



# ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA



## “Completación Dual Concéntrica BES-BES con Casing de 9 5/8” y Liner de 7”

Karla Johanna Betancourt Vera <sup>(1)</sup>  
Christian Javier Molina Sigcho <sup>(2)</sup>  
Héctor Román Franco <sup>(3)</sup>

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra (FICT)  
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)  
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 Vía Perimetral  
Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador

<sup>1</sup> Ingeniero de Petróleos, e-mail: kbetanco@espol.edu.ec  
<sup>2</sup> Ingeniero de Petróleos, e-mail: cmolina@espol.edu.ec  
<sup>3</sup> Ingeniero de Petróleos, e-mail: hroman@espol.edu.ec

### Resumen

*En el presente proyecto se presenta el mejor diseño para un pozo, en el cual se va a producir de dos zonas diferentes, siendo el objetivo determinar el mejor diseño de completación dual concéntrica para que los líquidos producidos no se mezclen nunca hasta llegar a superficie, además de obtener los mejores y convenientes costos de materiales para utilizar en nuestro diseño. Para el pozo seleccionado se cambia el sistema de levantamiento artificial, electrosumergible sencillo a un dual, luego se seleccionó una aplicación para la BES (Bomba Eléctrica Sumergible) como se utilizaron dos BES, para la zona inferior esta va encapsulada y en la zona superior va soportada por un bloque soporte (block support) y colocada en la herramienta Y (Y-Tool). Estos métodos son implementados en Ecuador durante los últimos años.*

*Se muestran los resultados del diseño así como el respectivo análisis económico, conclusiones y recomendaciones, de tal modo que lleguemos a una clara idea del diseño de completación dual concéntrica para un pozo en el oriente ecuatoriano planteado en este artículo.*

**Palabras Claves:** Bombas eléctricas sumergibles, Encapsulado, Bloque Soporte, Herramienta Y.

### Abstract

*In this project presents the best design for a well which will occur in two different areas, the aim being to determine the best dual concentric design completion for liquids produced do not mix never to reach area, in addition to obtaining the best and cost of materials suitable for use in our design. To change the selected well artificial lift system, a dual electrosumergible simple, then select an application to the ESP (Electrical Submersible Pump) and used two ESP to the bottom this is encapsulated in the upper zone is supported by a support block (block support) and placed in the tool and (Y-Tool). These methods are implemented in Ecuador in recent years.*

*Shows the results of the design and the respective economic analysis, conclusions and recommendations so that we get a clear idea of the dual concentric design completion for a well and the Ecuadorian raised in this article.*

**Keywords:** Electro Sumergible Pump, encapsulated, support block, Y-Tool.



# ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

## CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA



### Introducción

A través de nuevas tecnologías, la industria del petróleo ha tratado de incrementar las reservas de los campos descubiertos. En muchos campos, los pozos atraviesan dos o más zonas de pago, las cuales son económicamente productivas, pero, por normas de producción, no está permitida la mezcla de dos o más zonas productoras, existiendo la limitación de producirlas desde un mismo pozo de forma independiente haciendo uso de algún tipo de levantamiento artificial.

La Completación Dual es un innovador método para optimizar los recursos e incrementar las reservas recuperables para una compañía, para lo cual se debe realizar un análisis del potencial recuperable, considerando las características de los yacimientos y fluidos a producir.

### Objetivos.

#### Objetivos Generales:

Demostrar mediante un análisis técnico-económico que el sistema de completación dual concéntrica BES-BES, implementada para un pozo con revestimiento de 9 5/8" y liner de 7", nos permitirá producir de dos zonas productivas diferentes en forma independiente.

#### Objetivos específicos:

Analizar el sistema de completación a ser implementado en un pozo tipo utilizando un sistema de completaciones dual concéntrica con bombas electrosumergibles.

Diseñar las bombas centrífugas superior e inferior a partir de los datos de las zonas productoras.

Realizar el diseño de la completación para una bomba inferior encapsulada y una bomba superior colgada.

Implementar una metodología para la armada y bajada de la completación dual concéntrica por etapas.

Realizar el análisis económico a partir de los indicadores económicos TIR y VAN para ver la factibilidad y viabilidad del proyecto.

