

**ANALISIS DEL FLUJO VERTICAL MULTIFASICO PARA EL MODELO DE
SIMULACIÓN DE CUSIANA**

ADRIANA ROMERO CUETO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007



CONSTRUIMOS FUTURO

**ANALISIS DEL FLUJO VERTICAL MULTIFASICO PARA EL MODELO DE
SIMULACIÓN DE CUSIANA**

ADRIANA ROMERO CUETO

Trabajo De Grado Modalidad Práctica Empresarial Presentado Como
Requisito Para Optar Al Título De Ingeniero De Petróleos

TUTORES:

Ing. CARLOS HERRERA

BP Exploration Colombia

Ing. FERNANDO CALVETE

Escuela de ingeniería de petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007



CONSTRUIMOS FUTURO

DEDICATORIAS:

A Dios por darme la vida y fortaleza para poder cumplir mis metas y sueños.

A mi mamá y mi papá por apoyarme siempre

A mis abuelitos, que sin su apoyo en los momentos más importantes de mi vida nada de lo que soy ahora, habría sido posible.

A mi hermana lilo por ser mi ejemplo a seguir y demostrarme siempre, que todas las metas que uno se proponga las puede conseguir.

A Dani por su amor y apoyo constante en estos últimos años.

A Tatis por su gran amistad y por el aliento que siempre me ha dado para seguir adelante.

A mis amigos de la U con los que pase buenos momentos.

AGRADECIMIENTOS

A la universidad Industrial de Santander por acogerme y darme la oportunidad de realizar mis estudios.

A todos mis profesores que de una u otra manera aportaron algo para mi formación profesional.

A la Empresa BP EXPLORATION COLOMBIA por darme la oportunidad realizar este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pagina
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA	1
2. ANALISIS NODAL	4
2.1 PRINCIPALES PÉRDIDAS DE PRESIÓN QUE OCURREN EN EL SISTEMA	4
2.2 POSICIONES MÁS COMUNES PARA EL ANÁLISIS NODAL	7
2.3 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE POZOS	9
2.3.1 Curvas IPR	9
2.3.1 Curvas TPR	10
2.4 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN	11
2.4.1 Cambios en la presión del cabezal del pozo	11
2.4.2 Cambios en la relación gas liquido	12
2.4.3 Cambios en el diámetro de la tubería de producción	13
2.4.4 Perdida de la capacidad de flujo de la formación	14
2.5 LIMITACIONES DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL	15
3. PERDIDAS DE PRESION EN TUBERIAS	16
3.1 ECUACIONES DE GRADIENTE DE PRESIÓN PARA FLUIDOS MULTIFASICOS	17
4. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS	19
4.1 PATRONES DE FLUJO	22
4.1.1 Flujo Burbuja	23
4.1.2 Flujo Tapón	25
4.1.3 Flujo Transición	26
4.1.4 Flujo Anular	26
4.2 CORRELACIONES DE FLUJO	28

4.2.1	Correlación de Orkiszewski	29
4.2.2	Correlación de Beggs y Brill	34
4.2.3	Correlación de Duns y Ross	36
4.2.4	Correlación de Griffith, Lau, Hon y pearson	37
4.2.5	Correlación de Hagedorn y Brown	38
4.2.6	Correlación de Azizi y Govier	38
5. DESCRIPCION DE LOS CAMBIOS REALIZADOS AL MODELO DE SIMULACION		39
6. DETERMINACION DE LOS GRSDIENTES DE TEMPERATURA		41
6.1	TENDENCIA GENERAL	41
6.2	TENDENCIA DE LOS POZOS PRODUCTORES DEPENDIENDO DEL CORTE DE AGUA	45
6.2.1	Áreas de la Formación Mirador	46
6.2.2	Áreas de la Formación Barco-Guadalupe	47
7. ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS PARA LOSPOZOS ANALISADOS		48
7.1	POZO A1	48
7.2	POZO B2	56
7.3	POZO X3	61
7.4	POZO Y4	65
7.5	POZO Z5	70
7.6	POZO A6	74
7.7	POZO C7	77
7.8	POZO X8	81
7.9	POZO Y9	85
7.10	POZO Z10	89

CONCLUSIONES	95
RECOMENDACIONES	97
BLIBLIOGRAFIA	98
ANEXO A	100
ANEXO B	103

LISTA DE FIGURAS

Pagina

Figura N°1	Localización del campo cusiana	1
Figura N°2	Distribución de fluidos en el campo cusiana	2
Figura N°3	Principales pérdidas de presión en el sistema	5
Figura N°4	Posiciones más comunes para el análisis nodal	7
Figura N°5	Curva IPR para fluido subsaturado	9
Figura N°6	Curva IPR para fluido Sobresaturado	10
Figura N°7	Curva TPR	11
Figura N°8	Efecto de los cambios de la presión en el cabezal del pozo	12
Figura N°9	Efecto de la relación gas líquido sobre el flujo natural	13
Figura N°10	Efecto del diámetro de producción sobre el flujo natural	14
Figura N°11	Efecto Perdida de la capacidad de flujo de la formación	15
Figura N°12	Diagrama de régimen burbuja en tubería horizontal	24
Figura N°13	Diagrama de régimen burbuja en tubería inclinada	25
Figura N°14	Diagrama de los regimenes de flujo en una tubería vertical	27
Figura N°15	Mapa de regimenes de flujo en tubería vertical	28
Figura N°16	Hold-up de líquido vs ángulo	36
Figura N°17	Tendencia general del gradiente de temperatura de todos los pozos en el campo Cusiana	42
Figura N°18	Tendencia general del gradiente de temperatura de los pozos productores en el campo Cusiana	43
Figura N°19	Tendencia general del gradiente de temperatura de los pozos inyectores en el campo Cusiana	43
Figura N°20	Tendencia general del gradiente de temperatura de los pozos cerrados en el campo Cusiana	44

Figura N°21 Mapa de las zonas productoras de agua en el campo Cusiana	45
Figura N°22 Tendencias del gradiente de temperatura por áreas de la formación Mirador, dependiendo de la producción de agua.	46
Figura N°23 Tendencias del gradiente de temperatura por áreas de la formación Barco-Guadalupe, dependiendo de la producción de agua.	47
Figura N°24 Porcentaje de Error de las caídas de presión pozo A1	50
Figura N°25 Deltas de presión real y simulada con la correlación que mejor se ajusta	52
Figura N°26 THP (Tubing Head pressure) Pozo	53
Figura N°27 Caudal de aceite pozo A1	54
Figura N°28 Caudal de gas pozo A1	55
Figura N°29 Caudal de agua pozo A1	55
Figura N°30 Porcentaje de Error de las caídas de presión pozo B2	57
Figura N°31 THP (Tubing Head pressure) Pozo B2	59
Figura N°32 Caudal de gas pozo B2	59
Figura N°33 Caudal de aceite pozo B2	60
Figura N°34 Caudal de agua pozo B2	60
Figura N°35 Porcentaje de Error de las caídas de presión pozo X3	61
Figura N°36 THP (Tubing Head pressure) Pozo X3	63
Figura N°37 Caudal de Gas pozo X3	64
Figura N°38 Caudal de Aceite pozo X3	64
Figura N°39 Caudal de agua pozo X3	65
Figura N°40 Porcentaje de Error de las caídas de presión pozo Y4	66
Figura N°41 THP (Tubing Head pressure) Pozo Y4	68
Figura N°42 Caudal de gas pozo Y4	68
Figura N°43 Caudal de aceite pozo Y4	69
Figura N°44 Caudal de agua pozo Y4	69
Figura N°45 Porcentaje de Error de las caídas de presión pozo Z5	70
Figura N°46 THP (Tubing Head pressure) Pozo Z5	71

Figura N°47	Caudal de gas pozo Z5	72
Figura N°48	Caudal de aceite pozo Z5	73
Figura N°49	Caudal de agua pozo Z5	73
Figura N°50	Porcentaje de Error de las caidas de presion pozo A6	74
Figura N°51	THP (Tubing Head pressure) Pozo A6	75
Figura N°52	Caudal de gas pozo A6	76
Figura N°53	Caudal de aceite pozo A6	76
Figura N°54	Caudal de agua pozo A6	77
Figura N°55	Porcentaje de Error de las caidas de presion pozo C7	78
Figura N°56	THP (Tubing Head pressure) Pozo C7	79
Figura N°57	Caudal de gas pozo C7	80
Figura N°58	Caudal de aceite pozo C7	80
Figura N°59	Caudal de agua pozo C7	81
Figura N°60	Porcentaje de Error de las caidas de presion pozo X8	83
Figura N°61	THP (Tubing Head pressure) Pozo X8	83
Figura N°62	Caudal de gas pozo X8	84
Figura N°63	Caudal de aceite pozo X8	84
Figura N°64	Caudal de agua pozo X8	85
Figura N°65	Porcentaje de Error de las caidas de presion pozo Y9	86
Figura N°66	THP (Tubing Head pressure) Pozo Y9	87
Figura N°67	Caudal de gas pozo Y9	87
Figura N°68	Caudal de aceite pozo Y9	88
Figura N°69	Caudal de agua pozo Y9	88
Figura N°70	Porcentaje de Error de las caidas de presion pozo Z10	90
Figura N°71	THP (Tubing Head pressure) Pozo Z10	91
Figura N°72	Caudal de gas pozo Z10	91
Figura N°73	Caudal de aceite pozo Z10	92
Figura N°74	Caudal de agua pozo Z10	92

Figura N°75 Comportamiento de las correlaciones según el caudal de agua 93

Figura N°76 Comportamiento el GOR 94

LISTA DE TABLAS

Tabla N°1	Datos de interés para el pozo A1 a las fechas analizada	51
Tabla N°2	Datos de interés para el pozo B2 a las fechas analizada	58
Tabla N°3	Datos de interés para el pozo X3 a las fechas analizada	62
Tabla N°4	Datos de interés para el pozo Y4 a las fechas analizada	65
Tabla N°5	Datos de interés para el pozo Z5 a las fechas analizada	72
Tabla N°6	Datos de interés para el pozo A6 a las fechas analizada	75
Tabla N°7	Datos de interés para el pozo C7 a las fechas analizada	78
Tabla N°8	Datos de interés para el pozo X8 a las fechas analizada	83
Tabla N°9	Datos de interés para el pozo Y9 a las fechas analizada	86
Tabla N°10	Datos de interés para el pozo Z10 a las fechas analizada	90
Tabla N°11	Datos de finales del ajuste al modelo para cada pozo.	93

TITULO: ANALISIS DEL FLUJO VERTICAL MULTIFASICO PARA EL MODELO DE SIMULACIÓN DE CUSIANA*

AUTOR: ADRIANA ROMERO CUETO**

PALABRAS CLAVES:

Cusiana, flujo multifasico, correlaciones para fluido multifasico, caídas de presión en tuberías.

Cusiana es uno de los campos de mayor complejidad a nivel de subsuelo, perforación y producción de hidrocarburos que se ha descubierto en Colombia, debido en gran parte a su geología y el tipo de fluido presente en el yacimiento. En el tema de la producción uno de los asuntos más importantes es la predicción de las pérdidas de presión para flujo multifasico, y la caracterización del tipo de flujo a través de las tuberías.

En este trabajo se presenta una optimización del modelo de simulación de VIP para el campo Cusiana; con el fin de obtener un mejor cálculo de las caídas de presión experimentadas por los fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie. Para lograr esta mejora se modificaron e incluyeron nuevos parámetros tanto del fluido como de la tubería de producción y se determinó la correlación de flujo multifasico más adecuada para cada pozo, de esta manera se proporcionó una mejor descripción de la realidad.

Al determinar la pérdida de presión de los fluidos del sistema a través del tiempo, se plantea la necesidad de implementar un método de levantamiento artificial o determinar las condiciones de superficie adecuadas para hacer llegar el fluido a superficie.

* Tesis de grado modalidad práctica empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Ing. Carlos G. Herrera, Ing. Fernando Calvete.

TITLE: VERTICAL LIFT PERFORMANCE FOR THE CUSIANA SIMULATION FIELD FULL MODEL*

AUTHOR: ADRIANA ROMERO CUETO.**

KEYWORDS:

Cusiana field, multiphase flow, multiphase flow correlations, tubing drop pressure.

Cusiana is one of the fields discovered in Colombia with major complexity in the areas of subsurface simulation, drilling and hydrocarbon production because of its geology and the type of fluid present in the reservoir. In related to the production, one of the most important aspects is the prediction of multiphase flow pressure drop and the characterization of the type of flow through the tubing.

This paper presents an optimization of VIP Cusiana simulation model; with the finality to obtain a better calculation of pressure drop, experimented by the fluid from the bottom hole to the surface. In order to achieve this improvement it was necessary to modify and include new parameters of the fluid and determine the best multiphase flow correlation for each well in the Cusiana field.

The calculation of fluid pressure losses in the system through the time, allow us to establish the need of an artificial lift system or adequate surface conditions which will be necessary to allow the production of hydrocarbons.

* Undergraduate Project, Internship

** Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.
Eng. Carlos G. Herrera, Eng. Fernando Calvete.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA

El campo cusiana se encuentra ubicado en el piedemonte llanero al este del la cordillera de los Andes en Colombia, a 240 Km del noreste de bogota. Fue descubierto en 1991, después de más de 30 años de exploración intermitente, que se vio finalmente favorecida por mejoras en la sísmica, mejoras tecnológicas en perforación y por la perseverancia de los determinados exploradores.

Figura N°1: Localización del campo cusiana



Fuente: E.C. Cazier. Et al. "Petroleum geology of Cusiana Field, Llanos Basin Foothills, Colombia" AAPG V.79, N°10

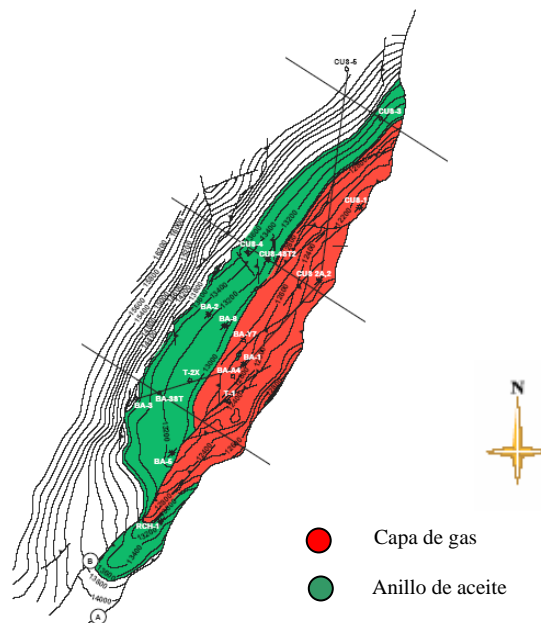
Actualmente operado por BP, posee como socios a ECOPETROL y Total. Asociado a un complejo anticlinal y a una estructura sobre presionada que existe a lo largo de las cordilleras, de aproximadamente 25 Km de largo y 6 km de ancho, formado durante una deformación del mioceno-holoceno. Cusiana esta compuesto por tres formaciones Productoras: La formación Mirador formada principalmente por cuarzo arenitas del eoceno, la formación Barco constituida por cuarzo arenitas del paleoceno y finalmente la formación Guadalupe que contiene lito arenitas fosfáticas y cuarzo arenitas del cretácico tardío. El sello de estos yacimientos es una arcilla calcárea, del holoceno del

grupo carbonera. Las formaciones productoras constituidas principalmente por cuarzo arenitas presentan una baja porosidad promedio del 7% pero una alta permeabilidad de hasta 5000 mD, por otra parte las formaciones con contenido de lito arenitas tienen una porosidad de 15 % aproximadamente y una permeabilidad en la matriz de máximo 1000 mD. ⁽¹⁾

Repetidas pruebas de presión indican que la formación mirador esta aisladas de las otras formaciones mas profundas Barco y Guadalupe

El fluido que se encuentra en el campo es aceite volátil y una capa de gas retrogrado, presentando un sinnúmero de propiedades inusuales que influncian el desarrollo del campo. Debido a la complejidad del fluido, es necesario tener un detallado conocimiento de sus características, por lo tanto se toman extensivas muestras durante la vida de los pozos. Todos estos análisis de las muestras indican que el aceite de cusiana es de alta gravedad API,

Figura N°2: Distribución de fluidos en el campo cusiana



Fuente: E.C. Cazier. Et al. "Petroleum geology of Cusiana Field, Llanos Basin Foothills, Colombia" AAPG V.79, N°10.

Las altas temperaturas y altas presiones originaron un gas retrogrado, con un efecto contrareestado de la gravedad la cual segrego las moléculas mas grandes a lo profundo de las columnas de aceite, y transformo el sistema de hidrocarburos en estado liquido y gaseoso a condiciones de yacimiento; como resultado, los hidrocarburos se encuentran en una transición que va desde gas retrogrado rico en la cresta

Del campo, a un aceite volátil en las partes bajas del yacimiento, donde no se puede observar un contacto definido gas petróleo. ⁽²⁾

La producción de cusiana empezó en octubre de 1994 con 150000 BOPD con una relación de gas aceite de aproximadamente 2000 scf/stb. Y una declinación baja de aproximadamente 1.5 por ciento por año. Sus pozos tiene una profundidad de alrededor de 13000 ft (TVDss).

Inicialmente existía cerca de 800 pies de capa de gas, y 720 pies de columna de aceite en la formación mirador, siendo los principales mecanismos de producción para esta formación la expansión de la capa de gas, gas en solución y el empuje por el acuífero. Por otro lado para la formación Barco y Guadalupe los mecanismos de producción son el gas en solución, la capa de gas y la reinyección de agua.

En el tema de la producción uno de los asuntos más importantes en Cusiana es la predicción de las caídas de presión en la tubería para el fluido multifásico, y la caracterización del tipo de flujo, a través de las tuberías.

2. ANÁLISIS NODAL

Al implementar el diseño de un sistema o una optimización del mismo, se requiere un análisis de cada componente, en conjunto con el del sistema completo. Este análisis generalmente es llamado análisis nodal del sistema.

El análisis nodal involucra el cálculo de la caída de presión en cada componente individual dentro del sistema de producción, de tal manera que al conocer la presión de puntos extremos (yacimientos, separador) se puede determinar la presión en cualquier punto.

La optimización de la producción en pozos de gas y de aceite, a través del análisis nodal contribuye con el mejoramiento de las técnicas de completamiento, la introducción de esta técnica de análisis nodal se vio ampliamente favorecida por los rápidos cálculos de los complejos algoritmos, por parte de los sistemas de cómputo y de los datos de salida de fácil entendimiento que estos proporcionan.

2.1. PRINCIPALES PÉRDIDAS DE PRESIÓN QUE OCURREN EN EL SISTEMA

Las caídas de presión de la figura N°3 son definidas a continuación

$\Delta P1$ = Pérdidas en el medio poroso = $P_{prom} - P_{wf}$

$\Delta P2$ = Pérdida a través del completamiento = $P_{wf} - P_s$

$\Delta P3$ = Pérdida a través de restricciones

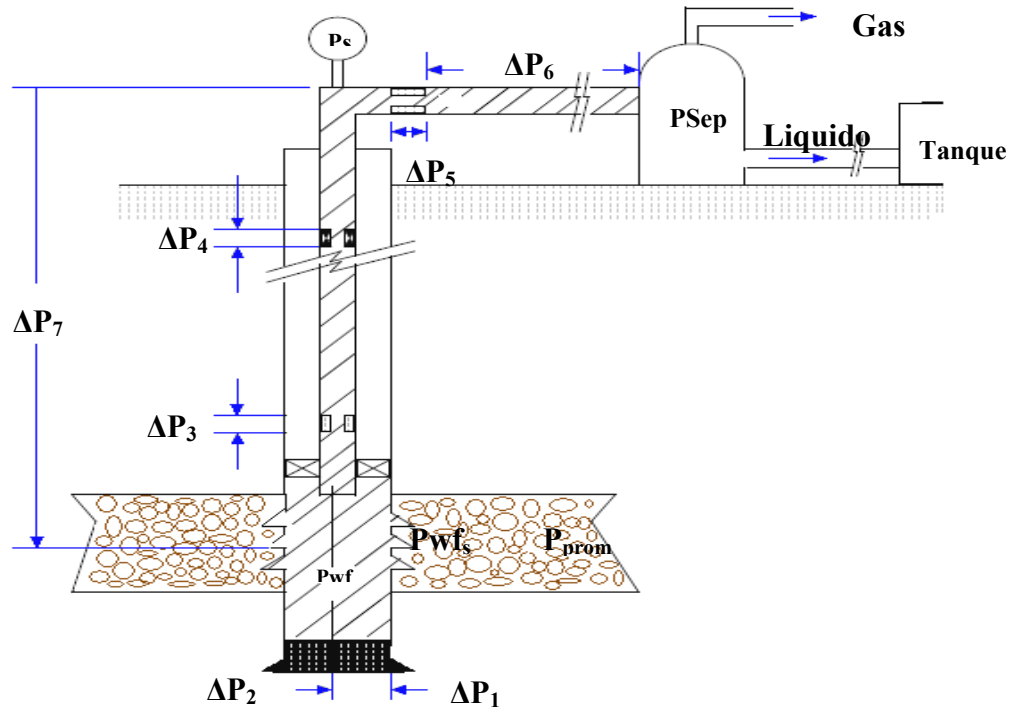
$\Delta P4$ = Pérdida a través de la válvula de seguridad

$\Delta P5$ = Pérdida a través de estrangulador

$\Delta P6$ = Pérdida en línea de flujo, en superficie hasta el separador

$\Delta P7$ = Pérdida total en la tubería de producción

Figura N°3: Principales pérdidas de presión en el sistema



Fuente: A Nodal Approach For Applying Systems Analysis To The Flowing And Artificial Lift Oil Gas Well. MACH, J. PROAÑO, E. BROWN, K. SPE N° 8025.

El principal objetivo de la técnica de análisis nodal es confirmar el desempeño de los diversos componentes que intervienen en la producción de fluido desde la formación hasta el separador con el fin de encontrar las condiciones óptimas del funcionamiento del sistema de producción total. Para lograr esta optimización el análisis nodal permite:

- Determinar la tasa de flujo a la cual un pozo de gas o de aceite producirá, considerando la geometría del pozo y las limitaciones del revestimiento.
- Considerar bajo que condiciones de flujo un pozo producirá o dejara de fluir.
- Seleccionar el tiempo más económico para la implementación de un sistema de levantamiento artificial y decidir el sistema optimo a implementar.

- d) Revisar cada componente del sistema para determinar restricciones innecesarias de flujo.
- e) Calcular una presión de fondo promedio o en cabeza, cuando se presentan caídas de presión en la tubería.

Para la solución de los problemas de un sistema de producción, son ubicados nodos que segmentan la tubería en porciones que se pueden definir por diferentes correlaciones o ecuaciones. Un nodo es un punto en el sistema de producción entre el yacimiento y el separador, donde la presión puede ser calculada como una función de la tasa de flujo. Estos nodos pueden ser definidos como:

Nodo funcional: En los que se presenta un diferencial de presión, siempre y cuando la presión de la tasa de flujo pueda ser representada por alguna función física o matemática. Existen diferentes herramientas de subsuelo y de superficie que pueden ser clasificados como nodos funcionales, por ejemplo, estranguladores superficiales, restricciones de la tubería de producción, válvulas de seguridad, perforaciones, entre otros. Básicamente un nodo funcional equivale a dispositivos mecánicos o una restricción de flujo.

Nodos simples: En los que no se presentan caídas de presión.

Para el análisis nodal, un sistema de producción incluye todos los elementos involucrados en el flujo de los fluidos desde la formación hasta superficie, a saber:

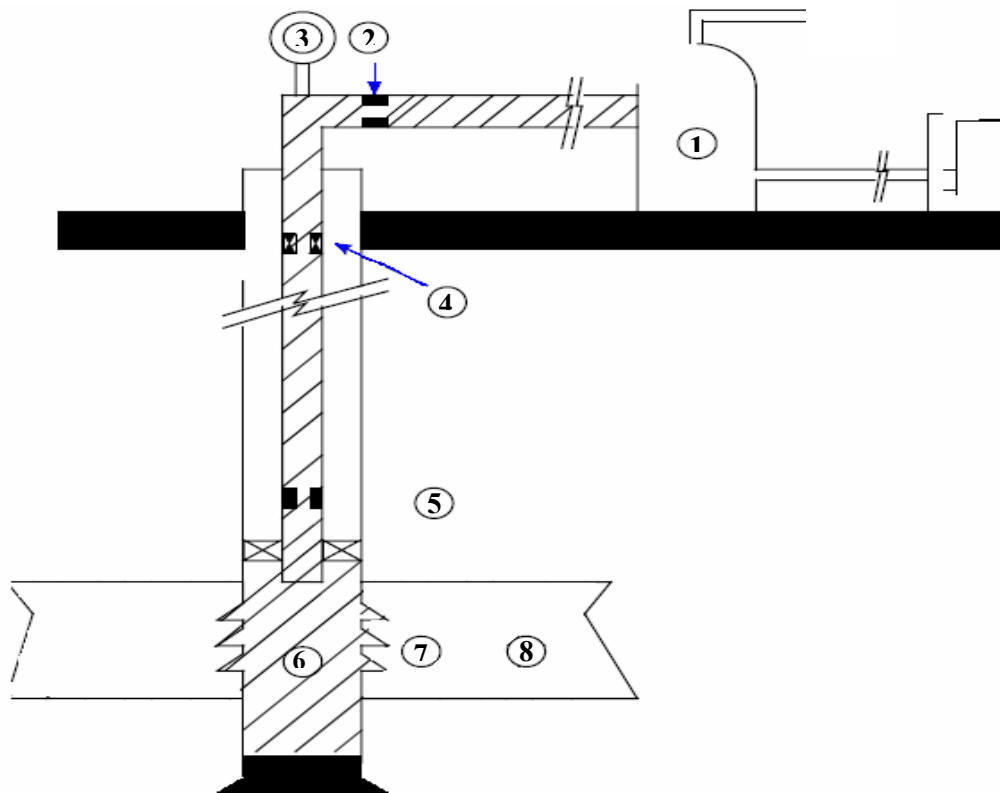
presión estática del yacimiento, comportamiento de afluencia, curva IPR, esquemas de completamiento particulares en el pozo, flujo a través de la tubería de producción que incluye restricciones de fondo y válvulas de seguridad, y flujo a través de estrangulador superficial, líneas superficiales, facilidades de superficie, separador, entre otros.

2.2. POSICIONES MÁS COMUNES PARA EL ANÁLISIS NODAL

Nodo posición

- 1 Separador
- 2 Estrangulador de superficie
- 3 Presión en el cabezal del pozo (P_s)
- 4 Válvula de Seguridad
- 5 Restricciones
- 6 Presión en el fondo de las tubería de producción (P_{wf})
- 7 Presión en la cara de las perforaciones
- 8 Presión promedio del yacimiento

Figura N°4: Posiciones más comunes para el análisis nodal



Fuente: A Nodal Approach For Applying Systems Analysis To The Flowing And Artificial Lift Oil Gas Well. MACH, J. PROAÑO, E. BROWN, K. SPE N° 8025.

Hay que tener en cuenta que las posiciones más comunes para el estudio del comportamiento del pozo son

- a) En la mitad del intervalo productor, en el fondo del pozo. Con esto se aísla el efecto de la curva IPR.
- b) En el tope del pozo (cabeza de pozo). Aislado de esta manera la línea de flujo de los efectos de la presión de superficie sobre la producción.
- c) A través del intervalo completado
- d) En el separador que permite analizar los diversos valores de las presiones de separación sobre la producción. Este nodo presenta un significado relevante ya que representa la presión de trabajo del separador, la cual en general es fija y definida con criterios de diseño de las facilidades de superficie, y por lo tanto no fluctúa con los cambios en el caudal; caso similar ocurre con el nodo ubicado en la presión estática del yacimiento, los cuales representan el punto de partida para iniciar los cálculos y resolver el análisis en un nodo seleccionado.

Otros dos importantes nodos son el de fondo (6), donde la presión de fondo fluyendo es medida por una válvula de fondo, y la presión en cabeza (3) que es medida por una válvula que se encuentra en un brazo del árbol de navidad. Si la presión es medida o calculada para cada nodo, entonces la pérdida de presión entre los nodos puede ser calculada como función de los caudales.

Los nodos pueden estar localizados en la parte del pozo que se desee lo cual también ocurre con la cantidad de discretizaciones de la tubería.

Una buena práctica es localizar un nodo en cada cambio de diámetro interno de la tubería de producción y a un espaciamiento no muy grande un nodo del otro, ya que de esta manera se puede representar mejor las caídas de presión dentro de la tubería.

2.3. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE POZOS.

2.3.1 IPR (Inflow Performance Relations)

Muchos esfuerzos se han concentrado, en desarrollar ecuaciones que expresen la relación de la tasa en superficie q , y la presión de fondo fluyendo P_{wf} .

La expresión IPR (inflow performance relations) es utilizada para determinar la relación entre la tasa de aceite producida en superficie y la presión en el fondo del pozo. La presión de fondo de pozo fluyendo es la presión en la mitad de las perforaciones.

Existen básicamente dos ecuaciones de IPR; una para fluido subsaturado y otra para fluido sobresaturado.

2.3.1.1 Fluido subsaturado.

Para aceite subsaturado, muy poco compresible se aplica la ecuación lineal, que indica que la tasa producida es directamente proporcional a la caída de presión en el yacimiento.

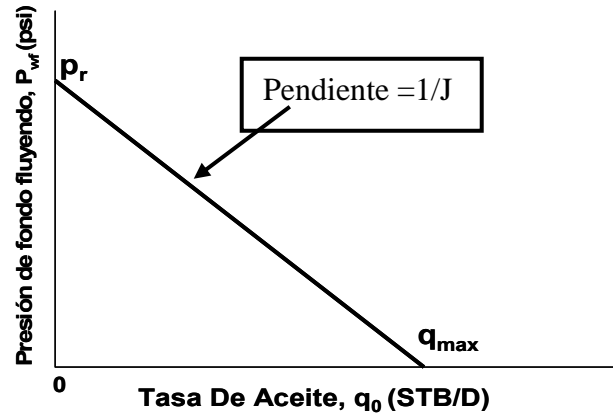
$$q_0 = J(P_r - P_{wf}) \quad (2.1)$$

J : Índice de productividad (STB/D/psi)

P_r : Presión promedio del área de drenaje (psi)

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo (psi)

Figura N°5: Curva IPR para fluido subsaturado



Fuente: Well Performance. GOAL, Michael. WHISTSON, Curtis. 1996

2.3.1.2 Fluido sobresaturado.

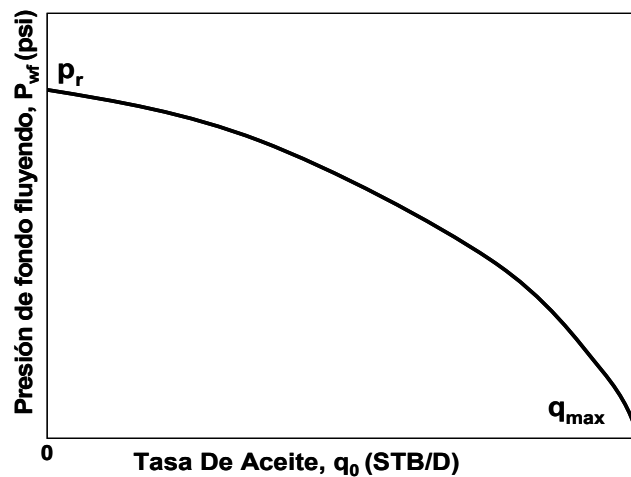
En el caso de los gases, o el aceite sobresaturado altamente compresible, la relación entre tasa de producción y la caída de presión en el yacimiento no es lineal, si no una curva pronunciada.

Se han sugerido diferentes ecuaciones para representar la curva IPR, siendo la forma más simple y aproximada la siguiente ecuación

$$q = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.2)$$

Donde el exponente n puede variar entre 0.5 y 1.

Figura N°6: Curva IPR para fluido Sobresaturado



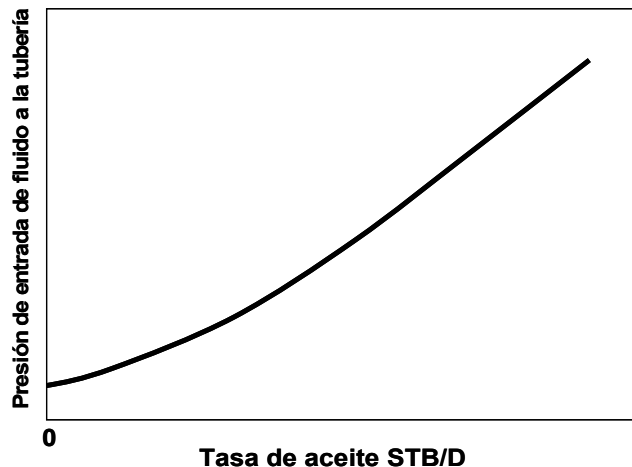
Fuente: Well Performance. GOAL, Michael. WHISTSON, Curtis. 1996

2.3.2 TPR (Tubing Performance Relations)

Representa la caída de presión necesaria para producir un fluido a través de la tubería de producción. A una tasa de flujo específica, este comportamiento se puede determinar por correlaciones.

Esta curva muestra la presión que requiere o le demanda el sistema al fluido para que este pueda vencer la resistencia y llegue a un punto definido. Generalmente un nodo o una presión conocida. Las presiones necesarias para diferentes caudales se calculan partiendo del separador y encontrando el diferencial de presión existente hasta el sitio en consideración usando la teoría de flujo multifásico en dirección contraria al flujo.

Figura N°7: Curva TPR



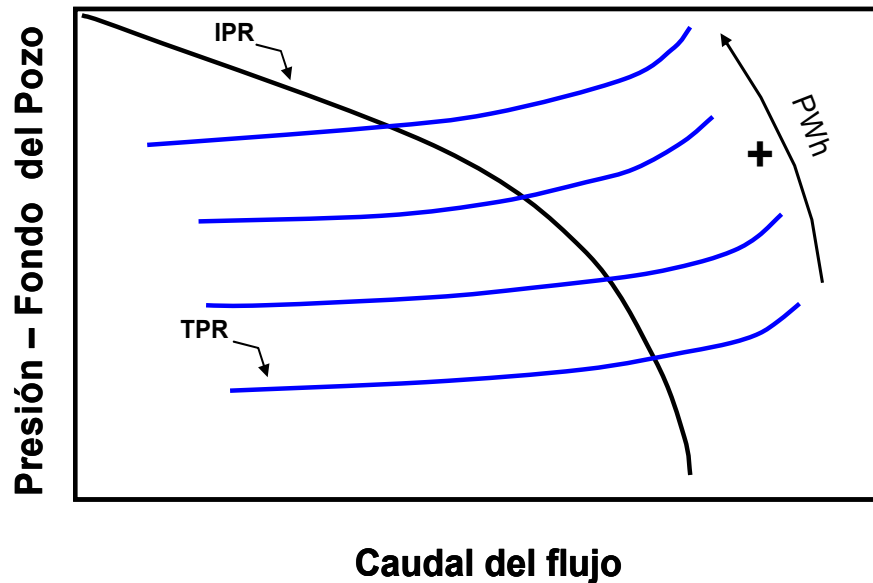
Fuente: Well Performance. GOAL, Michael. WHISTSON, Curtis. 1996

2.4 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN Y QUE SE PUEDEN OBSERVAR CON LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL.

2.4.1 Cambios en la presión del cabezal del pozo

La disminución de la presión fluyente en el cabezal: traslada la curva de comportamiento de la tubería de producción hacia abajo y aumenta el caudal de equilibrio, esto se debe a que una disminución en la presión de cabezal implica una presión Promedio menor en la tubería, se incrementa, entonces, el volumen de gas, disminuye el efecto hidrostático y aumenta el caudal. Este efecto es significativo en pozos con aceite en gas en solución, con presiones inferiores a la presión de burbuja

Figura N°8: Efecto de los cambios de la presión en el cabezal del pozo

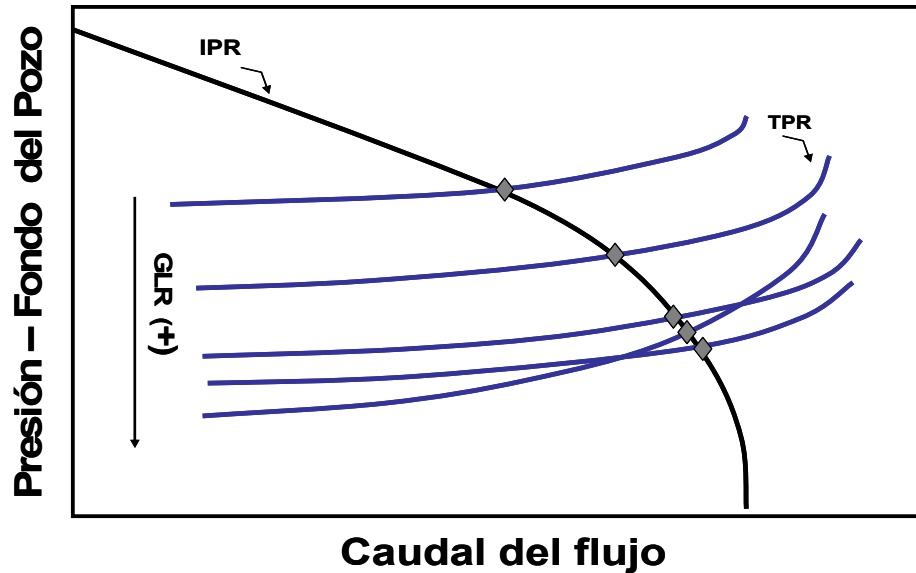


Fuente: Well Performance. GOAL, Michael. WHISTSON, Curtis. 1996

2.4.2 Cambios en la relación gas líquido

El cambio en la relación gas-líquido tiene efectos sobre dos componentes de pérdidas de presión, efecto de fricción y efecto hidrostático. El incremento de la relación gas líquido, alivia el peso de la columna y reduce las pérdidas por fuerzas hidrostáticas. Se debe tener en cuenta que cantidades altas de gas, producen pérdidas de presión mayor debido al aumento de fricción. Un aumento en la relación gas líquido desplaza hacia la derecha y levanta la curva TPR y se produce un aumento en el caudal de equilibrio hasta que se invierte el fenómeno por incremento de la variable RGL por encima del valor límite.

