"DETECCIÓN DE PROBLEMAS DE ALTO CORTE DE AGUA EN EL YACIMIENTO HOLLÍN PRINCIPAL Y SUS POSIBLES SOLUCIONES: BLOQUE 7, DEL ORIENTE ECUATORIANO"

AUTORES

Bolívar Bassam Juez Juez [1], Gabriel J. Colmont M. [2], Lupercio Arteaga [3].
[1] Ingeniero de Petróleo, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Petróleo, 1998.

[2] Director de Tesis, Master de Petróleo y Gas Natural, Universidad del Estado de Pensilvania, 1976. Profesor de ESPOL desde 1976.

[3] Codirector de Tesis, Ingeniero de Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1974, Profesor de la Universidad Central de Quito desde 1988.

RESUMEN

El objetivo de este estudio es el análisis de los altos cortes de agua en los pozos completados en Hollín Principal del Campo Coca-Payamino, Bloque 7, del Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano, identificando sus causas y presentando recomendaciones técnicas para mejorar la economía del proyecto.

Se elaboró en este estudio las curvas de producción anual de petróleo, de producción total de líquido y de WOR [(4)], iniciando en enero de 1991 y finalizando en abril de 1998, observándose claramente problemas de alta producción de agua.

Para el diagnóstico, se han empleado procedimientos conocidos como el análisis del WOR y su derivada [(6, 7)], así como el de la tasa crítica de conificación [(8)].

Con este análisis se ha determinado como causas principales de la alta producción de agua, la baja relación de permeabilidad horizontal/vertical (k_h/k_v) que existe en el yacimiento; y, la alta viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento, lo que ha provocado una mayor movilidad del agua. Sin embargo, las altas tasas de producción de líquido resultan ser el principal motivo para que se hayan presentado, en un tiempo muy corto, altos cortes de agua; aunque, en ciertos pozos, la presencia de multicapas ha retrasado la aparición de estos elevados cortes del agua. La tasa crítica por pozo (q_c), ha sido calculada en máximo 32 bls/d pero, lamentablemente, esta tasa no resulta rentable por lo reducida y por el largo tiempo requerido para el retorno de la inversión.

Sería conveniente, correr los registros de PLT [(6)] y RST [(6)], para determinar con exactitud el camino de la entrada de agua y su magnitud. Conviene, de otro lado, diseñar nuevas completaciones para separación del agua y del crudo, dentro del pozo mismo [(4, 12, 13)]; de esta manera, buena parte de esta agua se volvería a inyectar desde el fondo mismo y debido a la reducción de la presión hidrostática en el pozo, se esperaría aumentar la producción de petróleo.

INTRODUCCIÓN

Los pozos completados en la formación Hollín Principal del campo Coca-Payamino en el oriente ecuatoriano, tienen problemas de alta producción de agua a partir de los inicios de 1994, agravándose estos en los inicios de 1995, y volviéndose críticos a inicios de 1998. Este hecho tiene una grave repercusión económica para el proyecto debido no solo a la disminución de la producción de petróleo sino también al costo de manejo de importantes volúmenes de agua producida.. Con este antecedente se estableció como objetivo del estudio, el análisis de las causas de la alta producción de agua y formular recomendaciones para disminuir dicha producción sin detrimento de la del petróleo, de modo que la economía del proyecto mejore. Este estudio cubrió el comportamiento de la producción de los 26 pozos del campo Coca-Payamino que han sido completados en yacimientos de la formación Hollín Principal, que tienen empuje hidráulico.

La formación productora Hollín en el campo Coca-Payamino, está conformada de dos cuerpos. El primero, es la formación Hollín Superior cuyo mecanismo principal de empuje es, posiblemente, de entrada lateral de agua, debido al mantenimiento observado de la presión. El segundo, es la formación Hollín Principal, cuyo mecanismo de empuje, en este caso, es del acuífero de fondo; el espesor de la zona de petróleo en esta formación es entre 20 y 70 pies, mientras que la del agua es entre 3 y 5 veces mayor.

La producción de petróleo en Hollín Principal trae asociada problemas de alto corte de agua, el cual se eleva rápidamente en muy corto tiempo de producción. Este estudio trata este problema y propone algunas posibles soluciones técnicas.

CONTENIDO

I. ANTECEDENTES

Información del Bloque 7. El campo Coca-Payamino fue descubierto por Texaco en 1970, luego la BRITISH PETROLEUM DEVELOPMENT LIMITED, (B.P.) suscribió en diciembre de 1985, un contrato de prestación de servicios con CEPE la que actualmente es PETROECUADOR. En Agosto de 1990, el Ministerio de Energía y Minas autorizó a B.P. la transferencia del 100% de sus derechos y obligaciones que poseía en el Bloque 7 a ORYX ECUADOR ENERGY COMPANY.

A mediados de 1993 se determinó que el campo Coca-Payamino era compartido entre Petroecuador y Oryx, teniendo Petroecuador el mayor porcentaje de participación (54%) debido a las reservas del yacimiento de dicho campo. El Campo Coca-Payamino está ubicada aproximadamente 160 Km. al este de Quito en el Oriente Ecuatoriano. En este bloque existente campos tales como: Payamino, Mono, Oso, Lobo, Gacela, Jaguar, como se muestran en la figura # 1.

