



Maestría en Energía y Ambiente

EVALUACIÓN DEL SISTEMA HIDRÁULICO DE PRESIONES EN EL CAMPO XAN

Ricardo David Rosales López¹, Jorge Iván Cifuentes²

ricardodavid25@yahoo.com

researchnano20@gmail.com

¹ Cursante de Maestría en Energía y Ambiente, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala 01012

² Catedrático de Maestría en Energía y Ambiente, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala 01012

Abstract

Operations in the Xan oil field use water injection as a method of secondary oil recovery. This method is characterized by the efficiency of water displace of oil while increasing the reservoir pressure to obtain additional amounts of oil due to its high availability and low cost. The effect generated by the hydraulics in an oil field over time is not always the desired, so this paper carries out a research to determine the effect of water injection in the Xan field.

Keywords: Fracture, well depth, Drilling, Oil reservoir.



Resumen

Las operaciones de explotación de petróleo en el campo Xan utilizan la inyección de agua como método de recuperación secundaria de petróleo. Este método se caracteriza por la eficiencia del agua de desplazar el petróleo del medio que invade, aumentando la presión del yacimiento para obtener cantidades adicionales de petróleo debido a su alta disponibilidad y bajo costo. El efecto que genera el empuje hidráulico en un campo petróleo con el tiempo no es siempre el deseado, por lo que surgió la inquietud de realizar un trabajo de investigación que determinara el efecto que ha tenido la inyección de agua con el tiempo en el campo Xan

Palabras clave: Fractura, Profundidad medida del pozo, Perforación, Reservorio, Yacimiento.

1. Introducción

El Campo Petrolero Xan se ubica dentro del micro placa continental que cubre 450,000 kilómetros cuadrados en el sur de México, el Norte de Guatemala y el Norte de Belice, el tipo de crudo se caracteriza por ser generado por rocas propias de ambiente marino, el tema de conversión y conservación de la energía.

El pozo Xan-1 fue perforado a la profundidad final de 12,130' TVD, sin embargo, por problemas mecánicos se perforó un agujero desviado en el intervalo de (6,606' a- 8,450') MD, decidiendo el grupo Texaco no continuar, devolviendo el bloque en 1985.

El Campo Xan fue declarado comercial en agosto de 1987, con base en las pruebas de larga duración efectuadas en el pozo Xan-1 y el informe de evaluación del potencial del campo, presentado por Hispanoil y Basic Resources International

(Bahamas) Limited, operadoras del Contrato 2-85. La zona declarada productora corresponde a la Dolomía Xan, en la formación Cobán B8.

A la fecha existen un total de 47 pozos perforados en el campo Xan, que corresponden a 38 pozos productores (29 pozos verticales y 9 pozos horizontales), 6 pozos inyectores pozos para soporte de la presión del yacimiento y 6 pozos de disposición de agua de formación) que incluye el pozo Escondido-1, perforado en 1981 por Texaco para delimitar el reservorio, pozo que es utilizado como inyector para disponer del agua de formación y 2 pozos taponados (Xan-15 y Xan-26).

2. Contexto estructural.

En Guatemala se reporta la existencia de dos cuencas sedimentarias en el norte del país, la cuenca Petén Norte o cuenca Paso Caballos y la Cuenca Petén Sur o Cuenca



Maestría en Energía y Ambiente

Chapayal, estas cuencas se encuentran separadas por el rasgo estructural orientado este-oeste, conocido como El Arco de La Libertad.

El Campo Xan se encuentra ubicado en la Cuenca Petén Norte, en esta cuenca los depósitos de plataforma han sido poco deformados, mostrando una leve pendiente hacia el noroeste. La acumulación comercial del campo Xan se da en un crecimiento carbonatado lenticular localizado sobre una nariz estructural de poco relieve inclinada al noroeste, conocido como Tope Cobán B8 Superior.

2.1 Geología del reservorio

En el campo Xan, la producción de hidrocarburos proviene de un horizonte ubicado a +/-7,600' TVD de profundidad, las formaciones productoras son la Cobán B-8 Superior y la Dolomía Xan, de las cuales se produce petróleo de 16° API. Las formaciones productoras presentan características petrofísicas diferentes, ya que para la Cobán B-8 Superior se reporta porosidades promedio de 6%, y valores de permeabilidad entre 2,000-4,000 md.

La subyacente Dolomía Xan tiene porosidades promedio de 10.7% y la permeabilidad varía entre 200-300 md.

La roca sello del reservorio es la anhidrita basal del Cobán B-7, frecuentemente se menciona como roca generadora a las calizas del Cobán B-9.