### Estructura de trabajo

El sistema de Completación Dual, permite la optimización del poco espacio disponible en el interior de un pozo de producción de petróleo, de tal forma que se permita la producción independiente de las zonas potencialmente productivas que son atravesadas por el mismo pozo, y que por falta de desarrollo tecnológico no han podido ser explotadas.

Para la implementación de este sistema de completación debemos considerar las restricciones que presenta el pozo como, diámetros de los revestimientos y resistencia de los materiales, realizar la selección del tipo de tubería a utilizar, accesorios, tipo de empacadura, diseño de las bombas centrífugas y el costo de los mismos.

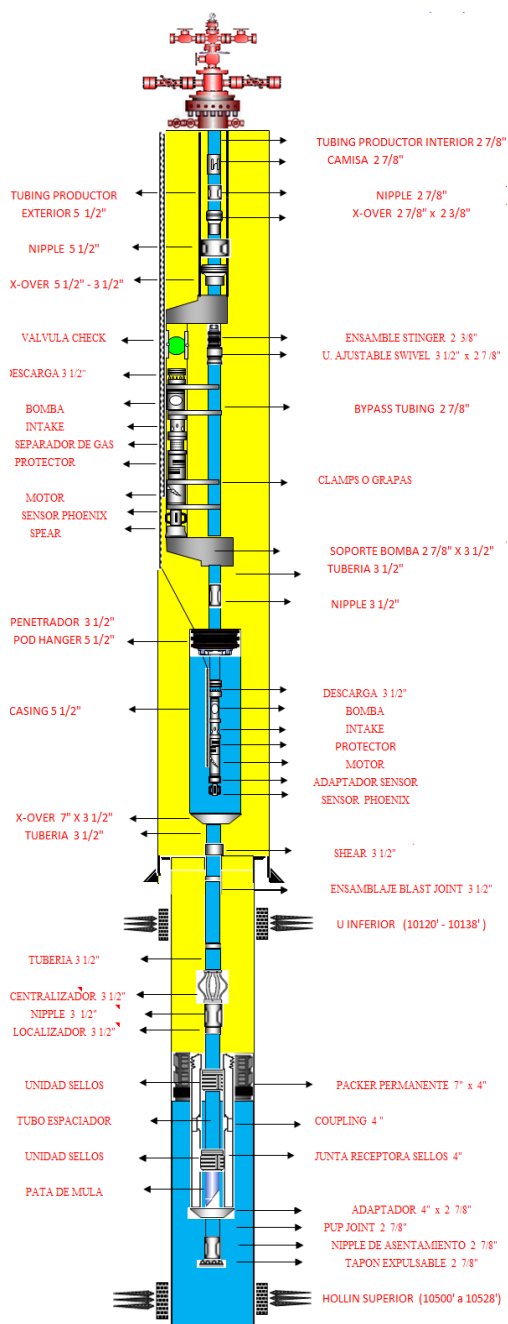
### Detalle

Para el diseño de una completación dual existen parámetros que tienen que ser tomados en cuenta al momento del diseño como: profundidad de asentamiento de la empacadura, longitudes de cada accesorio y tuberías, nivel de fluido en el pozo, pruebas de producción y restauración de presiones.

En este diseño la BES inferior va encapsula, para proteger al equipo, ubicándola sobre la empacadura, en la completación de fondo. La BES superior va colocada entre la herramienta Y (y-tool) y el bloque soporte, el cual va a soportar el peso del equipo electrosumergible y mantenerlo alineado y sujeto mediante grapas al by pass tubing, para que al momento de algún movimiento no se afloje o mueva ningún accesorio.

La completación dual es concéntrica para lo cual la tubería interna tiene que estar centrada con la tubería externa sobre la herramienta Y, creando un espacio anular y permitiendo que los fluidos no se mezclen y que cada zona producirá independiente, la zona inferior por la tubería interna y la zona superior por el espacio anular entre la tubería externa y la interna, para lo cual el cabezal también tiene que ser dual, es decir debe tener un juego de válvulas para la parte inferior y la superior y permitir la producción por líneas de flujo independientes.

La inyección de los químicos para el pozo tiene que tener líneas capilares independientes para cada zona productora o protección individual de cada equipo. Igualmente, los equipos de superficie son independientes para cada bomba electrosumergible.



