ESTUDIO DE LA PERFORACIÓN MULTILATERAL APLICADO AL CAMPO CONONACO, OPERADO POR PETROPRODUCCIÓN

Jenniffer Mckee Cánepa[1], Guillermo Calvache Argudo[2], Kléber Malavé[3].

[1] Ingeniera en Petróleo 2004
[2] Ingeniero en Petróleo 2004
[3] Director de Tesis. Ingeniero en Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral.

RESUMEN

El presente estudio analiza la posibilidad de aplicar tecnología multilateral en un pozo existente (asignado por la empresa) en el Campo Cononaco, operado por Petroproducción. Se escogió el pozo Cononaco 21 ubicado en la zona norte del campo y se analiza la creación de dos laterales de nivel 4. Para la creación de las ventanas se utiliza una fresadora RDS provista por la compañía Sperry-Sun / Halliburton.

Se analiza el beneficio que podría tener el desarrollo de esta tecnología en nuestro país, la misma que otorga varias ventajas como: reducción de los costos por instalación de facilidades de superficie, perforación e impacto ambiental. Pero se debe tener en cuenta que la perforación multilateral es más riesgosa que la perforación vertical y horizontal.

En este estudio, después de repasar todos los aspectos técnicos, se efectúa el análisis económico comparativo del proyecto. Se compara entre un pozo existente con dos laterales, pozo existente con un lateral, pozo nuevo con dos laterales, pozo nuevo con un lateral, pozo vertical nuevo y un pozo horizontal nuevo. Se concluye que la creación de un lateral en un pozo existente es una alternativa ventajosa debido a que los altos índices económicos, como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN) de este proyecto, dan un mejor rendimiento financiero que el promedio normal de una inversión.

INTRODUCCIÓN

Este estudio tiene como objetivo obtener mayor producción de una zona del Campo Cononaco aplicando la tecnología de los multilaterales.

Se escogió la zona norte del campo, ya que hay continuidad de yacimiento en las arenas Hollín Inferior y "T" Inferior, además de tener buenos parámetros petrofísicos. Se analiza la posibilidad de crear dos laterales hacia Hollín Inferior partiendo de un pozo existente que es el Cononaco 21. Hollín Inferior es considerado el principal yacimiento del campo y del cual el pozo CON-21 produce 2544 barriles de fluido por día, siendo: 712 barriles de petróleo de 33° API y 1832 barriles de agua.

Con la creación de los laterales se piensa reducir la conificación por agua y aumentar la producción de petróleo porque se alcanzarían zonas que aún no han sido drenadas. "T" Inferior es un yacimiento que no ha sido explotado en la zona norte del Campo, presentando condiciones favorables como continuidad de yacimiento y un petróleo de 24 °API.

CONTENIDO

Actualmente, en todo el mundo se está aplicando la perforación de pozos multilaterales ya que se obtienen muchas ventajas, entre ellas:

- Mejor productividad en yacimientos de poco espesor
- Mejorar factor de recobro en zonas con baja permeabilidad
- Prevenir conificación por agua y / o gas

El pozo multilateral consta de un hueco principal que puede ser vertical, horizontal o direccional desde donde parte uno o varios laterales que pueden ser también verticales, horizontales o direccionales dependiendo de las condiciones que existan en el yacimiento.