Existen varias arenas productoras: Tena, Napo U, Napo T, Hollín Superior y Hollín Principal. El campo Coca-Payamino tiene perforado 26 pozos.

Tomando como referencia el gráfico de Downhole Oil/Water Separator Development [(9)], se elaboró la curva de producción anual de petróleo del campo Coca-Payamino, así como las curvas de producción de líquido (petróleo y agua) y la de WOR del campo mismo, como se muestra en la figura # 2. Con este método se determinó que este campo tiene problemas de alta producción de agua desde finales de 1994.

Objetivo y alcance del estudio. Debido a la detección de este problema, se elaboró este estudio a fin de analizar las causas de la alta producción de agua, formulando recomendaciones para disminuir dicha producción sin detrimento de la del petróleo de modo que la economía del proyecto mejore.

II. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO HOLLÍN PRINCIPAL, COMPLETACIÓN DE POZOS E HISTORIA DE PRODUCCIÓN, EN EL BLOQUE 7

A fin de progresar en el estudio, es necesario conocer varios datos, esto se logra a través de la descripción del yacimiento, la completación de los pozos y su historia de producción.

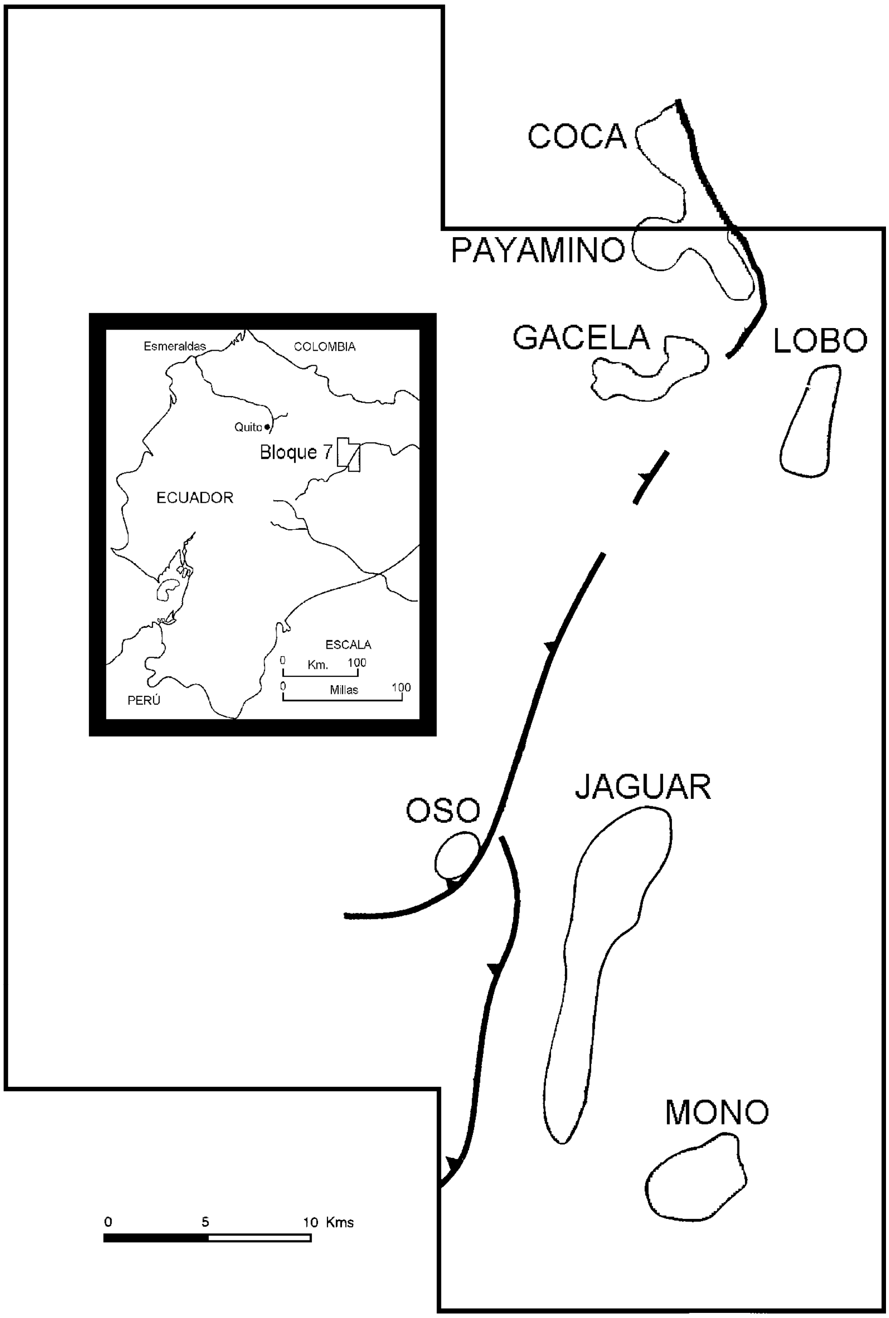

Figura # 1. Campos Existentes.

