al Yacimiento P2-6, por ser las zonas más desarrolladas y con mayores niveles de producción. Con el pasar del tiempo la producción de los pozos vecinos aumentó y se consideró que los pozos presentaban comunicación con las demás áreas del yacimiento y no se encontraban aislados como se pensó inicialmente. Luego, en el año 1998 se implementó la inyección de gas como mecanismo de recuperación secundaria para el pozo PCA-73 (Yacimiento P2-5).

A través de la inyección de estos pozos se logró alcanzar tasas de crudo 11000 BND y 800 BND para los yacimientos P2-5 y P2-6 respectivamente, entre los años 1995 y 2003. Sin embargo, el perfil de producción de crudo ha declinado los últimos

7 años con un incremento progresivo de las corrientes asociadas (gas, agua de formación y arenas de producción). Actualmente, la producción entre ambos yacimientos P2-5 y P2-6 es alrededor de 3600 BNPD, con una producción promedio de gas de 30.000 MPCND, siendo reinyectado el 75% y venteado entre el 12-16%, lo cual genera pérdidas a la empresa por pagos de regalías (según la Ley Orgánica de Hidrocarburos) y mantenimiento de compresores, el resto se aprovecha como combustible y levantamiento artificial por gas.

En base a lo anterior, se decidió iniciar un estudio que permita mejorar el recobro de crudo y disminuir la producción de gas. Así como analizar la influencia de la inyección de gas en el comportamiento de producción de los yacimientos, a través del análisis de datos de presión-producción. Esto con el propósito de plantear propuestas que permitan mejorar la productividad de los yacimientos.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Proponer alternativas para la optimización de la producción de crudo en los yacimientos P2-5 y P2-6, sometidos a procesos de inyección de gas, pertenecientes al campo Pedernales.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar del modelo geológico de los yacimientos en estudio.
- Analizar el efecto de la inyección de gas en el comportamiento de presión y producción en los yacimientos P2-5 y P2-6.

- Proponer alternativas para la optimización de la producción de crudo en los yacimientos.
- Evaluar económicamente las propuestas planteadas.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El proceso de inyección de gas aplicado en los yacimientos P2-5 y P2-6 del campo Pedernales desde el año 1995, con el tiempo ha generado un aumento de la RGP, lo cual representa para la empresa problemas de reembolso asociados a la reinyección, regalías y mantenimiento de compresores. En tal sentido, la Gerencia Técnica de la Empresa Mixta PETROWARAO, S.A. Filial de PDVSA se vió en la necesidad de realizar un estudio para analizar la influencia de la inyección de gas, en el comportamiento de la producción, con miras a mejorar el recobro de crudo y disminuir la producción de gas, optimizando su manejo en superficie. Logrando de esta manera, maximizar la eficiencia de la inyección con el fin de mantener o incrementar la presión de los yacimientos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Naranjo, E. (2002). Realizó un trabajo de grado titulado “Evaluación de los Efecto de Inyección de Gas en el Comportamiento de Producción de la Arena I3, Yacimiento LM-1 del Campo Lido”. El estudio consistió en realizar una revisión tanto del modelo geológico como del dinámico para actualizar las reservas y un estudio el comportamiento de producción de los pozos durante la etapa de inyección para determinar su influencia sobre el recobro final. Esto permitió concluir con respecto al modelo geológico que el yacimiento presenta un POES de 25,84 MMBN cifra inferior a la oficial motivada al área menor del nuevo mapa. Con respecto la influencia inyección, se pudo afirmar que a pesar de no obtenerse el recobro de petróleo esperado por la inyección, se logró obtener un mantenimiento parcial de presión dado que las condiciones para inyectar en el yacimiento no eran las mejores, además no minimizó el avance del influjo de agua del acuífero hacia los pozos productores.

Pino, J. (2008). Realizó un trabajo de grado titulado “Evaluación del Comportamiento Inyección/Producción del Proyecto de Inyección de Gas Miscible en el Campo Boquerón, Estado Monagas”. La investigación se basó en la evaluación del comportamiento inyección – producción del campo Boquerón, formación Naricual Inferior, desde sus inicios (Junio 2001) hasta Junio 2007. El programa de inyección de gas miscible como mecanismo de recuperación secundaria, se implementó con la finalidad de recuperar 85 MMBN adicionales incrementando el factor de recobro a 58%. Para esto se propuso mantener la presión óptima de operación por encima de

800 lpc, incrementar los índices de producción a 40 MBNPD y minimizar la precipitación de asfáltenos. El estudio permitió concluir que el plan de inyección logro mantener parcialmente la presión del yacimiento entre 6000 y 10000 lpc, logrando un factor de recobro de 24% y recuperación adicional de 57 MMBN. Además, los problemas de precipitación de asfáltenos se mantuvieron. Por lo tanto los resultados difieren de lo planteado inicialmente en el proyecto de inyección de gas miscible.

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO PEDERNALES

2.2.1 Ubicación del Campo Pedernales

El Campo Pedernales está situado en la región pantanosa de la costa venezolana del Golfo de Paria al Nor-Este de Venezuela, en la parte Nor-Oeste del Delta del Orinoco Municipio Pedernales - Estado Delta Amacuro, en la Boca del Caño Mánamo y en el lado opuesto al extremo Sur-Occidental de Trinidad, tal como se muestra en la Figura 2.1, actualmente operado por la Empresa Mixta PDVSA Petrowarao, S.A, con un área asignada de operaciones de 131,5 km².



Figura 2.1 Ubicación del campo Pedernales.

Fuente: Informe Técnico de Actualización de Reservas, 2008.

2.2.2 Características Regionales

El campo Pedernales se encuentra en el borde norte del Delta del Orinoco, aproximadamente a 17 km al oeste de Soldado Rock (Oeste de Trinidad). El área abarca una mezcla de canales tidales, islas de manglar y cinturones de manglares en pantano. La cresta de la estructura Pedernales se encuentra unos 50 pies sobre el nivel del mar y es la única elevación significativa dentro del bloque.

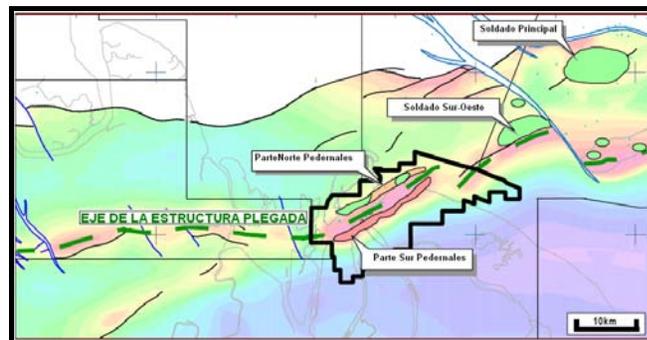


Figura 2.2 Mapa regional del campo Pedernales.

Fuente: Informe Técnico de Actualización de Reservas, 2008.

2.2.2.1 Estructura

El campo Pedernales está localizado en el flanco norte de la estructura de Pedernales, el cual es un anticlinal elongado y decapitado como muestra la figura 2.3, con orientación NE-SO y cuyos flancos norte y sur tienen buzamiento similares entre 45° y 50°, más alto hacia el eje-núcleo de la estructura y más suaves hacia la terminación de los flancos. El núcleo está formado por una intrusión de lodo o

material arcilloso con alta saturación de agua y de baja densidad que empuja actualmente hacia la superficie en forma similar que los domos salinos.

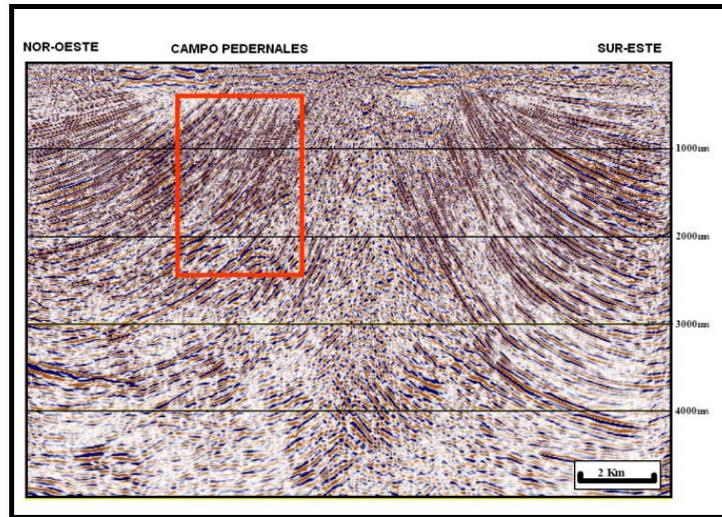


Figura 2.3. Estructura Pedernales.

Fuente: Informe Técnico de Actualización de Reservas, 2008.

2.2.2.2 Estratigrafía y Sedimentación del Campo Pedernales

La estratigrafía del campo Pedernales, está conformada, en orden ascendente, por la Formación La Pica de edad Mioceno Tardío (Superior) a Plioceno con sus Miembros Amacuro, Pedernales y Catorra. Sobreyacente y de edad Plioceno se encuentra en la Formación Las Piedras compuesta con arenisca masivas del plano deltaico superior. Por último, se encuentran sedimentos de edad Plioceno superior, fundamentalmente lutíticos depositados en el frente deltaico y perteneciente a la Formación Paria. La columna estratigráfica del campo esta resumida en la figura 2.4.

La Formación La Pica es una sucesión dominada por clásticos compuesto por arcillitas con intercalaciones de areniscas. Incluye sedimentos del tope del Delta, plataforma y de pendiente de aguas profundas. La Formación La Pica ha sido subdividida en 4 miembros (de base a tope), ver tabla 2.1, Miembro Amacuro Inferior, Miembro Amacuro Superior, Miembro Pedernales y Miembro Cotorra.



Figura 2.4. Estratigráfica del campo Pedernales.

Fuente: Informe Técnico de Actualización de Reservas, 2008.

El campo consta oficialmente de 11 yacimientos distribuidos entre los Miembro Pedernales, Cotorra y Amacuro, sin embargo históricamente el principal productor es miembro Pedernales (Plioceno Temprano), en el cual se encuentra la mayoría de los yacimientos. Cotorra es el Miembro Superior de la Formación La Pica y está conformado por arcillitas, limolitas e intercalaciones de areniscas predominantemente de tope de Delta y de origen marino somero, considerado tradicionalmente como el sello de los yacimientos asociados al Miembro Pedernales.

Tabla 2.1. Distribución vertical de las arenas en el Campo Pedernales.**Fuente: Informe Técnica PDVSA-CVP, 2005.**

Distribución PDVSA	Distribución Perenco
Cotorra Superior	COT 4
Cotorra Inferior	COT 1- COT 3
	COT 0
Pedernales	PED 1
	PED 2
	PED 3
	PED 4
	PED 5
Amacuro Superior	
Amacuro Inferior	

El campo consta oficialmente de 11 yacimientos distribuidos entre los Miembro Pedernales, Cotorra y Amacuro, sin embargo históricamente el principal productor es miembro Pedernales (Plioceno Temprano), en el cual se encuentra la mayoría de los yacimientos. Cotorra es el Miembro Superior de la Formación La Pica y está conformado por arcilitas, limolitas e intercalaciones de areniscas predominantemente de tope de Delta y de origen marino somero, considerado tradicionalmente como el sello de los yacimientos asociados al Miembro Pedernales.

El Miembros Pedernales está formado por arenas de canales distributarios y barras de desembocadura del Delta antiguo del río Orinoco, cortados por valles

incisos. El Miembro Amacuro tiene yacimientos escasos y muy limitados tanto vertical como lateralmente. Este miembro esta fundamentalmente constituido por lutitas marinas y sedimentos de arenas turbiditicas. El Miembro Amacuro posee el crudo más liviano del campo de 26° a 31° API, mientras que en el Miembro Pedernales está entre los 14° a 25° API. Los crudos más pesados de 11° a 14° API se pueden encontrar en el Miembro Cotorra.

El Miembro Pedernales se encuentra dividido en 5 yacimientos contiguos lateralmente enumerados de suroeste a noreste de la siguiente manera: P2-5, P2-6, P2-7, P2-8 Y P2-9, como se muestra en la figura 2.5, y están conformados por 5 cuerpos arenosos (secuencias estratigráficas) a nivel vertical que varia desde PED-1 hasta el nivel PED-5, tabla 2.1. Siendo PED 1 y PED2 los que representan la parte esencial del yacimiento de hidrocarburos. Estas unidades se encuentran separadas por lutitas que sirven de sello.

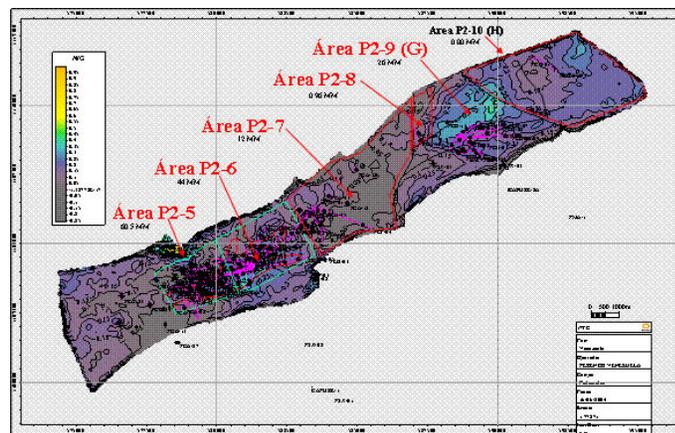


Figura 2.5. Distribución areal de los yacimientos del Miembro Pedernales.

Fuente: Informe Técnico PDVSA-CVP, 2005.

2.2.3 Propiedades Petrofísicas

En un sistema deltaico, los cuerpos de arenas pueden cambiar lateralmente desde los principales sistemas de canales a pantanos, depósitos de leve a abanicos de roturas. Debido a esta variación, dentro del Miembro Pedernales se presentan yacimientos discontinuos, desde el punto de vista de calidad de roca y propiedades del petróleo, debido a la presencia de litología arcillosa separando cuerpos arenosos que lo hace altamente compartimentalizado. Las tablas 2.2 y 2.3 resumen los datos de petrofísicas y PVT del área Pedernales.

Tabla 2.2 Petrofísica de los Yacimientos del Miembro Pedernales

Fuente: Informe Técnico PDVSA-CVP, 2005

Datos del yacimiento	P2-5	P2-6	P2-7	P2-8	P2-9
Porosidad Promedio (%)	27	23	23	23	19
Permeabilidad Promedio(md)	550	550	300	300	53
Espesor Neto(pies)	126	190	133	156	95
Temperatura(°F)	135	135	135	160	160
Contacto Original Promedio Agua-Petróleo TVDS (pies)	7000	5600	5672	7246	7400

Tabla 2.3 Propiedades PVT de los Yacimientos del Miembro Pedernales.**Fuente: Informe Técnica PDVSA-CVP, 2005**

Datos PVT	P2-5	P2-6	P2-7	P2-8	P2-9
Gravedad API ($^{\circ}$ API)	20.5	21	21	17.3	16.2
Presión Inicial P_i (psia)	3300	3400	3100	4200	3500
Presión de Burbuja P_b (psia)	2570	2570	2570	2397	2350
Viscosidad @ P_b , μ (cp)	13	12	12	14	34
Factor Volumétrico @ P_b , B_o (by/bn)	1.22	1.22	1.20	1.20	1.13
Relación Gas-Petróleo @ P_b , R_s (pcn/bn)	460	460	295	348	310

2.2.4 Historia de Producción del Campo Pedernales

El campo Pedernales fue descubierto en 1933 por la empresa Standard Oil Company of Venezuela, precursora de la Creole Petroleum Company. Estuvo produciendo intermitente desde 1935, bajo las sucesivas operaciones de Creole (1935-1964), Lagoven (1981-1985), British Petroleum (1994-2000), Perenco (2000-2006) y la Empresa Mixta Petrowarao, S.A. (desde 2006). La producción fue suspendida en tres periodos:

- II guerra mundial (1942-1946).
- Después de Creole (1964-1981).
- Después de Lagoven (1985-1994).

Entre British Petroleum (BP), Perenco Venezuela y la EM Petrowarao no hubo interrupción de las operaciones del campo, por lo tanto, se distinguen 4 fases de producción:

- **Primera fase (1935-1942):** Operada por Creole, con 13 pozos activos alcanzó toques de producción de 5000 BPD con una RGP promedio de 703 PCN/BN, producción acumulada de crudo de 9 MMBN. Posteriormente, fue cerrado durante cuatro (4) años a consecuencia de la segunda guerra mundial.
- **Segunda fase (1946 -1965):** Operada por Creole, se alcanzó un tope de 12000 BPD y 989 PCN/BN promedio, con 32 pozos activos y logró una producción acumulada de 57MMBN. Luego, se cerró nuevamente el campo por 16 años al terminar el contrato de la compañía Creole. Un total de 47 pozos perforados existían para esta fase.
- **Tercera fase (1981-1985):** Ejecutada por Lagoven, con un total de 17 pozos activos que le permitieron alcanzar toques de 2000 BPD y 1417 PCN/BN. El campo fue abandonado en el año 1986 por razones económicas y de mercadeo con una producción acumulada adicional de 1 MMBN.

Bajo la operación de Creole y Lagoven el campo produjo por depleción natural sin ningún tipo de reemplazo mediante la inyección de gas o agua, con una pérdida consiguiente de presión y una declinación de caudal de crudo en la mayoría de los pozos.

- **Cuarta fase (1994-hasta la actualidad):** Operado sucesivamente por BP, Perenco Venezuela y la EM Petrowarao, S.A. Durante el periodo de BP (1994-2000) se alcanzaron toques de 28.000 BPD. En el año 1994 comenzó la inyección de gas con fines de disposición, dado a las altas tasas de gas (838775

PCND), con el objeto de evitar el venteo excesivo. Desde el año 2000 hasta el 2005 Perenco acumuló durante su periodo operacional un volumen de 15,9 MMBN. En el 2004 alcanzó un máximo de producción de 10000 BNPD y 1818 MPCND con 21 pozos activos; 7 pertenecientes al yacimiento P2-5 y 5 al yacimiento P2-6. Desde el año 2006 hasta la actualidad el campo Pedernales se encuentra bajo la administración de la Empresa Mixta Petrowarao, resultado de la fusión de la empresa francesa Perenco Venezuela con 40% de las acciones y la empresa Venezolana Petróleos de Venezuela (PDVSA) accionista al 60%, tal como se establece en el Decreto 4.791, Gaceta Oficial 38.533 de fecha 11 de Septiembre de 2006. Actualmente produce (Junio-2010) aproximadamente 4500 BNPD y 29 MMPCND.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Modelo Geológico

El modelaje geológico requiere métodos indirectos, tales como la sísmica para la definición de aspectos estratigráficos y estructurales, interpretados en la geología regional de un área de estudio, que darán como resultado un modelo a utilizar en la caracterización de un yacimiento. El modelo geológico consta de lo siguiente:

- **Secciones Geológicas**

Las secciones geológicas es una forma de presentar información útil, mediante el uso de secciones transversales, éstas pueden ser estratigráficas o estructurales de acuerdo al tipo de información que se requiera. (CIED, 1996).

- **Secciones Estructurales**

La sección estructural muestra la variación en alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical. A diferencia de la sedimentación, la estructura es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, es decir, en general se conserva un alto grado de paralelismo entre los planos estratigráficos. (CIED, 1996).

Las secciones estructurales realizadas a partir de registros eléctricos muestran lo siguiente:

- a) Correlación.
- b) Ubicación de un dato estructural en profundidad (bajo el nivel del mar).
- c) Interpretación de la estructura real (buzamiento, pliegues y fallas).
- d) Identificación de potenciales trampas para hidrocarburos.

- **Secciones Estratigráficas**

El objetivo de hacer secciones estratigráficas, es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas, es la de relaciones verticales entre las unidades para predecir la movilidad de los fluidos. (CIED, 1996).

La construcción de secciones estratigráficas a partir de registros de pozos muestra:

- a) Correlación
- b) Ubicación de marcadores estratigráficos.
- c) Identificación de espesores, secuencias litológicas, cambios de facies, discordancias, edad, trampas estratigráficas.
- d) Identificación de paleoestructuras.

2.3.2 Inyección de Gas

La inyección de gas al yacimiento es una de las técnicas usadas para incrementar el factor de recobro de petróleo, una vez que el yacimiento declina la presión y o producción por agotamiento natural. El objetivo principal de la inyección de gas es mantener la presión a cierto valor o suplementar la energía natural del yacimiento. El primer caso se conoce como mantenimiento total de presión y el segundo, como mantenimiento parcial. Ambos dan lugar a un incremento del recobro de petróleo, a una mejora en los métodos de producción y la conservación del gas. El proceso de inyección de gas puede darse, tanto un desplazamiento miscible como un desplazamiento inmisible. (Paris de Ferrer, 2002).

2.3.3 Tipos de Inyección de Gas

Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos generales: inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.

2.3.3.1 Inyección de Gas Interna o Dispersa

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

Características:

- Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgado.
- Generalmente, se requiere de un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométricos con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento. La selección de dichos pozos y el tipo de arreglo dependen de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existente, de la continuidad de la arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad.
- La permeabilidad efectiva del gas debe ser preferiblemente baja.

2.3.3.2 Inyección de Gas Externa

Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria. Por lo general, se lleva a cabo en

yacimientos donde ocurre segregación debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

Características:

- Se usa en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.
- Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales, >200md.
- Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad. La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectividad y de los puntos de inyección que se requieran.

2.3.4 Mecanismo de Desplazamiento

La inyección de gas dentro del yacimiento puede aumentar la tasa de flujo de petróleo debido a los siguientes mecanismos:

2.3.4.1 Reducción de la Viscosidad

El gas inyectado se disuelve en el petróleo crudo y reduce su viscosidad y, por lo tanto, la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también reduce. De esta manera, se forma un banco de petróleo de menor viscosidad alrededor del pozo. Solo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo,

pero, para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y el petróleo debe ser buena.

2.3.4.2 Aumento de la Energía del Yacimiento

El gas inyectado aumenta la energía del yacimiento, efecto transitorio que solo dura un corto tiempo, lo cual puede ser el principal efecto cuando los periodos de inyección de gas son cortos.

2.3.4.3 Eliminación de los Depósitos Sólidos

Las tasas de flujo de petróleo aumentaran al eliminar, del pozo inyector o de las zonas adyacentes del yacimiento, los depósitos sólidos de hidrocarburos, como los asfáltenos. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el flujo de petróleo se reducirá como consecuencia del aumento de la saturación de gas.

2.3.4.4 Vaporización

En algunos casos este mecanismo puede ser el causante de que se produzcan cantidades adicionales de petróleo por recuperación secundaria: una porción del petróleo contactado por el gas seco inyectado se vaporiza y se mueve hacia los pozos productores en la zona de vapor.

2.3.5 Objetivos Perseguidos con la Inyección de Gas

Este procedimiento persigue los siguientes objetivos:

- Incrementar el recobro de petróleo en los yacimientos sometidos a inyección.
- Almacenar el gas producido conservándolo para su uso posterior.
- Disminuir la necesidad de levantamiento artificial.
- Evitar las restricciones impuestas por el Ministerio de Poder Popular para la Energía y Minas cuando no hay conservación del gas producido
- Aminorar los efectos que los cambios en demanda de gas para el consumo, tienen sobre la producción de los yacimientos y plantas dedicadas a estos propósitos.

2.3.6 Razones de las Fallas en los Procesos de Inyección de Agua y/o Gas

2.3.6.1 Heterogeneidad del Yacimiento

Posiblemente, la principal causa por la cual fallan muchos procesos de recuperación, se debe al desconocimiento de las heterogeneidades del yacimiento, antes de iniciar el proyecto de inyección. Las heterogeneidades más comunes son:

- Variaciones areales y verticales de la permeabilidad.
- Lenticularidad de las arenas.

- Fracturas naturales o inducidas.

Cuando el yacimiento presenta alto grado de heterogeneidad, es preferible realizar estimulación en los pozos, en vez de someterlo a un proceso de desplazamiento pozo a pozo. Sin embargo, si la heterogeneidad es limitada, se puede intentar inyección selectiva en las arenas continuas y de mejor desarrollo.

2.3.6.2 Razón de Movilidad

Cuando la movilidad del fluido desplazante (gas y/o agua), es mayor a la de fluido desplazado (petróleo), la razón de movilidad es desfavorable, debido a que se produce:

- Inestabilidad viscosa del frente de invasión.
- Temprana irrupción del fluido de inyección en los pozos productores.
- Baja eficiencia de barrido.
-

Para evitar la inestabilidad viscosa en los proyectos de inyección, se recomienda tener en cuenta los siguientes límites de viscosidad del petróleo:

- Para agua: $\mu_o < 50-60$ cPs.
- Para gas: $\mu_o < 20-30$ cPs.

Existen diferentes alternativas para mejorar las razones de movilidad en proyectos de inyección de agua y/o gas. Las más comunes son:

- Inyección de soluciones de polímeros.
- Inyección de dióxido de carbono.
- Inyección de tapones alternados de agua y gas.

2.3.6.3 Segregación Gravitacional en Yacimientos Horizontales

En estos yacimientos el agua inyectada tiende a ocupar la base de la arena y el gas el tope, el problema es mayor en el caso de inyección de gas. En yacimientos horizontales, esta segregación produce baja eficiencia de barrido vertical. Siendo soluciones parciales a este problema, la inyección y producción selectiva y la perforación interespaciada.

2.3.6.4 Efectos de Restauración

El espacio ocupado por el gas en zonas no barridas por agua, se restaura con petróleo durante la invasión, y de esta manera el banco de petróleo es disminuido o disipado. Estas porciones no barridas, pueden ser lentes de baja permeabilidad o zonas sin drenaje adecuado.

Las condiciones necesarias para que ocurra la restauración, a tal punto que disminuya el recobro significativo de petróleo son:

- Que haya una saturación de gas libre previa a la inyección de agua.
- Que el yacimiento sea heterogéneo o que exista una porción grande del yacimiento sin drenaje detrás de la última fila de pozos productores.

2.3.6.5 Factor de Reemplazo

El factor volumétrico de reemplazo, es la relación que existe entre el volumen de fluidos inyectados con respecto al volumen de fluidos producidos e un mismo período de tiempo. Este parámetro influye directamente sobre la presión estática, puesto que si se mantiene por encima de uno ($FR > 1$), genera presurización del yacimiento y por debajo de uno ($RF < 1$), indica que la presión no se está manteniendo, debido a que mayor es la cantidad de fluidos producidos y por lo tanto se acelera el vaciamiento del yacimiento.

2.3.6.6 Altas Razones Agua-Petróleo

Son muchos los problemas que se presentan por la alta producción de agua en los pozos, a continuación se mencionan los más importantes:

- Rápida declinación de la productividad de los pozos.
- Aumentos de los costos del manejo del agua producida.
- Arenamiento de los pozos por la migración de finos.

Las altas relaciones agua-petróleo, se pueden controlar temporalmente si:

- La producción de agua y petróleo proviene de lentes o zonas diferentes, el tratamiento más adecuado es taponar las zonas productoras de agua con cemento, resinas o geles de silicato.
- Si el agua y el petróleo provienen de la misma arena, o zonas difíciles de distinguir entre la que produce agua y la que produce petróleo, se recomienda usar barreras selectivas en todas las zonas por medio de polímeros hidrosolubles que bloquean la producción de agua, sin afectar la producción de petróleo y/o gas.

2.3.6.7 Altas Relaciones Gas-Petróleo

Las elevadas relaciones gas-petróleo que se presentan luego que ocurre la irrupción del gas de inyección, no genera tantos problemas como las razones agua-petróleo. Al contrario, la presencia de gas en los pozos, gasifica la columna de petróleo y puede lograr que el pozo produzca naturalmente. Si después de la irrupción del gas, la presión de inyección se mantiene, la presión de fondo fluyente de los pozos productores aumenta, debido a la menor caída de presión a través de los canales de gas, formados entre los pozos inyectores y productores; esto beneficia el levantamiento de la columna de petróleo.

2.3.7 Técnicas para Optimizar la Producción en Campos Maduros

Existen varias opciones para aumentar la producción y por ende la recuperación de hidrocarburos, cada una con diferentes costos, grado de dificultad y tiempo de respuesta. Entre las principales alternativas están:

- **Mejorar el conocimiento del yacimiento:** Empleando técnicas como sísmica y perfilaje de pozos se puede tener una mejor idea de las características de la formación, por ejemplo la presencia de heterogeneidades como la presencia de fallas, capas con diferentes permeabilidad, entre otros. También, al tenerse una historia de producción y presiones se puede refinar el cálculo de las reservas originales de hidrocarburos usando balance de materiales, que además permite corroborar los mecanismos de producción asociados al yacimiento e identificar la presencia de acuíferos.
- **Perforar más pozos:** Al hacerse una revisión de datos geológicos y de producción se puede mejorar la descripción del yacimiento y así recomendar nuevos pozos en áreas antes ignoradas. Los nuevos pozos pueden incluso perforarse horizontalmente o con multi/laterales para drenar mejor el yacimiento y llegar hasta zonas aisladas
- **Ejecutar proyectos de recuperación o terciarias:** En esta categoría se encuentran procesos como la inyección de fluidos (gas, agua, vapor y CO₂), de polímeros y la combustión in/situ, entre otras.
- **Mejorar la productividad de los pozos existente:** Con el paso del tiempo la producción de cada pozo se puede ver disminuida por problemas mecánicos, depositación de escamas o parafinas, daño o skin en perforaciones y alrededores

del pozo y por disminución en la eficiencia de métodos de levantamiento artificial por daños de equipos o aumento en la producción de gas o de agua.

- **Instalar sistemas de levantamiento artificial:** Los principales métodos ayudan a mejorar la producción de dos formas suministrando una energía extra en el fondo del pozo (por ejemplo bombas BES) o disminuyendo la densidad del fluido a producir, por ejemplo con inyección de gas, haciendo que una presión de fondo baja sea aun económica y operativamente apta para la producción.
- **Revisión del sistema de tuberías y equipos de superficies:** Las cuales pueden estar restringiendo la producción si no están bien diseñadas para los cambios que puedan presentarse.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Campo:** Un área de suelo debajo de la cual existen uno o más reservorios en una o más formaciones en la misma estructura o entidad geológica.
- **Delta:** Territorio triangular formado en la desembocadura de un río, mediante sedimentos que se depositan a medida que la corriente del río va desapareciendo. Está compuesto por brazos o "caños" fluviales que separan a las islas, formadas por los sedimentos acarreados por ese río, al llegar al mar, océano o lago.
- **Empuje por Expansión de la Roca y de los Fluidos:** Cuando el petróleo es altamente subsaturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos hasta que alcanza la presión de burbujeo.

- **Facie:** Conjunto de características, litológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráficas y que permiten diferenciarlas de las demás.
- **Formación:** Unidad fundamental de estratigrafía, que consiste de un cuerpo de roca, generalmente caracterizado, por un grado de homogeneidad, litología o características litológicas distintas, reproducible en la superficie o trazable en el subsuelo.
- **Gravedad API:** Es la escala arbitraria que guarda la relación con la gravedad específica para petróleo y sus derivados.
- **Segregación Gravitacional o Drenaje por Gravedad:** Energía que contribuye al recobro de Petróleo debido a la expansión de la capa de gas, que bien puede existir originalmente o formarse después de comenzar a producir el yacimiento. La producción de Petróleo por segregación hace uso de la fuerza de gravedad y generalmente se da en yacimientos de gran espesor que tienen buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento.

Yacimiento: Unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener fluidos. Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas formadas

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se dan a conocer todos los procedimientos metodológicos aplicadas en la realización de este trabajo de investigación, especificando las características de la investigación, tales como; tipo y diseño de la investigación, así como las diferentes técnicas e instrumentos de recolección y recursos, que permitieron el desenvolvimiento del trabajo con el objeto de presentar alternativas para la optimización de la producción de crudo en los yacimientos P2-5 y P2-6, pertenecientes al campo Pedernales en el estado Delta Amacuro.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El presente estudio tuvo como objetivo proponer alternativas que permitan aumentar la producción de crudo en los yacimientos P2-5 y P2-6, sometidos a proceso de inyección de gas, del campo Pedernales. Por ello, se requirió revisar el modelo geológico y analizar el efecto del proceso de inyección de gas, en el comportamiento de presión y producción, adicionalmente se evaluó la factibilidad económica de los trabajos propuestos. Por lo tanto, el tipo de investigación para lograr el desarrollo de esta investigación fue descriptiva, al respecto Arias, F (2.009) señala que: “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento”.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El desarrollo de esta investigación se enmarcó en un diseño documental de campo, debido que los datos utilizados para el logro de los objetivos provienen directamente de la realidad (datos primarios) tales como, distribución de presiones por yacimiento, historia de producción e inyección por pozos y yacimientos. Documental porque se realizó una revisión de documentos escritos, datos secundarios (informes, reportes, presentaciones, carpetas de pozos, libros, manuales y trabajos realizados anteriormente al campo), así como también aquellos análisis que aportaron información para la solución del problema. Según señala Arias, F (2006): “la investigación de campo consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios). Claro está, en una investigación de campo también se emplean datos secundarios, sobre todo los provenientes de fuentes bibliográficas, a partir de los cuales se elabora el marco teórico”.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Arias, F (2006) señala que la población “es un conjunto de finito o infinito de elementos con características comunes para las cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”. En esta investigación la población interés estuvo representada por todos los pozos productores activos e inyectores de gas pertenecientes a los yacimientos P2-5 y P2-6 del campo Pedernales, cañoneados en las secuencias litológicas del miembro Pedernales (PED 1, PED 2, PED 3 y PED 4).

Arias, F (2006) establece que la muestra “es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población”. Para esta investigación, la muestra representativa fue igual a la población, la cual estuvo conformada por doce (12)

pozos productores de petróleo y tres (3) inyectores de gas. En la tabla 3.1, se especifican los pozos correspondientes a la muestra de este estudio.

Tabla 3.1. Pozos y muestra en estudio.

YACIMIENTO	POZO	TIPO
P2-5	PCA-49	Productor
	PCA-51	Productor
	PCA-53	Productor
	PCA-54	Inyector de gas
	PCA-55	Productor
	PCA-60	Productor
	PCA-71	Productor
	PCA-73	Inyector de gas
	PCA-74	Productor
P2-6	PCA-50ST2	Productor
	PCA-57	Productor
	PCA-61	Inyector de gas cerrado
	PCA-62	Productor
	PCA-67	Productor
	PCA-70	Productor

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para el desarrollo de esta investigación, fue necesario realizar una revisión bibliográfica referente a los conceptos teóricos relacionados con el tema en estudio, el cual abarco conceptos básicos de Geología e Ingeniería de yacimientos, para entender el modelo geológico de los yacimientos y el efecto de la inyección de gas. Además, la revisión abarcó el estudio de las herramientas computarizadas de O.F.M y Petrel necesarias para el logro de los objetivos. A su vez, se recopiló toda la información de cada uno de los pozos y yacimientos de interés, como información geológica, petrofísica, históricos de producción e inyección, diagramas mecánicos, pruebas de presión, registros PLT, trabajos a pozos, entre otros.

Para el cumplimiento de los objetivos planteados en esta investigación se llevó a cabo un procedimiento metodológico, que se expone a continuación.

3.4.1 Revisión del Modelo Geológico de los Yacimientos en Estudio

El modelo geológico que se describe fue construido por Perenco en el año 2008, tomando como base los modelos generados por el mismo operador en los años 2001 y 2004. En tal sentido, fue necesario hacer una revisión de dichos modelos que permitiera obtener descripción de litología, sedimentología, estructura y ambiente de sedimentación del área de interés. El modelo actual, realizado a través de la herramienta Petrel, se fundamentó en la distribución de las propiedades petrofísicas de las unidades litológicas productoras del miembro Pedernales (PED1, PED2, PED3 y PED4), basándose en curvas de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua existente entre los 68 pozos del área.

De esta manera se pudo conocer los límites de los yacimientos, ubicación de los contactos de los fluidos, estructura, la continuidad de las arenas, estratigrafía y el tipo de ambiente sedimentario. Así como la distribución de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, arena neta y saturación de agua) de las secuencias litológicas del miembro Pedernales.

3.4.2 Análisis del Efecto de la Inyección de Gas en el Comportamiento de Presión y Producción en los Yacimientos P2-5 y P2-6

En esta etapa se realizó análisis por pozos y yacimientos de inyección y producción, factor de reemplazo y comportamientos de presión, con el objeto de correlacionarlos y así obtener conclusiones referentes al efecto de la inyección del gas en la producción de los pozos.

- **Análisis del Comportamiento de Inyección de Gas y Producción por Pozo y Yacimiento.**

Para el análisis del comportamiento de producción y el proceso de inyección de gas implementado en los yacimientos P2-5 y P2-6, fue necesario primeramente definir la ubicación e intervalos perforados de cada pozo productor e inyector. Los gráficos de inyección se realizaron mediante la herramienta Excel, con datos obtenidos a través de la aplicación OFM, los cuales permitieron realizar los análisis concernientes.

A su vez, para el análisis del comportamiento de producción de los pozos y yacimientos, se obtuvieron los gráficos de producción (petróleo, gas y agua) mediante

la herramienta OFM. Adicionalmente, se examinaron los resultados del proyecto de trazadores químico implementado en los yacimientos, revisar las carpetas de pozos para obtener los resultados de registro de producción(PLT) y trabajos a pozos (TD TAG y tubería continua), y las continuidades laterales de las secuencias estructurales entre los pozos inyectores y productores que permitieran definir posible comunicación o no entre ellos. Luego se procedió a analizar y correlacionar toda la información con el comportamiento de inyección de gas de los pozos PCA-49, PCA-54, PCA-61 y PCA-73, para evaluar la posible incidencia o no de la inyección en el comportamiento de producción de los pozos productores de petróleo.

En el apéndice E, se muestran las secciones estructurales utilizadas para el análisis y un fragmento del mapa Isópaco-estructural que refleja dichas secciones. En el apéndice F y G se muestran los resultados de pruebas PLT y trazadores químicos respectivamente.

- **Análisis del Factor de Reemplazo de Fluidos**

Para el cálculo del factor de reemplazo mensual en los yacimientos P2-5 y P2-6, fue necesario obtener los volúmenes inyectados de gas y de los fluidos extraídos (petróleo, gas y agua) de la aplicación OFM. Para obtener los factores volumétricos correspondientes a los fluidos se tomó en consideración los PVT sintético del área PCA, del pozo PCA-7 y PCC-7 de los yacimientos P2-5 y P2-6 respectivamente.

Luego con esto datos se generó una hoja de cálculo Excel y con la ecuación 3.2, se obtuvieron los factores de reemplazo mensuales, los cuales fueron graficados para cada yacimiento. Es importante resaltar, que en los yacimientos P2-5 y P2-6 se aplicó

un proceso de inyección de agua, pero debido a los cortos tiempo de inyección de los pozos no fueron tomadas para el cálculo del factor de reemplazo.

Tabla 3.2 Datos volumétricos. PVT sintéticos.

DATOS	PVT PCA-7	PVT PCC-7
P(LPCA)	3450	3500
Bo(BY/BN)	1,2126	1,2053
Bg(BY/PCN)	0,0083	0,0086
Rs(PCN/BN)	205,8	237,5
BgINY(BY/PCN)	0,0083	0,0086
Bw(BY/BN)	1,01	1,01

$$\frac{\text{VolumenInyectado}}{\text{VolumenExtraido}} = \frac{\text{GasInyectado} + \text{AguaInyectada}}{(\text{Crudo} + \text{Gasensolucion}) + (\text{Gaslibre}) + (\text{Agua producida})} \quad \text{Ec 3.1}$$

$$\% \text{ Factor de Reemplazo: } \frac{(G_i \times Bg_i) + (W_i \times Bw)}{Np \times Bo + (Np \times (RGP - Rs) \times Bg) + Wp \times Bw} \quad \text{Ec 3.2}$$

Donde:

G_i : gas inyectado mensual en el yacimiento, PCN.

Bg_i : factor volumétrico del gas de inyección, BY/PCN.

W_i : agua inyectada mensual en el yacimiento, BN.

B_w : factor volumétrico del agua de inyección, BY/BN.

N_p : petróleo producido, BN.

B_o : factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

RGP : relación gas-petróleo, PCN/BN.

R_s : relación gas-petróleo en solución, PCN/BN.

B_g : factor volumétrico del gas, BY/PCN.

W_p : agua producida, BN.

- **Análisis del Comportamiento de Presión.**

En esta etapa fue necesario realizar primeramente una revisión de las carpetas de pozos para obtener datos de pruebas de presión realizadas al campo durante su vida productiva, dado a la incongruencia en la data suministrada por la empresa. Con la finalidad de verificar si la inyección ha logrado mantenimiento o no de presión en los yacimientos P2-5 y P2-6. A pesar que la historia de producción del campo data desde 1933, se encontró pruebas de presión desde el año 1954, las cuales se validaron mediante la revisión de tiempos de duración de la prueba y gradientes estáticos. Luego se llevaron a un mismo plano de referencia (datum) utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{\text{DATUM}} = P_{\text{SENSOR}} + \text{GRAD}_{\text{EST}} (PMP - \text{TVDSS}_{\text{SENSOR}}) - \text{GRAD}_{\text{YAC}} (PMP - \text{DATUM})$$

Ec 3.3

Donde:

P_{DATUM} : presión al datum, lpc.

P_{SENSOR} : presión registrada por el sensor, lpc.

GRAD_{EST} : gradiente estático del yacimiento, lpc/pie.

PMP: punto medio de las perforaciones sobre el nivel del mar, pies.

$\text{TV}_{\text{DSS}_{\text{SENSOR}}}$: profundidad vertical del sensor sobre el nivel del mar, pies.

GRAD_{YAC} : gradiente del yacimiento dependiendo de la profundidad, lpc/pie.

PMP: profundidad al punto medio de las perforaciones.

Para calcular PMP se uso la ecuación 3.4.

$$\text{PMP: } (\text{TOPE} + \text{BASE})/2$$

Ec 3.4

Donde:

TOPE: tope del intervalo cañoneado, pies.

BASE: base del intervalo cañoneado, pies.

Una vez obtenidas la presión al datum (ver apéndice C) se empleó la herramienta Excel, para general gráficos de Presión vs Tiempo para cada yacimiento, las cuales permitieron realizar análisis del comportamiento de presión.

• **Análisis de Distribución del Gas Inyectado.**

Una vez identificado la posible conectividad de los pozos inyectores y productores a través de los resultados de PLT, trazadores químicos, secciones estructurales y análisis de producción e inyección se procedió a correlacionar con los

mapas de isopropiedad (permeabilidad y espesor de arena neta) para verificar las continuidades lateral de las arenas y así identificar la posible distribución del gas inyectado. De igual manera se obtuvo volúmenes brutos (ver ecuación 3.5) de las secuencias litológicas asociadas a la inyección, mediante la herramienta Petrel, tomando como valor mínimo 0,4 para el trazado del área en los mapas de espesor neto de arena, basado en la distribución de gas establecida, que permitiera identificar recirculación o no del gas inyectado.

$$\text{Volumen Bruto: Área*espesor (H)*}\phi \text{ (porosidad) (Acre-}$$

Ec 3.5

3.4.3 Propuestas Alternativas para la Optimización de la Producción de Crudo en los Yacimientos

En esta etapa se presentaron propuestas de trabajos a pozos, que desde el punto de vista geológico (petrofísica) fueron candidatos para lograr aumentar la productividad del área PCA, mediante la implementación de trabajos de reacondicionamiento. De igual manera, se procedió correlacionar con el comportamiento de producción de los pozos vecinos, con la finalidad de observar la tendencia de producción y pronosticar los posibles riesgos de los intervalos propuestas a cañoneo. Adicionalmente, mediante el análisis de declinación de los pozos (apéndice K) se pudo identificar el comportamiento de producción dentro de 15 años, bajo las condiciones actuales, lo cual permitió definir en su mayoría las intervenciones necesarias para optimizar la producción de los mismos y evitar su declinación. En el apéndice L se muestran las intervenciones recomendadas.

3.4.4 Evaluación Económica de las Propuestas Planteadas

Una vez realizadas las posibles propuestas, se procedió a someterlas a un análisis económico con el objeto de verificar su viabilidad. La evaluación económica se realizó utilizando la herramienta Excel y los parámetros económicos como el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de inversión (EI) y tiempo de pago (TP) establecido por la empresa mixta PETROWARAO, S.A.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Según Arias, F. (2006) las técnicas de investigación “es el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”. En cuanto al instrumento de recolección de datos expresa “es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información”. Para alcanzar los objetivos de esta investigación resultó necesaria la recolección de datos mediante la utilización de las siguientes técnicas:

3.5.1 Entrevista no Estructuradas

Según Arias, F. (2006) la entrevista no estructurada “es una modalidad donde no se dispone de una guía de preguntas elaboradas previamente. Sin embargo, se orienta por unos objetivos preestablecidos, lo que permite definir el tema de la entrevista”. Por la tanto, la entrevista se basó en consultas a personal de la empresa relacionada con el área de estudio, específicamente; geólogo, ingenieros de yacimientos, optimización, proyecto y producción, y a profesores de la Universidad

de Oriente, Núcleo de Monagas, lo cual permitió recolectar parte de la información requerida y sugerencias para el logro de los objetivos planteados.

3.5.2 Revisión Bibliográficas

La búsqueda de información se realizó mediante la revisión bibliográfica de libros, tesis, revistas, datos de informes y reportes internos de la empresa, carpetas de pozos, manuales técnicos, fuentes digitales de información tales como Internet y material previamente recopilado y organizado por otras personas; datos secundarios. Esto permitió obtener las bases teóricas, lo cual sirvió de soporte para el análisis y comprensión del tema.

Para la recolección de la información específica del área y los pozos en estudio, se utilizó los siguientes instrumentos:

3.5.3 Microsoft Office

Fue una herramienta esencial en el desarrollo de la investigación, debido a que cuenta con programas como: Microsoft Word para procesar texto, Microsoft Excel para realizar hojas de cálculo y gráficos de interés, Microsoft PowerPoint para elaborar presentaciones, con las cuales se pudo plasmar la investigación.

3.5.4 Sistema de Red

El uso de la red interna de PDVSA permitió acceder a los software OFM y Petrel, así como al menú digital de toda la información del campo Pedernales, para

extraer información referente a la geología, estudios de facies, diagramas de completación, informes de producción e inyección, entre otros.

3.5.5 Internet

Esta herramienta ayudó a complementar la información teórica necesaria para el buen desenvolvimiento de la investigación.

3.5.6 Oil Field Manager (OFM)

El O.F.M es una aplicación que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción y de yacimiento. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Este programa está constituido por varios módulos los cuales permiten cargar y manipular, día a día, datos de producción, petrofísica, propiedades de los fluidos, entre otros, los de campo de petróleo y gas.

3.5.7 Petrel

Es una herramienta que integra de manera combina la experiencia de todo el equipo en un solo sistema unificado de resultados sin precedentes en eficiencia y precisión. Esto se hace a través de la integración de diferentes módulos o etapas. Dichos módulos son: geofísica, geología, ingeniería de yacimientos o simulación, perforación y una dinámica de visualización de resultados. Este software permite realizar; cartografía en 3D, visualización en 3D, sísmica de interpretación en 3D y

2D, correlación de pozo, conversión de profundidad, cálculo de volumen, simplificar la simulación, entre otros.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Para el desarrollo de la investigación se contó con el apoyo del personal profesional y técnico que integra la Gerencia técnica de la Empresa Mixta PETROWARAO, S.A especializados en el tema de investigación, específicamente en las áreas de yacimiento, geología, producción y optimización. El desarrollo metodológico estuvo orientado por el profesor tutor de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Escuela de Ingeniería de Petróleo.

3.6.2 Recursos Materiales y Bibliográficos

La Empresa mixta PETROWARAO, S.A facilitó los equipos y materiales indispensables para el desarrollo de la investigación, tales como: Fotocopiadora, impresora, escáner, artículos de oficina, informes técnicos, manuales, reportes de actividades y material bibliográfico en general. También una computadora personal con plataformas Windows (Word, Excel y Power Point) y acceso a Intranet PDVSA y Internet. Así como paquetes informativos tales como: Oil Field Manager (OFM) y Petrel.

De igual manera se utilizó información de libros y tesis relacionada con el tema, de la Universidad De Oriente, Núcleo Monagas.

3.6.3 Recursos Financieros

La Empresa Mixta PETROWARAO, S.A. fue el ente encargado de financiar económicamente el desarrollo esta investigación.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 MODELO GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS EN ESTUDIOS

El modelo geológico 3D está centrado en las áreas de mayor desarrollo y producción del campo Pedernales, que corresponde a los bloques P2-5 y P2-6, figura A.1 (Apéndice A). Ambos yacimientos están conformados por las arenas del Miembro Pedernales, Formación La Pica, de edad Plioceno y se encuentran ubicados en el Flanco Norte del anticlinal truncado de Pedernales con buzamiento aproximado de 45°. Por esta razón el modelo solo representa la estratigrafía del Miembro Pedernales, a demás es la arena con mayor prospectividad y desarrollo del Campo. En tabla 4.1 se especifica la zonificación estratigráfica del área modelada, la cual se compone de secuencias (PED1, PED2, PED3 y PED4) separadas por superficies de máxima inundación (MFS).

Tabla 4.1. Distribución Vertical.

Fuente: Informe del Modelo Geológico, 2008.

ÁREA PCA	
SELLO	
PED 1	Superior
	Inferior
Sb P1 - MFS P2 Base secuencial	
MFS P2 -TR P2 Tope Secuencial	
PED 2	Superior
	Inferior
Sb P2 - MFS P3 Base secuencial	
PED 3	
PED 4	

El modelo fue construido sobre una malla de Flogrid, con una distribución de 174*84*72(figura 4.1). La división vertical fue definida en base al espesor total de las unidades que conforman el Miembro Pedernales, resultando 72 capas, la figura 4.2 es un ejemplo de la distribución de las capas en el modelo.

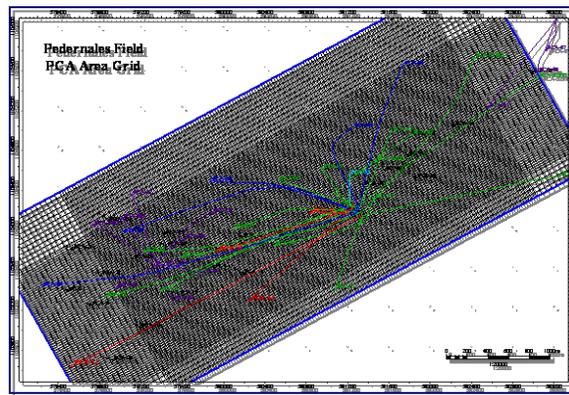


Figura 4.1. Mallado y espaciamiento del modelo geológico 3D área PCA.

Fuente: Informe del Modelo Geológico, 2008.

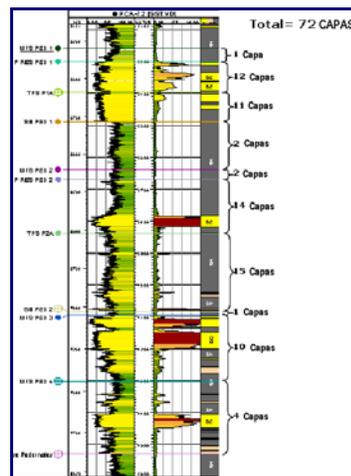


Figura 4.2. Distribución de las capas en el modelo geológico.

Fuente: Informe del Modelo Geológico, 2008.

- **Estructura**

La estructura del área PCA(yacimiento P2-5 y P2-6) es similar a la de todo el campo y está representado por un anticlinal orientado Suroeste-Noreste con el flanco Norte buzando entre 45° y 50°, como se muestra en el mapa Isópaco-Estructural del campo Pedernales (figura A.1, apéndice A). Los mapas estructurales al tope de cada secuencia del Miembro Pedernales se encuentran en el apéndice A, desde figura A.4 hasta A.7.

El modelo estático del área PCA no presenta fallas geológicas, ya que los modelos previos se construyeron sin tomar en cuenta las mismas, debido que la resolución de la interpretación sísmica disponible no permitía observar con claridad la geometría y saltos de estas fallas. Sin embargo, el modelo estructural general del campo Pedernales incluye la existencia de fallas transcurrentes que limitan los yacimientos existentes, estas fallas permanecen en todos los Mapas Isópacos-Estructurales Oficiales del Campo y obedecen más a variaciones de presión y producción, que a una interpretación sísmica. De acuerdo a estos, los bloques están limitados de la siguiente manera (ver Figuras A.2 y A.3, apéndice A):

- **Yacimiento P2-5:**

Al Norte: Por el Contacto Agua-Petróleo Estimado a 7.350 pies bnm.

Al Sur: Por el eje del Anticlinal truncado.

Al Oeste: Por la falla transcurrente de orientación Norte 35° Oeste.

Al Este: Por la falla transcurrente de orientación Norte 80° Oeste, que lo separa del Yacimiento P2-6.

- **Yacimiento P2-6:**

Al Norte: Por el contacto Agua-Petróleo Estimado a 7.350 pies bnm.

Al Sur: Por el eje del Anticlinal truncado.

Al Oeste: Por la falla transcurrente de orientación Norte 80° Oeste que lo separa del Yacimiento P2-5.

Al Este: Por la falla transcurrente de orientación Norte 70° Oeste separándolo del Yacimiento P2-7.

La posición del contacto Agua-Petróleo a 7.350 pies b.n.m, fue estimado tomando en cuenta la Base de Columna de Petróleo del pozo PCA-17, debido a su ubicación en la parte más baja en la estructura.

- **Estratigrafía.**

Secuencias PED 1: Está constituida por arenisca y lutitas, se divide en dos unidades arenosas principales (PED 1 superior y PED 1 inferior), separadas por intervalos lutíticos bien marcados. Está separada de la secuencia PED 2 mediante una arcilla que representa la superficie de máxima inundación MFS PED 2 fácilmente reconocibles en los registros. Esta secuencia es de carácter transgresivo y se extiende a través de todo el área PCA. El espesor de las secuencias PED 1 varía entre 150-400 pies.

Secuencias PED 2: Esta unidad es interpretada como una sucesión de canales apilados o rellenos de valles incisivos con rellenos de canal, arcillas y abanicos de roturas. Presenta variaciones en su espesor que van desde 200-500 pies.

Secuencias PED 3 y PED 4: Constituida por arenisca y arcillas. Estas secuencias se consideran de pobre conexión lateral del yacimiento, se hallan confinadas en relleno de los valles cortadas y son de extensión areal limitada. El espesor de estas secuencias varía entre 150-400 pies y 300-600 pies para PED 3 y PED 4, respectivamente. La unidad PED 3 es más extensa que PED 4.

- **Litología**

En cuanto a la litología del área P2-5 y P2-6, están conformada principalmente por arenisca, limonitas y lutitas. Las secuencias PED 1 y PED 2 presentan arenisca y lutitas de plano y frente deltaico, en cuanto a PED 3 y PED 4 contienen arenisca y lutitas de talud y plataforma. Las areniscas presentan granos finos a medios y distribución de buena a moderada con poca o ninguna cementación. Las arcillas son mayormente ilita con algo de coalinita y esméctica.

- **Ambiente de Depositación.**

Con relación al ambiente de depositación de los bloques P2-5 y P2-6 del Campo Pedernales, en los registros eléctricos, se observan patrones típicos de ambientes deltaicos; es decir, secuencias granocrecientes seguidas de capas carbonosa y el comienzo de canales distributarios que terminan en un tope abrupto, normalmente indicando el comienzo de periodo transgresivos y la inundación del terreno. Ejemplo ilustrativo de esta evolución deltaica es el pozo PCA-7, figura 4.3, donde se reconocen las secuencias PED 3 y PED 2 como secuencias regresivas, con un patrón de registro normalmente granocreciente, comenzando en la base con litología arcillosa (pendiente de delta) y gradualmente pasando al desarrollo de arenas

de frente de delta con algunos desarrollos posteriores de canales, para finalmente pasar a una secuencia transgresiva representada en la deposición del PED 1.

Esta secuencia tiene un patrón de GR granodecreciente, típicos de canales, con su parte basal conglomerática y su tope de sedimentos finos o arcillosos. El espesor aproximado de una secuencia deltaica típica de frente de delta se estima entre 150 y 210 pies, por lo que se calcula que durante la deposición de pedernales se tiene varias secuencias deltaicas apiladas.

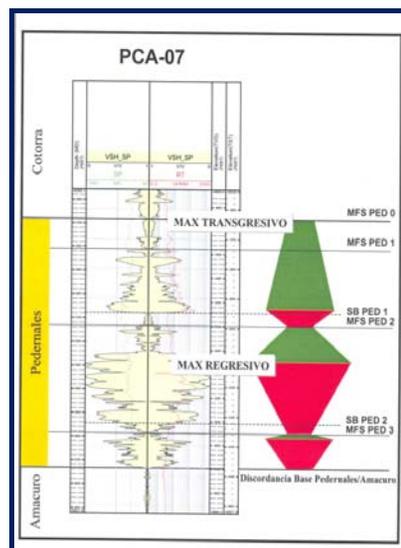


Figura 4.3. Registro eléctrico del PCA-07.

Fuente: Informe del Estudio Geológico, 2001.

- **Sedimentología**

Un sistema deposicional deltaico como se ha definido para el Miembro Pedernales, ofrece muchas trampas estratigráficas potenciales. Las facies pueden cambiar lateralmente desde los principales sistemas de canales a pantanos, depósitos

de leve a abanicos de roturas. Los depósitos de barras de playa cerca del frente del delta pueden presentar también lateralmente depósitos mareales a lagunares. La geometría de las arenas progradantes en el frente de delta pueden también crear límites laterales al flujo. Estos límites pueden ser o no sellantes para la acumulación de hidrocarburos, pero pueden formar barreras efectivas durante la vida productiva de los yacimientos P2-5 y P2-6.

Debido a esta variación de facies, dentro del Miembro Pedernales se presentan yacimientos discontinuos dado a la presencia de litología arcillosa separando cuerpos arenosos. La mayoría de estas barreras verticales corresponde a superficies máximas de inundación (MFS) que separa las secuencias del yacimiento. Tal es el caso del nivel PED 1, el cual posee un paquete arcilloso continuo que se encuentra al tope del yacimiento, y representa el límite vertical superior del yacimiento, esta es una superficie fácilmente identificable en los registros de pozo, el espesor varía entre 75-100 pies.

Así como el PED 2, que posee un cuerpo arcilloso continuo a través del área que constituye una restricción vertical al flujo, que puede afectar en menor o mayor grado la movilidad de los fluidos según su espesor localmente. Su espesor varía de 100 pies para la zona desarrollada del área PCA. En cuanto al PED 3 constituye una secuencia areno-arcilla, su espesor varía entre 25-50 pies.

Debido a la sedimentología del que rige el área PCA, se caracteriza por ser altamente compartimentalizada, por esta razón en este modelo geológico, la conectividad lateral entre las diferentes áreas del yacimiento está gobernada por la distribución de facies, la cual se usó como una base para realizar el poblamiento de las diferentes propiedades petrofísicas. La interpretación se aplicó para las secuencias

PED1 (superior e inferior), PED2 (superior e inferior). En la secuencias PED 3 y PED 4 aun no se ha realizado evaluación de facie.

❖ Mapas de Facies

Las facies más importantes que contribuyen a la producción, son principalmente canales de distribución y barra de desembocadura. Estos cuerpos arenosos a su vez son rodeados por sedimentos de granos muy finos y lutitas de bahías interdistributarias. En los mapas de facies los canales distributarios están representados por la línea roja y facies de barra de desembocadura, dentro de la línea amarilla.

PED 2 inferior

La figura 4.4 muestra el sistema de barra distribuido principalmente en el área Suroeste (área P2-5) y los canales distributarios a lo largo del área P2-5 y P2-6 en dirección Suroeste-Noreste.

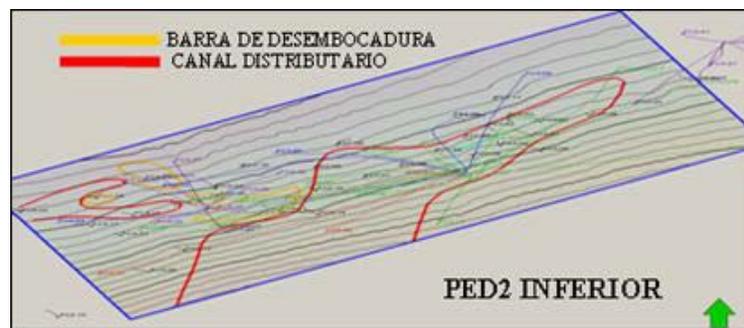


Figura 4.4. Mapa de facie del PED 2 inferior.

El sistema de canal distributivo está formado por dos canales bien desarrollados en comparación a las barras, que se presentan apilados cerca de los canales, separados por intervalos de lutitas.

PED 2 superior

Las facies de esta área esta divididas en pequeños intervalos. Mucha área es lutita o arena de barra de mala calidad o abanico de rotura, sin embargo el canal distributivo está bien desarrollado en algunos de los pozos, por ejemplo el PCA-55. Este canal está limitado en la parte central del área PCA con tendencia bien definida al Noreste- Suroeste, como se observa en la figura 4.5. Un pequeño sistema de barra de 7 a 60 pies se desarrolla sobre la facie de canal y podría estar conectado al canal del pozo PCA-51.

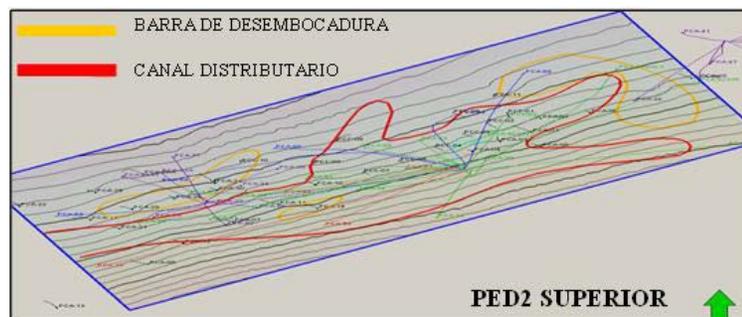


Figura 4.5. Mapa de facie del PED 2 superior.

PED 1 inferior

La figura 4.6 muestra un sistema de canal distributivo, muy bien desarrollado y facies de barra de desembocadura, en menor escala de desarrollo. Dichos sistemas

barras consiste en barras apiladas de 15 hasta 85 pies de espesor, mayormente separadas por lutitas y en otros casos son cuerpos de arenas continuo, además están situadas principalmente hacia el área P2-5, asociadas al sistema de canal distributivo. A su vez, según la interpretación estratigráfica, los canales tienen un espesor de 70-120 pies y 500 de largo, cuya orientación general es noreste-suroeste como la orientación del delta progradante de Pedernales, a lo largo del área P2-6.