Figura N°9: Efecto de la relación gas líquido sobre el flujo natural



Fuente: Well Performance. GOAL, Michael. WHISTSON, Curtis. 1996

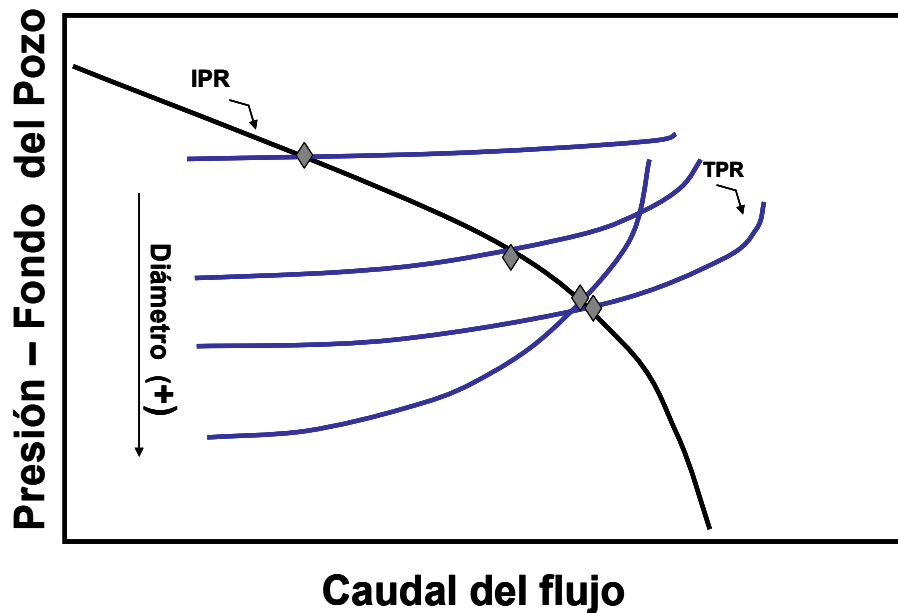
2.4.3 Cambios en el diámetro de la tubería de producción

Los cambios en el diámetro de la tubería de producción generan un efecto similar a la relación gas líquido. Un aumento del diámetro ocasiona un aumento del caudal hasta alcanzar el diámetro crítico de la tubería; para diámetros mayores el caudal disminuye. En este caso el efecto dominante de la fricción en las pérdidas de presión son superadas por el efecto gravitacional y de deslizamiento (Hold-up) que aparece con el incremento continuado del tamaño de la tubería.

El diámetro de tubería utilizado se convierte en un componente fundamental al momento de evaluar el desempeño de un sistema de producción. Hasta un 80% de la caída de presión total puede ocurrir en el tránsito del fluido desde el

fondo del pozo hasta la superficie. Un problema recurrente en operaciones de

Figura N°10: Efecto del diámetro de producción sobre el flujo natural

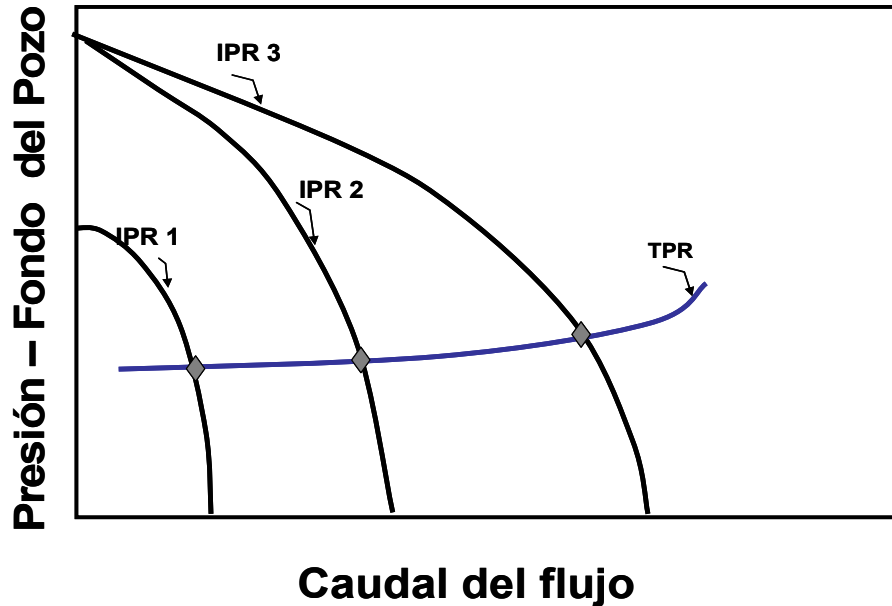


Fuente: Well Performance. GOAL, Michael. WHISTSON, Curtis. 1996

2.4.4 Pérdida de la capacidad de flujo de la formación

El deterioro de la capacidad de flujo es un resultado natural del agotamiento del yacimiento y se requiere acudir a técnicas de reposición de las fuerzas de empuje del yacimiento. Sin embargo, pérdidas de capacidad pueden ocurrir por diferentes razones como: daño de formación, reducción del área de drenaje por perforación de pozos adicionales de desarrollo, reducción de la permeabilidad por migración de finos en la formación, aumento del caudal de gas, incremento de la viscosidad por liberación de gas entre otros.

Figura N°11: Efecto *Perdida de la capacidad de flujo de la formación*



Fuente: Well Performance. GOAL, Michael. WHISTSON, Curtis. 1996

2.5 LIMITACIONES DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL

La mayor limitación del análisis nodal convencional es que solo proporciona una fotografía de la producción del pozo, pero no suministra ninguna información de cómo cambia la producción a través del tiempo. Por ejemplo, si se cambia el tamaño de la tubería de producción, el análisis nodal puede indicar el mejor tamaño de la tubería, pero presenta limitación en indicar cual sería el mejor diámetro de tubería a través de la vida del pozo basado en la producción futura. Para incluir el efecto del tiempo sobre el comportamiento de la producción, la técnica mas utilizada, es el análisis de las curvas de declinación.

3. PERDIDAS DE PRESION EN TUBERIAS

El flujo de los fluidos multifasico a través de la tubería, desde el yacimiento hasta el separador experimenta diversas caídas de presión que se atribuyen principalmente a:

- **El gradiente hidrostático** ($\rho \text{ sen } \Theta$)

La elevación o el gradiente hidrostático es el componente más importante o más influyente en las caídas de presión en las tuberías inclinadas o verticales. Es la principal causa por las que los pozos no puedan fluir y mueran.

- **El gradiente de aceleración** $\left(\frac{\rho v dv}{g_c dl} \right)$

El componente de aceleración es comúnmente referido al término de energía cinética y esta basado en los cambios de velocidad que puede ocurrir en varias posiciones en la tubería. Este término representa aproximadamente el 10% de las perdidas de presión. En los casos de bajas presiones, bajas densidades y altos volúmenes de gas, un rápido cambio en la velocidad puede ocurrir y el componente de aceleración puede volverse significativo. Por lo tanto aunque este término no representa mucha pérdida de presión se debe incluir en cualquier cálculo.

- **El gradiente de fricción** $\left(\frac{fv^2 \rho}{2g_c d} \right)$

Este componente es siempre el más dominante en el flujo horizontal. También en tuberías verticales o inclinadas especialmente si a través de ellas fluye gas, gas condensado o flujo multifasico con alta relación gas líquido, las pérdidas por fricción pueden ser muy dominantes.

En pozos con inyección de gas sobre el valor óptimo de GLR causa una disminución en el término hidrostático aumentando significativamente las pérdidas de presión por fricción.

Para calcular la fricción (f) se requiere determinar el régimen de flujo, es decir, si se encuentra en régimen laminar o turbulento. En la literatura se encuentran diversas correlaciones para determinar la fricción, en dichas correlaciones generalmente la fricción para flujo laminar esta en función del Reynolds, pero para flujo turbulento, el factor de fricción es muy sensible a las características de las paredes de la tubería y tiene una relación con la rugosidad. Seleccionar la rugosidad absoluta de la tubería es comúnmente complicado ya que esta depende del material, del proceso de manufactura, la edad y el tipo de fluidos fluyendo a través de la tubería.

Es común utilizar una rugosidad de 0.0005 para la tubería de producción. Pero sin embargo se pueden utilizar rugosidades en un rango de 0.00015 para tuberías nuevas y limpias y 0.00075 para tuberías muy sucias.

Un procedimiento aceptable utilizado por muchos investigadores es fijar la rugosidad absoluta en un valor que permita realizar un ajuste a los gradientes de presión medidos.

3.1 ECUACIONES DE GRADIENTE DE PRESIÓN PARA FLUIDOS MULTIFASICOS.

La ecuación que representa la caída de presión en las tuberías es la siguiente:

$$\frac{dP}{dL} = \left(\frac{g}{g_c} \right) \rho_m * \text{sen } \theta + \frac{f \rho_m V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m V_m (dv_m)}{g_c (dL)} \quad (3.1)$$

P = Densidad

V = Velocidad

d = Diámetro interno de la tubería

g = Aceleración debida a la gravedad

g_c = Factor de conversión de la gravedad

f = Factor de fricción

m = Mezcla

Θ = Angulo de inclinación de la horizontal.

$\frac{dP}{dL}$ = Gradiente de presión

En la ecuación 3.1 se observa que la caída de presión corresponde a la suma de los tres términos correspondientes a las pérdidas por el factor hidrostático, el término de fricción y la aceleración del fluido en la tubería.

El termino de perdida de presión por fricción para fluido multifasico no es predecible analíticamente solo en el caso de flujo laminar para una sola fase. Por lo tanto debe ser determinado experimentalmente o por analogías con el flujo de una sola fase, estas expresiones fueron desarrolladas inicialmente por Darcy y Fanning. Las diferentes expresiones para el cálculo de la fricción en dos fases (gas-liquido) en tuberías verticales son las siguientes:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{FRICCION} = \frac{f_L * \rho_L * v_{SL}^2}{2 * g_c * d} \quad \text{Para flujo burbuja} \quad (3.2)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{FRICCION} = \frac{f_g * \rho_g * v_{Sg}^2}{2 * g_c * d} \quad \text{Para régimen de flujo Anular} \quad (3.3)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{FRICCION} = \frac{f * \rho_f * v_m^2}{2 * g_c * d} \quad \text{General} \quad (3.4)$$

En general los métodos de cálculo de factor de fricción en dos fases difieren solo de la manera en la cual la fricción es determinada y de lo largo y extenso del patrón de flujo.

4. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS.

El periodo de modelamiento de flujo multifasico inicio en el año de 1980, cuando la industria petrolera enfrentaba retos que requerían un mejor entendimiento de las tecnologías para tratar este tipo de flujos. Los altos costos de las operaciones costa fuera y en el ártico, justificaron los millones de dólares invertidos en investigación de flujo multifasico, a través de la sociedad de Estados Unidos, Francia y el UK.

El flujo multifasico se encuentra en muchos lugares. En la industria petrolera ocurre en pozos de gas y de aceite, en sistemas de recolección, tuberías de superficie, piezas claves de equipos necesarios en refinerías y en la industria petroquímica, incluidos los condensadores, destiladores y separadores.

Cuando se diseñan tuberías ya sea de superficie o de producción, en las que se va a trasportar fluido multifasico, surgen muchas inquietudes que tienen que ser resueltas dependiendo de la aplicación. Entre las de mayor relevancia se encuentran:

Cual es la perdida de presión

Cual es el nivel del líquido

Como se pueden separar las fases

Donde ocurre la mayor corrosión

Las propiedades más importantes a tener en cuenta en el análisis de flujo multifasico son:

- **El hold-up**

Se ha realizado estudios con respecto al flujo multifasico en tuberías, con muchos fines entre ellos el de determinar los distintos patrones de flujo que se

desarrollan con base a las velocidades de los diferentes fluidos y para el calculo de hold up o retención.

El hold up se define como la relación de volumen ocupado por el líquido en un segmento de tubería y el volumen total del segmento de la misma. Uno de los métodos directos para el cálculo de hold-up es a través del uso de imágenes de videos digitales. La importancia del cálculo de hold-up radica en que es necesario para determinar el promedio real de las velocidades lineales de cada fase. Una vez obtenidas estas velocidades se podrán estimar la energía cinética, números de Reynolds, densidad y viscosidad de la mezcla, entre otras variables que están relacionadas con la transferencia de masa.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de fraccion de tuberia ocupado por el liquido}}{\text{Volumen total de la fraccion de tuberia}}$$

• Velocidades superficiales

Corresponde a la velocidad que presenta una fase si se encontrara fluyendo sola en la tubería ocupando toda el área de flujo.

$$V_{sL} = \frac{Q_L}{A} = \frac{Q_L}{\pi * D^2 / 4} \quad (4.1)$$

$$V_{sg} = \frac{Q_g}{A} = \frac{Q_g}{\pi * D^2 / 4} \quad (4.2)$$

Donde

Q_L : Caudal de liquido

Q_g : Caudal de gas

A : Área transversal de la tubería

D : Diámetro de la tubería

- **Velocidades reales**

Es la que tiene en cuenta el hold up de cada fase es decir tiene en cuenta la fracción de área ocupada por cada fase al fluir por la tubería.

$$V_L = \frac{Q_L}{A * H_L} \quad (4.3)$$

$$V_g = \frac{Q_g}{A * H_g} = \frac{Q_g}{A * (1 - H_L)} \quad (4.4)$$

Como se puede observar en las ecuaciones 4.3 y 4.4 las velocidades reales son mayores que las velocidades superficiales, por lo tanto, cuando existe flujo multifásico las fases fluyen mas rápidamente que si se encontraran fluyendo solas en la tubería.

- **Velocidad de la mezcla**

Corresponde a la suma algebraica de la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial del gas.

$$V_m = V_{sL} + V_{sg} \quad (4.5)$$

- **Slippage.**

Slippage es el fenómeno que ocurre cuando las diferentes fases, fluyen a velocidades diversas en la tubería, por lo cual la composición y densidad del fluido puede variar en distintas secciones de la tubería. En algunos casos dependiendo del ángulo de inclinación alguna de las fases ya sea la líquida o la gaseosa puede fluir en sentido contrario.

Corresponde a la diferencia entre la velocidad real del líquido y la velocidad real del gas.

$$Slip = V_g - V_L = \frac{Q_g}{A * H_g} - \frac{Q_L}{A * H_L} \quad (4.6)$$

• Densidad

La densidad de un fluido multifasico esta dada por:

$$\rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g \quad (4.7)$$

Donde:

$\rho_{(L, g, m)}$: Densidad de el líquido, del gas y de la mezcla respectivamente

La densidad del líquido esta a su vez definida por:

$$\rho_L = \rho_o F_o + \rho_w F_w \quad (4.8)$$

$$F_o = \frac{Q_o}{Q_o + Q_w} \quad (4.9)$$

$$F_w = 1 - F_o$$

(4.10)

• Viscosidad

No existe una ecuación que proporcione la viscosidad real de la mezcla gas-liquido, pero en algunos casos existen ciertas aproximaciones al valor real utilizando las siguientes expresiones, las cuales son similares a las utilizadas para calcular la densidad de la mezcla.

$$\mu_m = \mu_L H_L + \mu_g (1 - H_g)$$

(4.11)

$$\mu_L = \mu_o F_o + \mu_w F_w$$

(4.12)

4.1. PATRONES DE FLUJO

Se ha realizado estudios con respecto al flujo multifásico en tuberías, con muchos fines entre ellos el de determinar los distintos patrones de flujo que se desarrollan con base a las velocidades de los diferentes fluidos y para el cálculo de hold up o retención.

Uno de los aspectos más importantes del flujo multifásico en tuberías es la geometría y la distribución de las fases bajo las condiciones de flujo. Esta distribución geométrica es normalmente llamada régimen o patrón del flujo. El régimen de flujo multifásico depende del ángulo de inclinación de la tubería y la dirección de flujo, junto con otros parámetros del flujo y del fluido.

Dependiendo de las características de la distribución geométrica del gas y del líquido en la tubería, se han identificado cuatro patrones de flujo principales para flujo en tuberías verticales e inclinadas, que son: Flujo burbuja, flujo tapón, flujo transición y flujo anular.

Existen otros patrones para tuberías horizontales pero estos no se abordarán, ya que los pozos bajo estudio no son horizontales completamente.

4.1.1 Flujo Burbuja:

En este régimen, la tubería se encuentra llena casi por completo de líquido, que representa la fase continua, con una pequeña cantidad de gas libre. El gas está presente como pequeñas burbujas distribuidas de una manera aleatoria, con diámetros que también varían aleatoriamente. La velocidad de la burbuja excede la del líquido debido a la flotabilidad. Cuando el flujo de gas es incrementado, el tamaño, número y velocidad de las burbujas aumenta. En lo que respecta a las caídas de presión el gas casi no presenta ningún efecto excepto por su influencia sobre la densidad.

El flujo burbuja en una tubería horizontal a bajas tasas de gas y líquido, se caracteriza por la formación de pequeñas burbujas que fluyen a través del tope

de la tubería debido a la segregación gravitacional. Cuando la tasa de líquido aumenta, las burbujas se vuelven más dispersas, finalmente formando un flujo muy homogéneo de pequeñas burbujas de gas distribuidas de una manera uniforme. A medida que la tasa de gas aumenta, las burbujas de gas coalescen y crecen en tamaño, formando una burbuja elongada. Si la velocidad superficial del líquido es superior a 2.44 m/s, el fluido se encuentra tan disperso que es imposible observar la transición a flujo tapón claramente, si la velocidad es menor se puede observar este cambio.

Figura N°12 : Diagrama de régimen burbuja en tubería horizontal



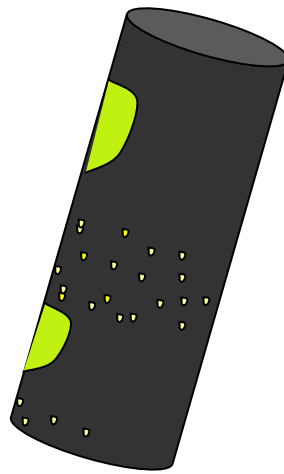
Fuente: Multiphase Flow in Pipes. GRIFFITH, Peter. SPE N° 12895

Cuando la tubería se encuentra inclinada y el flujo es aguas arriba, a bajas tasas de gas las pequeñas burbujas de gas fluyen hacia la parte superior de la sección transversal de la tubería. A medida que aumente la tasa de gas, las burbujas tienden a ocupar una mayor parte de la sección transversal de la tubería. A altas tasas de gas, las burbujas de gas tienden a coalescer para formar burbujas más largas. A altos ángulos de inclinación. Las pequeñas burbujas de gas están un poco dispersas y distribuidas de una manera más uniforme a través de la sección transversal de la tubería, como se puede observar en la figura N°13.

Por otra parte en flujo descendente, el componente de velocidad de las burbujas de la fase gaseosa se encuentra siempre en contra corriente a la

dirección de flujo general. Esto causa una colisión de las burbujas con la masa de líquido, resultando una degeneración de las burbujas en otras más pequeñas. Esto explica la transición de flujo burbuja a flujo tapón a mayores tasas de gas en flujo descendente.

Figura N°13 : Diagrama de régimen burbuja en tubería inclinada



Fuente: Multiphase Flow in Pipes. GRIFFITH, Peter. SPE N° 12895

4.1.2 Flujo Tapón

En este régimen, la fase gaseosa está más pronunciada. Sin embargo, la fase líquida sigue siendo continua, las burbujas de gas coalescen y forman burbujas estables de forma y tamaño similar al diámetro de la tubería. Las burbujas son separadas por tapones de líquido y rodeadas de una película delgada de líquido, la velocidad de las burbujas es mayor que la del líquido y puede ser predicha partiendo de la velocidad de los tapones de líquido.

La velocidad de los tapones de líquido no es constante, pero siempre en la dirección de flujo, la película de líquido se mueve a menores velocidades y en algunos casos en sentido contrario a la dirección de flujo. Esta variación en las velocidades de líquido puede resultar no solo en una variación en las pérdidas de presión por fricción, sino que también en el holdup del líquido, afectando la densidad del fluido.

A altas velocidades, el líquido puede introducirse en las burbujas de gas.

En lo que respecta a las caídas de presión ambas fases líquida y gaseosa, tienen un efecto relevante.

4.1.3 Flujo Transición

El cambio de una fase continua líquida a una fase continua gaseosa ocurre en esta región. Los tapones de líquido entre las burbujas prácticamente desaparecen, y una cantidad significativa de líquido penetra la fase de gas. Aunque los efectos del líquido son significantes en las caídas de presión, el gas es la fase más predominante.

4.1.4 Flujo Anular

Este régimen está caracterizado por una fase gaseosa continua con pequeñas gotas de líquido dentro de la base y como una película muy delgada que recubre las paredes de la tubería.

Un ejemplo típico de este régimen de flujo es el gas y el condensado en un pozo de gas condensado.

En las caídas de presión el gas es el factor de control.

En todas las inclinaciones de la tubería con flujo ascendente o descendente, A medida que la tasa de gas aumenta a una tasa de líquido constante, el flujo anular es eventualmente observado. Es importante resaltar que este patrón de flujo esta caracterizado por la ausencia de slippage.

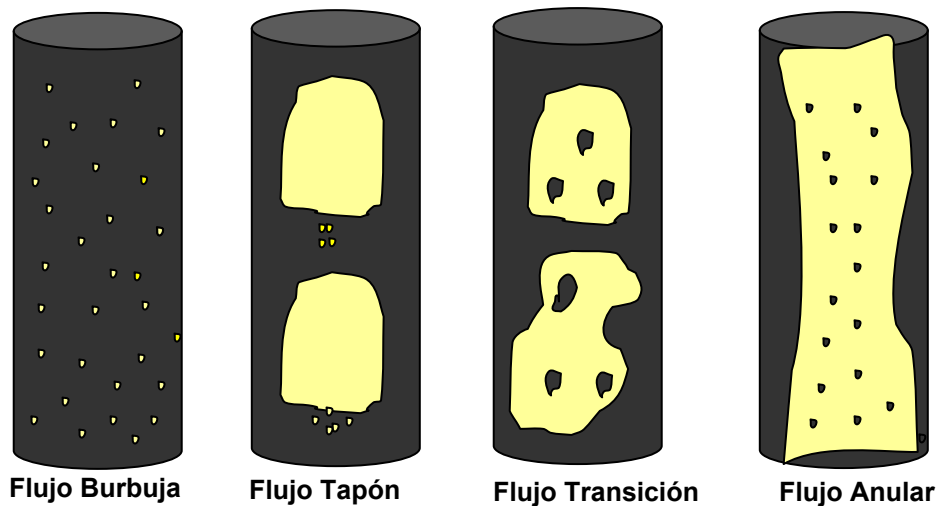
Extensivos trabajos de investigación se han realizado, para entender y predecir la transición entre regimenes de flujo para diversos ángulos de inclinación de la tubería.

Los trabajos realizados se pueden clasificar en empíricos y analíticos; cada una de las modalidades de investigación presenta mapas de regimenes de flujo.

Los mapas empíricos de patrones de flujo, son aquellos en los que la transición de los regimenes, se encuentran definidos a partir de una observación visual, graficados con una serie de variables independientes que definen los patrones de flujo.

En estos mapas empíricos siempre existe una gran banda de transición entre los regimenes, debido a la subjetividad de la definición de los patrones, el inapropiado diseño de los procedimientos experimentales y la inconsistencia natural en la percepción de los patrones.

Figura N°14: Diagrama de los regimenes de flujo en una tubería vertical



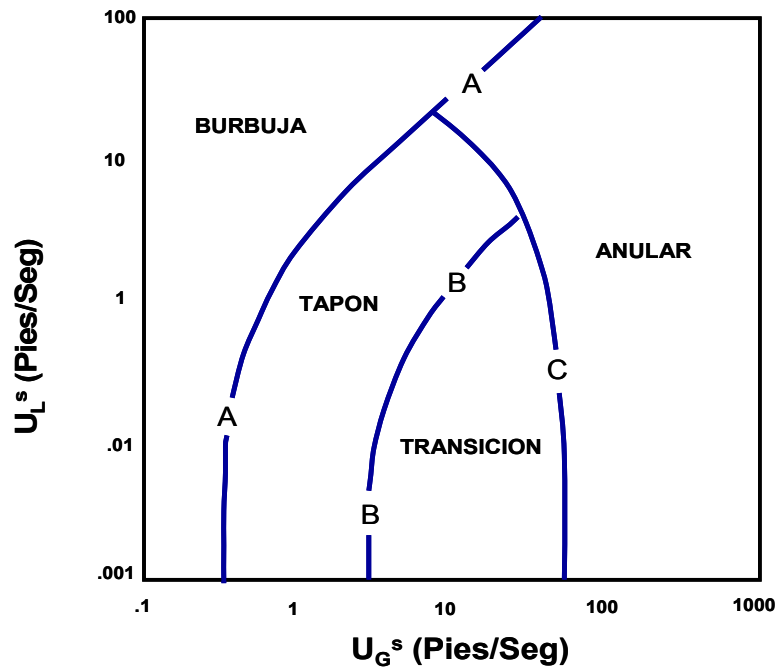
Fuente: Multiphase Flow in Pipes. GRIFFITH, Peter. SPE N° 12895

Por otra parte los mapas elaborados de manera analítica, están basados en las fuerzas físicas responsables de la distribución geométrica de las fases. ⁽⁷⁾

La utilidad de los mapas de regimenes de flujo, esta en la habilidad de resolver algunos de los problemas o cuestionamientos planteados en la parte introductoria de flujo multifasico, ya que estos nos indican si hay algún nivel de liquido, si el fluido se encuentra estable y da una idea de la distribución de los fluidos en la tubería.

Para calcular las caídas de presión y la fracción de gas en las tuberías, no es conveniente utilizar estos mapas como parte del esquema de cálculo. Estas cantidades de interés son continuas y pueden ocurrir en las fronteras de los regimenes, por lo tanto para los cálculos se utilizan correlaciones de flujo.

Figura N°15: Mapa de regimenes de flujo en tubería vertical, determinado para flujo bifásico de agua y aire.



Fuente: Multiphase Flow in Pipes. GRIFFITH, Peter. SPE N° 12895

4.2. CORRELACIONES DE FLUJO.

Las correlaciones empíricas para la predicción de los gradientes de presión, se acoplo con la introducción del PC a principios de los 80, lo que mejoro dramáticamente las herramientas disponibles para la ingeniería de petróleos.

Aparecieron técnicas para la integración numérica del gradiente de presión, y prácticamente cada gran compañía productora tenía un programa de computación que predecía las pérdidas de presión o las tasas de flujo, a través del pozo y por las tuberías. Dando inicio al verdadero concepto de análisis nodal del sistema.

Las correlaciones para flujo multifasico son utilizadas para predecir el hold-up y el gradiente de presión. Las correlaciones comúnmente utilizan interacciones de la fase liquida y gaseosa. La fase liquida esta representada por la unión del agua y el aceite. Por esto se nombra este tipo de correlaciones como correlaciones para flujo de dos fases. Dependiendo del patrón de flujo en el que se encuentre el fluido, se determina cual correlación es la más especializada. Cabe anotar que el hold-up y el gradiente de fricción varían con cada régimen de flujo.

Las correlaciones empíricas presentan una cierta discrepancia entre si, a pesar de obtener sus resultados a partir de los mismos parámetros, lo que hace dudar de su aplicabilidad para todos los casos y condiciones.

Existen diversos tipos de correlaciones para flujo de fluidos en tuberías, las que se mencionan a continuación son las que se encuentran disponibles en el simulador VIP, y con las cuales se trabaja en este proyecto.

4.2.1 Correlación de Orkiszewski ⁽⁸⁾

Esta correlación fue desarrollada por la necesidad de encontrar una ecuación que se pudiera aplicar a un gran rango de condiciones del flujo multifásico, para el cálculo de caídas de presión.

Inicialmente orkiszewski observo el comportamiento de cinco correlaciones diferentes, que existían previamente, para determinar cual se ajusta mejor en diversas condiciones.

Primero fueron probadas la correlación de poettmann y la de Terk, en los cuales no se tiene en cuenta el hold up del líquido en el cálculo de la densidad. Posteriormente se analizo el método de Hagedorn y Brown, donde si se tiene en cuenta el hold up del liquido. Pero en los cálculos es indiferente el régimen en el que se encuentre el fluido.

Por ultimo se analizaron los métodos de Griffith y Walls y el de Duns y Ross. Que tienen en cuenta el hold up, y el régimen en que se encuentra el fluido, para el cálculo de la densidad y de las perdidas de presión por fricción.

El método que presento mejores resultados fue el de Griffith, pero no se adaptaba bien a altas tazas de flujo y altas relaciones de gas.

El trabajo realizado por Orkiszewski, consistió en un mejoramiento del método de Griffith, para adaptarlo a las condiciones donde no presenta buenos resultados.

Este método puede predecir las caídas de presión para flujo de dos fases, con una precisión de alrededor 10 %, sobre un gran rango de condiciones de flujo.

La precisión del método se verifico cuando los valores de las predicciones fueron comparados con las caídas de presión de 148 pozos. La mejora de este método sobre los demás, se encuentra en que el hold up del liquido es derivado de fenómenos físicos observados, el gradiente de presión esta relacionado con la distribución geométrica de las fases liquida y gaseosa (regimenes de flujo). Y ofrece una buena descripción de lo que ocurre dentro de la tubería.

La limitación de la correlación de Orkiszewski esta en que en el trabajo experimental, ninguno de los pozos en los que se probó presentaba flujo anular, por esta razón hay que utilizarlo con precaución cuando el fluido se encuentre en este régimen.

Lo anterior no quiere decir que no sea bueno en el régimen anular, solo que no fue probado.

Es importante resaltar que el método es aplicable a tuberías verticales, o con poco grado de inclinación, preferiblemente.

4.2.1.1 Descripción del método.

La caída de presión en tuberías verticales es la suma del efecto de la pérdida de energía por fricción, del cambio en la energía potencial y de la energía cinética. Este balance de energía, el cual es básico para todos los cálculos de caídas de presión, generalmente se puede escribir como:

$$-dP = \tau_f dD + \left(\frac{g\rho}{g_r} \right) dD + \left(\frac{\rho v}{g_r} \right) dv \quad (4.1)$$

P = presión, lb/sq ft

τ_f = gradiente de pérdida por fricción, lb/sq ft/ft

D = Profundidad, ft

g = Aceleración de la gravedad, ft/seg²

g_r = Constante gravitacional ft-lb(masa)/lb(fuerza)-sec²

ρ = densidad de fluido lb/cu ft

v = velocidad del fluido, ft/seg

En el flujo bifásico tanto τ_f como ρ están influenciados por el tipo de régimen en que se encuentre el fluido, y todos los términos anteriores están influenciados por la presión y la temperatura. Por lo tanto al utilizar la ecuación 4.1

- El tipo de régimen y las variables τ_f y ρ deben ser determinadas por cada incremento de presión y temperatura.
- Cada incremento debe ser evaluado por un proceso iterativo.

El término de energía cinética es significativo solo en el régimen anular o de transición, la energía cinética puede ser expresada de una manera simple utilizando la ley de los gases.

$$\left(\frac{\rho v}{g_r}\right)dv = -\frac{w_t q_v}{g_r A_r^2 P} dp \quad (4.2)$$

Donde

A_r = área de la tubería, sq ft,

W_t = masa total de flujo, lb/seg

q_g = tasa de flujo volumétrico de gas, cu ft/seg

Con las ecuaciones 1 y 2 la caída de presión se puede expresar como

Como resultado de la unión de las ecuaciones 4.1 Y 4.2, se tiene la siguiente ecuación.

$$\Delta p = \left[\frac{1}{144} * \frac{\bar{\rho} + \tau_f}{1 - \frac{w_t q_g}{4.637 A_r^2 \bar{P}}} \right] * \Delta D \quad (4.3)$$

Donde

$\bar{\rho}$: Densidad promedio del fluido

ΔP : Caída de presión

\bar{P} : Presión promedio

Desde que la temperatura esta relacionada con la profundidad la ecuación 4.3 puede ser incrementada ajustando el ΔD y resolviendo el Δp , o viceversa. Aunque la presión tiene un efecto mayor sobre las propiedades del fluido que la temperatura, esta se debe tener en cuenta en los incrementos graduales ya que en el calculo total de caídas de presión si podría tener un efecto.

Los pasos para el cálculo de las caídas de presión utilizando la ecuación 4.3 son los siguientes:

- a) Escoger un punto en la trayectoria del fluido (Presión de cabeza o de fondo fluyendo) donde se conozcan las propiedades del fluido, la temperatura y la presión
- b) Estimar el gradiente de temperatura del pozo
- c) Ajustar el Δp alrededor de un 10% de la presión medida o previamente calculada, determinar el incremento de presión promedio.
- d) Asumir un incremento de profundidad ΔD y encontrar el incremento promedio de profundidad
- e) Del gradiente de temperatura determinar el incremento de temperatura
- f) Corregir las propiedades del fluido por presión y temperatura
- g) Determinar el régimen de flujo
- h) Después de determinar el régimen de flujo, obtener la densidad y las pérdidas por fricción
- i) Calcular ΔD de la ecuación 4.3
- j) Realizar iteraciones hasta que la ΔD asumida sea igual a la calculada
- k) Determinar los valores de densidad y profundidad para el incremento
- l) Repetir el procedimiento hasta que la suma de los delta de profundidad sean igual a la profundidad total de la tubería.

Este procedimiento es básicamente el mismo para todas las correlaciones, la diferencia se encuentra en que esta tiene en cuenta el patrón de flujo para el cálculo de la densidad y de las caídas de presión por fricción en la tubería.

4.2.1.2 Determinación del régimen de flujo

El régimen de flujo se calcula de la siguiente manera:

Limites	Régimen de flujo
$q_g/q_l < (L)_B$	Burbuja
$q_g/q_l > (L)_B, v_{gD} < (L)_g$	Tapón

$(L)_M > v_g > (L)_g$	Transición
$V_{gD} > (L)_M$	Anular

Las variables anteriores se encuentran definidas como:

$$v_{gD} = \frac{q_g \left(4 \sqrt{\frac{\rho_l}{g\sigma}} \right)}{A_p}$$

$$(L)_B = 1.071 - \left(\frac{0.2218 v_l^2}{d_h} \right) \text{ Con limite } (L) > 0.13 \quad (4.4)$$

$$(L)_g = 50 + \frac{36 v_{gD} q_l}{q_v} \quad (4.5)$$

$$(L)_M = 75 + 84 \left(\frac{v_g q_L}{q_g} \right)^{0.75} \quad (4.6)$$

Donde

V_{gD} = Velocidad adimensional de gas

V_g = Velocidad total del fluido

ρ_L = Densidad del liquido

σ = Tensión interfacial del liquido

4.2.1.3 Determinación de la densidad y gradiente de fricción

Luego de determinar los patrones de flujo, se encuentran tablas y graficas para determinar la densidad promedio y los gradientes de fricción, estas se pueden encontrar en la ref. (8).

4.2.2 Correlación de Beggs y Brill⁽⁹⁾

El problema de flujo de dos fases es complicado debido al fenómeno de slippage entre las fases, el cambio de regimenes de flujo, y la transferencia de masa entre las fases. Cuando se agrega un ángulo de inclinación a ciertas

variables como son: las propiedades del fluido, la tasa de flujo y el diámetro de la tubería, el problema aumenta significativamente.

La correlación de Beggs y Brill se enfatiza en calcular las propiedades que afectan las caídas de presión en flujo multifásico, a diferentes grados de inclinación de la tubería.

Esta investigación es de gran importancia en la actualidad, ya que cada día el número de pozos direccionales o inclinados es mayor, especialmente en las plataformas marinas y en áreas muy inhóspitas como algunas zonas de Alaska y Canadá.

Entre las limitaciones del método se encuentran, la sobre predicción de las perdidas de presión en tuberías menores a 1^{1/2} in, los errores que presenta en valores de GOR mayores a 5000 y que no es muy aplicable en pozos verticales, es preferible si la tubería presenta algún grado de inclinación.

4.2.2.1 Descripción del método.

Para este método la ecuación de caída de presión para la fase gas, líquida o ambas se expresa de la siguiente manera.

$$-\frac{dp}{dz} = \frac{\frac{g}{g_c} \text{sen}\theta [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d}}{1 - \frac{[\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] v_m v_g}{g_c p}} \quad (4.7)$$

Donde:

H_L : Hold up del líquido.

f_{tp} : Factor de fricción de las dos fases.

