UNIVERSIDAD DE CIENFUEGOS

MODELO NEURONAL PARA POZOS VERTICALES CON ALTO CORTE DE AGUA ESTIMULADOS CON VAPOR.

Tesina presentada en cumplimiento del la Maestría de Eficiencia Energética para optar por el grado académico de máster en eficiencia energética**.**

Autor: Ing. Nik Telles

Tutores: Dr. C. Julio R. Gómez Sarduy

Dr. C. Marcos A. de Armas Teyra

Cabimas

2012

RESUMEN

El propósito de esta investigación es hacer un análisis y desarrollar un modelo de optimización basado en técnicas de inteligencia artificial, donde sea posible determinar si es rentable el proceso de IAV en pozos verticales con alto corte de agua. El agua producida en conjunto con el petróleo afecta la producción, infraestructura, líneas y la efectividad de la técnica de inyección de vapor. Limitando la aplicación en pozos con más de 20% de agua. Se estudiaron 59 pozos de la parcelas A-230, A-231, A-239, A-240, A-241, A-242, A-243, A-244, A-245, las cuales conforman la parte norte, central y sur del yacimiento Bachaquero-01; los cuales presentaron cortes de agua en el rango de 20% a 30%, donde cada uno aportó diferentes valores petrofísicos, pero con un cierto grado afinidad según la parcela al que pertenezca. Por esta razón, se desarrolló un modelo el cual tome en cuenta la producción de agua, parámetros petrofisicos y operaciones, para la elección de pozos candidatos a la aplicación de la técnica de inyección alterna con vapor, de manera que se garantice una mejor utilización de la energía requerida durante la estimulación de los pozos, mejorando la eficiencia de recuperación de crudo con un menor impacto ambiental negativo.

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso por haberme dado paciencia, amor, alimento espiritual, salud y sabiduría para lograr las metas propuestas.

A mi madre, Julia Medina de Telles por haberme dado tanto amor y enseñarme el valor del sacrificio, dedicación esfuerzo y trabajo constante.

A mi padre, Nelson Antonio Telles por haberme apoyado y aconsejado durante todo el camino de mis estudios.

A mi esposa, Norka Ortega de Telles y mi hijo, Diego Alejandro Telles por haberme apoyado, entenderme y brindado su amor en los momentos difíciles.

A mi hermana, Julihany Telles por haberme apoyado durante todo el camino de mis estudios.

A mis tutores, Dr.C.Julio R. Gómez Sarduy y Dr. C. Marcos A. de Armas Teyra. Personas de gran sabiduría en la parte técnica y también en la parte humanística.

A todas las personas que confían en mí y me apoyan en todo momento.

INDICE

1.- Resumen
2.- Dedicatoria
3.- Índice
4.- Introducción…..…….... Pág. 1
5.- Problema científico……..……Pág. 3
6.- Objetivo General…….……..Pág. 3
7.- Objetivo específicos……..……Pág. 3
8.- Estructura de tesis…….…… Pág. 4
CAPITULO 1
Marco teórico……..……..Pág. 5
1.1. Generalidades acerca del proceso de Inyección Alternada de Vapor. ……..……..……..Pág. 5
1.2 Antecedentes de aplicación de IAV en la Costa Bolívar…….Pág 6
Figura 1.1 Producción histórica del Campo Kern River. Fuente: Internet……...……..Pág 8
1.3 Breve descripción del proceso de Inyección Alternada de Vapor (IAV)..……..…….Pág 8
1.4 Ventajas y desventajas de la IAV. ……..……Pág 12
1.5 Modelos existentes aplicables al estudio de la IAV…….……Pág 13
1.6 Estudios realizados con relación a los procesos de IAV.…Pág 16
1.7 Pozo modelo estadístico. ……..……...Pág 18
Figura 1.2. Líneas de tendencia exponencial……..……Pág 20
Tabla 1.1. Data calculada para el pozo modelo. ……..…..Pág 20
Figura 1.3. Pozo Modelo estadístico para pozos horizontales ciclo 1A 6000 toneladas…….…Pág 21
1.8 Determinacion del PEAC y la RPEV……..……..…Pág 21
1.9 Herramientas para evaluación……..…Pág 23
1.10 Conclusiones Parciales……..……..…Pág 23

CAPÍTULO 2

Obtención del modelo a emplear 25

2.1 Síntesis del método propuesto. Particularidades…….Pág 26

2.2. Fundamentos de las RNA…….Pág

Figura 2.1 Neurona artificial con función de activación F(x) y red 27

neuronal de tres capas…….Pág 28

2.3 Diseño y entrenamiento de las RNA……..…….Pág 29

Tabla 2.1. Datos de entrenamiento…….Pág 30

2.3.1 Codificación de los datos……..…….Pág

Figura 2.2. Transformación de datos originales al intervalo 31

[0.1,0.9]……..…Pág 32

Tabla 2.2 Valores mínimos y máximos para la codificación..…Pág 33

2.3.2. Selección de la arquitectura de la RNA…….Pág 33

Figura 2.3 Arquitectura de la red……..…….Pág 33

2.3.3 Entrenamiento…….Pág 33

Figura 2.4. Parámetros de entrenamiento de la red..……Pág 34

Figura 2.5. Comportamiento del entrenamiento…….Pág 34

2.3.3 Análisis post-entrenamiento…….Pág 36

Figura 2.6. Regresión de la salida de la red y los valores reales.Pág 36

Figura 2.7. Histograma de los errores de Producción……Pág 36

Figura 2.8. Histograma de los errores de Duración…..……Pág 37

2.4 Conclusiones parciales…….Pág

CAPÍTULO 3

Análisis de resultados.

3.1 Simulador del ciclo de IVA en un pozo vertical con alto corte de 38

agua……..…….Pág

Figura 3.1 Diagrama simplificado del simulador neuronal 38

desarrollado……..…….Pág 40

Tabla 3.1.Las líneas de código del programa en Matlab……Pág 43

3.2 Ubicación geográfica del yacimiento…….…….Pág

FIGURA 3.2. Ubicación gráfica del yacimiento Bach-01. Fuente tesis 44

Pdvsa……Pág
3.3.- Características geológicas del yacimiento Bachaquero 44
01. ……Pág 44
3.3.1.- Estratigrafía……Pág 46
Figura 3.3 Columna Estratigráfica del yacimiento BACH-01. 46
Fuente: Tesis PDVSA……Pág 46
3.3.2.- Estructura……Pág 47
3.3.3.- Sedimentología……Pág 48
3.3.4.- Propiedades de la roca. ……Pág
Figura 3.4.- Propiedades Petrofísicas del yacimiento BACH-01. 50
Fuente: Tesis PDVSA……Pág 50
3.4.- Comportamiento del yacimiento Bachaquero-01……Pág 50
3.4.1.- Comportamiento histórico de producción…..……Pág
Figura 3.5.- Comportamiento de Producción del Yacimiento Bach-01. 51
Fuente: Oíl Field Manager……Pág 52
3.4.2.- Comportamiento de presiones……Pág
Figura 3.6.- Comportamiento de Presión del Yacimiento Bach-01. 52
Fuente Oíl Field Manager……Pág 52
3.4.3.- Características PVT de los fluidos……Pág 53
3.5.- Información de los pozos……Pág 53
3.5.1.- Mecanismo de producción……Pág 54
3.5.2.- Métodos de producción……Pág 54
Bombeo mecánico……Pág 55
Bombeo electrocentrifugas “REDA”……Pág 55
Levantamiento artificial por gas……Pág 56
3.5.3.- Métodos de estimulación……Pág 56
Inyección alternada de vapor……Pág
3.6- Tipos de completación presentes en el yacimiento 57
Bach-01……Pág 58
3.7.- Perforación interespaciada……Pág
3.8 Estudio de caso. Pozo LL-3184 perteneciente al yacimiento 60

Bach - 01……..…….Pág 60
3.8.1 Datos de entrada……..…Pág 62
3.8.2 Datos de salida……..……..…Pág 62
3.9 Evaluación económica……..…Pág 62
3.9.1 Datos de entrada……..…Pág 62
3.9.2 Datos de salida……..……..…Pág 62
Figura 3.7.- VPN vs variables de impacto……..…Pág 63
3.10 Inyección de vapor……..…Pág
Figura 3.8.- Contenido de calor en el vapor inyectado a cada fase vs producción de agua y sedimento……..…Pág 63
Tabla 3.2 Cotejo de resultados de redes neurales vs valores reales de producción y duración del ciclo……..…Pág 64
3.11 Conclusiones Capítulo III……..……..……..…Pág 66
Conclusiones generales……..……..…Pág 67
Recomendaciones……..…Pág 68
Bibliografía……..……..…Pág 72
Anexos……pág

INTRODUCCIÓN

Un indicador del grado de desarrollo alcanzado por el hombre lo constituye la producción de energía, siendo la base de esta producción los recursos energéticos no renovables y fundamentalmente el petróleo.

Entre los países productores de hidrocarburos, Venezuela es unode los principales, con un alto porcentaje de reservas en petróleos pesados. Precisamente, el 66% de las acumulaciones mundiales de éste tipo de hidrocarburos pertenecen a Venezuela.

El papel que para el crecimiento del país tiene el desarrollo del sector petrolero, hace que sea de vital importancia realizar la explotación de los yacimientos con un máximo de rentabilidad.

En el caso específico de petróleos pesados, su explotación económica requiere el uso de técnicas especiales, las cuales se han venido aplicando y desarrollando en el país desde las décadas de los 50 y 60 del siglo pasado. Una de estas técnicas es el uso de procesos de recuperación térmica bajo el concepto de Inyección Alternada de Vapor (IAV) cuyo fin es permitir la aceleración de la producción de petróleo en el tiempo.

La IAV es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua de forma intermitente. El proceso consiste en inyectar vapor a una formación productora a través de un pozo productor por un período de tiempo determinado.Después de este intervalo de tiempo, el pozo es cerrado para permitir la suficiente distribución del calor inyectado y posteriormente se abre a producción. Cuando la producción alcanza niveles similares a los que tenía antes de la inyección, se vuelve a inyectar vapor.

Desde hace más de cuarenta años se aplica la IAV en el yacimiento Bachaquero-01 de la Unidad de Explotación Lagunillas Lago, perteneciente

al Distrito Tía Juana de PDVSA Occidente. En este yacimiento se produce crudo pesado de 12 °API, proveniente de la Formación Lagunillas, Miembro Bachaquero, de edad Mioceno y con la aplicación de IAV se logra disminuir la viscosidad del crudo pesado, alcanzando mayores tasas de producción, lo que se traduce en un recobro acelerado de las reservas recuperables.

El aprovechamiento eficiente del vapor inyectado es un aspecto que ha sido ampliamente considerado con el interés de incrementar los niveles de producción de los pozos petrolíferos teniendo en cuenta el alto porcentaje de producción de agua y otros parámetros como son el arenamiento, el enfriamiento prematuro, la calidad del vapor, que pueden dificultar la recuperación de petróleo. Sin embargo, aún quedan aspectos no estudiados a nivel de yacimiento como por ejemplo la determinación de la calidad del vapor ideal al alcanzar la formación, la distribución y absorción del vapor por la arena estimulada, que permitan desarrollar un modelo de optimización del pozo aplicable a estudios de rentabilidad.

Es importante destacar por tanto, que la presente investigación contribuirá a facilitar la gestión de inyección de vapor y a la disminución en la contaminación generada durante el proceso de generación de vapor.

En la actualidad, el yacimiento Bach-01 está siendo sometido a proyectos de IAV para mejorar la producción de sus pozos. Este yacimiento posee un volumen de petróleo original en sitio (POES) estimado en 6621MMbls de petróleo de 12 ºAPI de alta viscosidad (700-1000 cps), con unas reservas recuperables estimadas en 1072 MMBls, lo cual representa un Factor de Recobro (Fr) de un 16.2%.

Debido al constante aumento del corte agua y la inevitable producción de la misma, presente en la producción de crudo de los pozos del yacimiento BACH-01;es necesario investigar y profundizar cada día más en los criterios para la elección de un pozo candidato para la técnica de estimulación con

vapor. Estos criterios para la elección del pozo están dirigidos al mantenimiento de la producción y redirección del calor restante para otros pozos, de manera que sea posible disminuir la contaminación sin disminuir la producción.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se puede plantear el siguiente **Problema científico**:

La inexistencia de un modelo que caracterice el pozo considerando el aumento del corte de agua y otros parámetros, limita la gestión en el ahorro del recurso energético y limita la aplicación de las técnicas de estimulación con vapor en la actualidad, aumenta el tiempo de inyección y las toneladas de vapor que tienen altos costos para la industria.

Objetivo General:

Desarrollar un modelo que correlacione las variables de entrada (parámetros del yacimiento y parámetros operacionales) con la producción de un pozo vertical con alto corte de agua del yacimiento Bachaquero-01 y que sea útil para estudiar la factibilidad del proceso de estimulación con vapor.

Objetivos específicos:

1. Realizar una búsqueda bibliográfica para estudiar el estado actual del conocimiento sobre el tema.

2. Obtener el modelo de comportamiento de los pozos con alto corte de agua, a partir de parámetros reales de operación y datos de explotación del yacimiento que pueda ser aplicado para evaluar la factibilidad de aplicar IAV.

3. Desarrollar un método, sobre la base del modelo obtenido, para encontrar los parámetros que garanticen el mejor aprovechamiento del vapor y la elección del pozo candidato a estimulación con IVA.

Estos objetivos tienen como fin comprobar la siguiente **Hipótesis de Trabajo**:

Si se desarrolla un modelo de optimización basado en técnicas de inteligencia artificial, es posible determinar si es rentable el proceso de IAV en pozos verticales con alto corte de agua, de manera que se garantice una mejor utilización de la energía requerida durante la estimulación de los pozos, mejorando la eficiencia de recuperación de crudo con un menor impacto ambiental negativo.

Estructura de la tesis.

La tesis se concibe organizada en tres capítulos, en el orden siguiente:

Capítulo I: "Marco Teórico". Se ocupa del análisis de la situación actual de aplicación de la técnica de IAV para estimular pozos con alto corte de agua, así como del estudio crítico de la bibliografía y de las fuentes que sirven de base al desarrollo del trabajo.

Capítulo II: "Obtención del modelo a emplear". En este la atención se dirige a los fundamentos teóricos y los diferentes procedimientos que permiten abordar el problema desde el punto de vista de la modelación empleando modelos neuronales.

Capítulo III: "Resultados". Expone la metodología para utilizar el modelo y el software en Matlab que la automatiza.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO.

1.1 Generalidades acerca del proceso de Inyección Alternada de Vapor.

El uso de la inyección de vapor comienza en los años 1931-1932 cuando se inyectó vapor por 235 días en una arena de 18 pies de espesor, a una profundidad de 380 pies, en la parcela de Wilson y Swain, cerca de Woodson, Texas[12]. Posterior a esta experiencia no hay registro aparente de uso alguno de la inyección de vapor en los siguientes 20 años, hasta el proyecto piloto de inyección de vapor que funcionó en Yorba Linda, California[13]. Los primeros proyectos de vapor a gran escala se realizaron en Schoonebeek, Holanda[14]y Tía Juana, Venezuela[15].

En [16] se reporta una prueba piloto de inyección continua de vapor iniciada en Mene Grande, Venezuela, siendo un aporte importante al desarrollo de los procesos de Inyección Alternada de Vapor:

En 1959, la Shell de Venezuela suspendió una prueba piloto de Inyección Continua de vapor en las arenas bituminosas del Campo de Mene Grande. En esta ocasión se excedió la presión de sobrecarga y se produjeron cráteres acompañados por erupciones de vapor, agua y petróleo alrededor de los pozos de inyección. Después de descontinuada la prueba se decidió aliviar la presión en los pozos inyectores permitiéndosele a los mismos el flujo de retorno. A pesar de que estos pozos nunca antes habían producido petróleo, después de esta prueba el resultado fue la producción de pequeñas cantidades de vapor y considerables cantidades de petróleo (100 a 200 bls/día).

Desde este descubrimiento accidental en 1959 se implantó el proceso de estimulación de vapor cíclica, denominados en Inglés como SteamSoak y Huff and Puff. A partir de esta fecha, estos procesos han sido ampliamente

utilizados en los yacimientos de petróleos pesados para estimular los pozos y el fenómeno se ha modelado de diferentes maneras incluyendo desde simuladores numéricos complejos hasta expresiones analíticas simples.

1.2 Antecedentes de aplicación de IAV en la Costa Bolívar

Las características de los yacimientos de crudo pesado que existen en la Costa Bolívar no permiten obtener recobros y productividades primarias altas, por lo que desde 1949, la Shell en Holanda comenzó a realizar experimentos basados en procesos térmicos para aumentar la recuperación en este tipo de crudos. En 1955 se desarrollaron técnicas y métodos que permitieron realizar los primeros experimentos, más o menos dimensionados, relativos al flujo de fluidos calientes a través de un medio poroso que contiene petróleo. Estos primeros experimentos demostraron que bajo determinadas condiciones, la inyección de vapor era el método más atractivo.

Paralelamente se investigaron otras técnicas y se iniciaron pruebas pilotos en 1957, una basada en la inyección continúa de vapor en las arenas de petróleo pesado en el Campo Mene Grande y otra con inyección de aire para la combustión en sitio en el Campo Tía Juana Este.

La prueba de inyección continua de vapor demostró que era posible inyectar vapor en un yacimiento de crudo pesado y confirmó algunas observaciones hechas en el laboratorio. En 1958, la prueba se extendió a un total de 13 pozos (cuatro inyectores y nueve productores) con el propósito de evaluar la recuperación que se podía obtener con el proceso. En 1959, esta prueba se continuó prematuramente sin llegar a conclusiones definitivas. Este hecho puede considerarse como el descubrimiento de la inyección alternada de vapor y al cual se le vislumbró un inmenso potencial de aplicación.

Basados en esta experiencia, se inicia en 1960 una prueba de inyección continua en Tía Juana principal (proyecto C-3/C-4) demostrándose que este proceso de recuperación era viable técnicamente aumentando la recuperación aproximadamente en 20%. Sin embargo, el proceso no era rentable para aquel momento debido a los altos costos de producción y a las exigencias del proceso en cuanto a los controles operacionales lo que limitó su aplicación a gran escala.

En la década del 60 continuaron los ensayos con magníficos resultados y se desarrollaron proyectos a mayor escala. Hasta el año 1976, se habían hecho en la Costa Bolívar pruebas pilotos para evaluar los procesos de inyección alternada, inyección continua, combustión en sitio seca y húmeda. Inclusive sé probó con variaciones de estos métodos, como el llamado “Sándwich Térmico”. La evaluación de los resultados obtenidos indicó que para las condiciones existentes en la Costa Bolívar, el proceso mas adecuado era la inyección alternada de vapor debido a su bajo costo, flexibilidad y fácil control, decidiéndose iniciar el desarrollo de la Costa Bolívar mediante este proceso.

La inyección alternada de vapor fue el proceso térmico de extracción más común durante las décadas de los 60 70 del siglo pasado, utilizándose extensamente en los campos de crudo pesado en California[17] y en los campos de la Costa Bolívar de Venezuela[18].

Un ejemplo de las potencialidades del método en el rejuvenecimiento de un campo petrolífero lo constituye el Campo Kern River, en el que un 75% de su producción en 1973 provenía de proyectos de desplazamiento por vapor de agua (ver Figura 1.1).

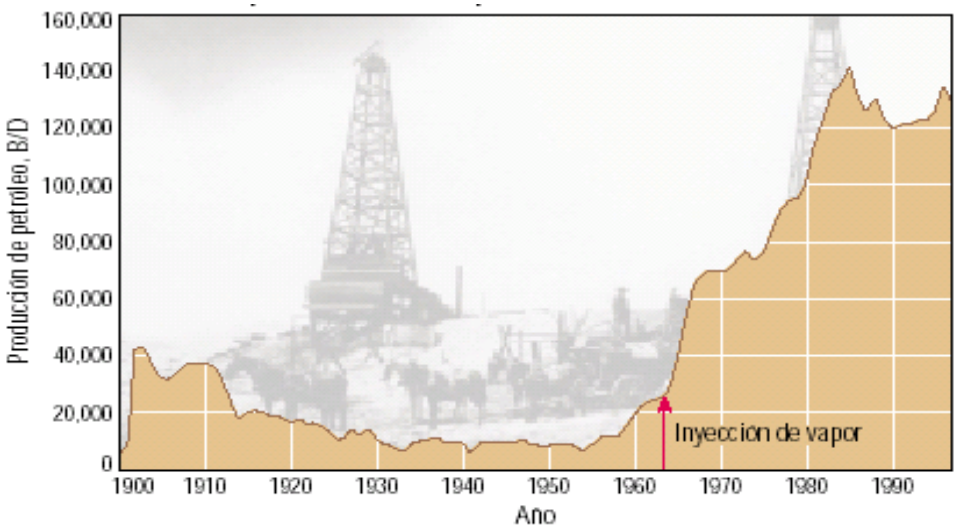

Figura 1.1 Producción histórica del Campo Kern River. Fuente: Internet.

Los resultados obtenidos de varios proyectos de inyección alternada de vapor en la Costa Bolívar de Venezuela, muestran que el promedio de petróleo producido por barril de vapor inyectado es mayor que en los Campos de California (debido entre otras cosas a la influencia significativa por la compactación de las arenas petrolíferas durante la producción.