Yacimiento Hollín Principal. La formación Hollín es de edad Cretácica. La formación Hollín está conformada de una superior llamada Hollín Superior y otra inferior llamada Hollín Principal. El campo Coca-Payamino tiene 11 kilómetros de largo por 2 kilómetros de ancho y configura un anticlinal de aproximadamente 80 pies de cierre estructural. La columna de petróleo está acompañada de un acuífero "infinito". Esta formación es una arena masiva la cual contiene lutitas discontinuas y areniscas arcillosas, es decir tiene intercalaciones de arcillas o multicapas. Las lutitas ocurren muy frecuentemente al tope de Hollín Principal

Se determinó por medio de estudios ya efectuados que la presión de yacimiento es de 4,174 psia, el GOR de 12 SCF/STB, la presión al punto de burbuja de 94 psia, la temperatura de 216 grados Fahrenheit y la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento de 5.8 cp.

Las permeabilidades horizontal y vertical, se determinaron por medio del análisis de núcleos [10], resultando que la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es baja, es decir tiene alta permeabilidad vertical, por esto se tiene problemas de conificación.

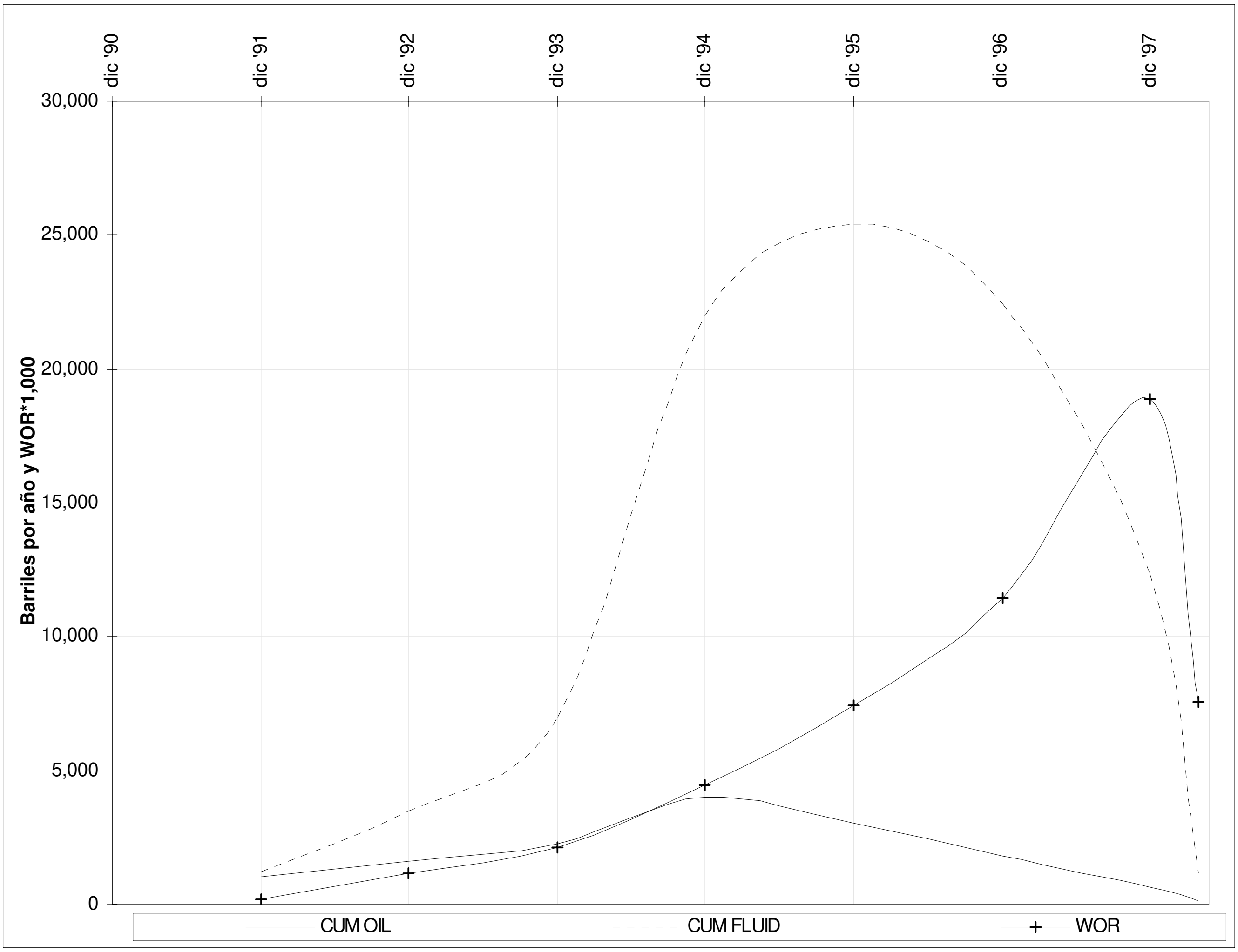

Figura # 2. Producción Anual de Petróleo, Fluido Total y WOR.