G_m : tasa de flujo masico de la mezcla.

d : Diámetro de la tubería.

La ecuación 4.7 se puede reducir a una sola fase líquida si H_L tiende a uno o una sola fase gaseosa si H_L tiende a cero. También se puede aplicara a tuberías verticales u horizontales si el ángulo es igual a (90) o (0) grados.

Se presentan dos términos desconocidos en la ecuación 4.7. H_L que se debe determinar para calcular la densidad in situ, Y f_{tp} , que es utilizado para calcular las pérdidas por fricción. El propósito del estudio realizado por Begg y Brill fue desarrollar correlaciones para predecir H_L y f_{tp} para fluidos cuyas propiedades son conocidas.

4.2.2.1.1 Comportamiento de hold up del líquido

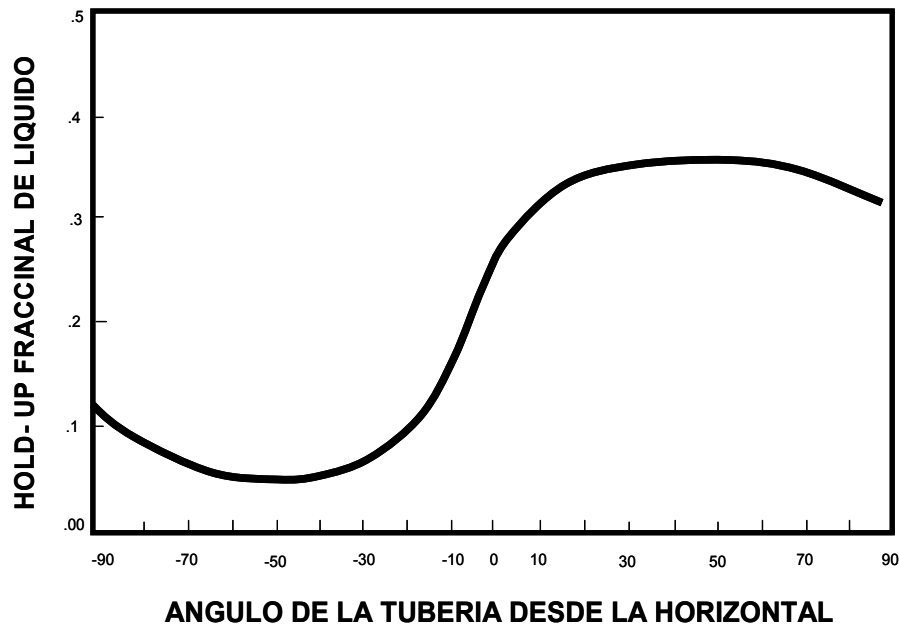
4.2.2.1.2

Al estudiar el hold up del líquido, se descubrió que este tiene una ligada dependencia con el ángulo de inclinación de la tubería, como se puede observar en la figura N°16.

En la figura N° 16 también se puede observar que a los 50° negativos y positivos de la horizontal, hay un comportamiento, reverso. Este fenómeno puede ser explicado considerando los efectos de la gravedad y la viscosidad de la fase líquida.

A medida que el ángulo va aumentando desde la horizontal, las fuerzas de la gravedad actúan sobre el líquido causando una disminución en la velocidad del líquido, incrementando el slippage y el hold up del líquido. Si el ángulo sigue aumentando aun mas, el líquido ocupa la tubería completa, reduciendo el slippage entre las fases y disminuyendo el hold-up.

Figura N°16: Hold-up de liquido vs ángulo



Fuente: A Study Of Two Phase Flow In Inclined Pipes. BEGSS, Dale. BRILL, James. SPE N°4007

En el estudio realizado también se encontró que el hold-up del líquido depende de la tasa de flujo de las fases. Finalmente se desarrolló una ecuación que calcula el hold-up en función del ángulo de inclinación, del caudal y de otras variables del fluido.⁽⁹⁾

El factor de fricción, se vio siempre afectado por el hold-up del líquido.

4.2.3 Correlación de Duns y Ross

Esta correlación usualmente ajusta mejor a flujo transición y anular, que a flujo tapón en tuberías verticales.

Debe ser utilizados para valores de GOR entre medios y altos, ajusta muy bien en pozos de aceite o condensado y pozos con sistema gas lift. Se ha probado que se ajusta muy bien en valores de API entre 13°-56°.

No maneja bien pozos con producción de agua.

En algunas ocasiones este método sobre predice las caídas de presión en pozos de aceite.

4.2.4 Correlación de Griffith, Lau, Hon y pearson⁽¹⁰⁾

El propósito de este trabajo, es proporcionar un método simple basado en métodos físicos para determinar la distribución de la presión en pozos de gas y de aceite, donde se presente flujo bifásico.

Lo más significativo de este método, consiste en la introducción del diámetro de la tubería en los cálculos del gradiente de presión, en tuberías verticales e inclinadas. La introducción de este parámetro es importante ya que a una tasa de flujo fija, el término de caídas de caídas de presión por gravedad o efectos gravitacionales aumenta con el incremento del diámetro de la tubería, mientras el término de caídas de presión por fricción generalmente disminuye.

En el trabajo realizado por Griffith se presentan diversas ecuaciones para el cálculo de caídas de presión en la tubería, dependiendo del régimen en el que se encuentre el fluido.

Las limitaciones que presenta el método es que en el desarrollo de las ecuaciones no se tiene en cuenta las siguientes variables.

- Rugosidad de la tubería
- Viscosidad del líquido y del gas
- Efectos de intrusión del gas en los tapones de agua, en el régimen tapón

La explicación o la base que se tuvo para no tener en cuenta los anteriores parámetros son:

El efecto de la rugosidad de la tubería es complejo. Generalmente se encuentra que en el flujo burbuja y tapón, el efecto de la rugosidad es aproximadamente el mismo que para el flujo de una sola fase. En el flujo anular, la presencia de la fase líquida puede aumentar o disminuir la caída de presión por fricción. El efecto de cualquier manera, no es usualmente muy notable.

Con respecto al parámetro de la viscosidad. Se asume que es la viscosidad del líquido en flujo laminar.

La intrusión de las burbujas es importante, ya que disminuye la densidad del líquido y aumenta la tasa de flujo del líquido. Por lo tanto este es el parámetro más significativo, dejado por fuera de la correlación.⁽¹⁰⁾

4.2.5 Correlación de Hagedorn y Brown⁽¹¹⁾

Esta correlación se desarrollo realizando trabajos experimentales en pozos verticales de aproximadamente 1,500 pies y tuberías de 1, 1^{1/4} y 1^{1/2} pulgadas.

El rango de aplicación de este método es:

Viscosidad entre 1° y 110 cp a 80F

GOR menor a 5000

Gravedad API entre 25 a 40.

El método presenta buenos resultados en pozos verticales con o sin corte de agua, En flujo burbuja a altas tasas de flujo.

4.2.6 Correlación de Azizi y Govier

Este método es aplicable a flujo de dos fases (gas líquido). En tuberías verticales.

La determinación del régimen de flujo es realizada utilizando mapas de flujo en términos de la velocidad superficial modificad

5. DESCRIPCION DE LOS CAMBIOS REALIZADOS AL MODELO DE SIMULACION

(Para lograr una mejor predicción de las caídas de presión en las tuberías)

El modelo actual de simulación para el campo Cusiana, no presenta un buen ajuste en lo que respecta a las caídas de presión en la tubería de producción, afectando el cálculo de la tasa de producción de gas, aceite y agua, Por lo tanto, los datos de predicción que se obtienen a partir de este modelo no presentan total confiabilidad.

El trabajo actual pretende mejorar ciertos parámetros, del modelo que impiden una buena descripción de lo que le ocurre al fluido en la tubería, que ocasionan las caídas de presión.

Los parámetros que se requiere cambiar al modelo consisten en:

a) Inclusión de gradientes de temperatura de los fluidos dentro de los pozos. La inclusión de este gradiente para cada pozo es de importancia en el cálculo de caída de presión en tuberías con flujo multifasico, ya que a diversas temperaturas el fluido se comporta diferente, y tanto la densidad como la fricción pueden variar; ocasionando diferentes caídas de presión a diferentes temperaturas.

b) Mejor discretización y descripción de la tubería de producción; ya que el modelo actual no tiene en cuenta los cambios de diámetro interno, entre un tramo y otro de la tubería, ni los cambios que esta ha sufrido a través de la historia del pozo, como tampoco se incluye los diferentes tipos de obstrucción como son los pescados. Una mejor discretización planteada, consiste en colocar nodos con un espaciamiento máximo de 500 pies, por otra parte, la mejor descripción consiste en colocar nodos a cada cambio de diámetro de la tubería, esto se logra introduciendo unas tablas al modelo de simulación que

describan exactamente como se encuentra la tubería de producción en la actualidad y que posibles obstrucciones se han presentado en la historia.

c) Sensibilidad de diversas correlaciones ofrecidas por el simulador VIP, ya que cada correlación es determinada de forma empírica, estas solo se pueden utilizar dentro de ciertos rangos o condiciones del fluido; la mejor práctica es probar todas las correlaciones y observar cual se ajusta mejor a cada pozo.

d) Ajuste del valor de rugosidad de la tubería, este valor se encuentra en un rango entre 0.0001 y 0.0007 dependiendo del estado de la tubería. La rugosidad puede mejorar el ajuste de las caídas de presión por fricción, por lo tanto es bueno tenerlo en cuenta.

Los cambios propuestos para el modelo se ven reflejados en los delta de presión en la tubería, Es decir la diferencia entre la presión de fondo fluyendo y la presión de cabeza de pozo.

Las mejoras de la descripción de la tubería y la inclusión de los gradientes de temperatura se realizo para todos los pozos del campo Cusiana, pero la sensibilidad de las correlaciones y los valores de rugosidad, se analizo para 10 pozos de gran interés para el campo.

6. DETERMINACION DE LOS GRADIENTES DE TEMPERATURA PARA LOS POZOS DEL CAMPO CUSIANA

La primera etapa del proyecto consiste en determinar tendencias que describan mejor el comportamiento de los gradientes de temperatura de los pozos en el campo Cusiana, con este gradiente se puede determinar de una mejor manera la temperatura del fluido dentro de la tubería a diversas profundidades y por lo tanto, el simulador (VIP) puede calcular con mayor exactitud propiedades del fluido, como la densidad, la viscosidad y la fricción, que son función de la presión y temperatura. Dichas propiedades son de vital importancia al implementar correlaciones para el cálculo de caídas de presión, especialmente en flujo multifásico.

Los datos utilizados para determinar las tendencias de temperatura son tomados de sensores de temperaturas en PLT's (registros de producción) realizados a diferentes profundidades y a diferentes fechas a través de la historia de cada pozo.

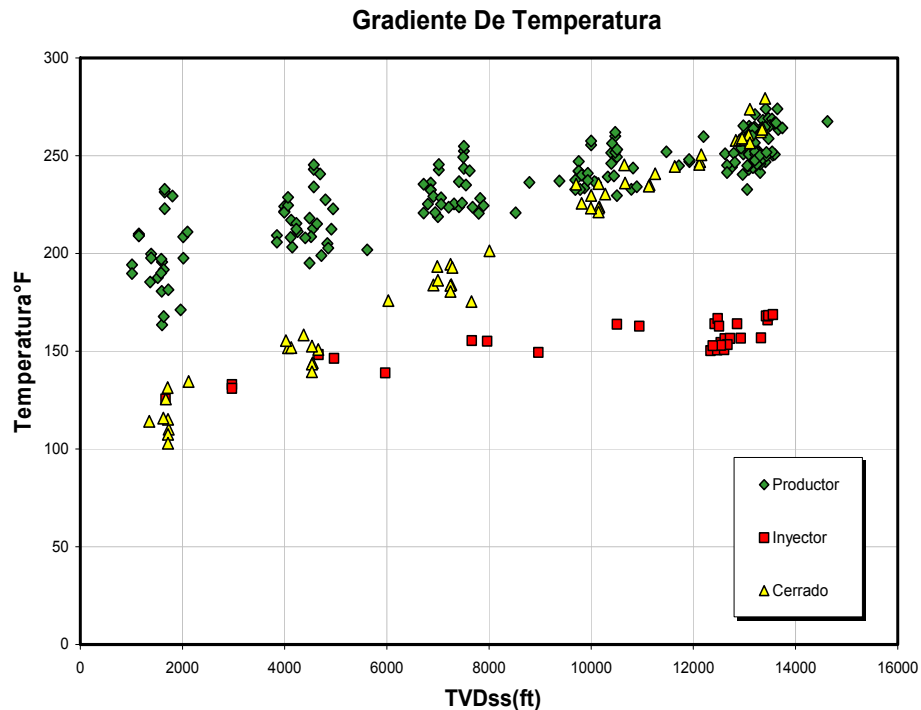
Se realizaron diversos análisis para describir el comportamiento de gradientes de temperatura, para probarlos en el modelo de Cusiana para el simulador VIP y determinar cual ofrece un mejor ajuste.

Los pozos y las tendencias de temperaturas se encuentran en tres categorías, ya sean inyectores, productores o pozos temporal o totalmente cerrados. Los diversos análisis se presentan a continuación.

6.1 Tendencia general

La primera tendencia describe el comportamiento general del gradiente de temperatura de los pozos, diferenciándolos en inyectores productores y cerrados. Como se puede observar en la figura N°17

Figura N°17: Tendencia general del gradiente de temperatura de todos los pozos en el campo Cusiana



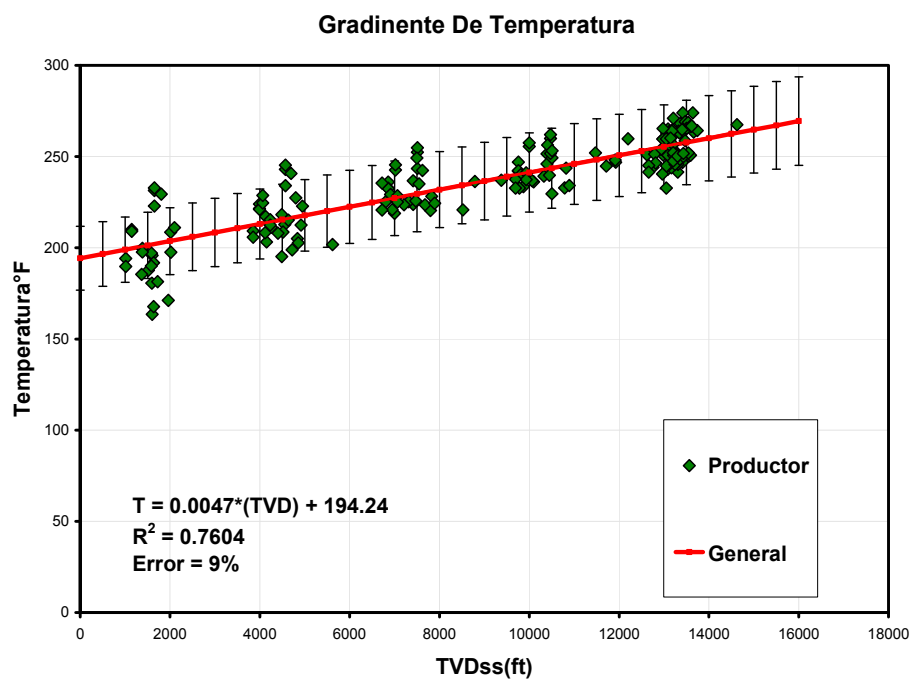
Fuente: Autor

La figura N°18 muestra la tendencia general del comportamiento, de la temperatura vs. Profundidad, que mejor se ajusta a los pozos productores de Cusiana perforados en las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe.

La incertidumbre que presenta la tendencia a través de todos los puntos es del 9% con una desviación estándar del 0.7604.

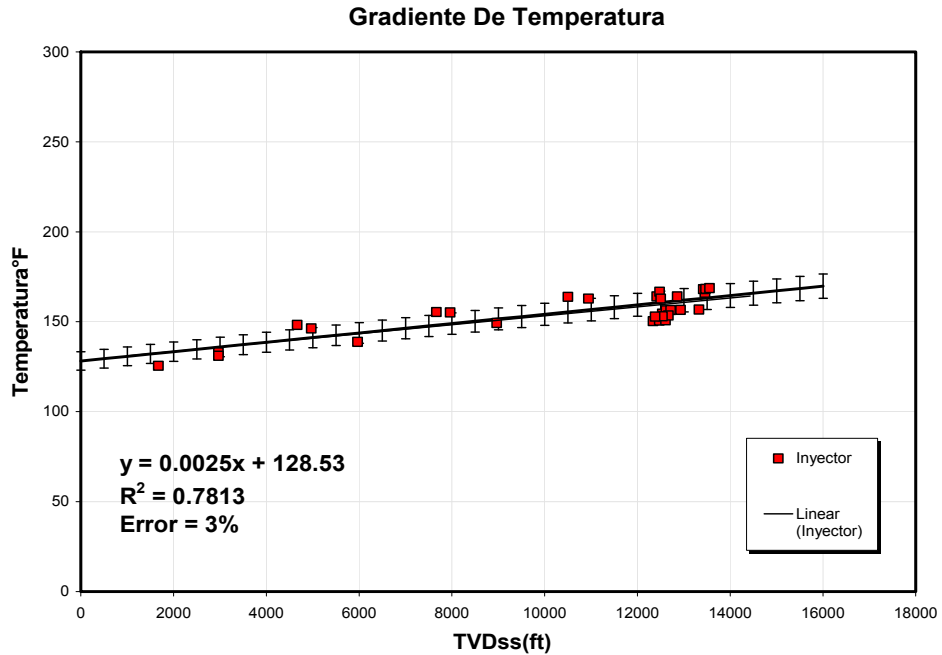
En el caso de los pozos inyectoros la tendencia que mejor describe los datos es lineal con una incertidumbre del 3% y un factor de correlación de 0.78, como se puede observar en la Figura N°19.

Figura N°18: Tendencia general del gradiente de temperatura de los pozos productores del campo Cusiana



Fuente: Auto

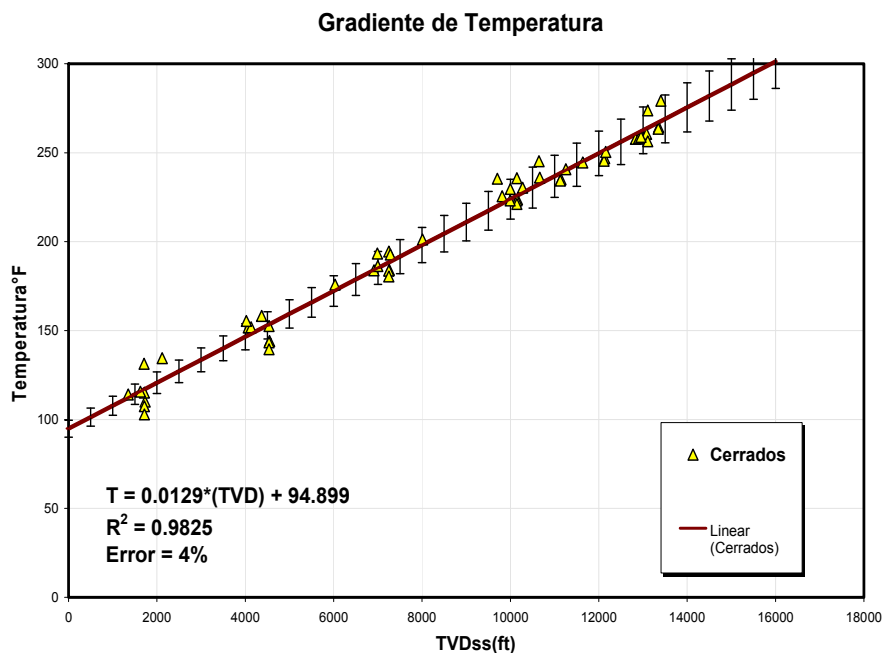
Figura N°19: Tendencia general del gradiente de temperatura de los pozos inyectoros del campo Cusiana



Fuente: Autor

Dos factores importantes, que se deben tener en cuenta el los pozos inyectoros y que pueden causar una variación en los valores de temperatura a una profundidad especifica, son el caudal y el diámetro del pozos, debido a que estos dos parámetros afectan la transferencia de calor entre el yacimiento y el fluido.

Figura N°20: Tendencia general del gradiente de temperatura de los pozos Cerrados del campo Cusiana



Fuente: Autor

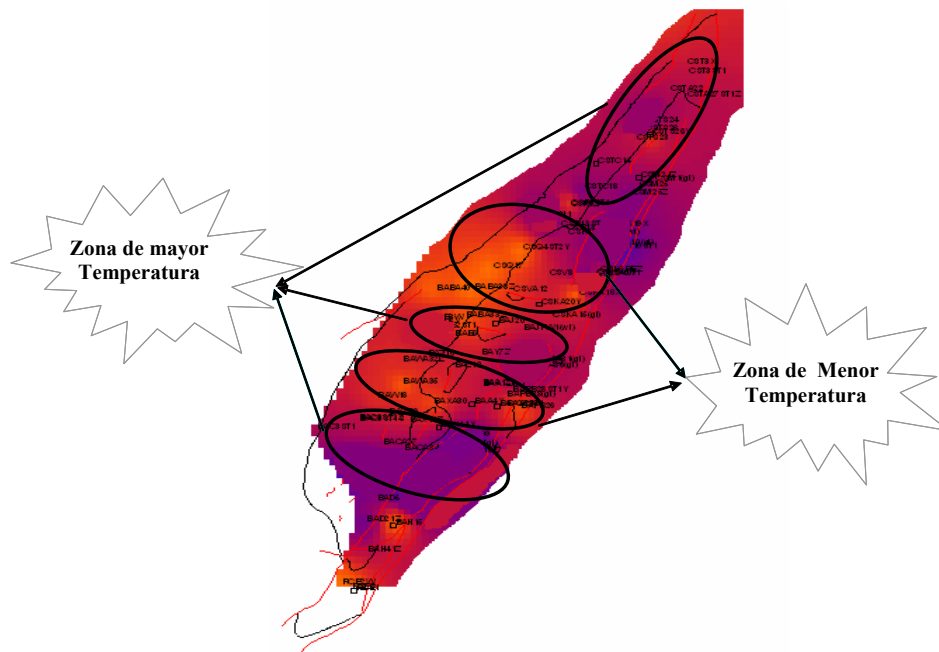
Finalmente para los pozos cerrados la tendencia que describe los datos es también lineal con un factor de correlación de 0.9825, lo cual representa un muy buen ajuste de la línea a los datos. La tendencia de los pozos cerrados ofrece la mejor representación de la temperatura de las formaciones, porque al estar cerrados han tenido mayor tiempo para la transferencia de calor, que la que han experimentado los pozos inyectoros y productores. La Figura N°20 muestra el comportamiento de estos pozos.

6.2 TENDENCIA DE LOS POZOS PRODUCTORES DEPENDIENDO DEL CORTE DE AGUA

Debido a que los datos de los pozos productores presentan la mayor incertidumbre, y siendo estos pozos de gran importancia para el campo. Se requiere un análisis más detallado.

Luego de agrupar los pozos de acuerdo a diferentes rangos de parámetros como la relación gas líquido, relación gas aceite y corte de agua; se determinó que el comportamiento de la temperatura del fluido, en las tuberías de producción se encuentra regido principalmente por el corte de agua producido por los pozos. La producción de agua está ligada al contacto de la zona donde están perforados los pozos al acuífero, o algún tipo de intrusión de agua en la formación.

Figura N°21: Mapa de las zonas productoras de agua en el campo Cusiana



Fuente: BP Exploration Colombia área de yacimientos

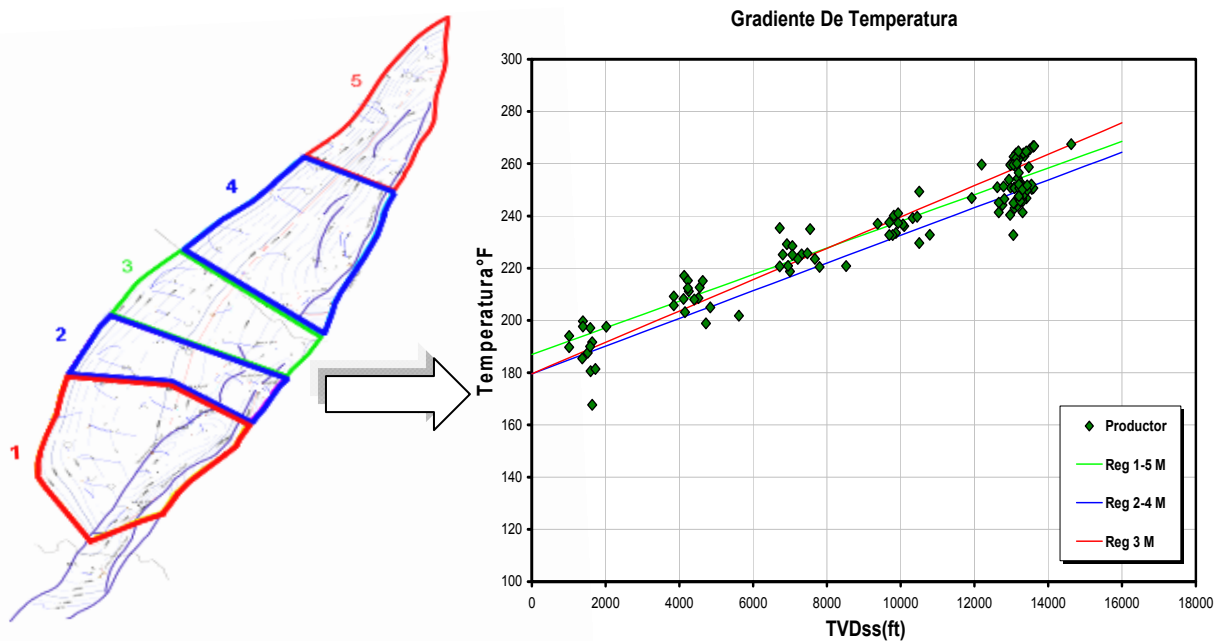
El comportamiento del gradiente de temperatura se puede deber, a que el agua posee una capacidad calorífica mayor que el aceite y el gas, por lo tanto los fluidos que contengan mayor cantidad de agua presentaran mayores temperaturas que los demás a la misma profundidad.

En la figura N°21 se observan las áreas de mayor producción de agua en el campo y la división que se realizo para las tendencias de temperatura.

6.2.1 Áreas de la formación mirador

La formación mirador se dividio en tres áreas, la primera es la comprendida por la región 1 y 5 que es el sector de los flancos, la segunda esta constituida por las regiones mas frías 2 y 4, finalmente la región 3 que presenta alguna producción de agua.

Figura N°22: Tendencia del gradiente de temperatura por áreas en la formación mirador, dependiendo de la producción de agua



Fuente: BP Exploration Colombia área de Yacimientos

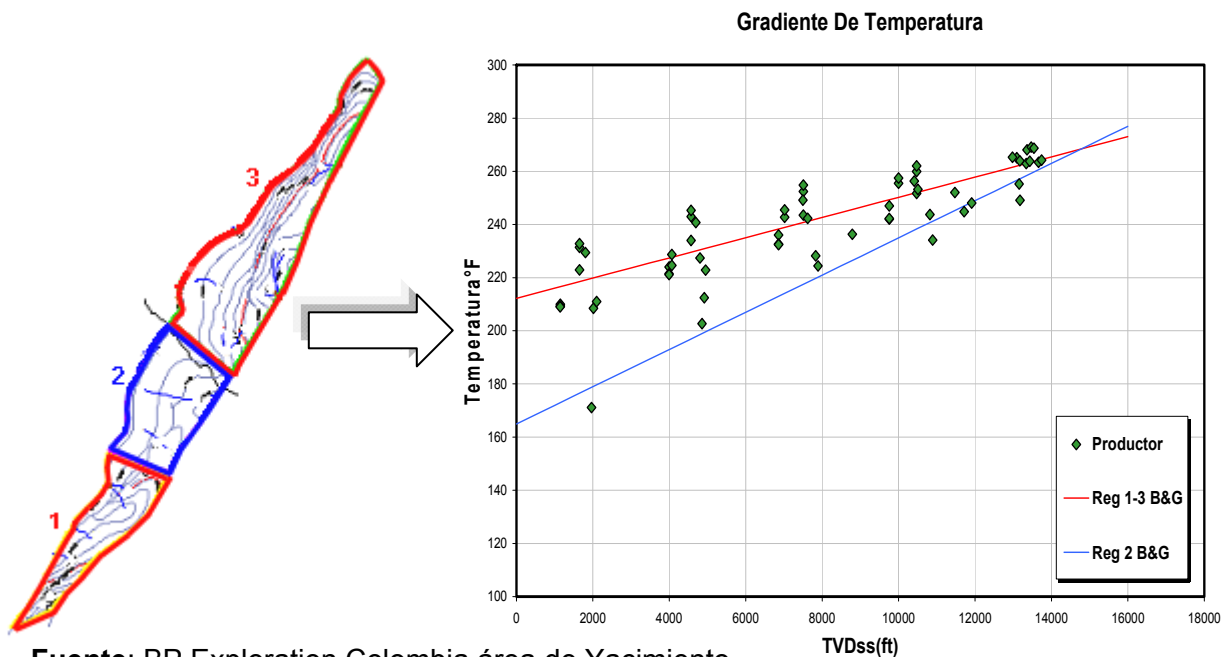
En la figura N°22 se puede observar que las regiones 1, 5 y 3 presentan mayor temperatura que las regiones 2 y 4 que son las de menor producción de agua.

La variación de temperatura dentro de una misma zona puede ser ocasionada también por la relación de gas líquido pero no se ha observado que esta relación sea determinante en las tendencias de la formación.

6.2.2 Áreas de la formación Barco Guadalupe

La formación B&G se divide en una zona periférica y en una central. Se puede observar en la figura N°23 que la zona periférica es la que presenta mayores temperaturas como era de esperarse por su contacto con el acuífero y la zona central tiende siempre a menores temperaturas las temperaturas convergen a aproximadamente 14000 ft ya que a esta profundidad el fluido posiblemente posea la misma temperatura del yacimiento y como están en la misma formación por su geología pueden tener temperaturas muy similares.

Figura N°23: Tendencia del gradiente de temperatura por áreas en la formación Barco -Guadalupe, dependiendo de la producción de agua



Fuente: BP Exploration Colombia área de Yacimiento.

7. ANALISIS RESULTADOS OBTENIDOS PARA LOS POZOS ANALIZADOS

7.1 POZO A1

7.1.1 *Reseña*

El pozo A1 ha sido productor a través de toda su historia.

Este pozo esta ubicado entre el limite de la capa de gas y el anillo de aceite del campo Cusiana, tiene una profundidad de aproximadamente 14 mil pies, con cañoneos en la formación mirador, siendo esta su zona productora. Su producción inicio en el año 2000 y hasta la fecha se han obtenido 6.578.326 barriles de aceite, 127.240.317 miles de pies cúbicos de gas y 320.619 barriles de agua

La producción diaria del pozo ha decaído aprox. 4000 barriles desde el día de inicio de su producción, se podría decir que esta disminución se debe a la caída natural de presión del yacimiento. A pesar de que se han realizado cañoneos y recañoneos en zonas de interés no se ha observado una mejora significativa en la producción.

7.1.2 **Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones**

En la figura N°24 se observa los porcentajes de error entre las caídas de presión medidas y las simuladas, para el caso base y para cada uno de los cambios realizados al modelo.

La caída de presión es la correspondiente entre la presión de fondo fluyendo y la presión en cabeza del pozo. Las graficas se muestran a las diferentes fechas en las que se encuentran datos medidos para cada pozo.

En la figura N°24 las diferentes series corresponden a:

- **Base:** Modelo que se tiene del Campo cusiana sin los cambios planteados.

- **Hagedorn:** Modelo en el cual se incluye una mejor descripción y discretización de la tubería, utilizando la tendencia general de temperatura para los pozos productores. La correlación implementada es la de Hagedorn y Brown.
- **Cortemp:** El mismo modelo con las características anteriores pero utilizando tendencia de temperatura por áreas, para pozos productores. Con esta tendencia se vieron resultados muy parecidos a los observados con la tendencia general, por lo tanto por mayor simplicidad se utiliza la tendencia general para todas las sensibilidades.
- **Mejor discre:** La misma descripción del modelo de Hagedorn pero, la discretización de la tubería es de 300 pies máximo, es decir, más discretizada que las anteriores.
- **Orki:** Sensibilidad correspondiente a la correlación de Orkiszewski.
- **Beggs:** Sensibilidad correspondiente a la correlación de Beggs y Brill.
- **Griffith:** Sensibilidad correspondiente a la correlación de Griffith, Lau, Hon y Pearson.
- **Aziz:** Sensibilidad correspondiente a la correlación de Aziz y Govier
- **Dunros:** Sensibilidad correspondiente a la correlación de Duns y Ross
- **Noslip:** Sensibilidad correspondiente a una correlación que no incluye el efecto de slippage.

Para la figura N°24 (a, b) el caso base presenta una menor diferencia entre los valores medidos de caídas de presión y los simulados, que la que presentan los casos en los que se corrigieron ciertos parámetros. Esto se puede explicar en el hecho de que las correlaciones son aplicables a ciertos rangos y condiciones de flujo y puede que ninguna se ajuste a las condiciones del pozo en las fechas de las dos primeras gráficas. Es importante resaltar que al ubicar nodos cada 300 pies como máximo es decir realizar una mayor discretización, se observa que el porcentaje de error de los cálculos de caídas de presión aumentan aun más, este fenómeno ocurre ya que el simulador está sobre

prediciendo las caídas de presión en cada nodo y al aumentarlos la suma total de caídas de presión es mayor que la que se presenta en la realidad, se puede decir entonces, que se debe utilizar un espaciamiento óptimo entre nodo y nodo de modo tal que las caídas de presión no se sobre predigan pero que tampoco utilizar tan pocos nodos que no se tengan en cuenta las restricciones y ciertos efectos del fluido a través de la tubería. Para todos los pozos el espaciamiento que se dejó cada 500 pies como máximo.

Figura N° 24 (a, b, c): Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo A1.

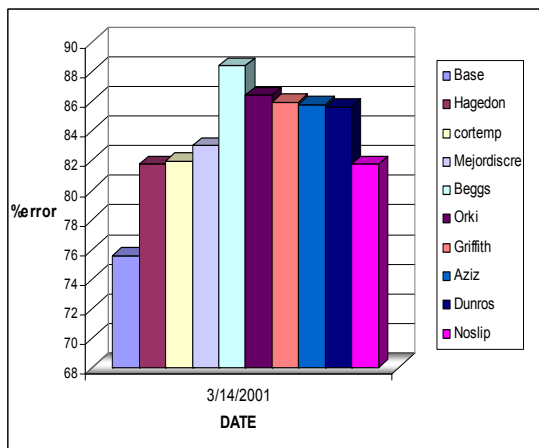


Figura N°24 (a)

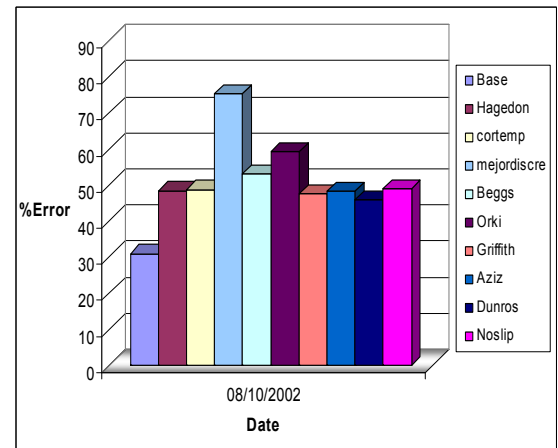


Figura N°24 (b)

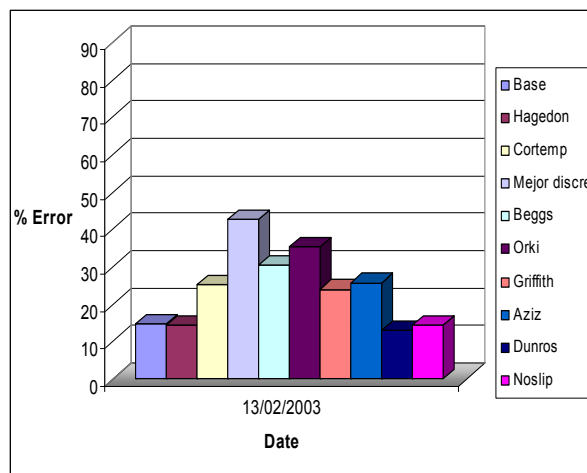


Figura N°24 (c)

Fuente: Autor

En el caso de la figura N°24(c) algunas correlaciones mejoran las caídas de presión, la correlación que se utilizara en las predicciones es la de Duns and Ross, ya que es la correlación que mejor se ajusta a los últimos datos medidos y por lo tanto, se puede tener mas confiabilidad en las predicciones. El valor de rugosidad es el menor del rango permisible que es 0.0001 ya que si se utiliza un valor mayor las caídas de presión se sobre predicen aun mas para este pozo. Es importante aclarar que independiente del valor de rugosidad empleado los valores de las caídas de presión no varían de una manera apreciable.

La mejora realizada en cuanto al cálculo del delta de presión en la tubería, corresponde a un 2%

Los datos de las graficas de porcentajes de error para todos los pozos se muestran en tablas en el anexo B.

