



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTA DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**METODOLOGÍA POR EL ACOPLAMIENTO DE
TABLAS HIDRÁULICAS A UN MODELO DE
SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

REPORTE
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ISRAEL HERNÁNDEZ MEZA



ING. OSCAR OSORIO PERALTA
AVAL

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA

2012

ÍNDICE

RESUMEN

OBJETIVO

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN	01
--------------	----

CAPITULO 2

CONCEPTOS RELACIONADOS	02
------------------------	----

2.1 Simulación numérica	02
2.1.1 Objetivo	02
2.1.2 Planeación de un estudio	02
2.2 Análisis nodal del sistema	05
2.3 Índice de productividad	07
2.4 Tabla hidráulica	09
2.4.1 Construcción de una tabla hidráulica tipo utilizando un software comercial	09
2.4.1.1 Datos de entrada para la tubería	10
2.4.1.2 Datos de entrada para los fluidos	11
2.4.1.3 Correlaciones a utilizarse	11
2.4.1.4 Cálculo del gradiente de presión	12
2.4.2 Objetivo de la construcción de una tabla hidráulica	12

CAPITULO 3

DESARROLLO

3.1 Recopilación de información	15
3.2 Revisión de la información	16
3.2.1 Información PVT	17
3.2.2 Validación del PVT	17
3.2.3 Ajuste de la ecuación de estado mediante software comercial	18
3.3 Construcción de bases de datos	20
3.4 Análisis de la información	21
3.5 Resultados del análisis de la información	21
2.5.1 Generación de grupos de pozos	23
3.5.2 Acoplamiento de tablas hidráulicas al modelo de simulación	31
3.6 Procedimiento para la revisión de las tablas hidráulicas	35
3.6.1 Pronósticos de producción	36
3.7 Asignación de las tablas de comportamiento hidráulico para pozos nuevos	39

CONCLUSIONES	41
RECOMENDACIONES	42
BIBLIOGRAFÍA	43
APENDICE A	44
APENDICE B	47

METODOLOGÍA PARA EL ACOPLAMIENTO DE TABLAS HIDRÁULICAS A UN MODELO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Objetivo

Realizar la actualización de las tablas de comportamiento hidráulico en pozos cuyo sistema artificial sea bombeo neumático para el modelo de simulación numérica con el fin de realizar el análisis de escenarios de explotación que permitan maximizar la recuperación de hidrocarburos considerando la dinámica de flujo a nivel de pozo, del yacimiento a boca de pozo.

Resumen

En el presente trabajo se describe el procedimiento que se siguió para generación de grupos de pozos para tener tablas hidráulicas tipo que serán utilizadas en el modelo de simulación.

La generación de grupos de pozos consistió en una primera etapa en recopilar la información relacionada con la dinámica del yacimiento para lo cual se generó una base de datos con la finalidad de realizar el análisis de la información mediante una serie de gráficos en los cuales se pudieron definir tendencias en la información contenida en la base de datos, con base a las tendencias observadas se propusieron grupos de pozos, los cuales tienen características similares tanto en rangos de gastos de aceite, inyección de gas BN, relación gas aceite, corte de agua, presiones en cabeza. Una vez que se tienen identificados y agrupados los pozos de acuerdo a los parámetros antes mencionados se selecciona un pozo representativo de cada grupo el cual tendrá una tabla hidráulica tipo la cual será la que represente al conjunto de pozos al que pertenezca, por lo que se tendrá una tabla hidráulica tipo por cada grupo de pozos definido.

Con la definición de los grupos de pozos y las tablas hidráulicas el siguiente paso es la de acoplar las tablas al modelo de simulación, esto como una primera etapa

de revisión, para saber el comportamiento que estarían teniendo los pozos con las tablas asignadas y si están representando el comportamiento de los pozos de cada grupo, de no ser así se tendrían que realizar cambios de acuerdo a cada caso.

Revisadas las tablas, estas serán utilizadas en los diferentes escenarios de explotación con el fin de tener alternativas que permitan maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos en los yacimientos.

Una de las ventajas que tiene la de realizar este tipo de análisis es la reducción del número de tablas hidráulicas a utilizar en un modelo de simulación lo que permitiría reducir los tiempos de computo que son muy importantes, también permite realizar el análisis de información.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Para predecir el comportamiento de presión y producción de un yacimiento y maximizar la recuperación de hidrocarburos a partir del planteamiento de alternativas de explotación, es prioritario considerar el sistema en conjunto; desde el flujo de fluidos en el yacimiento hasta el manejo de la producción en superficie, pasando por la tubería de producción en el pozo; por lo que en esta etapa, en la que el objetivo es analizar diferentes alternativas de explotación, se trabajó en el análisis y acoplamiento de tablas de comportamiento hidráulico de pozos al modelo de simulación.

Uno de los componentes más importantes de un sistema integral de producción es el yacimiento. En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10% a 30 % del total. En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($p_s - p_{wf}$). La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

Por lo cual es de suma importancia contar con una herramienta que nos permita modelarla la dinámica del flujo de los fluidos desde la cara de la formación hasta la superficie, considerando la capacidad de las instalaciones superficiales y las condiciones de producción de los pozos, esto se logra con las tablas de comportamiento hidráulico.

CAPÍTULO 2

CONCEPTOS RELACIONADOS**2.1 Simulación numérica**

La ingeniería de yacimientos tiene como objetivos fundamentales la estimación de los hidrocarburos originales, la determinación de las reservas y la predicción del comportamiento de los yacimientos, para lo cual se apoya de la simulación numérica la cual es una disciplina de suma importancia en la ingeniería de yacimientos petroleros. Su potencial como herramienta de trabajo es enorme, puesto que con ella es posible predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes esquemas de explotación y por lo tanto incrementar la recuperación de hidrocarburos, de esta manera se puede definir a la simulación numérica de yacimientos como el estudio del flujo multifásico de fluidos y sus cambios de fase a través de un yacimiento.

2.1.1 Objetivo

Es la construcción de un modelo que permita reproducir el comportamiento de presión y producción de los fluidos presentes en el yacimiento, con la finalidad de poder analizar los diferentes esquemas de explotación que permitirán tomar decisiones para la recuperación de hidrocarburos.

2.1.2 Planeación de un estudio de simulación numérica

El procedimiento que se sigue en una simulación numérica de yacimientos depende de muchos factores a continuación se muestra una serie de pasos que pueden aplicarse.

Un estudio de simulación integra lo siguiente: geología, petrofísica, perforación, producción, ingeniería de yacimientos, instalaciones superficiales. Por lo tanto se necesita una considerable cantidad de información para predecir el comportamiento del yacimiento. La FIGURA 2.1 muestra esquemáticamente la planeación de un estudio de simulación.



FIGURA 2.1 Esquema de Planeación de un estudio de simulación

La importancia de la simulación de yacimientos, y por tanto de un modelo numérico de yacimientos, radica en su papel dentro de la administración de un yacimiento.

Un aspecto muy significativo en la simulación es acoplar el comportamiento que tienen los fluidos dentro del yacimiento, al que presentan a lo largo de las tuberías de producción por lo que es de suma importancia para el caso de los escenarios de predicción contar con una herramienta que nos permita modelar el flujo de

fluidos desde la zona productora a través del pozo y hasta la superficie, en simulación numérica de yacimientos esto se logra a través del acoplamiento de tablas de comportamiento hidráulico de pozos . Antes de iniciar con la descripción de la construcción de los grupos de pozos para generar tablas hidráulicas tipo se dará una breve explicación sobre las bases para la obtención de una curva de afluencia (tabla hidráulica), la cual representa una parte del sistema de producción como lo es el pozo y su relación con el yacimiento a través de la presión de fondo fluyendo, la cual es el reflejo de las características del yacimiento.

Al pasar los fluidos del yacimiento a través de tubería de producción se consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos desde el yacimiento hasta la superficie. La caída de presión a través de la longitud del pozo es igual a la suma de las caídas de presión por elevación (ΔP_h), las caídas de presión por fricción (ΔP_f) y las caídas de presión por aceleración (ΔP_a), como se observa en la ecuación 2.1:

$$\Delta P = \Delta P_h + \Delta P_f + \Delta P_a . \quad (2.1)$$

Un primer esquema de solución es que a partir de una presión en la cabeza y un gasto conocidos se supone un valor de presión de fondo (P_{wf}), se calculan las caídas de presión por fricción, elevación y aceleración, y se obtiene un valor de presión de fondo (calculado). Este valor de presión de fondo calculado se compara con el supuesto, y si es diferente (dentro de un rango de error) se supone otro valor de P_{wf} y se repite el procedimiento

Un segundo esquema de solución es similar al anterior sólo que en sentido inverso, ya que ahora se parte de una P_{wf} y un Q_o y se supone un valor de presión en cabeza (P_{th}), se calculan las caídas de presión por fricción, elevación y aceleración, y se obtiene un valor de presión en la cabeza (calculado). Este valor de presión calculado se compara con el supuesto, y si es diferente (dentro de un rango de error) se supone otro valor de P_{th} y se repite el procedimiento.

En seguida se describen los factores de mayor relevancia en la generación, análisis y acoplamiento de tablas hidráulicas

2.2 Análisis Nodal del Sistema

El análisis nodal es una herramienta en la ingeniería petrolera muy importante ya que toma en cuenta para sus cálculos todos los elementos del sistema, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular las caídas de presión, así como el gasto de los fluidos producidos y de esta manera poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento, así como de predecir el comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

El procedimiento de análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades cada vez mayores de energéticos, en el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndose en tres componentes básicos que son:

- 1.- Flujo a través de un medio poroso (yacimiento).
- 2.- Flujo a través de la tubería vertical (aparejo de producción).
- 3.- Flujo a través de la tubería horizontal (línea de descarga).

En la FIGURA 2.2 se presenta un sistema de producción en el cual se puede observar las caídas de presión que existen en los componentes básicos del sistema de producción.

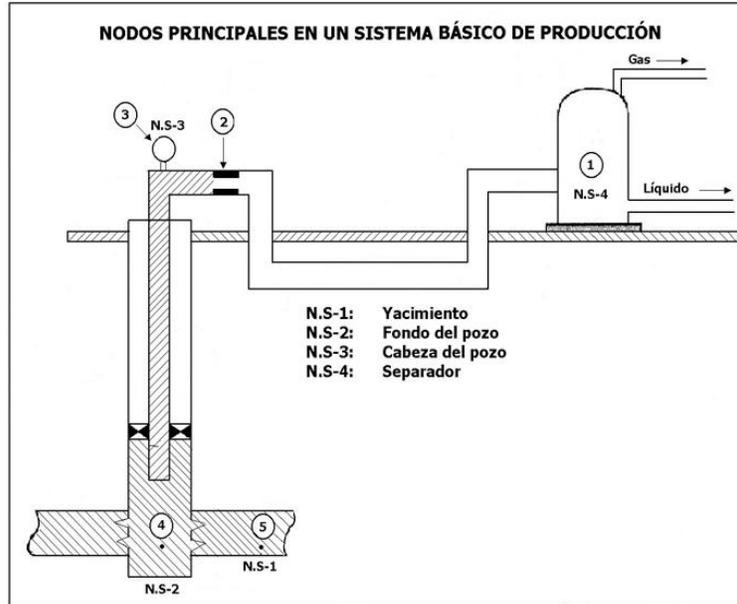


FIGURA 2.2 Caídas de presión en un sistema básico de producción

Los Objetivos de realizar un análisis nodal son los siguientes:

- a) Predecir el comportamiento del flujo con las condiciones actuales.
- b) Predecir el comportamiento del flujo al variar los parámetros en algún nodo del sistema.
- c) Tomar decisiones para optimizar las condiciones de flujo, en base a parámetros de volumen de producción, gastos críticos y parámetros económicos.

Deberá de cumplir con las siguientes condiciones para poder realizar un análisis:

1. Siempre debe conocerse o suponerse la presión en el inicio y al final del sistema.
2. En el nodo de solución, las condiciones de presión y o gasto deben ser idénticos para cada subsistema analizado.
3. Los nodos de solución pueden ser los extremos de todo el sistema, o bien, los puntos de unión.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema. Entonces, variando los gastos y empleando el método y las correlaciones de flujo multifásico, que se consideren adecuadas dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

La elección del nodo solución para pozos fluyentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar, esto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto el resultado es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción. Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- a) Características del yacimiento.
- b) Características de la tubería de producción.
- c) Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- d) Porcentaje de agua producido.
- e) Relación gas-líquido.
- f) Características de los fluidos.
- g) Temperatura.

2.3 Índice de productividad

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le impusiera

el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, estado actual de depresionamiento, saturaciones de fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y características en la tubería de producción (T.P), permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

En la FIGURA 2.3 se muestran las curvas típicas que representan el comportamiento del flujo en el yacimiento. En la línea A la tendencia es una línea recta que se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación. A presiones de fondo fluyendo menores a la p_b el comportamiento sigue la tendencia de la línea B al depresionarse el yacimiento puede esperarse un comportamiento como el de las líneas C y D.