El volumen total de petróleo inicial en el lugar fue de 103 MM STB y considerando el factor de recobro asumido en estudios previos de 32.8%, se determina que las reservas probadas de petróleo era de 33.8 MM STB, habiéndose producido algo menos de la mitad de este volumen hasta los actuales momentos.

Los sistemas de producción son flujo natural y de levantamiento artificial: bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible.

Análisis previos de registros de pozo, determinaron una variación en la porosidad entre 14.7% y 18.5% y la saturación de agua entre 21.5% y 31.1%, al igual que la permeabilidad la cual varía desde 200 hasta 1,000 milidarcies. Se aprecia, en consecuencia, una importante propiedad de permeabilidad horizontal.

Se menciona las completaciones típicas de pozos verticales, horizontales y direccionales. Igualmente se preparó un resumen de resultados exitosos o fallidos en la cementación forzada y en el resto de trabajos de "workover". Esto se muestra en la tabla #1.

Se elaboró varias tablas donde de efectuó un resumen de la historia de producción de la formación

Hollín Principal.

Tabla # 1. Descripción de los Tratamientos Efectuados a los Pozos con sus Respectivos Resultados

POZO		FECHA	DÍAS	TRABAJOS EFECTUADOS	RESULTADOS	OBSERVACIÓN
CO#1	V	sep '91	30	Acidificación con Coiled-Tubing	Positivo	
CO#2	V	feb '91	28	Cementación Forzada	Positivo	
CO#2	V	oct '92	639	Cementación Forzada y Tapón Balanceado	Positivo	
CO#4	V	ene '91	31	Cementación Forzada	Positivo	
CO#4	V	nov '96	2,161	Cementación Forzada y Redisparos	Positivo	
CO#6	V	nov '91	334	Acidificación y luego Cementación Forzada	Positivo	duró 2 meses
CO#10	V	ene '96	853	Cementación Forzada	Negativo	
CO#11	V	jul '96	1,004	Asentamiento del CIBP, Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	
CO#13	V	ago '96	670	Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	
PA#1	V	oct '91	214	Remoción de Daño y Escala con Coiled-Tubing	Positivo	duró 11 meses
PA#4	V	sep '91	153	Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	
PA#4	V	feb '92	305	Inyección de Químicos	Positivo	duró 2 años
PA#9	V	ago '96	1,249	Cementación Forzada	Negativo	
PA#14	D	dic '94	214	Asentamiento del CIBP y Cambio de Empacadura	Positivo	duró 5 meses
PA#16	V	mar '96	882	Se Repara BES, Cementación Forzada y Redisparos	Positivo	
PA#19	V	may '96	882	Asentamiento del CIBP	Negativo	
PA#19	V	jul '96	943	Cementación Forzada	Negativo	
PA#19	V	ago '96	974	Redisparos	Negativo	
PA#20	D	mar '95	243	Asentamiento del CIBP	Positivo	
PA#20	D	sep '96	792	Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	
PA#21	V	ago '95	335	Cementación Forzada y Redisparos	Negativo	

III. ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS

Metodología del análisis y diagnóstico aplicado en este estudio. Para el análisis de las curvas de producción del yacimiento y evaluación de la completación de los pozos en relación con los valores altos de WOR que se observan en el campo Coca-Payamino, se han empleado procedimientos existentes y que han sido publicados en la literatura especializada, principalmente de la SPE de Norteamérica (SPE of AIME).

Estos métodos empleados son:

1. WOR y derivada de WOR [6, 7].
2. Tasa crítica de conificación [8].

El primero es un método que fue presentado por la Compañía Dowell Schlumberger, en octubre de 1995, y también en reunión de la SPE y ha sido aplicado en muchos campos petroleros de Texas, California, la Costa del Golfo y Alaska. El segundo esta incluido en un libro publicado por PennWell y su autor es Joshi, S. D.; este método ha sido utilizado para el análisis de algunos campos indicados en la referencia.

El análisis se lo efectúa, primero con las curvas de WOR (Water Oil Relationship) (Relación Agua Petróleo) y derivada de WOR versus tiempo [6, 7], donde se busca una producción constante de fluido desde el inicio de la producción del pozo; de no ser así, se tiene que tener mucho cuidado en el análisis de las curvas, tomando en cuenta la variación de la producción de fluido con las gráficas de WOR: a mayor producción de fluido mayor WOR y viceversa. Esto se aprecia en la figura # 3.