La nomenclatura utilizada para el reservorio del Campo Xan está basada principalmente en variaciones en la curva de rayos gamma, en el patrón de la curva de resistividad y en variaciones litológicas que han sido interpretadas de los registros eléctricos y confirmadas con muestras de pozo

3. Identificación de fluidos y contactos

Se ha reportado el contacto agua-petróleo a 7,510' (bajo el nivel del mar), esta determinación se realizó por Basic Resources en 1990, a partir de los resultados del pozo Xan-2. Este pozo fue empleado para la interpretación del reservorio caracterizando intervalos interpretados con los registros eléctricos, considerando principalmente valores de saturación de agua.

En cada uno de los intervalos seleccionados se realizaron pruebas de formación para conocer los tipos de fluidos que el reservorio debía contener a diferentes niveles según los estudios del pozo Xan-1. La integración de resultados permitió definir a la profundidad de 7,510' BNM como el contacto agua-petróleo, además de la existencia de una zona de transición de 50', la cual se extiende hasta 7,460' BNM.

3.1 Producción del campo Xan

La producción promedio más alta fue de 28,000 bopd en 2003, observándose que la producción ha decrecido a una tasa de 25% anual lo que evidencia una relación



Maestría en Energía y Ambiente
directa entre la producción del campo y la presión del yacimiento.

Se ha calculado una declinación en la presión de yacimiento de un valor inicial de 3,365 psi en 1991 a valores comprendidos en el rango de 1,000-2,000 psi. Así mismo se ha observado un perfil de presión más bajo para la sección sureste del campo en donde el soporte del acuífero es menor. En el suroeste del campo es en donde se registran los menores valores de presión, dado que la presión del acuífero es más débil, los pozos ubicados en el noreste muestran un mejor soporte de presión, de la prueba de restablecimiento de presión efectuada en el pozo Xan-42 se observó una presión de yacimiento de 2,000 psi a 7,820' TVD .

La simulación realizada en el 2004 recomendó que más de 10 Millones de reservas adicionales se pudieran producir por una combinación de soporte de presión (inyección de agua) y la perforación de pozos en el interior del campo.

Basándose en lo anterior la empresa operadora ha realizado un programa de mantenimiento de presión en la sección más agotada del yacimiento, completando los pozos inyectores en la matriz arriba del contacto agua petróleo y por lo menos de 10 a 15 pies por debajo de la simulación de yacimiento.

4. Discusión

En 1995 K. S. Chan publicó un documento acerca de graficas de diagnóstico de control de agua (SPE 30775), que implementaba gráficos logarítmicos de la relación agua petróleo RAP y RAP' para identificar el comportamiento de la producción de agua en los pozos. Esta técnica es útil para analizar si los pozos están experimentando conificación de agua, canalización o alta permeabilidad.

Estas graficas sirven para determinar el mecanismo de producción de agua excesiva en la producción de pozos de petróleo. K.S. Chan se basó en estudios de simulación numérica en yacimientos con agua conificada y canalizada.

K.S. Chan descubrió que la gráfica doble logarítmica de la relación contra el tiempo y su derivada, mostraban diferentes características

4.1 Conificación

La conificación es la formación de un cono de agua en la base del intervalo en producción, en zonas donde la permeabilidad vertical es baja, es poco probable que acontezca este fenómeno. “Cuando la permeabilidad vertical es mayor a 0.01 veces la permeabilidad horizontal, puede presentarse la conificación.”



Maestría en Energía y Ambiente

En un pozo vertical se produce conificación cuando la relación agua petróleo está cerca de los disparos. Una causa muy común es la excesiva apertura de los estranguladores, lo que ocasiona una caída de presión en la formación cercana al pozo mayor a la soportada, por tal razón, el cono se forma con velocidad mayor. “El cono se va creando aun sin llegar netamente a la zona de disparos, la tasa crítica de conificación es la tasa máxima de conificación a la cual se puede producir petróleo sin llegar a producir agua.”

Una solución podría ser el perforar uno o más pozos horizontales cerca de la formación del pozo con este problema, para aprovechar mejor la distancia respecto a la relación agua petróleo y aminorar la caída de presión en el pozo, lo que reduciría la conificación o cerrar el pozo hasta que las presiones se normalicen también es una solución.

Los gráficos de diagnóstico generados por K.S. Chan para conducir a una serie de estudios de simulación numérica y sistemática del control de agua, para el efecto de conificación la gráfica muestra el logaritmo de la relación agua petróleo (RAP) y el logaritmo de la derivada (RAP'), donde RAP' disminuye con el logaritmo del tiempo.

4.2 Comunicación Mecánica:

La comunicación mecánica es causada por condiciones pobres del cemento generalmente por detrás del revestidor. Existen registros (Cement Bond o Ultrasonic pulse-echo) que son capaces de detectar los canales que se forman a través del cemento detrás del revestimiento. “Un tratamiento usado para eliminar este problema es la cementación forzada, para esto es necesario la localización del canal en el cemento.”