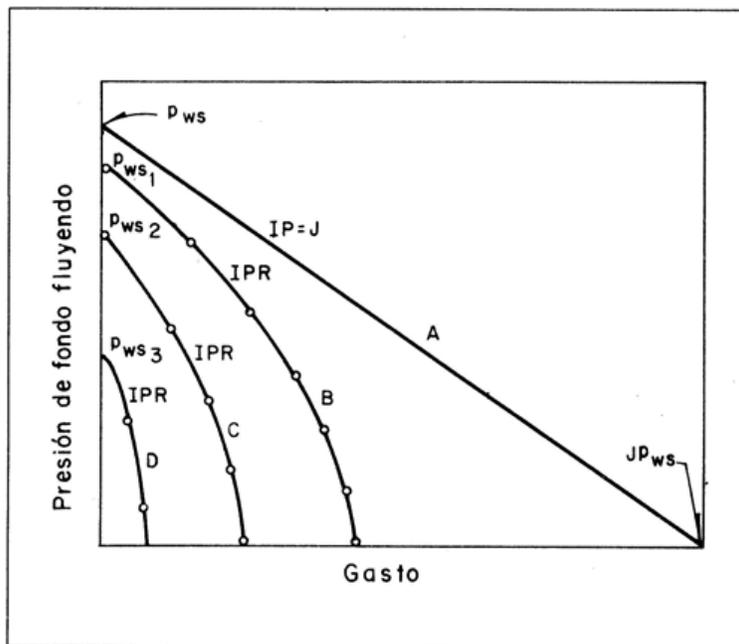


FIGURA 2.3 Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

2.4 Tabla hidráulica

Durante la simulación de un yacimiento se resuelven una serie de ecuaciones que permiten modelar el flujo de los fluidos en el yacimiento, lo que implica la realización de muchos cálculos para determinar la caída de presión celda por celda del modelo del yacimiento.

Para evitar que el simulador realice cálculos adicionales a lo largo del pozo se emplean las tablas hidráulicas para determinar las condiciones de presión en la cabeza o en el fondo de cada uno de los pozos.

Una tabla hidráulica es una manera de representar la relación existente entre la presión de la cabeza y la presión en el fondo del pozo de una manera simplificada, por lo que agrega al modelo de simulación de un yacimiento la dinámica del flujo desde la cara de la formación hasta la superficie, considerando la capacidad de las instalaciones superficiales y las condiciones de producción del pozo dadas por el comportamiento del yacimiento, por lo que los escenarios de predicción son más realistas y representativos para la toma de decisiones.

Esta información es usada por el simulador para realizar cálculos que involucran a la presión en la cabeza o en el fondo del pozo, los simuladores interpolan estas tablas a las condiciones de flujo presentes en el pozo.

2.4.1 Construcción de una tabla hidráulica utilizando un simulador comercial

A continuación se presentara una explicación de manera general de cuáles son los pasos a seguir y qué tipo de información se requieren para la construcción de una tabla hidráulica mediante un software comercial.

A través de una serie de módulos gráficos el simulador permite introducir la información necesaria para poder construir una tabla hidráulica, a continuación se muestra en la FIGURA 2.4 el modulo que pide la información necesaria para la construcción de una tabla

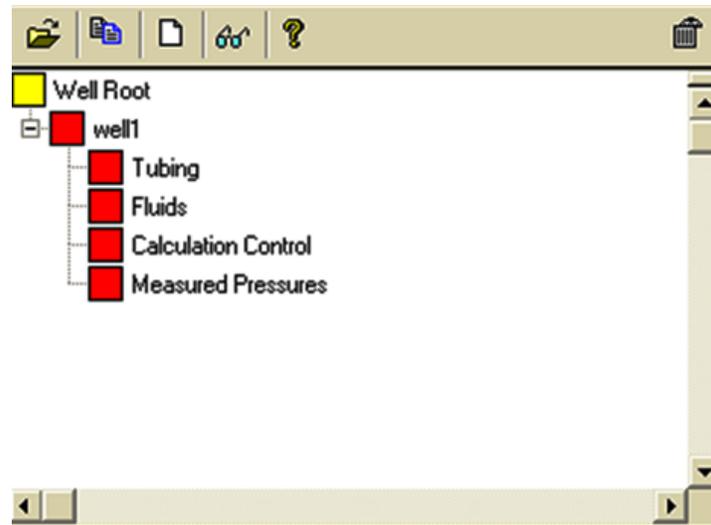


FIGURA 2.4 Árbol de datos de entrada para la construcción de una tabla hidráulica
 Como se observa en la figura básicamente esta se divide en cuatro partes que son:

- a) La información relacionada con la tubería.
- b) La información relacionada con los fluidos
- c) Las correlaciones a utilizarse
- d) El cálculo del gradiente de presión

2.4.1.1 Datos de entrada para la tubería

En esta sección los datos de entrada el paquete pide información relacionada con el estado mecánico del pozo (profundidad del pozo y desviación, diámetro de la tubería, rugosidad), como se muestra en la FIGURA 2.5.

Length (ft)	TVD (ft)	Roughness (in.)	Tubing dia. (in.)
0	-150	0.0006	4
10150	10000		
15000	14500		
20000	18750		

FIGURA 2.5 Datos de entrada para la tubería

Así mismo en el pozo se puede especificar algún tipo de sistema artificial a utilizar dependiendo del sistema a usar son los datos requeridos

2.4.1.2 Datos de entrada para la los fluidos

Se especifica el tipo de fluido que se va a manejar en el pozo, ya sea aceite negro o composicional, y se le proporciona la información necesaria al paquete. los datos que se deberán proporcionar son las propiedades de los fluidos tales como las densidades, grados API para el caso del aceite y las densidades relativas del gas y del agua, como se muestra en la FIGURA 2.6.

Así mismo se piden las condiciones estándar de presión y temperatura.

Oil Properties	Gas Properties	Water Properties
Oil Surface Density	50.02606	lb/ft ³
or Gravity	45	API
Oil Properties	Gas Properties	Water Properties
Gas Surface Density	0.053452	lb/ft ³
or Specific Gravity	0.7	
Oil Properties	Gas Properties	Water Properties
Water Surface Density	62.4	lb/ft ³
or Specific Gravity	1	

FIGURA 2.6 Datos de entrada para los fluidos

2.4.1.3 Correlaciones a utilizarse

En esta sección se especifica qué tipo de correlación se va a utilizar y sobre que longitud de la tubería, las correlaciones disponibles son las siguientes:

- Aziz, Govier and Fogarasi
- Orkiszewski
- Hagedorn and Brown
- Beggs and Brill
- Mukherjee and Brill

- Gray
- Petalas and Aziz

2.4.1.4 Cálculo del gradiente de presión

Para hacer el ajuste del gradiente de presión se deberán introducir información de mediciones de campo, en esta parte se piden datos como gastos de aceite, flujo fraccional de agua, presiones en cabeza, presiones de fondo etc.

Con la información antes mencionada el simulador realiza el ajuste del gradiente de presión del pozo, para poder hacer este ajuste primero el simulador calcula la presión de fondo para los valores de factor de fricción, colgamiento, resbalamiento, etc. el paquete puede determinar los valores óptimos de los factores de ajuste (fricción, colgamiento, etc.), Una vez que se logró calibrar el gradiente de presión del pozo se procede a crear las tablas hidráulicas para lo cual se requiere plantear los rangos de valores para P_{th} , RGA, Q_o y %Agua presentes en el yacimiento.

2.4.2 Objetivo de la construcción de una tabla hidráulica tipo

Simplificar el número de tablas que se utilizan actualmente en el modelo de simulación para los campos X-Y-Z. Así mismo que dichas tablas representen el comportamiento hidráulico global de varios pozos durante la simulación del yacimiento.

En el caso específico de los campo X-Y-Z, el modelo de simulación fue actualizado al 01 de julio de 2011, fecha en la cual se iniciarían las predicciones y por ende el acoplamiento de las tablas de comportamiento hidráulico de pozos, en esta fecha el Campo produce con un total de 4 pozos fluyentes, 133 pozos con sistema artificial de Bombeo Neumático, 1 pozos con Bombeo Electro Centrífugo y 7 pozos inyectores.

TABLA 2.1 Pozos productores del Campo X-Y-Z BTPKS

CAMPO	POZOS CON BN	POZOS FLUYENTES	POZOS CON BEC
X	44	1	0
Y	43	0	0
Z	46	0	1

TABLA 2.2 Pozos inyectores del Campo X-Y-Z BTPKS

POZO	YACIMIENTO	FECHA DE INICIO DE INY
X-1INY	X	01/07/2007
X-2INY	X	01/12/2006
X-3INY	X	01/03/2007
Y-1INY	Y	01/01/2009
Y-2INY	Y	02/07/2011
Z-1INY	Z	01/10/2008
Z-2INY	Z	01/07/2007

Dado el número de pozos se evaluó la posibilidad de realizar grupos de pozos para reducir el número de tablas hidráulicas acopladas en el modelo de simulación. En este reporte se presenta el procedimiento seguido para la generación de grupos de pozos con la finalidad de contar con tablas hidráulicas tipo. Inicialmente este trabajo consistió en la generación de grupos de pozos que cuenten con características similares de presión y producción, partiendo de esta información se busca asignar un pozo representativo de cada grupo, para la generación de la tabla.

El proceso que se siguió para la obtención de tablas hidráulicas tipo se resume en la FIGURA 2.7.

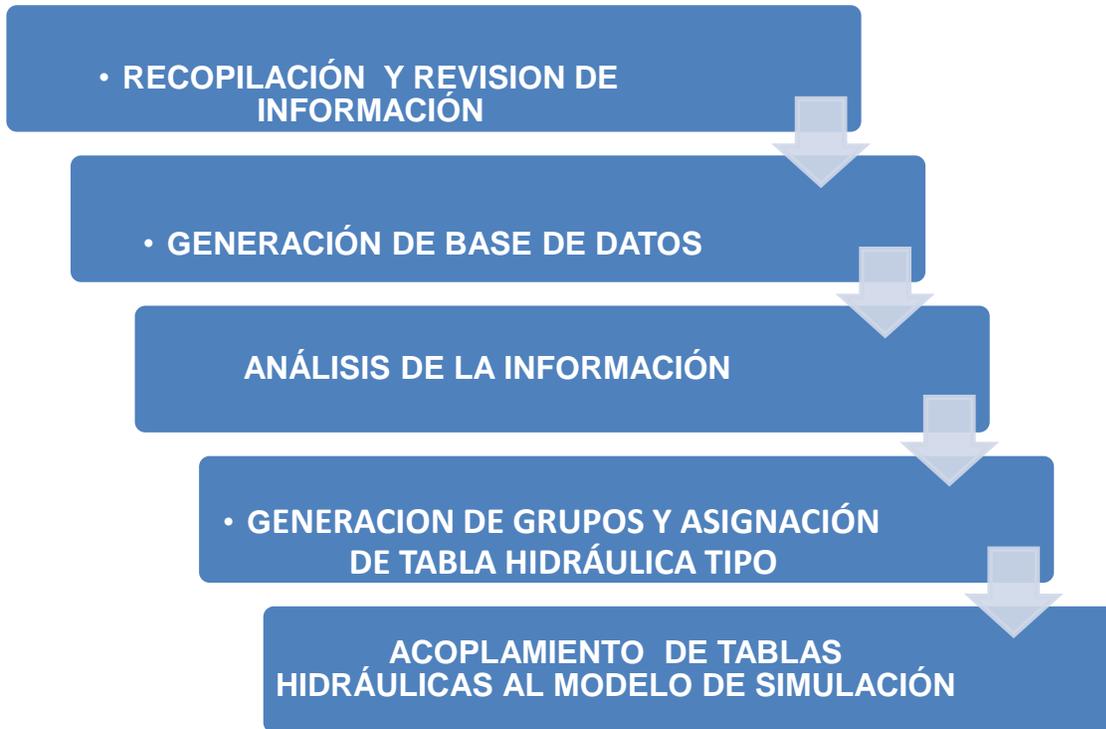


FIGURA 2.7 Proceso y manejo de la información

En seguida se presenta mayor detalle de la metodología y consideraciones tomadas para llevar a cabo el acoplamiento de tablas de comportamiento hidráulico de pozos al modelo de simulación del Campo X-Y-Z productores en las formaciones Brecha del Paleoceno y Cretácico.

CAPÍTULO 3

DESARROLLO

3.1 Recopilación de información

En una primera etapa se recopiló la información general de las características para todos los pozos de los campos X-Y-Z, esta información considera estados mecánicos de los pozos, aforos, eventos de los pozos, registro de presiones en cabeza, producciones, pozos invadidos de agua y gas, identificación de la condición de producción de los pozos productores; fluyentes, sistemas artificial, puntos de inyección y gastos de inyección para pozos con bombeo neumático, etc. En la TABLA 3.1 se presenta un resumen de la información recopilada de los campos X-Y-Z.

TABLA 3.1 Información recopilada de los pozos del Campo X-Y-Z BTPKS

INFORMACIÓN RECOPIADA	
1	ESTADOS MECÁNICO
2	AFOROS
3	INTERVENCIONES
4	REGISTRO DE PRESIONES
5	REPORTE DE PRODUCCIONES
6	POZOS INVADIDOS DE AGUA
7	POZOS INVADIDOS DE GAS
8	PUNTOS DE INYECCION DE BN
9	REPORTES PVT

Se contó con información de 131 pozos productores @ 01 de julio de 2011, de los cuales 123 tienen estados mecánicos, se identificó 1 pozo fluyente y 130 con sistemas artificial de bombeo neumático.

3.2 Revisión de la información.

Una vez que la información ha sido recopilada debe ser revisada y organizada, ya que es demasiada y de diversos ámbitos y por lo regular no está lista para ser utilizada de inmediato. Al revisar la información disponible casi siempre se revelan huecos e inconsistencias que necesitan ser resueltas esto puede ocasionar un mayor análisis y esfuerzo por lo que en esta etapa lo que se realizó es la revisión de manera cuidadosa y se acondicionó la información para poder ser utilizada en el análisis de la misma. Una vez recopilada la información se realizó una revisión de los registros de presiones por pozos en este caso se tenían las presiones registradas por día para lo que se calculó un promedio para obtener un valor puntual de presión para cada pozo.

En las TABLAS A.1, A.2 y A.3, del apéndice A, se muestran los pozos productores para los campos X-Y-Z así como la información disponible para cada uno de ellos, además se indica con que tipo de información dispone cada uno de estos pozos, como: sus estados mecánicos, el tipo de sistema artificial y registro de presión por pozo.