1.3 Breve descripción del proceso de Inyección Alternada de Vapor (IAV).

Como se puede inferir del epígrafe anterior, la IAV, conocida también como inyección cíclica de vapor, remojo con vapor y estimulación con vapor; es uno de los métodos de inyección de vapor más ampliamente utilizados en el presente por su fácil aplicación, baja inversión inicial y el rápido retorno de la misma.

La IAV consiste en inyectar vapor a un pozo productor de petróleo durante un determinado tiempo, generalmente de una a tres semanas, cerrar el pozo por un corto período de tiempo (3 a 7 días), y luego ponerlo en producción. En este momento el pozo produce a una tasa aumentada por un período de

tiempo del orden de 4 a 6 meses y posteriormente disminuye su producción a la tasa original.

Cuando se alcanza la tasa de producción original se puede emplear un segundo ciclo de inyección y de nuevo la tasa de producción aumentará y declinará. El incremento de la tasa de producción luego de la inyección, se debe a la drástica reducción de la viscosidad del petróleo por efecto de la temperatura del vapor de agua y a la remoción de cierto tipo de daño en la formación en la cercanía de la periferia del hoyo, tales como partículas finas, depósitos asfálticos y depósitos parafínicos. Se pueden realizar ciclos adicionales de manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor, ya que la tasa de producción del pozo declina a medida que la formación se enfría por remoción de calor con los fluidos producidos, hasta un valor relativamente cercano al valor previo a la inyección de vapor.

Este es uno de los principales índices para decidir la inyección de una nueva cantidad de vapor en el pozo. El ciclo de este proceso incluye el tiempo de las fases de inyección, remojo, y producción, de allí el nombre de Inyección Cíclica de Vapor o Alternada de Vapor.

Los efectos fundamentales de aplicar la IAV a la formación son la reducción brusca de la viscosidad del crudo, por el aumento de la temperatura que ocasiona el suministro de energía en forma de vapor, el aumento de la expansión de crudo y la relación de movilidad, un incremento de la tasa de producción diaria del pozo luego de culminar el proceso de inyección y la remoción de los daños que se originan en la formación.

Existen una serie de parámetros del yacimiento que afectan el comportamiento del proceso IAV los cuales han sido estudiados mediante el uso del método de cálculo de Boberg y Lantz [8] , entre ellos están:

- *Daño de la formación*: La magnitud del daño presente en la formación antes de que un pozo sea inyectado con vapor puede tener un efecto muy grande en la repuesta del mismo a la IAV. Dicho efecto se manifiesta de manera más significativa si el daño es removido por el vapor.

- *Presión de yacimiento, mecanismo de producción y saturación de petróleo*: Son los factores más importantes en el proceso IAV. La respuesta de producción será mejor en un yacimiento con alta presión que en uno de baja, permitiendo hacer mayor número de ciclos en un yacimiento con una tasa de declinación de presión baja. Los pozos con zonas parcialmente agotadas no son buenos candidatos para la IAV, ya que dichas zonas pueden comportarse como zonas “ladronas” del vapor. Yacimientos con alta saturación de petróleo y porosidad son mejores candidatos para la IAV que yacimientos con pocas o bajas características de estos tipos. Las arenas altamente saturadas, de espesor mayor que 200 pies y con buena permeabilidad vertical pueden ser buenos candidatos, aunque tengan baja presión, debido a su potencial de drenaje por gravedad.

- *Tasa de producción fría, relación agua/petróleo y relación gas/petróleo*: La tasa de producción fría antes de la inyección de vapor puede tener mucho efecto sobre la relación petróleo extra vapor, ya que de manera generalmente el pozo que produce a tasa más alta genera más petróleo incremental o extra. No obstante, cuando se trata de pozo de alta tasa inicial (más de 200 BPPD), la tasa de remoción de calor de la formación se vuelve importante y se alcanza un punto en el cual las ganancias comienzan a disminuir.

Por esta razón pozos que produzcan más de 600 BPPD de petróleo en frío pueden no ser buenos candidatos para la inyección alternada de vapor. Un pozo que tenga daño en la formación puede tener una relación de petróleo extra/vapor alta auncuando la tasa fría fuese baja. Un criterio puede ser preferir alta presión y transmisibilidad de yacimiento frente a alta tasa de

producción fría, pues al escoger los candidatos con base en el primer criterio se incluirían los pozos con daño de formación aun cuando tengan bajas tasas frías.

Una alta relación agua/petróleo influye negativamente en la respuesta a la IAV, ya que se producen grandes volúmenes de agua a través de la zona calentada que aceleran el enfriamiento. Esto se debe a que la capacidad calorífica del agua es aproximadamente el doble de la del petróleo y además, si el pozo se produce a presiones de fondo demasiado bajas al comienzo de la fase de producción del ciclo, parte del agua se vaporiza, con lo cual se aumentará grandemente la tasa de remoción de calor, debido a lo alto del calor de vaporización del agua. Por otro lado, una alta relación gas/petróleo también puede ser negativa, pues la producción de gas reducirá la presión parcial del vapor de agua en la zona calentada y dará lugar a una mayor remoción de calor.

- *Profundidad de la formación productora*: La aplicación extensiva de la IAV está limitada debido a las pérdidas excesivas de calor y las fallas observados en pozos profundos, pero, actualmente es posible inyectar vapor a profundidades mayores de 5.000 pies mediante el uso de tubería aislada.

- *Producción de agua después de la inyección*: La producción de agua inmediatamente después de la inyección de vapor es generalmente alta, entre 90 y 80%, para luego disminuir progresivamente hasta porcentajes ligeramente superiores a los previos a la inyección. Estadísticamente, se produce 30% del vapor inyectado en el primer ciclo en forma de agua condensada; y aunque este porcentaje es mayor en ciclos posteriores, casi nunca llega al 50%. El aspecto de la retención de agua en el yacimiento ha sido objeto de controversia desde que se mencionó que las altas saturaciones de agua alrededor de los pozos afectarían un proceso posterior de inyección continua de vapor, en el sentido de disminuir la eficiencia de barrido.

- *Viscosidad del Petróleo*: A mayor cambio de la viscosidad corresponde mayor cambio en la tasa de producción caliente en relación con la tasa previa a la inyección de vapor.

Además de los parámetros anteriores propios del yacimiento, existen una serie de factores operacionales que influyen en el comportamiento del proceso IAV, estos son la tasa de inyección, el periodo de inyección, el tiempo de remojo (cierre del pozo después de la inyección), cantidad del vapor inyectado y el tiempo de producción de un ciclo.

1.4 Ventajas y desventajas de la IAV.

Entra las ventajas de aplicación de la IAV en yacimientos con petróleo pesado se tienen:

- Económicamente atractiva.
- Aplicación general con resultados satisfactorios comprobados.
- No presenta problemas mecánicos insolubles.
- Capaz de generar un potencial de producción en corto tiempo, mantenerlo dentro de un rango de variación predecible.
- Presenta una alta relación petróleo/vapor.

Entre las desventajas se pueden señalar:

- No conduce a un incremento en la recuperación última del yacimiento. Generalmente en yacimientos de crudo pesados donde la recuperación primaria es del 10% del POES, el recobro por inyección alternada de vapor, incluyendo la primaria, podría ser en el orden del 15 al 20%.

- Una parte del agua inyectada (30-50%) como vapor es producido cuando el pozo se abre a producción. Esto implica que una gran cantidad de agua inyectada se queda en el yacimiento formando zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos productores. Tales regiones de altas saturaciones de agua, pueden hacer que la aplicación futura de procesos de recuperación del tipo de desplazamiento, resulte difícil e ineficientes, ya que la eficiencia real del barrido será afectada adversamente.

- Las arcillas sensibles al agua fresca se expanden, debido a que se ponen en contacto con el vapor y esto puede dañar la permeabilidad del yacimiento.

- Posiblemente no hay una distribución uniforme del vapor en las diferentes arenas o zonas presentes en un pozo, y muchas veces ni en una misma zona (cuando es de gran espesor). Los registros de distribución vertical del vapor y de temperatura hechos durante la inyección de vapor en los proyectos, indican que el vapor entra preferencialmente en algunas zonas del intervalo abierto (más no uniformemente en el intervalo). Ello se explica por un agotamiento diferente de las zonas petrolíferas debido a distinta permeabilidad entre arenas y viscosidad del petróleo. Esta condición de agotamiento diferente, si no se corrige, tiende a agravarse con el tiempo y es causa de baja eficiencia del proceso de inyección de vapor. Una distribución no uniforme del vapor conduce a: estimulación parcial de las diferentes zonas del yacimiento, drenaje no uniforme de las diferentes zonas del yacimiento, agotamiento diferencial de las arenas o zonas, ineficientes utilización del vapor inyectado al pozo y preparación inadecuada del yacimiento para un método de recuperación posterior.

1.5 Modelos existentes aplicables al estudio de la IAV

En la literatura consultada se muestran varios modelos que se aplican a la inyección continua de vapor (ICV), pero los principios son similares a la IAV.

En Marx & R.H. Langenheim [3] se describe un método para estimar tasas de producción bajo métodos térmicos, área calentada acumulativa y límites teóricos económicos por inyección de fluidos calientes sometidos a una tasa constante en un yacimiento idealizado. La estimación es hecha para pérdidas de calor en un yacimiento, en todos los casos, las pérdidas de calor por conducción a las arenas superiores e inferiores imponen un límite económico sobre el tamaño del área que puede ser drenada y depende de las condiciones del yacimiento y la tasa de inyección de calor.

Otro procedimiento reportado Boberg & R.B. Lantz [8] utiliza como base cálculos de temperatura en función del tiempo. Este modelo tiende a calcular tasas de petróleo iniciales más bajas que las observadas en el campo.

Un modelo para calcular el volumen de la zona de vapor fue desarrollado por Mandl y Volek's [20]. En esta investigación se identifican un tiempo crítico mas allá del cual la zona corriente debajo de la zona frontal es calentada por el movimiento del agua a través de la condensación frontal y la eficiencia térmica de la zona de vapor es calculada como una función de tiempo adimensional y el radio de calor latente a la energía total inyectada.

En 1977 se presentó un modelo simple de inyección cíclica para yacimientos de petróleo pesado, baja presión y drenajes por gravedad [20] y en este mismo año se reportaron métodos de cálculos para flujo de vapor lineal y radial en los yacimientos [20], pero se da un tratamiento muy simplificado calcular el espesor promedio de la zona de vapor.

Otros modelos se desarrollaron para la correlación y predicción de la conducción de vapor a partir de asumir un pistón como desplazamiento y modificar el método de Mandl y Volek's[20]

Las ecuaciones teóricas para el drenaje por gravedad de crudo pesado durante el calentamiento por vapor en sitio fueron desarrolladas en 1979 [5].

El método descrito consiste de una zona de vapor en expansión como resultado de inyección de vapor y producción de petróleo mediante el mecanismo de drenaje por gravedad a lo largo de la interfase vapor/petróleo de la cámara de vapor. El petróleo es producido a través de un pozo horizontal localizado al fondo de la cámara de vapor. La tasa de flujo de petróleo es derivada de la Ley de Darcy. La transferencia de calor toma en cuenta la difusividad térmica del yacimiento y es proporcional a la raíz cuadrada de la fuerza que se ejerce. En el caso de un yacimiento infinito se deriva una expresión adimensional analítica, que describe la posición de la interfase. Cuando él limite más externo del yacimiento es considerado, la posición de la interfase y la tasa de crudo se calculan numéricamente. La producción de petróleo aumenta con la raíz cuadrada de la altura del vapor. También se presenta una ecuación que describe el crecimiento de la cámara de vapor. El método es limitado al drenaje por gravedad y el flujo lineal del crudo pesado de los pozos horizontales.

Un modelo de inyección de vapor basado en la combinación de otros métodos (Van Lookeren,1977)[20] y (MyhillStegemeire′s, 1978)[20] fue presentado por (Jones, 1981)[20] pero está limitado para inyección continua de vapor y usa factores empíricos para emparejar tasas calculadas con valores medidos.

Vogel consideró cálculos de calor para inyecciones de vapor [20]. Similar al de Van Lookeren[14], este modelo funciona en la suposición básica de la elevación instantánea de vapor al tope del yacimiento. En este trabajo se calcula la pérdida de calor a las formaciones adyacentes, resolviendo problemas de conducción de calor desde un plano infinito. El modelo caracteriza dos fuerzas actuantes principales afectando la producción de petróleo: el drenaje por gravedad y la fricción de vapor en sus conclusiones Vogel dice que sobre un cierto límite, las tasas de inyección tienen poca influencia sobre la producción de petróleo.

De igual manera, en (Aziz y Gontigo, 1984)[1] se presenta un modelo que considera el potencial de flujo para hacer una combinación de caídas de presión y fuerzas de gravedad. La ecuación del flujo es derivada para la producción de petróleo y agua basada en el método ilustrado en (Butler et al, 1979)[20].

Todos estos métodos parten de las leyes físicas que rigen el comportamiento de los procesos y fenómenos involucrados y de las cuales se derivan modelos matemáticos con alta complejidad, muchas veces enfocados a aplicaciones específicas y que requieren un gran volumen de información lo que dificulta su aplicación, por lo que es necesario desarrollar un modelo que correlacione las variables de entrada (parámetros del yacimiento y parámetros operacionales) con la rentabilidad del pozo y que sea útil para la optimización del proceso en el yacimiento Bachaquero-01.

1.6 Estudios realizados con relación a los procesos de IAV.

En la última década se han realizado numerosos estudios para la obtención de modelos de comportamiento de pozos estimulados con IAV con vistas a la optimización de los parámetros operacionales y otros análisis. En este sentido, [25] realizó un análisis estadístico de los parámetros operacionales del proceso de IAV obteniéndose valores óptimos para los nuevos ciclos de inyección. En este trabajo se desarrolló un Pozo Modelo para predecir el comportamiento de futuros ciclo de inyección y entre los resultados de este estudio se obtuvo un tiempo de remojo óptimo para los pozos sometidos a la IAV y la cantidad de vapor inyectado por pie de arena recomendado para el yacimiento, pero los resultados son solo aplicables a pozos verticales.

En[24] llegó a la conclusión de que al aumentar la tasa de inyección de vapor se disminuyen las pérdidas de calor a lo largo de la tubería de inyección (tubing) y que esta variable no influye considerablemente en la calidad del

vapor que llega a la formación. También plantea que la calidad del vapor que llega a la cara de la arena (3000 Ft) para los pozos con inyección alternada de vapor es de 70% y demuestra que los pozos son estimulados en el 100 % de su área puesto que la longitud promedio es de 1000Ft, pero en este caso la investigación se limita a pozos horizontales solamente.

En [22] se realizó un estudio detallado de los pozos que fueron sometidos a inyección durante el periodo 2000-2004 y que cumplieran con los criterios preestablecidos para el estudio. Esto arrojó como resultado una muestra final de 54 pozos. El estudio consideró como herramientas la elaboración de gráficos de producción por pozo, mapas de isopropiedades y caracterización petrofísica, gráficos estadísticos como: RPEV Vs. Volumen de Inyección por Pozo y por Ciclo, RVAT Vs. Volumen de Inyección, y Tiempo de Remojo más Probable por Ciclo, llegando a proponer volúmenes de inyección de vapor y tiempos de remojo tanto para pozos verticales, horizontales e inclinados pertenecientes al yacimiento Bachaquero-02.

En el 2005 [23] se investigó en la modelación de IAV en pozos horizontales del yacimiento Bachaquero-01 con el objetivo de estimar el petróleo máximo recuperado (acumulado) de un pozo al cual se le aplica IAV.

En [9] analizaron los parámetros de Yacimiento y de Inyección involucrados en el proceso IAV a través del uso de modelos matemáticos y de estadísticas obtenidas de las experiencias previas de IAV en el yacimiento Bachaquero-01.

Los estudios anteriores son muy puntuales en cuanto a la cantidad y tipo de pozos, tiempo del estudio o condiciones de completamiento de los pozos. Todos estos estudios realizados se basan fundamentalmente en la obtención de un pozo modelo, a partir de datos estadísticos y requieren actualización continua. Los pozos modelos permiten establecer parámetros comparativos basados en el comportamiento promedio de

producción de determinados grupos de pozos con características similares y diferentes toneladas de vapor inyectado.

La revisión de otros reportes de estudios realizados con anterioridad permiten apreciar que la compañía EXXON para el año 1981 desarrolló en el yacimiento Bachaquero-01 un estudio completo, cuyo objetivo fue evaluar las operaciones convencionales y de inyección de vapor en el campo y predecir el efecto de programas de perforación e inyección en la producción de crudo y los recobros totales de petróleo. Este estudio incluyó evaluaciones sobre la aplicación de proyectos de inyección continua de vapor.

Otros estudios importantes fueron realizados por INTEVEP en los años 1996 y 1997. El primero de ellos presenta una evaluación estadística de los parámetros involucrados en la inyección de vapor con el objetivo de optimizar el proceso. Estos dos estudios involucran simulación numérica en ventanas del yacimiento que corresponden a un área de pocos pozos. En estos estudios se presentan las predicciones de producción bajo diferentes esquemas de explotación basados en procesos térmicos entre pozos horizontales y verticales como son: ICV, IAV, SAGD, recirculación de vapor entre otros.

1.7 Pozo modelo estadístico.

Para la construccion del pozo modelo estadistico se requiere que la tendencia de la curva estadistica que representa el promedio de produccion de un grupo de pozos con caracteristicas similares, sea extrapolada a una curva de declinacion de produccion que pueda ser representada por una ecuación.

Mediante un análisis del comportamiento producción de la curva promedio de cada grupo de pozos seleccionados se observó una mayor declinación de la producción durante los primeros 4 a 6 meses del ciclo la cual tiende ha

hacerse menos brusca en los meses siguientes, debido a esto, se determinaron dos ecuaciones para cada curva promedio, la primera ecuación abarcó la produccion desde el primero hasta el quinto mes de producción, y la segunda desde el quinto al doceavo mes.

A través de un análisis de sensibilidad realizado con el editor de gráficos del programa Excel se determinó por medio del método de los mínimos cuadrados (R^2) que la ecuación que mejor se ajusta a la mayoria de las tendencias de las curvas promedio es la exponencial de la forma $Y= q_0*e^{-DX}$, donde $q_0$representa la tasa de inicio de producción del periodo, **-D**, la declinacion de producción y **X**el tiempo.

Mediante las ecuaciones determinadas para cada caso en particular se procedió a calcular los valores promedio de producción de cada mes obteniéndose una nueva data promedio ajustada a las tendencias de las ecuaciones, posteriormente se realizó el gráfico de producción vs. tiempo concretando asi la elaboración del pozo modelo.

