



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“COMPLETACION DUAL PARA CASING DE 7” EN LA CUENCA
ORIENTE”

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Silvana Paulina Bejarano Sémper.

Jessica Paola Lema Pilco.

GUAYAQUIL – ECUADOR

2009

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por dirigir mi camino hasta la culminación de este trabajo.

A mi familia por todo el apoyo en el transcurso de estos años de estudio, a mi padre, madre y hermano sin Uds., no hubiese sido posible.

Al Ing. Héctor Román Director de la Materia de Graduación por toda la ayuda prestada para la realización de este trabajo.

Silvana Bejarano Semper

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por ser partícipe de este logro.

A mis padres, hija y esposo por su apoyo incondicional en el transcurso de este tiempo de estudios.

Al Ing. Héctor Román por su apoyo brindado en la realización de este

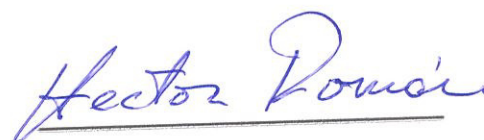
Jessica Lema Pilco.

AÑO 2009

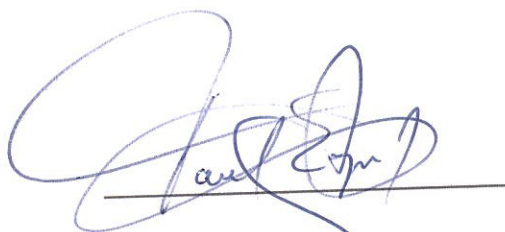
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Gastón Proaño', written over a horizontal line.

Ing. Gastón Proaño
SUB-DECANO DE LA FICT.
PRESIDENTE

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Héctor Román', written over a horizontal line.

Ing. Héctor Román
DIRECTOR DE TESIS

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Daniel Tapia', written over a horizontal line.

Ing. Daniel Tapia
VOCAL.

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido
ESCUELA SUPERIOR
POLITÉCNICA DEL LITORAL”.



Silvana Paulina Bejarano Sémper



Jessica Paola Lema Pilco

RESUMEN

El propósito de este trabajo tiene como finalidad mostrar el diseño de una completación dual concéntrica con bombas eléctricas sumergibles y flujo natural sin mezcla de fluidos con tubería de revestimiento de 7" para el pozo ESPOL JL-SB. La Arena "T" será producida por un sistema electrosumergible, por las características del fluido y por su nivel de producción. La Arena "Hollín Superior", será producida por flujo natural aprovechando las características del yacimiento y mecanismo de empuje.

Teniendo como principal objetivo diseñar una completación, considerando los aspectos de producción del yacimiento, el revestimiento del hoyo, la disposición del equipo de producción y el número de zonas productoras; en donde se pueda disminuir los problemas operacionales que se presentan usualmente.

Se empieza explicando las bases teóricas que se usaron para hallar las soluciones de los modelos, para luego introducirnos a la forma en que se construyen, se valida la información y se analizan los resultados.

Luego de encontrar los resultados se llega a determinar los puntos sensibles a mejora en las redes, y se aconseja implementar algunos cambios que incrementarán la capacidad de transporte de las redes y permitirán mantener los horizontes de producción esperados sin provocar restricciones de flujo en ninguno de los casos.

En el último capítulo se realiza un análisis detallado de costos de la herramienta de subsuelo, equipo de superficie, costos de reacondicionamiento, operación e instalación, etc. Estos valores nos permitirán obtener la relación costo beneficio, TIR, VAN de nuestro proyecto, el cual nos permitirá concluir que es rentable.

INDICE GENERAL

CAPITULO I INFORMACION TECNICA Y DATOS DEL CAMPO

1.1 Geología de la Cuenca Oriente.	2
1.1.1 Marco Geológico Regional.	3
1.1.1.1 Marco Paleogeográfico.-	4
1.1.1.2 Marco Paleogeográfico.-	4
1.1.1.3 Marco Paleotectónico.-	4
1.1.2 Geología Local	5
1.1.2.1 Nivel inferior:	5
1.1.2.2 Nivel intermedio:	5
1.1.2.3 Nivel superior:	5
1.1.3 Estratigrafía	5
1.2 Mecanismo de Empuje	11
1.2.1 Tipos de Mecanismos de Empuje	12
1.2.1.1 Por gas en solución	12
1.2.1.2 Por empuje de agua	14

1.2.1.3	<i>Por capa de gas</i>	16
	1.2.1.4 <i>Por Segregación Gravitacional</i>	17
	1.2.1.5 <i>Empuje Por Compactación</i>	20
1.3	Características de los Fluidos.	21
	1.3.1 <i>Viscosidad</i>	22
	1.3.2 <i>Solubilidad</i>	22
	1.3.3 <i>Ebullición</i>	23
1.4	Métodos de producción	23
	1.4.1 <i>Levantamiento Artificial Electrosumergible}</i>	23

CAPITULO II ACCESORIOS Y EQUIPOS PARA UNA COMPLETACION

DUAL CONCENTRICA ELECTROSUMERGIBLE

2.1 Completación Dual Concéntrica

2.1.1 Tipos de ensamblajes

2.1.1.1 *Completaciones duales con doble tubería de producción.* 27

2.1.1.2 *Completaciones concéntricas anular-tubería de producción.* 27

2.1.2 Selección del equipo de completación	29
2.2 Tuberías	30
2.3 Accesorios y Herramientas usadas en una completación dual	
2.3.1 Tubos cortos (Pup-Joints)	31
2.3.2 Punzon (STINGER)	32
2.3.3 Reductores	32
2.3.4 Empacaduras (PACKERS)	32
2.3.5 Válvula check	34
2.3.6 Herramienta Y (Y-Tool)	35
2.3.7 Telescopic Swivel	36
2.3.8 Tubería Swivel (Tubing Swivel)	37
2.3.9 PBR Sealbore	37
2.3.10 Bloque de soporte	37
2.3.11 Niples	38
2.3.12 Niples NO-GO	38
2.3.13 Colgador	39

2.3.14.1 Tipos de grapas	40
2.3.14.1. <i>Universal By-Pass Clamps</i>	40
2.3.14.2 <i>Cannon Clamps</i>	40
2.3.15 Sistema By-Pass	40
2.3.16 Camisa (Sliding Sleeve)	41
2.4 Equipo Electro-Sumergible	41
2.4.1 <i>Equipos de subsuelo</i>	42
2.4.1.1 <i>Bomba centrifuga sumergible</i>	42
2.4.1.2 <i>Entrada (INTAKE)</i>	43
2.4.1.3 <i>Separadores de gas</i>	44
2.4.1.4 <i>Protector</i>	45
2.4.1.4.1 <i>Tipos de protectores</i>	45
2.4.1.4.1.1 <i>Convencional</i>	45
2.4.1.4.1.2 <i>Tres cámaras aislantes:</i>	45
2.4.1.5 <i>Sensor de presión</i>	46
2.4.1.6 <i>Cable de potencia</i>	46

2.4.1.7 Motor eléctrico	46
2.4.2 Equipo de superficie	47
2.4.2.1 Cabezales de pozo	48
2.4.2.2 Generador de potencia eléctrica	48
2.4.2.3 Transformador reductor (SDT)	48
2.4.2.4 Variador o controlador de frecuencia (VSD)	49
2.4.2.5 Transformador elevador (SUT)	49
2.4.2.6 Caja de conexiones	49
CAPITULO III DISEÑO DE UNA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA PARA CASING DE 7"	
3.1 Diseño y selección del equipo para una completación dual concéntrica bombeo electro sumergible - flujo natural	51
3.1.1 Diseño del bombeo con Flujo Natural	53
3.2 Equipos requeridos para una completación dual concéntrica	54
3.2.1 Cálculos a realizar	56
3.2.2 Descripción por secciones de la completación dual concéntrica	
BES	57

3.3 Procedimiento de bajada de una completación dual concéntrica BES-FN.	61
3.4 Propósito del pozo	64
3.4.1 Ventajas	65
CAPITULO IV ANALISIS ECONOMICO	
4.1 Análisis económico de una completación dual concéntrica.	69
4.2 Valor Actual Neto (VAN)	71
4.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)	72
4.3.1 Costo-beneficio Pozo Espol JL-SB.	74
4.3.2 Inversión, Gastos e Ingresos del Proyecto	74
4.4 Calculo de VAN y TIR	81
CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	

5.1 Conclusiones	84
5.2 Recomendaciones	85
5.3 Bibliografía	86

ABREVIATURAS

Bls:	Barriles
BAPD:	Barriles de agua por día
BFPD:	Barriles de fluido por día
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BP:	Barriles Producidos
TDH:	Cabeza dinámica Total
ΔP :	Caída de Presión
Cp:	Centipoise
US:	Dólares americanos
BES:	Equipo de Bombeo Electrosumergible
H:	Espesor de la formación
β_g :	Factor Volumétrico del Gas
β_o :	Factor Volumétrico del Petróleo
Hz:	Hertz
IP:	Índice de Productividad
CSG:	Tubería de Revestimiento

TBG: Tubería de Producción.

BHA: Ensamblaje de Fondo

Ø: Porosidad

("): Pulgada

('): Pie

BSW: Sedimentos y Agua (Porcentajes)

CAPITULO I

**INFORMACION TECNICA Y DATOS
DEL CAMPO**

CAPITULO 1

En el presente capítulo se describe las características estructurales, estratigráficas de la Cuenca Oriente.

1.1 GEOLOGIA DE LA CUENCA ORIENTE.

La Cuenca Oriental Ecuatoriana representa una de las cuencas Sub-andinas más complejas y más atractivas desde el punto de vista científico y económico. Se encuentra ubicada al Este de la Cordillera de los Andes, entre los 77°45' y 75°15' de Longitud Occidental y 0°15' de Latitud Norte y 4°30' de Latitud Sur.

La Cuenca Oriente está constituida por secuencias sedimentarias y volcánicas que van desde el Paleozoico hasta el Cuaternario, las que descansan sobre un estrato precámbrico. Se prolonga al Norte hacia Colombia, donde es llamada Cuenca Putumayo y al Sur hacia Perú denominada Cuenca Marañón.



Figura. 1.1 Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente en los Andes Centrales y septentrionales (La cuenca Oriente, 1era ed. 2004).

1.1.1 Marco Geológico Regional.

Estratigráficamente, la Cuenca Oriente del Ecuador preserva una columna sedimentaria fanerozóica, la misma que puede subdividirse en varias megasecuencias.

Con diferentes características sedimentológicas, tectónicas y magmáticas que reflejan las distintas etapas evolutivas de la cuenca.

1.1.1.2 Marco Paleogeográfico.-

Durante el Cretácico, la Cuenca Oriental y la casi totalidad del territorio de lo que hoy es el Ecuador estaban cubiertos por el mar. La Zona Sub-Andina y la Cuenca de Iquitos formaban parte de la Cuenca Pericratónica Oriental, limitada al este por el Cratón Brasileño-Guayanés y al oeste por la Cordillera Central o Real.

1.1.1.3 Marco Paleotectónico.-

La historia geológica de la Cuenca Oriente durante el Cretácico, estuvo caracterizada por una débil regresión durante el Cretácico Inferior y una amplia, posiblemente la mayor transgresión ocurrida en los Andes ecuatorianos y en la Cuenca Oriental durante el Cretácico Superior. Predominaba un clima cálido húmedo.

Durante el Aptiano, en un ambiente desde continental (facies fluviales) hasta deltaico y marino de plataforma y aguas someras, se depositaron sedimentos bituminosos terrígenos y arenas silíceas de la Formación Hollín.

