RESUMEN PARA EL CICYT

"ANALISIS COMPARATIVO TECNICO – ECONÓMICO DE PRODUCCION DE CRUDOS PESADOS EN POZOS HORIZONTALES Y DIRECCIONALES, ARENA " M-1" FORMACION NAPO, BLOQUE 16, ORIENTE ECUATORIANO"

Alex Muzzio Molina[1], Carlos Portilla Lazo[2], Gabriel Colmont Moncayo[3]

[1]Ingeniero en Petróleo 2000

[2]Ingeniero en Petróleo 2000

[3]Director de Tesis, Ingeniero de Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1980 (revalidación). Postgrado, Master of Science in Petroleum & Natural Gas Eng, Penn State University, Pennsylvania, EE.UU, 1976. Profesor de ESPOL desde 1971.

RESUMEN

La producción de crudo pesado en el Bloque 16 del Oriente – Ecuatoriano, ha incidido para que la compañía invierta recursos económicos en nueva tecnología. Los tipos de perforación que se han ejecutados en el campo Amo son: perforación vertical, direccional y horizontal.

Puesto que existe una diferencia considerable en los costos de perforación y completación entre estos tipos de pozos, y por otro lado, tambien existe diferencias substanciales entre ellos en lo relativo a la capacidad de producción, el esta consideración, el objetivo de este trabajo es análizar que tipo de perforación conviene hacer en el campo Amo. La forma de seleccionar el pozo a perforar es mediante un análisis comparativo técnico – económico entre un pozo horizontal y un pozo direccional.No se hace el análisis para un

pozo vertical ya que debido al cuidado del medio ambiente, los pozos en el área amazónica del Bloque 16 deben ser direccionales u horizontales

Para este análisis, es necesario disponer de información técnica de los pozos seleccionados, que se la obtuvo a través de la operadora del Bloque 16 (YPF).

Las características de la formación Napo, arena M-1, son de areniscas delgadas altamente permeables que contiene crudo pesado y viscosos, que producen por empuje de agua lateral y de fondo. Los pozos en estudio se encuentran ubicados en el intervalo C, que preseta arenisca no consolidada.

La completación de cada pozo, esta diseñada para extraer grandes cantidades de fluIdos, esto se debe por el empuje de agua en el yacimiento. Para que un pozo sea completado, se siguen ciertos pasos para determinar si este es económicamente rentable ; siendo uno de los principales , el Indice de Productividad que se lo obtiene a través de las pruebas de producción.Este parámetro nos ayuda a fijar tambien el tipo de levantamiento artificial, si fuera necesario .

La prueba de producción del pozo horizontal Tigre 1, y la del pozo direccional Tigre 2, arrojaron los valores del índice de productividad de 17.3 y 4.33 BFPD/ Lpc, respectivamente.Obtenido estos valores, se decidió que el tipo de levantamiento artificial más adecuado es el Bombeo Eléctrico Sumergible(B.E.S.).

La parte más importante de este trabajo se basa en la comparación técnico - económica de los dos pozos seleccionados. En la evaluación técnica , se puede decir que el pozo horizontal Tigre 1, tiene una mayor producción de petróleo y agua; esto se debe fundamentalmente a que el pozo horizontal tiene un área abierta al flujo desde el yacimiento de 1200 pies, comparado con los 50 pies del pozo direccional.

Las tablas económica elaboradas en este estudio nos indica que el pozo horizontal Tigre 1, tiene un mejor rendimiento de ganancias, y además un tiempo de pago que es de 31 dias, comparado con el pozo direccional Tigre 2, que se paga a los 124.45 dias.

Finalmente, se puede decir que la perforación de los pozos (horizontal y direccional), desde una misma locación ayudan a disminuir considerablemente la deforestación. Con esta premisas se concluyó que la perforación de un pozo horizontal, comparado con un direccional, es más conveniente técnica y economicamente, para los íntereses de la operadora.