3.2.1 Información PVT

Para los casos de los campos X,Y,Z el ajuste de la ecuación de estado se realizo mediante un simulador comercial el cual permite realizar el ajuste de la ecuación de estado, a continuación se presenta de manera general los pasos que se siguen para la validación de los PVT y el ajuste de la ecuación de estado.

La necesidad de conocer el comportamiento de los fluidos en el yacimiento es de suma importancia, ya que de ello depende el éxito de su explotación, una de las formas de poder saber esto, es mediante los análisis PVT, los cuales nos dan una idea amplia del comportamiento volumétrico y composicional del fluido en función de la presión y la temperatura del yacimiento, para poder representar el comportamiento de los fluidos en el modelo de simulación es necesario tener una ecuación de estado que nos represente el comportamiento de nuestros fluidos. Pero antes de realizar el ajuste de la ecuación de estado se tiene que validar la información PVT recopilada con el objeto de verificar que los datos reportados en los análisis PVT sean consistentes y representativos del yacimiento.

3.2.2 Validación del PVT

Las pruebas comúnmente usadas para verificar la validez del PVT son las siguientes:

1. Temperatura de la prueba

Verificar que la temperatura del estudio de PVT sea igual a la temperatura estática del yacimiento.

2. Prueba de densidad

En esta prueba, se compara la densidad del aceite saturado con gas a la presión de burbujeo obtenida en la liberación diferencial con la densidad calculada a partir de los datos de la prueba de separador.

3. Prueba de la linealidad de la función "Y"

Esta prueba consiste en tomar los datos de presión y volumen relativo del estudio a masa constante a partir de la presión de saturación y graficar dichos puntos. De

esta forma comprobar la linealidad de la función Y. Con el fin de determinar si la presión de burbujeo ha sido medida adecuadamente.

4. Prueba de balance de materiales

En esta prueba, se compara si la relación de solubilidad (R_s) del gas en el aceite, reportada de la liberación diferencial es igual a la calculada con Balance de materia empleando los valores de Factor de volumen del aceite (B_o), Densidad del aceite (ρ), y gravedad específica del gas (γ_g). El gas liberado en cada caída de presión, se le determina en el laboratorio la gravedad específica. Por lo tanto, se puede calcular el volumen de gas en solución para una determinada presión.

5. Prueba de la desigualdad.

Esta prueba mide la consistencia de los datos de la prueba diferencial para el cálculo de la compresibilidad del aceite por debajo de la presión de burbujeo.

6. Revisión de las propiedades volumétrica del yacimiento.

Mediante graficas y tendencias de las cuales se toman rangos de comportamiento concordante a los cambio de presión y temperatura que se tiene en la historia de producción.

3.2.3 Ajuste de la ecuación de estado mediante software comercial

Una vez que la información PVT se ha validado el siguiente paso es el ajuste de la ecuación de estado, para reproducir el comportamiento PVT reportado por el laboratorio, se ajustan las propiedades críticas de los pseudo componentes considerados en la mezcla.

La información requerida para iniciar la caracterización PVT.

- Composición del fluido original.

- Densidad de la fracción pesada.
- Peso molecular de la fracción pesada.

La caracterización se basa en el ajuste de propiedades volumétricas en el siguiente orden de importancia, basados en la confiabilidad en la medición de laboratorio, en el proceso de regresión se asigna un peso a cada variable.

Con las observaciones realizadas a los datos experimentales en las pruebas PVT, se realiza la captura de la información básica dentro del software comercial para la caracterización de fluidos. Describiéndose los pasos a seguir

- 1) Se captura la composición del fluido original del yacimiento contenido en el reporte pVT, junto con la caracterización del C7+.
- 2) Se cargan los experimentos de presión de saturación, Expansión a Masa Constante (CCE), Liberación diferencial (DL) y se ingresan los datos medidos de laboratorio dentro de estos experimentos
- 3) Una vez que se cargaron los experimentos se realizan las comparaciones de los datos de laboratorio con los calculados por el simulador.

Durante el proceso de regresión es importante ajustar las variables de los experimentos realizados a las muestras de fluidos, dando mayor peso a las siguientes variables: Presión de Saturación (P.sat), Factor Volumétrico del Aceite (B_o), Relación Gas-Aceite (R_s) y Densidad del Aceite (ρ_o).

Una vez que se obtuvo la caracterización de la mezcla de hidrocarburos se generan diferentes agrupamientos, dependiendo de los requerimientos del modelo de simulación numérica de yacimientos. Una vez generados los agrupamientos, no se realiza ningún tipo de ajuste adicional a la ecuación de estado.

3.3 Construcción de bases de datos

Una vez recopilada la información se realizó la construcción de una base de datos para el análisis de la información de los pozos de cada campo (X-Y-Z). Los datos que integran esta base son; nombre del pozo, cima y base de los intervalos productores en metros verticales bajo nivel del mar (mvbnm), diámetro de la última TR de explotación, nivel medio de los disparos (NMD), profundidad de empacador, profundidad del punto de inyección de BN, diámetro del aparejo de producción, tipo de sistema artificial, presión en cabeza, gasto de inyección de BN, relación gas aceite, flujo fraccional de agua. Una vez conformada dicha base de datos lo que se hizo fue la depuración de la información con ayuda de los aforos de los pozos con la finalidad de detectar aquellos pozos que se encuentran cerrados por alto porcentaje de agua o por alta relación gas aceite esto para poder realizar el análisis de la información de pozos que actualmente están operando.

Un ejemplo de la información concentrada se presenta en las TABLAS B.1, B.2 y B.3, del apéndice B, de los campos X-Y-Z.

Para la construcción de la base de datos mostrada en la figuras 7, 8 y 9 se utilizó la información recabada antes mencionada, de los estados mecánicos se obtuvo el diámetro de la TR, profundidad del empacador y diámetro del aparejo de producción, del archivo de intervenciones de los pozos se obtuvo las cimas y bases de los intervalos disparados así como el nivel medio de disparos, del registro de presiones como se mencionó anteriormente se obtuvieron las presiones promedio para cada uno de los pozos, del reporte de producciones se obtuvieron los gastos de aceite y la producción de agua, los aforos se utilizaron para identificar aquellos pozos que tienen un incremento tanto en la producción de agua como la de RGA esto con la finalidad de identificar aquellos pozos que tienen valores altos de RGA y agua para no incluirlos en el análisis de la información. De el archivo del los puntos operantes se obtuvieron las profundidades de inyección de gas BN. esto se realizó para los campos X-Y-Z.

En la información de aforos y producción de los pozos se observa un incremento en la producción de agua en el campo por el avance del contacto agua-aceite. Por lo que en el análisis de la información para la generación y uso de tablas de

comportamiento hidráulico será un factor importante para la definición de grupos de pozos.

3.4 Análisis de la información

Una vez integrada la información en la base de datos de los campos X-Y-Z, para el análisis se generaron diferentes gráficos de los parámetros que intervienen en alguna medida en el comportamiento del flujo de fluidos a nivel de pozo y que se consideraron en la base de datos, con la finalidad de encontrar tendencias entre los parámetros considerados por pozo y que permitieran agrupar los pozos de acuerdo a sus características de gastos de aceite, diámetro del aparejo de producción, inyección de BN, presión en cabeza, entre otros parámetros que se analizaron.

3.5 Resultados del análisis

Como resultado de la generación de los gráficos antes mencionados se presentan En la FIGURA 3.1, 3.2 Y 3.3 los gráficos para el campo X-Y-Z respectivamente. Las zonas marcadas en color representan las diferentes tendencias que se definen al realizar este tipo de gráficos, por lo que definidas estas tendencias el siguiente paso fue la de realizar gráficos por separado de los pozos que tienen condiciones similares.