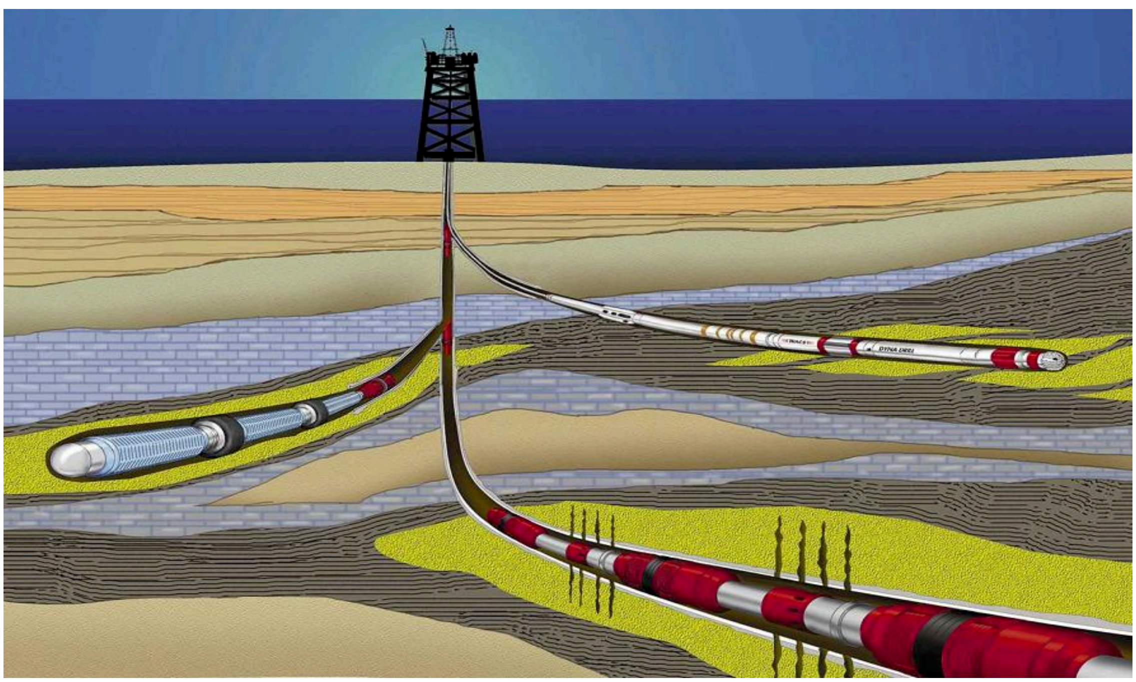
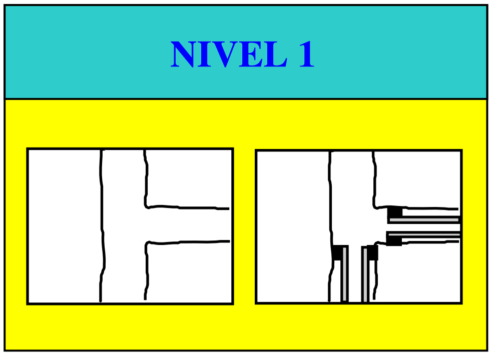


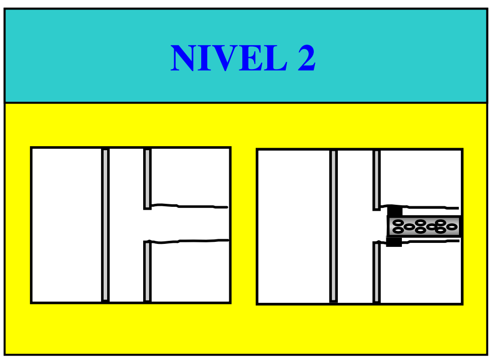
Figura # 1
Pozo Multilateral

La ventana lateral es creada por medio de una herramienta desviadora llamada deflector de perforación, la cual se asienta y orienta de tal manera que un BHA de molienda corta la tubería de revestimiento y crea de esta manera la ventana. Luego el lateral se consigue con herramientas direccionales llegando hasta el yacimiento.

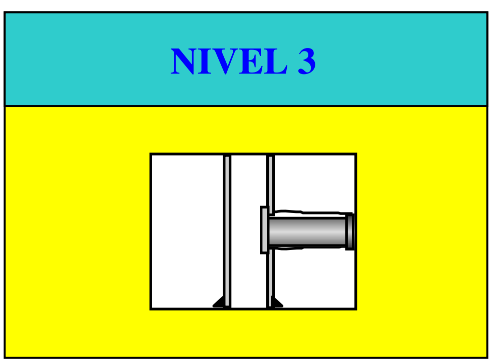
La parte crítica del lateral es la llamada “junta”, que es la conexión entre el lateral y el hueco principal. Es debido a esta característica que se le da una clasificación a los pozos multilaterales como nivel 1, 2, 3, 4, 5, 6; lo que especifica como se encuentra el hueco (principal y lateral) antes, durante y después de la junta.



