TRATAMIENTOS PARA EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN USANDO SELLANTES PERMANENTES

Nelly Villacís Hinojosa[1] , Gardenia Tumbaco Núñez[2] , Ricardo Gallegos Orta[3]

[1] Ingeniero en Petróleo, 2004

[2] Ingeniero en Petróleo, 2004

[3] Director de tesis, Ingeniero en Petróleo, LUZ, Venezuela,1973, Decano de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, Diciembre 2002, Profesor desde 1973, Master of Science, WYOMING, USA,1979, M.B.A, University of Tulane, USA,2000, MAE, ESPOL , Ecuador, 2001

RESUMEN

Field is located in Oriente basin of Ecuador to 40 Km to the East of Coca and 25 Km to the south of Shushufindi.

It proposes to carry out a treatment for the Well 11 because of the increase of water cut in its production. The causes of this increase were determinate through of study of the curves of WOR and WOR' and besides by logging. In conclusion, the problem of the increase of water production is due the formation of a cone with preferable channels taken place for the bad cementation behind the casing and besides by the proximity of the aquifer.

The treatment that recommends is the Seal Permanent, which it will close the water zones. The principal components are base polymer and organic crosslinker. The polymer system generates a very strength gel. When the treatment is applied, it will estimate an average production of petroleum of 300 bpd. For that reason, the investment will recover in less than one month.

El campo en estudio se encuentra ubicado en la cuenca Oriente del Ecuador a 40 Km al Este del Coca y 25 Km al sur de Shushufindi.

Se propone realizar un tratamiento para el Pozo 11 debido al incremento del corte de agua en su producción. Las causas de este incremento fueron determinadas a través del estudio de las curvas de WOR y WOR' además por registros eléctricos donde se concluyó que el problema del aumento de producción de agua se debe a la formación de un cono con canales preferentes, producidos por la mala cementación detrás del casing y además por la cercanía del acuífero.

El tratamiento que se plantea aplicar es El Sellante Permanente, el cual sellará las zonas de ingreso de agua. Consiste en un polímero base y un enlazador orgánico. El sistema polímero genera un gel muy firme donde el tiempo de gelificación puede ser controlado. Una vez aplicado el tratamiento, se estima que la tasa promedio de petróleo será de 300 bpd aproximadamente. En base a esta producción estimada, la inversión se recuperará en menos de un mes.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, las compañías petroleras producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos en producción. Se gastan más de 40 mil millones de dólares por año para hacer frente a los problemas del agua indeseada. La producción mundial de agua es de aproximadamente 210 millones de barriles por día que acompañan a los 75 millones de barriles por día de petróleo (1). En muchos casos, las tecnologías innovadoras para el control del agua pueden significar una reducción de los costos y un aumento en la producción de hidrocarburos. En el presente trabajo se hizo un estudio de 11 pozos para determinar el problema del incremento del corte de agua, de la misma forma se propuso un tratamiento para sellar la zona de agua en uno de los pozos.

CONTENIDO

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL COMPLEJO

El complejo está conformado estructuralmente por una serie de cierres limitados por fallas normales orientadas hacia el NO-SE. Algunas fallas solo alcanzan el tope de la arenisca “T” y no están afectando la arenisca “U” Inferior

Para el estudio del tratamiento que se aplicó al yacimiento correspondiente al pozo con problemas de agua, es necesario conocer las propiedades petrofísicas de la roca y las propiedades físicas de los fluidos. Estas son porosidad, permeabilidad (absoluta y relativa), presión capilar, viscosidades, factor volumétrico y solubilidad, además de presiones y temperaturas del yacimiento. (2)

Los mecanismos de empuje natural que se presentan en el complejo son: Acuífero de Fondo y Acuífero Lateral. (2)

ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

La producción diaria del campo es de aproximadamente 16.500 BOPD sin embargo debido al alto %BSW del campo la producción de agua es de 170.000 BWPD, de esta forma el grupo de 11 pozos aporta al complejo con 3.100 BOPD aproximadamente, que equivale al 19% de la producción diaria del campo. El pozo seleccionado para aplicar un tratamiento para el control de agua fue el 11 que inició como productor de la arena “U” aportando con 980 BFPD y 5%BSW. A finales del 2.003 la última producción del pozo fue de 15 BOPD, 984 BWPD y 98.5%BSW. Esta completado con equipo de levantamiento artificial, bombeo electro sumergible de REDA y con Y-tool (7)

ESTUDIO E IDENTIFICACION DE PROBLEMAS QUE CAUSAN INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA

Los principales problemas que causan el incremento del corte de agua son (1):

1. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacaduras

2. Cementación Defectuosa
3. Contacto agua-petróleo dinámico
4. Fracturas o fallas entre inyector y productor
5. Fracturas o fallas de una capa de agua
6. Conificación o formación de cúspide
7. Segregación gravitacional
8. Digitación