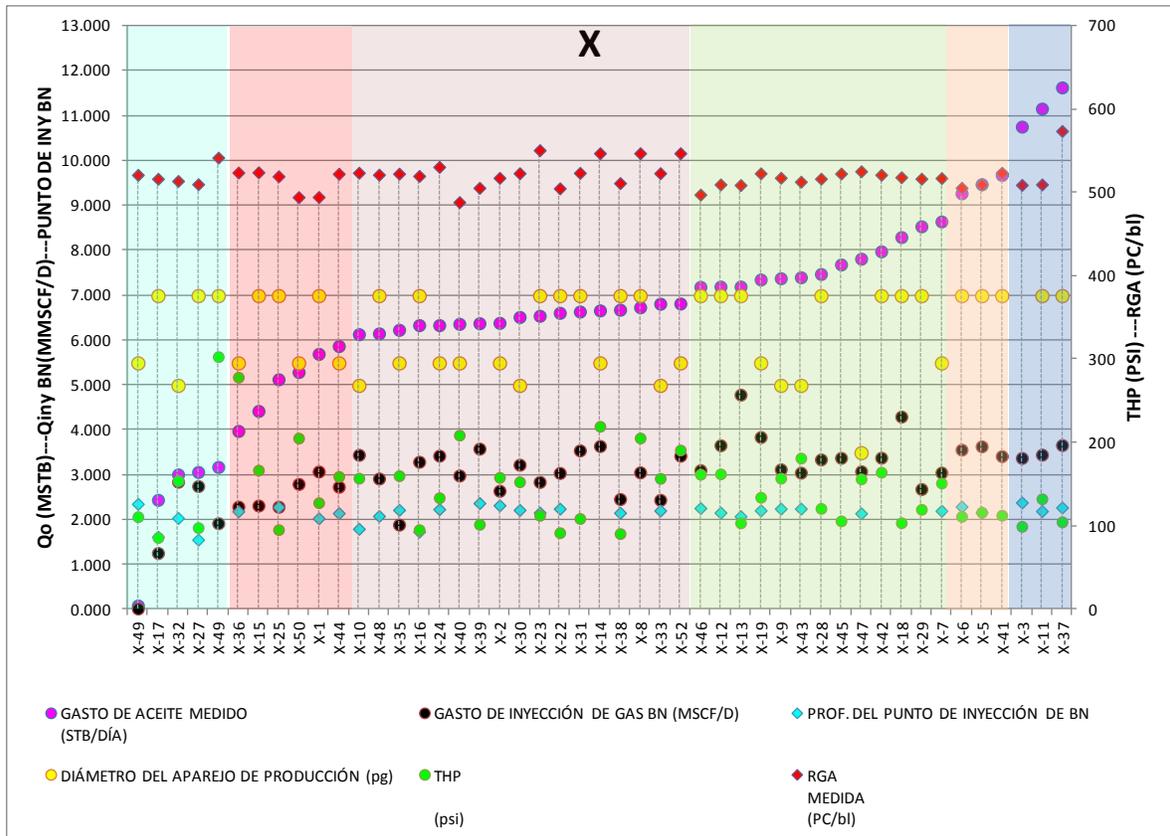


FIGURA 3.1 Análisis de parámetros para el campo X

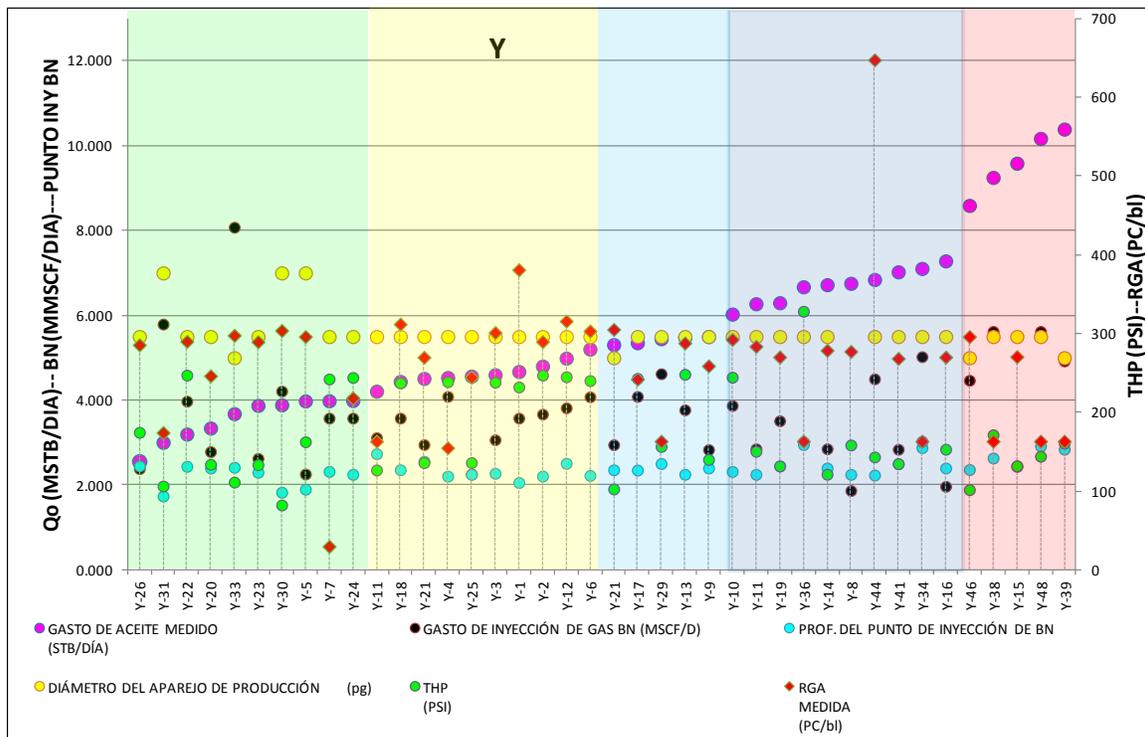


FIGURA 3.2 Análisis de parámetros para el campo Y

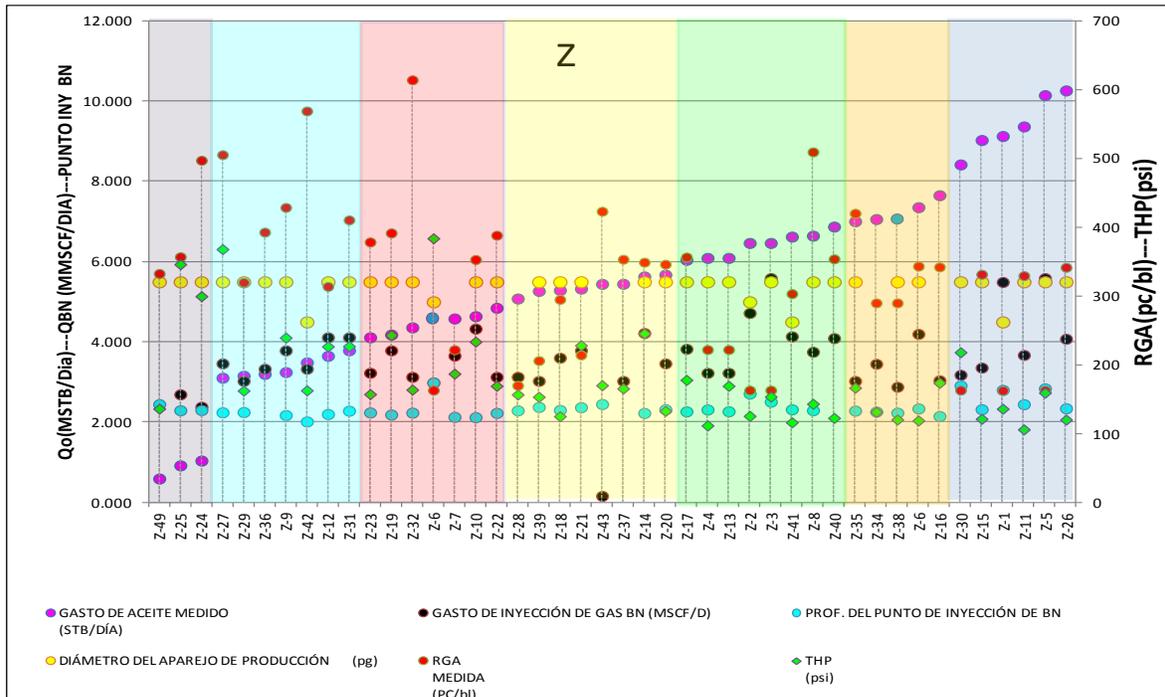


FIGURA 3.3 Análisis de parámetros para el campo Z

3.5.1 Generación de grupos de pozos.

En las figuras anteriores se muestra el análisis de seis variables (gasto de aceite, diámetro del aparejo de producción, gasto de BN, RGA, THP, profundidad de inyección de BN) como se puede observar se marcan tendencias en los gastos de aceite, gastos de inyección de BN así como en la RGA y presión en cabeza, una vez identificadas estas tendencias el siguiente paso fue la de analizar por separado aquellos pozos que tenían características similares como se muestran en las FIGURAS 3.4, 3.5 y 3.6 las cuales muestran tres casos de los campos X-Y-Z, de acuerdo a este tipo de gráficos se observaron características que permitieron definir grupos de pozos los cuales se presentan a continuación.

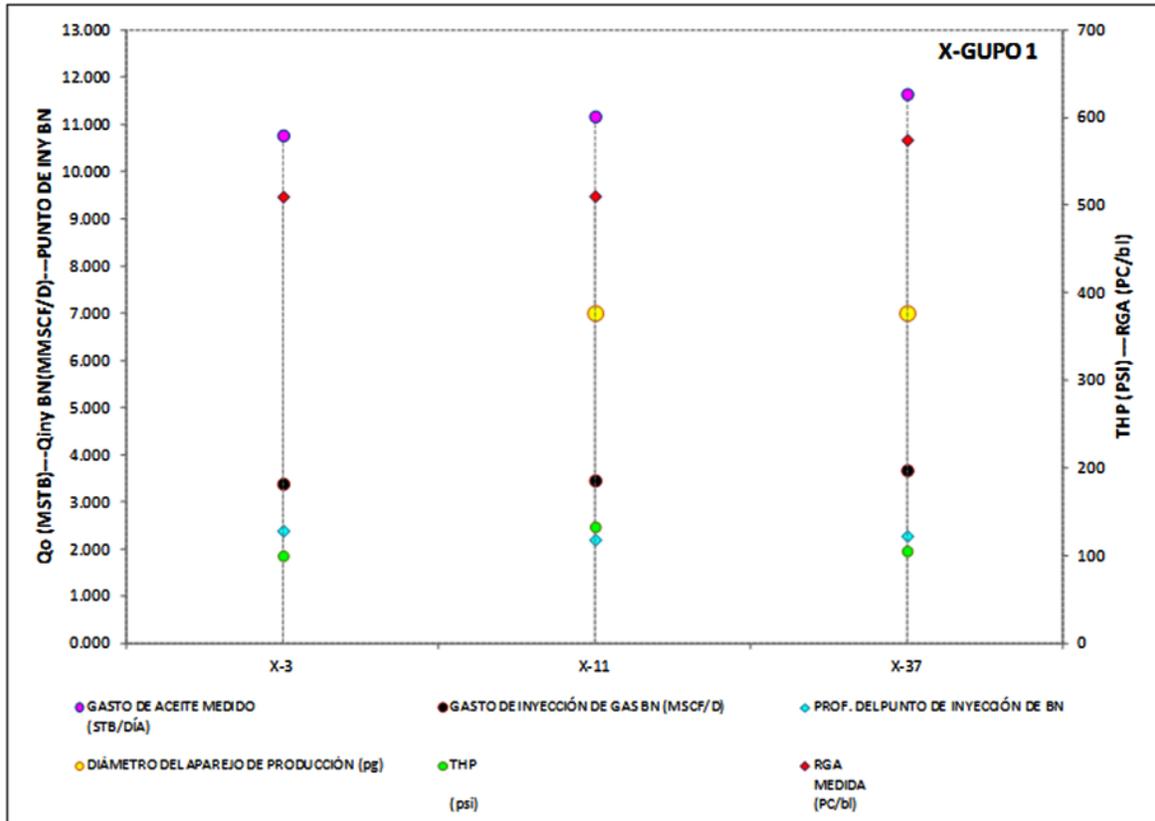


FIGURA 3.4 Análisis de pozos campo X

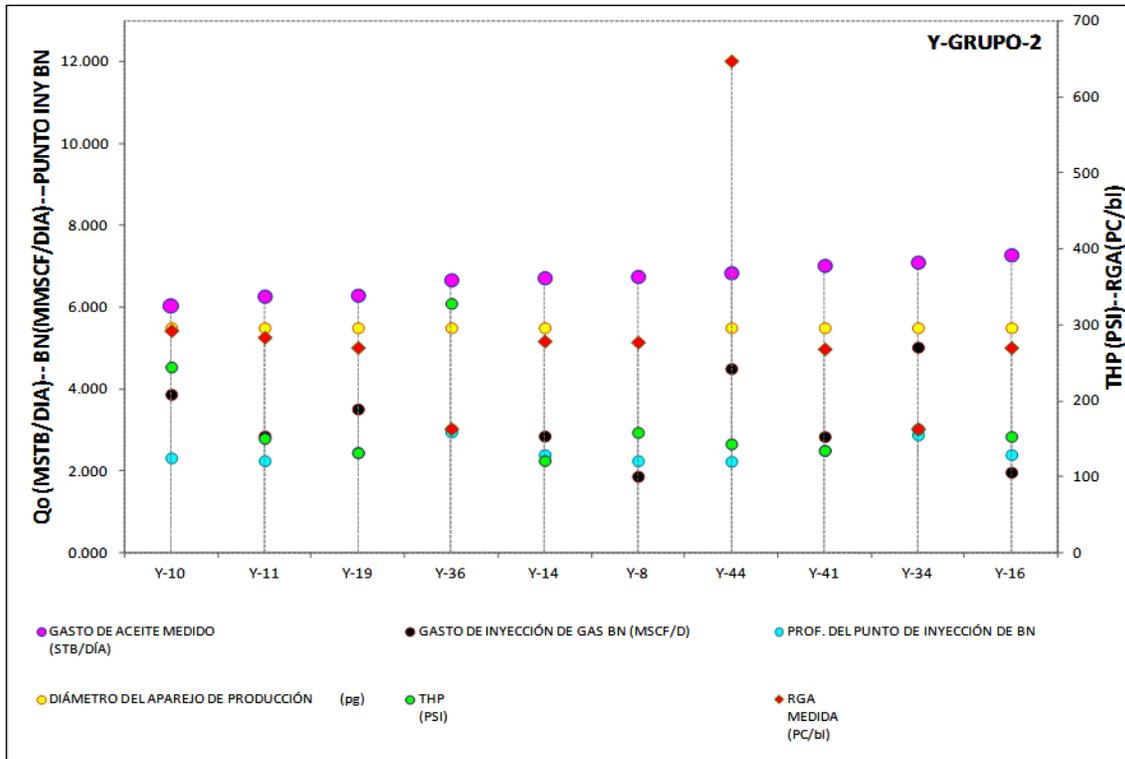


FIGURA 3.5 Análisis de pozos campo Y

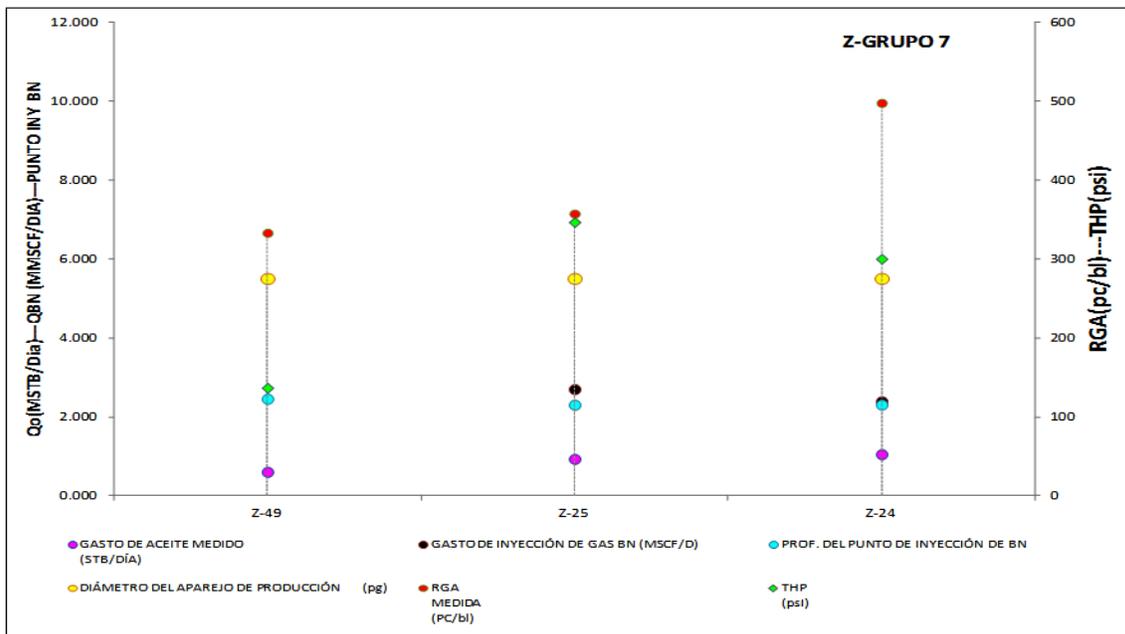


FIGURA 3.6 Análisis de pozos campo Z

En las FIGURAS 3.4, 3.5 Y 3.6 se presentan la información de tres grupos de pozos, que se identificaron correspondientes a los campos X-Y-Z tomando como

ejemplo la FIGURA 3.4 se presenta la información de tres pozos los cuales se identificaron en la FIGURA 3.1 (zona azul) que presentan condiciones similares, como se puede observar en la TABLA 3.1 el rango de gasto de aceite de los pozos seleccionados (X-3, X-11, X-37) está entre 10800 y 11500 barriles, de la misma forma el gasto de inyección de BN para estos pozos se encuentra entre 3.3 y 3.6 millones de pies cúbicos por día de inyección de gas BN, también se consideró la profundidad del punto de inyección de BN y la presión en cabeza, relación gas aceite y diámetro del aparejo de producción, de acuerdo a este análisis realizado se decide que estos tres pozos formarán un grupo ya que como se observa presentan características similares, para lo cual se realizó un análisis similar para todos los pozos de los tres campos.

Con este tipo de gráficos se intenta abarcar la mayor cantidad posible de los datos recopilados en la base de datos para poder realizar un mejor agrupamiento de los pozos.

Los datos de los pozos analizados en la FIGURA 3.4 se presentan en la TABLA 3.2 en la cual se puede apreciar mejor los rangos de valores analizados.

TABLA 3.2 Rangos de valores analizados

Pozo	Diámetro de TR [Pg]	Diámetro en TP [Pg.]	Gasto de BN [MMFt ³ /Dia]	RGA [Ft ³ /bl]	Pth [lb/pg ²]	Qo [bl/dia]
X-3	8.5	7	3.38	509	96	10800
X-11	8.5	7	3.5	510	128	11200
X-37	6.5	7	3.6	510	102	11500

Una vez que se realizó el análisis de los tres campos mediante el criterio antes mencionado, se agruparon los pozos quedando la siguiente distribución de pozos para cada campo, los pozos del grupo 1 al 6 pertenecen al campo X, del grupo 7 al 11 pertenecen al campo Y, y finalmente los pozos que están en el grupo 13 al 18 pertenecen al campo Z, lo cual se resume en la TABLA 3.3.

