



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DE LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEO

TEMA: Diseño de una Completación Dual Concéntrica
BES–FN con casing de 9 5/8'' en el Oriente Ecuatoriano.

Presentada por:

JOAO CARLOS SOTO ALMEIDA

CARLOS PATRICIO SALAZAR SERRANO

GUAYAQUIL- ECUADOR

Año: 2009

AGRADECIMIENTO

Agradezco principalmente a Dios que me ha ayudado siempre y me dado la inteligencia y fuerzas para seguir estudiando.

Agradezco a mis Padres: Rosa Almeida y Carlos Soto que me han ayudado durante mi carrera y siempre están ahí para ayudarme. Y a mi hermano al cual trato de darle siempre buenos ejemplos con mis estudios y vivencias.

Agradezco a mis amigos que siempre han estado conmigo y a los profesores que me ayudaron a formar valores y me brindaron sus conocimientos a través de sus clases.

Al Ing. Héctor Román que nos ha ayudado con este proyecto suministrando sus ideas, consejos y sugerencias.

Finalmente agradezco a todas las personas que de una u otra manera me han ayudado para lograr terminar mis estudios.

JOAO CARLOS SOTO ALMEIDA

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por su bondadosa ayuda, paciencia y por darme la felicidad de llegar a este tiempo de mi vida. A mis padres Aida Serrano Garzon y Patricio Salazar Mora, por su amor incondicional, desinteresado, por su apoyo sin limites. A mis queridas abuelitas Olimpita Mora y Blanquita Garzon por su suntuoso amor de segunda madre. A mis hermanos por toda su comprensión.

Un especial agradecimiento al ingeniero Hector Roman por su inestimable colaboración en el desarrollo de este proyecto. Gracias ingeniero por crear un ingeniero mas.

CARLOS PATRICIO SALAZAR SERRANO

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Gaston Proaño

SUBDECANO DE LA FICT

PRESIDENTE

Ing. Héctor Román

DIRECTOR DEL PROYECTO

VOCAL

Ing. Daniel Tapia F.

PROFESOR DELEGADO

VOCAL

DECLARACION EXPRESA

**La responsabilidad del contenido de esta tesina
De grado nos corresponden exclusivamente; y el
Patrimonio intelectual de la misma a la “ESCUELA
SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”**

**(Reglamento de graduación de pregrado de la
ESPOL, N° 4256)**

Joao Soto Almeida

Carlos Salazar Serrano

RESUMEN

El propósito de este proyecto es la de realizar una configuración de una completación dual concéntrica, para producir de dos estratos en forma independiente y simultánea, sin mezcla de fluidos. La Arena “U inferior” 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.

En el capítulo I se realiza un resumen de la geología regional de la Cuenca Oriente, para entender la litología y forma estructurales del yacimiento donde realizaremos el trabajo de completación. Además, se cubren los mecanismos de empuje y métodos de producción, parámetros petrofísicos y propiedades generales de los fluidos a manejar.

En el capítulo II se procederá a describir cada uno de los componentes del sistema de completaciones duales. Se realiza una introducción de los factores a considerar para la mejor selección de un tipo de completación, su clasificación y descripción de las herramientas utilizadas en nuestra completación, como son

accesorios, herramientas, tuberías, equipo electrosumergible, empaaduras y equipo de superficie.

En el capítulo III se diseñará una completación dual concéntrica BES-FN para revestimiento de 9 5/8", partiendo de los objetivos generales y específicos, marco legal y justificación del proyecto. 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).

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

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	
RESUMEN.....	
INDICE GENERAL.....	
ABREVIATURAS.....	
SIMBOLOGIA.....	
INTRODUCCIÓN.....	

CAPITULO I

GEOLOGIA REGIONAL.....	1
1. GEOLOGIA GENERAL DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	1
1.2 MECANISMOS DE EMPUJE DE YACIMIENTOS.....	4
1.2.1 EMPUJE POR GAS EN SOLUCION.....	4
1.2.2 EMPUJE HIDRAULICO.....	5
1.2.3 EMPUJE POR CAPA DE GAS.....	6
1.2.4 EMPUJE POR SEGREGACION.....	7
1.2.5 EMPUJE POR COMPACTACION.....	7
1.3 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS.....	8
1.4 METODOS DE PRODUCCION.....	8
1.4.1 BOMBEO MECANICO.....	9

1.4.2 BOMBEO NEUMATICO.....	10
1.4.3 BOMBEO HIDRAULICO.....	12
1.3.4 BOMBEO ELECTRO-SUMERGBLE.....	13

CAPITULO II

DESCRIPSION DE HERRAMENTAS DE SUBSUELO.....15

2.1 CLASIFICACION DE LAS COMPLEATCIONES SEGUN LAS ZONAS A PRODUCIR.....16

2.0.1 COMPLETACIONES SIMPLES.....16

2.0.2 COMPLETACIONES MULTIZONAS.....16

2.2 COMPLETACIONES DUALES O DOBLES.....17

2.3 SISTEMA DE TUBERIAS.....19

2.3.1 TUBERIAS DE SUPERFICIE.....19

2.3.2 TUBERIAS DE SUBSUELO.....20

2.4 ACCESORIOS.....21

. 2.4.1 Y TOOL o HERRAMIENTA "Y".....21

. 2.4.2 BY PASS CLAMPS.....22

. 2.4.3 EMPAQUETADURA O PACKER.....23

2.4.3.1 EMPACADURAS RECUPERABLES.....24

2.2.3.1 EMPACADURAS PERMANENTES.....25

2.4.4 VÁLVULA CHECK.....25

2.4.5 ARPON.....26

2.4.6 TUBO CORTO (PUP JOINT).....	27
2.4.7 NIPPLE DE ASENTAMIENTO.....	27
2.4.8 LOCALIZADOR	27
2.4.9 COLGADOR.....	28
2.4.10 CROSS-OVER.....	29
2.4.11 SENSOR	30
2.4.12 CAMISA DESLIZANTE.....	30
2.4.13 TUBERÍA BY-PASS.....	31
2.4.15 SOPORTE DE BOMBA.....	31
2.5. EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE.....	32
2.5.1 EQUIPO DE FONDO.....	33
2.5.1.1 BOMBA CENTRÍFUGA.....	34
2.5.1.2 SEPARADOR DE GAS.....	34
2.5.1.3 SECCIÓN SELLANTE.....	35
2.5.1.4 MOTOR ELÉCTRICO.....	35
2.5.1.5 SENSOR DE PRESIÓN.....	36
2.5.1.6 VARIADOR DE FRECUENCIA.....	37
2.5.1.7 TRANSFORMADOR.....	37
2.5.1.8 CAJA DE VENTEO.....	38
2.5.1.9 CABLE DE POTENCIA.....	38

CAPITULO III

DISEÑO DE LA COMPLETACION DUAL.....	40
3.1. DISEÑO DE UNA COMPLETACION DUAL.....	40
3.1.1 OBJETIVOS.....	40
3.1.2 MARCO LEGAL.....	40
3.2. ANALISIS TECNICO.....	42
3.2.1 CRITERIOS DE DISEÑO “COMPLETACION DUAL CONCENTRICA BES-FN”.....	42
3.2.1.1 DISEÑO DEL EQUIPO SUPERIOR CON BES.....	42
3.2.1.2 DISEÑO DEL EQUIPO INFERIOR CON FN.....	45
3.2.1.2 CALCULO DEL ESPACIO DISPONIBLE PARA CORRER UN ARREGLO DE COMPLETACION DOBLE.....	46
3.3. PROCEDIMIENTO.....	53
3.3.1 DESCRIPCION DEL ENSAMBLAJE DE LOS EQUIPOS EN EL INTERIOR DEL POZO.....	54
DIAGRAMA COMPLETACION DUAL BES – FN, CSG 9 5/8.....	59

CAPITULO IV

ANALISIS ECONOMICO.....	63
4.1. ANALISIS ECONOMICO.....	63
4.1.1 INDICADORES ECONÓMICOS PARA EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	64

4.2. ANALISIS COSTO-BENEFICIO.....	67
4.2.1 INVERSION, GASTOS E INGRESOS DEL PROYECTO.....	67
4.2.1.1 COSTO DEL BHA.....	68
4.2.1.2 COSTO DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	71
4.2.1.3 COSTOS TOTAL DE REACONDICIONAMIENTO.....	73
4.2.2 PRONOSTICO DE LA PRODUCCION DEL YACIMIENTO.....	74
4.2.3 VAN Y TIR.....	75
CALCULO DEL VAN Y TIR PARA 66 USD/BBL , CRUDO ORIENTE \$53USD/BBL.....	76

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	77
CONCLUSIONES.....	77
RECOMENDACIONES.....	79
BIBLIOGRAFIA.....	81
ANEXOS.....	82

ABREVIATURAS

BES: Bombeo electrosumergible

FN: Flujo Natural

API: Instituto americano de petróleo

BFPD: Barriles de fluido por día

BLS: Barriles

BPPD: Barriles de petróleo por día.