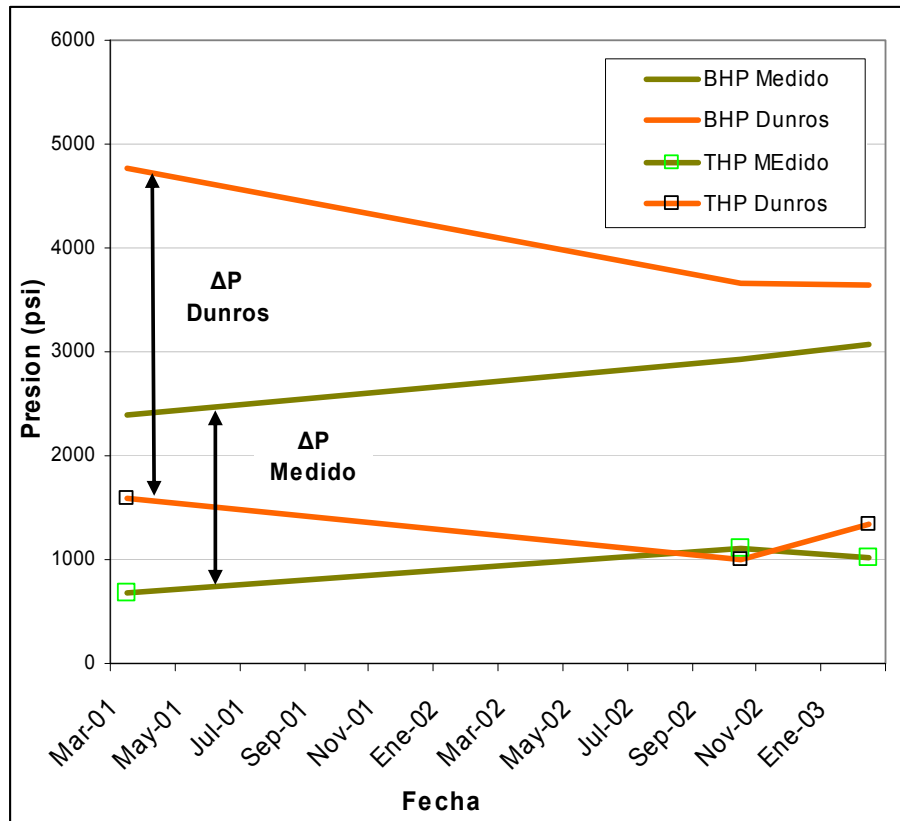
Datos De Interés De Pozo A1					
Fecha	Q_o	Q_w	Q_g	Incli máx.	GOR
13-Feb-03	3834	131	67.651	23.04°	17645
08-Oct-02	3634	117	55.788	23.04°	14447
14-Mar-01	4,548	104	13.000	23.04°	2588

Tabla N°1: Datos de interés para el pozo A1 a las fechas analizadas

La correlación de Duns Ross se ajusta bien en este caso porque es una correlación aplicable a pozos de aceite o condensado con valores de GOR medios y altos, En la tabla N°1 se muestra que el valor mas alto de GOR corresponde a la ultima fecha, por esto posiblemente la correlación ajusta bien a esta fecha y en fechas futuras donde el valor del GOR ira aumentando gradualmente debido a la depletacion natural del pozo. También se observa que esta correlación va mejorando a través del tiempo, porque el GOR aumenta gradualmente con el tiempo y el contenido de agua disminuye con el

tiempo y como se menciono anteriormente esta correlación trabaja mejor con bajos contenidos de agua.

Figura N°25: Deltas de presión real y simulada con la correlación que mejor se ajusta

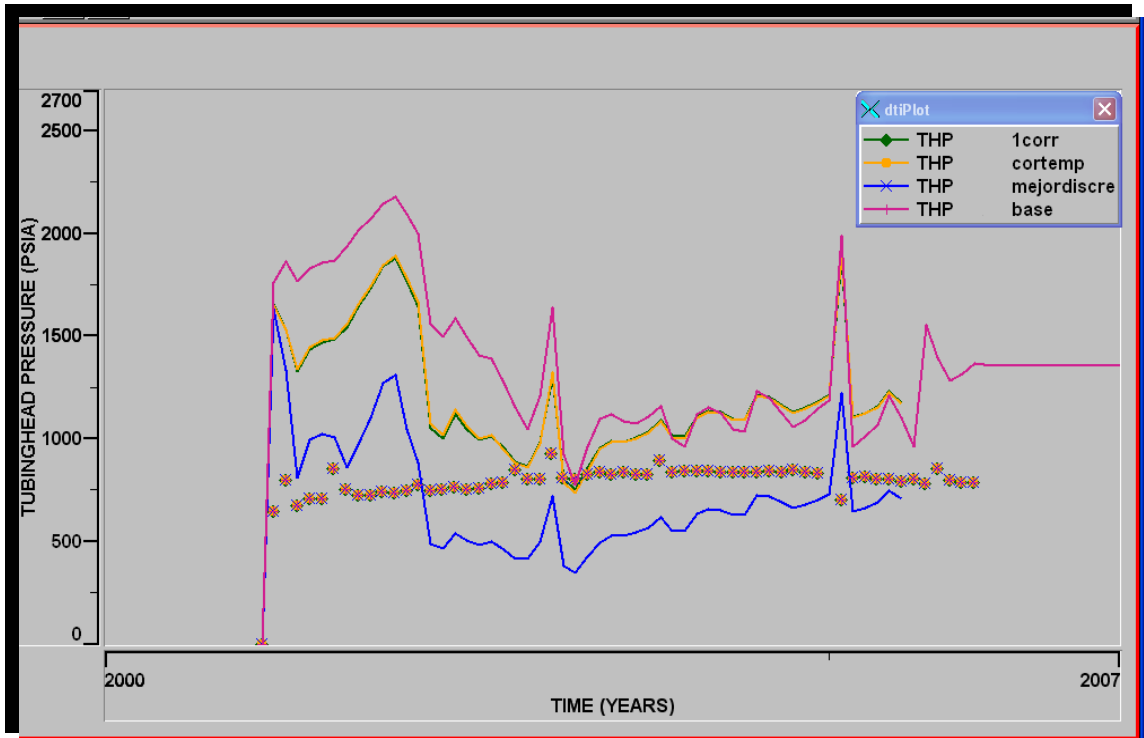


Fuente: Autor

En la figura N°25 se muestra la comparación entre los valores de BHP y THP medidos y los simulados con la mejor correlación. En la grafica se puede apreciar que las THP medida y la calculada no ajustan, esto se debe a que la BHP tampoco esta ajustada; pero el ajuste de la presión de fondo fluyendo, se mejora variando parámetros del yacimiento como, permeabilidad, daño, transmisibilidad, entre otros. Ajustes que no conciernen a este proyecto, lo

importante es resaltar que al mejorar la BHP y con un buen ΔP la THP para los pozos presentara un mejor ajuste. Lo que concierne a este proyecto es el ajuste del ΔP .

Figura N°26: THP (Tubing Head pressure) Pozo A1



Fuente: Autor

La figura N°26 se muestra los valores de THP observados y simulados para diferentes casos. Como se menciona anteriormente la THP no ajusta porque la presión de fondo fluyendo, no se encuentra ajustada en el modelo.

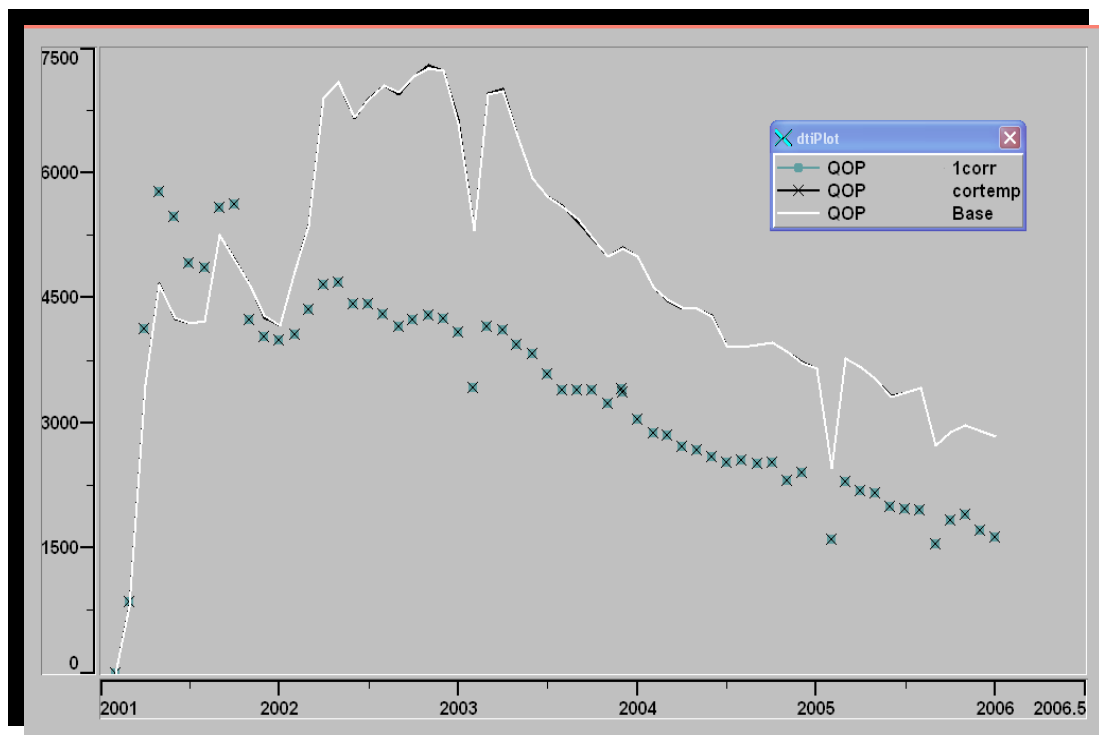
En las figura N° (27, 28, 29) se muestran los caudales de aceite, gas y agua en superficie; en dichas graficas no se aprecia ninguna variación entre el comportamiento del caso base y los casos con los cambios realizados al modelo. Posiblemente esto ocurre ya que el simulador esta controlado por el caudal de gas, y si la variación en la THP no es lo suficientemente grande

como para ocasionar que el caudal de gas requerido no sea producido, no se observara ningún cambio en ninguno de los caudales de los fluidos.

Otra justificación a este comportamiento esta en que la BHP en todas las corridas, incluida la del caso base son casi iguales, y el simulador calcula la tasa a producir partiendo de este valor de presión de fondo, por lo tanto, si no hay una variación en la BHP tampoco cambiara los valores de los caudales producidos.

Posiblemente cuando la BHP se ajuste, en futuros trabajos si se podrá apreciar un cambio en los caudales producidos.

Figura N°27: Caudal de aceite pozo A1



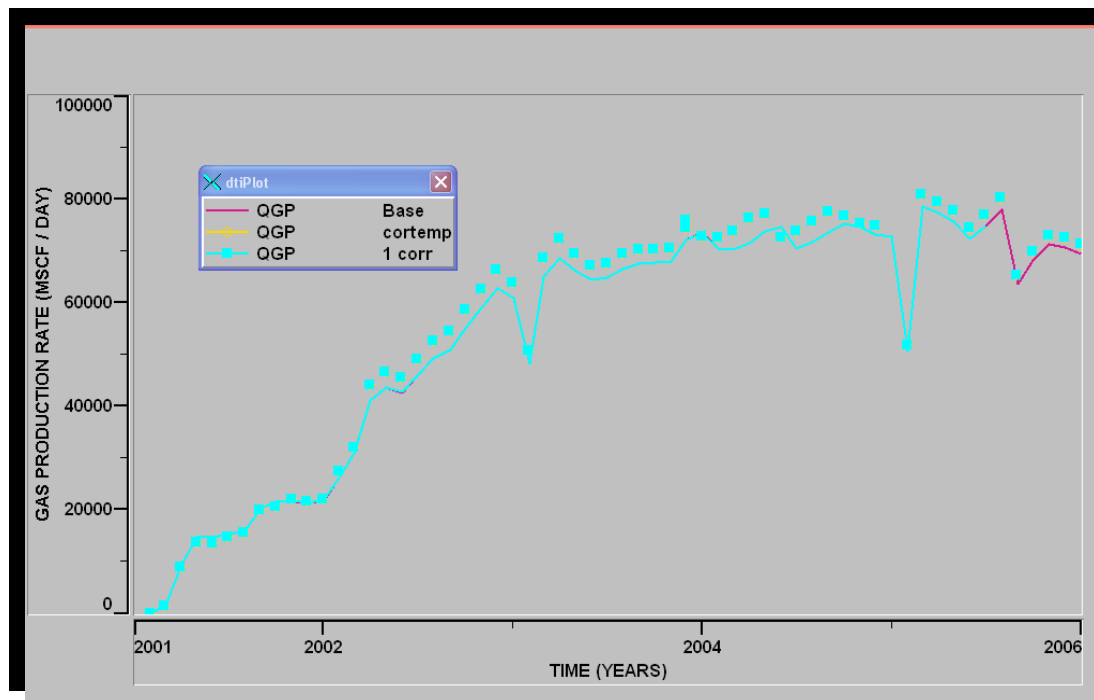
Fuente: Autor

Las corridas que se muestran en las figuras N° (27, 28, 29), corresponden a:

- El caso base
- El modelo con una mejor descripción y discretización de la tubería, utilizando una tendencia general de temperatura para los pozos productores y la correlación de Hagedorn. (en el Simulador aparece como el caso de 1 corr)
- El mismo modelo de Hagedorn, pero utilizando tendencias de temperaturas por zonas.

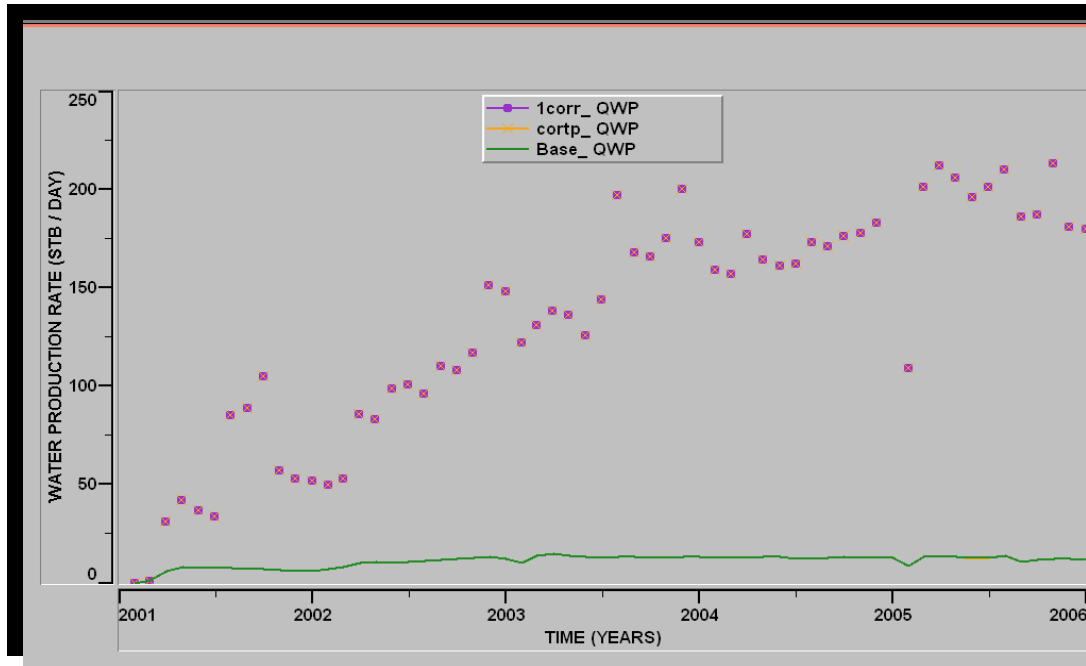
El resto de las sensibilidades de correlaciones presentan el mismo comportamiento por lo tanto no se muestran en la grafica.

Figura N°28: Caudal de gas pozo A1



Fuente: Autor

Figura N°29 : Caudal de agua pozo A1



Fuente: Autor

7.2 POZO B2

7.2.1 Reseña

El pozo B2 ha sido productor a través de toda su historia.

Este pozo esta ubicado en el anillo de aceite del campo Cusiana, tiene una profundidad de aproximadamente 16 mil pies, con cañoneos en la formación mirador. Su producción inicio en el año 1996 y hasta la fecha se han obtenido 20.423.142 barriles de aceite, 139.725.043 miles de pies cúbicos de gas y 4.099.895 barriles de agua

Al inicio de la vida del pozo, la producción era de 3000 barriles de aceite, producción por debajo de lo esperado. Este bajo caudal se presento debido a altas cantidades de agua de la formación que impedían el flujo de los hidrocarburos. Inicialmente se probó lift con Nitrógeno y acidificaciones pero los resultados no fueron favorables, posteriormente se realizo un re cañoneo, pero el pozo no presento mucha mejora y finalmente murió, posteriormente se cemento la zona productora de agua, y se recupero la producción.

El pozo presenta problemas de escamas, que fueron comprobadas por PLTs y por PBU que mostraron daño en la cara del pozo, para solucionar este problema se hicieron diversos trabajos de acidificación hasta que el pozo presentó la producción más alta de su historia correspondiente a 13000 Barriles por día, aproximadamente. Actualmente la producción del pozo ha decaído a menos de 2000 barriles diarios, esta disminución se debe a la depleción del pozo y al aumento en la producción de agua.

7.2.2 Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones

En la figura N°30 se muestra, que los cambios realizados al modelo no presentan un buen ajuste en fechas tempranas de la vida del pozo, pero en las fechas posteriores, se observa una gran mejora en el cálculo de las caídas de presión.

Grafica N° 30 (a, b, c): Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo B2.

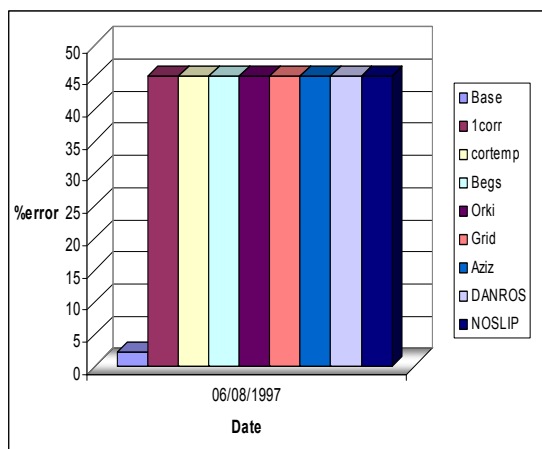


Figura N°30 (a)

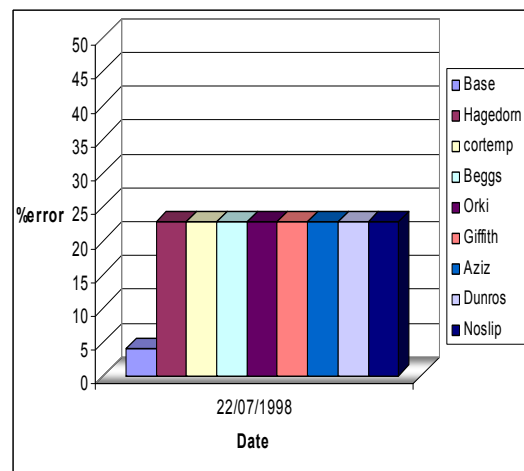
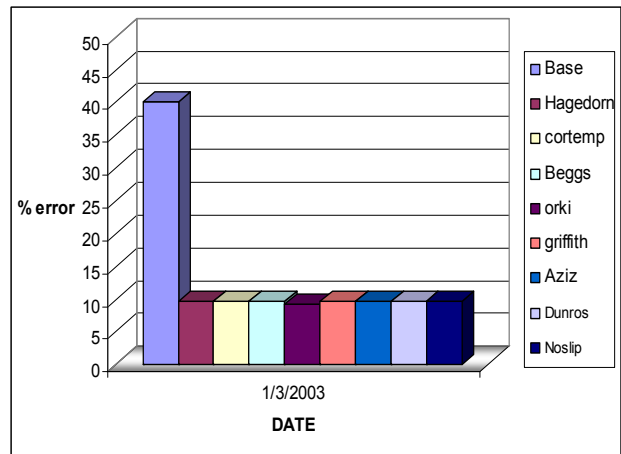


Figura N°30 (b)



Grafica N°30 (c)

Fuente: Autor

Para las predicciones la mejor correlación es la de Orkiszewski, aunque se podrían utilizar las otras correlaciones disponibles en el simulador VIP, ya que el comportamiento es casi igual, para cualquier correlación en todas las fechas. La correlación de Orkiszewski es aplicable a un amplio rango de condiciones de pozo pero se debe utilizar con precaución en pozos con altos valores de GOR y que se encuentren en el régimen de flujo anular. Esta correlación es buena en pozos con poca inclinación desde la vertical. Por su amplio rango de aplicación se utiliza esta correlación con preferencia, en este pozo.

El valor de rugosidad que mejor ajuste es de 0.0001, si se utilizan valores mayores de rugosidad la diferencia entre las caídas de presión real y simulada es un poco mayor.

Las mejoras realizadas al modelo son del 30% en este pozo.

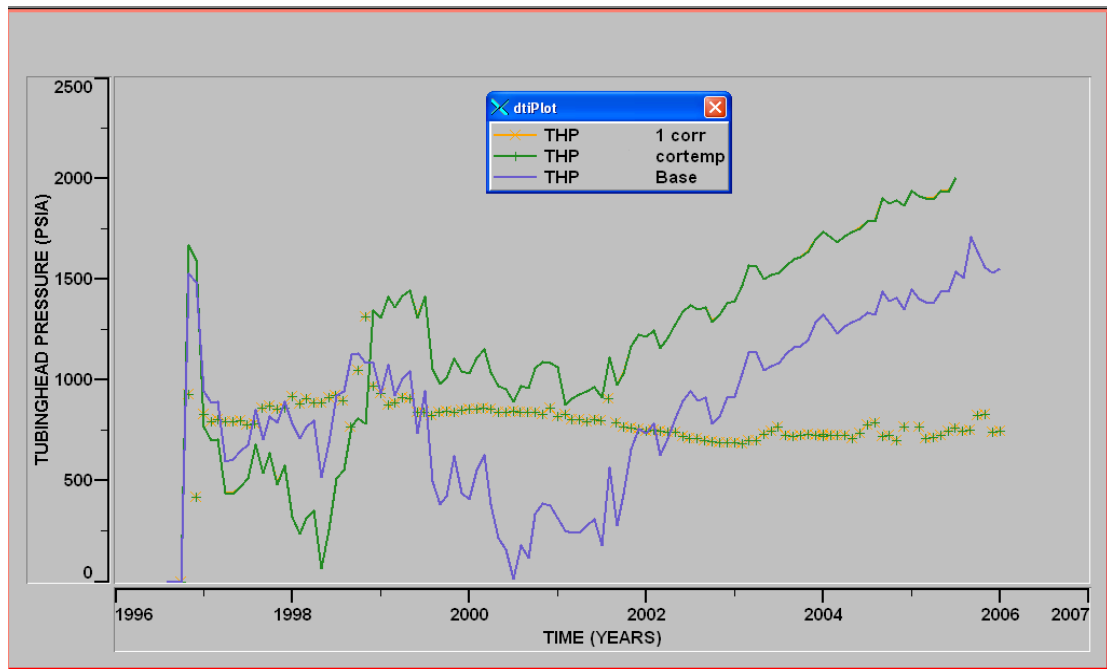
Datos De Interés De Pozo B2					
Fecha	Q _o (BPD)	Q _w (BPD)	Q _g (MMSCF/D)	Incli máx.	GOR(scF/bbls)
03-Ene-03	2730	1402	43.78	27	15853
22-Jul-99	12128	135	39.15	27	3228
06-Ago-97	8304	0	18.24	27	2197

Tabla N°2: Datos de interés para el pozo B2 a las fechas analizada

En la figura N°31 se observa que la presión de cabeza de pozo, llega a cero en el año 1998 y en el año 2000, ya que en esas fechas, el cambio realizado al modelo esta sobre prediciendo notablemente las caídas de presión en la tubería, o ninguna de las correlaciones disponibles reproduce el comportamiento del fluido a estas fechas, pero a fechas posteriores el comportamiento de la THP es muy similar al caso base, pero con valores menores; en este periodo no se observa ningún cambio abrupto ni valores cercanos a cero, por lo tanto se puede utilizar el modelo con los cambios sugeridos con una buena confiabilidad en las predicciones.

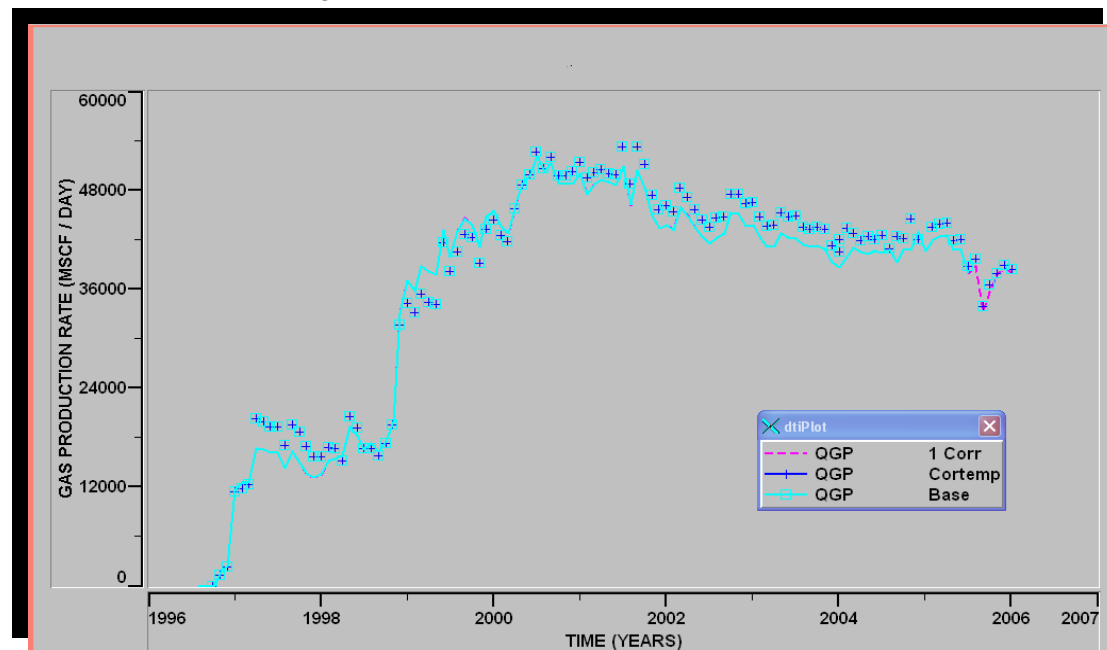
En las graficas de caudales de los diferentes fluidos, para el pozo B2 tampoco se observa ninguna variación entre el modelo base y los de los cambios realizados, la explicación puede ser la descrita en el pozo A1. Cabe resaltar que a las fechas en las que los caudales de aceite y de gas se encuentran ajustados, coinciden con las fechas en las que se mejora notablemente las caídas de presión en la tubería, ya que la correlación, teniendo bien ajustado los caudales y cantidades de fluido, puede reproducir de una mejor manera el comportamiento del fluido en el pozo.

Figura N°31: THP (Tubing Head pressure) pozoB2



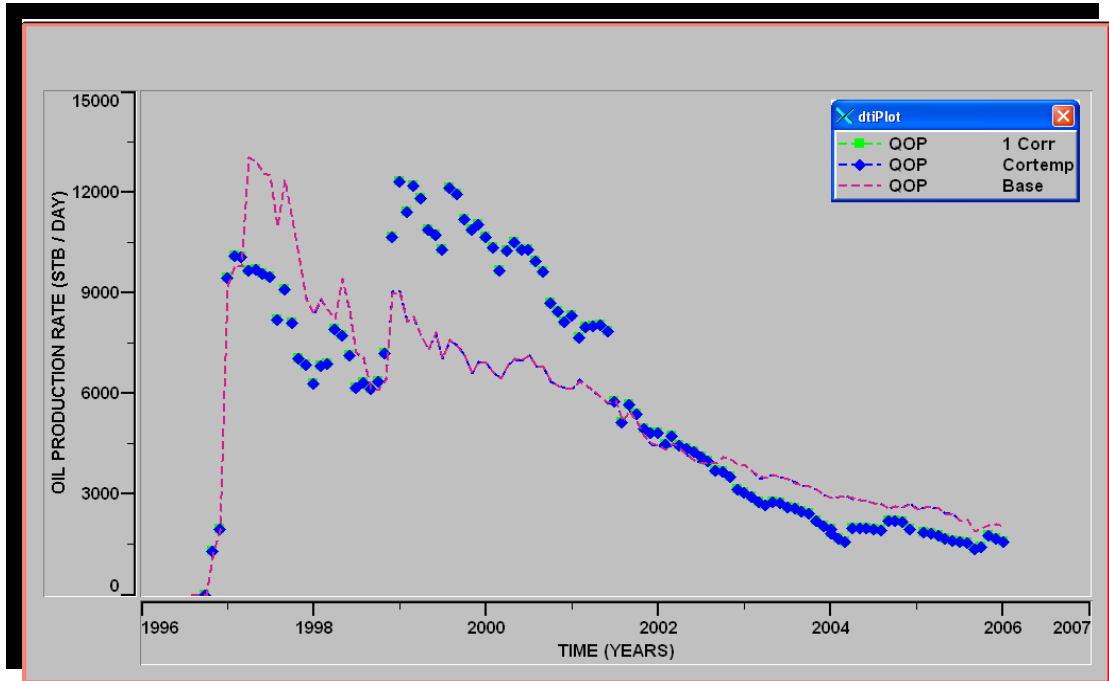
Fuente: Autor

Grafica N°32: Caudal de gas pozo B2



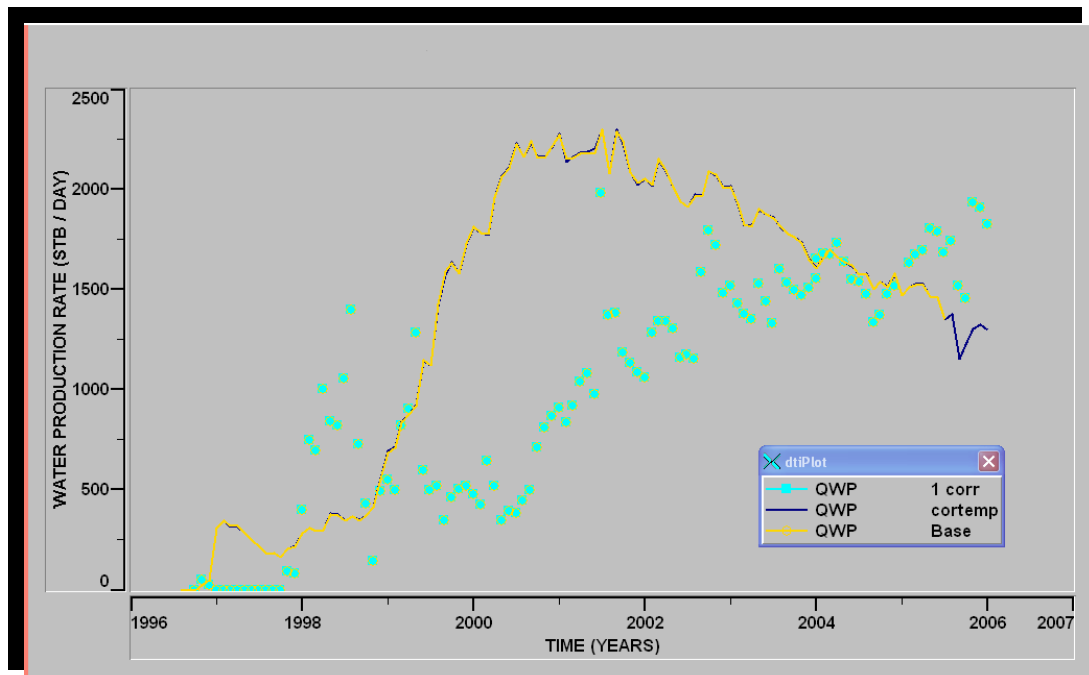
Fuente: Autor

Figura N°33: Caudal de aceite pozo B2



Fuente: Autor

Figura N° 34: Caudal de agua pozo B2



Fuente: Autor

7.3 POZO X3

7.3.1 Reseña

El pozo X3 ha sido productor a través de toda su historia.

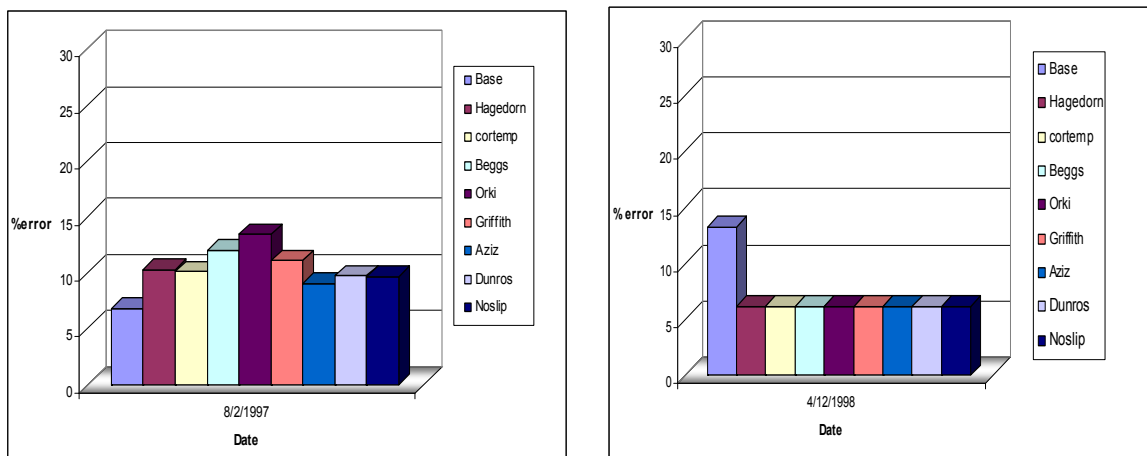
Este pozo esta ubicado entre el límite de la capa de gas y el anillo de aceite del campo Cusiana, en uno de los flancos del campo, donde se tiene que tener en cuenta la intrusión de agua debida al acuífero. Este pozo tiene una profundidad de aproximadamente 15400 pies, con cañoneos en la formación mirador. Su producción inicio en el año 1996 y hasta la fecha se han obtenido 15.512.671 barriles de aceite, 197.034.898 miles de pies cúbicos de gas y 12.113.020 barriles de agua

El pozo ha sufrido una disminución en la producción a través de los años, debida a la depletacion del pozo, al aumento en la intrusión de agua y al aumento de producción de gas por algunas de las zonas productoras.

El aumento en la producción de agua, ocasiona un aumento en la densidad del fluido, haciendo cada vez más difícil la producción del pozo hasta ocasionar, que la producción cese por completo.

7.3.2 Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones

Figura N°35 (a, b, c, d): Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo X3.



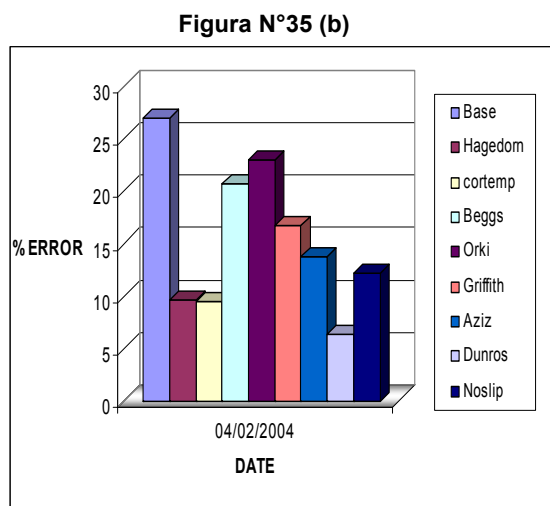
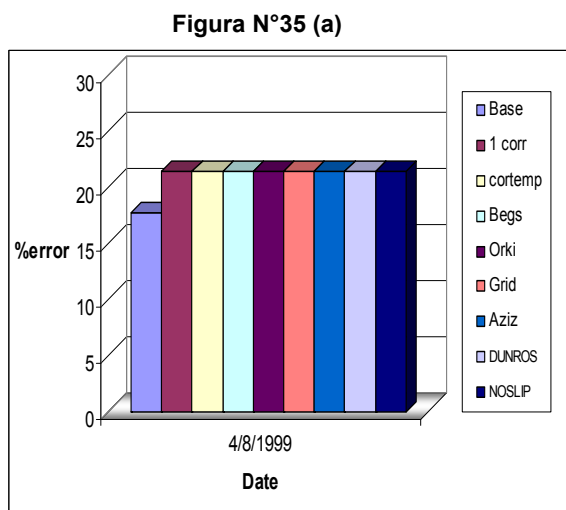


Figura N°35 (c)

Figura N°23 (d)

Fuente: Autor

En el pozo X3 la correlación que mejor reproduce el comportamiento a la última fecha de datos medidos, encontrada, es la correlación de Duns y Ross, con una rugosidad de 0.0001. Como se observa en la figura N°36.