**FIG 1: Completación dual concéntrica BES-BES para revestimiento de 9 5/8" con liner de 7" (Karla Betancourt y Christian Molina).**

### Análisis de costos beneficios

Se realiza el análisis económico de cada una de las aplicaciones, considerando el cambio de sistema de completación dual concéntrica BES-BES para un revestimiento de 9 5/8" y liner de 7". Los datos de las areniscas Hollín superior y U inferior se presentan a continuación:

Pws	Pwf	Pb	BFPD	BSW	IP	API	Pcab	TDH	Nivel sobre BES
4253Lpc	1398Lpc	435Lpc	600	55%	0,2	22	150Lpc	6910	2187'

Pws	Pwf	Pb	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	IP	Pcab	TDH	Nivel sobre BES
2710Lpc	2278Lpc	812Lpc	1400	980	420	30,00%	21,6	1,88	150Lpca	5092	3570'

La Tabla-1 presenta los costos de las tuberías y accesorios a utilizar en la completación dual. En la Tabla-2 se analiza los costos de los servicios para la armada y la bajada de la completación dual. Y en la Tabla-3 y 4 se analiza los costos de reacondicionamiento para 25 y 18 días de operación.

COSTOS DE COMPLETACION DUAL CONCENTRICA			
DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
<b>COMPLETACION INFERIOR</b>			
TUBO CORTO 2 7/8" N=80 4.6 L/P. EUE (10' Y 20')	1650	3	4950
EMPACADURA permanente 7" x 4" 2 7/8" 26 L/P. ESP. J	32450	1	32450
PROTECTORES DE CABLE EXPUESTO PARA TUBERIA DE 2 7/8"	4440	6	26640
CAMISA DESLIZABLE TPO 1.2 7/8" EUE	3960	1	3960
NO GO NIPPLE 2 3/8" (D=1.875")	1980	1	1980
JUNTA DE SEGURIDAD 2 3/8"	2400	1	2400
TUBERIA DE PRODUCCION 3 1/2"	26.6	167	4442.2
BLOQUE DE SOPORTE 2 3/8"	10400	1	10400
CLAMPS PARA BES, TUBERIA 2 3/8" BY PASS	1200	6	7200
UNION GRATORIA (SWIVEL) 2 7/8"	3300	1	3300
JUNTA TELESCOPICA CON SWIVEL DE 2 7/8"	11970	1	11970
VALVULA CHECK UNIDIRECCIONAL DE 2 7/8"	2880	1	2880
Y TOOLS 1 1/2" 11' L/P	16100	1	16100
PRONG 2 3/8" 4.6 L/P PARA SOPORTE DE BES	1360	1	1360
JUNTA RECEPTORA DE SELLOS (D=2.55")	5640	1	5640
UNIDADES DE SELLOS (DE=2.55")	1290	3	3870
ESPACIADOR DE SELLOS (DE=4.53" CON TOPE LOCALIZADA	1290	1	1290
PATA DE MULA 3.05" X 0.53" DE LONGITUD	390	1	390
TAPON EXPULSABLE 2-7/8" EUE W80 POP	110	1	110
TUBERIA DE BY PASS 2 3/8" 4.7 L/P. P=110 BOX P INROSAS	400	2	800
<b>TOTAL COMPLETACION INFERIOR</b>			<b>141922.2</b>
<b>COMPLETACION SUPERIOR</b>			
CABEZAL DUAL	35000	1	35000
X-OVER 3-1/2"	396	1	396
TUBO CORTO 5 1/2" N=80 12.6 L/P. NEW VAM	6300	2	12600
NIPLE DE ASENTAMIENTO 2-3/8"	290	1	290
X-OVER 2-3/8"	326	1	326
TUBERIA 2 7/8" N=80 4.7 L/P. EUE	18.7	159	2973.3
TUBERIA DE 5 1/2" 11' L/P. N=80. NEW VAM	38.5	160	6160
STANDING VALVE DE 1.875"	4560	1	4560
PROTECTORES DE CABLE PARA TUBERIA DE 2 7/8"	90	16	1360
Colgador del Tubing 2-7/8"	33.3	1	33.3
Colgador del Tubing de 3-1/2"	150	1	150
PROTECTORES DE CABLE PARA TUBERIA DE 5 1/2"	189	300	54000
<b>TOTAL COMPLETACION SUPERIOR</b>			<b>119239.8</b>
<b>TOTAL DE LA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA</b>			<b>257148.8</b>