BOP: Preventor de Reventones.

BSW: Sedimentos y agua (en porcentajes)

CSG: Casing.

FR: Factor de Recobro.

GOR: relación gas/ petróleo.

HP: caballos de potencia.

ID, DI: Diámetro interior.

IPR: Relación del comportamiento del flujo con respecto a la variación de la presión

J: Índice de productividad

OD, DE: Diámetro exterior.

Ø: Porosidad

Ppm: Parte por millón

Lpca: Libras por pulgada cuadrada absoluta.

Pr: Presión de reservorio

Pwf: Presión de fondo fluyente.

TBG: Tubing.

WTI: Western Texas Intermediate

PCP: Bombeo de Cavidades Progresivas

PVT: Presión, Volumen y Temperatura

Sw: Saturación del Agua

VSD: Variable Speed Drive. Variador de frecuencia.

TCP: Tubing Conveyed Perforating. Perforación con Tubing.

BHA: Bottom Hole Assembly. Completación de Fondo

SIMBOLOGIA

(") : Pulgada

(') : Pie

\$/Bbl WTI: Precio por barril de petróleo del West Texas Intermediate.

USD \$: Dólares Americanos.

Pwf: Presión de Fondo fluyente

Pws: Presión estática

Sw: Saturación del Agua

So: Saturación de Petróleo

Sg: saturación de Gas

Bo: Factor Volumétrico de Petróleo

Bg: Factor volumétrico de Gas

Rs: Solubilidad del Gas en el Petróleo

Pyac: Presión del Yacimiento

ϕ : Porosidad

K: Permeabilidad

μ : Viscosidad

Pb: Presión de burbuja

Lb: libras

Ft: pies

Pulg: Pulgada

pulg²: Pulgada

DISEÑO DE COMPLETACION DUAL CONCENTRICA BES

– FN PARA CASING DE 9 5 /8”

INTRODUCCION:

El desarrollo e implementación de nuevas tecnologías trae como objetivo principal el incremento de la producción y la optimización de la explotación del crudo, la recuperación, en menor tiempo, de las reservas de varios horizontes productores, la intervención individual de cada estrato productor, conocimiento del potencial y comportamiento de cada horizonte productor.

Este trabajo, “PROYECTO DE GRADUACION”, tiene como finalidad analizar la aplicabilidad técnica de producir petróleo a través de completaciones duales concéntricas, sistema innovador, donde se permitirá la producción de dos zonas productivas, incrementando la producción de reservas, sin aumentar la cantidad de pozos. El reto más importante son las restricciones del pozo, tanto en diámetros, pesos de las tuberías, tipo de uniones, resistencia de los materiales, costo de reacondicionamiento, incluyendo costos de operación e instalación, costos de servicios, equipos y herramientas.

La configuración del sistema de completación dual, permite optimizar el poco espacio disponible en el interior del pozo perforado y revestido, que permitirá la producción independiente de los estratos productores, que son atravesadas por el mismo pozo, para lo cual se realizará un análisis técnico económico para concluir si es conveniente la implementación, el beneficio costo, TIR y VAN y el tiempo de recuperación de la inversión.

Desarrollaremos un diseño de completación dual concéntrica para revestimiento de 9 5/8", con bombeo electrosumergible en la zona superior y flujo natural para la zona inferior, con una empacadura mecánica para aislar ambas zonas productoras, haciendo que produzcan independientemente y simultáneamente, evitando la mezcla de fluidos y el flujo cruzado.

CAPITULO 1

GEOLOGIA REGIONAL

1. Geología General del Oriente Ecuatoriano

La geología regional del Oriente ecuatoriano está conformada por dos regiones distintas: La Cuenca Amazónica Superior o Cuenca Oriental, que constituye la Cuenca Napo y la plataforma de Tiputini, al norte y la Cuenca de Pastaza, al sur. Esta región, constituida por mesetas y terrazas interrumpidas, se encuentra cubierta por sedimentos terciarios sub – horizontales. La otra región, se la conoce como Zona Subandina, que comprende las estribaciones orientales de la cordillera Real. Se caracteriza por empinadas montañas de espesa vegetación y difícil acceso. La zona subandina (Fig. 1.1), lo constituye el levantamiento Napo, la cordillera de Lumbaqui y Galeras, al norte y las cordilleras de Cutucú y el Cóndor, al sur, en los que sedimentos mesozoicos cabalgados y plegados se hallan expuestos.

La Mayoría de los reservorios en las areniscas fluvio-deltaicas y marinas de las formaciones Hollín y Napo son anticlinales poco

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA DEL CAMPO										
ERA	PERIODO	FORMACION	ESPESES	ESPESES	ESPESES	ESPESES	ESPESES	ESPESES	ESPESES	DESCRIPCION
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA	5.312'	900'	CONTINENTAL MARINO					lutitas semiduras, semifisiles, gris a gris verde claro. Limalitas blanquecinas. Areniscas cuarzosas, translúcidas a transparentes, friable, grano fino a medio.
		TIYUYACU	6.212'	1.485'	FLUVIAL					Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino a fino, cemento silicio. Arenisca conglomerática, clastos de cuarzo. Arcillolitas grises, café ladrillo, moteado de blanco. Conglomerados con clastos de chert, cemento arcilloso.
		TENA	7.827'	840'	CONTINENTAL					Variedad de arcillitas: rojizo café, gris moteada de blanco, limolita multicolor, café, rojizo amarilla, marrón verde claro, moderadamente suave. Arenisca cuarzosa, translúcida, grano fino a grueso subangular a subredondeado, cemento silicio, regular porosidad buena saturación de Hc. *API de 26 Basal Tena
MEZOZOICO	CRETACICO	NAPO	8.667'	605'	MARINO					Lutita gris, oscura a negra, laminar, astillosa. Caliza gris a gris negra. Caliza, blanca, crema, masiva, tizosa.
			CAL. *A 9.272'	195'					Arenisca cuarzosa translúcida, grano fino a medio.	
		ARE. *U INF 9.332'	50'				Caliza gris oscura, media dura a dura, blocosa, ligeramente fosilifera. Arenisca, grano fino. Caliza dura, gris clara a crema. Arenisca cuarzosa, gris claro, friable, grano fino-medio bien seleccionado.			
		CAL. *B 9.527'	30'				Lutita negra dura. Caliza dura, negra, piritizada.			
	HOLLIN	9.782'	218'	CONTINENTAL					Arenisca cuarzosa, grano fino medio, cemento silicio, bueno saturado de Hc.	
	P.T.		10.000'							

ANEXO - 3

Fig.1.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE. Se muestran las arenas más importantes: Hollín, Napo Y Tena. Fuente Dep.. Geología Petroproducción

Las principales unidades de reservorio (Fig. 1.2) la constituyen las areniscas basales de la formación Terciaria Tena; las areniscas “M-1”, “M-2”, “U” y “T” de la formación Cretácico Napo y la formación Hollín del cretácico inferior.