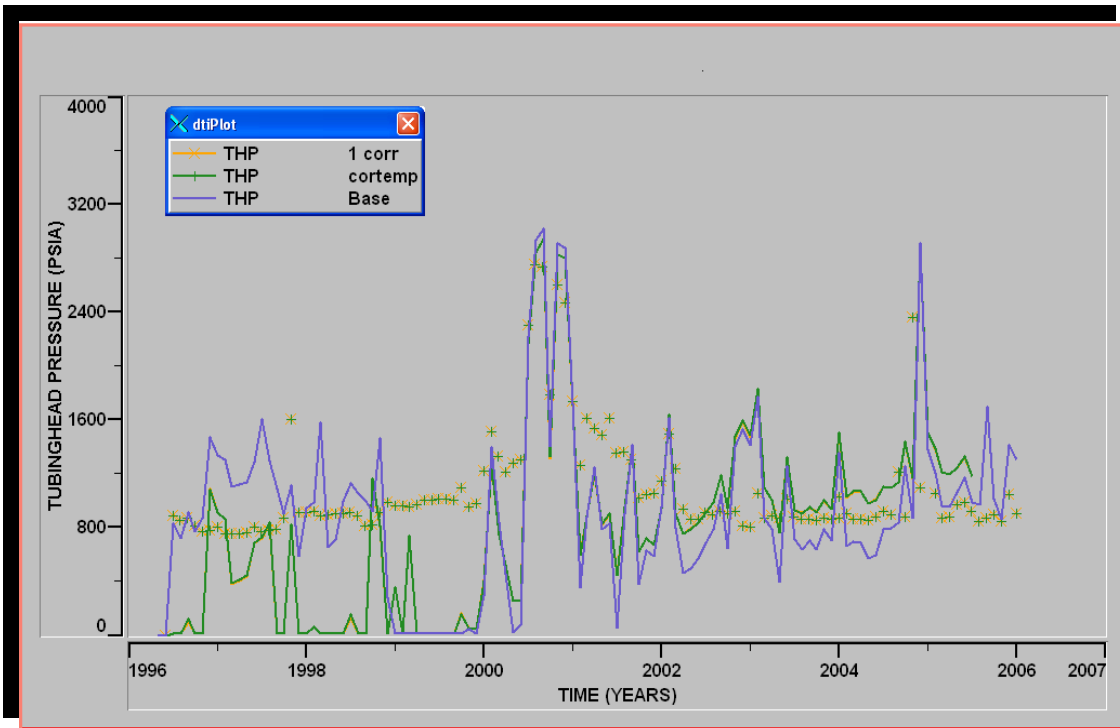
La correlación de Duns y Ross es aplicable a flujo multifasico en tuberías con bajos ángulos de inclinación desde la vertical, como se muestra en la tabla N°3 la máxima inclinación del pozo en ciertas secciones es de 15°. Por lo tanto la correlación puede ser aplicable a este pozo.

La mejora realizada a este pozo con respecto a las caídas de presión corresponde a un 20%.

Datos De Interés De Pozo X3					
Fecha	Q_o(BPD)	Q_w(BPD)	Q_g(MMSCF/D)	Incli máx.	GOR(scF/bbls)
04-Feb-04	693	342	4.075	15.92	5882
29-Sep-99	1425	148	2.26	15.92	1585
12-Abr-98	622	0	0.7	15.92	1089
02-Ago-97	982	14	1.57	15.92	1597

Tabla N°3 Datos de interés para el pozo X3 a las fechas analizada

Figura N°36: THP (Tubing Head pressure) pozo X3



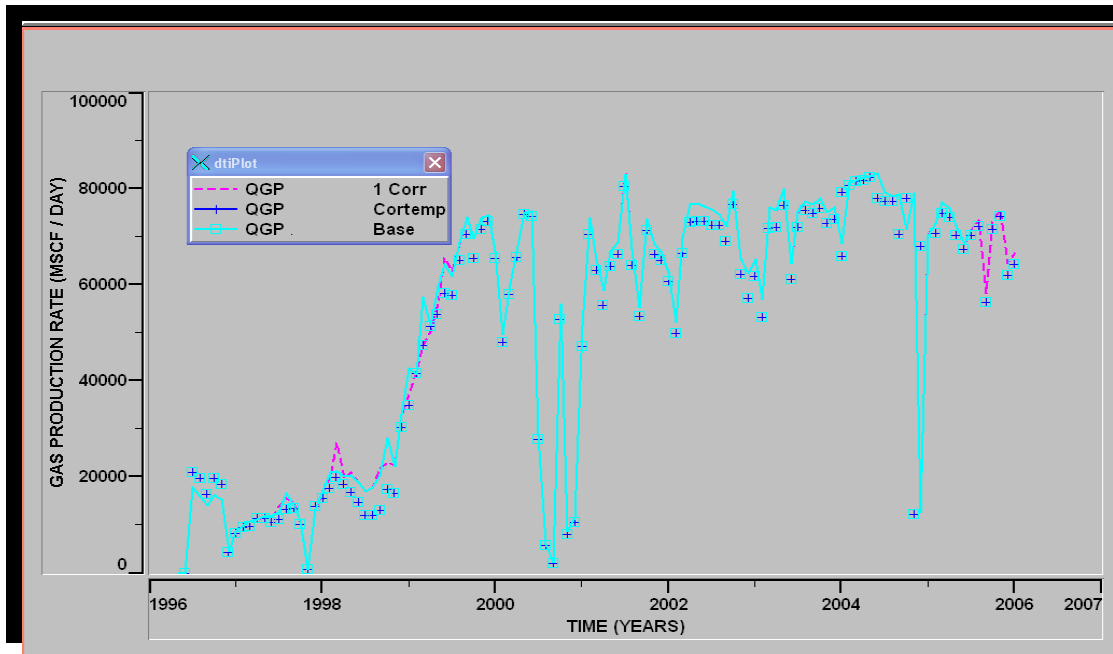
Fuente: Autor

Los valores de THP simulados para este pozo se presentan en la figura N°36

En las graficas de caudal de aceite, figura N°36, se puede observar una leve mejora en el ajuste del aceite producido entre el año 1997 y 2000, del que presenta el caso base, lo que quiere decir que en este caso el cambio en el modelo si presento un buen efecto sobre los cálculos de caudales en algunas fechas. Este cambio coincide con las fechas a las cuales se observo una leve variación en la BHP. En las fechas posteriores no se observa ninguna variación.

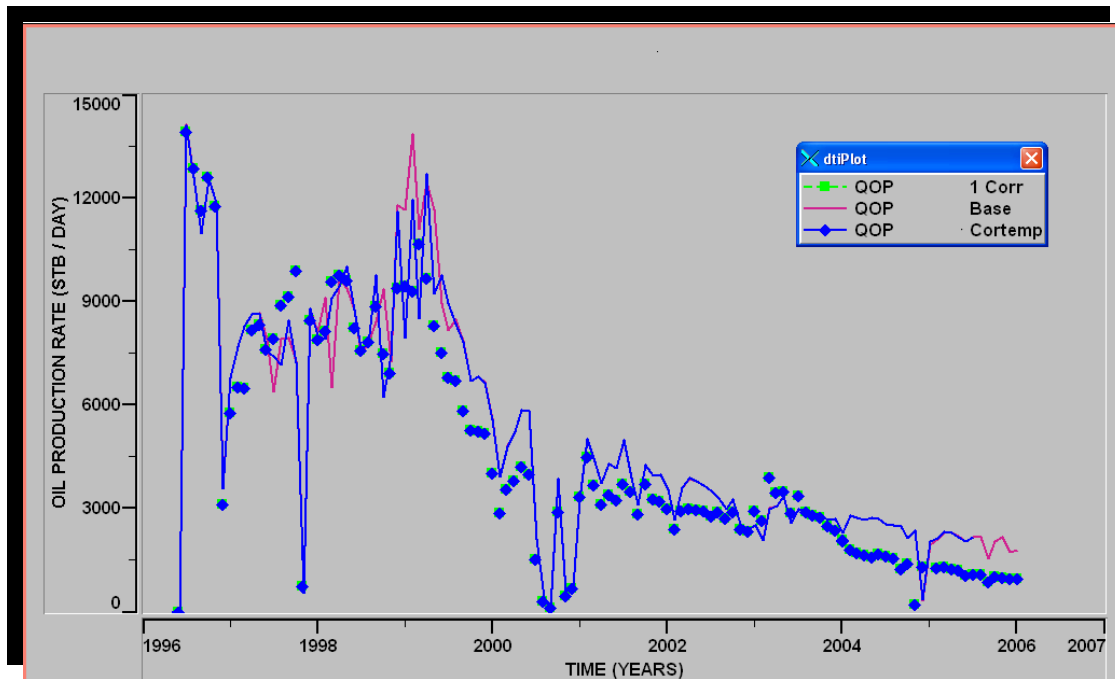
Los caudales de Gas y de agua (figura N° 37, 39) también presentaron variaciones en las mismas fechas

Figura N°37: Caudal de gas pozo X3



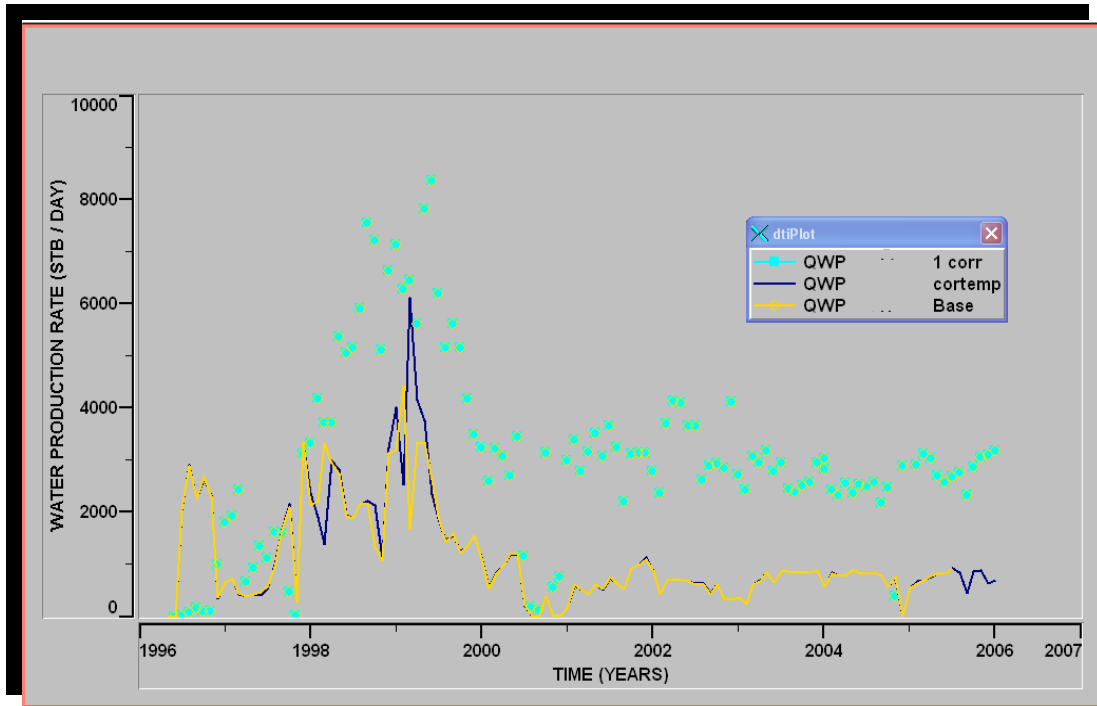
Fuente: Autor

Figura N°38: Caudal de aceite pozo X3



Fuente: Autor

Figura N° 39: Caudal de agua pozo X3



Fuente: Autor

7.4 POZO Y4

7.4.1 Reseña

El pozo Y4 ha sido productor a través de toda su historia.

Este pozo, tiene una profundidad de aproximadamente 15400 pies, con cañoneos en la formación Barco y Guadalupe. Su producción inicio en el año 2000 y hasta la fecha se han obtenido 9.768.527 barriles de aceite, 72.420.112 miles de pies cúbicos de gas y 15.462.302 barriles de agua.

La producción los primeros dos años de la vida del pozo tuvo como promedio 8000 barriles por día y a depletado a aproximadamente 1000 barriles diarios hasta el año 2005. Para tratar de mantener la producción se perforaron zonas nuevas dentro de las formaciones Barco y Guadalupe y re perforado algunas existentes previamente.

El corte de agua ha ido aumentando hasta alcanzar un valor de 80%, lo cual es una cantidad apreciable dentro de los pozos de Cusiana.

Hasta la fecha el pozo no fluye debido a varios factores, como la imposibilidad de sacar un pescado mientras se re perforaba la formación Barco, y la falta de lift del pozo, para lo cual se ha inyectado Nitrógeno sin ninguna respuesta favorable.

7.4.2 Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones

Figura N°40 (a, b, c, d): Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo Y4.

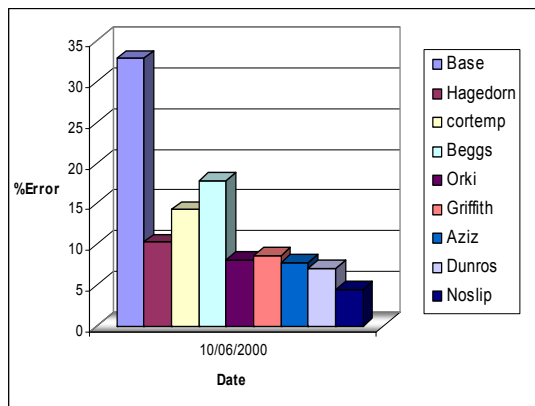


Figura N°40 (a)

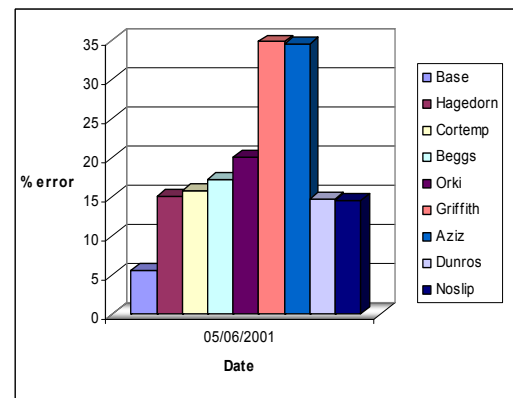


Figura N°40 (b)

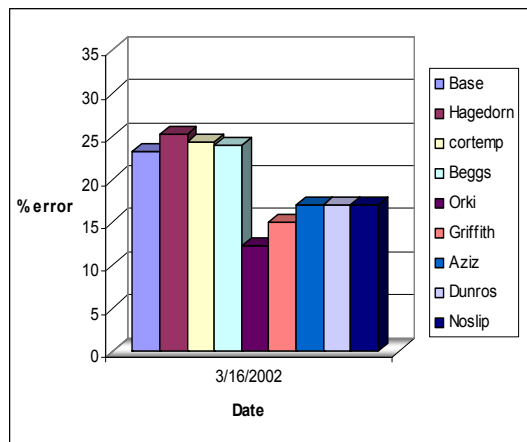
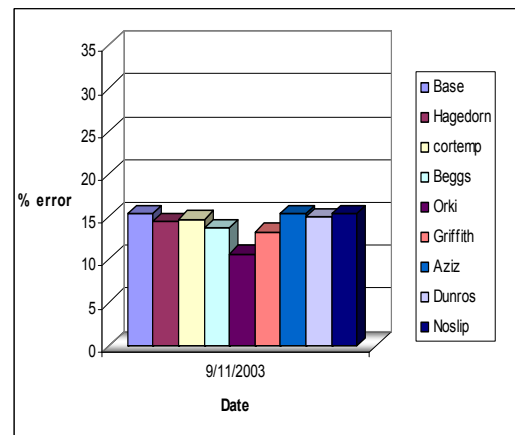


Figura N°40 (c)



Grafica N°40 (d)

Fuente: Autor

En la figura N°40 se observa que la correlación de Orkiszkeski es la que mejor reproduce las caídas de presión a las fechas mas recientes, por lo tanto esta es la correlación que se utilizara en las predicciones. Como se menciona anteriormente la correlación de Orkiszkeski es una correlación que se probó con buenos resultados, en pozos con características variadas, con valores de GOR no excesivamente altos (ya que no fue probada en flujo anular) a diversos ángulos de inclinación, por lo tanto la correlación es aplicable a las condiciones del pozo Y4. El valor de la rugosidad utilizada en este pozo es de 0.0006. El porcentaje de error para este pozo disminuyo en un 5%.

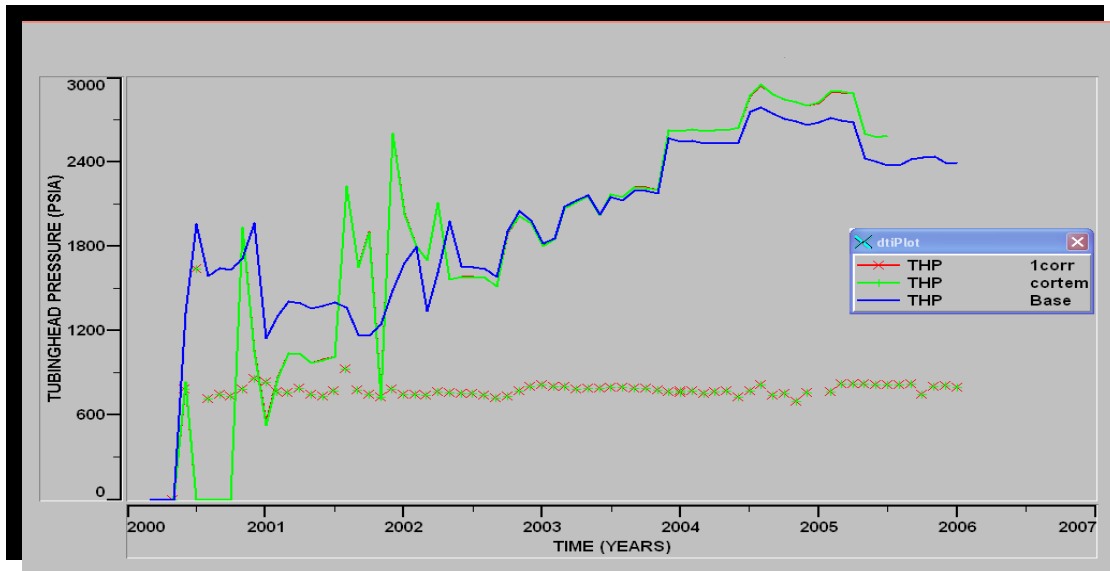
Datos De Interés De Pozo Y4					
Fecha	Q_o(BPD)	Q_w(BPD)	Q_g(MMSCF/D)	Incli máx.	GOR(scF/bbls)
<i>11-Sep-03</i>	2500	7489	36	15	14000
<i>15-Sep-02</i>	3679	5686	15	15	4173
<i>05-Jun-01</i>	6094	5595	24	15	3964
<i>10-Jun-00</i>	14644	76	39.4	15	2691

Tabla N°4 Datos de interés para el pozo Y4 a las fechas analizada

La figura N°41 presenta en el modelo con las correcciones realizadas, una caída de presión a valores cercanos a cero al inicio de la vida del pozo como ocurre en el caso del B2, lo que indica que el modelo con los cambios esta sobre prediciendo las caídas de presión en estas fechas. Aunque este comportamiento se observe al inicio de la vida del pozo las últimas fechas no muestran estas caídas abruptas de presión.

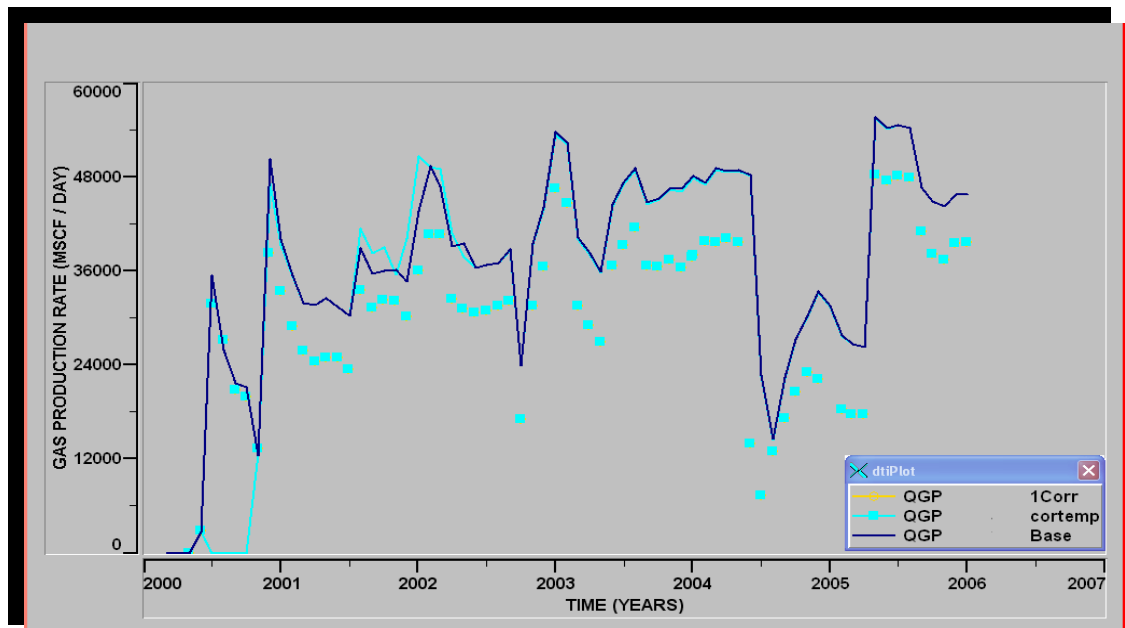
En las graficas de los caudales se observa que el cambio en las THP si ocasiona una variación en el cálculo de los caudales producidos, llevándolos a valores cercanos a cero cuando la THP esta es igual a cero.

Figura N°41: THP (Tubing Head pressure) pozo Y4



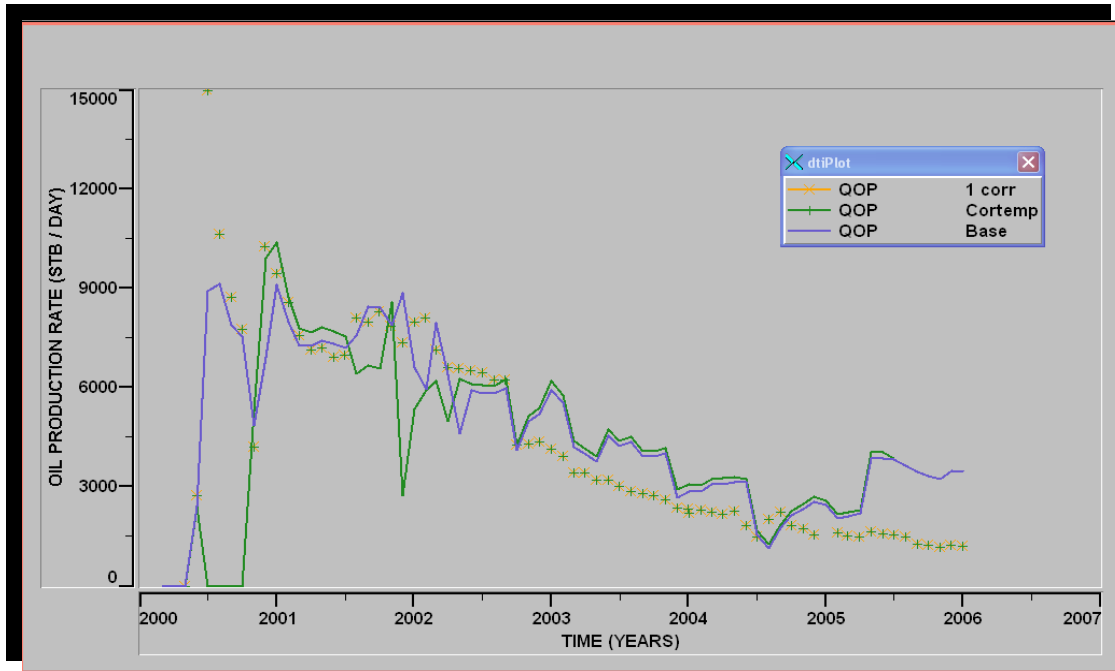
Fuente: Autor

Figura N°42: Caudal de gas pozo Y4



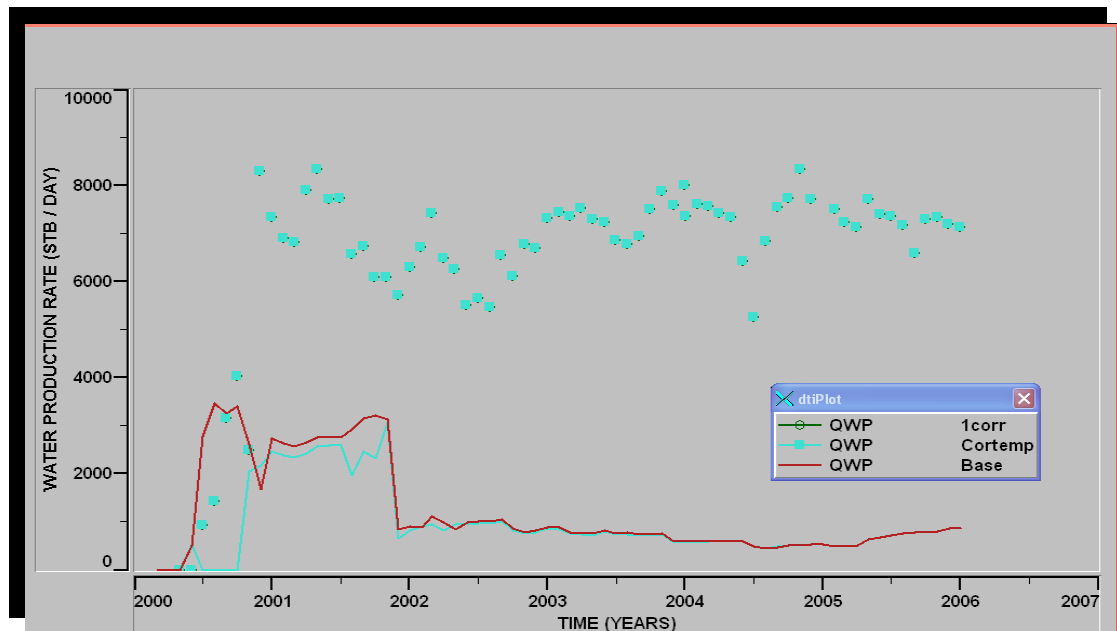
Fuente: Autor

Figura N°43: Caudal de aceite pozo Y4



Fuente: Autor

Figura N°44: Caudal de agua pozo Y4



Fuente: Autor

7.5 POZO Z5

7.5.1 Reseña

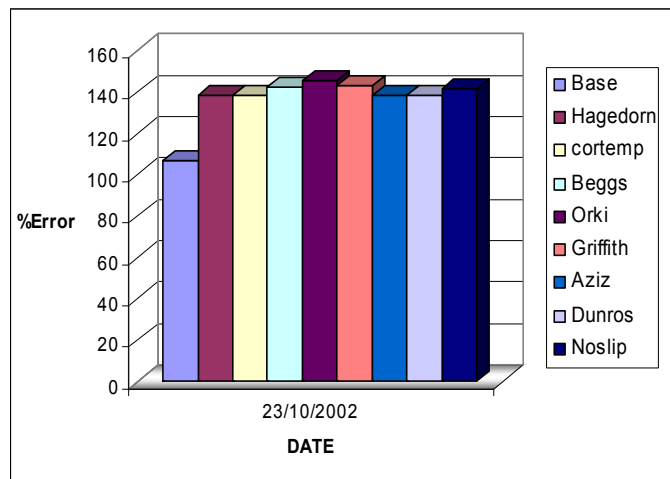
El pozo Z5 inicio como inyector desde el año 1994 hasta el año 2002, cuando fue convertido a productor.

Este pozo, tiene una profundidad de aproximadamente 14700 pies, con cañoneos en la formación Barco y Guadalupe. La producción de este pozo inicio en el año 2002 y hasta la fecha se han obtenido 1.294.076 barriles de aceite, 30.142.195 miles de pies cúbicos de gas y 1.042.719 barriles de agua.

La producción del pozo inicio en 2550 barriles y a declinado a aproximadamente 200 barriles por día en el año 2005, para el 2006 se perforaron nuevas zonas dentro de Barco y se re perforaron zonas previamente cañoneadas dentro de barco, hasta aumentar la producción a aproximadamente 2400 barriles.

7.5.2 Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones

Figura N°45: Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo Z5



Fuente: Autor

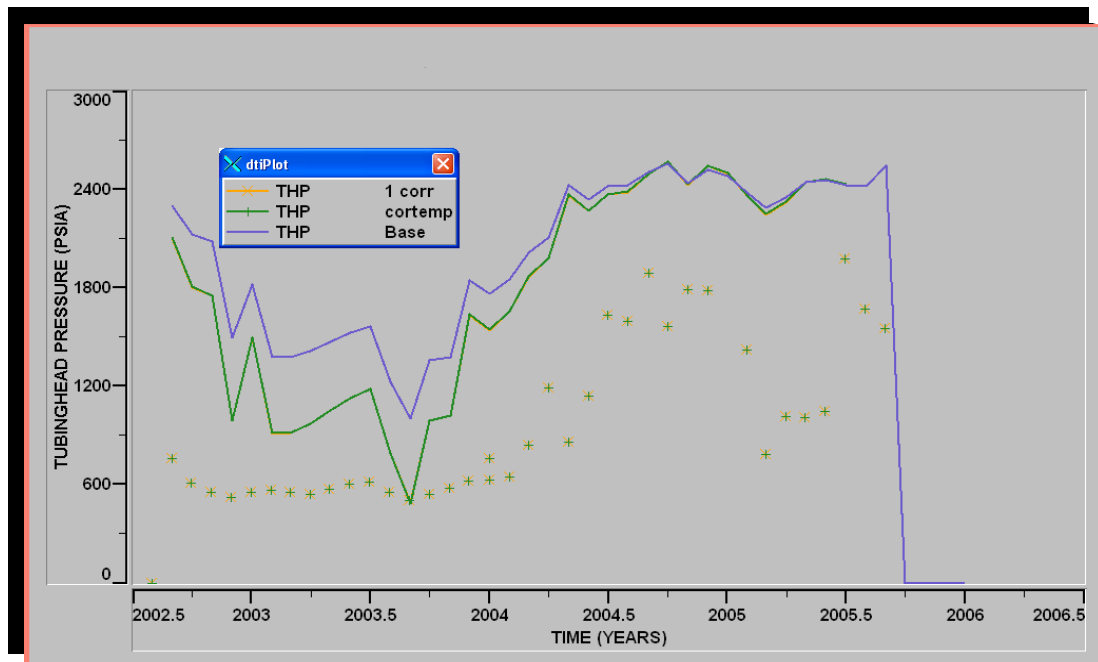
En el caso del pozo Z5 no se observa ninguna mejora entre el modelo anterior y los casos en lo que se realizaron cambios, por esta razón para este pozo se dejara la descripción anterior que tenía el modelo, que no es la mejor pero, presenta menores diferencias entre los datos medidos.

Hay que tener en cuenta que solo se tienen datos medidos en una sola fecha, fecha que corresponde a los primeros meses de la producción del pozo, por lo tanto no se puede tener total confiabilidad en los resultados obtenidos al compararlo solo con un dato.

Datos De Interés De Pozo Z5					
Fecha	Q _o (BPD)	Q _w (BPD)	Q _g (MMSCF/D)	Incli máx.	GOR(scf/bbls)
23-Oct-02	1192	153	8.354	10.58	7.008

Tabla N°5: Datos de interés para el pozo Z5 a las fechas analizadas

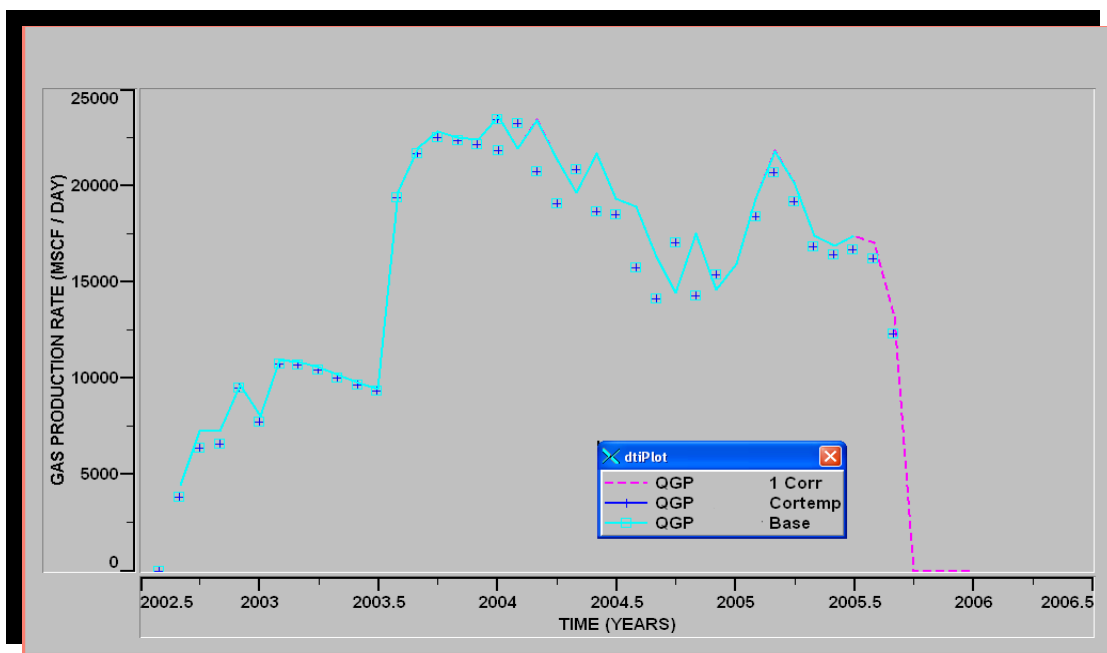
Figura N°46: THP (Tubing Head pressure) pozo Z5



Fuente: Autor

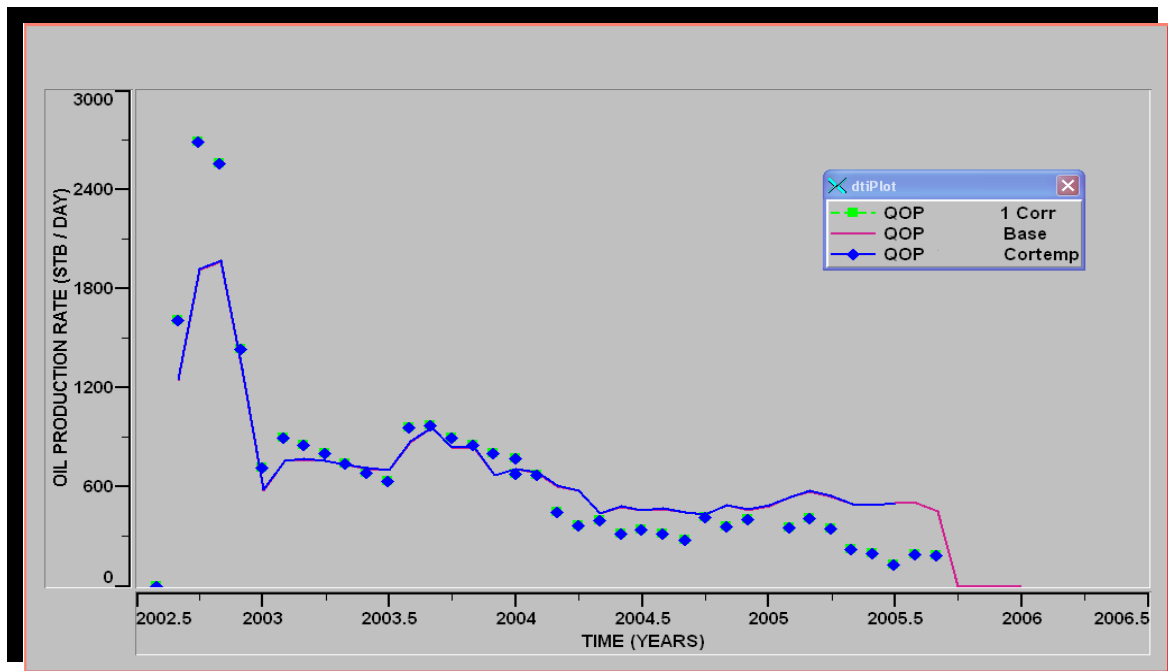
En la figura N°46 se puede observar que los valores de presión en cabeza simulados con las correcciones realizadas al modelo, difieren de los simulados con el caso base, solo a los dos primeros años de la vida del pozo, como productor. El resto de los años la THP es igual para todos los casos, por lo tanto, el porcentaje de error del modelo con las variaciones no sería tan grande como se observa en la fecha a la cual se tienen datos medidos.