TABLA 3.3 Número de grupos por Campo

Campo	Número de grupos
X	6
Y	5
Z	7

Cabe señalar que el parámetro que se considero más importantes para la selección de grupos fueron los rangos de gastos de aceite, como segundo parámetro las presiones en cabeza seguido de otros parámetros como gasto de inyección de BN, relación gas aceite, por lo que cada grupo de pozos está regido por un rango de gastos de aceite como se muestra en las TABLAS 3.4, 3.5 y 3.6 para los campos X-Y-Z.

TABLA 3.4 Rangos de gastos para grupos del Campo X

GRUPO	RANGO DE GASTO [bl]	Pth [lb/pg ²]	RGA [Ft ³ /bl]	BN [MMFt ³ /DIA]
1	10000-11500	96-105	510-574	3.3-3.6
2	9000-9600	108-110	506-524	3.4-3.6
3	7000-8600	140-157	510-526	3.4-3.8
4	6000-6500	130-150	520-530	3.4-3.6
5	4000-5000	150-160	490-520	2.2-2.7
6	1000-3000	110-130	510-530	2-2.8

TABLA 3.5 Rangos de gastos para grupos del Campo Y

GRUPO	RANGO DE GASTO [bl]	Pth [lb/pg ²]	RGA [Ft ³ /bl]	BN [MMFt ³ /Dia]
7	8500-10000	140-150	160-270	4.9-5.6
8	6000-7000	140-130	170-290	2.8-3.8
9	5000-5500	160-240	250-300	3.7-4.0
10	4000-4900	170-230	250-380	3.0-3.5
11	2000-3500	150-230	170-280	4.0-5.0

TABLA 3.6 Rangos de gastos para grupos del Campo Z

GRUPO	RANGO DE GASTO [bl]	Pth [lb/pg ²]	RGA [Ft ³ /bl]	BN [MMFt ³ /Dia]
12	8000-10000	130-150	160-250	4.0-5.0
13	7000-7500	130-160	300-350	3.0-4.0
14	6000-6700	120-150	200-300	3.5-4.5
15	5000	120-160	170-350	3.0-4.0
16	4000-4500	180-220	300-400	3.0-4.0
17	3000-3800	169-200	400-500	3.5-4.0
18	1000	300-330	350-500	2.0-2.6

En la TABLA 3.7 se muestran los grupos seleccionados para los campos X, Y, Z.

TABLA 3.7 Grupos seleccionados para los Campos X, Y y Z

GRUPOS DEL CAMPO X					
GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3	GRUPO 4	GRUPO 5	GRUPO 6
X-32	X-6	X-46	X-3	X-36	X-49
X-44	X-5	X-12	X-48	X-15	X-17
X-37	X-41	X-13	X-35	X-25	X-32
		X-19	X-16	X-50	X-27
		X-9	X-24	X-1	X-49
		X-43	X-40	X-44	
		X-28	X-39		
		X-45	X-2		
		X-47	X-31		
		X-42	X-23		
		X-18	X-22		
		X-29	X-14		
		X-7	X-38		
			X-8		
			X-33		
			X-52		

GRUPOS DEL CAMPO Y				
GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3	GRUPO 4	GRUPO 5
Y-46	Y-10	Y-6	Y-11	Y-26
Y-38	Y-11	Y-21	Y-18	Y-31
Y-15	Y-19	Y-17	Y-21	Y-22
Y-48	Y-36	Y-29	Y-4	Y-20
Y-39	Y-14	Y-13	Y-25	Y-33
	Y-8	Y-9	Y-3	Y-23
	Y-44		Y-1	Y-30
	Y-41		Y-2	Y-5
	Y-34		Y-12	Y-7
	Y-16			Y-24

GRUPOS DEL CAMPO Z						
GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3	GRUPO 4	GRUPO 5	GRUPO 6	GRUPO 7
Z-30	Z-35	Z-17	Z-28	Z-23	Z-27	Z-49
Z-15	Z-34	Z-4	Z-39	Z-19	Z-29	Z-25
Z-1	Z-38	Z-2	Z-18	Z-32	Z-36	Z-24
Z-30	Z-6	Z-3	Z-21	Z-6	Z-9	
Z-5	Z-16	Z-41	Z-43	Z-7	Z-42	
Z-26		Z-8	Z-37	Z-10	Z-12	
		Z-40	Z-14	Z-22	Z-31	
			Z-20			

Una vez que los grupos se generaron se seleccionó un pozo de cada grupo como representativo de las condiciones de flujo en la tubería, a fin de generar una tabla hidráulica tipo que representará el comportamiento hidráulico de todos los pozos en cada grupo, en la TABLA 3.8 se muestran los pozos seleccionados que tendrán tabla hidráulica dando un total de 18 pozos seleccionados, en la TABLA 3.9 se

presentan los rangos de gastos de aceite, presión en cabeza, gasto de BN y RGA a utilizar en la generación de las tablas hidráulicas.

TABLA 3.8 Pozos con tabla hidráulica

CAMPO X						
GRUPO	NUMERO DE TABLA	POZOS SELECCIONADO	GASTO DE INYECCIÓN DE GAS BN [Ft3/Dia]	GASTO DE ACEITE MEDIDO [mbl/dia]	RGA MEDIDA [Ft3/bl]	THP [lb/pg2]
X-GRUPO 1	1	X-11	3.45524817	11.168	510.3622	128.773492
X-GRUPO 2	2	X-41	3.42346766	9.689	524.3456	109.704956
X-GRUPO 3	3	X-46	3.11018278	7.196	498.1803	157.183537
X-GRUPO 4	4	X-22	3.04784833	6.616	505.67	89.4178818
X-GRUPO 5	5	X-44	2.74036873	5.877	523.1576	154.717803
X-GRUPO 6	6	X-17	1.2644027	2.448	517.1413	83.799931

CAMPO Y						
GRUPO	NUMERO DE TABLA	POZOS SELECCIONADO	GASTO DE INYECCIÓN DE GAS BN [Ft3/Dia]	GASTO DE ACEITE MEDIDO [mbl/dia]	RGA MEDIDA [Ft3/bl]	THP [lb/pg2]
GRUPO-Y1	7	Y-48	5.62095351	10.170	163.2588	139.504664
GRUPO-Y2	8	Y-14	2.85384649	6.722	278.6381	117.367884
GRUPO-Y3	9	Y-9	2.83464432	5.499	258.9092	135.483406
GRUPO-Y4	10	Y-3	3.06551111	4.599	301.2326	230.353725
GRUPO-Y5	11	Y-30	4.21356788	3.890	303.8615	79.6577376

CAMPO Z						
GRUPO	NUMERO DE TABLA	POZOS SELECCIONADO	GASTO DE INYECCIÓN DE GAS BN [Ft3/Dia]	GASTO DE ACEITE MEDIDO [mbl/dia]	RGA MEDIDA [Ft3/bl]	THP [lb/pg2]
GRUPO-Z1	12	Z-11	3.67611318	9.371	329.7943	102.799599
GRUPO-Z2	13	Z-38	2.88284165	7.064	290.1591	116.6988
GRUPO-Z3	14	Z-8	3.75528377	6.650	509.6985	138.806215
GRUPO-Z4	15	Z-18	3.60699061	5.293	295.2628	121.302783
GRUPO-Z5	16	Z-22	3.13063665	4.850	388.5194	164.022825
GRUPO-Z6	17	Z-29	3.0296478	3.158	320.0467	157.350394
GRUPO-Z7	18	Z-49		0.596	332.8793	131.968266

TABLA 3.9 Rango para las tablas hidráulicas

Rangos para las tablas hidráulicas												
Qo (bl)	500	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	10000	12000	15000
ptp (lb/pg2)	60	90	120	150	180	210	240	270				
BN (MMft3/Dia)	1	2.5	4	6								
RGA (Mft3/bl)	0.2246	0.28075	0.3369	0.4492	0.5615	1.123	2.8075	5.615				
% agua	0	5	10	20	30	40	60	80	90			

Una vez que se generaron los grupos de los pozos y los rangos considerados para la construcción de las tablas hidráulicas se procede a la obtención de la tabla hidráulica, estas fueron generadas por el área de productividad de pozos del activo, considerando los rangos establecidos en la TABLA 3.9.

La importancia de la generación de los grupos de pozos radica en que de acuerdo a los rangos de gastos de aceite y sus demás características se podrá asignar una tablas hidráulica a un pozos que presenten características o estén en alguno de los rangos de gastos de aceite de alguno de los grupos generados lo cual permitirá reducir el tiempo de análisis y asignación de la tabla hidráulica.

3.5.2 Acoplamiento de tablas hidráulicas al modelo de simulación

Una vez que las tablas se crearon se cuenta con un archivo de salida con los datos calculados los cuales podemos graficar para realizar un revisión y comprobar que el comportamiento hidráulico está representando a nuestro pozo, este archivo es el que se usará en el modelo para representar el comportamiento hidráulico de los pozos en las corridas de predicción.

En la FIGURA 3.7, se presenta un extracto del archivo de salida de la tabla hidráulica.

```

-- Table      Datum Depth  Rate Type  MFR Type  GFR Type
THP Type     ALQ Type  UNITS     TAB Type
-----
      5      9555.5      LIQ      MCT
THP         GRAT      FIELD    BHP /     GOR

-- LIQ units - stb/day
500.0 1000.0 2000.0 3000.0 4000.0
5000.0 6000.0 7000.0 8000.0 10000.0
12000.0 15000.0 /

-- THP units - Psia
74.7 104.7 134.7 164.7 194.7
224.7 254.7 284.7 /

-- MCT units - stb/stb
0 0.05 0.1 0.2 0.3
0.4 0.6 0.8 0.9 /

-- GOR units - Mscf/stb
0.2246 0.2808 0.3369 0.4492 0.56
1.123 2.81 5.615 /

-- GRAT units - Mscf/day
1000.00 2500.00 4000.00 6000.00 /

1 1 1 1 1075.8 1144.1 1263.8 1427.6 1578.0
1714.7 1833.3 1938.6 2037.1 2214.9
2377.7 2609.6
/
1 1 1 2 855.2 967.2 1146.0 1236.3 1314.0
1396.3 1491.2 1588.2 1686.7 1878.5
2055.5 2316.9
/
1 1 1 3 725.4 811.2 1073.5 1200.5 1283.0
1353.9 1426.6 1496.9 1574.6 1739.5
1914.3 2169.0
/
1 1 1 4 844.2 795.3 1007.0 1168.9 1271.2
1345.6 1419.0 1486.0 1547.8 1683.9
1831.0 2077.7
/
1 1 2 1 960.0 995.4 1124.5 1270.2 1409.2
1537.8 1653.8 1758.9 1854.7 2030.1
2192.2 2423.0
/
1 1 2 2 656.9 840.3 1020.6 1116.1 1200.4
1284.6 1378.7 1478.2 1575.9 1770.8
1952.8 2209.8
/
    
```

FIGURA 3.7 Archivo de salida, generado por el área de productividad de pozos.

La tabla hidráulica se puede dividir en dos partes la primera que sería la de color verde que corresponde a los rangos de gasto de aceite, presión en cabeza, corte de agua, RGA y gasto de inyección de BN como se muestra en la TABLA 3.10

TABLA 3.10 Rango de las tablas hidráulicas

Qo [bl/Dia]	Pth [lb/pg ²]	AGUA %	RGA [Ft ³ /Dia]	QBN [Ft ³ /Dia]
500	74	0	0.224	1000
1000	104	0.05	0.28	2500
2000	134	0.1	0.336	4000
3000	164	0.2	0.449	6000
4000	194	0.3	0.56	
5000	224	0.4	1.123	
6000	254	0.6	2.81	
7000	284	0.8	5.615	
8000		0.9		
10000				
12000				
15000				

La segunda parte marcada en color azul corresponden a los datos calculados de BHP (presión de fondo) para las diferentes condiciones que se tienen de los rangos antes mencionados, tomando como ejemplo la primera serie de datos 1, 1, 1,1 esto nos indica que toma el primer valor de THP, WCT, GOR, GRAT como se muestra en la TABLA 3.11 y con estas condiciones de flujo se calcula las BHP mostradas en la Tabla 3.12, de manera grafica lo podemos observar en la FIGURA 3.8 cada una de las curvas representa las diferentes condiciones de las variables antes mencionadas

TABLA 3.11 Valores tomados para el cálculo de BHP

Pth [lb/pg ²]	AGUA %	RGA [MFt ³ /Dia]	QBN [MFt ³ /Dia]
74.7	0	0.2246	1000

Tabla 3.12 Valores de BHP calculados

Pwf [lb/pg ²]				
1597	1648	1729	1746	1808
1881	1952	2020	2086	2211
233	214			

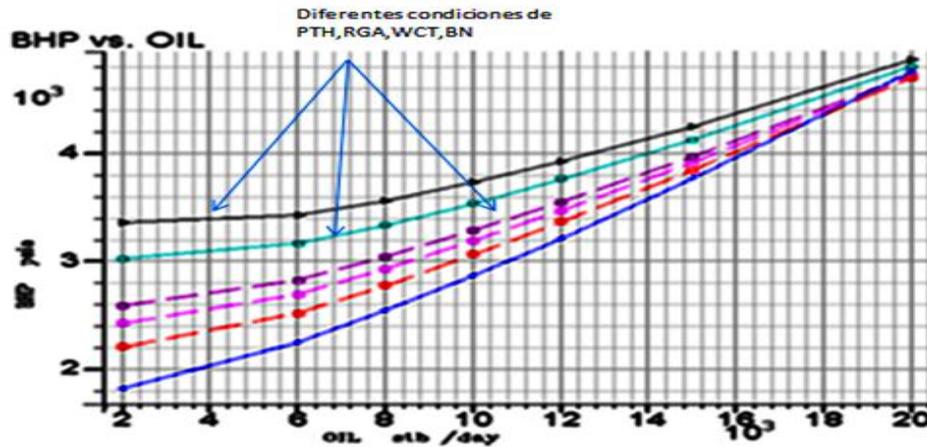


FIGURA 3.8 Archivo de salida, generado por el área de productividad de pozos.