Las Calizas “A”, “B” y la arenisca “M-2” de Napo, así como los depósitos conglomerados de Tiyuyacu, se consideran reservorios marginales.

1.2 Mecanismos de Empuje

Constituyen la fuente de la energía de presión que causa el flujo de petróleo o gas hacia la boca del pozo y tiene un sustancial efecto en el rendimiento del reservorio y del sistema de producción a utilizar. Entre los mecanismos de empujes más importantes tenemos:

1.2.1 Empuje por gas en solución.

El Empuje por Gas en Solución o por Expansión de Fluidos tiene como mecanismo de producción al gas en solución, no existe capa de gas o empuje por agua y la saturación de agua promedia dentro del volumen poroso esta cerca al valor irreducible.

RESERVORIOS DE GAS DISUELTO	
CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
Presión del Reservorio	Declina rápida y continuamente
GOR de superficie	Primero es bajo, luego se eleva hasta un máximo y después cae.

Producción de agua	Ninguna
Comportamiento del pozo	Requiere bombeo desde etapa inicial.
Recuperación esperada	5 al 30 % del OOIP

1.2.2 Empuje hidráulico

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 origina Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida. La eficiencia de recuperación para reservorios por empuje de agua está en el rango de 10 a 70 %.

RESERVORIOS DE EMPUJE POR AGUA	
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

1.2.3 Empuje por capa de gas.

Se considera que la presión inicial del reservorio es exactamente igual a la presión del punto de burbuja. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas. Con la capa de gas, el petróleo está manteniendo la máxima cantidad de gas en solución. La eficiencia de recuperación promedio para un reservorio con capa de gas es del orden de 20 a 40 % del petróleo original en sitio.

RESERVORIOS DE CAPA DE GAS	
CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA

Presión del Reservorio	Declina suave y continuamente
GOR de superficie	Se eleva continuamente en los pozos ubicados en la parte alta de la estructura.
Producción de agua	Ninguna o insignificante.
Comportamiento del pozo	Largo tiempo de vida fluyente, dependiendo del tamaño de la capa.

1.2.4 Empuje por segregación

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.

1.2.5 Empuje por Compactación

La producción de fluidos de un reservorio, incrementará la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión del poro, lo que originará 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 solo si la compresibilidad de la formación es alta. Muchos reservorios que tienen un significativo empuje por compactación son someros y pobremente consolidados.

1.3 Características de los fluidos:

La industria petrolera clasifica al petróleo crudo según su lugar de origen, gravedad y cantidad de azufre. El lugar de origen permite reconocer las características químicas del petróleo extraído. La gravedad se refiere al nivel de densidad que cada crudo presenta y el nivel de azufre también determina la calidad del crudo.

Localización	Tipo
Shuara	°API 28-33
Shushuqui	°API 28-32
Secoya	°API 29-33
Charapa	°API 20-36
Cuyabeno	°API 27

1.4 METODOS DE PRODUCCION

La producción de hidrocarburos ocasiona una disminución de la presión del yacimiento por lo que se hace necesario proporcionar

energía externa para levantar la columna de fluido desde los yacimientos hasta el centro de recolección.

Entre los Métodos de Levantamiento artificial tenemos:

- ✓ Bombeo Mecánico
- ✓ Bombeo Hidráulico (Power Oil)
- ✓ Bombeo Cavidades Progresivas (PCP)
- ✓ Bombeo Eléctrico (BES)
- ✓ Bombeo Neumático (Gas Lift)

CAUDAL	SISTEMA
Más de 20,150 Bls/d	BES o GL
Entre 950 y 2,000 Bls/d	Cualquiera excepto BM.
Entre 95 y 950 Bls/d	Cualquiera.
Menos de 95 Bls/d	Cualquiera menos BES.

Tabla No 1. Relación Caudal vs Sistema de Levantamiento Artificial

1.4.1 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, la cual es accionada por una sarta de

varillas que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor.

<u>VENTAJAS.</u>	<u>DESVENTAJAS.</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Es flexible a la variación de tasas de producción y operan eficientemente para pozos que tengan baja presión de fondo y fluidos medianamente viscosos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para caudales bajos y moderados debido al diámetro pequeño de la tubería (limita el diseño de varillas a altas profundidades).
<ul style="list-style-type: none"> • Baja inversión inicial. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos horizontales o direccionales.
<ul style="list-style-type: none"> • Gran oferta de equipos y materiales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja eficiencia con presencia de gas.
<ul style="list-style-type: none"> • Fácil instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de fricción y fracturamiento de varillas debido a la operación del equipo en ambientes altamente corrosivos, producción de arena e incrustación de escala.
<ul style="list-style-type: none"> • Bajos costos de operación. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Bajos riesgos de derrame. 	

1.4.2 BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT)

Por medio de la inyección de gas, a una presión relativamente alta, se logra alivianar la columna de crudo haciendo que el petróleo fluya a superficie. La inyección de gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran al gas automáticamente. En el bombeo intermitente, periódicamente, determinado volumen de aceite impulsado por el gas se inyecta a alta

presión. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la tubería de producción, es expulsado al exterior en forma de bache a causa de la energía del gas.

<u>VENTAJAS</u>	<u>DESVENTAJAS</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidad para adaptarse a cualquier profundidad y tasa de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> • No es aplicables en campos pequeños, ya que se necesita compresores, lo que incide en el costo inicial de la unidad.
<ul style="list-style-type: none"> • Se puede convertir de flujo continuo a flujo intermitente con facilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • No es eficiente en pozos con una P_{wf} baja debido a la excesiva cantidad de gas que se necesita para levantar el líquido.
<ul style="list-style-type: none"> • Es eficiente en pozos con baja producción y alto GOR. 	<ul style="list-style-type: none"> • La presencia de escalas o parafinas incrementan la contrapresión y reduce la eficiencia del equipo.
<ul style="list-style-type: none"> • Materiales abrasivos como arena ofrece pocos problemas. 	<ul style="list-style-type: none"> • No debe ser utilizado para inyección de gas altamente corrosivo, ya que reduce el tiempo de vida de los equipos de superficie y subsuelo.
<ul style="list-style-type: none"> • Para el diseño se puede aplicar la teoría existente de flujo bifásico en tuberías verticales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de congelación de gas e hidratos.
<ul style="list-style-type: none"> • Costo inicial del sistema es bajo, si el campo es lo suficientemente grande y el abastecimiento de gas tiene las condiciones de presión requerida. 	

1.4.3 BOMBEO HIDRÁULICO

Son accionadas en forma hidráulica por un fluido motriz, generalmente petróleo, cuyo propósito es mantener una presión de fondo adecuada, de tal manera que el flujo de fluidos en el pozo sea suficiente para llegar a la superficie.

La bomba tipo pistón consta de un extremo motor de la unidad (Pistón motor), extremo bomba de la unidad (Pistón bomba). Estos dos pistones están unidos entre sí por medio de una varilla, el pistón motor que es impulsado por el fluido motriz y que arrastra al pistón bomba, el cual a su vez, impulsa el aceite producido.

<u>VENTAJAS</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Levanta un mayor caudal de producción de grandes profundidades.
<ul style="list-style-type: none"> • Se puede aplicar en pozos desviados o direccionales.
<ul style="list-style-type: none"> • Las instalaciones pueden ser centralizadas.
<ul style="list-style-type: none"> • Obtención de P_{wf}, niveles estáticos y dinámicos.
<ul style="list-style-type: none"> • El método de extracción puede variar fácilmente mediante una simple operación de válvulas.

<u>DESVENTAJAS</u>
<ul style="list-style-type: none"> • No es aconsejable en pozos con alto GOR, por su efecto en el rendimiento volumétrico.
<ul style="list-style-type: none"> • Altos costos en mantener el fluido motriz completamente limpio.
<ul style="list-style-type: none"> • Seguridad por presiones altas del sistema.
<ul style="list-style-type: none"> • Problemas en el fluido motriz por la presencia de escalas, corrosión, arena, sedimentos, parafinas.