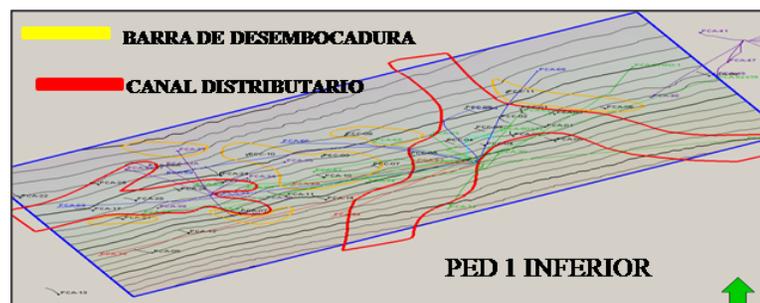


Figura 4.6. Mapa de facie del PED 1 inferior

PED 1 superior

Las facies de canal distributivo del PED 1 superior muestran baja energía de ambiente de sedimentación y espesores más delgados (de 15 hasta 100 pies) comparado con PED 1 inferior. El sistema de barra de desembocadura está desarrollado en la parte central del área P2-5, como se observa en la figura 4.7. La distribución del sistema de barra es menor a las facies de PED 1 inferior. El espesor de las barras está entre 8 a 20 pies y un espesor total de 8 a 100 pies, además la comunicación vertical está limitada por varias capas de lutitas y muchas líneas de lutitas. En cuanto al canal distributivo se encuentra bien desarrollado a lo largo del área PCA en dirección Suroeste-Noreste.

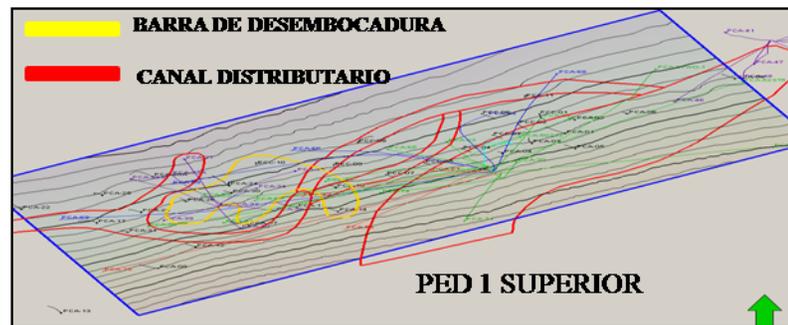


Figura 4.7. Mapa de facie del PED 1 superior.

En la Interpretación Sísmica del campo Pedernales no se pudo realizar ningún mapa de atributos o de lithosísmica del volumen 3D que pudieran corresponder a la distribución de arenas o mapas de facies, ya sea por razones de procesamiento o interpretación, por esta razón se generaron mapas de tendencias de depositación (Espesor Estratigráfico Verdadero, TST, siglas en ingles) para las zonas del Miembro Pedernales.

Los mapas de tendencias fueron creados usando la herramienta de modelado geológico 3D PETREL tomando en cuenta como dato de entrada mapas de facies topes de pozos y posteriormente correcciones por acumulados de producción de los pozos completados en esta área, y así modelar las diferentes propiedades petrofísicas usando los algoritmos de SGS (Simulación Gaussiana) y Kriging. Tal como se observa en las figuras 4.8. Dichos mapas de tendencia se observan en el apéndice A (figura A.7- A.13):

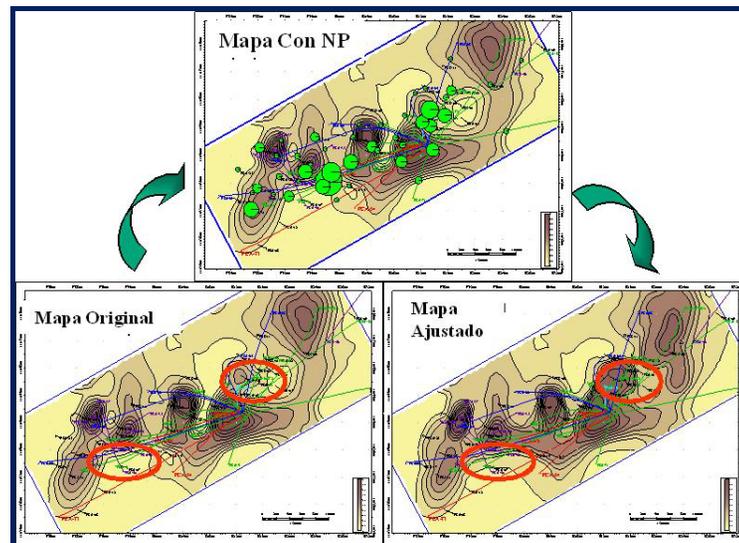


Figura 4.8. Corrección del mapa de espesor con acumulado de producción PED1 superior. Fuente: Informe del Modelo Geológico, 2008.

- **Modelamiento de Propiedades Petrofísicas**

El gran número de pozos y su amplia distribución geográfica a lo largo del área PCA han hecho que las propiedades petrofísicas puedan ser interpoladas con un razonable grado de confianza dentro del área estudiada. Las curvas de Volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua fueron validadas para estos 68 pozos pertenecientes al área de estudio, cuyo estado actual se relaciona en la tabla 1.C del apéndice C.

Para el modelamiento del espesor neto de arena se definió usando las curvas de volumen de arcilla disponibles para todos los pozos del área, obtenida a partir de registros de SP o GR, tomando un valor de corte de 0.4 ($V_{sh} < 0.4$). De esta manera se generaron mapas de espesor de arena neta, que fueron poblados para toda el área PCA, utilizando los algoritmos de SGS Y Kriging.

En cuanto a la distribución de porosidad en las secuencias de Pedernales se evaluaron dentro del área de interés un total de 47 pozos con curvas de porosidad (70% de los pozos en el área) a partir de los registros de densidad y neutrón para los pozos de perforados BP y Lagoven. El modelo geológico no incorporó la porosidad de los pozos de Creole, debido a su antigüedad y baja calidad en registros eléctricos.

Dentro del área PCA existen datos de núcleo para tres pozos (PCA-44, PCA-49 Y PCA-57), sin embargo la permeabilidad para el modelo fue calculada a través de una correlación porosidad vs permeabilidad utilizando los datos del PCA-49 debido que es el más representativo del yacimiento (PORO>17%). La permeabilidad en el modelo tiene un máximo de 2000md.

En cuanto al modelamiento de la saturación de agua, 57 pozos del área presentan curvas de saturación de agua, las cuales fueron importadas en Petrel desde el proyecto de evaluación petrofísica GEOLOG (2004). Debido que Petrel es un programa de modelamiento de Roca y no de fluido se procedió a generar una curva de Volumen de roca (porosidad * Saturación de agua) esta nueva curva de volumen de Roca-Agua fue poblada en área PCA, posteriormente se realizó una división de la propiedad Volumen de Roca-Agua entre la porosidad para así determinar la Saturación de Agua Modelada.

❖ **PED1 superior**

En la figura 4.9 se muestra la distribución de arena neta y saturación de agua de la secuencia PED1 superior. Para la primera, la escala de colores amarillo resalta la buena calidad de las arenas y las tonalidades verdes representan las áreas influenciadas por arcillas y en la segunda figura la gama de color azul marca las

zonas con mayor saturación de agua y los colores verdes y amarillos las zonas con menor contenido. No obstante, en las figuras se puede evidenciar que se tiene una excelente continuidad de arena al sureste del área PCA, yacimiento P2-6, en cambio al noroeste la distribución es más dispersa. A su vez, presenta bajos contenidos de agua, entre 17,5 y 35%, hacia el centro y buzamiento arriba de la estructura. Los cuerpos de arenas se correlacionan con buenos valores de porosidad y permeabilidad entre 22-30% y 400-1100md respectivamente, representado por la escala roja. Tal como se observa en la figura 4.10. Esto se debe al bajo contenido de arcilla presente en esta área lo cual favorece la conectividad lateral.

En el apéndice B, se aprecia la distribución de las propiedades petrofísicas a lo largo de cada secuencia de Pedernales del área PCA. Posteriormente de haber obtenido el modelamiento de las propiedades petrofísicas, se obtuvo un valor ponderado en cada una de las secuencias del miembro Pedernales, que conforman los yacimientos P2-5 y P2-6. Ver Tabla 4.2.

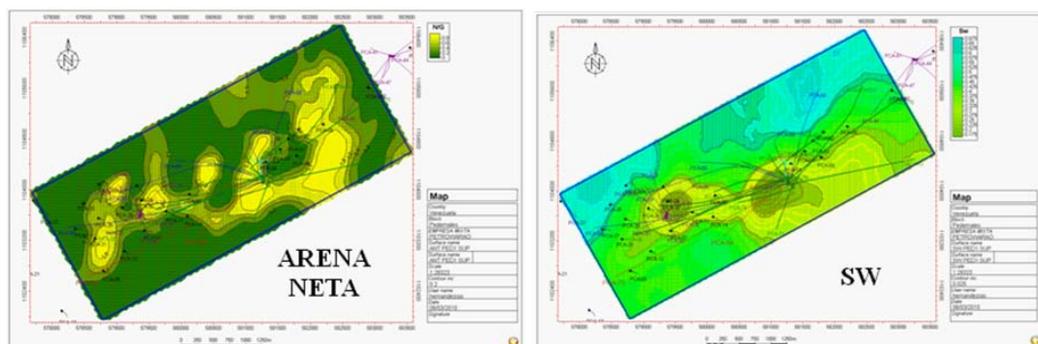


Figura 4.9. Mapa de arena neta y saturación de agua al tope de PED1 superior.

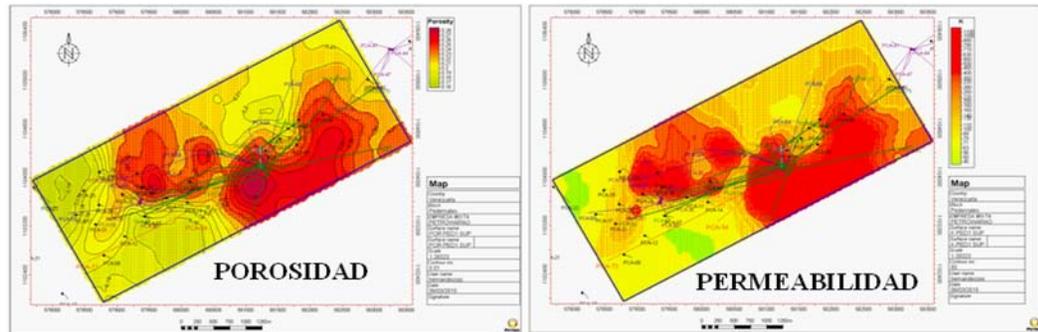


Figura 4.10 Mapa de porosidad y permeabilidad al tope de PED1 superior.

En la tabla 4.2, se puede notar que la secuencia PED 1 es la que tienen mejor espesor de arena y valor de porosidad, así como también menor saturación de agua y buenas permeabilidades, esto se debe a que en esta secuencia hay buenos desarrollos del canal distributivo, como se observa en las figuras 4.6 y 4.7. Por lo tanto, se considera el depósito más importante, seguido por PED2.

Tabla 4.2. Propiedades petrofísicas ponderadas. Miembro Pedernales.

Fuente: Informe del Modelo Geológico 2008.

PROPIEDADES	PED 1	PED 2	PED 3	PED 4
NTG (fracción)	0,49	0,47	0,45	0,45
POROSIDAD (fracción)	0,25	0,24	0,23	0,21
PERMEABILIDAD(md)	5-2000	5-2000	5-2000	5-2000
SW(fracción)	0,34	0,35	0,43	0,50

4.2 ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE GAS EN EL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS P2-5 Y P2-6

El 8 septiembre de 1995 se inició la inyección del gas producido en el yacimiento P2-5 con fines de conservación o disposición, a través del pozo PCA-54, dado que no se contaba con instalaciones para almacenar o comercializar el gas producido, presentándose para la época alta RGP. Rápidamente, por problemas de inyección en el pozo PCA-54, se decide suspender la misma y continuar el proceso en el pozo PCA-49, en enero de 1996. Posteriormente, en Junio de 1997, se inició un programa similar en el yacimiento P2-6, a través de pozo PCA-61. En vista a la buena inyectividad que presentaron los pozos PCA-49 y PCA-61, BP Venezuela para Mayo de 1998, decide implementar la inyección de gas con propósitos de recuperación secundaria en el yacimiento P2-5, a través del pozo PCA-73.

Actualmente (Junio de 2010), el yacimiento P2-5 ha alcanzado un volumen total acumulado de 87.178 MMPC a través de todos sus pozos inyectoros (PCA-54, PCA-49 y PCA-73) y el yacimiento P2-6 (pozo PCA-61) hasta el 28 de Febrero del año 2009 acumuló 57.523 MMPCN.

4.2.1 Análisis del Comportamiento de Inyección de Gas y Producción por Pozo y Yacimiento

A continuación se muestra un análisis del comportamiento de inyección de gas de cada pozo. Adicionalmente, se expone el comportamiento de producción (petróleo, agua y gas), que han tenido los yacimientos y pozos activos para la fecha de estudio, relacionándolos con el proceso de inyección para identificar su efecto o no en la

producción. No obstante, resulta necesario mencionar, que tanto los pozos inyectoros de gas como los productores fueron perforados en fechas cercanas, resultando difícil evidenciar el comportamiento de la producción antes de la inyección de gas. También, se pudo observar que la producción de algunos pozos fue interrumpida por diferentes cierres, contribuyendo esto a un desequilibrio en la producción de los mismos.

Pozos del Yacimiento P2-5

➤ Pozos inyectoros

❖ Pozo PCA-54

Ubicado en el yacimiento P2-5, zona suroeste del campo Pedernales, fue perforado en la parte más alta de la estructura con una inclinación de 56°. La distribución de los intervalos perforados se visualiza en la tabla 4.3, donde el pozo PCA-54 posee un total de 432 pies perforados.

En septiembre del 1995, se inició la inyección de gas en este pozo con el propósito de conservación o disposición, a un promedio de 10.000 MPCD y 2000 lpc. A los nueve (9) meses la presión comenzó a subir rápidamente hasta exceder la presión máxima de los compresores (3300 lpc), por lo que el proceso de inyección fue suspendido. Debido que este pozo mostraba restricción a la inyección de gas, el mismo fue re-cañoneado en intervalos completados y cañoneo de intervalo adicional a fin de mejorar inyectividad y conectividad con todo el yacimiento. En consecuencia, se inicio la disposición nuevamente en este pozo en diciembre de 1996

la cual fue suspendida en Marzo de 1997, por problemas de presión. Tras varios intentos por reintroducirlo (entre Octubre-Noviembre del año 1998 y entre Abril-Octubre del 1999), finalmente en marzo del año 2000 se logra abrir la inyección, manteniendo una inyección ininterrumpida hasta la actualidad (Junio-2010), con una tasa variable entre los 2.000-18.000 MPCND, alcanzando hasta la fecha un volumen acumulado de gas de 43.072 MMPC. (Ver historial de inyección en el apéndice C).

Tabla 4.3. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-54.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	5547-5640	93
PED-1 Inferior	5694-5756	62
PED-2 Superior	5811-5846	35
PED-2 Superior	5860-6064	204
PED-2 Inferior	6088-6124	38

En general, el comportamiento de la presión a nivel de cabezal, durante el último período de inyección se ha mantenido en un rango promedio de 2300–2800 lpc, indicando que el pozo es un buen receptor de gas y con buena comunicación con las demás áreas del yacimiento y no se encontraba aislado como se pensaba inicialmente. Este comportamiento se puede observar en el gráfico 4.1.

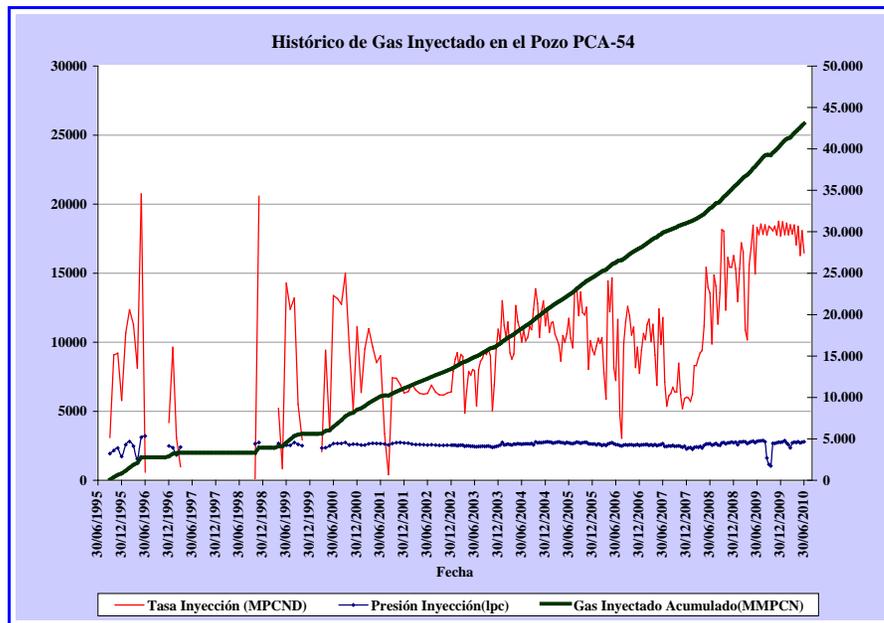


Gráfico 4.1. Comportamiento de inyección de gas del pozo PCA-54.

❖ Pozo PCA-73

Localizado en la parte más alta de la estructura (suroeste), yacimiento P2-5. El 25 de Noviembre de 1997, fue completado como productor del miembro Amacuro con una inclinación de 82,1°, presentando una producción de 338BDN y caída de presión de 620 a 190 lpc, resultando no rentable para la fecha, por esta razón fue aislado dicho intervalo. Enero de 1998 se perforaron 260 pies del miembro Pedernales con 63° de inclinación, esta zona comenzó con una producción lenta, 175 BDN, a los días comenzó la declinación de la tasa de crudo y aumento progresivo de la tasa de gas de 463 MPCN a 3547 MPCN. En abril del mismo año se perforaron 126 pies adicionales del miembro Pedernales, el pozo comenzó a producir 1185 BDN, pero a mediados de Julio comenzó un aumento del RGP alcanzando hasta

10000 PCN/BN, viéndose significativamente afectada la tasa de crudo. En total el pozo PCA-73 presenta 386 pies perforados, tal como se muestra en la tabla 4.4.

Dado a la alta RGP y posición estructural (buzamiento arriba, muy cerca de la capa secundaria de gas), fue convertido a inyector de gas en Noviembre de 1998, con fines de recuperación secundaria, dado el permiso correspondiente del Ministerio de Energía y Minas (actualmente MEPPET). Inicialmente la tasa de inyección de gas se mantenía alrededor de 10.000-20.000 MPCND, pero debido a problemas de los compresores desde finales del año 2003, la tasa de inyección ha descendido hasta valores cercanos a los 1.000-5.000 MPCND. Dicho problema a logrado en algunos periodos el pozo no reciba gas, esto se ha acentuado mas desde finales del 2008. Durante este año 2010 solo a recibido gas, en pequeños periodos de tiempo, en los meses Marzo, Abril y Mayo. (Ver historial de inyección en el apéndice C). El pozo PCA-73 presenta un volumen total acumulado de 33.704 MMPCN. En el gráfico 4.2 se puede observar este comportamiento.

Tabla 4.4. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-73.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	7280-7380	100
PED-1 Superior	7676-7702	26
PED-2 Inferior	8520-8610	90
PED-2 Inferior	8650-8700	50
PED-2 Inferior	8770-8890	120

Es importante recalcar que la variación en la tasa de inyección en los pozos PCA-73 y PCA-54 se debe a problemas mecánicos presentados en los compresores, los cuales se intensificaron desde mediados de 2003, logrando que en algunos periodos que los pozos no reciban gas.

A demás de estos pozos, el PCA-49 estuvo operando como inyector desde Junio del año 1996 hasta Noviembre del año 1998, el cual alcanzó un volumen acumulado de 10.402 MMPCN. Dicho pozo se encuentra perforado en el miembro Pedernales y pertenece al yacimiento P2-5, área suroeste. La inyección en este pozo fue tomada debido a los problemas de inyectividad del PCA-54 y la altas RGP alcanzadas para la época, siendo necesario seguir almacenando el gas producido. Luego de tres periodos de inyección, a través de PED1 (superior e inferior) el proceso fue suspendido por problemas de inyectividad. (Ver historial de inyección en el apéndice C) En el año 1999 el pozo fue abierto a producción manteniéndose hasta la fecha (30/06/2010.)

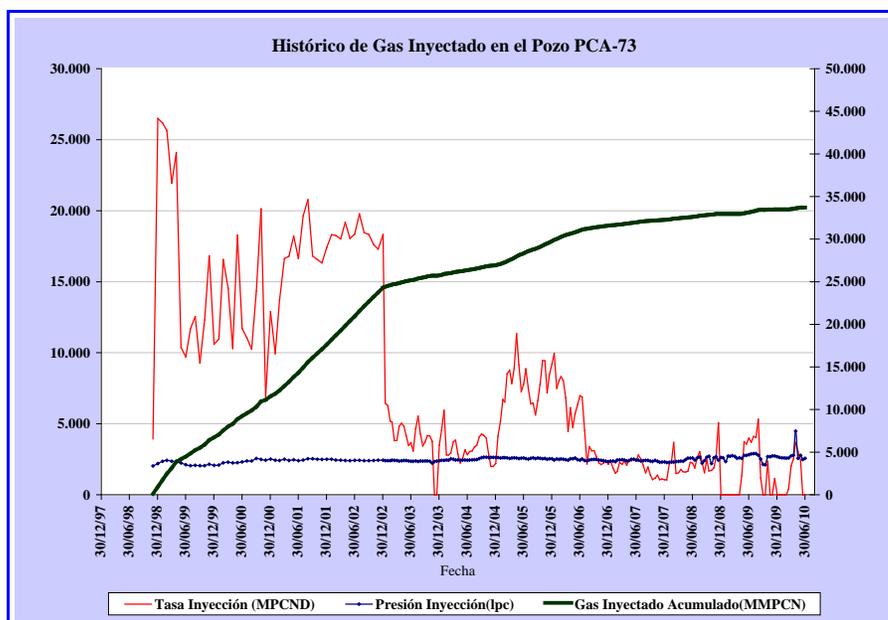


Gráfico 4.2. Comportamiento de inyección de gas del pozo PCA-73.

➤ **Comportamiento de Factor de Reemplazo (FR).**

Una de las metas principales de BPV, desde mediados de 1996, fue establecer un programa efectivo de inyección de agua en el campo Pedernales, con el objetivo de proporcionar el apoyo de presión necesario para maximizar la recuperación de reservas. Dicho programa se aplicó en el yacimiento P2-5, con la inyección del agua producida a través del PCA-69, desde finales de 1997 hasta Noviembre de 2001, presentando varios periodos de inyección intermitentes y buena aceptación del fluido inyectado. Debido a la poca continuidad de la inyección, el volumen inyectado no se tomó para el cálculo del FR de este yacimiento. Ver historial de FR mensual en el apéndice C.

En el gráfico 4.3 se muestra el comportamiento del Factor de Reemplazo durante el proceso de inyección del yacimiento P2-5, donde se evidencia que durante el primer periodo de inyección del PCA-54 se obtuvo aproximadamente un FR mayor a uno (1), luego aumento considerablemente tras la inyección del PCA-49, desde Junio del año 1996 hasta Julio del año 1997. Durante este periodo observamos grandes picos del FR, motivado a la segunda reapertura del PCA-54 entre Diciembre del 1996 y Marzo del 1997 y las altas tasa de inyección del PCA-49. Durante este periodo se logro mantenimiento de presión en el yacimiento.

Luego se presenta una etapa donde no hubo reemplazo de fluido, seguido de períodos de inyección del PCA-49, donde aproximadamente se presentó FR menores a 1 dado a la baja inyectividad del área, razón por la cual fue suspendido el proceso de inyección. En Noviembre de 1998, comienza la inyección del PCA-73, donde se obtienen FR por debajo de 1 indicando que el volumen producido era mayor del inyectado, a pesar que en Marzo del 2000 se logra la incorporación del PCA-54. Este comportamiento se mantiene hasta mediados del 2001, donde el volumen de

inyección de gas aumenta, manteniéndose entre 700-840 MMPCN, logrando FR mayores a uno (1). Sin embargo a finales del 2003 el FR cae por debajo de uno (1), debido a la disminución de la tasa de inyección en el PCA-73, dado a problemas mecánicos con los compresores, siendo este pozo el más afectado. Este comportamiento se mantuvo hasta mediados del 2008, tras el aumento de la tasa de inyección del PCA-54 entre 400-500 MMPCN, alcanzándose FR mayores a uno (1), lo cual indica que teóricamente el proceso de inyección ha mantenido la presión en el yacimiento P2-5, a pesar que durante los años 2008, 2009 y 2010 el PCA-73 no logro inyectar en varios cortos periodos de tiempo, motivados a los problemas de los compresores.

En resumen, desde agosto del año 1998 hasta la actualidad, último periodo de inyección continua, se ha logrado un FR igual a uno (1) (promedio), indicando que la inyección ha logrado un mantenimiento de presión en el yacimiento.

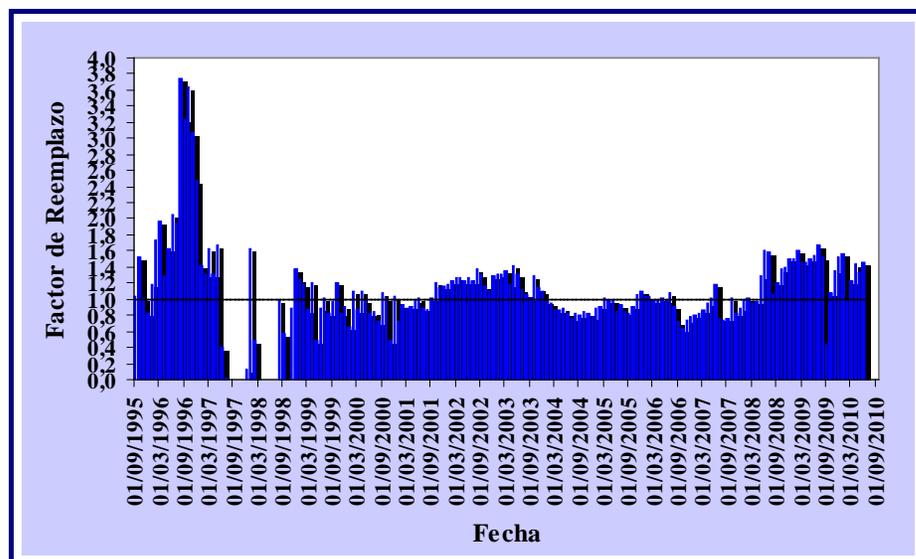


Gráfico 4.3. Comportamiento del Factor de Reemplazo del yacimiento P2-5.

➤ **Pozos productores**

❖ **PCA-49**

Fue el primer pozo perforado por BP Exploration de Venezuela como parte del estudio de reactivación del campo Pedernales. Completado como productor de crudo el 29 de Agosto de 1994, en las arenas de Pedernales (PED1 y PED2), Formación La Pica del yacimiento P2-5, con una tasa variable de 240 - 1000 BND y ángulo de inclinación de 47°. En octubre del mismo año, mediante una corrida PLT, se determinó que solo estaban fluyendo 80 pies de las perforaciones, lo que representaba el 70% de las perforaciones taponadas, por esta razón se realizó una recompletación en Enero de 1995, logrando perforaciones adicionales en el intervalo 6340-6818 pies, y se colocó un tapón a 6920 pies, quedando un total de 365 pies perforados abiertos a producción en la arena PED1. En la tabla D.1 se observan los intervalos cañoneados del pozo. (Apéndice D).

El pozo presentó un buen comportamiento de producción, alcanzando picos diarios de 2000 BN, con un incremento progresivo de la tasa de gas y RGP de 2000-5000 PCN/BN. En Junio de 1996 debido a problemas de inyección de gas dentro del PCA-54 y a la alta RGP alcanzadas del pozo PCA-49, este fue convertido en pozo inyector de gas y en marzo de 1997 se suspendió la inyección, retomando las actividades en diciembre de 1997, hasta finales de 1998. A mediados de Agosto de 2000, fue abierto el pozo nuevamente como productor, presentando problemas de arena y alta producción de gas durante la estabilización. Luego fue cerrado en varios tiempos por alta RGP y desde Junio de 2004 mantuvo tasa de producción no mayor de 200BN y 4 MMPCN, dado su desempeño anterior como inyector de gas. Sin embargo, desde mediados del 2007 tras el cambio de reductor de 30/64" a 38/64

pulgadas, ha alcanzado tasa de crudos mayores de 300 BND y 4 MMPCND hasta la actualidad, a demás la reducción de la tasa de inyección de gas del pozo PCA-73, desde mediados del 2007, favoreció el movimiento de crudo en el pozo PCA-49. En el grafico 4.4 se observa el comportamiento de producción del pozo.

Las secciones estructurales B, D y E muestra una posible comunicación con los inyectores PCA-54, PCA-73 y PCA-61 respectivamente. Sin embargo, según resultado de trazadores químicos realizados en el campo, el pozo PCA-49 solo presenta conectividad con los inyectores PCA-61 y PCA-73. Sin embargo, desde el último periodo de producción el pozo ha presentado un comportamiento aproximadamente estable, manteniendo desde mediados del 2007 un declinación de 2,5 %, tal como se observa en el apéndice J. No obstante, el gas inyectado no genera un buen arrastre de las reservas de petróleo.

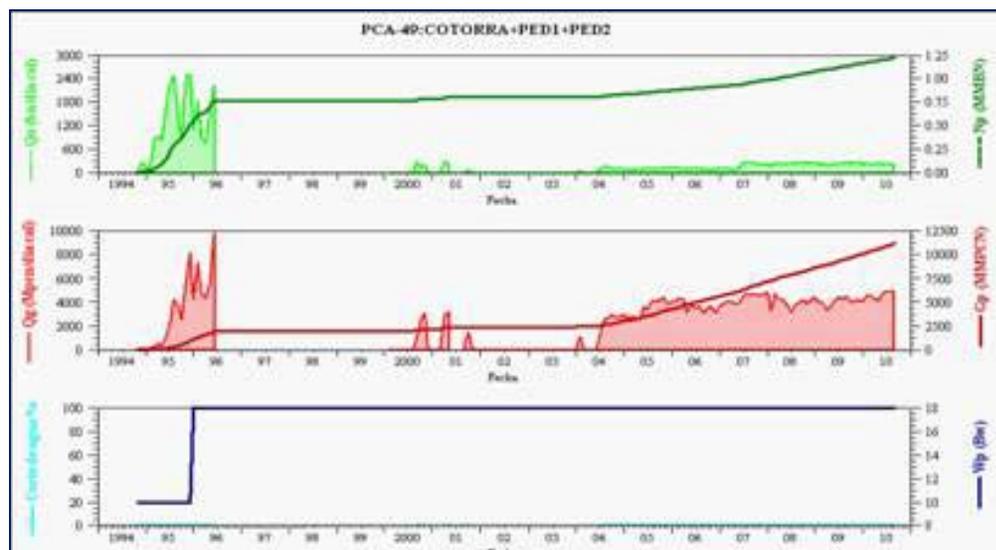


Gráfico 4.4. Comportamiento de producción de pozo PCA-49.

❖ PCA-51

Es el tercer pozo perforado por BP Exploración Venezuela como parte del proyecto de reactivación del campo Pedernales, siendo diseñado como un pozo de alto ángulo, con una inclinación de 55° y fue completado como productor el 10 de Marzo de 1995, en las principales arenas productoras de crudo, PED-1 y PED-2, pertenecientes al yacimiento P2-5 del miembro Pedernales, Formación La Pica. En la tabla D.2 se observa los intervalos cañoneados, presentando un total de 800 pies perforados.

Tal como se observa en el gráfico 4.5, durante los primeros 5 años presento un comportamiento inestable de la producción, por corte de agua aproximadamente de 20%, representando el pozo con mayor producción de agua del yacimiento. Por esta razón, al pozo se le implemento cambios en el diámetro del reductor, con el fin de mantener la producción del mismo y controlar el corte de agua. No obstante, fue a mediados del 2004 cuando se comprobó que el pozo fluía mejor a 1 pulgada (64/64 pulgada), manteniéndose este reductor hasta la actualidad.

Se ha observado producción de arena de formación del pozo, desde el año 2000, por lo tanto, se presume que actualmente exista taponamiento de los intervalos cañoneados, observándose declinación gradual del comportamiento de producción de petróleo, aunado a esto la alta producción de agua. A demás, durante este mismo año, se observó un aumento significativo de la tasa de gas mayores a 11 MMPCND, atribuyéndosele al reinicio de inyección del pozo PCA-54 y la irrupción del gas inyectado en el pozo PCA-73, ocasionando disminución de la tasa de petróleo alrededor de 1200 BND, mantenimiento este comportamiento hasta principios del año 2003. Luego, se presentó una declinación de la tasa de gas, lo que concuerda con la

disminución del volumen del gas inyectado del PCA-73. Por lo tanto, el pozo PCA-51 se ve afectado por la inyección de gas en el pozo PCA-73, debido a la posible comunicación de las secuencias PED 1 superior y PED 2 inferior entre estos pozos, según indica la Sección C. En cuanto al PCA-54, se considera que ejerce un bajo efecto en el arrastre de crudo del pozo PCA-51, a través de las secuencias PED 1 superior e inferior, como indica la sección A.

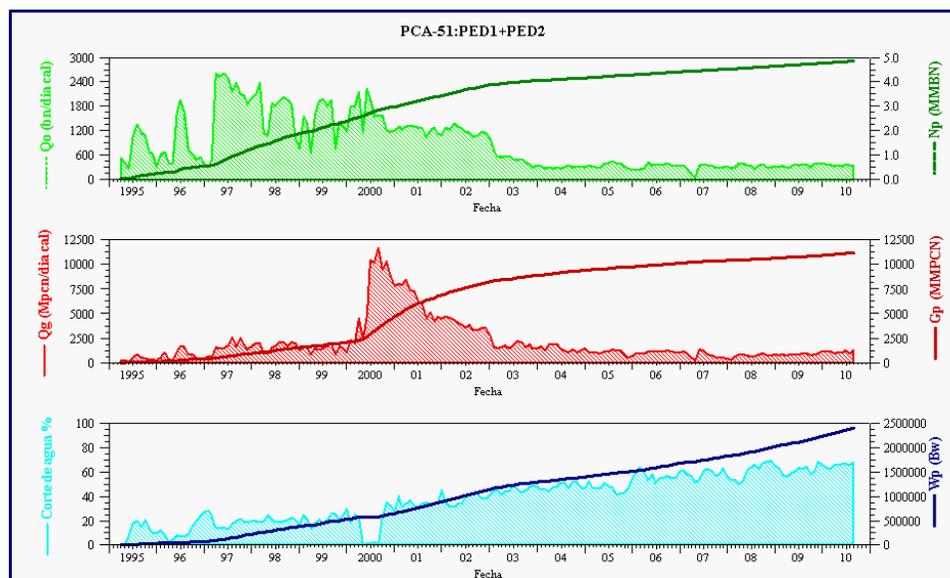


Gráfico 4.5. Comportamiento de producción de pozo PCA-51.

Desde marzo del año 2003, este pozo produce por sistema de levantamiento artificial por gas, manteniendo una tasa aproximada de 300 BND, 0.02 % de arena, 2000 MPCND y 60% de cortes de agua. No obstante, es necesario destacar que el incremento de la tasa de agua para este pozo, actualmente no está bien definido por estudios geológicos, debido que el acuífero asociado al yacimiento no es activo, es decir, no ejerce un mantenimiento de la presión estática, pero ha logrado un avance en el yacimiento.

❖ PCA-53

El pozo PCA-53 fue completado en Agosto del año 1995 en la zona suroeste del campo Pedernales, con un ángulo de inclinación de 63° , en las arenas PED-1, PED-2 y PED-3 presentando un total de 527 pies perforados. (Ver distribución de perforaciones en la tabla D.3). En Marzo de 1996 el sistema de producción fue cambiado de flujo natural a gas lift.

El comportamiento de producción (ver gráfico 4.6), refleja variaciones bruscas, hasta el año 1999, debido a restricciones de la producción por problemas en el manejo del agua producida, siendo usadas por BP para suplir a los inyectores de agua activos para ese periodo. A demás, los problemas de descarga de crudo en Pedernales motivo el cierre por dos meses, entre Septiembre y Diciembre del año 1999. Luego de la apertura del pozo los volúmenes de agua aumentaron logrando variación en la tasa de petróleo.

A partir del primer trimestre del año 2001, se observó estabilización de la tasa de petróleo en +/- 800 BND, seguido por una disminución progresiva de la tasa de petróleo, ocasionado por la reducción de la tasa de inyección de gas en el PCA-73, situándose actualmente la tasa de petróleo alrededor de los 150-200 BND y 1000 MPCND. Por lo tanto, este pozo se ve influenciado por la inyección de gas en el pozo PCA-73, debido a la posible conectividad lateral de las arenas PED1 superior y PED2 inferior, mostrada en la sección estructural C.

Desde Enero de 2004 el pozo fue cambiado a flujo natural reduciéndose el potencial del pozo. Actualmente presenta cortes de agua alrededor de 30%. Dicho aporte no esta definido por estudios geológicos, sin embargo los registro eléctricos

del pozo indica contacto de agua a 8850 MD, lo cual permite presumir que la producción de agua proviene de parte del intervalo PED2 superior. No obstante, se necesitaría correr un registro PLT para identificar el intervalo que contribuye con agua.

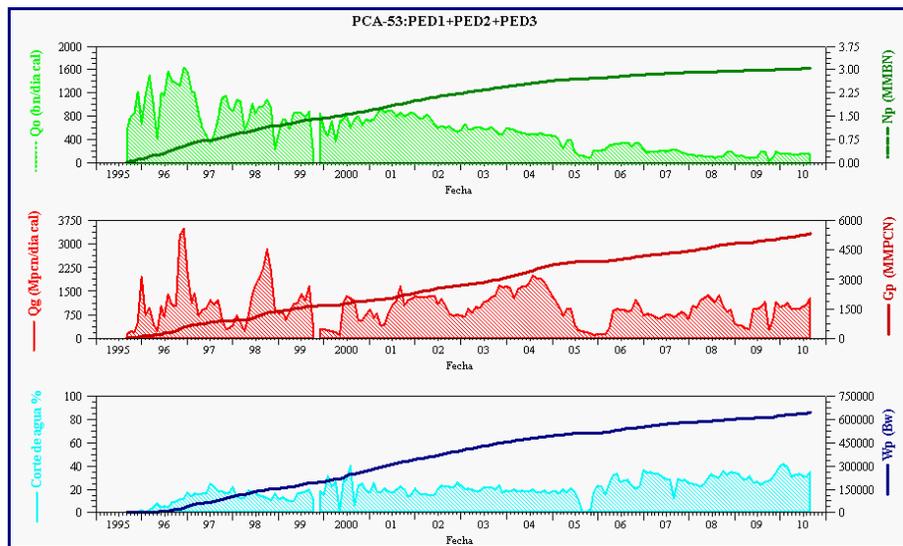


Gráfico 4.6. Comportamiento de producción de pozo PCA-53.

❖ PCA-55

El pozo PCA-55 fue completado el 15 de Octubre de 1995 como productor en los intervalos PED-1 y PED-2, en la parte suroeste del campo Pedernales, yacimiento P2-5, con una desviación máxima de 63,9°. En la tabla D.4 se observan los intervalos abiertos a producción. Durante su inicio de producción hasta el año 1999, presento buenas tasas de petróleo entre 2400-3200 BND y tasa de gas no mayores de 14 MMPCND.

El barrido de crudo reflejado en el pozo, puede atribuirse al periodo de receptividad a tasa de inyección de agua implementada en el pozo PCA-69, desde mediados del año 1997, dado a la cercanía y posible comunicación de estos pozos a través de la secuencia PED-1 inferior, según sección estructural I. Durante el periodo de cierre del PCA-69, entre Junio y Noviembre del 1998, la tasa de crudo se redujo a 300 BND aproximadamente (Ver gráfico 4.7). A demás, a mediados del 2000, la tasa de petróleo presentó una drástica declinación, con cortes de 90 % de agua producidas, lo cual presume una posible irrupción del agua inyectada, razón que motivo el cierre del pozo PCA-55.

No obstante, en Junio 2001 el pozo fue puesto a producción nuevamente por Perenco, obteniéndose bajas tasas de producción alrededor de 300 BND y 2,5 MMPCND, con un corte de agua no mayor 5%, posiblemente por la baja tasa de inyección de agua en el pozo PCA-69. En noviembre de año 2001, la inyección fue suspendida, observándose que en los próximos años de producción del PCA-55 no se ha presentado una significativa producción de agua, ni aumentos de tasa de petróleo y gas. Por lo tanto, la inyección de agua influyo en el arrastre de reservas del pozo PCA-55.

A su vez, el estudio de trazadores, expreso que los tres pozos inyectoros activos para la fecha del proyecto, presentan conectividad con el pozo PCA-55. De igual manera, la sección estructural C, muestra una posible conexión del productor con el inyector PCA-73, a través de los intervalos PED1 superior y PED2 inferior. Sin embargo el comportamiento de producción de petróleo del pozo no muestra cambios significativos durante los periodos de cierres o variación de la inyección de los pozos PCA-54, PCA-61 y PCA-73. Por la tanto la inyección de gas no contribuye marcadamente al arrastre de reservas de petróleo de este pozo.

Es importante recalcar, que este pozo siempre ha necesitado un monitoreo constante por sensibilidad al tamaño de reductor y problemas de taponamiento por arena, lo cual ha contribuido a sus caídas de producción, pero luego de intervenciones para recuperarlo el pozo alcanza tasa de 600 BND aproximadamente. En la actualidad este pozo produce por flujo natural, alrededor de 200 BND y 1500 Mpcnd, con 0% de corte de agua, 0,02% de arena.

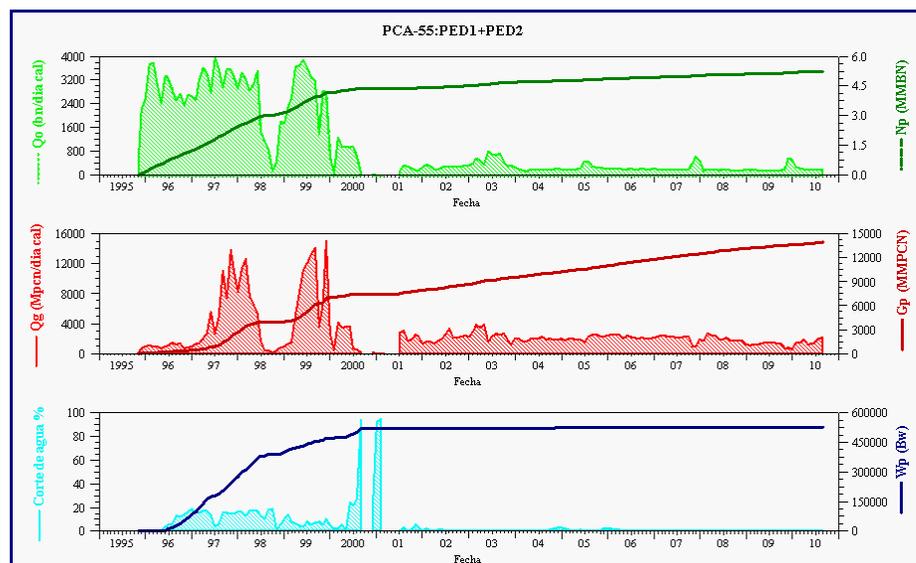


Gráfico 4.7. Comportamiento de producción del pozo PCA-55.

❖ PCA-60

El pozo PCA-60 fue completado como productor del área Sur-Oeste en Mayo de 1996, con un total de 504 pies perforados entre las arenas PED-1 y PED-2 del yacimiento P2-5 del Miembro Pedernales, Formación La Pica, con una desviación de 46° . En la tabla D.5 se aprecia los intervalos cañoneados.

Desde su inicio de producción hasta el año 2000, el pozo presentó un comportamiento productivo muy variable; alcanzó picos de 5000 BND posiblemente influenciado por el inicio de inyección en el PCA-49, y experimentó caídas drásticas hasta de 200 BND debidos a problemas de arenamientos. Para Julio de 1997, una prueba de PLT indicó que solo el 25% de las perforaciones contribuían en la producción de crudo las demás perforaciones se encontraban taponadas. (Ver apéndice F).

Desde finales del año 1998 el pozo presentó un aumento progresivo de la producción de agua, alcanzando cortes de 50% aproximadamente, lo cual motivó el cierre del pozo a mediados del 2007, debido al cierre del pozo inyector PCA-56 por posible presurización asociado al taponamiento de intervalos por arena. El pozo estuvo cerrado por 5 meses, en este tiempo se efectuó una limpieza con tubería continua, la cual trajo aumento de la tasa de agua hasta un corte de 60%. A demás en noviembre del año 2007 se implementó sistema de levantamiento artificial por gas para aligerar la columna de crudo obteniéndose tasa alrededor de los 250 BND y 2500 MPCND, manteniéndose este comportamiento hasta la actualidad. (Ver gráfico 4.8).

Según resultado de trazadores, el PCA-60 no presenta conectividad con ninguno de los inyectores de gas. A su vez, las secciones estructurales no muestran posible conectividad del pozo PCA-60 con los inyectores. Esto indica que posiblemente el pozo productor no está influenciado por los inyectores de gas.

En la actualidad, el pozo aporta alrededor 200-400 BND, 3000 MPCND y 250 BWD. Al igual que los pozos productores PCA-51 y PCA-53, actualmente dicho aporte no está bien, debido que el acuífero asociado al yacimiento no es activo, según estudios geológicos.

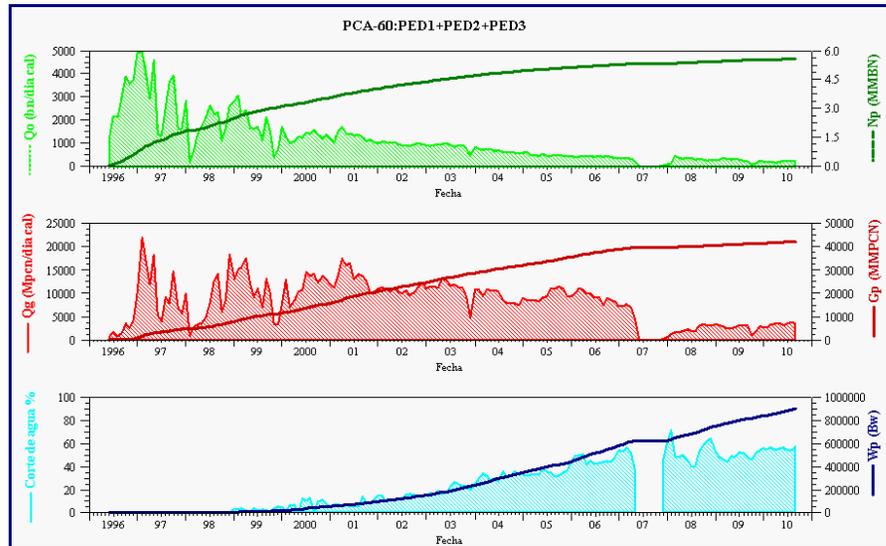


Gráfico 4.8. Comportamiento de producción del pozo PCA-60.

❖ PCA-71

El pozo PCA-71 fue completado como productor de crudo del área Suroeste, buzamiento arriba, en Septiembre de 1997 en las arenas PED-1 y PED-2 del yacimiento P2-5 del miembro Pedernales, Formación La Pica, con un ángulo de inclinación de $40,6^\circ$ y un total de 335 pies perforados. (Ver distribución de perforaciones en la tabla D.6).

En el gráfico 4.9 se observa el comportamiento de producción del pozo PCA-71, donde refleja que la tasa de petróleo y gas desde los inicios de producción no fue mayor de 700 BND y 500 MPCND respectivamente. Luego, comenzó aumentar progresivamente la tasa de gas, posiblemente influenciado por la inyección del PCA-49 y PCA-73, motivando el cierre del pozo PCA-71 en Febrero de 1999. Al año, el pozo fue abierto a producción, obteniéndose tasas de gas mayores de 2000 MPCND, en Noviembre del año 2000 el pozo fue cerrado por problemas de manejo de gas en

superficie. Desde mayo del 2003 hasta la actualidad el pozo ha permanecido activo, manejando tasa de gas mayores de 4000 MPCND. Esto permite inferir que la capa secundaria de gas hizo irrupción debido a la ubicación estructural del pozo (buzamiento arriba de la estructura), a demás de la contribución de gas de los pozos inyectoros PCA-73 y 54. No obstante, el proyecto de trazadores, evidenció la conectividad entre el productor y los inyectoros, a demás indico la presencia del trazador PCMP (PCA-61). Sin embargo, la sección estructural B y G muestran posible comunicación del PCA-71 con los inyectoros PCA-54 (PED-1 inferior y PED-2 superior) y PCA-61 (PED-1 superior). Por lo tanto, el gas de la capa secundaria y los pozos inyectoros no generan un buen arrastre de las reservas del pozo.

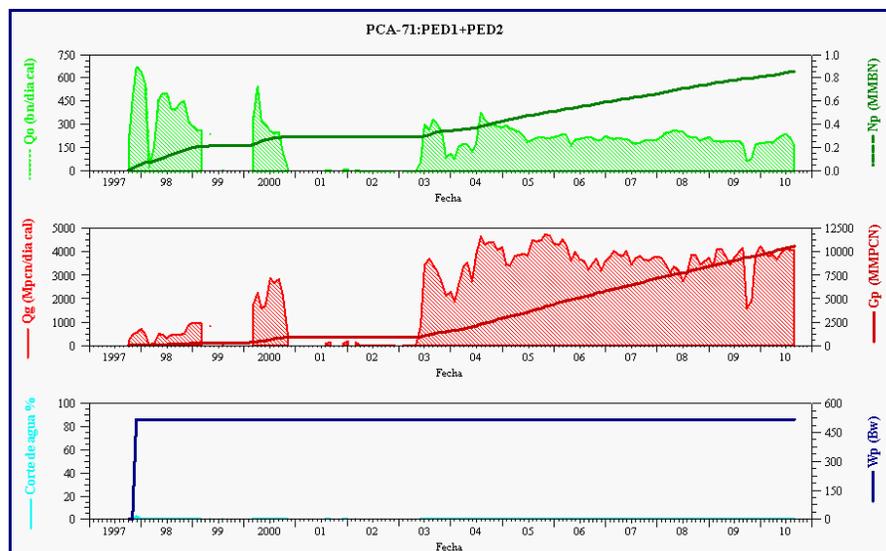


Gráfico 4.9. Comportamiento de producción del pozo PCA-71.

Es importante recalcar, que el pozo presenta problemas de arenamiento, lo cual ha producido taponamiento de las perforaciones y por ende restricción a la producción. En mayo del 2004 se realizó un registro PLT (ver apéndice F) el cual

indicó que solo 45 pies del intervalo PED-1 superior están produciendo (aportando gas), el resto de la zona están bloqueados por arenas sin embargo contribuyen al 100% del petróleo producido. Por lo tanto, se presume que actualmente el pozo presenta alto problema de arenamiento, restringiendo la producción de crudo. En la actualidad, este pozo produce por flujo natural, con tasa aproximadas de 200BN, 4000 MPCN, 0,02 % de arena y 0% de corte de agua.

❖ PCA-74

El pozo PCA-74 fue el último pozo perforado y completado por BP, como productor de petróleo en Diciembre de 1997, está ubicado en la parte central del campo Pedernales y produce de los intervalos: PED-3 y PED-4, del yacimiento P2-5 del Miembro Pedernales. Las arenas superiores (PED1 y PED2) mostraron mucho gas y no fueron perforadas, resultando 410 pies en total de las arenas inferiores, tal como se muestra en la tabla D.7.

Como se observa en le grafico 4.10, el pozo comenzó con una producción de 1800 BND, en Enero de 1998 la tasa de crudo fue declinando y el gas aumentando gradualmente, hasta alcanzar 1100 BND y 4500 MPCN respectivamente. En Junio de 2000 el pozo fue cambiado a GL, logrando aumento de la tasa de crudo seguido de una continúa declinación de crudo con aumento de la tasa de gas. Por esta razón, en Octubre de 2001, el sistema de levantamiento fue cambiado a flujo natural, donde el pozo produjo en condiciones estables con tasas aproximadas de 900 BND. Actualmente, el pozo produce a una tasa de 450 BND y 1200 MPCN.

El último tope de sedimentos realizado al pozo, en Enero de 2007, fue a 6044 pies MD, indicando que 392 pies de las perforaciones se encontraban obstruidas por

arena. Esto permite inferir que actualmente el pozo presenta mayores problemas de arenamiento.

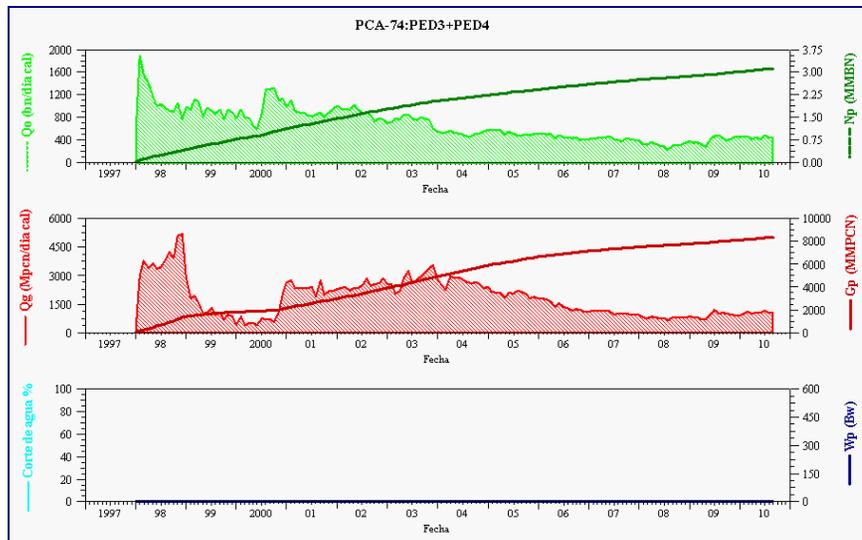


Gráfico 4.10. Comportamiento de producción del pozo PCA-74.

Actualmente este pozo produce por flujo natural siendo su última prueba de producción el día 25 Junio del 2010 con 462 BND, 0.02% de agua y 918 MPCN con un reductor de 55/64”.

El pozo PCA-74 esta completado en las unidades litológicas PED-3 y PED-4, sin embargo, vio los trazadores inyectados por los pozos PCA-54 (PED-1 y PED-2) y PCA-61(PED-1), lo cual indica que existe comunicación vertical entre las arenas PED1 y PED2 y las arenas PED3 y PED4. A pesar que modelo geológico del área PCA no contempla comunicación vertical entre estas arenas. No obstante, para modelar este flujo cruzado se requiere de estudios geológicos.

Pozos del Yacimiento P2-6

➤ Pozos inyectores

• Pozo PCA-61

Perforado en el yacimiento P2-6, parte central del campo, con una inclinación de 13° en las arenas PED 1 y PED 2 con un total de 375 pies perforados. La distribución de los intervalos perforados se visualiza en la tabla 4.5. El 24 de Junio de 1996 se completó como productor de petróleo, dado que durante primera prueba de producción se obtuvo una tasa de 2650 BPD. A los dos meses de producción la tasa promedio de crudo declinó a 1300 BND, incrementando la tasa de gas de 1800 a 5000 MPCN, con RGP de 300 a 3000 PCN/BN. Debido al aumento de la producción de gas, el 8 de Junio de 1997, fue convertido a pozo de inyección de gas con fines de conservación. Se realizaron varios periodos de inyección con la finalidad de observar el comportamiento del pozo, obteniendo dificultades en la inyección, por lo cual fue cerrado de 1999 (con un volumen total de gas dispuesto de 11,78 MMPCN).

En octubre de 2000 comenzó como disposición nuevamente, en vista de la alta producción de gas en el campo y la necesidad de inyectar el gas producido, y se mantuvo hasta Febrero del 2009 con un volumen total dispuesto de 57.523 MMPCN, con una tasa diaria de inyección entre 3000-33000 MPCN y presiones de cabezal entre 2000-2600 lpc. Este comportamiento se observa en el gráfico 4.11.

Tabla 4.5. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-61.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	5110-5126	16
PED-1 Superior	5152 – 5312	160
PED-2 Superior	5358 – 5470	112
PED-2 Superior	5672 – 5719	47
PED-2 Superior	5760 - 5800	40

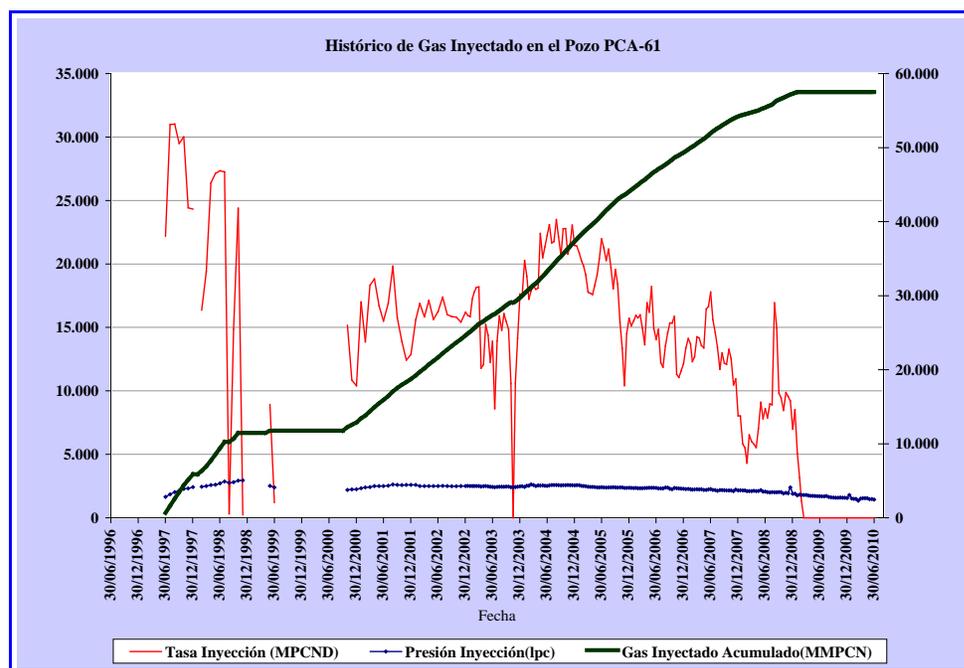


Gráfico 4.11 Comportamiento de inyección de gas del pozo PCA-61.

➤ **Comportamiento de Factor de Reemplazo (FR).**

En el yacimiento P2-6, se aplicó el programa de inyección de agua producida mediante los pozos PCA-59, PCA-64, PCA-66 y PCA-68 ubicados buzamiento debajo de la estructura, desde finales del año 1996 hasta 1998. Sin embargo, los pozos no tuvieron una influencia sobre el yacimiento, debidos a problemas de inyectividad al comienzo de la inyección obteniéndose cortos periodos de inyección en cada pozo. Por esta razón se consideró el volumen de agua inyectado insignificante y no fue considerado para el calculo del FR de este yacimiento. En el apéndice C se observan los resultados del cálculo del factor de reemplazo.

En el gráfico 4.12, se observa que durante los primeros periodos de inyección a través del PCA-61 se alcanzaron FR mayores de 1, dado a las altas tasa de gas inyectado, entre 440000-970000 MPCN, seguido por un año sin reemplazo de fluido debidos a los problemas de baja inyectividad. Luego de aproximadamente 1 año sin reemplazo de fluido, en Octubre del 2000 comenzó nuevamente el periodo de inyección el cual se mantuvo continuo hasta Febrero del 2009, obteniendo un FR promedio de 0.7, indicando que teóricamente no hubo mantenimiento de presión durante este tiempo en el yacimiento P2-6, con la inyección del PCA-61.

Durante el ultimo periodo de inyección, se alcanzaron FR mayores a la unidad entre Marzo y Septiembre del 2001, así como desde Enero 2004 y Febrero 2005, debido al aumento de la tasa de inyección (440000- 750000 MPCN), indicando que el volumen inyectado era mayor al producido. Debido a los problemas de los compresores fue 28 de febrero del 2009 fue cerrado. En conclusión, el volumen de gas inyectado no presento mantenimiento de presión en el yacimiento, debido a la mayor cantidad de fluidos producidos.

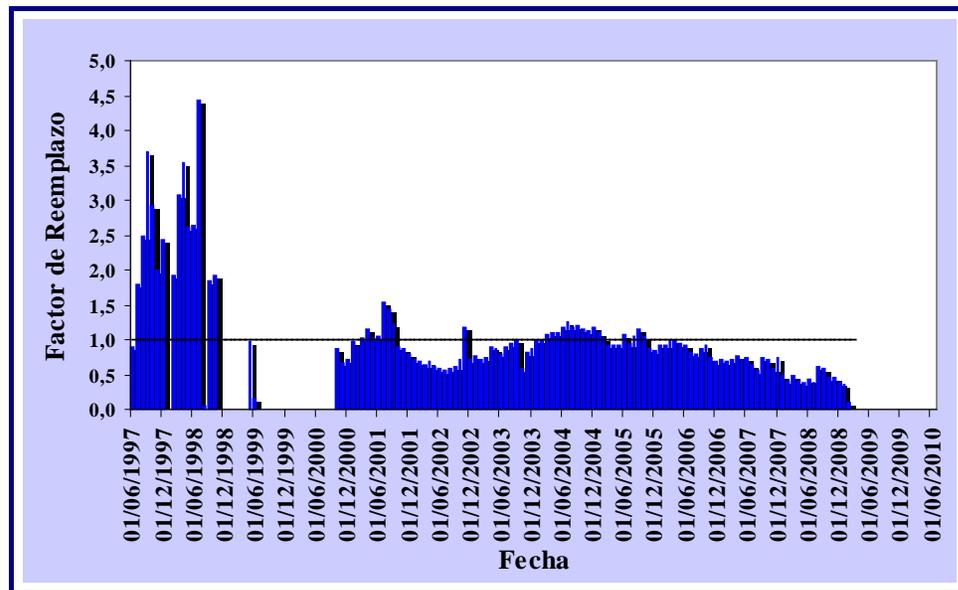


Gráfico 4.12. Comportamiento del Factor de Reemplazo del yacimiento P2-5.

