



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⁽¹⁾

Christian Javier Molina Sigcho⁽²⁾

Héctor Román Franco⁽³⁾

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

¹ Ingeniero de Petróleos, e-mail: kbetanco@espol.edu.ec

² Ingeniero de Petróleos, e-mail: cmolina@espol.edu.ec

³ 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.

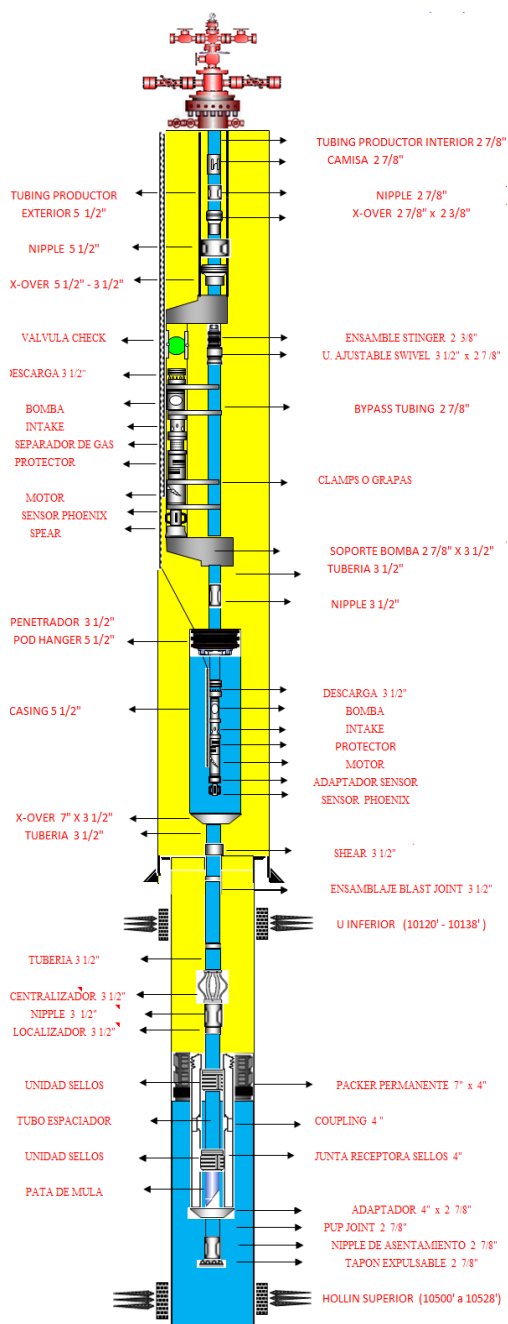


FIG 1: Completación dual concéntrica BES-BES para revestimiento de 9 5/8" con liner de 7" (Karla Betancourt y Christian Molina).

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			
COMPLETACION INFERIOR	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
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 BOXPIRROSCAS	400	2	800
TOTAL COMPLETACION INFERIOR			141992.2
COMPLETACION SUPERIOR	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
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	10000
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
TOTAL COMPLETACION SUPERIOR			119239.8
TOTAL DE LA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA			257148.8

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			
PERSONAL TECNICO PARA ARMAR Y BAJAR COMPLETACION DUAL			
OPERADOR DE COMPLETAMIENTO	1000	8	8000
MOVILIZACION/DESMOVILIZACION EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	6.5	150	825
PERSONAL TECNICO PENETRADORES Y/O PROTECTORES DE CABLE			
OPERADOR CERTIFICADO	1000	5	5000
OPERADOR AUXILIAR	850	5	4250
SERVICIO DE LLAVES HIDRAULICAS			
CORRIDA DUAL BES (PERSONAL Y HERRAMIENTAS DE 4 1/2" Y 2 3/8")	19290	1	19290
TOTAL SERVICIOS			37385
GRAN TOTAL SERVICIOS MAS COMPLETACION DUAL			294505.8