La bomba jet transforma la fuerza impulsiva entre el fluido motriz y el fluido de formación que se produce al mezclarse cuando pasa a través de la unidad de subsuelo. El fluido motriz a alta presión pasa por la boquilla de la bomba, donde es transformada en un chorro de fluido de alta velocidad; el fluido contenido en la cámara de entrada del fluido de formación, es arrastrado por la corriente de chorro de petróleo proveniente de la boquilla.

<u>VENTAJAS</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Se puede reparar las bombas jet en el campo.
<ul style="list-style-type: none"> • Puede producir altos volúmenes de producción.
<ul style="list-style-type: none"> • Debido a la ausencia de partes móviles hace que pueda tolerar fluidos de formación y motriz abrasivos y corrosivos.

<u>DESVENTAJAS</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Necesita de altas presiones de inyección y altas presiones de succión para evitar la cavitación.
<ul style="list-style-type: none"> • Debe evitarse bajar jet cuando el pozo contiene alto BSW (se conifica rápidamente).

1.4.4 BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE

Este método formado por la bomba centrífuga y el motor eléctrico sumergible, está caracterizado por su capacidad para levantar grandes volúmenes de fluido. Las limitaciones tanto en equipo como en operación serán las grandes profundidades y altas temperaturas. En el bombeo eléctrico la fuente de potencia es la electricidad, la bomba es esencialmente una bomba centrífuga multietapa, cuyo eje va conectado directamente, a través de una sección protectora, con un motor electrosumergible.

<u>VENTAJAS</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de levantamiento de altos volúmenes de producción. Se usa también en pozos de baja producción.
<ul style="list-style-type: none"> • Aplicables a pozos direccionales y horizontales.
<ul style="list-style-type: none"> • Para grandes volúmenes el costo de producción es bajo.

<u>DESVENTAJAS</u>
<ul style="list-style-type: none"> • La profundidad del pozo, la temperatura y calidad del crudo.
<ul style="list-style-type: none"> • La potencia del motor es limitante por el diámetro de la tubería de revestimiento.
<ul style="list-style-type: none"> • Los problemas de corrosión, H₂S o CO₂, sólidos, escala y alto porcentaje de gas deben ser considerados para el diseño e instalación debido a que tiene muchas partes móviles.

CAPITULO II

DESCRIPCION DE HERRAMIENTAS DE SUBSUELO

Después de la perforación del pozo se pasa a la fase de completación y pruebas, en el cual el pozo queda en condiciones de producir los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos como inyección de agua o gas. Su productividad, durante su vida productiva, es afectada por el tipo de completación y los trabajos de remediación o reacondicionamientos efectuados durante la misma. La selección de la completación tiene como finalidad obtener la producción óptima en la forma más técnica y eficiente, por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

- a) Tasa de producción requerida.
- b) Reservas de zonas a completar.
- c) Número de zonas a completar.
- d) Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- e) Necesidades futuras de estimulación.
- f) Requerimientos para el control de arena.

- g) Futuras reparaciones o reacondicionamientos
- h) Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc. Tipo de pozo (productor, inyector, etc).
- i) Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- j) Inversiones requeridas y costos de equipos.

2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS COMPLETACIONES SEGÚN LAS ZONAS A PRODUCIR.

Dependiendo de la zona o zonas a producir se clasifican en:

2.1.1 Completaciones simples

- ✓ Pozo fluyente y flujo a través del casing.
- ✓ Pozo fluyente y flujo a través del tubing.
- ✓ Pozo fluyente y flujo por tubing-casing.
- ✓ Pozo productor-inyector por tubing-casing.
- ✓ Pozo fluyente o no fluyente y flujo a través del tubing con completación para levantamiento artificial.

2.1.2 Completaciones multizonas

- ✓ Completaciones dobles o duales.
- ✓ Completaciones triples.

Para nuestro estudio nos enfocaremos directamente en las completaciones duales o dobles.

2.2 COMPLETACIONES DUALES O DOBLES

La completación dual utiliza una sarta de producción hasta superficie para cada zona que se vaya a producir, en forma independiente y simultánea, en donde se conectará con el cabezal dual del pozo y posteriormente a las facilidades de producción, con lo cual tendremos control de cada zona productora. Las zonas a producir deben estar aisladas utilizando empacaduras dual o simple dependiendo del método, para evitar el flujo cruzado entre las arenas.

Existen dos tipos de Completaciones Duales:

- **Duales Paralelas:** Utilizan doble tubing paralelos, permitiendo el flujo individual por cada sarta de producción.
- **Duales Concéntricas:** Utilizan tubos insertos uno dentro del otro, con lo cual se asegura la producción por uno de los tubos y por el espacio anular entre ellos.

Completación Dual Concéntrica	Completación Dual Paralela
<ul style="list-style-type: none"> • FN-BES. • BES-BES. • BES-BES-BES 	<ul style="list-style-type: none"> • FN-BES. • BES-BES. • FN-BH. • BH-BH.

Las completaciones duales BES – BES pueden tener la bomba inferior colgada y separada por una empacadura, o puede estar encapsulada sobre la empacadura simple, y cada bomba tiene su propia tubería de producción. La bomba de la parte superior utiliza una Herramienta Y (Y Tool) para el transporte de los fluidos hacia el anular de las tuberías concéntricas, sin mezclar los fluidos.

En la Completación Dual BES – FN, la zona inferior produce a Flujo Natural y la zona superior por BES. Este tipo de completación es la que vamos a diseñar para un revestimiento de 9 5/8”.

2.3 Sistemas de Tuberías

2.3.1 Tuberías de Superficie

En el recorrido que realiza el fluido no siempre se encuentra con un mismo caudal ni con una presión constante, por ello se utilizan dos tipos de tuberías, en toda instalación de superficie, las tuberías de alta y de baja presión.

Tubería de alta presión

Soporta hasta 5000 psi y se utilizan para el fluido de inyección desde la planta hasta el cabezal del pozo; La sarta de tubería que se utiliza en la completación definitiva es también de alta presión.

Tuberías de baja presión

Tienen márgenes de resistencia menores (500 – 800 Psi), se encuentran instaladas desde la salida de producción del pozo hasta la estación de producción y almacenamiento.

2.3.2 Tuberías de Subsuelo

Existen dos tipos de tuberías de subsuelo:

Tubing

Es la sarta de tubos que se encuentra instalada desde la completación de fondo hasta superficie. A través de ella circulan los fluidos desde superficie o hacia superficie dependiendo del tipo de levantamiento artificial a utilizar. Su longitud aproximadamente es de 32 pies siendo la más utilizadas de 3 1/2" y 2 7/8". Se clasifica según el tamaño (diámetro externo, diámetro interno, diámetro externo de la cupla, diámetro interno de la cupla), según el peso (lb-ft (kg/m)) y en grados de acero, tales como J-55 y N-80. Y existen muchas clases de conexiones que permiten unir o enroscar los Tubing.

Tubería de Revestimiento (Casing)

Es la tubería que va cementada a las paredes del pozo, hasta las profundidades donde se instala todo el conjunto de fondo; van de

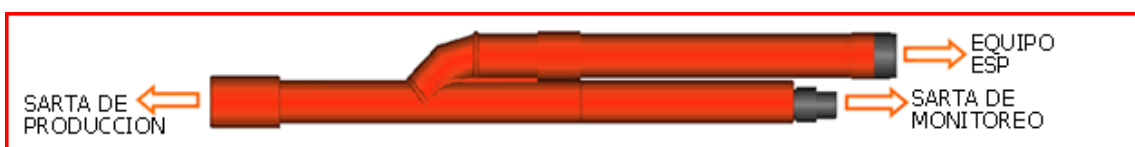
diámetros de 5 ½", 7" , 9 5/8" y 13 3/8". Es en el espacio anular entre el diámetro interior del casing y el exterior del tubing donde usualmente se mezclan los fluidos inyectados mas producidos y de esta forma circulan hasta superficie.