Tomando como referencia un conjunto de pozos sincronizados, en la Figura 1.2 se muestran las lineas de tendencia exponencial con sus respectivas ecuaciones y los valores de R^2. En la Tabla 1.1 se muestran los valores de producción promedio calculados con las ecuaciones y en la

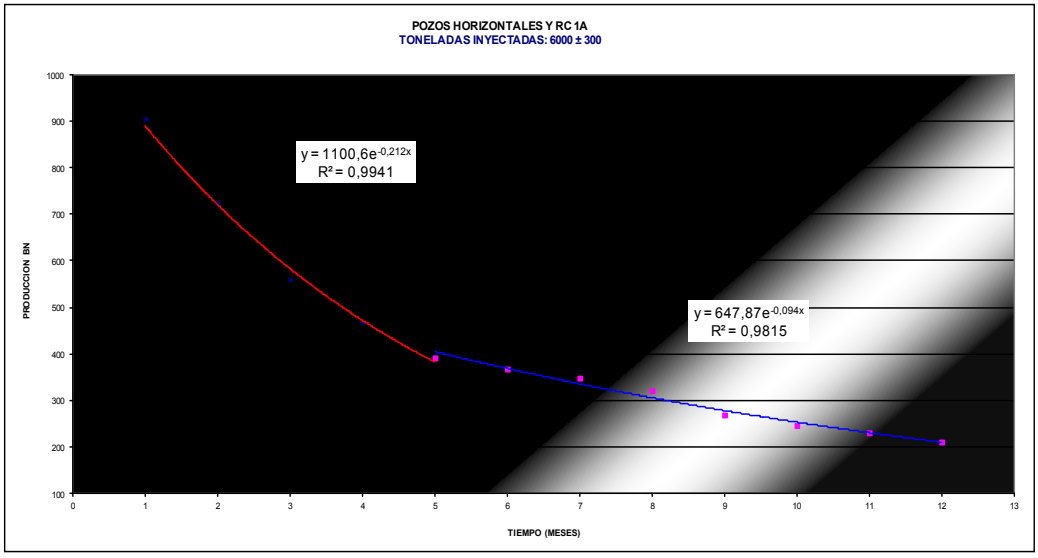

Figura 1.2. Líneas de tendencia exponencial

Tabla 1.1. Data calculada para el pozo modelo

DATA DE PRODUCCIÓN						CICLO: 1A					TONELADAS INYECTADAS: 6000 ± 300		
	MESES												
POZO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
LL-3741	542	373	238	210	244	223	288	264	209	196	176	165	
LL-3746	796	749	702	506	391	332	273	270	221	229	193	243	
LL-3749	766	878	776	558	534	509	411	420	325	234	283		
LL-3750	1541	1041	979	747	616	696	697	613	531	516	433	403	
LL-3753	1150	864	535	502	366	339	320	308	281	221	212	213	
LL-3799	1152	991	701	646	539	563	545	538	394	334	359	308	
LL-3809		570	369	372	316	264	193	185	153	193	140	147	
LL-3822	671	733	589	481	372	336	323	279	283	235	248	187	
LL-3824	714	587	460	402	300	275	233	202	211	189	175	151	
LL-3842	935	650	324	379	318	273	246	239	198	160	159	161	
LL-3844	797	541	491	345	311	233	298	215	148	197	155	125	
PROMEDIO	906	725	560	468	392	368	348	321	269	246	230	210	
ECUACION	D1: Y = 1100,6e-0,2117x					D2: Y = 647,87e-0,0942x							
MODELO	891	721	583	472	382	368	335	305	278	253	230	209	

PROMEDIO	906	725	560	468	392	368	348	321	269	246	230	210
ECUACION	D1: Y = 1100,6e-0,2117x					D2: Y = 647,87e-0,0942x						
MODELO	891	721	583	472	382	368	335	305	278	253	230	209

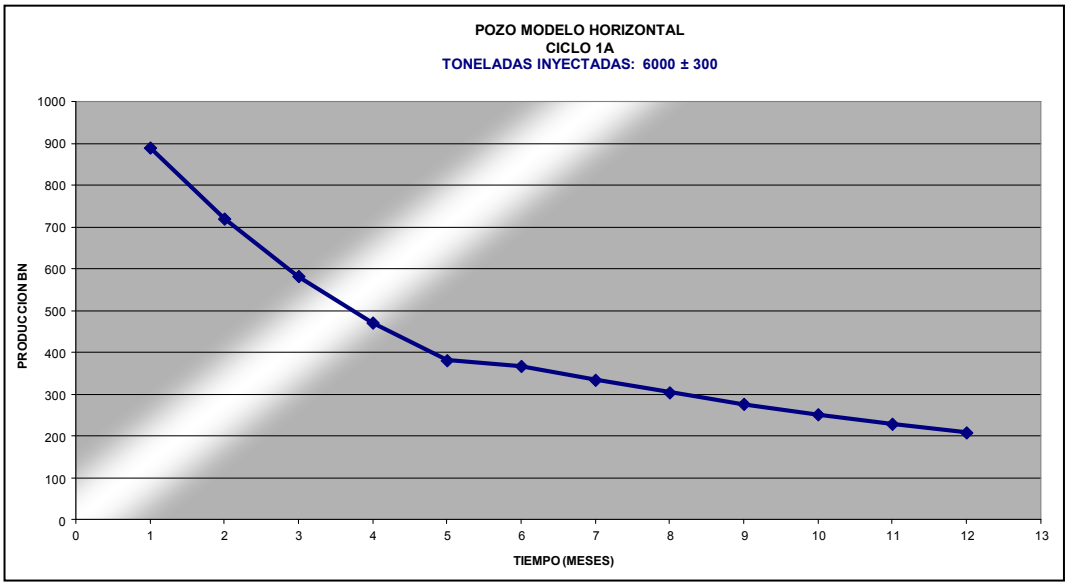

Figura 1.3. Pozo Modelo estadístico para pozos horizontales ciclo 1A 6000 toneladas.

1.8 Determinacion del PEAC y la RPEV

El petróleo extra acumulado por ciclo (PEAC) se define como la cantidad de petróleo adicional a la tasa fría que es recuperado mediante la estimulacion por IAV, según se expresa en la siguiente relación:

$$PEAC = petróleo\ caliente\ acumulado\ por\ ciclo - petróleo\ frío\ acumulado\ por\ ciclo$$

El petróleo caliente (Pc) representa la producción acumulada durante el periodo establecido de 12 meses despues de la IAV. Para el cálculo de este parámetro se determinó el área bajo la curva del pozo modelo utilizando el método de integración definida. Para ello se integraron las ecuaciones Y1 y Y2 de la forma $Y= q_0 * e^{-DX}$ que originaron los pozos modelo, tomando como límites de integración los dos periodos de declinación obtenidos. El desarrollo de la integral se muestra a continuacion:

$$Pc = \int_0^5 y_1\ dx + \int_5^{12} y_2\ dx = \int_0^5 q_0 * e^{-D1x}\ dx + \int_5^{12} q_0 * e^{-D2x}\ dx \quad (1)$$

Dado que ambas integrales se resuelven de la misma forma se hará el ejercicio con la primera, en primer lugar es necesario hacer el siguiente cambio de variable.

U=-D1x, y du=-D1dx

Sustituyendo y simplificando, se tiene:

$$Pc = \frac{q_0}{-D1} \int_0^5 e^u \ du \qquad (2)$$

Resolviendo la integral y evaluando, se tiene:

$$Pc = \frac{q_0}{-D1} * \left[e^{-D1*5} - e^{-D1*0}\right] \quad (3)$$

Procediendo de la misma forma para la segunda integral, el área bajo la curva queda representada por:

$$Pc = \frac{q_0}{-D1} * \left[e^{-D1*5} - e^{-D1*0}\right] + \frac{q_0}{-D2} * \left[e^{-D2*12} - e^{-D2*5}\right] \quad (4)$$

Donde:

$q_{01:}$ Tasa de inicio de producción obtenida con la ecuación del 1er periodo de declinacion, en BN/dias.

$q_{02:}$ Tasa de inicio de producción obtenida con la ecuación del 2do periodo de declinación, en BN/dias.

-D1: Declinación de producción del 1er periodo, expresada en fracción.

-D2: Declinación de producción del 2do periodo, expresada en fracción.

Dado que la curva del pozo modelo representa la producción promedio en BN/dia en función del tiempo expresado en meses, para obtener el petróleo

caliente acumulado en el ciclo se multiplicó el resultado obtenido con la ecuación (4) por un promedio de 30 dias/mes.

Para el cálculo del petróleo frio acumulado por ciclo se tomó como tasa fria los valores promedio que son utilizados en la UELL para dar por terminado el ciclo y comenzar de nuevo la inyección, estos valores son 200 BN/dia para pozos horizontales y 100 BN/dia para pozos verticales, estos valores se consideran constantes asumiendo que no existe una declinacion considerable durante el periodo de producción.

La relación petróleo extra vapor (RPEV) queda definida como: PEAC/Toneladas inyectadas por ciclo.

1.9 Herramientas para evaluación.

SEE PLUS

Es la herramienta (software) que se emplea actualmente en PDVSA para realizar las evaluaciones económicas a diversos proyectos entre los cuales están rehabilitación de pozos, perforación de pozos nuevos los cuales en su mayoría, son pozos candidatos a IAV (inyección alternada de vapor). Este programa, provee todos los indicadores económicos tales como valor presente neto y tasa interna de retorno, valores esenciales a la hora de determinar la rentabilidad de una inversión y su rentabilidad.

2 Conclusiones Parciales.

1-La IAV es un procedimiento ampliamente utilizado para pozos pertenecientes a yacimiento de crudo pesado el cual reúna determinados parámetros de presión y trasmisibilidad.

2-Se han realizado diversos modelos para el estudio de la IAV pero aun no se cuenta con un modelo enfocado a pozos con alto corte de agua y que tenga en cuenta las características petrofísicas de los mismos.

3-La IAV tiene mejores resultados en pozos con alto corte de agua; donde la calidad de roca es moderada.

4-La calidad del vapor es un factor importante a la hora de aplicar la técnica de IAV y para garantizar la transferencia de calor hacia el yacimiento.

CAPÍTULO 2

OBTENCIÓN DEL MODELO A EMPLEAR.

El problema que plantea la determinación de la cantidad de vapor necesaria bajo condiciones específicas de explotación y características petrofísicas del pozo con el objetivo de mantener la rentabilidad del mismo, al igual que la mayoría de los análisis de comportamiento de sistemas, parte de la obtención de los modelos que describen su comportamiento. El componente fundamental son los pozos de petróleo con alto corte de agua, y aunque existen varias posibilidades para modelar el comportamiento de los mismos cuando son sometidos a un proceso de Inyección Alternada de Vapor, la dificultad real de que no todos los pozos del yacimiento se comportan de igual manera y la necesidad de optimizar el recurso energético obligan a la búsqueda de nuevos modelos. En este capítulo se expone una síntesis del método que se propone para la modelación del pozo a partir de la utilización de redes neuronales.

2.1 Síntesis del método propuesto. Particularidades.

Para resolver este problema se parte de que este estudio en primera instancia solo se realizará para los pozos verticales y con alto corte de agua, o sea aquellos cuyo contenido de agua es igual o mayor a 22%.

La modelación de un sistema es la descripción matemática, con cierto grado de exactitud, del comportamiento del mismo y normalmente se basa en relaciones obtenidas a partir de principios físicos, en ocasiones complejos debido a las no linealidades presentes o a determinadas incertidumbres en el comportamiento de las variables.

Un modelo estadístico disponible del consumo de vapor en función de la producción del pozo es el que está definido en [9] obtenido mediante una regresión lineal que correlaciona ambas variables.

Sin embargo, las ecuaciones obtenidas sólo son válidas para un pozo determinado y no consideran las características petrofísicas ni otros parámetros importantes en la explotación de los mismos.

Por esta razón, es fundamental desarrollar ecuaciones y modelos que permitan exponer en el escenario más general los parámetros que afectan la elección de un pozo a estimulación con IAV, permitiendo tener como resultado pozos modelos para el estudio y definición de un rango económico, físico y geológico para realizar estudios y análisis para la aplicación de estimulación con vapor alternada en el yacimiento BA-01.

Con este propósito, las técnicas como la Inteligencia Artificial, en particular las redes neuronales artificiales; (RNA), pueden ser aplicadas para resolver estas dificultades y conseguir un modelo de pozo a partir de los datos de explotación reales. La utilidad de emplear RNA radica principalmente en que no se necesita conocer el proceso físico del sistema en sí mismo, siendo suficiente realizar un mapeo de las variables de entrada y salida de dicho sistema. A continuación se exponen los fundamentos necesarios para la comprensión del modelo obtenido.

2.2. Fundamentos de las RNA.

Las redes neuronales artificiales están inspiradas en el modo en el que las redes de neuronas biológicas del cerebro procesan información y son sistemas compuestos de elementos de cálculo básicos conectados en paralelo. Estos elementos básicos, llamados neuronas (Figura 2.1a), aceptan una entrada y producen un valor de salida basado generalmente en una función no lineal llamada función transferencia.

Las cantidades de entrada xi se combinan con los pesos wi y constituyen el argumento de la función transferencia para obtener las salidas. Se emplean

diferentes tipos de funciones como la sigmoidal, lineal, hiperbólica, tangente, etc.

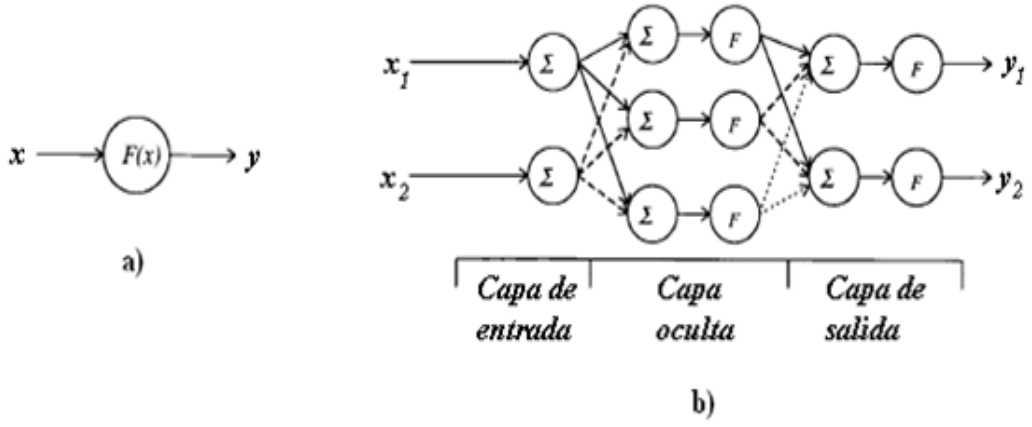

Figura 2.1 Neurona artificial con función de activación F(x) y red neuronal de tres capas.

Las neuronas simples se combinan para construir una red cuya arquitectura puede ser muy variada. En la Figura 2.1 b se aprecia que una red está compuesta por múltiples conexiones serie de neuronas individuales conectadas en paralelo (nodos). El conjunto de neuronas conectadas en paralelo se denomina capa.

La topología, las características de los nodos y las reglas de aprendizaje o entrenamiento, caracterizan el modelo de una RNA. La literatura técnica sugiere una red de alimentación progresiva que emplea el mecanismo matemático de retropropagación para "aprender y ajustar", o sea, adaptar los pesos [26].

Los nodos empleados en la capa de entrada normalmente dependen del tipo y cantidad de los datos de entrada. El número de nodos en la capa oculta determina, en general, la capacidad de la red de aprender relaciones complejas entre las entradas y las salidas, siendo necesarias gran número de neuronas para el aprendizaje de patrones complejos. Aunque no se

muestra en la Figura 2.1b, pueden ser necesarias múltiples capas ocultas para aumentar la capacidad de aprendizaje de la red. No existen reglas para tener un conocimiento previo del número de neuronas de la capa oculta o del número de capas ocultas necesarias, por lo que se requiere recurrir a una aproximación del método de prueba y error durante el diseño. El número de nodos en la capa de salida depende únicamente del número de salidas de la red. Las funciones transferencias, así como los algoritmos de entrenamiento y funciones de comportamiento así como el resto de las herramientas necesarias para el diseño, entrenamiento, simulación y manejo de redes neuronales se encuentra disponible en el Toolbox de redes neuronales del Matlab 10.0, empleado en esta aplicación [27].

2.3 Diseño y entrenamiento de las RNA.

Para el diseño y entrenamiento de las RNA se emplea la herramienta de redes neuronales del Toolbox del Matlab10.0. La red propuesta es una RNA de tres capas con propagación hacia adelante y algoritmo de aprendizaje con retropropagación. El vector de entrada está definido como un vector columna cuyos elementos son las características petrofísicas del pozo, así como la producción antes de la inyección de vapor y el ciclo. Este vector de entrada se escribe como sigue:

Tabla 2.1. Datos de entrenamiento.

$$Entrada = \begin{vmatrix} PT \\ Prof_AP \\ Esp_AP \\ Q_AP \\ k_AP \\ SW_AP \\ mov_AP \\ Prof_HH \\ Esp_HH \\ Q_HH \\ k_HH \\ SW_HH \\ mov_HH \\ Prof_GG \\ Esp_GG \\ Q_GG \\ k_GG \\ SW_GG \\ mov_GG \\ AyS_antes \\ Ton_Iny \\ Prod_antes \\ CICLO \end{vmatrix}$$

Donde: PT es la profundidad total del pozo; Prof_AP, Esp_AP, Q_AP, k_AP, SW_AP y mov_AP son los valores de la profundidad, espesor, calidad de la arena, permeabilidad, saturación de agua calculada y movilidad del lente AP respectivamente (estas variables terminadas en HH y GG se corresponden con similar característica pero de los lentes HH y GG respectivamente), AyS_antes es la cantidad de agua y sedimentos antes de la inyección de vapor, Ton_Iny son las toneladas de vapor inyectadas, Prod_antes es la producción del pozo antes de la inyección de vapor y CICLO es el número de ciclos de explotación del pozo.

La salida de la red está dada por:

$$Salida = \left| \frac{Prod}{Duracion} \right|$$

Donde: Prod es la producción del pozo después de la inyección de vapor y Duración es la duración del ciclo.

Para el diseño de la red se toma como criterio la selección de un número de neuronas en la primera capa y en la última capa igual al número de variables de entrada y salida respectivamente. El número de neuronas de la capa oculta se selecciona de acuerdo al comportamiento de la red durante el entrenamiento por ensayo y error quedando de esta forma determinada la arquitectura final de la red seleccionada.

La función transferencia de las neuronas de la primera y segunda capa es tansig y la de la neurona de la última capa es purelin.

Las variables para el entrenamiento y validación se corresponden con valores experimentales tomados de los datos de explotación de los pozos del yacimiento (Tabla 2.1).

2.3.1 Codificación de los datos.

Comunmente, los datos son normalizados a su valor máximo. Sin embargo, en este trabajo se han codificado dentro de un intervalo, [0.0 + buffer de baja, 1.0 – buffer de alta], por medio de una función lineal. Estos buffer o amortiguadores son necesarios para evitar que una variable numérica caiga por debajo del valor mínimo presenciado hasta el momento, o por encima del máximo. Mediante esta codificación se llega a un conjunto de valores por encima de 0.0 y por debajo de 1.0, cuando se utiliza un rango de 0.0 a 1.0.

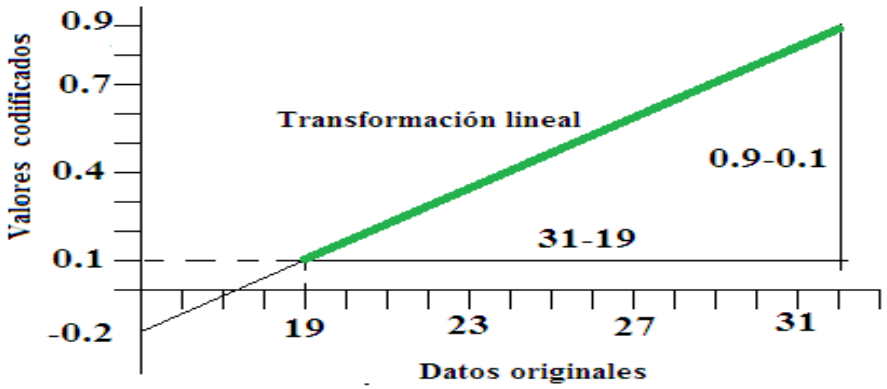

Figura 2.2. Transformación de datos originales al intervalo [0.1,0.9]

Por ejemplo, para la Figura 2.2, se debe encontrar la ecuación que describa la función de transformación; la cual se llamará *t* y se escribe como:

$t: datos\ originales\ (x) \rightarrow datos\ codificados\ (x_{nuevos})$;

$t(x) = x_{nuevos} = a \cdot x + b$;

Donde: a es la pendiente, y b es el intercepto. De esta manera para el ejemplo de la Figura 2.2 se tiene:

$a = \frac{0.9-0.1}{31-19}$ y $b = 0.1 - a \cdot 19$

De manera genérica se puede plantear que:

$$a = \frac{máx.\,en\ el\ intervalo\ de\ codificación - mín.\,en\ el\ intervalo\ de\ codificación}{máx.\,de\ los\ datos\ originales - mín.\,de\ los\ datos\ originales}$$

$$b = (mín.\,en\ los\ datos\ codificados) - a \cdot (mín.\,de\ los\ datos\ originales)$$

Los datos codificados para un intervalo [0.1, 0.9] se muestran en el (anexo 1)

Los valores máximos y mínimos de los datos originales para la codificación se muestran en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Valores mínimos y máximos para la codificación.

	PT	Prof_AP	Esp_AP	Q_AP	k_AP	BW_AP	mov_AP	Prof_HH	Esp_HH	Q_HH	k_HH	BW_HH	mov_HH	Prof_GG	Esp_GG	Q_GG	k_GG	BW_GG	mov_GG	Ay8_antes	Prod_antes	F_CICLO	Duracion	Ton_Jny	Prod_desp	CICLO
Maximo	3530.00	3067.00	125.50	75.00	820.69	40.00	16.75	3208.00	79.50	77.00	977.83	41.00	19.96	3301.00	58.50	80.00	1169.69	46.00	23.87	40.00	235.00	39659 5.00	84.00	75000.00	15000.00	6.00
Minimo	2796.00	2372.00	20.00	56.00	58.94	18.00	1.19	2518.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2601.00	3.00	55.00	77.43	0.34	1.58	0.00	0.00	29007.00	1.00	6000.00	50.00	1.00

Estos valores son empleados en el entrenamiento y prueba de la red para lo cual son importados al espacio de trabajo del Matlab. El toolbox de redes neuronales selecciona el 60% de los datos para entrenamiento y el resto para prueba y validación.

Los datos de prueba permiten comprobar durante la etapa de entrenamiento la capacidad de generalizar que tiene la red diseñada, o sea cuán bien responde ante datos que no se encuentran dentro del conjunto de entrenamiento. Los datos de validación se emplean con un propósito similar, pero el proceso de validación puede abortar el entrenamiento si las tendencias del comportamiento son diferentes.

2.3.2. Selección de la arquitectura de la RNA.

Seleccionar el número adecuado de neuronas de la capa oculta es un aspecto importante y para ello se utilizó el método de ensayo y error. Se entrenaron varias redes variando el número de neuronas de la capa intermedia (n). El mejor comportamiento se logró con 25 neuronas en la capa oculta, o sea, con una arquitectura de 23-25-2 como se muestra en la Figura 2.3. La red resultante se identifica como network4.mat

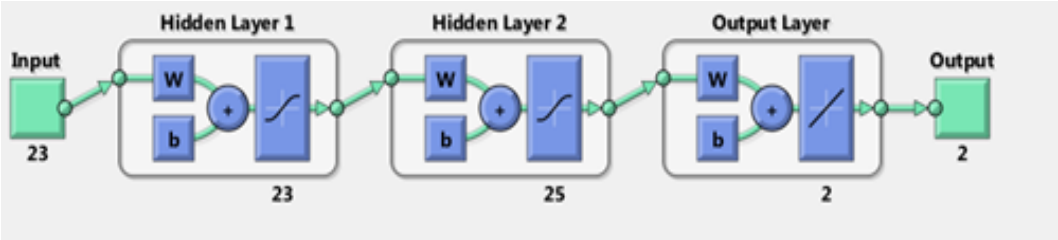

Figura 2.3 Arquitectura de la red.