**Tabla 1: Análisis de costo de los accesorios y tuberías para la completación dual.**

SERVICIOS APLICADOS A LA ARMADA Y BAJADA DE LA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA			
SERVICIO	CANTIDAD	TARIFA	COSTO TOTAL
<b>PERSONAL TECNICO PARA ARMAR Y BAJAR COMPLETACION DUAL</b>			
OPERADOR DE COMPLETAMIENTO	1000	8	8000
MOVILIZACION/DESMOVILIZACION, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	6.5	150	925
<b>PERSONAL TECNICO PENETRADORES Y/O PROTECTORES DE CABLE</b>			
OPERADOR CERTIFICADO	1000	5	5000
OPERADOR AUXILIAR	800	5	4200
<b>SERVICIO DE LLAVES HIDRAULICAS</b>			
CORRIDA DUAL BES (PERSONAL Y HERRAMIENTAS DE 4 1/2" Y 2 3/8")	19200	1	19200
<b>TOTAL SERVICIOS</b>			<b>37385</b>
<b>GRAN TOTAL SERVICIOS MAS COMPLETACION DUAL</b>			<b>294565.8</b>

**Tabla 2: Análisis de costos de servicios de armada y bajada de la completación dual.**



# ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA



COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO PARA BAJAR COMPLETACION DUAL CONCENTRICA CON EVALUACION DE ARENA SUPERIOR 25 DIAS			
<b>COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
MOVIMIENTO DE LA TORRE	5000	1	5000
OPERACION DE LA TORRE	218000	1	218000
SUPERVISION Y TRANSPORTE	18300	1	18300
<b>TOTAL COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO</b>			<b>241900</b>
<b>COSTOS OPERACIONE INSTALACION</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
QUIMICOS Y FLUIDO DE CONTROL	25000	1	25000
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	720000	1	720000
SLUCK LINE	1360	1	1360
UNIDAD DE CABLE ELECTRICO (WIRE LINE)	30860	1	30860
SUPERVISION E INSTALACION BES	26660	1	26660
UNIDAD DE BOMBEO	19660	1	19660
VACUUM	2000	1	2000
INSTALACION DE PROTECTORES Y QUICK CONECTOR	42000	1	42000
UNIDAD DE EVALUACION, BOMBA, ET Y TECNICO	19600	1	19600
<b>TOTAL COSTOS OPERACION E INSTALACION</b>			<b>1128210</b>
<b>TOTAL DEL REACONDICIONAMIENTO</b>			<b>1128310</b>

**Tabla 3: Análisis de costos de reacondicionamiento para bajar la completación dual en 25 días.**

COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO PARA BAJAR COMPLETACION DUAL CONCENTRICA SOLO BAJADA DE LA COMPLETACION 18 DIAS			
<b>COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
MOVIMIENTO DE LA TORRE	5000	1	5000
OPERACION DE LA TORRE	172000	1	172000
SUPERVISION Y TRANSPORTE	14350	1	14350
<b>TOTAL COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO</b>			<b>191350</b>
<b>COSTOS OPERACIONE INSTALACION</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
QUIMICOS Y FLUIDO DE CONTROL	35000	1	35000
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	734400	1	734400
SLUCK LINE	750	1	750
UNIDAD DE CABLE ELECTRICO (WIRE LINE)	13600	1	13600
SUPERVISION E INSTALACION BES	13200	1	13200
SPOOLER	4800	1	4800
VACUUM	1000	1	1000
INSTALACION DE PROTECTORES Y QUICK CONECTOR	42000	1	42000
<b>TOTAL COSTOS OPERACION E INSTALACION</b>			<b>1036000</b>
<b>TOTAL DEL REACONDICIONAMIENTO</b>			<b>1036100</b>