Si al inicio de la producción del pozo, se observa una tasa alta de crecimiento del WOR, significa que el pozo tiene una permeabilidad vertical importante, es decir que la relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v es baja ó menor a 2. Esto podría significar que existen problemas de conificación, canalización detrás del "casing" por mala cementación, canalización por capas de mayor permeabilidad ó fracturas. Si, por el contrario, el WOR es prácticamente constante al inicio de la producción del pozo, significa que el pozo no tiene permeabilidad vertical apreciable, ó teniendo una permeabilidad vertical alta, la obstrucción de multicapas a lo largo del flujo vertical, hace tardar la presencia del agua. A fin de definir si existe multicapas, se tiene que observar la producción de fluido, el WOR y derivada de WOR, y si los dos últimos varían mucho más que la producción de fluido, se define entonces, que existe multicapas. Las permeabilidades horizontales y verticales, y la relación de estas permeabilidades, se exponen en la tabla # 2, para cada uno de los pozos.

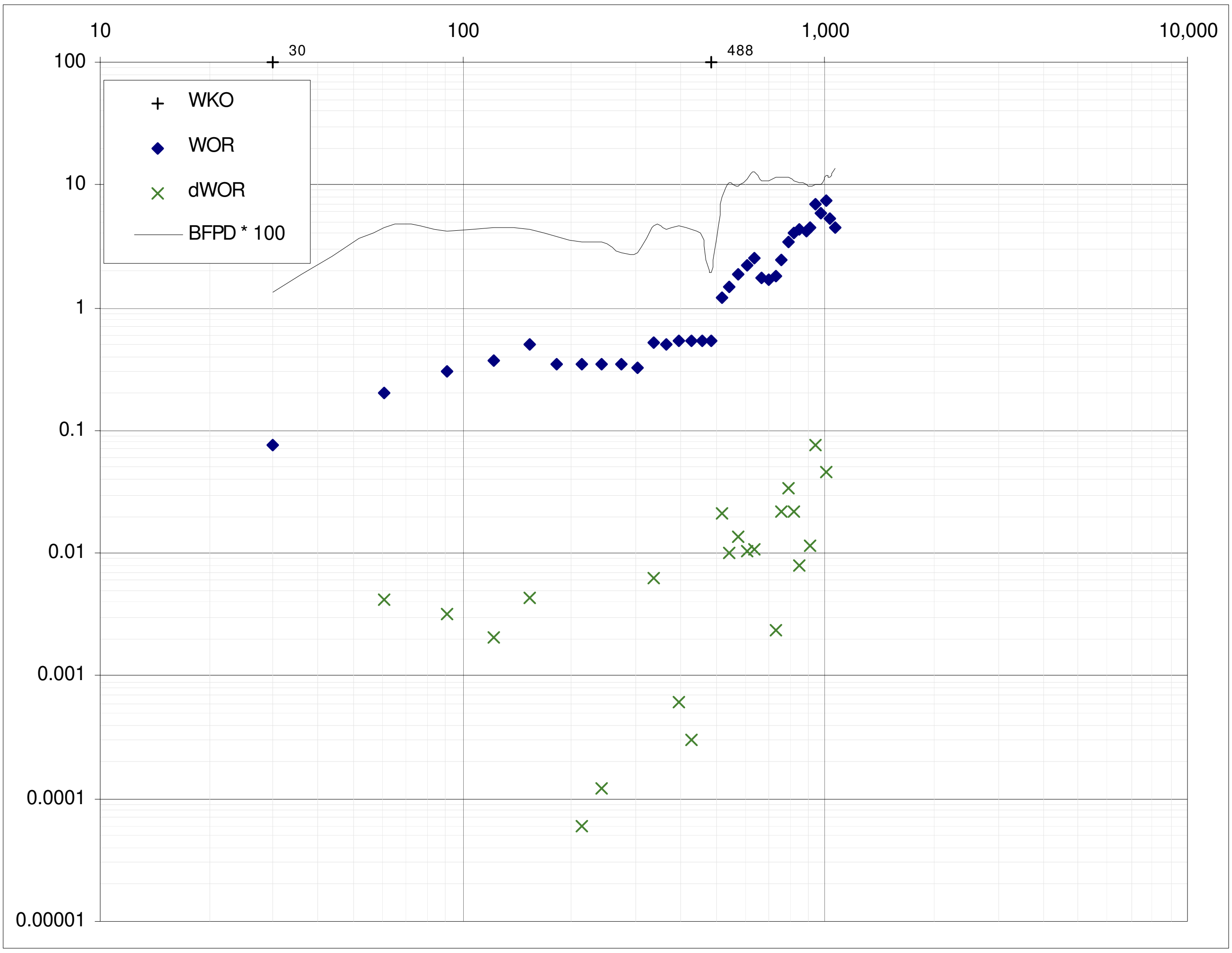

Figura # 3. WOR, derivada de WOR y Caudal de Fluido de un Pozo.

En este mismo tramo ó a lo largo de la gráfica, se puede distinguir si existe conificación ó canalización, observando la derivada del WOR. Si esta tiene pendiente negativa, indica que existe conificación y si es positiva, es canalización. Para determinar la gravedad de estos problemas, se calcula cuantitativamente la pendiente. En el caso que sea conificación, un valor normal de la pendiente es de -2.8; si su valor absoluto es mayor, la conificación se presentará más rápidamente; y, si es canalización la pendiente tendrá un valor normal de 3; si este fuera mayor, la canalización sería más rápida.