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			
COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
MOVIMIENTO DE LA TORRE	5000	1	5000
OPERACION DE LA TORRE	218000	1	218000
SUPERVISION Y TRANSPORTE	18300	1	18300
TOTAL COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO			241900
COSTOS OPERACIONE INSTALACION QUIMICOS Y FLUIDO DE CONTROL			
COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL	
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	720000	1	720000
SLICK 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, JET Y TECNICO	19600	1	19600
TOTAL COSTOS OPERACION E INSTALACION			1128210
TOTAL DEL REACONDICIONAMIENTO			1128310

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			
COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
MOVIMIENTO DE LA TORRE	5000	1	5000
OPERACION DE LA TORRE	172000	1	172000
SUPERVISION Y TRANSPORTE	14350	1	14350
TOTAL COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO			191350
COSTOS OPERACIONE INSTALACION QUIMICOS Y FLUIDO DE CONTROL			
COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL	
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	734400	1	734400
SLICK 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
TOTAL COSTOS OPERACION E INSTALACION			1036000
TOTAL DEL REACONDICIONAMIENTO			1036100

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

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

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

GASTOS FLUOS ANUALES			
DESCRIPCION	Valor Unit. (US Costo Anual)	Valor anual (\$) 1	Valor anual (\$) 2
Lubricacion cabezal	230	2	500
Costo de mantenimiento del Sistema	7,5	350590	2829470
TOTAL			88788,01 149808,29
INFLACION PARA AÑO 1	0,033		
INFLACION PARA AÑO 2	0,057		
Año 1	Año 2		
GASTOS VARIABLES	16885,418	17277,722	
GASTOS FLUOS	2716759,01	2738762,29	
GASTOS TOTALES ANUALES	2733644,428	2756040,012	
DEPRECIACION			
Activo	Valor Compra	Vida Contable	Depreciacion 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
DEPRECIACION ANUAL TOTAL	257140,8		51428,16 102859,32

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 ARENA III				INGRESOS POR VENTA DE CRUDO		
pos. Comprob. DIARIA	BIENES/A	ANUAL	PRECIO POR BBL	BIENES/A	ANUAL	INGRESOS \$/COM
nov-09	950	974	29 400	47	1.361.000	1.361.000
dic-09	974	992	29 216	47	1.373.856	2.734.856
ene-10	992	992	29 031	47	1.384.444	4.119.300
feb-10	992	996	28 846	47	1.393.948	5.475.107
mar-10	996	990	28 666	47	1.402.306	6.877.453
abr-10	990	944	28 486	47	1.410.318	8.191.311
may-10	944	938	28 306	47	1.418.324	9.491.695
jun-10	938	932	28 126	47	1.426.202	10.810.898
jul-10	932	936	27 951	47	1.433.974	12.147.271
ago-10	936	920	27 774	47	1.441.390	13.492.769
sep-10	920	914	27 599	47	1.448.714	14.728.942
oct-10	914	908	27 426	340.828	1.455.001	16.018.944
nov-10	908	902	27 255	47	1.461.304	17.296.244
dic-10	902	897	27 081	47	1.467.191	18.576.636
ene-11	897	891	26 910	47	1.472.792	19.837.428
feb-11	891	886	26 741	47	1.478.244	21.089.252
mar-11	886	881	26 572	47	1.483.395	22.332.699
abr-11	881	875	26 405	47	1.488.103	23.568.197
may-11	875	869	26 239	47	1.492.502	24.796.116
jun-11	869	864	26 075	47	1.496.640	26.016.999
jul-11	864	858	25 909	47	1.500.568	27.230.999
ago-11	858	853	25 746	47	1.504.399	28.438.665
sep-11	853	847	25 584	47	1.508.058	29.639.039
oct-11	847	842	25 423	315.936	1.511.584	30.867.949
						26.302.000

