

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PRUEBA DE INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS LM-402 Y LM-229, ARENA L4 DEL YACIMIENTO LM-226, EN EL CAMPO LEVAS, CONVENIO OPERATIVO DACIÓN.

Tutor industrial: M. Eng. Ángel Granado Gómez.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Especialista en Gerencia
Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos
Por el Ing. Leopoldo Pimentel Herrera.

Caracas, Octubre 2006.

© Leopoldo Pimentel Herrera 2006
Hecho el Depósito de Ley.
Depósito Legal lft4872006620458



**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
COMITÉ ACADÉMICO DEL POSTGRADO EN GEOLOGÍA,
MINAS, GEOFÍSICA Y PETRÓLEO**

VEREDICTO

Quienes suscriben, Miembros del Jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería y por el Consejo de Estudios de Postgrado de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el Trabajo Especial de Grado, presentado por el **Ing. Leopoldo Pimentel Herrera**, portador de la Cédula de Identidad N° 5.483.946 bajo el título: **"Prueba de interferencia entre los Pozos LM-402 y LM-229, Arena L4 del Yacimiento LM-226, en el Campo Levas, Convenio Operativo Dación"**, a los fines de cumplir con el requisito legal para optar al Título de Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, dejan constancia de los siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los Miembros del Jurado, éste fijó el día 26 de Octubre de 2006, para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que éste hizo en el salón Zuloaga, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió satisfactoriamente a las preguntas que le fueron formuladas por el Jurado; todo conforme a los dispuesto en los Artículos 44, 49,50,51 y 52 del Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa pública del trabajo, el Jurado decidió aprobarlo por considerar, sin hacerse solidario de las ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado estimó que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación aplicada presenta un enfoque novedoso sobre un área tradicionalmente explotada por nuestra principal industria nacional.

En fe de lo cual se levanta la presente Acta, a los veintiséis días del mes de Octubre de 2006, dejándose también constancia de que, conforme a lo dispuesto en la normativa jurídica vigente actuó como Coordinador del Jurado el **M.Sc Ángel Granado Gómez**.

M.Sc Sandro Gasbarri

**M.Sc Ángel Granado Gómez.
Coordinador**

Espec. Mercedes Camacho

DEDICATORIA

A mi madre por apoyarme, expresarme su alegría, motivarme y hacerle seguimiento a la realización de todos mis estudios.

A mis hermanos.

A mi esposa e hijos, por estar pendientes de mis estudios y ayudarme a lograr el objetivo trazado.

A la memoria de mi hijo Víctor Manuel quien siempre me preguntó y exigió la ejecución del trabajo de grado y de quien debo citar el siguiente mensaje: **“A pesar de que el tiempo pase y no te envíe algún mensaje, siempre te tengo en mi corazón”**

A mis compañeros de estudios, en especial a César Lista y a María Bohórquez, por su sencillez y gran calidad humana.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela por su valioso aporte para mi formación académica, profesional y al fortalecimiento de mi calidad humana.

A mi Tutor, por su gran receptividad y apoyo en la ejecución del presente trabajo especial de grado.

A Dios todopoderoso por darme fuerza en los momentos más difíciles de mi vida, enfrentados paralelamente durante la ejecución de esta Especialización.

Al Ente Nacional de Hidrocarburos de Italia y a la empresa Eni Dación B.V., por depositar su confianza en mí para cursar estudios de postgrado y por su valioso aporte financiero durante la realización de la presente Especialización.

A mi equipo de estudios, formado por Wilfredo Salas y Oscar Rodríguez, por la sinergia desarrollada durante la realización de la Especialización.

Al Ing. Franklin Ysaccis, por su valioso aporte para el manejo automatizado de miles de datos para la ejecución de este trabajo de grado.

Al Ing. José Gregorio Araujo por tan importante ayuda.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron con la ejecución del presente trabajo de grado.

ÍNDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS	pp. viii
LISTA DE FIGURAS	IX
RESUMEN	X
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO	
I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
Objetivo General.....	7
Objetivos Específicos.....	7
II DESCRIPCIÓN DEL ÁREA	8
Ubicación Geográfica del Convenio Operativo Dación.....	8
Descripción del Campo Levas.....	9
Identificación del Área de Estudio.....	10
Ubicación Geográfica de Tórtola.....	10
Descripción del Yacimiento LM-226, Arena L4.....	11
III MARCO REFERENCIAL	13
IV METODOLOGÍA	19
Recopilación de Información.....	19
Diseño de la Prueba de Interferencia.....	19
Completación de los Pozos LM-402 y LM-229.....	21
Completación del Pozo de Observación LM-402.....	21
Completación del Pozo Activo LM-229.....	24
Determinación de la Presión de Referencia en el Pozo de Observación LM-402.....	25
Medición de Presión en el Pozo LM-402 con el pozo LM-229	

	pp.
en Producción.....	26
Población y Muestra.....	29
Limitaciones para almacenamiento de información.....	30
V ANÁLISIS Y RESULTADOS	
Análisis y Resultados.....	31
CONCLUSIONES.	38
RECOMENDACIONES	39
REFERENCIAS	40
ANEXOS	
A Programa para Reacondicionar el Pozo de Observación LM-402.....	42
B Procedimiento para Recolección de Datos de Presión y Temperatura en el Pozo Observación LM-402.....	45
C Equipos y Materiales de Superficie y Fondo para Registrar y Almacenar Información de Presión y Temperatura.....	47
D Programa para Cambiar Método de Producción de Flujo Natural a Bombeo Electro sumergible al Pozo Activo LM-229.....	48
E Muestra Aleatoria de Data Cruda de Presión Registrada por el Sensor en el Pozo LM-402.....	51
F Glosario.....	52
CURRÍCULUM VITAE	55

LISTA DE TABLAS

TABLA	pp.
1 Medición de presión de referencia con el pozo LM-402 cerrado.....	26
2 Medición de presión con el pozo LM-229 en producción durante 41 días y cierre posterior.....	28
3 Coordenadas de los vértices del campo inicial del campo Levas.....	35
4 Coordenadas de los vértices para extensión del campo inicial de Levas.....	37

LISTA DE FIGURAS

	pp.
Fig. 1. Reinterpretación arena L3 y L4 en el pozo LM-402.....	4
Fig. 2. Modelo geológico yacimiento LM226 arena L4.....	5
Fig. 3. Sección estructural arena.....	6
Fig. 4. Sección estratigráfica arena L4.....	6
Fig. 5. Ubicación geográfica del área operacional del Convenio Operativo Dación...	8
Fig. 6. Campos que integran el área del Convenio Operativo Dación.....	9
Fig. 7. Mapa del yacimiento LM-226, arena L4.....	11
Fig. 8. Mallado de simulación.....	20
Fig. 9. Resultado de las sensibilidades realizadas con ECLIPSE.....	21
Fig. 10. Cabezal del pozo LM-402, antes y después del reacondicionamiento permanente número 1.....	22
Fig.11. Diagrama mecánico del pozo de observación LM-402.....	23
Fig.12. Panel solar, acumuladores de energía y computador portátil.....	24
Fig.13. Diagrama de completación del pozo activo en la arena L4.....	25
Fig.14. Comportamiento de presión en el pozo de observación LM-402.....	29
Fig. 15. Comparación modelo Eclipse y resultado de campo.....	32
Fig. 16. Resultado restauración de presión en el pozo productor LM-229.....	33
Fig.17. Límites iniciales y extensión del campo Levas.....	34
Fig.18. Límites propuestos para extender el campo Levas.....	36

Pimentel H., Leopoldo C.

**PRUEBA DE INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS LM-402 Y
LM-229, ARENA L4 DEL YACIMIENTO LM-226, EN EL CAMPO
LEVAS, CONVENIO OPERATIVO DACIÓN.**

**Tutor Industrial: M. Eng. Ángel Granado Gómez. Trabajo de Grado.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2006. No. de páginas 55.**

Palabras claves: Prueba de interferencia, Convenio Operativo Dación, Campo Levas, Área de Tórtola, Límite de Campo.

Resumen: Con la finalidad de comprobar la continuidad del yacimiento LM-226, arena L4, del campo Levas, se desarrolló una prueba de interferencia entre los pozos LM-402 y LM-229. La metodología aplicada consistió en la elaboración de un modelo conceptual de simulación numérica utilizando Eclipse. Con el modelo se simuló el comportamiento de presión en el pozo de observación, LM-402, evaluándose sensibilidades para tres tasas de producción del pozo activo LM-229: (a) 200 BFPD, (b) 400 BFPD y (c) 800 BFPD. Para cada tasa de producción se determinó la caída de presión en el pozo de observación LM-402, para un tiempo de producción de treinta días. En la etapa inicial de la prueba se midió la presión estática de fondo en el pozo de observación LM-402, en forma continua con lectura en superficie en tiempo real, manteniendo cerrado el pozo productor LM-229 hasta obtener una línea de presión de referencia. Alcanzada la presión estática de referencia, se abrió a producción el pozo LM-229, activo en la arena L4 del yacimiento LM-226, midiendo continuamente la variación de la presión estática de fondo, mediante un sensor instalado en el pozo de observación LM-402. Con la data de presión recolectada en la etapa inicial y durante cuarenta y un días que estuvo en

producción el pozo LM-229, se construyó un gráfico de presión contra tiempo, determinándose una caída de presión en el pozo de observación de 17 lpc, con respecto a la presión de referencia, medida en la etapa inicial de la prueba de interferencia. Posterior al período de producción de treinta días del pozo LM-229, se inició la restauración de presión en el yacimiento y con la data medida por el sensor de presión de la bomba electro sumergible en el pozo LM-229, se analizó la prueba de restauración. Esta prueba arrojó como resultado presión promedio del yacimiento de 2027,2 lpc, valor muy cercano a 2031 lpc utilizado en el modelo de simulación, lo cual comprueba que la caída de presión registrada en el pozo de observación LM-402 es consecuencia directa de la producción del pozo LM-229, comprobando una vez más que ambos pozos están en comunicación hidráulica y por consiguiente pertenecen a un mismo yacimiento. Estos resultados permiten concluir que: (a) existe conexión hidráulica entre los pozos LM-402 y LM-229, a través de la arena L4 del yacimiento LM-226, del campo Levas, y en consecuencia que ambos pozos pertenecen a este yacimiento y (b) el yacimiento LM-226, arena L4, se extiende desde un área dentro de los límites iniciales del campo Levas, del Convenio Operativo Dación, hasta una zona ubicada fuera de los límites iniciales de campo y conocida con el nombre de Tórtola.

INTRODUCCIÓN

Las pruebas de presión de pozos son una herramienta de gran utilidad en la caracterización de yacimientos. Con la información obtenida de estas pruebas se puede estimar: (a) permeabilidad de la formación, (b) presión promedio en el área de drenaje del pozo, (c) condición del pozo en cuanto a efecto de daño o estimulación, (d) heterogeneidades presentes en el yacimiento, etc. La magnitud y el tiempo necesario para obtener la respuesta de presión, dependen de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en el yacimiento.

En este trabajo especial de grado se presenta el desarrollo y resultados de una prueba de interferencia entre el pozo LM-229, pozo activo, y el pozo LM-402, pozo de observación, en la arena L4 del yacimiento LM-226 en el campo Levas, ubicado en el Estado Anzoátegui.

El trabajo se realizó con actividades de campo, las cuales consistieron en primer lugar en el acondicionamiento del cabezal del pozo de observación, LM-402, para su posterior completación en la arena L4 del yacimiento LM-226 e instalación del sensor para registrar presión y temperatura de fondo. Asimismo, fue necesario intervenir con taladro de completación el pozo activo, LM-229, para cambiarle el método de producción de flujo natural a bombeo electro sumergible. Acondicionados ambos pozos, se continuó con actividades de campo y oficina, descargando diariamente la información registrada por el sensor en un computador portátil, para luego realizar la gráfica de presión contra el tiempo y hacerle seguimiento al desarrollo de la prueba de interferencia. Durante el desarrollo de la prueba de interferencia se identifican tres etapas, continuas, de medición de presión, las cuales son: (a) pozo activo LM-229 cerrado para obtener la presión de referencia, (b) con el pozo activo LM-229 en producción y (c) cierre del pozo LM-229 para restauración de presión.

El trabajo está estructurado en cinco capítulos, en el primero se indica el planteamiento del problema y los objetivos de la prueba de interferencia; en el segundo se describe: (a) el área de trabajo, (b) la ubicación geográfica y (c) la

identificación del área de estudio. El tercer capítulo está integrado por el resumen de estudios realizados con aplicación de prueba de interferencia; en el cuarto capítulo se describe la metodología aplicada para el desarrollo del trabajo y en el quinto capítulo se presenta el análisis y resultados.

El Objetivo General del presente trabajo es: Determinar comunicación hidráulica entre los pozos LM-402 y LM-229, en la arena L4, yacimiento LM-226, mediante el desarrollo de prueba de interferencia, para comprobar continuidad del yacimiento LM-226 y extender los límites iniciales del campo Levas.

Los Objetivos Específicos son: (a) Determinar continuidad del yacimiento LM-226, arena L4, mediante el análisis de la respuesta de presión en el pozo de observación LM-402, causada por la producción del pozo LM-229, durante la ejecución de la prueba de interferencia y (b) Definir los nuevos límites del campo Levas que incluya los yacimientos del área de Tórtola, atravesados por los pozos: LM-226E, LM-229, LM-235 y LM-239, para desarrollarlos y producirlos comercialmente.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En 1998 LASMO Venezuela B.V., actualmente denominada Eni DACION B.V., inició el levantamiento sísmico 3D, en la zona de producción y de exploración, de los campos: (a) Dación, (b) Ganso (c) Levas y (d) Leguas, que integran el Convenio Operativo Dación suscrito con Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

El procesamiento e interpretación de la sísmica 3D, permitió identificar un alto estructural y posible acumulación de hidrocarburos, a la que se asignó el nombre de Tórtola. En Septiembre de 1999, se perforó el pozo exploratorio LM-226E, descubriendo la acumulación de Tórtola y se completó en las arenas: (a) A3, (b) I6 y (c) L4, quedando en producción la arena I6 por flujo natural.