2.4 ACCESORIOS

2.4.1 Y TOOL o HERRAMIENTA "Y"

Es una herramienta en forma de "Y", de ahí su nombre. Poseen su interior un sistema de comunicaciones y sellos para prevenir la recirculación y desviar los fluidos provenientes de los equipos sumergibles por diferentes direcciones, permitiendo de este modo la producción individual de los yacimientos. Con una Herramienta Y, puede realizarse punzados, registros en hueco entubado e incluso puede ser usados para pruebas de pozos en producción. En su interior presenta una cavidad en la que se alojará un stinger conectado con una tubería de 2 3/8 pulgadas de diámetro, por la que se producirá de la zona inferior, Mientras que, por el anular que queda entre ésta tubería y el Y Tool de 5 1/2 pulgadas, el cual

será sostenida por tubería del mismo diámetro, producirá de la zona superior.



<http://www.va-tools.com/productos.shtml>



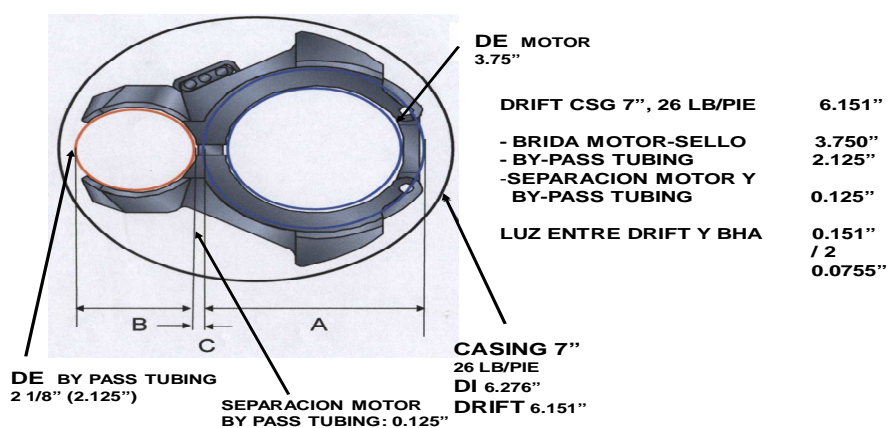
www.slb.com

2.4.2 GRAPA (CLAMP):

Son piezas de acero muy resistente que se utilizan para sujetar las piezas individuales y realizar los acoples. Existen varios tipos de

grapas, de acuerdo a las piezas que deban sujetar. Es así que tenemos los MLE Clamps, que se usan para sujetar y asegurar las secciones de los equipos electrosumergibles. Los Hygrip Clamps, que son diseñados para asegurar los dos cables electrosumergibles a la tubería de producción doble.

CLAMP DUAL CONCENTRICA PARA CASING DE 7"



2.4.3 EMPACADURA

También conocida como PACKER. Es una herramienta de fondo que se usa para sellar el área entre el Tubing y el Casing. Sirve para aislar la tubería de revestimiento de las altas presiones de producción o de estimulación y los fluidos corrosivos. Va colocado por encima de la formación en producción. Se usan empacaduras

múltiples para aislar múltiples formaciones y producirlas sin que se mezclen. Existen ciertos tipos de empaaduras que permiten realizar trabajos especiales, tales como inyección de cemento, tratamiento ácido y fracturamiento.

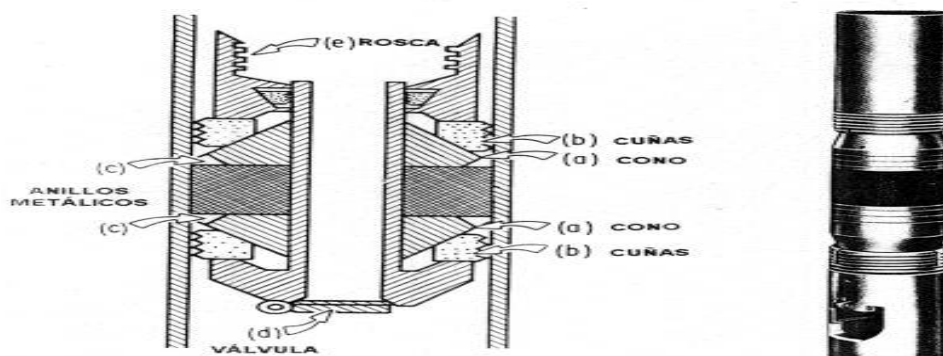


Packer Recuperables en el suelo. Fuente Joao Soto - Petroproducción.

2.4.3.1 Empaaduras Permanentes.

Estas se pueden correr con la tubería de producción o se pueden colocar con equipos de wireline tomando en cuenta los cuellos del

Casing para un asentamiento preciso. En caso de formaciones con temperatura de fondo alta (400°F - 450°F), el método más seguro de asentamiento consiste en utilizar un asentador hidráulico bajado junto con la tubería de producción. Una vez asentada la empacadura, se desasienta el asentador hidráulico y se saca la tubería. Las empacaduras permanentes se pueden considerar como una parte integrante de la tubería de revestimiento, ya que la tubería de producción se puede sacar y dejar la empacadura permanente asentada en el revestidor. Usualmente para destruirla es necesario fresarla, por lo que frecuentemente se denomina empacadura perforable.



Empacaduras Permanentes (monografias.com)

2.4.4 VÁLVULA CHECK

Es una válvula que permite el flujo en una sola dirección; y si el gas o líquido, empiezan a reversarse en su dirección de flujo, la válvula automáticamente se cierra, previniendo que los fluidos regresen.



www.slb.com

2.4.5 ARPON

Son herramientas de pesca usualmente usadas para retirar tuberías quedadas dentro del pozo o simplemente para hacer actividades de pesca.

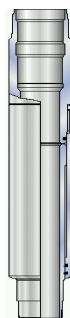
Los arpones son bajados dentro del pozo y es enganchada estrechamente en las paredes de tubería que se ha quedado atorada, al aplicarle peso y torque, una vez que esto ocurre, el arpón y la tubería que se había quedado, son haladas a la superficie.

2.4.6 TUBO CORTO (PUP JOINT)

Es un pedazo de tubería ya sea de producción, de perforación, o simplemente casing, de una menor longitud a las longitudes comunes, de una tubería convencional.

2.4.7 NIPPLE DE ASENTAMIENTO

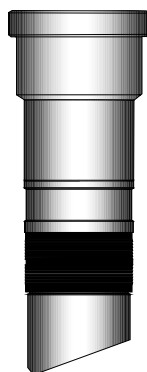
Es una unión tubular hecha de tubería que tiene ambos lados, uniones macho, que sirven para dar acople entre tubería y otras herramientas. Su longitud es menor de 12 pies (30 centímetros)



www.slb.com

2.4.8 LOCALIZADOR

Es también llamado “locator sub” es un dispositivo que de ancho es un poquito mayor que el diámetro interno del packer, pero el diámetro del “locator sub” es flexible ; es corrido en el pozo el cual se va acoplando al packer y utilizado fundamentalmente para localizar la parte superior de un packer permanente.



2.4.9 COLGADOR

Es un mecanismo retenedor/ empacador que soporta, centra y usualmente sella una sarta de tubería en el cabezal del pozo.

Hay tres categorías primarias de equipos que realizan la operación principal de soportar peso del casing.

- Cuñas envolventes que muerden las paredes del tubo y soportan el peso sin que se provea ningún tipo de sello.
- Colgadores envolventes que emplean cuñas para soportar el peso del casing y tienen un mecanismo sellante automático
- Colgadores tipo mandrel el cual es roscado en el casing para soportar el peso de la tubería los cuales también tienen mecanismo de sello.
- Como el peso de la sarta de tubería es transferido a través del colgador; el diseño debe funcionar con perfiles de tasas superiores para soportar el peso de la tubería sin ninguna deflexión o

reducción significativa de las dimensiones o propiedades mecánicas del revestidor o del colgador.