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
US\$/BBL	US\$	US\$	US\$	Produccion (%)	Costo (%)	Ptu
Año 1	47	0	340.828	16,1634	100%	
Año 2	47	0	215555	14,64508	100%	
						61728,88
FLUJO DE CAJA						
INGRESOS	Año 0	Año 1	Año 2			
Venta de crudo	2190.483,83	20.303.741,68				
DEPRECIACION	0					
INVERSION INICIAL	2.488.618					
FLUJO DE CAJA	-2.488.618	11.217.982,91	11.217.982,91			
TIR	467%					
VAN	\$7.000.891,96					

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 ARENA III				INGRESOS POR VENTA DE CRUDO		
pos. Comprob. DIARIA	BIENES/A	ANUAL	PRECIO POR BBL	BIENES/A	ANUAL	INGRESOS \$/COM
nov-09	950	974	29 400	37	1.087.800	1.087.800
dic-09	974	992	29 216	37	1.099.947	2.188.747
ene-10	992	992	29 031	37	1.074.107	3.244.854
feb-10	992	996	28 846	37	1.087.370	4.312.224
mar-10	996	990	28 666	37	1.090.946	5.376.399
abr-10	990	944	28 486	37	1.093.962	6.424.862
may-10	944	938	28 306	37	1.047.323	7.472.186
jun-10	938	932	28 126	37	1.040.758	8.512.911
jul-10	932	936	27 951	37	1.034.499	9.547.080
ago-10	936	920	27 774	37	1.027.663	10.574.753
sep-10	920	914	27 599	37	1.021.179	11.598.912
oct-10	914	908	27 426	340.828	1.014.764	12.610.668
nov-10	908	902	27 255	37	1.008.363	13.619.011
dic-10	902	897	27 081	37	1.002.000	14.624.011
ene-11	897	891	26 910	37	995.688	15.616.699
feb-11	891	886	26 741	37	989.415	16.604.115
mar-11	886	881	26 572	37	983.191	17.587.266
abr-11	881	875	26 405	37	976.997	18.567.022
may-11	875	869	26 239	37	970.832	19.543.116
jun-11	869	864	26 075	37	964.716	20.505.831
jul-11	864	858	25 909	37	958.638	21.465.469
ago-11	858	853	25 746	37	952.599	22.412.068
sep-11	853	847	25 584	37	946.599	23.355.868
oct-11	847	842	25 423	315.936	940.634	24.300.500
						26.302.000

Tabla 9: 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 del 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						
INGRESOS						
Año 0			Año 1	Año 2		
Venta del crudo						
Año 0			12.610.657,92	11.608.642,32		
EGRESOS						
VARIABLES						
Año 0			16.886,42	17.277,72		
Año 1			2.716.788,01	2.779.876,29		
Año 2			51.426,16	51.426,16		
DEPRECIACION						
Año 0			2.784.072,99	2.848.584,17		
TOTAL DE EGRESOS						
Año 0			9.625.586,33	8.941.056,15		
Año 1			1.473.807,00	1.326.155,72		
Año 2			6.951.747,53	7.514.069,43		
25% IMPUESTO A LA RENTA						
Año 0			2.087.936,88	1.873.724,86		
Año 1			4.263.916,69	4.626.174,57		
UTILIDAD BRUTA (UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS)						
Año 0			2.496.519	2.496.519		
Año 1			6.263.916,65	5.636.174,57		
INVERSION INICIAL						
Año 0			2.496.519	2.496.519		
FLUJO DE CAJA						
Año 0			-2.496.519	-2.496.519		
Año 1			10.107.151,15	9.664.362,13		
Año 2			10.107.151,15	9.664.362,13		
TIR						
Año 0			40%	40%		
VAN						
Año 0			6.579.471,15	6.579.471,15		
Año 1			10.107.151,15	9.664.362,13		
Año 2			10.107.151,15	9.664.362,13		
TIR						
Año 0			40%	40%		
VAN						
Año 0			6.579.471,15	6.579.471,15		
Año 1			10.107.151,15	9.664.362,13		
Año 2			10.107.151,15	9.664.362,13		