➤ Pozos productores

De la misma manera como se ejecutó el análisis de producción de los pozos del yacimiento P2-5, se realizó para los pozos del yacimiento P2-6, el cual se contempla en el apéndice H.

Yacimiento P2-5

Como se observa en el gráfico 4.13, luego de la apertura del campo, a finales del año 1994, la tasa de crudo aumentó progresivamente hasta mediados del año 1997, alcanzando picos de 11000 BND, coincidiendo este comportamiento con el período de perforación de nuevos pozos (desde el año 1995 hasta finales del año 1997) y la inyección de gas implementada a partir de septiembre de 1995. Durante este tiempo se alcanzaron FR mayores de 1, tal como muestra la figura 4.4.

Sin embargo, desde el año 1998 comienza a declinar esta producción, tras la baja tasa de inyección del PCA-49, seguido del cierre. Luego del comienzo de inyección en el pozo PCA-73, desde finales del 1998, se refleja un aumento en la tasa de petróleo hasta mediados del año 1999, así como el aumento progresivo de la tasa de gas, la cual logró situarse por encima de los 30 MMPCND, pero seguidamente caen las mismas, lo que concuerda con la disminución de la tasa de inyección en el pozo PCA-73. Más adelante, a mediados del año 2000 se observa un ligero aumento en las tasas de petróleo y gas, posiblemente debido al regreso de la inyección de gas en el pozo PCA-54. Tras el soporte de producción generado por este último inyector, en Mayo del 2004, se emitió ante el Ministerio de Energía y Minas (actual MENPET) una propuesta para el cambio oficial de estado del pozo, de inyección de gas con propósitos de conservación a pozo de inyección de gas con fines de recuperación secundaria. Sin embargo, dicho planteamiento no ha sido aprobado por el ministerio, debido a la transformación del campo Pedernales como Empresa Mixta.

No obstante, la tasa de petróleo continuó disminuyendo paulatinamente, situándose actualmente alrededor de 1800 BND. A su vez, el gas alcanzó valores mayores de 22000 MPCD, disminuyendo alrededor de los 15000 MPCND desde mediados del año 2007, tras la disminución de la tasa de inyección del PCA-73. Este comportamiento evidencia que el proceso de inyección no está generando un buen arrastre de las reservas de crudo, más bien contribuye a la producción de gas. Aunado a estos los continuos problemas de arenamiento que afecta la productividad del yacimiento.

El balance de gas (ver apéndice I), realizado desde el año 2006 (comienzo de convenio operativo del campo Pedernales como Empresa Mixta), nos indica que el 91.8% del gas producido fue inyectado, siendo la producción del yacimiento 656.580 MPCN. Para el año 2007, se inyectó el 87,8% de todo el gas producido, el resto vino

del yacimiento. Sin embargo, para los años 2008, 2009 y 2010 la inyección del gas resulto mayor al gas producido, representando esto un error dentro de la medición, dado que aproximadamente el 90% de los medidores fiscales de placa orificio dentro del la plataforma ODD no cumplen con las especificaciones establecidas en la norma AGA Reporte 3, resultando necesaria la normalización de dichos medidores.

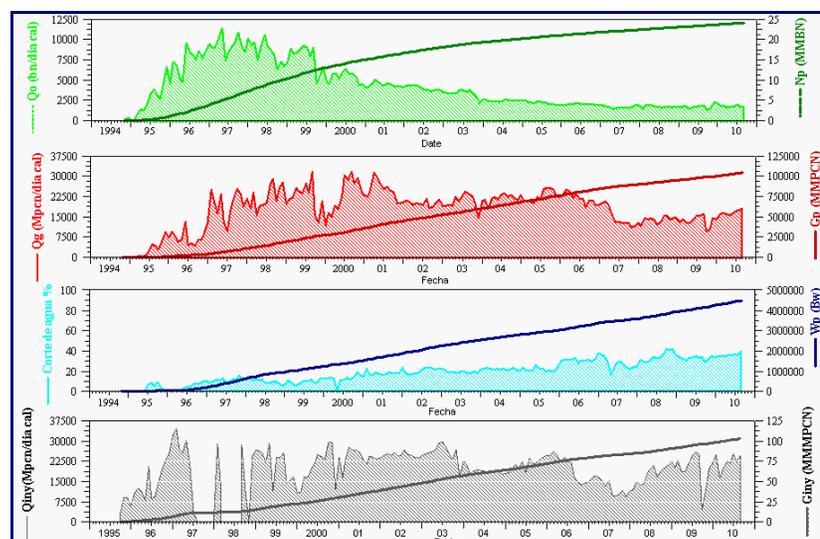


Gráfico 4.13. Comportamiento de producción del yacimiento P2-5.

No obstante, tras el cierre del inyector de gas PCA-61, en Febrero del 2009, la inyección de gas fue distribuida entre el inyector PCA-73 y PCA-54, siendo este ultimo el que mas recibe gas. Actualmente se produce alrededor de 30.000MPND, de cual se inyecta aproximadamente 22.500 MPCND, indicando un porcentaje de recirculación del gas inyectado en el yacimiento P2-5 de 75% gas. Este comportamiento impacta de manera significativa la rentabilidad del campo dado al pago de regalías, por el gas extraído, según rige la Ley Orgánica de Hidrocarburo. Siendo los pozos PCA-49, PCA-60 y PCA-71 los que mayormente contribuyen a la producción de gas en esta área, tal como muestra el gráfico 4.14.

En cuanto a la producción de agua, el yacimiento presenta actualmente un total de 4,42 MMBLS acumulados, siendo los pozos PCA- 51, PCA-53 y PCA-60 los de mayor aporte. Sin embargo, la declinación significativa en la presión del yacimiento, es un indicador de la ineficiencia del acuífero existente. No obstante, dichos aportes no están bien definidos por estudios geológicos. Así como, el hecho que el pozo PCA-51 produzca más agua que el pozo PCA-53, ubicado estructuralmente más abajo. Resultando necesario estudios geológicos para definir la procedencia del agua.

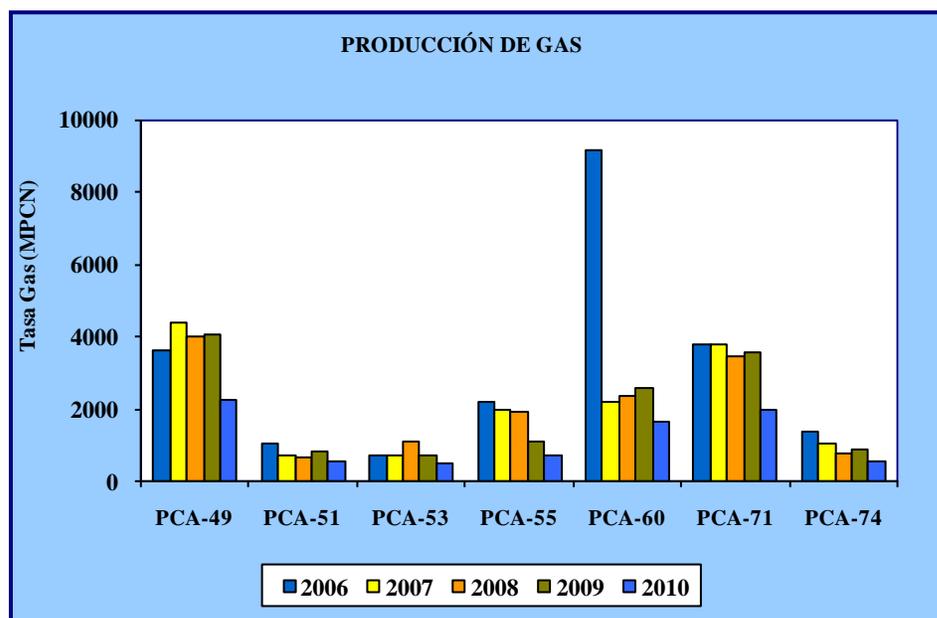


Gráfico 4.14. Producción promedio diaria de gas. Yacimiento P2-5.

Yacimiento P2-6

La tasa de petróleo presento aumentos progresivos hasta mediados del año 1997, favorecido con el periodo de perforación de nuevos pozos, alcanzando picos de 8000 BND, luego la producción cae alrededor de los 1500 BND, debido a cierres de

pozos como el PCA-50ST2, por alta producción de gas, coincidiendo con el reinicio de inyección del pozo PCA-61, a finales del 2000.

Para el año 2003, la tasa de petróleo continuó declinando con tasa de gas en orden de los 22 MMPCND. Sin embargo, el comportamiento de la tasa de petróleo no refleja un aumento significativo, tras la inyección del PCA-61. Mientras, que la tasa de gas si se ve afectada por la inyección del gas producido, tal como se muestra en el grafico 4.15. Por lo tanto, el proceso de inyección implementado en este yacimiento no generó un efecto de recuperación secundaria. Luego del proyecto de trazadores químicos se logro evidenciar la conexión franca (canalización) existente entre el PCA-61 y PCA-50ST2, donde la mayor parte del gas inyectado era producido por este ultimo, resultando una recirculación, la cual se presento alrededor de 87,5%, 68,4% y 45,7% para los años 2006, 2007 y 2008 respectivamente, creando gastos de regalías y mantenimiento de compresores. Ver balance de gas en el apéndice I. El porcentaje de recirculación se fue reduciendo dado a las bajas tasa de inyección de gas del PCA-61, asociado a los problemas mecánicos de los compresores.

Luego de la restricción de inyección y posterior cierre del pozo PCA-61, a finales del 2008 e inicios del 2009 respectivamente, la producción de gas del yacimiento se redujo de 22 MMPCND a 10 MMPCND aproximadamente, manteniéndose este comportamiento hasta la actualidad, con tasa de crudo alrededor de 2000BND. Los pozos con alto aporte de gas son PCA-70, PCA-57 y PCA-50ST2, como se muestra en la gráfico 4.16.

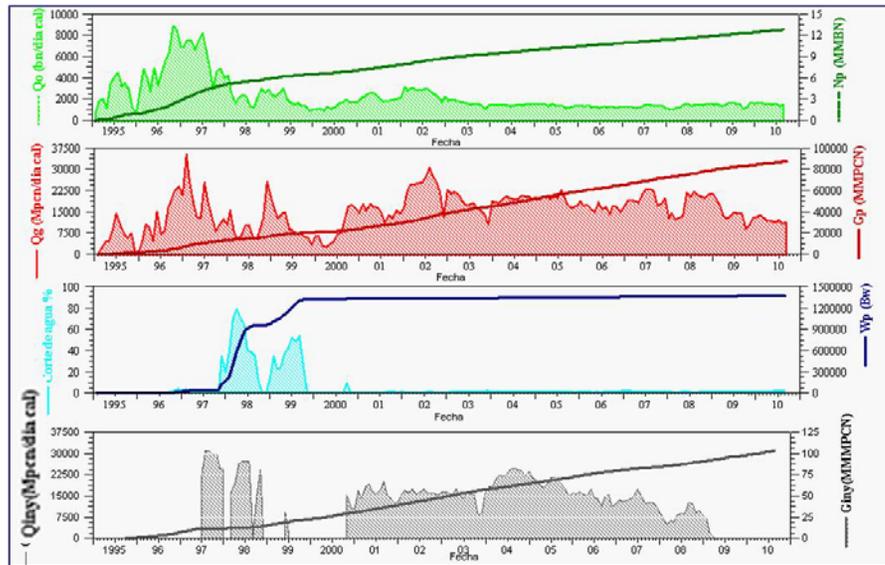


Gráfico 4.15. Comportamiento de producción del yacimiento P2-6.

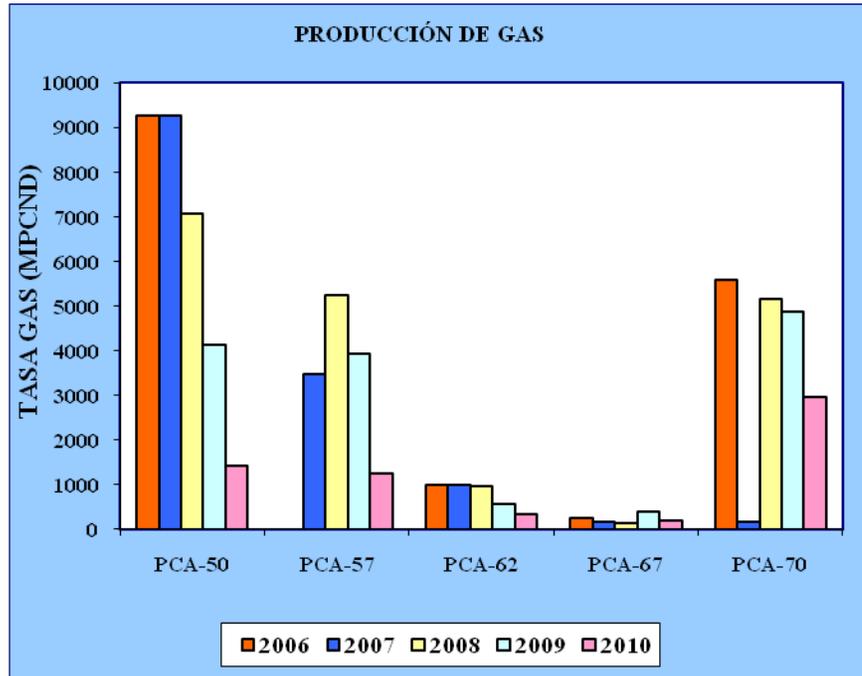


Gráfico 4.16. Producción promedio diaria de gas. Yacimiento P2-6.

4.2.2. Análisis del Comportamiento de Presión.

El campo Pedernales estuvo expuesto a tres grandes periodos de cierres entre; (1942-1946), (1964-1981) y (1985-1994) que no permitieron un agotamiento continuo de presión en los yacimientos P2-5 y P2-6. En cada cierre los fluidos lograban reacomodarse, ocasionando la formación de una capa secundaria de gas debido al alto grado de buzamiento del campo (45°). En los gráficos 4.17 y 4.18 se observan las presiones medidas en los diferentes periodos de producción (ver data de presión en el apéndice B), no obstante no se muestran las presiones del periodo de Creole debido que no estaban disponibles en las carpetas de pozos. Por esta razón no se pudo definir la presión inicial de los yacimientos P2-5 y P2-6, resultando necesario adoptar las presiones iniciales contempladas en las memorias descriptivas del campo, siendo 3450 lpc para el yacimiento P2-5 y 3500 lpc para P2-6. Dado que el proceso de inyección comenzó en septiembre del 1995, con el PCA-54, se tomó el último periodo de producción (desde el 1994) para analizar el efecto de la inyección en los yacimientos P2-5 y P2-6.

En los gráficos 4.19 y 4.20 se observa mucha dispersión de los datos, dicho comportamiento obedece a que muchas mediciones de presión fueron realizadas a pozos nuevos (puntos rojos), obteniéndose valores cercanos a la presión inicial dado a la posible presurización de los yacimientos por el último cierre que estuvo expuesto el campo (aproximadamente 10 años). De igual forma puede obedecer que dicha zonas no se vieron afectadas por la depleción inicial, reflejando el alto grado de heterogeneidad de los yacimientos.

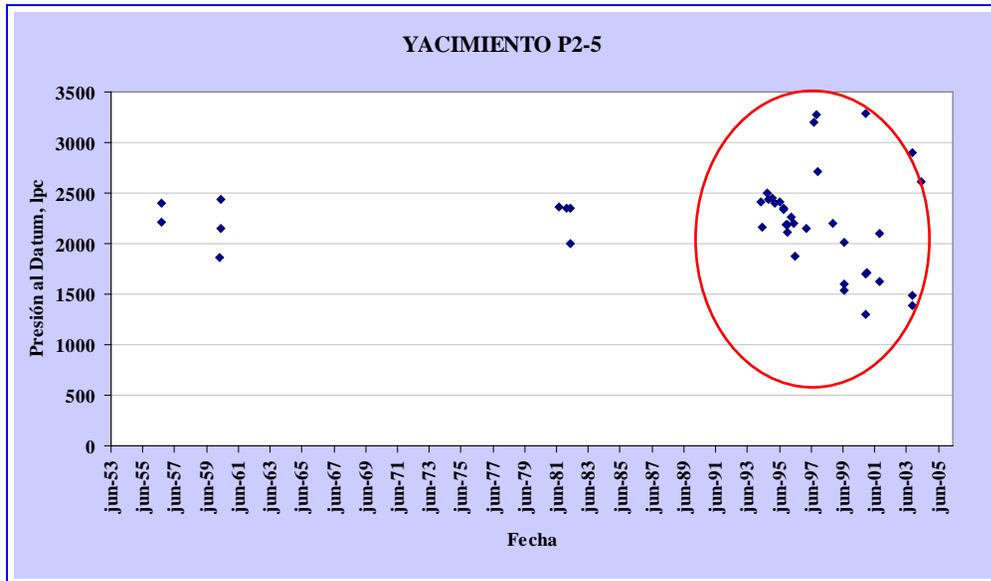


Grafico 4.17. Comportamiento de presión del yacimiento P2-5.

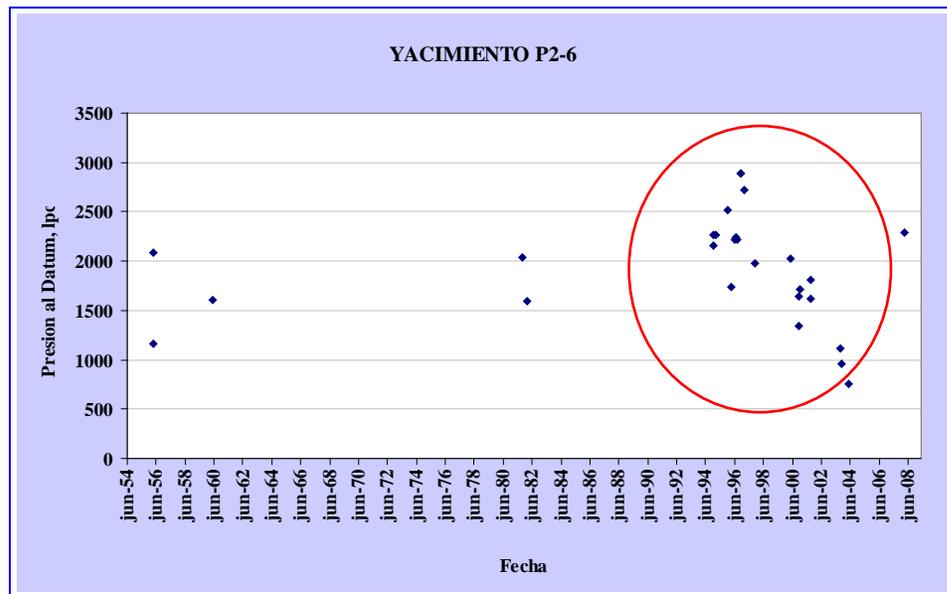


Gráfico 4.18. Comportamiento de presión del yacimiento P2-6.

Debido a la dispersión de las presiones, se realizó gráficos de Presión vs Tiempo para las unidades de flujo PED1 y PED2 (donde se inyecta gas) de cada yacimiento, con la finalidad de observar el comportamiento de presión de los pozos perforados en dichas unidades y así identificar si el proceso de inyección ha logrado o no un mantenimiento de presión a los yacimientos. A pesar de esto, dichos gráficos (ver gráficos en apéndices) no pudieron lograr el objetivo dado que los pozos, en su mayoría, se encuentran abiertos en ambas unidades de flujo, resultando gráficos muy similares a los anteriores (gráficos 4.19 y 4.20).

Por esta razón, fue necesario ajustar ciertos puntos que no permitían definir una tendencia acorde para estudiar comportamiento de presión durante el proceso de inyección, basándose en aquellos pozos donde el histórico de producción, ubicación geológica y las unidades de flujos donde están completadas presumen que no existe influencia de los pozos inyectoros. Esto permitió obtener una tendencia exponencial para los dos yacimientos, como se observa en los gráficos 4.21 y 4.22.

No obstante, resulta difícil definir el efecto de la inyección en los yacimientos, dado que dicho proceso comenzó muy cerca de la apertura del campo y a demás coincide con la apertura de nuevos pozos donde se obtuvieron valores de presión muy cercanos a la inicial, dado a la posible presurización del campo.

El proyecto original de inyección se desarrollo con la finalidad reducir el riesgo de una temprana irrupción del gas, mantener la presión del yacimiento por encima de 2032 lpc e incrementar el recobro final de crudo. Debido a estos, se evidencia que la inyección de gas en el yacimiento P2-5 y P2-6, no mantuvo los niveles de presión

esperados, indicando que el proceso de inyección de gas no ha proporcionado un efecto de recuperación secundaria.

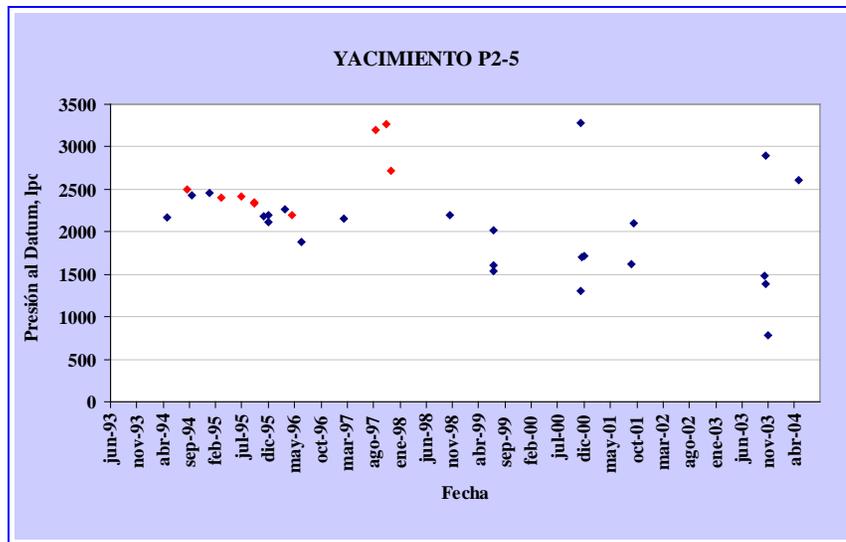


Gráfico 4.19. Comportamiento de presión del yacimiento P2-5.

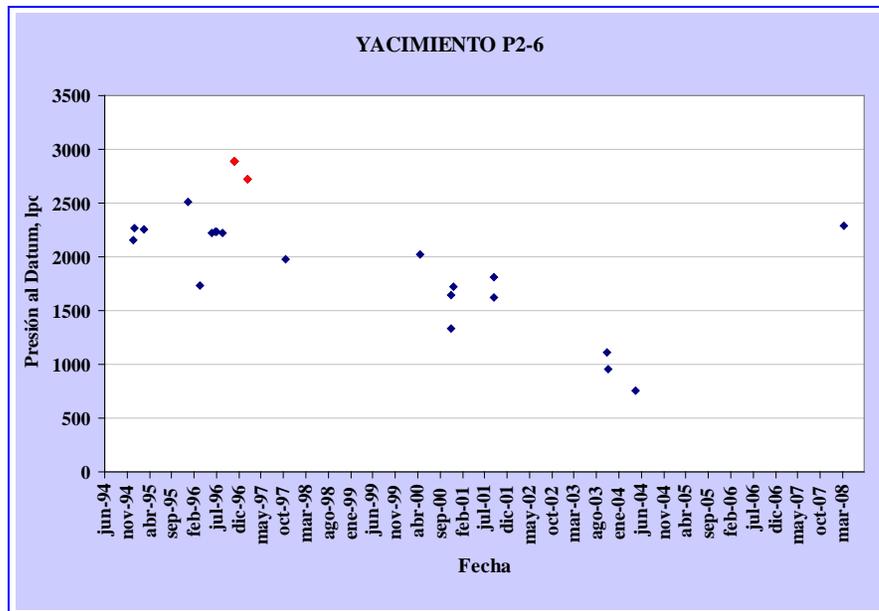


Gráfico 4.20. Comportamiento de presión del yacimiento P2-5.

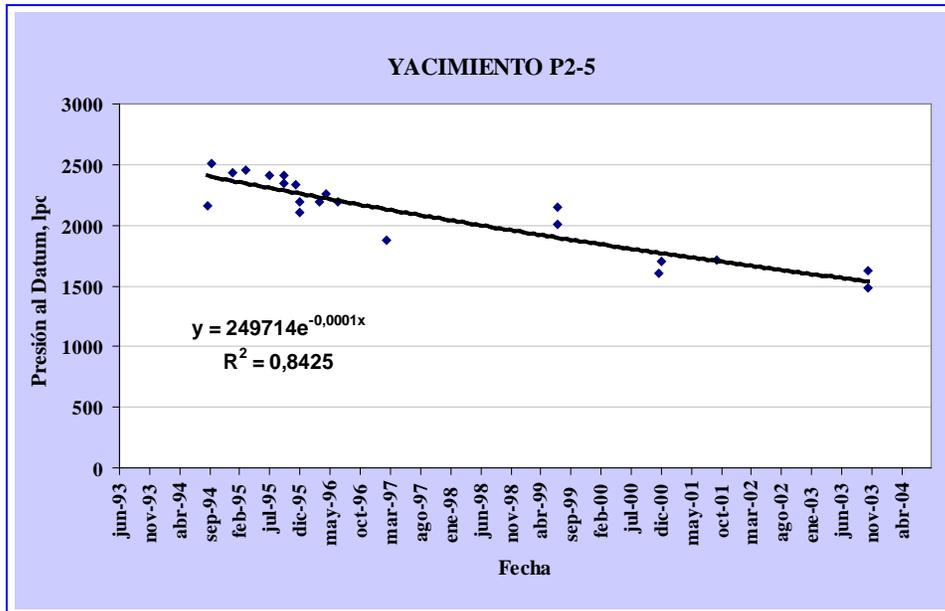


Gráfico 4.21. Ajuste del comportamiento de presión del yacimiento P2-5.

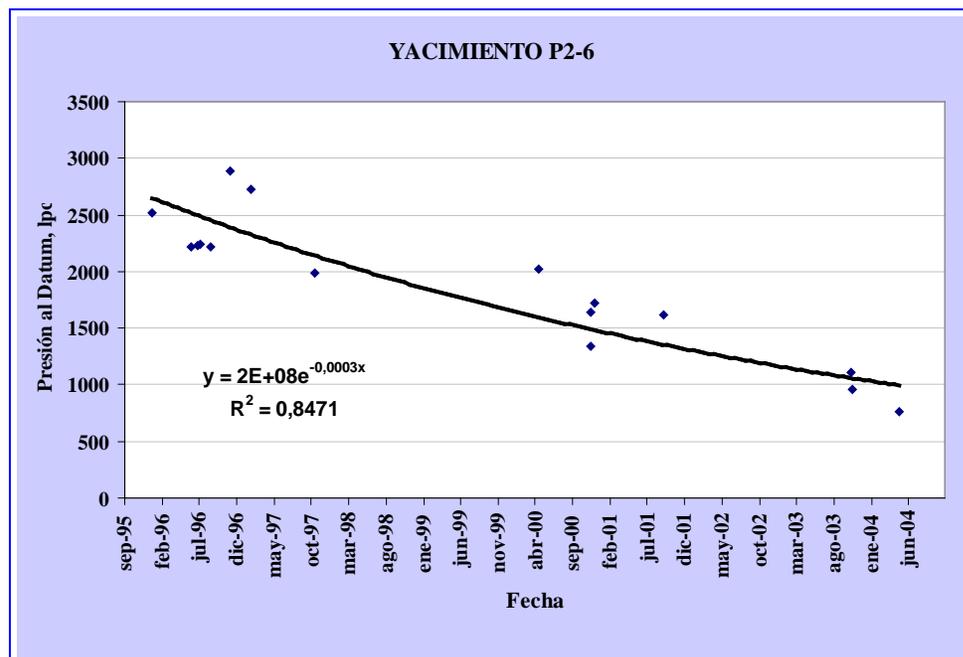


Gráfico 4.22. Ajuste del comportamiento de presión del yacimiento P2-6.

4.2.3 Análisis de distribución del gas inyectado.

Desde hace aproximadamente siete (7) años la inyección de gas en los yacimientos P2-5 y P2-6 del campo Pedernales no es efectiva y presenta un alto grado de recirculación, aproximadamente el 75% de la producción de gas (22.500 MPCN de 30.000 MPCN). Donde se ventea entre el 12-16% (siendo 2% lo máximo admisible por los organismo reguladores) y el resto se utiliza como combustible para turbinas, generadores y tratadores de calor. Esta situación crea la necesidad de buscar alternativas viables para el manejo del gas producido y mejoramiento de la inyección de gas. Sin embargo, resulta necesario conocer a donde van los fluidos inyectados, lo cual ayudaría a plantear alternativas para minimizar la alta producción de gas. Así como, es de gran ayuda para lograr mejorar la inyección en los yacimientos.

A continuación, se muestra un análisis de la distribución del gas inyectado a través de las arenas PED1 y PED2, tanto superior como inferior.

❖ **PED1 Superior:** En esta arena inyectan los pozos PCA-54, PCA-73 y PCA-61.

Pozo PCA-54: Se encuentra en el borde de un canal presentando cierto grado de arcillosidad, por lo que es muy poco probable la conectividad de este pozo en esta arena, con los pozos productores. (Ver figura J.1, apéndice J).

Pozo PCA-61: localizado en un cuerpo de arena muy limpio, con permeabilidades alrededor de 1000 md, tal como se muestra en las figuras J.1 y J.2. En este mismo cuerpo se encuentran los pozos PCA-50ST2 y PCA-71, los cuales demostraron conectividad con este inyector, según trazadores químicos. La figura J.2

muestras permeabilidades 500 md y 1000 md respectivamente, por lo tanto dichos pozos presentan comunicación por este intervalo. A demás, el PLT realizado al PCA-71 en el 2004 muestra producción de gas por PED1 superior. A su vez, el pozo PCA-50ST2 sólo esta perforado en PED1 superior, indicando que la franca conexión con el pozo PCA-61 era través de este cuerpo arenoso. No obstante, el PLT corrido en 2004 de este último pozo, muestra todo la recepción de la inyección de gas por ese cuerpo arenoso.

Los pozos PCA-49, PCA-55 y PCA-57, se encuentran en otro cuerpo arenoso que a su vez esta comunicado con el canal del PCA-61, según trazadores químicos mostraron conectividad, por lo que estos pozos pueden ser sentir efecto del gas inyectado. La sección estructural E, indica posible comunicación de estos pozos productores con el inyector PCA-61 a través de PED1 superior.

Pozo PCA-73: Como se observa en la figura J.1 (Apéndice J), este pozo esta al borde de un cuerpo de arena, presentando alto contenido de arcilla y baja permeabilidad (10 md aproximadamente, figura J.2), resultando restricción a la comunicación con los pozos vecinos. Sin embargo, el estudio de trazadores indica comunicación de este inyector con los pozos PCA-49, PCA-50ST2 y PCA-71, siendo PED1 superior la única arena común. No obstante, el tiempo de irrupción del gas inyectado en estos pozos es lento, dado a las restricciones estratigráficas existentes, esto se muestra en la tabla G.1.

De acuerdo a esto, el gas inyectado por la arena PED1 superior presenta la siguiente distribución, figura 4.11:

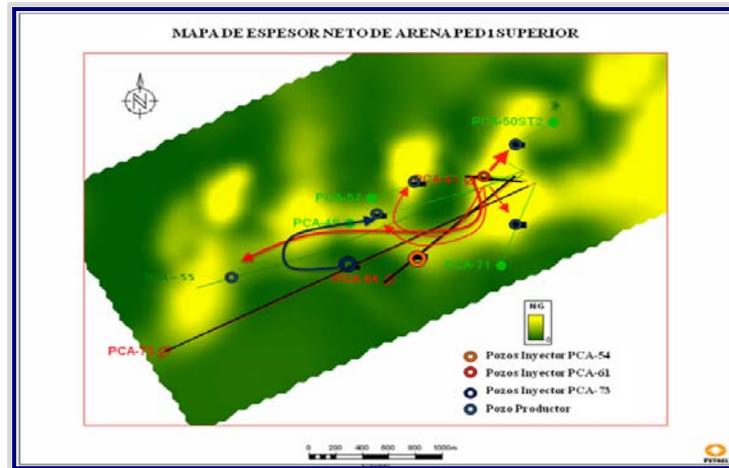


Figura 4.11. Distribución del gas inyectado en PED1 superior.

❖ **PED1 inferior:** En esta arena sólo inyecta el pozo PCA-54.

Pozo inyector PCA-54: Se halla al borde de un canal distributivo con permeabilidades alrededor de los 300 md. (Ver figuras J.3 y J.4) En este cuerpo se encuentra el pozo productor PCA-71, mostrándose excelente conectividad. Sin embargo, el registro PLT corrido en el 2004 a este último pozo, mostro que el intervalo cañoneado en PED1 inferior se encuentra afectado por arena. Se presume que esto permanezca actualmente, dado que desde el 2004 no se ha limpiado el pozo.

El pozo PCA-49 se encuentra en el mismo cuerpo de arena que el pozo inyector, pero en un área más limpia y excelente permeabilidad, lo cual favorece el movimiento de fluidos. Sin embargo, los trazadores químicos no muestran conectividad, y la sección estructural B muestra incertidumbre de comunicación por el intervalo cañoneado en PED1 inferior. La conexión del pozo PCA-55 y PCA-54 también muestra incertidumbre en la sección C, debido a que se encuentran en diferentes cuerpos arenosos.

En cuanto a lo anterior, en la arena PED1 inferior, el gas inyectado se distribuye como se muestra en la figura 4.12.

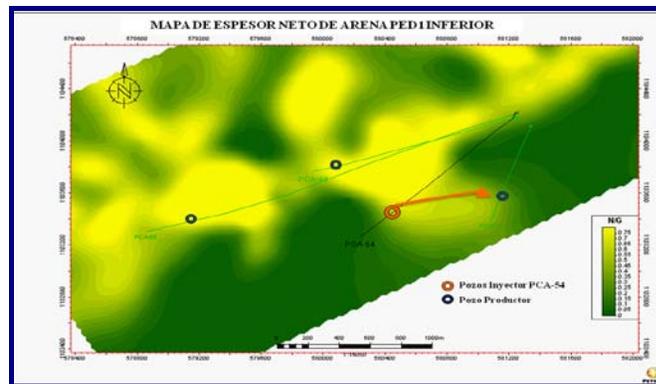


Figura 4.12. Distribución del gas inyectado en PED1 inferior.

❖ **PED2 superior:** En esta arena inyectan los pozos PCA-54 y PCA-61.

❖

Pozo inyector PCA-54: Se localiza al borde de un cuerpo arenoso, con permeabilidades alrededor de 300 md y 400 md. Los pozos PCA-71 y PCA-57 se hallan en el mismo cuerpo de arena, sin embargo el mapa de permeabilidad, se muestra disminución gradual hacia estos pozos. (Ver figura J.5 y J.6, apéndice I). Por lo tanto, es poco probable que exista conectividad entre los pozos productores y el inyector.

El pozo PCA-55, se encuentra en otro cuerpo de arena, el cual está conectado con el cuerpo arenoso donde inyecta el PCA-54, el mapa de permeabilidad muestra excelentes valores entre estos pozos lo cual indica posibilidad de comunicación entre ellos.

Pozo inyector PCA-61: Presente en el borde de un cuerpo de arena con permeabilidades entre 200 md y 250 md aproximadamente (ver figuras J.5 y J.6, apéndice J), lo cual indica poca conectividad de este inyector con los pozos vecinos. No obstante el registro PLT corrido en el año 2004 indico que el intervalo PED1 superior no estaba inyectado gas dado al taponamiento por arena.

La distribución del gas inyectado por PED2 superior, se observa en la figura 4.13.

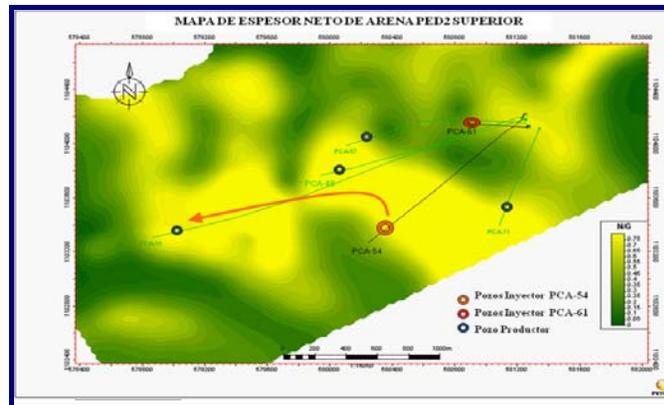


Figura 4.13. Distribución del gas inyectado en PED2 superior.

❖ **PED2 inferior:** En esta arena inyectan los tres pozos PCA-54, y PCA-73.

Pozo inyector PCA-54: Como se observa en la figura J.7, este pozo esta en el borde de un cuerpo de arena, los pozos productores están completados en otros cuerpos de arena, los cuales están interconectados, sin embargo es posible que exista cierta conectividad con el pozo PCA-57 y PCA-55 ya que el mapa de permeabilidad (ver figura J.8) refleja valores entre 200md y 400md. Sin embargo el último PLT

corrido para el pozo PCA-57 indicó que el intervalo cañoneado en PED2 inferior no estaba aportando gas debidos a problemas de arenamiento.

El pozo PCA-73 se está en un cuerpo de arena diferente a los pozos productores PCA-55 y PCA-57, sin embargo se encuentran comunicado entre sí. El mapa de permeabilidad indica cierta conectividad entre los pozos. Las correlaciones C y D indican posible conectividad por PED2 inferior.

Por lo tanto, posiblemente el gas inyectado a través PED2 inferior presenta el comportamiento que se indica en la figura 4.14.

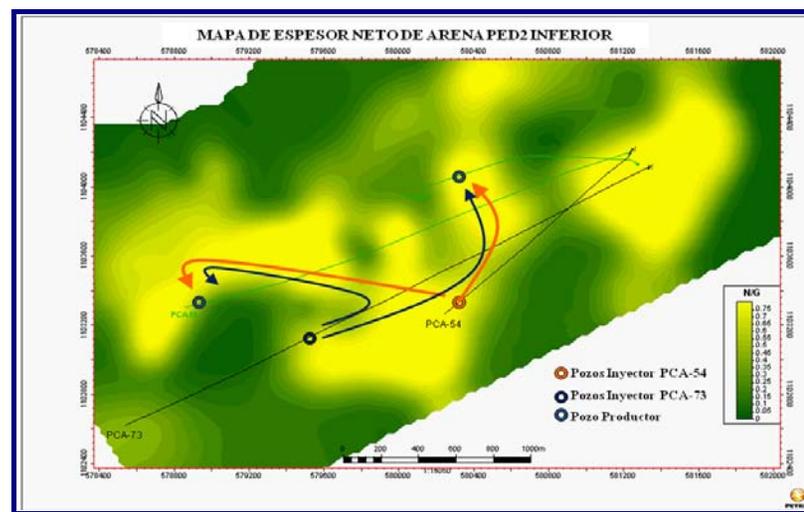


Figura 4.14. Distribución del gas inyectado en PED2 inferior.

De acuerdo a dichas distribuciones del gas inyectado, se puede concluir que el movimiento preferencial del gas inyectado en el yacimiento P2-5, a través del PCA-54 y PCA-73, es buzamiento abajo de la estructura, a travesando la falla (contemplado por los mapas Isópaco estructural) que lo divide del yacimiento P2-6. A

su vez el gas que se inyectaba en este ultimo yacimiento, mediante el pozo PCA-61, se movía hacia el centro de la estructura (noroeste) a travesando la falla. Esto muestra que los yacimientos están comunicados.

Con el fin de cuantificar el porcentaje de recirculación del gas inyectado, se obtuvo el volumen bruto de las arenas que reciben gas según la distribución antes expuesta, a través del mapa de arena neta (Petrel), tomando como límite un espesor de 0,4, considerado por el modelo geológico valor mínimo para ser yacimiento. Resultando un volumen bruto de 41.335 Acre-Pie (321 MMBY), al compararlo con el total de gas inyectado hasta Junio-2010 (144.701 MMPCN = 25.771 MMBY), se aprecia una severa recirculación del gas, aproximadamente desde Abril del año 1996 (1.869 MMPCN), siendo el pozo PCA-54 el único inyector para esa fecha. Esto permite inferir:

- ❖ El 98,7% de todo el gas inyectado a través de los pozos PCA-49, PCA-54, PCA-73 y PCA-61 ha sido recirculado. Razón de la rápida irrupción de gas en los pozos productores conectados con estos inyectores.
- ❖ Los mapas de espesor neto de arena, no representen adecuadamente la conectividad entre los diferentes cuerpos de arena, restringiendo el área de almacenamiento del gas, posterior al desplazamiento de petróleo. Resultando un valor de volumen bruto no representativo, dado que durante los años 1995-1997 se alcanzaron FR mayores de 1.

No obstante, esto muestra que la recirculación actual de gas es superior al 70 %, lo cual muestra la ineficiencia del gas inyectado en el desplazamiento del petróleo. Siendo necesario buscar alternativas para disminuir dicha recirculación de gas.

4.3 PROPUESTAS ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LOS YACIMIENTOS

A través del análisis de declinación realizados a los pozos (apéndice K), se evidencia que la mayoría requieren de intervenciones para evitar su declinación y aumentar recobro. Esto debido que la producción de petróleo del área PCA ha sido afectada, en parte, por el problema de arenamiento que caracteriza a algunos de los pozos, motivado al tipo de ambiente de sedimentación que rige al miembro Pedernales. Existen pozos que presentan altos cortes de agua y gas que restringen la producción del petróleo, resultando necesario identificar mediante pruebas PLT los intervalos que aportan estos fluidos, y de esta manera buscar la metodología apropiada para su control.

Una alternativa, para disminuir la recirculación de gas, es cerrar las arenas que aporten gas (Gas Shut Off, GSO), con el objeto de retener la mayor cantidad de gas inyectado y aumentar el perfil de producción de petróleo. Sin embargo, es importante realizar simulación de los escenarios propuestos para GSO, que permita predecir el comportamiento del pozo. Con el objeto de lograr un éxito en dicha aplicación, de esta manera reducir los gastos generados por el mantenimiento de compresores y regalías. En el mercado existen varias opciones para realizar el cierre o aislamiento de las arenas productoras de gas, entre las que se encuentran cementación forzada y uso de geles. No obstante, se debe estudiar la más apropiada para los pozos que resulten propuestos.

Para la optimización del proceso de inyección de gas, es necesario realizar simulación de los diferentes escenarios que se planteen (nuevos puntos de inyección/ volumen de inyección/ cese de inyección/nuevos inyectores), partiendo de un modelo dinámico representativo del área, que permita predecir el comportamiento del área

PCA bajo los diferentes escenarios, de esta manera observar si las acciones que se estiman realizar con el tiempo definitivamente son contraproducentes o no.

Cabe destacar que el comportamiento del yacimiento Pedernales no ha sido entendido totalmente, debido a la alta compartimentalización presente a lo largo del campo. Es de anotar que esto se constituye en la principal limitante para cualquier trabajo.

En el apéndice L, se describe por pozos las posibles intervenciones que se requieren para optimizar la productividad de los mismos. A continuación se sugieren las propuestas, de aquellos pozos con prospectividad de cañoneo:

- **PCA-50ST2**

Este pozo solo está abierto a producción en el intervalo PED1 superior. No obstante, se propone cañonear 291 pies entre las arenas PED 1, PED 2 y PED 3, tal como se indica en la tabla 4.6 y figura M.1 (Apéndice M), para incrementar la producción de crudo (aproximadamente 100 bls/día adicionales) y así recobrar la mayor cantidad de reservas. Sin embargo, resulta importante mencionar que el pozo PCA-50ST2 está muy cerca del pozo PCA-62, el cual presenta bajos cortes de agua. Por esta razón, es necesario realizar un PLT a este último pozo, para identificar las posibles zonas que aportan agua y correlacionarlas con las arenas del pozo PCA-50ST2, logrando de esta manera evadir los intervalos apartadores de agua.

Tabla 4.6. Intervalos propuestos a cañoneo en el pozo PCA-50ST2.

PCA- 50ST2	ARENA	INTERVALO PROPUESTO (PIES MD)	ESPESOR (PIES MD)
Cañoneo	PED1	705 – 712	63
Cañoneo	PED2	7290 – 7327	37
Cañoneo	PED3	7896 – 7914	18
Cañoneo		7931 – 7961	30
Cañoneo		7984 – 8028	44
Cañoneo		8150 – 8249	99

- **PCA-60**

Este pozo presenta un índice de declinación anual alto (ver apéndice K), por esta razón se propone cañonear 29 pies a 6 tpp con 60° fase en la arena PED 3, tal como se muestra en tabla 4.7, la cual se correlaciona con la arena completada en el pozo PCA-57(ver figura M.2, apéndice M) y según PLT realizado a este último pozo en el año 1997 indican buen aporte de crudo (ver apéndice F). Con esto se espera adicionar a la producción diaria del pozo alrededor de 150 bls.

No obstante, resulta necesario primeramente realizar un registro de producción (PLT) con el objeto de detectar las zonas de invasión de agua, una vez identificada evaluar mecanismo para el control de agua. Adicionalmente recañonear las zonas productoras de petróleo con una densidad de cañones de 6 tpp con 60° fase, bajo

balance dinámico y penetración mayor o igual a 16 pulgadas. Esto con el objeto de lograr drenar la mayor cantidad de reservas asociadas al pozo y disminuir el índice de declinación.

Tabla 4.7. Intervalos propuestos a cañoneo en el pozo PCA-60.

PCA- 67A	ARENA	INTERVALO PROPUESTO (PIES MD)	ESPEJOR (PIES MD)
Cañoneo	PED3	8469 – 8477	8
Cañoneo		8493 – 8501	8
Cañoneo		8544 – 8557	13

- **PCA-67A**

Este pozo presenta continuos problemas de arenamiento que ha provocado inestabilidad en la producción y su cierre, en tal sentido se propone inicialmente realizar una limpieza con tubería continua y aplicar tratamiento químico para disolver posibles depósitos de asfáltenos, posteriormente recañonear 17 pies en los intervalos productores mas prospectivos concernientes a las arenas PED1, PED2 y PED3, a demás cañonear 30 pies en las arenas PED3 y PED4, con el objeto de ampliar el área de flujo en la cara de la arena del pozo, disminuyendo así la caída de presión en la zona cercana al pozo y la velocidad del flujo y por consiguiente, la producción de arena y de esta manera aumentar la tasa de producción de petróleo (alrededor de 200 BND adicionales), para lograr recuperar la mayor parte de reservas asociadas al pozo. En la tabla 4.8 y las figuras M.3 al M.6 (Apéndice M), se especifican los intervalos a recañonear y cañonear.

Actualmente, el pozo PCA-67A está completado con una densidad de perforaciones de 3 tiros por pie (tpp). Se recomienda recañonear y cañonear los intervalos productores con una densidad de cañones de 6 tpp con fase 60°, bajo balance dinámico y penetración mayor o igual a 16 pulgadas.

Adicionalmente, se plantea efectuar cambio de la última válvula de levantamiento artificial por gas, debido que se encuentra dañada y cerrada, se presume que la erosión por alta producción de arena, haya afectado la integridad de la válvula. De allí la importancia de realizar estudio para escoger un método de control de arena apropiada. Esto permitirá optimizar la producción del pozo y conseguir el manteniendo continuo de la producción de petróleo.

Tabla 4.8. Intervalos propuestos a recañoneo y cañoneo en el pozo PCA-67A.

PCA- 67A	ARENA	INTERVALO PROPUESTO (PIESMD)	ESPESOR (PIES MD)
Recañoneo	PED1	8500 – 8530	30
Recañoneo		8593 – 8644	51
Cañoneo	PED2	8886 – 8890	4
Recañoneo		8890 – 8910	20
Cañoneo		8910 – 9420	5
Recañoneo	PED3	9379 – 9420	41
Cañoneo	PED4	9761 – 9782	21

4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PROPUESTAS PLANTEADAS

La evaluación económica realizada es de clase V, siendo un estimado de los costos reales, cuyos resultados son validos para una valoración en primera instancia de los trabajos propuestos. Sin embargo, requieren de correcciones y ajuste en los costos para un estimado acertado.

La estimación económica fue realizada en un periodo de 15 años (hasta el 2025, fecha de culminación del plan de negocio) considerando los precios del barril de petróleo, porcentajes de descuentos por regalías, contribuciones e impuesto según indica el lineamientos para evaluaciones económicas utilizado por PDVSA. Los gananciales fueron estimados mediante, producción de pozos vecinos y experiencias laborales adquiridas en trabajos anteriores. A su vez, las inversiones de los trabajos fueron calculadas por el Departamento de Servicio a Pozo. En la tabla 4.9, se presentan los resultados de la evaluación realizada a los pozos propuestos a reacondicionamientos en el área PCA.

Tabla 4.9. Resultado de la evaluación económica.

POZO	INVERSION	GANANCIAL BLS		VPN	TIR	TP
	US \$	ADICIONAL	TOTAL	US \$	%	MESES
PCA-50ST2	1.548.050	100	500	10.568.221	333	7
PCA-60	1.034.000	150	400	5.488.056	129.	6
PCA-67	1.450.800	200	200	3.350.262	89	18

En esta tabla puede apreciarse la rentabilidad obtenida en las tres propuestas de reacondicionamiento de pozos; ya que se cumple los lineamientos ($VNP > 0$ y $TIR > 12\%$) requeridas por PETROWARAO, S.A para la rentabilidad del proyecto.

En apéndice N, se observa el comportamiento del capital que generaran los pozos PCA-50ST2, PCA-60 y PCA-67 en caso de ser exitoso el trabajo, donde a partir de 7, 6 y 18 meses respectivamente, se recuperara el monto invertido de los pozos.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las secuencias PED 1 y PED 2 son los depósitos más importantes dados a que presenta mejores propiedades petrofísicas y un mejor desarrollo de arenas.
- Las arenas que mayor contribución de producción de crudo ha aportado son los canales distributarios, seguidos por las barras de desembocadura.
- Un total de 144.701 MMPCN de gas ha sido inyectado al área PCA, hasta Junio del 2010.
- La productividad del pozo PCA-50ST2 estaba directamente afectada por la inyección de gas del pozo PCA-61, debido a la franca conexión existente entre estos pozos. Tras el cierre del inyector, la producción de petróleo ha aumentado paulatinamente.
- El alto producción de agua de los pozos PCA- 51, PCA-53 y PCA-60 no está bien definidos por estudios geológicos.
- Durante los primeros años la inyección de gas en los yacimientos P2-5 y P2-6, logro soporte de la producción de petróleo, sin embargo los últimos 7 años la inyección no ha sido efectiva.
- El proceso de inyección implementado en los yacimientos estudiados, no mantuvo los niveles de presión por encima de 2032 lpc, como se indica en la memoria descriptiva del proyecto de inyección de gas.

- El proceso de inyección de gas, en el yacimiento P2-5, no está generando un buen arrastre de crudo, más bien contribuye a la producción de gas, logrando recircular el 75% del mismo.
- Los pozos con mayor aporte de gas, asociados a la recirculación, son PCA-49, PCA-60 y PCA-71 del yacimiento P2-5 y PCA-50ST2, PCA-57 y PCA-70 pertenecientes al yacimiento P2-6.
- La productividad del área PCA se encuentra afectada en gran parte por los problemas de arenamiento, los altos cortes de agua y gas que presenta muchos pozos.
- La comparación entre el volumen bruto y volumen inyectado de gas, muestra una severa recirculación del gas.
- Los pozos PCA-50ST2, PCA-60 y PCA-67A, según análisis económico, son opciones viables para reacondicionamiento, arrojaron un VPN de 10,568 MMB; 5,488MMB y 3,350MMB respectivamente durante un horizonte económico de 15 años.

5.2 RECOMENDACIONES

- Reinterpretar la sísmica 3D del flanco norte de Pedernales, área donde pertenecen los yacimientos P2-5 y P2-6, que permita mejorar su caracterización mediante modelos geológicos, a fin de obtener un modelo dinámico representativo.
- Realizar tomas de presión estáticas en los pozos, para obtener la presión actual de los yacimientos en estudios.

- Realizar programas continuos de limpiezas en los pozos con problemas de arenamiento (PCA-55, PCA-53, PCA-57, PCA-67A, PCA-71, PCA-74), a fin de restaurar la productividad de los mismos. No obstante, resulta importante realizar estudios detallado para buscar un método de control de arena aplicable en los pozos que lo requieran.
- Aumentar la densidad de cañón de los intervalos abiertos a producción que permita mitigar los problemas de arena.
- Realizar registros PLT en pozos productores con alto corte de gas (PCA-49, PCA-50ST2, PCA-57, PCA-60, PCA-70 y PCA-71) y agua (PCA-51, PCA-53 y PCA-60) para identificar los intervalos que contribuye con estos fluidos y buscar la metodología más apropiada para su control.
- Realizar un nuevo proyecto de inyección de trazadores, a fin de verificar la eficiencia de barrido y determinar conectividad entre los pozos.
- Normalizar los medidores fiscales de placa oricio, según se indica la norma AGA Reporte 3, para evitar errores en la medición del volumen de gas inyectado a cada pozo.
- Estudiar la factibilidad de aplicación del aislamiento de arenas productoras de gas (Gas Suf Off) y agua (Water Shuf Off).
- Representar el movimiento preferencial del gas inyectado en el modelo dinámico representativo del área PCA, a fin de realizar sensibilidades para optimizar el proceso de inyección y proyectos futuros.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. (2006). “El proyecto de investigación”. 2da Edición. Caracas-Venezuela, pp 21-90.

BP EXPLORACION VENEZUELA (1998). Estudio Integrado de Yacimiento Para la Implementación de la Inyección de Gas Como Mecanismo de Recuperación Secundaria en el Campo Pedernales. Yacimiento P2-5 y Yacimiento P2-6. Informe de la Gerencia de Yacimiento. Venezuela.

CIED. 1996. Caracterización Energética de los Yacimientos. Segunda versión.

Definición de Delta (2010) [pagina Web en línea]. Disponible en: [http://wwwes.wikipedia.org/wiki/Delta\(geografía\)](http://wwwes.wikipedia.org/wiki/Delta(geografía))

GIL, E & CHAMORRO, A. (2009). Técnicas Recomendadas Para el Aumento de la Producción en Campos Maduros. IHS INC. Disponible en www.oilproduction.net

NARANJO, E. (2002). “Evaluación de los Efecto de Inyección de Gas en el Comportamiento de Producción de la Arena I3, Yacimiento LM-1 del Campo Lido”. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo. UDO-Nucleo Maturin.

PARIS DE FERRER M. (2001). Inyección de Aguas y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela, pp. 11-298.

Léxico (2010) [pagina Web en línea] disponible en www.pdvsa.com/lexico/utilid/Glosario/glosario.htm

PERENCO VENEZUELA (2001). Estudio de Desarrollo. Anexos Geología, Ingeniería de Yacimiento y Petrofísica.

PERENCO VENEZUELA (2008). Modelo Geológico del Campo Pedernales. Caracas, Venezuela.

PINO, J. (2008). “Evaluación del Comportamiento Inyección/Producción del Proyecto de Inyección de Gas Miscible en el Campo Boquerón, Estado Monagas”. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo. UDO-Nucleo Maturin.

APENDICE

APÉNDICE A
MAPAS ISÓPACOS-ESTRUCTURAL
MAPAS DE TENDENCIA

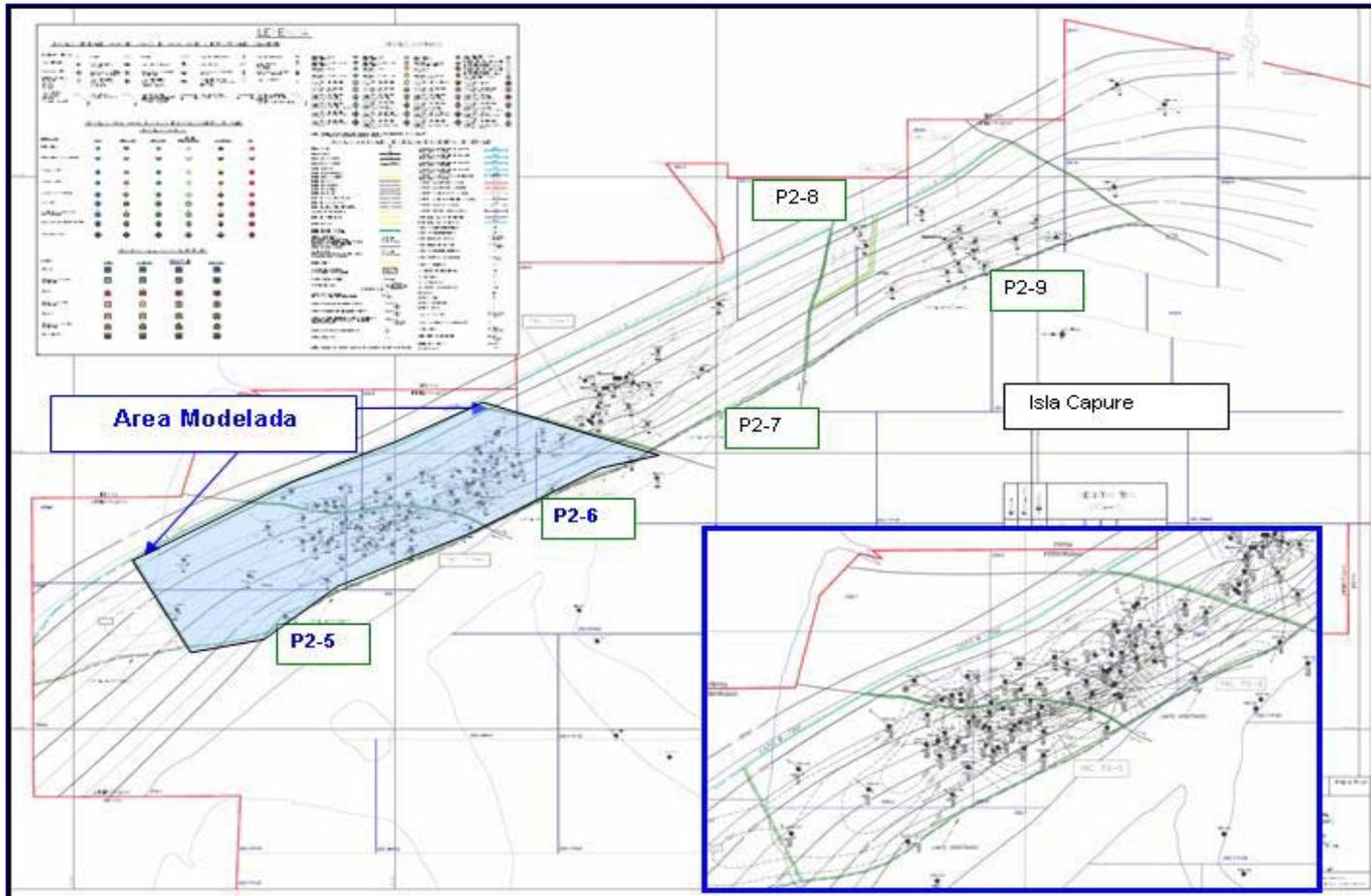


Figura A.1. Mapa Isópaco-Estructural al Tpo de Formación La Pica, Miembro Pedernales. Área PCA Modelada.

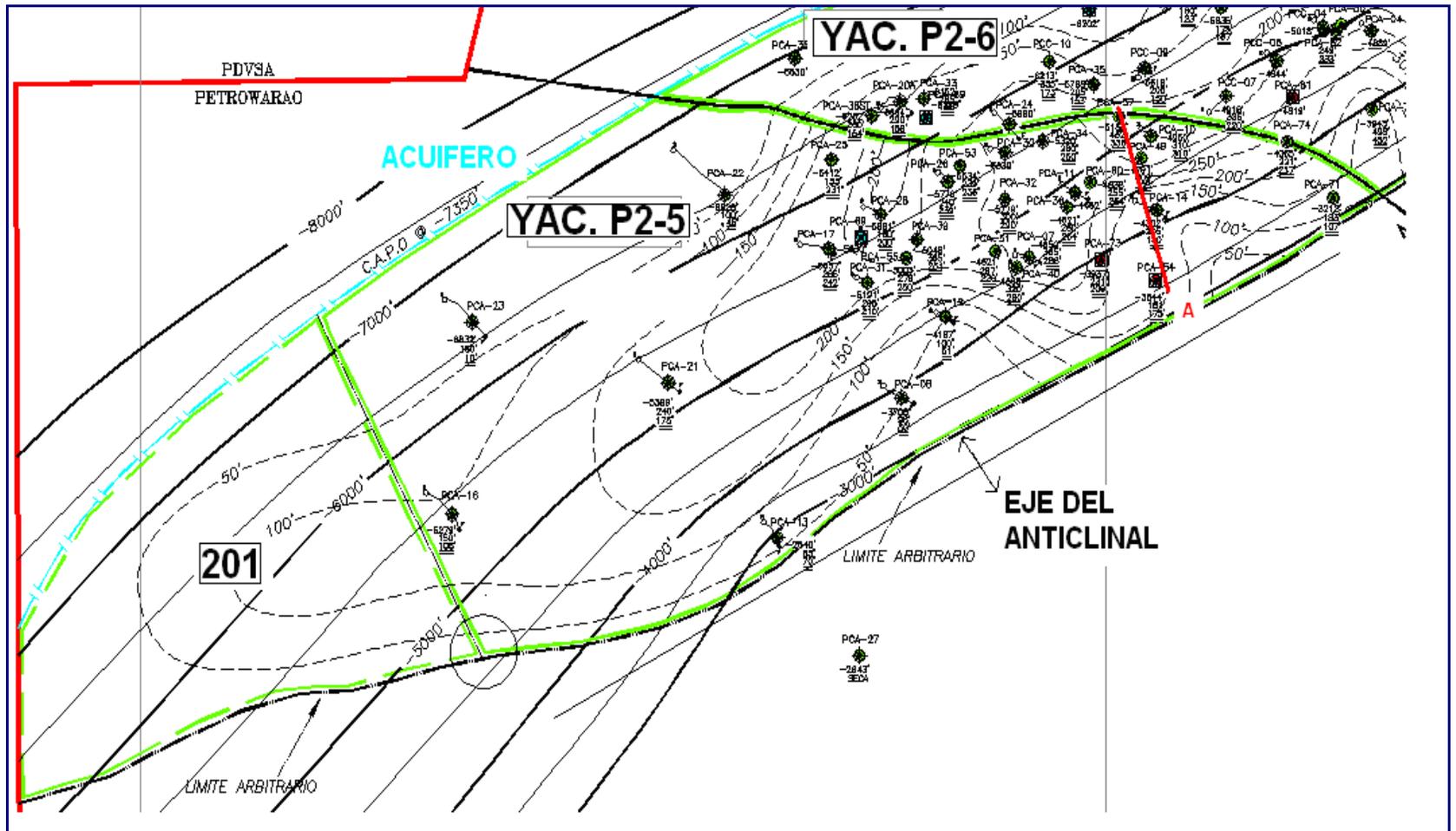


Figura A.2. Mapa Isópaco-Estructural del Yacimiento P2-5. Tope de Formación La Pica, Miembro Pedernales.