2.3.3 Entrenamiento

Las ventanas mostrando los parámetros y resultados del entrenamiento se muestran en las Figuras 2.4 y 2.5 respectivamente.

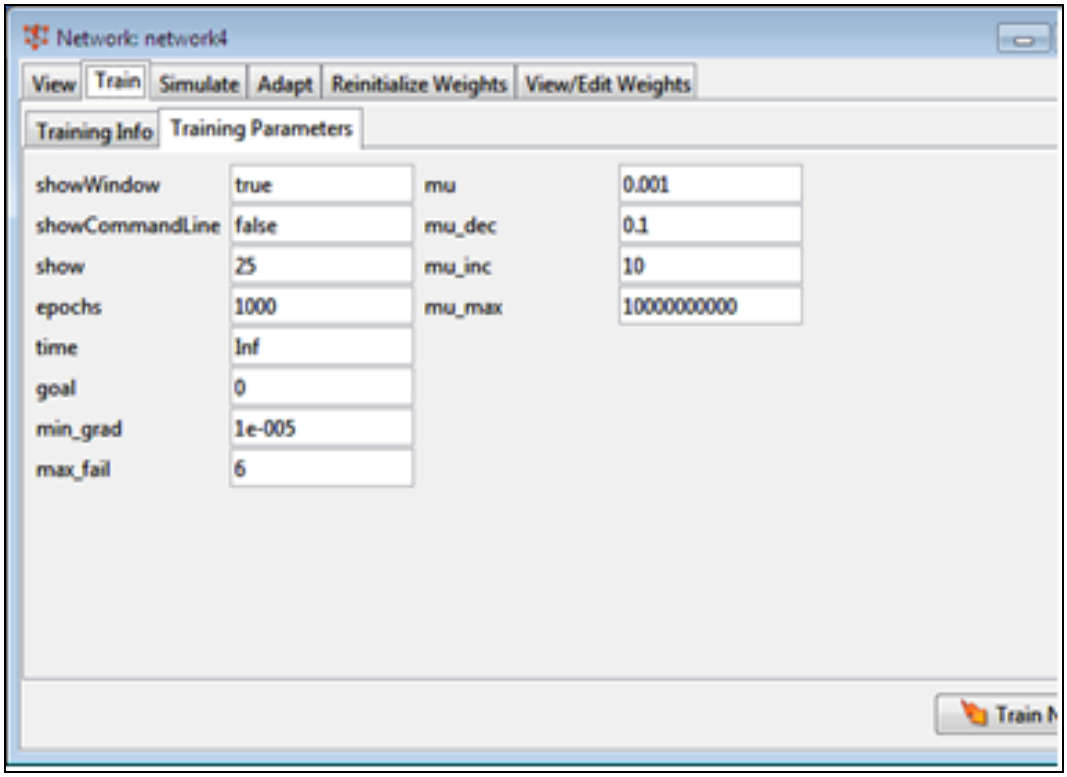

Figura 2.4. Parámetros de entrenamiento de la red.

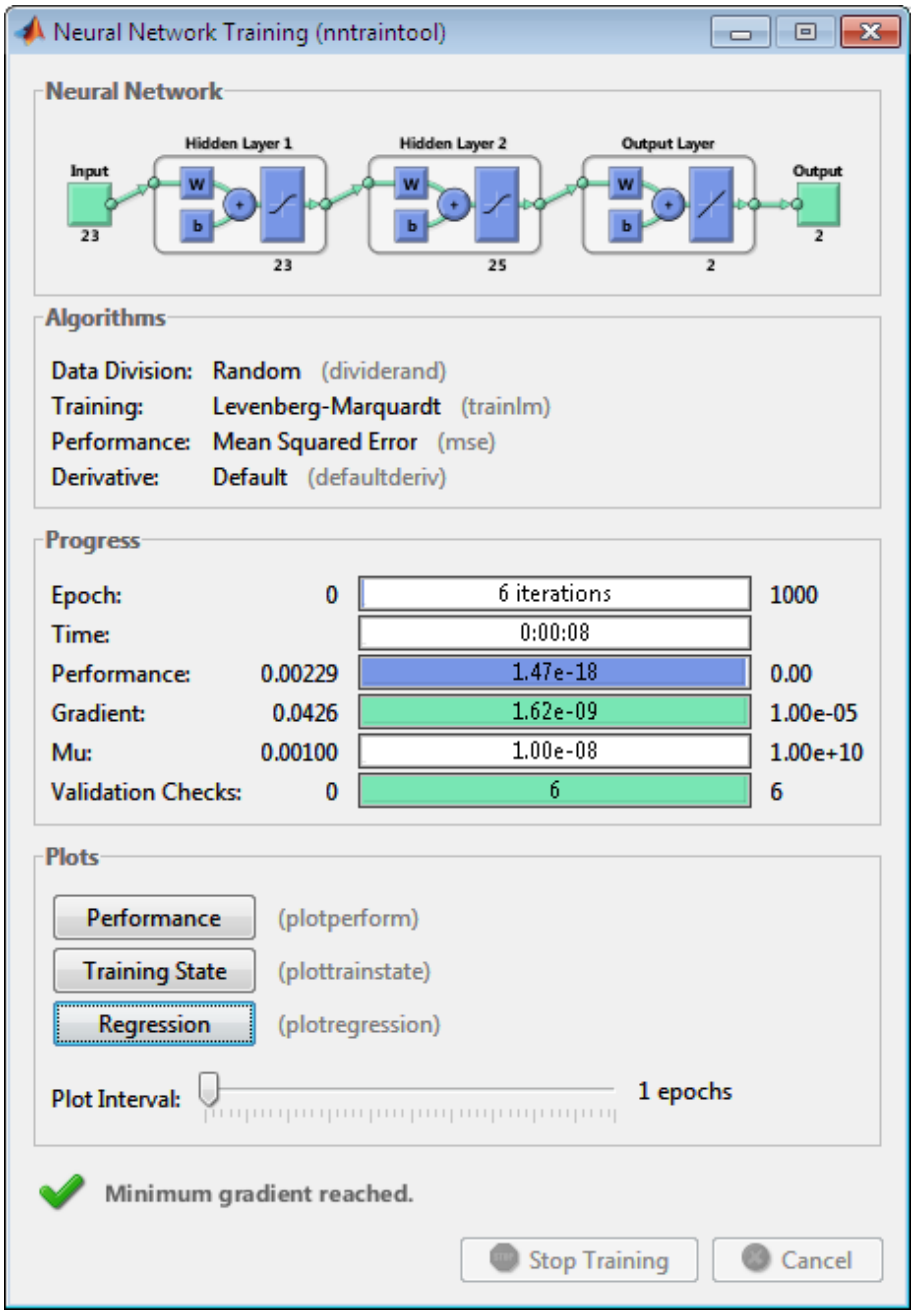

Figura 2.5. Comportamiento del entrenamiento.

2.3.3 Análisis post-entrenamiento.

A continuación se hace un análisis de la respuesta de la red. El primer análisis consiste en realizar una regresión para correlacionar los datos de salida de la red con los objetivos o datos reales. La Figura 2.6 muestra la

correlación para los datos de entrenamiento, validación y prueba, así como para todo el universo de datos.

Se puede apreciar que a pesar de ser este un problema complejo, los valores de producción y duración dados por el modelo neuronal siguen razonablemente bien la producción y duración real del pozo con coeficientes de correlación R^2 de 0.941, 0.989, 0.981 y 0.953 lo que sirve de validación al modelo obtenido.

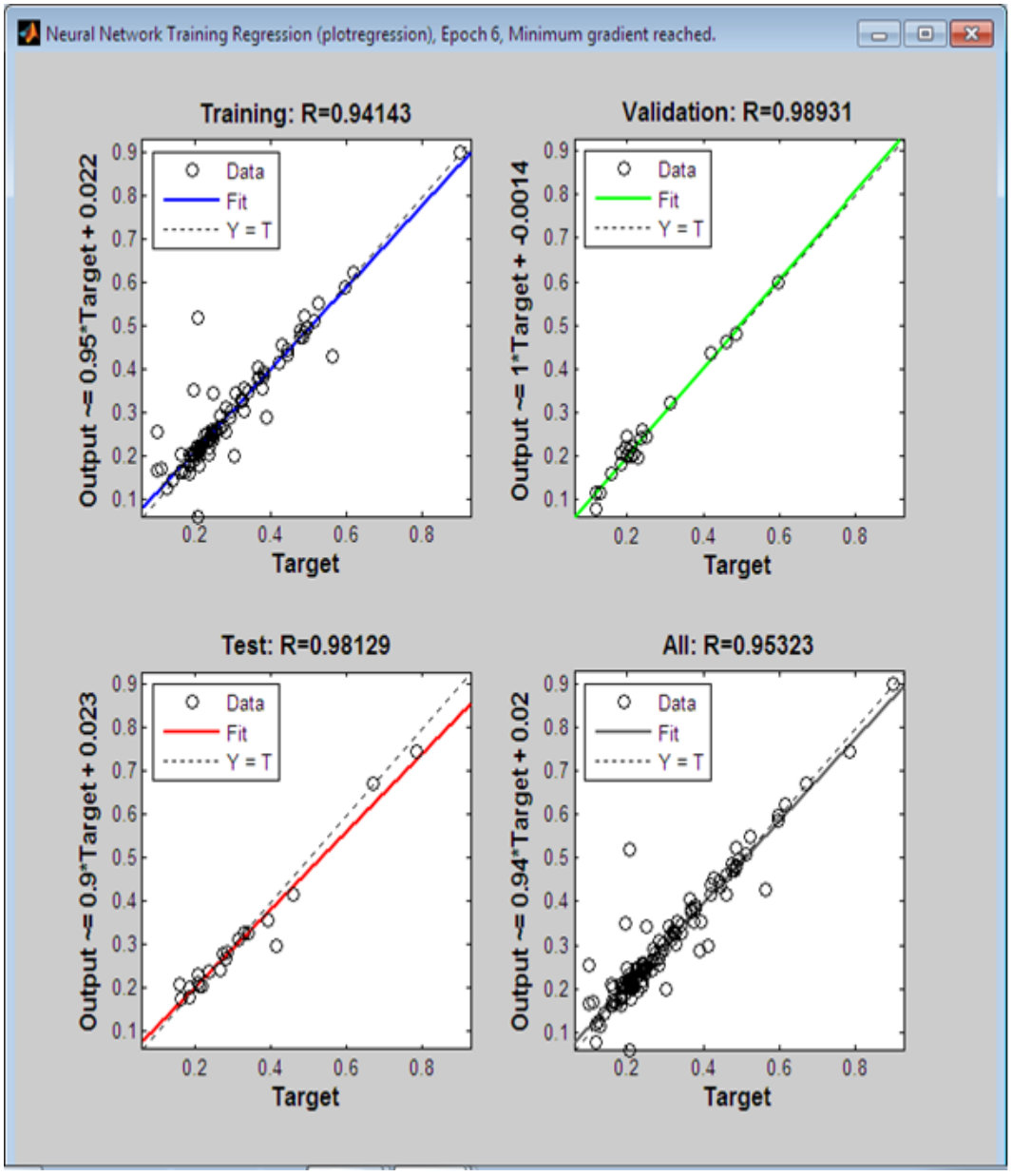

Figura 2.6. Regresión de la salida de la red y los valores reales.

Por otro lado, la distribución de los errores de la red para ambas salidas se muestran en los histogramas de las Figuras 2.7 y 2.8

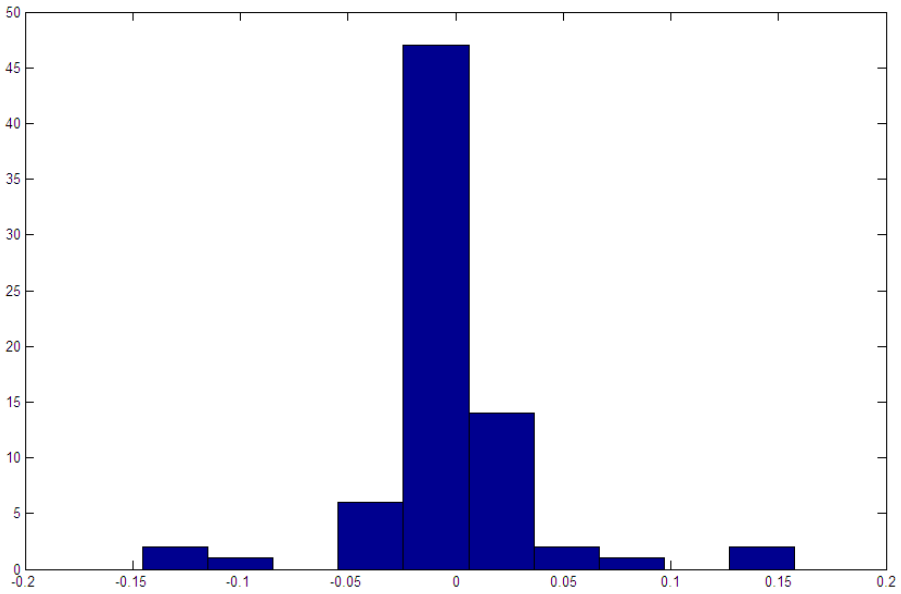

Figura 2.7. Histograma de los errores de Producción

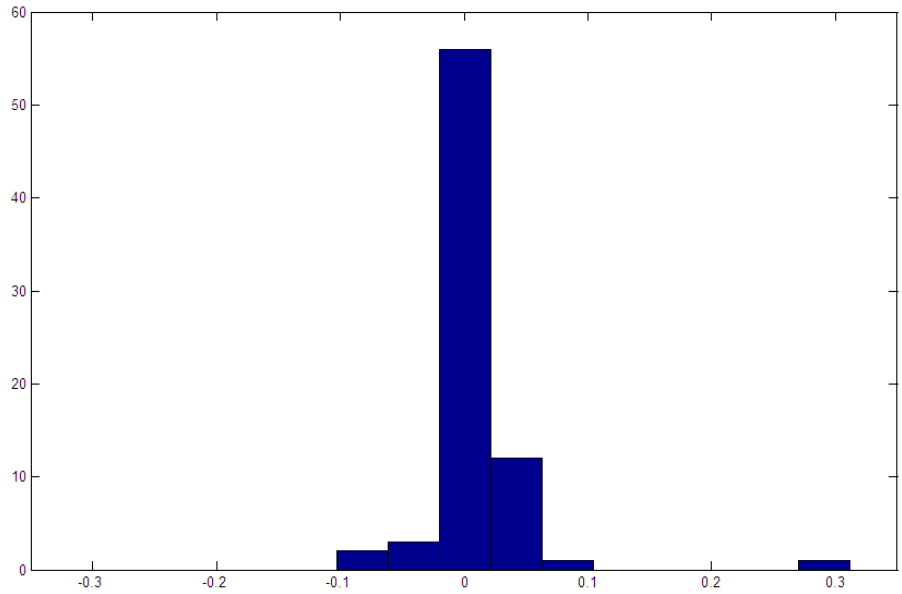

Figura 2.8. Histograma de los errores de Duración

2.4 Conclusiones parciales.

1-Se ha desarrollado un modelo adecuado para estimar la producción y duración del ciclo de IAV de los pozos verticales con alto corte de agua del yacimiento BA-01, que considera las características petrofísicas, operacionales y está basado en redes neuronales artificiales.

2-Durante el entrenamiento de la red neuronal se obtiene un error medio cuadrático (mse) de $1.47x10^{-18}$.

3-El modelo obtenido para estos pozos responde satisfactoriamente y los resultados de la simulación se correlacionan con los datos experimentales con un R2>0.95 validándose de esta manera el modelo obtenido.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El modelo desarrollado en el capítulo anterior es incorporado a un software, que a partir de las características del pozo, permite la simulación de la producción de petróleo después de la estimulación con vapor para un ciclo específico, así como la duración del mismo en meses hasta que la producción decaiga a los valores originales existentes antes de la estimulación. El software para la simulación está implementado en lenguaje Matlab y se describe a continuación.

3.1 Simulador del ciclo de IVA en un pozo vertical con alto corte de agua.

El software desarrollado cuenta con un módulo de entrada de datos, un módulo de codificación, el modelo neuronal y un módulo para la decodificación de los resultados (Figura 3.1)

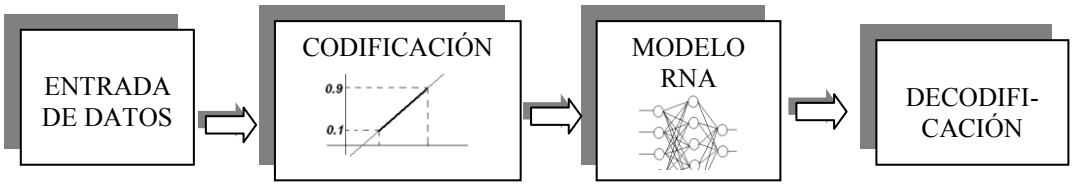

Figura 3.1 Diagrama simplificado del simulador neuronal desarrollado

El módulo de entrada de datos solicita al usuario las características petrofísicas del pozo, estas son:

- Profundidad total del pozo (PT), en pies,
- Profundidad de los lentes AP, HH y GG (Prof_AP, Prof_HH y Prof_GG), en pies.

- Espesor, de los lentes AP, HH y GG (Esp_AP, Esp_HH y Esp_GG), en pies.
- Calidad de la arena de cada lente (Q_AP, Q_HH y Q_GG), en %.
- Permeabilidad de cada lente (k_AP, k_HH y k_GG).
- Saturación de agua calculada en cada lente (SW_AP, SW_HH y SW_GG).
- Movilidad del lente (mov_AP, mov_HH y mov_GG)
- Cantidad de agua y sedimentos antes del ciclo (AyS_antes)

Otros datos operacionales de entrada son:

- Producción antes del ciclo (Prod_antes), en BPD
- Cantidad de vapor inyectado (Ton_Iny), en ton.
- Número del ciclo (CICLO)

El módulo de codificación contiene el algoritmo para realizar la transformación lineal de los datos de entrada originales a datos codificados dentro del intervalo [0.1, 0.9] como se explicó en el epígrafe 2.3.1.

Estos datos codificados son la entrada del modelo neuronal cuya salida alimenta el módulo de decodificación. El módulo de decodificación es necesario ya que la red neuronal devuelve valores escalados entre 0.1 y 0.9, por lo que hay que convertir esta salida codificada de la Red Neuronal Artificial (RNA) en valores reales de Producción, en BPD, después de la estimulación con vapor y de Duración del ciclo, en meses.