Para distinguir si es canalización detrás del “casing” por mal cemento, se tiene que evaluar los registros de cementación, donde se aprecia la cantidad de pies de buen cemento bajo el contacto agua petróleo. A fin de realizar esta evaluación, es necesario saber el tipo de “casing” de revestimiento, que en este caso es de 7 pulgadas de diámetro de 26 libras/pie, el cual es usado en este campo para pozos verticales. Se ha hecho todo lo posible para evaluar los pozos con los registros de cementación, pero no se lo ha podido efectuar, ya que los registros encontrados son justamente desde el inicio de la producción del pozo o anterior a este, por ende, habrá que realizar dichos registros para concluir en mejor forma este trabajo.

Tabla # 2. Información General de los Pozos.

POZO		Bo RB/STB	do API	do gm/cc	dw gm/cc	ht ft	hn ft	hp ft	re ft	rw inch	Uo cp	Pws' psi	POR %	Sw %	WOR	Kh md	Kv md	Kh/Kv	qc max
CO#1	V	1.1	25	0.89	1.03	38	36	11	840	5.5	5.8	4,174	14.0	38.0	61.29	137	86	1.59	1.42
CO#2	V	1.1	25	0.89	1.03	41	41	6	840	7	5.8	4,174	16.1	26.2	35.50	321	170	1.89	4.04
CO#4	V	1.1	25	0.89	1.03	26	25	10	840	7	5.8	4,174	16.1	30.8	44.51	321	170	1.89	1.46
CO#6	V	1.1	25	0.89	1.03	23	23	6	840	7	5.8	4,174	14.5	35.3	54.56	168	101	1.66	0.57
CO#7	V	1.1	25	0.89	1.03	69	58	24	840	7	5.8	4,174	17.0	29.0	40.85	463	227	2.04	19.19
CO#8	H	1.1	25	0.89	1.03	50	42	42	840	7	5.8	4,174	15.5	25.0	33.33	252	140	1.80	4.93
CO#10	V	1.1	25	0.89	1.03	41	24	10	840	7	5.8	4,174	16.2	27.1	37.17	334	175	1.91	4.21
CO#11	V	1.1	25	0.89	1.03	32	26	10	840	7	5.8	4,174	15.6	23.1	30.04	262	144	1.82	1.88
CO#12	V	1.1	25	0.89	1.03	62	52	20	840	7	5.8	4,174	16.1	27.1	37.17	321	170	1.89	10.32
CO#13	V	1.1	25	0.89	1.03	42	42	14	840	7	5.8	4,174	15.8	22.0	28.21	284	154	1.85	3.77
CO#15	V	1.1	25	0.89	1.03	62	56	18	840	7	5.8	4,174	17.8	21.4	27.23	640	293	2.18	20.98
PA#1	V	1.1	25	0.89	1.03	75	74	20	840	7	5.8	4,174	15.8	24.0	31.58	284	154	1.85	14.07
PA#2	V	1.1	25	0.89	1.03	54	55	15	840	7	5.8	4,174	16.0	25.0	33.33	308	164	1.88	7.23
PA#4	V	1.1	25	0.89	1.03	31	29	10	840	7	5.8	4,174	17.4	23.3	30.38	544	258	2.11	3.70
PA#5	H	1.1	25	0.89	1.03	42	40	48	840	7	5.8	4,174	18.4	19.7	24.53	816	355	2.30	11.11
PA#8	H	1.1	25	0.89	1.03	50	50	58	840	5	5.8	4,174	16.9	21.7	27.71	444	219	2.03	8.83
PA#9	V	1.1	25	0.89	1.03	52	52	14	840	7	5.8	4,174	17.2	25.4	34.05	502	242	2.08	10.94
PA#10	V	1.1	25	0.89	1.03	46	42	10	840	7	5.8	4,174	17.0	27.6	38.12	463	227	2.04	7.62
PA#14	D	1.1	25	0.89	1.03	69	58	30	840	7	5.8	4,174	15.7	23.7	31.06	273	149	1.83	11.15
PA#15	V	1.1	25	0.89	1.03	35	35	12	840	7	5.8	4,174	17.1	24.2	31.93	482	234	2.06	4.29
PA#16	V	1.1	25	0.89	1.03	67	49	8	840	7	5.8	4,174	12.9	22.5	29.03	88	61	1.45	3.24
PA#18	V	1.1	25	0.89	1.03	68	57	28	840	7	5.8	4,174	16.5	29.5	41.84	378	193	1.96	15.06
PA#19	V	1.1	25	0.89	1.03	47	47	22	840	7	5.8	4,174	16.2	29.3	41.44	334	175	1.91	5.73
PA#20	D	1.1	25	0.89	1.03	60	55	16	840	7	5.8	4,174	15.9	22.4	28.87	296	159	1.86	8.81
PA#21	V	1.1	25	0.89	1.03	38	38	8	840	7	5.8	4,174	17.3	25.6	34.41	522	249	2.09	5.61
PA#23	V	1.1	25	0.89	1.03	60	58	20	840	7	5.8	4,174	19.0	19.6	24.38	1,041	431	2.41	32.12

Espesor del pozo Horizontal asumido. Altura del perforado asumido. V Pozo Vertical.
Tomado del análisis de permeabilidad horizontal de núcleo del Pozo Payamino #1 al aire, efectuado por Core Laboratories. D Pozo Desviado.
Tomado del análisis de permeabilidad vertical de núcleo del Pozo Payamino #1 al aire, efectuado por Core Laboratories. H Pozo Horizontal.