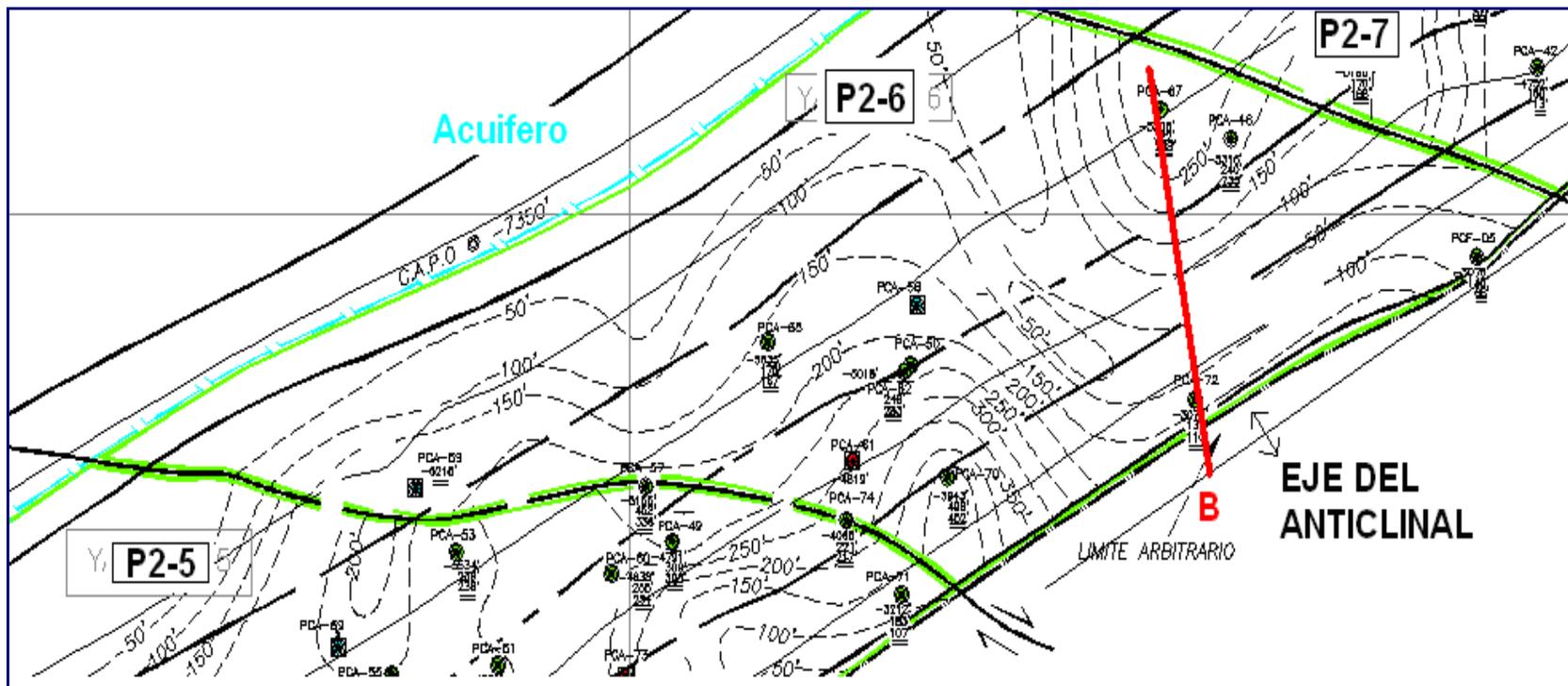


Figura A.3. Mapa Isópaco-Estructural del Yacimiento P2-6. Tope de Formación La Pica, Miembro Pedernales.

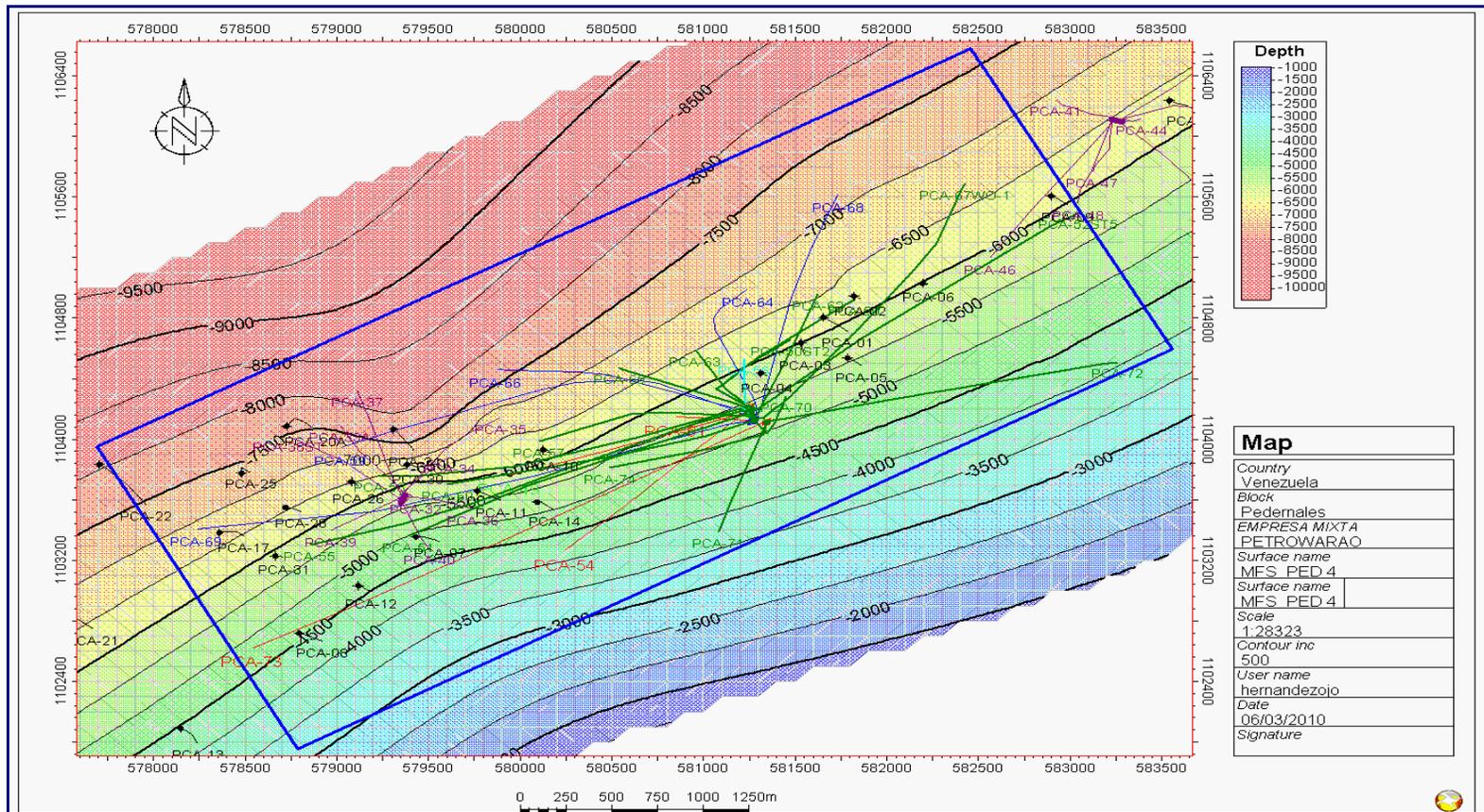


Figura A.4. Mapa Estructural al tope del intervalo PED 4.

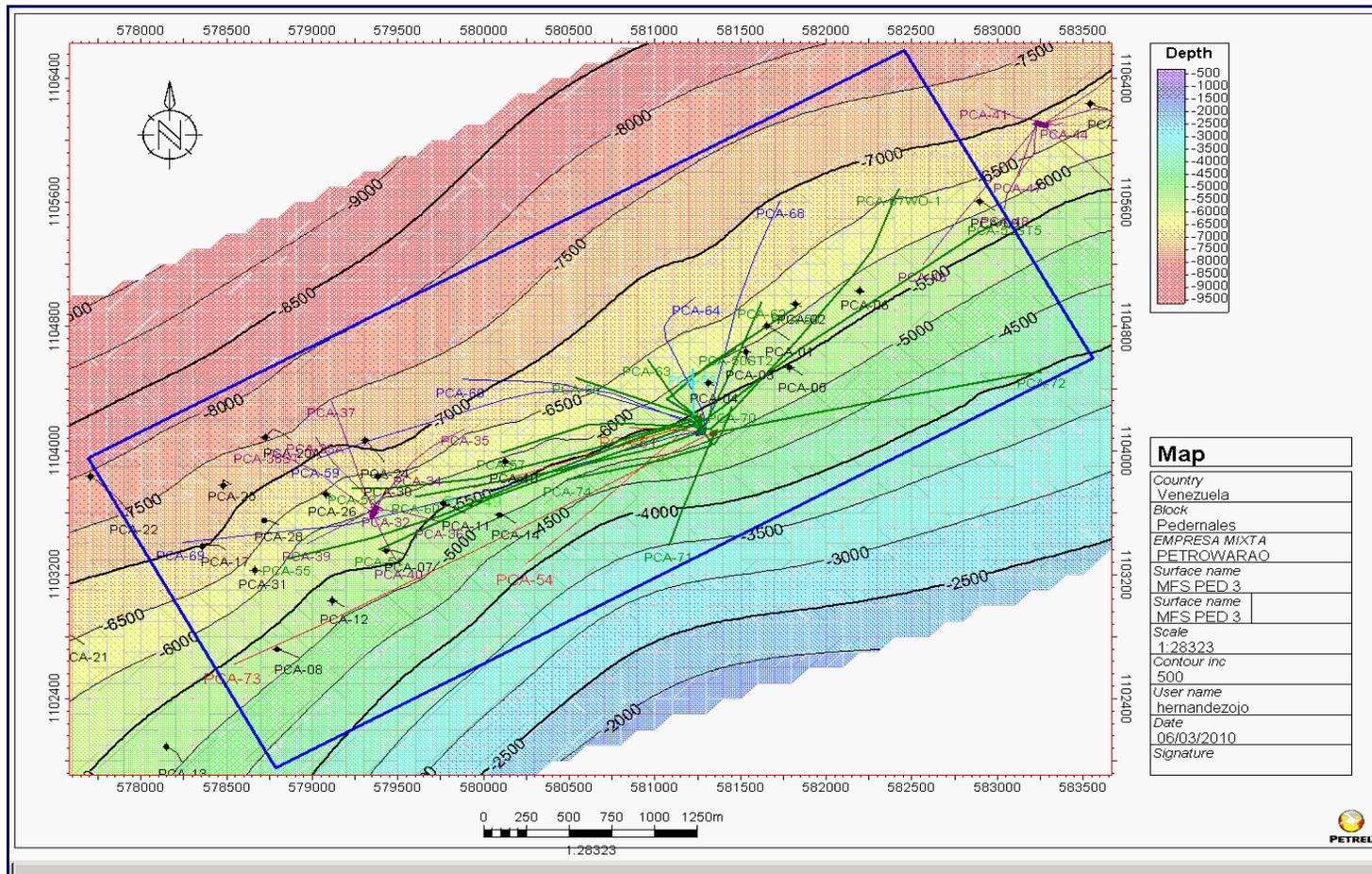


Figura A.5. Mapa Estructural al tope del intervalo PED 3.

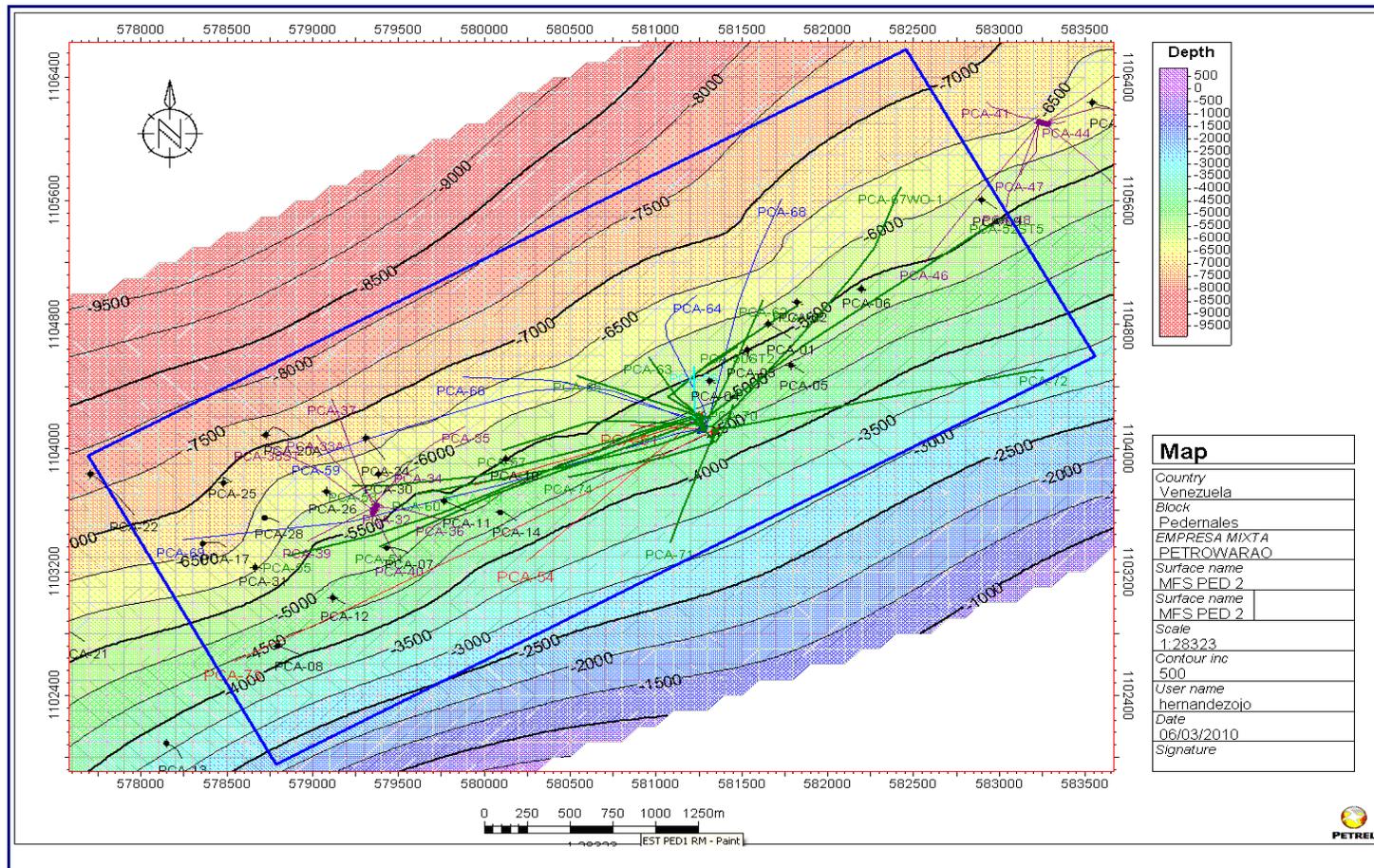


Figura A.6. Mapa Estructural al tope del intervalo PED 2.

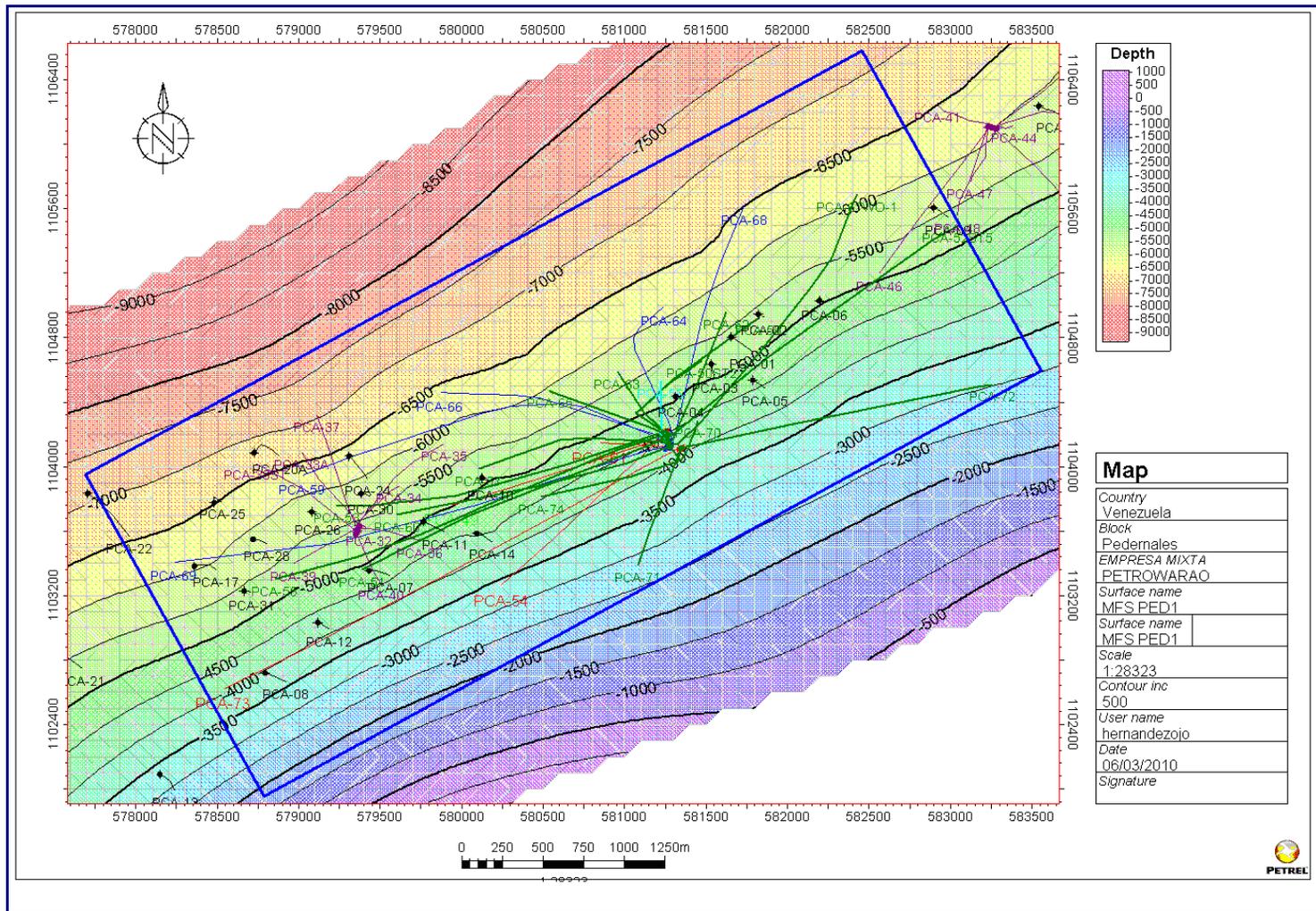


Figura A.7. Mapa Estructural al tope del intervalo PED 1.

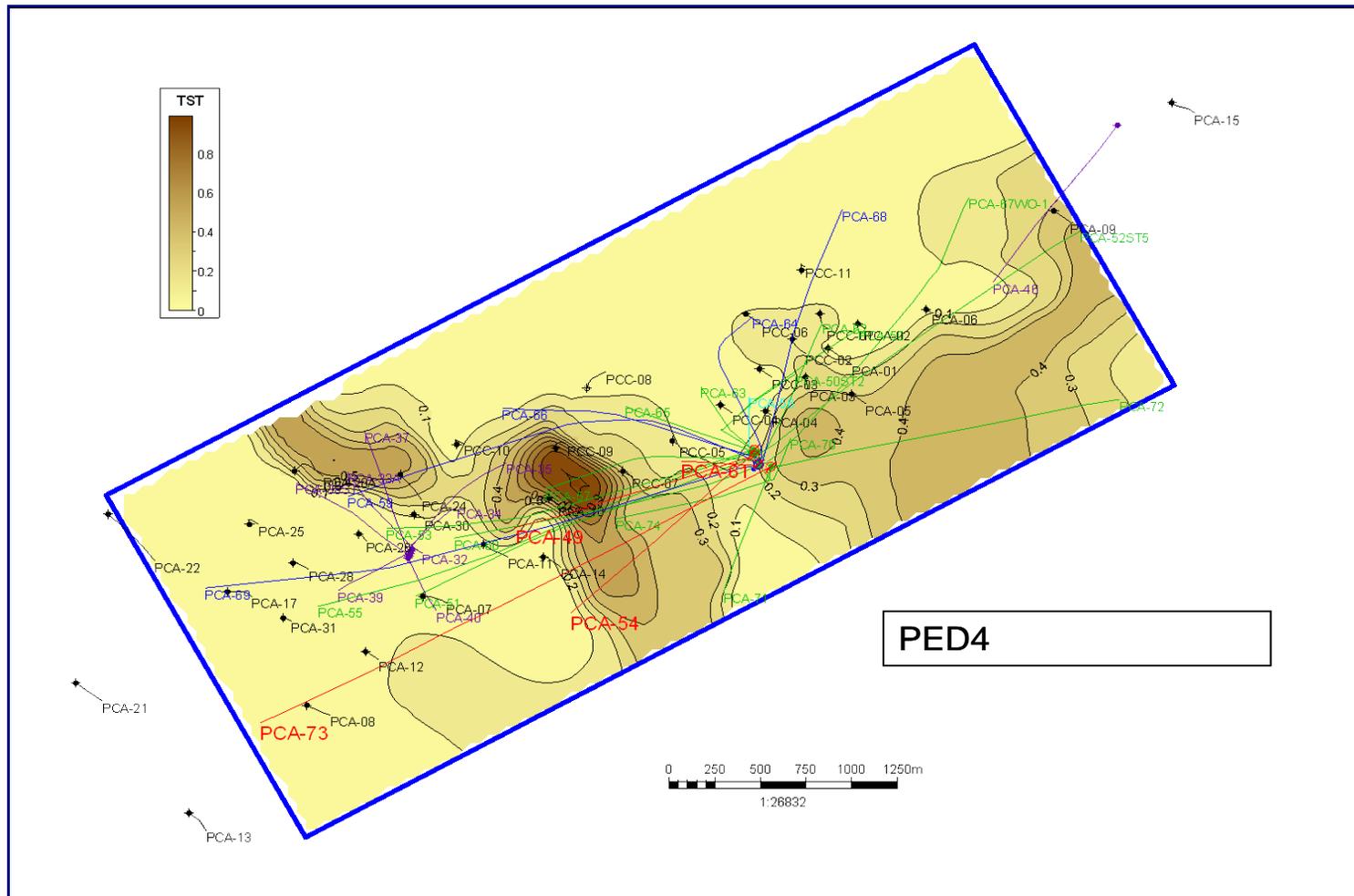


Figura A.8. Mapa de tendencia intervalo PED 4.

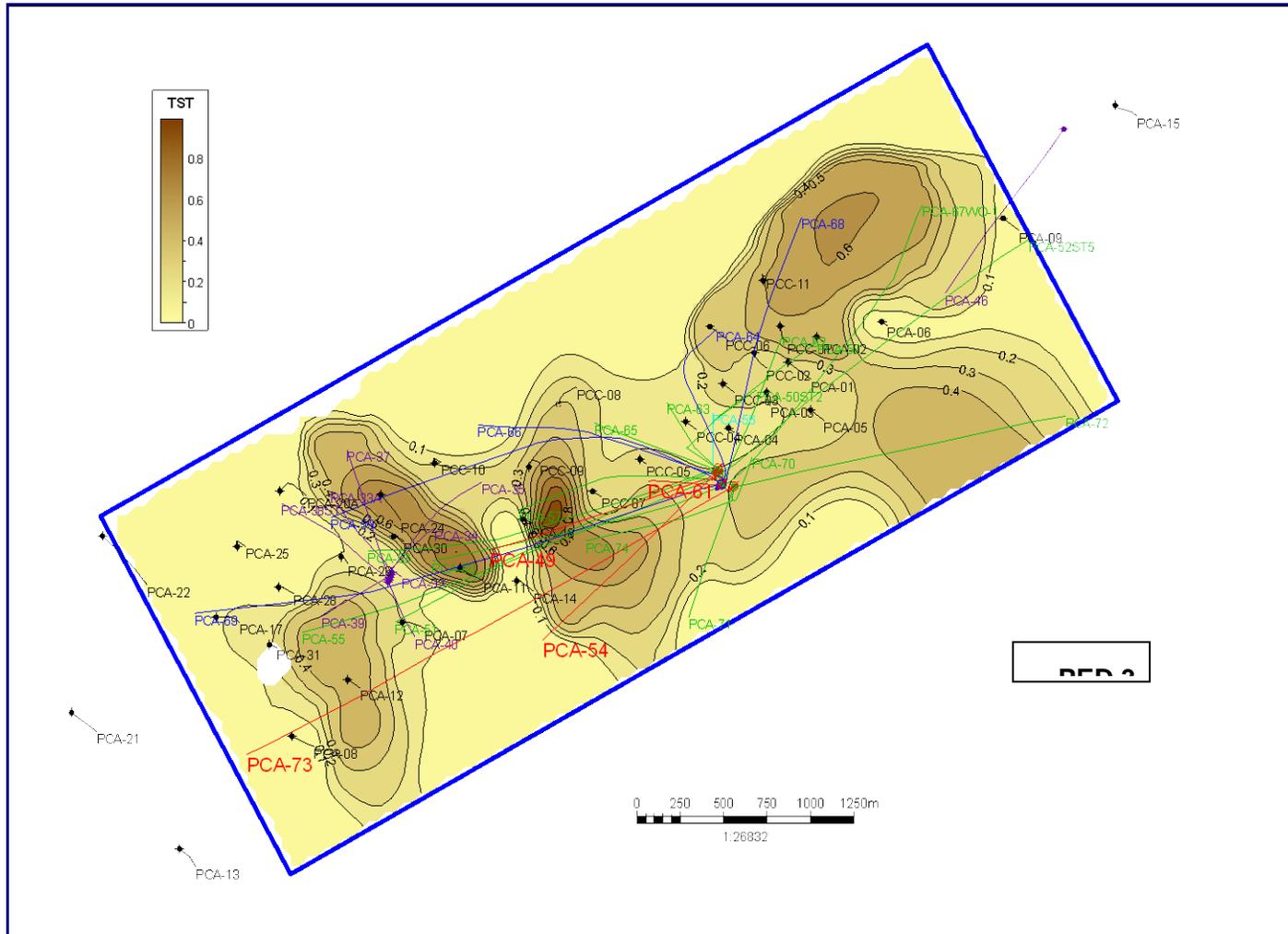


Figura A.9. Mapa de tendencia intervalo PED 3.

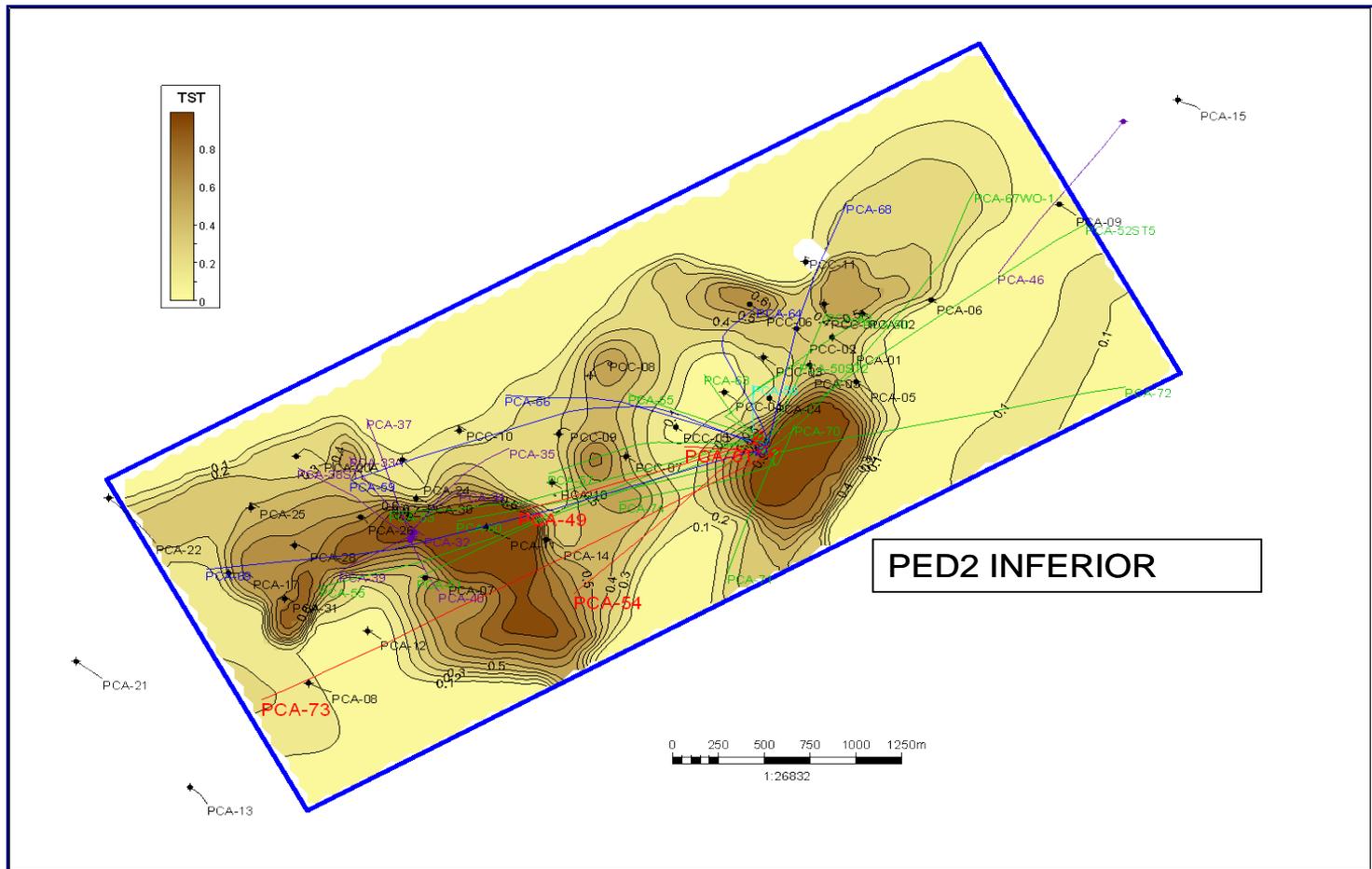


Figura A.10. Mapa de tendencia intervalo PED 2 inferior.

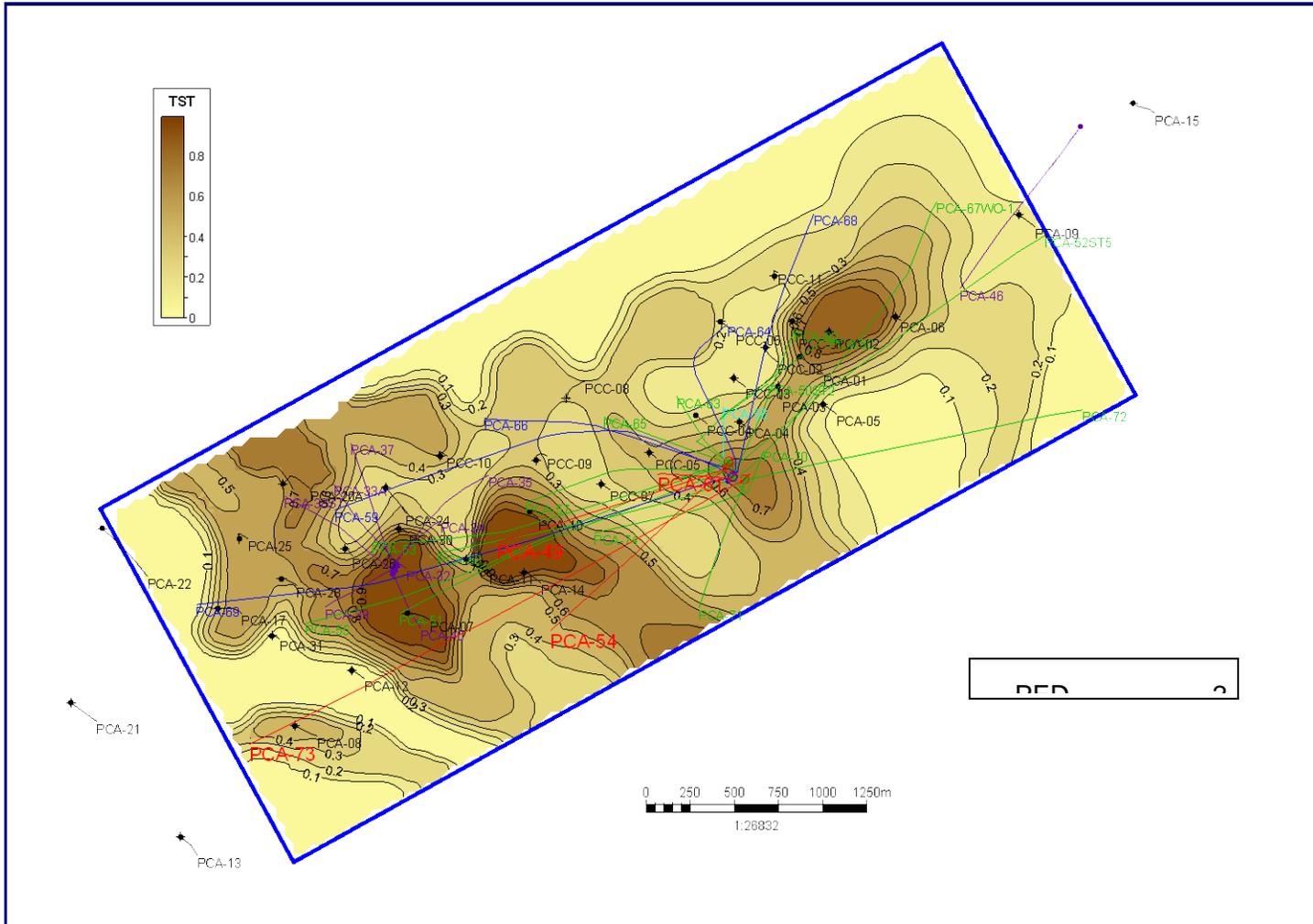


Figura A.11. Mapa de tendencia intervalo PED 2 superior.

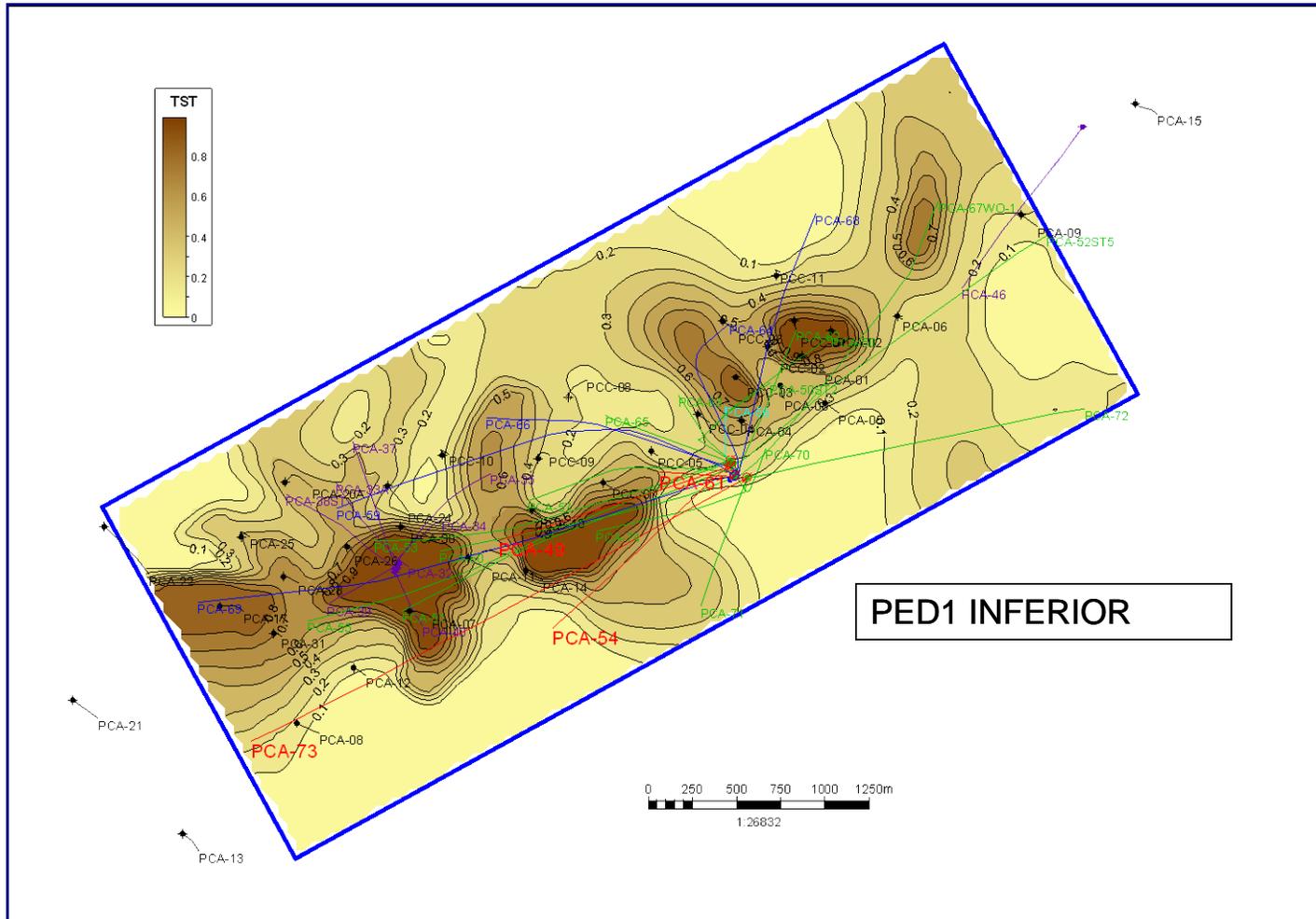


Figura A.12. Mapa de tendencia intervalo PED 1 inferior.

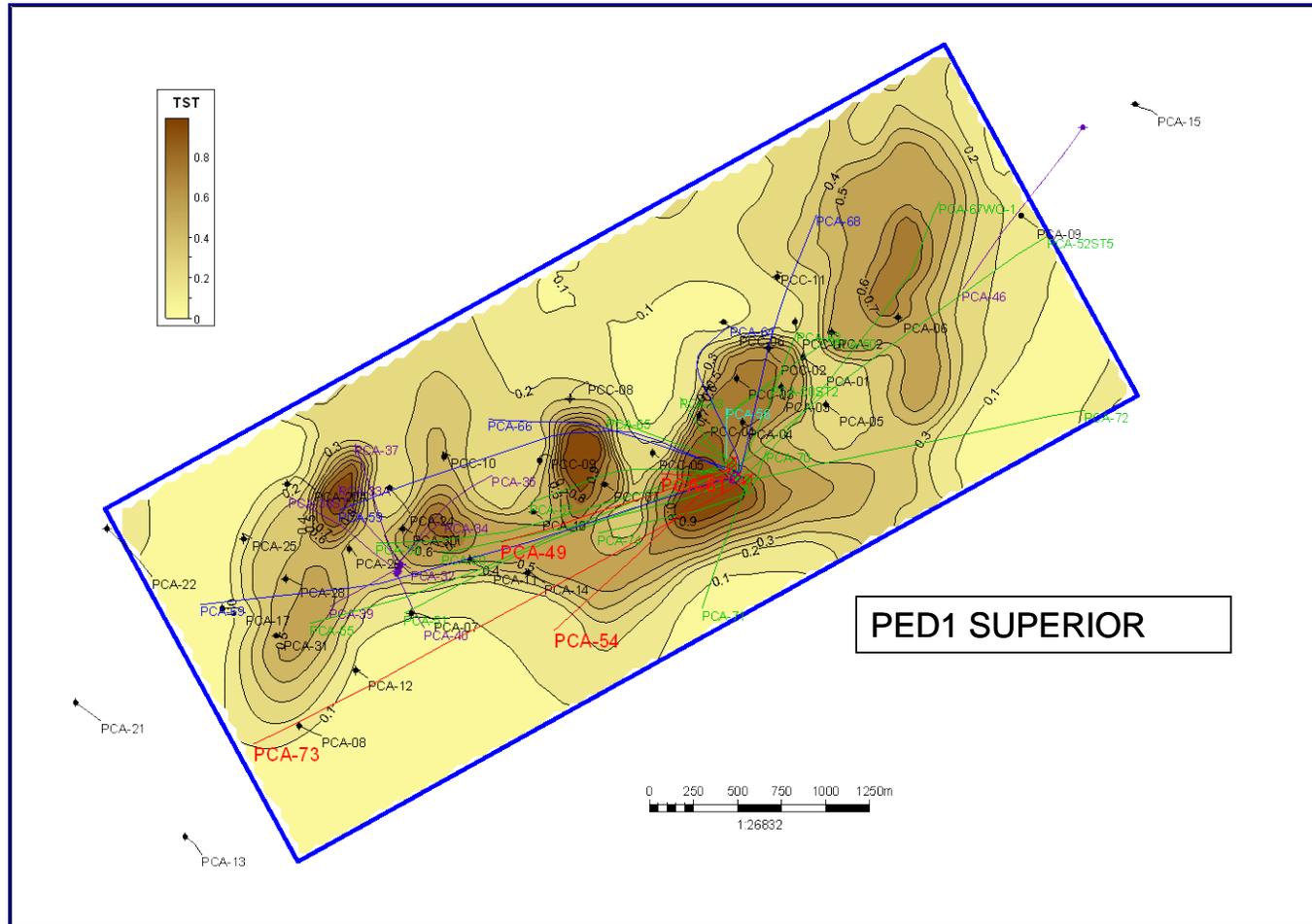


Figura A.13. Mapa de tendencia intervalo PED 1 inferior.

APÉNDICE B
PROPIEDADES PETROFÍSICAS

DISTRIBUCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS

❖ PED4

Esta secuencia esta altamente influenciada por arcilla en la parte baja de la estructura acompañada de saturaciones de agua entre 54 y 99% tal como se indica en la figura B.1. Presenta pequeña distribución de arenas buzamiento arriba las cuales muestran bajas saturación de agua (menores de 44%), porosidad (21-23%) y permeabilidad (100-280md) como se aprecia en la figura B.2. La secuencia es de muy baja permeabilidad y porosidad (representado por los colores verde y amarillo), esto se debe al alto contenido arcilloso que afecta los canales de flujo de fluidos.

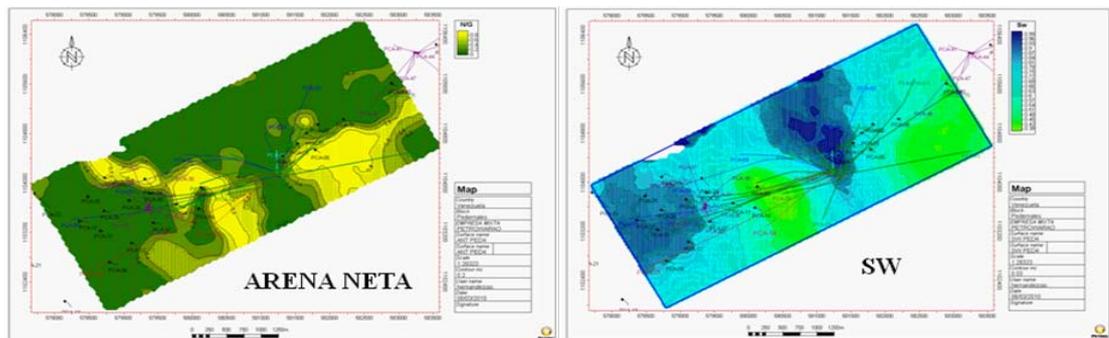


Figura B.1. Mapa de espesor de arena neta y saturación de agua al tope de PED4.

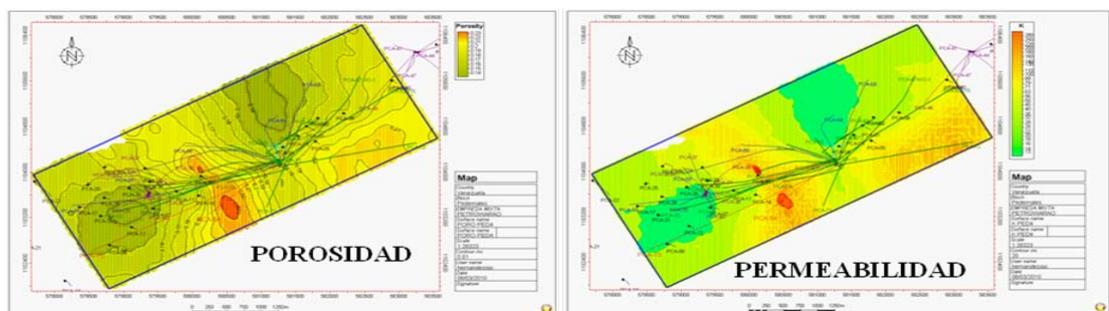


Figura B.2. Mapa de porosidad y permeabilidad al tope de PED4.

❖ PED3

La secuencia PED 3 evidencia pocos cuerpos arenosos hacia el centro y buzamiento arriba, los cuales muestran baja saturación de agua (24-42%). Esta secuencia presenta mejor calidad y distribución de porosidad (21-26%) y permeabilidad (100-790md) en comparación a la secuencia PED4, tal como se aprecia en la figura B.4, dado al menor contenido de arcilla.

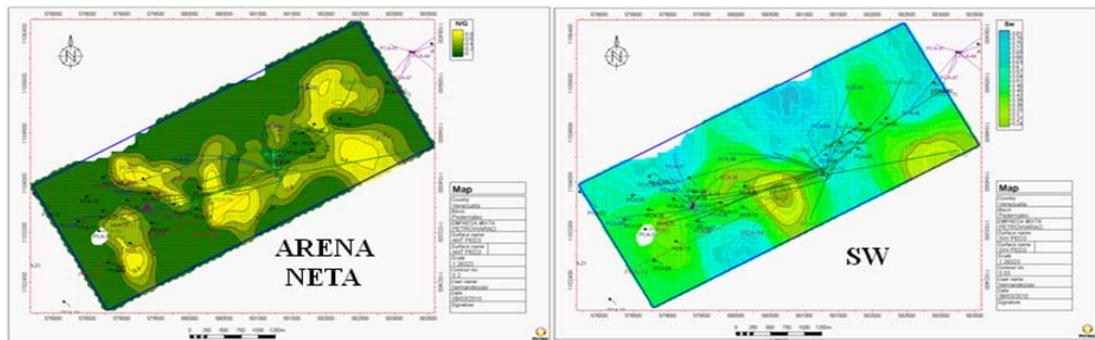


Figura B.3. Mapa de espesor de arena neta y saturación de agua al tope de PED3.

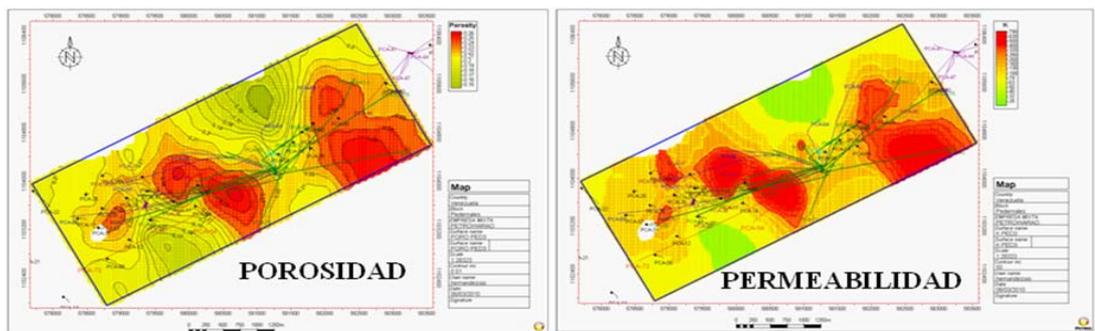


Figura B.4. Mapa de porosidad y permeabilidad al tope de PED3.

❖ PED2 INFERIOR

Presenta buen desarrollo de arena hacia la parte media del área y buzamiento arriba, con saturaciones de agua entre 20 y 40%, tal como se muestra en la figura B.5. Dichos desarrollos presentan porosidades entre 22-26% y permeabilidades alrededor de 100-790md. Sin embargo se muestra un deterioro de estas propiedades alrededor de área logrando restricción a la acumulación de hidrocarburo y movimiento de fluidos.

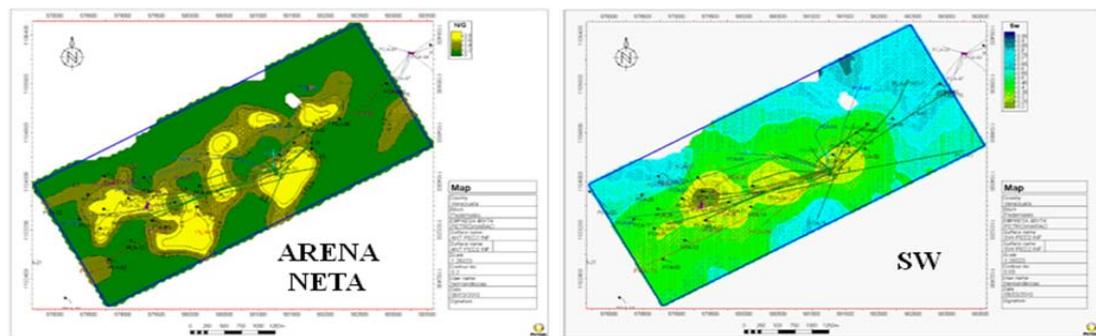


Figura B.5. Mapa de espesor de arena neta y saturación de agua al tope de PED2 inferior.

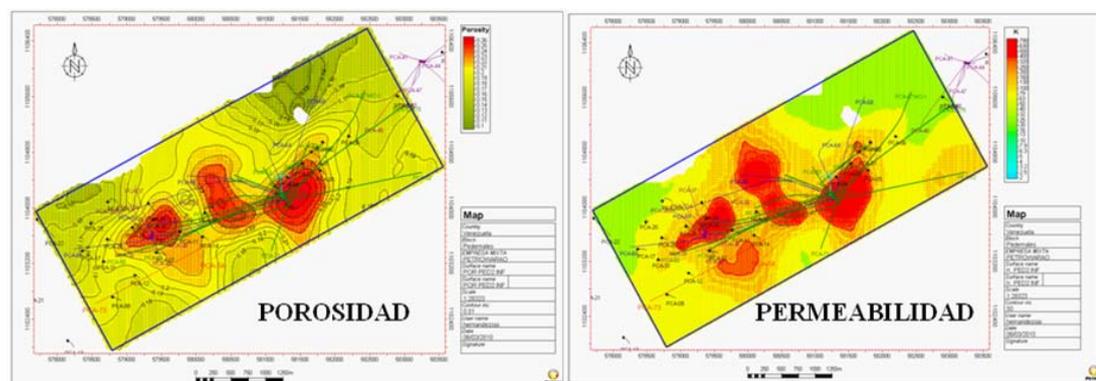


Figura B.6. Mapa de porosidad y permeabilidad al tope de PED2 inferior.

❖ PED2 SUPERIOR

La figura B.7, muestra buenos cuerpos arenosos interconectados en áreas pertenecientes al bloque P2-5, en cambio hacia P2-6 se presenta menor distribución de arena. Dichos cuerpos presentan saturaciones de agua entre 15-35%, no obstante buzamiento abajo se presenta áreas con altas concentraciones de agua siendo más afectado hacia el bloque P2-6.

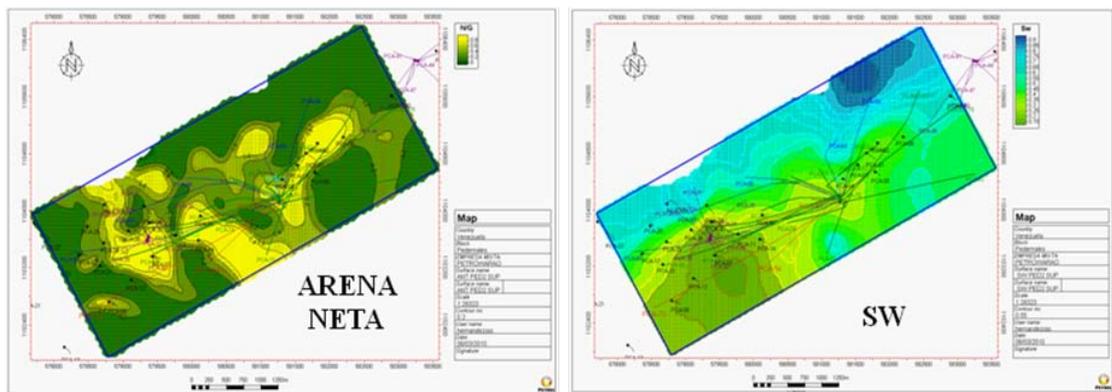


Figura B.7. Mapa de espesor de arena neta y saturación de agua al tope de PED2 superior.

A su vez, esta secuencia presenta excelentes calidad de porosidad, entre 23-30% para áreas localizadas buzamiento arriba, hacia el Sureste y suroeste. De la misma manera esto se correlaciona con excelentes permeabilidades (150-2500md) que contribuye al movimiento de flujo de fluidos. Esto se aprecia en la figura B.8.

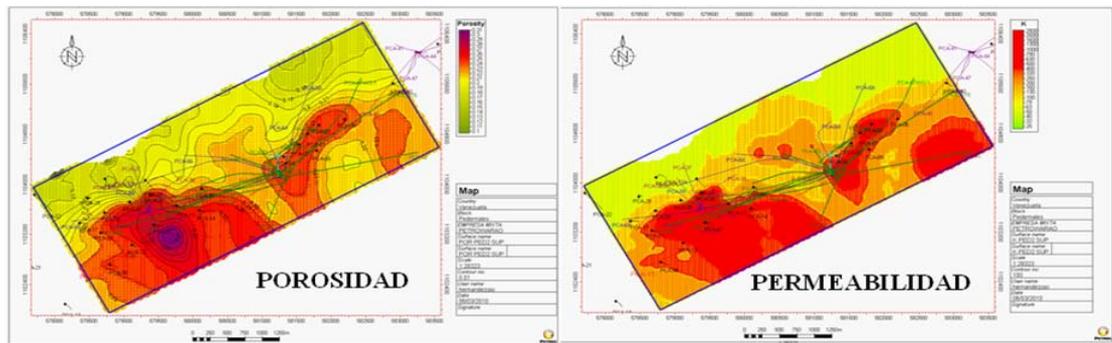


Figura B.8. Mapa de porosidad y permeabilidad al tope de PED2 superior.

❖ PED1 INFERIOR

Esta secuencia presenta distribución de cuerpo arenoso a lo largo del área, sin embargo presenta baja saturación de agua hacia el bloque P2-5, en comparación con P2-6, tal como se evidencia en la figura B.9.

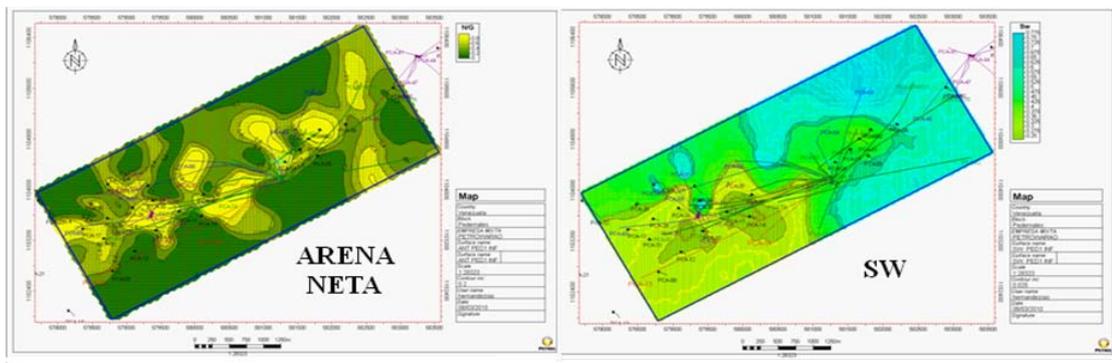


Figura B.9. Mapa de espesor de arena neta y saturación de agua al tope de PED1 inferior.

En la figura B.10, se muestra excelente distribución de porosidad y permeabilidad a lo largo del área, siendo mayor hacia el bloque P2-5. Esto favorece la comunicación lateral en esta secuencia.

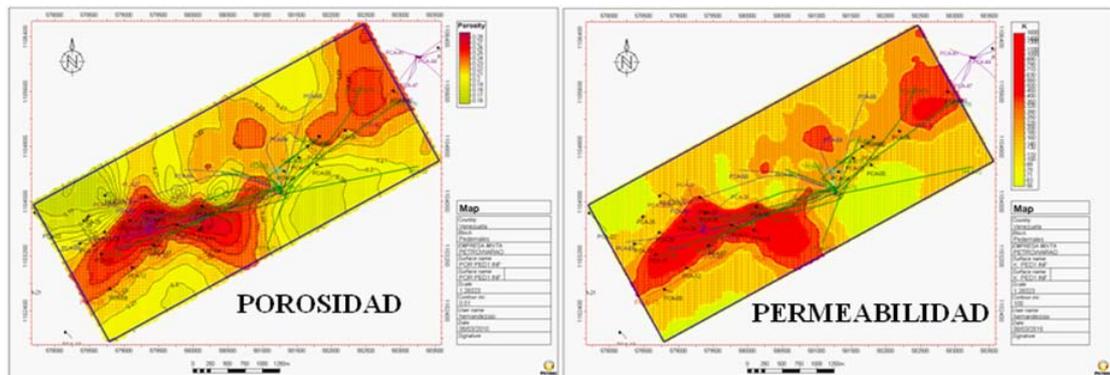


Figura B.10. Mapa de porosidad y permeabilidad al tope de PED1 inferior.

En las secuencias PED 3 y PED 4, la distribución de arena neta es menor, en comparación a las secuencias PED 1 y 2, dado que presentan mayor influencia de arcillas por lo que se consideran de pobre conexión lateral. Por ende presentan menor distribución de porosidad y permeabilidad que afecta directamente a la acumulación de hidrocarburo y restricción en los canales de flujo de fluido.

APÉNDICE C

**ESTADOS DE LOS POZOS DEL ÁREA PCA
HISTÓRICOS DE INYECCIÓN DE GAS POR POZO
FACTOR DE REEMPLAZO MENSUAL
HISTORIA DE PRESIONES**

Tabla C.1. Pozos del área PCA.

POZO	YACIMIENTO	ESTADO	CONDICIÓN
PCA-49	P2-5	Productor Activo	Flujo Natural
PCA-50	P2-6	Productor Activo	Flujo Natural
PCA-51	P2-5	Productor Activo	Gas Lift
PCA-53	P2-5	Productor Activo	Gas Lift
PCA-55	P2-5	Productor Activo	Flujo Natural
PCA-57	P2-6	Productor Activo	Flujo Natural
PCA-60	P2-5	Productor Activo	Flujo Natural
PCA-62	P2-6	Productor Activo	Gas Lift
PCA-67	P2-6	Productor Activo	Gas Lift
PCA-70	P2-6	Productor Activo	Flujo Natural
PCA-71	P2-5	Productor Activo	Flujo Natural
PCA-74	P2-5	Productor Activo	Flujo Natural
PCA-63	P2-6	Inactivo	Reparación Mayor Subsuelo
PCA-65	P2-6	Inactivo	Reparación Mayor Subsuelo
PCA-72	P2-6	Inactivo	Reparación Mayor Subsuelo
PCF-5	P2-6	Inactivo	Reparación Menor Subsuelo
PCA-54	P2-5	Inyector Activo	Inyector Gas
PCA-56	P2-5	Inyector Activo	Inyector Agua
PCA-59	P2-5	Inyector Cerrado	Inyector Agua
PCA-61	P2-6	Inyector Activo	Inyector Gas
PCA-73	P2-5	Inyector Activo	Inyector Gas
PCA-1	P2-6	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA-2	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA-3	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA-4	P2-6	Abandonado	Razones Económicas

PCA-5	P2-6	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA-6	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA-7	P2-5	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA-9	P2-5	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA-10	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA-11	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA-12	P2-5	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA-13	P2-5	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA-14	P2-5	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA- 17	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 20	P2-6	Abandonado	Razones De Yacimiento
PCA -20A	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 23	P2-5	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA- 24	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 25	P2-5	Abandonado	Razón Económicas
PCA- 26	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 27	P2-5	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA- 28	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 30	P2-5	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCA- 31	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA -32	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 33A	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 34	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 35	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 36	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 37	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA -38	P2-6	Abandonado	Razones Económicas

POZO	YACIMIENTO	ESTADO	CONDICIÓN
PCA- 38A	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 39	P2-5	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 64	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 66	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 68	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCA- 69	P2-5	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCC- 1	P2-6	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCC- 2	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCC- 3	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCC- 4	P2-6	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCC- 5	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCC- 6	P2-6	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCC- 7	P2-6	Abandonado	Razones Económicas
PCC- 8	P2-6	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCC -9	P2-6	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCC -10	P2-6	Abandonado	Razones de Yacimiento
PCC -11	P2-6	Abandonado	Razones de Yacimiento

Tabla C.2 Histórico de Inyección del Pozo PCA-54.