1.1.2 Geología Local

Localmente, la secuencia estratigráfica estudiada está constituida por lutitas calcáreas grises de origen marino distribuidas en tres niveles distintos.

1.1.2.1 Nivel inferior:

Lutitas frágiles de color gris con muchos fósiles, esencialmente amonitas y bivalvos. Se observan mineralizaciones de pirita, la cual en algunos casos reemplaza al material orgánico fosilizado por un proceso metasomático.

1.1.2.2 Nivel intermedio:

Lutitas calcáreas duras masivas de color gris negro cuyo rompimiento muestra ondulaciones. Este nivel es escasamente fosilífero.

1.1.2.3 Nivel superior:

Lutitas meteorizadas de color café y se presentan como arcillas y limolitas con oxidaciones de hierro (limonitas). Los fósiles se encuentran alterados como producto de la meteorización, consecuencia de la exposición a los agentes atmosféricos.

1.1.3 Estratigrafía

DESCRIPCION DE LAS FORMACIONES EN LA CUENCA ORIENTE

La sección cretácica de la Cuenca Oriente está constituida por las formaciones Hollín, Ñapo y Tena.

La sección sedimentaria Hollín, Napo, Tena exhibe características bien definidas dentro de un modelo de estratigrafía secuencial.

Dichas formaciones testifican variaciones bruscas de la línea de costa en la plataforma marina-somera de la Cuenca Oriente en el Cretácico, y muestran cambios verticales y laterales de facies a lo largo de la cuenca que interrumpen la imperante sedimentación marina de baja energía.

Varios cuerpos ígneos básicos alcalinos han sido identificados en esta misma sección sedimentaria cretácica

Los procesos de erosión recientes y actuales se reflejan también en la morfología de la zona subandina de la Cuenca Oriente, que se caracteriza por la presencia de terrazas aluviales espectaculares y la formación de grandes deslizamientos.

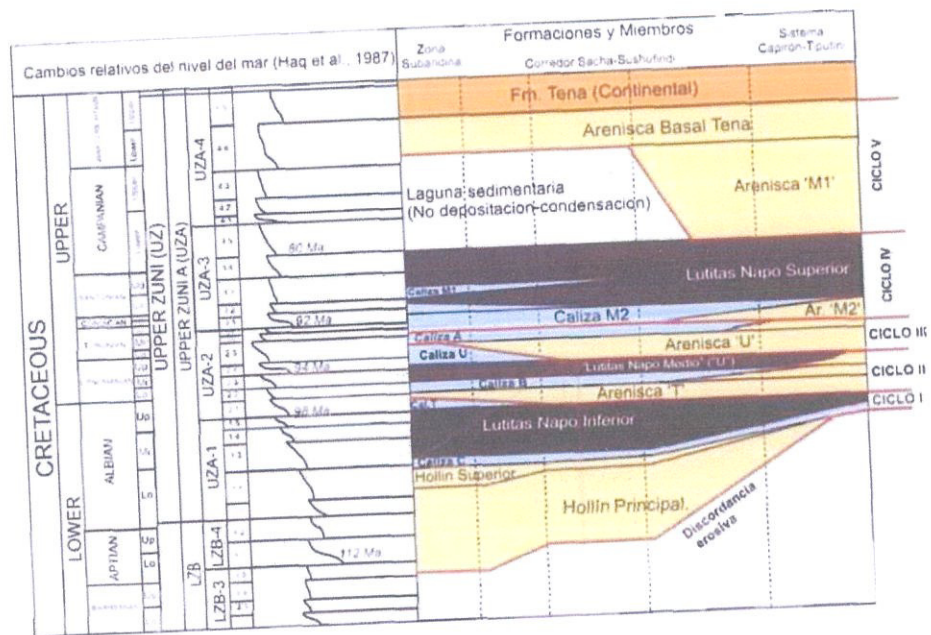


Figura. 1.2 Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente, y sus relaciones con la curva eustática de Haq et al. (1987).

FORMACION	CARACTERISTICAS
1.1.3.1 YACIMIENTO HOLLIN	Es el principal reservorio de petróleo de edad albeano – Cenomaneano y Paleozoico ambiente Transicional Deltaico.
1.1.3.1.1 HOLLIN INFERIOR	Esta constituida fundamentalmente de una arenisca limpia con poca presencia de arcilla, con una porosidad de 8 a 20% tiene unas reservas remanentes promedio de 9'838.105Bls. de petróleo.
1.1.3.1.2 HOLLIN SUPERIOR	Este yacimiento tiene unas reservas remanentes de 9'888.500bls de petróleo. Tiene una porosidad de 6 al 20% está constituida por arenisca cuarzosa de grano fino a grueso

1.1.3.2YACIMIENTO NAPO	Este yacimiento tiene reservas remanentes de 12'882.454Bls de petróleo: Este yacimiento se divide:
1.1.3.2.1ZONA T	Su porosidad está en el orden del 9 al 18%, y está constituida por arenisca cuarzosa glouconítica gris verdosa, grano fino a medio, cemento silicio, a veces calcárea.
1.1.3.2.2ZONA U	Su porosidad está en el orden de 9 a 20%, y está constituida por arenisca cuarzosa, grano fino a grueso con glauconita.

1.1.3.YACIMIENTO BASAL TENA	Su porosidad está en el orden de 9 a 21%, y está constituida por arenisca cuarzosa, grano fino a grueso color café claro, cemento silíceo a veces calcáreo. Tiene unas reservas remanentes de 646.160Bls.
------------------------------------	---

Tabla 1.1: DESCRIPCION DE LAS FORMACIONES DE LA CUENCA ORIENTE, SEPTIEMBRE 2009

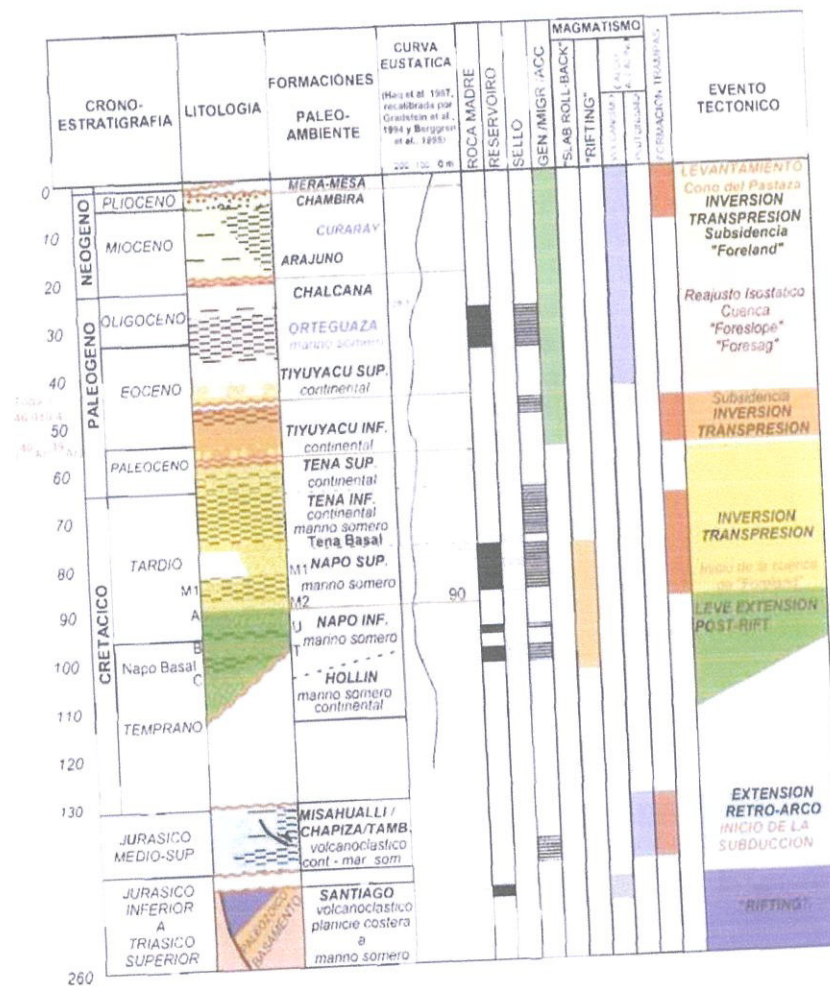


Figura 1.3: COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE LA SECCION PRE CRETACICA DEL POZO SACHA PROFUNDO (MODIFICADO DE BABY Y RIVADENEIRA, 2004).

1.2 Mecanismo de Empuje

La presión inicial del reservorio generalmente es lo suficientemente alta para elevar el petróleo en los pozos de producción a la superficie, pero a medida que se extraen el gas y el petróleo la presión disminuye y el ritmo de producción comienza a descender.

Los principales mecanismos de producción natural son entonces, el empuje de agua, el empuje por gas disuelto y expansión del casquete de gas.

1.2.1 Tipos de Mecanismos de Empuje

Cuando esa energía natural deja de ser suficiente, es necesario recurrir a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo. Hay cinco métodos principales de extracción artificial.

1.2.1.1 Por gas en solución

El Empuje por Gas en Solución es a veces llamado Empuje por Gas Interno, Empuje por Gas Disuelto, Empuje por Depletación, Empuje Volumétrico o Empuje por Expansión de Fluidos.

El reservorio tiene una capa de gas inicial localizada por encima del petróleo, por debajo de una trampa, la presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja.

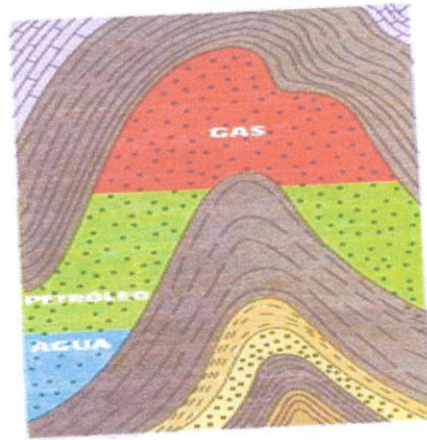


Figura 1.4: FIGURA DE UN YACIMIENTO POR EMPUJE DE GAS EN SOLUCIÓN, Septiembre 2009

La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en-sitio.

Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen:

- Alta gravedad API del crudo
- Baja viscosidad
- Alto GOR de solución y homogeneidad de la formación.
- Gran diferencia entre las densidades del petróleo y el gas

CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
<i>Presión del Reservorio</i>	Declina rápida y continuamente
<i>GOR de superficie</i>	Primero es bajo, luego se eleva hasta un máximo y después cae
<i>Producción de agua</i>	Ninguna
<i>Comportamiento del pozo</i>	Requiere bombeo desde etapa inicial
<i>Recuperación esperada</i>	5 al 30 % del OOIP

TABLA 1.2: RESERVORIO POR GAS DISUELTO, Septiembre 2009

1.2.1.2 Por empuje de agua

En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo.

El acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjos lo cual no solo ayuda a

mantener la presión sino que también genera un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

La eficiencia de recuperación para yacimientos con mecanismo de empuje de agua está en el rango de 10 a 70 % del petróleo original en-sitio.

CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
Presión del Reservorio	Permanece alta
GOR de superficie	Permanece bajo.
Producción de agua	Inicia muy temprano e incrementa a cantidades apreciables.
Comportamiento del pozo	Fluye hasta que la producción de agua es excesiva.
Recuperación esperada	10 al 70 % del OOIP

TABLA 1.3:RESERVORIOS DE IMPULSION POR AGUA, Septiembre 2009

1.2.1.3 POR CAPA DE GAS

La presión inicial del reservorio es exactamente igual a la presión del punto de burbuja es decir, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente.

