CONSTRUCCION DEL MODELO DE SIMULACION DEL CAMPO MAURO DÁVALOS CORDERO, FORMACION DE HOLLÍN PARA LA PREDICCION DE NUEVAS PERFORACIONES APLICANDO EL SIMULADOR ECLIPSE DE LA COMPAÑÍA SCHLUMBERGER

Fidel Ponce García[1], Rodrigo Peñafiel Tapia[2], Héctor Román Franco[3]

[1]Ingeniero en Petróleo 2005; e-mail: shalom_1370@hotmail.com
[2]Ingeniero en Petróleo 2005; e-mail: fidel_e@hotmail.com
[3]Director de Tesis, Ingeniero en Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1985, Profesor de ESPOL desde 1997; e-mail: hromán@petroproducción.com.ec

RESUMEN

El presente trabajo esta enfocado a la creación de un modelo de simulación para el campo Mauro Dávalos Cordero, en la formación Hollín. El campo Mauro Dávalos Cordero posee 10 pozos productores, los cuales están perforados hasta la arena Hollín, la cual no produce. Parte del objetivo de este trabajo esta basado en determinar la factibilidad de poner a producir la arena Hollín a los 10 pozos que existen en el campo y si es posible y rentable, planear un programa de perforación de nuevos pozos en la formación Hollín que es donde esta enfocado este trabajo.

ABSTRACT

The present work is focused in the creation of a model of simulation for the Mauro Dávalos Cordero Field, in Hollin formation. The Mauro Dávalos Cordero Field has 10 producing wells, which are perforated until Hollin, but are not perforated in this zone, for this reason does not produce of this horizon. Part of this work is based in produce the sand Hollin with the 10 wells of the field and if is possible and profitable, to plan a drilling program of new wells on Hollin formation.

INTRODUCCION

La simulación de yacimientos es una de las más poderosas herramientas utilizadas para la toma de decisiones en el manejo de yacimientos. Desde planificar la producción de pozos, diseñar facilidades de superficie hasta el diagnóstico de problemas con las técnicas de recuperación mejorada, los simuladores de yacimientos permiten a los ingenieros predecir y visualizar más eficientemente el flujo de fluidos.

Los simuladores de yacimientos primero fueron construidos como herramientas de diagnóstico para entender el comportamiento de los yacimientos después de años de producción.

Los primeros simuladores eran modelos físicos, tales como cajas de arena con paredes de cristal transparentes que permitían observar el flujo de fluidos, y dispositivos análogos que modelaban el flujo de fluidos con flujo de corriente eléctrica. Estos modelos fueron documentados en los años 30, dichos modelos fueron construidos por investigadores esperando entender los fenómenos de conificación de agua y ruptura en yacimientos homogéneos.

Algunas cosas no han cambiado desde los años 30. Los simuladores de yacimientos en la actualidad generalmente resuelven las mismas ecuaciones estudiadas hace 70 años, como balance de materiales y ley de Darcy.

Sin embargo, otros aspectos de la simulación han cambiado dramáticamente. Con el desarrollo de las computadoras en los años 60, el modelaje de yacimientos paso de tanques con arena a simuladores numéricos.

En los simuladores numéricos, el yacimiento esta representado por una serie de bloques interconectados, y las ecuaciones de flujo entre bloques son resueltos numéricamente. En tiempos pasados, las computadoras eran pequeñas y tenían poca memoria, limitando el número de bloques que se podían utilizar. Esta disminución de requerimientos del modelo de yacimientos permitía que la simulación proceda con una mínima cantidad de datos de entrada.

En la actualidad, la capacidad de las computadoras ha aumentado, los ingenieros pueden crear más grandes y reales modelos geológicos, que requieren mayor cantidad de datos de entrada.

Esta demanda ha sido resuelta mediante la creación de complejos y eficientes programas de simulación acompañados de paquetes de uso fácil para ingresar datos, de resultados y análisis. Hoy, las computadoras tienen

5000 veces más memoria y procesan 200 veces más rápidos que las supercomputadoras antiguas.

La simulación numérica se ha convertido en una herramienta muy útil para el control de todas las etapas en la vida del yacimiento. Así como para comparar el rendimiento de los yacimientos bajo diferentes esquemas de producción, las simulaciones son también corridas cuando se realizan campañas de planificación para desarrollo de campos o mediciones de diseño. En los últimos 10 años, los simuladores ayudan a evaluar la validez de los modelos y los resultados de las simulaciones son utilizadas para tomar decisiones con respecto a la construcción o cambios en las facilidades de superficie.