Fecha	Qiny (MMPCD)	WHP (psia)	Vol inyección (MMPCN)	Giny (MMMPCN)
30/09/1995	3102	1938	93066	0.093
31/10/1995	9074	2160	281297	0.374
30/11/1995	9199	2332	275961	0.650
31/12/1995	5798	1721	179730	0.830
31/01/1996	10670	2582	330765	1.161
29/02/1996	12353	2810	358234	1.519
31/03/1996	11284	2476	349803	1.869
30/04/1996	8127	1555	243813	2.113
31/05/1996	20731	3110	642669	2.755
30/06/1996	589	3200	17669	2.773
31/07/1996	0	0	0	2.773
31/08/1996	0	0	0	2.773
30/09/1996	0	0	0	2.773
31/10/1996	0	0	0	2.773
30/11/1996	0	0	0	2.773
31/12/1996	4183	2485	129678	2.903
31/01/1997	9621	2356	298265	3.201

28/02/1997	3066	1835	85839	3.287
31/03/1997	986	2410	30576	3.317
31/05/1997	0	0	0	3.317
30/06/1997	0	0	0	3.317
31/07/1997	0	0	0	3.317
31/08/1997	0	0	0	3.317
30/09/1997	0	0	0	3.317
31/10/1997	0	0	0	3.317
30/11/1997	0	0	0	3.317
31/12/1997	0	0	0	3.317
31/01/1998	0	0	0	3.317
28/02/1998	0	0	0	3.317
31/03/1998	0	0	0	3.317
30/04/1998	0	0	0	3.317
31/05/1998	0	0	0	3.317
30/06/1998	0	0	0	3.317
31/07/1998	0	0	0	3.317
31/08/1998	0	0	0	3.317
30/09/1998	0	0	0	3.317
31/10/1998	121	2650	3764	3.321
30/11/1998	20571	2735	617131	3.938

30/11/1998	20571	2735	617131	3.938
31/12/1998	0	0	0	3.938
31/01/1999	0	0	0	3.938
28/02/1999	0	0	0	3.938
31/03/1999	0	0	0	3.938
30/04/1999	5210	2667	156311	4.095
31/05/1999	860	2467	26669	4.121
30/06/1999	14281	2540	428443	4.550
31/07/1999	12391	2533	384115	4.934
31/08/1999	13208	2740	409446	5.343
30/09/1999	5508	2604	165254	5.508
31/10/1999	2932	2512	90882	5.599
30/11/1999	0	0	0	5.599
31/12/1999	0	0	0	5.599
31/01/2000	0	0	0	5.599
29/02/2000	0	0	0	5.599
31/03/2000	2070	2338	64165	5.664
30/04/2000	9411	2360	282331	5.946
30/06/2000	13376	2653	401269	6.457
31/07/2000	13161	2667	408006	6.865
31/08/2000	12749	2667	395219	7.260

30/09/2000	14983	2731	449482	7.710
31/10/2000	9688	2567	300322	8.010
30/11/2000	5080	2624	152403	8.162
31/12/2000	11101	2615	344142	8.507
31/01/2001	6371	2549	197497	8.704
28/02/2001	9496	2559	265881	8.970
31/03/2001	10981	2642	340397	9.310
30/04/2001	9671	2674	290121	9.601
31/05/2001	8531	2670	264475	9.865
30/06/2001	9011	2659	270343	10.135
31/07/2001	3359	2630	104118	10.239
31/08/2001	411	2550	12726	10.252
30/09/2001	7428	2670	222839	10.475
31/10/2001	7394	2724	229199	10.704
30/11/2001	6928	2740	207835	10.912
31/12/2001	6321	2705	195964	11.108
31/01/2002	6426	2689	199198	11.307
28/02/2002	6969	2617	195138	11.502
31/03/2002	6532	2594	202501	11.705
30/04/2002	6291	2587	188725	11.894
31/05/2002	6234	2572	193243	12.087

30/06/2002	6292	2554	188770	12.276
31/07/2002	6889	2573	213573	12.489
31/08/2002	6381	2550	197813	12.687
30/09/2002	6186	2536	185578	12.873
31/10/2002	6170	2537	191275	13.064
30/11/2002	6321	2547	189624	13.253
31/12/2002	6412	2538	198778	13.452
31/01/2003	6605	2545	204741	13.657
28/02/2003	7435	2518	208190	13.865
31/03/2003	8004	2546	248109	14.113
31/04/2003	7903	2413	237080	14.350
31/05/2003	7902	2474	244949	14.595
30/06/2003	8189	2457	245683	14.841
31/07/2003	8190	2439	253877	15.095
31/08/2003	8770	2463	271861	15.367
30/09/2003	9056	2455	271694	15.638
31/10/2003	11970	2469	371062	16.009
30/11/2003	5028	2388	150844	16.160
31/12/2003	10375	2450	321633	16.482
31/01/2004	10215	2524	316655	16.799
29/02/2004	10638	2590	308516	17.107

31/03/2004	12733	2627	394725	17.502
30/04/2004	13053	2641	391575	17.893
31/05/2004	12551	2608	389074	18.282
30/06/2004	12565	2637	376963	18.659
31/07/2004	13508	2606	418761	19.078
31/08/2004	11759	2644	364522	19.443
30/09/2004	12872	2650	386159	19.829
31/10/2004	13787	2762	427394	20.256
30/11/2004	12721	2741	381625	20.638
31/12/2004	13717	2757	425222	21.063
31/01/2005	12143	2779	376445	21.440
28/02/2005	12216	2722	342042	21.782
31/03/2005	11037	2744	342144	22.124
30/04/2005	9914	2671	297423	22.421
31/05/2005	11010	2694	341305	22.762
30/06/2005	11237	2716	337109	23.100
31/07/2005	10702	2654	331747	23.431
31/08/2005	13939	2736	432120	23.863
30/09/2005	13600	2723	407992	24.271
31/10/2005	13117	2741	406630	24.678
30/11/2005	12977	2689	389317	25.067

31/12/2005	11260	2624	349061	25.416
31/01/2006	10417	2601	322941	25.739
28/02/2006	10414	2648	291583	26.031
31/03/2006	10268	2555	318317	26.349
30/04/2006	10253	2578	307596	26.657
31/05/2006	13738	2711	425873	27.083
30/06/2006	7987	2618	239614	27.322
31/07/2006	9040	2541	280241	27.603
31/08/2006	7576	2523	234856	27.837
30/09/2006	12022	2560	360674	28.198
31/10/2006	11217	2573	347733	28.546
30/11/2006	9633	2534	289003	28.835
31/12/2006	8661	2564	268488	29.103
31/01/2007	10037	2575	311155	29.415
31/02/2007	10696	2578	299491	29.714
31/03/2007	11057	2560	342764	30.057
30/04/2007	10148	2556	304438	30.361
31/05/2007	9714	2521	301140	30.662
30/06/2007	10816	2518	324471	30.987
31/07/2007	5968	2443	185005	31.172
31/08/2007	5958	2480	184709	31.357

30/09/2007	6576	2499	197267	31.554
31/10/2007	7467	2487	231484	31.785
30/11/2007	5716	2426	171485	31.957
31/12/2007	5946	2443	184336	32.141
31/01/2008	6030	2364	186934	32.328
29/02/2008	7596	2389	220273	32.548
31/03/2008	9500	2398	294506	32.843
30/04/2008	9343	2388	280298	33.123
31/05/2008	13444	2547	416758	33.540
30/06/2008	14167	2655	425014	33.965
31/07/2008	12979	2558	402361	34.367
31/08/2008	9906	2601	307080	34.674
30/09/2008	14284	2633	428527	35.103
31/10/2008	15349	2683	475809	35.579
30/11/2008	15748	2689	472429	36.051
31/12/2008	15952	2768	494504	36.546
31/01/2009	14307	2729	443512	36.989
28/02/2009	16806	2759	470565	37.460
31/03/2009	13681	2791	424110	37.884
30/04/2009	13169	2684	395068	38.279
31/05/2009	17849	2816	553334	38.832

30/06/2009	16845	2764	505349	39.338
31/07/2009	18191	2859	563929	39.901
31/08/2009	16173	2881	501367	40.403
30/09/2009	2816	2816	84469	40.487
31/10/2009	8405	1871	260549	40.748
30/11/2009	14904	2692	447112	41.195
31/12/2009	16697	2775	517603	41.713
31/01/2010	17324	2828	537045	42.250
28/02/2010	9723	2632	272247	42.522
31/03/2010	12752	2547	395318	42.917
30/04/2010	16676	2739	500292	43.417
31/05/2010	15366	2738	476347	43.894
30/06/2010	16313	2760	489398	44.383

Tabla C.3 Históricos de Inyección del Pozo PCA-73.

Fecha	Qiny (MMPCD)	WHP (psia)	Vol.inyeccin (MMPCN)	Giny (MMPCN)
30/11/1998	3936	2026	118077	0.118
31/12/1998	26495	2194	821347	0.939
31/01/1999	26178	2358	811507	1.751
28/02/1999	25645	2424	718067	2.469
31/03/1999	21938	2355	680064	3.149
30/04/1999	24100	2305	722987	3.872
31/05/1999	10379	2240	321755	4.194
30/06/1999	9703	2114	291086	4.485
31/07/1999	11703	2050	362798	4.848
31/08/1999	12552	2076	389098	5.237
30/09/1999	9276	2047	278292	5.515
31/10/1999	12321	2050	381940	5.897
30/11/1999	16822	2147	504674	6.402
31/12/1999	10597	2067	328510	6.730
31/01/2000	10959	2098	339722	7.070
29/02/2000	16555	2246	480087	7.550
31/03/2000	14546	2292	450923	8.001

30/04/2000	10300	2250	309005	8.310
31/05/2000	18273	2258	566453	8.876
30/06/2000	11705	2316	351135	9.228
31/07/2000	11052	2377	342625	9.570
31/08/2000	10254	2377	317875	9.888
30/09/2000	14347	2560	430400	10.318
31/10/2000	20134	2489	624158	10.943
30/11/2000	6919	2438	207578	11.150
31/12/2000	12886	2508	399465	11.550
31/01/2001	9933	2439	307920	11.858
28/02/2001	13692	2410	383371	12.241
31/03/2001	16621	2505	515245	12.756
30/04/2001	16806	2408	504181	13.260
31/05/2001	18209	2465	564485	13.825
30/06/2001	16625	2400	498763	14.324
31/07/2001	19634	2450	608642	14.932
31/08/2001	20774	2531	643984	15.576
30/09/2001	16809	2535	504280	16.080
31/10/2001	16559	2500	513321	16.594
30/11/2001	16327	2492	489796	17.084

31/12/2001	17413	2500	539804	17.623
31/01/2002	18316	2500	567790	18.191
28/02/2002	18251	2450	511038	18.702
31/03/2002	18018	2437	558561	19.261
30/04/2002	19183	2413	575487	19.836
31/05/2002	18051	2403	559573	20.396
30/06/2002	18359	2420	550758	20.947
31/07/2002	19778	2419	613111	21.560
30/09/2002	18326	2400	549793	22.682
31/10/2002	17620	2412	546220	23.228
30/11/2002	17296	2436	518885	23.747
31/12/2002	18318	2431	567858	24.315
31/01/2003	18551	2404	575093	24.890
28/02/2003	18041	2416	505160	25.395
31/03/2003	18016	2418	558482	25.953
30/04/2003	19057	2374	571723	26.525
31/05/2003	21371	2431	662488	27.188
31/07/2003	19070	2372	591156	28.424
31/08/2003	15864	2364	491779	28.916
30/09/2003	14385	2373	431541	29.348

31/10/2003	14788	2388	458420	29.806
30/11/2003	11733	2412	351993	30.158
31/12/2003	12336	2456	382426	30.540
31/01/2004	10644	2494	329973	30.870
29/02/2004	6999	2448	202961	31.073
31/03/2004	6369	2587	197431	31.271
30/04/2004	6195	2566	185859	31.457
31/05/2004	6403	2531	198479	31.655
30/06/2004	6279	2545	188382	31.843
31/07/2004	4669	2556	144725	31.988
31/08/2004	6773	2553	209959	32.198
30/09/2004	5793	2553	173776	32.372
31/10/2004	4782	2635	148242	32.520
30/11/2004	4942	2624	148250	32.668
31/12/2004	4301	2627	133317	32.802
28/02/2005	6601	2611	184838	33.180
31/03/2005	10252	2576	317818	33.498
30/04/2005	10097	2512	302920	33.801
31/05/2005	11362	2566	352230	34.153
30/06/2005	7057	2574	211720	34.364

31/07/2005	12963	2531	401862	34.766
31/08/2005	7548	2570	233973	35.000
30/09/2005	7870	2560	236088	35.236
31/10/2005	9917	2552	307428	35.544
30/11/2005	11053	2521	331604	35.875
31/12/2005	13503	2530	418589	36.294
31/01/2006	14243	2500	441545	36.736
28/02/2006	15631	2520	437663	37.173
31/03/2006	14288	2487	442933	37.616
30/04/2006	11800	2496	353987	37.970
31/05/2006	10296	2570	319185	38.289
30/06/2006	13957	2455	418709	38.708
31/07/2006	14530	2464	450443	39.158
31/08/2006	9236	2419	286318	39.445
30/09/2006	3037	2485	91103	39.536
31/10/2006	2477	2469	76787	39.613
30/11/2006	4771	2410	143138	39.756
31/12/2006	6503	2345	201597	39.957
31/01/2007	6458	2369	200189	40.158
28/02/2007	6463	2398	180968	40.339

31/03/2007	5587	2468	173188	40.512
30/04/2007	5220	2408	156604	40.668
31/05/2007	3563	2461	110462	40.779
30/06/2007	4642	2469	139264	40.918
31/07/2007	3845	2401	119198	41.037
31/08/2007	3695	2409	114531	41.152
30/09/2007	3315	2397	99450	41.251
31/10/2007	4118	2384	127662	41.379
30/11/2007	3689	2327	110656	41.490
31/12/2007	5376	2307	166654	41.656
31/01/2008	5894	2277	182728	41.839
29/02/2008	7281	2308	211149	42.050
31/03/2008	4055	2338	125705	42.176
30/04/2008	4789	2362	143678	42.319
31/05/2008	4419	2533	137002	42.456
30/06/2008	5529	2590	165869	42.622
31/07/2008	7868	2531	243894	42.866
31/08/2008	6741	2415	208965	43.075
30/09/2008	4722	2506	141653	43.217
31/10/2008	4526	2693	140297	43.357

30/11/2008	5325	2658	159747	43.517
31/12/2008	6179	2584	191535	43.708
31/01/2009	5880	2400	182271	43.891
28/02/2009	6056	2688	169578	44.060
31/03/2009	5043	2721	156320	44.217
30/04/2009	5572	2581	167149	44.384
31/05/2009	3692	2732	114464	44.498
30/06/2009	7271	2782	218136	44.716
31/07/2009	7908	2883	245150	44.962
30/09/2009	1541	2331	46224	45.275
31/10/2009	2899	2406	89881	45.365
30/11/2009	4665	2645	139963	45.505
31/12/2009	5331	2711	165263	45.670
31/01/2010	7570	2617	234683	45.904
28/02/2010	6759	2589	189238	46.094
31/03/2010	7164	2647	222070	46.316
30/04/2010	5766	2789	172982	46.489
31/05/2010	6221	2681	192837	46.682
30/06/2010	8945	2551	268364	46.950

Tabla C.4 Histórico de Inyección del Pozo PCA-49.

Fecha	Qiny (MMPCD)	WHP (psia)	Vol.Inyección (MMPCN)	Giny (MMMPCN)
30/06/1996	8228	1699	246842	0.247
31/07/1996	9282	1931	287754	0.535
31/08/1996	14721	1972	456337	0.991
30/09/1996	19644	2128	589321	1.580
31/10/1996	23117	2326	716621	2.297
30/11/1996	25674	2301	770230	3.067
31/12/1996	27973	2462	867151	3.934
31/01/1997	25066	2248	777050	4.711
28/02/1997	24132	2330	675701	5.387
31/03/1997	24655	2336	764320	6.151
30/04/1997	30211	2436	906324	7.058
31/05/1997	21219	2159	657804	7.715
30/06/1997	3841	1892	115238	7.831
31/07/1997	512	1839	15887	7.847

Tabla C.5 Histórico de Inyección del Pozo PCA-61.

Fecha	Qiny (MMPCD)	WHP (psia)	Vol. inyección (MMPCN)	Giny (MMMPCN)
30/06/1997	30,3	1645	666	0.666
31/07/1997	32	1855	960	1626
31/08/1997	33	2022	962	2.588
30/09/1997	31	2136	885	3.472
31/10/1997	31	2271	930	4.402
30/11/1997	25	2321	733	5.135
31/12/1997	28	2422	754	5.889
31/01/1998	0	0	0	5.889
28/02/1998	31	2448	458	6.347
31/03/1998	20	2498	601	6.948
30/04/1998	27	2575	791	7.740
31/05/1998	28	2613	841	8.581
30/06/1998	28	2713	820	9.401
31/07/1998	28	2861	845	10.246
31/08/1998	0	2760	10	10.256
30/09/1998	26	2805	446	10.702
31/10/1998	26	2929	756	11.458

30/11/1998	7	2950	7	11.465
31/12/1998	0	0	0	11.465
28/02/1999	0	0	0	11.465
31/03/1999	0	0	0	11.465
30/04/1999	0	0	0	11.465
31/05/1999	11	2515	277	11.742
30/06/1999	18	2388	36	11.778
31/07/1999	0	0	0	11.778
31/08/1999	0	0	0	11.778
30/09/1999	0	0	0	11.778
31/10/1999	0	0	0	11.778
30/11/1999	0	0	0	11.778
31/12/1999	0	0	0	11.778
31/01/2000	0	0	0	11.778
29/02/2000	0	0	0	11.778
31/03/2000	0	0	0	11.778
30/04/2000	0	0	0	11.778
31/05/2000	0	0	0	11.778
30/06/2000	0	0	0	11.778
31/07/2000	0	0	0	11.778
31/08/2000	0	0	0	11.778

30/09/2000	0	0	0	11.778
31/10/2000	15	2197	470	12.248
30/11/2000	11	2240	325	12.573
31/12/2000	13	2249	323	12.896
31/01/2001	18	2322	527	13.423
28/02/2001	14	2392	388	13.811
31/03/2001	18	2427	568	14.379
30/04/2001	19	2497	565	14.944
31/05/2001	17	2500	518	15.462
30/06/2001	15	2506	465	15.927
31/07/2001	17	2532	524	16.451
31/08/2001	20	2618	614	17.065
30/09/2001	16	2597	473	17.538
31/10/2001	14	2587	431	17.968
30/11/2001	12	2593	373	18.341
31/12/2001	13	2600	399	18.740
31/01/2002	16	2589	483	19.223
28/02/2002	17	2506	473	19.696
31/03/2002	16	2497	491	20.187
30/04/2002	17	2500	514	20.701
31/05/2002	16	2500	485	21.185

30/06/2002	16	2500	487	21.673
31/07/2002	17	2515	539	22.212
31/08/2002	16	2500	496	22.708
30/09/2002	16	2493	476	23.183
31/10/2002	16	2492	490	23.673
30/11/2002	15	2500	462	24.136
31/12/2002	16	2505	502	24.638
31/01/2003	16	2497	503	25.141
28/02/2003	16	2500	444	25.585
31/03/2003	15	2500	476	26.061
30/04/2003	17	2412	515	26.576
31/05/2003	15	2480	469	27.044
30/06/2003	14	2448	418	27.463
31/07/2003	16	2421	504	27.967
31/08/2003	16	2447	482	28.449
30/09/2003	15	2454	462	28.911
31/10/2003	8	2434	260	29.171
30/11/2003	9	2408	259	29.430
31/12/2003	16	2455	505	29.935
31/01/2004	18	2494	570	30.505
29/02/2004	18	2547	522	31.027

31/03/2004	21	2627	649	31.676
30/04/2004	22	2639	674	32.350
31/05/2004	22	2600	670	33.020
30/06/2004	23	2637	691	33.711
31/07/2004	24	2606	754	34.465
31/08/2004	25	2642	763	35.228
30/09/2004	24	2635	731	35.959
31/10/2004	23	2574	726	36.685
30/11/2004	22	2565	655	37.340
31/12/2004	24	2576	733	38.073
31/01/2005	21	2565	666	38.739
28/02/2005	21	2509	581	39.320
31/03/2005	19	2470	582	39.902
30/04/2005	18	2352	539	40.441
31/05/2005	19	2407	589	41.030
30/06/2005	21	2400	636	41.666
31/07/2005	22	2397	673	42.339
31/08/2005	20	2395	633	42.972
30/09/2005	19	2390	572	43.544
31/10/2005	17	2384	531	44.075
30/11/2005	15	2366	442	44.517

31/12/2005	16	2390	499	45.017
31/01/2006	16	2343	484	45.501
28/02/2006	16	2358	452	45.953
31/03/2006	16	2327	487	46.440
30/04/2006	15	2347	447	46.887
31/05/2006	17	2355	537	47.424
30/06/2006	15	2361	437	47.861
31/07/2006	14	2315	429	48.290
31/08/2006	11	2341	346	48.636
30/09/2006	15	3037	445	49.081
31/10/2006	15	2310	478	49.559
30/11/2006	11	2319	335	49.894
31/12/2006	12	2298	368	50.262
31/01/2007	14	2270	427	50.689
28/02/2007	13	2238	365	51.054
31/03/2007	13	2239	416	51.470
30/04/2007	14	2234	416	51.886
31/05/2007	15	2192	464	52.351
30/06/2007	17	2238	516	52.866
31/07/2007	15	2238	468	53.334
31/08/2007	12	2384	385	53.719

30/09/2007	13	2341	378	54.097
31/10/2007	13	2576	394	54.491
30/11/2007	11	2239	345	54.836
31/12/2007	9	2341	292	55.127
31/01/2008	7	2347	218	55.345
29/02/2008	5	2407	146	55.492
31/03/2008	6	2238	192	55.684
30/04/2008	6	2341	170	55.853
31/05/2008	8	2576	260	56.113
30/06/2008	9	2239	262	56.376
31/07/2008	9	2361	273	56.649
31/08/2008	13	2576	396	57.044
30/09/2008	12		362	57.406
31/10/2008	9		276	57.682
30/11/2008	10		291	57.974
31/12/2008	8		253	58.227
31/01/2009	7		209	58.436
28/02/2009	2		51	58.487

Tabla C.6. Factor de Reemplazo del Yacimiento P2-5.

Fecha	GI (MPCN)	NP (BN)	RGP (PCN/BN)	WP (BNA)	FR
Sep-95	93066	81944	1145	8498	1,0
Oct-95	281297	137893	1400	3495	1,5
Nov-95	275961	197263	1454	1978	1,0
Dic-95	179730	143486	1580	1261	0,8
Ene-96	330765	226208	1302	2802	1,2
Feb-96	358234	197745	1106	2614	1,7
Mar-96	349803	160956	1165	2064	2,0
Abr-96	243813	142641	1388	1916	1,3
May-96	642669	297598	1382	9879	1,6
Jun-96	264511	255411	562	12147	2,0
Jul-96	287754	254596	642	11739	1,9
Ago-96	456337	237076	569	18015	3,7
Sep-96	589321	258350	762	19117	3,2
Oct-96	716621	238984	877	20744	3,6
Nov-96	770230	258341	1026	27192	3,1
Dic-96	996829	294346	1415	33446	2,5
Ene-97	1075315	278911	2793	23909	1,4
Feb-97	761540	253642	2349	27473	1,3

Mar-97	794896	310765	1611	42067	1,6
Abr-97	906324	341697	2060	39908	1,3
May-97	657804	227549	1773	32122	1,7
Jun-97	115238	252583	1196	21530	0,4
Jul-97	15887	282218	2032	31836	0,0
Ago-97	0	302125	2243	39954	0,0
Sep-97	0	327980	2328	44830	0,0
Oct-97	0	284188	2558	49798	0,0
Nov-97	0	255199	2241	36304	0,0
Dic-97	84920	314183	2163	39905	0,1
Ene-98	894198	286127	1973	42111	1,6
Feb-98	327985	272633	2501	32789	0,5
Mar-98		232640	2079	29971	0,0
Abr-98		276739	2081	34578	0,0
May-98	576	326934	1868	44832	0,0
Jun-98		274143	2204	24568	0,0
Jul-98		268742	3149	23173	0,0
Ago-98	884930	251910	3580	25844	1,0
Sep-98	355899	188319	3320	20897	0,6
Oct-98	3764	225130	3576	19901	0,0
Nov-98	742441	203046	4136	12214	0,9

Dic-98	821347	218574	2805	15218	1,4
Ene-99	811507	276421	2421	33656	1,2
Feb-99	718067	231206	2684	22360	1,2
Mar-99	680064	259560	3087	14108	0,9
Abr-99	879298	265560	2783	18464	1,2
May-99	348424	288367	2578	27072	0,5
Jun-99	719529	271995	3029	28510	0,9
Jul-99	746913	244671	3086	26930	1,0
Ago-99	798544	280728	3514	35535	0,8
Sep-99	443546	138566	3348	12860	1,0
Oct-99	472822	173001	2318	16939	1,2
Nov-99	504674	196968	3175	28809	0,8
Dic-99	328510	150165	2477	22130	0,9
Ene-00	339722	140587	3691	20509	0,7
Feb-00	480087	169547	2631	25498	1,1
Mar-00	515088	182257	3285	27063	0,9
Abr-00	591336	152714	3605	0	1,1
May-00	676347	187709	3657	23574	1,0
Jun-00	752404	190983	4793	22951	0,8
Jul-00	750631	176313	5091	26374	0,8
Ago-00	713094	179729	5485	23675	0,7

Sep-00	879882	160679	5123	25681	1,1
Oct-00	924480	135695	6711	31164	1,0
Nov-00	359981	134197	5484	25329	0,5
Dic-00	743607	127396	5669	20990	1,0
Ene-01	505417	131047	5356	37027	0,7
Feb-01	649252	126670	5576	24483	0,9
Mar-01	855642	158088	6189	29617	0,9
Abr-01	794302	141713	6257	32049	0,9
May-01	828960	138130	6040	27968	1,0
Jun-01	769106	133921	5733	25595	1,0
Jul-01	712760	142039	5741	28993	0,9
Ago-01	656710	136710	5639	31344	0,9
Sep-01	727119	126357	5733	27667	1,0
Oct-01	742520	133408	4665	28284	1,2
Nov-01	697631	124642	4894	26592	1,2
Dic-01	735768	131317	4885	39908	1,2
Ene-02	766988	137107	4766	31656	1,2
Feb-02	706176	120652	4808	22846	1,2
Mar-02	761062	135839	4480	28370	1,3
Abr-02	764212	129284	4730	27609	1,3
May-02	752816	126978	4839	27977	1,2

Jun-02	739528	115412	5099	31113	1,3
Jul-02	826684	120217	5639	36091	1,2
Ago-02	769944	113186	5011	34790	1,4
Sep-02	735371	111440	5090	34189	1,3
Oct-02	737495	118178	5382	32170	1,2
Nov-02	708509	111680	5828	32046	1,1
Dic-02	766636	109594	5433	31591	1,3
Ene-03	779834	105423	5648	28986	1,3
Feb-03	713350	96129	5684	21882	1,3
Mar-03	806591	104857	5674	23590	1,4
Abr-03	808803	101634	6702	23558	1,2
May-03	907437	120713	5337	25757	1,4
Jun-03	891169	112699	6066	27130	1,3
Jul-03	845033	110200	6857	26471	1,1
Ago-03	763640	120701	6026	26162	1,1
Sep-03	703235	101136	6831	22089	1,0
Oct-03	829482	91170	7038	22245	1,3
Nov-03	502837	67290	6519	14911	1,2
Dic-03	704059	82610	7826	22732	1,1
Ene-04	646628	78229	8481	22371	1,0
Feb-04	511477	69561	7665	21451	1,0

Mar-04	592156	76286	8948	22347	0,9
Abr-04	577434	73248	9183	20047	0,9
May-04	587553	71614	9358	20904	0,9
Jun-04	565345	72729	9546	19705	0,8
Jul-04	563486	81961	8980	23912	0,8
Ago-04	574481	80146	8659	20999	0,8
Sep-04	559935	76998	9032	21344	0,8
Oct-04	575636	78813	8733	24027	0,8
Nov-04	529875	77005	8318	20489	0,8
Dic-04	558539	77845	9202	20546	0,8
Ene-05	569649	80274	8029	24154	0,9
Feb-05	526880	65610	8855	17330	0,9
Mar-05	659962	67053	9657	17304	1,0
Abr-05	600343	64932	9309	17118	1,0
May-05	693535	76162	9184	26065	1,0
Jun-05	548829	70238	9188	20168	0,9
Jul-05	733609	71844	11033	20794	0,9
Ago-05	666093	66104	12054	15795	0,8
Sep-05	644080	63632	12248	15985	0,8
Oct-05	714058	60902	12805	14998	0,9
Nov-05	720921	60932	11275	15936	1,1

Dic-05	767650	62233	11260	22119	1,1
Ene-06	764486	62368	11739	26496	1,0
Feb-06	729246	56725	12455	25590	1,0
Mar-06	761250	66113	11524	30122	1,0
Abr-06	661583	61708	10778	28259	1,0
May-06	745058	67617	10828	32423	1,0
Jun-06	658323	63667	10336	24608	1,0
Jul-06	730684	65803	10292	28040	1,1
Ago-06	521174	64341	9012	28150	0,9
Sep-06	451777	63857	9946	29343	0,7
Oct-06	424520	60858	10877	24796	0,6
Nov-06	432141	58935	10024	26255	0,7
Dic-06	470085	59862	10126	35283	0,8
Ene-07	511344	57647	10899	33142	0,8
Feb-07	480459	50310	11709	26521	0,8
Mar-07	515952	51220	11664	20047	0,9
Abr-07	461042	42777	11344	7965	1,0
May-07	411602	48658	8399	15374	1,0
Jun-07	463735	49292	8004	19373	1,2
Jul-07	304203	50344	7988	20815	0,8
Ago-07	299240	50779	7996	17545	0,7

Sep-07	296717	47601	8103	14285	0,8
Oct-07	359146	53387	6602	15484	1,0
Nov-07	282141	58252	5921	18503	0,8
Dic-07	350990	58187	6881	18740	0,9
Ene-08	369662	42996	8645	19184	1,0
Feb-08	431422	54431	7823	23034	1,0
Mar-08	420211	61438	7170	24812	1,0
Abr-08	423976	55744	7883	24287	1,0
May-08	553760	56219	7650	28950	1,3
Jun-08	590883	54233	6777	26361	1,6
Jul-08	646255	47616	8550	22924	1,6
Ago-08	516045	53776	9016	30625	1,1
Sep-08	570180	53150	8860	37819	1,2
Oct-08	616106	50647	8784	34828	1,4
Nov-08	632176	53432	8432	38412	1,4
Dic-08	686039	56125	8119	30780	1,5
Ene-09	625783	50271	8230	25688	1,5
Feb-09	640143	51852	7697	24510	1,6
Mar-09	580430	49263	8085	21002	1,5
Abr-09	562217	44900	8607	21876	1,5
May-09	667798	56216	7953	27507	1,5

Jun-09	723485	52994	8823	27524	1,5
Jul-09	809079	58956	8238	28377	1,7
Ago-09	768303	56529	8938	29260	1,5
Sep-09	130693	38392	7635	15002	0,4
Oct-09	350430	49181	6652	23887	1,1
Nov-09	587075	68397	6382	36358	1,3
Dic-09	682866	66406	6718	34426	1,5
Ene-10	771728	58296	8402	31119	1,6
Feb-10	461485	51123	9026	26925	1,0
Mar-10	617388	50814	9881	27223	1,2
Abr-10	673274	53351	8717	29405	1,4
May-10	669184	54155	9215	30321	1,3
Jun-10	757762	58039	8986	33077	1,5

Tabla C.7. Factor de Reemplazo del Yacimiento P2-5(Continuación).

FECHA	GI	NP	RGP	WP	FR
	(MPCN)	(BN)	(PCN/BN)	(BNA)	
jun-97	665547	245640	3102	2607	0,9
jul-97	960472	201810	2769	1020	1,8
ago-97	961513	145611	2745	408	2,5
sep-97	884625	86591	2877	71	3,7
oct-97	930215	145294	2288	108	2,9
nov-97	732599	145354	2570	76039	2,0
dic-97	753834	124040	2564	30740	2,4
ene-98		130276	3747	79273	0,0
feb-98	458265	70824	3185	164300	1,9
mar-98	601391	50178	3568	188592	3,1
abr-98	791248	63452	3349	150068	3,5
may-98	841120	73508	4293	123762	2,6
jun-98	820244	66389	4723	43673	2,6
jul-98	845179	40698	4716	24904	4,4
ago-98	10061	38557	4482	21554	0,1
sep-98	445660	64206	3847	7162	1,8
oct-98	755891	91988	4385	3	1,9

nov-98	7233	77481	10014	8	0,0
dic-98	0	91245	6915	13848	0,0
ene-99	0	72491	6839	38812	0,0
feb-99	0	61643	5891	17544	0,0
mar-99	0	78947	5795	23905	0,0
abr-99	0	89186	5008	51549	0,0
may-99	276833	61624	4651	44225	1,0
jun-99	35916	48945	5010	51747	0,1
jul-99	0	46079	4993	42776	0
ago-99	0	51354	4562	57780	0
sep-99	0	42743	4464	14803	0
oct-99	0	43817	4124	163	0
nov-99	0	27526	3725	87	0
dic-99	0	32046	6502	76	0
ene-00	0	32272	6299	17	0
feb-00	0	32296	3013	56	0
mar-00	0	27098	3219	0	0
abr-00	0	38499	2821	0	0
may-00	0	33947	4241	0	0
jun-00	0	37884	5743	2	0
jul-00	0	47960	4921	22	0

ago-00	0	51414	7839	10	0
sep-00	0	57635	8837	5682	0
oct-00	469971	52675	10402	0	0,9
nov-00	325401	53296	9169	0	0,7
dic-00	322588	53003	8545	0	0,7
ene-01	527184	64194	8587	0	1,0
feb-01	388040	62404	6933	5	0,9
mar-01	567706	75707	7342	34	1,0
abr-01	564876	78065	6441	24	1,1
may-01	518373	77509	6568	25	1,0
jun-01	464755	63011	7083	30	1,1
jul-01	523789	54975	6288	219	1,5
ago-01	614449	57886	7534	480	1,4
sep-01	472868	56122	6982	369	1,2
oct-01	430643	61220	7870	449	0,9
nov-01	372787	60729	7234	104	0,9
dic-01	398663	65714	7659	417	0,8
ene-02	483243	97326	6987	373	0,7
feb-02	472751	78992	8837	407	0,7
mar-02	490956	95852	8062	260	0,6
abr-02	513783	86413	8777	198	0,7

may-02	484722	89256	8815	190	0,6
jun-02	487395	88298	9278	183	0,6
jul-02	538980	93033	10271	649	0,6
ago-02	496020	85753	9822	635	0,6
sep-02	475677	72761	10655	372	0,6
oct-02	489935	67961	10024	373	0,7
nov-02	462370	53415	7412	262	1,2
dic-02	502252	69402	10220	364	0,7
ene-03	503104	57151	11679	677	0,8
feb-03	444078	53900	11544	589	0,7
mar-03	475787	56040	11594	358	0,7
abr-03	514521	52077	11154	394	0,9
may-03	468823	52794	10324	442	0,9
jun-03	418357	48268	10845	325	0,8
jul-03	504104	45541	12434	323	0,9
ago-03	481747	49132	10526	455	0,9
sep-03	462229	47657	9912	479	1,0
oct-03	260361	43733	10190	412	0,6
nov-03	258618	30690	10304	491	0,8
dic-03	505331	47186	12468	586	0,9
ene-04	570323	46639	12433	374	1,0

feb-04	521599	41457	12806	346	1,0
mar-04	649190	46566	13084	502	1,1
abr-04	674167	45091	13712	510	1,1
may-04	669913	44705	13766	406	1,1
jun-04	690697	39245	14993	377	1,2
jul-04	754377	43103	14051	604	1,3
ago-04	762551	45648	14120	478	1,2
sep-04	730931	43249	14268	431	1,2
oct-04	725960	48896	12954	660	1,2
nov-04	655163	45528	12921	618	1,1
dic-04	732827	48558	12833	694	1,2
ene-05	666319	48063	12554	627	1,1
feb-05	580515	43814	13097	302	1,0
mar-05	582165	48634	13206	307	0,9
abr-05	538769	40877	14250	303	0,9
may-05	589446	48672	13164	466	0,9
jun-05	635945	42701	13912	431	1,1
jul-05	673235	44745	15924	463	1,0
ago-05	632786	41194	14805	367	1,0
sep-05	571717	33851	14848	234	1,1
oct-05	531446	39455	13030	299	1,0

nov-05	442254	40516	12724	227	0,9
dic-05	499127	43878	13396	301	0,9
ene-06	484281	42327	12569	457	0,9
feb-06	452067	36378	13459	304	0,9
mar-06	486941	43260	11337	340	1,0
abr-06	447115	37031	12073	213	1,0
may-06	537256	41463	13922	283	0,9
jun-06	436809	35461	13366	220	0,9
jul-06	428607	40381	12885	287	0,8
ago-06	346116	37646	11653	393	0,8
sep-06	445321	40054	12963	426	0,9
oct-06	477522	37532	13993	323	0,9
nov-06	335335	37828	11933	357	0,7
dic-06	367725	41485	12729	814	0,7
ene-07	427005	41294	14364	685	0,7
feb-07	365463	36146	14923	606	0,7
mar-07	416189	37738	15553	536	0,7
abr-07	416218	33996	16203	305	0,8
may-07	464106	38988	16944	295	0,7
jun-07	515789	43137	16143	545	0,7
jul-07	467888	46066	15670	385	0,7

ago-07	385146	43809	15862	375	0,6
sep-07	377860	41372	12419	366	0,7
oct-07	393696	42510	13110	377	0,7
nov-07	344858	42000	14230	416	0,6
dic-07	291549	36233	10987	415	0,7
ene-08	217720	33021	13808	238	0,5
feb-08	146485	29823	11826	163	0,4
mar-08	192309	36968	10717	191	0,5
abr-08	169602	36552	11306	331	0,4
may-08	259719	47263	14279	428	0,4
jun-08	262369	46437	13252	362	0,4
jul-08	273088	40646	17058	205	0,4
ago-08	395578	46428	14051	258	0,6
sep-08	361796	45424	13617	512	0,6
oct-08	276397	42614	14397	521	0,5
nov-08	291351	46932	13465	660	0,5
dic-08	253082	50066	13322	542	0,4
feb-09	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Tabla C.8. Presiones del Yacimiento P2-5.

Pozo	PRUEBA			Temperatura °F	Gradiente lpc/pies	PRESION		
	Fecha	Tipo	Cierre Hrs			Herramienta lpc	Tope lpc	Datum 5500 pies lpc
PCA-39	10-may-94	Estática			0,365		2369	2415
PCA-40	24-may-94	Estática					2165	2165
PCA-49	17-sep-94	PBU	1	145	0,365		2504	2504
PCA-49	11-oct-94	Estática	22		0,371	7200	2422	2431
PCA-49	24-ene-95	PBU	8,5		0,365		2211	2451
PCA-49	05-dic-95	PBU	327		0,365	6230	1940	2189
PCA-49	28-dic-95	PBU	5	131	0,365	6240	1861	2108
PCA-49	22-jul-99	Estática	4			6250	1767	2011
PCA-51	31-mar-95	Estática	4,5		0,365	5500	2406	2406
PCA-51	05-abr-96	Estática	264	132	0,364	7667	1996	2259

Tabla C.8. Presiones del Yacimiento P2-5(Continuación).

		PRUEBA			PRESION			
Pozo	Fecha	Tipo	Cierre Hrs	Temperatura °F	Gradiente lpc/pies	Herramienta lpc	Tope perf lpc	Datum 5500 pies lpc
PCA-51	27-dic-00	Estática	24	139	0,36	5403	1679	1714
PCA-51	02-oct-01	Estática	24	140	0,36		1565	1623
PCA-53	26-jul-95	RFT			0,318	8614	2459	2409
PCA-53	28-dic-95	PBU	27		0,365	8502	2215	2191
PCA-53	08-jul-96	Estática	48				1875	1875
PCA-53	25-jul-99	Estática			0,04	8550	1641	1606
PCA-55	09-oct-95	IMPULSE	8,25		0,365	9238	2218	2346
PCA-55	10-oct-95	PBU	8,25	140	0,365	9238	2209	2335
PCA-55	10-oct-01	Estática	8,25	133			2098	2098
PCA-60	12-may-96	Estática	6,3	140	0,365	8000	2159	2196

Tabla C.8. Presiones del Yacimiento P2-5(Continuación).

PRUEBA			PRESION					
Pozo	Fecha	Tipo	Cierre Hrs	Temperatura °F	Gradiente lpc/pies	Herramienta lpc	Tope perf lpc	Datum 5500 pies lpc
PCA-60	16-dic-00	Estática	24	143	0,375	8260	1728	1698
PCA-60	06-nov-03	Estática		133	0,38	7550	1339	1487
PCA-69	10-mar-97	Estática			0,356	10580	2194	2154
PCA-60	12-nov-03	PBU	29	142	0,38	8280	1422	1387
PCA-69	10-mar-97	Estática			0,356	10580	2194	2154
PCA-71	12-sep-97	SFT			0,365		3200	3200
PCA-71	11-dic-00	Estática	3,5	120	0,355	4050	2562	3287
PCA-71	12-nov-03	Estática		116		3352	1974	2900
PCA-71	23-may-04	Estática		120		4070	1894	2613
PCA-73	09-nov-97	SFT			0,335		3271	3271

Tabla C.8. Presiones del Yacimiento P2-5(Continuación).

		PRUEBA			PRESION			
Pozo	Fecha	Tipo	Cierre Hrs	Temperatura °F	Gradiente lpc/pies	Herramienta lpc	Tope perf lpc	Datum 5500 pies lpc
PCA-73	17-nov-98	Estática	408		0,365	7108	1689	2195
PCA-74	07-dic-97	SFT			0,4	6395	2611	2715
PCA-74	24-jul-99	Estática	36		0,365	6115	1130	1533
PCA-74	10-dic-00	Estática	6,5	130	0,365	6115	1130	1300
PCA-74	01-dic-03	PBU	48	131	0,365	6100	615	789

Tabla C.8. Presiones del Yacimiento P2-6.

		PRUEBA			PRESION			
Pozo	Fecha	Tipo	Cierre	Temperatura	Gradiente	Herramienta	Tope Perf	Datum 5500 pies
			Hrs	°F	Lpc/pies	lpc	lpc	lpc
PCA-20A	25-abr-56	Estática			0,35	6800	1622	1168
PCA-24	26-abr-56	Estática	72	147	0,35	6000	2247	2087
PCA-24	21-may-60	Estática	72	156	0,35		1611	1611
PCA-33A	06-nov-81	Estática	72		0,35		2041	2041
PCA-38ST	10-mar-82	Estática	72		0,35	7235	2039	1592
PCA-50	13-ene-95	Estática		145	0,34		2285	2156
	15-ene-95	Estática			0,34		2270	2270
	26-mar-95	PBU	36		0,34		2260	2260
	04-abr-96	Estática	240		0,34		1737	1737
	27-dic-00	Estática			0,36		1718	1718

	02-oct-01	Estática	24		0,36		1618	1618
PCA-50	10-abr-08	Estática	4	137	0,34		2288	2288
PCA-57	19-ene-96	PBU		115	0,36	6326	2445	2514
	12-sep-96	Estática	3	125	0,365	4360	1610	2218
	15-may-00	Estática		138	0,365	7120	2164	2023
PCA-61	24-jun-96	Estática	1	137	0,38	5120	1979	2217
PCA-62	22-jul-96	Estática	1		0,363	6900	2456	2229
	13-dic-00	Estática	8		0,35	3400	743	1643
PCA-63	03-ago-96	RFT			0,363	6856	2553	2237
PCA-66	01-dic-96	SFT			0,381	8948	3150	2889
PCA-67	01-dic-96	RFT			0,381	8878	3129	2887
PCA-70	24-feb-97	SFT			0,36	5380	2590	2725
	12-nov-97	Estática			0,36	5380	1847	1982

13-dic-00	Estática	24	139	0,36	5488	1245	1337
06-nov-03	Estática		130	0,36	4600	716	1111
15-nov-03	PBU		136	0,36	5200	759	953
24-may-04	Estática		124	0,36	5400	630	758

APÉNDICE D
INTERVALOS CAÑONEADOS

YACIMIENTO P2-5

Tabla D.1. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-49.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	6426 - 6438	12
PED-1 Superior	6444 - 6562	118
PED-1 Superior	6570 - 6595	25
PED-1 Inferior	6608 - 6818	210
PED-2 Superior	6920 - 7189	Tapón

Tabla D.2. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-51.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	7809 - 7893	84
PED-1 Superior	8003 - 8129	126
PED-1 Inferior	8193 - 8298	105
PED-2 Superior	8539 - 8770	231
PED-2 Superior	8914 - 9168	254

Tabla D.3. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-53.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	8573 - 8750	177
PED-2 Superior	9175 - 9411	236
PED-2 Inferior	9421 - 9470	49
PED-3	9595 - 9660	65

Tabla D.4. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-55.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	9349 - 9359	10
PED-1 Superior	9389 - 9406	17
PED-1 Superior	9461 - 9517	56
PED-1 Inferior	9533 - 9695	162
PED-2 Superior	9899 - 9970	71
PED-2 Superior	10021 - 10290	269
PED-2 Inferior	10440 - 10704	264

Tabla D.5. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-60.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	7586 - 7614	28
PED-1 Superior	7624 - 7684	60
PED-1 Inferior	7932 - 8032	100
PED-1 Inferior	8040 - 8168	128
PED-2 Superior	8178 - 8190	12
PED-2 Inferior	8250 - 8278	28
PED-2 Inferior	8288 - 8436	148

Tabla D.6. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-71.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	3955 - 4160	205
PED-1 Inferior	4220 - 4250	30
PED-2 Superior	4290 - 4330	40
PED-2 Superior	4350 - 4410	60

Tabla D.7. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-74.

ARENA	INTERVALO (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-3	5950-6140	190
PED-3	6160-6260	100
PED-4	6347-6467	120

YACIMIENTO P2-6

Tabla D.8. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-50ST2.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	5662 - 5770	105
PED-1 Superior	5791 - 5996	148
PED-1 Superior	5954 - 5996	42
PED-1 Superior	6265 - 6308	43
PED-1 Superior	6328 - 6453	125
PED-1 Superior	6479 - 6540	61
PED-1 Superior	6561 - 6603	42
PED-1 Superior	6760 - 6895	135

Tabla D.9. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-57.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	6405 - 6425	20
PED-1 Superior	6470 - 6490	20
PED-1 Superior	6610 - 6675	65
PED-1 Superior	6830 - 6880	50
PED-2 Superior	6945 - 6960	15
PED-2 Inferior	7145 - 7352	207
PED-3	7396 - 7648	252
PED-3	7682 - 7694	12
PED-4	7736 - 7910	174
PED-4	7990 - 8060	70

Tabla D.10. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-62.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Inferior	6486 - 6556	70
PED-1 Inferior	6614 - 6676	62
PED-2 Superior	6802 - 6826	24
PED-2 Superior	6880 - 6926	46
PED-2 Superior	6969 - 7006	37
PED-2 Inferior	7054 - 7062	08
PED-2 Inferior	7100 - 7130	30
PED-3	7150 - 7180	30

Tabla D.11. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-67A.

ARENAS	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-1 Superior	8375 - 8535	160
PED-1 Inferior	8590 - 8650	60
PED-2 Superior	8730 - 8830	100
PED-2 Superior	8890 - 8910	20
PED-2 Superior	8930 - 8950	20
PED-2 Superior	8970 - 8980	10
PED-2 Inferior	8990 - 9030	40
PED-2 Inferior	9120 - 9180	60
PED-3	9260 - 9280	20
PED-3	9295 - 9315	20
PED-3	9380 - 9420	40

Tabla D.12. Distribución de intervalos productores en el pozo PCA-70.

ARENA	INTERVALOS (PIES)	LONGITUD (PIES)
PED-2 Superior	4650 - 4744	94
PED-2 Inferior	4766 - 4880	114
PED-2 Inferior	4900 - 4980	80
PED-2 Inferior	4982 - 4992	10
PED-2 Inferior	5020 - 5084	64
PED-2 Inferior	5108 - 5220	112
PED-2 Inferior	5224 - 5238	14
PED-2 Inferior	5250 - 5380	130

APÉNDICE E
SECCIONES ESTRUCTURALES

Figura E.1. Trazados de las Secciones en el mapa Isópaco-Estructural.

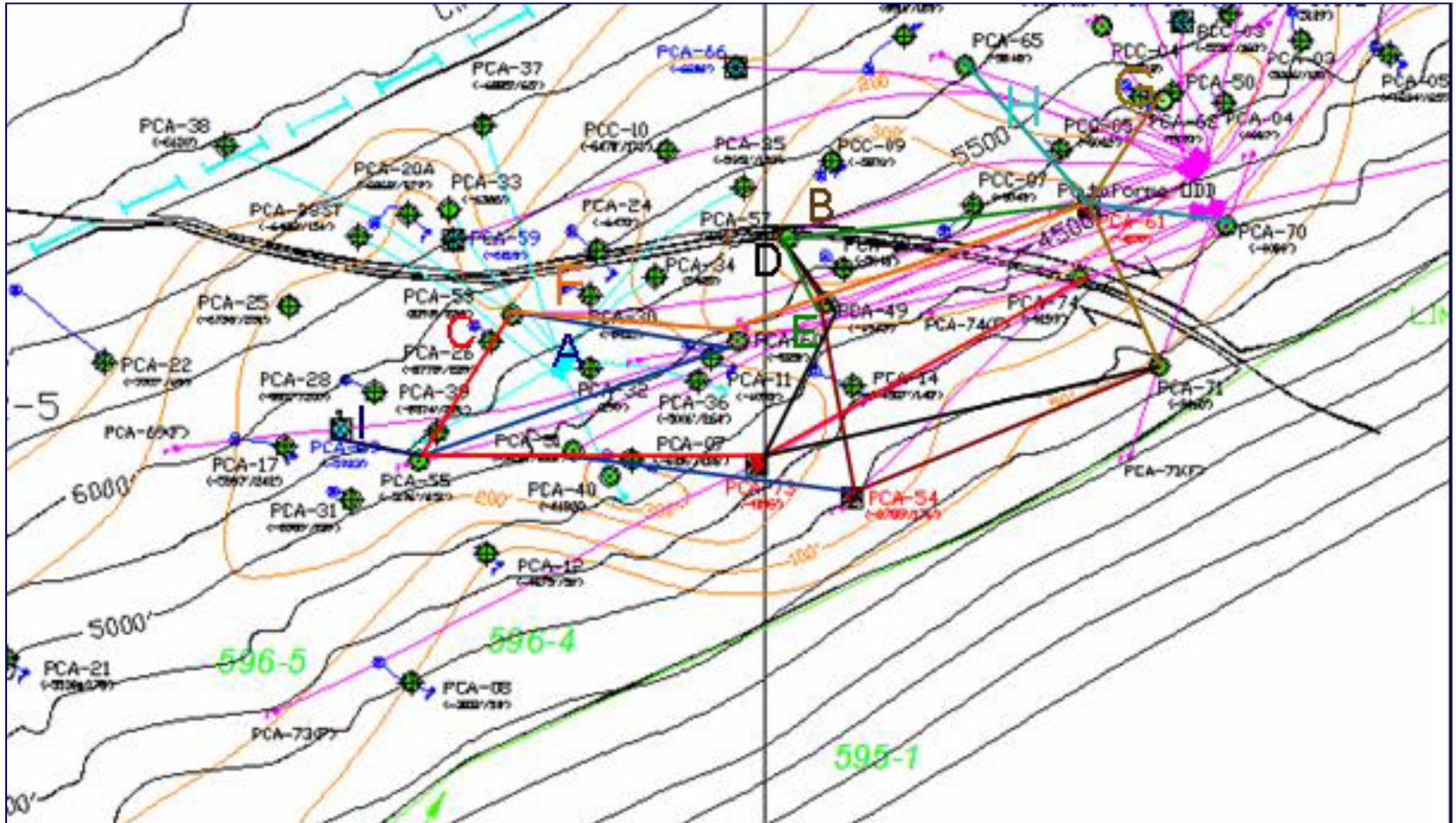


Figura E.2. Sección Estructural A.

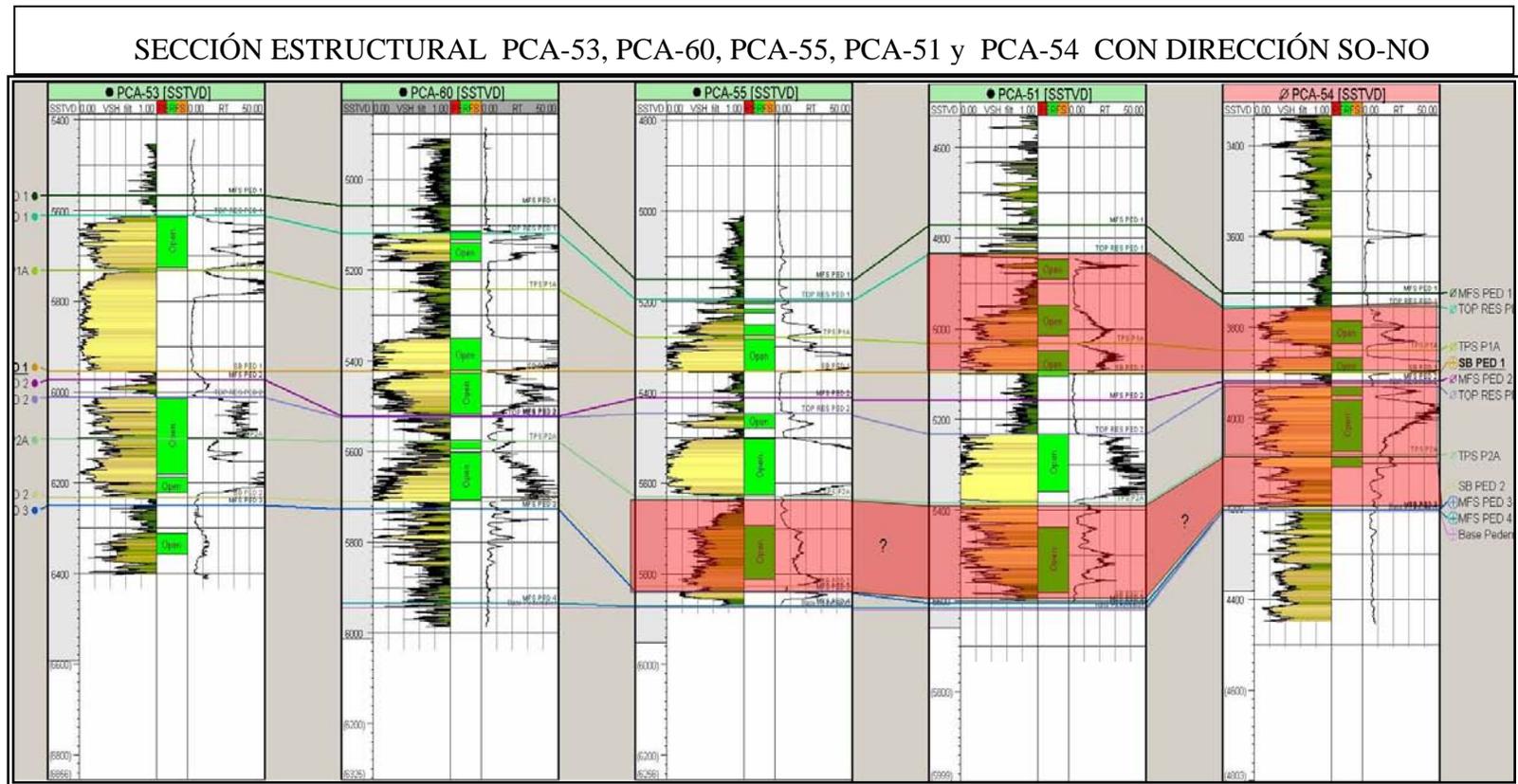


Figura E.3. Sección Estructural B.

SECCIÓN ESTRUCTURAL PCA-57, PCA-49, PCA-54 y PCA-71.

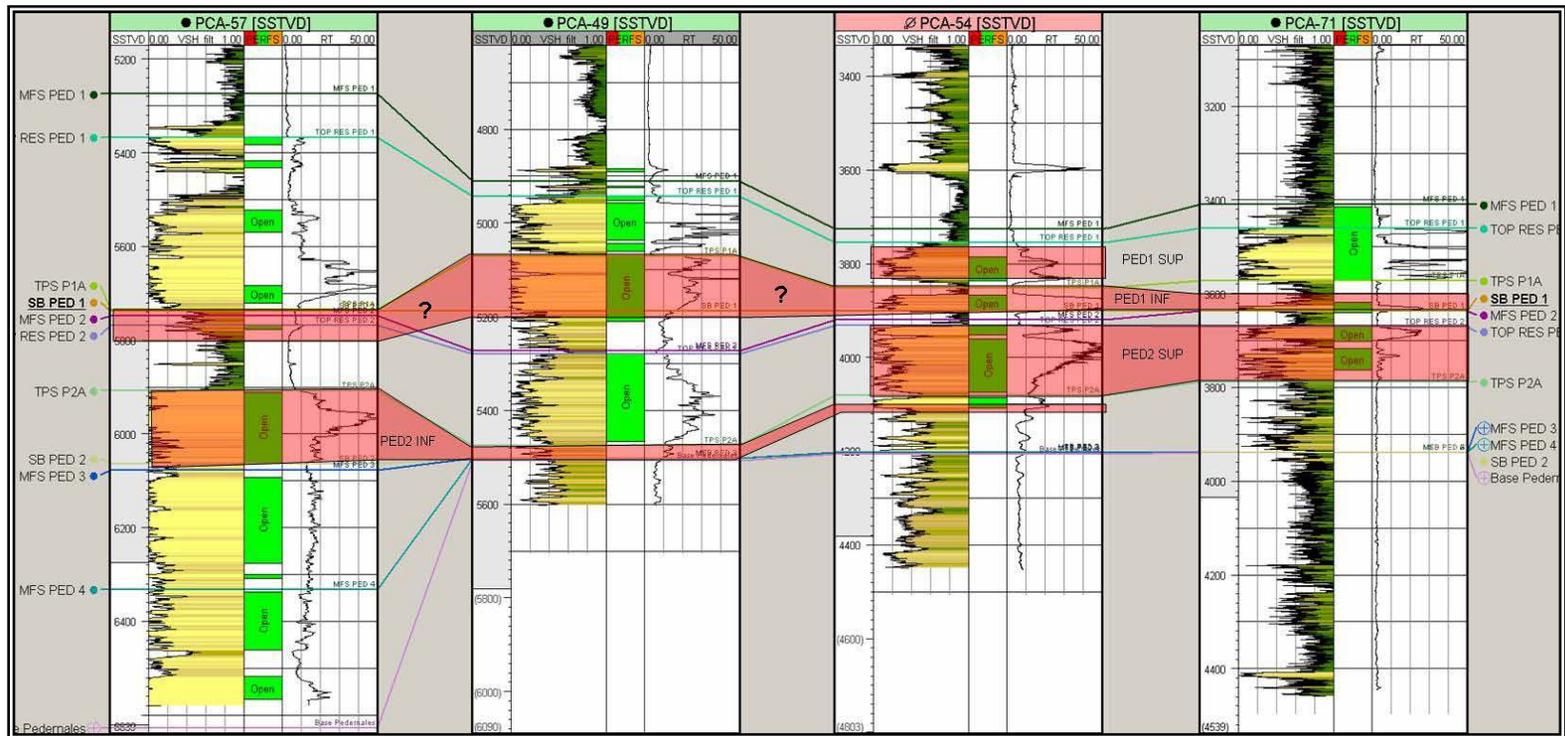


Figura E.4. Sección Estructural C.

SECCIÓN ESTRUCTURAL PCA-53, PCA-55, PCA-51, PCA-73 y PCA-74.

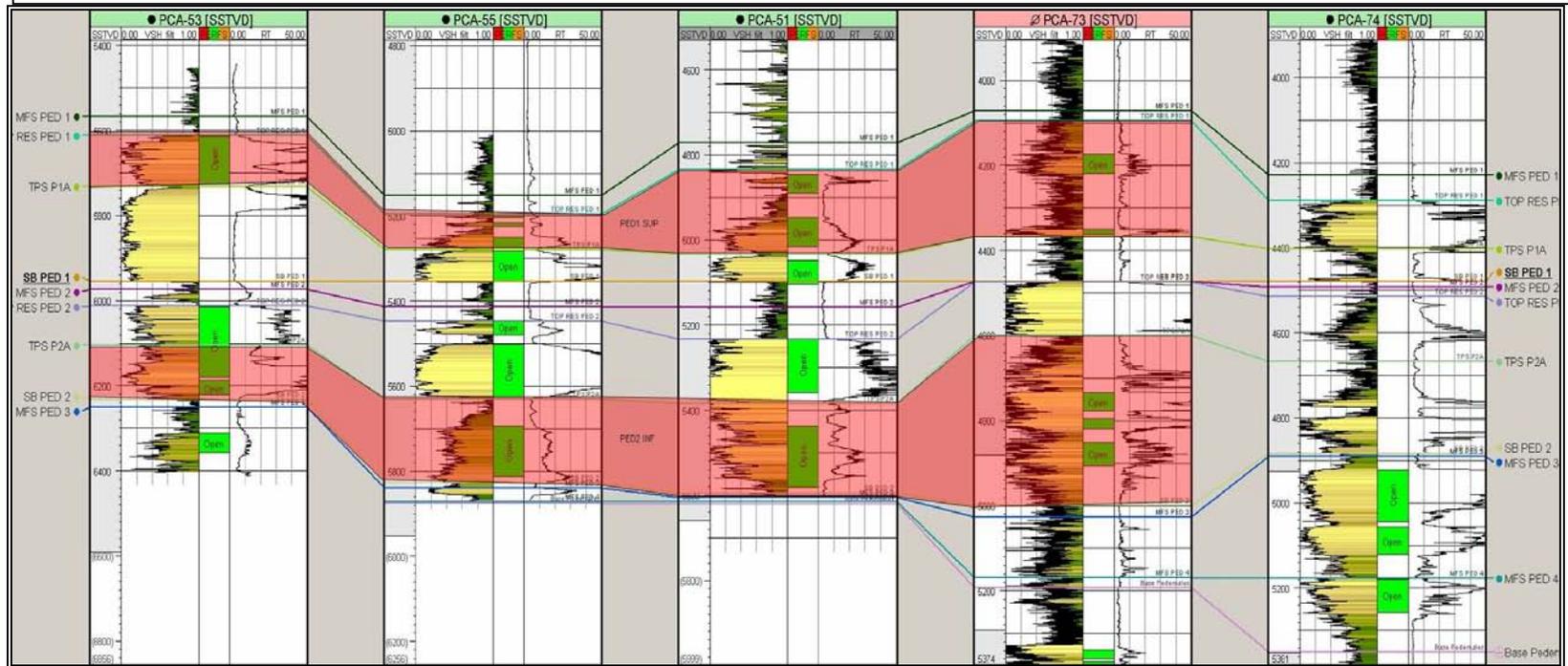


Figura E.5. Sección Estructural D.