A medida que pasa el tiempo, se va extrayendo crudo del yacimiento, esto ocasiona que la presión disminuya poco a poco y el volumen de la capa de gas se va expandiendo permitiendo el aporte de energía necesario para que ocurra el desplazamiento inmisible de petróleo. Esta expansión trae como consecuencia que el nivel del contacto gas-petróleo baja cada vez más. Este descenso del contacto gas-petróleo hace que los pozos ubicados en la parte estructural más alta del yacimiento sean los primeros en producir gas de la capa.

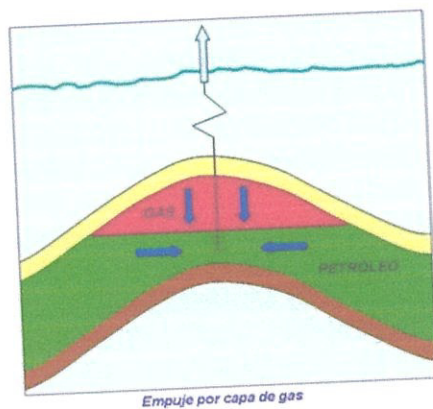


Figura 1.5: Empuje por capa de gas
2009

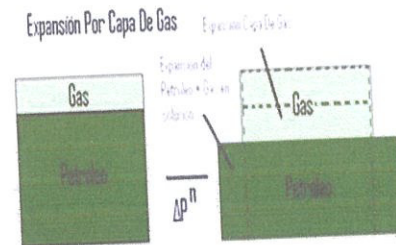


Figura 1.6: Expansión por capa de gas, Septiembre

Las características de reservorio que originan que la expansión de una capa de gas recupere más petróleo son:

- (a) Baja viscosidad del petróleo.
- (b) Alta gravedad API del petróleo
- (c) Alta permeabilidad de la formación
- (d) Alto relieve estructural.
- (e) Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas.

La eficiencia de recuperación del petróleo original esta entre el 20 y 40 por ciento. Por lo general, este tipo de empuje ocurre cuando existe:

1. Baja viscosidad del petróleo.
2. Alta gravedad API del petróleo.

3. Alta permeabilidad de la formación
4. Alto relieve estructural.
5. Caída moderada en la producción y presión del yacimiento .
6. Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas.
7. No hay producción de agua o es relativamente baja.
8. Relación gas-petróleo aumenta rápidamente en pozos altos estructuralmente.
9. Relación gas-petróleo constante durante la primera mitad de la producción, luego aumenta.

1.2.1.4 POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

En un reservorio de empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del reservorio mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio. Aunque algunos de estos reservorios no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe. Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si es que el reservorio tiene un gran buzamiento.

En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este.

A continuación se presentan la principales características presentes en este tipo de empuje:

- Yacimiento fracturado
- Variaciones del GOR con la estructura.
- Petróleo de baja viscosidad (por lo general)
- Rápida declinación de producción
- Alta tasa de recobro

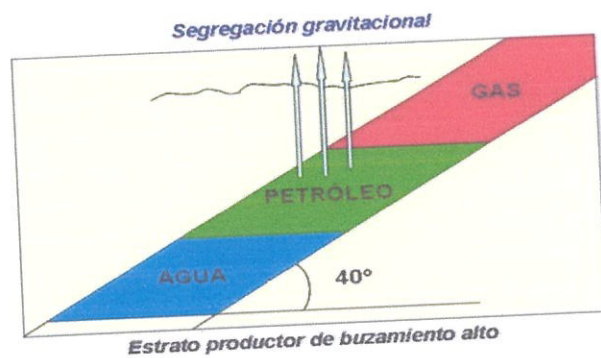


Figura 1.7:Segregación Gravitacional, Septiembre 2009

Este es el mecanismo de empuje primario más eficiente, debido a que su rango de recuperación está entre el 40 y 80 por ciento.

1.2.1.5 EMPUJE POR COMPACTACION

La producción de fluidos de un reservorio, incrementa la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión del poro, lo que origina una reducción del volumen poroso del reservorio y posiblemente cause subsidencia de la superficie.

La recuperación de petróleo mediante el empuje por compactación es significativa sólo si la compresibilidad de la formación es alta. En la mayoría de las cuencas sedimentarias, el gradiente de sobrecarga es aproximadamente de 1 psi por pie de profundidad.. La porción de la sobrecarga sostenida por los granos de la roca es denominada presión de la matriz o del grano. La presión del grano incrementa normalmente con la profundidad a una tasa de aproximadamente 0.54 a 0.56 psi por pie.

Mientras la presión de los fluidos del yacimiento declina, la presión en los sólidos o presión de confinamiento (P_{nc}) se incrementa debido a que el fluido en los poros soporta menor peso de la sobrecarga. El colapso de su espacio poral puede ser una vía eficiente para expulsar los hidrocarburos. El empuje por compactación de la roca es común en yacimientos someros o con sedimentos no consolidados.

1.3 CARACTERISTICA DE LOS FLUIDOS.

El petróleo se clasifica en características basadas en el contenido de parafina, la gravedad y el contenido de azufre:

Por su contenido de parafinas:

- Petróleo de base parafínica: baja cantidad de parafina y alto índice de hidrógeno con relación al carbono.
- Petróleo de base asfáltica: contiene en grandes proporciones asfalto.
- Petróleo de base mixta: conformada de una base parafínica y de una base asfáltica.

Por la gravedad:

- Livianos: Tienen gravedad superior a 30 grados API, presentes en la costa.
- Medianos: Fluctúan entre 22 y 29 grados API, presentes en el oriente.
- Pesados: Poseen entre 10 y 21 grados API.

Por contenido de Azufre: Pueden ser Agrios o Dulces

- Agrios: contienen gran cantidad de azufre (más de 30.000 ppm) y en el campo comercial son considerados de mala calidad, debido a su propiedad corrosiva.
- Dulces: no tienen azufre o presentan menos de 30.000 ppm por lo que son mejor cotizados.

1.3.1 Viscosidad

La viscosidad se define como la resistencia de un líquido a fluir. Esta resistencia es provocada por las fuerzas de atracción entre las moléculas del líquido. El esfuerzo necesario para hacer fluir el líquido (esfuerzo de desplazamiento) estará en función de esta resistencia. Los fluidos con alta viscosidad ofrecen cierta resistencia a fluir, mientras que los poco viscosos lo hacen con facilidad. Los petróleos pesados en general están compuestos por gran cantidad de estos hidrocarburos.

1.3.2 Solubilidad

Es insoluble en agua, sobre la cual sobrenada por su peso específico menor. A esto se debe su peligrosidad cuando se derrama en los puertos, o cuando es necesario combatir incendios en los tanques de almacenaje.

1.3.3 Ebullición

Puede variar de acuerdo a la clase de petróleo que se trate y la concentración de hidrocarburos que posean.

1.4 METODOS DE PRODUCCION

1.4.1 LEVANTAMIENTO ARTIFIAL ELECTROSUMERGIBLE

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (BES) tiene como principio fundamental impulsar el fluido del reservorio hacia la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba. Este método puede utilizarse para producir fluidos de alta viscosidad, crudos con gas y pozos con alta temperatura.

Una unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electrosumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo. Este método es aplicado generalmente cuando se presentan los siguientes casos:

- Alto índice de productividad.
-

- Baja presión de fondo.
- Alta relación agua – petróleo.
- Baja relación gas – líquido.

El BES tiene un rango de capacidades que va desde 200 a 9000 BPD, trabaja a profundidades entre los 12000 y 15000 pies, el rango de eficiencia está entre 18 – 68% y puede ser usado en pozos tanto verticales como desviados o inclinados.

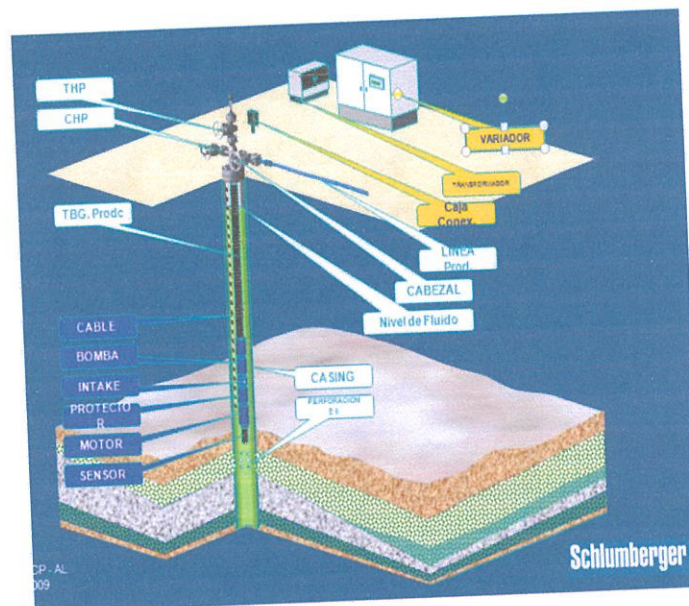


Figura 1.8.: Sistema con Bombeo Electro Sumergible (Presentación Schlumberger)

1.4.2 LEVANTAMIENTO POR FLUJO NATURAL

La tasa de producción de un pozo es producto de un perfecto balance entre la oferta de energía del yacimiento y la demanda de energía del pozo, incluyendo sus facilidades de transporte en la superficie. Para realizar este balance, es necesario cuantificar el consumo de energía en los distintos componentes del sistema de producción. Inicialmente, la energía del yacimiento es, por lo general muy alta y el pozo producirá por flujo natural altos caudales de líquido. No obstante, para explotarlo eficientemente es necesario controlar la tasa de producción de los pozos. Con el tiempo, la energía del yacimiento será insuficiente para levantar los fluidos desde el fondo hasta la superficie y el pozo dejará de producir por flujo natural.

CAPITULO II

ACCESORIOS Y EQUIPOS PARA UNA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA ELECTROSUMERGIBLE

CAPITULO II

ACCESORIOS Y EQUIPOS PARA UNA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA ELECTROSUMERGIBLE

2.1 COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA

Las completaciones múltiples permiten producir de dos zonas productoras al mismo tiempo, sin seleccionar su producción individual, permitiendo el flujo cruzado. En el Ecuador en los últimos cinco años se ha implementado las completaciones duales, las cuales nos permiten producir de dos zonas simultáneamente, individualmente y al mismo tiempo.

2.1.1 Tipos de ensamblajes

Las completaciones duales pueden ser duales con doble tubería de producción o concéntricas:

2.1.1.1 Completaciones duales con doble tubería de producción.

BES-BES: Consta de una bomba electro sumergible para producir de una zona mientras que la otra se produce a flujo natural.

2.1.1.2. Completaciones concéntricas anular-tubería de producción.

Este tipo de diseño de completación dual permite producir de dos zonas al mismo tiempo sin la necesidad de bajar doble sarta de tubería de producción, haciendo uso del anular y de una sola tubería de producción.

Este tipo de completaciones duales tienen un ensamblaje de equipos, herramientas y bombas, con un diseño de tuberías concéntricas las cuales evitan que se produzca la mezcla de fluidos de las dos distintas zonas productoras a diferentes profundidades de las cuales se va a producir.