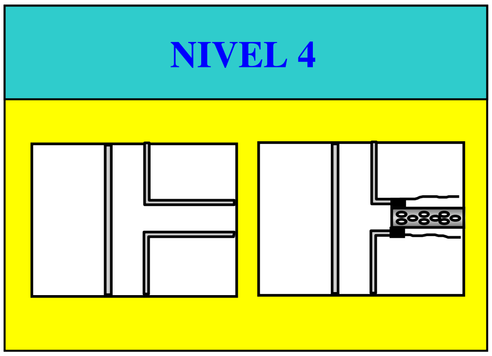
El hueco (principal y lateral) se encuentra abierto antes y después de la junta (conexión). Se puede colocar un liner después de la junta.



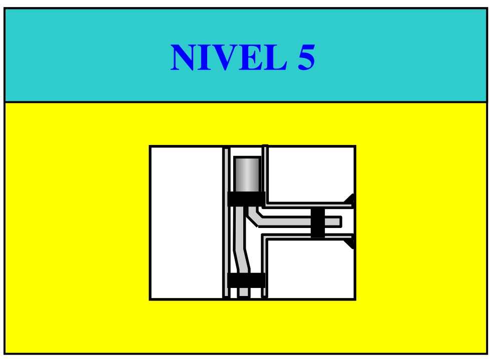
El hueco principal se encuentra revestido y cementado mientras que el hueco lateral está abierto y puede o no tener liner ranurado.



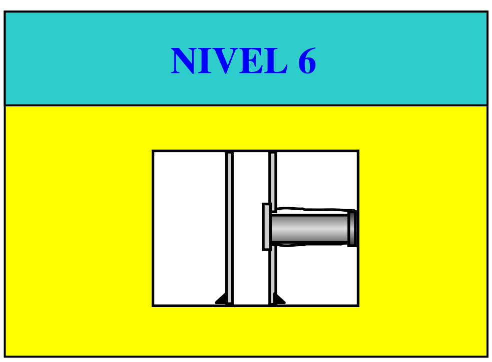
El hueco principal se encuentra revestido y cementado mientras que el lateral se encuentra unido al hueco principal a través de un liner pero no está cementado.



El hueco principal y lateral se encuentran revestidos y cementados en la junta. La tubería de revestimiento principal y lateral están conectadas mecánicamente.



Hueco principal revestido y cementado y el lateral revestido, cementado o sin cementar. La unión de los huecos (junta) se consigue con la completación. La integridad hidráulica de la unión se logra con la completación.



Hueco principal revestido y cementado y el lateral revestido, cementado o sin cementar. La unión de los huecos (junta) se consigue con la tubería de revestimiento.

Puesto que, seis pozos multilaterales equivalen a 12 pozos horizontales y a 24 pozos verticales, se reduce el número de cabezales y facilidades de superficie, originando menor impacto ambiental. Una de las principales ventajas al perforar los multilaterales es que se reducen costos de perforación porque no se necesita volver a perforar hasta la profundidad de desviación (KOP). Lo que se perfora es solo el lateral, por lo tanto se reducen costos en lodos de perforación, cemento, etc. Los multilaterales pueden crearse a partir de un pozo existente o de uno nuevo.

El diseño va a ser aplicado en el pozo CON-21, que presenta características apropiadas para crear un lateral. La selección del pozo, se basa en que Petroproducción tiene propuesta la perforación de pozos en las direcciones hacia las cuales se van a dirigir los laterales propuestos en este estudio, lo que confirma que en los sectores seleccionados se pueden obtener buenos resultados. Además, la creación de laterales en este pozo permitiría reducir la conificación por agua y así aumentar la producción de petróleo del yacimiento Hollín Inferior.

Para realizar el plan direccional a fin de crear los laterales en el pozo CON-21, se requieren los siguientes datos:

- Ubicación del pozo (coordenadas UTM)
- Ubicación de los objetivos geológicos, es decir hacia donde se van a dirigir los laterales (coordenadas UTM)
- Datos de: Elevación de la Mesa Rotaria (EMR), Elevación del Nivel del Suelo (ENS), Profundidad Total (PT), Contacto Agua-Petróleo (CAP)
- Topes de las Formaciones que se van a atravesar
- Rumbo y Buzamiento de las capas
- Desviaciones del pozo, es decir, saber las inclinaciones que tiene el pozo a determinadas profundidades
- Conocer los registros de CCL y CBL, para saber la mejor zona y poder escoger el punto desde donde sale el lateral, Punto de partida (KOP)