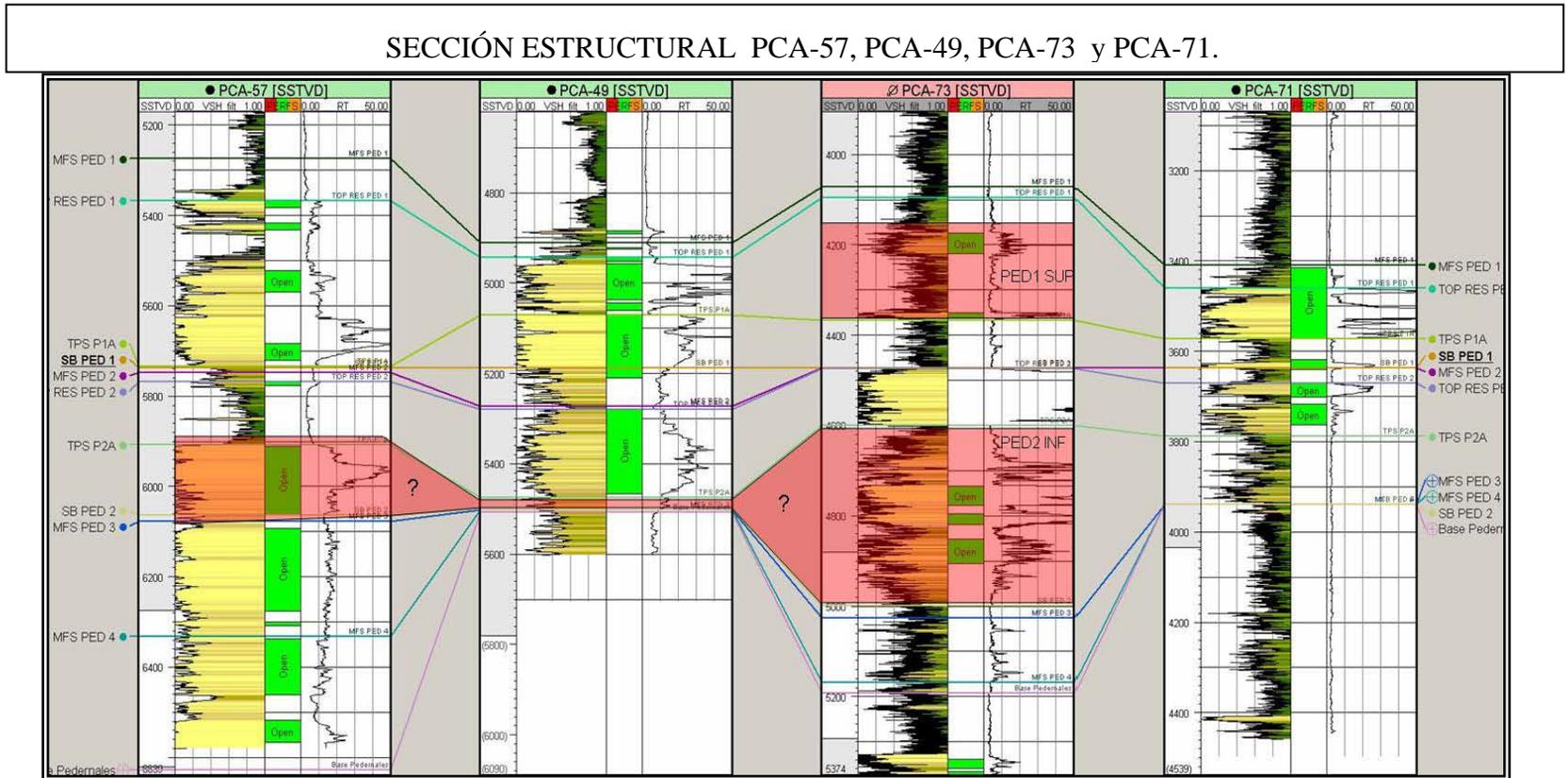


Figura E.6. Sección Estructural E.

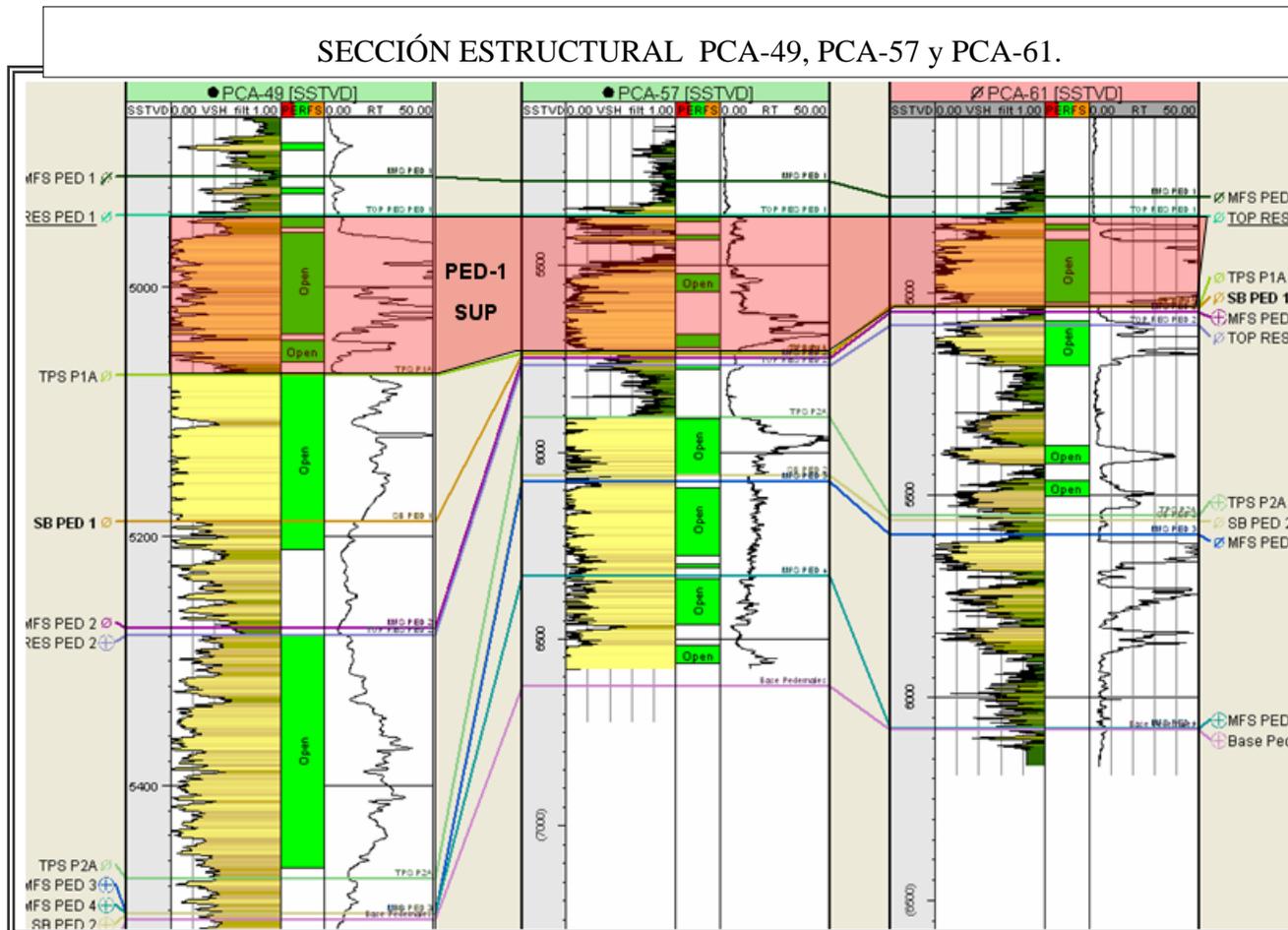


Figura E.7. Sección Estructural F.

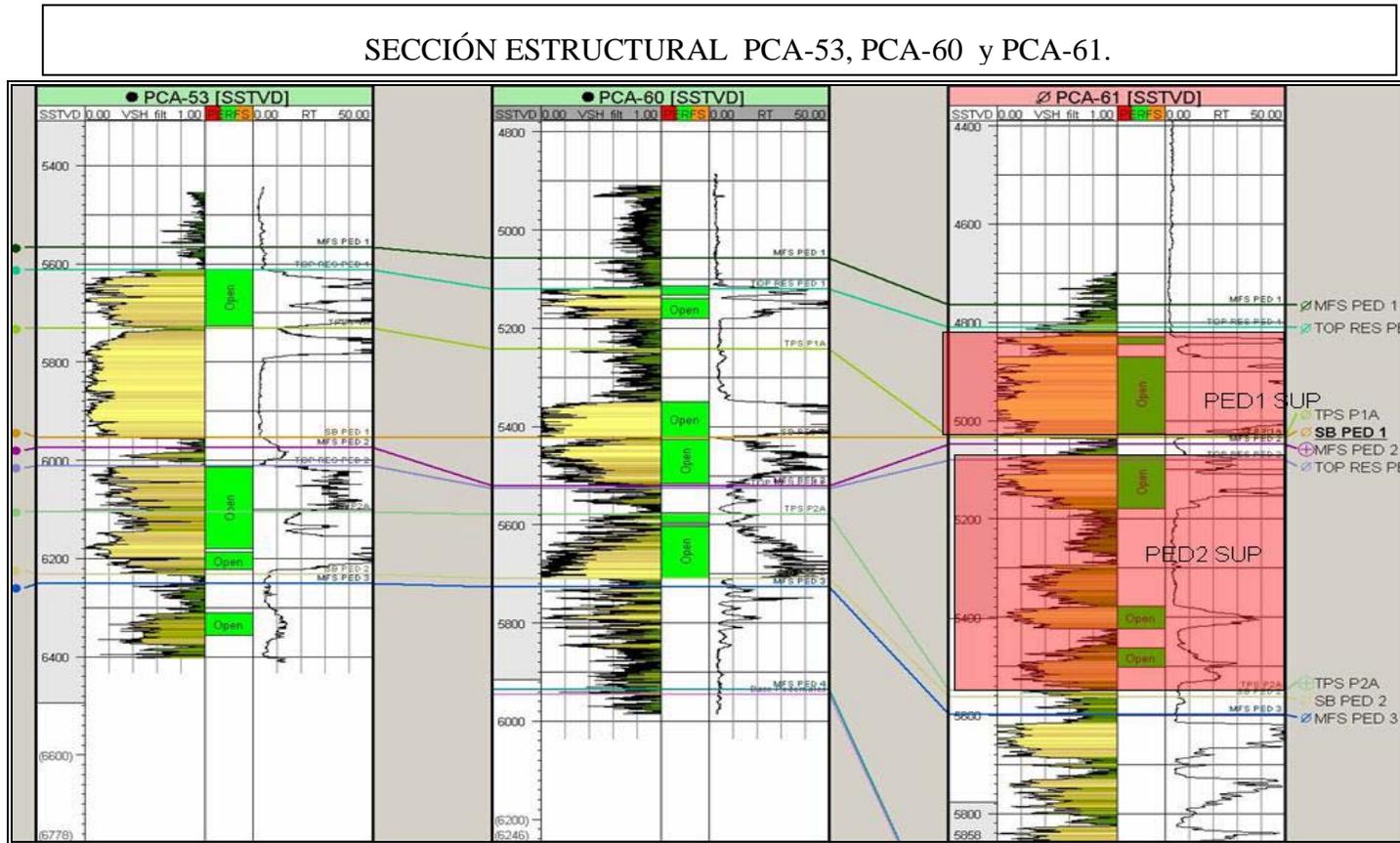


Figura E.8. Sección Estructural G.

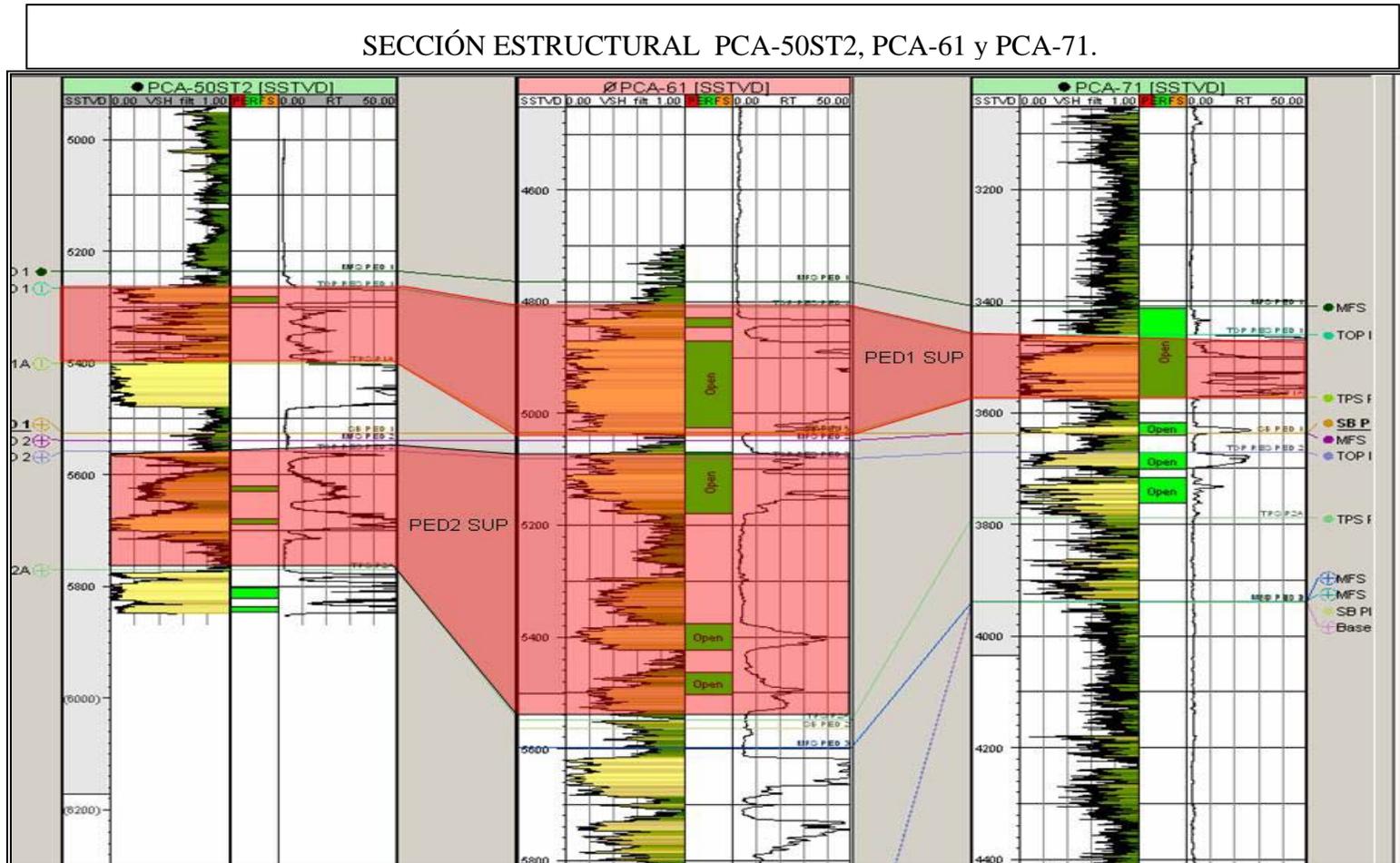


Figura E.9. Sección Estructural H.

SECCIÓN ESTRUCTURAL PCA-65, PCA-61, PCA-63 y PCA-70.

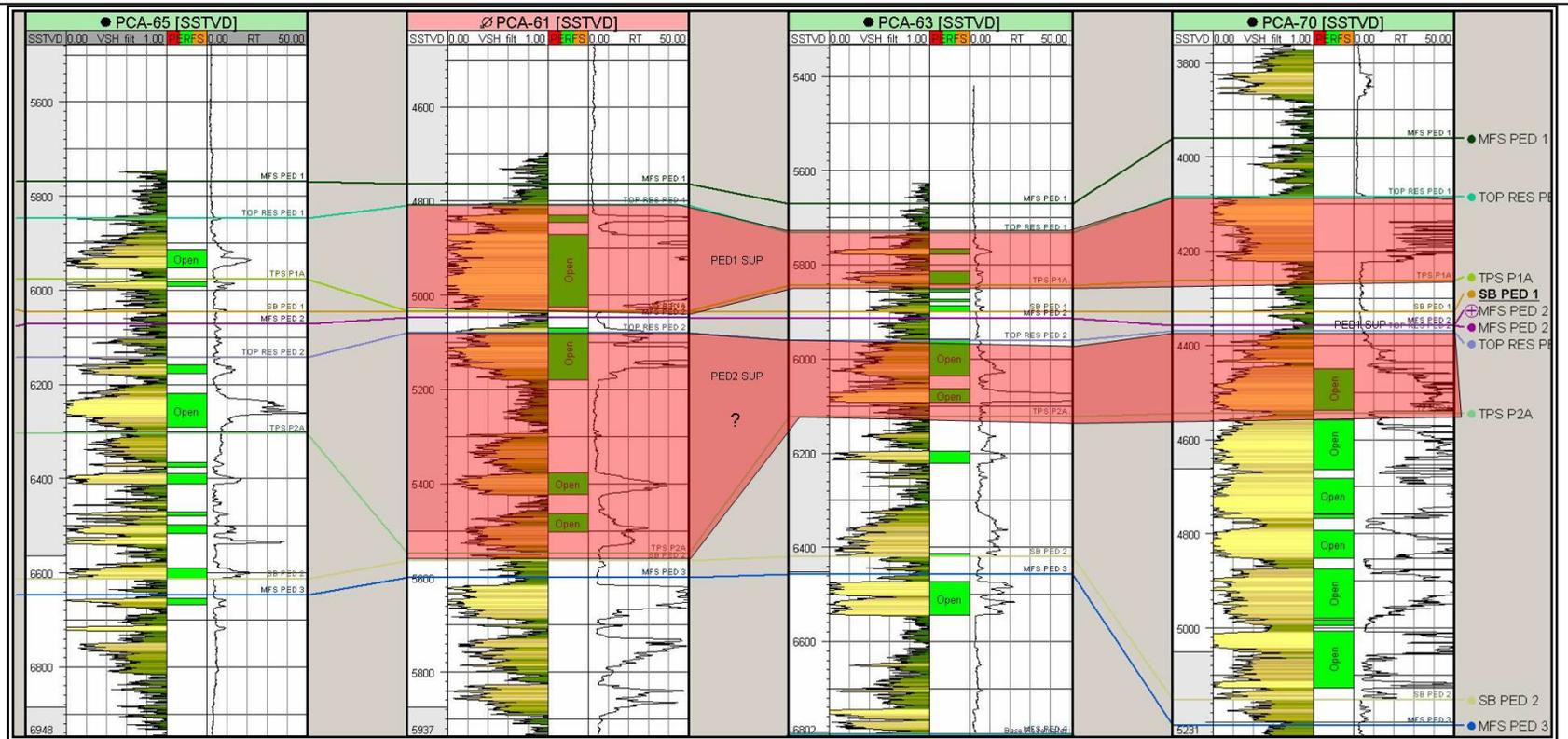
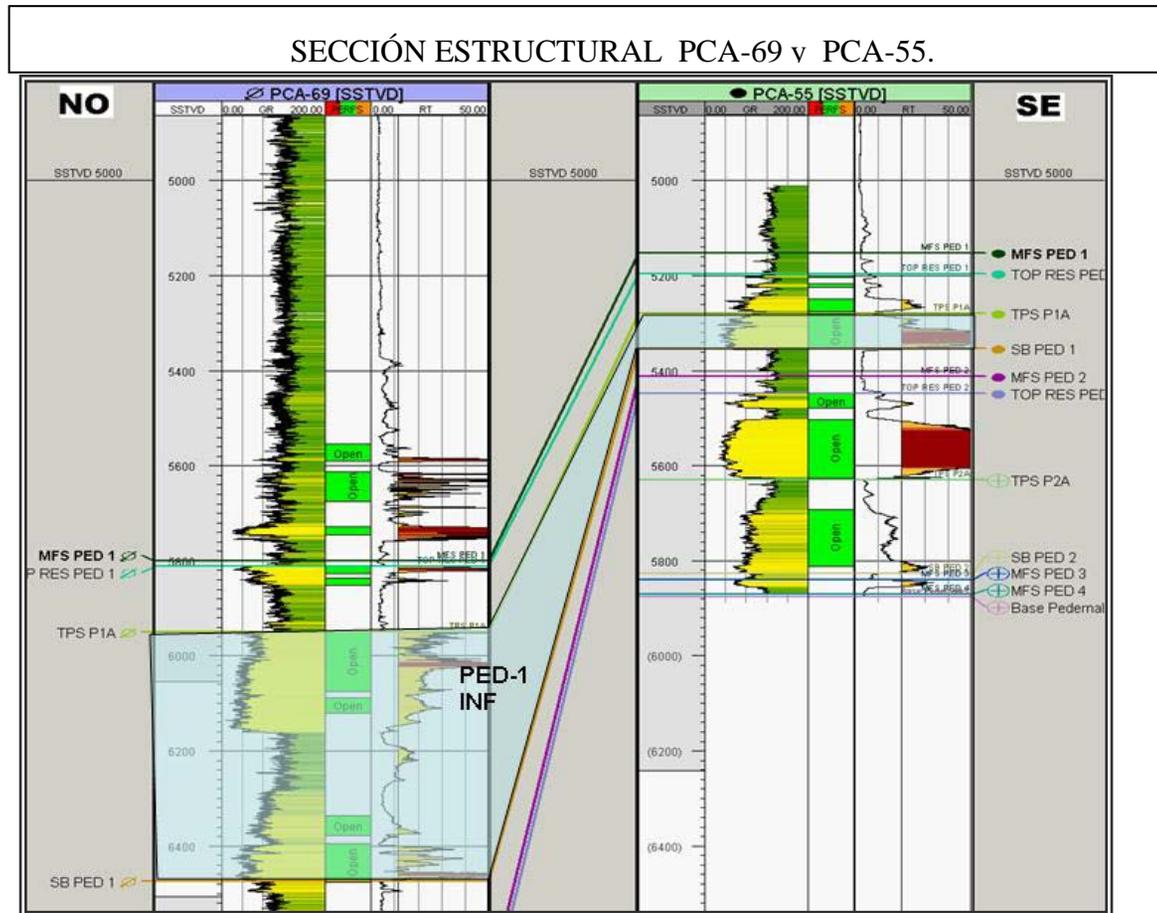


Figura E.10. Sección Estructural I.



APÉNDICE F
RESULTADOS DE PLT

a) PCA-57

En Febrero de 1998 y Mayo de 2004 se realizaron pruebas PLT en el pozo PCA-57 con el fin de identificar el comportamiento de flujo de los intervalos perforados y de las zonas de producción de gas entre 6470-8060 pies MD. Las conclusiones resaltantes fueron las siguientes:

● PLT Febrero 1998

- ✓ Los últimos cinco intervalos perforados (PED-2 inferior, PED-3 y PED-4), desde 7100 hasta 8060 pies, aportan el 56% del total de la producción, los cuales corresponden a las zonas 5, 6, 7,8 y 9. Las contribuciones de fluidos por intervalos se describen en la tabla F.1.

Tabla F.1. Corrida PLT Febrero 1998. PCA-57.

Zonas	Perforaciones			
	Z2	Z3	Z4	Z 5,6,7,8y 9
Tope (pies)	6610	6830	6945	7145
Base (pies)	6675	6880	6960	8060
% Zonas	10	30,2	3,5	56,2

MPCND	247	736	86	1371
% Zonas	10,2	30,2	3,5	56,1
BND	69	205	24	382

● PLT Mayo 2004

- ✓ Encontró el tope de sedimentos a 7600 pies MD, por lo que el 48% de las perforaciones están taponadas por arena., las cuales corresponden a PED-3 y PED-4.
- ✓ El pozo produjo 100% gas, siendo en su totalidad de la zona 6405-6425 pies (PED-1 superior). Tal como se muestra en la figura F.1. Esta zona fluye hacia la superficie y hacia debajo de la misma manera, e inyecta en una zona de menor presión a los 7145 pies.

	Interval		Gas		Gas		Average Velocities		
	From, ft	To, ft	FVF	Den. g/cc	Qg total res. Mcf/D	Qg total s.c. Mscf/D	Vw, ft/min	Vo, ft/min	Vg, ft/min
Zone 1	6405.0	6425.0	0.0064	0.12	24.25	5543.68	0	0	82.98
Zone 2	6470.0	6490.0	0.0064	0.12	-11.83	0	0	0	-40.5
Zone 3	6670.0	6675.0	0.0064	0.12	-11.84	0	0	0	-40.5
Zone 4	6830.0	6880.0	0.0064	0.12	-11.84	0	0	0	-40.5
Zone 5	6940.0	6990.0	0.0064	0.12	-11.84	174.45	0	0	-40.5
Zone 6	7145.3	7185.2	0.0064	0.12	-11.36	-1776.66	0	0	-38.9
					0	0			
TOTAL PLT RATES						3794.57			

Figura F.1. Resultados del PLT Mayo 2004. PCA-57.

b) PCA-60

● PLT Julio 1997

En Julio de 1997 se realizó una prueba PLT en el pozo PCA-60, la cual indicó:

- ✓ Solo dos intervalos estaban aportando en la producción de crudo, correspondiente a las arenas superiores: el intervalo 7832'-8032' MD (PED1 inferior) contribuía con el 96% del crudo y el 88% del gas producido, el resto provenía del intervalo 7586'-7684' MD (PED1 superior). Ver tabla F.2.
- ✓ Se encontró el tope de sedimentos a 8320' MD, con 116' de las perforaciones taponadas por arena, las cuales corresponden a PED 2 inferior.

Tabla F.2. Corrida PLT Julio 1997. PCA-60.

Perforaciones					
Zonas	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5
Tope (pies)	7586	7832	8040	8250	8288
Base (pies)	7684	8032	8168	8278	8436
% Zonas	12.25	87.75	0	0	0
MPCND	0.25	1.789	0	0	0
% Zonas	4.42	95.58	0	0	0

BND

89

1922

0

0

0

c) PCA-61

● PLT Mayo 2004

En Mayo de 2004 se realizó una prueba PLT en el pozo inyector PCA-61, la cual indicó:

- ✓ Encontró el tope de sedimentos a 5540 pies MD, por lo que el 25% de las perforaciones están taponadas por arena, las cuales corresponden a los últimos intervalos de PED2 superior.

- ✓ Los intervalos 5110' – 5126' MD (PED1 superior) y 5358' – 5470' (PED2 superior) MD no están aceptando inyección de fluido.

- ✓ Solo el intervalo 5152' - 5312' esta inyectando y no en su totalidad., tal como se muestra en la Figuras F.2 y F.3, esta ultima indica la el porcentaje de inyección.

Zonas ft	Qt res. Mcf/D	Production %	
5152.0-5183.2	-11.72	11.14	
5203.6-5221.2	-10.29	9.78	
5227.8-5245.9	-83.20	79.08	

Figura F.2. Contribución de producción. MPLT Enero 2001. PCA-61.

	Interval		Gas		Mixture				Gas				
	From, ft	To, ft	FVF	Den. V g/cc	V ft/min	Vpcf	Q total res. Mcf/D	dQ res. Mcf/D	% Qt	Qg total res. Mcf/D	Qg total s.c. Mscf/D	%	dQg s.c., Mscf/D
Calibration 1													
Zone 1	5152.0	5183.2	0.0046	0.17	-663	0.8	-105	-11.7	11.1	-105	-22703	11.12%	-2524.4
Calibration 2													
Zone 2	5203.6	5221.2	0.0046	0.17	-588	0.8	-93.5	-10.3	9.78	-93.5	-20170	9.77%	-2219.2
Calibration 3													
Zone 3	5227.8	5245.9	0.0046	0.17	-523	0.8	-83.2	-83.2	79.1	-83.2	-17959	79.11%	-17999.4
Calibration 4													

Figura F.3. Resultados del PLT Mayo 2004. PCA-61.

d) PCA-70

- ✓ En enero del año 2001 y Mayo del año 2004 se realizaron registro PLT al pozo PCA-70, con el objeto identificar las zonas que aportan fluido, tipo y contribuciones por fase. Las conclusiones fueron las siguientes:

- **MPLT Enero 2001**

- ✓ El aporte de gas proviene de los intervalos superiores, siendo los de mayor aporte los intervalos: 4766' – 4880' MD y 5020' – 5084' MD.

- ✓ El aporte de petróleo procede del intervalo inferior 5250' – 5380'. Tal como se muestra en las figuras F.4.

Zones ft	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W O G
4650.0-4744.0	-7.168E-9	7.166E-9	5890.29	0 0 5890.29
4766.0-4880.0	4.778E-9	-4.777E-9	11570.00	0 0 11570.00
4900.0-4980.0	6.414E-10	-6.418E-10	2226.52	0 0 2226.52
4982.0-4992.0	-4.805E-10	4.824E-10	-8.08	0 0 -8.08
5020.0-5084.0	2.228E-9	-2.230E-9	16718.90	0 0 16718.90
5108.0-5220.0	0.00	0.00	37.80	0 0 37.80
5224.0-5238.0	-2.25E-2	2.25E-2	1.89E-3	0 0 1.89E-3
5250.0-5380.0	2.25E-2	1575.01	1263.65	0 1263.65 0

Tabla F.4. Contribución de producción MPLT Enero 2001. PCA-70.

● MPLT Mayo 2004

- ✓ La producción de petróleo proviene casi en su totalidad (99,11%) del intervalo inferior (5250-5380). A su vez, la producción de gas proviene en su mayoría de los intervalos superiores. Las contribuciones de gas de estos intervalos se muestran en la figura F.5.

Zones ft	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W O G
4650.0-4744.0	0.00	2.31	4469.50	0 2.31 4469.50
4766.5-4827.9	0.00	-0.54	14523.50	0 -0.54 14523.50
4900.0-4992.0	0.00	3.24	2521.09	0 3.24 2521.09
5019.8-5084.5	0.00	1.61	16456.20	0 1.61 16456.20
5108.0-5238.0	0.00	1.60	267.64	0 1.60 267.64
5249.6-5315.9	0.00	640.00	785.07	0 785.07 640.00

Figura F.5. Contribuciones de producción por intervalo. MPLT 2004. PCA-70.

e) PCA-71

● **PLT Mayo 2004**

En mayo del año 2004 se realizo un registro PLT al pozo PCA-71, con el objeto identificar las zonas que aportan fluido, tipo y contribuciones por fase. Encontrándose:

- ✓ Tope de sedimento a los 4109'. Solo 45 pies de la parte alta del intervalo 3955' – 4119' MD (PED1 superior) están produciendo, el resto de la zonas (4220'-4250', 4290' – 4330', 4350' – 4410') están bloqueadas con arena.
- ✓ Los intervalos productores fueron 3955' – 3971' con 34.15% de gas y 0% de petróleo, 4028' – 4035' con 14.62 % de gas y 0% de petróleo. El resto de la producción de gas (51.3%) y 100% de petróleo proviene de zonas productoras ubicadas por debajo de 4036 pies. Tal como se muestra en las figuras F.6 y F.7.

Zones ft	Qw res. Mcf/D	Qo res. Mcf/D	Qg res. Mcf/D	
3955.0-3971.3	0.00	3.106E-4	9.47	
3989.2-4016.2	0.00	4.402E-4	-1.38E-3	
4028.1-4035.9	0.00	1.969E-4	4.03	

Figura F.6. Contribuciones de producción por intervalo. MPLT 2004. PCA-71.

	Interval		Oil+Gas		Gas		Mixture				Oil			Gas				
	From ft	To ft	FVF	De n. g/c	FVF	De n. g/c	V n	Q total res. Mcf/D	dQ res. B/D	% Qt	Qo total res. Mcf/D	Qo total s.c. STB/D	dQo s.c., STB/D	Qg total res. Mcf/D	Qg total s.c. Mscf/D	%	dQg s.c., Mscf/D	
							ft/m	Vpc										
Calibration 1	3936.4	3952.4	1.2145	0.81	0.0054	0.11												
Zone 1	3955.0	3971.3	1.2145	0.81	0.0054	0.11	226	0.63	28.3	9.61	33.6%	7.0E-02	146.7	0.0%	27.34	5113	34.18%	1746.0
Calibration 2	3971.3	3989.2	1.215	0.81	0.0054	0.11												
Zone 2	3989.2	4018.2	1.215	0.81	0.0054	0.11	150	0.62	18.8	0.05	0.2%	1.0E-01	146.6	0.1%	17.83	3367	-0.07%	-3.28
Calibration 3	4018.2	4028.1	1.2158	0.81	0.0054	0.11												
Zone 3	4028.1	4035.9	1.2158	0.81	0.0054	0.11	149	0.62	18.8	4.03	14.2%	0.0E+00	146.5	0.0%	17.78	3370	14.62%	747.24
Calibration 4	4035.9	4041.6	1.2162	0.81	0.0054	0.11												
Zone 4	4038.0	FOHDO							14.9	14.75	52.0%	146.48	146.5	99.2%	11.75	2623	51.36%	2623.1
TOTAL PLT RATES										28.34	100%		100%	146.66		5113	100%	5112.8

Figura F.7. Resultados del PLT Mayo 2004.PCA-71.

APÉNDICE G

PROYECTO DE TRAZADORES QUÍMICOS.

Inyección de trazadores químicos llevado a cabo en los yacimientos P2-5 y P2-6.

Entre Septiembre del año 2004 y Mayo del año 2005, se realizó un proyecto de inyección de trazadores en los yacimientos P2-5 y P2-6, con el fin de detectar la comunicación entre los pozos inyectoros y productores activos para la fecha y monitorear el tiempo de irrupción del gas inyectados en los pozos productores. Los aditivos químicos utilizados como trazadores, tal como se muestra en la figura F.1, fueron:

- Perfluoruro Metil Ciclopentano (PMCP): Pozo inyector PCA-61.
- Perfluoruro Metil Ciclohexano (PMCH): Pozo inyector PCA-73.
- M-Perfluoruro Di-Metil-Ciclohexano (1,3-PDMCH): Pozo inyector PCA-54.

La inyección de los trazadores se hizo en el mismo periodo para los tres inyectoros, se realizaron 9 muestreos en los pozos productores activos para la fecha, cuyo resultado se muestra en la tabla F.1. Sin embargo, de dichos resultados, los pozos productores por Gas Lift (PCA-51, PCA-62 y PCA-67) fueron descartados para el análisis, dado que no existía la certeza si el gas producido provenía del yacimiento o válvula de L.A.G, debido que el sistema de inyección en la plataforma ODD es un circuito de gas cerrado. En la figura F.2 se muestra el diagrama de inyección de gas.

El gas producido por el pozo PCA-50ST2 (primero en detectar el trazador del inyector PCA-61) sale del separador con PCMP y se dirige inmediatamente hacia los compresores de gas y luego al manifold de gas lift de los pozos, por esta

Tabla G.2. Ajuste del Resultado de Inyección de Trazadores.

POZO INYECTOR	TRAZADOR	TRAZADOR DECTADO
PCA-54 Superior/Inferior PED1 y PED2	1,3 PDMCH	PCA-55
		PCA-57
		PCA-71
		PCA-74
PCA-61 Superior PED 1 / PED 2	PMCP	PCA-49
		PCA-50ST2
		PCA-55
		PCA-57
		PCA-71
PCA-73 PED1 superior PED 2 inferior	PMCH	PCA-49
		PCA-50ST2
		PCA-55
		PCA-57
		PCA-71

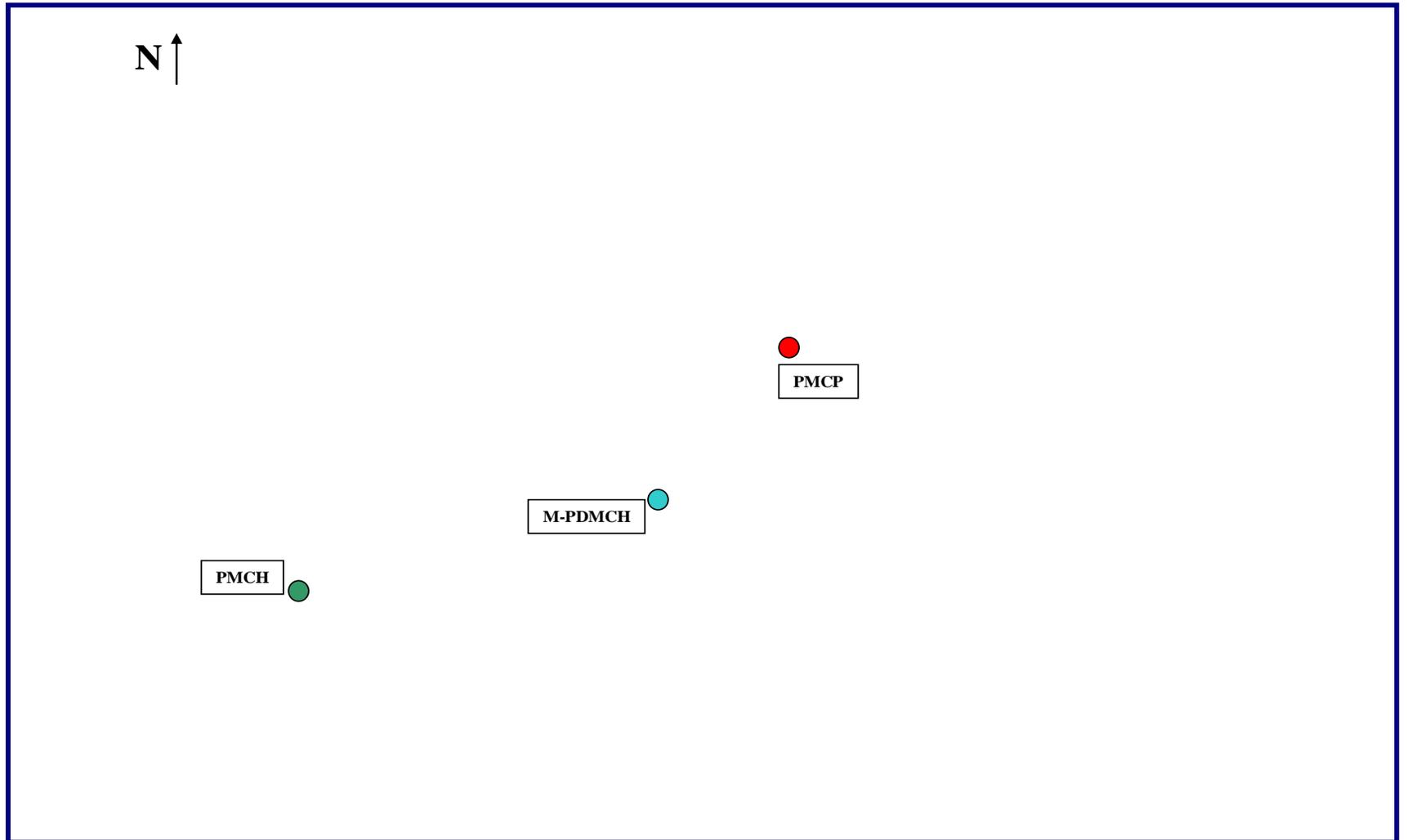


Figura G.1. Mapa de ubicación de Inyección de los trazadores químicos en los yacimientos P2-5 y P2-6.

Sistema de inyección Gas (ODD)

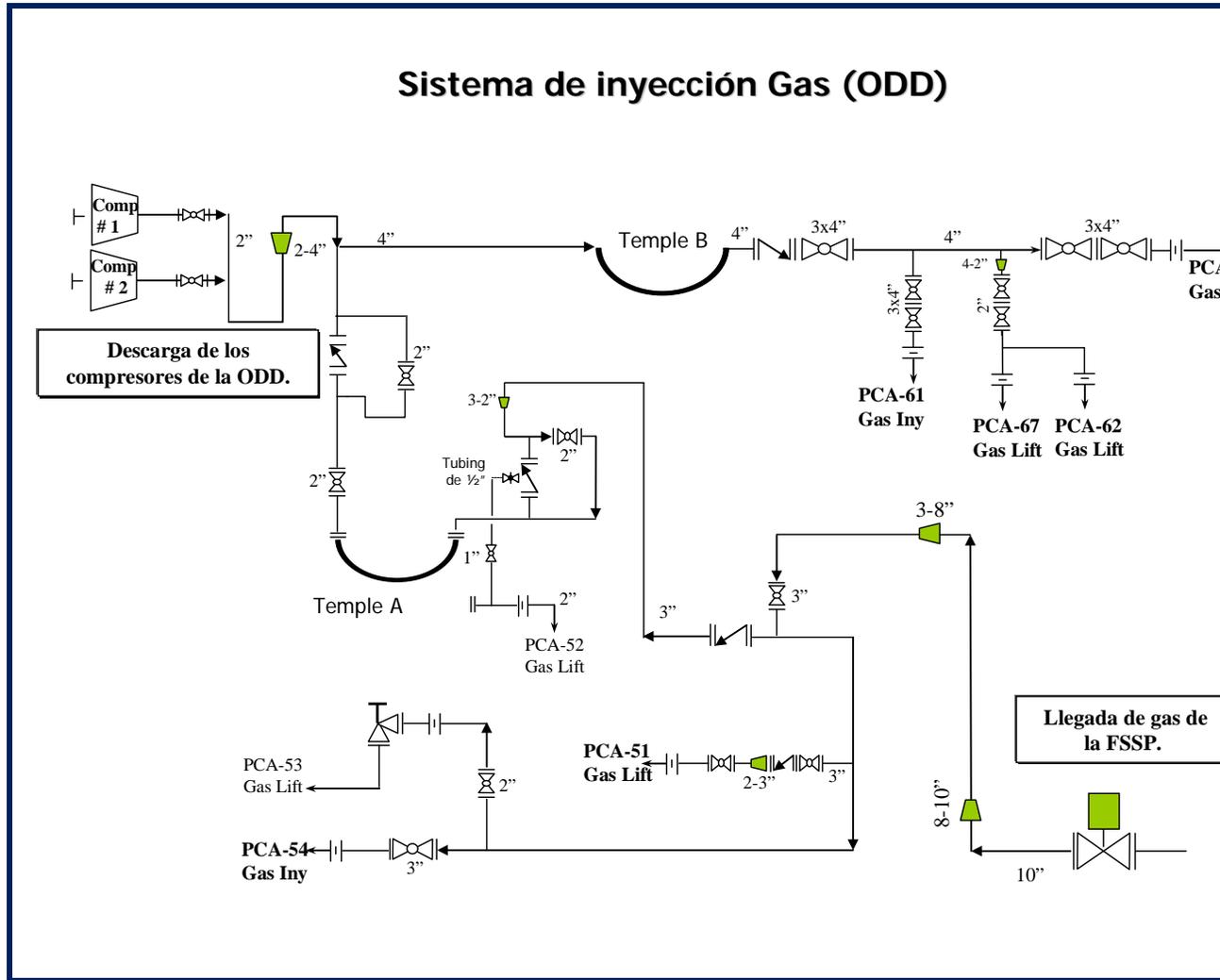


Figura G.2. Diagramas de inyección en la plataforma ODD.

APÉNDICE H

HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y EFECTO DE LA INYECCIÓN DE GAS EN
LOS POZOS PRODUCTORES DEL YACIMIENTO P2-6.

➤ **Pozos productores del yacimiento P2-6**

❖ **PCA-50ST2**

Fue el segundo pozo perforado por la Operadora BP Exploración de Venezuela, el 8 de Enero del año 1995, como parte del proyecto de reactivación del Campo Pedernales y fue completado como productor de crudo en el yacimiento P2-6 del Miembro Pedernales, Formación La Pica, en la arena PED1. En la tabla D.8 (Apéndice D), se muestra los intervalos abiertos a producción mediante rejillas preempacada.

Al comienzo de la producción presento tasa mayores de 1000 BND y 3000 MPCN. Desde mediados del año 1995, el pozo empezó a presentar problemas de alta RGP, lo cual generó variación de la tasa de producción de crudo y gas, debido a la restricción de producción mediante los reductores. Desde mediados del año 1997, el pozo presento una excesiva producción de gas, alcanzando picos de 9000 MPCN, trayendo esto como consecuencia el cierre del pozo desde noviembre de 1997 hasta Enero 2002. El inicio de la inyección de gas en el pozo PCA-61, concuerda con este suceso, razón por la cual probablemente este pozo recibe gas de inyección, dada la comunicación lateral a través de PED1 superior, entre PCA-50ST2 y el inyector, como se observó en la sección G.

En enero del 2002 fue abierto a producción, aportando tasa de petróleo alrededor de los 500 BND. A su vez la tasa de gas presento un aumento progresivo, mayores de 12000 MPCND, tras las altas tasa de inyección del PCA-61. Sin embargo, dado a problemas de los compresores la tasa de inyección decayó, afectando directamente la producción de gas del pozo. El estudio de

trazadores químicos, indico una conexión directa entre estos pozos, evidenciando una recirculación severa, generando gastos de regalías para la empresa. Esta situación motivo la reducción de la producción del PCA-50ST2, desde el año 2005, para controlar el venteo del gas, logrando variación en la producción. Tras el cierre del PCA-61 en febrero del 2009, por problemas de compresores, la tasa de gas declino alrededor de los 3000 MPCN y la producción de crudo comenzó a aumentar progresivamente. Indicando esto, que la inyección era poco eficiente y presentaba un alto grado de recirculación. Ver comportamiento de producción en el gráfico H.1.

No obstante, el estudio de trazadores también mostró conectividad con el inyector PCA-73, sin embargo dicha inyección no contribuye al barrido del petróleo. Actualmente, el pozo PCA-50ST2 se encuentra produciendo por flujo natural alrededor de 400 BND, 2500 MPCND con 0.02 % de arena y 0% de corte de agua.

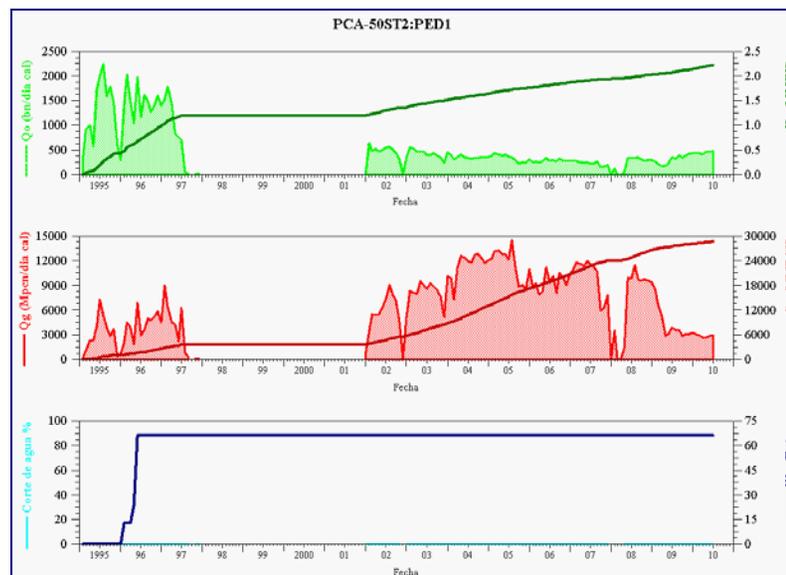


Gráfico H.1. Comportamiento de producción del pozo PCA-50ST2.

❖ PCA-57

Fue completado como pozo productor, el 12 de Enero de 1996, en la parte central del bloque Pedernales, en el yacimiento P2-6 con un ángulo de inclinación de 46°. Fue el 9no pozo perforado selectivamente en las arenas profundas de PED-1, PED-2, PED-3 y PED-4 con un total de 885 pies perforados. En la tabla D.9 se muestran los intervalos abiertos.

En febrero del mismo año la tasa de producción incremento alrededor de los 1000 BND y 2000 PCN, aumentando proporcionalmente el porcentaje de arena, causando una disminución en la tasa por debajo de los 400 BND a mediados de Julio. En Septiembre de 1996 el sistema de producción del pozo fue cambiado a levantamiento artificial por gas y se realizo una limpieza al pozo lo cual trajo aumento de producción entre 1200-1600 BND con una RGP alrededor de 1500 MPCN/BN. A demás este ligero aumento de la tasa de crudo se atribuye a la inyección de gas del PCA-49. Tras el cierre del PCA-49 la tasa de crudo presenta una pequeña caída. La cual retomo con altos pico con el inicio de la inyección del PCA-61 desde Julio del 1997. Ambos inyectores presentaban comunicación directa con el productor PCA-57 a través de PED-1 superior, de acuerdo a la sección estructural E.

Sin embargo, a partir de septiembre la tasa de gas comenzó a subir aceleradamente, obteniéndose baja tasa de crudo, motivadas a la altas tasa de inyección del PCA-61. Debido a esto, en Octubre de 1997 el método de levantamiento en el pozo fue cambiado a flujo natural y en Enero de 1998 el pozo fue cerrado por alta producción gas y problemas de arenamiento. Se realizaron varios periodos de reapertura del pozo pero los problemas de baja productividad de

crudo, alta RGP y arena se intensificaban, a pesar de las intervenciones de limpiezas realizadas, lo cual conllevaba a su cierre.

Enero de 2004 fue reactivado para una limpieza con tubería continua y en Mayo del mismo año se corrió un PLT para identificar cuales intervalos estaban aportando la mayor cantidad de gas. Durante esta prueba se identificaron que las arenas portadoras de gas, proveniente del inyector de gas PCA-61, eran las de PED-1 superior y que a demás inyectan en los intervalos de menor presión completados en PED-2 (superior e inferior). A demás mostró que el 48% de las perforaciones (PED-3 y PED4) presentan taponamiento por arena, razón de la baja productividad de crudo, dado que estos últimos intervalos eran los mayores portadores de crudo, según PLT del 1998. (Ver resultados de PLT en apéndice F).

A partir de esta prueba, el pozo estuvo inactivo por los problemas de alta RGP, hasta el 23 de mayo del 2007 cuando se abre a producción para ayudar con el suministro de gas a los compresores, aportando el pozo una tasa de crudo alrededor de los 250 BND, disminuyendo su producción de gas. Luego del cierre del inyector PCA-61, la producción de gas comenzó a caer paulatinamente. En el gráfico H.2, se observa dicho comportamiento.

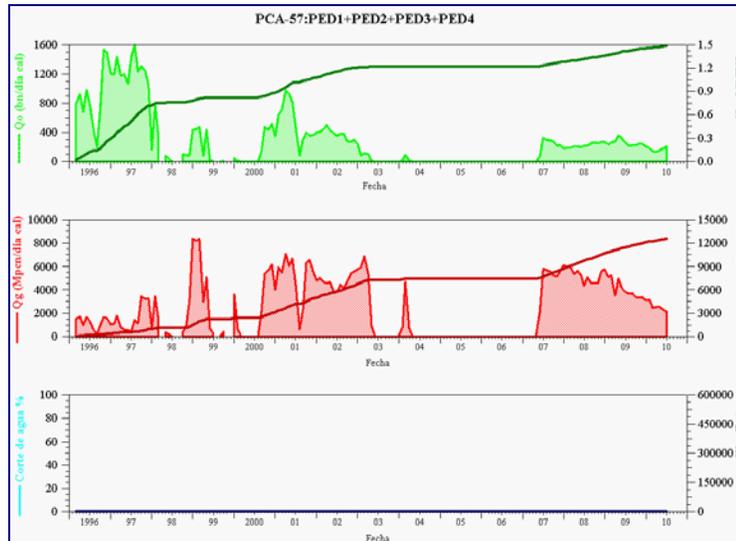


Gráfico H.2. Comportamiento de producción del pozo PCA-57.

Según el proyecto de trazadores, el PCA-57 es afectado por los tres pozos inyectoros activos para la fecha del estudio (PCA-54, PCA-73 y PCA61). Sin embargo en la tabla G.1 (apéndice G) se evidencia que el PCA-61 presenta una comunicación rápida con este productor, en comparación a los inyectoros PCA-73 Y PCA-54. Esto se correlaciona con las secciones estructurales B, D y E donde se observa una posible comunicación directa entre los pozos PCA-57 y PCA-61 a través de PED-1 superior, en cambio la comunicación con los otros inyectoros es mas restringida.

En la actualidad, este pozo produce por flujo natural alrededor de 250 BND, 1500-2000 MPCND 255 BN, con 0.02% de arena y 0% de corte de agua.

❖ PCA-62

Completado como productor central el 21 de Julio de 1996, con un total de 307 pies perforados entre las arenas PED-1, PED-2 y PED-3, del yacimiento P2-6 del

Miembro Pedernales, Formación La Pica. En la tabla D.10 se muestran los intervalos abiertos a producción. El 19 de Septiembre de ese mismo año se le implantó la inyección de gas lift al pozo, incrementando su producción de crudo.

Desde 2002, este pozo ha presentado un comportamiento de producción de petróleo estable, tal como se observa en el gráfico I.4. Sin embargo desde el 2001 empezó a producir bajas tasa de agua.

En la actualidad, este pozo produce por sistema de levantamiento artificial por gas, alrededor de 250 BND, 1000 MPCND, con 0.02 % de arena y 19 bls de agua.

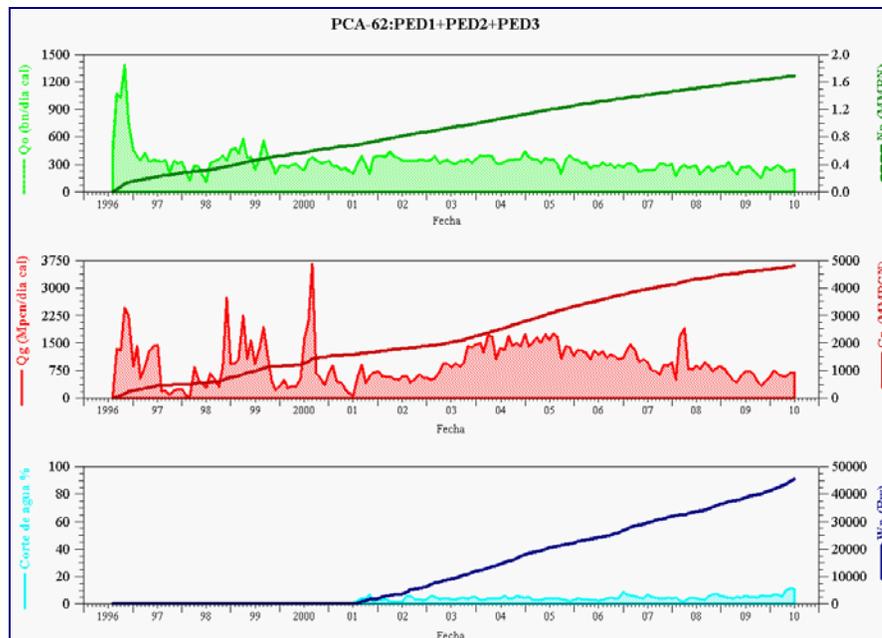


Gráfico H.3. Comportamiento de producción del pozo PCA-62.

❖ PCA-67A

Fue completado el 18 de Mayo de 1997 como un pozo productor de crudo y se encuentra ubicado en la parte superior de la sección noreste del área central del yacimiento P2-6, en los intervalos PED-1, PED-2 y PED-3 del miembro Pedernales Formación la pica, tal como se muestra en la tabla D.11, con un total de 550 pies perforados.

Este pozo ha requerido varios períodos de cierre para reestablecer su productividad debido a los continuos problemas de arenamiento y asfáltenos, durante el último período de producción, desde Marzo del 2000 hasta Mayo 2010, presento mucha inestabilidad de producción, tal como muestra la gráfica H.4.

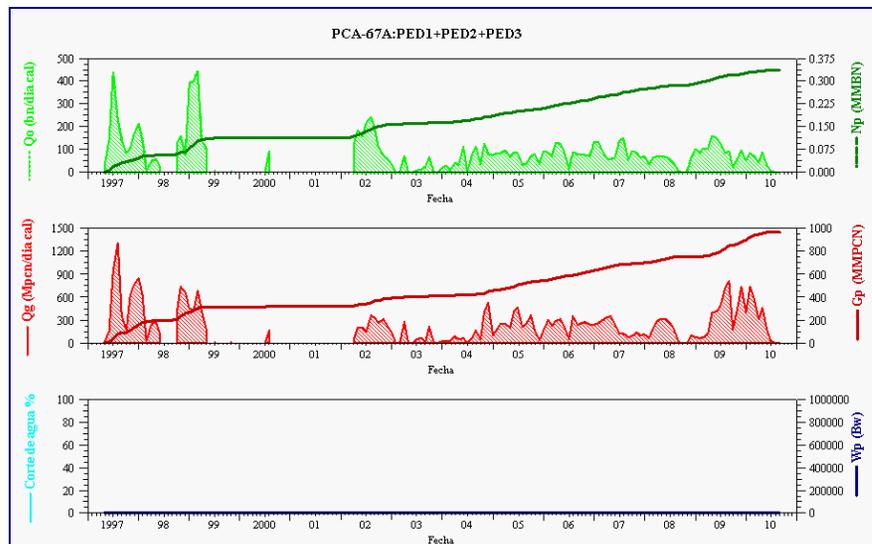


Gráfico H.4. Comportamiento de producción del pozo PCA-67A.

Actualmente se encuentra cerrado por daño en la válvula de gas lift dado a la erosión por alta producción de arena, la cual provoco taponamiento en intervalos productores del pozo.

Debido a la inestabilidad de producción del pozo y los cierres, resulta difícil definir si el proceso de inyección ejerce algún efecto en este.

❖ **PCA-70**

Completado como productor de crudo el 14 de Marzo de 1997 por la operadora BP, en el miembro Pedernales, arena PED 2, Formación La Pica, del yacimiento P2-6 con un ángulo de inclinación de 22° y un total de 618 pies perforados. En la tabla D.12, se muestra los intervalos cañoneados del pozo.

Según, diversos trabajos realizados al pozo, muestra problemas de arenamiento, lo cual a logrado la acumulación de sedimentos y por ende taponamiento de intervalos productoras. En el gráfico H.5 se refleja el comportamiento de producción del PCA-70, considerándose el mejor pozo productor del yacimiento P2-6, manteniendo un comportamiento estable de la tasa de crudo y gas desde principios del 2001 hasta la actualidad, alrededor de los 600 BND y 6 MMPCND respectivamente, con un RGP de 8400 PCN/BN. Sin embargo, el pozo PCA-70, ubicado buzamiento arriba del pozo inyector PCA-61, no mostró tener conectividad con este ni ningún otro pozo inyector, según proyecto de trazadores. A pesar que la sección estructural G, muestra que existe una posible conectividad parcial entre PCA-70 y PCA-61. Sin embargo, la data de producción no refleja ningún cambio significativo de producción tras el cierre del inyector (PCA-61), desde febrero del 2009.

No obstante, para mantener en el tiempo altas tasas de producción, el pozo PCA-70 debe estar sintiendo el efecto de la capa secundaria de gas, donde su posición estructural (buzamiento arriba de la estructura del campo Pedernales) le favorece. A demás, el pozo presenta una declinación de 3,41%, menor a la del yacimiento P2-6 (7% aproximadamente). Ver apéndice J.

Los resultados de registro de producción PLT y MPLT, realizados en el 2001 y 2004 respectivamente, indican que la producción de petróleo proviene casi en su totalidad del intervalo 5250' - 5380' (PED2 inferior) y el mayor aporte del gas viene de los intervalos superiores. (Ver apéndice F). Por lo tanto, se presume que dicho comportamiento permanezca. Actualmente, el pozo se encuentra produciendo por flujo natural, alrededor de los 600 BND, 6000 MPCND, con 0.02 % de arena, y 0% de corte de agua.

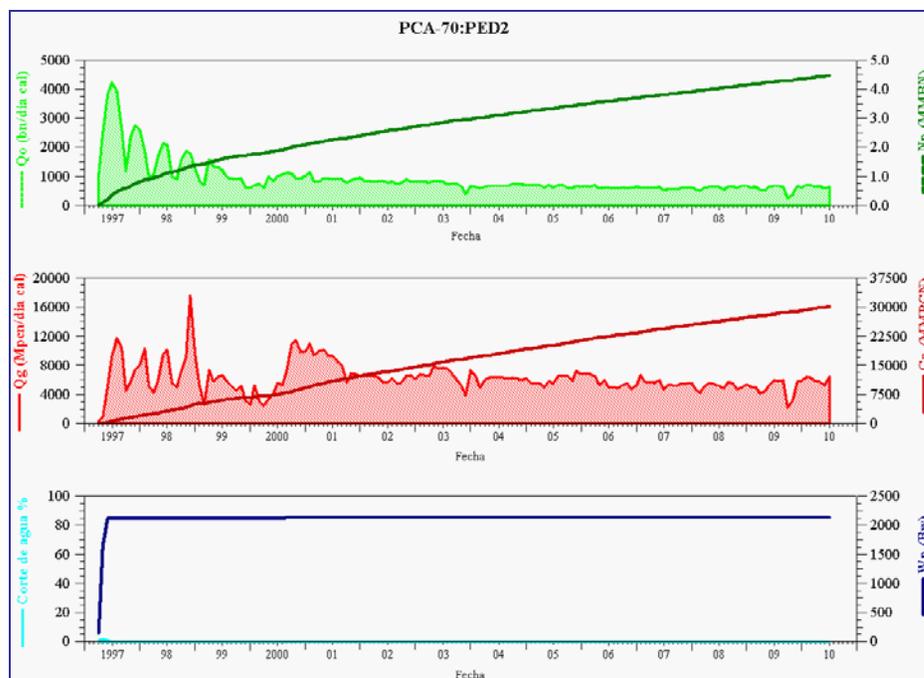


Gráfico H.5. Comportamiento de producción del pozo PCA-70.

APÉNDICE I

BALANCE DE GAS

Tabla I.1. Balance de Gas del Yacimiento P2-5. Año 2006.

FECHA	GP (MPCN)	PCA-54 (MP N)	PCA-73 (MP CN)	TOTAL INY (MPCN)
01/01/2006	732.135	322.941	441.545	764.486
01/02/2006	706.524	291.583	437.663	729.246
01/03/2006	761.913	318.317	442.933	761.250
01/04/2006	665.061	307.596	353.987	661.583
01/05/2006	732.146	425.873	319.185	745.058
01/06/2006	658.080	239.614	418.709	658.323
01/07/2006	677.256	280.241	450.443	730.684
01/08/2006	579.831	234.856	286.318	521.174
01/09/2006	635.126	360.674	91.103	451.777
01/10/2006	661.927	347.733	76.787	424.520
01/11/2006	590.766	289.003	143.138	432.141
01/12/2006	606.142	268.488	201.597	470.085
TOTAL	8.006.907	3.686.919	3.663.408	7.350.327

Tabla I.2. Balance de Gas del Yacimiento P2-5. Año 2007.