Figura N°47: Caudal de gas pozo Z5



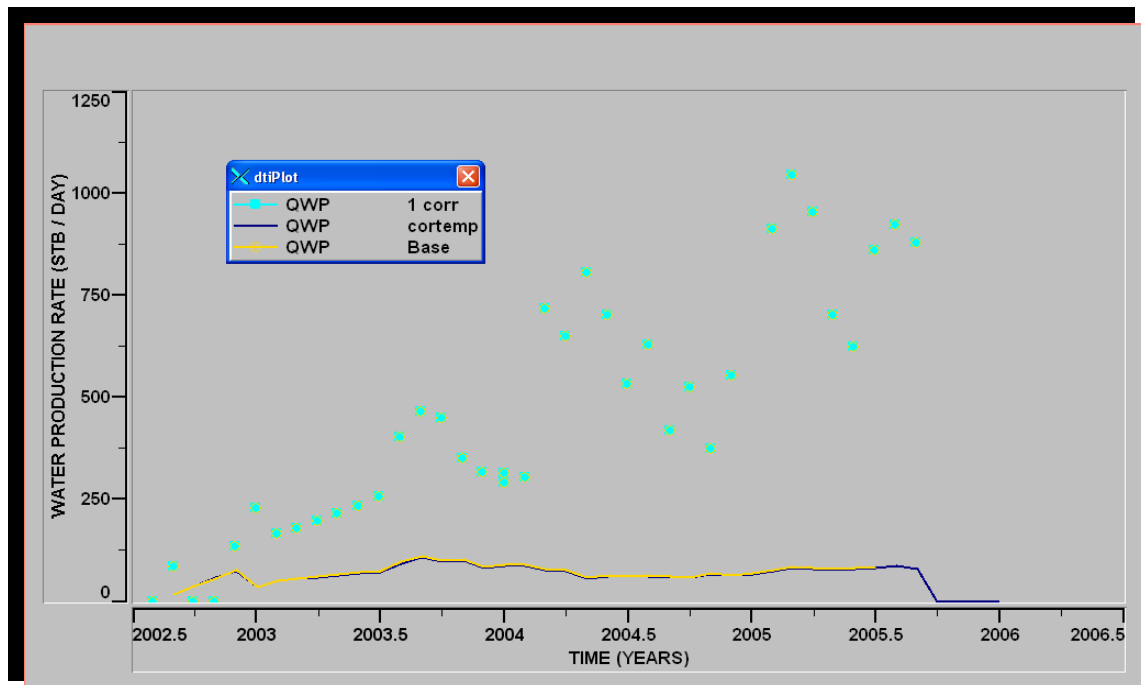
Fuente: Autor

Figura N°48: Caudal de aceite pozo Z5



Fuente: Autor

Figura N°49: Caudal de agua pozo Z5



Fuente: Autor

7.6 POZO A6

7.6.1 Reseña

El pozo A6 ha sido productor a través de toda su historia.

Este pozo, tiene una profundidad de aproximadamente 16000 pies, con cañoneos en la formación Mirador. Su producción inicio en el año 1999 y hasta la fecha se han obtenido 18.840.835 barriles de aceite, 274.474.832 miles de pies cúbicos de gas y 1.125.700 barriles de agua.

La producción inicial del pozo tuvo un pico de 34000 barriles pero fue declinando abruptamente, debido al aumento del corte de agua, y a la disminución de presión, para controlar esto se colocaron tapones en las zonas productoras de agua y se cerro el pozo para que la inyección de gas para el mantenimiento de presión, hiciera efecto en la formación.

La producción se recupero hasta 5000 barriles diarios pero y fue declinando lentamente hasta menos de 500 barriles diarios aproximadamente, en la actualidad.

7.6.2 Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones

Figura N°50 (a, b): Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo A2

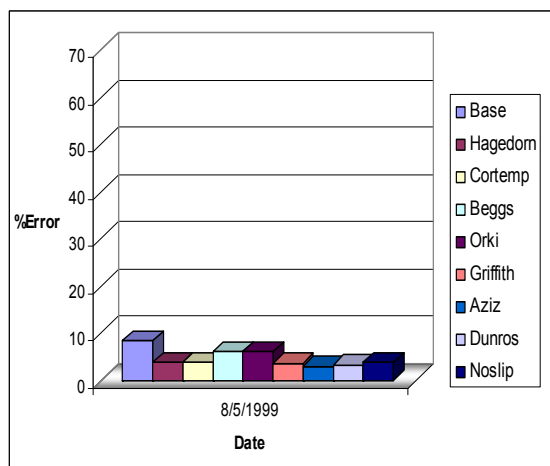


Figura N°50 (a)

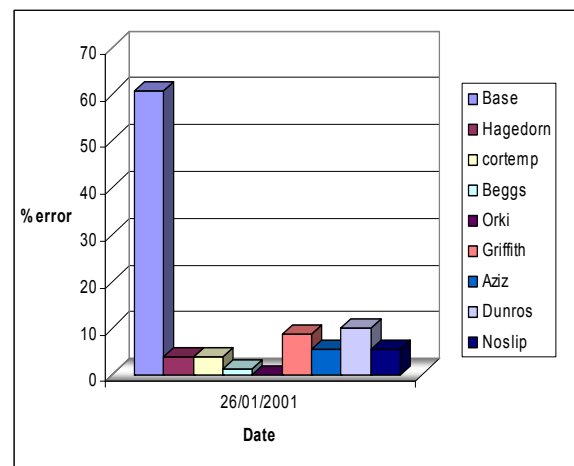


Figura N°50 (b)

Datos De Interés De Pozo A6					
Fecha	Q _o (BPD)	Q _w (BPD)	Q _g (MMSCF/D)	Incli máx.	GOR(scf/bbls)
31-Oct-05	621	760	52.656	31	84792
26-Ene-01	3400	729	161.9	31	17223
05-Ago-99	24310	0	76.40	31	3144

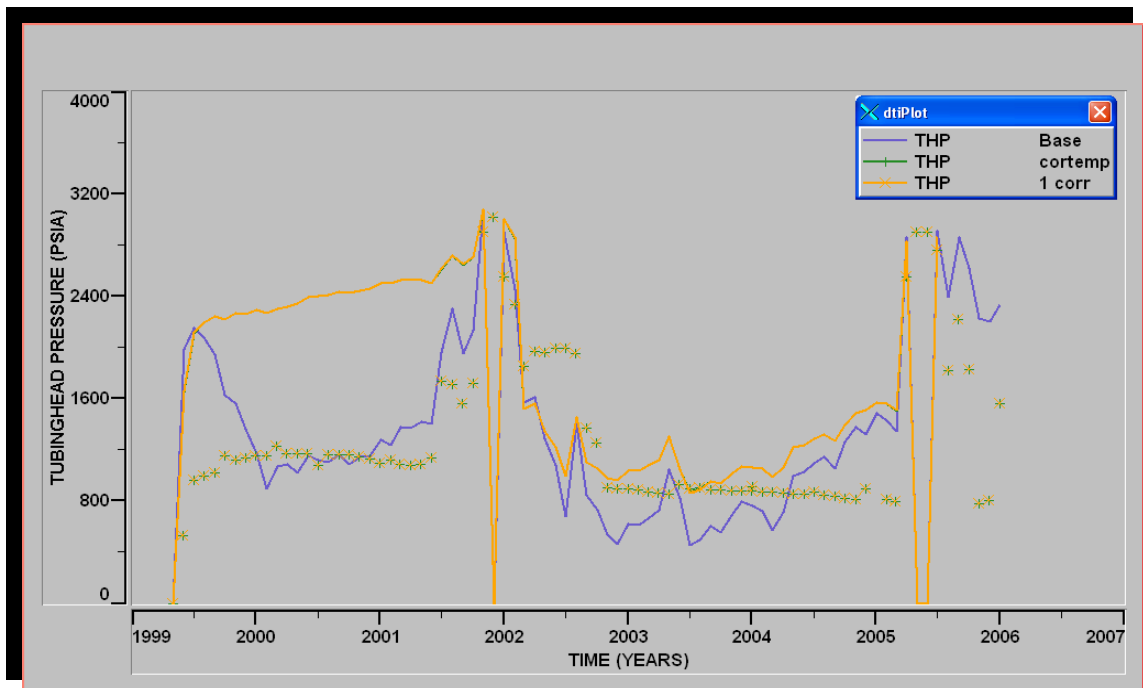
Tabla N°6: Datos de interés para el pozo A6 a las fechas analizada

La mejor correlación es la correspondiente a la figura N° 50(b), que corresponde a la correlación de Orkiszkeski. Con un factor de rugosidad de 0.0006 que es el máximo, permisible.

La mejora realizada al modelo es del 60%, para este pozo en particular.

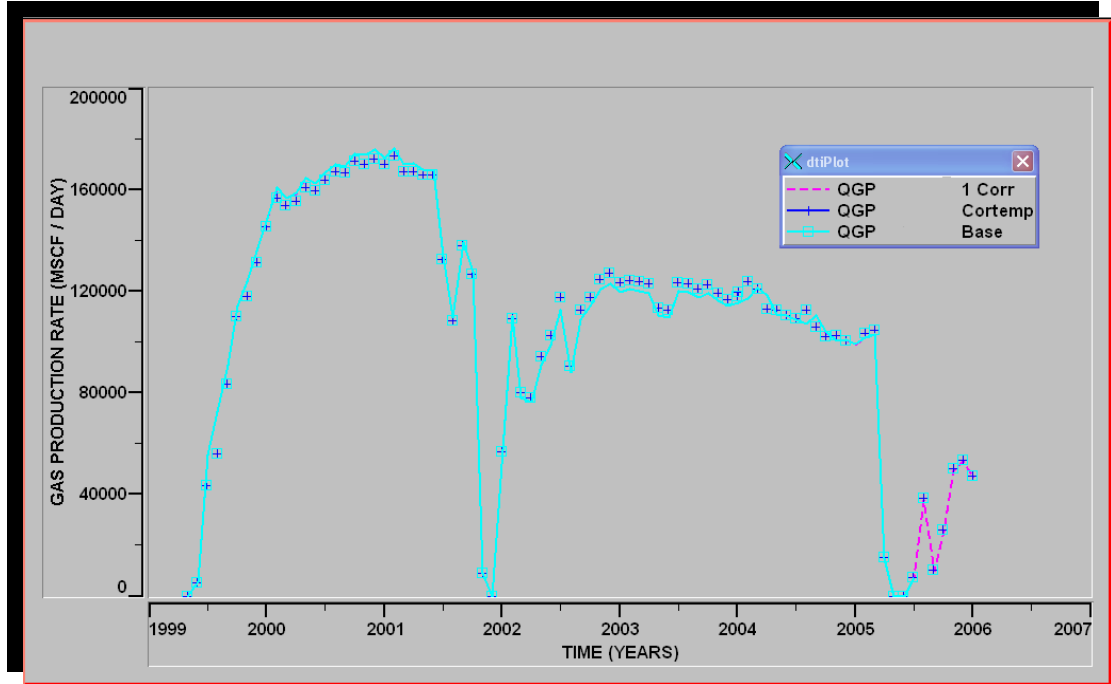
En este pozo la disminución del porcentaje de error fue la mayor, dentro de los pozos analizados. El porcentaje de error es igual a 0.00095

Figura N°51 :THP (Tubing Head pressure) pozo A6



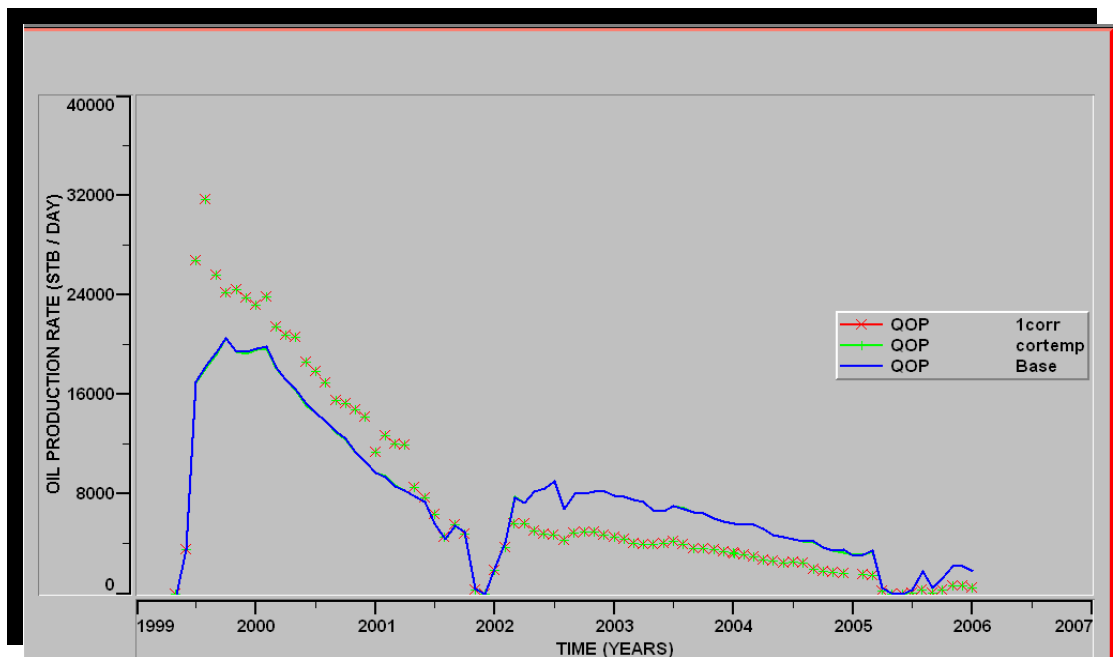
Fuente: Autor

Figura N°52: Caudal de gas pozo A6



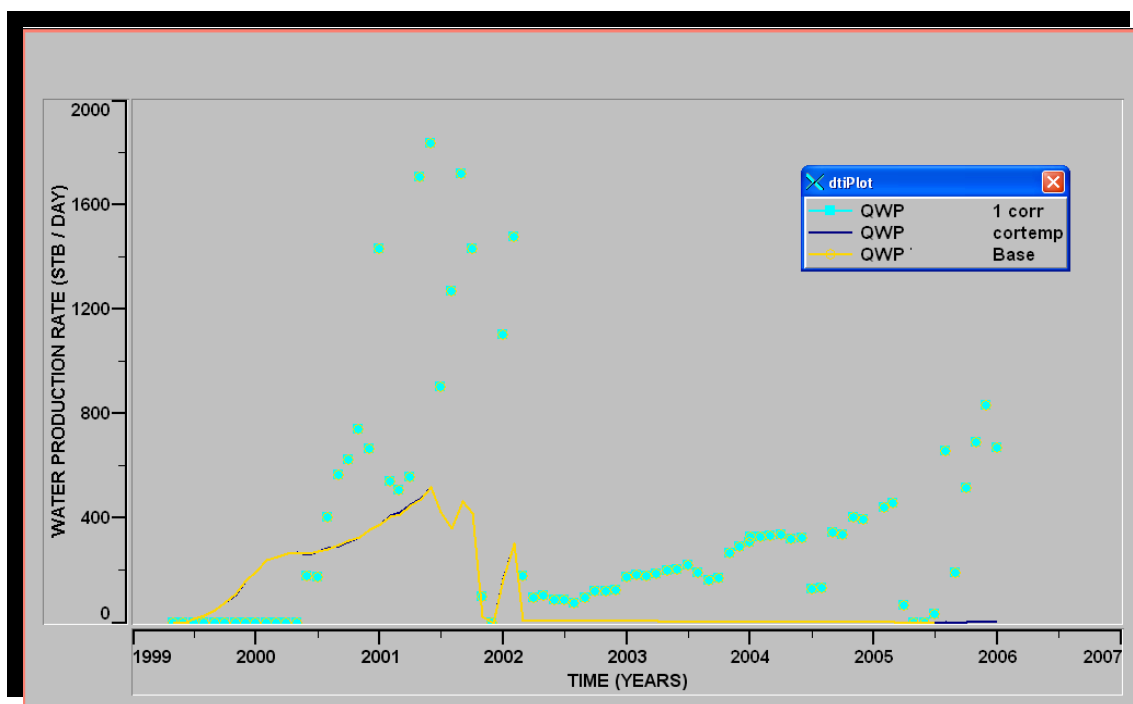
Fuente: Autor

Figura N°53: Caudal de aceite pozo A6



Fuente: Autor

Figura N°54: Caudal de agua pozo A6.



Fuente: Autor

7.7 POZO C7

7.7.1 Reseña

El pozo C7 ha sido productor a través de toda su historia.

Este pozo, tiene una profundidad de aproximadamente 15800 pies, con cañoneos en la formación Mirador. Su producción inicio en el año 2000 y hasta la fecha se han obtenido 4.516.808 barriles de aceite, 39.120.092 miles de pies cúbicos de gas y 1.383.399 barriles de agua.

La producción inicial del pozo fue de 8000 mil barriles y ha presentado una declinación hasta llegar producir aproximadamente 800 barriles diarios, el corte de agua ha aumentado hasta alcanzar un 60%.

Para el sostenimiento de la producción se han realizado cañoneos y recañoneos en las zonas de interés dentro de la formación mirador, también se

han realizado procesos de fracturamientos que en la mayoría de los casos no han representado una mejora en la producción.

7.7.2 Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones

Figura N°55 (a, b, c, d): Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo C7

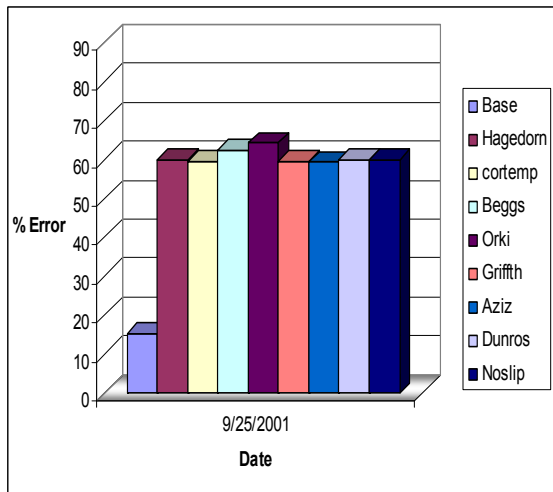


Figura N°55 (a)

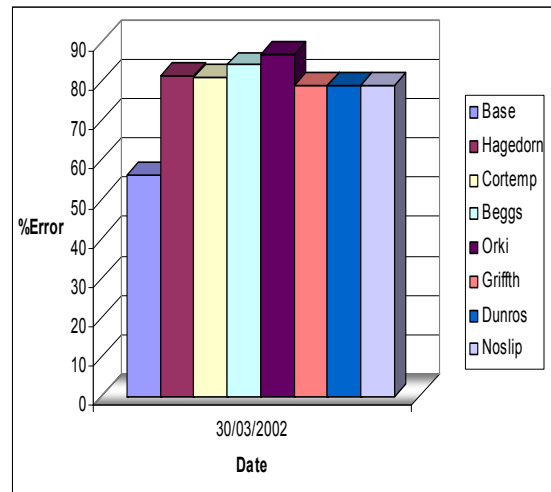


Figura N°55 (b)

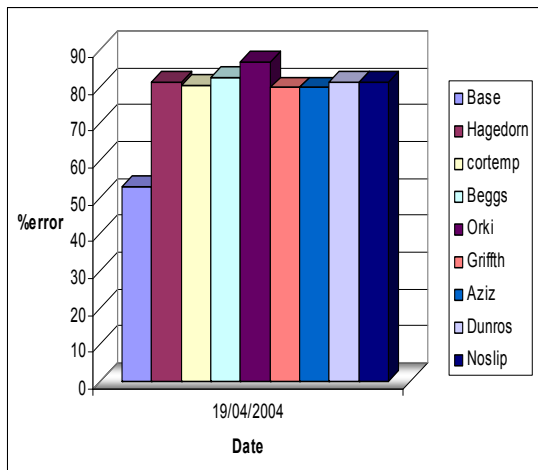
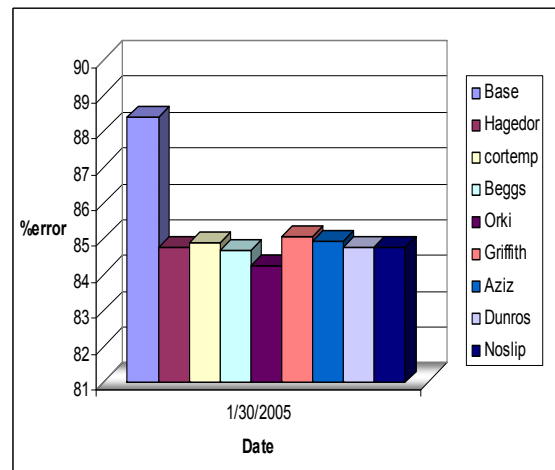


Figura N°55 (c)



Grafica N°55 (d)

Fuente: Autor

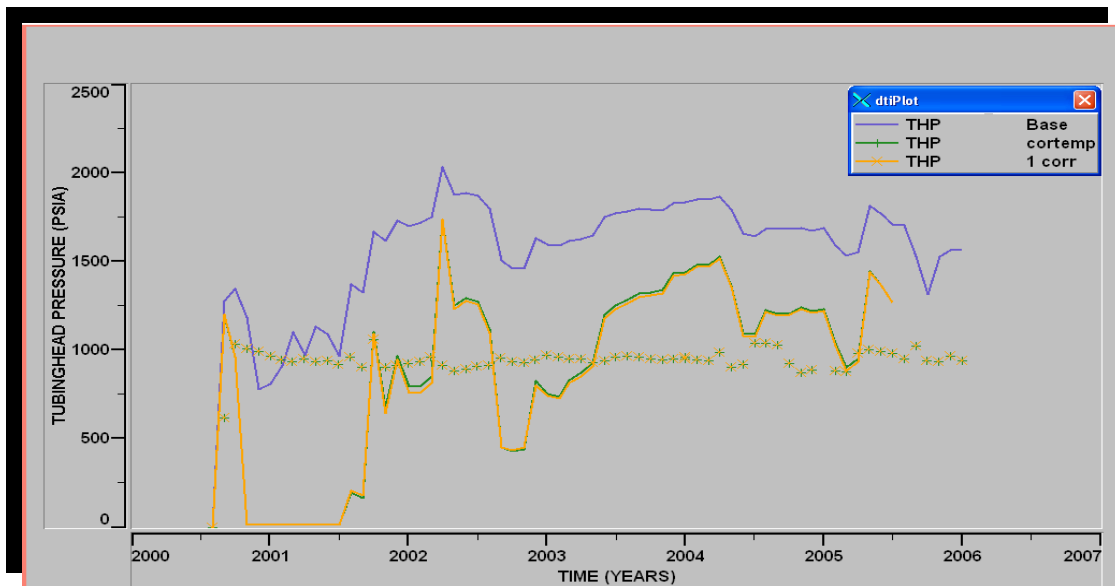
Datos De Interés De Pozo C7					
Fecha	Q _o (BPD)	Q _w (BPD)	Q _g (MMSCF/D)	Incli máx.	GOR(scf/bbls)
30-Ene-05	849	807	18.249	21	21495
19-Abr-04	1502	959	12.448	21	8288
30-Mar-02	2682	585	19.054	21	7104
25-Sep-01	3322	519	16.295	21	4905

Tabla N°7: Datos de interés para el pozo C7 a las fechas analizada

En este pozo el porcentaje de error presentado por los cambios al modelo son mejores que los del caso base, pero aunque los resultados son mejores, no son valores muy buenos ni confiables ya que se encuentran alrededor del 80% para todas las correlaciones.

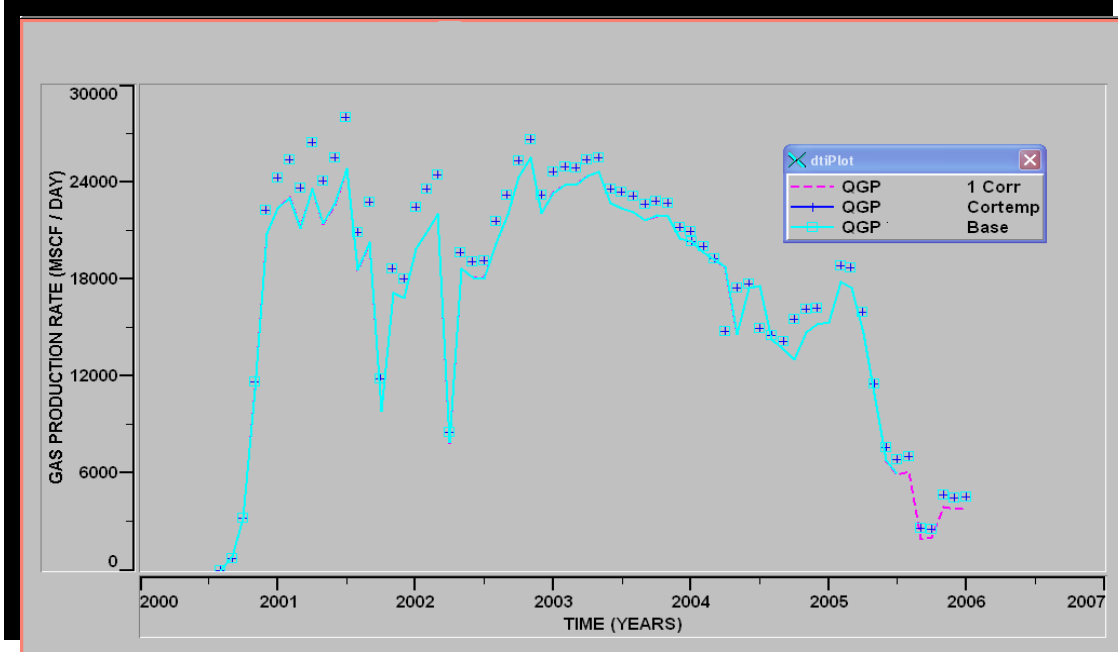
En este pozo el simulador esta sobre prediciendo las caídas de presión.
 La correlación a utilizar en las predicciones es la de Orkiszewski, con el menor valor de rugosidad de 0.0001.
 La mejora realizada sobre el cálculo de las caídas de presión es igual al 4%.

Figura N°56: THP (Tubing Head pressure) pozo C7



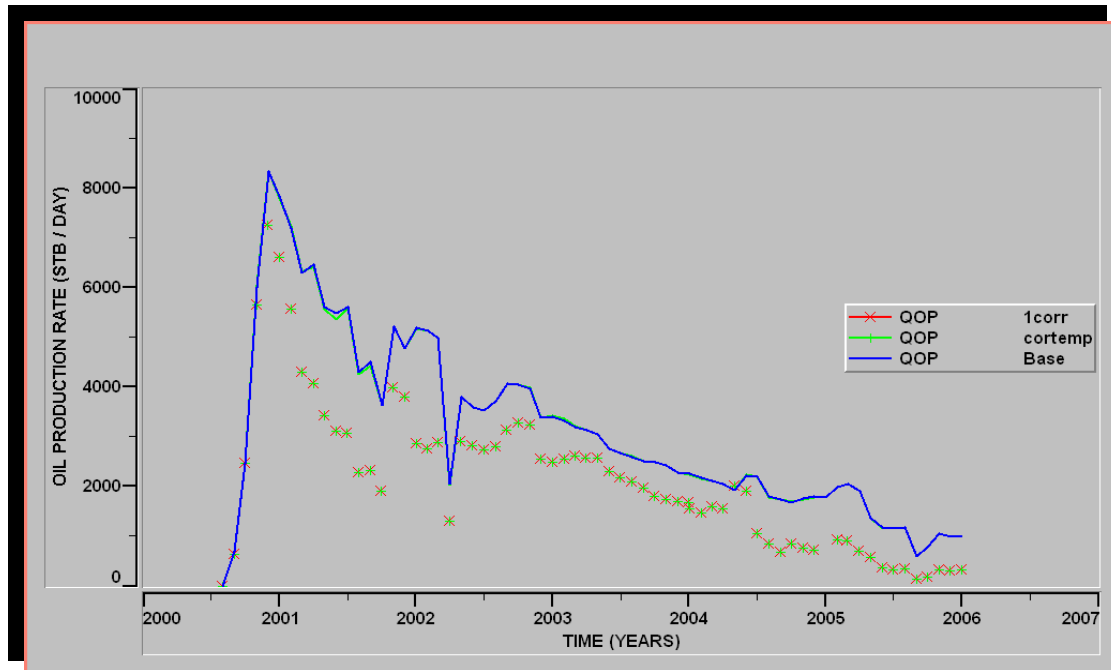
Fuente: Autor

Figura N°57: Caudal de gas pozo C7



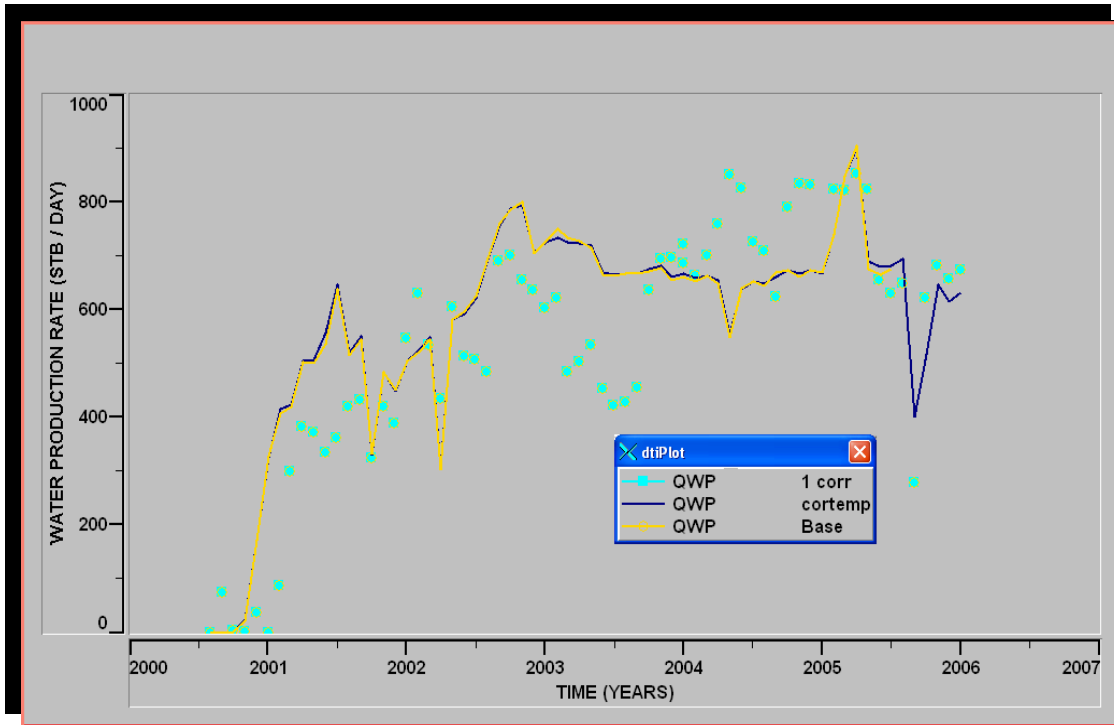
Fuente: Autor

Figura N°58: Caudal de aceite pozo C7



Fuente: Autor

Figura N°59: Caudal de agua pozo C7



Fuente: Autor

7.8 POZO X8

7.8.1 Reseña

El pozo X8 ha sido productor a través de toda su historia.

Este pozo, tiene una profundidad de aproximadamente 16000 pies, con cañoneos en la formación Barco. Su producción inicio en el año 1996 y hasta la fecha se han obtenido 6.961.715 barriles de aceite, 24.031.888 miles de pies cúbicos de gas y 2.122.994 barriles de agua.

La producción inicial del pozo fue alrededor de 10000 barriles por día y fue declinando hasta llegar en marzo del 2000 a una producción nula.

Esta muerte del pozo se debe a varios factores, entre los que se encuentran, la depositación de escamas, arenamientos del pozo (este problema de arenas es común en barco), Caídas de presión en el yacimiento y aumento en la producción de agua.

Para que el pozo volviera a producir se hizo limpieza de arena y perforaciones en Guadalupe y re perforaciones en Barco.

En agosto del 2005 luego de un cierre general de cusiana el pozo no tuvo posibilidades de fluir a pesar de estimulación con Nitrógeno. Posteriormente se tapono la zona de Barco Guadalupe y se perforaron zonas de mirador. Y se hicieron estimulaciones químicas hasta que el pozo inicio producción nuevamente con aprox. 600 barriles de aceite.

7.8.2 Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones

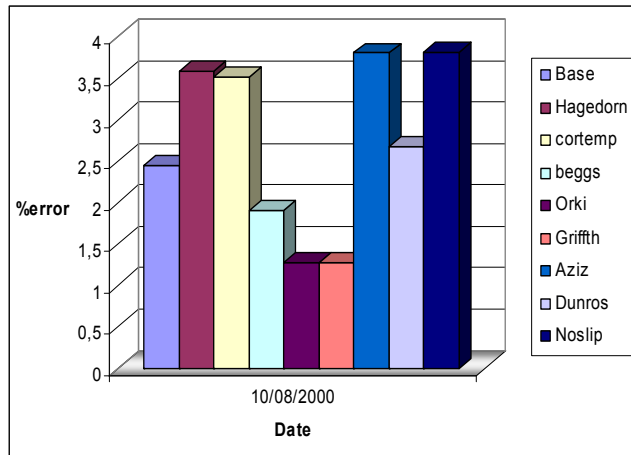
El pozo X8, se encuentra con un buen ajuste en cuanto al cálculo de las caídas de presión, los cambios realizados al modelo mejoran aun más este porcentaje de error, especialmente la correlación de Aziz o la de Orkiszewski.

En este caso solo se encontró una fecha en la cual la BHP fue medida por lo tanto solo se tiene un a fecha para la comparación de los datos.

La mejora al modelo fue de un 1.1% pero el porcentaje de error se encuentra en 1.8%.