**Tabla 4: Análisis de costos de reacondicionamiento para bajar la completación dual en 18 días.**

COSTOS POR IMPLANTACION DEL SISTEMA	
<b>BHA DUAL CONCENTRICA</b>	<b>257.140,80</b>
<b>SERVICIO ARRIBA Y BAJADA BHA</b>	<b>294.505,80</b>
<b>REACONDICIONAMIENTO 25 DIAS</b>	<b>1.128.310</b>
<b>EQUIPO DE SUBSUELO</b>	<b>306.238,60</b>
<b>EQUIPO DE SUPERFICIE</b>	<b>510.323,96</b>
<b>GASTOS VARIABLES (IMPRESISTOS)</b>	<b>16.346</b>
<b>VALOR TOTAL DE LA IMPLANTACION</b>	<b>2.512.865,16</b>

**Tabla 5: Análisis de costo por implantación del sistema y gastos variables anuales.**

GASTOS FLUOS ANUALES			
DESCRIPCION	Valor Unit. (US Costo Anual)	Valor anual (\$) AÑO 1	Valor anual (\$) AÑO 2
Lubricación cabezal	230	2	500
Costo de mantenimiento del Sistema	7,5	350590	2829470
<b>TOTAL</b>		88788,01	14908,29
INFLACION PARA AÑO 1	0,033		
INFLACION PARA AÑO 2	0,057		
<b>GASTOS VARIABLES</b>		<b>18885,418</b>	<b>17277,722</b>
<b>GASTOS FLUOS</b>		<b>2716769,01</b>	<b>273876,29</b>
<b>GASTOS TOTALES ANUALES</b>		<b>2735844,428</b>	<b>2797159,012</b>
<b>DEPRECIACION</b>			
Año	Valor Compra	Vida Contable	Depreciación Años depreciándose Depreciación Anual (USD\$) Acumulada (USD\$)
Equipo de Superficie	1152338,6	5	23047,72 2 46095,44
Equipo de fondo	141902,2	5	28380,44 2 56760,88
<b>DEPRECIACION ANUAL TOTAL</b>	<b>257140,8</b>		<b>51426,16</b>

**Tabla 6: Análisis gastos fijos anuales.**

Tenemos que analizar cual va hacer el ingreso por venta del crudo mediante diferentes precios por barril de crudo y calcular el VAN, TIR, tmar y concluir con estos resultados:

0,08%						
PRODUCCION II ARENAL ARENAL III				INGRESOS POR VENTA DE CRUDO		
pos	Comprob	DINARA	BIENESUAL	ANUAL	PRECIO POR BBL	INGRESOS \$/COMI
nov09	950	974	29 400	37	1.007.800	1.007.800
dic09	974	992	29 216	37	1.000.947	2.108.747
ene10	992	992	29 031	37	1.014.444	3.244.844
feb10	992	996	28 846	37	1.039.948	4.478.107
mar10	996	990	28 666	37	1.047.370	5.742.893
abr10	990	944	28 486	37	1.060.948	7.079.399
may10	944	938	28 306	37	1.047.323	8.422.166
jun10	938	932	28 126	37	1.040.755	9.814.911
jul10	932	926	27 946	37	1.034.189	11.249.000
ago10	926	920	27 766	37	1.027.623	12.729.753
sep10	920	914	27 586	37	1.021.057	14.260.912
oct10	914	908	27 406	37	1.014.491	15.850.688
nov10	908	902	27 226	37	1.007.925	17.500.011
dic10	902	896	27 046	37	1.001.359	19.210.999
ene11	896	890	26 866	37	994.793	21.000.000
feb11	890	884	26 686	37	988.227	22.870.000
mar11	884	878	26 506	37	981.661	24.820.000
abr11	878	872	26 326	37	975.095	26.850.000
may11	872	866	26 146	37	968.529	28.960.000
jun11	866	860	25 966	37	961.963	31.140.000
jul11	860	854	25 786	37	955.397	33.390.000
ago11	854	848	25 606	37	948.831	35.710.000
sep11	848	842	25 426	37	942.265	38.100.000
oct11	842	836	25 246	37	935.699	40.560.000