Tabla 3.1.Las líneas de código del programa en Matlab.

```
%Software para calcular la produccion de un pozo y la duracion con
IAV
clear
clc
disp('                    Universidad de Cienfuegos
')
disp('        Centro de Estudios de Energia y Medio Ambiente'
)
disp('**************************************************************
*******')
disp('   SOFTWARE PARA CALCULAR LA PRODUCCION DE UN POZO DE PETROLEO
CON   ')
disp('   ESTIMULACION CON VAPOR PARA EL YACIMIENTO BACH-01 DE
MARACAIBO    ')
disp('     EN FUNCION DE CARACTERISTICAS PETROFISICAS Y
OPERACIONALES      ')
disp('**************************************************************
*******')
disp('**************************************************************
*******')
%Modulo de entrada de datos
disp('
')
disp('ENTRADA DE DATOS')
disp('
')
disp('GENERALES')
disp('
')
PT=input('* Profundidad total del pozo (m), PT = ');
AyS_antes=input('* Agua y sedimentos antes de la inyecc. de vapor,
AyS_antes = ');
Prod_antes=input('* Produccion del pozo antes de la inyecc. de
vapor, Prod_antes = ');
Ton_Iny=input('* Toneladas de vapor inyectadas, Ton_Iny = ');
CICLO=input('* Ciclo de la IAV, CICLO = ');
disp('
')
disp('LENTE AP')
disp('
')
Prof_AP=input('* Profundidad del lente (m), Prof_AP = ');
Esp_AP=input('* Espesor del lente (m), Esp_AP = ');
Q_AP=input('* Calidad de la arena, Q_AP = ');
k_AP=input('* Permeabilidad del lente, k_AP = ');
SW_AP=input('* Saturacion de agua del lente, SW_AP = ');
mov_AP=input('* Movilidad del lente, mov_AP = ');
disp('
')
disp('LENTE HH')
disp('
')
Prof_HH=input('* Profundidad del lente (m), Prof_HH = ');
```

```
Esp_HH=input('* Espesor del lente (m), Esp_HH = ');
Q_HH=input('* Calidad de la arena, Q_HH = ');
k_HH=input('* Permeabilidad del lente, k_HH = ');
SW_HH=input('* Saturacion de agua del lente, SW_HH = ');
mov_HH=input('* Movilidad del lente, mov_HH = ');
disp('
')
disp('LENTE GG')
disp('
')
Prof_GG=input('* Profundidad del lente (m), Prof_GG = ');
Esp_GG=input('* Espesor del lente (m), Esp_GG = ');
Q_GG=input('* Calidad de la arena, Q_GG = ');
k_GG=input('* Permeabilidad del lente, k_GG = ');
SW_GG=input('* Saturacion de agua del lente, SW_GG = ');
mov_GG=input('* Movilidad del lente, mov_GG = ');

%Valores maximos de los datos originales
PTmax=3530; Prof_APmax=3057; Esp_APmax=125.5; Q_APmax=75;
k_APmax=820.69; SW_APmax=40; mov_APmax=16.75;
Prof_HHmax=3208; Esp_HHmax=79.5; Q_HHmax=77; k_HHmax=977.83;
SW_HHmax=41; mov_HHmax=19.96;
Prof_GGmax=3301; Esp_GGmax=56.5; Q_GGmax=80; k_GGmax=1169.69;
SW_GGmax=46; mov_GGmax=23.87;
AyS_antesmax=40; Prod_antesmax=235; Ton_Inymax=7500; CICLOmax=6;
Prodmax=1500; Duracionmax=84;

%Valores minimos de los datos originales
PTmin=2796; Prof_APmin=2372; Esp_APmin=20; Q_APmin=56;
k_APmin=58.54; SW_APmin=18; mov_APmin=1.19;
Prof_HHmin=2518; Esp_HHmin=0; Q_HHmin=0; k_HHmin=0; SW_HHmin=0;
mov_HHmin=0;
Prof_GGmin=2601; Esp_GGmin=3; Q_GGmin=55; k_GGmin=77.43;
SW_GGmin=0.34; mov_GGmin=1.58;
AyS_antesmin=0; Prod_antesmin=0; Ton_Inymin=600; CICLOmin=1;
Prodmin=50; Duracionmin=1;

%Pendientes para la codificacion de los datos
aPT= (0.9-0.1)/(PTmax-PTmin);
aProf_AP= (0.9-0.1)/(Prof_APmax-Prof_APmin);
aEsp_AP= (0.9-0.1)/(Esp_APmax-Esp_APmin);
aQ_AP= (0.9-0.1)/(Q_APmax-Q_APmin);
ak_AP= (0.9-0.1)/(k_APmax-k_APmin);
aSW_AP= (0.9-0.1)/(SW_APmax-SW_APmin);
amov_AP= (0.9-0.1)/(mov_APmax-mov_APmin);

aProf_HH= (0.9-0.1)/(Prof_HHmax-Prof_HHmin);
aEsp_HH= (0.9-0.1)/(Esp_HHmax-Esp_HHmin);
aQ_HH= (0.9-0.1)/(Q_HHmax-Q_HHmin);
ak_HH= (0.9-0.1)/(k_HHmax-k_HHmin);
aSW_HH= (0.9-0.1)/(SW_HHmax-SW_HHmin);
amov_HH= (0.9-0.1)/(mov_HHmax-mov_HHmin);

aProf_GG= (0.9-0.1)/(Prof_GGmax-Prof_GGmin);
```

```
aEsp_GG= (0.9-0.1)/(Esp_GGmax-Esp_GGmin);
aQ_GG= (0.9-0.1)/(Q_GGmax-Q_GGmin);
ak_GG= (0.9-0.1)/(k_GGmax-k_GGmin);
aSW_GG= (0.9-0.1)/(SW_GGmax-SW_GGmin);
amov_GG= (0.9-0.1)/(mov_GGmax-mov_GGmin);

aAyS_antes= (0.9-0.1)/(AyS_antesmax-AyS_antesmin);
aProd_antes= (0.9-0.1)/(Prod_antesmax-Prod_antesmin);
aTon_Iny= (0.9-0.1)/(Ton_Inymax-Ton_Inymin);
aCICLO= (0.9-0.1)/(CICLOmax-CICLOmin);
aProd= (0.9-0.1)/(Prodmax-Prodmin);
aDuracion=(0.9-0.1)/(Duracionmax-Duracionmin);

%Intercepto para la codificacion de los datos
bPT=0.1-aPT*PTmin;
bProf_AP= 0.1-aProf_AP*Prof_APmin;
bEsp_AP= 0.1-aEsp_AP*Esp_APmin;
bQ_AP= 0.1-aQ_AP*Q_APmin;
bk_AP= 0.1-ak_AP*k_APmin;
bSW_AP= 0.1-aSW_AP*SW_APmin;
bmov_AP= 0.1-amov_AP*mov_APmin;

bProf_HH= 0.1-aProf_HH*Prof_HHmin;
bEsp_HH= 0.1-aEsp_HH*Esp_HHmin;
bQ_HH= 0.1-aQ_HH*Q_HHmin;
bk_HH= 0.1-ak_HH*k_HHmin;
bSW_HH= 0.1-aSW_HH*SW_HHmin;
bmov_HH= 0.1-amov_HH*mov_HHmin;

bProf_GG= 0.1-aProf_GG*Prof_GGmin;
bEsp_GG= 0.1-aEsp_GG*Esp_GGmin;
bQ_GG= 0.1-aQ_GG*Q_GGmin;
bk_GG= 0.1-ak_GG*k_GGmin;
bSW_GG= 0.1-aSW_GG*SW_GGmin;
bmov_GG= 0.1-amov_GG*mov_GGmin;

bAyS_antes= 0.1-aAyS_antes*AyS_antesmin;
bProd_antes= 0.1-aProd_antes*Prod_antesmin;
bTon_Iny= 0.1-aTon_Iny*Ton_Inymin;
bCICLO= 0.1-aCICLO*CICLOmin;
bProd= 0.1-aProd*Prodmin;
bDuracion=0.1-aDuracion*Duracionmin;

%Datos codificados
PTnuevo=aPT*PT+bPT;
Prof_APnuevo= aProf_AP*Prof_AP+bProf_AP;
Esp_APnuevo= aEsp_AP*Esp_AP+bEsp_AP;
Q_APnuevo= aQ_AP*Q_AP+bQ_AP;
k_APnuevo= ak_AP*k_AP+bk_AP;
SW_APnuevo= aSW_AP*SW_AP+bSW_AP;
mov_APnuevo= amov_AP*mov_AP+bmov_AP;

Prof_HHnuevo= aProf_HH*Prof_HH+bProf_HH;
Esp_HHnuevo= aEsp_HH*Esp_HH+bEsp_HH;
```

```
Q_HHnuevo= aQ_HH*Q_HH+bQ_HH;
k_HHnuevo= ak_HH*k_HH+bk_HH;
SW_HHnuevo= aSW_HH*SW_HH+bSW_HH;
mov_HHnuevo= amov_HH*mov_HH+bmov_HH;

Prof_GGnuevo= aProf_GG*Prof_GG+bProf_GG;
Esp_GGnuevo= aEsp_GG*Esp_GG+bEsp_GG;
Q_GGnuevo= aQ_GG*Q_GG+bQ_GG;
k_GGnuevo= ak_GG*k_GG+bk_GG;
SW_GGnuevo= aSW_GG*SW_GG+bSW_GG;
mov_GGnuevo= amov_GG*mov_GG+bmov_GG;

AyS_antesnuevo= aAyS_antes*AyS_antes+bAyS_antes;
Prod_antesnuevo= aProd_antes*Prod_antes+bProd_antes;
Ton_Inynuevo= aTon_Iny*Ton_Iny+bTon_Iny;
CICLOnuevo= aCICLO*CICLO+bCICLO;

%Vector de entrada
Entrada=[PTnuevo; Prof_APnuevo; Esp_APnuevo; Q_APnuevo; k_APnuevo;
SW_APnuevo; mov_APnuevo;...
    Prof_HHnuevo; Esp_HHnuevo; Q_HHnuevo; k_HHnuevo; SW_HHnuevo;
mov_HHnuevo;...
    Prof_GGnuevo; Esp_GGnuevo; Q_GGnuevo; k_GGnuevo; SW_GGnuevo;
mov_GGnuevo;...
    AyS_antesnuevo; Ton_Inynuevo; Prod_antesnuevo; CICLOnuevo];

%Cargar la red nueronal
load('pozo.mat');
Output=sim(pozo,Entrada);

%Decodificacion
Prod=(Output(1)-bProd)/aProd;
Duracion=(Output(2)-bDuracion)/aDuracion;

disp('
')
disp('RESULTADOS')
disp('
')
fprintf('LA PRODUCCION DEL POZO DESPUES DE LA INYECCION SERA IGUAL A
%8.2f BARRILES\n',Prod)
fprintf('LA DURACION DEL CICLO SERA IGUAL A %8.2f MESES\n',Duracion)
```

3.2 Ubicación geográfica del yacimiento

El yacimiento Bach-01 se encuentra ubicado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, al sur de la ciudad de Lagunillas, conformado por una porción en el Lago de Maracaibo, con un área aproximada de 95 Km^2 (23500 Acres).

Igualmente el yacimiento se extiende al Este hacia una porción en tierra con un área aproximada de 120 Km^2.

Este yacimiento corresponde a una de las acumulaciones petrolíferas de mayor importancia dentro de la base de recursos de crudo pesados con la que cuenta la unidad de Explotación Lagunillas-Lago del Distrito Tía Juana del área de Occidente de PDVSA E&P.

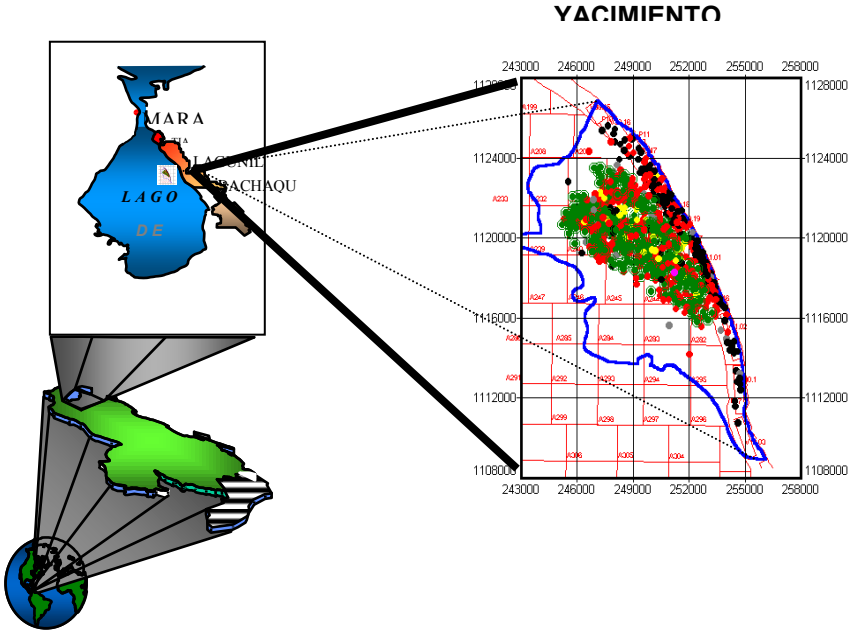

FIGURA 3.2. ubicación gráfica del yacimiento bach-01. fuente tesis pdvsa.

3.3.- Características geológicas del yacimiento bachaquero 01:

3.3.1.- Estratigrafía

La columna estratigráfica en el área incluye el conjunto de rocas del Cretáceo, las cuales yacen sobre el Basamento, Paleoceno representado por la Formación Guasare y los Miembros informales C-X y B-X de la Formación Misoa en el Eoceno, siendo está última truncada por la Discordancia Mayor

del Eoceno; esta sección corresponde a rocas consolidadas. Seguidamente yace el Oligoceno representado por la Formación Icotea, e inmediatamente el Miocéno constituido por: las Formaciones la Rosa, Isnotú y Lagunillas, la cual se divide en tres Miembros: Lagunillas Inferior, Laguna y Bachaquero y este último, se subdivide en tres intervalos: Inferior, Medio, y Superior; suprayacente a estas formaciones se encuentran las rocas del Reciente. La columna por encima de la discordancia es no consolidada y corresponde a la evolución de un gran complejo fluvio-deltaíco hasta su desaparición final.

Estratigráficamente el yacimiento (Bach-01) sujeto al estudio, pertenece a la edad del Mioceno, Formación Lagunillas, Miembro Bachaquero Superior; el cual se encuentra subdividido, según un estudio geológico desarrollado por EXXON en 1.982, en nueve (9) intervalos crono estratigráficas con diferencias muy marcadas en cuanto a espesor, asociación de facies y calidad de roca-yacimiento. Dichos intervalos son denominados AA, BB, CC, DD, EE, FF, GG, HH, y AP, de mayor a menor profundidad, siendo el intervalo Arena Principal (AP) la más prospectiva y continua, conteniendo aproximadamente un 75% del POES, con un espesor que oscila entre 150 y 200 pies de ANP. Para el resto de los intervalos, los espesores de ANP promedio varían entre 20 y 50 pies.

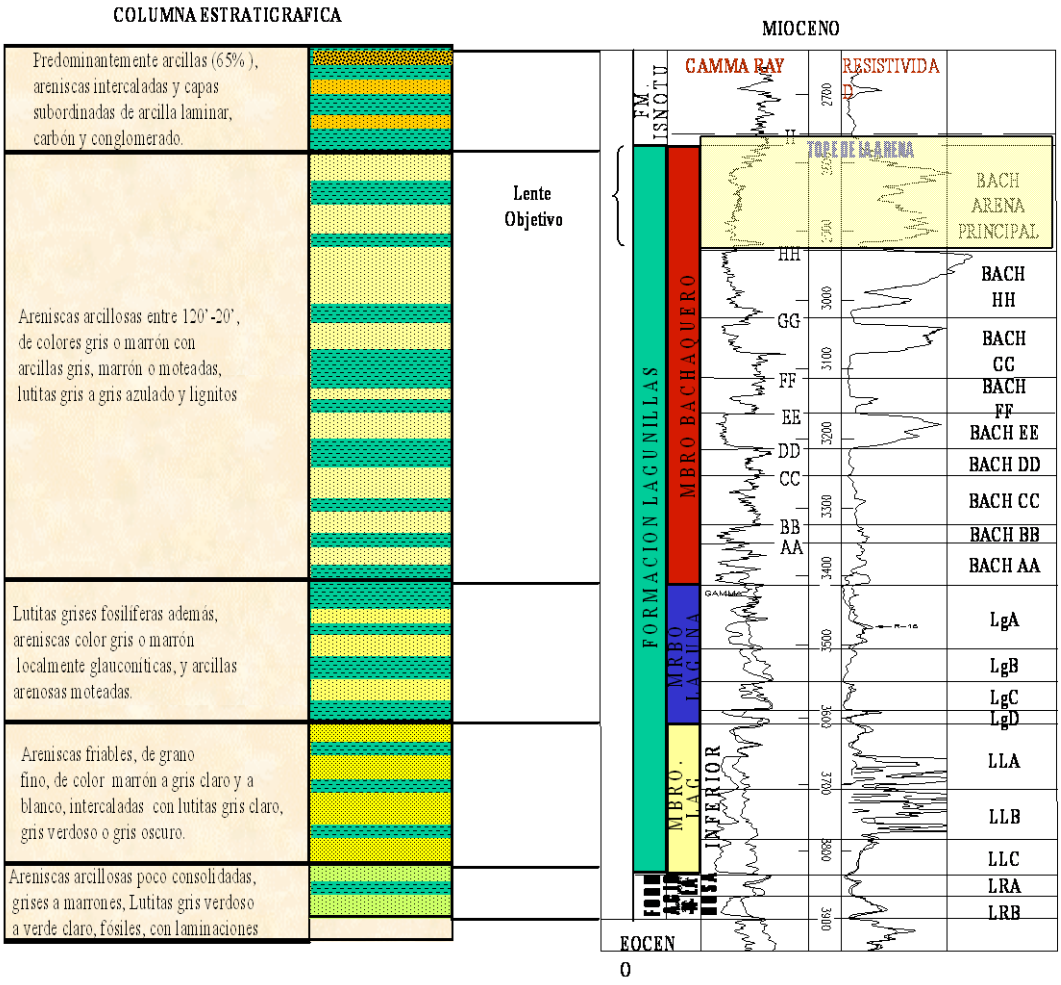

Figura 3.3 Columna Estratigráfica del yacimiento BACH-01. Fuente: Tesis PDVSA.

3.3.2.- Estructura

La estructura localmente en el área es simple y corresponde a un homoclinal con un rumbo aproximadamente N 40º O y buzamiento que varía de 2º a 3º hacia el suroeste.

Según estudios previos el yacimiento se encuentra limitado al Sur, Oeste y Noroeste por un acuífero, definido como un sistema en forma de “olla”, en donde existe un contacto agua-petróleo original (C.A.P.O) común para todos los intervalos, con una inclinación del (C.A.P.O) hacia la zona norte y

noroeste mayor al buzamiento del yacimiento y una inclinación del (C.A.P.O) hacia la zona sur y suroeste menor al buzamiento del yacimiento, es decir el yacimiento está circundado de agua y no hay barreras confinantes que limiten su entrada, no obstante, actualmente la alta producción de agua en los pozos de la zona sur del yacimiento y considerando que las presiones se mantienen, ser puede inferir en que el acuífero sea activo o medianamente activo. La presencia del acuífero que rodea al yacimiento, está comprobado por la existencia de una recarga de agua meteórica localizada al Norte del yacimiento en el área que corresponde a Ex-Maraven. El movimiento de agua meteórica estructura abajo, es corroborado por el comportamiento del gradiente de salinidad del agua del acuífero, cuyo grado es menos salobre al Norte aumentando su salinidad estructura abajo.

En el área, el patrón de fallamiento dominante está orientado en dirección Este-Oeste, de fallas normales con desplazamiento entre 60-70 pies, estas fallas se distribuyen en la parte Norte fundamentalmente y no modifican la continuidad del yacimiento.

La zona más alta del yacimiento es al Noreste, se encuentra desde 2000 pies de profundidad, y las más bajas alcanzan profundidades de 4000 pies al Sur.

3.3.3.- Sedimentología

Los sedimentos del miembro Bachaquero representan el clímax de la influencia continental sobre los procesos de transporte y depositación; de tal manera que los mecanismos fueron fundamentalmente fluviales y en consecuencia los componentes litológicos principales son arenas de grano medio con interrupciones esporádicas de eventos arcillosos, por lo general continuos en toda la extensión del yacimiento.

En relación a la continuidad, se ha determinado que estos sedimentos fueron arrastrados por corrientes fluviales desde el suroeste hacia el noroeste, lo cual dio origen a la alineación de los principales cuerpos arenosos en dirección suroeste-noroeste, siendo a esta misma dirección los controles de flujo de fluidos del yacimiento.

A través del análisis de litofacies, puede identificarse la presencia de depósitos de canal distributario, barras de meandro y barras de desembocadura. En la arena principal “AP” predominan sobre todo, las barras de meandros.

El Miembro Bachaquero Superior, al cual pertenece el yacimiento Bach-01, se compone de intercalaciones de arcillas, lutitas, lutitas arenosas y areniscas pobremente consolidadas, con capas ocasionales de lignitos de hasta 1.5m de espesor. Igualmente, se ha observado la presencia de pocos intervalos de siderita y es muy común encontrar diminutas esférulas de siderita dispersas en las lutitas blanquecinas.

3.3.4.- Propiedades de la roca

El yacimiento BACH-01 está conformado por rocas del intervalo Bachaquero Superior, arenas no consolidadas, cuyas características oficiales se presentan a continuación:

Porosidad	28-32 %
Permeabilidad	1100 @ 1400 md
Saturación de Agua Connata	16 %
POES	6621 MMBls
Gravedad API	12º API
Espesor de Arena Neta (ANP)	132 pies
Área productiva	23511 Acres
Saturación de Petróleo	80 %

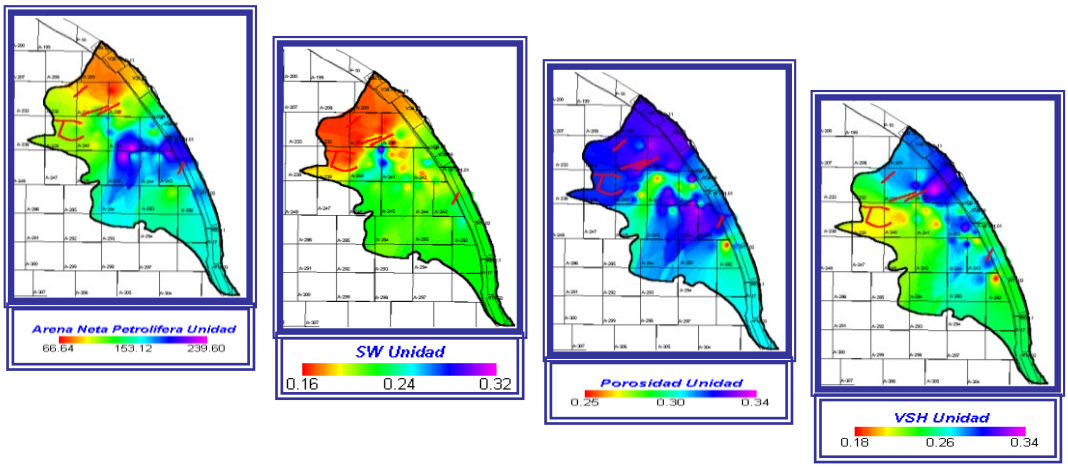

Figura 3.4.- Propiedades Petrofísicas del yacimiento BACH-01. Fuente: Tesis PDVSA.

Según [2] después de calcular un promedio ponderado por lente, se pudo apreciar que los mayores valores de **ANP** se ubicaron en la zona centro-sur del yacimiento, específicamente en las parcelas AGUA-245,244,243, la zona sur de las AGUAS 241 y 242 incluyendo las áreas central y sur de la franja, para la **SW** el yacimiento Bach-01 presentó un promedio de 18% para toda su extensión, en cuanto a la ϕ este se presenta un valor promedio del 32% con excepción de algunas áreas de las parcelas AGUA-241 y 243 que presentan porosidades de +/- de 28%, con respecto al **Vsh** la zona norte y este del yacimiento es donde se muestra las arenas mas sucias con respecto a todo el yacimiento con valores superiores al 30% de arcilla, el resto presenta un rango entre 24 y 26%.