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:

0.069						
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	990	974	29.400	57	1.675.800	1.675.800
dic-09	974	958	29.216	57	1.655.242	1.655.242
ene-10	962	946	29.031	57	1.634.751	1.634.751
feb-10	944	928	28.846	57	1.614.260	1.614.260
mar-10	926	910	28.661	57	1.593.769	1.593.769
abr-10	908	892	28.476	57	1.573.278	1.573.278
may-10	890	874	28.291	57	1.552.787	1.552.787
jun-10	872	856	28.106	57	1.532.296	1.532.296
jul-10	854	838	27.921	57	1.511.805	1.511.805
ago-10	836	820	27.736	57	1.491.314	1.491.314
sep-10	818	802	27.551	57	1.470.823	1.470.823
oct-10	800	784	27.366	57	1.450.332	1.450.332
nov-10	782	766	27.181	57	1.429.841	1.429.841
dic-10	764	748	27.000	57	1.409.350	1.409.350
ene-11	746	730	26.815	57	1.388.859	1.388.859
feb-11	728	712	26.630	57	1.368.368	1.368.368
mar-11	710	694	26.445	57	1.347.877	1.347.877
abr-11	692	676	26.260	57	1.327.386	1.327.386
may-11	674	658	26.075	57	1.306.895	1.306.895
jun-11	656	640	25.890	57	1.286.404	1.286.404
jul-11	638	622	25.705	57	1.265.913	1.265.913
ago-11	620	604	25.520	57	1.245.422	1.245.422
sep-11	602	586	25.335	57	1.224.931	1.224.931
oct-11	584	568	25.150	57	1.204.440	1.204.440
nov-11	566	550	24.965	57	1.183.949	1.183.949
dic-11	548	532	24.780	57	1.163.458	1.163.458
ene-12	530	514	24.595	57	1.142.967	1.142.967
feb-12	512	496	24.410	57	1.122.476	1.122.476
mar-12	494	478	24.225	57	1.101.985	1.101.985
abr-12	476	460	24.040	57	1.081.494	1.081.494
may-12	458	442	23.855	57	1.061.003	1.061.003
jun-12	440	424	23.670	57	1.040.512	1.040.512
jul-12	422	406	23.485	57	1.020.021	1.020.021
ago-12	404	388	23.300	57	1.000.000	1.000.000
sep-12	386	370	23.115	57	979.999	979.999
oct-12	368	352	22.930	57	959.998	959.998
nov-12	350	334	22.745	57	939.997	939.997
dic-12	332	316	22.560	57	919.996	919.996
ene-13	314	298	22.375	57	899.995	899.995
feb-13	296	280	22.190	57	879.994	879.994
mar-13	278	262	22.005	57	859.993	859.993
abr-13	260	244	21.820	57	839.992	839.992
may-13	242	226	21.635	57	819.991	819.991
jun-13	224	208	21.450	57	799.990	799.990
jul-13	206	190	21.265	57	779.989	779.989
ago-13	188	172	21.080	57	759.988	759.988
sep-13	170	154	20.895	57	739.987	739.987
oct-13	152	136	20.710	57	719.986	719.986
nov-13	134	118	20.525	57	699.985	699.985
dic-13	116	100	20.340	57	679.984	679.984
ene-14	98	82	20.155	57	659.983	659.983
feb-14	80	64	19.970	57	639.982	639.982
mar-14	62	46	19.785	57	619.981	619.981
abr-14	44	28	19.600	57	599.980	599.980
may-14	26	10	19.415	57	579.979	579.979
jun-14	8	-8	19.230	57	559.978	559.978
jul-14	-10	-26	19.045	57	539.977	539.977
ago-14	-28	-44	18.860	57	519.976	519.976
sep-14	-46	-62	18.675	57	499.975	499.975
oct-14	-64	-80	18.490	57	479.974	479.974
nov-14	-82	-98	18.305	57	459.973	459.973