El programa de perforación, en esta área, continuó con los pozos de avanzada: (a) LM-229 y (b) LM-235, perforados en Mayo y Diciembre del año 2000, respectivamente, confirmando la extensión lateral de la arena L4 observada por el pozo exploratorio LM-226E.

Con la información aportada por el pozo exploratorio LM-226E y los dos de avanzada (LM-229 y LM-235), perforados fuera de los límites iniciales de campo del campo Levas, y la obtenida del pozo LM-402, ubicado dentro de los límites iniciales de campo del campo Levas, perforado en el año 1957 por Mene Grande Oil Company, se construyó un modelo geológico de la arena L4, para lo cual se revisó la correlación de esta arena en el pozo LM-402, utilizando también información aportada por la sísmica 3D, figura 1, dando como resultado la inclusión del lente inferior de la arena L3 en la arena L4 del pozo LM-402, como se ilustra en la figura 2.

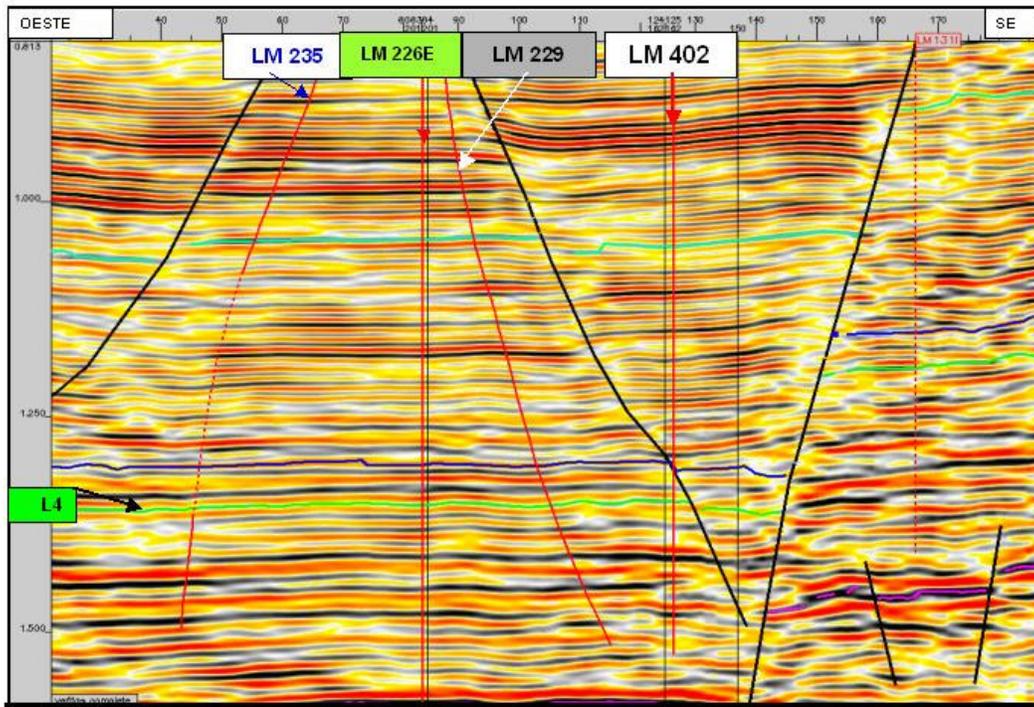


Figura 1. Evento L4 con clara continuidad entre LM 229 y LM 402.

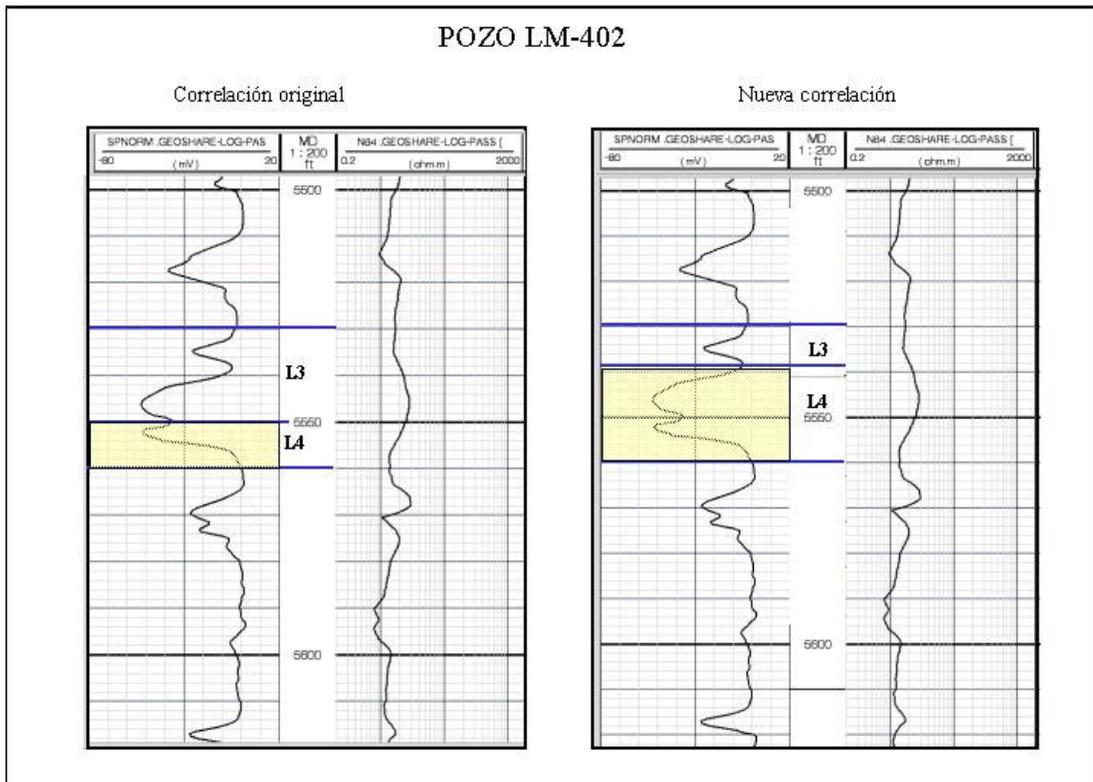
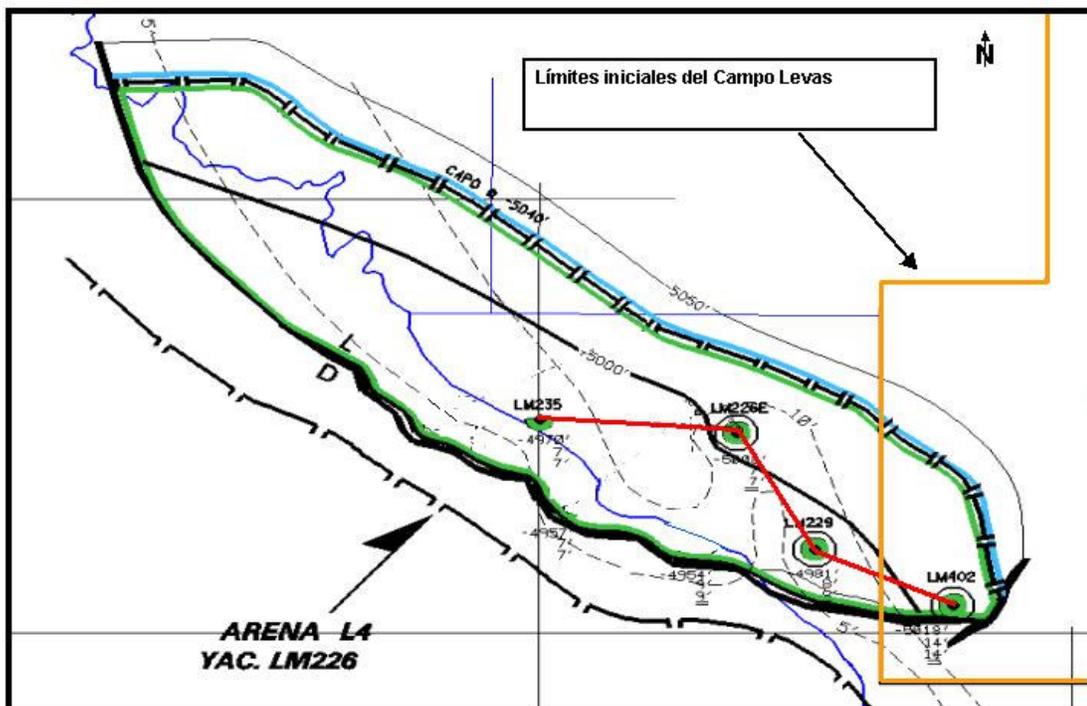


Figura 2. Reinterpretación arena L3 y L4 en el pozo LM-402.

Para confirmar el modelo propuesto, se acordó con PDVSA realizar una prueba de interferencia entre el pozo LM-229, pozo activo en la arena L4, y el pozo LM-402, pozo de observación.

Debido a que el área de Tórtola está ubicada fuera de los límites iniciales del campo Levas, se requiere, para su explotación comercial bajo las condiciones del Convenio Operativo Área Dación, determinar si parte de la acumulación Tórtola está dentro del límite de campo del Campo Inicial, correspondiente al campo Levas. El objetivo principal del presente trabajo, es comprobar la conexión hidráulica del yacimiento LM-226, arena L4, con el área de Tórtola, demostrando que ésta es una continuación del campo Levas y así definir los nuevos límites para la extensión del campo Levas. La conexión hidráulica se probará con una prueba de interferencia entre los pozos LM-402, pozo de observación, y el LM-229, pozo productor, activo en la arena L4.

En las Figuras 3,4 y 5 se muestra el modelo geológico del yacimiento LM-226 arena L4, la sección estructural y la estratigráfica, respectivamente.



OBJETIVO GENERAL

- Determinar comunicación hidráulica entre los pozos LM-402 y LM-229, en la arena L4, yacimiento LM-226, mediante el desarrollo de prueba de interferencia, para comprobar continuidad del yacimiento LM-226 y extender los límites iniciales del campo Levas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar continuidad del yacimiento LM-226, arena L4, mediante el análisis de la respuesta de presión en el pozo de observación LM-402, causada por la producción del pozo LM-229, durante la ejecución de la prueba de interferencia.
- Definir los nuevos límites del campo Levas que incluya los yacimientos del área de Tórtola, atravesados por los pozos: LM-226E, LM-229, LM-235 y LM-239, para desarrollarlos y producirlos comercialmente.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

Ubicación Geográfica del Convenio Operativo Dación.

El área asignada al Convenio Operativo Dación está ubicada en el Municipio Freites, al Sureste del estado Anzoátegui, lo cual se ilustra en la figura 6.



Figura 6. Ubicación geográfica del área operacional del Convenio Operativo Dación

El área asignada al Convenio Operativo Dación es de 427,62 km², su límite de Campo del Campo Inicial, está integrado por los campos: (a) Dación, (b) Levas, (c) Ganso y (d) Leguas, de acuerdo a las poligonales que ilustran en la figura 6.

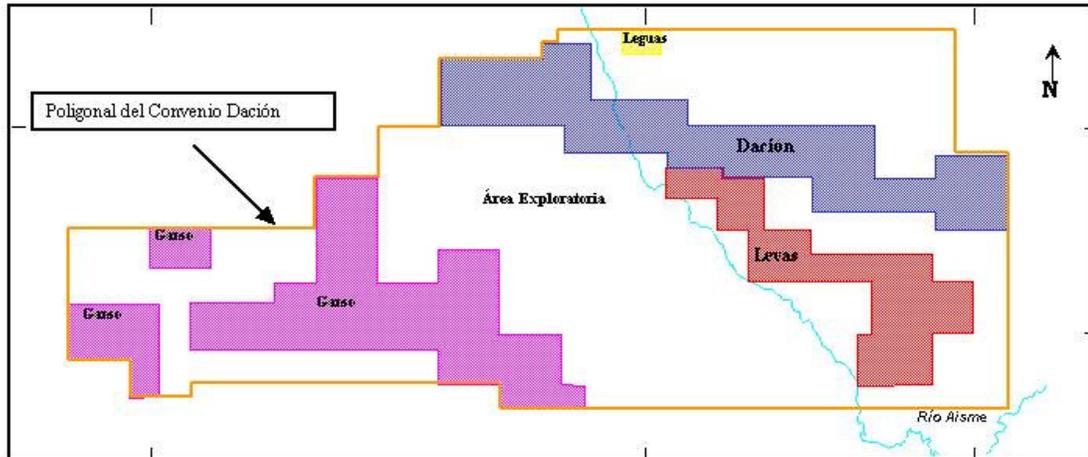


Figura 7. Campos que integran el área del Convenio Operativo Dación.

Descripción del campo Levas

El campo Levas se encuentra al sur del área del Convenio Operativo Dación y constituye una pequeña extensión al Este y Oeste de los principales yacimientos. Las acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en el bloque levantado de una estructura homoclinal de rumbo noroeste, sureste y suave buzamiento noreste. Su entrapamiento se debe principalmente a una extensa falla Normal de buzamiento sur y tiene la misma forma general del campo principal de Dación.

Se compone de un bloque estructural elongado y fallado hacia el sur, limitado por la Falla de Levas, de unos trece kilómetros de largo y segmentada en su parte inferior por un sistema complejo de fallas normales. La falla de Levas desaparece antes de interceptarse con la falla mayor del tren Merey al sureste del campo. Los yacimientos se encuentran verticalmente apilados en la Formación Oficina y entrapando hidrocarburos en el labio levantado de la falla de Levas. La mayor parte de la producción proviene de las arenas I6, R4U y S5. Otros yacimientos con un significativo volumen de petróleo en sitio son las arenas A6, F5, P2, S2, T y U. Muchos de estos yacimientos se cree están relacionados de alguna forma con

entrapamientos de tipo estratigráfica, usualmente por adelgazamiento de los cuerpos arenosos.

IDENTIFICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

Ubicación Geográfica de Tórtola.

El área de Tórtola está ubicada al sur del campo Levas, en la esquina sureste del área de la concesión de Dación. Es una estructura dómica de buzamiento moderado, cortado y levantado por una falla normal de aproximadamente 100' de desplazamiento vertical y buzamiento sur y rumbo noroeste, sureste con un área aproximada de 2.2 Km².