Los diseños de completación variaran significativamente de acuerdo a las siguientes características del reservorio y de las locaciones:

- ✓ Rata total de producción
- ✓ Presión y profundidad del pozo

- ✓ Propiedades de la formación
- ✓ Propiedades del fluido
- ✓ Locación del pozo
- ✓ Stock existente

Las características principales de las que consta el diseño de una completación dual concéntrica BES (Bombeo electro sumergible) y flujo natural son las siguientes:

El sistema dual concéntrico trabaja mediante una bomba electro-sumergible (BES).

La BES consta con un sistema de separación de flujo.

En la parte inferior la extracción será realizada por levantamiento a flujo natural.

2.1.2 Selección del equipo de completación

Como en todos los componentes de fondo de una completación, la data de los componentes debe incluir descripción completa de dimensiones, perfiles, y conexiones. Este es un requerimiento básico de todos los equipos de fondo, pero tiene significado especial en los diseños de completaciones e

instalaciones ya que en futuro muchas serán las actividades y servicios requeridos a través de la tubería.

Herramientas de completación que se usan en el subsuelo se pueden clasificar en:

- ✓ Tubería
- ✓ Controladoras de flujo (camisa)
- ✓ Sistemas de seguridad
- ✓ Empacaduras (Packers)

2.2 TUBERIAS

Elemento cilíndrico hueco, compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro externo, diámetro interno y el espesor del cuerpo que lo conforma.

Las tuberías de producción (tubing) son tuberías instaladas dentro de la tubería del revestimiento (casing) a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos de un pozo, estas proveen control de pozo, de la producción, y de la estimulación. Estas tuberías son recuperables y reemplazables.

Especificaciones de la Tubería	
Tamaño /Dimensión	Se debe seleccionar el tamaño adecuado para que para que la producción sea transportada hacia las estaciones.
Grado	Diseñe la sarta para prevenir fallas por esfuerzos ténsales, presiones externas e internas y condiciones corrosivas así como también las condiciones del ambiente del pozo.
Ensamblaje	Instale los componentes de la sarta sin daños, para proveer un sello hermético en el sistema.

Tabla 2.1 Especificaciones para tuberías. i-Handbook.exeSchlumberger.

2.3 ACCESORIOS Y HERRAMIENTAS USADAS EN UNA COMPLETACION DUAL

2.3.1 Tubos cortos (Pup-Joints)

Son pequeñas secciones de tubería también llamados Pup-Joints, usadas para lograr un espaciamiento correcto de la sarta de completación entre los reductores y el Y-block para centralizar la tubería de revestimiento (casing). Los tubos cortos (Pup-Joints) vienen disponibles en medidas cortas entre 2" a 20" in.

2.3.2 Punzon (STINGER)

Esta herramienta permite el paso de los fluidos únicamente por la parte interna del stinger mientras que el espacio anular queda sellado. Son herramientas a manera de "agujas" cuyo diseño tiene como objetivo formar un sello hermético en un recipiente de diámetro interno de dimensiones similares al diámetro externo del stinger

2.3.3 Reductores

Estos son pequeños tubos cuya función es muy importante ya que es la de permitir el acople de tuberías de diferentes diámetros porque esto es algo que se presenta muy frecuentemente con todos los componentes tubulares en toda la completación, son también llamados "X-over" o "crossovers".

2.3.4 Empacaduras (PACKERS)

Es un dispositivo que hace obturación entre una sarta de tubería y otra, o entre una sarta y las paredes del pozo. Los tipos de empacaduras de completación varían grandemente y están diseñadas para cubrir condiciones específicas del pozo o del reservorio.

Las Empacaduras sella el espacio tubular del espacio anular. Este sello debe proveer una barrera duradera compatible con los fluidos y gases de yacimiento al igual que los fluidos y gases del casing.

Se utiliza la empacadura para aislar zonas de interés. Tiene cuñas que se abren y agarran del casing, y un elemento de goma que se expande y se aprisiona contra las paredes del casing.

Existen varios tipos de empacaduras de producción. Algunos de los tipos más comunes se especifican a continuación:

- ✓ Empacaduras Recuperables de asentamiento Mecánico
 - ✓ Empacaduras Hidráulicas / Hidrostáticas
 - ✓ Empacaduras permanentes con área interna pulida para sellos
 - ✓ Empacaduras Recuperables con área interna pulida para ellos

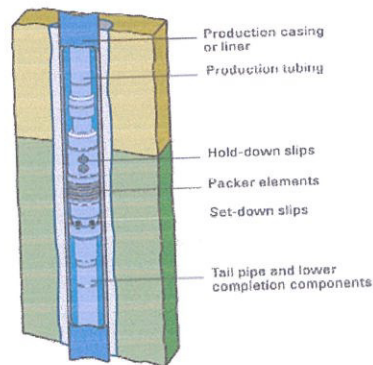


Figura 2.2 Partes constitutivas de una empacadura. i-Handbook.exeSchlumberger, Septiembre2009

2.3.5 Válvula check

Este tipo de válvula está diseñada para impedir el flujo inverso en un ducto o tubería. Generalmente son de funcionamiento automático, se mantienen abiertas por la corriente del fluido (presión del fluido), el cierre se produce, por la acción del mecanismo de retención, o por la contrapresión, cuando varía la corriente de flujo.

Su única función es impedir el retorno de un fluido, se accionan rápida y automáticamente al cambio de sentido del fluido.

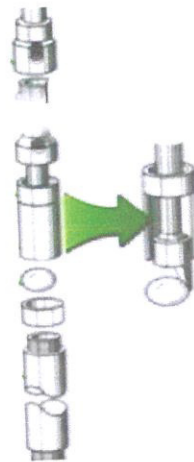


Figura 2.3: Válvula. i-Handbook.exe Schlumberger. Septiembre 2009

2.3.6 Herramienta Y (Y-Tool)

El nombre de esta herramienta está dado por su forma debido a que es parecida a la de una letra Y, esta permite intervenir pozos con Línea de Acero o tubería flexible y también es capaz de ayudar a la toma de registros mientras el pozo se encuentra operando.

Las herramientas Y el bypass sirven como vía de paso para las herramientas de registro o los tubos en espiral. En su interior presenta una cavidad en la que se ubicara un stinger, conectado por una tubería por la cual se producirá de la zona inferior. Por el anular que queda entre la tubería y el Y-tool se producirá de la zona productora superior.

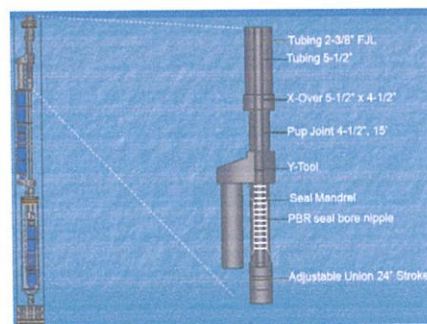


Figura 2.4 Partes que constituyen la Y-Tool. i-Handbook.exe Schlumberger. Septiembre 2009

2.3.7 Telescopic Swivel

Se adjunta a la tubería de producción de bypass al Y-Block a través del PBR Sealbore

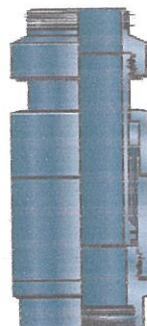


Figura 2.5: Telescopic Swivel. i-Handbook.exe Schlumberger. Septiembre 2009

2.3.8 Tubería Swivel (Tubing Swivel)

La tubería Swivel es diseñada para proveer ajuste rotacional que permite la orientación del tubing entre el colgador y el bloque de soporte.

2.3.9 PBR sealbore

Se adjunta directamente dentro de las herramientas de la bomba Y block y es diseñado para conectar el Telescopic Swivel al Y-Block.

2.3.10 Bloque de soporte

Conecta la tubería de producción de bypass al lado de la bomba electro sumergible (BES) al tail pipe por debajo de la bomba electro sumergible (BES).

Cargas de compresión son transferidas a través del bloque de soporte a la (BES). Esto previene cualquier deformación del bypass al lado de la BES y protege la integridad del Bypass clamps.

2.3.11 Niples

Los niples son utilizados para anclar herramientas de fondo provistas con cuñas de anclaje. Se encuentra directamente debajo del Y-Tool

Tipos básicos de niples de anclaje

- ✓ Niples tipo no-go
- ✓ Niples selectivos.

2.3.12 Niples NO-GO

Estos niples tienen un diámetro interno restringido o un asiento No-Go en la parte inferior o en la superior, la cual localiza la herramienta de fondo que se baja.

Un No-Go sin ningún accesorio de control de flujo, permite la libre comunicación por la tubería de producción, mientras que, cuando se coloca alguno de aquellos accesorios se formará un sello permitiendo o no el flujo de acuerdo a las características de cada uno de ellos.

La función de sellos niples es dar cabida a los tapones para los efectos de cierre de la producción.

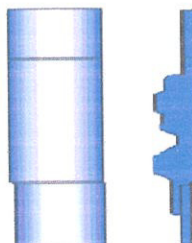


Figura 2.8: Niples NO-GO. i-Handbook.exe Schlumberger. Septiembre 2009

2.3.13 Colgador

Colgadores de casing, tienen un no-go incorporado, y es usado para colgar un colgador anexo a la tubería. El colgador de tubería se asienta en el Niple colgador de casing y aguanta la tubería. Esta capacidad se utiliza cuando sea necesario separar la tubería por encima del colgador de tubería utilizando una herramienta de separación.

2.3.14 Grapas (CLAMPS)

Son piezas de acero inoxidable resistente, las cuales son utilizadas para sujetar las piezas individuales y realizar acoples. Son equipadas en el cuello de las bridas de la bomba, motor y la unidad de sellos. Estas centralizan la BES y el Bypass en el pozo.

2.3.14. Tipos de grapas

2.3.14.1. Universal By-Pass Clamps: Utilizado para sujetar y asegurar las secciones de equipos electro sumergibles (BES).

2.3.14.2 Cannon Clamps: Aseguran y protegen los cables del equipo electrosumergible a la tubería de producción doble.

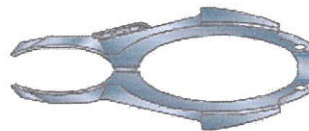


Figura 2.9: Grapa. i-Handbook.exe Schlumberger. Septiembre 2009

2.3.15 Sistema By-Pass

El by-pass tubing está instalado en una parte integral del sistema (BES), este está conectado al y-tool y está por debajo del motor de la bomba.

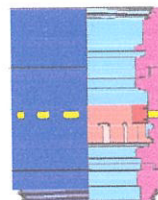


Figura 2.10: Vista frontal e interna de una camisa. i-Handbook.exe Schlumberger. Septiembre 2009

2.3.16 Camisa (SlidingSleeve)

En completaciones para pozos de petróleo y gas, proporcionan un medio de comunicación entre el tubing y el anular, ya sea por una producción selectiva o solo por una circulación del fluido

Está provista de ranuras que pueden abrirse o cerrarse a voluntad con el propósito de establecer comunicación entre el tubing y el anular.

Adaptada para funcionar con NO-GO en la parte superior e inferior de la empacadura.

2.4 EQUIPO ELECTRO SUMERGIBLE

La unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electro-sumergible (BES) se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales. La figura que es mostrada a continuación describe un diagrama esquemático de la bomba electro sumergible (BES).

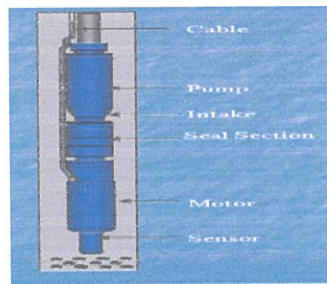


Figura 2.11: Bomba Electro Sumergible. i-Handbook.exe Schlumberger. Septiembre 2009

2.4.1 Equipos de subsuelo

Los equipos de subsuelo se encuentran constituidos por la bomba centrífuga, la entrada (intake) o el separador de gas, la sección de sello o protector, el motor eléctrico, el sensor de presión y el cable eléctrico de potencia trifásico.