El yacimiento se encuentra a una profundidad promedio de 3000 pies, y está caracterizada por un crudo de baja gravedad API (11.7), con una viscosidad de 650 cps a condiciones iniciales del yacimiento (presión inicial de 1400 lpca y temperatura inicial de 128 ºF).

3.4.- Comportamiento del yacimiento Bachaquero-01

3.4.1.- Comportamiento histórico de producción

El inicio de la producción del yacimiento Bach-01 comenzó en Agosto del año 1934 con la completación del pozo LL-231 y el pozo UNA-35 en el área Franja del Kilómetro. Inicialmente el yacimiento tuvo muy poco desarrollo motivado a la baja productividad de los pozos y problemas relacionados a la producción de arena. A partir den año 1955 se inició su desarrollo en mayor escala con la recompletación y perforación de nuevos pozos utilizando técnicas de completación para el control de arena como empaques de grava con forros ranurados.

A partir del año 1971, se inició la inyección alterna de vapor como método de estimulación de pozos, dándole mayor eficiencia económica a la producción de crudo en este tipo de yacimiento, durante el año 1997 se realizo la masificación de pozos verticales y asociado a esto el proceso de IAV.

Para Octubre del año 2001 el yacimiento produce 38,0 MBNPD, con una RGP de 410 PCN/BN, un corte de agua de 32.5% y posee una producción acumulada de 411 MMBls de petróleo.

Hasta diciembre de 2005 la producción fiscalizada alcanzó un acumulado de 77.7 MBNPD.

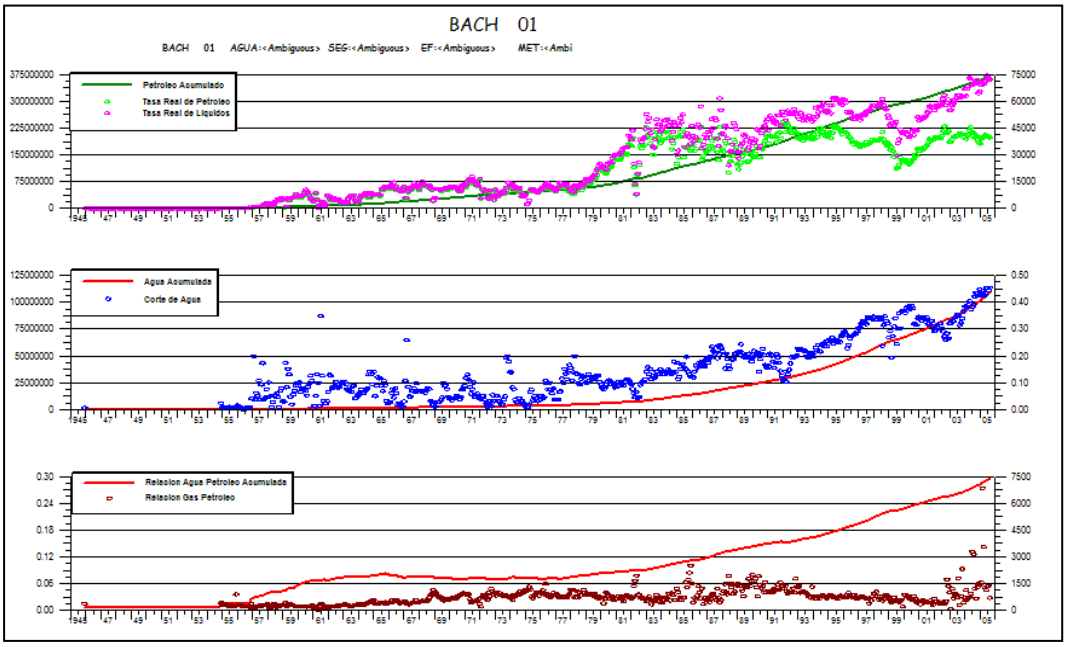

Figura 3.5.- Comportamiento de Producción del Yacimiento Bach-01. Fuente: Oíl Field Manager.

3.4.2.- Comportamiento de presiones

Los niveles de energía del yacimiento Bach-01 han sido monitoreadas mediante levantamientos de presión realizados en períodos regulares de dos a tres años a partir de 1955, siendo los últimos levantamientos los realizados en el año 1998 y 1999, donde se corrieron 51 y 6 pruebas estáticas respectivamente a pozos esparcidos en toda la extensión del yacimiento.

La presión inicial ha declinado producto de la extracción de fluidos desde 1400 lpca a un Datum de 3000 pies hasta +/-850 lpca según la presión promedio del último levantamiento en el año 1998. Igualmente, se observaron gradientes de presión dentro del yacimiento, registrando las presiones más bajas (750 lpca) hacia las áreas más desarrolladas y con la máxima producción acumulada, que corresponden a las regiones del sureste de la parcela A241, sur de la parcela A242 y norte de las parcelas A243 y

A244. Por otro lado, en las zonas cercanas al acuífero, al sur, suroeste y noroeste, se observaron las presiones más altas, ubicadas entre 1000 y 1100 lpca.

Es importante destacar que las presiones medidas en el yacimiento corresponden a todos los intervalos abiertos a producción de los pozos, por lo que no se dispone de medidas de presión puntuales para los diferentes intervalos, pero por la alta comunicación vertical en yacimientos de este tipo, donde las lutitas poseen poca extensión lateral sin formar barreras verticales eficientes internamente, se asume que las presiones en todas las arenas se encuentran en el mismo orden de las presiones medidas.

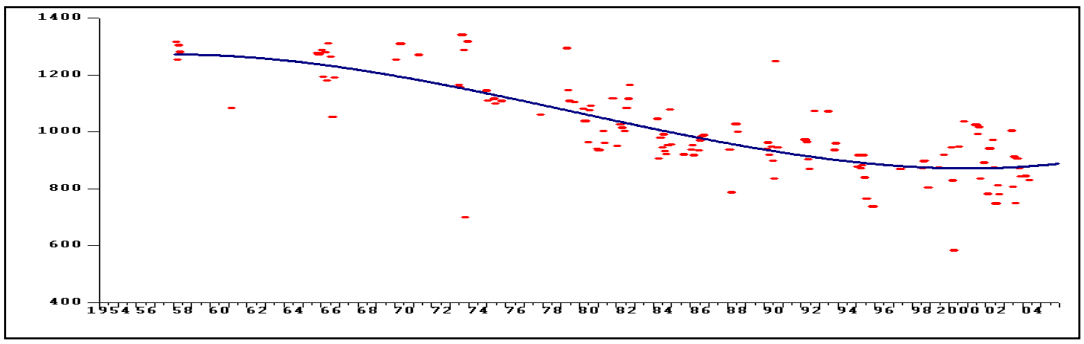

Figura 3.6.- Comportamiento de Presión del Yacimiento Bach-01. Fuente Oíl Field Manager.

3.4.3.- Características PVT de los fluidos

El yacimiento Bach-01, es una acumulación de crudo pesado, cuya gravedad API es de 11.7° y viscosidades que oscilan entre 600 y 1000 cps a condiciones iniciales del yacimiento (presión inicial de 1400 lpca y temperatura inicial de 130 °F) según muestran los análisis PVT de liberación diferencial realizados a una muestra recombinada de crudo del yacimiento tomada al pozo LL-525. Según los análisis del comportamiento del crudo, el

yacimiento actualmente se encuentra en estado de saturación, con una relación Gas-Petróleo en solución 50 PCN/BN y un factor volumétrico de 1,06 BN/BY.

3.5.- Información de los pozos

En el yacimiento Bach-01 se han completado un total de 690 pozos desde su descubrimiento en el año 1934 hasta la actualidad. Los pozos verticales han sido completados en su mayoría a hoyo desnudo con forro ranurado y empaque con grava. Los pozos verticales perforados a partir de 1988 se completaron a hoyo revestido, cañoneado, con forro ranurado y empacado con grava. La mayoría de estos pozos han sido completados en los intervalos estratigráficos Arena Principal (AP), HH y GG, con espesores netos que varían entre los 200-300 pies y espesores de ANP entre los 150-250 pies.

En el año 1995 se inició la campaña de perforación horizontal en el yacimiento con la perforación del pozo reentry LL-125. Estos pozos se han completado con revestidor de 7" hasta el tope de la arena, luego con hoyo de producción de 6 1/8" con una sección horizontal de 1000 pies completados mediante una rejilla preempacada de 3 ½" y empaque con grava.

3.5.1.- Mecanismo de producción

Los mecanismos de producción que dominan el yacimiento son: el empuje por gas en solución y la compactación, siendo este último predominante.

- **Compactación**

Este fenómeno está definido como el más importante en el yacimiento y en general en el área de Lagunillas presente en el Campo Costero Bolívar, debido a la extracción de los fluidos de los yacimientos de arenas no

consolidadas, estas últimas ceden ante la presión de sobrecarga compactadora; lo mismo a su vez se traduce el hundimiento terrestre.

El proceso de compactación es el principal mecanismo de producción del yacimiento Bach-01, con el cual se espera recuperar 374 MMBls de petróleo (7% del POES), además, el grado de compactación que debe alcanzar el yacimiento Bach-01 al lograr el recobro final de petróleo original en sitio a una presión de abandono de 300 Lppc es de 3.7% a 5.3% del espesor total de la arena del yacimiento según la correlación de Bail-Putman.

- **Empuje por gas en solución**

Este mecanismo es limitado debido al bajo contenido de gas en el crudo, con un Rsi de 92 PCN/BN. Por este proceso se estima recuperar entre 160 y 214 MMBls de petróleo (3 y 4% del POES respectivamente).

3.5.2.- Métodos de producción

El crudo del yacimiento Bach-01 es el más pesado que se produce en la División de Occidente, este yacimiento ha sido campo de ensayo para diferentes métodos de levantamiento artificial. Los métodos de producción usados han sido los siguientes:

- **Bombeo mecánico**

Hasta 1995 se venia usando bombas de tubería de 3” como sistema de levantamiento de crudo, en los pozos del Bach-01. Durante los siguientes dos años se aumentó el diámetro de la tubería y de la bomba, se instalaron bombas de 4” y algunas unidades de bombeo con carreras de 144”.

Los resultados de los ensayos no fueron documentados y solamente se puede afirmar que en la actualidad se continúa usando bombeo en algunos

pozos del yacimiento, donde no se puede por razones logísticas o económicas instalar al sistema de levantamiento artificial por gas.

En la actualidad, el yacimiento cuenta con un total de 62 pozos con este tipo de método entre las categorías I, II y III.

- **Bombeo electrocentrifugas "REDA"**

Estas bombas fueron probadas en el período de 1965-1969, registrándose tasas de producción hasta 2000 BPPD, las más altas del yacimiento para el momento. Información precisa sobre estas pruebas es muy escasa debido a que no se tienen informes evaluativos de las mismas. Consultas hechas al personal directamente relacionado con las pruebas, indicaron que prácticamente los problemas que se originaron con estas bombas fueron debido al sobre diseño de estas, ya que su capacidad (4000 BPPD) era mucho mayor que la capacidad de producción de los pozos, por lo cual el sistema frecuentemente funcionaba en vacío. Lo cual provocaba que las bombas se desactivaran y activaran con frecuencia, causando daños en los componentes del sistema por sub-recarga, esto disminuía su vida útil por ser diseñadas para operar continuamente.

- **Levantamiento artificial por gas**

En 1965 el levantamiento artificial por gas fue probado en seis pozos, obteniéndose una tasa promedio por pozo de 487 BPPD a condiciones óptimas de inyección. Este sistema tenía dos aspectos negativos: necesidad de instalar facilidades de recolección y compresión de gas, y la diferencia para obtener mediciones confiables en los tanques debido a la formación de espuma. Estos aspectos han sido superados y en la actualidad es el sistema más utilizado en los pozos de Bach-01, cubriendo el mayor porcentaje en los mismos, un total de 253 pozos categoría I, 16 categoría II y 138 categoría III hasta la fecha.

3.5.3.- Métodos de estimulación

Uno de los métodos más utilizados en nuestras áreas convencionales de crudos pesados (Campo Costanero Bolívar) corresponde a la inyección cíclica de vapor, la cual fue descubierta en forma accidental en el año 1957 durante la prueba de inyección continua en el Campo Mene Grande.

- **Inyección alternada de vapor**

La Inyección Alternada de Vapor se inició en el yacimiento Bach-01 el 21 de febrero 1971, por ser un método de gran aplicación en crudos pesados, el cual consiste en inyectar vapor en un pozo de petróleo durante un período corto o largo (una a tres semanas), a continuación se cierra el pozo por un corto tiempo (6 días) y luego se restaura nuevamente a producción. El pozo producirá a una tasa aumentada durante un cierto tiempo, que en general es de 4 a 6 meses y luego declinará a la tasa original de producción. Un segundo ciclo de inyección puede aplicarse y de nuevo la tasa aumentará y luego declinará. Ciclos adicionales pueden realizarse de forma similar, sin embargo el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor.

Los mecanismos involucrados en la producción de petróleo durante la inyección alternada de vapor son diversos y complejos. El principal mecanismo que hace efectivo este proceso en yacimientos de crudo pesado y arenas bituminosas es la reducción de la viscosidad del petróleo por efecto de la temperatura, ocasionando en cierto grado una mejora en la razón de movilidad; luego las fuerzas expulsivas hacen que él petróleo fluya hacia el hoyo del pozo.

La inyección alternada de vapor es y ha sido desde su descubrimiento en los años 60 el método de recuperación térmica más efectivo para la extracción de crudos pesados (8-15°API), en los cuales se logra aumentar la tasa de producción de petróleo, aunque sea por un período corto. En Bach-01

generalmente se inyecta entre 4000 y 6000 ton por ciclo/pozo (basado en datos estadísticos). Se debe inyectar a la mayor tasa posible para minimizar las pérdidas de calor y el tiempo que el pozo este sin producir.

Los parámetros de inyección actualmente utilizados en las gabarras generadoras de vapor que cubren la secuencia de los pozos a inyectar en este yacimiento están definidas por la calidad, temperatura y presión del vapor inyectado, el cual a la salida del generador tiene una calidad de 80%, temperatura de 500-600 °f y 1500 Psi de presión.

3.6- Tipos de completación presentes en el yacimiento Bach-01

A principio y a mediados de los años 50, todos los pozos de arena no consolidada eran completados a hoyo desnudo, pero pronto la experiencia indicó que el control de la producción de agua y gas eran bastante problemáticos, siendo pocas las reparaciones exitosas.

Con la finalidad de determinar la completación más adecuada para el yacimiento, en 1965 se inició la completación de pozos a hoyo entubado y poder así; establecer parámetros comparativos con la completación a hoyo desnudo.

A continuación se describen estas completaciones en detalles:

- Completación hueco entubado

El pozo se perfora con mecha de 9-7/8”, se cementa el revestidor de 7” a fondo y se cañonea el intervalo de interés selectivamente. En este tipo de completación se han tenido las siguientes experiencias:

- Se han completado pozos cañoneándose a 4hpp, +/- 50 y 100% del espesor de cada arena petrolífera respectivamente, y sin realizar forzamiento arena-petróleo. Este método de completación mostró no

ser el más adecuado para el yacimiento, ya que la tasa de producción en frío de los pozos era bastante baja (+/- 50 BPPD).

- Se ha practicado cañoneo a 4 hpp, restringiéndose a +/- 40% del espesor de la arena neta petrolífera explotable con forzamiento arena-petróleo. Los pozos completados con este método mostraron tener mejor productividad que con el anterior.
- Igualmente se practicó el cañoneo irrestricto, con el cual se abre todo el espesor de la arena neta petrolífera explotable a 2 hpp y se realiza forzamiento arena-petróleo. Este método no mostró ser mejor que el anterior.

- Completación hueco abierto en el intervalo productor

En este tipo de completación se ha perforado el intervalo de interés con diferentes tamaños de mechas, 9-2/8", 8-1/2", 6-1/4", 6-1/8" y luego se amplía el hueco a 13" o 11-3/4". Con esta completación se ha tenido mejor productividad en los pozos que a hueco entubado.

En la actualidad la política ha sido, completar los pozos de Bach-01 a hueco abierto bajo la modalidad de una desviación corta (Side Track), la cual se realiza cuando un pozo empacado a hueco abierto presenta fallas en el empaque y el forro ranurado es imposible de pescarlo. Esta operación consiste en abrir una ventana en el revestidor, y luego perforar un hueco desviado para ampliar y empacar nuevamente.

3.7.- Perforación interespaciada

El yacimiento Bach-01 ha sido desarrollado a un espaciado entre pozos de 300m. En 1982 se realizó un estudio de perforación interespaciada que determinó que de mantenerse el desarrollo del yacimiento bajo el patrón establecido, no se alcanzaría el recobro final de petróleo estimado

(465MMBls). Por ello se recomendó desarrollar el yacimiento a un espaciamiento entre pozos de 150m.

Desde el año 1982 hasta la actualidad se han perforado cerca de 130 pozos interespaciados en el yacimiento sin dificultades operacionales. Muchos han sido desviados verticalmente. Estos desvíos fueron con el propósito de no obstaculizar la navegación en el Lago y de permitir la inyección simultánea de vapor en dos pozos; ya que el pozo nuevo es gemelo de uno existente en el yacimiento.

La perforación de los pozos interespaciados se ha llevado a cabo en la zona centro-sur del yacimiento, esto obedece a que es allí donde se encuentran los mejores espesores de arena, y el estudio de interespaciados indica que es allí donde se debe concentrar la perforación interespaciada. Es de hacer mención que los pozos de esta zona y la playa constituyen un patrón de espaciado irregular entre los pozos, por lo que su desarrollo a 300m no puede ser completado. Esto ha traído como consecuencia que algunos pozos resultan interespaciados con el pozo gemelo perforado en el mismo año.

En un estudio de evaluación se determinó que la perforación interespaciada no ha afectado el comportamiento de producción de los pozos vecinos que se encuentran a 173 m de espaciamiento. Por tal motivo es recomendable continuar la perforación interespaciada en el yacimiento con la intención de completar patrones de interespaciado necesarios para aumentar la recuperación de petróleo por métodos primarios, espacialmente si se mantiene la inyección alternada de vapor.

3.8 Estudio de caso. Pozo LL-3184 perteneciente al yacimiento BACH - 01

3.8.1 Datos de entrada:

- Profundidad total :

P: 3200 pies,

- Profundidad de los lentes.

AP: 2787’

HH: 2945’

GG: 3060’

- Espesor, de los lentes.

AP: 63’

HH: 25’

GG: 19’

- Calidad de la arena de cada lente.

AP: 89 %.

HH: 88 %.

GG: 90 %.

- Permeabilidad de cada lente.

AP: 850 mD.

HH: 800 mD.

GG: 1020 mD.

- Saturación de agua calculada en cada lente .

SWAP: 25%.

SWHH: 30%.

SWGG: 24%.

- Movilidad del lente (mov_AP, mov_HH y mov_GG)

Mov AP: 850 mD/gr/cc.

Mov HH: 800 mD/gr/cc.

Mov GG: 1020 mD/gr/cc.

- Cantidad de agua y sedimentos antes del ciclo.

AYS:23%

- Producción antes del ciclo (Prod_antes), en BPD

BPD: 100 BPD.

- Cantidad de vapor inyectado (Ton_Iny), en ton.

Ton: 5000 Ton * ciclo..

- Número del ciclo (CICLO)

N°: 2

3.8.2 Datos de salida:

- BNPD: 250 BNPD
- Tiempo de enfriamiento: 6 mese.

3.9 Evaluación económica.

Aplicación de programa de evaluaciones económicas see plus.

3.9.1 Datos de entrada:

Valor del servicio al pozo: 2300 Bsf.

Barriles por día estimado: 250 BNPD.

Proyección en tiempo: 6 meses.

Escenario económico: precio actual del barril.

3.9.2 Datos de salida:

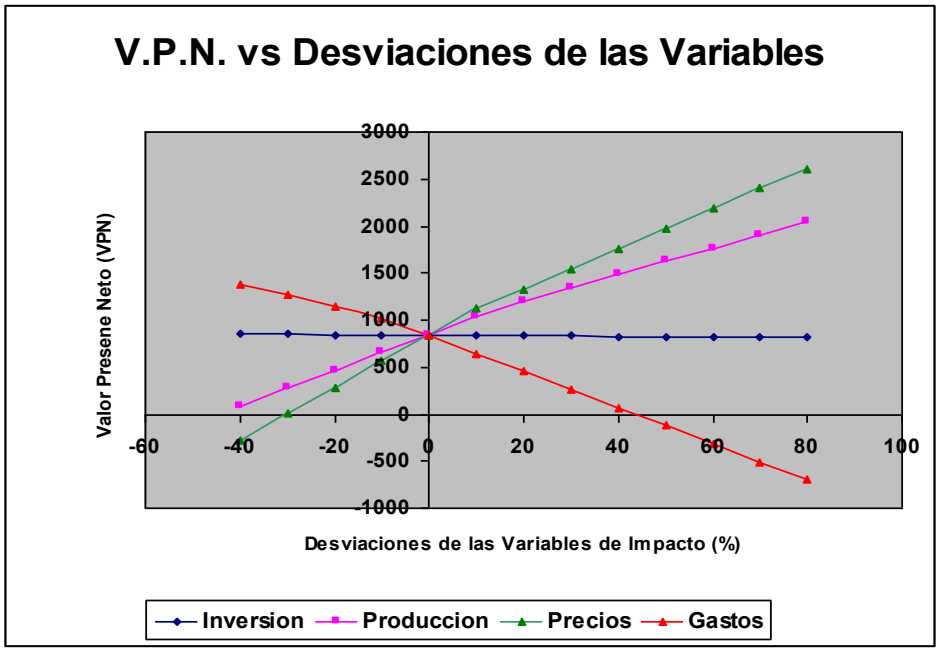

Figura 3.7.- VPN vs variables de impacto.