- El colgador además debe diseñarse para contener las cargas de presión aplicadas durante las pruebas del cabezal y BOP.

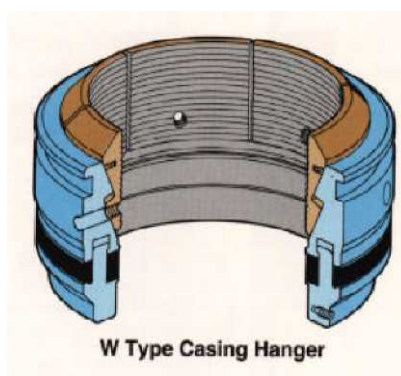
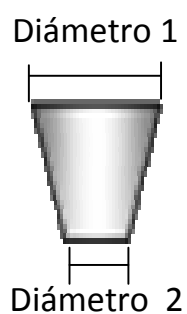


Grafico tomado del manual de entrenamiento de cabezales de superficie y producción, empresa ABB Vetco Gray- Venezuela.

2.4.10 CROSS-OVER

Es una herramienta que nos permite unir dos tuberías o dos herramientas de 2 diámetros diferentes.

La siguiente figura nos muestra un Cross-Over.



2.4.11 SENSOR

Es una herramienta que nos en tiempo real, nos permite obtener datos del subsuelo, como las lecturas de presión, y temperatura del motor y del fondo del pozo y presión de fondo fluente. Una herramienta que

La siguiente figura nos muestra un sensor de fondo.



2.4.12 CAMISA DESLIZANTE

Es un dispositivo especial que puede ser operado con una herramienta de slick line para abrir o cerrar los orificios que permiten la circulación entre el tubing y el espacio anular.

Entre las funciones que cumplen estos dispositivos tenemos:

- Permitir la producción del pozo al abrir la camisa.
- Cerrar la Producción al cerrar la camisa.
- Lavar arena.
- Producción de pozos en múltiples zonas.

2.4.13 TUBERÍA BY-PASS

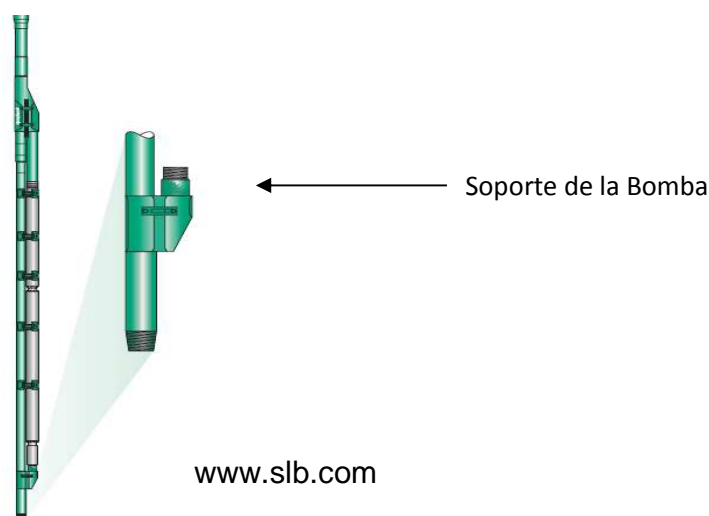
La tubería By – pass provee un conducto principal para el paso a través de ella del cable o la tubería flexible para que puedan realizar trabajos de estimulación o reacondicionamiento.

La principal ventaja que nos provee es que en las juntas o conexiones no hay hombros ni couplings , esto reduce el potencial de que las herramientas se agarren o enganchen en ciertos puntos al ser bajadas dándonos un diámetro externo máximo de tubería By-pass a ser utilizada en cada aplicación.

2.4.15 SOPORTE DE BOMBA

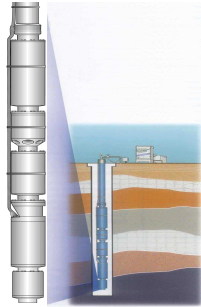
Es una herramienta sólida que permite que la bomba no quede colgada, más bien que quede asentada sobre este descanso; conecta el by-pass tubing y del otro lado conecta a la base del motor o el sensor de fondo

Es principalmente usada cuando es necesario extender la tubería de fondo con una completación inferior. Existe para varias dimensiones casing y motores de bomba.



2.5 EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE:

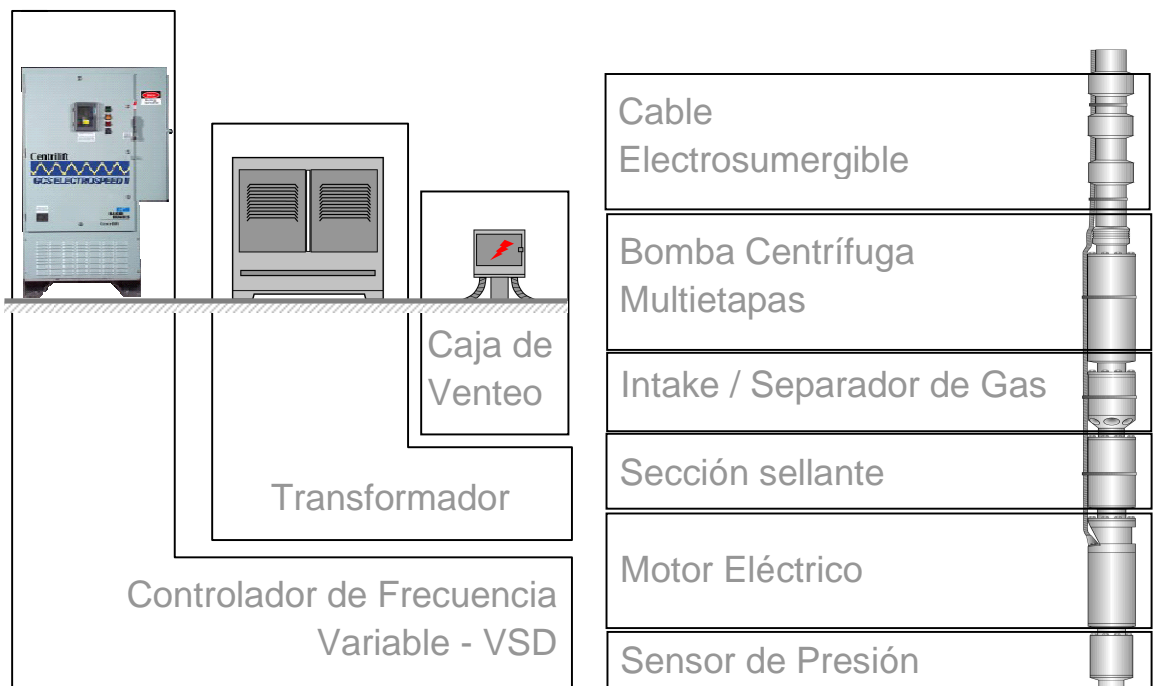
El bombeo electrosumergible ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de aplicaciones en la industria petrolera, además de la infinidad de aplicaciones en otras industrias por ejemplo: extracción de agua, transferencia de fluidos y otros casos en los que es ampliamente aplicado y aceptado con excelentes resultados, debido a su gran rango de manejo de caudales de fluido. Si bien es cierto hay factores que pueden afectar el rendimiento de un sistema BES convencional o estándar, por ejemplo las altas relaciones gas/petróleo, presencia de abrasivos, elevadas temperaturas de fondo de los pozos, incrustaciones: carbonatos, parafina, asfáltenos, etc.



Herramienta Electro – Sumergible

2.5.1 Equipo de fondo

El equipo básico estándar de fondo o subsuelo esta conformado por los siguientes componentes:



Fuente: Curso de Baker Centrilift

2.5.1.1 Bomba Centrífuga

La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado. La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido. La parte estacionaria, el difusor, dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor. El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor, entonces el difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor.