Los gráficos de diagnóstico generados por K.S. Chan para conducir a una serie de estudios de simulación numérica y sistemática del control de agua, para el efecto de comunicación mecánica muestra que tanto la relación agua petróleo (RAP) como su derivada (RAP') aumentan abruptamente con respecto al tiempo.

4.3 Canalización:

La canalización es una consecuencia del flujo preferencial del agua a través de capas de mayor permeabilidad. “Puede ser localizado por medio de perfiles de producción.”

Los gráficos de diagnóstico generados por K.S. Chan para conducir a una serie de estudios de simulación numérica y sistemática del control de agua, para el efecto de canalización muestra que ambas curvas aumentan, pero la derivada de la relación agua petróleo RAP' en su parte final tiende a disminuir su pendiente.



Maestría en Energía y Ambiente

4.4 Barrido Normal:

Los gráficos de diagnóstico generados por K.S. Chan para conducir a una serie de estudios de simulación numérica y sistemática del control de agua, para el efecto de barrido normal muestra que ambas curvas aumentan proporcionalmente con el tiempo.

“Para este tipo de análisis se debe contar con los datos históricos de producción, donde se pidan identificar las caídas de presión, las tasas de producción para los diferentes períodos de tiempo”, para relacionar los problemas de empuje de agua en el yacimiento.

4.4 Comportamiento del Campo Xan

La parte superior del reservorio Xan se encuentra constituido por un sistema Kárstico formado por la disolución de rocas carbonáticas, ambiente caracterizado por cavernas y sistemas de drenaje subterráneos. La parte subsiguiente del campo Xan está formada por dolomías y calizas.

El cierre de la estructura del campo Xan es una combinación de componentes estructurales y estratigráficos, siendo la estratigrafía evidente hacia el noroeste del pozo Xan-3 y el sureste pozos Xan-12, Escondido-1, donde la porosidad y permeabilidad de la dolomía cambia a facies menos porosas (Cobán superior B-8). En el suroeste del campo donde se

localizan los pozos Xan-8, Xan-5 y Xan-17 y en el noreste del campo donde se localizan pozos Xan-16 y Xan-31 los componentes estructurales predominantes son rocas porosas y permeables propias de un acuífero.

El mecanismo de impulsión de reservorio Xan es primariamente desplazamiento de petróleo proveniente de un influjo de agua del acuífero, el acuífero se extiende lateralmente de los bordes del campo Xan así como por debajo de la acumulación de petróleo. El acuífero del campo Xan es parte de un sistema regional que ha sido evidenciado con la perforación de los pozos Itzama y Escondido fuera del campo Xan. La dirección del influjo del acuífero en el reservorio es primariamente afluencia de agua en los bordes del campo Xan y en menor escala el acuífero tiene influjo de agua proveniente del fondo del yacimiento.

El campo Xan ha evidenciado la caída de la producción de petróleo y el aumento en la producción de agua por ser parte de un empuje hidráulico de recuperación secundaria a pesar que se realizan acciones desde el inicio de la producción del pozo para detectar oportunamente la producción de agua con monitoreo constante de presiones.

4.1 Conclusiones

El análisis y las correspondientes comparaciones de los datos históricos del campo Xan, permiten concluir que los pozos requirieron de intervenciones que



Maestría en Energía y Ambiente aumenten la producción de petróleo sin aumentar proporcionalmente la producción de agua.

Las altas saturaciones de agua con presiones fluyentes observadas en el rango de 700 a 850 psi y 100% de BSW en los pozos del campo Xan, pueden asociarse con el impacto que ha generado la inyección de agua en la unidad B-0 del yacimiento.

Los pozos inyectoros Xan-24I y Xan-39I han generado un efecto de barrido de petróleo en los pozos Xan-22, Xan-11 y Xan-36Hz los cuales han manteniendo la presión en esta sección del yacimiento.

La intervención de pozos horizontales en la matriz del yacimiento ha mostrado resultados positivos de barrido normal de agua, como lo demuestran la teoría de K.S. Chan.

5. Referencias

Enrique Parra Iglesias, (2003) México, D.F.: Instituto de Investigaciones de la UNAM ISBN: 9788446017684.

Cárdenas Gracia, Jaime (2015) En Defensa del Petróleo México, D.F.: Instituto de Investigaciones de la UNAM ISBN 9786070210716.

Asimov Isaac, Energy Cómo Descubrimos el Petróleo, Rusia (1971) ISBN: 9788427254664.

Ramirez Sabag, Jetzabeth, Matemáticas aplicadas a la ingeniería petrolera, España

(2008) ISBN 09786077815099.

Chan, K.S., (1995) Gráficos de diagnóstico para el control de agua, Estados Unidos, ISBN 978-1-55563-134-5.