Resultados: con un valor presente neto de 850 M$, mi inversión se mantendrá estable, donde mi producción no deberá disminuir por abajo de 40%, los precios del crudo no deberán bajar del 30% como piso y gastos adicionales del pozo en 5 años no deberán exceder de 42% del total del precio. Condiciones bajo las cuales el pozo es rentable en el tiempo con un Tasa interna de retorno de 67.

3.10 Inyección de vapor.

El modelo permite trazar un gráfico de superficie variando la cantidad de vapor inyectada a cada fase, producción de agua y manteniendo las demás características. Esto permite apreciar el punto donde la fase de petróleo deja de recibir el suficiente calor para disminuir su viscosidad y que mantenga la producción en valores aceptables.

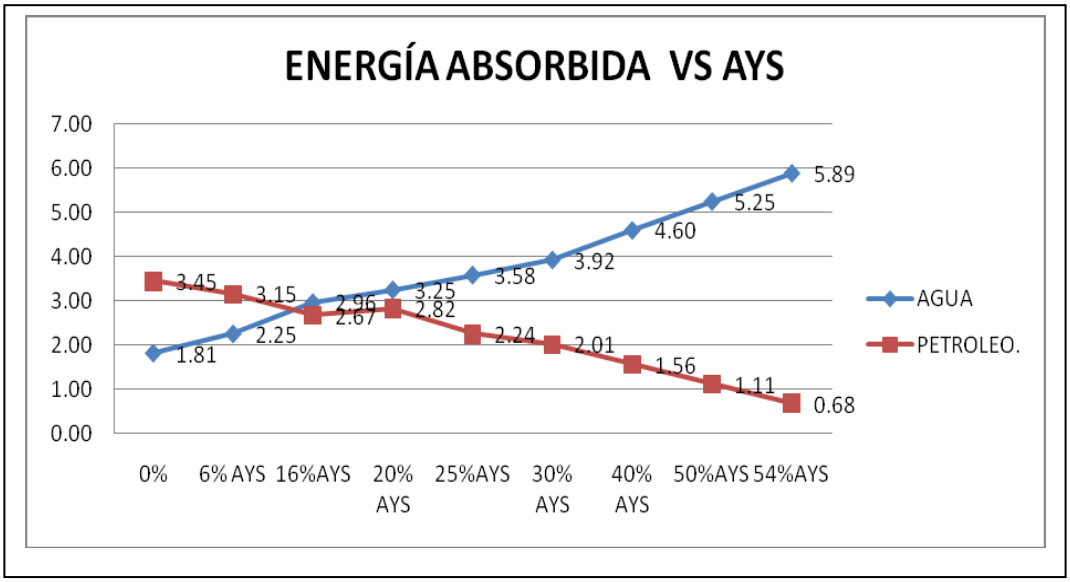

Figura 3.8.- Contenido de calor en el vapor inyectado a cada fase vs producción de agua y sedimento.

En la figura 19, se muestra la distribución de calor del vapor hacia las fases (petróleo y agua); donde las curvas convergen en 16% ays (agua y sedimento) y comienza la fase de petróleo con fuerte declinación en 20%ays; mientras la fase de agua tiene una absorción fuerte en 30% ays, por esta razón el objetivo, debe ser garantizar el mayor ahorro de energía mediante el análisis de las arenas a desarrollar considerando la producción de agua de los pozos vecinos menor de 25% ays, que es una variable dependiente de las características definidas por la formación y las formaciones adyacentes. De igual manera la calidad del vapor, ya que son los únicos parámetro que podemos optimizar a la hora de escoger pozos prospectivo para la aplicación de la técnica de IAV.

Tabla 3.2 Cotejo de resultados de redes neurales vs valores reales de producción y duración del ciclo.

	PRODUCCION SEGÚN REDES NEURONALES	**PRODUCCION REAL**	**MARGEN DE ERROR**
BNPD	250	245	0.02
DURACION DEL CICLO (MESES)	6	5.8	0.03
TIR.(%)	67	65	0.03
VPN.(M$)	850	840	0.01
TOTAL			0.02

3.11 Conclusiones Capítulo III

1- La evaluación económica se manifiesta positivamente con un valor presente neto de 850 M$. Se muestra adicionalmente un análisis de

sensibilidad donde la inversión se mantendrá estable, mientras la producción no disminuya por abajo de 40%, los precios del crudo no bajen del 30% como piso y los gastos adicionales del pozo en 5 años no excedan del 42% del total del precio. Bajo estas condiciones la TIR es de un de 67.

2- La distribución de calor del vapor hacia las fases (petróleo y agua); convergen en 16% ays (agua y sedimento) y comienza la fase de petróleo con fuerte declinación en 20% ays; mientras la fase de agua tiene una absorción fuerte en 30% ays, dando como resultado la aplicación de la técnica de IAV a los pozos con una producción de agua y sedimentos menores de 28%.

CONCLUSIONES GENERALES

1 La IAV es un procedimiento para elevar la productividad petrolera ampliamente utilizado y aunque se han desarrollado diversos modelos para su estudio, no se contaba con un modelo enfocado a pozos con alto corte de agua y que tenga en cuenta las características petrofísicas de los mismos

2 En este trabajo se ha desarrollado un modelo neuronal, inteligente y adecuado para estimar la producción y duración del ciclo de IAV de los pozos verticales con alto corte de agua del yacimiento BA-01, que considera las características petrofísicas, operacionales y está basado en redes neuronales artificiales.

3 El modelo obtenido para estos pozos responde satisfactoriamente y los resultados de la simulación se correlacionan con los datos experimentales con un R2>0.95 validándose de esta manera el modelo obtenido.

4. La evaluación económica para el pozo prueba se manifiesta positivamente con un valor presente neto de 850 M$. Se muestra adicionalmente un análisis de sensibilidad donde la inversión se mantendrá estable, mientras la producción no disminuya por abajo de 40%, los precios del crudo no bajen del 30% como piso y los gastos adicionales del pozo en 5 años no excedan del 42% del total del precio. Bajo estas condiciones la TIR es de un de 67; el pozo será viable para aplicación de la técnica de estimulación IAV.

5. Se garantiza el mayor ahorro de energía mediante el análisis de las arenas a desarrollar considerando la producción de agua de los pozos vecinos menor de 28% ays, que es una variable dependiente de las características definidas por la formación y las formaciones adyacentes.

RECOMENDACIONES

1. Continuar el desarrollo de este modelo y evaluar diferentes pozos del Yacimiento Bachaquero -01.
2. Aplicar el procedimiento desarrollado para la IAV con la mayor economía energética y los mejores resultados.
3. Extender y ajustar este modelo a pozos horizontales del yacimiento Bachaquero -01.

BIBLIOGRAFÍA

1- ALVARADO, D; BÁNZER, S. C. RECUPERACIÓN TÉRMICA DE PETRÓLEO. Universidad del Zulia; Maracaibo, noviembre 1998.

2- BOSCÁN, H; DIAZ,A. ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN EN EL YACIMIENTO BACH-01 APLICANDO LA METODOLOGÍA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD. Tesis de Grado. Universidad del Zulia. Maracaibo 2003.

3- MARX, J.W; R.H. LANGENHEIM, M. A. RESERVOIR HEATING BY HOT FLUID INJECTION. Phillips Petroleum Co. Bartlesville, Okla.

4- MARÍN, M; PINEDA, E. PRONOSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES UTILIZANDO INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR. Tesis de Grado. Universidad del Zulia. Maracaibo 2002.

5- PRATS, M. PROCESOS TÈRMICOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO. Ediciones técnicas Intevep. Los Teques, Venezuela 1987. Primera Edición. Versión aplicada en Español.

6- S.M FAROUQ, A. OIL RECOVERY BY STEAM INJECTION. Producers Publishing Company, Inc. Bradford, Pennsylvania, 1970.

7- S.M FAROUQ, A. PRACTICAL HEAVY OIL RECOVERY. January 2001.

8- T.C. BOBERG; R.B. LANTZ, J, M, AIME. CALCULATION OF THE PRODUCTION RATE OF A THERMALLY STIMULED WELL. Esso Production Research Co. Houston, Tex.

9- GARRIDO G, Y, C. PARÁMETROS ÓPTIMOS DE YACIMIENTO Y DE INYECCIÓN DE VAPOR EN POZOS VERTICALES DEL YACIMIENTO BACHAQUERO-01. 2006.

10- http: /webchannels.PDVSA.com/INVENTARIO PERFILES.

11- http: /intevep.PDV.com/newproxy.prx.

12- STOVALL, S.L: Recovery OF OIL FROM DEPLETED SANDS BY JEANS OF DRY STEAM. Oil Weekly (Ago. 13, 1934) 17-24

13- STOKES, D.D; DOSCHER, T.M. SHELL MAKES A SUCCESS OF STEAM FLOOD AT YORBA LINDA. Oil and Gas J. (Sep. 2-1974) 71-76

14- VAN, D. C: STEAM-DRIVER PROJECT IN THE SCHOONEBEEK FIELD, THE NETHERLANDS. J. Pet. Tech (Marzo 1968) 295-302, Trans, AIME. 243

15- DE HANN, H. J; SCHENK, L.PERFORMANCE AND ANALYSIS OF A MAJOR STEAM DRIVER PROJECT IN THE TIA JUANA FIELD, WESTERN VENEZUELA. J. Pet. Tech (Ene 1969) 111-119, Trans., AIME 246

16- GIUSTI, L,E. CSV MAKES STEAM SOAK WORD IN VENEZUELA FIELD. OIL AND GAS J. (Nov 4, 1974) 88-83

17- ANNUAL REVIEW OF CALIFORNIA OIL AND GAS PRODUCTIÓN. CONSERVATION COMMITTEE OF CALIFORNIA. OIL PRODUCERS, Los Ángeles (1970-1984)

18- PROC. SIMPOSIO SOBRE CRUDOS PESADOS U. del Zulia. Inst. De Investigaciones Petroleras, Maracaibo, Venezuela (1974)

19-PDVSA. (2000). CAMPOS PETROLIFEROS VENEZUELA.

20- MANDL, G.; VOLEK, C. W,(1969).CALENTAMIENTO DE LA FORMACION POR INYECCION DE AGUA CALIENTES.*SPE* 1896.

21-TAMAYO Y TAMAYO, M. EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA. 3ª edición. méxico. editorial limusa. año 1999.

22- CASTILLO, H; M, CONTRERAS. OPTIMIZACION DEL VOLUMEN DE INYECCION DE VAPOR EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-02 BACHAQUERO LAGO. 2005.

23- FONSECA , N. J. MODELOS DE INYECCION ALTERNADA DE VAPOR PARA POZOS HORIZONTALES EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-01. 2005.

24- SALCEDO, J. COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION ALTERNADA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-01. 2002.

25- VELÁSQUEZ, C. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-01. 2000.

26- HALPIN, S; M, BURCH; R, F. APPLICABILITY OF NEURAL NETWORKS TO INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS: A TUTORIAL OVERVIEW. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, No. 5, Sept. 1997. pp 1355-1361.

27- DEMUTH, H; BEALE, M. NEURAL NETWORK TOOLBOX FOR USE WITH MATLAB. USER'S GUIDE. Version 3.0. January 1998.

28- SÁNCHEZ, S; MAGGIOLO, R; MÁRQUEZ, R. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. La Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Departamento de Producción, Maracaibo, febrero 1999.

29- GLORIA, I; CASTELLANO, M. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA DECLINACIÓN MECÁNICA POR EFECTO DE ARENAMIENTO EN POZOS

INYECTADOS ALTERNADAMENTE CON VAPOR, EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-01. La Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Núcleo Maracaibo, Mayo 2002.

30- BAGCI, A.S; GUMRAH, F. Paper Number 86953. EFFECTS OF CO2 AND CH4 ADDITION TO STEAM ON RECOVERY OF WEST KOZLUCA HEAVY OIL. Society of Petroleum Engineers Preview. Marzo del 2004.

31- COMPUTER MODELLING GROUP. SIMULADOR DE PROCESOS AVANZADOS Y APLICACIONES TÉRMICAS PARA YACIMIENTOS. GUÍA PARA EL USUARIO DE STARS. Versión 2005.

32- HONG,K.C. Paper Number 11702. EFFECTS OF NONCONDENSABLE GAS INJECTION OL OIL RECOVERY BY STEAMFLOODING. Chevron Oil Field Research. 1984.

33- Mayron, M; PINEDA, E. Tesis de Grado. PRONÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES UTILIZANDO LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR. Cabimas, Julio del 2002.

34- MENDEZ, J.M. Paper Number 24632. CYCLIC STEAM INJECTION WITH ADDITIVES: LABORATORY AND FIELD TEST RESULTS OF STEAM/FOAM AND SOLVENT PROCESSES". INTEVEP – PDVSA. Washintong, D.C. 1992.

35- REFORD, D. Paper. THE USE OF SOLVENTS AND GASES WITH STEAM IN THE RECOVERY OF BITUMEN FROM OIL SANDS. Montreal – Canadá, Enero de 1982.

36- SALAZAR, A ; SANCHEZ, N. PAPER NUMBER 16732 "SIMULATION OF FIELD RESULTS OF CYCLIC STEAM/GAS INJECTION IN THE BOLIVAR COAST, WESTERN VENEZUELA. Intevep S.A. 1987.

Anexo I Variables de explotación para entrenamiento, validación y prueba

PT	Prof_AP	Esp_AP	Q_AP	k_AP	SW_AP	mov_AP	Prof_HH	Esp_HH	Q_HH	k_HH	SW_HH	mov_HH	Prof_GG	Esp_GG	Q_GG	k_GG	SW_GG	mov_GG	AyS_ant	Prod_ant	F_CICLO	duracion	Ton_Iny	Prod_desp	CICLO
3348	2998	38	64	383	34	8	3119	11	71	642	24	13	3189	7	68	416	0	8	2	124	31625	1	5000	242	1
3330	2932	54	75	821	30	17	3134	27	77	978	28	20	3240	11	70	566	36	12	13	163	31656	15	5000	1500	1
3377	2998	20	64	272	25	6	3147	13	67	407	27	8	3252	4	75	718	33	15	5	21	29007	24	3000	746	1
3502	2959	43	65	346	23	7	3104	40	68	461	25	9	3205	23	75	850	30	17	35	78	33178	24	5000	673	1
3200	2888	65	69	509	28	10	3080	25	72	687	32	14	3165	15	80	1170	27	24	2	130	29677	29	6000	950	1
3530	2937	27	56	115	40	2	3128	8	61	272	37	6	3208	23	66	389	40	8	11	129	32933	42	6000	730	1
3203	2874	80	66	279	31	6	3011	78	69	357	33	7	3130	23	72	480	43	10	20	0	34486	29	4000	180	1
2962	2575	45	58	82	31	2	2670	66	64	180	31	4	2776	28	73	470	35	10	3	52	31260	13	5000	200	1
3270	2617	51	62	16	35	3	2739	55	64	288	31	6	2847	3	61	185	46	4	17	30	39173	12	5000	700	1
				4																					
2969	2462	47	58	236	28	5	2594	80	65	478	23	10	2685	4	55	189	33	4	7	137	38565	30	6000	750	1
2970	2568	80	63	134	30	3	2686	28	69	260	28	5	2782	37	73	457	36	9	7	190	30987	34	5600	950	1
3038	2665	105	60	97	23	2	2814	68	63	131	24	3	2934	4	61	110	41	2	18	56	31291	55	6000	400	1
3047	2709	56	58	111	28	2	2825	58	57	110	37	2	2916	23	56	114	36	2	7	42	38412	16	4000	290	1
3280	2758	111	64	156	34	3	2889	57	72	354	33	7	2984	4	68	224	34	5	5	148	34547	7	4000	200	1
3173	2825	92	63	178	18	4	2980	78	67	234	19	5	3102	39	71	537	19	11	2	80	33512	18	3500	468	1
3204	2759	35	66	134	34	3	2907	19	65	93	30	2	3030	57	73	241	32	5	14	7	31107	14	5000	229	1
2796	2372	126	72	497	29	10	2518	11	70	380	38	8	2601	28	76	788	30	16	2	33	31199	12	5000	263	1
3517	3057	96	63	311	28	6	3208	36	67	483	30	10	3301	23	62	279	38	6	3	52	31260	13	5000	200	1
3210	2821	61	61	59	32	1	2943	21	58	41	41	1	3016	34	65	77	29	2	4	135	34547	7	4000	380	1
32	28			50		1	30						31			11					39658	8	6000		

3200	2888	65	69	09	28	10	3080	25	72	687	32	14	3165	15	80	1170	27	24	3	117	396595	84	6000	300	2
3530	2937	27	56	115	40	2	3128	8	61	272	37	6	3208	23	66	389	40	8	7	221	34366	72	6000	580	2
3203	2874	80	66	279	31	6	3011	78	69	357	33	7	3130	23	72	480	43	10	15	32	35247	40	4000	316	2
2962	2575	45	58	82	31	2	2670	66	64	180	31	4	2776	28	73	470	35	10	24	51	33086	12	5000	300	2
2962	2575	45	58	82	31	2	2670	66	64	180	31	4	2776	28	73	470	35	10	24	51	33086	12	5000	300	2
3270	2617	51	62	164	35	3	2739	55	64	288	31	6	2847	3	61	185	46	4	25	30	39617	12	5000	350	2
2969	2462	47	58	236	28	5	2594	80	65	478	23	10	2685	4	55	189	33	4	15	143	39142	7	5000	700	2
2970	2568	80	63	134	30	3	2686	28	69	260	28	5	2782	37	73	457	36	9	2	164	32264	11	6000	530	2
3038	2665	105	60	97	23	2	2814	68	63	131	24	3	2934	4	61	110	41	2	0	235	32905	31	6000	550	2
4709	5611	58	1	28	2	25	58	57	110	37	2	16	23	56	4	36	2	3	77	8	3	0	200	2	
3173	2892	63	17	18	4	2980	78	67	234	19	5	3102	39	71	537	19	11	6	65	34274	2	500	50	2	

				8																				
3204	2759	35	66	134	34	3	2907	19	65	93	30	2	3030	57	73	241	32	5	34	33	32905	25	6000	200	2
2950	2611	90	75	318	32	6	2768	0	0	0	0	0	2848	18	80	592	30	12	11	87	34304	8	4000	441	2
2796	2372	126	72	497	29	10	2518	11	70	380	38	8	2601	28	76	788	30	16	5	36	34090	16	5000	250	2
3517	3057	96	63	131	28	6	3208	36	67	483	30	10	3301	23	62	279	38	6	24	51	33086	12	5000	300	2
3210	2821	61	61	59	32	1	2943	21	58	41	41	1	3016	34	65	777	29	2	10	77	35096	34	7500	403	2
3377	2998	20	64	272	25	6	3147	13	67	407	27	8	3252	4	75	718	33	15	40	170	33573	22	3000	750	3
3200	2888	65	69	509	28	10	3080	25	72	687	32	14	3165	15	80	1170	27	24	20	162	33635	12	6000	887	3
2962	2575	45	58	82	31	2	2670	66	64	180	31	4	2776	28	73	470	35	10	0	79	34243	15	4000	250	3
2962	2575	45	58	82	31	2	2670	66	64	180	31	4	2776	28	73	470	35	10	0	79	34243	15	4000	250	3
2969	2462	47	58	236	28	5	2594	80	65	478	23	10	2685	4	55	189	33	4	22	66	39965	24	6700	350	3

29	25			13			26						27			457					33512	14	450		
70	68	80	63	4	30	3	86	28	69	260	28	5	82	37	73		36	9	7	15			0	800	3
30	26			97			28						29			110					34578	17	340		
38	65	105	60		23	2	14	68	63	131	24	3	34	4	61		41	2	8	144			0	230	3
30	27			11			28						29			114					40575	12	540		
47	09	56	58	1	28	2	25	58	57	110	37	2	16	23	56		36	2	13	7			0	321	3
32	27			15			28						29			224					35855	12	400		
80	58	111	64	6	34	3	89	57	72	354	33	7	84	4	68		34	5	21	90			0	250	3
31	28			17			29						31			537					34731	12	500		
73	25	92	63	8	18	4	80	78	67	234	19	5	02	39	71		19	11	5	63			2	380	3
32	27			13			29						30			241					34759	17	450		
04	59	35	66	4	34	3	07	19	65	93	30	2	30	57	73		32	5	6	24			0	228	3
27	23			49		1	25						26			788					34759	12	450		
96	72	126	72	7	29	0	18	11	70	380	38	8	01	28	76		30	16	2	108			2	220	3
35	30			31			32						33			279					34243	14	400		
17	57	96	63	1	28	6	08	36	67	483	30	10	01	23	62		38	6	0	79			0	250	3
32	28			59			29						30			770					36770	11	400		
10	21	61	61	9	32	1	43	21	58	41	41	1	16	34	65		29	2	9	100			0	300	3
33	29			27			31						32			718					34366	30	0		
77	98	20	64	2	25	6	47	13	67	407	27	8	52	4	75		33	15	30	139			0	750	4
29	25	45	58	8	31	2	26	66	64	180	31	4	27	28	73	47	35	10	4	23	37571		400	200	4