2.4.1.1 Bomba centrífuga sumergible

Las bombas centrífugas son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende, del número de etapas y de este número depende la potencia requerida. En una bomba de impulsores flotantes, éstos se mueven axialmente a lo largo de la flecha y pueden descansar en empuje ascendente

o descendente en cojinetes, cuando están en operación. Estos empujes a su vez, los absorbe un cojinete en la sección sellante.

Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

2.4.1.2 Entrada (INTAKE)

La Entrada o "Intake" al dispositivo a través del cual entran los fluidos a la bomba. El intake estándar permite la entrada de fluidos a la bomba, no efectúa ningún proceso de separación de gas.

La entrada de fluidos a la bomba se encuentra ubicada en la parte inferior de la primera bomba.

Existen dos tipos básicos de entradas:

- ✓ Entradas estándar (Intake).
- ✓ Separadores de gas.

2.4.1.3 Separadores de gas

El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación a altos gastos, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

Existen dos tipos de separadores: Convencional, y Centrífugo., donde su operación consiste en invertir el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Su aplicación es recomendable en pozos donde a la profundidad de colocación del aparejo, las cantidades de gas libre no son muy grandes. El separador centrífugo, que trabaja en la siguiente forma: en sus orificios de entrada, recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro.

2.4.1.4 Protector

Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba: está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo.

Está formado por un conjunto de cámaras las cuales pueden ser de laberintos y/o de bolsa (sello positivo) por donde circula un aceite dieléctrico.

2.4.1.4.1 Tipos de protectores

2.4.1.4.1.1 Convencional: Protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha.

2.4.1.4.1.2 Tres cámaras aislantes: Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes.

2.4.1.5 Sensor de presión

El sensor de presión o sensor de fondo permite un mejor control de la operación del equipo BES por medio del monitoreo continuo de parámetros como presión y temperatura y los dispositivos de protección.

Para obtener una mejor descripción más precisa de las condiciones del fondo del pozo. Existe una variedad de paquetes y métodos de instalación disponibles. Se puede medir con sensores de fondo del pozo los parámetros, presión (de succión / descarga), temperatura (del fluido / de los embobinados del motor), corriente de fuga, tasa de flujo, rigidez dieléctrica del aceite del motor y vibración.

2.4.1.6 Cable de potencia

Permite transportar la corriente eléctrica desde superficie a la tensión requerida por el motor

2.4.1.7 Motor eléctrico

Es el elemento encargado de suministrar la potencia necesaria para mover la bomba. Utiliza el principio básico de los motores de inducción magnética.

Los motores usados en este tipo de levantamiento son trifásicos, dipolares de inducción y de tipo rejilla.

Operan a 3500 rpm par aun frecuencia de 60Hz y 2915 rpm para 50Hz.

Se encuentra encerrado en una camisa de acero llena de aceite dieléctrico que asegura una lubricación apropiada y buen intercambio de calor con el fluido del pozo, de allí que sea recomendable colocar el motor por encima de las perforaciones.

Es recomendable que la velocidad mínima de flujo en el anular (Motor-revestidor) sea de aproximadamente de 1 pie/seg.

Los fabricantes presentan una gran disponibilidad de motores con relación al diámetro del revestidor.

2.4.2 Equipo de superficie

Los equipos de superficie están conformados por el cabezal de descarga, el tablero de control, transformador, el variador de frecuencia o el controlador de arranque directo, la caja de unión o venteo.

2.4.2.1 Cabezales de pozo

Son instalaciones usadas para disponer en superficie de un "equipo de control" de pozo.

Cabezales se utilizan para pozos con completación simple o dual con bomba electro sumergible. Permiten la instalación del colgador de la tubería de producción a través de los preventores de surgencia y también efectuar la prueba de todos los sellos.

2.4.2.2 Generador de potencia eléctrica

Equipo que genera la potencia eléctrica necesaria para la operación del equipo de fondo.

2.4.2.3 Transformador reductor (SDT)

Se encarga de reducir el voltaje de la línea de alta tensión al voltaje requerido en la entrada del variador de velocidad.

2.4.2.4 Variador o controlador de frecuencia (VSD)

Es el equipo encargado de controlar la frecuencia de trabajo del motor de la bomba. Su funcionamiento permite operar las bombas a diferentes frecuencias.

2.4.2.5 Transformador elevador (SUT)

Se encarga de incrementar el voltaje que sale del controlador de frecuencia (VSD) al nominal requerido por el motor, para que opere eficientemente.

2.4.2.6 Caja de conexiones

Es una caja que se instala cerca al cabezal del pozo y en la cual se une el cable de potencia que suministra la energía al motor con el equipo de superficie.

CAPITULO III

DISEÑO DE UNA COMPLETACION

DUAL CONCENTRICA PARA

CASING DE 7”

CAPITULO III

DISEÑO DE UNA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA

3.1 DISEÑO Y SELECCIÓN DEL EQUIPO PARA UNA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE - FLUJO NATURAL

La instalación de fondo de una dual concéntrica, permite la producción conjunta de dos zonas, sin interferencia entre ellas y garantiza un monitoreo continuo de cada arena individualmente.

Toda empresa encargada de un campo petrolero, está obligada a tomar en cuenta varios pasos para la realización óptima del diseño de una completación.

Para el diseño de nuestra completación dual con bombeo electro sumergible y flujo natural, se han tomado las siguientes consideraciones:

- ✓ Diseño del equipo superior con BES
-

- ✓ Hacer una revisión y supervisión de los datos básico del pozo, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema. Tales como: Tamaño- peso del tubing y casing, intervalo de las perforaciones, datos PVT, nivel del fluido estático y dinámico, presión estática de fondo, presión intake de la bomba, temperatura de Fondo, tasa de Producción GOR, Sw , $^{\circ}$ API, y Pb. Los cuales se pueden observar en la Tabla.

 - ✓ Determinar la capacidad de producción del pozo a la tasa de producción deseada.
 - ✓ Seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada.
 - ✓ Determinar la descarga de bombeo requerida.
 - ✓ Escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo.
 - ✓ Escoger el tamaño adecuado de la bomba, chequeando las limitaciones de los componentes.
 - ✓ Seleccionar tipo de cable a usar y tamaño correcto.
 - ✓ Seleccionar cuidadosamente los accesorios y el equipo de cabezal, tubing, transformador.
 - ✓ Seleccionar la velocidad del sistema de bombeo electrosumergible.
-

Hay programas destinados a la selección de los equipos de bombeo y a simular el comportamiento de fluidos del pozo hacia superficie, asegurando el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación.

3.1.1 Diseño del bombeo con Flujo Natural

Cuando la presión en un yacimiento determinado, es suficientemente alta para permitir el empuje de los fluidos hacia el pozo y las estaciones de producción con una tasa de producción económicamente rentable este pozo puede llevar una completación a flujo natural.

Se debe tomar en cuenta factores específicos del yacimiento obtenidos en el campo tales como: T_f , P_{wf} , P_{ws} , S_w , S_o , S_g , B_o , B_g , R_s , P_{yac} , ϕ , K , μ .

Una vez realizados los estudios y obtenido los datos del pozo a ser completado en las pruebas realizadas en una celda PVT o en el campo, mostrados en la tabla 3.1 se procede a escoger los equipos y herramientas con los que se armará el diseño respectivo de nuestra completación dual concéntrica BES-FN.

CAMPO	ESPOL	
POZO	ESPOL JS	
COMPLETACI	BES-FEN CSG 7"	
DATOS DEL REVESTIMIENTO		
CASING	7"	
DIAMETRO INTERNO (IN)	6.366"	
DIAMETRO EXTERNO (IN)	7"	
PESO (LBS/FT)	23	
TOPE (FT)	0	
FONDO (FT)	10200	
ZONAS DE INTERES		
	ARENA 1	ARENA 2
	ARENAT INFERIOR	ARENA HOLLIN INFERIOR
INTERVALO	9626' - 9668'	10110' - 10125'
Pws (PSI)	1635	3199
Pwf (PSI)	1453	1390
Pb (PGI)	750	890
BFPD	900	900
BSW	4.4%	16%
IP	4.94	0.49
API	23.6	22
Pcab (PSI)	150	150
BPPD	860	756
BAPD	40	144

Tabla 3.1: Datos del pozo a ser completado. Realizado por Jessica Lema / Silvana Bejarano.
Septiembre 2009

3.2 EQUIPOS REQUERIDOS PARA UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA

En este subcapítulo se describen el equipo y partes utilizados en la completación dual concéntrica, dimensiones y profundidades del mismo, tomando en cuenta los requerimientos del pozo a producir.

Mencionando en primer lugar de forma breve el equipo y herramientas utilizados en la completación, posteriormente se presenta el diseño de la completación por secciones:

- MESA ROTARIA
 - COLGADOR
 - TUBOS CORTOS
 - TUBERIA DE PRODUCCION
 - ADAPTADOR
 - ESPACIADOR / LOCALIZADOR COMBINADO
 - UNIDAD DE SELLOS
 - CASCO DE MULA
 - Y-TOOL
 - SWIVEL TELESCOPICO
 - VALVULA (CHECK VALVE)
 - DESCARGA DE LA BOMBA
 - EQUIPO BES SUPERIOR
 - SEPARADOR DE GAS
 - SELLO PROTECTOR
 - MOTOR SUPERIOR
 - SENSOR DE FONDO
 - PRONG
 - SECCION PULIDA
 - SWIVEL
 - TUBO CORTO COMBINADO
 - TUBERIA DE BY-PASS
-

- BLOQUE DE SOPORTE
- EMPACADURA SUPERIOR
- EMPACADURA INFERIOR
- NOGO NIPLE
- TAPON EXPULSABLE (POP)
- PENETRADORES PARA COLGADOR
- PROTECTORES DE CABLE SENCILLO PARA EL CABLE

3.2.1 Cálculos a realizar

$$P_{wf} = 453 \text{ psi}$$

$$N.D = \frac{P_{wf}}{G}$$

$$N.D = \frac{1453}{9433}$$

$$N.D = 3356 \text{ psi}$$

$$\text{Nivel Medio de los Punzados} = 9926'$$

$$\text{Nivel Medio de los Punzados} = 9926' + \frac{(9966' - 9926')}{2}$$

$$\text{Nivel Medio de los Punzados} = 9946'$$

$$\text{Nivel sobre la Bomba} = 9946' - 3356'$$

$$\text{Nivel sobre la Bomba} = 6590' \approx 6600' \pm 200' \text{ sobre la bomba}$$

$$\text{Nivel sobre la Bomba} = 6600' + 300' = 6900'$$

3.2.2 Descripción por secciones de la completación dual concéntrica BES

Se realizará una descripción detallada del ensamblaje de fondo partiendo del análisis técnico, especificaciones, cálculo de áreas efectivas para tuberías y accesorios. Criterios de diseño del equipo electrosumergible para la zona superior y para flujo natural de la zona inferior. Se establece un procedimiento para la bajada de la completación por etapas (Armada, bajada y prueba).