En las graficas de los caudales no se aprecia ninguna variación entre, el caso base y los casos simulados con correcciones al modelo. (Figuras N° 61, 62, 63)

Figura N°60 : Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo X8

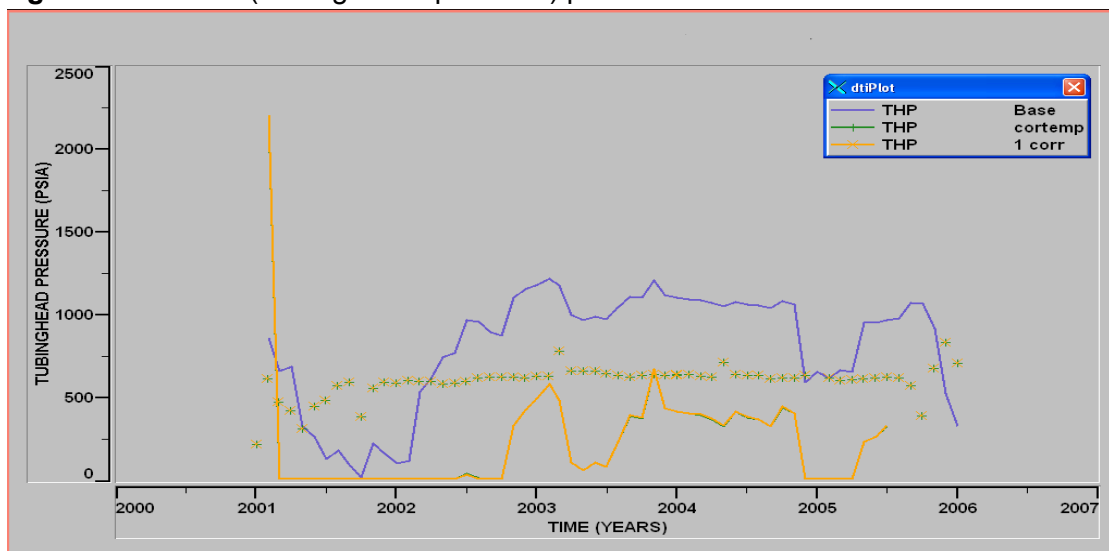


Fuente: Autor

Datos De Interés De Pozo X8					
Fecha	Q _o (BPD)	Q _w (BPD)	Q _g (MMSCF/D)	Incli máx.	GOR(scF/bbls)
10-Ago-00	4005	3476	19.40	29.42	4851

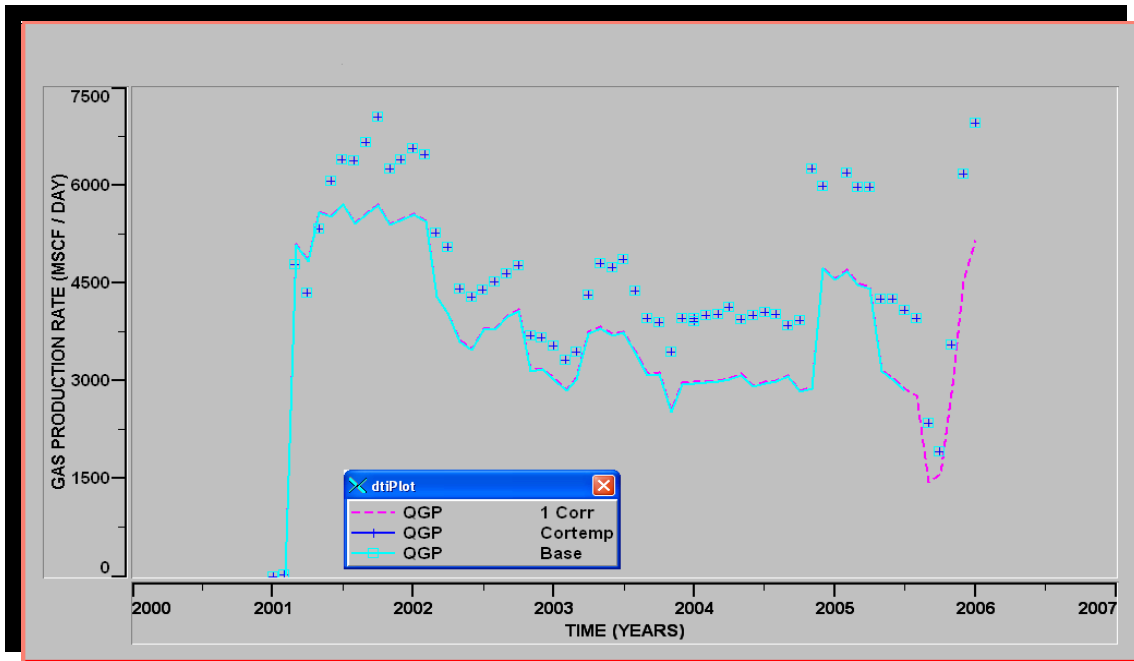
Tabla N°8: Datos de interés para el pozo X8 a las fechas analizadas

Figura N°61: THP (Tubing Head pressure) pozo X8



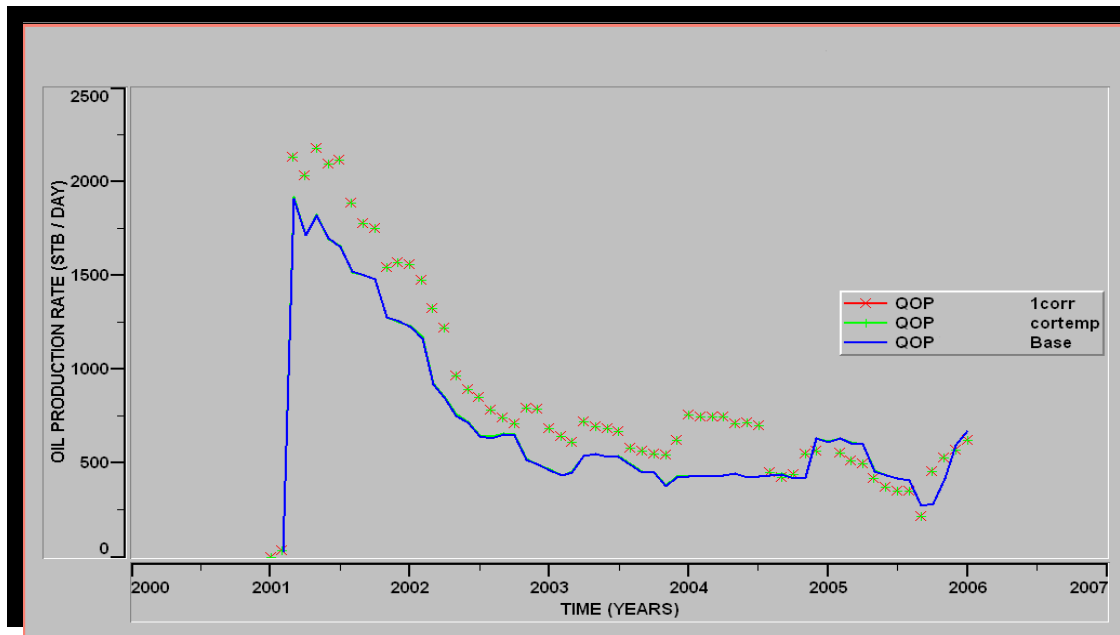
Fuente: Autor

Figura N°62: Caudal de gas pozo X8



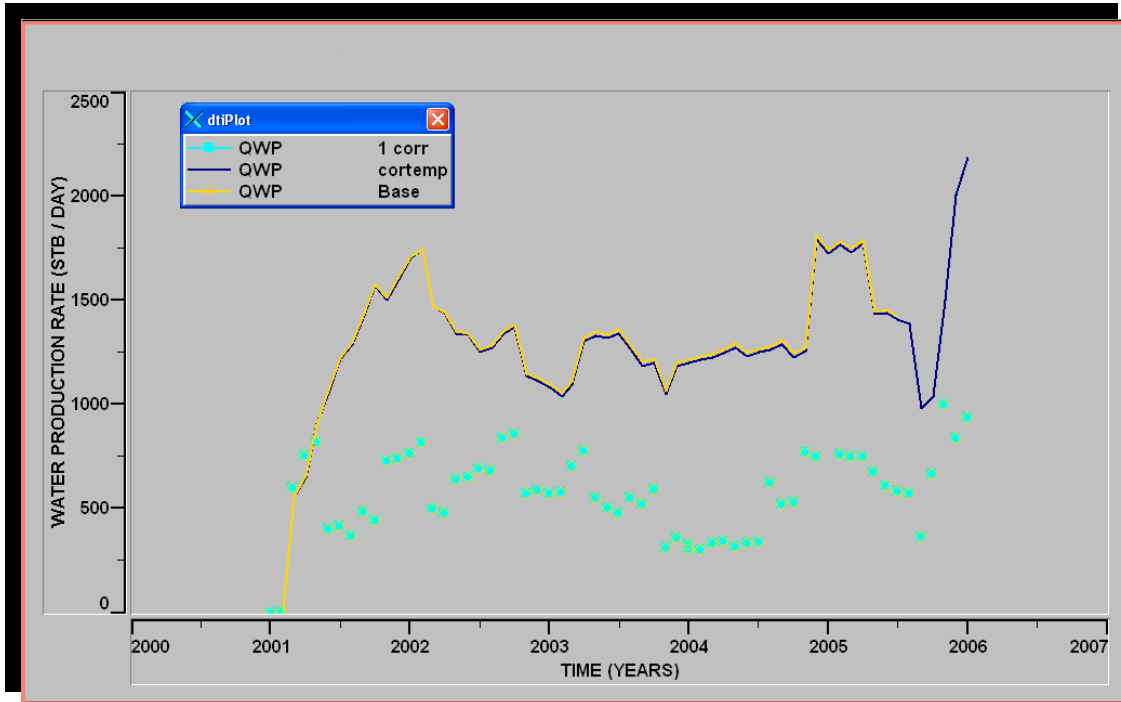
Fuente: Autor

Figura N°63: Caudal de aceite pozo X8



Fuente: Autor

Figura N°64: Caudal de agua pozo X8



Fuente: Autor

7.9 POZO Y9

7.9.1 Reseña

El pozo Y9 inicio como inyector desde el año 1997 hasta el año 2001, cuando fue convertido a productor.

Este pozo, tiene una profundidad de aproximadamente 15400 pies, con cañoneos en la formación Barco y Guadalupe. La producción de este pozo inicio en el año 2001 y hasta la fecha se han obtenido 9.027.956 barriles de aceite, 30.345.854 miles de pies cúbicos de gas y 7.106.725 barriles de agua. La producción del pozo inicio en 150000 barriles y a declinado a aproximadamente 980 barriles por día.

7.9.2 Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones

En el caso del pozo Y9 no se observa ninguna mejora entre el modelo anterior y los casos en lo que se realizaron cambios, por esta razón para este pozo se dejara la descripción anterior que tenía el modelo, que no es la mejor pero, presenta menores diferencias entre los datos medidos.

Figura N°65 (a, b): Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo Y9.

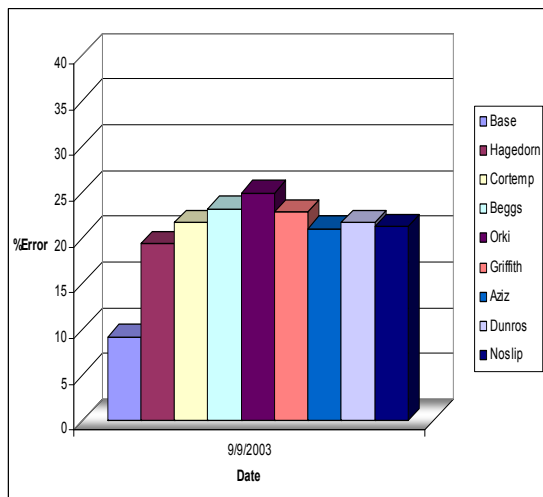


Figura N°65 (a)

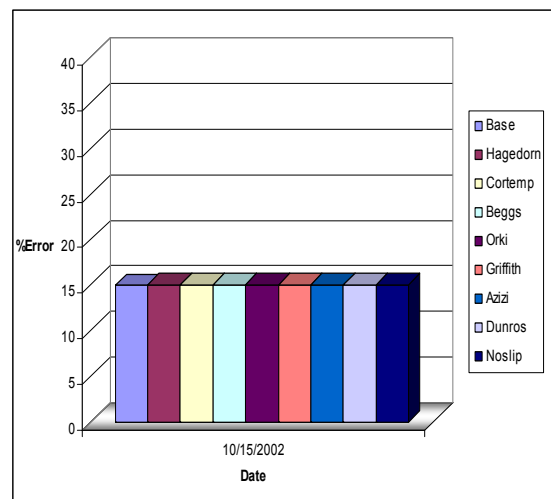


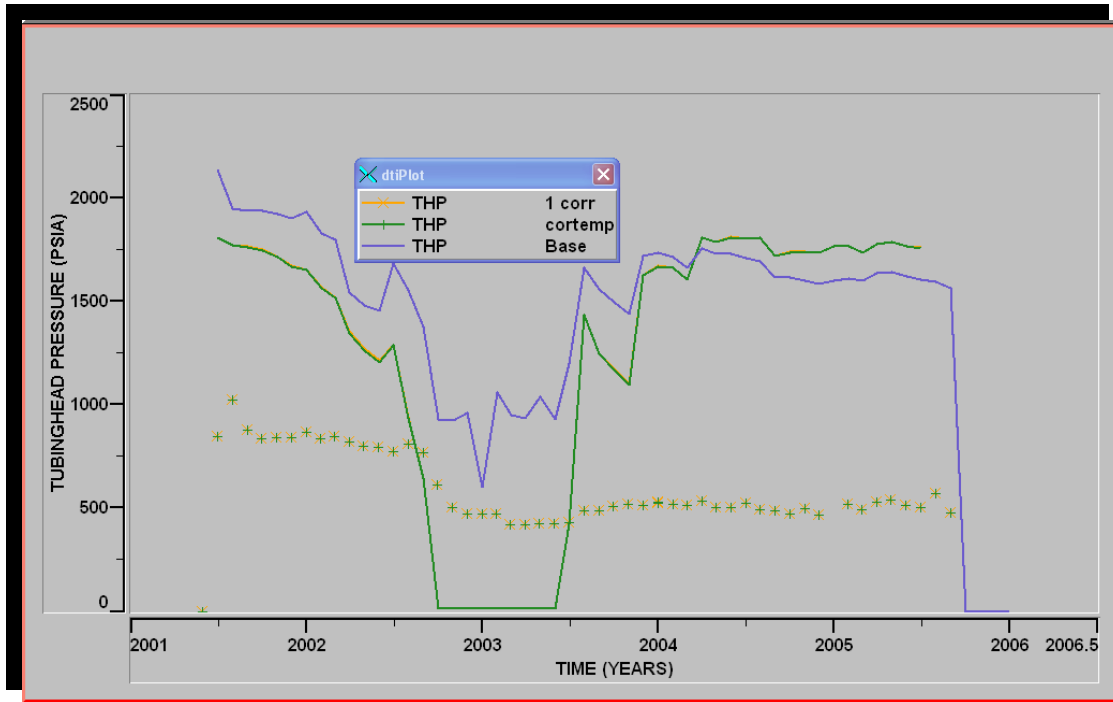
Figura N°65(b)

Fuente: Autor

Datos De Interés De Pozo Y9					
Fecha	Q _o (BPD)	Q _w (BPD)	Q _g (MMSCF/D)	Incli máx.	GOR(scf/bbls)
9-Sep-03	3451	4050	12.810	31.9	3712
15-Oct-02	2874	687	3.409	31.9	1186

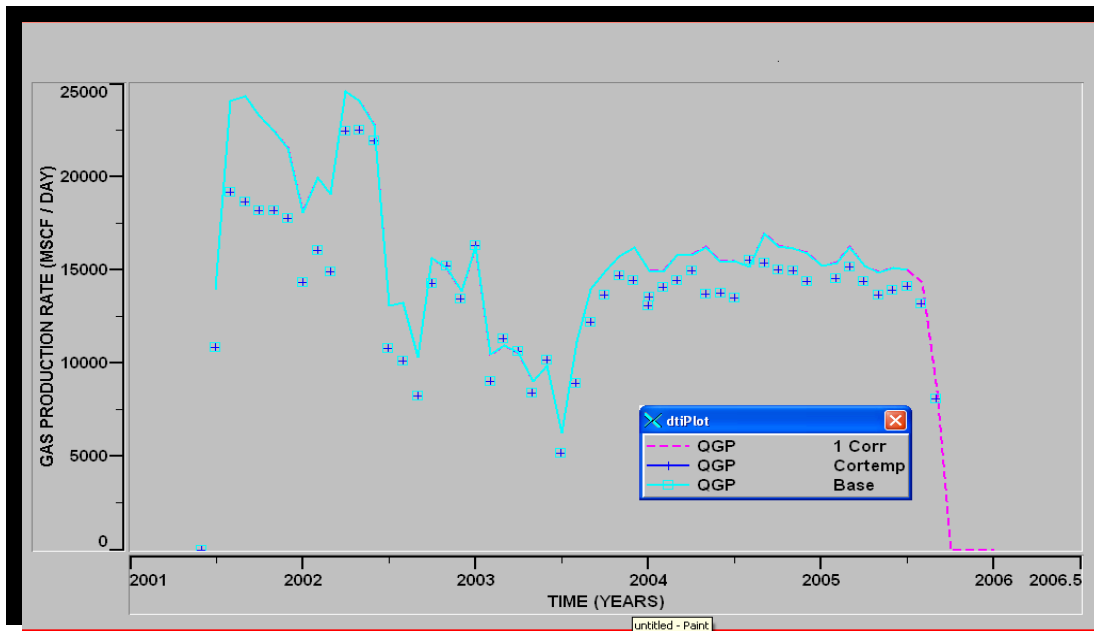
Tabla N°9: Datos de interés para el pozo Y9 a las fechas analizada

Figura N°66: THP (Tubing Head pressure) pozo Y9



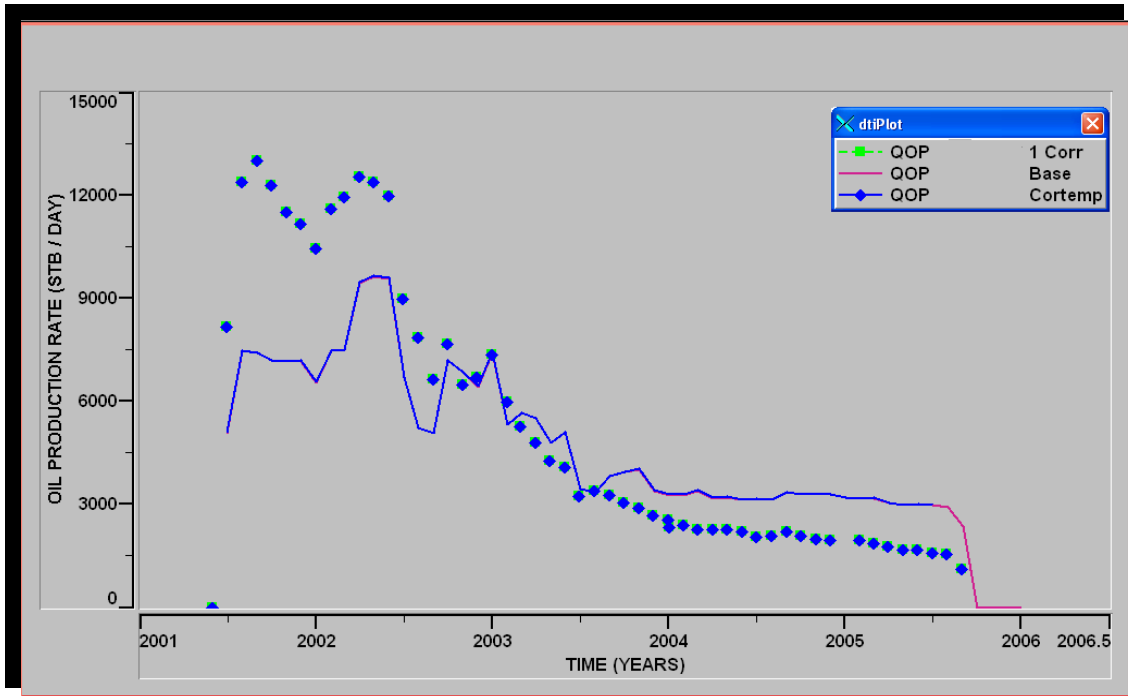
Fuente: Autor

Figura N°67: Caudal de gas pozo Y9



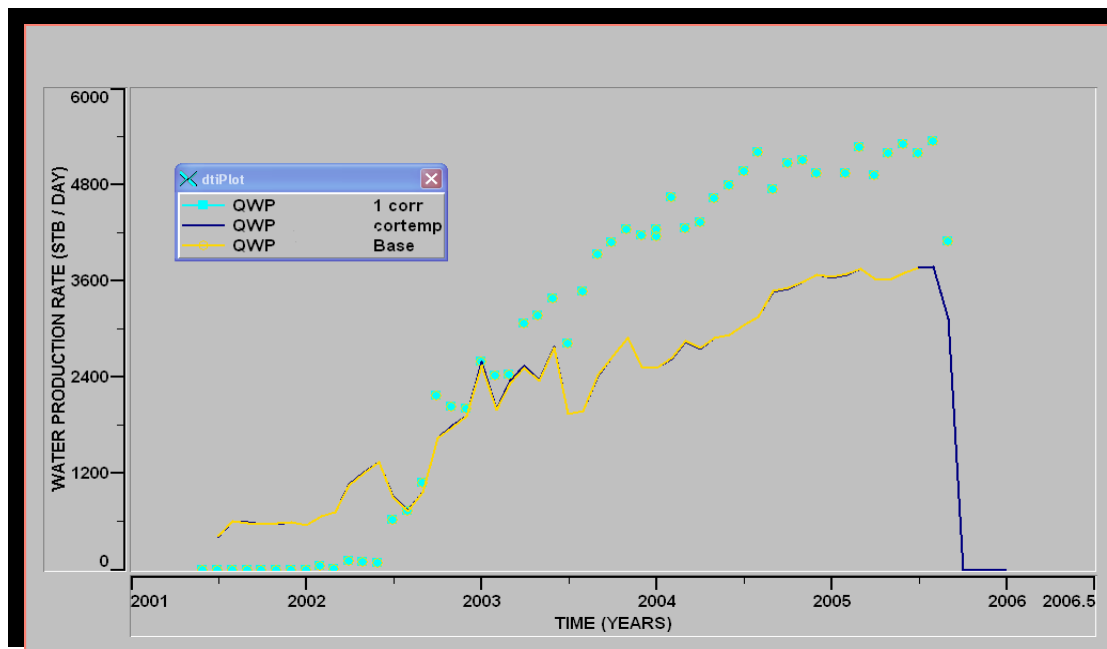
Fuente: Autor

Figura N°68: Caudal de aceite pozo Y9



Fuente: Autor

Figura N°69: Caudal de aceite gas pozo Y9



Fuente: Autor

7.10 POZO Z10

7.10.1 Reseña

El pozo Z10 ha sido productor a través de toda su historia.

Este pozo, tiene una profundidad de aproximadamente 15155 pies, con cañoneos en la formación Mirador. Su producción inicio en el año 1998 y hasta la fecha se han obtenido 6.923.863 barriles de aceite, 90.447.306 miles de pies cúbicos de gas y 295.667 barriles de agua.

La producción inicial del pozo fue alrededor de 16000 barriles por día y fue declinando hasta llegar en julio del 2001 a una producción nula.

Esta muerte del pozo se debe a que la pesca de un tapón en Mirador bajo.

Para que el pozo volviera a producir se sello la zona del pescado y se perforo mirador alto.

7.10.2 Análisis De Sensibilidad De Las Correlaciones

El pozo Z10, se encuentra con un buen ajuste en cuanto al cálculo de las caídas de presión, los cambios realizados al modelo mejoran aun más este porcentaje de error, especialmente la correlación de Griffith.

En este pozo se observa que a las dos primeras fechas de datos medidos el caso base es el que presenta menores porcentajes de error, pero a la ultima fecha algunas correlaciones presentan menores porcentajes de error que las que presenta el caso base.

La mejora al modelo fue de un 1.34% y el porcentaje de error se encuentra en 6.539%.

Figura N°70 (a, b, c): Porcentaje de Error de las caídas de presión entre los valores medidos y los simulados en diferentes fechas de la vida del pozo Z10.

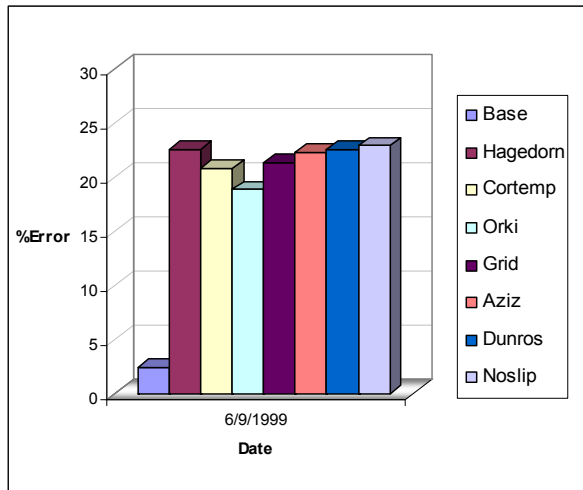


Figura N°70 (a)

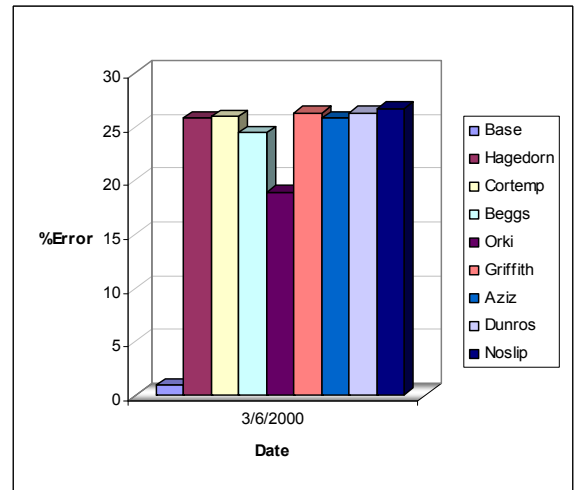


Figura N°70 (b)

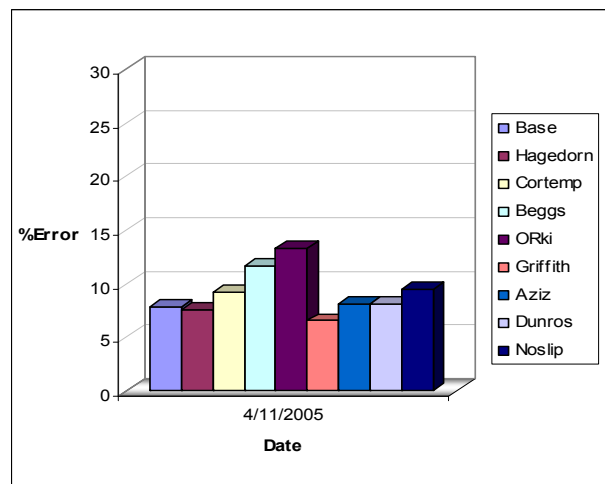


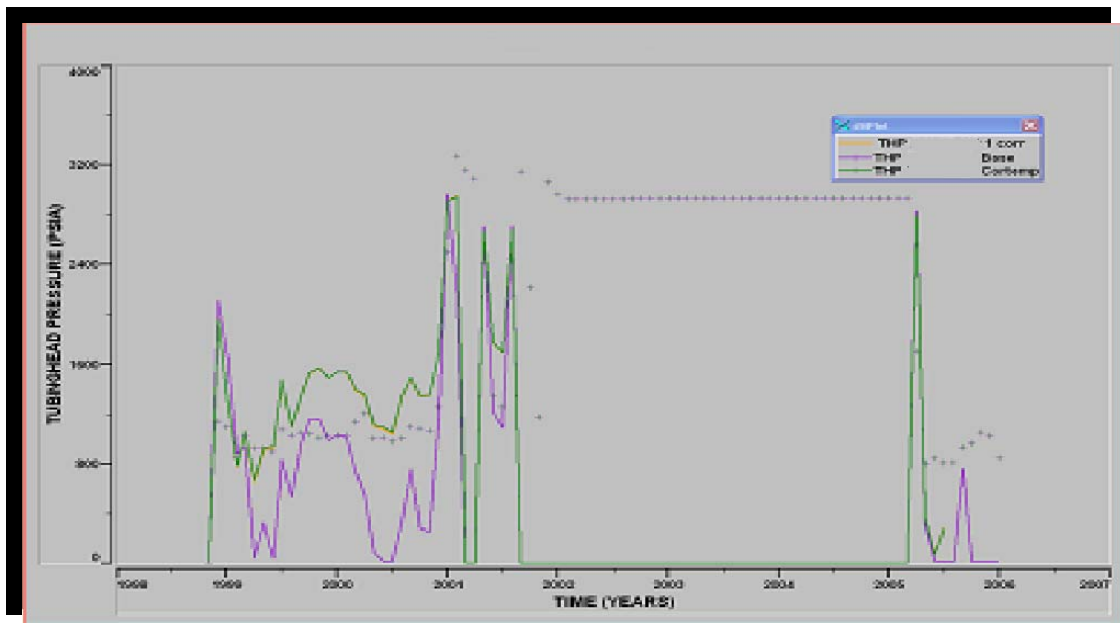
Figura N°70 (c)

Fuente: Autor

Datos De Interés De Pozo Z10					
Fecha	Q _o (BPD)	Q _w (BPD)	Q _g (MMSCF/D)	Incli máx.	GOR(scfb/bbls)
11-Abr-05	1213	538	51.84	22.7	42733
06-Mar-00	6.816	48	78.9	22.7	11570
09-Jun-99	13017	15	57.6	22.7	4426

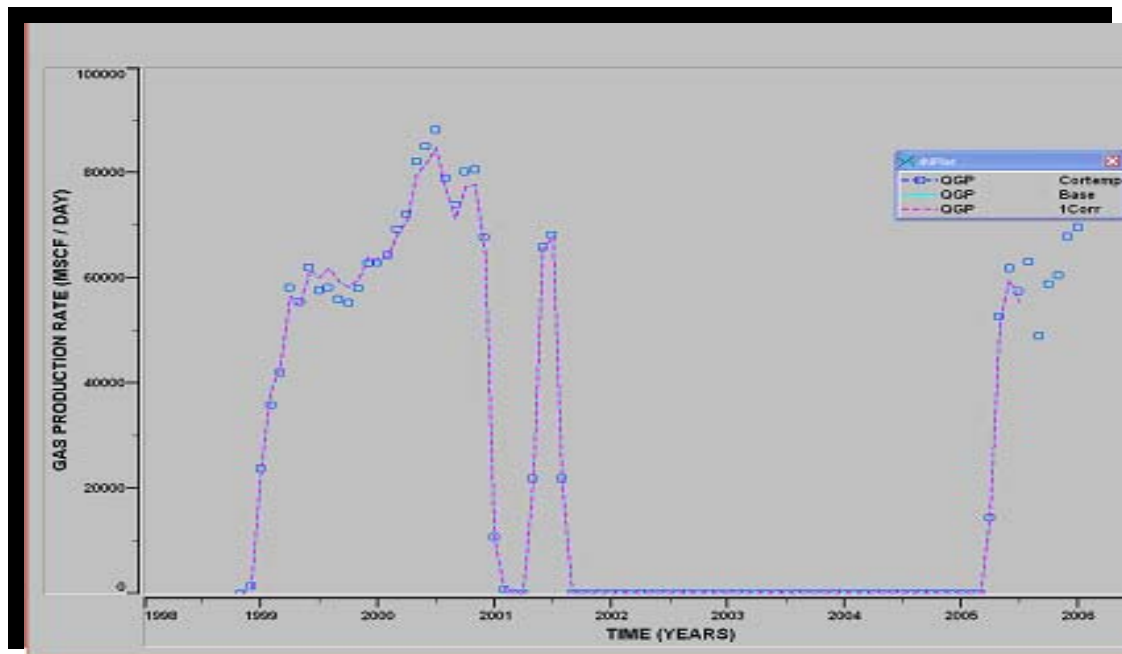
Tabla N°10: Datos de interés para el pozo Z10 a las fechas analizada

Figura N°71: THP (Tubing Head pressure) pozo Z10



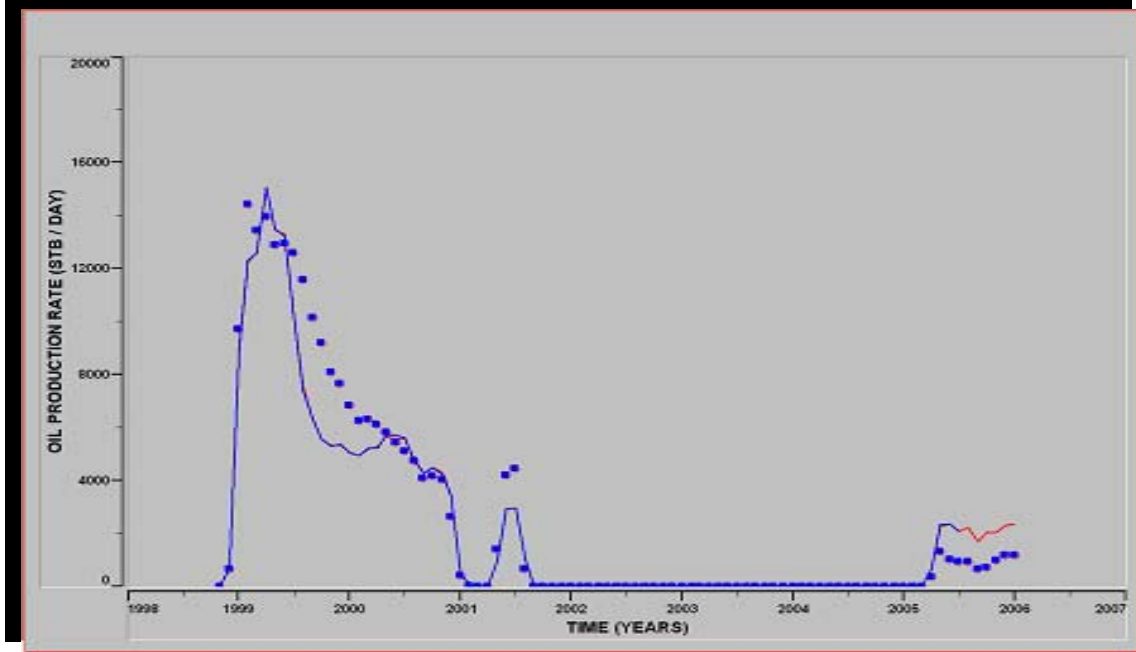
Fuente: Autor

Figura N°72: Caudal de gas pozo Z10



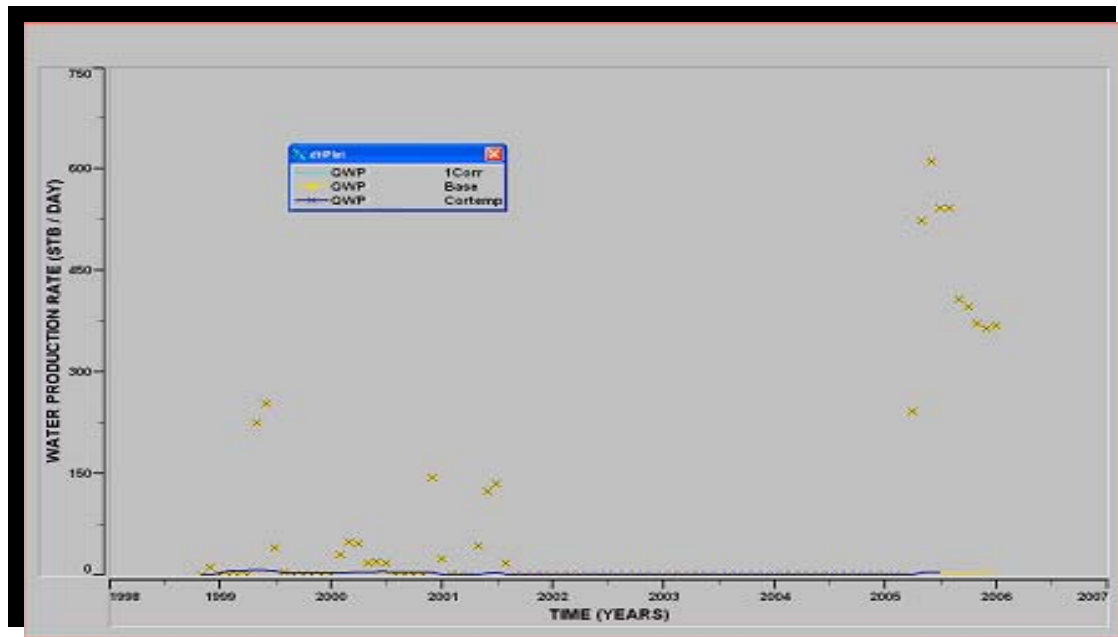
Fuente: Autor

Figura N°73: Caudal de aceite pozo Z10



Fuente: Autor

Figura N°74: Caudal de agua pozo Z10

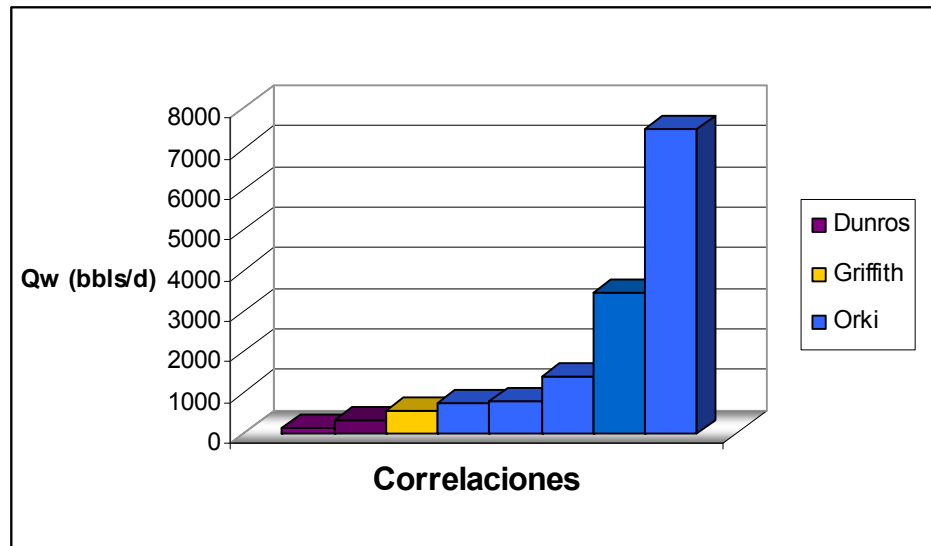


Fuente: Autor

POZO	CORRELACION	VALOR DE RUGOSIDAD	% ERROR	% MEJORA AL MODELO
A1	Duns And Ross	0.0001	13	2
B2	Orkiszewski	0.0001	9.2	30
X3	Duns And Ross	0.0001	6.3	20
Y4	Orkiszewski	0.0006	10.6	5
Z5	-----	-----	-----	-----
A6	Orkiszewski	0.0006	0.0095	60
C7	Orkiszewski	0.0001	84.22	4
X8	Orkiszewski	0.0001	1.8	1.1
Y9	-----	-----	-----	-----
Z10	Griffith	0.0001	6.539	1.34

Tabla N°11: Datos de finales del ajuste al modelo para cada pozo.

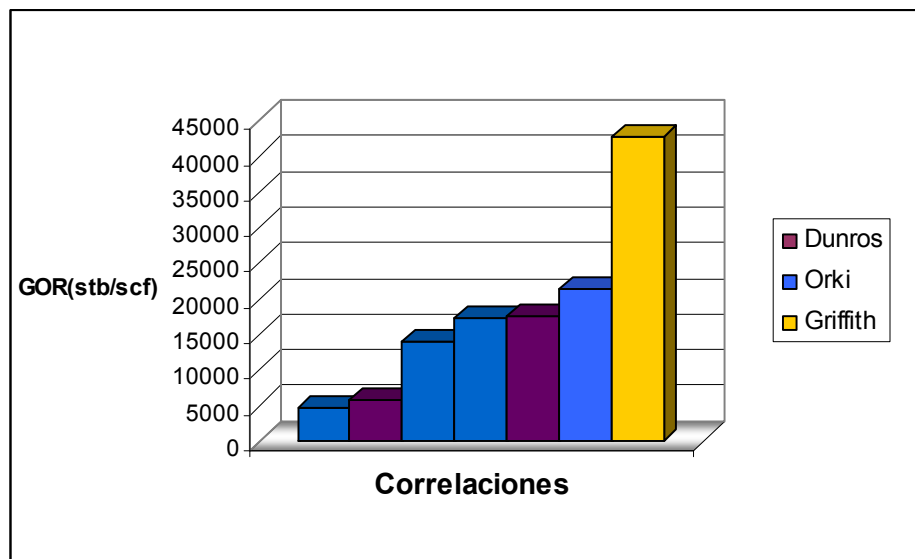
Figura N°75: Comportamiento de las correlaciones según el caudal de agua



Fuente: Autor

En la Figura N°75 se observa el comportamiento que se encontró de las correlaciones con respecto al caudal de agua producido, En los pozos con menor producción de agua, la correlación que ajusto es la de Duns y Ross, y en los pozos con mayor producción de agua la correlación que mejor se ajusto es la de Orkisweski.