CONTENIDO

CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN PARA EL CAMPO MAURO DAVALOS CORDERO, FORMACION HOLLIN, UTILIZANDO FLOGRID

Se detalla la manera como se construye una malla de simulación en Flogrid, paso a paso se explica el flujo de trabajo desde la creación del armazón estructural, la adición de propiedades a la malla, la edición del contorno, hasta que finalmente se exporta la malla con propiedades al simulador.

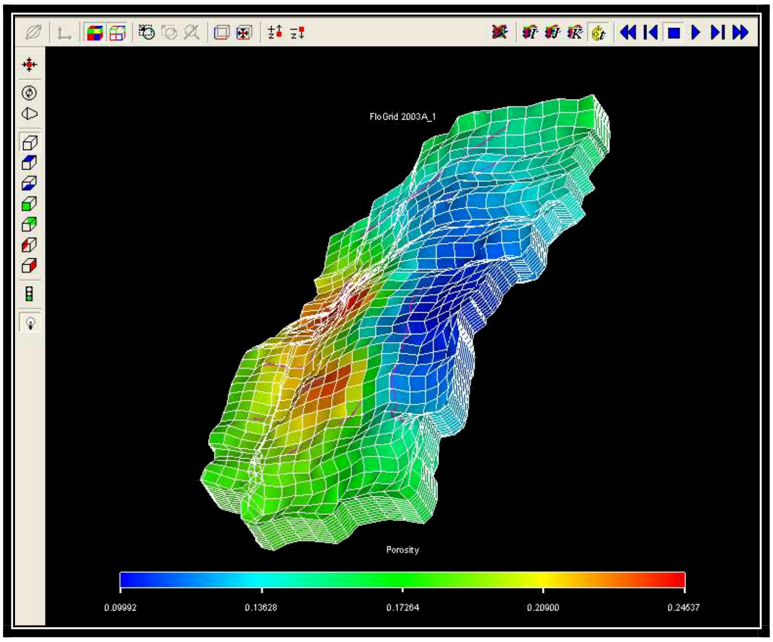

Fig. 1: Malla de simulación con contorno editado y propiedades.

GENERACION DEL PROYECTO EN ECLIPSE OFFICE Y RESULTADOS

El uso de la plataforma Eclipse Office que maneja diferentes secciones del simulador, una vez que se ha exportado la malla creada en Flogrid, Eclipse Office permite definir todos los parámetros concernientes al caso que se va a simular, las propiedades PVT de los fluidos y la roca, saturación de fluidos y las condiciones iniciales del reservorio. Además en este capítulo se crean los pozos, se completan y producen. Aquí también se obtienen los resultados correspondientes al caso que se esta simulando. El simulador Eclipse Office una vez corrida la simulación se obtuvieron los siguientes resultados de la producción de agua y petróleo:

YEARS (YEARS)	**FOPR (STB/DAY)**	**FOPT (STB)**	**FWPR (STB/DAY)**	**FWPT (STB)**
0	20.000	20.000	103	103
1	7.710	4.672.701	6.456	1.188.605
2	5.194	6.914.057	11.373	4.518.885
3	4.029	8.597.416	14.332	9.262.249
4	3.061	9.891.861	16.238	14.881.007
5	2.334	10.872.085	17.487	21.051.580
6	1.765	11.616.357	18.228	27.582.024
7	1.350	12.180.457	17.914	34.285.718
8	1.041	12.615.079	17.857	40.714.996
9	809	12.949.438	17.015	46.795.510
10	638	***13.210.900***	17.540	***53.068.941***

Tabla I: Tasa de producción de petróleo, producción acumulada de petróleo, tasa de producción de agua y producción acumulada de agua del campo.

Un parámetro muy importante es el recobro, esto es, el porcentaje de producción obtenida, el simulador Eclipse Office muestra el recobro de los 10 pozos en 10 años:

YEARS (YEARS)	FOE
0	0
1	0,11
2	0,16
3	0,20
4	0,23
5	0,25
6	0,27
7	0,28
8	0,29
9	0,30
10	0,31

Tabla II: Factor de recobro anual de petróleo del campo (10 pozos).

PREDICCIONES PARA LA PERFORACION DE NUEVOS POZOS Y RESULTADOS

Si se desea planificar nuevas perforaciones, Eclipse cuenta con una herramienta llamada Planopt. Planopt mediante un modelo de simulación establece las mejores ubicaciones para la perforación de pozos productores.