62	75			2			70						76			0					1	20			
29	25			82			26						27			470					37571	12	400		
62	75	45	58	2	31	2	70	66	64	180	31	4	76	28	73		35	10	4	23			0	200	4
29	25			13			26						27			457					34093	16	600		
70	68	80	63	4	30	3	86	28	69	260	28	5	82	37	73		36	9	3	33			0	300	4
30	26			97			28						29			110					35186	37			
38	65	105	60		23	2	14	68	63	131	24	3	34	4	61		41	2	12	138			0	245	4
32	27			15			28						29			224					36861	15	500		
80	58	111	64	6	34	3	89	57	72	354	33	7	84	4	68		34	5	11	142			0	265	4
31	28			17			29						31			537					35217	24	500		
73	25	92	63	8	18	4	80	78	67	234	19	5	02	39	71		19	11	3	133			4	465	4
32	27			13			29						30			241					35765		450		
04	59	35	66	4	34	3	07	19	65	93	30	2	30	57	73		32	5	16	43			5	283	4
27	23			49		1	25						26			788					35551		400		
96	72	126	72	7	29	0	18	11	70	380	38	8	01	28	76		30	16	5	93			8	220	4
35	30			31			32						33			279					37571	12	400		
17	57	96	63	1	28	6	08	36	67	483	30	10	01	23	62		38	6	4	23			2	200	4
29	25			82			26						27			470					38200	26	400		
62	75	45	58	2	31	2	70	66	64	180	31	4	76	28	73		35	10	5	74			0	250	5
29	25			82			26						27			470					38200	26	400		
62	75	45	58	2	31	2	70	66	64	180	31	4	76	28	73		35	10	5	74			0	250	5
29	25	80	63	1	30	3	26	28	69	260	28	5	27	37	73	45	36	9	5	153	35214	4	570	380	5

70	68			34			86						82			7					7	5	0		
3038	2665	105	60	97	23	2	2814	68	63	131	24	3	2934	4	61	110	41	2	15	172	37104	8	4000	310	5
3173	2825	92	63	178	18	4	2980	78	67	234	19	5	3102	39	71	537	19	11	6	160	36100	23	5000	320	5
3204	2759	35	66	134	34	3	2907	19	65	93	30	2	3030	57	73	241	32	5	11	93	36770	4	3000	220	5
3517	3057	96	63	311	28	6	3208	36	67	483	30	10	3301	23	62	279	38	6	5	74	38200	26	4000	250	5
2962	2575	45	58	82	31	2	2670	66	64	180	31	4	2776	28	73	470	35	10	8	74	39142	16	5000	350	6
2962	2575	45	58	82	31	2	2670	66	64	180	31	4	2776	28	73	470	35	10	8	74	39142	16	5000	350	6
2970	2568	80	63	134	30	3	2686	28	69	260	28	5	2782	37	73	457	36	9	5	53	37104	60	6000	618	6
3204	2759	35	66	134	34	3	2907	19	65	93	30	2	3030	57	73	241	32	5	2	83	37347	19	5000	210	6
2962	2575	45	58	82	31	2	2670	66	64	180	31	4	2776	28	73	470	35	10	3	52	31260	13	5000	200	1
3377	2998	20	64	72	25	6	3147	13	67	407	27	8	3252	4	75	718	33	15	5	78	29799	19	3000	386	2
3280	2758	111	64	156	34	3	2889	57	72	354	33	7	2984	4	68	224	34	5	10	15	35186	23	1400	100	2
3203	2874	80	66	279	31	6	3011	78	69	357	33	7	3130	23	72	480	43	10	25	68	36893	30	4000	300	3
3517	3057	96	63	311	28	6	3208	36	67	483	30	10	3301	23	62	279	38	6	8	74	39142	16	5000	350	6

Anexo 2 Datos normalizados

PT	Prof_AP	Esp_AP	Q_AP	k_AP	SW_AP	mov_AP	Prof_HH	Esp_HH	Q_HH	k_HH	SW_HH	mov_HH	Prof_GG	Esp_GG	Q_GG	k_GG	SW_GG	mov_GG	AyS_antes	Prod_antes	F_CICLO	Duracion	Ton_Iny	Prod_desp	CICLO
0.70	0.83	0.23	0.44	0.44	0.68	0.44	0.80	0.21	0.84	0.63	0.57	0.63	0.77	0.16	0.52	0.35	0.10	0.35	0.14	0.52	0.11	0.10	0.61	0.21	0.10
0.68	0.75	0.36	0.90	0.90	0.54	0.90	0.81	0.37	0.90	0.90	0.65	0.90	0.83	0.22	0.58	0.46	0.72	0.46	0.36	0.65	0.11	0.23	0.61	0.90	0.10
0.73	0.83	0.10	0.44	0.32	0.35	0.32	0.83	0.23	0.80	0.43	0.63	0.43	0.84	0.11	0.74	0.57	0.67	0.57	0.20	0.17	0.10	0.32	0.38	0.48	0.10
0.87	0.79	0.27	0.48	0.40	0.28	0.40	0.78	0.50	0.81	0.48	0.59	0.48	0.79	0.40	0.74	0.67	0.62	0.67	0.80	0.37	0.11	0.32	0.61	0.44	0.10
0.54	0.70	0.44	0.65	0.57	0.46	0.57	0.75	0.35	0.85	0.66	0.72	0.66	0.74	0.27	0.90	0.90	0.57	0.90	0.14	0.54	0.10	0.37	0.73	0.60	0.10
0.90	0.76	0.15	0.10	0.16	0.90	0.16	0.81	0.18	0.73	0.32	0.82	0.32	0.79	0.39	0.45	0.33	0.79	0.33	0.32	0.54	0.11	0.50	0.73	0.48	0.10
0.54	0.69	0.55	0.52	0.33	0.57	0.33	0.67	0.88	0.82	0.39	0.74	0.39	0.70	0.39	0.64	0.39	0.85	0.39	0.50	0.10	0.11	0.37	0.49	0.17	0.10
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.16	0.28	0.10	0.22	0.61	0.18	0.10
0.62	0.39	0.33	0.35	0.21	0.72	0.21	0.36	0.65	0.76	0.34	0.70	0.34	0.38	0.10	0.29	0.18	0.90	0.18	0.44	0.20	0.12	0.21	0.61	0.46	0.10
0.29	0.21	0.30	0.18	0.29	0.46	0.29	0.19	0.90	0.78	0.49	0.55	0.49	0.20	0.11	0.10	0.18	0.67	0.18	0.24	0.57	0.12	0.38	0.73	0.49	0.10
0.29	0.33	0.55	0.39	0.18	0.54	0.18	0.29	0.38	0.82	0.31	0.65	0.31	0.31	0.60	0.68	0.38	0.72	0.38	0.24	0.75	0.10	0.42	0.68	0.60	0.10
0.36	0.44	0.74	0.27	0.14	0.28	0.14	0.44	0.78	0.75	0.21	0.57	0.21	0.48	0.11	0.29	0.12	0.81	0.12	0.46	0.29	0.10	0.62	0.73	0.29	0.10
0.37	0.49	0.37	0.18	0.16	0.46	0.16	0.46	0.68	0.69	0.19	0.82	0.19	0.46	0.40	0.13	0.13	0.72	0.13	0.24	0.24	0.12	0.24	0.49	0.23	0.10
0.63	0.55	0.79	0.44	0.20	0.68	0.20	0.53	0.67	0.85	0.39	0.74	0.39	0.54	0.11	0.52	0.21	0.69	0.21	0.20	0.60	0.11	0.16	0.49	0.18	0.10
0.51	0.63	0.65	0.39	0.23	0.10	0.23	0.64	0.88	0.80	0.29	0.47	0.29	0.67	0.64	0.61	0.44	0.43	0.44	0.14	0.37	0.11	0.27	0.44	0.33	0.10
0.54	0.55	0.21	0.52	0.18	0.68	0.18	0.55	0.29	0.78	0.18	0.69	0.18	0.59	0.90	0.68	0.22	0.65	0.22	0.38	0.12	0.10	0.23	0.61	0.20	0.10
0.10	0.10	0.90	0.77	0.56	0.50	0.56	0.10	0.21	0.83	0.41	0.84	0.41	0.10	0.47	0.77	0.62	0.62	0.62	0.14	0.21	0.10	0.21	0.61	0.22	0.10
0.89	0.90	0.68	0.39	0.36	0.46	0.36	0.90	0.46	0.80	0.50	0.69	0.50	0.90	0.40	0.32	0.25	0.76	0.25	0.16	0.28	0.10	0.22	0.61	0.18	0.10
0.55	0.62	0.41	0.31	0.10	0.61	0.10	0.59	0.31	0.70	0.13	0.90	0.13	0.57	0.56	0.42	0.10	0.60	0.10	0.18	0.56	0.11	0.16	0.49	0.28	0.10
0.54	0.70	0.44	0.65	0.57	0.46	0.57	0.75	0.35	0.85	0.66	0.72	0.66	0.74	0.27	0.90	0.90	0.57	0.90	0.16	0.50	0.90	0.90	0.73	0.24	0.26
0.90	0.76	0.15	0.10	0.16	0.90	0.16	0.81	0.18	0.73	0.32	0.82	0.32	0.79	0.39	0.45	0.33	0.79	0.33	0.24	0.85	0.11	0.78	0.73	0.39	0.26
0.54	0.69	0.55	0.52	0.33	0.57	0.33	0.67	0.88	0.82	0.39	0.74	0.39	0.70	0.39	0.64	0.39	0.85	0.39	0.40	0.21	0.11	0.48	0.49	0.25	0.26
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.58	0.27	0.11	0.21	0.61	0.24	0.26

0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.58	0.27	0.11	0.21	0.61	0.24	0.26
0.62	0.39	0.33	0.35	0.21	0.72	0.21	0.36	0.65	0.76	0.34	0.70	0.34	0.38	0.10	0.29	0.18	0.90	0.18	0.60	0.20	0.12	0.21	0.61	0.27	0.26
0.29	0.21	0.30	0.18	0.29	0.46	0.29	0.19	0.90	0.78	0.49	0.55	0.49	0.20	0.11	0.10	0.18	0.67	0.18	0.40	0.59	0.12	0.16	0.61	0.46	0.26
0.29	0.33	0.55	0.39	0.18	0.54	0.18	0.29	0.38	0.82	0.31	0.65	0.31	0.31	0.60	0.68	0.38	0.72	0.38	0.14	0.66	0.11	0.20	0.73	0.36	0.26
0.36	0.44	0.74	0.27	0.14	0.28	0.14	0.44	0.78	0.75	0.21	0.57	0.21	0.48	0.11	0.29	0.12	0.81	0.12	0.10	0.90	0.11	0.39	0.73	0.38	0.26
0.37	0.49	0.37	0.18	0.16	0.46	0.16	0.46	0.68	0.69	0.19	0.82	0.19	0.46	0.40	0.13	0.13	0.72	0.13	0.16	0.36	0.12	0.12	0.61	0.18	0.26
0.51	0.63	0.65	0.39	0.23	0.10	0.23	0.64	0.88	0.80	0.29	0.47	0.29	0.67	0.64	0.61	0.44	0.43	0.44	0.22	0.32	0.11	0.11	0.61	0.10	0.26
0.54	0.55	0.21	0.52	0.18	0.68	0.18	0.55	0.29	0.78	0.18	0.69	0.18	0.59	0.90	0.68	0.22	0.65	0.22	0.78	0.21	0.11	0.33	0.73	0.18	0.26
0.27	0.38	0.63	0.90	0.37	0.61	0.37	0.39	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.38	0.32	0.90	0.48	0.62	0.48	0.32	0.40	0.11	0.16	0.49	0.32	0.26
0.10	0.10	0.90	0.77	0.56	0.50	0.56	0.10	0.21	0.83	0.41	0.84	0.41	0.10	0.47	0.77	0.62	0.62	0.62	0.20	0.22	0.11	0.24	0.61	0.21	0.26
0.89	0.90	0.68	0.39	0.36	0.46	0.36	0.90	0.46	0.80	0.50	0.69	0.50	0.90	0.40	0.32	0.25	0.76	0.25	0.58	0.27	0.11	0.21	0.61	0.24	0.26
0.55	0.62	0.41	0.31	0.10	0.61	0.10	0.59	0.31	0.70	0.13	0.90	0.13	0.57	0.56	0.42	0.10	0.60	0.10	0.30	0.36	0.11	0.42	0.90	0.29	0.26
0.73	0.83	0.10	0.44	0.32	0.35	0.32	0.83	0.23	0.80	0.43	0.63	0.43	0.84	0.11	0.74	0.57	0.67	0.57	0.90	0.68	0.11	0.30	0.38	0.49	0.42
0.54	0.70	0.44	0.65	0.57	0.46	0.57	0.75	0.35	0.85	0.66	0.72	0.66	0.74	0.27	0.90	0.90	0.57	0.90	0.50	0.65	0.11	0.21	0.73	0.56	0.42
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.10	0.37	0.11	0.23	0.49	0.21	0.42
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.10	0.37	0.11	0.23	0.49	0.21	0.42
0.29	0.21	0.30	0.18	0.29	0.46	0.29	0.19	0.90	0.78	0.49	0.55	0.49	0.20	0.11	0.10	0.18	0.67	0.18	0.54	0.32	0.12	0.32	0.81	0.27	0.42
0.29	0.33	0.55	0.39	0.18	0.54	0.18	0.29	0.38	0.82	0.31	0.65	0.31	0.31	0.60	0.68	0.38	0.72	0.38	0.24	0.15	0.11	0.23	0.55	0.51	0.42
0.36	0.44	0.74	0.27	0.14	0.28	0.14	0.44	0.78	0.75	0.21	0.57	0.21	0.48	0.11	0.29	0.12	0.81	0.12	0.26	0.59	0.11	0.25	0.42	0.20	0.42
0.37	0.49	0.37	0.18	0.16	0.46	0.16	0.46	0.68	0.69	0.19	0.82	0.19	0.46	0.40	0.13	0.13	0.72	0.13	0.36	0.12	0.13	0.21	0.66	0.25	0.42
0.63	0.55	0.79	0.44	0.20	0.68	0.20	0.53	0.67	0.85	0.39	0.74	0.39	0.54	0.11	0.52	0.21	0.69	0.21	0.52	0.41	0.11	0.20	0.49	0.21	0.42
0.51	0.63	0.65	0.39	0.23	0.10	0.23	0.64	0.88	0.80	0.29	0.47	0.29	0.67	0.64	0.61	0.44	0.43	0.44	0.20	0.31	0.11	0.21	0.61	0.28	0.42
0.54	0.55	0.21	0.52	0.18	0.68	0.18	0.55	0.29	0.78	0.18	0.69	0.18	0.59	0.90	0.68	0.22	0.65	0.22	0.22	0.18	0.11	0.26	0.55	0.20	0.42
0.10	0.10	0.90	0.77	0.56	0.50	0.56	0.10	0.21	0.83	0.41	0.84	0.41	0.10	0.47	0.77	0.62	0.62	0.62	0.14	0.47	0.11	0.21	0.55	0.19	0.42
0.89	0.90	0.68	0.39	0.36	0.46	0.36	0.90	0.46	0.80	0.50	0.69	0.50	0.90	0.40	0.32	0.25	0.76	0.25	0.10	0.37	0.11	0.23	0.49	0.21	0.42
0.55	0.62	0.41	0.31	0.10	0.61	0.10	0.59	0.31	0.70	0.13	0.90	0.13	0.57	0.56	0.42	0.10	0.60	0.10	0.28	0.44	0.12	0.20	0.49	0.24	0.42
0.73	0.83	0.10	0.44	0.32	0.35	0.32	0.83	0.23	0.80	0.43	0.63	0.43	0.84	0.11	0.74	0.57	0.67	0.57	0.70	0.57	0.11	0.12	0.38	0.49	0.58

0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.18	0.18	0.12	0.21	0.49	0.18	0.58
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.18	0.18	0.12	0.21	0.49	0.18	0.58
0.29	0.33	0.55	0.39	0.18	0.54	0.18	0.29	0.38	0.82	0.31	0.65	0.31	0.31	0.60	0.68	0.38	0.72	0.38	0.16	0.21	0.11	0.43	0.73	0.24	0.58
0.36	0.44	0.74	0.27	0.14	0.28	0.14	0.44	0.78	0.75	0.21	0.57	0.21	0.48	0.11	0.29	0.12	0.81	0.12	0.34	0.57	0.11	0.45	0.10	0.21	0.58
0.63	0.55	0.79	0.44	0.20	0.68	0.20	0.53	0.67	0.85	0.39	0.74	0.39	0.54	0.11	0.52	0.21	0.69	0.21	0.32	0.58	0.12	0.19	0.61	0.22	0.58
0.51	0.63	0.65	0.39	0.23	0.10	0.23	0.64	0.88	0.80	0.29	0.47	0.29	0.67	0.64	0.61	0.44	0.43	0.44	0.16	0.55	0.11	0.33	0.61	0.33	0.58
0.54	0.55	0.21	0.52	0.18	0.68	0.18	0.55	0.29	0.78	0.18	0.69	0.18	0.59	0.90	0.68	0.22	0.65	0.22	0.42	0.25	0.11	0.14	0.55	0.23	0.58
0.10	0.10	0.90	0.77	0.56	0.50	0.56	0.10	0.21	0.83	0.41	0.84	0.41	0.10	0.47	0.77	0.62	0.62	0.62	0.20	0.42	0.11	0.16	0.49	0.19	0.58
0.89	0.90	0.68	0.39	0.36	0.46	0.36	0.90	0.46	0.80	0.50	0.69	0.50	0.90	0.40	0.32	0.25	0.76	0.25	0.18	0.18	0.12	0.21	0.49	0.18	0.58
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.20	0.35	0.12	0.34	0.49	0.21	0.74
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.20	0.35	0.12	0.34	0.49	0.21	0.74
0.29	0.33	0.55	0.39	0.18	0.54	0.18	0.29	0.38	0.82	0.31	0.65	0.31	0.31	0.60	0.68	0.38	0.72	0.38	0.20	0.62	0.11	0.52	0.69	0.28	0.74
0.36	0.44	0.74	0.27	0.14	0.28	0.14	0.44	0.78	0.75	0.21	0.57	0.21	0.48	0.11	0.29	0.12	0.81	0.12	0.40	0.69	0.12	0.17	0.49	0.24	0.74
0.51	0.63	0.65	0.39	0.23	0.10	0.23	0.64	0.88	0.80	0.29	0.47	0.29	0.67	0.64	0.61	0.44	0.43	0.44	0.22	0.64	0.12	0.31	0.61	0.25	0.74
0.54	0.55	0.21	0.52	0.18	0.68	0.18	0.55	0.29	0.78	0.18	0.69	0.18	0.59	0.90	0.68	0.22	0.65	0.22	0.32	0.42	0.12	0.12	0.38	0.19	0.74
0.89	0.90	0.68	0.39	0.36	0.46	0.36	0.90	0.46	0.80	0.50	0.69	0.50	0.90	0.40	0.32	0.25	0.76	0.25	0.20	0.35	0.12	0.34	0.49	0.21	0.74
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.26	0.35	0.12	0.24	0.61	0.27	0.90
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.26	0.35	0.12	0.24	0.61	0.27	0.90
0.29	0.33	0.55	0.39	0.18	0.54	0.18	0.29	0.38	0.82	0.31	0.65	0.31	0.31	0.60	0.68	0.38	0.72	0.38	0.20	0.28	0.12	0.67	0.73	0.41	0.90
0.54	0.55	0.21	0.52	0.18	0.68	0.18	0.55	0.29	0.78	0.18	0.69	0.18	0.59	0.90	0.68	0.22	0.65	0.22	0.14	0.38	0.12	0.27	0.61	0.19	0.90
0.28	0.34	0.29	0.18	0.12	0.57	0.12	0.28	0.76	0.76	0.25	0.70	0.25	0.30	0.47	0.68	0.39	0.71	0.39	0.16	0.28	0.10	0.22	0.61	0.18	0.10
0.73	0.83	0.10	0.44	0.32	0.35	0.32	0.83	0.23	0.80	0.43	0.63	0.43	0.84	0.11	0.74	0.57	0.67	0.57	0.20	0.37	0.10	0.27	0.38	0.29	0.26
0.63	0.55	0.79	0.44	0.20	0.68	0.20	0.53	0.67	0.85	0.39	0.74	0.39	0.54	0.11	0.52	0.21	0.69	0.21	0.30	0.15	0.11	0.31	0.19	0.13	0.26
0.54	0.69	0.55	0.52	0.33	0.57	0.33	0.67	0.88	0.82	0.39	0.74	0.39	0.70	0.39	0.64	0.39	0.85	0.39	0.60	0.33	0.12	0.38	0.49	0.24	0.42
0.89	0.90	0.68	0.39	0.36	0.46	0.36	0.90	0.46	0.80	0.50	0.69	0.50	0.90	0.40	0.32	0.25	0.76	0.25	0.26	0.35	0.12	0.24	0.61	0.27	0.90