Se muestra en secciones el equipo y herramientas, con su respectivo, diámetro interno y externo, longitud y profundidad del equipo y herramientas:

Primera Sección Interna Corta Superior

TUBERIA CONCENTRICA 2 3/8 (SARTA CORTA)					
DESCRIPCION	RESPONSABLE	CANT.	LONG. FT	TOPE(Ft)	BASE(Ft)
Elevacion de la mesa rotaria a la seccion superior	ESPOL				30
COLGADOR 11" 5000 PSI, X 2 7/8", 6.5 LB/BL	ESPOL	1	0.75	30	30.75
ADAPTADOR 2 7/8" EUE PIN X 2 3/8" EUE PIN	ESPOL	1	0.73	30.75	31.48
Tubo Corto 2 3/8" , 4.7 #N-80, Pin x Pin, (Espaciamento)	ESPOL	1	6	31.48	36.75
Tubería de Producción 2 3/8", 4.7 # N-80, EE Pin x Pin	ESPOL	218	6823.4	36.75	6860.15
Camisa de Circulación 2 3/8", 4.7 #, N-80 EUE BOX X PIN 1,87" PERFIL X	ESPOL	1	3.75	6860.15	6863.9
Tubería de Producción 2 3/8", 4.7 # N-80, EE Pin x Pin	ESPOL	1	31.3	6863.9	6891.45
NO-GO NIPLÉ 2 3/8" PERFIL R	ESPOL	1	0.92	6891.45	6892.37
Tubo Corto 2 3/8" , 4.7 #N-80, Pin x Pin, (Espaciamento)	ESPOL	1	6	6892.37	6898.37
Espaciador / Localizador Combinado	ESPOL	1	0.75	6898.37	6893.12
Unidad de Sellos 2.375", O.D (03 Sellos)	ESPOL	3	3	6893.12	6896.12
Casco de Mula 2 11/16" UNS BOX	ESPOL	1	0.41	6896.12	6896.53

Tabla 3.2: Primera Sección Interna Corta Superior de la completación dual concéntrica BES-FN.
Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009.

Primera Sección Externa Larga Superior

TUBERIA EXTERNA 4 1/2" (SARTA LARGA SUPERIOR)					
DESCRIPCION	RESPONSABLE	CANT.	LONG. FT	TOPE(Ft)	BASE(Ft)
Elevacion de la mesa rotaria a la seccion superior	ESPOL				30
COLGADOR 11" 5000 PSI, X 4 1/2", 4.7 LB/BL	ESPOL	1	0.83	30	30.83
Tuberia de Produccion 4 1/2 17# N-80	ESPOL	161	6762	30.83	6792.83
Tubo Corto 4 1/2" , 12,60 #N-80, Pin x Pin, (Espaciamiento)	ESPOL	5	20	6792.83	6892.83
Y-TOOL 4 1/2" , # 11, N-80	ESPOL	1	1.5	6892.83	6894.33

Tabla 3.3: Primera Sección Externa Larga Superior de la completación dual concéntrica BES-FN.
Realizado por Je Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

Segunda Sección Bomba Electro sumergible Sarta Corta Inferior:

BES SUPERIOR (SARTA CORTA)					
DESCRIPCION	RESPONSABLE	CANT.	LONG. FT	TOPE(Ft)	BASE(Ft)
Tubo Corto 2 3/8" 4,7 # N-80 EUE Box x Pin	ESPOL	1	6	6896.53	6902.53
Junta Telescopica con swivel 2 3/8 EUE MOD Pin	ESPOL	1	5.29	6902.53	6907.82
Valvula un solo Sentido 2 3/8 EUE Box - Pin	ESPOL	1	1.78	6907.82	6909.6
Adaptador	ESPOL	1	0.96	6909.6	6910.56
Cabeza de Descarga de 338	ESPOL	1	0.89	6910.56	6911.45
Sub descarga Presión 338	ESPOL	1	0.88	6911.45	6912.33
Pump 338 254 Etapas	ESPOL	2	30	6912.33	6942.33
Intake: 338	ESPOL	1	1.68	6942.33	6944.01
Protector Superior sello 338	ESPOL	1	12.6	6944.01	6956.61
Protector Inferior sello 338	ESPOL	1	12.9	6956.61	6969.51
Motor Serie 375	ESPOL	1	34.56	6969.51	7004.07
Adapter Typo: Motor&Sensor	ESPOL	1	3	7004.07	7007.07
Sensor de fondo: Phoenix	ESPOL	1	1.93	7007.07	7009
Prong 2 3/8" EUE PIN x 2 1/2" ACME	ESPOL	1	2.68	7009	7011.68

Tabla 3.4: Componentes de la Bomba Electro Sumergible para la completación dual concéntrica BES-FN. Realizado por Jessica Lema / Silvana Bejarano. Septiembre 2009.

Tercera Sección Larga Inferior:

TUBERIA BY - PASS 2 3/8 (SARTA LARGA INFERIOR)					
DESCRIPCION	RESPONSABLE	CANT.	LONG. FT	TOPE(Ft)	BASE(Ft)
Union Ajustable pupjoint 2 7/8 x 2 3/8	ESPOL	1	5.9	6894.33	6900.23
Junta receptora de sellos	ESPOL	1	6	6900.23	6906.23
Tubería del By - Pass 2 3/8	ESPOL	1	90	6906.23	6996.23
X - over By - Pass tubing 2 3/8 6.4 Lb/Ft x 2 3/8	ESPOL	1	3.5	6996.23	6999.73
Tubo Corto combinado 2 3/8 4.7 Lb/Ft N-80	ESPOL	1	12	6999.73	7011.73
PUMP SUPPORT SUB, 2 3/8 X 2 3/8	ESPOL	1	0.97	6999.73	7000.7
Tubo Corto combinado 2 3/8 6.5 Lb/Ft N-80	ESPOL	1	5	7000.7	7005.7
Tubería Produccion 2 3/8 6.5# N-80	ESPOL	63	1965.6	7005.7	8971.3
Tubo Corto combinado 2 3/8 4.7 Lb/Ft N-80	ESPOL	6	36	8971.3	9007.3
Tubería Produccion 2 3/8 6.5# N-80	ESPOL	30	939	9007.3	9946.3
camisa de circulacion de 2 3/8 6.5#	ESPOL	1	3.99	9946.3	9950.29
Tubo corto 2 3/8 N-80 4.7#	ESPOL	2	10	9950.29	9960.29
X - Over 2 3/8" X 3 1/2"	ESPOL	1	1.2	9950.29	9951.49
Tubo Corto 3-1/2" 9.2 Lb/Ft N-80	ESPOL	1	12	9951.49	9963.49
Niple, 275r profile, 3 1/2	ESPOL	1	1.94	9963.49	9965.43
Double Premiun Locator - Seal Assambly 3 1/2	ESPOL	1	0.43	9965.43	9965.86
Premiun Seal unit 3,625 SA	ESPOL	1	3.47	9965.43	9968.9

Tabla 3.5 Tercera Sección Larga Inferior para la completación dual concéntrica BES-FN.
Realizado por Jessica Lema / Silvana Bejarano. Septiembre 2009.

Cuarta Sección Empacadura Permanente:

EMPAQUETADURA PERMANENTE					
DESCRIPCION	RESPONSABLE	CANT.	LONG. FT	TOPE(Ft)	BASE(Ft)
Packer Permanente 7" x 3-1/2" de 9.2 lb/ft	ESPOL	1	6.8	9968.9	9975.7
Tubo corto 3 1/2 N-80 9.21#	ESPOL	1	15	9975.7	9990.7
Adaptador 3 1/2 17# 2 7/8 6.5# N-80	ESPOL	1	1.02	9990.7	9991.72
Tubo Corto 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	ESPOL	1	12	9991.72	10003.72
Niple campana de 2 7/8 8 RQ, N80Q	ESPOL	1	6	10003.72	10009.72
tapon bull plug 2 7/8, 8 RQ, N80Q	ESPOL	1	1	10009.72	10010.72

Tabla 3.6: Cuarta Sección de la Empacadura Permanente para la completación dual concéntrica BES-FN. Realizado por Jessica Lema / Silvana Bejarano. Septiembre 2009

3.3 PROCEDIMIENTO DE BAJADA DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA BES-FN.

En este subcapítulo se describen los criterios que se deben tomar en cuenta para bajar una completación dual.

Antes de realizar la completación debemos conocer el área que disponemos para colocar el equipo BES, tuberías y los otros accesorios y herramientas que nos servirán para armar la Completación Dual Concéntrica BES-FN.

El pozo a ser completado tendrá completación BES – FN para producir de dos zonas, en la cual la zona inferior producirá con Flujo Natural a través de una tubería de 2 3/8" y la Zona Superior producirá con el sistema de

levantamiento artificial de Bombeo Electro Sumergible, cuya producción saldrá a través del espacio anular ente la tubería de producción de 4 1/2", el cual deberá ser debidamente adaptado para recibir la producción de las dos zonas sin mezcla de fluidos.

Para Armar la completación Electrosumergible – flujo natural (BES - FN) en una tubería de revestimiento (Casing) de 7" se debe seguir el siguiente procedimiento operacional:

Armar la empaadura recuperable de 7" x 2 3/8" con tapón expulsable y Niple de asiento, para aislar la zona productora inferior "Hollin Superior" de la superior "T" la cual se deberá bajar con tubería de 2 3/8", y una camisa que llega a la zona inferior en la siguiente secuencia:

- Tapón Expulsable
- Niple de asiento
- Tubo Corto

La empaadura se la desplaza a la profundidad deseada bajado con tubería y asentada hidráulicamente. Se deberá probar la empaadura aplicando una

presión no mayor a 500 psi con un tiempo estimado de 15 minutos, no debe existir una caída de presión de más de 150 PSI, la presión debe estabilizarse, si esta tiene una pendiente de caída constante hay que sacar la completación, buscar el punto de fuga y repararlo.

Se procede a armar la tubería que irá en la primera sección de la completación ya que el tipo de levantamiento es por flujo natural.

Se arma el equipo BES que es la segunda sección de la CompeticiónDual , la cual consta de:

- Prong 2 3/8", 4,7# N80 EUE Pin x 2 1/2" ACME
- Sensor de fondo
- Adaptador
- Motores
- Sello
- Separador de gas
- Bomba multietapa centrífuga (dejar la descarga sin conectar)
- Descarga de la Bomba

Se procede a conectar el Y- tool con la tubería con la junta receptora de sellos y swivel.

- Se instala el Bypass tubing, ajustándolo con grapas (clamps).
-

- Conectar la Y-tool, con la junta receptora de sellos y swivel y tubo corto.
- Posteriormente se conecta la Junta telescópica con swivel, válvula de un solo sentido (Check), adaptador de 2 7/8" x 2 3/8" y descarga de la bomba.
- Realizar el recorrido de telescópico, espaciar y alinear las dos sargas:
- Probar todo el ensamblaje con 500 psi por 5 minutos contra la válvula check del equipo BES y el tapón expulsable de la punta del ensamblaje. Dejar registro de la presión de prueba.
- Continuar bajando el ensamblaje con tubería de producción 4 1/2" 11.6 # N-80 EU. Probar y tomar medidas en los empates del cable de carrete a carrete y al conector del motor. Probar la sarga cada 2000' con 500 psi de presión cada 5 minutos.

3.4 Propósito del pozo

Nuestro pozo a ser desarrollado, productor de petróleo, que permitirá producir de la arenas T inferior y Hollín superior de manera simultanea y separada.