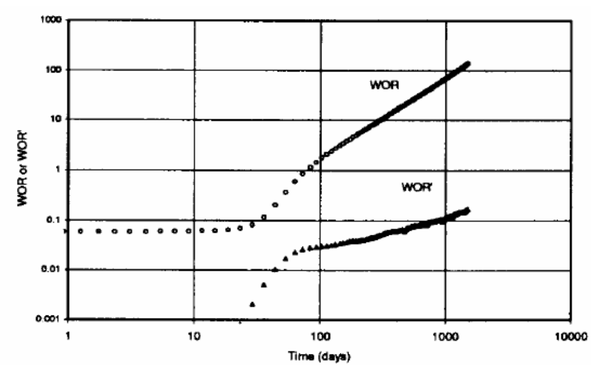
En el presente estudio las técnicas de diagnostico para el control de agua son (3):

- Gráficos de WOR y WOR’
- Registros eléctricos

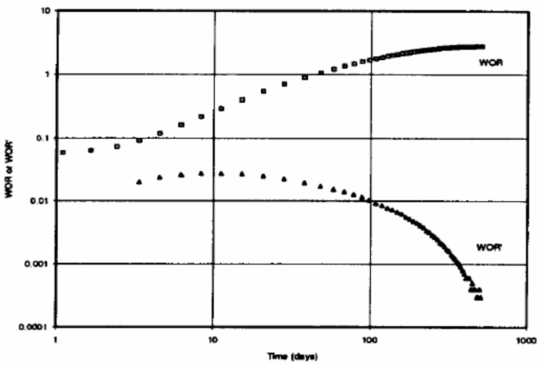
Por medio de las Gráficas de WOR y WOR’ se pueden determinar los siguientes problemas:

- Conificación de agua
- Canalización multicapa

Las gráficas patrones son las siguientes:



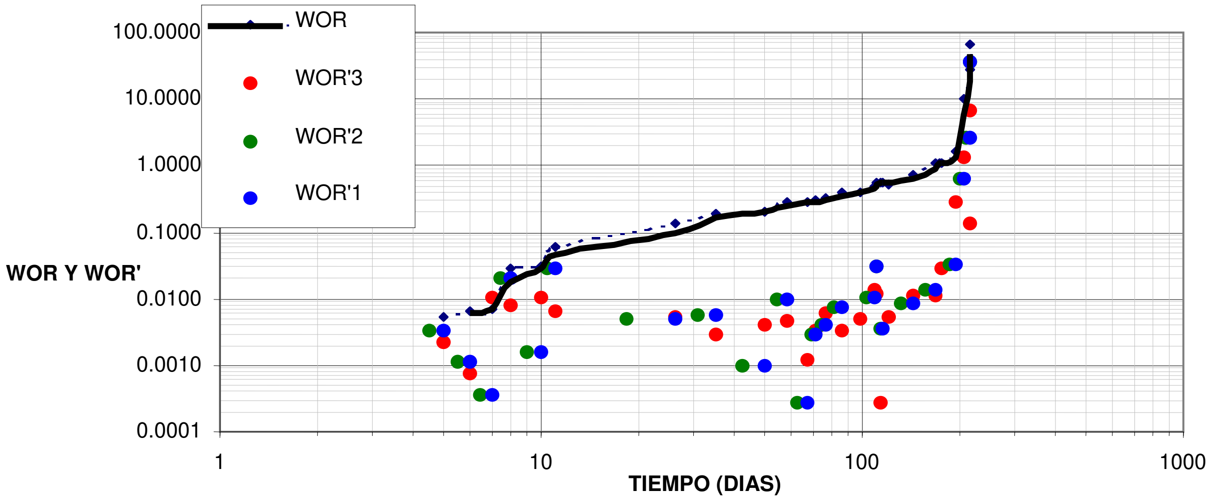
Canalización multicapas



Conificación de Agua

Por medio de estas gráficas se realiza una comparación con las gráficas generadas con los datos de producción del pozo 11 que se muestra a continuación:

GRAFICA WOR WOR’ vs TIEMPO ACUMULADO



Se utilizaron 3 métodos para el cálculo de WOR’ (4). Al comparar con las gráficas patrones y analizando registros de cementación y resistividad se concluye que el aumento de producción de agua se debe a la formación de un cono con canales preferentes, producidos por la mala cementación detrás del casing además de la cercanía del acuífero.

TRATAMIENTOS DE CONTROL DE AGUA

Los métodos para el control de agua son (5):

1. Sistemas Mecánicos
2. Sistemas Químicos:
   - Cementación forzada o Cementación forzada con polímero
   - Tratamiento con Polímeros para water shut off (Monomer System)
   - Modificador de Permeabilidad Relativa
3. Sistema de Cementación:
   - Squeeze Convencional
   - Cementación Ultra Fino
   - Cementación con Espuma

Las técnicas para el desplazamiento de los tratamientos Químicos y de cementación son (5):

- Desplazamiento con “Packer” Mecánico
- Desplazamiento por Inyección Dual

- Desplazamiento Iso-Flow
- Bullheading

DESCRIPCIÓN Y APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO "SELLANTE PERMANENTE"

Es un material empleado para control de producción de agua diseñado para sellar zonas de ingreso de agua. La baja viscosidad de este sistema hace que éste ingrese a la zona invadida de agua con mayor facilidad. Es un sistema polímero que combina el arte de la ingeniería y la química para mejorar su diseño permanentemente. El resultado final del tratamiento es un gel muy firme, en el cual, el tiempo de gelificación puede ser controlado desde unos pocos minutos hasta horas. El polímero forma una fuerte adherencia covalente con el enlazador, formando un sello permanente en la zona deseada. Este sistema se puede bombear profundamente en la formación como gel fino sin perder su capacidad de reticular. Está constituido por dos componentes: un polímero base "P", y un enlazador orgánico "C".