**Tabla 7: Análisis de cálculo de ingresos por venta de crudo anual a un precio por barril determinado de crudo.**

VAN Y TIR						
PRECIO POR BARRIL	VENTA	VOLUMEN DE CRUDO	INGRESO	PARTICIPACION	PARTICIPACION	PRECIO
47	0	340.528	16.018.944	100%	100%	16.018.944
47	0	219.935	10.449.025	100%	100%	10.449.025
<b>FLUJO DE CAJA</b>						
Año 0						
Venta de crudo						
Año 1						
Año 2						
<b>RESUMEN</b>						
VARIABLES						
FLUJO DE CAJA						
VAN						
TIR						

**Tabla 8: Cálculo del VAN y TIR para un precio del crudo de 47 bbl para dos años.**

De la tabla 8 observamos que el VAN = 0, significa que recuperamos la inversión con los ingresos futuros, y obtenemos ingresos adicionales por encima de 8 millones, con un TIR de 467%, porcentaje muy alto a la tasa de actualización o tmar (80%), concluimos que el proyecto es económicamente rentable y viable, para un precio del valor de crudo 47 US\$/bbl.

En las siguientes tablas vemos si es factible esta completación con un precio de crudo de 37 US\$/bbl:

0,08%						
PRODUCCION II ARENAL ARENAL III				INGRESOS POR VENTA DE CRUDO		
pos	Comprob	DINARA	BIENESUAL	ANUAL	PRECIO POR BBL	INGRESOS \$/COMI
nov09	900	974	29 400	37	1.007.800	1.007.800
dic09	974	992	29 216	37	1.000.947	2.108.747
ene10	992	992	29 031	37	1.014.444	3.244.844
feb10	992	996	28 846	37	1.039.948	4.478.107
mar10	996	990	28 666	37	1.047.370	5.742.893
abr10	990	944	28 486	37	1.060.948	7.079.399
may10	944	938	28 306	37	1.047.323	8.422.166
jun10	938	932	28 126	37	1.040.755	9.814.911
jul10	932	926	27 946	37	1.034.189	11.249.000
ago10	926	920	27 766	37	1.027.623	12.729.753
sep10	920	914	27 586	37	1.021.057	14.260.912
oct10	914	908	27 406	37	1.014.491	15.850.688
nov10	908	902	27 226	37	1.007.925	17.500.011
dic10	902	896	27 046	37	1.001.359	19.210.999
ene11	896	890	26 866	37	994.793	21.000.000
feb11	890	884	26 686	37	988.227	22.870.000
mar11	884	878	26 506	37	981.661	24.820.000
abr11	878	872	26 326	37	975.095	26.850.000
may11	872	866	26 146	37	968.529	28.960.000
jun11	866	860	25 966	37	961.963	31.140.000
jul11	860	854	25 786	37	955.397	33.390.000
ago11	854	848	25 606	37	948.831	35.710.000
sep11	848	842	25 426	37	942.265	38.100.000
oct11	842	836	25 246	37	935.699	40.560.000

**Tabla 9: Análisis de cálculo de ingresos por venta de crudo anual a un precio por barril determinado de crudo.**



# ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

## CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA



VAN y TIR						
Año	Precio Por Barril (US\$)	Volúmen vendido (Bbl)	Volúmen de crudo (USCB)	Ingreso Venta (US\$)	Participación de Producción (%)	Participación Ope. Priv. (100%) (US\$)
Año 1	37	0	340.629	12.610.658	100%	12.610.657,92
Año 2	37	0	316.936	11.608.642	100%	11.608.642,32
FLUJO DE CAJA						
Año 0						
Año 1						
Año 2						
<b>INGRESOS</b>						
Venta del crudo						
0						
0						
0						
<b>EGRESOS</b>						
VARIABLES						
16.886,42						
17.277,72						
FLUJO						
2.716.768,01						
2.779.876,29						
DEPRECIACION						
51.426,16						
51.426,16						
TOTAL DE EGRESOS						
2.788.072,99						
2.848.584,17						
UTILIDAD BRUTA (UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS)						
9.828.586,33						
8.841.058,15						
IMPUESTO 15% PARTICIPACION TRABAJADORES						
1.473.807,00						
1.326.188,72						
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS						
8.351.747,53						
7.514.869,43						
25% IMPUESTO A LA RENTA						
2.087.936,88						
1.873.724,06						
UTILIDAD NETA (UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO)						
6.263.810,65						
5.636.174,37						
INVERSION INICIAL						
2.496.519						
FLUJO DE CAJA						
-2.496.519						
6.263.810,65						
5.636.174,37						
TIR						
221%						
VAN						
5.236.149,40						
						TIMAR
						0,9

Tabla 10: Calculo del VAN y TIR para el precio de 37 US\$/bbl para dos años.