La acumulación de Tórtola fue descubierta por el pozo exploratorio LM-226E, perforado en Septiembre de 1999. Está definida por siete pozos (Figura 8), seis de ellos perforados por el Convenio Operativo Dación, incluyendo tres pozos de avanzada. Los pozos que definen el yacimiento LM-226, arena L4, en la acumulación Tórtola son: (a) LM-226E, (b) el pozo LM-229 perforado en la cresta de la estructura, en Mayo 2000 y a 600 m al Sureste del pozo exploratorio, (c) el LM-235 perforado en Diciembre 2000 al Oeste del LM-226E, (d) el LM-239 en Febrero 2002, al Sur del pozo descubridor, (e) el LM-246 y LM-248, perforados en el 2003 en el flanco y en la cresta de la estructura, respectivamente, y (f) el pozo LM-402 perforado en Agosto del año 1957, por Mene Grande Oil Company.

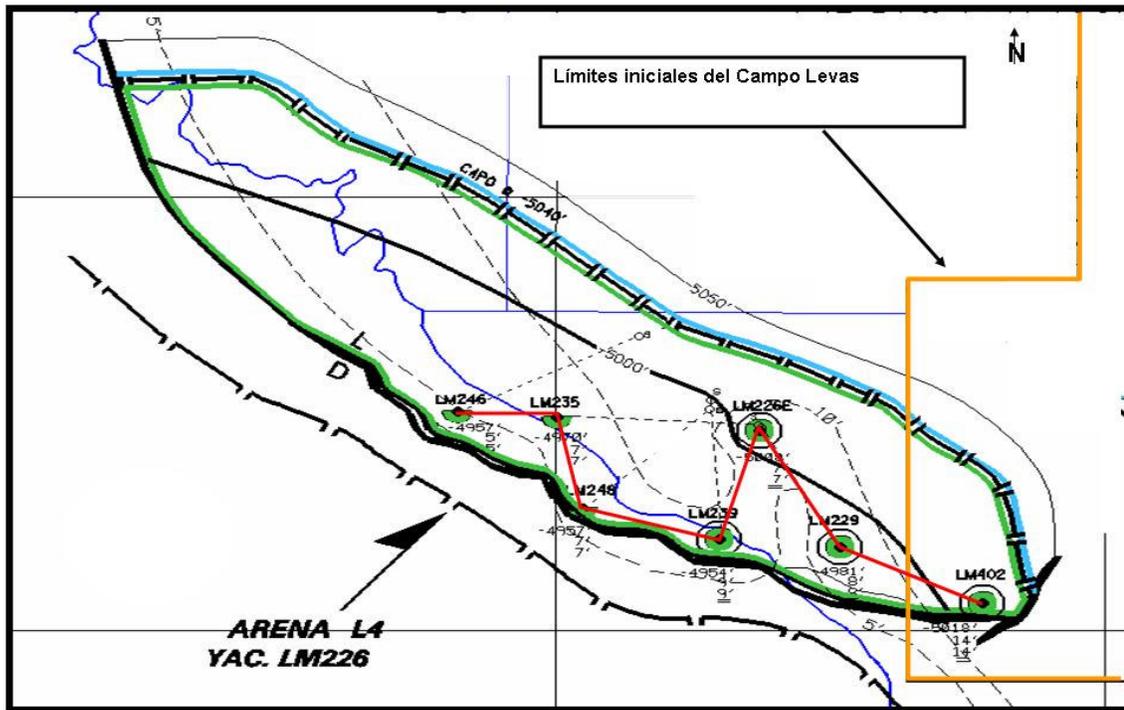


Figura 8. Mapa del yacimiento LM-226, arena L4.

Descripción del yacimiento LM-226, arena L4.

La arena L4 pertenece al paquete de arenas L a O, caracterizadas por areniscas ínter estratificadas (típicamente de 2 a 16 pies de espesor), limolitas y lutitas. Las arenas son cuarcíticas, pobremente distribuidas, de grano fino a medio con cemento calcáreo y fragmentos de conchas; también contienen fragmentos de micropirita y carbones.

La arena L4 en esta zona, corresponde a una sedimentación de canales o estuarina, según la secuencia de afinamiento hacia arriba (fining-upward, LM-226E)) y de engrosamiento hacia arriba (coarsening-upward, LM-229) que presenta la curva de rayos gamma.

El yacimiento ha sido atravesado por los pozos: LM-226E, LM-235, LM-229, LM-239, LM246 y LM-248 (fuera de los límites iniciales del campo Levas) y LM-402 (dentro de los límites iniciales del campo Levas). Estos pozos contienen 7', 7', 8', 9', 5', 7' y 14' de arena neta petrolífera, y sus topes se encuentran a una profundidad bajo nivel del mar de 5008', 4970', 4981', 4990', 4963', 4957' y 5018'

respectivamente. Ninguno de los pozos del yacimiento muestra un contacto original Agua-Petróleo, por lo que el mismo se ha estimado a 5050' y representa el límite Norte, Este y Oeste del yacimiento. El límite sur lo constituye la falla principal descrita anteriormente.

La calidad del yacimiento ha sido evaluada por registros y un núcleo tomado en el pozo LM-229. El análisis del núcleo indica una porosidad de 21.6% y permeabilidad de 137 md, y la evaluación petrofísica de los registros muestra un rango de porosidad de 22% a 29% y valores de permeabilidad estimados entre 70 md y 3600 md.

La producción acumulada del yacimiento hasta abril 2006 es de 486 MBN de petróleo, 135 MBN de agua y 269 MMPCN de gas.

CAPÍTULO III

MARCO REFERENCIAL

Matties Peter¹⁵, desarrolló una prueba de interferencia en un yacimiento del campo North Anderson Ranch, en Nuevo Méjico, con la finalidad de determinar el área de drenaje y el espaciamiento requerido entre los pozos para explotar el yacimiento. El análisis de la historia de presión estática de fondo indicó que en cada una de las áreas de los pozos del yacimiento se había experimentado un drenaje, antes de la completación de los pozos, causado por los pozos vecinos. Esto condujo a la conclusión que cada pozo estaba drenando un área mayor de 40 acres, correspondiente al espaciado aplicado para la distribución de los pozos en el yacimiento. Para soportar los cálculos de drenaje, se realizó una prueba de interferencia en un arreglo de cinco pozos, con el pozo de observación en el centro del arreglo. El pozo de observación fue equipado con un sensor dual para lectura continua de la presión estática de fondo. La presión de fondo en el pozo de observación declinó desde 3.094 lpc hasta 3.065 lpc, para un total de 29 lpc de caída de presión, indicando comunicación hidráulica entre los pozos. Como resultado de la prueba de interferencia, el espaciamiento entre pozos se incrementó de 40 a 80 acres.

Daniel Boone⁴, demostró mediante una prueba de interferencia el solapamiento entre áreas de drenaje de los pozos del yacimiento Beaver Lodge Devonian Pool, Williams County de North Dakota. Además, comprobó que esto era la causa de la declinación de la presión inicial que presentaron los pozos más recientes del programa de perforación ejecutado. La perforación en este yacimiento se planificó con un patrón de espaciamiento de trescientos veinte acres. La prueba de interferencia se desarrolló con cuatro pozos activos y uno de observación. Todos los pozos permanecieron cerrados durante treinta días antes de la prueba. La presión de fondo fue medida durante cincuenta y un días, manteniendo un promedio de producción de 1280 Bl/d,

en los cuatro pozos activos. La presión en el pozo de observación declinó 37 lpc en 33 días. La prueba de interferencia permitió comprobar que la declinación anormal encontrada en los nuevos pozos, era consecuencia de la influencia del área de drenaje de los pozos vecinos. En tal sentido, se recomendó la aplicación de un patrón de espaciamiento de seiscientos cuarenta acres, para drenar el yacimiento Lodge Devonian Pool.

Mckinley, Vela y Carlton¹⁶ aplicaron una prueba de interferencia para descripción de yacimiento a la vez que utilizaron la data para validación de una prueba de pulso analizada con la ecuación integral exponencial. Para el yacimiento estudiado determinaron: (a) la difusividad hidráulica, (b) la capacidad efectiva de almacenamiento y (c) la transmisibilidad.

Kuchuk, Hallford, Hafez y Zeybeck¹², desarrollaron una prueba de interferencia vertical para mejorar la caracterización de un yacimiento de carbonato, en un campo petrolero de los Emiratos Árabes Unidos. El objetivo de la prueba consistió en caracterizar las permeabilidades de las capas horizontal y vertical, así como también la comunicación vertical a través de la sección principal en producción del yacimiento. La prueba se desarrolló a hueco abierto utilizando empacadura dual del MDT (Modular Formation Dynamic Tester).

Alkamis y Ozkan³, desarrollaron un modelo semi analítico para investigar las características fundamentales de prueba de interferencia entre dos pozos horizontales y calibrar simuladores numéricos. El modelo consistió en la superposición de las respuestas de dos pozos horizontales de conductividad finita. La producción del pozo horizontal activo es considerada constante y el pozo horizontal de observación es cerrado a nivel del talón. El modelo semi analítico generado es riguroso para yacimientos razonablemente homogéneos y puede ser usado para analizar las pruebas de interferencia con pozos horizontales y también para calibrar simuladores numéricos. Los resultados arrojados por el modelo indican que la suposición para

interferencia de pozo vertical no es siempre válida para prueba de interferencia entre dos pozos horizontales. Similarmente, la respuesta del pozo de observación no sigue la solución de la integral exponencial. Estos resultados indican que las pruebas entre pozos horizontales deberían ser analizadas, bien sea por simuladores de yacimientos o por medio de modelos semi analíticos, como el desarrollado por Alkamis y Ozkan.

Gill, Al-Thawad y Thuwaini⁹, desarrollaron un prueba de interferencia vertical en un pozo de completación lateral dual para determinar la permeabilidad vertical efectiva entre la zona lateral del pozo, seleccionada para generar la disturbancia de presión y la sección inferior del hoyo vertical usada para observación. El estudio comprobó la presencia de una capa delgada con extremadamente alta permeabilidad, la cual interceptaba tanto el brazo lateral horizontal como el vertical del hoyo.

Economices y Ayoub⁸, realizaron estudios con prueba de interferencia vertical a través de una zona de de baja permeabilidad y presentaron un método para determinar las permeabilidades horizontales de dos capas separados por una zona apretada y también para la permeabilidad vertical de la zona apretada. Para la aplicación del método se requiere aislar el flujo de una zona, mientras se fluye otro estrato del pozo y se registra la disturbancia de presión en ambas capas, es decir, tanto en la expuesta al flujo como en la zona que está aislada con la empaadura que restringe el flujo desde el fondo del pozo. Además de las permeabilidades, determinaron la tasa de flujo cruzado entre las dos capas en comunicación.

Stewart, Gupta y Westaway¹⁷, analizaron los efectos de planos de falla en la respuesta de prueba de interferencia. Para el estudio consideraron, en primer lugar, sistemas de fallas sellantes paralelas y también con intersección de fallas, que analizaron con el método de imágenes. En la segunda parte del estudio analizaron el efecto de una falla parcialmente sellante entre el pozo activo y el pozo de observación, utilizando un simulador numérico bidimensional y de fase simple. Como ejemplo de campo, analizaron la respuesta de presión de una prueba de

interferencia desarrollada en un yacimiento del Mar del Norte, con los pozos ubicados entre fallas paralelas. La prueba de interferencia confirmó la presencia de fallas no sellantes.

Witherspoon, Narasimhan y McEdwards¹⁸, aplicaron prueba de interferencia en dos yacimientos geotérmicos de Idaho y California, en los Estados Unidos de Norte América. Estas pruebas dieron razonables estimados de la permeabilidad y parámetros de almacenamiento para los dos yacimientos. También, las pruebas permitieron conocer sobre el tipo de instrumentos que deben ser utilizados en pruebas de pozos en yacimientos geotérmicos, así como la naturaleza de la data que puede ser colectada.

Jensen, Hjellestet y Larsen¹¹, desarrollaron una prueba de interferencia con la finalidad de verificar la estrategia para drenar el yacimiento Smorbukk, de alta presión y temperatura, en el campo Aasgard en costa afuera de Noruega y establecer el plan de desarrollo y operación del campo. La prueba de interferencia se planificó con lectura en superficie a través de transmisión de señal acústica desde el cabezal del pozo de observación hasta la plataforma del pozo activo. El principal objetivo de la prueba de interferencia, consistió en evaluar la comunicación entre un pozo productor ubicado en la parte baja de la estructura y una línea de pozos inyectores de gas, planificados para ser perforados buzamiento arriba. El estudio concluyó que la prueba de interferencia es un buen enfoque para determinar continuidad de yacimiento y el pozo de observación fue completado para inyección de gas.

Al-Khamis, Ozkan y Raghavan², analizaron respuestas de pozos horizontales de observación en pruebas de interferencia, generando las bases para métodos de análisis simplificados, delinearon sus limitaciones y rangos de aplicación. También, establecieron procedimientos y correlaciones para la aplicación apropiada de las técnicas de análisis aproximado. Entre las conclusiones del estudio se tienen que: (a) Los modelos aproximados podrían ser utilizados para simplificar el análisis de

respuestas de pozos horizontales de observación, debido a que en la mayoría de los casos prácticos, las respuestas de los pozos horizontales de observación exhiben características de flujo radial o pseudos-radial, (b) Si la distancia entre el pozo activo y el horizontal de observación es razonablemente extensa y los pozos sean paralelos, entonces el pozo de observación podría ser tratado como un punto de observación, (c) La correlación generada en el estudio puede ser utilizada para determinar si la solución de la ecuación integral exponencial, es una buena aproximación para las respuestas de pozos horizontales de observación y (d) Las pruebas de interferencia entre pozos horizontales aportan información de la permeabilidad vertical, sólo cuando los dos pozos horizontales se localizan extremadamente cercanos en las direcciones horizontal y vertical.