"P" es un co-polímero de poliacrilamida de bajo peso molecular y un éter acrílico que forma un enlace covalente mejorado y fuerte con los enlazadores orgánicos. Es un material cuya solución es 20% activa.

"C" es un polietileno sintético con base polímera, es un material cuya solución es un 33% activa.

Debido a que los dos productos son parte de la mezcla, estos únicamente tienen que ser diluidos en el tratamiento. El gel toma una forma sólida cuando se calienta a la temperatura de fondo (BHT) en un período de tiempo determinado (6).

El procedimiento general para aplicar el tratamiento sellante al pozo 11 es :

1. Controlar el pozo circulando en reversa, 800 barriles de agua fresca con KCL de 8.5 lb/gal filtrada y tratada con surfactante y bactericida.
2. Circular HCl al 15% y Xileno para limpiar perforaciones y remover escala y depositación orgánica.
3. Circular 800 barriles de agua salada . El pH del sistema de preflujo debe estar entre 10.7 a 11

4. Realizar prueba de inyectividad con agua tratada en la zona donde se va a aplicar el sellante. Determinar presión y tasa de inyección.
5. Preparar el tratamiento Sellante
   5.1 Llenar el tanque con 4000 galones de agua fresca
   5.2 Agregar KCl al 2%
   5.3 Empezar la agitación en el tanque
   5.4 Añadir polímero “P” con una concentración de 250 gal/Mgal al tanque
   5.5 Medir el pH del fluido.
   5.6 Añadir enlazador “C” con una concentración de 15 gal/Mgal
   5.7 Medir el pH del fluido con papel pH. Asegúrese que el pH esté dentro de 0.5 unidades de la muestra preparada en el laboratorio.
   5.8 Mezclar los componentes del tratamiento mediante el proceso de circulación hasta obtener una mezcla uniforme.
6. Bombear 4000 galones de fluido del tratamiento a una tasa de 0.5 bbl/min
7. Desplazar el sellante con 95 barriles de agua salada con una tasa de 0.5 bbls/min, al mismo tiempo inyectar agua tratada por el espacio anular a la misma tasa.
8. Cerrar el pozo durante 72 horas.
9. Poner el pozo en producción

* Tiempo de Gelificación estimado 10 hora

Utilizando un programa y mediante un análisis costo beneficio, se determinó que la inversión se recupera en 0.6 meses.

CONCLUSIONES

- La conificación es producto de un diferencial de presión entre el contacto agua-petróleo y los intervalos perforados.
- La canalización se produce por invasión del agua de un acuífero de fondo o lateral a través de los canales producidos por una mala cementación.

- Para comprobar la causa principal del incremento de agua, es necesario el uso de simuladores que diseñan las compañías que realizan los diferentes tratamientos para el control de agua.

- El mejor resultado al aplicar el sellante permanente a un yacimiento, se obtiene cuando el tratamiento logra penetraciones profundas en la formación y mediante un eficiente enlace entre el polímero y el enlazador orgánico.

- El mayor problema que puede surgir en la aplicación del tratamiento es que la mezcla se gelifique durante el desplazamiento es decir antes de que llegue al reservorio.

- A medida que la mezcla es desplazada hacia la zona a tratar, el pH y la temperatura de la mezcla comienza a incrementarse lentamente, de tal manera que se activan los enlazadores provocando la gelificación del sellante cuando llegue a la temperatura del reservorio.

- Si el tratamiento aplicado al pozo 11 resulta eficiente, el capital invertido se recupera en 1 mes aproximadamente. La eficiencia del tratamiento implica que la producción inicial esperada sea de 300 barriles de petróleo y el seguimiento de la producción sea tabulado mediante el modelo exponencial ajustado.

REFERENCIAS

(1) OILFIELD, SCHLUMBERGER, Control de Agua, 2000

(2) OCCIDENTAL DEL ECUADOR, Análisis de Sísmica IV, Registros Eléctricos Laguna 11, Laguna 9.

(3) K.S. CHAN, SCHLUMBERGER DOWELL, Water Control Diagnostic Plots SPE 30775. 1995.

(4) ING. RICARDO JORQUERA, Métodos de Cálculo de Tasa Crítica de Conificación, Métodos para Cálculo de WOR', Conformance Halliburton 2003

(5) HALLIBURTON SERVICE, Conformance Technology Identification and Treatment of Water Control Problems for Improved Reservoir Recovery Efficiency.

(6) HALLIBURTON, Product Qc Procedures and Mixing Instructions, Conformance Fast Track Course, 1998

(7) OCCIDENTAL DEL ECUADOR, Análisis de Potencial de Pozos, Well test, Historial de Completaciones de pozos del Complejo Indillana.