DATOS DEL POZO CON-21

Tabla # 1
Coordenadas del pozo Con-21 y de los objetivos

		Coordenadas UTM	
		X (m)	**Y (m)**
Pozo CON-21 (ubicación)		284929.508	9892292.76
Arena Hollín Inferior	**Objetivo 1**	285241.195	9892683.602
	Objetivo 2	285321.517	9891990.242

Tabla # 2

Datos de EMR, ENS, PT, CAP

EMR (pies)	1143
ENS (pies)	1120.5
PT – perforados (pies)	10879
PT – revestido (pies)	10826
CAP (pies)	10731

Tabla # 3

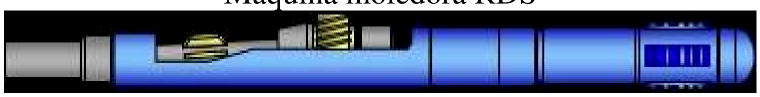
Topes de las Formaciones y Unidades que se encontraron al perforar el pozo CON-21

FORMACION	**UNIDAD**	**TOPE (pies)**
Orteguaza		6938
Tiyuyacu		7262
Tena		8784
Napo		9459
	Caliza M-2	9784
	Caliza A	9890
	“U” Superior	10082
	“U” Inferior	10136
	Caliza B	10225
	“T” Superior	10316
	“T” Inferior	10413
Hollín	Hollín Superior	10574
	Hollín Inferior	10624

Para determinar el rumbo y buzamiento de las capas, se necesita conocer los registros de buzamiento (DIPMETER) del pozo CON-21. En vista de que no existen tales registros en los archivos de Petroproducción, se realizó un análisis de la zona, es decir, se hicieron correlaciones entre los pozos CON-1, 21, 24, 25, ya que los laterales propuestos se dirigen hacia la zona donde se encuentran dichos pozos. Comparando los topes y las bases de cada unidad que existe en cada pozo, así como las distancias que hay entre los pozos, se considera y se concluye que las capas son planas, es decir, con un ángulo menor a 1°.

La creación de los laterales se puede realizar con el sistema RDS provisto por la compañía Sperry-Sun / Halliburton, el cual utiliza una máquina moledora para moler las internas de la tubería de revestimiento.

Figura # 2
Máquina moledora RDS



La completación final del pozo propuesto se presenta a continuación:

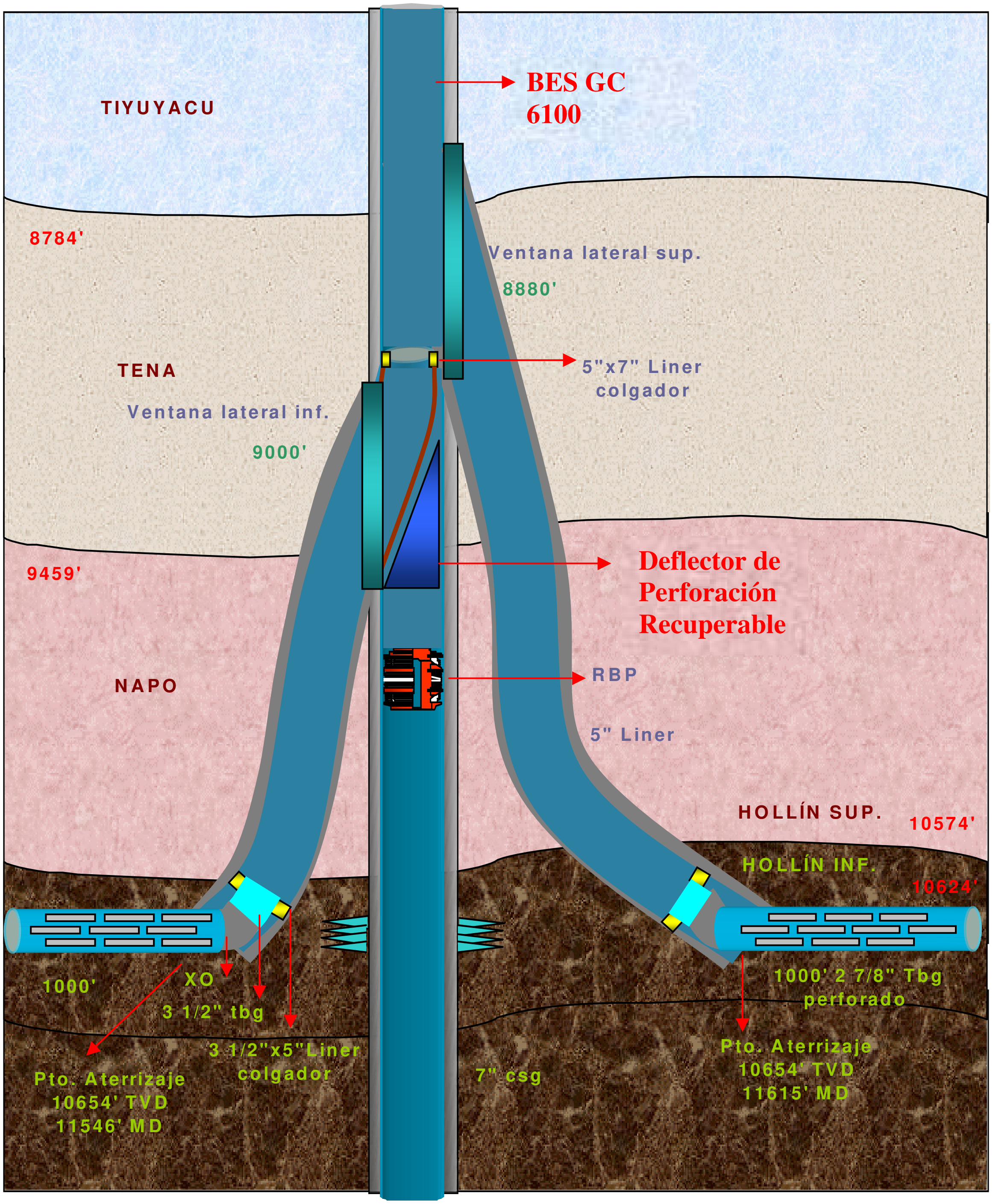


Figura # 3 Completación final para el pozo multilateral propuesto. La creación del lateral superior es opcional puesto que depende de la producción probada del lateral inferior. Si esta producción es buena, el lateral superior no se realizaría quedando simplemente un pozo de re-entrada.

La siguiente tabla muestra los costos de perforación de los diferentes tipos de pozos. Este análisis se basa en el precio del barril de petróleo de $16, además considerando el costo operativo de $ 3.2 por cada barril de un crudo de 29º API.

Tabla # 4

Rentabilidad de los proyectos de perforación

Pozo Propuesto	D (días)	Costo (dólares)	R I (STB)	Prod. Est. (bbl/día)	T (años)	R R (%)	TIR (%)	VPN
V (N) + 2 L	80	7,327,100	8,485,342	600	14	28.22	14.1	2,140,856
				1500		70.56	47.3	21,662,139
				2000		94.08	65.1	32,507296
V (N) + 1 L	60	5,321,000	3,993,102	600	14	59.98	19.4	4,146,156
				1000		99.96	37.5	12,822,282
V	30	2,769,000	1,235,907	300	14	96.39	10.6	191,062
				600	6	95.93	15.9	416,311
H	60	5,308,000	3,993,102	600	14	59.98	19.4	4,159,356
				1500	8	95.76	59.5	23,680,639
PE + 2 L	60	5,858,000	8,485,342	600	14	28.22	17.8	3,609,356
				1500		70.56	55.7	23,130,639
				2000		94.08	76.2	33,975,796
PE + 1 L	30	2,486,000	3,993,102	600	14	59.98	34.7	7,311,956
				1000		99.96	62.2	15,988,082

D = Duración de la perforación
R I = Reservas Iniciales
R R = Reservas Remanentes
Prod. Est. = Producción Estimada
T = Tiempo de recuperación de reservas
TIR = Tasa Interna de Retorno
VPN = Valor Presente Neto
V (N) = Pozo Vertical Nuevo
L = Lateral
H = Pozo Horizontal
PE = Pozo Vertical Existente