Abbaszadeh et al¹, realizaron estudios con prueba de interferencia en yacimientos con fracturas o fallas conductivas. Analizaron los efectos en la prueba de interferencia causados por la posición de los pozos (activo y de observación) con respecto a la falla, es decir, si ambos pozos se encuentran en un mismo lado o si se están en lados opuestos de la falla. Analizaron la data de una prueba de interferencia desarrollada en un yacimiento de carbonato fracturado, de un campo de Méjico, conjuntamente con la información adquirida de una prueba de restauración de presión, realizada antes de la prueba de interferencia. El estudio determinó que hay diferencias significativas en respuestas de pruebas de interferencia, dependiendo de la ubicación del pozo de observación y si los pozos están en el mismo lado o se encuentran en lados opuestos de la falla. Cuando el pozo activo y el de observación están en un mismo lado de la falla, la respuesta de interferencia es similar a la del pozo activo. Mientras que en el caso de pozos, activo y de observación, en lados opuestos de la falla la respuesta de interferencia es similar a la obtenida de un pozo fracturado hidráulicamente. Además, el estudio permitió afirmar que una prueba sencilla de interferencia no es suficiente para caracterizar atributos de una falla con respecto a su ubicación y orientación; sino que, para estos casos se requiere la

ejecución de tres pruebas, bien sean todas de interferencia o dos de interferencia y una de restauración de presión.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

La metodología aplicada para desarrollar el presente trabajo consta de las siguientes partes:

1. Recopilación de información.
2. Diseño de la prueba de interferencia.
3. Completación de los pozos LM-402 y LM-229.
4. Determinación de la presión de referencia en el pozo de observación LM-402.
5. Medición de presión en el pozo LM-402 con el pozo LM-229 en producción.

1. Recopilación de información.

Se realizó recopilación de información de perforación y completación de los pozos LM-402 y LM-229, condiciones de superficie, historia de producción, datos básicos y geología del yacimiento LM-226 arena L4. En esta fase del trabajo se incluye la revisión bibliográfica.

2. Diseño de la prueba de interferencia.

Se elaboró un modelo conceptual de simulación numérica en Eclipse. La presión del yacimiento se obtuvo de un MDT tomado en el pozo exploratorio LM-226E y por medición de presión estática en el pozo LM-402, que llevada al Datum de 4950', alcanzó el valor de 2031 lpc. El modelo consta de una malla de 31x10x1, en la dirección X, Y y Z, respectivamente, P.O.E.S. de 3.9 MMBN y presión inicial de 2031 lpc. La permeabilidad en el modelo se consideró constante e igual a 500 mD. En la figura 9 se muestra la malla de simulación y las características del yacimiento-fluido. Se realizó una corrida del modelo sin producción por un período de 60 días (el doble del tiempo previsto para la prueba) verificándose el equilibrio del modelo y confirmándose la presión inicial del modelo de 2031 lpc a 4950'.

Con el modelo se simuló el comportamiento de presión en el pozo de observación, LM-402, evaluándose sensibilidades para tres tasas de producción del pozo activo

LM-229: (a) 200 BFPD, (b) 400 BFPD y (c) 800 BFPD. Para cada tasa de producción se determinó la caída de presión en el pozo de observación LM-402, para un tiempo de producción de treinta días, siendo de 16 lpc para la tasa de 800 BFPD. En la figura 10 se muestra el resultado de las sensibilidades realizadas con el simulador Eclipse.

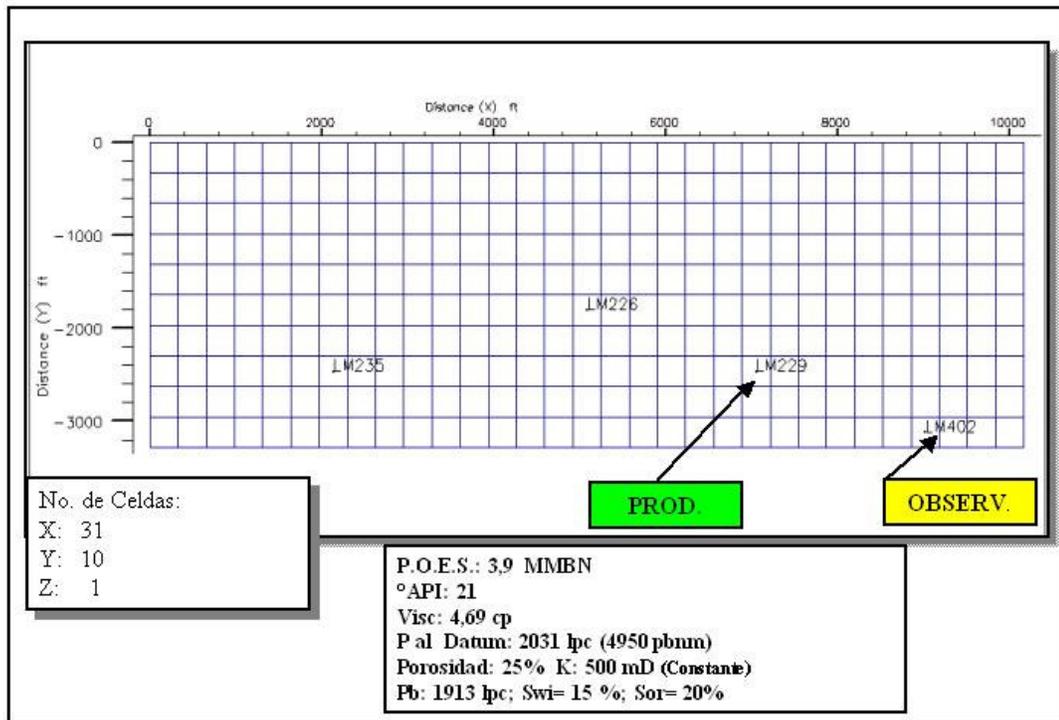


Figura 9. Malla de simulación.

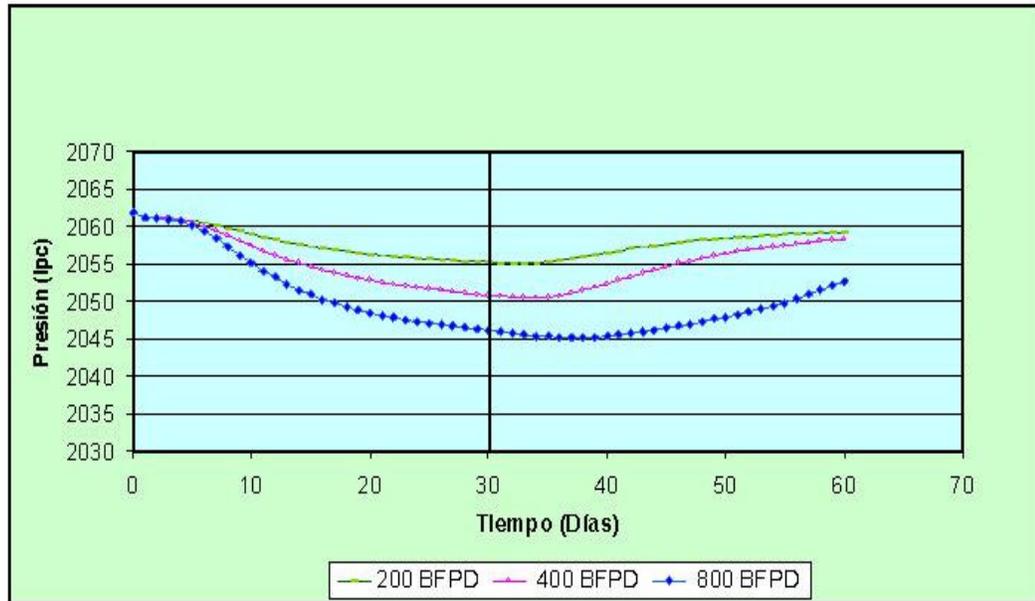


Figura 10. Resultado de las sensibilidades realizadas con ECLIPSE.

3. Completación de los pozos LM-402 y LM-229.

3.1 Completación del pozo de observación LM-402.

Para la completación del pozo LM-402 en la arena L4, fue necesario, en primer lugar, localizarlo en el campo debido a que estuvo abandonado desde el año 1964. El pozo se encontró en una zona boscosa y con el árbol de navidad desmantelado, como se ilustra en la figura 11. Localizado el pozo, se procedió al acondicionamiento de la vía de acceso, de la plataforma y se vistió el cabezal del pozo, quedando como se ilustra en la figura 11, después de completarlo de acuerdo al procedimiento para reacondicionamiento permanente descrito en el Anexo A.



Figura 11. Cabezal del pozo LM-402, antes y después del reacondicionamiento permanente número 1.

En la figura 12 se muestra el diagrama de completación del pozo de observación, LM-402, en la arena L4 del yacimiento LM-226. La completación del pozo de observación LM-402 incluye sensor de fondo a la profundidad de 5.479' para registrar presión y temperatura en forma continua, con lectura en superficie en tiempo real. La fuente de energía por medio de celda solar que a su vez alimenta a dos baterías de 12 voltios, en serie. Las mediciones de presión y temperatura son tomadas desde la unidad de almacenamiento de información, en superficie, por medio de una computadora portátil y utilizando el programa PROPRO+HOST, versión 2.0.6. El rango del sensor de presión es de 0 a 3.000 lpc y el de temperatura es de 59 a 257 °F.

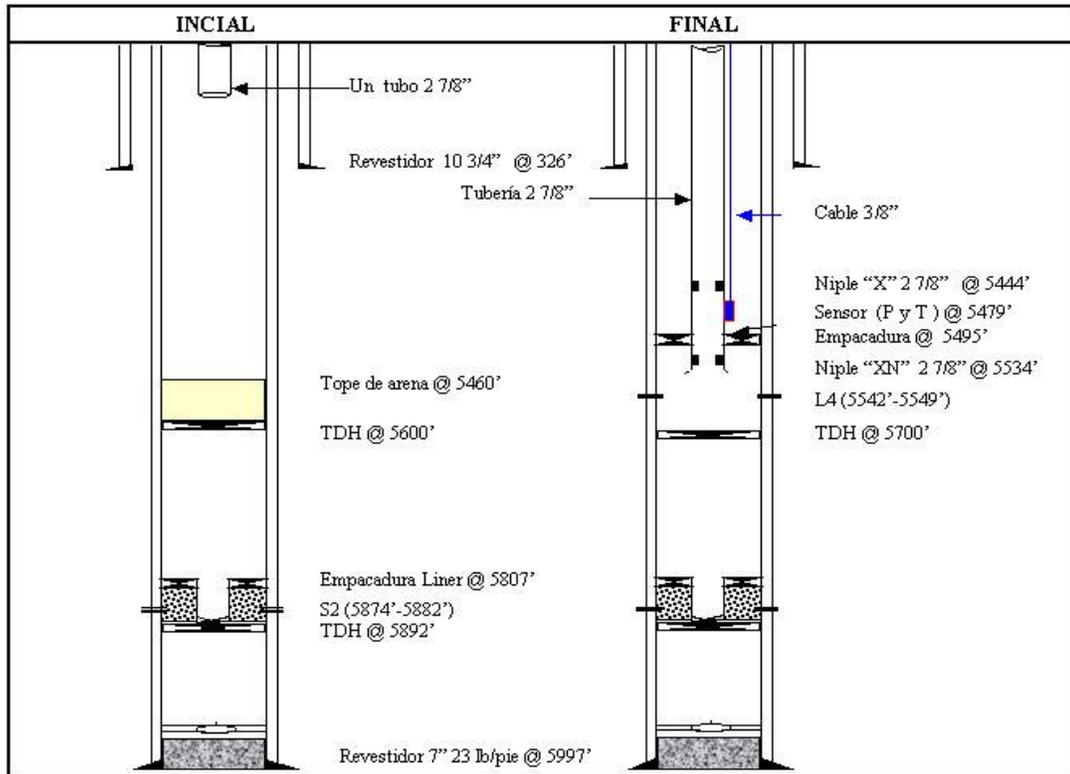


Figura 12. Diagrama mecánico del pozo de observación LM-402.

Continuando con las actividades de acondicionamiento del pozo de observación, para la prueba de interferencia, se instaló el equipo de superficie para la captura de los registros continuos de presión y temperatura, integrado por: (a) dos celdas solares, (b) dos baterías, en serie, de doce voltios cada una, y (c) el equipo PROSYSTEM de veinticuatro voltios para almacenamiento de la data. Esta información se transfiere a un computador portátil (Laptop) utilizando el programa ProPro+Host versión 2.0.6

En la figura 13 se ilustra el arreglo en superficie para captar energía solar y suministrar energía al equipo, para almacenamiento de la data registrada por el sensor instalado en el pozo de observación LM-402.



Figura 13. Panel solar, acumuladores de energía y computador portátil.

En el Anexo B, se describe el procedimiento para la captura de la información de presión y temperatura con el programa ProPro+Host versión 2.0.6 y su transferencia al computador portátil. En el Anexo C, se indican los equipos y materiales de superficie y fondo para registrar la información de presión y temperatura.

3.2 Completación del pozo de activo LM-229.

El LM-229 es un pozo de avanzada perforado en el año 2000 y completado en el 2001, sencillo selectivo, flujo natural en las arenas I6 y L4. Para el desarrollo de la

prueba de interferencia se realizó cambio de zona desde la arena I6 hasta L4, se intentó inducir a producción durante tres días, utilizando unidad de suabo, sin éxito. Se procedió a cambiar el método de producción de flujo natural a bombeo electrosumergible, de acuerdo al procedimiento descrito en el Anexo D, quedando el pozo completado como se ilustra en la figura 14.