VAN = 0, significa que recuperamos la inversión con los ingresos futuros, y obtenemos ingresos adicionales por encima de 8 millones. TIR por encima de 450%, porcentaje muy alto a la tasa de actualización o tmar (80%), concluimos que el proyecto es económicamente rentable y viable.

En las siguientes tablas vemos si es factible esta completación con un precio de crudo de 57bbl:

0,068		PRODUCCION II ARENAL, ARENA III		INGRESOS POR VENTA DEL CRUDO		
prod. Complejo D/V/A	TIENUSUAL	ANUAL	PRECIO POR Bbl	TIENUSUAL	ANUAL	INGRESO \$ ADULT
nov-09	960	974	29.400	57	1.675.800	1.675.800
dic-09	974	988	29.216	57	1.665.242	3.341.042
ene-10	988	992	29.031	57	1.654.751	4.995.794
feb-10	992	996	28.846	57	1.644.326	6.640.120
mar-10	996	990	28.666	57	1.633.967	8.274.089
abr-10	990	944	28.485	57	1.623.673	9.897.761
may-10	944	938	28.306	57	1.613.444	11.511.205
jun-10	938	932	28.128	57	1.603.279	13.114.484
jul-10	932	926	27.951	57	1.593.079	14.707.663
ago-10	926	920	27.774	57	1.582.942	16.290.705
sep-10	920	914	27.599	57	1.572.768	17.863.673
oct-10	914	908	27.426	57	1.562.567	19.427.230
nov-10	908	902	27.253	57	1.552.430	20.980.639
dic-10	902	897	27.081	57	1.542.362	22.523.265
ene-11	897	891	26.910	57	1.532.367	24.055.157
feb-11	891	886	26.741	57	1.522.434	25.576.391
mar-11	886	880	26.572	57	1.512.561	27.087.022
abr-11	880	875	26.405	57	1.502.759	28.587.111
may-11	875	869	26.239	57	1.493.027	30.076.717
jun-11	869	864	26.073	57	1.483.364	31.555.902
jul-11	864	858	25.909	57	1.473.761	33.024.723
ago-11	858	853	25.746	57	1.464.217	34.483.244
sep-11	853	847	25.584	57	1.454.732	35.931.513
oct-11	847	842	25.423	57	1.445.305	37.369.588
						\$ 435.839

Tabla 11: Análisis de cálculo de ingresos por venta de crudo anual a un precio por barril determinado de crudo.

VAN y TIR						
Año	Precio Por Barril (US\$)	Volúmen vendido (Bbl)	Volúmen de crudo (USCB)	Ingreso Venta (US\$)	Participación de Producción (%)	Participación Ope. Priv. (100%) (US\$)
Año 1	57	0	340.629	19.427.230	100%	19.427.230,77
Año 2	57	0	316.936	18.008.368	100%	18.008.367,90
FLUJO DE CAJA						
Año 0						
Año 1						
Año 2						
<b>INGRESOS</b>						
Venta del crudo						
0						
0						
0						
<b>EGRESOS</b>						
VARIABLES						
16.886,42						
17.277,72						
FLUJO						
2.716.768,01						
2.779.876,29						
DEPRECIACION						
51.426,16						
51.426,16						
TOTAL DE EGRESOS						
2.788.072,99						
2.848.584,17						
UTILIDAD BRUTA (UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS)						
16.942.197,13						
15.199.783,73						
IMPUESTO 15% PARTICIPACION TRABAJADORES						
2.496.322,68						
2.272.367,66						
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS						
14.145.833,60						
12.885.916,17						
25% IMPUESTO A LA RENTA						
3.538.458,40						
3.221.464,04						
UTILIDAD NETA (UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTO)						
10.608.375,20						
9.664.392,19						
INVERSION INICIAL						
2.496.519						
FLUJO DE CAJA						
-2.496.519						
10.608.375,20						
9.664.392,13						
TIR						
402%						
VAN						
6.579.471,15						
						TIMAR
						0,9

Tabla 12: Cálculo del VAN y TIR para el precio de 57 bbl para 1 año y 2 años.