Antes de acoplar las tablas hidráulicas al modelo de simulación se revisaron las 18 tablas en un simulador comercial de flujo en tuberías verticales con la finalidad de evaluar si están representando el comportamiento hidráulico del pozo, también para verificar si para alguna condición de flujo alguna curva se cruza ya que dichos cruces generan problemas en el modelo por lo que se tendría que cambiar dicha tabla ya que estaría ocasionando problemas al momento de utilizarse en la corrida de predicción. A continuación se muestra en la FIGURA 3.9 la revisión de la tabla asignada al pozo X-41, el procedimiento que se hizo para la revisión fue la de cargar la tabla y revisar si se tienen cruces o valores indeterminados, posteriormente se grafican las curvas para los rangos de RGA, gastos de inyección de BN, presión en cabeza y corte de agua, considerando las condiciones del pozo a la fecha en la que se acoplara la tabla al modelo de simulación, de acuerdo con los valores del modelo de simulación en RGA y flujo fraccional de agua. Una vez que se tiene esta familia de curvas el siguiente paso es la de

agregar el índice de productividad, de acuerdo con el modelo de simulación, y se procede a revisar cual es el gasto de aceite a las condiciones de BHP y THP para el paso de tiempo en el que se acoplará la tabla en el modelo de simulación. Como se observa en la FIGURA 3.10, en el siguiente apartado se presenta el procedimiento antes mencionado.

3.6 Procedimiento para la revisión de las tablas hidráulicas

Se carga la tabla hidráulica y se grafican las curvas para los rangos de RGA, gastos de inyección de BN, presión en cabeza y corte de agua, considerando las condiciones del pozo a la fecha en la que se acoplara la tabla al modelo de simulación.

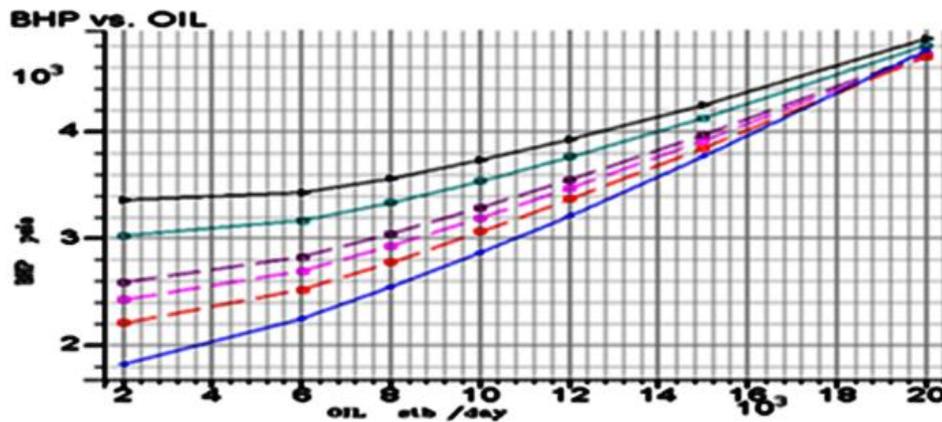


FIGURA 3.9 Curvas de la tabla hidráulica

Una vez que se tiene esta familia de curvas el siguiente paso es agregar el índice de productividad, de acuerdo con el modelo de simulación, representado en la FIGURA 3.10.

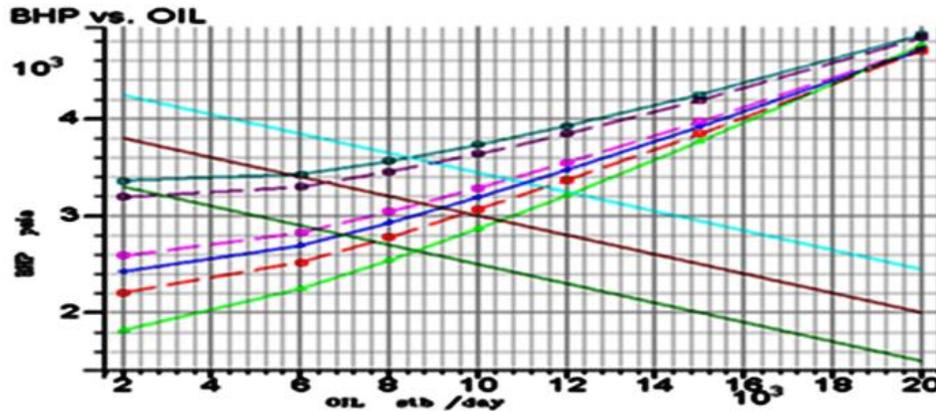


FIGURA 3.10 Curvas de la tabla hidráulica agregando índice de productividad

Se procede a revisar cual es el gasto de aceite a las condiciones de BHP y THP para el paso de tiempo en el que se acoplará la tabla en el modelo de simulación, como se muestra en la FIGURA 3.11.

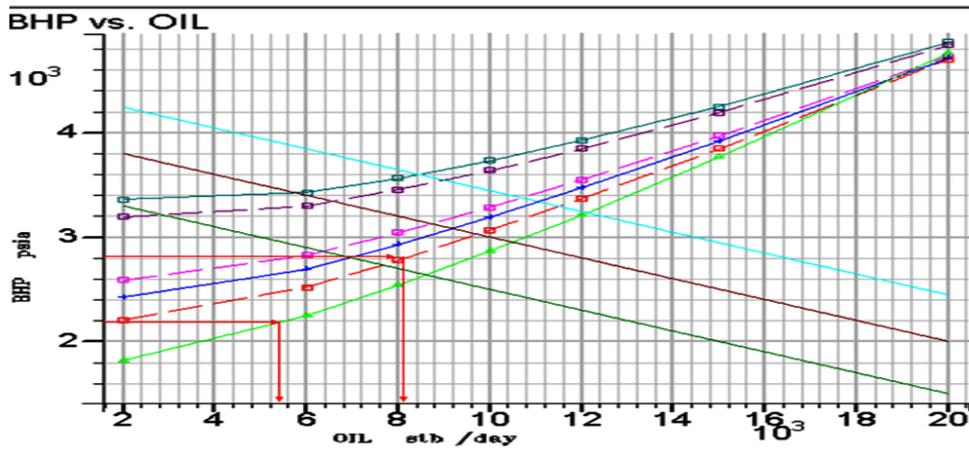


FIGURA 3.11 Determinación de gastos de aceite

3.6.1 Pronósticos de producción

La mayoría de los estudios de simulación requiere que las predicciones se realicen bajo diferentes condiciones de operación, una de las tareas más importantes es determinar los perfiles de producción, estas cifras se requieren con mucha frecuencia para realizar diferentes tipos de análisis, por lo que las predicciones permiten visualizar el comportamiento futuro de un pozo o del yacimiento bajo

diferentes escenarios de explotación, lo que permite seleccionar una estrategia que proporcione el comportamiento más deseable.

El acoplamiento de las tablas hidráulicas al modelo de simulación en este punto juega un rol de suma importancia ya que son las que darán el comportamiento hidráulico de los pozos, dicho acoplamiento se realizó considerando el programa operativo trimestral (POT) el cual contiene las operaciones propuestas a los pozos como son: las reparaciones, perforación de nuevos pozos y tipo de sistema artificial a considerarse en los pozos, para modelar lo anterior se realizaron diferentes corridas de predicción con el fin de evaluar el comportamiento presión-producción que se tendrá en el futuro considerando diferentes escenarios de explotación, para lo cual se utilizó una corrida base que tiene su ajuste histórico a la fecha de agosto del 2011, en la corrida de predicción se utilizó un archivo con la información de los pozos (Schedule) en el cual se incluyeron las tablas hidráulicas quedando la siguiente distribución, mostrada en la TABLA 3.13 para los Campos X, Y, Z.

En el siguiente esquema se presenta el proceso de acoplar las tablas al modelo de simulación.

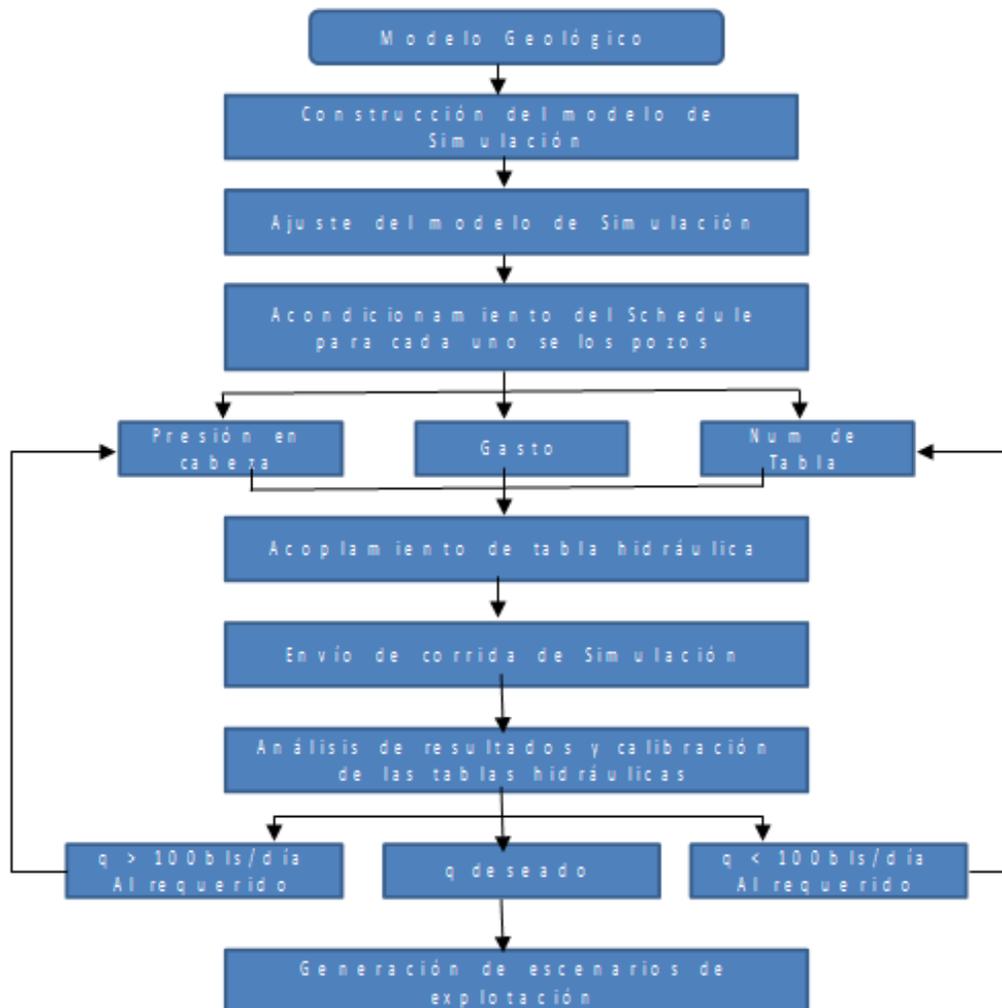


FIGURA 3.12 Proceso para el acoplamiento de las tablas en el modelo de simulación.

TABLA 3.13 Distribución de tablas para los Campos X, Y, Z

ASIGNACION DE TABLAS PARA EL CAMPO X					
Tabla 1	Tabla 2	Tabla 3	Tabla 4	Tabla 5	Tabla 6
X-32	X-6	X-46	X-3	X-36	X-49
X-44	X-5	X-12	X-48	X-15	X-17
X-37	X-41	X-13	X-35	X-25	X-32
X-49		X-19	X-16	X-50	X-27
		X-9	X-24	X-1	X-49
		X-43	X-40	X-44	
		X-28	X-39		
		X-45	X-2		
		X-47	X-31		
		X-42	X-23		
		X-18	X-22		
		X-29	X-14		
		X-7	X-38		
			X-8		
			X-33		
			X-52		

ASIGNACION DE TABLAS PARA EL CAMPO Y				
Tabla 7	Tabla 8	Tabla 9	Tabla 10	Tabla 11
Y-46	Y-10	Y-6	Y-11	Y-26
Y-38	Y-11	Y-21	Y-18	Y-31
Y-15	Y-19	Y-17	Y-21	Y-22
Y-48	Y-36	Y-29	Y-4	Y-20
Y-39	Y-14	Y-13	Y-25	Y-33
	Y-8	Y-9	Y-3	Y-23
	Y-44		Y-1	Y-30
	Y-41		Y-2	Y-5
	Y-34		Y-12	Y-7
	Y-16			Y-24

ASIGNACION DE TABLAS PARA EL CAMPO Z						
Tabla 12	Tabla 13	Tabla 14	Tabla 15	Tabla 16	Tabla 17	Tabla 18
Z-30	Z-35	Z-17	Z-28	Z-23	Z-27	Z-49
Z-15	Z-34	Z-4	Z-39	Z-19	Z-29	Z-25
Z-1	Z-38	Z-2	Z-18	Z-32	Z-36	Z-24
Z-30	Z-6	Z-3	Z-21	Z-6	Z-9	
Z-5	Z-16	Z-41	Z-43	Z-7	Z-42	
Z-26		Z-8	Z-37	Z-10	Z-12	
		Z-40	Z-14	Z-22	Z-31	
			Z-20			

Con la distribución de las tablas hidráulicas antes mencionado, se acondiciono el Schedule con el cual se efectuó una corrida de predicción con la finalidad de realizar la revisión de los pozos y poder determinar si el comportamiento hidráulico de los mismos es el esperado, en este sentido la revisión consistió en determinar si para cada uno de los pozos las tabla hidráulica esta dando el gasto pedido en Schedule cabe mencionar que se estableció como modo de control la presión en cabeza, en caso de que el pozo no alcance el gasto de aceite requerido se tendrán dos casos el primero de ellos se da cuando gasto estimado con la tabla hidráulica es mayor a 100 bl/día al gasto requerido, entonces se evalúa cambiar la tabla con la finalidad de obtener el gasto de aceite requerido, el segundo caso se da cuando el gasto estimado es menor a 100 bl/día entonces se revisará el rango de variación en la presión en cabeza de acuerdo con los datos de aforo y se ajusta el gasto de aceite variando la presión en cabeza.