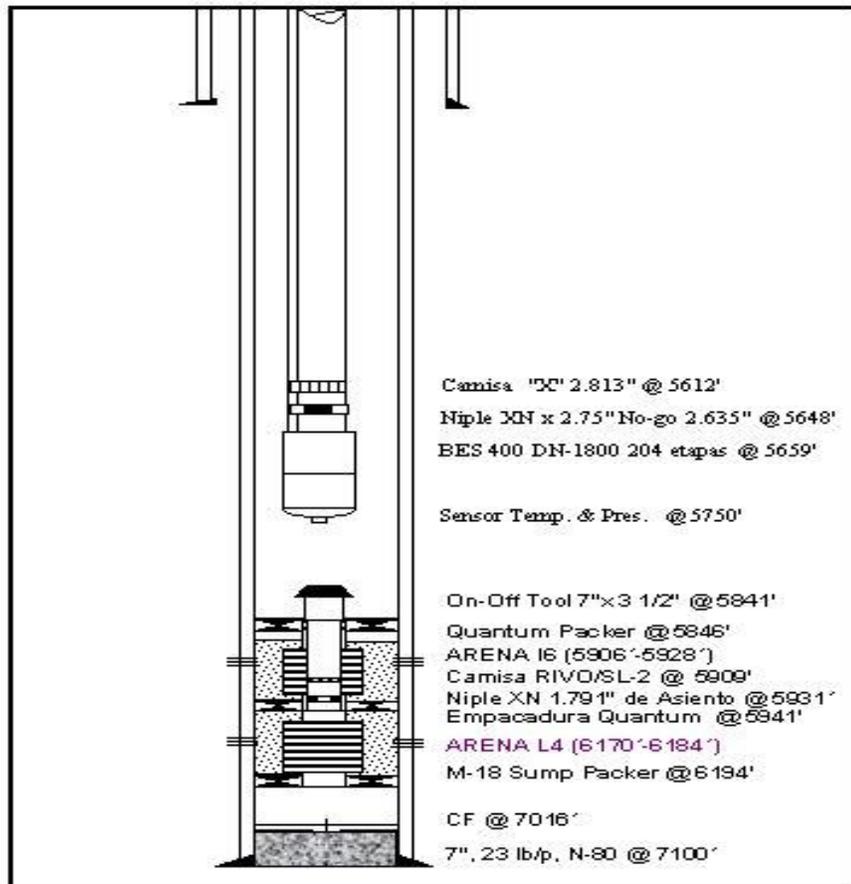


Figura 14. Diagrama de completación del pozo activo en la arena L4.

4. Determinación de la presión de referencia en el pozo de observación LM-402.

La primera parte de la prueba de interferencia consistió en medir la presión estática en el pozo de observación LM-402, manteniendo cerrado el pozo LM-229, con la finalidad de obtener una línea de presión de referencia en el pozo de observación.

Esta actividad se realizó durante treinta días de medición continua y descarga diaria de los registros de presión y temperatura. Con esta data se construyó la figura de presión contra tiempo, representando la presión en el eje de las ordenadas (Y) y el tiempo en el eje de las abscisas (X). En la tabla 1 se encuentra la data de presión registrada por el sensor instalado en el pozo de observación LM-402.

Tabla 1. Medición de presión de referencia con el pozo LM-229 cerrado.

Tiempo (día)	Fecha	Presión (lpc)	Tiempo (día)	Fecha	Presión (lpc)
0	23-Nov-01	2034,499	16	09-Dic-01	2034,629
1	24-Nov-01	2034,510	17	10-Dic-01	2034,722
2	25-Nov-01	2034,524	18	11-Dic-01	2034,790
3	26-Nov-01	2034,527	19	12-Dic-01	2034,878
4	27-Nov-01	2034,523	20	13-Dic-01	2034,900
5	28-Nov-01	2034,519	21	14-Dic-01	2034,912
6	29-Nov-01	2034,481	22	15-Dic-01	2034,821
7	30-Nov-01	2034,413	23	16-Dic-01	2035,093
8	01-Dic-01	2034,471	24	17-Dic-01	2035,106
9	02-Dic-01	2034,440	25	18-Dic-01	2034,903
10	03-Dic-01	2034,477	26	19-Dic-01	2035,075
11	04-Dic-01	2034,463	27	20-Dic-01	2035,136
12	05-Dic-01	2034,457	28	21-Dic-01	2035,142
13	06-Dic-01	2034,453	29	22-Dic-01	2035,101
14	07-Dic-01	2034,459	30	23-Dic-01	2035,137
15	08-Dic-01	2034,626			

5. Medición de presión en el pozo LM-402 con el pozo LM-229 en producción.

Alcanzada la presión de referencia, se abrió a producción el pozo LM-229 y se continuó midiendo la presión en el pozo de observación LM-402, actualizando diariamente la gráfica de presión en función del tiempo, por un período de cuarenta y un días continuos que estuvo en producción el pozo activo LM-229.

En la tabla 2 se muestran los datos de presión, promediados por día, registrados desde el inicio de producción del pozo LM-229. La temperatura de fondo registrada durante la prueba fue de 162 °F.

Tabla 2. Medición de presión con el pozo LM-229 en producción durante 41 días y cierre posterior.

Tiempo (día)	Fecha	Presión (lpc)	Tiempo (día)	Fecha	Presión (lpc)
31	24-Dic-01	2035,130	71	02-Feb-02	2019,264
32	25-Dic-01	2035,148	72	03-Feb-02	2018,697
33	26-Dic-01	2035,141	73	04-Feb-02	2018,062
34	27-Dic-01	2035,083	74	05-Feb-02	2017,425
35	28-Dic-01	2034,947	75	06-Feb-02	2016,768
36	29-Dic-01	2034,781	76	07-Feb-02	2016,184
37	30-Dic-01	2034,559	77	08-Feb-02	2015,548
38	31-Dic-01	2034,536	78	09-Feb-02	2014,966
39	01-Ene-02	2033,920	79	10-Feb-02	2014,370
40	02-Ene-02	2033,676	80	11-Feb-02	2013,813
41	03-Ene-02	2033,405	81	12-Feb-02	2013,325
42	04-Ene-02	2033,070	82	13-Feb-02	2012,834
43	05-Ene-02	2032,691	83	14-Feb-02	2012,380
44	06-Ene-02	2032,339	84	15-Feb-02	2012,000
45	07-Ene-02	2031,903	85	16-Feb-02	2011,625
46	08-Ene-02	2031,456	86	17-Feb-02	2011,265
47	09-Ene-02	2030,973	87	18-Feb-02	2010,999
48	10-Ene-02	2030,513	88	19-Feb-02	2010,723
49	11-Ene-02	2030,061	89	20-Feb-02	2010,483
50	12-Ene-02	2029,607	90	21-Feb-02	2010,288
51	13-Ene-02	2029,160	91	22-Feb-02	2010,153
52	14-Ene-02	2028,661	92	23-Feb-02	2010,125
53	15-Ene-02	2028,170	93	24-Feb-02	2010,168
54	16-Ene-02	2027,703	94	25-Feb-02	2009,971
55	17-Ene-02	2027,269	95	26-Feb-02	2009,868
56	18-Ene-02	2026,825	96	27-Feb-02	2009,840
57	19-Ene-02	2026,361	97	28-Feb-02	2009,807
58	20-Ene-02	2025,948	98	01-Mar-02	2009,801
59	21-Ene-02	2025,501	99	02-Mar-02	2009,863
60	22-Ene-02	2025,029	100	03-Mar-02	2009,928
61	23-Ene-02	2024,556	101	04-Mar-02	2009,977
62	24-Ene-02	2024,096	102	05-Mar-02	2010,012
63	25-Ene-02	2023,576	103	06-Mar-02	2010,126
64	26-Ene-02	2023,082	104	07-Mar-02	2010,196
65	27-Ene-02	2022,552	105	08-Mar-02	2010,315
66	28-Ene-02	2022,022	106	09-Mar-02	2010,410
67	29-Ene-02	2021,514	107	10-Mar-02	2010,524
68	30-Ene-02	2020,986	108	11-Mar-02	2010,644
69	31-Ene-02	2020,392	109	12-Mar-02	2010,745
70	01-Feb-02	2019,834	110	13-Mar-02	2010,935

Tabla 2 (continuación). Medición de presión con el pozo LM-229 en producción durante 41 días y cierre posterior.

Tiempo (día)	Fecha	Presión (lpc)	Tiempo (día)	Fecha	Presión (lpc)
111	14-Mar-02	2011,024	131	03-Abr-02	2013,872
112	15-Mar-02	2011,156	132	04-Abr-02	2014,026
113	16-Mar-02	2011,265	133	05-Abr-02	2014,163
114	17-Mar-02	2011,348	134	06-Abr-02	2014,287
115	18-Mar-02	2011,593	135	07-Abr-02	2014,401
116	19-Mar-02	2011,692	136	08-Abr-02	2014,561
117	20-Mar-02	2011,824	137	09-Abr-02	2014,726
118	21-Mar-02	2012,030	138	10-Abr-02	2014,840
119	22-Mar-02	2012,171	139	11-Abr-02	2014,958
120	23-Mar-02	2012,328	140	12-Abr-02	2015,099
121	24-Mar-02	2012,471	141	13-Abr-02	2015,200
122	25-Mar-02	2012,604	142	14-Abr-02	2015,361
123	26-Mar-02	2012,764	143	15-Abr-02	2015,465
124	27-Mar-02	2012,928	144	16-Abr-02	2015,612
125	28-Mar-02	2013,031	145	17-Abr-02	2015,748
126	29-Mar-02	2013,166	146	18-Abr-02	2015,823
127	30-Mar-02	2013,328	147	19-Abr-02	2015,955
128	31-Mar-02	2013,475	148	20-Abr-02	2016,078
129	01-Abr-02	2013,587	149	21-Abr-02	2016,227
130	02-Abr-02	2013,727	150	22-Abr-02	2016,277

En la figura 15 se ilustra el comportamiento de presión registrado en el pozo de observación LM-402, arena L4 del yacimiento LM-226.

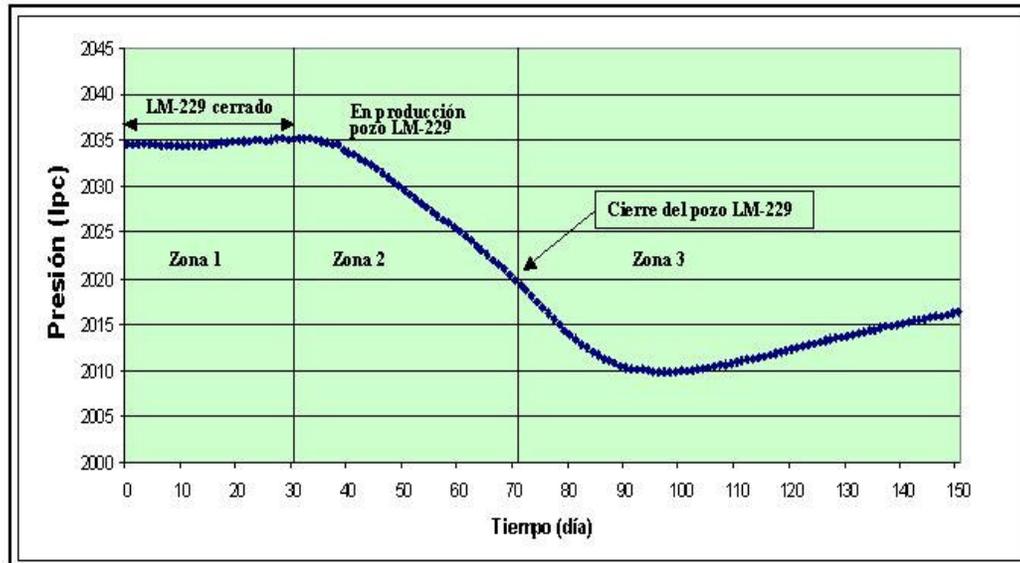


Figura 15. Comportamiento de presión en el pozo de observación LM-402.

6. POBLACIÓN Y MUESTRA

Para el estudio se seleccionaron dos pozos, el LM-229 y el LM-402. El primero denominado pozo activo y el segundo como pozo de observación, para el desarrollo de la prueba de interferencia en la arena L4 yacimiento LM-226. La medición de presión en el pozo de observación se realizó durante ciento cincuenta y un días (151), acumulando un total de ochenta y seis mil ochocientos ochenta y un (86.881) registros de presión, de la arena L4 yacimiento LM-226, aportados por el sensor colocado en el pozo de observación LM-402. Estos registros se redujeron a ciento cincuenta y uno (151) mediante la aplicación de un macro elaborado en Excel, para obtener un valor promedio de presión por día y con esta data se construyó la figura

15, que ilustra el comportamiento de presión de la arena L4 en el pozo de observación.

7. LIMITACIONES PARA ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN.

Al inicio de la prueba de interferencia la captura de información se realizó con registros de hasta cuatro valores por minuto, lo cual representó un número elevado de data almacenada por día, que podía sobrepasar la capacidad de almacenamiento del de equipo, lo que implicó descargar la información dos veces diarias. Posteriormente, la frecuencia de captura de información se modificó para registrar doce o veinte valores de presión por hora. Este ajuste, en la captura de información, permitió descargar diariamente la información contenida en la memoria del equipo de medición de presión. En el Anexo E se presenta una muestra de la data de presión registrada por el sensor en el pozo de observación LM-402, antes de ser promediada por día mediante la aplicación de un macro elaborado en Excel.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y RESULTADOS

En la figura 15 se muestra la representación de la presión, contra el tiempo, medida en el pozo de observación, LM-402, por medio de un sensor instalado a la profundidad de 5479'. En ella se identifican tres zonas: (a) Zona 1, (b) Zona 2 y (c) Zona 3. La Zona 1, corresponde al período de medición de presión manteniendo cerrado el pozo productor LM-229 y representa la presión estática, a nivel del sensor en el pozo LM-402, la cual es la presión de referencia para calcular la caída de presión causada por la producción del pozo activo. Esta presión de referencia alcanzó el valor de 2035 lpc y se midió durante treinta días antes de abrir a producción el pozo activo LM-229.

En la Zona 2, se muestra el comportamiento de la presión en el pozo de observación LM-402, declinando desde 2035 lpc hasta 2018 lpc como consecuencia directa de la producción del pozo activo LM-229. Este pozo se mantuvo activo durante 41 días, a la tasa de 881 BPPD, originando durante este período una caída de presión de 17 lpc en el pozo de observación, evidenciando conexión hidráulica entre los pozos LM-402 y LM-229, a través de la arena L4 del yacimiento LM-226. Con este resultado se comprueba la continuidad del yacimiento LM-226 desde el área dentro de los límites iniciales del campo Levas hasta la zona exploratoria del campo Levas, identificada con el nombre de Tórtola, es decir, en un área fuera de los límites iniciales de campo del campo Levas.

Continuando con la descripción de la figura 15, la Zona 3 representa el período de cierre del pozo productor LM-229, en la cual puede observarse que después de cerrado el pozo activo, la presión en el pozo de observación continúa declinando hasta alcanzar una caída máxima de 25 lpc, originada por la producción extraída a través del pozo LM-229. Posteriormente comienza un período de restauración de la presión en el yacimiento LM-226, debido al cese de producción a través del pozo activo LM-229.