FECHA	GP (MPCN)	PCA-54 (MPN)	PCA-73 (MPCN)	TOTAL INY (MPC N)
01/01/2007	628.285	311.155	200.189	511.344
01/02/2007	589.095	299.491	180.968	480.459
01/03/2007	597.446	342.764	173.188	515.952
01/04/2007	485.259	304.438	156.604	461.042
01/05/2007	408.656	301.140	110.462	411.602
01/06/2007	394.541	324.471	139.264	463.735
01/07/2007	402.137	185.005	119.198	304.203

01/08/2007	406.021	184.709	114.531	299.240
01/09/2007	385.722	197.267	99.450	296.717
01/10/2007	352.462	231.484	127.662	359.146
01/11/2007	344.934	171.485	110.656	282.141
01/12/2007	400.381	184.336	166.654	350.990
TOTAL	5.394.939	3.037.745	1.698.826	4.736.571

Tabla I.3. Balance de Gas del Yacimiento P2-5. Año 2008.

FECHA	GP (MPCN)	PCA-54 (MP N)	PCA-73 (MPC N)	TOTAL INY (MPCN)
01/01/2008	371.706	186.934	182.728	369.662
01/02/2008	425.834	220.273	211.149	431.422
01/03/2008	440.481	294.506	125.705	420.211
01/04/2008	439.434	280.298	143.678	423.976
01/05/2008	430.071	416.758	137.002	553.760
01/06/2008	367.519	425.014	165.869	590.883
01/07/2008	407.140	402.361	243.894	646.255
01/08/2008	484.853	307.080	208.965	516.045
01/09/2008	470.894	428.527	141.653	570.180
01/10/2008	444.897	475.809	140.297	616.106
01/11/2008	450.559	472.429	159.747	632.176
01/12/2008	455.659	494.504	191.535	686.039
TOTAL	5.189.047	4.404.493	2.052.222	6.456.715

Tabla I.4. Balance de Gas del Yacimiento P2-5. Año 2009.

FECHA	GP(MPCN)	PCA-54 (MPN)	PCA-73 (MPCN)	TOTAL INY (MPC N)
01/01/2009	413.754	443.512	182.271	625.783
01/02/2009	399.094	470.565	169.578	640.143
01/03/2009	398.314	424.110	156.320	580.430
01/04/2009	386.436	395.068	167.149	562.217
01/05/2009	447.101	553.334	114.464	667.798
01/06/2009	467.578	505.349	218.136	723.485
01/07/2009	485.707	563.929	245.150	809.079
01/08/2009	505.261	501.367	266.936	768.303
01/09/2009	293.115	84.469	46.224	130.693
01/10/2009	327.144	260.549	89.881	350.430
01/11/2009	436.516	447.112	139.963	587.075
01/12/2009	446.118	517.603	165.263	682.866
TOTAL	5.006.138	5.166.967	1.961.335	7.128.302

Tabla I.5. Balance de Gas del Yacimiento P2-5. Año 2009.

FECHA	GP (MPCN)	PCA-54 (MPN)	PCA-73 (MPCN)	TOTAL INY (MPC N)
01/01/2010	489.806	537.045	234.683	771.728
01/02/2010	461.430	272.247	189.238	461.485
01/03/2010	502.069	395.318	222.070	617.388
01/04/2010	465.044	500.292	172.982	673.274
01/05/2010	499.017	476.347	192.837	669.184
01/06/2010	521.538	489.398	268.364	757.762
TOTAL	2.938.904	2.670.647	1.280.174	3.950.821

Tabla I.6. Balance de gas del yacimiento P2-6. Año2006.

FECHA	GP (MPCN)	TOTAL INY (MPCN)
01/01/2006	532011	484281
01/02/2006	489618	452067
01/03/2006	490426	486941
01/04/2006	447085	447115
01/05/2006	577260	537256
01/06/2006	473960	436809
01/07/2006	520291	428607
01/08/2006	438698	346116
01/09/2006	519208	445321
01/10/2006	525193	477522
01/11/2006	451396	335335
01/12/2006	528067	367725
TOTAL	5993213	5245095

Tabla I.7. Balance de gas del yacimiento P2-6. Año 2007.

FECHA	GP (MPCN)	TOTAL INY (MPCN)
01/01/2007	593133	427005
01/02/2007	539403	365463

01/03/2007	586946	416189
01/04/2007	550852	416218
01/05/2007	660596	464106
01/06/2007	696374	515789
01/07/2007	721832	467888
01/08/2007	694886	385146
01/09/2007	513804	377860
01/10/2007	557318	393696
01/11/2007	597673	344858
01/12/2007	398075	291549
TOTAL	7110892	4865767

Tabla I.8. Balance de gas del yacimiento P2-6. Año 2008.

FECHA	GP (MP CN)	TOTAL INY (MPCN)
01/01/2008	455943	217720
01/02/2008	352695	146485
01/03/2008	396203	192309
01/04/2008	413266	169602
01/05/2008	674863	259719
01/06/2008	615369	262369
01/07/2008	693353	273088
01/08/2008	652340	395578
01/09/2008	618555	361796
01/10/2008	613513	276397
01/11/2008	631940	291351
01/12/2008	666979	253082
TOTAL	6785019	3099496

APÉNDICE J

MAPAs DE ISOPROPIEDAD

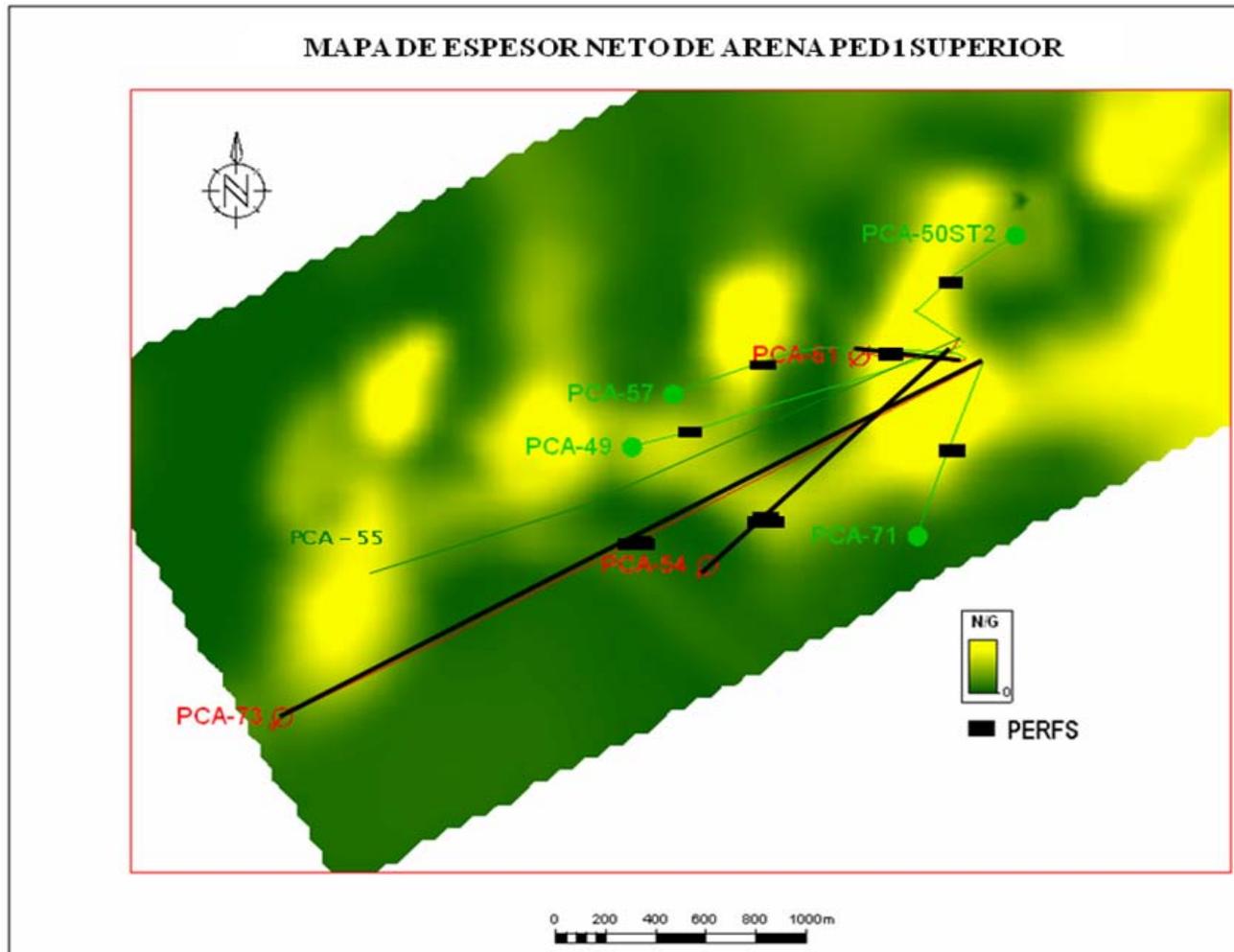


Figura J.1. Pozos completados en PED1 superior. Mapa de Espesor Neto de Arena.

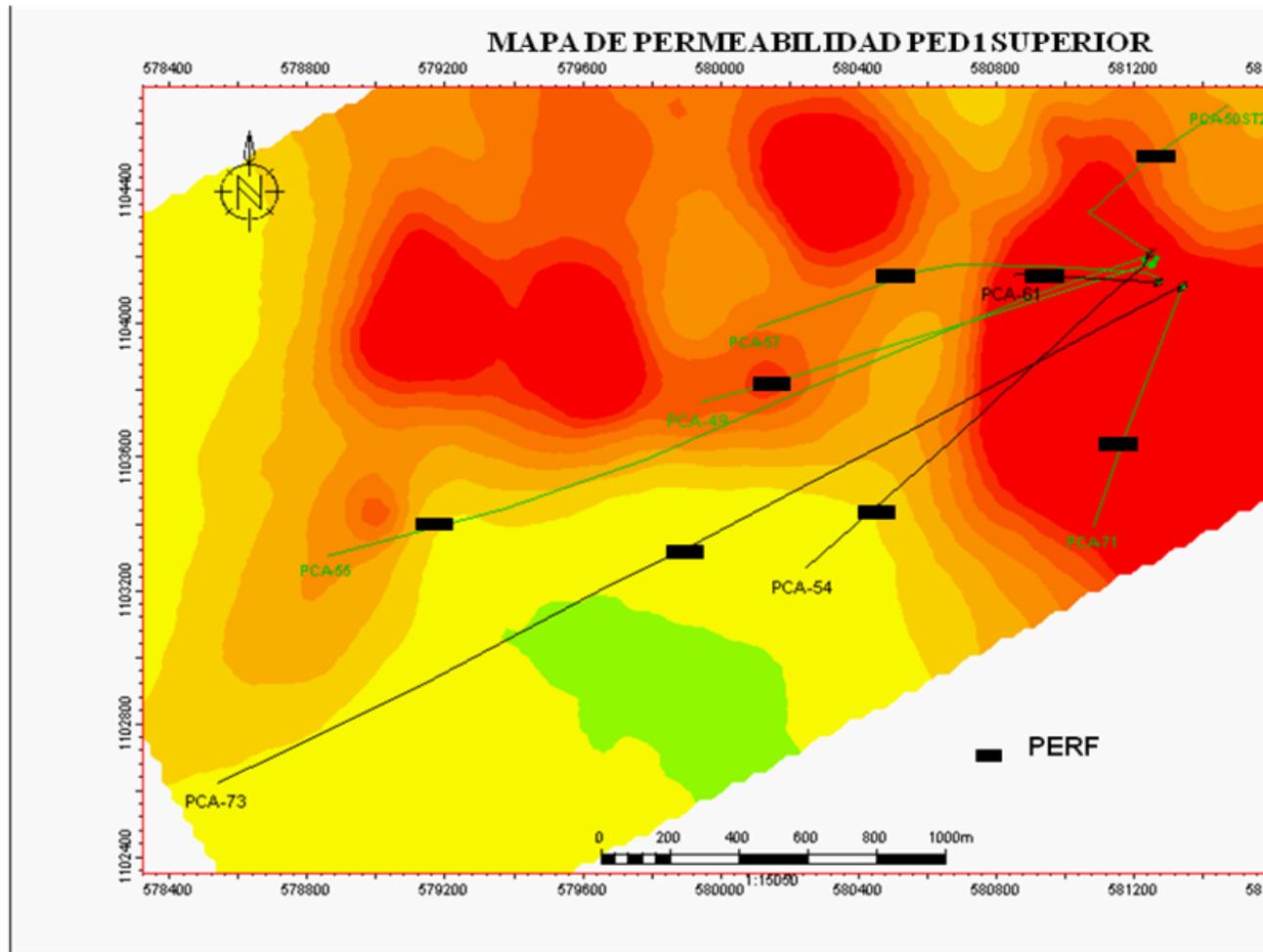


Figura J.2. Pozos completados en PED1 superior. Mapa de Permeabilidad.

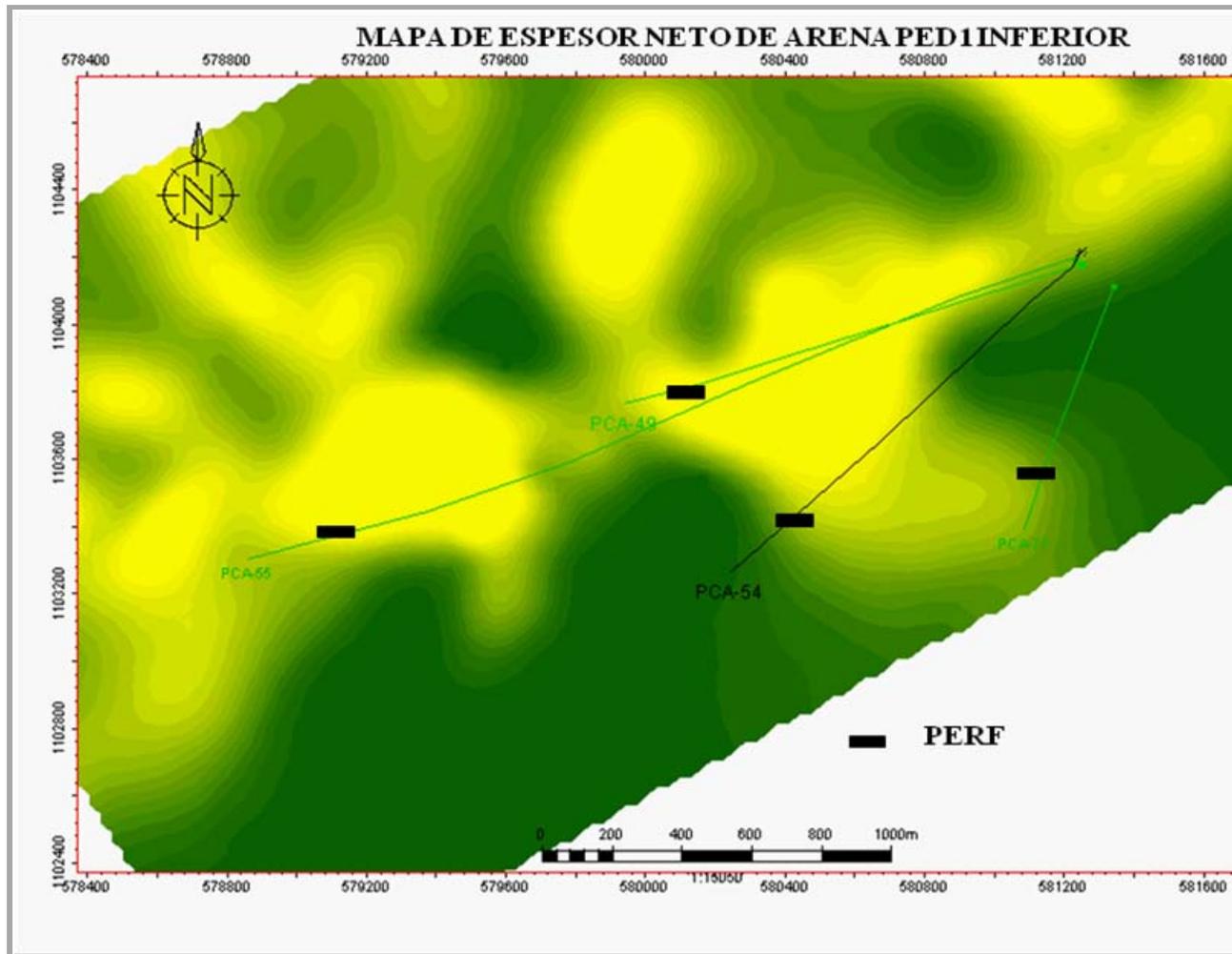


Figura J.3. Pozos completados en PED1 inferior. Mapa de Espesor Neto de Arena.

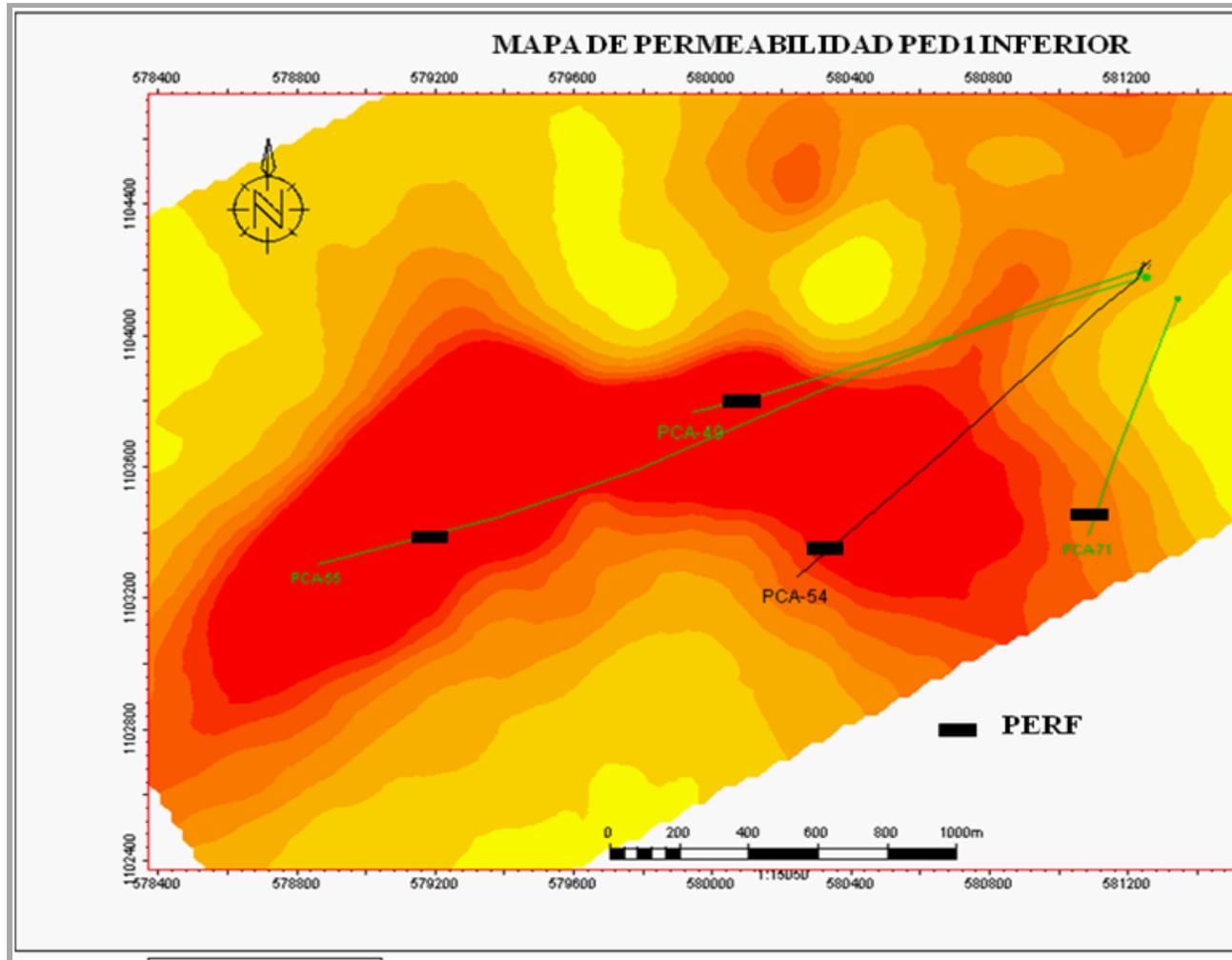


Figura J.4. Pozos completados en PED1 inferior. Mapa de Permeabilidad.

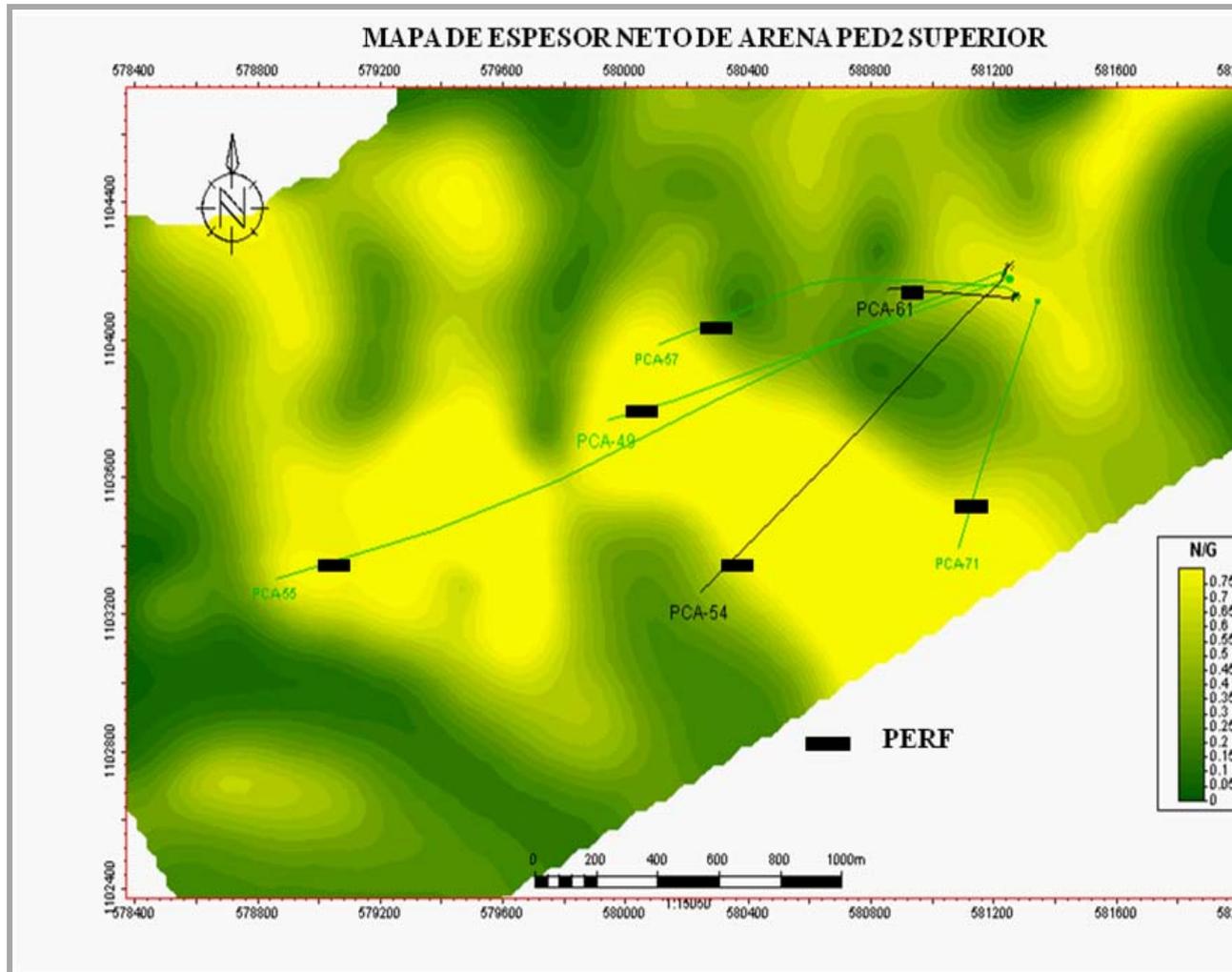


Figura J.5. Pozos completados en PED2 superior. Mapa de Permeabilidad.

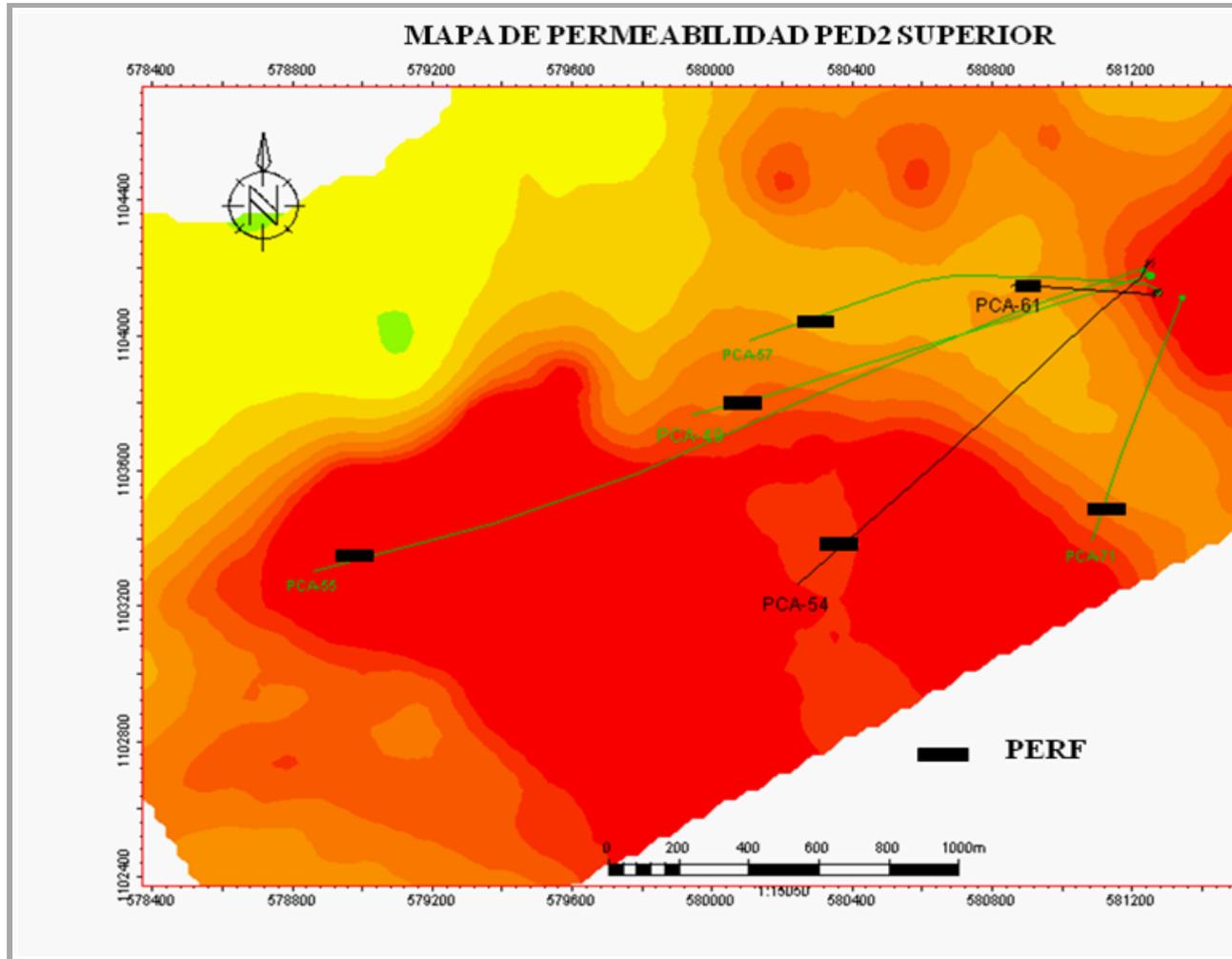


Figura J.6. Pozos completados en PED2 superior. Mapa de Permeabilidad.

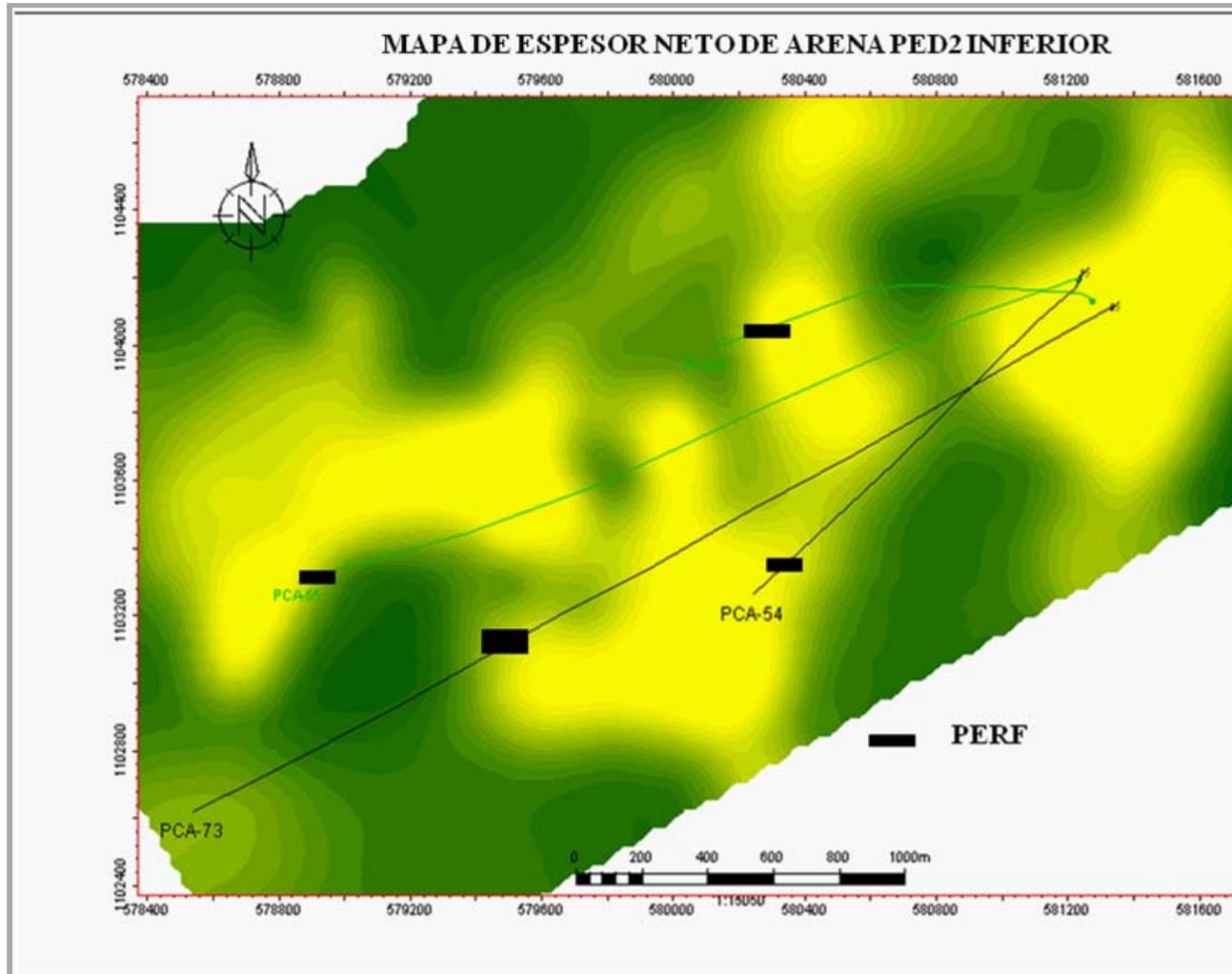


Figura J.7. Pozos completados en PED2 inferior. Mapa de Espesor de Arena Neta.

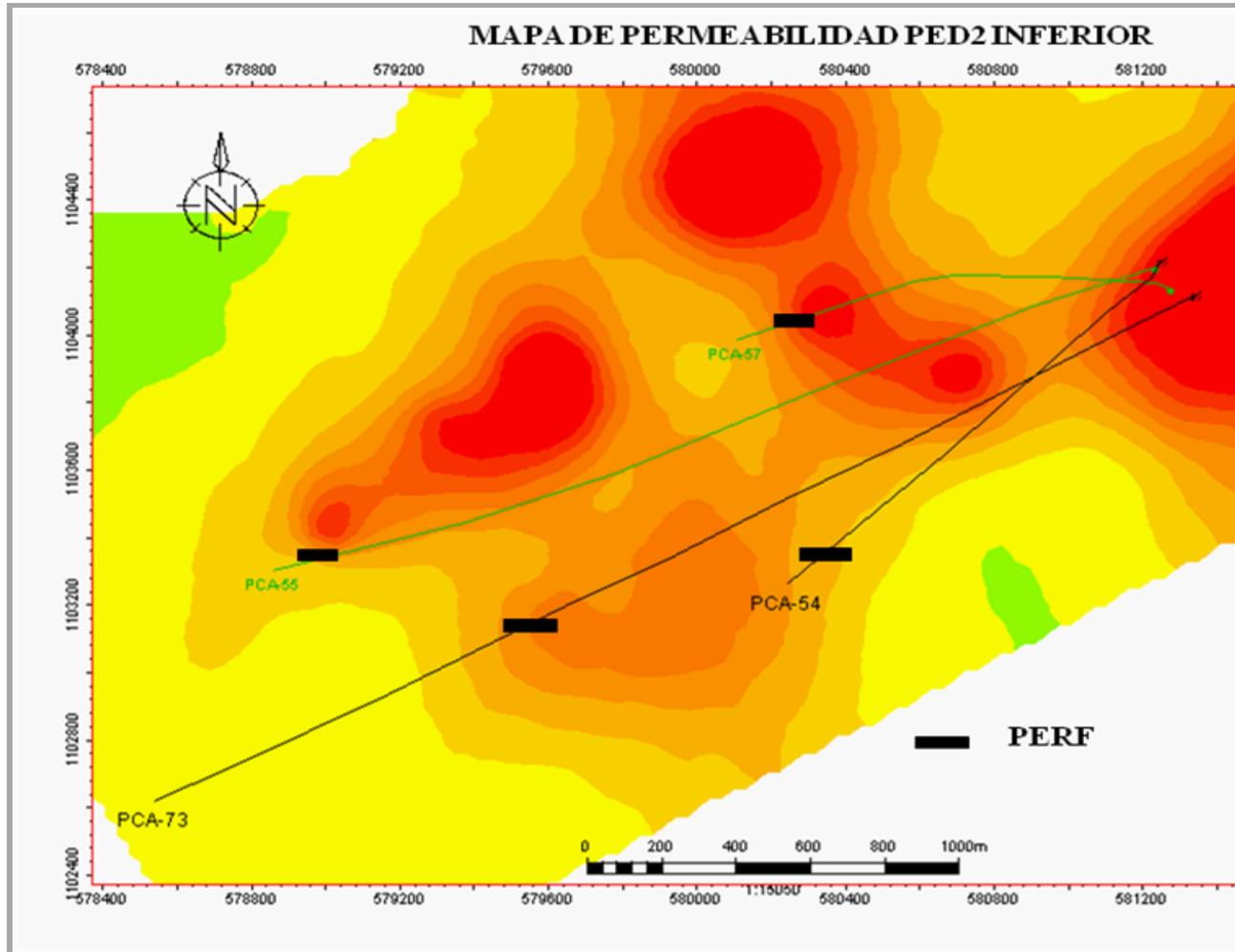


Figura J.8. Pozos completados en PED2 inferior. Mapa de Permeabilidad.

APÉNDICE K

ANÁLISIS DE DECLINACIÓN

a) POZO PCA-49

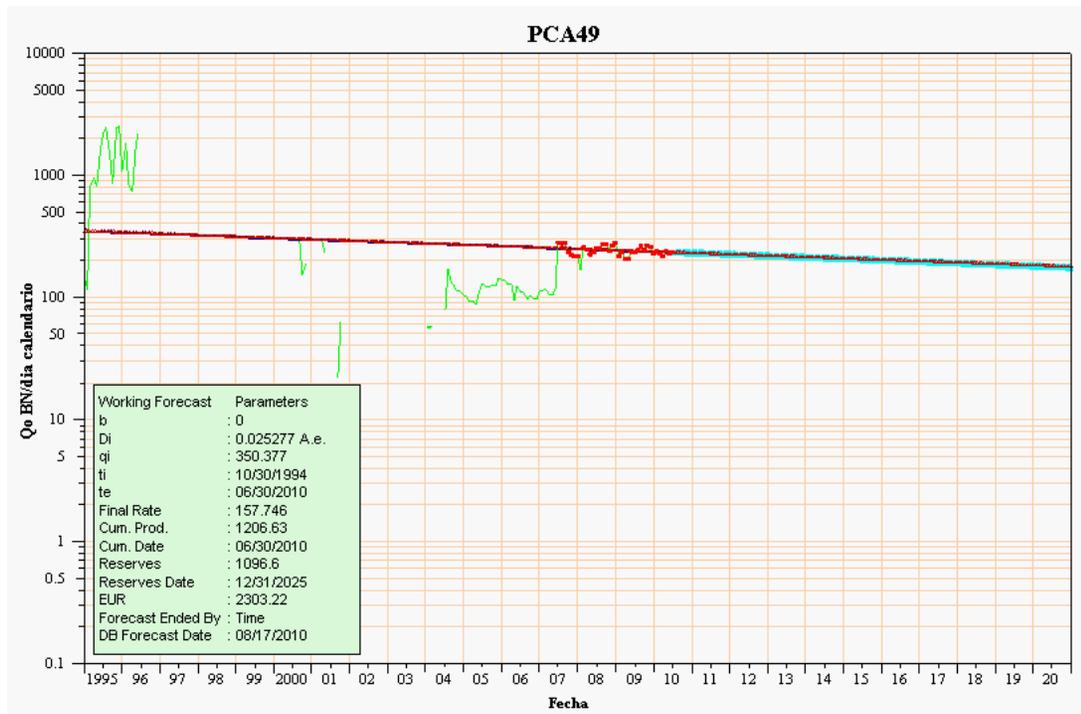


Figura K.1. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-49.

El análisis de declinación del pozo PCA-49 se efectuó tomando el periodo comprendido entre Abril-2007 y Junio-2010, por presentar mayor estabilidad en la producción de petróleo, obteniéndose una declinación anual de 2,5% siendo bastante baja. De conservarse produciendo el mismo bajo esta declinación hasta finales del 2025(culminación de la concesión) permitirá recuperar cerca de 1.097 MBN y

presentar para esa fecha tasas mayores de 150 BND. Siendo importante mantener las condiciones del este pozo ya que es buen productor y de declinación baja.

b) POZO PCA-50ST2

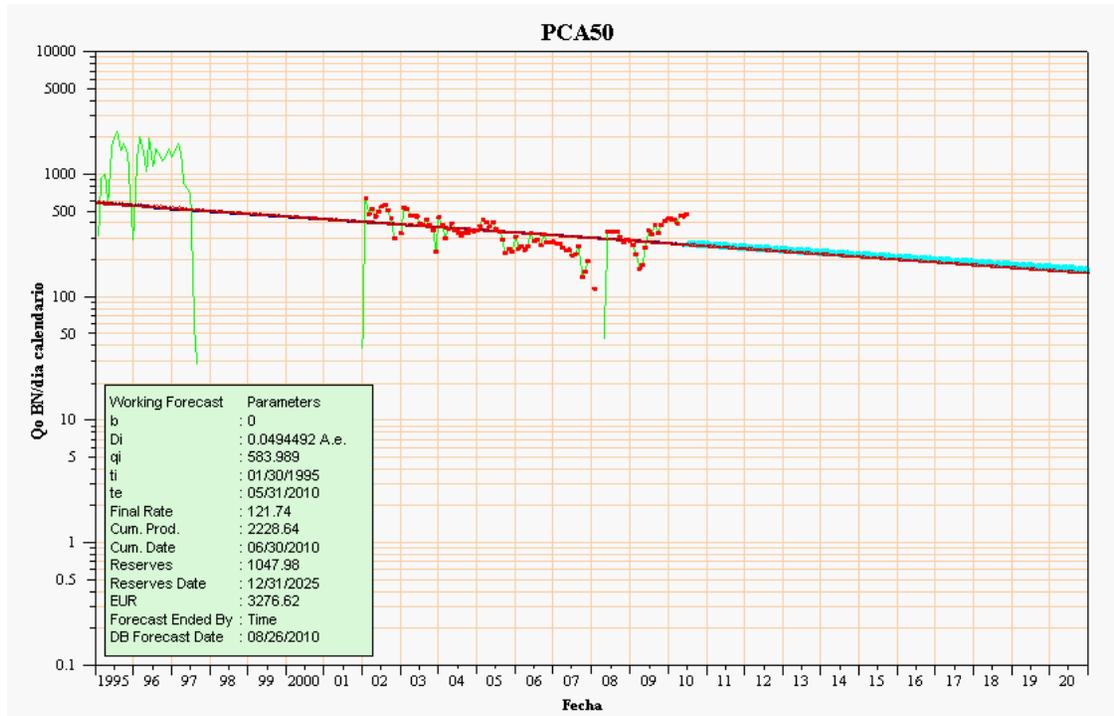


Figura K.2. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-50.

La declinación anual de producción del pozo se determinó en un 4.9 %, mediante el último periodo de producción comprendido entre Enero-2002 y Junio-2010, por presentar la mejor estabilidad en la producción de petróleo. No obstante, cabe destacar que de mantener el pozo produciendo bajo esta declinación, se drenara alrededor de 1.047 MBN para finales del 2025 y la producción del pozo estará por debajo de 122 BND. Sin embargo, resultaría importante intervenir el pozo para mejorar el recobro ya que es un pozo con buena producción de petróleo y declinación relativamente baja.

c) POZO PCA-51

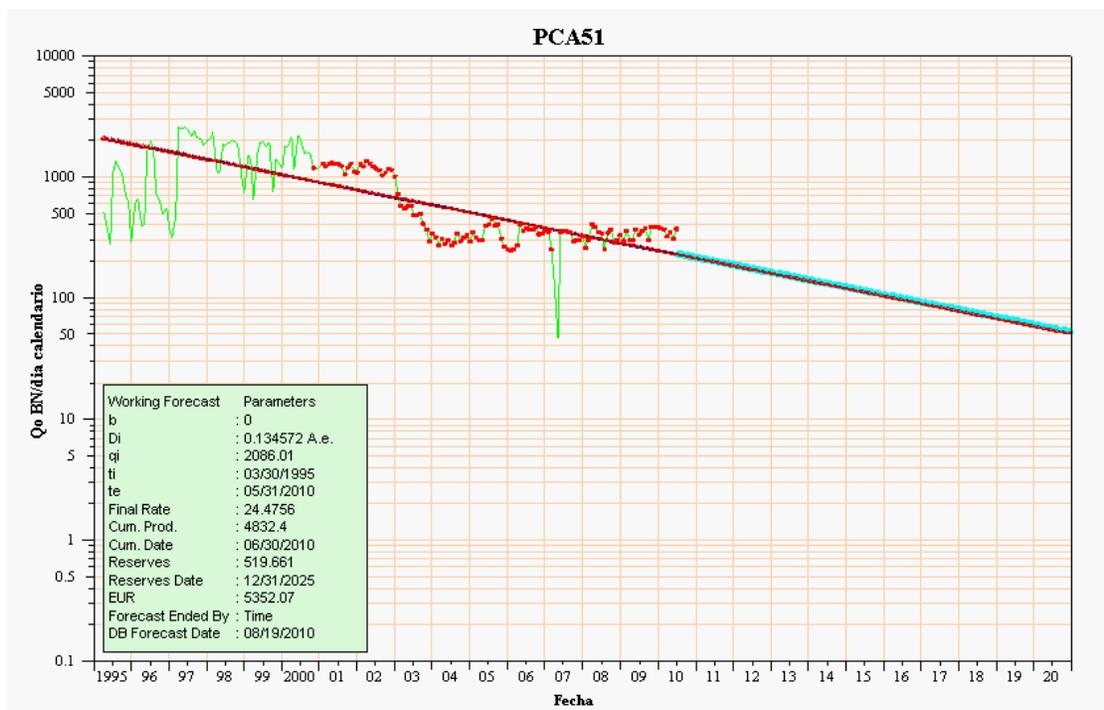


Figura K.3. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-51.

En la figura K.3 se muestra la grafica de declinación del pozo, para la cual se tomo el periodo estable de producción de petróleo, resultando de aproximadamente 13.5%,

indicando que de no intervenir el pozo y mantenerse bajo las condiciones de producción actuales, para finales del 2025, estará produciendo menos de 25 BND llegando a drenar cerca de 520 BND desde Julio-2010. De allí la necesidad de intervenir el pozo para mejorar las condiciones de producción y aumentar el perfil productivo además de extender la vida útil del mismo.

d) POZO PCA-53

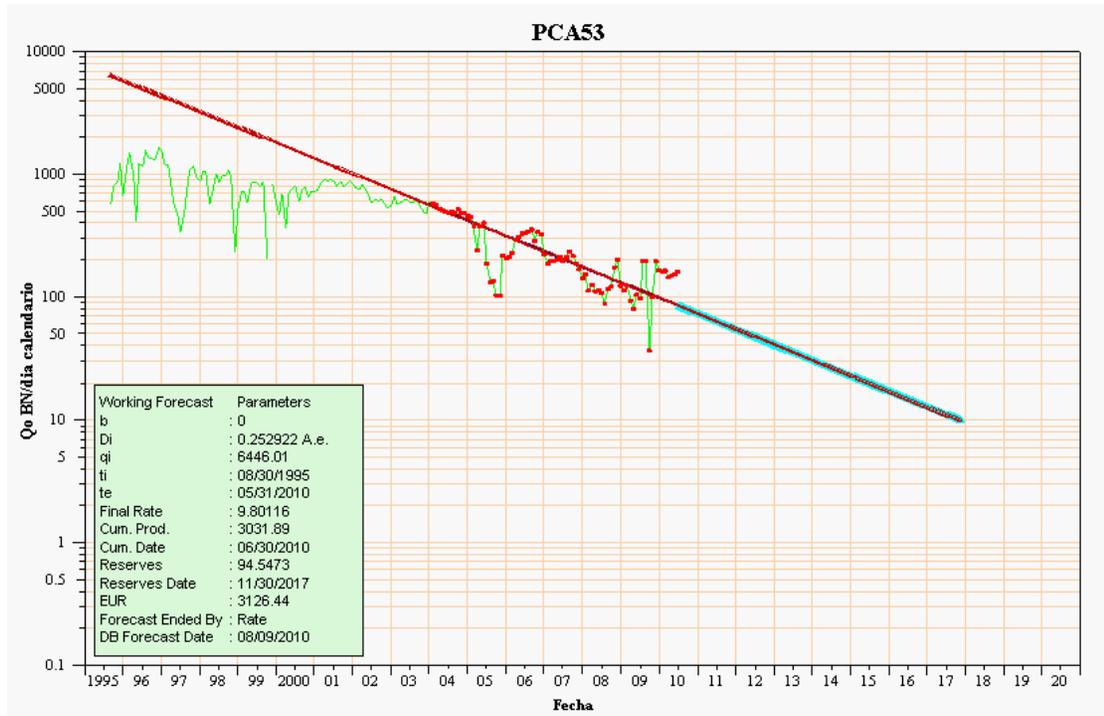


Figura K.4. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-53.

Desde Enero-2004 hasta la actualidad (Junio-2010) el pozo mostro una declinación de 25.3%, lo que muestra que de seguir así para Noviembre del 2017, solo lograra recuperar un total de 94.55 MBN y estará produciendo menos de 10 BND, de allí la necesidad de intervenir este pozo para mejorar las condiciones de recobro, logrando aumentar la producción y disminuir el índice de declinación. De esta manera evitar el agotamiento del pozo.

e) POZO PCA-55

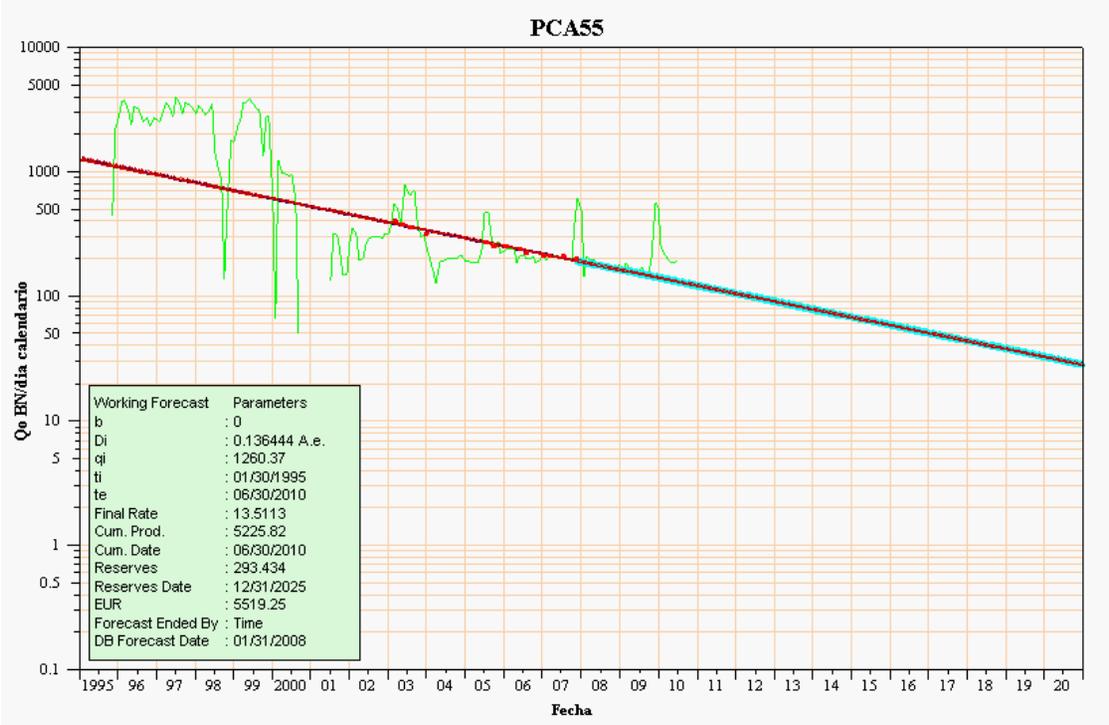


Figura K.5. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-55.

Este pozo presenta una declinación anual de 13.6%, de seguir el pozo produciendo bajo esta condición apenas lograra drenar un total de 293.434 MBN para diciembre 2025, además presentara tasa menores de 14 BND. Esto indica la importancia de mejorar las condiciones de recobro y así aumentar las reservas por drenar y contar con mejores tasas de petróleo, que permita alargar la vida útil del pozo.

f) POZO PCA-57

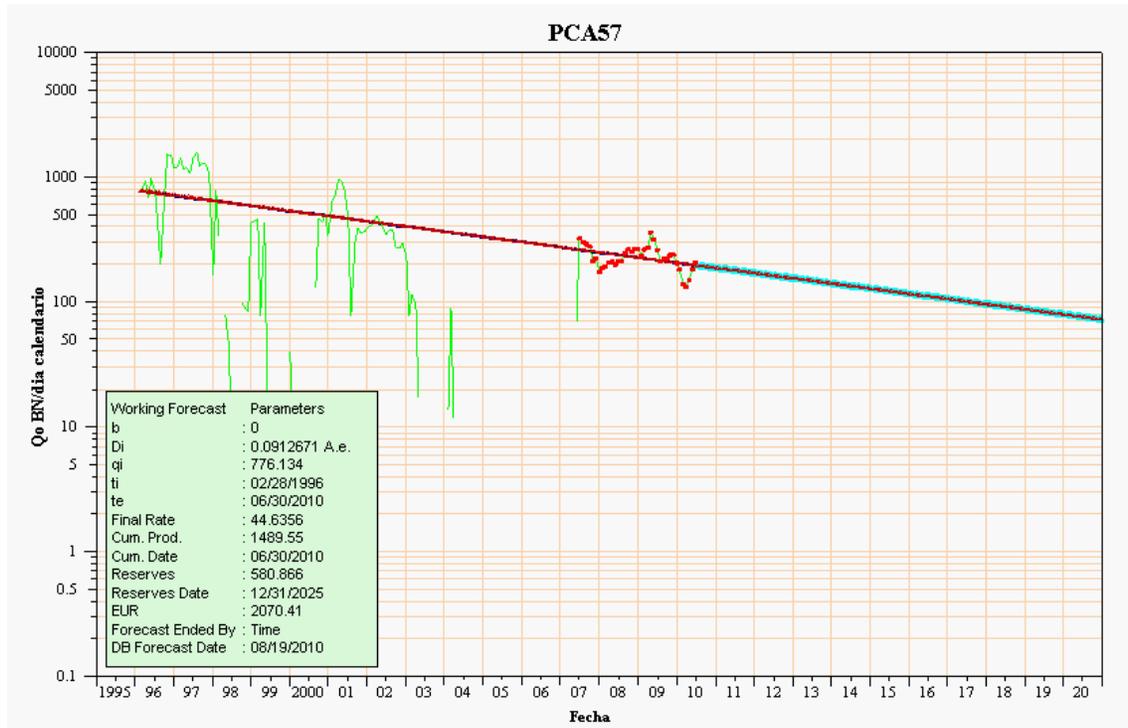


Figura K.6. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-51.

El pozo PCA-57 muestra un índice de declinación de 9%, durante el ultimo periodo de producción comprendido entre Mayo-2007 y Junio-2010. Si el pozo continua produciendo durante los próximos 15 años (hasta diciembre 2025) bajo esta declinación lograra drenar alrededor de 580 MBN, presentando para la fecha tasa menores de 50 BND. No obstante, esto indica la necesidad de intervenir el pozo que permita denar la mayor cantidad de petróleo y evitar la caída de producción para finales del 2025.

g) POZO PCA-60

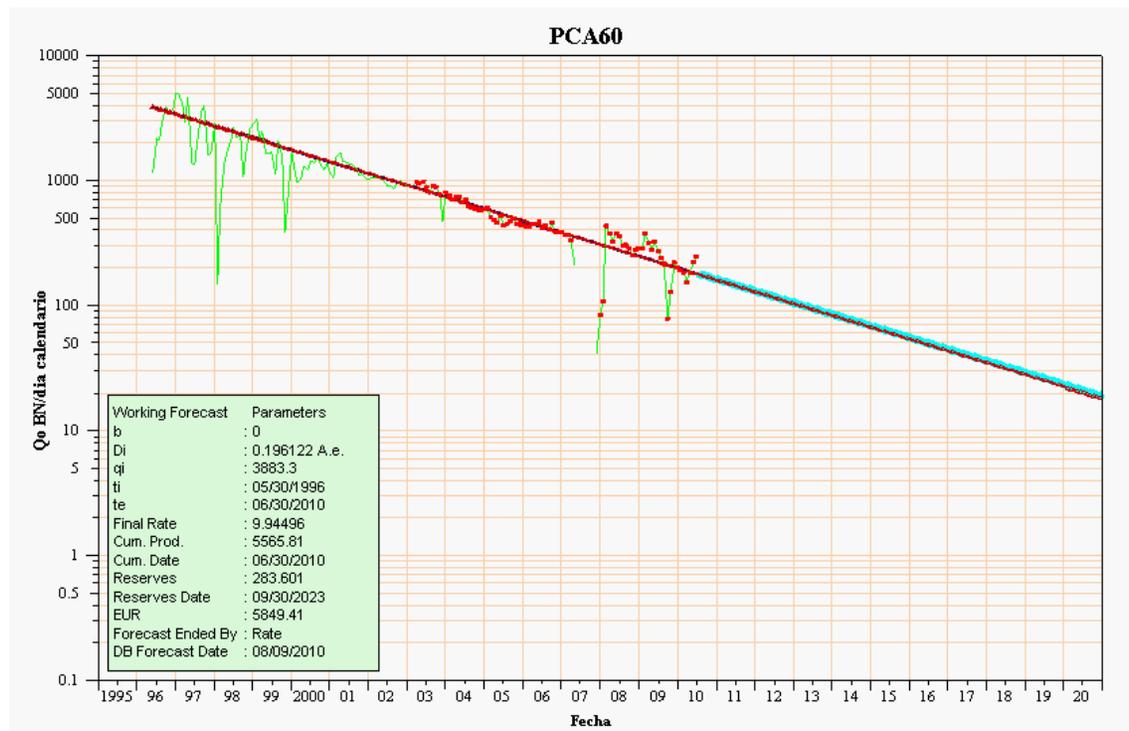


Figura K.7. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-60.

El análisis de declinación del pozo se efectuó tomando el periodo entre Marzo-2003 y Junio-2006, por presentar mayor estabilidad en la producción de petróleo, resultando una declinación anual de 19,6%, indicando que de no intervenir el pozo y mantenerse produciendo bajo las mismas condiciones actuales la producción estará por debajo de 10 BND para Octubre del 2023, recuperando un total de 283.601 MBN. Siendo importante mejorar las condiciones del pozo para aumentar el perfil de producción y por ende el recobro, además de disminuir el índice de declinación.

h) POZO PCA-62

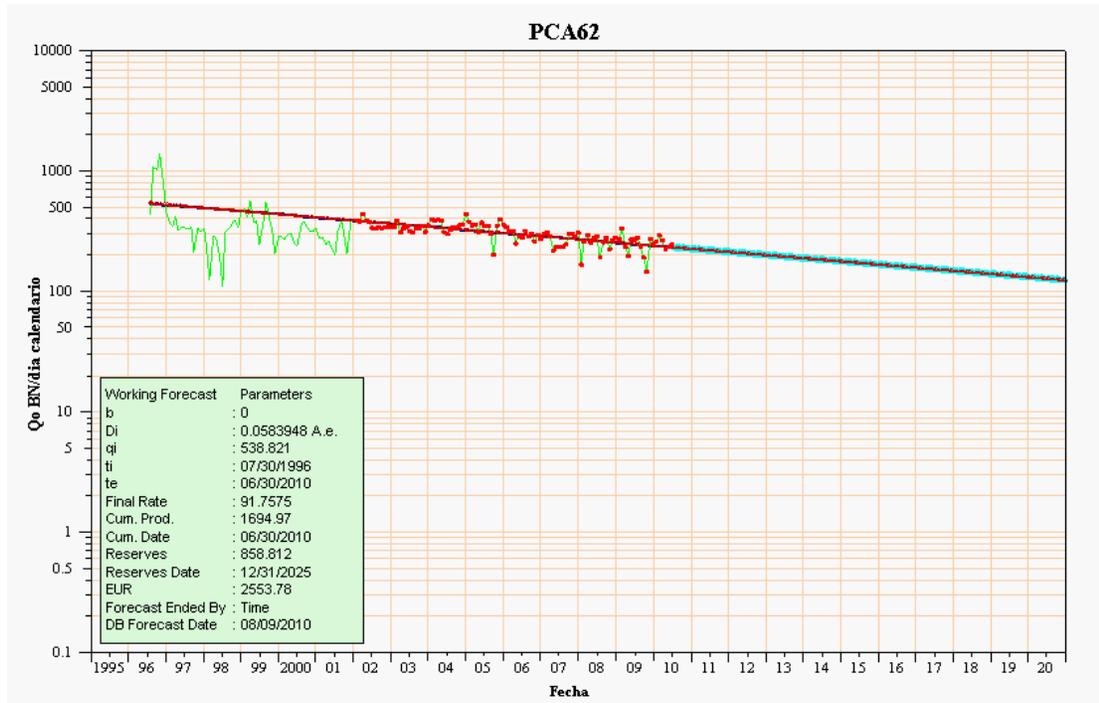


Figura K.8. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-62.

El análisis de declinación del pozo PCA-62 se efectuó tomando el periodo Febrero-2006 y Junio-2010, por presentar mayor estabilidad en la producción de crudo; resultando una declinación anual de producción 5,8%. De mantenerse esta declinación hasta finales de 2025(culminación de la concesión), el pozo no alcanzara a producir 100 BND y solo drenaría un total de 858.812 MBN. Por lo tanto, resultaría necesidad mejorar las condiciones de recobro para aumentar las reservas por drenar del pozo, que permita dejar la menor cantidad de petróleo en el subsuelo.

i) POZO PCA-67A

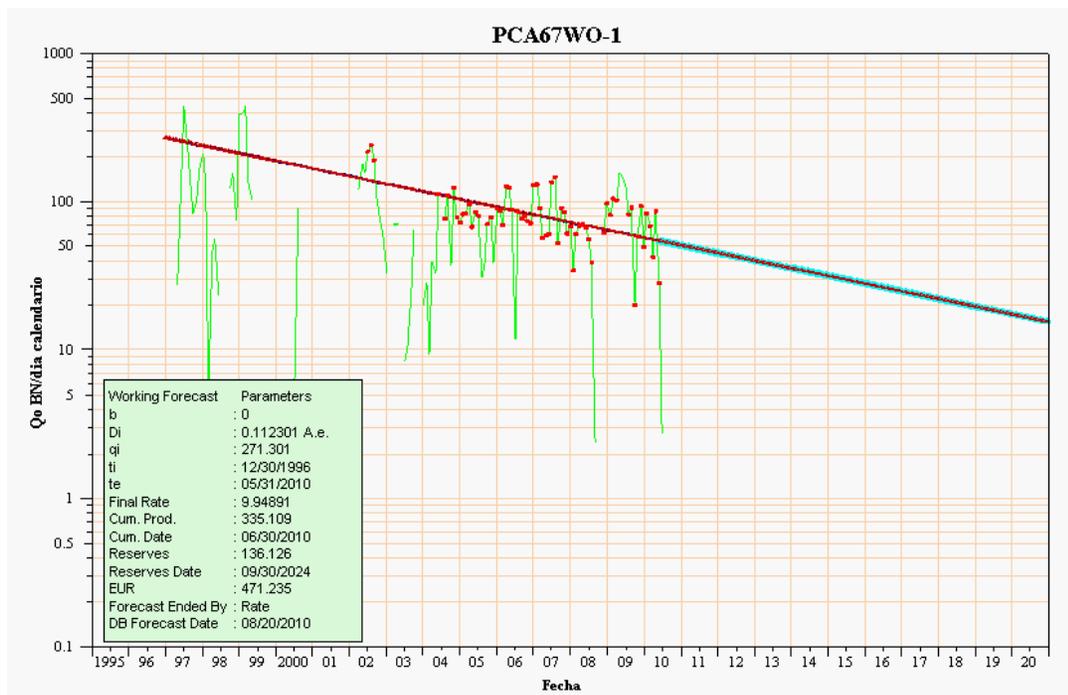


Figura K.9. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-67A.