CONCLUSIONES

1. La producción actual del pozo es de 2544 BFPD, de los cuales: 712 es petróleo y 1832 es agua. La creación de un solo lateral horizontal alcanzaría reservas adicionales en una zona no drenada y representaría en el mejor de los casos hasta cinco veces la producción actual.
2. La creación de un segundo lateral va a depender de la producción obtenida en las pruebas de producción realizadas en el primer lateral.
3. No se propone crear dos laterales debido a la capacidad de la tubería de revestimiento de 7", de la cual se puede obtener máximo de 6000 a 7000 barriles de fluido utilizando una bomba eléctrica sumergible.
4. Es posible aislar la sección vertical productora. De esta manera se reduciría la conificación por agua.
5. En vista de que se trata de un pozo existente, no es necesario volver a perforar hasta 9000' (salida lateral).
6. El pozo propuesto es de re-entrada y produciría únicamente del lateral creado, puesto que se aisla la sección vertical.
7. El tiempo de creación de un lateral es de aproximadamente 25 días y su costo alcanza los 2.5 millones de dólares.
8. Ya que se trata de un pozo existente, se ahorran las facilidades de superficie y sus costos de instalación.
9. Según el análisis de hidráulica para el pozo propuesto, se puede notar que ésta no favorece mucho a la construcción de los huecos de 6 1/8" y de 4 1/8", puesto que por pérdidas de presión durante la perforación, la presión que llega a la broca está entre el 2 – 6% de 3500 psi que hay en las bombas cuando lo ideal debe ser aproximadamente el 25% de presión que llegue a las brocas.
10. El costo para crear un lateral es aproximadamente el costo para crear un pozo vertical nuevo. Con el lateral horizontal se obtiene una producción más alta y se recuperan casi en su totalidad las reservas.
11. Como se propone crear solamente un lateral a partir de un pozo existente y se propone también aislar la zona por la que actualmente produce el pozo debido al alto corte de agua; el pozo propuesto sería un pozo de re-entrada y no multilateral.
12. De acuerdo al análisis rentabilidad de los proyectos de perforación (Tabla #4), se observa que el mejor escenario es crear un lateral partiendo de un pozo existente produciendo 1000 bbls de la sección horizontal, ya que se recupera el 99.96% de las reservas, obteniendo un TIR de 62.2% por lo tanto el proyecto es rentable.
13. Los diferentes escenarios han sido propuestos para un costo de $16 el barril de petróleo asumiendo que pueda darse una caída en el precio del barril y se observa que el pozo propuesto es rentable. Si se considera un precio mayor por barril de petróleo, los proyectos serían aún más rentables.
14. La perforación o creación de dos laterales horizontales partiendo de un pozo existente, resulta en costo igual que perforar un pozo horizontal nuevo, pero con los laterales horizontales se abarca un área mayor de drenaje ya que se pueden direccionar hacia diferentes objetivos en un mismo yacimiento y no se requiere cambiar las facilidades de superficie.

15. En las actuales condiciones económicas con respecto al precio del petróleo, es recomendable aplicar la técnica de multilaterales porque daría incrementos de producción del crudo y por tanto mayores ingresos de dinero al país.

BIBLIOGRAFÍA

1. Juan Carlos Vásquez (tesis de grado); ESTUDIO ESTRUCTURAL REGIONAL DE LA CALIZA M-2 DE LA CUENCA ORIENTE; Enero del 2002

2. Ing. Joaquin Vargas – Ing. Fernando Lozada; MODELO GEOLOGICO DE LOS RESERVORIOS "U" Y "T" DE LA FORMACION NAPO Y DE LA FORMACION HOLLIN DEL CAMPO CONONACO; Septiembre del 2001

3. ESQUEMA GEOLOGICO DEL ECUADOR

4. Reportes del ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL CAMPO CONONACO.

5. Mauricio Cañizares Arévalo (tesis de grado); ESTUDIO TÉCNICO DE LA ARENA HOLLÍN EN EL CAMPO CONONACO; Enero 2002

6. Catálogo "MULTILATERAL: PRODUCTS, SERVICES and SOLUTIONS", Sperry-Sun Drilling Services.

7. Manual "SELECTIVE RE-ENTRY MULTILATERAL SYSTEMS", Weatherford.

8. Revista "OILFIELD REVIEW: NUEVOS ASPECTOS DE LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS MULTILATERALES", Schlumberger.

9. Manual "OPEN HOLE COMPLETION SYSTEMS", Baker Oil Tools.

10. MULTILATERAL SYSTEMS FUNDAMENTALS 205 C, Sperry-Sun.

11. Folleto "HORIZONTAL, MULTILATERAL, AND MULTIBRANCH WELLS IN PETROLEUM PRODUCTION ENGINEERING", Halliburton Energy Services.