2.5.1.2 Separador de Gas

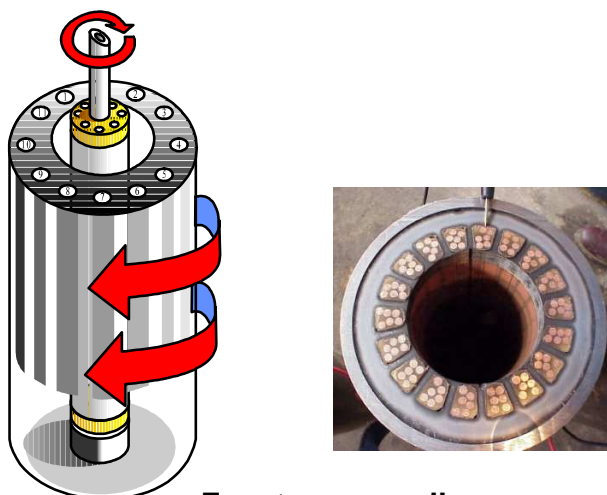
Posee una cámara rotativa de diseño especial que actúa como una centrífuga, obliga los fluidos pesados a dirigirse hacia las paredes exteriores y deja que el gas libre migre hacia el centro de la cámara entonces el gas libre es físicamente separado del resto de los fluidos al final del separador y el fluido rico en líquidos es dirigido hacia la toma de la bomba. La corriente rica en gas es venteada al espacio anular.

2.5.1.3 Sección Sellante

La función más importante del Sello es la de proteger el motor de la contaminación por los fluidos del pozo, el sello ecualiza la presión interna del motor a la presión del espacio anular y evita la entrada al motor de los fluidos del pozo, por medio de: Sellos mecánicos, Sistema de bolsa, Sistema laberíntico.

2.5.1.4 Motor Eléctrico

Es un motor de inducción, bipolar, trifásico, AC. Esta construido de rotores superpuestos que se alojan dentro de un estator bobinado, una corriente alterna (AC) de tres fases crea campos magnéticos que giran en el estator. Estos campos magnéticos inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator. EL motor gira aproximadamente a 3,500 RPM a 60Hz, el número de revoluciones se puede controlar únicamente variando la frecuencia de operación.



Fuente : www.slb.com

2.5.1.5 Sensor de Presión

Existen sensores de fondo para el uso con el equipo. El sensor de fondo es un método eficaz de medir temperatura con precisión y mantener controlada la presión. El sensor de fondo es un valioso depósito de datos de operación del equipo BES, está disponible para supervisar presión de fondo y temperatura.

Estos sistemas varían en diseño, costo, exactitud, confiabilidad, funcionamiento y capacidades. El sistema típico tiene la capacidad de:

Supervisar presión de fondo y temperatura continuamente,

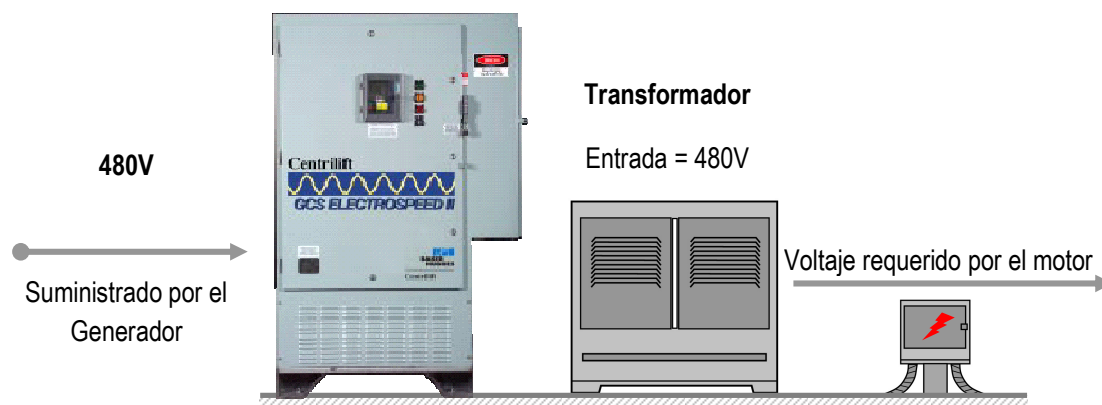
- ✓ Proporcionar la detección de fallas eléctricas,
- ✓ Puede actuar en interfase con los Controladores.

2.4.1.6 Variador de Frecuencia

Permite controlar eficientemente el Desempeño del Sistema de Bombeo Electrosumergible, al arrancar el equipo el Variador aplica el voltaje y la corriente gradualmente para reducir la tensión mecánica y eléctrica en el sistema. Protege al equipo de fondo de fluctuaciones de corriente así como de desbalances de voltaje además puede compensar el desgaste de la bomba al aumentar la frecuencia de operación.

2.4.1.7 Transformador

Convierte el voltaje y corriente suministrados por el generador al voltaje y corriente requeridos por el equipo de fondo. Tiene 'Taps' múltiples para obtener el voltaje deseado. Debe ser diseñado apropiadamente para ser empleado con Variadores de Frecuencia además debe ser dimensionado para que su potencia nominal sea igual o mayor que la requerida por el equipo de fondo.



Fuente : monografias.com

2.4.1.8 Caja de Venteo

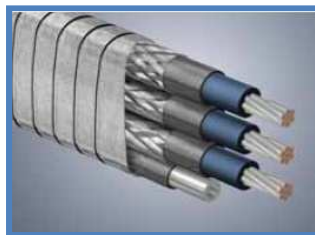
Es el principal punto de conexión entre el cable de fondo y el cable de superficie. Provee un punto de separación para determinar fallas en el equipo de fondo o superficie. Ventea el gas que pueda contener el aislamiento y la chaqueta del cable de fondo.

2.4.1.9 Cable de Potencia:

Es un cable trifásico, que se utiliza para dar la corriente eléctrica desde los equipos de superficie hasta el motor del equipo electrosumergible. Existen gran variedad de cables de potencia, dependiendo de la potencia de los motores, del

espacio físico entre el Casing y el equipo de fondo y las condiciones de los pozos. La clasificación más genérica se divide en dos modelos:

Cable Flat o Plano



Cable Round o Redondo



Fuente: slb.com

CAPITULO 3

3.1.0 DISEÑO DE UNA COMPLETACION DUAL

3.1.1 Objetivos

Entre los principales objetivos para proceder y realizar una Completación Dual tenemos:

- Aumentar la recuperación de reservas de dos zonas en un mismo pozo, sin mezcla de fluidos. Ya sea por tuberías concéntricas o paralelas.
- Permite monitorear y controlar cada una de las arenas del pozo de manera individual.
- Disminuir la cantidad de reacondicionamientos al pozo en caso que se dañe algún equipo.

3.1.2 Marco legal.

El **art. 30** del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas dice: "Terminación Múltiple: En caso de haber más de un yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo

simultáneamente, los pozos deberán tener terminación múltiple y equiparse de manera que garanticen la producción separada e independiente de los yacimientos, y la realización de los trabajos de mantenimiento.

No obstante lo dispuesto en el inciso anterior, en determinadas circunstancias técnicamente justificadas y solamente con la aprobación previa de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, se permitirá la explotación conjunta de dos o más yacimientos, de acuerdo con lo que dispuesto en el artículo 32 de este reglamento.”

“Art. 32.- Explotación de yacimientos: Todo yacimiento de petróleo o gas natural, se explotará individualmente y sus pozos deberán ser terminados, mantenidos y operados de acuerdo con las características de cada yacimiento en particular.

En el caso de existir dos o más yacimientos con características diferentes y si su explotación separada resulta antieconómica, la Dirección Nacional de Hidrocarburos autorizará su explotación simultánea, para lo cual PETROECUADOR o la contratista, según el caso, presentará los justificativos técnicos y económicos correspondientes. Cualquier cambio

de yacimiento productor de un pozo será autorizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.”