A fin de definir si existe entrada de agua por capas de mayor permeabilidad ó si es fractura, se deben correr dos registros: Production Logging Tool (PLT) [6] y Reservoir Saturation Tool (RST) [6]. Con estos dos registros se puede saber cuanta entrada de cada uno de los fluidos existe a cada una de las profundidades, e inferir que problema ocurre en el pozo.

Para comprobar si la producción del pozo estuvo dentro de los rangos normales, es decir con un 10% de tolerancia, se efectuó el cálculo de tasa crítica de producción de petróleo, q_c [8], sus valores calculados se muestran en la tabla # 2.

Para definir si un pozo es buen candidato para continuar produciendo más petróleo, es importante saber el tiempo de producción del pozo, la producción acumulada de agua y de petróleo, la relación de agua/petróleo acumulados y la zona de los disparos. De acuerdo a experiencias de campo, la relación agua/petróleo acumulados debe ser menor a 6 [6], para determinar si el pozo puede contribuir más a la producción de petróleo. De consultas al operador del campo estudiado, otro factor importante es la producción acumulada de petróleo que, normalmente, para un tiempo de 4 años de producción, con un radio promedio de drenaje del pozo de 840 pies, se estima debe haber producido 1.5 millones barriles de petróleo. Si este valor es inferior, estos pozos podrían ser buenos candidatos para producir más petróleo. Pero, de igual forma, esto depende del espesor por disparar que todavía disponga la formación; si este valor es menor a 10 pies es muy difícil producir la cantidad de petróleo antes mencionada en un tiempo favorable, desde el punto de vista económico. Esta información se detalla en la tabla # 2.

Análisis y diagnóstico del comportamiento de los pozos. Para un mejor estudio del comportamiento de los pozos, se aplica la metodología explicada anteriormente, en el análisis individual de cada uno de ellos a fin de determinar las posibles causas de los problemas.

Desenlace del comportamiento de los pozos. Se resume individualmente el problema del pozo, con sus posibles soluciones y la factibilidad de producir y mejorar su producción con respecto a varios factores tales como: producción acumulada de petróleo, relación de producción acumulada de agua/petróleo, espesor por disparar, ubicación, cantidad de pozos a su alrededor, presencia de multicapas.

CONCLUSIONES

Ciertos pozos, producen de formaciones diferentes a la de Hollín Principal. Esto es debido a que estas formaciones son mucho más rentables que la de Hollín Principal. Un ejemplo de ello es el pozo Coca #9 el cual nunca produjo de Hollín Principal, por tener otras zonas de mayor interés, y otro es el pozo Payamino #23 el cual produjo poco tiempo de esta zona y luego se cambio a otras superiores.

Definitivamente, existen problemas de alta producción de agua en la arenisca Hollín Principal del Bloque 7. Una de las causas es la baja relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v, que existe en el yacimiento; a la alta viscosidad del petróleo estimada en 5.8 cp y, debido a la mayor movilidad del agua, se presenten incrementos en los cortes más rápidamente de lo normal.

En ciertos pozos se presentan multicapas, lo que hacen que los incrementos de los cortes de agua sean más lentos en el tiempo.

La alta tasa de producción de fluido es el principal motivo para que se presente en un tiempo muy corto, un alto corte de agua. El presente trabajo demuestra que pueden controlarse el desarrollo de las conificaciones de agua, manteniendo tasas producción máximas de 32 bls de petróleo por día, pero, existe el inconveniente de la no rentabilidad de la producción, obteniéndose retornos de la inversión superior a los 25 años.

El análisis de las gráficas de WOR, derivada de WOR y caudal de fluido son fundamentales para determinar las causas de los problemas de cada uno de los pozos de este campo.

De igual forma, colaboró mucho el análisis de los núcleos, para determinar las permeabilidades horizontal k_h y vertical k_v, y la relación de permeabilidades horizontal/vertical k_h/k_v,, los cuales sirvieron para confirmar lo que ocurre con la producción de cada pozo, observando las gráficas de WOR, derivada de WOR y caudal de fluido.

Se puede aprovechar muy bien y por mucho tiempo más, la producción de petróleo en la formación Hollín Principal, ya que se ha producido de las reservas recuperables, el 42.7%, es decir la producción de petróleo restante podría durar aproximadamente 8 años, considerando que el factor de recuperación es de 32.8%.

RECOMENDACIONES

Diseñar nuevas completaciones para separación del agua y del crudo, dentro del pozo mismo [4, 12, 13]. De esta manera, buena parte de esta agua se volvería a inyectar desde el fondo mismo y se esperaría producir así menor cantidad de agua en superficie; se reducirán los costos de inyección y tratamiento de agua de formación; y, se aumentaría la producción de petróleo debido a la reducción de la presión hidrostática en el pozo, ya que el fluido mayoritario sería el petróleo y ya no el agua.