En la figura 16 se muestra la comparación del comportamiento de presión a nivel del pozo de observación, obtenida con el modelo para la tasa de producción de 800 BFPD y el resultado de campo con tasa de producción de 881 BFPD y 0 % corte de agua, durante un período de producción continuo de treinta días. En la figura se observa que la caída de presión del modelo es de 16 lpc mientras que la obtenida en campo es de 11 lpc; siendo la diferencia de 5 lpc.

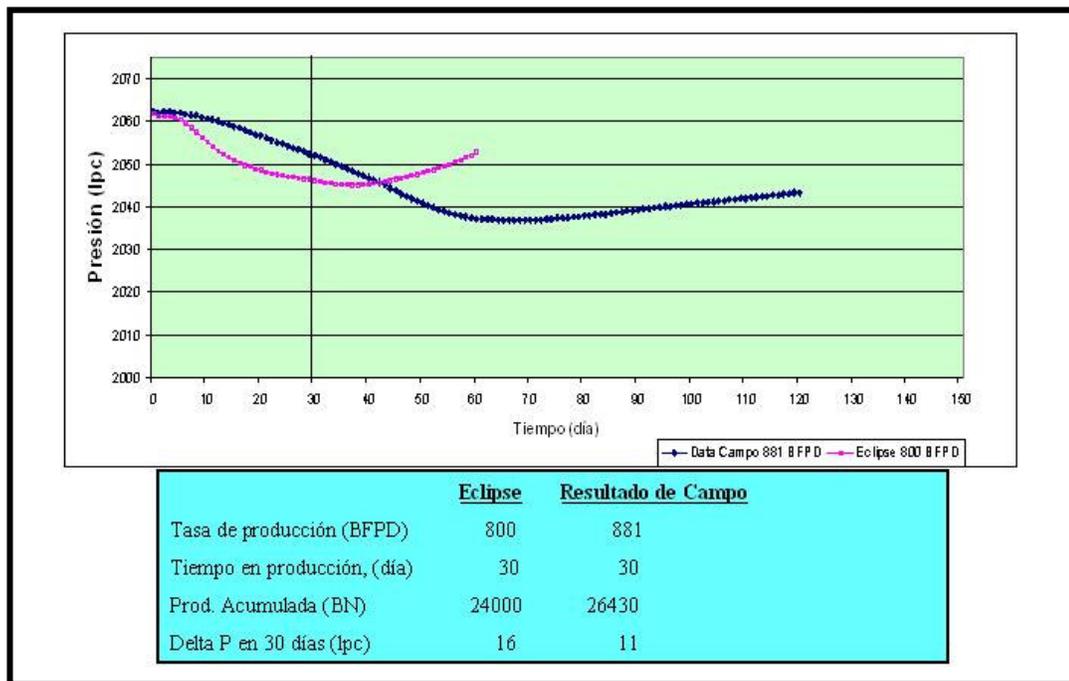


Figura 16. Comparación modelo Eclipse y resultado de campo.

La caída de presión observada en el pozo LM-402, como consecuencia directa de la producción del pozo LM-229, activo en la arena L4 del yacimiento LM-226, conduce a concluir que: (a) existe conexión hidráulica entre los pozos LM-402 y LM-229 a través de la arena L4 del yacimiento LM-226, (b) estos pozos pertenecen a un mismo yacimiento y (c) mediante esta prueba de interferencia se comprueba la continuidad del yacimiento LM-226 arena L4, desde un área dentro de los límites iniciales del campo Levas, hasta el área de Tórtola ubicada fuera de los límites iniciales del campo Levas, en la cual se perforó el pozo LM-229.

Se comprueba con los resultados de la prueba de interferencia que el pozo LM-229 pertenece a un yacimiento que tiene una parte dentro del área de límites iniciales de campo del campo Levas y se extiende hasta la zona exploratoria denominada Tórtola.

Posterior al período de producción de treinta días del pozo LM-229, se inició la restauración de presión en el yacimiento y con la data medida por el sensor de presión de la bomba electro sumergible en el pozo LM-229, se analizó la prueba de restauración. Esta prueba arrojó como resultado presión promedio del yacimiento de 2027,2 lpc, valor muy cercano a 2031 lpc utilizado en el modelo de simulación, lo cual comprueba que la caída de presión registrada en el pozo de observación LM-402 es consecuencia directa de la producción del pozo LM-229, comprobando una vez más que ambos pozos están en comunicación hidráulica y por consiguiente pertenecen a un mismo yacimiento. En la figura 17 se muestra el resultado de la prueba de restauración de presión en el pozo LM-229.

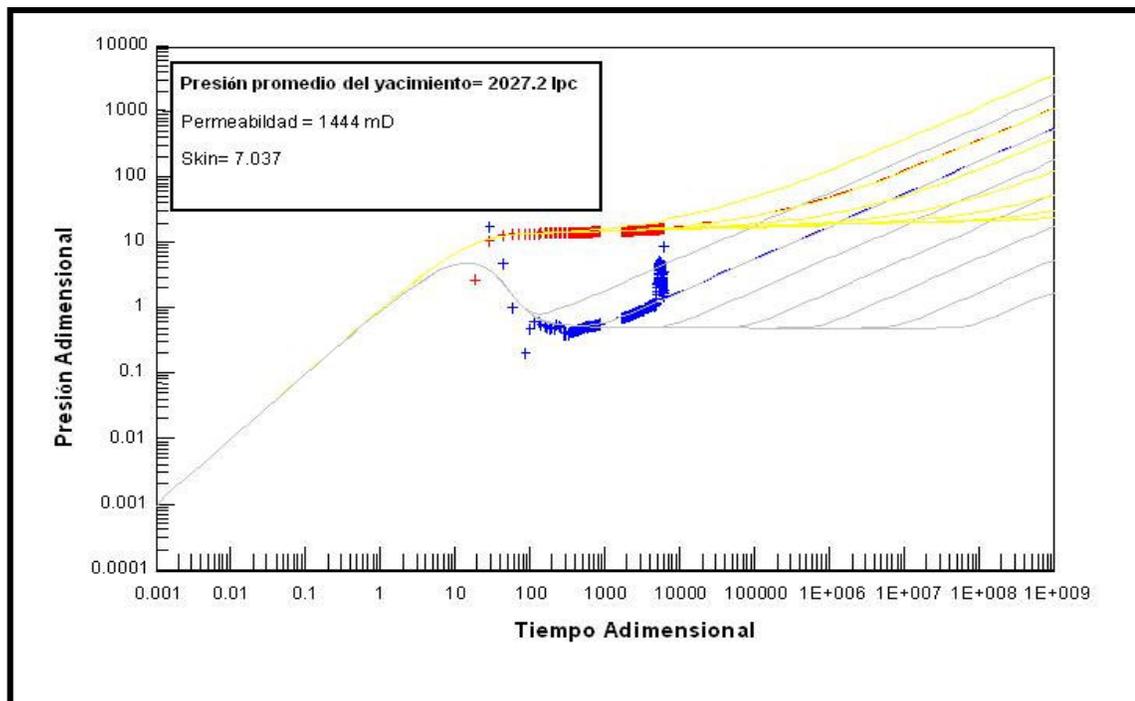


Figura 17. Resultado restauración de presión en el pozo productor LM-229.

Debido a que el yacimiento LM-226, arena L4, atraviesa las fronteras de los límites iniciales del campo Levas, lo cual se ha comprobado con la prueba de interferencia, es necesario extender los límites iniciales del campo Levas con la finalidad de incluir los yacimientos del área de Tórtola y así poder producir estos yacimientos, bajo los términos y condiciones del Convenio Operativo Dación.

En la figura 18 se ilustra el área de campo inicial asignada al Convenio Operativo Dación para el campo Levas y el área adicional propuesta para la extensión del campo Levas. En la tabla 3 se presentan las coordenadas de los veintidós vértices de la poligonal que determina el área de campo inicial del campo Levas. De igual manera, en la figura 19 se presenta la poligonal que encierra el área de los nuevos límites propuestos para la extensión del campo inicial del campo Levas, de acuerdo a las coordenadas de los vértices indicados en la tabla 4.

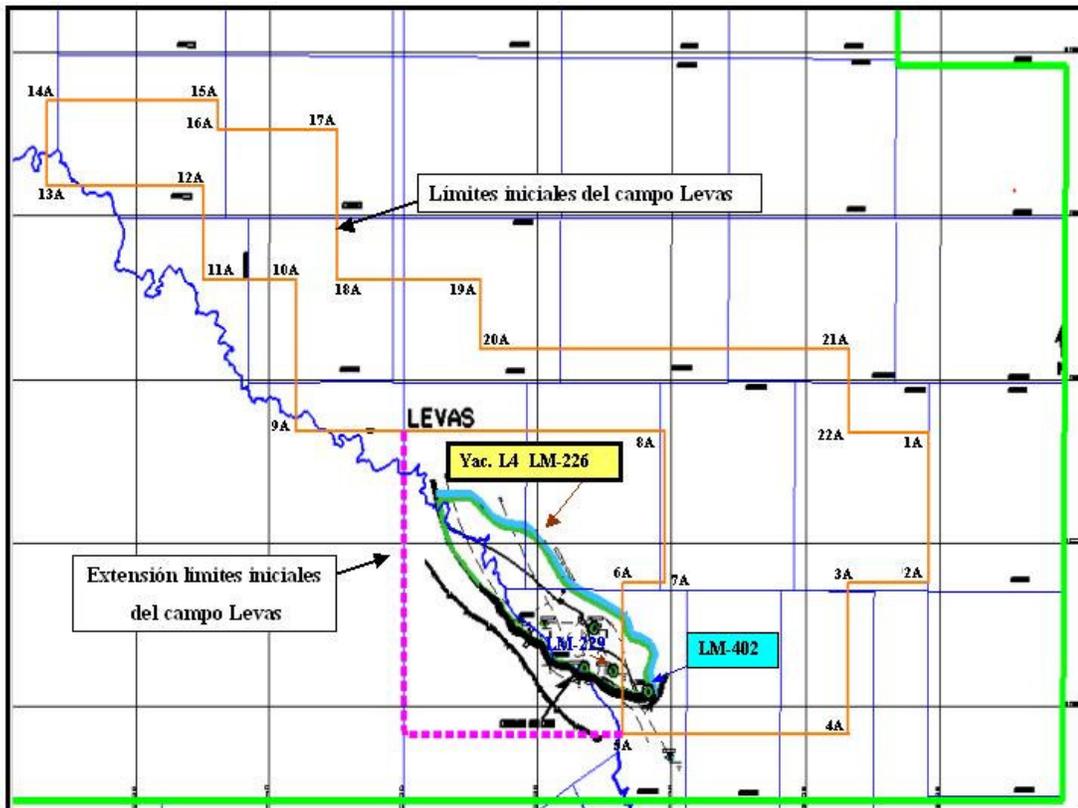


Figura 18. Límites iniciales y extensión del campo Levas.

Tabla 3. Coordenadas de los vértices del campo inicial del campo Levas.

Coordenadas UTM		
Vértice	Este (metro)	Norte (metro)
1A	418.716	982.047
2A	418.716	980.203
3A	417.524	980.203
4A	417.527	978.365
5A	414.162	978.365
6A	414.162	980.211
7A	414.781	980.211
8A	414.781	982.064
9A	409.286	982.064
10A	409.286	983.909
11A	407.905	983.909
12A	407.905	985.058
13 A	405.583	985.058
14A	405.583	986.094
15A	408.121	986.094
16A	408.121	985.745
17A	409.898	985.745
18A	409.898	983.909
19A	412.036	983.909
20A	412.036	983.062
21A	417.527	983.062
22A	417.527	982.047

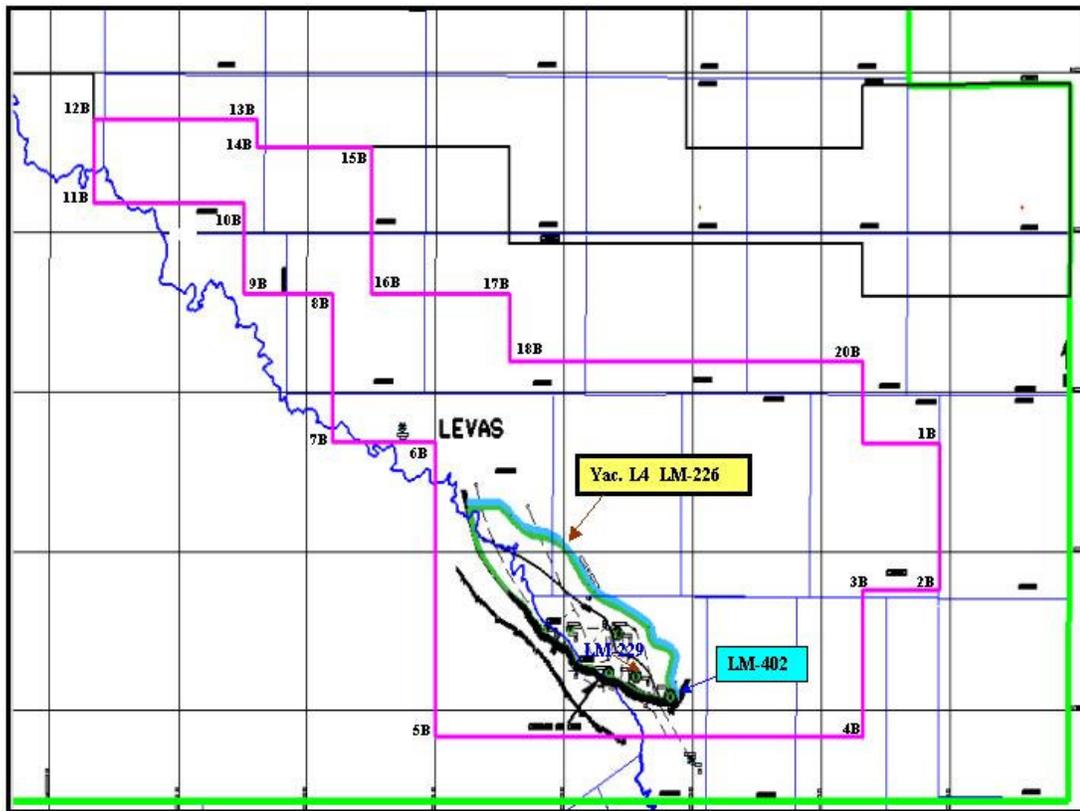


Figura 19. Límites propuestos para extender el campo Levas.