Figura N°76: Comportamiento el GOR



Fuente: Autor

En la figura N°76 se observa el comportamiento de las correlaciones con respecto al GOR, en el caso de los pozos analizados del campo cusiana, no hay ninguna tendencia de las correlaciones con respecto al GOR, es decir, no hay un rango específico en el que se pueda aplicar una correlación u otra.

Es importante aclarar que los pozos analizados no son todos los pozos del campo, si se analizaran todos los pozos del campo es posible que se puedan observar otras tendencias. Aunque cada pozo es un caso específico y hay que analizarlo por separado de los demás.

CONCLUSIONES

- La mayoría de los pozos, presentaron una mejora, en el cálculo de las caídas de presión, con los cambios realizados al modelo.
- El ajuste logrado en los pozos, no alcanza un 100%, ya que las correlaciones, son métodos determinados empíricamente y en condiciones muy diferentes a las que se presentan en la realidad, por lo tanto siempre existe un rango de error al utilizar correlaciones, que no se desarrollaron para cada pozo en específico. Este porcentaje de error se debe también a que es muy difícil determinar las condiciones exactas de hold up, de slip y de rugosidad que experimenta el fluido en la tubería, dando paso a muchos errores en los cálculos que realiza el simulador.
- La correlación que mejor se ajustó a las condiciones de la mayoría de los pozos analizados es la de Orkiszewski. Este resultado se puede atribuir a que esta correlación, se elaboró a partir de otras existentes previamente, mejorando los parámetros en las que las otras tenían falencias.
- Al realizar las sensibilidades en los valores de rugosidad de los pozos se observó que este parámetro no afecta en gran medida, el calculo de caídas de presión, su influencia no sobrepasa lo 10 psi de diferencia en un ΔP y otro.

- La diferencia entre las corridas que se realizaron con un gradiente de temperatura general para todos los pozos. Y las que se realizaron utilizando los gradientes por zonas no presentaron una diferencia notable, este comportamiento se puede deber a que las tendencias no están muy separadas unas de otras y por lo tanto la diferencia no es muy grande.
- Con los cambios realizados al modelo no se observa ninguna variación en los caudales calculados por el simulador, de los que se observan con el modelo base. Ya que lo que se cambio con el proyecto fueron las caídas de presión en la tubería y no los valores de presión de fondo fluyendo, que es el que determina los caudales a producir.
- La misma correlación no sirve para toda la vida del pozo ya que, las condiciones de estos cambian a través del tiempo.
- En los pozos analizados se observó que para los valores mas altos de caudal de agua la correlación que mejor ajuste fue la de Orkiszewski y para los caudales mas bajos la que ajuste fue la de Duns and Ross. Cabe anotar que este comportamiento no se puede generalizar para todo el campo ya que no se analizaron todos los pozos

RECOMENDACIONES

Las recomendaciones de este trabajo van encaminadas a una manera alternativa de realizar cambios al modelo de simulación para lograr un ajuste en el cálculo de las caídas de presión en los pozos.

El cambio consiste en la introducción de tablas de comportamiento de pozo (BHPTAB), estas tablas se pueden obtener del software wellflo, las cuales, describen el comportamiento de las presiones en cabeza y Presiones en fondo a través de la vida del pozo, por lo cual no se requiere la descripción de la tubería ni la utilización de la correlaciones que ofrece el simulador VIP, para el calculo de caídas de presión.

Es importante resaltar que esta alternativa podría dar buenos resultados, pero es necesario implementarla para saber si es mejor que los cambios utilizados en este trabajo. La desventaja de la implementación de las tablas de comportamiento de pozo, es que estas solo sirven para realizar predicciones de alrededor de diez años, porque para tiempos mayores la incertidumbre es muy grande.

BLOGRAFIA

1. WARREN, Edward and PULHAM, Andrew. "ANOMALOUS POROSITY AND PERMEABILITY PRESERVATION IN DEEPLY BURIED TERTIARY AND MESOZOIC SANDSTONES IN THE CUSIANA FIELD, LLANOS FOOTHILLS, COLOMBIA". Paper Journal of Sedimentary Research, Vol 71, N°1. Año 2001.
2. CAIZER, E. C. et al. "PETROLEUM GEOLOGY OF THE CUSIANA FIELD, LLANOS BASIN FOOTHILLS, COLOMBIA". Paper AAPG Vol 79, N°1. Año 1995.
3. J.P Brill, and S.J Arirachakaran. "STATE OF ART IN MULTIPHASE FLOW" paper SPE (23835). Año 1992.
4. BROWN, Kernit and LEA James. "NODAL SYSTEM ANALYSIS OF OIL AND GAS WELLS". Paper SPE (14214). Año 1985.
5. BISTYNDU, A.B "GAS WELL PRODUCCION OPTIMIZACION USING DYNAMIC NODAL ANALYSIS" paper SPE (52170). Año 1999.
6. MACH. Joe, PRANO. Eduardo and BROWN. Kernit. "A NODAL APPROACH FOR APPLYING SYSTEMS ANALYSIS TO THE FLOWING AND ARTIFICIAL LIFT OIL OR GAS WELL" paper SPE (8025). Año 1979

7. BRILL, James. "EMPIRICAL EQUATIONS TO PREDICT FLOW PATTERNS IN TWO-PHASE INCLINED FLOW". Multifhase flow vol 11 N° 3 pag 299-315. Año 1985. 5667
8. ORKISZEWSKI. J "PREDICTING TWO-PHASE PRESSURE DROPS IN VERTICAL PIPE". Paper SPE N°1546. Año 1967.
9. BEGGS, Dale And BRILL, James "A STUDY OF TWO PHASE FLOW IN INCLINED PIPES". Paper SPE N°4007. Año1973.
10. GRIFFITH, Peter et all. "TWO PHASE DROP IN INCLINED AND VERTICAL OIL WELLS". Paper ESP N° 5667.
11. HAGEDORN, Alton And BROWN, Kermit. "EXPERIMENTAL STUDY OF PRESSURE GRADIENTS OCCURRING DURING CONTINOUS TWO-PHASE FLOW IN SMALL-DIAMETER VERTICAL CONDUITS". Paper ESP N° . Año1965.

ANEXO (A)

Los cambios realizados a los archivos planos del modelo se explican a continuación.

Antes de describir la tubería de cada pozo se tiene que nombrar cada pozo, para que el simulador sepa que existe y sepa cual es su localización en superficie, como se muestra. Esta parte no se modifico pero se menciona para tener una continuidad con los cambios realizados.

Por ejemplo cada tramo tiene el nombre BA01-MP (T1,2...)

WELL DEFINITION						
WELL NAME (Jan '03)						
WELL	N	NAME	I	J	IGC	GRID
1		A01-MP	41	135	1	ROOT
2		A01-MIG	41	135	1	ROOT
3		A04-MP	41	141	1	ROOT
4		A04-MIG	41	141	1	ROOT
5		A23-BP	50	136	1	ROOT
6		A23ST-BP	47	138	1	ROOT
7		A23S-MIG	47	138	1	ROOT
8		B02-MP	20	123	1	ROOT
9		B02ST-MP	22	124	1	ROOT
10		B06-MP	28	123	1	ROOT
11		BA33-MP	28	116	1	ROOT
12		BA38-MP	25	107	1	ROOT
13		BA40-MP	22	112	1	ROOT
14		C03-MP	18	163	1	ROOT
15		C03ST-MP	18	163	1	ROOT
16		CA27-MP	29	166	1	ROOT
17		CA34-MP	36	165	1	ROOT
18		D05-MP	38	184	1	ROOT
19		D21-MP	39	189	1	ROOT
20		D24-MP	30	184	1	ROOT
21		DD17-MP	27	176	1	ROOT
22		DD22-MP	18	176	1	ROOT
23		DD25-MP	38	175	1	ROOT
24		E01-MP	47	198	3	ROOT
25		E01-MIW	47	198	3	ROOT
26		E02-MP	45	198	3	ROOT
27		G08-MIG	44	157	1	ROOT
28		G09-GP	44	152	1	ROOT
29		G09-MIG	44	152	1	ROOT
30		G09-BIG	44	152	1	ROOT

Luego de nombrar los pozos se debe hacer la descripción de la tubería, correspondiente a cada pozo.

En esta descripción se debe poner el nombre a cada tramo del la tubería, el diámetro interno, el espesor, la rugosidad, la longitud medida, la longitud vertical, la tendencia de temperatura y la correlación, correspondiente a cada tramo de la tubería.

```

C -----
C TUBING DESCRIPTION
C -----
C
C -----
C TUBING
C -----
C NN      = Well tubing number
C NAME    = Well tubing name
C DIAMET  = Well tubing inner diameter, in
C THICKN  = Well tubing thickness, in
C ROUGHN  = Well tubing roughness coefficient, in
C LENGTH  = Well tubing total length, ft
C DEPTH   = True vertical length of well tubing, ft
C TMGRPR  = Name of the temperature gradient profile, from the CURVE TMGRPR card.
C PDCORR  = Pressure drop correlation

```

NN	NAME	DIAMET	THICKN	ROUGHN	LENGTH	DEPTH	TMGRPR	PDCORR
C	A01-MP							
1	BA01-MP-T1	3.960	0.540	0.0001	253.520	252.592	tem_Genp	HAGEDORN
2	BA01-MP-T2	3.680	0.820	0.0001	2.230	2.000	tem_Genp	HAGEDORN
3	BA01-MP-T3	3.960	0.540	0.0001	493.318	493.318	tem_Genp	HAGEDORN
4	BA01-MP-T4	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.936	tem_Genp	HAGEDORN
5	BA01-MP-T5	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.918	tem_Genp	HAGEDORN
6	BA01-MP-T6	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.718	tem_Genp	HAGEDORN
7	BA01-MP-T7	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.550	tem_Genp	HAGEDORN
8	BA01-MP-T8	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.148	tem_Genp	HAGEDORN
9	BA01-MP-T9	3.960	0.540	0.0001	493.318	490.812	tem_Genp	HAGEDORN
10	BA01-MP-T10	3.960	0.540	0.0001	493.318	489.849	tem_Genp	HAGEDORN
11	BA01-MP-T11	3.960	0.540	0.0001	493.318	488.766	tem_Genp	HAGEDORN
12	BA01-MP-T12	3.960	0.540	0.0001	493.318	491.095	tem_Genp	HAGEDORN
13	BA01-MP-T13	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.439	tem_Genp	HAGEDORN
14	BA01-MP-T14	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.344	tem_Genp	HAGEDORN
15	BA01-MP-T15	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.782	tem_Genp	HAGEDORN
16	BA01-MP-T16	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.846	tem_Genp	HAGEDORN
17	BA01-MP-T17	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.823	tem_Genp	HAGEDORN
18	BA01-MP-T18	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.683	tem_Genp	HAGEDORN
19	BA01-MP-T19	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.874	tem_Genp	HAGEDORN
20	BA01-MP-T20	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.767	tem_Genp	HAGEDORN
21	BA01-MP-T21	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.856	tem_Genp	HAGEDORN
22	BA01-MP-T22	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.863	tem_Genp	HAGEDORN
23	BA01-MP-T23	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.603	tem_Genp	HAGEDORN
24	BA01-MP-T24	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.671	tem_Genp	HAGEDORN
25	BA01-MP-T25	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.807	tem_Genp	HAGEDORN
26	BA01-MP-T26	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.961	tem_Genp	HAGEDORN
27	BA01-MP-T27	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.979	tem_Genp	HAGEDORN
28	BA01-MP-T28	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.984	tem_Genp	HAGEDORN
29	BA01-MP-T29	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.915	tem_Genp	HAGEDORN
30	BA01-MP-T30	3.960	0.540	0.0001	493.318	492.747	tem_Genp	HAGEDORN

La tabla correspondiente a la descripción de la tubería se hace para cada pozo, y si el pozo ha cambiado su completamiento a través de la historia, se asigna una tabla diferente con la conversión correspondiente.

Las tendencias de temperaturas se incluyen como tablas que tienen un nombre asignado, nombre que se escribe en la tabla de descripción del tubing como se menciono anteriormente.

Tabla de Gradiente De Temperatura General Para Los Pozos

C -----											
C TEMPERATURE GRADIENTS: Correlation from Cusina wells											
C -----											
CURVE TMGRPR tem_Genp											
DEPTH	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
TEMP	194.24	196.59	198.94	201.29	203.64	205.99	208.34	210.69	213.04	215.39	217.74
CURVE TMGRPR tem_Geni											
DEPTH	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
TEMP	128.17	129.47	130.77	132.07	133.37	134.67	135.97	137.27	138.57	139.87	141.17
CURVE TMGRPR tem_Gens											
DEPTH	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
TEMP	94.899	101.349	107.799	114.249	120.699	127.149	133.599	140.049	146.499	152.949	159.399
C -----											

Tabla de Gradiente De Temperatura Por Áreas Para Los Pozos

C -----											
C temperatura de los pozos productores definidas por areas (Mirador)											
C -----											
CURVE TMGRPR tem_mir1-5											
DEPTH	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
TEMP	186.96	189.51	192.06	194.61	197.16	199.71	202.26	204.81	207.36	209.91	212.46
CURVE TMGRPR tem_mir3											
DEPTH	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
TEMP	179.62	182.62	185.62	188.62	191.62	194.62	197.62	200.62	203.62	206.62	209.62
CURVE TMGRPR tem_mir2-4											
DEPTH	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
TEMP	179.58	182.23	184.88	187.53	190.18	192.83	195.48	198.13	200.78	203.43	206.08
C -----											
C temperatura de los pozos productores definidas por areas (formacion Barco-Guadalupe)											
C -----											
CURVE TMGRPR tem_B&G1-3											
DEPTH	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
TEMP	212.22	214.12	216.02	217.92	219.82	221.72	223.62	225.52	227.42	229.32	231.22
CURVE TMGRPR tem_B&G2											
DEPTH	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
TEMP	164.95	168.45	171.95	175.45	178.95	182.45	185.95	189.45	192.95	196.45	199.95
C -----											

Posterior a la inclusión de las tablas con la descripción de cada tramo de la tubería de producción se incluye una tabla, donde se unen todos los tramos de la tubería mencionados anteriormente, bajo un nombre unificado

Por ejemplo, los tramos con el nombre BA01-MP-T (1,2...) se une bajo en nombre de BA01-MP

```

C -----
C C TUBING DESCRIPTION
C C -----
C C
C C
C C
C C DATA= LINK
C C -----
C C DATA = LINK
C C n = number of the flow device
C C nm = flow device name
C C tp = flow device type
C C num = number of repeated sequential times for pressure drop
C C pcor = additive pressure correction at the upstream inlet of the flow
C C ipvt = EOS table number
C C -----
C C
C C LINK 01 BA01-MP
C C n nm tp num pcor ipvt
C C 1 BA01-MP-T1 TUBING 1 0 1
C C 2 BA01-MP-T2 TUBING 1 0 1
C C 3 BA01-MP-T3 TUBING 1 0 1
C C 4 BA01-MP-T4 TUBING 1 0 1
C C 5 BA01-MP-T5 TUBING 1 0 1
C C 6 BA01-MP-T6 TUBING 1 0 1
C C 7 BA01-MP-T7 TUBING 1 0 1
C C 8 BA01-MP-T8 TUBING 1 0 1
C C 9 BA01-MP-T9 TUBING 1 0 1
C C 10 BA01-MP-T10 TUBING 1 0 1
C C 11 BA01-MP-T11 TUBING 1 0 1
C C 12 BA01-MP-T12 TUBING 1 0 1
C C 13 BA01-MP-T13 TUBING 1 0 1
C C 14 BA01-MP-T14 TUBING 1 0 1
C C 15 BA01-MP-T15 TUBING 1 0 1
C C 16 BA01-MP-T16 TUBING 1 0 1
C C 17 BA01-MP-T17 TUBING 1 0 1
C C 18 BA01-MP-T18 TUBING 1 0 1
C C 19 BA01-MP-T19 TUBING 1 0 1
C C 20 BA01-MP-T20 TUBING 1 0 1
C C 21 BA01-MP-T21 TUBING 1 0 1
C C 22 BA01-MP-T22 TUBING 1 0 1
C C 23 BA01-MP-T23 TUBING 1 0 1
C C 24 BA01-MP-T24 TUBING 1 0 1
C C 25 BA01-MP-T25 TUBING 1 0 1
C C 26 BA01-MP-T26 TUBING 1 0 1
C C 27 BA01-MP-T27 TUBING 1 0 1
C C 28 BA01-MP-T28 TUBING 1 0 1
C C 29 BA01-MP-T29 TUBING 1 0 1

```

Finalmente, después de unir los tramos del tubing bajo un solo nombre. En la historia de producción se le asigna a cada pozo una tubería específica.

Por ejemplo al pozo A01-MP se le asigna la tubería bajo el nombre de BA01-MP

endperf						
WELCON	WELL	TUBCON	TUBCNT	WELHEAD	WDAT	IPVTTB
	A01-MP	BA01-MP	LINK	-1326	13200	1
PROD	MULTRT	STD	A01-MP			
ECOLIM	O	A01-MP				
QMULT	A01-MP					
	0.					
	0.					
	0.					
QMIN	A01-MP					
	10					

ANEXO (B)

En este anexo se presentan las tablas con los datos correspondientes a las graficas de porcentaje de error para cada pozo.

Para el cálculo del porcentaje de error se utilizo la siguiente ecuación:

$$\left| \frac{\Delta p \text{ observada} - \Delta p \text{ simulada}}{\Delta p \text{ observada}} \right| * 100 = \% \text{ Error}$$

POZO A1

DATOS DE BHP											
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUROS	NOSLIP	Mejordiscre
13-Feb-03	3063	3640.84	3640.84	3645.21	3642.16	3645.28	3647.17	3645.12	3645.12	3645.12	3637.539
8-Oct-02	2935	3666.301	3666.7	3666.7	3666.7	3666.7	3666.7	3666.7	3666.7	3666.7	3666.7
14-Mar-01	2394	4762.87	4762.989	4762.989	4762.989	4762.989	4762.989	4762.989	4762.989	4762.989	4762.989

DATOS DE THP											
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP	Mejordiscre
13-Feb-03	1022	1296.44	1304.74	1088.42	978.992	881.54	1115.551	1078.15	1338.198	1311.093	721.827
8-Oct-02	1108	1274	955.806	948.976	871.202	756.855	971.702	957.908	1000.633	944.635	464.845
14-Mar-01	685	1763.051	1657.09	1653.363	1543.479	1577.562	1585.256	1587.669	1591.083	1657.053	1635.705

CAIDAS DE PRESION											
DATE	Δpobs	Δpbase	Δp 1 corr	Δp cortem	ΔpBEGS	ΔpORKI	ΔpGRID	ΔpAZIZ	ΔpDANROS	ΔpNOSLIP	Δpmejordiscre
13-Feb-03	2041	2344.4	2336.1	2556.79	2663.168	2763.74	2531.619	2566.97	2306.922	2334.027	2915.712
8-Oct-02	1827	2392.301	2710.894	2717.724	2795.498	2909.845	2694.998	2708.792	2666.067	2722.065	3201.855
14-Mar-01	1709	2999.819	3105.899	3109.626	3219.51	3185.427	3177.733	3175.32	3171.906	3105.936	3127.284

% ERROR										
DATE	%errorbase	%error1 corr	%errorcortem	%errorBEGS	%errororki	%errorgrid	%erroraziz	%errorDANROS	%errorNOSLIP	%errormejor discre
13-Feb-03	14.865262	14.45859873	25.27144	30.48349	35.41107	24.03817	25.770211	13.029005	14.357031	42.85703087
8-Oct-02	30.941489	48.37952928	48.75337	53.01029	59.26902	47.50947	48.264477	45.925944	48.990969	75.25205255
14-Mar-01	75.530661	81.73779988	81.95588	88.38561	86.39128	85.94108	85.799883	85.600117	81.739965	82.98911644

Los datos de presiones se encuentran en psi

POZO B2

DATOS DE BHP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
3-Jan-03	2329	3093.604	3095.914	3095.914	3095.914	3095.914	3095.914	3095.914	3095.914	3095.914
22-Jul-98	3044	3121.278	3122.177	3122.177	3122.177	3122.177	3122.177	3122.177	3122.177	3122.177
6-Aug-97	3027	3120.37	3912.429	3912.429	3912.429	3912.429	3912.429	3912.429	3912.429	3912.429

DATOS DE THP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
3-Jan-03	776	920.366	1394.148	1393.494	1394.148	1400	1394.148	1394.148	1394.148	1394.148
22-Jul-98	950	943.262	552.843	552.406	552.843	552.639	552.843	552.843	552.843	552.843
6-Aug-97	800	943.826	681.33	680.663	681.33	681.33	681.33	681.33	681.33	681.33

CAIDAS DE PRESION										
DATE	Δpobs	Δpbase	Δp 1 corr	Δp cortem	ΔpBEGS	ΔpORKI	ΔpGRID	ΔpAZIZ	ΔpDUNROS	ΔpNOSLIP
3-Jan-03	1553	2173.238	1701.766	1702.42	1701.766	1695.914	1701.766	1701.766	1701.766	1701.766
22-Jul-98	2094	2178.016	2569.334	2569.771	2569.334	2569.538	2569.334	2569.334	2569.334	2569.334
6-Aug-97	2227	2176.544	3231.099	3231.766	3231.099	3231.099	3231.099	3231.099	3231.099	3231.099

% ERROR										
DATE	%errorbase	%error1 corr	%errorcortem	%errorBEGS	%errororki	%errorgrid	%erroraziz	%errorDANROS	%errorNOSLIP	
3-Jan-03	39.938055	9.579265937	9.621377978	9.5792659	9.2024469	9.5792659	9.579266	9.5792659	9.579265937	
22-Jul-98	4.0122254	22.69980898	22.72067813	22.699809	22.709551	22.699809	22.69981	22.699809	22.69980898	
6-Aug-97	2.2656489	45.08751684	45.11746744	45.087517	45.087517	45.087517	45.08752	45.087517	45.08751684	

POZO X3

DATOS DE BHP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
4-Feb-04	4120	3272.893	3278.573	3278.573	3278.573	3278.573	3278.573	3278.573	3278.573	3278.573
8-Apr-99	3695	2950.658	3042.095	3042.095	3042.095	3042.095	3042.095	3042.095	3042.095	3042.095
12-Apr-98	4250	3539.234	3544.794	3544.794	3544.794	3544.794	3544.794	3544.794	3544.794	3544.794
2-Aug-97	3972	4179.586	4246.728	4246.728	4246.728	4246.728	4246.728	4246.728	4246.728	4246.728

DATOS DE THP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
4-Feb-04	2064	662.794	1024.508	1028.559	796.317	749.784	1566.156	940.322	1092.631	973.068
8-Apr-99	1200	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65
12-Apr-98	925	655.942	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65
2-Aug-97	875	1294.932	831.45	836.844	776.106	732.99	805.345	869.176	847.924	849.475

CAIDAS DE PRESION										
DATE	Δpobs	Δpbase	Δp 1 corr	Δp cortem	ΔpBEGS	ΔpORKI	ΔpGRID	ΔpAZIZ	ΔpDUNROS	ΔpNOSLIP
4-Feb-04	2056	2610.099	2254.065	2250.014	2482.256	2528.789	1712.417	2338.251	2185.942	2305.505
8-Apr-99	2495	2936.008	3027.445	3027.445	3027.445	3027.445	3027.445	3027.445	3027.445	3027.445
12-Apr-98	3325	2883.292	3530.144	3530.144	3530.144	3530.144	3530.144	3530.144	3530.144	3530.144
2-Aug-97	3097	2884.654	3415.278	3409.884	3470.622	3513.738	3441.383	3377.552	3398.804	3397.253

% ERROR										
DATE	%errorbase	%error1 corr	%errorcortem	%errorBEGS	%errororki	%errorgrid	%erroraziz	%errorDUNROS	%errorNOSLIP	
4-Feb-04	26.95034047	9.6335117	9.4364786	20.7323	22.99557	16.71123541	13.72816	6.32013619	12.1354572	
8-Apr-99	17.67567134	21.340481	21.340481	21.34048	21.34048	21.34048096	21.34048	21.340481	21.34048096	
12-Apr-98	13.28445113	6.1697444	6.16974436	6.169744	6.169744	6.169744361	6.169744	6.16974436	6.169744361	
2-Aug-97	6.856506296	10.276978	10.1028092	12.064	13.45618	11.11989022	9.058831	9.74504359	9.694962867	

POZO Y4

DATOS BHP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
11-Sep-03	2994	4070.65	4115.09	4106.57	4108.91	4108.91	4108.91	4108.91	4108.91	4108.91
15-Sep-02	3512	3546.45	3605.79	3590.29	3609.61	3609.61	3609.61	3609.61	3609.61	3609.61
5-Jun-01	3048	3414.11	3477.88	3480.13	3479.48	3475.299	3475.299	3475.299	3475.299	3475.299
10-Jun-00	4070	4766.7	3264.18	3357.25	3371.08	3371.08	3371.08	3371.08	3371.08	3371.08

DATOS DE THP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
11-Sep-03	776	2195.07	2218.65	2215.24	2196.44	2127.861	2185.929	2233.147	2223.644	2233.018
15-Sep-02	519	1730.57	1695.92	1717.1	1660.17	1425.036	1483.955	1534.211	1525.909	1531.403
5-Jun-01	897	1382.81	1000.56	990.3957	959.184	892.989	961.67	1018	1008.58	1011.142
10-Jun-00	1639	1538.86	582.539	578.2	507.208	741.656	730.108	750.325	767.491	830.918

CAIDAS DE PRESION										
DATE	Δpobs	Δpbase	Δp 1 corr	Δp cortem	ΔpBEGS	ΔpORKI	ΔpGRID	ΔpAZIZ	ΔpDUNROS	ΔpNOSLIP
11-Sep-03	2218	1875.58	1896.44	1891.33	1912.47	1981.049	1922.981	1875.763	1885.266	1875.892
15-Sep-02	2993	1815.88	1909.87	1873.19	1949.44	2184.574	2125.655	2075.399	2083.701	2078.207
5-Jun-01	2151	2031.3	2477.32	2489.7343	2520.296	2582.31	2513.629	2457.299	2466.719	2464.157
10-Jun-00	2431	3227.84	2681.641	2779.05	2863.872	2629.424	2640.972	2620.755	2603.589	2540.162

% ERROR										
DATE	%errorbase	%error1 corr	%errorcortem	%errorBEGS	%errororki	%errorgrid	%erroraziz	%errorDUNROS	%errorNOSLIP	ΔpNOSLIP
11-Sep-03	15.4382326	14.49774572	14.7281335	36.1019044	33.8105914	35.7507183	37.3283328	37.0108253	37.3240227	1875.892
15-Sep-02	39.3291012	36.18877381	37.4143	34.8666889	27.010558	28.9791179	30.6582359	30.3808553	30.564417	2078.207
5-Jun-01	5.56485356	15.17061832	15.7477592	17.1685728	20.0516039	16.8586239	14.2398419	14.6777778	14.5586704	2464.157
10-Jun-00	36687	32.77828054	10.3102016	14.3171534	17.8063348	8.16223776	8.63726861	7.80563554	7.09950638	4.490415467

POZO Z5

DATOS DE BHP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
23-Oct-02	1760	4270.115	4276.663	4276.663	4276.663	4276.663	4276.663	4276.663	4276.663	4276.663

DATOS DE THP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
23-Oct-02	701	2081.11	1751.312	1754.967	1710.633	1675.74	1700.211	1751.427	1749.206	1717.4

CAIDAS DE PRESION										
DATE	Δ pobs	Δ pbase	Δ p 1 corr	Δ p cortem	Δ pBEGS	Δ pORKI	Δ pGRID	Δ pAZIZ	Δ pDUNROS	Δ pNOSLIP
23-Oct-02	1059	2189.005	2525.351	2521.696	2566.03	2600.923	2576.452	2525.236	2527.457	2559.263

% DE ERROR										
DATE	%errorbase	%error1 corr	%errorcortem	%errorBEGS	%errororki	%errorgrid	%erroraziz	%errordunros	%errornoslip	
23-Oct-02	106.70491	138.465628	138.120491	142.3068933	145.601794	143.29103	138.45477	138.66449	141.66789	

POZO A 6

DATOS DE BHP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
26-Jan-01	4400	4322.617	4322.294	4322.294	4322.294	4322.294	4322.294	4322.294	4322.294	4322.294
5-Aug-99	4884	4872.856	4871.902	4871.902	4871.902	4871.902	4871.902	4871.902	4871.902	4871.902

DATOS DE THP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
26-Jan-01	2480	1239.329	2502.113	2500.947	2425.904	2400.458	2571.351	2507.842	2597.258	2507.938
5-Aug-99	2304	2077.917	2195.568	2191.615	2135.111	2132.56	2199.844	2216.507	2207.145	2192.411

CAIDAS DE PRESION										
DATE	Δ pobs	Δ pbase	Δ p 1 corr	Δ p cortem	Δ pBEGS	Δ pORKI	Δ pGRID	Δ pAZIZ	Δ pDUNROS	Δ pNOSLIP
26-Jan-01	1920	3083.288	1820.181	1821.347	1896.39	1921.836	1750.943	1814.452	1725.036	1814.356
5-Aug-99	2580	2794.939	2676.334	2680.287	2736.791	2739.342	2672.058	2655.395	2664.757	2679.491

% ERROR										
DATE	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP	
26-Jan-01	60.58792	5.198906	5.1381771	1.2296875	0.095625	8.805052	5.497292	10.15438	5.502292	
5-Aug-99	8.330969	3.733876	3.887093	6.077170543	6.176047	3.56814	2.922287	3.285155	3.85624	

POZO C7

DATOS DE BHP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
30-Jan-05	16556	3400.781	3402.245	3402.245	3402.245	3402.245	3402.245	3402.245	3402.245	3402.245
19-Apr-04	2200	3779.375	3785.24	3785.24	3785.24	3785.24	3785.24	3785.24	3785.24	3785.24
30-Mar-02	2204	3966.906	3966.5573	3966.557	3966.557	3966.557	3966.557	3966.557	3966.557	3966.557
25-Sep-01	2319	3262.425	3286.602	3286.602	3286.602	3286.602	3286.602	3286.602	3286.602	3286.602

DATOS DE THP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
30-Jan-05	990	1593.22	1030.494	1045.965	1016.024	946.353	1072.563	1052.363	1030.494	1030.494
19-Apr-04	947	1864.871	1515.977	1527.162	1498.648	1444.865	1540.248	1533.703	1515.977	1515.977
30-Mar-02	958	2021.991	1707.386	1710.019	1672.83	1638.558	1678.899	1736.941	1736.466	1736.466
25-Sep-01	930	1659.097	1064.113	1071.73	1030.947	1005.43	1070.054	1073.576	1064.113	1064.113

CAIDAS DE PRESION										
DATE	Δ pobs	Δ pbase	Δ p 1 corr	Δ p cortem	Δ pBEGS	Δ pORKI	Δ pGRID	Δ pAZIZ	Δ pDUNROS	Δ pNOSLIP
30-Jan-05	15566	1807.561	2371.751	2356.28	2386.221	2455.892	2329.682	2349.882	2371.751	2371.751
19-Apr-04	1253	1914.504	2269.263	2258.078	2286.592	2340.375	2244.992	2251.537	2269.263	2269.263
30-Mar-02	1246	1944.915	2259.171	2256.5383	2293.7273	2327.999	2287.658	2229.616	2230.091	2230.091
25-Sep-01	1389	1603.328	2222.489	2214.872	2255.655	2281.172	2216.548	2213.026	2222.489	2222.489

% ERROR										
DATE	%errorbase	%error1 corr	%errorcortem	%errorBeggs	%errorOrki	%errorGrid	%errorAziz	%errorDUNRO	%errorNOSLIP	
30-Jan-05	88.387762	84.76326	84.86265	84.6703	84.22272	85.03352	84.90375	84.76326	84.76325967	
19-Apr-04	52.793615	81.106385	80.21373	82.48939	86.78172	79.16935	79.6917	81.10638	81.10638468	
30-Mar-02	56.092697	81.313909	81.10259	84.08726	86.83783	83.60018	78.94192	78.98004	78.98004013	
25-Sep-01	15.430382	60.006407	59.45803	62.39417	64.23125	59.57869	59.32513	60.00641	60.00640749	

POZO X8

DATOS DE BHP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
10-Aug-00	3020	4448.99	4449.989	4449.989	4449.989	4449.989	4449.989	4449.989	4449.989	4449.989

DATOS DE THP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
10-Aug-00	707	2192.598	2220.044	2218.249	2181.07	2107.582	2166.257	2224.985	2198.76	2225.243

CAIDAS DE PRESION										
DATE	Δ pobs	Δ pbase	Δ p 1 corr	Δ p cortem	Δ pBEGS	Δ pORKI	Δ pGRID	Δ pAZIZ	Δ pDUNROS	Δ pNOSLIP
10-Aug-00	2313	2256.392	2229.945	2231.74	2268.919	2342.407	2283.732	2225.004	2251.229	2224.746

% DE ERROR										
DATE	%errorbase	%error1 corr	%errorcortem	%errorBeggs	%errorOrki	%errorGrid	%errorAziz	%errorDUNROS	%errorNOSLIP	
10-Aug-00	2.447384	3.590791	3.513186	1.905793	1.2713792	1.26537	3.80441	2.670600951	3.815564202	

POZO Y9

DATOS DE BHP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
9-Sep-03	2904	4128.586	4110.62	4132.081	4132.081	4132.081	4132.081	4132.081	4132.081	4132.081
15-Oct-02	3660	3511.775	3511.145	3511.145	3511.145	3511.145	3511.145	3511.145	3511.145	3511.145
9-Sep-03	534	1540.31	1280.89	1247.966	1212.538	1171.928	1221.285	1264.721	1249.087	1259.299
15-Oct-02	621	928.908	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65	14.65

CAIDAS DE PRESION										
DATE	Δpobs	Δpbase	Δp 1 corr	Δp cortem	ΔpBEGS	ΔpORKI	ΔpGRID	ΔpAZIZ	ΔpDUNROS	ΔpNOSLIP
9-Sep-03	2370	2588.276	2829.73	2884.115	2919.543	2960.153	2910.796	2867.36	2882.994	2872.782
15-Oct-02	3039	2582.867	3496.495	3496.495	3496.495	3496.495	3496.495	3496.495	3496.495	3496.495

% DE ERROR									
DATE	%errorbase	%error1 corr	%errorcortem	%errorBEGS	%errorOrki	%errorGrid	%errorAziz	%errorDunros	%errorNoslip
9-Sep-03	9.20995781	19.3978903	21.692616	23.18747	24.90097	22.8184	20.98565	21.64532	21.2144304
15-Oct-02	15.0093123	15.0541296	15.0541296	15.05413	15.05413	15.05413	15.05413	15.05413	15.0541296

POZO Z10

DATOS DE BHP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
9-Jun-99	4521	3647.07	3654.87	3654.87	3654.87	3654.87	3654.87	3654.87	3654.87	3654.87
6-Mar-00	3756	3287.27	3284.09	3284.09	3284.09	3284.09	3284.09	3284.09	3284.09	3284.09
11-Apr-05	2796	3628.22	3619.531	3619.531	3619.531	3619.531	3619.531	3619.531	3619.531	3619.531

DATOS DE THP										
DATE	OBS	BASE	1 CORR	CORTEM	BEGS	ORKI	GRID	AZIZ	DUNROS	NOSLIP
9-Jun-99	1219	264.278	1098.3	1089.73	1039.98	975.325	1057.69	1088.54	1097.93	1108.04
6-Mar-00	1197	704.5	1385.43	1388.93	1350.25	1270	1398.33	1385.27	1398.69	1407.32
11-Apr-05	1236	1945.21	1942.43	1916.06	1877.59	1852.92	1957.52	1933.7	1933.7	1911.46

CAIDAS DE PRESION										
DATE	Δpobs	Δpbase	Δp 1 corr	Δp cortem	ΔpBEGS	ΔpORKI	ΔpGRID	ΔpAZIZ	ΔpDunros	ΔpNoslip
9-Jun-99	3302	3382.792	2556.57	2565.14	2614.89	2679.545	2597.18	2566.33	2556.94	2546.83
6-Mar-00	2559	2582.77	1898.66	1895.16	1933.84	2014.09	1885.76	1898.82	1885.4	1876.77
11-Apr-05	1560	1683.01	1677.101	1703.471	1741.941	1766.611	1662.011	1685.831	1685.831	1708.071

% DE ERROR									
DATE	%errorbase	%error1 corr	%errorcortem	%errorBEGS	%errororki	%errorgrid	%erroraziz	%errordunros	%errorNoslip
9-Jun-99	2.44676	22.57511	22.31557	20.8089	18.85085	21.34525	22.27952756	22.563901	22.870079
6-Mar-00	0.928878	25.80461	25.94138	24.42986	21.29386	26.30871	25.79835873	26.322782	26.660023
11-Apr-05	7.885256	7.506474	9.196859	11.66288	13.24429	6.539167	8.066089744	8.0660897	9.4917308