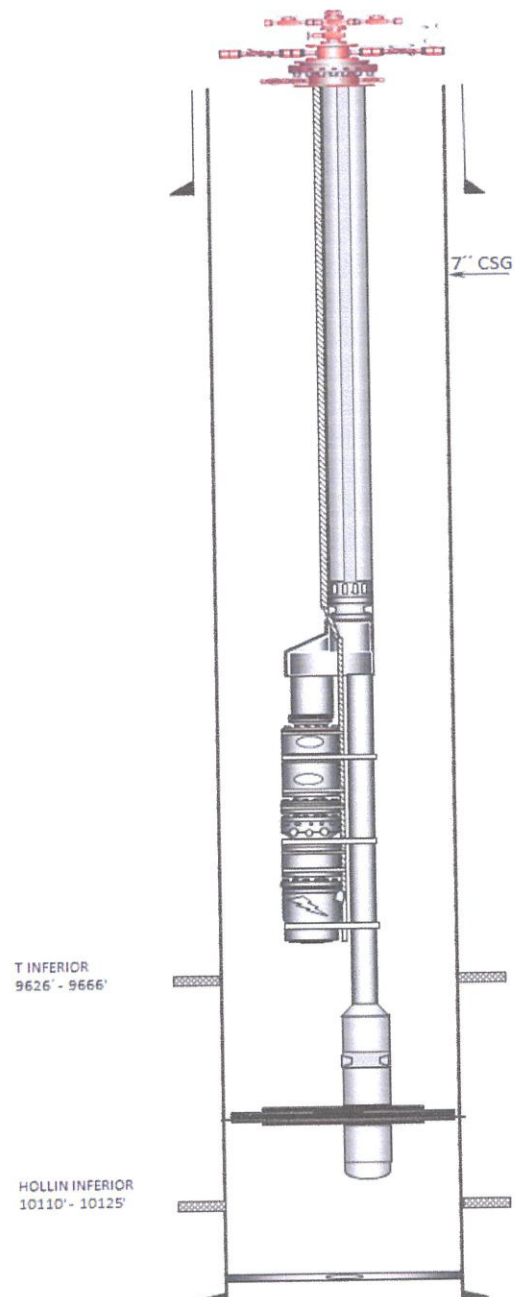
En tal sentido se considera un monitoreo de presiones y temperaturas de fondo, para el caso de la arena T inferior se utilizara el sensor del equipo BES y para el caso de hollin superior que producirá con flujo natural se dispondrá de camisas y niples de asiento para la colocación de sensores, tapones, bajados oportunamente con Slick Line de acuerdo a las necesidades.

De igual manera en cuanto al diseño de superficie, cada una de las sartas de producción dispondrá de contadores de flujo, así como líneas de producción individuales hasta el múltiple de producción, permitiendo desviar cada una de las sartas a una línea de prueba individual para su monitoreo por separado en la estación de flujo final.

3.4.1 Ventajas

- Mayor volumen de producción a través de dos zonas de manera independiente
- Control de producción para cada zona.
- Si el reservorio de FN falla, el otro reservorio con equipo BES puede continuar funcionando.
- La instalación del BES es estándar.
- Este sistema de completado se lo puede utilizar en pozos de baja producción.

COMPLETACION DUAL CONCENTRICA BES-FN



CAPITULO IV
ANALISIS ECONOMICO

CAPITULO IV

ANALISIS ECONOMICO

En este capítulo utilizaremos los conceptos conocidos de indicadores económicos valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR) los cuales nos ayudaran a realizar un análisis económico de relación Costo versus Beneficio para el pozo ESPOL JL-SB, para conocer principalmente la rentabilidad de un proyecto de completación dual concéntrica, y se utilizaran los valores obtenidos del análisis de inversiones, ingresos y egresos que presentara el proyecto, basando el estudio con un flujo de caja proyectado a dos años.

Se evaluará el proyecto para determinar en cuanto tiempo vamos a recuperar la inversión realizada y cuál será el beneficio económico que generara la completación dual concéntrica para nuestro interés.

En el análisis de costos se incluirán detalles de gastos de compra e instalación de los equipos de superficie y subsuelo que constituyen la inversión del proyecto, así como los costos de mantenimiento por el periodo

en que se estima realizar el flujo de caja lo que corresponde a los egresos realizados.

También se realizará una proyección de la producción del pozo, debido a que una vez que se instale la nueva completación se empezara a producir de una nueva arena incrementando así el potencial del pozo, este incremento de producción se constituye en el ingreso del proyecto para el pozo. Mediante el flujo de caja calcularemos el tiempo de recobro de la inversión

4.1 ANALISIS ECONOMICO DE UNA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA.

- El análisis económico se realiza partiendo de una producción de 756 BPPD de la arena T y de 860 BPPD de hollín superior, se realizará una proyección de producción considerando el incremento de potencial del pozo al empezar a producir de una nueva arena estos valores nos ayudaran a obtener el indicador económico del proyecto.
- Se considera una tasa de Inflación 3,33%.
- Se considera la depreciación contable de los equipos por cuanto intervienen los impuestos fiscales.

- Dentro del costo operativo no está incluido el costo operacional del pozo en el evento que se pare la producción por cualquier tipo de trabajo. La estimación del costo operativo es de 7,5 USD/ BBL.
- Se considera una declinación anual de producción de 7,5% anual, es decir del 0,633% mensual, siendo un periodo mensual de 30 días.
- No se considera la devaluación monetaria durante los años de duración del proyecto.
- El pozo entra a WO (WORK OVER) a los 12 meses de producción.
- Se realiza el análisis económico para un costo de barril de \$49 dólares, esta información fue obtenida de la página oficial del Banco Central Del Ecuador http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo sin embargo ya que el precio del barril varia se realiza también el análisis para 70 y 50 dólares el precio por barril.

4.2 Valor Actual Neto (VAN)

Valor actual neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} - I_0$$

VAN: Valor Actual neto, USD \$.

I : Monto de inversión Inicial, USD \$.

Q : Flujo de Caja neto, USD \$.

N : Numero de periodos del flujo de caja, adimensional.

r : Tasa de interés, decimal.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

4.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La **tasa interna de retorno** o **tasa interna de rentabilidad** (TIR) de una inversión, está definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir".

Las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I = 0$$

F_t : es el Flujo de Caja en el periodo t .

N : es el número de periodos.

I : es el valor de la inversión inicial.

Como ya se ha comentado anteriormente, la TIR o tasa de rendimiento interno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

Los gastos de la operación de completación se tabulan para un trabajo de 20 días, dentro de este tiempo se tienen 10 días de evaluación de las arenas.

En este tiempo se realiza el cambio de la actual completación e instalación del nuevo sistema dentro del pozo.

4.3.1 Costo-beneficio Pozo Espol JL-SB.

Para la realizar el análisis Costo-Beneficio primero tabulamos los costos por inversión del nuevo sistema, esto es compra e instalación de los equipos.

4.3.2 Inversión, Gastos e Ingresos del Proyecto.

La implantación de la completación dual concéntrica para un sistema de bombeo electrosumergible requiere de muchas piezas y equipos, su ubicación en el sistema así como de sus precios son detallados a continuación:

DESCRIPCION	CANTIDAD	LONG(Ft)	P. UNITARIO	P. TOTAL
Elevacion de la mesa rotaria a la seccion superior	1	0.75	2022.3 \$	1,022.38
COLGADOR 11" 5000 PSI, X 2 7/8", 6.5 LB/BL	1	0.73	212 \$	212.00
ADAPTADOR 2 7/8" EUE PIN X 2 3/8" EUE PIN	1	6	17.5 \$	17.50
Tubo Corto 2 3/8" , 4.7 #N-80, Pin x Pin, (Espaciamiento)	1	6	17.5 \$	17.50
Tubería de Producción 2 3/8", 4.7 # N-80, EE Pin x Pin	218	6823.4	18.05 \$	3,934.90
Camisa de Circulación 2 3/8", 4.7 #, N-80 EUE BOX X PIN 1,87" PERFIL X	1	3.75	1894 \$	1,894.00
Tubería de Producción 2 3/8", 4.7 # N-80, EE Pin x Pin	1	31.3	18.05 \$	18.05
NO-GO NIPLE 2 3/8" PERFIL R	1	0.92	320 \$	320.00
Tubo Corto 2 3/8" , 4.7 #N-80, Pin x Pin, (Espaciamiento)	1	6	17.5 \$	17.50
Espaciador / Localizador Combinado	1	0.75	159.8 \$	159.80
Unidad de Sellos 2.375", O.D (03 Sellos)	3	3	415.68 \$	1,247.04
Casco de Mula 2 11/16" UNS BOX	1	0.41	5920 \$	5,920.00
			T. TOTAL	\$ 14,763.17

Tabla 4.1: Costo Total de la Tabla 3.2: Primera Sección Interna Corta Superior de la completación dual concéntrica BES-FN. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009.

DESCRIPCION	CANTIDAD	LONG(Ft)	P. UNITARIO	P .TOTAL
Elevacion de la mesa rotaria a la seccion superior	1	0.83	3535 \$	3,535.00
COLGADOR 11" 5000 PSI, X 4 1/2", 4.7 LB/BL	161	6762	35 \$	5,635.00
Tuberia de Produccion 4 1/2 17# N-80	5	20	28 \$	140.00
Tubo Corto 4 1/2" , 12,60 #N-80, Pin x Pin, (Espaciamiento)	1	1.5	11200 \$	11,200.00
Y-TOOL 4 1/2" , # 11, N-80				
			T. TOTAL	\$ 20,510.00

Tabla 4.2: Costo Total de la Primera Sección Externa Larga Superior de la completación dual concéntrica BES-FN. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

DESCRIPCION	CANTIDAD	LONG(Ft)	P. UNITARIO	P .TOTAL
Tubo Corto 2 3/8" 4,7 # N-80 EUE Box x Pin	1	6	17.5 \$	17.50
Junta Telescopica con swivel 2 3/8 EUE MOD Pin	1	5.29	1099.83 \$	1,099.83
Valvula un solo Sentido 2 3/8 EUE Box - Pin	1	1.78	2357 \$	2,357.00
Adaptador	1	0.96	198.35 \$	198.35
Cabeza de Descarga de 338	1	0.89	11500 \$	11,500.00
Sub descarga Presión 338	1	0.88	65909 \$	65,909.00
Pump 338 254 Etapas	2	30	26787 \$	53,574.00
Intake: 338	1	1.68	35067.46 \$	35,067.46
Protector Superior sello 338	1	12.6	3100 \$	3,100.00
Protector Inferior sello 338	1	12.9	3100 \$	3,100.00
Motor Serie 375	1	34.56	65897.64 \$	65,897.64
Adapter Typo: Motor&Sensor	1	3	139.76 \$	139.76
Sensor de fondo: Phoenix	1	1.93	25768.05 \$	25,768.05
Prong 2 3/8" EUE PIN x 2 1/2" ACME	1	2.68	354.02 \$	354.02
			T. TOTAL	\$ 268,082.61

Tabla 4.3: Costo Total de los Componentes de la Bomba Electro Sumergible para la completación dual concéntrica BES-FN. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