En una perforación horizontal en el campo Amo se recomienda balancear la posibilidad de obtener una mayor tasa de producción con la de recuperar finalmente más petróleo, considerando que la arena Napo M-1 tiene un contacto agua – petróleo en dicho Campo, y que una alta tasa podría ocasionar conificación

INTRODUCCION

Una empresa al invertir sus recursos en algún proyecto, tiene siempre presente como uno de los factores económicos importantes, que la inversión que hace se la debe recuperar en el menor tiempo posible; en efecto, en la industria petrolera, la inversión tiene que ser rentable y tener el menor tiempo de pago posible para que se pueda operar con éxito en la explotación de crudo.

Para realizar este estudio se han tomado 2 pozos , con la característica que un pozo es horizontal y el otro direccional, y el tipo de yacimiento es de crudo pesado, de 15 a 17 grados API.

El objetivo de este estudio tiene como finalidad la evaluación técnica y económica de cada uno de ellos y su comparación ,tomando en consideración los parámetros técnicos pertinentes. A través de las tablas de producción de petróleo y agua comparadas en el tiempo y las inversiones de perforación y completación realizadas para cada pozo, se puede elegir el tipo de pozo a perforar sin perjudicar al yacimiento y hacer rentable la operación.

La comparación técnica de los pozos seleccionados se la hace en base al tipo de yacimiento , al mecanismo de producción ,al tipo de levantamiento artificial, etc , que en este caso son de la mismas características para el estudio realizado. Fundamentalmente este trabajo se desarrolla considerando la producción de cada pozo.

La evaluación económica se la hace a través de las tablas económicas, las cuales nos muestran que el pozo Tigre 1, resultó ser el más rentable para la operadora , por que la inversión realizada se recupera en el menor tiempo. Por lo tanto, las ganancias obtenidas, comparadas con el pozo Tigre 2, son mucho mayor.

<u>CONTENIDO</u>

INFORMACION GENERALES DE LOS POZOS-

Los pozos se encuentran ubicados en la formación Napo, arena M-1, en el intervalo C, la cual presenta arenisca no consolidada, con la particularidad, que el pozo Tigre 1 es horizontal, y el pozo Tigre 2 es direccional .

Para el problema que se presenta con la producción de arena se utilizó varios métodos tales como, Mallas Excluder, Consolidación Mecánica, etc., dándole muy buenos resultados.

En este trabajo, las condiciones técnicas de los pozos seleccionados se presentan a continuación:

Yacimiento M-1 (Pozo Horizontal)

Campo:	Amo
Pozo:	Tigre 1
Sección horizontal:	1200 pies
Presión del yacimiento:	3325 Psi
Espesor total:	46 pies
Viscosidad:	48.9 cp
Porosidad:	19 %
Factor Volumétrico de formación(Bo):	1.079
Presión de burbuja (Pb):	505 Psi
Gravedad API:	16.9
Profundidad medida:	9473 pies
Profundidad vertical verdadera:	7674 pies
Desviación de la dirección azimutal:	109 grados

Yacimiento M-1 (Pozo direccional)

Campo:	Amo
Pozo:	Tigre 2
Presión de yacimiento:	3125 Psi
Espesor total:	54 pies
Viscosidad :	72.4 cp

Porosidad:	20.4 %
Factor volumétrico de formación (Bo):	1.064
Presión de burbuja (Pb) :	583 Psi
Gravedad API:	15
Profundidad medida :	8706 pies
Profundidad vertical verdadera :	8706 pies
Desviación de la dirección azimutal norte:	24 grados

EVALUACION DEL POTENCIAL DE LOS POZOS.

La evaluación de los pozos seleccionados dieron los siguientes resultados:

POZOS	INDICE DE PRODUCTIVIDAD BFPD/psi	TASA DE PRODUCCION BFPD
TIGRE 1	17.3	25000
TIGRE 2	4.43	7000

A través de los resultados obtenidos del índice de productividad, de los pozos seleccionados, se escogió el levantamiento de Bombeo Eléctrico Sumergible.