En la FIGURA 3.13 se muestra el pozo X-6 al cual se le asignó la tabla número 2 como se puede observar el modelo numérico reproduce el gasto de aceite asignado a ese paso de tiempo.

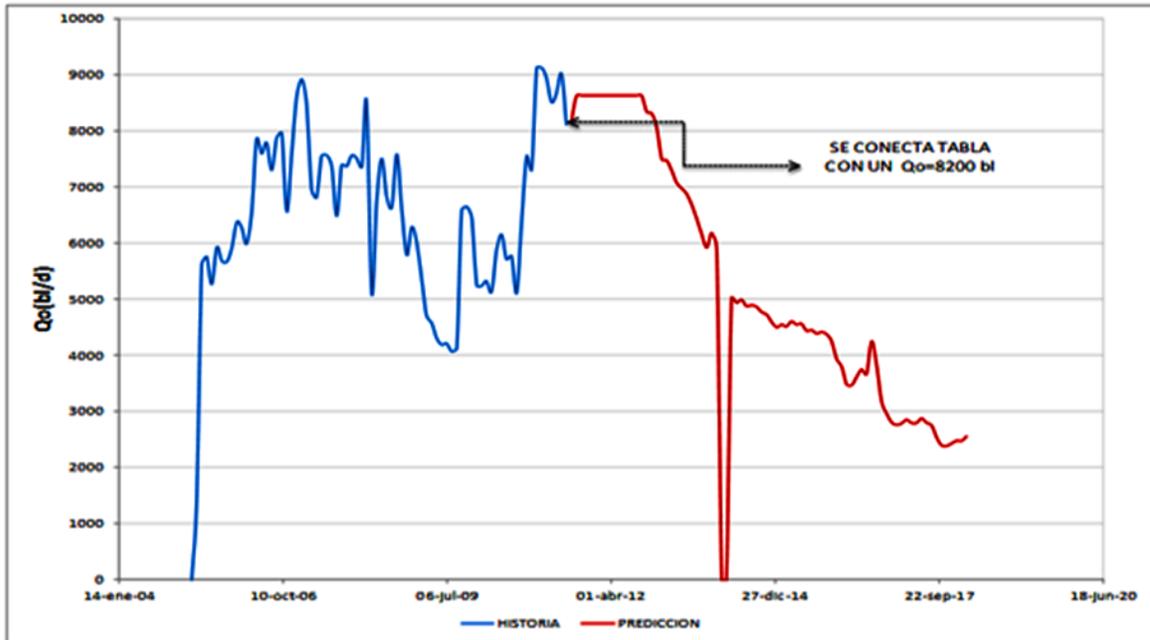


FIGURA 3.13 Comportamiento del pozo X-6 con la tabla 2.

3.7 Asignación de tablas de comportamiento hidráulico para pozos nuevos

Como se menciona anteriormente se efectuaron las corridas de predicción tomando en cuenta el programa operativo trimestral, este programa tiene considerado la perforación de 61 pozos nuevos de los cuales 60 son pozos productores y 1 es inyector, se consideran 17 pozos nuevos para el campo el X, 30 pozos nuevos para el campo Y, y 13 pozos nuevos para el campo Z, se planea que los pozos nuevos estén operando con un sistema artificial ya sea bombeo neumático(BN) o bombeo electro centrífugo(BEC), en el caso del campo X todos los pozos están considerados que tengan bombeo neumático, mientras que para el caso del campo Y se consideraron tres pozos con BN y el resto con BEC, mientras que para el campo Z se consideraron sólo tres pozos con BN y el resto con BEC, como se muestra en la TABLA 3.14.

TABLA 3.14 Pozos nuevos con Bombeo Neumático (BN)

POZOS NUEVOS CON BN	
CAMPO	NÚMERO DE POZOS
X	17
Y	3
Z	3
TOTAL	23

La asignación de las tablas hidráulicas para los pozos nuevos considerados con bombeo neumático se realizó de acuerdo al gasto de aceite que tienen considerado que produzcan con este tipo de sistema artificial, por lo que éste fue el parámetro principal a tomar en cuenta en la asignación de las tablas hidráulicas para cada uno de los pozos, para el caso de los pozos considerados con sistema artificial con bombeo electrocentrifugo las tablas hidráulicas se proporcionaron por el Activo.

CONCLUSIONES

Como resultado de la revisión de la información se tienen las siguientes conclusiones:

La generación de grupos de pozos para la generación de tablas hidráulicas tipo se basó en información medida como datos de aforos, gastos de inyección de BN y pozos con problemas de gas y agua, con la finalidad de tener la mayor cantidad de información para poder generar un análisis de los parámetros involucrados que permitan definir las condiciones bajo las cuales los pozos presentan comportamientos de flujo de fluidos en la tubería similares, a fin de generar tablas hidráulicas tipo y reducir el número de tablas que se manejarán en las predicciones del comportamiento de flujo de fluidos a nivel de yacimiento para el Campo X,Y,Z.

La metodología propuesta para el acoplamiento de tablas hidráulicas al modelo de simulación permite reducir tiempos de análisis en el acoplamiento y calibración de las mismas.

También es importante señalar que se contribuyo en la reducción del tamaño del problema ya que inicialmente se tenía una gran cantidad de tablas hidráulicas en el modelo y se logro reducir el numero de tablas a utilizarse en el modelo de simulación.

Otro aspecto importante es la reducción de la memoria a utilizarse ya que el manejo de una cantidad mucho menor de tablas hidráulicas en el modelo permite reducir la lectura de estos archivos y por lo tanto la memoria de computo a utilizarse.

RECOMENDACIONES

Se recomienda que en un proceso de actualización de tablas hidráulicas para el modelo de simulación a nivel de yacimiento se realice la revisión y validación de las mismas , a fin de que sean consistentes con las condiciones al momento de conectarlas al modelo de simulación

Dado que se observaron las ventajas de la metodología en el proceso de acoplamiento de tablas hidráulicas al modelo de simulación a nivel de yacimiento, se recomienda reforzar la metodología revisando los parámetros seleccionados como clave en la definición de grupos de pozos con personal del área de productividad de pozos, a fin de buscar incluir o reducir el número de parámetros involucrados en el análisis.

Es importante realizar en forma periódica una revisión de las condiciones operativas de los pozos, tanto existentes como pozos nuevos, a fin de identificar cambios que incidan en el comportamiento de flujo a nivel de la tubería y que requiera realizar cambios en la asignación de tablas tipo o cambio de grupo por pozo.

Se recomienda trabajar en la generación de tablas hidráulicas para los pozos inyectoros de nitrógeno.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFÍA

Rodríguez Nieto R. “Apuntes de Mecánica de Yacimientos”. Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1980.

Garaicochea P. F. et al. “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. 1991.

Gómez Cabrera J. A. “Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico”. Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1984.

Loreto M. E. “Apuntes de Recuperación Secundaria”. Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1976.

María Rufina Islas Castelán. “Tesis conceptos básicos de comportamiento de yacimientos”. Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 2006.

Tarek Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición.

Información recopilada de los pozos involucrados en la generación de las tablas hidráulicas para los Campos X, Y y Z.

TABLA A.1 Información de los pozos del Campo X

POZO	ESTADO MECANICO	REGISTRO DE PRESIÓN	SISTEM ARTIFICIAL
X-1	SI	SI	BN
X-2	SI	SI	BN
X-3	SI	SI	BN
X-4	SI	SI	BN
X-5	SI	SI	BN
X-6	SI	SI	BN
X-7	SI	SI	BN
X-8	SI	SI	BN
X-9	SI	SI	BN
X-10	SI	SI	BN
X-11	SI	SI	BN
X-12	SI	SI	BN
X-13	SI	NO	BN
X-14	SI	SI	BN
X-15	SI	SI	BN
X-16	SI	SI	BN
X-17	SI	SI	BN
X-18	NO	SI	BN
X-19	SI	SI	BN
X-20	SI	SI	BN
X-21	SI	SI	BN
X-22	SI	SI	BN
X-23	SI	SI	BN
X-24	SI	SI	BN
X-25	SI	SI	BN
X-26	SI	SI	BN
X-27	SI	SI	BN
X-28	SI	SI	BN
X-29	SI	SI	BN
X-30	SI	SI	BN
X-31	SI	SI	BN
X-32	SI	SI	BN
X-33	SI	SI	BN
X-34	SI	SI	BN
X-35	SI	SI	BN
X-36	NO	SI	BN
X-37	SI	SI	BN
X-38	SI	SI	BN
X-39	SI	SI	BN
X-40	SI	SI	BN
X-41	SI	SI	BN
X-42	SI	SI	BN
X-43	SI	SI	BN
X-44	SI	SI	BN
X-45	SI	SI	BN
X-46	SI	SI	BN
X-47	SI	SI	BN

TABLA A.2 Información de los pozos del Campo Y

POZO	ESTADO MECANICO	REGISTRO DE PRESIÓN	SISTEM ARTIFICIAL
Y-1	SI	SI	BN
Y-2	SI	SI	BN
Y-3	SI	SI	BN
Y-4	SI	SI	BN
Y-5	SI	SI	BN
Y-6	SI	SI	BN
Y-7	SI	SI	BN
Y-8	SI	SI	BN
Y-9	SI	SI	BN
Y-10	SI	SI	BN
Y-11	SI	SI	BN
Y-12	SI	SI	BN
Y-13	SI	SI	BN
Y-14	SI	SI	BN
Y-15	SI	SI	BN
Y-16	SI	SI	BN
Y-17	SI	SI	BN
Y-18	SI	SI	BN
Y-19	SI	SI	BN
Y-20	SI	SI	BN
Y-21	SI	SI	BN
Y-22	SI	SI	BN
Y-23	SI	SI	BN
Y-24	SI	SI	BN
Y-25	SI	SI	BN
Y-26	SI	SI	BN
Y-27	SI	SI	BN
Y-28	SI	SI	BN
Y-29	SI	SI	BN
Y-30	SI	SI	BN
Y-31	NO	SI	BN
Y-32	SI	SI	BN
Y-33	SI	SI	BN
Y-34	SI	SI	BN
Y-35	SI	SI	BN
Y-36	SI	SI	BN
Y-37	SI	SI	BN
Y-38	SI	SI	BN
Y-39	SI	SI	BN
Y-40	SI	SI	BN

TABLA A.3 Información de los pozos del Campo Z

APÉNDICE A

POZO	ESTADO MECANICO	REGISTRO DE PRESIÓN	SISTEM ARTIFICIAL
Z-1	SI	SI	BN
Z-2	SI	SI	BN
Z-3	SI	SI	BN
Z-4	SI	SI	BN
Z-5	SI	SI	BN
Z-6	SI	NO	BN
Z-7	SI	SI	BN
Z-8	SI	SI	BN
Z-9	SI	SI	BN
Z-10	SI	SI	BN
Z-11	SI	SI	BN
Z-12	SI	SI	BN
Z-13	SI	SI	BN
Z-14	SI	SI	BN
Z-15	NO	SI	BN
Z-16	SI	SI	BN
Z-17	SI	SI	BN
Z-18	SI	SI	BN
Z-19	SI	SI	BN
Z-20	SI	SI	BN
Z-21	SI	SI	BN
Z-22	NO	SI	BN
Z-23	NO	SI	BN
Z-24	SI	SI	BN
Z-25	SI	SI	BN
Z-26	SI	SI	BN
Z-27	SI	SI	BN
Z-28	SI	SI	BN
Z-29	SI	SI	BN
Z-30	SI	SI	BN
Z-31	SI	SI	BN
Z-32	SI	SI	BN
Z-33	SI	SI	BN
Z-34	SI	SI	BN
Z-35	NO	SI	BN
Z-36	SI	SI	BN
Z-37	SI	SI	BN
Z-38	NO	SI	BN
Z-39	SI	SI	BN
Z-40	SI	SI	BN
Z-41	SI	SI	BN
Z-42	SI	SI	BN
Z-43	SI	SI	BN
Z-44	SI	SI	BN

APÉNDICE B

Base de datos generada a partir de la información recopilada para realizar el análisis de la información de cada uno de los Campos.