Tabla 4. Coordenadas de los vértices para extensión del campo inicial de Levas.

Coordenadas UTM		
Vértice	Este (metro)	Norte (metro)
1B	418.716	982.047
2B	418.716	980.203
3B	417.524	980.203
4B	417.527	978.365
5B	410.893	978.365
6B	410.893	982.064
7B	409.286	982.064
8B	409.286	983.909
9B	407.905	983.909
10B	407.905	985.058
11B	405.583	985.058
12B	405.583	986.094
13B	408.121	986.094
14B	408.121	985.745
15B	409.898	985.745
16B	409.898	983.909
17B	412.036	983.909
18B	412.036	983.062
19B	417.527	983.062
20B	417.527	982.047

CONCLUSIONES

1. Se comprueba conexión hidráulica entre los pozos LM-402 y LM-229, a través de la arena L4 del yacimiento LM-226, del campo Levas, y en consecuencia que ambos pozos pertenecen a este yacimiento.
2. El yacimiento LM-226, arena L4, se extiende desde un área dentro de los límites iniciales del campo Levas, del Convenio Operativo Dación, hasta una zona ubicada fuera de los límites iniciales de campo y conocida con el nombre de Tórtola.

RECOMENDACIONES

1. Extender los límites iniciales del campo Levas hasta la zona exploratoria conocida con el nombre de Tórtola.
2. Actualizar el modelo de simulación con data de todos los pozos perforados en el yacimiento.
3. Definir plan de perforación para el yacimiento LM-226, arena L4, considerando la extensión del yacimiento propuesta en el presente trabajo.

REFERENCIAS

1. Abbaszadeh, M., Asakawa, K., Cinco-Ley, H. y Arihara, N. (2000). Interference testing reservoirs with conductive faults or fractures. SPE paper No. 66406. Octubre 2000.
2. Al-Khamis, M., Ozkan, E. y Raghavan, R. (2003). Analysis of interference tests with horizontal wells. SPE paper No. 84292 presentado en la Exposición y Conferencia Técnica Anual SPE en Denver, Colorado, U.S.A. Octubre 2003.
3. Al-Khamis, M., Ozkan E. y Raghavan R. (2001). Interference testing with horizontal observation wells. SPE paper No. 71581 presentado en la Exposición y Conferencia Técnica Anual en New Orleans, Louisiana, Septiembre 2001.
4. Boone, D. (1965). Pressure interference and drainage of an oil reservoir at 320-acre spacing. SPE Paper No. 1354. Septiembre 1965.
5. Bourdet, D., Whittle, T.M., Douglas, A.A., and Pirard, Y-M. (1983). A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis, Word Oil.
6. CINCO-LEY, H. (1992). Análisis Moderno de Pruebas de Presión. Caracas: Second Latin American Petroleum Engineering Conference (II LAPEC).
7. Convenio Operativo Área Dación, Tercera Ronda de Convenios Operativos. (1997). Caracas: Corpoven, S.A.
8. Ehlig-Economides, C. y Ayoub, J. (1986). Vertical interference testing across a low-permeability zone. SPE paper No. 13251. Octubre 1986.
9. Gill, H., Al-Thawad, F. y Thuwaini, J. (2001). Measurement of vertical permeability using a dual lateral well in a layered reservoir. SPE paper No. 71583 presentado en la Exposición y Conferencia Técnica Anual en New Orleans, Louisiana, , Septiembre 2001.
10. Horne, R. (1995). Modern Well Test Analysis. (Second Edition). California: Petroway, Inc. (1991).
11. Jensen, B., Hjelset E., Larsen, L. (1999). Interference testing to verify drainage strategy for a large offshore development. SPE paper No. 56420 presentado en la Exposición y Conferencia Técnica Anual SPE en Houston, Texas, Octubre 1999.
12. Kuchuk, F., Halford, F., Hafez, H. y Zeybek, M. (2000). The use of vertical interference testing to improve reservoir characterization. SPE paper No. 87236 presentado en la Novena Conferencia y Exposición Internacional de Petróleo de Abu Dhabi, celebrada en Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, Octubre 2000.
13. Laprea, M. (1992). Actualización en Ingeniería de Yacimientos. Puerto La Cruz: CEPET.
14. Lee, J. (1982). Well Testing. Text Book Series N0.1. DALLAS: SPE-AIME.
15. Matthies, P. (1963). Practical Application of Interference Tests, SPE 627. New Orleans.
16. McKinley, R., Vela S. y Carlton L. (1967). A field application of pulse-testing for detailed reservoir description. SPE paper No. 1822 presentado en la Conferencia Técnica Annual 42, en Houston, Texas. Octubre 1967.

17. Stewart, G., Gupta, A. y Westaway, P. (1984). The interpretation of interference tests in a reservoir with sealing and partially communicating faults. SPE paper No. 12967 presentado en la Conferencia Europea de Petróleo en Londres, Inglaterra, Octubre 1984.
18. Witherspoon, P., Narasimhan, T. y McEdwards, D. (1978). Results of interference tests from two geothermal reservoirs. SPE paper 6052 presentado en la 51 Exposición y Conferencia Técnica Anual SPE-AIME en New Orleans, Octubre 1978.

[ANEXO A]

**PROGRAMA PARA REACONDICIONAR EL POZO DE OBSERVACIÓN
LM-402**

PROPUESTA PARA: REACONDICIONAMIENTO PERMANENTE No. 1.

Pozo: LM-402 Bloque: Leona Campo: LEVAS Parcela: CATIG-50

Coordenadas: Este 599.560 m Norte 158.100 m

Antecedentes.

Pozo perforado en junio de 1957, con la finalidad de investigar la estructura y estratigrafía del área al Norte de la falla de Merey.

En agosto 1957, se completó y evaluó el pozo en la arena S2.

En Enero de 1966, la arena S2 es abandonada mediante la colocación de un tapón de hierro @ 5.600' y el pozo completado punta libre, únicamente con el tubo del bolo.

En Mayo del 2000, es perforado el pozo LM-229, por la empresa LASMO Venezuela, B.V., en la acumulación denominada Tórtola, ubicada en un área adyacente del Campo Levas, en el Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui.

Objetivo.

Cañonear arena L4 (5542'-5549') según la nueva interpretación de LASMO, arena L3 para PDVSA, para realizar prueba de interferencia, entre los pozos LM-229 y LM-402, del campo Levas.

Propósito.

Comprobar comunicación hidráulica entre los pozos LM-229 y LM-402.

Discusión.

Los pozos LM-229 y LM-402 están ubicados en zonas adyacentes al límite inicial del campo Levas, definido por la línea que une los vértices cinco (5) y seis (6). La información obtenida de la sísmica 3D, muestra reflectores continuos en el área de los pozos LM-226E, LM-229 y LM-402, sin la presencia de fallas. También el modelo geológico evidencia una clara correlación entre las arenas atravesadas por los pozos LM-229 y LM-402 a nivel de la arena L4.

Para explotar la acumulación de hidrocarburos, conocida con el nombre de Tórtola, como una extensión del campo inicial de Levas, se debe demostrar que Tórtola se encuentra conectada a yacimientos que atraviesan los límites iniciales del campo Levas.

Con la finalidad de complementar la información de propiedades de fluidos, presiones, modelo geológico y demostrar que la acumulación Tórtola debe comercializarse como una extensión de los límites iniciales del campo Levas, se propone realizar una prueba de interferencia entre los pozos LM-229 y LM-402.

Información de arenas probadas o producidas:

<u>Arena</u>	<u>Intervalo</u> <u>Cañoneado</u>	<u>Petróleo</u> <u>(BN)</u>	<u>Agua</u> <u>(BN)</u>	<u>Gas</u> <u>(MPCN)</u>
S2	5874'-5882'	865	4	135

Información del pozo:

Elevación de la mesa rotatoria: 519' (11') Elevación del terreno: 508'

Profundidad total: 6393' Tope de cemento: 5275'

Revestimiento de superficie: 10 ¾", 40.5#/pie J-55

Revestimiento de producción: 7", 23#/pie J-55

Equipo de producción desde el fondo: un tubo 2 7/8".

Tapones: TDH @ 5.600'

Historia del pozo LM-402.

Completación original agosto, 1957.

<u>Arenas</u> S2	<u>Tipo y Método de</u> <u>Completación</u> Bombeo Hidráulico	<u>Producción</u> <u>Acreditada</u> <u>al Trabajo (BN)</u> 865
---------------------	---	---

Reparación No.1 enero, 1966

<u>Arenas</u> <u>Abandonadas</u> S2 (TDH)	<u>Tipo y método de</u> <u>Completación</u> Tubería punta libre
---	---

Procedimiento:

1. Realizar análisis de riesgo.
2. Vestir taladro de completación, llenar pozo, controlar, vestir VIR y probar con 2000 lpc.
3. Recuperar tubo de 2 7/8”.
4. Bajar mecha 6 1/8” y milar TDH @ 5600’.
5. Asentar nuevo TDH a 5700’.
6. Correr CBL/VDL/GR/CCL desde 5600’ hasta 4600’, dependiendo de la evaluación del CBL, cañonear los aislamientos (5530’-34’ y 5556’-60’).
7. Perforar arena L4 (5542’-5549’) seis TPP alta penetración.
8. Bajar empacadura con niple @ 5450’ (el niple debe permitir anclar tapón para probar tubería y anclar sonda de presión).
9. Probar hermeticidad con 1000 lpc por anular y tubería.
10. Suabear pozo, medir potencial y niveles dinámicos del fluido, en caso de no tener entrada de fluido (achica seco), realizar prueba de inyektividad, continuar suabeo.
11. Bajar sonda de presión, monitorear y realizar prueba de interferencia con el pozo LM-229.
12. Dependiendo de los resultados se decidirá dejar o no el pozo en producción.
13. Desvestir, mudar equipo de completación y sanear localización.

[ANEXO B]

PROCEDIMIENTO PARA RECOLECCIÓN DE DATOS DE PRESIÓN Y TEMPERATURA EN EL POZO DE OBSERVACIÓN LM-402.

Fase 1. Conexión del computador portátil (Laptop) con el LOG DATA.

- 1.1. Antes de realizar esta conexión debe ser encendido el computador (Laptop).
- 1.2. El registrador de data posee una interfaz con un puerto standard RS-232 el cual debe ser conectado al laptop para establecer comunicación física entre los equipos (hardware).

Fase 2. Abrir el programa ProPro+Host.

- 2.1. Colocar cursor sobre el icono ProPro+Host que se encuentra en la pantalla del laptop y darle apertura al programa (doble click).
- 2.2.- Después de abrir el programa, establecer comunicación entre el programa y el registrador de data.
- 2.3.- Para establecer esta comunicación se debe seguir los siguientes pasos:
 - Dentro del programa ir a la función COMMAND y activar el comando “Com”, luego se revisa que el sistema tenga los siguientes parámetros de comunicación:

COMM PORT	MODBUS
Port = COM 1	Mode = RTU
Baud = 9600	Time Out = 1200
Parity = None	Interval = 1
Control = None	Addr = 1
Data Bits = 8	
Stop Bits = 1	

Colocar el cursor en “OKEY” para aceptar estos parámetros de comunicación.

Fase 3. Recopilación de datos.

- 3.1. Colocar el cursor sobre Alt Logging y darle un click y activar la función Read log from Tool.
- 3.2. Guardar los datos en el disco “C” dentro de la carpeta LM-402, se debe crear un archivo nuevo con la fecha actual de la recolección de datos.
- 3.3. Después de confirmar que los mismos hayan sido guardados, eliminarlos de la memoria del LOG DATA para comenzar a registrar datos nuevos (ir al comando LOGGING del programa, se debe colocar el cursor sobre la función “Clear Log” y pulsar “Enter”).

Fase 4. Adquisición de nuevos datos.

- 4.1. Primero se debe verificar que los datos anteriores hayan sido borrados, sobre la función COMMAND del programa ir al comando “Start” y activarlo, comprobando visualmente que en la función del programa “History total” se lea cero (0), o sea que todos los datos hayan sido eliminados.
- 4.2. En la función COMMAND se debe activar el comando “Stop” para detener la comunicación y así poder realizar cambios en el programa.
- 4.3. Después ir a la función LOGGING del programa y con el cursor activar el comando “Log On”, iniciando el registro de nuevos datos.
- 4.4. Para que el programa pueda aceptar estos cambios se debe colocar el cursor sobre el comando “Set” (dentro de la función COMMAND) y activarla.
- 4.5. Finalmente se debe colocar el cursor sobre la función “Start” (activándola) estableciendo comunicación nuevamente entre el “Data Log” del equipo (Hardware) y el programa ProPro+ Host (Software).

Nota: El período de registro de información debe ser igual a seis (6) y se recomienda que antes de abandonar el programa comprobar visualmente que en la función “History Total” se hayan registrado por lo menos dos (2) historiales de datos.

[ANEXO C]

EQUIPOS Y MATERIALES DE SUPERFICIE Y FONDO PARA REGISTRAR Y ALMACENAR INFORMACIÓN DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.

Equipos de superficie:

- Equipo PROSYSTEM de 24 Voltios DC, puerto standard RS-232.
- Computador Portátil.
- Programa ProPro+Host (software) versión 2.0.6 (Período: 6).
- Paneles Solares (dos) de 12 Voltios cada uno, en serie.
- Sensor térmico (para evitar recalentamiento de batería).
- Cable de fondo TECLINE (Monoconductor).
- Cable de superficie 2 x 18 awg.

Equipos de fondo:

- Sensor de presión (0 - 3000 lpc) y temperatura (59 - 257 °F) con traductor digital de un solo punto. El diámetro externo es de una pulgada y el largo es de un pie, MACALISTER.

[ANEXO D]

PROGRAMA PARA CAMBIAR MÉTODO DE PRODUCCIÓN DE FLUJO NATURAL A BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE AL POZO LM-229.