ANALISIS ECONOMICO.

Uno de los aspectos más importante dentro del desarrollo de un proyecto, es el económico. Por tal motivo se presentan los resultados del tiempo de pago de los pozos seleccionados en las Tablas 1 y 2.

CALCULO DE PAGO DEL POZO HORIZONTAL TIGRE 1

	Jun-97	Jul-97	Aug-97	Sep-97	Oct-97	Nov-97		dec-97
OIL PRICE ($/BO)		**12,41**	**12,41**	**12,41**	**12,41**	**12,41**		**12,41**
COSTO DE OPERACIÓN.		**2,38**	**2,38**	**2,38**	**2,38**	**2,38**		**2,38**
PORCENTAJE DE DESCUENTO	**12,00%**							
PORCENTAJE DE INFLACIÓN	**2,00%**							
AMO TIGRE 1								
PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO								
FECHA INICIAL DE PRODUCCION		**11/05/97**						
BOPMONTH					**326,595**	**311,914**		
BOPD				**10,887**	**10,062**			
PERFORACION Y COMPLETACION							**$3,449,300**	
WORKOVERS								
INGRESOS					**$4,053,044**		**$3,870,853**	
COSTO TOTAL YCAPITAL					**$777,296**		**$742,355**	
CASH FLOW					**$3,275,748**		**$3,128,498**	
FLUJO DE CAJA ACUMULATIVA			**$3,449,300**		**-173552**		**$2,954,946**	
				0				**1,72**
PERIODO DE PAGO (dias)		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**30**	**31,72**

Cálculo para obtener el día en que se pago el pozo.

10062*2.38 =23947,56 por día

10062*12.41= 124869,42 por día

(-173,552 - 23947,56X + 124869,42X) = 0

100921,86X = 173552

X = 1,72

CONCLUSIONES

1- La principal razón para decidir una perforación direccional u horizontal en el Campo Amo, es la de afectar lo menos posible al medio ambiente, disminuyendo notablemente la deforestación que se tendría si para cada pozo hubiera necesidad de construir una plataforma de perforación.
2- La perforación de un pozo horizontal resulta ser el 40 % más costosa que una direccional, en el Campo Amo y además, tomarse casi el doble del tiempo para su ejecución.
3- La producción de un pozo horizontal con respecto a la de un pozo direccional en el Campo Amo, es aproximadamente cinco veces mayor, debido a que el área del pozo abierta al flujo desde el yacimiento correspondiente a 1200 pies de punzados, comparada con la correspondiente a los 50 pies del pozo direccional.
4- La capacidad productiva de petróleo en un pozo horizontal del Campo Amo, se vé seriamente afectada por la proximidad a la zona de pago del contacto agua – petróleo.
5- Del análisis del tiempo de pago se desprende que un pozo horizontal en el Campo Amo, tiene un tiempo de pago del 80 % menor con respecto al de un pozo direccional.
6- El control de los costos, la logística y la técnica de perforación en una perforación horizontal en el Campo Amo es crítica, ya que a falta de estos controles el tiempo de pago podría extenderse, y perjudicar la económia del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1 Maxus Ecuador; Estudio de Incorporación del Campo Amo 1990

2 Alexis Martinez, Rocio Iñiga, , Tesis, Facultad de Ingenieria en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral.

3 YPF Ecuador, Estudio de Simulación de Reservorio, realizado el 18 y 19 de septiembre de 1997.

4 Leland T. Blank, Anthony J. Tarqui, Ingenieria Económica (Tercera ediciòn; Mexico, Mc Graw-Hill, 1992).

....

Ing: GABRIEL COLMONT MONCAYO.

DIRECTOR DE TESIS

VISTO BUENO