DESCRIPCION	CANTIDAD	LONG(Ft)	P. UNITARIO	P. TOTAL
Union Ajustable pupjoint 2 7/8 x 2 3/8	1	5.9	267 \$	267.00
Junta receptora de sellos	1	6	6589.02 \$	39,534.12
Tuberia del By - Pass 2 3/8	1	90	17.5 \$	17.50
X - over By - Pass tubing 2 3/8 6.4 Lb/Ft x 2 3/8	1	3.5	398 \$	398.00
Tubo Corto combinado 2 3/8 4.7 Lb/Ft N-80	1	12	17.5 \$	17.50
PUMP SUPPORT SUB, 2 3/8 X 2 3/8	1	0.97	465.04 \$	465.04
Tubo Corto combinado 2 3/8 6.5 Lb/Ft N-80	1	5	17.5 \$	17.50
Tuberia Produccion 2 3/8 6.5# N-80	63	1965.6	28.9 \$	1,820.70
Tubo Corto combinado 2 3/8 4.7 Lb/Ft N-80	6	36	17.5 \$	105.00
Tuberia Produccion 2 3/8 6.5# N-80	30	939	28.9 \$	867.00
camisa de circulacion de 2 3/8 6.5#	1	3.99	1894 \$	1,894.00
Tubo corto 2 3/8 N-80 4.7#	2	10	17.5 \$	35.00
X - Over 2 3/8" X 3 1/2"	1	1.2	427 \$	427.00
Tubo Corto 3-1/2" 9.2 Lb/Ft N-80	1	12	22 \$	22.00
Niple, 275r profile, 3 1/2	1	1.94	162 \$	162.00
Double Premiun Locator - Seal Assambly 3 1/2	1	0.43	9365.86 \$	9,365.86
Premiun Seal unit 3,625 SA	1	3.47	9429.54 \$	9,429.54
	1	0.43	0 \$	-
	1	3.47	0 \$	-
			T. TOTAL	\$ 64,844.76

Tabla 4.4: Costo Total de la Tercera Sección Larga inferior para la completación dual concéntrica BES-FN. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

DESCRIPCION	CANTIDAD	LONG(Ft)	P. UNITARIO	P. TOTAL
Packer Permanente 7" x 3-1/2" de 9.2 lb/ft	1	6.8	68798.18 \$	68,798.18
Tubo corto 3 1/2 N-80 9.21#	1	15	22 \$	22.00
Adaptador 3 1/2 17# 2 7/8 6.5# N-80	1	1.02	328.97 \$	328.97
Tubo Corto 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	1	12	19.34 \$	19.34
Niple campana de 2 7/8 8 RQ, N80Q	1	6	1003.74 \$	1,003.74
tapon bull plug 2 7/8, 8 RQ, N80Q	1	1	489 \$	489.00
			T. TOTAL	\$ 70,661.23

Tabla 4.5: Costo Total de la Cuarta Sección de la Empacadura Permanente para la completación dual concéntrica BES-FN. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

COSTO BHA	TOTAL	\$ 459,371.77
------------------	--------------	----------------------

En esta sección se realiza un estudio de los costos de las operaciones realizadas para completar el pozo. Los gastos de la operación de completación se tabulan para un trabajo de 20 días, dentro de este tiempo se

tienen 10 días de evaluación de las arenas. En este tiempo se realiza el cambio de la actual completación e instalación del sistema dual concéntrico BES-FN.

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL
CABEZAL DUAL FMC	1	UNIDAD	32500	\$ 32,500.00
CABLE ELECTRICO POTENCIAL CON CAPILAR		PIES		\$ 429.00
CAJA DE VENTEO	1	UNIDAD		\$ 15,890.00
TRANSFORMADOR ELEVADOR MULTI-TAPS	1	UNIDAD		\$ 20,918.00
VARIADOR DE VELOCIDAD VSD	1	UNIDAD		\$ 45,980.00
TRANSFORMADOR REDUCTOR 13.8 KV/ 480 V	1	UNIDAD		\$ 20,950.05
PAQUETE INDICADOR DE SENSOR DE FONDO	1	UNIDAD		\$ 34,700.93
TOTAL				\$171,367.98

Tabla 4.6: Costo total de los accesorios en Superficie. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

COSTO SUBSUELO	\$ 459,371.77
COSTO SUPERFICIE	\$ 171,367.98
TOTAL	\$ 630,739.75

Tabla 4.7: Costo total de los equipos en Superficie y Sub-suelo. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
MOVIMIENTO DE LA TORRE	4500	1	\$ 4,500.00
OPERACIÓN DE LA TORRE	212600	1	\$ 212,600.00
SUPERVISION Y TRANSPORTE	18000	1	\$ 18,000.00
TOTAL COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO			\$ 235,100.00

Tabla 4.8: Costo total de la Torre de Reacondicionamiento. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

COSTOS OPERACIÓN E INSTALACION	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
QUIMICOS Y FLUIDO DE CONTROL	23800	1	\$ 23,800.00
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE		1	\$ 630,739.75
SLICK LINE	1250	1	\$ 1,250.00
UNIDAD DE CABLE ELECTRICO (WIRE LINE)	30700	1	\$ 30,700.00
SUPERVISION E INSTALACION BES	25000	1	\$ 25,000.00
UNIDAD DE BOMBEO	18780	1	\$ 18,780.00
VACCUM	1900	1	\$ 1,900.00
INSTALACION DE PROTECTORES Y QUICK CONECTOR	40000	1	\$ 40,000.00
UNIDAD DE EVALUACION, BOMBA Y TECNICO	18900	1	\$ 18,900.00
TOTAL COSTOS OPERACIÓN E INSTALACION			791069.75

Tabla 4.9: Costo total de la Torre de Operación e Instalación. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

TOTAL DEL REACONDICIONAMIENTO	\$ 1,026,169.75
--------------------------------------	------------------------

GASTOS VARIABLES ANUAL			
DESCRIPCION	Valor unit. (l	Cantidad Anual	Valor anual (USD\$)
Cambio de Bomba U Inferior	2369	2	4738
Imprevistos			2309
Total			7047

Tabla 4.10: Gasto de Variables Anuales. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

GASTOS FIJOS ANUALES			
DESCRIPCION	Valor Unit. (USD)	Cantidad Anual	Valor anual (\$)
Lubricación cabezal	250	2	500
Costo de mantenimiento del Sistema	7.5	189756	1423170
TOTAL			1423670

Tabla 4.11: Gasto Fijos Anuales. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

Los valores de Gastos en el primer y segundo año están multiplicados por los valores de inflación correspondientes. (Estos datos de inflación fueron tomados de la página del Banco Central a la fecha del 1 Septiembre del 2009)

DEPRECIACION					
Activo	Valor Compra (USD\$)	Vida Contable	Depreciación Anual (USD\$)	Años depreciánd	Depreciación Acumulada (USD\$)
Equipo de Superficie	\$ 171,367.98	5	34273.596	2	68547.192
Equipo de fondo	\$ 459,371.77	5	91874.354	2	183748.708
DEPRECIACIÓN ANUAL TOTAL		630739.75		126147.95	252295.9

Tabla 4.12: Depreciación de la completación. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

PERIODOS	PROD. COMP. DUAL	DIARIA	MENSUAL	ANUAL	PRECIO POR BIS.	MENSUAL	ANUAL	INGRESOS ACUM
Nov-09	860	855	25800		47	1212600		1212600
Dec-09	857	852	25710		47	1208370		2420970
Jan-10	854	849	25620		47	1204140		3625110
Feb-10	851	846	25530		47	1199910		4825020
Mar-10	848	843	25440		47	1195680		6020700
Apr-10	845	840	25350		47	1191450		7212150
May-10	842	837	25260		47	1187220		8399370
Jun-10	839	834	25170		47	1182990		9582360
Jul-10	836	831	25080		47	1178760		10761120
Aug-10	833	828	24990		47	1174530		11935650
Sep-10	830	825	24900		47	1170300		13105950
Oct-10	827	822	24810	303660	47	1166070	14272020	14272020
Nov-10	824	819	24720		47	1161840		15433860
Dec-10	821	816	24630		47	1157610		16591470
Jan-11	818	813	24540		47	1153380		17744850
Feb-11	815	810	24450		47	1149150		18894000
Mar-11	812	807	24360		47	1144920		20038920
Apr-11	809	804	24270		47	1140690		21179610
May-11	806	801	24180		47	1136460		22316070
Jun-11	803	798	24090		47	1132230		23448300
Jul-11	800	795	24000		47	1128000		24576300
Aug-11	797	792	23910		47	1123770		25700070
Sep-11	794	789	23820		47	1119540		26819610
Oct-11	791	786	23730	290700	47	1115310	13662900	27934920
							\$ 27,934,920.00	

Tabla 4.13: Ingresos generados con la completación en la arena 2 Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

4.4 Calculo de VAN y TIR

A continuación se muestran las tablas con los valores que nos permiten calcular los indicadores económicos ingresos para la arena productora. Conociendo los valores de inversión, egresos e ingresos del proyecto se desarrolla el flujo de caja del cual se obtienen los indicadores VAN y TIR.

	Precio Por Barril (USDS)	Volumen vendido (Bbl)	Volumen de crudo	Ingreso Venta (USDS)	Participación de Producción (%)	Participación Oper. Priv. (100%) (USDS)
Año 1	47	0	303,660	\$ 14,272,020.00	100%	\$ 14,272,020.00
Año 2	47	0	290,700	\$ 13,662,900.00	100%	\$ 13,662,900.00
						\$ 27,934,920.00

Tabla 4.14: Datos de ingresos por venta del primer y segundo año. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

FLUJO DE CAJA				
	Año 0		Año 1	Año 2
INGRESOS				
Venta del crudo			14,272,020.00	13,662,900.00
			0	0
EGRESOS			0	
VARIABLES			7,279.55	7,448.68
FIJOS			1,470,651.11	1,504,819.19
DEPRECIACION			126,147.95	0.00
TOTAL DE EGRESOS			1,604,078.61	126,147.95
UTILIDAD BRUTA (UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS)			12,667,941.39	13,536,752.05
IMPUESTO 15% PARTICIPACION TRABAJADORES			1,900,191.21	2,030,512.81
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			10,767,750.18	11,506,239.24
25% IMPUESTO A LA RENTA			2,691,937.55	2,876,559.81
UTILIDAD NETA (UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS)			8,075,812.64	8,629,679.43
INVERSION INICIAL	1,026,170			
FLUJO DE CAJA	-1,026,170		8,075,812.64	8,629,679.43
TIR	782%	TMAR	0.9	
VAN	\$ 16,705,492.07			

Tabla 4.15: Flujo de Caja para el primer y segundo año, el TIR y VAN. Realizado por Silvana Bejarano / Jessica Lema. Septiembre 2009

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Una completación dual concéntrica nos permite producir de las dos zonas productoras simultáneas e independientes evitando el flujo cruzado y la mezcla del mismo.
 - Aún en el escenario pesimista, la utilidad proveniente de la inversión sigue siendo rentable, se obtiene una TIR de 782%, indica que el proyecto es rentable, con el VAN 16, 705,492.07 por lo que es viable la inversión.
 - El proyecto es económicamente rentable dado que se recuperara en menos de 1 año, por lo que es viable.
-

- Se tiene un mejor control de los fluidos de las zonas de pago, al producir de dos estratos en forma independiente y simultánea. Con este tipo de Completaciones maximizamos la producción.
- Se concluye que usando este tipo de completaciones nos evitamos el perforar mayor cantidad de pozos para obtener mayor producción.
- Se debe seguir todas las normas de Seguridad durante la operación y los procesos operacionales para el armado de cada una de las herramientas.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se debe realizar una revisión sobre los equipos y materiales a usarse en el trabajo de reacondicionamiento y evitar la falta del mismo ya sea por mal estado de cada una de las partes o equivocación en las especificaciones de los accesorios, tuberías y equipos.
 - Se recomienda probar cada uno de los equipos en superficie para evitar problemas de funcionamiento después de la bajada.
-

- I-Handbook.exe Schlumberger
 - www.oilproduction.net/.../index.php?
 - <http://es.wikipedia.org/wiki>
-