Propuesta para Continuación de completación original.

Bloque: Leona Campo: Levas Parcela: CATIG-50

Coordenadas UTM: Este 414.536 m Norte 978.872 m

Antecedentes:

Pozo completado originalmente en marzo del 2001, para producir en forma natural las arenas I6 y L4.

En Abril 2001, se intentó iniciar producción mediante el uso de unidad de suabo, sin éxito, recuperando muestra de fluido de 20,8 °API y 1,5 A y S de la arena L4, nivel final de fluido 1300'. Cambió zona para la arena I6, recuperó crudo de 22,8 °API, pozo quedó cerrado por fluir con baja presión.

En Noviembre 2001, nuevamente la unidad de suabo se instaló en la localización e intentó reactivar el pozo en la arena L4, sin éxito, nivel de fluido a 1000'. El pozo quedó cerrado esperando instalación de equipo de subsuelo para levantamiento artificial por bombeo electro sumergible.

OBJETIVO: Instalar equipo de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible (BES) y completar el pozo sencillo en las arenas I6 y L4.

PROPÓSITO: Reactivar el pozo a producción y realizar prueba de interferencia con el pozo LM-402, en la arena L4, yacimiento LM-226.

INFORMACIÓN DE ARENAS PROBADAS O PRODUCIDAS

Arena Intervalo Cañoneado

I6	5906'-5928'
L4	6170'-6184'

Información del pozo:

Elevación de la mesa rotatoria: 538' (15')

Elevación del terreno: 523'

Cuello flotador: 7016'

Profundidad total: 7128'

Revestimiento de superficie: 9 5/8", 36.0 #/pie J-55 @ 1.800'

Revestimiento de producción: 7", 23#/pie N-80 @ 7.100'

Equipo de producción desde el fondo: Sump Packer @ 6194'; Empacadura Quantum @ 5941'; Niple de asiento 1.875'' @ 5931', Manga Deslizante 1.875'' @ 5909'; Quantum Packer @ 5846'; Niple de asiento 2.75'' @ 5812' ; Niple "X" @ 5778'; Manga Deslizante 2.75'' @ 5743'; Manga Deslizante 2.81'' @ 5708'; Mandriles con Dummy 3-1/2'' @ 5664', 5148', 4538', 3960', 3474', 2830', 2317', 1519', respectivamente; Tubería de 3-1/2'' .

Empacaduras: M-18 Sump Packer @ 6194', Empacadura Quantum @ 5941' y Quantum Packer @ 5846'

Historia del pozo: LM-229.

Completación original marzo, 2001

<u>Arenas completadas</u>	<u>Tipo y método de completación</u>	<u>Producción acreditada al trabajo</u>
I6	Sencillo, selectivo	0
L4	flujo natural.	0

Procedimiento:

1. Realizar análisis de riesgo operacional.
2. Mudar y vestir equipo, controlar pozo, instalar BOP y probar.
3. Recuperar sarta de producción 3 ½”.
4. Bajar completación con bomba electro sumergible y completar pozo sencillo, selectivo, en las arenas I6 y L4.
5. Bajar cabria, desvestir y mudar.
6. Sanear localización.

[ANEXO E]

MUESTRA ALEATORIA DE DATA CRUDA DE PRESIÓN REGISTRADA
POR EL SENSOR EN EL POZO LM-402.

Fecha Hora Minuto dd/mm/aa hh:mm	Presión (lpc)	Fecha Hora Minuto dd/mm/aa hh:mm	Presión (lpc)	Fecha Hora Minuto dd/mm/aa hh:mm	Presión (lpc)
23/11/2001 10:15	2034,44	01/12/2001 00:00	2034,43	24/01/2002 10:52	2023,42
23/11/2001 10:15	2034,43	01/12/2001 00:00	2034,45	24/01/2002 10:55	2023,68
23/11/2001 10:15	2034,41	01/12/2001 00:00	2034,43	24/01/2002 10:58	2023,69
23/11/2001 10:15	2034,43	01/12/2001 00:00	2034,42	24/01/2002 11:01	2023,89
23/11/2001 10:16	2034,39	01/12/2001 00:01	2034,42	24/01/2002 11:04	2023,65
23/11/2001 10:16	2034,40	01/12/2001 00:01	2034,41	24/01/2002 11:07	2024,00
23/11/2001 10:16	2034,38	01/12/2001 00:01	2034,43	24/01/2002 11:10	2023,41
23/11/2001 10:16	2034,39	01/12/2001 00:01	2034,48	24/01/2002 11:13	2024,01
23/11/2001 10:17	2034,38	01/12/2001 00:02	2034,44	24/01/2002 11:16	2023,64
23/11/2001 10:17	2034,40	01/12/2001 00:02	2034,43	24/01/2002 11:19	2024,01
23/11/2001 10:17	2034,39	01/12/2001 00:02	2034,43	24/01/2002 11:22	2023,47
23/11/2001 10:17	2034,39	01/12/2001 00:02	2034,45	24/01/2002 11:25	2024,20
23/11/2001 10:18	2034,40	12/12/2001 06:04	2034,87	24/01/2002 11:28	2023,99
23/11/2001 10:18	2034,41	12/12/2001 06:09	2034,90	24/01/2002 11:31	2024,33
23/11/2001 10:18	2034,40	12/12/2001 06:14	2034,87	24/01/2002 11:34	2024,08
23/11/2001 10:18	2034,40	12/12/2001 06:19	2034,83	24/01/2002 11:37	2024,32
23/11/2001 10:19	2034,39	12/12/2001 06:24	2034,88	02/02/2002 11:02	2019,57
23/11/2001 10:19	2034,38	12/12/2001 06:29	2034,84	02/02/2002 11:05	2019,07
23/11/2001 10:19	2034,43	25/12/2001 00:02	2035,24	02/02/2002 11:08	2019,03
23/11/2001 10:19	2034,42	25/12/2001 00:05	2035,29	02/02/2002 11:11	2019,43
23/11/2001 10:20	2034,39	25/12/2001 00:08	2035,28	02/02/2002 11:14	2018,89
23/11/2001 10:20	2034,42	25/12/2001 00:11	2035,43	02/02/2002 11:17	2019,20
23/11/2001 10:20	2034,39	25/12/2001 00:14	2034,86	02/02/2002 11:20	2018,96
23/11/2001 10:20	2034,43	25/12/2001 00:17	2035,30	02/02/2002 11:23	2019,21
23/11/2001 10:21	2034,40	25/12/2001 00:20	2035,04	02/02/2002 11:26	2019,07
23/11/2001 10:21	2034,37	25/12/2001 00:23	2035,06	02/02/2002 11:29	2018,78
23/11/2001 10:21	2034,42	25/12/2001 00:26	2035,41	02/02/2002 11:32	2019,15
23/11/2001 10:21	2034,41	25/12/2001 00:29	2035,21	02/02/2002 11:35	2019,07
23/11/2001 10:22	2034,38	25/12/2001 00:32	2035,12	02/02/2002 11:38	2018,94
23/11/2001 10:22	2034,41	25/12/2001 00:35	2035,13	02/02/2002 11:41	2019,07
23/11/2001 10:22	2034,41	25/12/2001 00:38	2035,57	02/02/2002 11:44	2018,99
23/11/2001 10:22	2034,43	25/12/2001 00:41	2035,57	22/04/2002 05:59	2016,60
23/11/2001 10:23	2034,39	25/12/2001 00:44	2035,08	22/04/2002 06:02	2015,88
23/11/2001 10:23	2034,40	25/12/2001 00:47	2035,37	22/04/2002 06:05	2016,63
23/11/2001 10:23	2034,42	25/12/2001 00:50	2035,06	22/04/2002 06:08	2016,34
23/11/2001 10:23	2034,42	25/12/2001 00:53	2035,25	22/04/2002 06:11	2016,59
23/11/2001 10:24	2034,38	25/12/2001 00:56	2035,11	22/04/2002 06:14	2016,36
23/11/2001 10:24	2034,38	25/12/2001 00:59	2035,19	22/04/2002 06:17	2016,22

[ANEXO F]

GLOSARIO

Convenio Operativo.

Es el convenio suscrito entre Petróleos de Venezuela S.A. y empresas extranjeras o nacionales para exploración, rehabilitación, continuación del desarrollo de yacimientos y producción de hidrocarburos, de un área establecida en el convenio operativo.

Área del Convenio Operativo.

Es el área encerrada por la poligonal establecida en el documento suscrito entre ambas partes.

Campo Inicial.

Es la formación o grupo de formaciones de hidrocarburos descritas como “Campo Inicial” en el Convenio Operativo⁷.

Campo.

Es tanto el Campo Inicial como cualquier formación de hidrocarburos que sea descrita como Campo⁷ por los Contratistas en un Plan de Desarrollo sometido y aprobado por la filial.

Definición de Prueba de Presión.

Consiste en medir el comportamiento o variación de presión del yacimiento, en función del tiempo, que se genera como respuesta a un estímulo aplicado a un pozo, bien sea mediante variación de la tasa de producción o por inyección de fluidos.

Generalmente, los objetivos de una prueba de presión están dentro de las siguientes categorías: (a) evaluación del yacimiento, (b) descripción del yacimiento y (c) gerencia del yacimiento. Esta última a su vez, tiene como finalidad: (a) reducir costos, (b) incrementar la producción y (c) mejorar la eficiencia por medio del aprovechamiento máximo del recurso humano y de la tecnología disponible.

Prueba de Declinación de Presión.

Una prueba de declinación de presión se realiza midiendo una serie de presiones de fondo, en función del tiempo, en un pozo produciendo a tasa constante.

Por lo general, el pozo es cerrado por un período de tiempo antes de iniciar la prueba de flujo, de tal manera que se establezca condición de presión uniforme en la formación.

Prueba de Restauración de Presión.

En este tipo de prueba, el pozo es producido a tasa constante durante un cierto tiempo, posteriormente el pozo es cerrado para permitir la recuperación o restauración de la presión y se toman medidas de la presión de fondo en función del tiempo. Con esta información se puede estimar: (a) permeabilidad de la formación, (b) presión promedia en el área de drenaje del pozo, (c) condición del pozo en cuanto a efecto de daño o estimulación, (d) heterogeneidades presentes en el yacimiento, etc.

Prueba de Interferencia.

Una prueba de interferencia se realiza produciendo o inyectando fluidos a través de un pozo, que recibe el nombre de pozo activo y la respuesta de presión es medida en por lo menos otro pozo, el cual se denomina pozo de observación. También se desarrollan pruebas de interferencia utilizando un pozo completado en diferentes estratos.

El propósito general de la prueba de interferencia es comprobar la comunicación entre pozos en un yacimiento. Observar la interferencia horizontal entre pozos, comprobar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas, es de importancia fundamental en la ingeniería de yacimientos.

Las pruebas de interferencia tienen como objetivo determinar si existe comunicación entre dos o más pozos en un yacimiento. Cuando existe comunicación,

proveer estimados de permeabilidad, del factor porosidad-compresibilidad y determinar la posibilidad de anisotropía en el estrato productor.

En el caso de realizar una prueba de interferencia generando la disturbancia de presión desde un pozo productor, éste comienza a producir y la presión en el pozo de observación, que se encuentra localizado a una distancia determinada, empieza a responder después de un cierto tiempo de estar el pozo activo produciendo. La magnitud y el tiempo necesario para obtener la respuesta de presión en el pozo de observación, dependen de las propiedades de la roca y de los fluidos en los alrededores del pozo activo y de observación.

Interpretación de una Prueba de Presión.

El objetivo de interpretar una prueba de presión, es obtener el modelo de flujo que se aproxime al comportamiento del yacimiento, así como también estimar los parámetros del yacimiento.

El proceso de interpretación no siempre conduce a un modelo único, debido a que en algunos casos la respuesta de presión registrada en la prueba puede ser generada por varios modelos de flujo. A esta situación se le conoce como problema de unicidad, porque tiene múltiples soluciones. Para reducir este problema, es recomendable que la selección de un modelo de flujo, aplicable a una prueba, tome en cuenta diversas fuentes de información, tales como: (a) datos geológicos, (b) historia de producción, (c) registros de pozos, (d) información de completación del pozo, etc.

Curvas Tipo.

Son una familia de curvas de declinación o de restauración de presión que han sido pregraficadas y están presentadas en término de variables adimensionales.

Las Curvas Tipo son generadas a partir de soluciones a las ecuaciones de flujo en el medio poroso, bajo condiciones iniciales específicas y de contorno. Entre ellas se encuentran: (a) las de Ramey¹⁴, (b) Mckinley¹⁴, (c) Gringarten¹⁴, (d) el Método de Bourdet⁵, etc.

CURRÍCULUM VITAE

Leopoldo Cirilo Pimentel Herrera, nació el tres de agosto de 1958 en Barcelona estado Anzoátegui, venezolano, titular de la cédula de identidad personal No. 5.483.946. Ingeniero de Petróleo egresado de la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, en 1985. Ejerció como profesor en las cátedras de Análisis I y II en el Instituto Universitario Antonio José de Sucre, en el año 1986. Ingresó a la industria del petróleo en marzo de 1987, en Corpoven S.A., filial de PDVSA, ocupando los siguientes cargos: (a) Ingeniero de Completación, adscrito a la Gerencia de Perforación de los Distritos Anaco y San Tomé, (b) Ingeniero de Operaciones de Producción, (c) Ingeniero de Proyecto para el Manejo y Utilización del Gas (d) Ingeniero de Operaciones de Yacimiento en el proyecto de perforación de pozos horizontales y multilaterales, en áreas del Distrito San Tomé, (e) Ingeniero de Planificación, Control de Gestión y Apoyo Administrativo, en los departamentos de Explotación de crudos: Liviano, Mediano, Pesado y Extra-Pesado, del Distrito San Tomé. En junio 1998 continúa actividad con la empresa LASMO VENEZUELA B.V (Eni Dación B.V) desempeñándose como: (a) Coordinador de Relaciones Externas PDVSA-Ministerio de Energía y Minas, (b) Ingeniero Líder de Producción del área Dación Este, adscrito al departamento de Ingeniería de Producción, (c) Coordinador de simulación de la red de recolección de fluidos y completación de pozos y (d) Coordinador de operaciones de Yacimientos.