VAN = 0, significa que recuperamos la inversión con los ingresos futuros, y obtenemos ingresos adicionales por encima de 8 millones. TIR por encima de 450%, porcentaje muy alto a la tasa de actualización o tmar (80%), concluimos que el proyecto es económicamente rentable y viable.

En la siguiente tabla presenta los resultados finales al hacer el flujo de caja para 1 y 2 años y comprobamos que:

TIMAR		0,8	
INV INICIAL	2.679.826,36		
FLUJO CAJA		12.187.968,04	
AÑO1		11.127.662,91	
AÑO2			
PERIODO	SALDO INVERSIÓN	FLUJO CAJA	RENTABILIDAD EXIGIDA
1	2.496.519,16	12.187.968,04	1.997.215,33
2	(7.094.233,55)	11.127.662,91	(6.156.386,84)
SE RECUPERA LA INVERSION EN EL AÑO 1			

Tabla 13: Flujo de caja para 1 año y 2 años.

En menos de un año recuperamos nuestra inversión, con la producción y precios proyectados. Esto hace que sea muy atractivo para los potenciales inversionistas, al recuperar rápidamente su dinero.

### Conclusiones:

- Una completación dual nos permite producir de dos zonas simultáneas e independientes, evitando el flujo cruzado y la mezcla de fluidos producidos, incrementando las reservas sin aumentar el número de pozos
- En la completación con bomba encapsulada la operación se realiza en 4 etapas:
  - Bajada y asentada de la empacadura permanente, con un cable eléctrico.
  - Bajada de la completación de prueba.
  - Bajada de la bomba encapsulada.
  - Bajada de la bomba colgada del y-tool.
- Se produce una rápida recuperación de las reservas debido a la producción de otra zona productiva, lo que significa un tiempo de la recuperación de la inversión muy corto.



# ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

## CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA



4. Aún en el escenario pesimista, la utilidad proveniente de la inversión sigue siendo rentable, atractivo en comparación con cualquier otro proyecto, por lo que es viable la inversión.

Petroleum publishing Co, Tulsa Oklahoma, 1980.
5. Para un precio de crudo de 47 US\$/bbl, se tiene un TIR de 467%, siendo la utilidad neta para el año uno de 12'500.000 USD\$ y para el año dos de 11'000.000 USD\$, lo que demuestra que el proyecto es económicamente rentable

### Recomendaciones:

1. Realizar reuniones de seguridad entre todas las compañías involucradas en la armada, bajada y prueba de la completación dual, para discutir los riesgos asociados a la operación y los procedimientos operacionales a ser aplicados.
  2. Utilizar empresas de servicios con experiencia en la operación de completaciones duales, para evitar fallas técnicas en la instalación de los diferentes equipos: riesgo de pescado, demora en la instalación, aumento del tiempo de taladro, lo que incidirá en los costos.
  3. Inspeccionar las bodegas para inventariar y probar los equipos y misceláneos a utilizar en la bajada de la completación dual concéntrica, antes de ser transportadas para su armada y bajada en el pozo, para evitar falta de material, mal estado de cada una de las partes o equivocación en las especificaciones de los accesorios, tuberías y equipos.
  4. Mantener los parámetros de producción de acuerdo al análisis técnico realizado, para evitar una depletación temprana del yacimiento.
- [3] Seminario de Completaciones usadas en pozos del oriente ecuatoriano, Héctor Román, ESPOL, 2009.
  - [4] Completación dual concéntrica pozo Sacha-165D, Análisis de Factibilidad, Gonzalo Echeverría, Juan Chiriboga y Héctor Román, 2004.
  - [5] Seminario de Completaciones, Héctor Román, Quito, 2006.
  - [6] Especificaciones de herramientas y-tool. <http://www.vatools.com/productos.shtml>
  - [7] Bomba Electrosumergible [www.slb.com](http://www.slb.com)
  - [8] Bomba Electrosumergible [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com)

### Bibliografía:

- [1] Apuntes de la materia Completación, Héctor Román, 2009.
- [2] The technology of artificial lift methods, Vol. 2B, Kermit Brown,