Sería conveniente correr los registros de PLT [(6)] y RST [(6)], para determinar con exactitud el camino de la entrada de agua y su magnitud, para de esta manera buscar una solución apropiada, la que puede ser aplicación de biopolímeros, cementación forzada con resinas empleando "Coiled-Tubing" [(11)] u otras.

De igual forma en los pozos donde no se ha recuperado la cantidad suficiente de petróleo y el espesor por disparar es mayor de 12 pies, se recomienda correr de igual forma, los registros de PLT [(6)] y RST [(6)] a fin de determinar el lugar exacto y estimar la cantidad necesaria del polímero a inyectar y de esta manera impedir el flujo vertical hasta que se recupere la cantidad necesaria de petróleo.

En este trabajo no se consideró el análisis de las mojabilidaddes de las rocas. Por esto, debe efectuarse un estudio profundo referente a este tema, para determinar si la roca es oleófila, hidrófila o intermedia.

De igual forma, no se consideró el cambio de mojabilidad de la roca debido a daños en la formación, pero se recomienda efectuar dicho estudio.

Existen pozos tales como el Coca #9 y el Payamino #23, los cuales tienen la formación Hollín Principal con intercalación de arcillas. Estos se dispararon, únicamente, a partir de la parte más superior de intercalación hasta el tope de la formación. Debajo de la intercalación se tiene otra zona de disparo muy interesante por producir, el cual no ha sido disparada. Se recomienda, disparar esta zona en pozos que presenten intercalaciones de arcillas.

Perforar pozos horizontales adicionales. En este campo solo uno resultó efectivo, los otros dos tuvieron problemas en la perforación, pero esto se puede solucionar con nuevas técnicas y con la experiencia adquirida en el campo. En los dos pozos horizontales que no resultaron como se esperaba, se puede inyectar, ya sea con torre de workover o con "coiled-tubing", un polímero o resina para aislar la zona donde la completación está en contacto con el agua.

De igual forma, respecto a los pozos horizontales, en estos dos anteriormente mencionados, se puede realizar pozos laterales, pero en otra dirección, se aprovecharía la completación vertical.

REFERENCIAS

1. Oryx Ecuador Energy Company, Reforma del Plan de Desarrollo del Campo Coca-Payamino, pp.: 1, I.1, I.3, II.7, III.1, III.2, III.3, III.4, III.5, III.6, tablas: 3.1, 3.3.

2. Madeen Craig N., Tecnología de Yacimientos: Estudio de Simulación de Yacimientos, campo Coca-Payamino, Hollín Principal, (Oryx Energy Company, mayo 1994) pp.: 5, 6, 7, 12, 13, 15, 15, tabla: 6.

3. Thomas C. Pence, Benavente Victor, Reservoir Simulation Department: Main Hollin Sand Model Study, Coca-Payamino Field, Block 7, Ecuador, (Oryx Energy Company, junio 1991) pp.: 1, 6, 9, 10, 13, 14, figura: 4.

4. B.R. Peachey, Matthews C.M.: Downhole Oil/Separator Development, figura 1, septiembre 1994, Volumen 33, No. 7.

5. M. A. Stump, BP Petroleum Development Limited (Ecuador): BP Block 7, Onshore Ecuador, Petroleum Engineering Summary Report, (abril 1989), cap.: 1.

6. Dowell Schlumberger, Water Control Engineering Manual (Dowell Schlumberger, october

1995), pp.: 17, 21 al 38, 290 al 292, 303 al 304.

7. SPE Anual Technical Conference & Exhibition, Dallas, U.S.A., octubre 22-25, 1995, "Water Control Diagnostic Plots, por K. S. Chan".

8. S. D. Joshi, Ph.D.,: Horizontal Well Technology (1ra. edición; Tulsa, Oklahoma, PennWell, 1991), pp.: 257, 258, ec.: 8-1-11, 8-1-12.

9. Wireline Services, Basic Cement Bond Log Evaluation (Gearhart), tabla: 1.

10. Westerm Geophysical Company of America, Core Analisis for B.P. Petroleum Development Ltd., (Core Laboratories Division, abril 1987).

11. Ng R.C. y O. L. Adisa. "Coiled-Tubing Resin Squeeze to Mitigate Water Production", Revista de petróleo (JPT), Vol. 50, No. 6 (junio, 1998), pp.: 41 al 23.

12. T.L. Danyluk, R.C. Chachula y S.C. Solanki, "Desanding System for Downhole Oil/Water Separation: Field Trial", Revista de petróleo (JPT), Vol. 50, No. 8 (septiembre, 1998), pp.: 112 al 114.

13. Arthur Loginov y Christopher Shaw, "Completion Design for Downhole Water and Oil Separation and Invert Coning", Revista de petróleo (JPT), Vol. 50, No. 3 (marzo, 1998), pp.: 70 al 73.