dic-14	-100	-116	18.120	57	439.972	439.972
ene-15	-118	-134	17.935	57	419.971	419.971
feb-15	-136	-152	17.750	57	399.970	399.970
mar-15	-154	-170	17.565	57	379.969	379.969
abr-15	-172	-188	17.380	57	359.968	359.968
may-15	-190	-206	17.195	57	339.967	339.967
jun-15	-208	-224	17.010	57	319.966	319.966
jul-15	-226	-242	16.825	57	299.965	299.965
ago-15	-244	-260	16.640	57	279.964	279.964
sep-15	-262	-278	16.455	57	259.963	259.963
oct-15	-280	-296	16.270	57	239.962	239.962
nov-15	-298	-314	16.085	57	219.961	219.961
dic-15	-316	-332	15.900	57	199.960	199.960
ene-16	-334	-350	15.715	57	179.959	179.959
feb-16	-352	-368	15.530	57	159.958	159.958
mar-16	-370	-386	15.345	57	139.957	139.957
abr-16	-388	-404	15.160	57	119.956	119.956
may-16	-406	-422	14.975	57	99.955	99.955
jun-16	-424	-440	14.790	57	79.954	79.954
jul-16	-442	-458	14.605	57	59.953	59.953
ago-16	-460	-476	14.420	57	39.952	39.952
sep-16	-478	-494	14.235	57	19.951	19.951
oct-16	-496	-512	14.050	57	-0.950	-0.950
nov-16	-514	-530	13.865	57	-20.949	-20.949
dic-16	-532	-548	13.680	57	-40.948	-40.948
ene-17	-550	-566	13.495	57	-60.947	-60.947
feb-17	-568	-584	13.310	57	-80.946	-80.946
mar-17	-586	-602	13.125	57	-100.945	-100.945
abr-17	-604	-620	12.940	57	-120.944	-120.944
may-17	-622	-638	12.755	57	-140.943	-140.943
jun-17	-640	-656	12.570	57	-160.942	-160.942
jul-17	-658	-674	12.385	57	-180.941	-180.941
ago-17	-676	-692	12.200	57	-200.940	-200.940
sep-17	-694	-710	12.015	57	-220.939	-220.939
oct-17	-712	-728	11.830	57	-240.938	-240.938
nov-17	-730	-746	11.645	57	-260.937	-260.937
dic-17	-748	-764	11.460	57	-280.936	-280.936
ene-18	-766	-782	11.275	57	-300.935	-300.935
feb-18	-784	-800	11.090	57	-320.934	-320.934
mar-18	-802	-818	10.905	57	-340.933	-340.933
abr-18	-820	-836	10.720	57	-360.932	-360.932
may-18	-838	-854	10.535	57	-380.931	-380.931
jun-18	-856	-872	10.350	57	-400.930	-400.930
jul-18	-874	-890	10.165	57	-420.929	-420.929
ago-18	-892	-908	9.980	57	-440.928	-440.928
sep-18	-910	-926	9.795	57	-460.927	-460.927
oct-18	-928	-944	9.610	57	-480.926	-480.926
nov-18	-946	-962	9.425	57	-500.925	-500.925
dic-18	-964	-980	9.240	57	-520.924	-520.924
ene-19	-982	-998	9.055	57	-540.923	-540.923
feb-19	-1000	-1016	8.870	57	-560.922	-560.922
mar-19	-1018	-1034	8.685	57	-580.921	-580.921
abr-19	-1036	-1052	8.500	57	-600.920	-600.920
may-19	-1054	-1070	8.315	57	-620.919	-620.919
jun-19	-1072	-1088	8.130	57	-640.918	-640.918
jul-19	-1090	-1106	7.945	57	-660.917	-660.917
ago-19	-1108	-1124	7.760	57	-680.916	-680.916
sep-19	-1126	-1142	7.575	57	-700.915	



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
 - [8] Bomba Electrosumergible www.bakerhughes.com

Bibliografía:

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