En la figura K.9, se muestra la curva de declinación del pozo, donde se evidencia la inestabilidad de producción, debidos a los problemas de arenamiento y asfáltenos que ocasionaron su cierre en Mayo del 2010, lo cual dificulta la estimación

representativa del porcentaje de declinación. Sin embargo, se tomo el periodo comprendido entre Octubre-2002 y Mayo-2010, por ser el de mejor estabilidad en cuanto a inyección de gas lift y diámetro del reductor. Para este periodo, el pozo presento un índice de declinación de 11%, indicando que de seguir con esta declinación para Octubre del 2024, presentara tasa menores de 10 BND, drenándose para esta fecha un total de 136.12 MBN. De allí la importancia de intervenir el pozo y mejorar las condiciones de este pozo, que permita aumentar el perfil de producción del pozo y recuperar la mayor parte de reservas, así como disminuir el índice de declinación.

j) POZO PCA-70

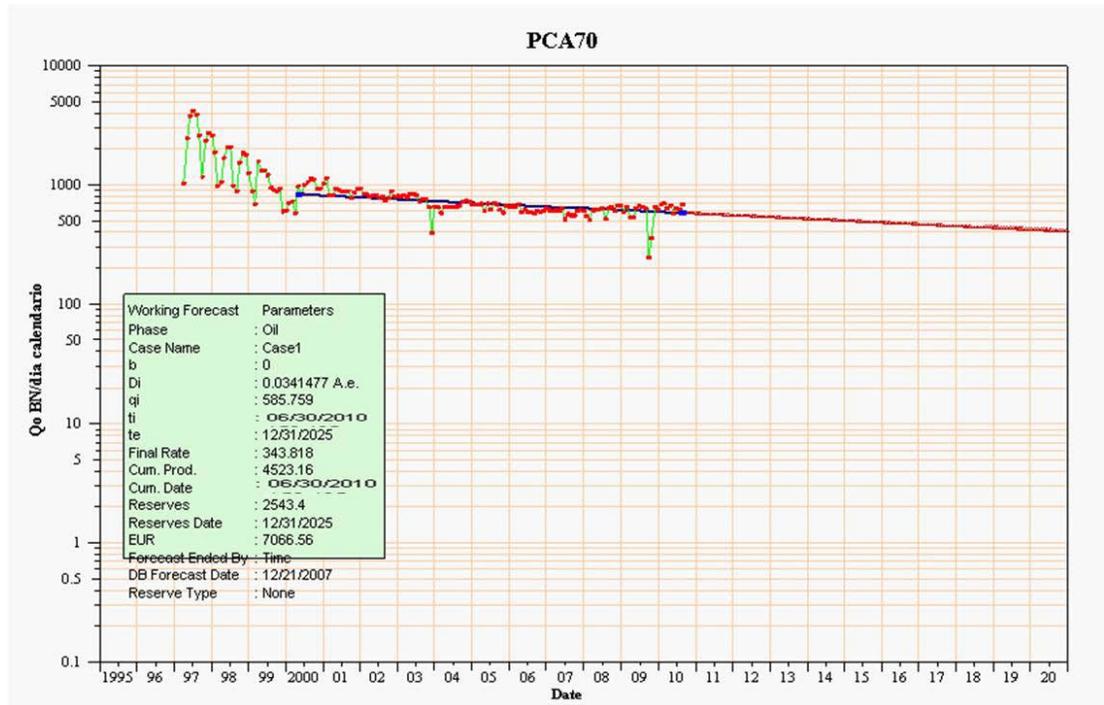


Figura K.10. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-70.

Este pozo presenta una declinación anual relativamente baja (3,4%), debido que desde aproximadamente Marzo del 2000 hasta la actualidad (Junio-2010) ha presentado una producción de petróleo estable. No obstante, de mantenerse el pozo bajo esta declinación se drenarían un total de 2.543 MBN para finales del 2025, además estará produciendo para esta fecha un poco más de 340 BND. Por lo tanto se considera un pozo de buena producción y declinación baja, siendo importante mantener las condiciones del pozo.

k) POZO PCA-71

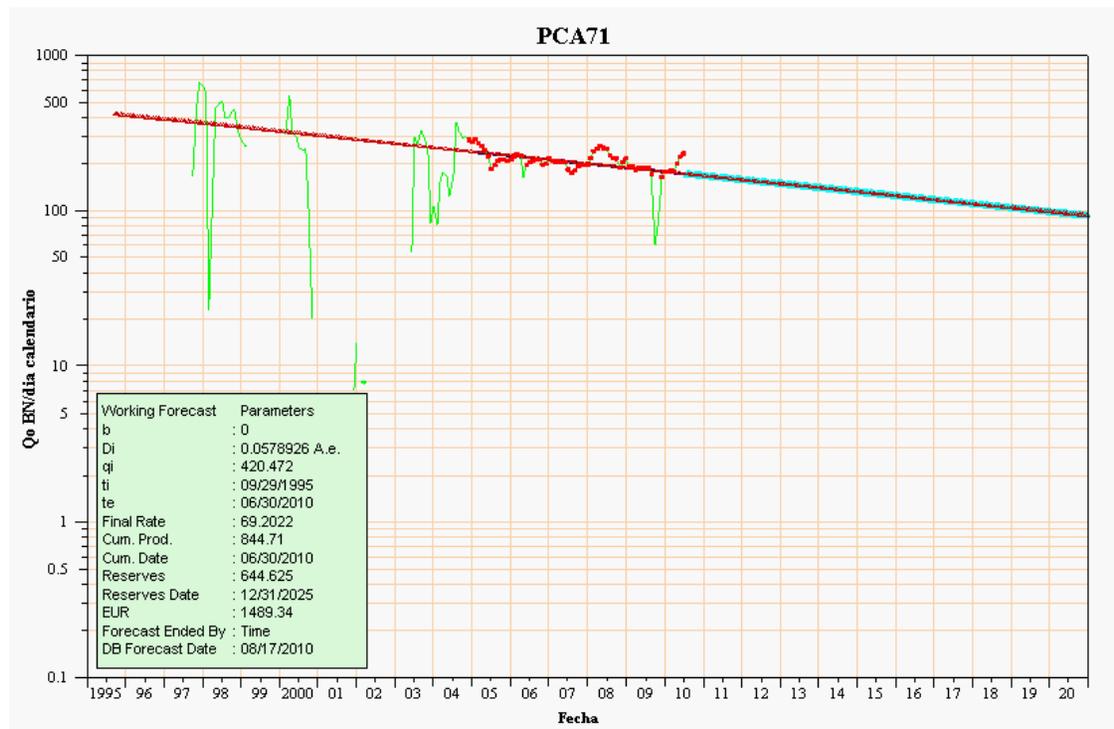


Figura K.11. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-62.

En la grafica se observa que para el análisis de declinación se tomo el último periodo de producción del pozo, entre Noviembre-2004 y junio-2010, el cual representa el tiempo de mayor estabilidad en la producción de petróleo, indicando un índice de declinación de 5,8%, pronosticando que para el final de la concesión (Diciembre-2025) se presentara tasas menores 70 BND y además se tendrá un drenaje cercano a los 645 MBN. Esto indica la importancia de mejorar las condiciones de recobro para aumentar las reservas por drenar y contar con una mejor tasa de petróleo y así alargar la vida útil del pozo.

1) POZO PCA-74

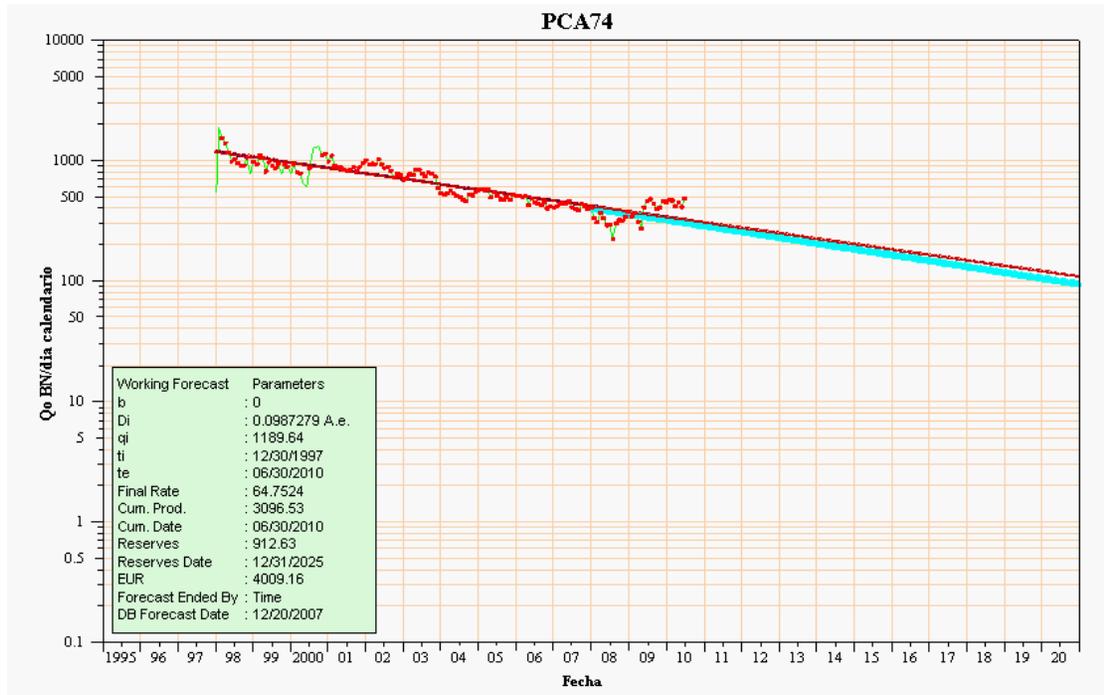


Figura K.12. Gráfica de declinación de producción del pozo PCA-74.

En la figura K.12 se observa la tendencia de declinación del pozo PCA-74, para la cual se tomó todo el periodo de producción de petróleo dado al comportamiento relativamente estable, resultando cercanos al 9,9%. De seguir bajo esta condición se alcanzara para finales del 2025 (culminación de la concesión) tasas cercanas a 65 BND, lográndose drenar solo 912 MBN. Siendo importante mejorar el perfil productivo del pozo, para tratar de drenar la mayor cantidad de petróleo posible y prolongar la vida útil del pozo.

APÉNDICE L

INTERVENCIONES POSIBLES PARA OPTIMIZAR LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

m) POZO PCA-49

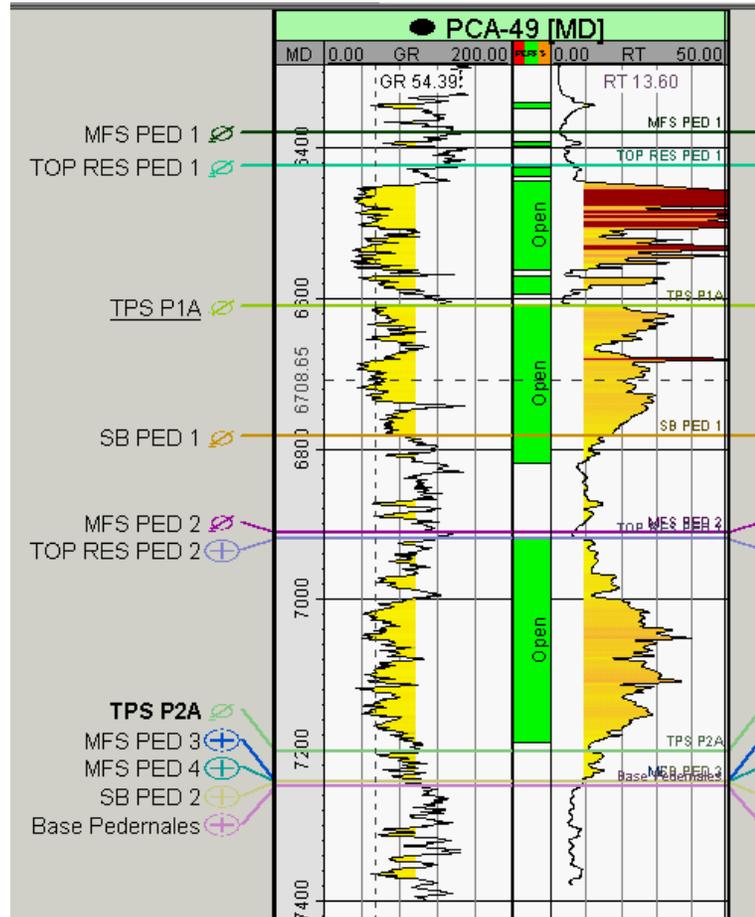


Figura L.1. Registro de Gamma Ray y Resistividad del pozo PCA-49.

En la figura L.1 se observa que todos los intervalos prospectivos están cañoneados (12 tpp con 60° fase) y abiertos a producción. No obstante, se podría identificar mediante pruebas PLT los intervalos que aporten petróleo para posible recañoneo a 6 tpp con 60° fase. A demás se podría realizar estudio de la factibilidad del cierre de los intervalos productores de gas.

n) **POZOS PCA-55, PCA-51 y PCA-53.**

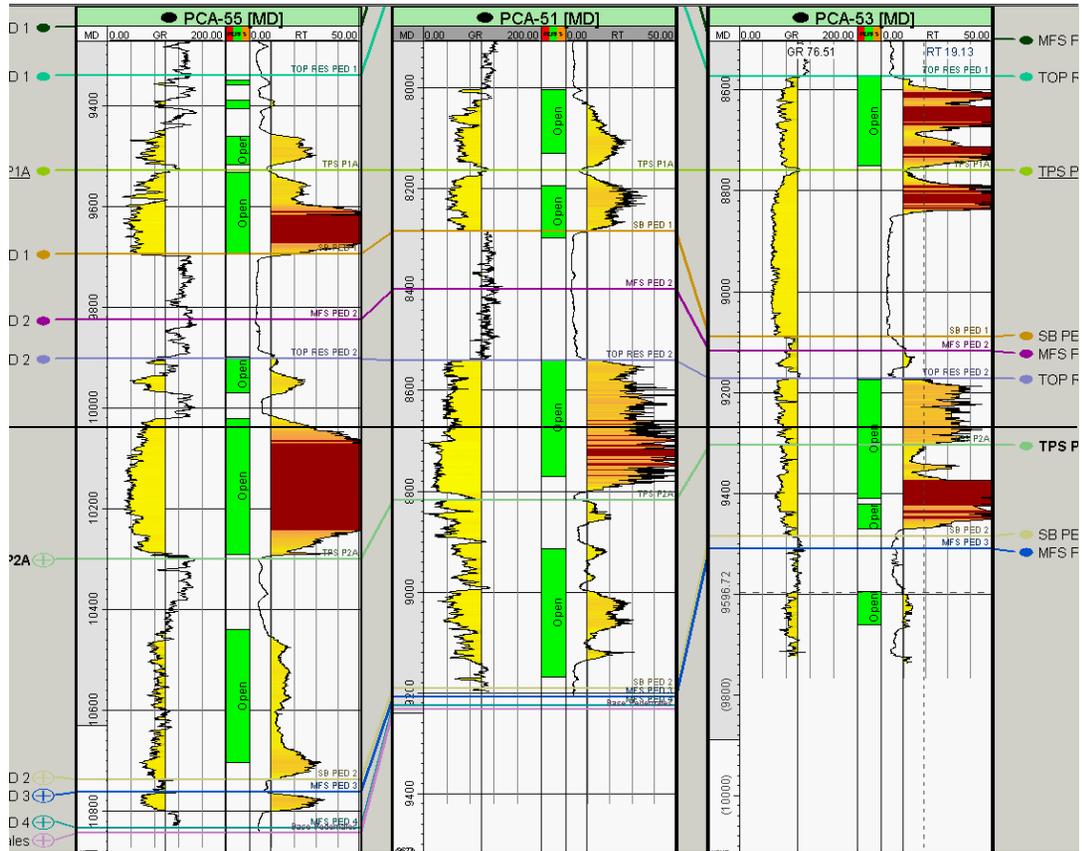


Figura L.2. Registro de Gamma Ray y Resistividad de los pozos PCA-55, PCA-51 y PCA-53.

El pozo PCA-55 muestra dos intervalos prospectivos para cañoneo a 10710'-10730' MD y 10764'-10800' MD, sin embargo sus pozos vecinos (PCA-51 y PCA-53) producen agua. Sin registro PLT de estos pozos existe mucha incertidumbre si los intervalos propuestos contienen crudo o ya están invadidos por agua, de allí la importancia de correr un PLT en los pozos vecinos para identificarlos intervalos portadores de agua y correlacionar con PCA-55, de esta manera se podría decidir si cañonear o no. Por otra parte, este pozo siempre ha presentado problemas de

taponamiento por arena, lo cual ha contribuido a sus caídas de producción. En tal sentido, se recomienda en primera instancia realizar una limpieza y posteriormente efectuar una corrida de PLT para definir la zona prospectiva y completar de ser posible en forma selectiva con control de arena. Esto permitiría aumentar las reservas por drenar y evitar la declinación del pozo.

En la figura L.2, también se observa que todos los intervalos prospectivos del PCA-51, están cañoneados y abiertos a producción. No obstante, presenta pérdida de producción de petróleo debidos a los altos cortes de agua, siendo necesario realizar corrida PLT para identificar las zonas que produzcan este fluido y así buscar la metodología adecuada para el control de agua. De igual manera recañonear las zonas productoras de petróleo. Esto permitirá mejorar el recobro y evitar la caída de producción del pozo.

En cuanto al pozo PCA-53, a pesar que presenta un corte moderado de agua, afecta la producción de petróleo, ocasionando una continúa declinación del pozo. En efecto, resulta necesario aislar las zonas que produzcan agua y posteriormente estimular los intervalos productores de petróleo, basándose en registro PLT. De esta manera se podría frenar la declinación y aumentar el recobro del pozo.

Antes de cualquier intervención de los pozos PCA-51 y PCA-53 primeramente se debe limpiar el pozo para remover la acumulación de arena de formación en el fondo del pozo, que también ha influido en la declinación gradual de producción.

o) POZO PCA-57

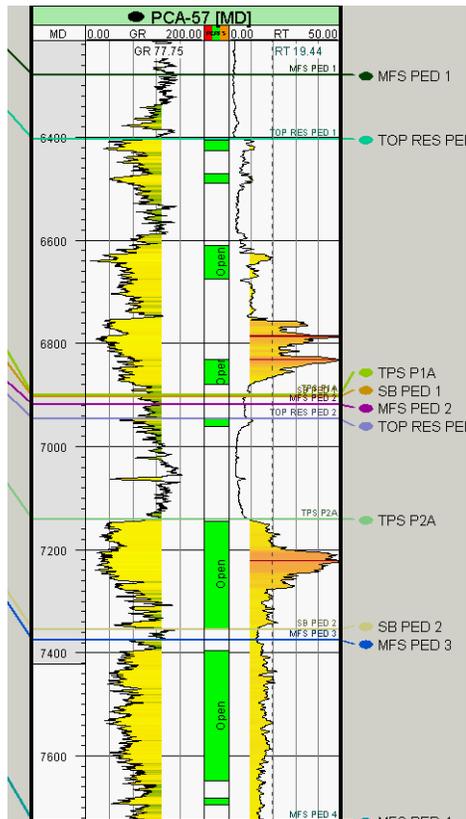


Figura L.3. Registro de Gamma Rey y Resistividad de los pozos PCA-57.

Tal como se observa en la figura L.3, el pozo PCA-57, los prospectos están cañoneados (3tpp con 90° fase) y abiertos a producción. No obstante, este pozo tiene problema de arenamiento, lo cual ha contribuido a la disminución de la producción de petróleo, tras el taponamiento de los intervalos PED3 y PED4 mayores portadores de crudo según PLT 2004, tal como se indica en el análisis de producción, siendo

necesario realizar en primera instancia limpieza con tubería continua que permitan aumentar la producción y a su vez ejecutar un registro de producción (PLT) para identificar las zonas que contribuyen con la producción de gas para su posible aislamiento y recañonar a 6 tpp con 60° fase aquellas zonas que aportan petróleo, con el objeto de ampliar el área de flujo en la cara del pozo reduciendo la alta producción de arena en el mismo y aumentar la tasa de producción. De esta manera tratar de drenar la mayor cantidad de reserva y evitar la caída de producción del pozo.

p) POZO PCA-62

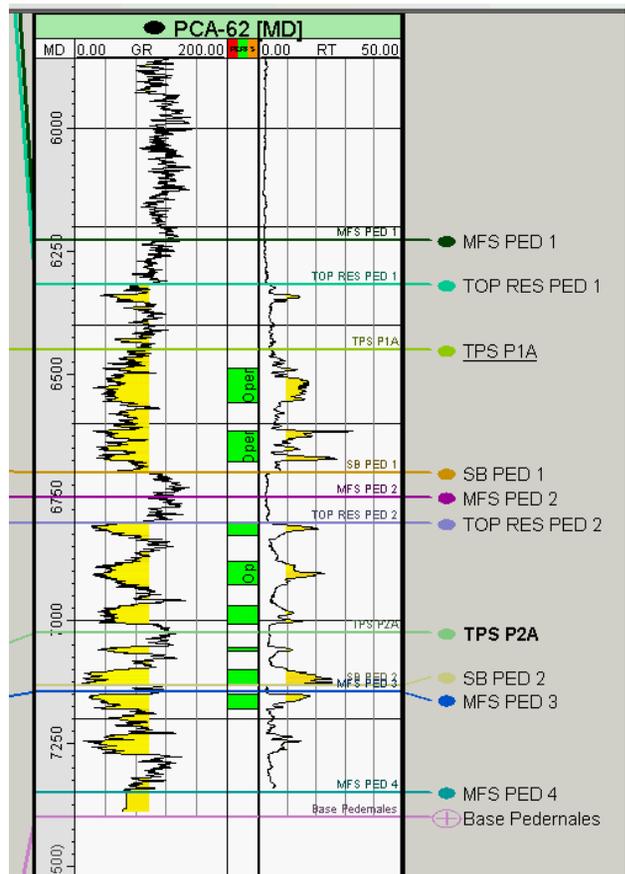


Figura L.4. Registro de Gamma Rey y Resistividad de los pozos PCA-62.

En la figura L.4, se observa que la formación que atraviesa el pozo PCA-62, presenta pequeños cuerpo de arenas prospectivos los cuales están cañoneados (3 tpp con 120° fase) y abiertos a producción. Este pozo presenta un comportamiento de producción de petróleo estable, sin embargo produce bajos cortes de agua, siendo necesario realizar un registro de producción (PLT) que permita identificar los intervalos que contribuyen con este fluido y así estudiar la posibilidad de aislamiento. Además de aumentar la densidad de cañoneo en aquellos intervalos productores de petróleo, con el objeto de aumentar el área de flujo en la cara del pozo y así mejorar la productividad del mismo.

q) POZO PCA-70

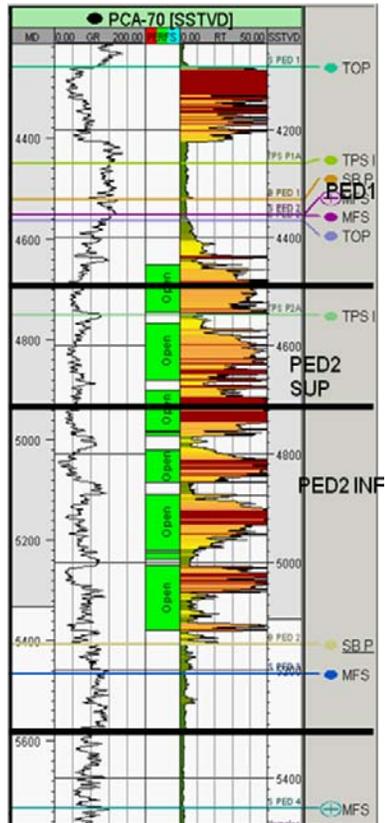


Figura L.5. Registro de Gamma Rey y Resistividad de los pozos PCA-57.

El pozo PCA-70 es el mejor productor de petróleo actual del área PCA, no obstante, los registros de producción realizados siempre han indicado que dicha producción proviene del ultimo intervalo cañoneado en la arena PED2 inferior (5250'-5380' MD). De igual manera, representa el pozo con mayor aporte de gas del yacimiento P2-6, proveniente en su totalidad de los intervalos superiores. Ver apéndice E. Para disminuir la producción de gas, se podría aislar las zonas superiores que permita optimizar la producción de petróleo logrando drenar mayores reservas, sin embargo, primeramente se debe definir si el gas producido esta ayudando a levantar la columna de petróleo o por otro lado las presiones de las arenas

productoras de gas están frenando la producción de petróleo de la arena inferior, de manera que no se afecte la producción del pozo.

r) POZO PCA-71

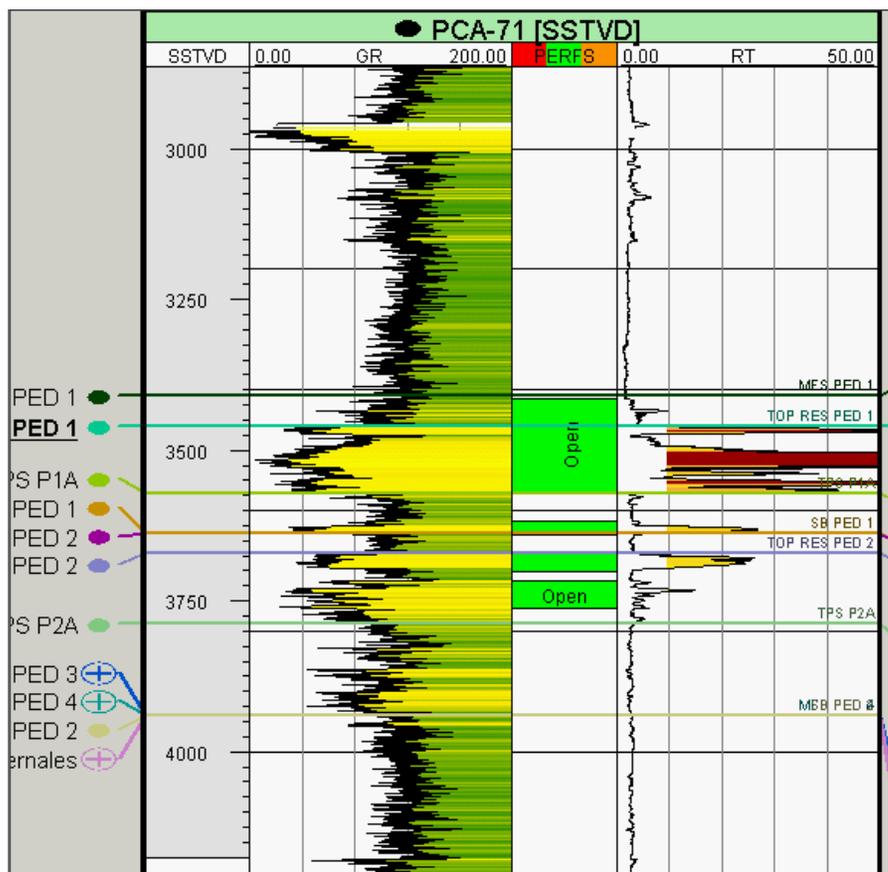


Figura L.6. Registro de Gamma Ray y Resistividad del pozo PCA-71.

Según la figura L.6, en la formación atravesada por el pozo PCA-71, no se observa arenas prospectivas para cañoneo, a excepción las cañoneadas (3 tpp con 120° fase) y abiertas a producción. Debido que el pozo presenta problemas de arenamiento que ha provocado disminución de la producción, es importante realizar limpieza con tubería continua para recuperar producción de petróleo y a su vez correr

registro de producción (PLT) para identificar los intervalos que contribuyen a la producción de petróleo, para su posible recañoneo a 6tpp con 60° fase. Sin embargo, se debe realizar estudios en detalle, para controlar la producción de gas (Gas Shut Off) y producción de arena de esta manera alargar la vida útil del pozo.

s) POZO PCA-74

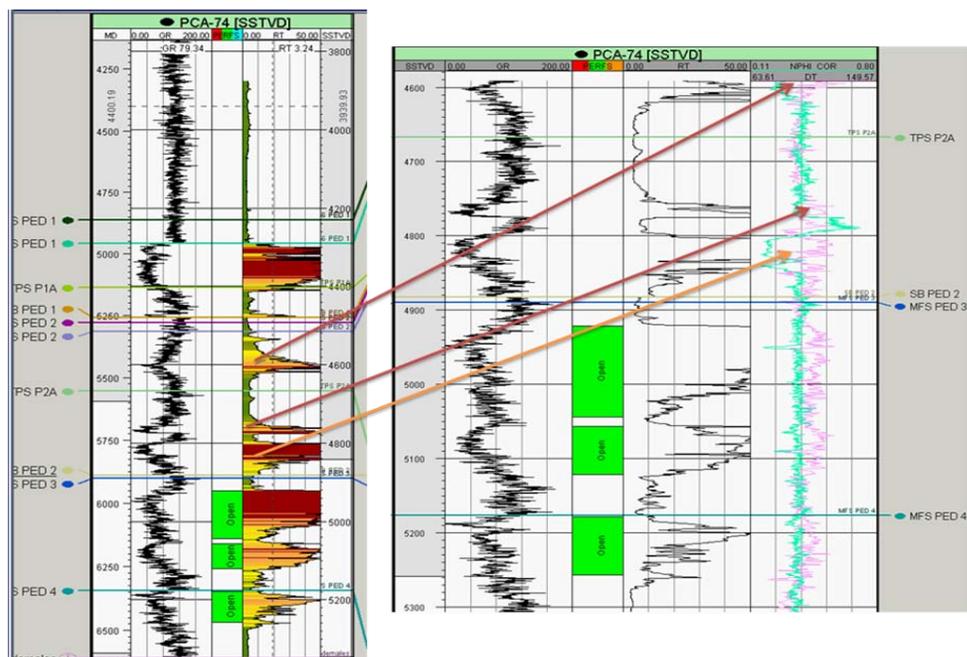


Figura L.7. Registro de Gamma Rey, Resistividad y Densidad Neutrón del pozo PCA-74.

El pozo PCA-74, es el segundo mejor productor de petróleo del área PCA, proveniente de las arenas PED3 y PED4 cañoneadas a 3 tpp con 120° fase. No obstante, la producción ha sido afectada por los problemas de arenamiento, siendo necesario realizar limpieza que permita recuperar la producción. A su vez, debido que no se tienen registros de producción para saber los intervalos que aportan petróleo,

resulta necesario correr uno para identificar dichos intervalos y recañonearlos a 6 tpp con 60° fase. En la figura L.7, se puede observar arenas limpias en la parte superior, sin embargo, la evaluación petrofísica evidencia el contenido de gas debido a cruce de las curvas de densidad-neutrón, por lo tanto no son prospectiva para cañoneo. Si se logra comercializar el gas dentro en el Campo Pedernales estas arenas son excelente pozo para cañonear.

APÉNDICE M

REGISTROS CON INTERVALOS PROPUESTOS A CAÑONEO Y RECAÑONEO

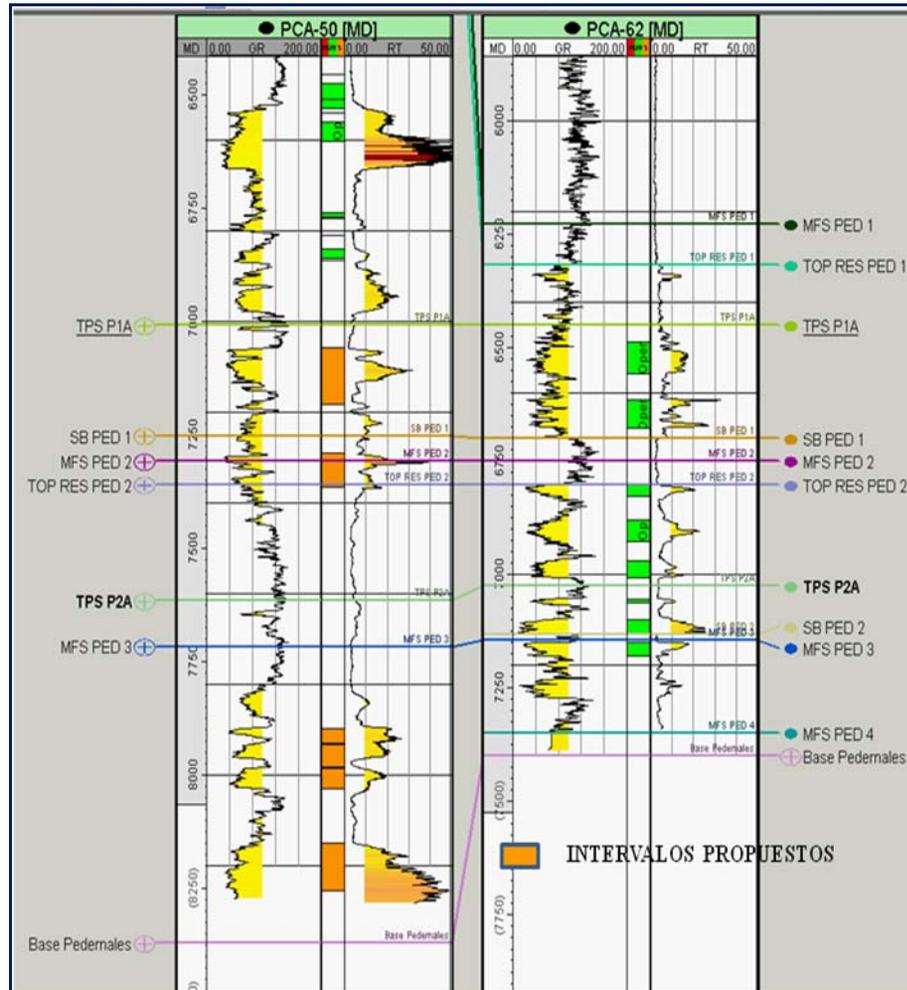


Figura M.1. Intervalos propuestos a cañoneo del pozo PCA-50ST2.

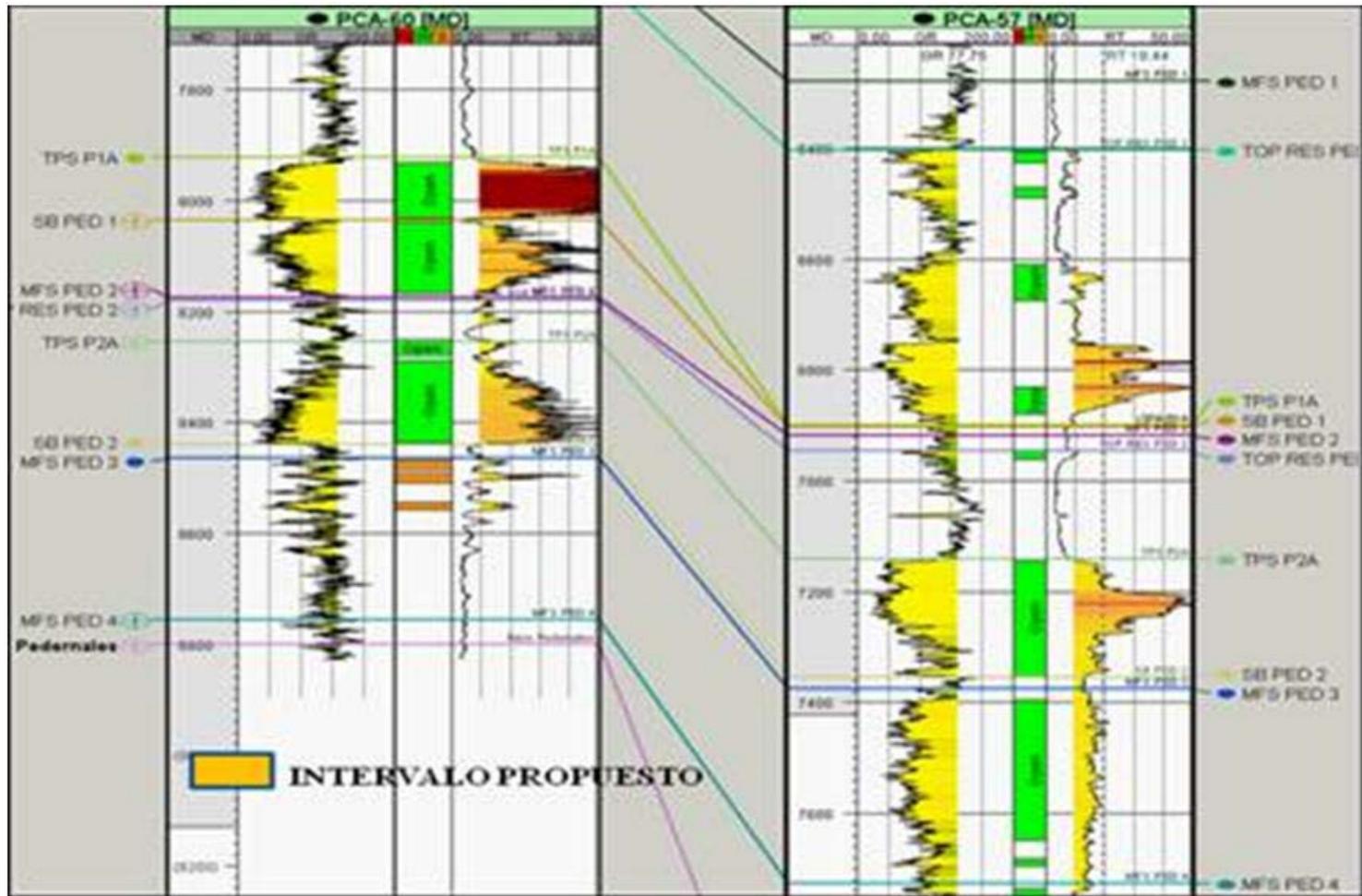


Figura M.2. Intervalos propuestos a cañoneo del pozo PCA-60.

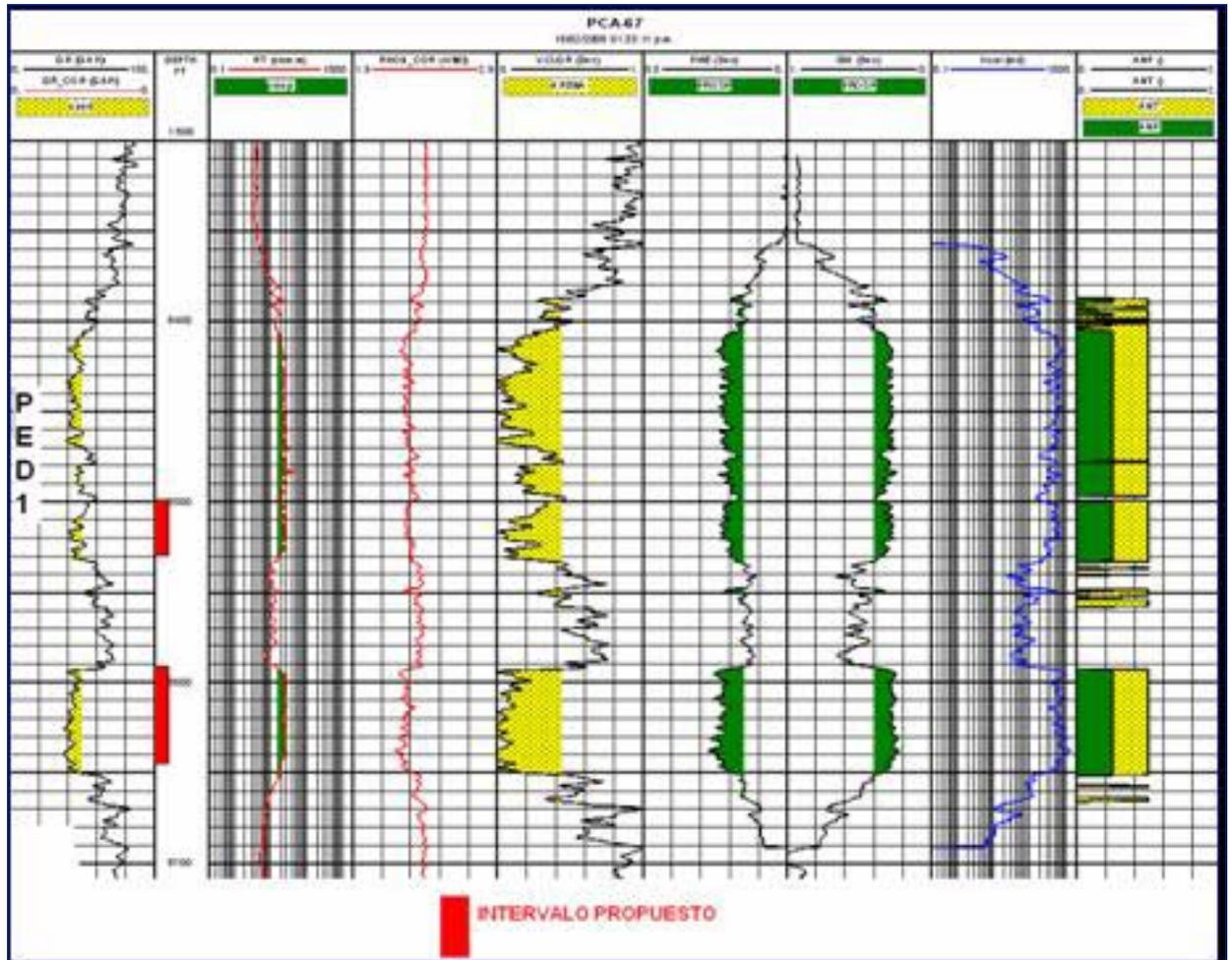


Figura M.3. Registro con intervalo propuesto para recañoneo en la arena PED 1.

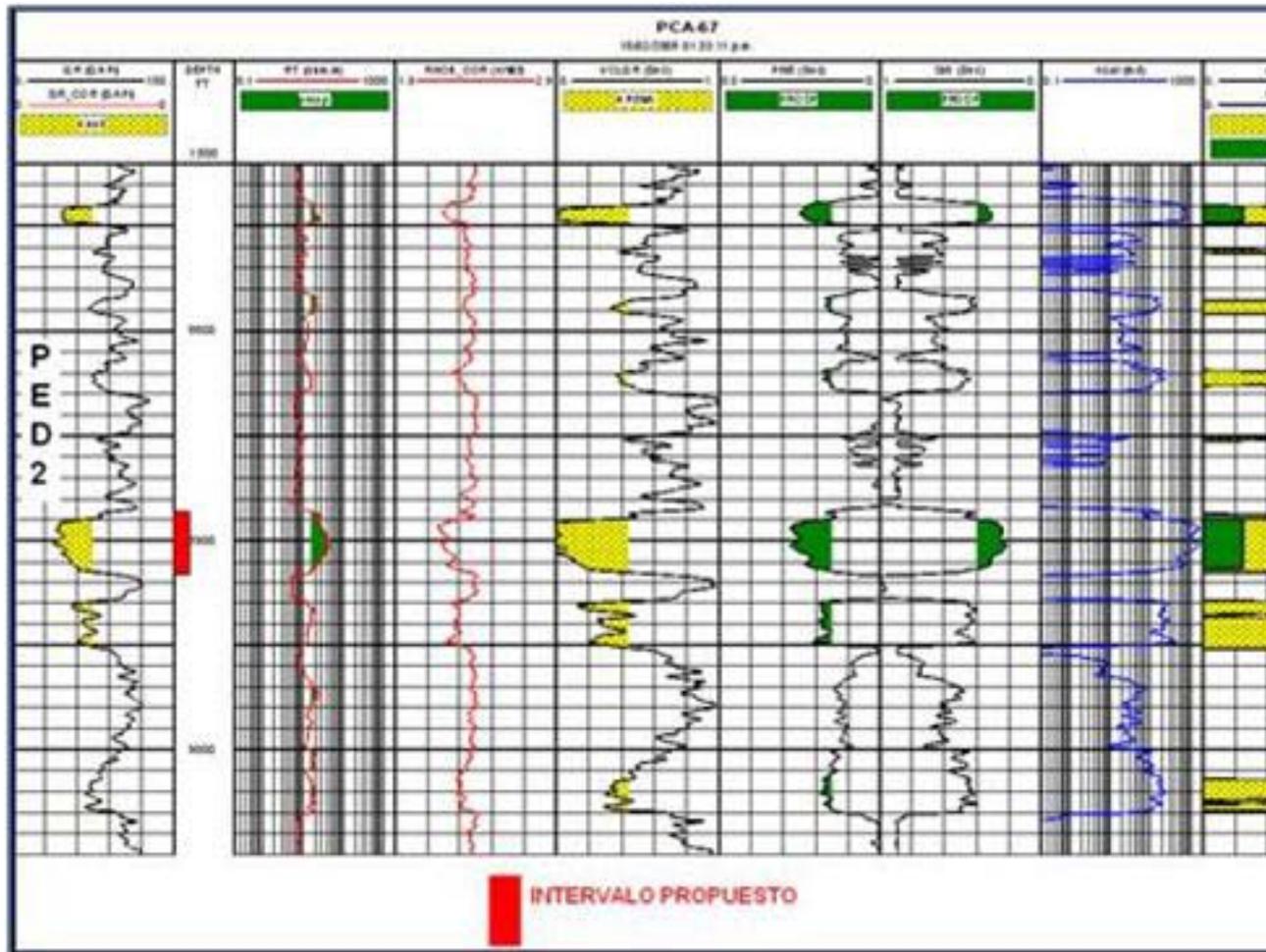


Figura M.4. Registro con intervalo propuesto para recañoneo y cañoneo en la arena PED-2.

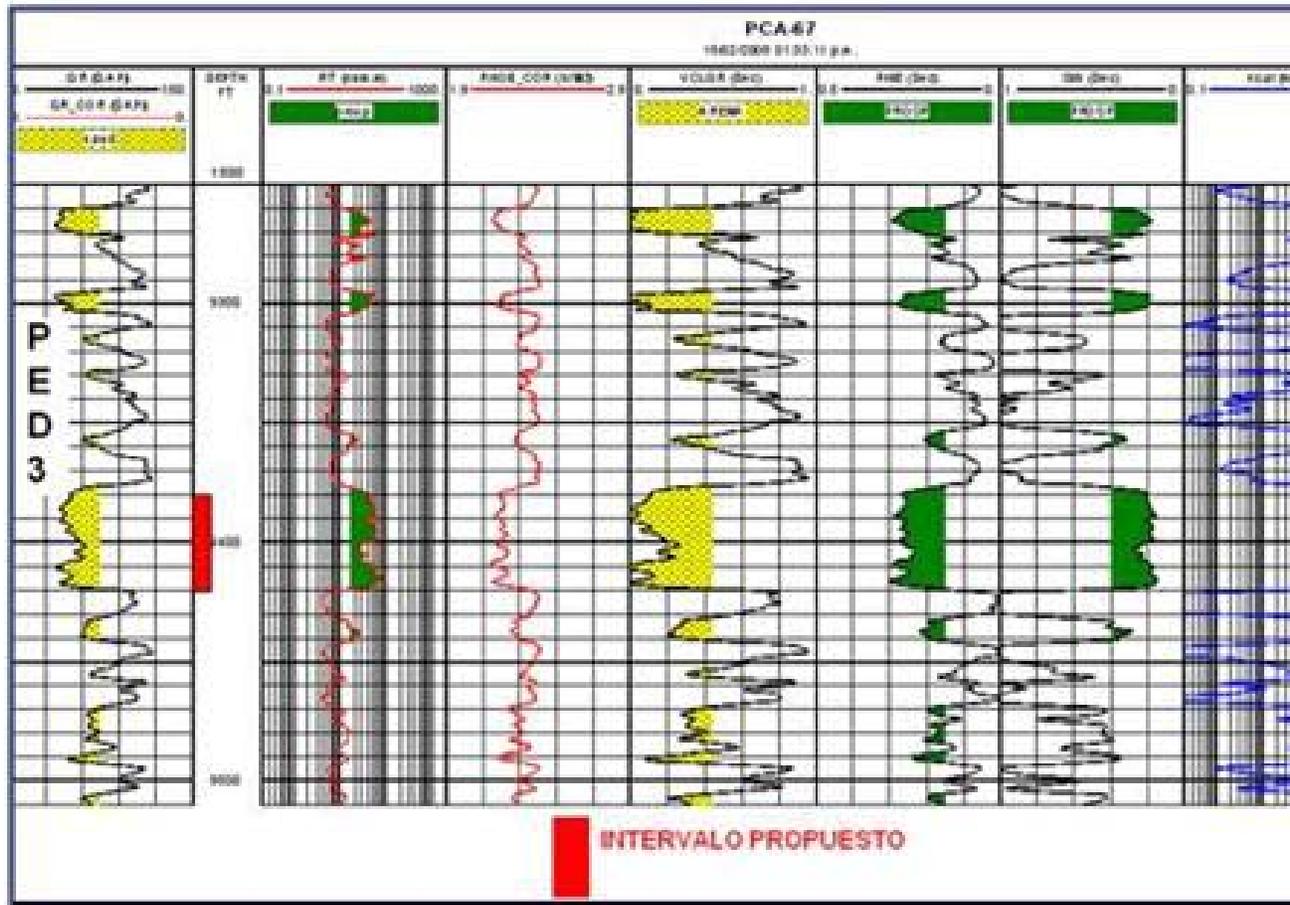


Figura M.5. Registro con intervalo propuesto para recañoneo en la arena PED-3.

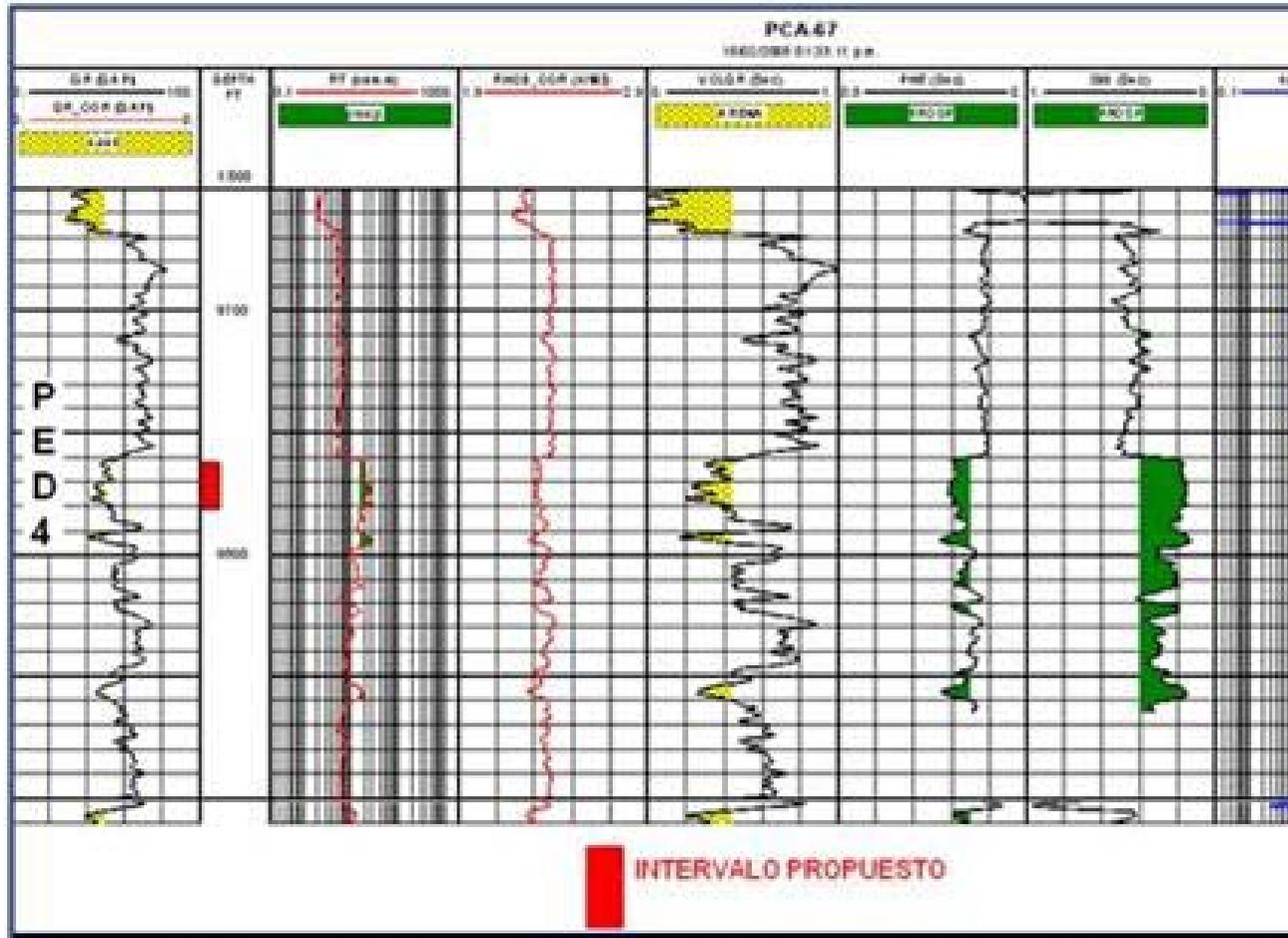


Figura M.6. Registro con intervalo propuesto para cañoneo en la arena PED 4.

APÉNDICE N

COMPORTAMIENTO DEL VALOR PRESENTE NETO

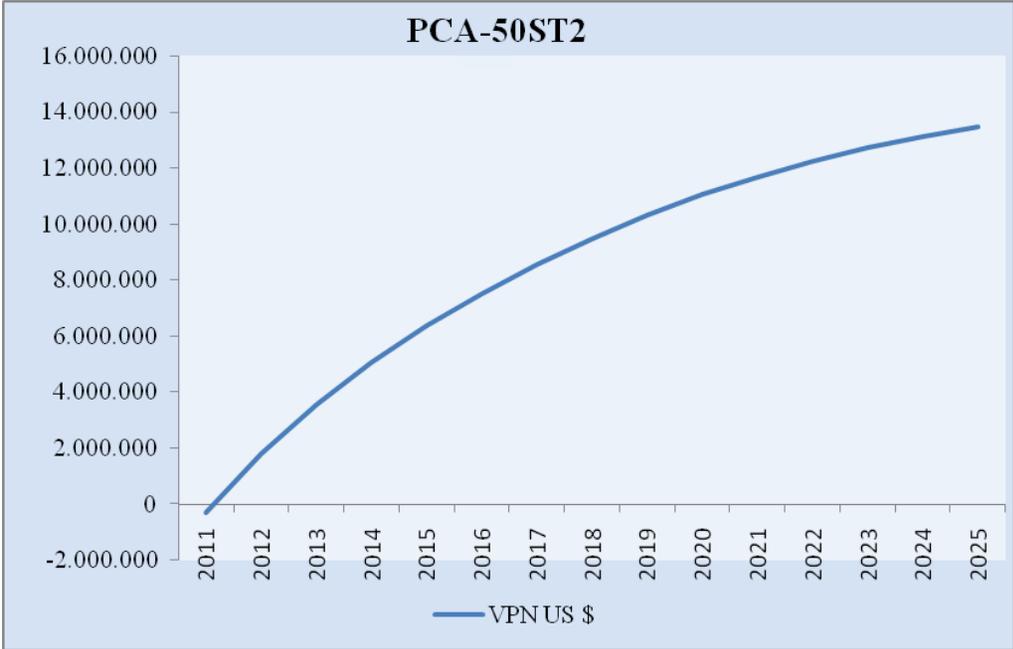


Gráfico N.1. Comportamiento del valor presente neto del pozo PCA-50ST2.

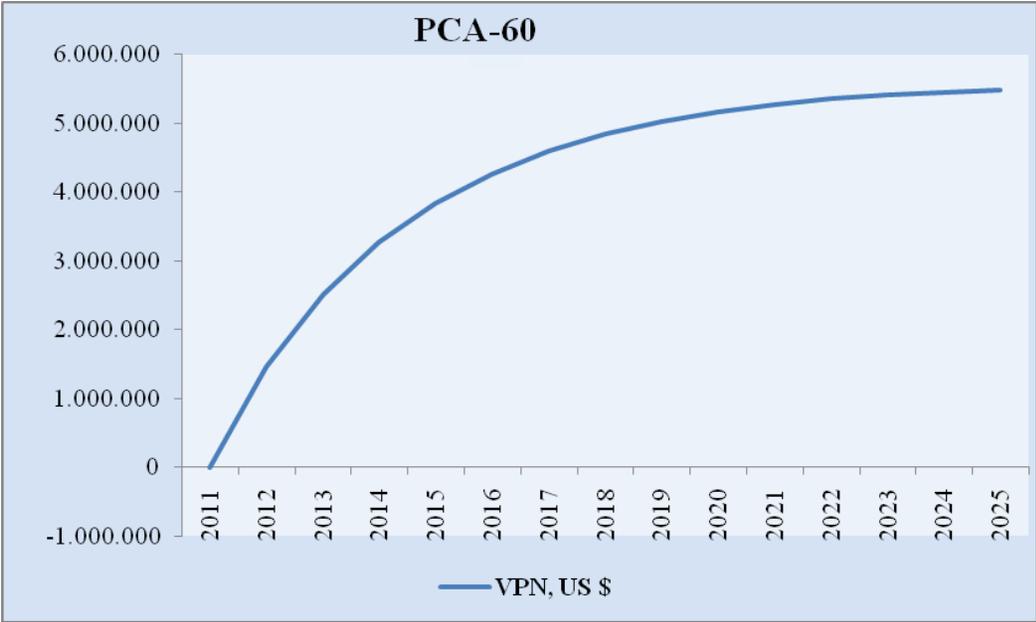


Gráfico N.2. Comportamiento del valor presente neto del pozo PCA-60.

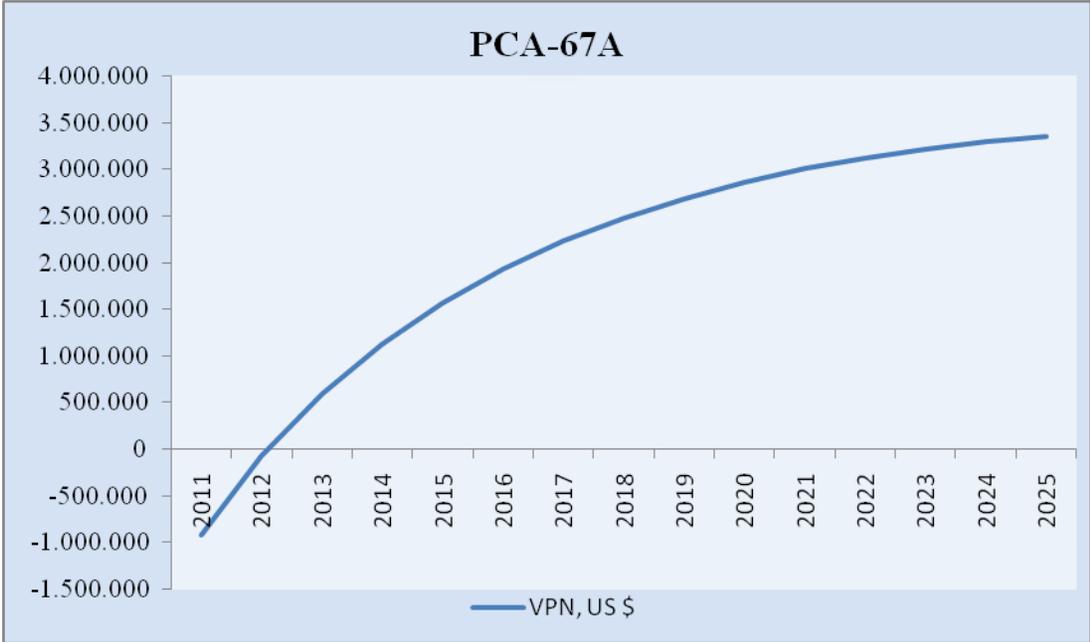


Gráfico N.3. Comportamiento del valor presente neto del pozo PCA-67A.

HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LOS YACIMIENTOS P2-5 Y P2-6, SOMETIDOS A PROCESOS DE INYECCIÓN DE GAS, CAMPO PEDERNALES
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Martinez M, Raudy Del V.	CVLAC	C.I. 18.385.149
	e-mail	raudmm@gmail.com
	e-mail	raudmm_18@hotmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Inyección de gas
Producción de crudo
Campo Pedernales
Yacimientos P2-5 y P2-6

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (Ciencias Aplicadas)	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

A finales del año 1995, se implementó un programa de inyección de gas como disposición en el área PCA del campo Pedernales debido a las altas de RGP, con la finalidad de mantener la presión y almacenar gas para proyectos futuros. Sin embargo, la inyección logro aumentar la producción de petróleo de los pozos vecinos evidenciando que los pozos inyectoros estaban en comunicación y no aislado como se pensaba inicialmente. Este comportamiento motivó el comienzo de la inyección de gas como recuperación secundaria, a través del PCA-73 en el año 1998. No obstante, la tasa de gas producido comenzó a aumentar creando desembolso a la empresa por pagos de regalías del gas extraído (según rige la Ley Orgánica de Hidrocarburo) y mantenimiento de compresión. Por tal motivo, se dio pie a esta investigación, que permitiera analizar el efecto de la inyección de gas en el área PCA (Yacimientos P2-5 y P2-6), a través de la revisión del modelo geológico, análisis de datos de producción, presión e inyección, orientado a generar propuestas que permitan optimizar la producción de petróleo y disminuir la tasa de gas. El estudio permitió definir que la inyección de gas no ha logrado el mantenimiento de presión esperado y desde hace aproximadamente 7 años no es efectiva, siendo recirculado la mayor parte del gas inyectado, presentándose actualmente (JUNIO-2010) alrededor de 75% sólo en el yacimiento P2-5, aunado a esto los continuos problemas arenamiento y alto corte de agua que afecta la productividad del área. En este sentido, se planteó realizar estudios para el cierres de zonas productoras de gas en los pozos de alto corte de este fluido, así como perforar intervalos prospectivos y aumentar la densidad de cañón en intervalos productores abiertos que permita mejorara el recobro de petróleo del área y reducir gastos por regalías de gas

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ing. Mottola Fabiola	ROL	CA <input type="checkbox"/> .AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	8.290.936
	e-mail	
Ing. Milagros, Sucre	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	4.183.842
	e-mail	
Ing. Díaz, Jaime	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	16.312.449
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2011	04	11

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa
 Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
MartinezRaudy docx

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x
y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología (Ciencias Aplicadas)

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Letdo el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,


JUAN A. BOLAÑOS CUMBEL
Secretario



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR 
FECHA 5/8/09 HORA 5:20

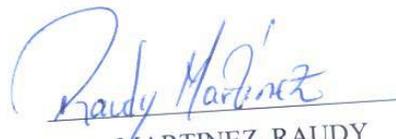
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

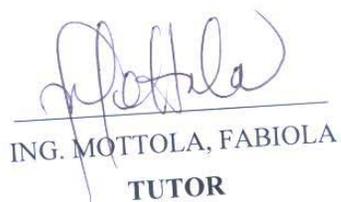
Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.”



MARTINEZ, RAUDY

C.I.: 18.385.149

AUTOR



ING. MOTTOLA, FABIOLA

TUTOR