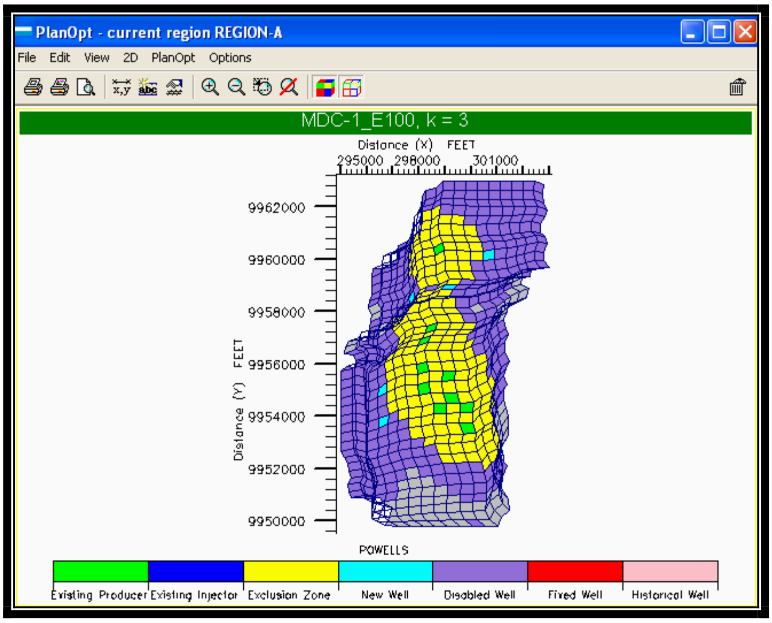

Fig. 2: Vista en 2D de los 5 pozos nuevos (celeste).

PlanOpt también muestra los resultados obtenidos de producción de agua y petróleo de los nuevos pozos.

YEARS (YEARS)	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FWPR (STB/DAY)	FWPT (STB)
0	20.000	20.000	103	103
1	9.342	5.179.884	8.178	1.415.816
2	5.454	7.696.187	15.600	5.950.893
3	3.950	9.399.462	19.036	12.348.380
4	2.894	10.635.672	20.946	19.677.276
5	2.133	11.543.857	21.643	27.507.949
6	1.541	12.214.223	21.280	35.588.938
7	1.171	12.712.256	22.837	43.784.162
8	887	13.083.141	21.956	51.930.262
9	638	13.357.907	20.694	59.672.205
10	481	***13.558.108***	20.105	***67.012.050***

Tabla III: Tasa de producción de petróleo, producción acumulada de petróleo, tasa de producción de agua y producción acumulada de agua del campo.

A continuación el recobro de la producción a 10 años pero con los cinco nuevos pozos perforados:

YEARS (YEARS)	FOE
0	0,00
1	0,12
2	0,18
3	0,22
4	0,25
5	0,27
6	0,28
7	0,30
8	0,30
9	0,31
10	0,32

Tabla IV: Factor de recobro anual de petróleo del campo (15 pozos).

CONCLUSIONES

1. El primer caso que consistía en poner a producir de la arena Hollín a los 10 pozos existentes en el campo MDC arrojó una producción de petróleo acumulada de 13.210.900 barriles equivalente a un recobro del 31 % en 10 años de producción.

2. La producción acumulada de agua en el primer caso es de 53.068.941 barriles.

3. Al final de los 10 años de producción, en el primer caso, los pozos MDC_2, MDC_5ST y MDC_7 se encuentran cerrados, debido a que no alcanzaron los límites económicos establecidos, mínimo 50 barriles de petróleo por día.

4. La presión promedio de la arena Hollín al final de los 10 años de producción es de 2.771 psia. Para el primer caso.

5. En el segundo caso, que consiste en la perforación de 5 nuevos pozos en la arena Hollín, la producción acumulada de petróleo es de 13.558.108 barriles, equivalentes a aun recobro del 32% en los 10 años de producción.

6. La producción acumulada de agua en este caso es de 67.012.050 barriles, mucho mayor a la del primer caso.

7. En este caso, al final de los 10 años de producción se encuentran cerrados los pozos: MDC_1, MDC_2, MDC_5ST, MDC_7, MDC_8, MDC_11 y MDC_15, debido a la baja producción que presentan.

8. La presión promedio de la arena hollín, en el segundo caso, es de 2.631 psia. Luego de 10 años de producción.

9. La perforación de pozos nuevos provoca el aumento de la cantidad de agua que suministra el acuífero a la formación productiva.

REFERENCIAS

[1] Rodrigo Peñafiel; Fidel Ponce, "Construcción del modelo de simulación del campo Mauro Dávalos Cordero para la predicción de nuevas perforaciones aplicando el simulador Eclipse de la compañía Schlumberger" (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias De La Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2005)

[2] Jhon R. Fanchi, Principles of Applied Reservoir Simulation (2da. Edición, Gulf Professional Publishing, 2001)pp.175-187

[3] Henry B. Crichlow, Modern Reservoir Engineering-A Simulation Approach (2da. Edición, Prentice-Hall, 1977) pp.66-95