TABLA B.1 Información concentrada del Campo X

POZO	INICIO DE PRODUCCIÓN	CIMA (MVBNM)	BASE (MVBNM)	NMD (MVBNM)	DIÁMETRO DE LA ÚLTIMA TR DE EXPLOTACIÓN (PIE)	PROF. DE EMPACADOR (mnbm)	PROF. DEL PUNTO DE INYECCIÓN DE BN(m)	DIÁMETRO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN (pg)	SISTEMA ARTIFICIAL	THP (KG/CM2)	GASTO DE INYECCIÓN DE GAS BN (MSCF/D)	GASTO DE ACEITE MEDIDO (STB/DÍA)
X-1	01-sep-03	2851	2900	2875.74	0.885	2331	2037.53	7	BN	8.74	3080.41	5702.05
X-2	01-abr-05	2892	2928	2909.89	0.708	2851.16	2327.00	5 1/2	BN	10.80	2650.61	6392.62
X-3	01-oct-05	2845	3012	2928.63	0.708	2981.5	2390.00		BN	6.81	3381.66	10765.88
X-4	01-dic-07	2943	2957	2949.69	0.711	2909.5	2299.00	7	BN	7.62	3567.08	9279.84
X-5	01-may-06	2882	2900	2891.03	0.542	2771.45	2169.00	7	BN	7.96	3640.67	9482.75
X-6	01-ene-96	2791	2823	2806.90	0.698	2708.76	Cerrado por al	5 1/2	BN	15.20	2795.74	6650.05
X-7	01-abr-06	2948	2978	2963.24	0.635	2350	2206.00	5 1/2	BN	10.34	3055.60	8652.17
X-8	01-sep-05	2964	3003	2983.32	0.698	2800		7	BN	14.02	3061.05	6740.14
X-9	01-mar-90	2883	2906	2894.60	0.698	2403	2253.00	5	BN	10.74	3129.16	7387.05
X-10	01-oct-84	2866	2896	2881.19	0.729	2309.54	1803.00	5	BN	10.74	3451.41	6139.74
X-11	01-sep-06	2915	2938	2926.45	0.708	2717	2199.00	7	BN	9.06	3455.25	11167.66
X-12	01-feb-06	2969	3009	2989.12	0.708	2673	2165.00	7	BN	11.09	3665.06	7201.57
X-13	01-feb-07	2865	2901	2882.92	0.700	2618.72	2084.00	7	BN	7.09	4792.62	7201.57
X-14	01-05-09	2917.	2935.	2926.00	0.698	2634.51		5 1/2	BN	14.97	3648.63	6670.27
X-15	01-ene-83	2784	2799	2791.66	0.490	1705.78	Produciendo c	7	BN	11.40	2321.98	4430.17
X-16	01-oct-82	2872	2887	2879.32	0.698	1803.9	1742.08	7	BN	6.54	3296.70	6342.23
X-17	01-abr-87	2849	2863	2856.24	0.490	1795.5	1626.13	7	BN	5.89	1264.40	2448.49
X-18	01-ago-06	2964	2992	2977.93	0.708	2340		7	BN	7.10	4303.87	8304.42
X-19	01-may-05	2913	2952	2932.72	0.708	2650	2214.97	5 1/2	BN	9.18	3848.12	7358.71
X-20	01-ene-96	2758	2790	2773.73	0.698	2662.69	Cerrado por al	5	BN	43.87	2387.80	
X-21	01-nov-02	2790	2814	2801.88	0.698	2087.79	2044.00	7	BN	62.00		
X-22	01-feb-84	2873	2892	2882.51	0.490	2501.52	2252.34	7	BN	6.29	3047.85	6616.13
X-23	01-oct-84	2904	2939	2921.68	0.490	2233.27	2164.60	7	BN	7.71	2848.52	6549.98
X-24	01-ene-05	2867	2917	2892.24	0.708	2424	2240.82	5 1/2	BN	9.14	3433.14	6342.28
X-25	01-ene-88	2935	2954	2944.79	0.490	2552.75	2291.32	7	BN	6.54	2294.55	5135.16
X-26	01-ago-06			0.00	0.708	2604	Cerrado por al	7	BN	18.77	2279.19	5187.90
X-27	20/08/1988	2865.	2880.	2872.07	0.490	1684.36	1561.47	7	BN	6.70	2755.27	3070.15
X-28	01-oct-06	2953	2987	2969.55	0.708	2519.8	problemas de ag	7	BN	8.27	3349.99	7481.63
X-29	01-jul-08			0.00	0.700	2661.56		7	BN	8.20	2689.42	8543.69
X-30	31/10/2003	2833	2860	2846.54	0.490	2483	2224.00	5	BN	10.44	3231.45	6524.07
X-31	01-sep-06			0.00	0.708	2441.7		7	BN	7.45	3550.67	6644.67
X-32	01-abr-08	2907	2928	2917.73	0.389	2755	2044.00	5	BN	10.54	2851.82	3014.96
X-33	01-ago-89	2833	2851	2841.96	0.490	2589.91	2211.00	5	BN	10.73	2448.07	6818.77
X-34	01-dic-88	2818	2834	2826.24	0.490	2651.07	2101.00	5	BN	12.54	2350.91	5161.60
X-35	01-sep-05	2951	2974	2962.49	0.552	2610	2225.00	5 1/2	BN	10.94	1896.70	6237.81
X-36	01-sep-04	2975	3030	3002.66	0.552	2567	2193.61	5 1/2	BN	18.98	2297.32	3983.72
X-37	01-jul-08	2916	2933	2924.54	0.552	2916	2278.00	7	BN	7.17	3669.50	11639.81
X-38	01-sep-96	2891	2914	2902.68	0.802	2500.95	2161.44	7	BN	6.22	2466.68	6686.28
X-39	01-jul-09	2859	2868	2863.95	0.552		2377.00		BN	6.97	3589.66	6383.90
X-40	01-jul-96	2800	2824	2812.08	0.698	2715	problemas de g	5 1/2	BN	14.25	2990.66	6370.47
X-41	01-jul-07	2979	3008	2993.55	0.552	2624.25		7	BN	7.71	3423.47	9689.20
X-42	03/11/2009	2891.	2895.	2893.15	0.552	2870	errado por agu	7	BN	11.23	3388.10	7987.19
X-43	05/10/2009	2922.	2940.	2931.02	0.356	2402.27	2253.00	5	BN	12.38	3053.79	7408.94
X-44	01-ago-87	2875	2897	2886.10	0.490	2401.55	2153.00	5 1/2	BN	10.88	2740.37	5876.55
X-45	01-feb-08			0.00	0.552				BN	7.25	3384.39	7694.21
X-46	01-sep-06	2945	2990	2967.57	0.708	2501.54	2266.00	7	BN	11.05	3110.18	7195.66
X-47	01-mar-86	2963	2980	2971.45	0.417	2331.16	2149.00	3 1/2	BN	10.68	3085.30	7822.13
X-48	01-ene-97	2857	2879	2868.16	0.802	2506.37	2089.70	7	BN		2923.74	6158.11
X-49	01-jul-06	2946	3002	2973.84	0.708	2358.4		7	BN	20.66	1927.62	3181.66
X-50	01-jun-05	2894	2948	2920.88	0.885	2856.3	Cerrado por ga	5 1/2	BN	14.01	2802.30	5297.28
X-51	01-mar-96	2779	2819	2799.07	0.490	2504.73	Cerrado por al	5	BN	16.36	2839.43	5004.61
X-52	01-abr-05	2870	2884	2876.70	0.885	2800		5 1/2	BN	13.04	3432.08	6823.46

APÉNDICE B

TABLA B.2 Información concentrada del Campo Y

POZO	INICIO DE PRODUCCIÓN	CIMA (MVBNM)	BASE (MVBNM)	NMD (MVBNM)	DIÁMETRO DE LA ÚLTIMA TR DE EXPLOTACIÓN (PIE)	PROF. DE EMPACADOR (m)	PROF. DEL PUNTO DE INYECCIÓN DE BN (m)	DIÁMETRO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN (pg)	SISTEMA ARTIFICIAL	THP (KG/CM2)	GASTO DE INYECCIÓN DE GAS BN (MSCF/D)	GASTO DE ACEITE MEDIDO (STB/DÍA)
Y-1	01-abr-07	3165	3215	3189.6357	0.802	2830.7	2058	5 1/2	BN	15.79	3,576.43	4,675.16
Y-2	01-feb-07	3108	3146	3127.2249	0.700	3840	2211	5 1/2	BN	16.81	3,670.22	4,803.43
Y-3	01-jun-07	3126	3159	3142.2790	0.700	2960	2275	5 1/2	BN	16.20	3,065.51	4,598.72
Y-4	01-sep-07	3243	3270	3256.6550	0.500	2968	2208	5 1/2	BN	16.24	4,087.35	4,533.80
Y-5	01-sep-07	2826	2890	2858.2348	0.708	2980	1900	7	BN	11.06	2,258.72	3,981.32
Y-6	01-nov-07	3253.53	3288.38	3270.9532	0.711	3410	2225	5 1/2	BN	16.34	4,078.02	5,202.96
Y-7	01-nov-07	3310.87	3337.02	3323.9457	0.552	2980	2320	5 1/2	BN	16.48	3,576.43	3,984.75
Y-8	01-feb-08	3180	3211	3195.9321	0.552		2250		BN	10.78	1,869.76	6,753.82
Y-9	01-ago-08	3223	3251	3236.8298	0.552	2935	2400	5 1/2	BN	9.53	2,834.64	5,499.08
Y-10	01-sep-08	3380	3394	3387.0414	0.552	2920	2320	5 1/2	BN	16.63	3,874.12	6,028.73
Y-11	01-oct-08	3328	3343	3335.2850	0.635	3783.24	2250	5 1/2	BN	10.24	2,853.85	6,272.38
Y-12	01-ene-09	3274	3297	3285.3100	0.552	3086.03	2510	5 1/2	BN	16.68	3,819.12	4,990.19
Y-13	01-dic-09	3113	3138	3125.9538	0.552	2878	2252	5 1/2	BN	16.88	3,772.17	5,480.44
Y-14	01-abr-09	3255	3271	3263.0400	0.711	3200	2400	5 1/2	BN	8.25	2,853.85	6,722.01
Y-15	01-may-09	3257	3273	3265.0400	0.711	3102	2450	5 1/2	BN	8.98	2,438.96	9,586.17
Y-16	01-jun-09	3262	3303	3282.2800	0.711	2899.7	2400	5 1/2	BN	10.41	1,968.17	7,282.65
Y-17	01-jun-09	3339	3348	3343.4913	0.389	3440	2352	5 1/2	BN	16.53	4,087.35	5,353.44
Y-18	01-jul-09	3334	3375	3354.3550	0.552	3373.81	2359	5 1/2	BN	16.15	3,576.43	4,440.37
Y-19	01-nov-09	3272	3289	3280.9185	0.389	3400	2450	5 1/2	BN	8.97	3,513.48	6,296.37
Y-20	01-ene-10	3312	3340	3326.1429	0.711	3000	2400	5 1/2	BN	9.11	2,786.89	3,342.84
Y-21	01-may-10	3261	3270	3265.5600	0.805	3300	2560	5 1/2	BN	9.26	2,952.26	4,512.52
Y-22	01-may-10	3232	3272	3252.0932	0.389	2982	2440	5 1/2	BN	16.81	3,976.07	3,199.86
Y-23	01-abr-08	3307	3337	3322.2035	0.552	3112	2300	5 1/2	BN	9.08	2,625.99	3,876.19
Y-24	01-abr-08	3340	3365	3352.5550	0.552	3267.09	2250	5 1/2	BN	16.61	3,576.43	3,991.42
Y-25	01-abr-08	3340	3364	3352.1624	0.635	2923.78	2250	5 1/2	BN	9.26	2,258.72	4,566.04
Y-26	01-jul-10	3295	3310	3302.3372	0.208	2968.4900	2450	5 1/2	BN	11.87	2,384.81	2,531.86
Y-27	01-sep-08	3109	3122	3115.1970	0.552	2794.0000	2458	5 1/2	BN		134.69	
Y-28	01-mar-07	2890	2942	2915.5700	0.708		2480		BN	13.50	1,179.24	
Y-29	01-sep-06	3037	3075	3056.3692	0.708	2750	2505	5 1/2	BN	10.66	4,623.17	5,448.75
Y-30	01-sep-83	2838.	2937.	2887.2892	0.698	1996.28	1829	7	BN	5.60	4,213.57	3,890.36
Y-31	01-ene-88	2969	3019	2994.0000	0.698	1749.73	1740	7	BN	7.24	5,793.65	3,005.86
Y-32	27/09/1985	2829.	2857.	2842.9399	0.417	3010	2397	5	BN	6.33	4,192.52	
Y-33	01-abr-85	2983	3008	2995.5634	0.490	2833.24	2417	5	BN	7.58	8,076.21	3,681.64
Y-34	01-abr-84	3026	3055	3040.2130	0.552	2854	2358	5	BN	6.98	2,949.50	5,308.73
Y-35	01-abr-05	2842	2877	2859.3368	0.635	2836.65	2738.75	5 1/2	BN	8.62	3,115.61	4,210.99
Y-36	01-sep-03	3149	3194	3171.5405	0.708	3186.58	2953	5 1/2	BN	22.33	3,015.11	6,673.06
Y-37	01-mar-07	2955	2999	2977.1749	0.700	2952.35	2881	5 1/2	BN	11.09	5,025.19	7,105.23
Y-38	01-ago-05	3048	3067	3057.3810	0.708	2702	2637	5 1/2	BN	11.66	5,620.95	9,250.94
Y-39	01-dic-88	3055	3105	3080.0000	0.698	2850	2843	5	BN	10.94	4,924.68	10,389.42
Y-40	01-abr-08	3340	3365	3352.3081	0.700				BN		0.00	
Y-41	01-jul-10	3254	3331	3292.4622	0.375	3000	2500	5 1/2	BN	9.17	2,841.58	7,025.28
Y-42					0.700	2884	2315	5 1/2	BN		0.00	
Y-43					0.458	3000	2450	5 1/2	BN	9.98	2,383.40	
Y-44	01-jul-10	3155	3191	3172.7740	0.711	2920	2235	5 1/2	BN	9.75	4,502.68	6,843.94
Y-45					0.700	2880	2565	5 1/2	BN		0.00	
Y-46		2896	2925	2910.0450	0.698	2646.73	2364	5	BN	6.92	4,468.90	8,590.40
Y-47		2741	2769	2755.2792	0.698	595(prograYadd	INYECTOR DE N2	7	BN		0.00	
Y-48	01-jul-98	3085	3116	3100.3638	0.885	3166.8	2918	5 1/2	BN	9.81	5,620.95	10,170.06

TABLA B.3 Información concentrada del Campo Z