3.2.0 ANÁLISIS TÉCNICO

La instalación de la Completación Dual Concéntrica BES – FN de fondo, cumple con lo dispuesto por la ley en los artículos citados anteriormente, donde permite la producción de dos zonas sin interferencia entre ellas y garantizando así un monitoreo adecuado a cada yacimiento.

Además debemos tener en cuenta al realizar la completación las características de los yacimientos, de los fluidos y del pozo, para lo cual debemos conocer ciertos criterios que los nombramos a continuación.

3.2.1 Criterios de diseño “Completación Dual Concéntrica BES – FN”

3.2.1.1 Diseño del equipo superior con BES

Son nueve los pasos a seguir para la realización óptima de un diseño de bombeo electrosumergible y la elección correcta del equipo de fondo:

- **DATOS BASICOS.**- Colectar y analizar datos que serán utilizados en el diseño. Tales como:

- Tamaño y 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 , ° API , Pb
- Posibles problemas por Arena, corrosión, parafina y Temperatura.

- **CAPACIDAD DE PRODUCCION.**- Determinar la productividad del pozo a la profundidad de asentamiento deseada. De acuerdo a la tasa de producción deseada.

- **CALCULOS DE GAS.**- Calcular los volúmenes de los fluidos, incluyendo el gas a las condiciones de la succión de la bomba.

- **CABEZA DINAMICA TOTAL.**- Determinar la descarga de bombeo requerida.

- **TIPO DE BOMBA.**- Es importante seleccionar el tipo de bomba que tendrá la más alta eficiencia para la tasa de flujo deseada. Es decir con base a la altura dinámica del fluido, la tasa de producción deseada y el tamaño del revestimiento se selecciona el tipo de bomba.

- **TAMAÑO OPTIMO DE LOS COMPONENTES.**- Seleccionar el tamaño adecuado de la bomba, el motor, el protector y chequear las limitaciones de los componentes.

- **CABLE ELECTRICO.**- Seleccionar el correcto tipo y tamaño de cable.

- **ACCESORIOS Y EQUIPO OPCIONAL.**- Escojer el controlador del motor, transformador, cabezal, tubing y accesorios.

- **SISTEMA DE VARIACION DE FRECUENCIA (VSD).**- Adiciona flexibilidad al poder seleccionar la velocidad del sistema de bombeo electrosumergible.

En la actualidad existen varios programas que nos ayudan en la selección de los equipos de bombeo y a simular el comportamiento de fluidos del pozo hacia superficie, de acuerdo a los datos y equipos proporcionado para las necesidades de cada yacimiento, así como un análisis nodal desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento.

3.2.1.2 Diseño del bombeo con Flujo Natural

Si la energía de un yacimiento en un pozo es lo suficiente grande para permitir el flujo de sus fluidos desde el reservorio a las estaciones de producción a una tasa de producción económicamente rentable este pozo se completa con una completación a flujo natural.

Para esto se debe estudiar los factores inherentes al yacimiento-pozo y el efecto que tienen sobre el proceso de producción. Es decir se deben conocer las características del yacimiento, roca, fluido, tales como T_f , p_{wf} , P_{ws} , S_w , S_o , S_g , B_o , B_g , R_s , P_{yac} , α , K , μ . Que se los obtienen en laboratorio haciendo uso de la celda PVT y en el Campo.

Este recorrido se representa mediante 2 gráficos:

- Curva de comportamiento de afluencia (IPR), expresa la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos.
- Curva de gradiente, expresa la habilidad que tiene el pozo, conjuntamente con sus líneas superficiales, para extraerlos.

Los gráficos anteriores permiten obtener la tasa de producción de equilibrio, para lo cual el volumen de fluido capaz de extraer el pozo es igual al volumen de fluido que aporta el yacimiento

El Ingeniero de Producción es el encargado de analizar, diseñar, operar y optimizar el sistema de producción.

3.2.1.3 Cálculo del espacio disponible para correr un arreglo de completación doble.

Antes de realizar la completación dual, debemos conocer las especificaciones técnicas de las tuberías, equipos y accesorios a ser implementados en nuestro ensamblaje de fondo, para poder

estimar el área disponible donde se colocará el equipo BES, tuberías y otros elementos, que nos servirán para armar la Completación Dual Concéntrica BES-FN en revestimiento de 9 5/8".

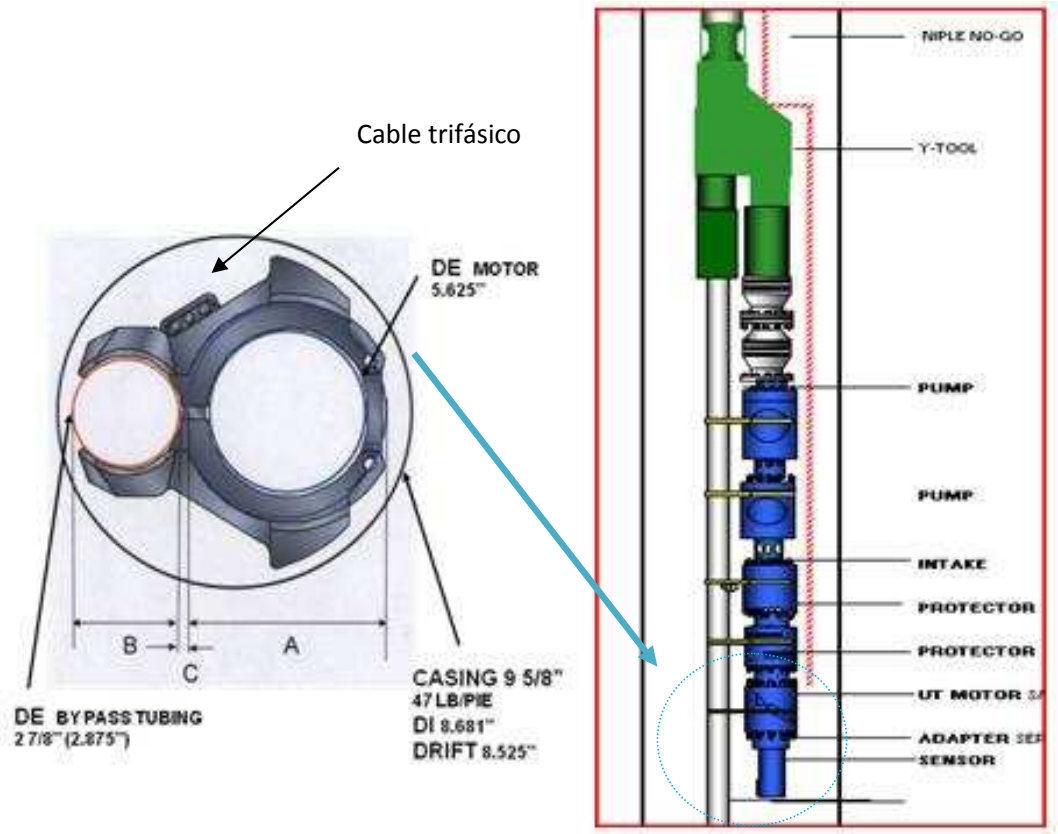
Nuestra completación BES – FN para producir de dos zonas, tendrá a la Zona Inferior con Flujo Natural, cuya producción llegará a superficie a través de una tubería de 2 7/8" y la Zona Superior producirá con el sistema de levantamiento artificial de Bombeo Electro Sumergible, cuya producción saldrá a superficie a través del espacio anular ente la tubería de producción de 2 7/8" y el Liner de 5 1/2". Ambos conductos irán hasta el cabezal dual, adaptado para recibir la producción de las dos zonas sin mezcla de fluidos.

Las especificaciones técnicas de las tuberías de producción, de revestimiento, by-pass tubing y grapas se encuentran en las Tablas de los Anexos, los cuales hemos simplificado de acuerdo a nuestros requerimientos en las siguientes tablas:

ESPECIFICACIONES DEL CASING 9 5/8"									
Tamaño	OD	Peso	Grado	ID	Área Efectiva ID	Collapse Resist.	Pipe Body Yield	Pipe Body Internal Yield	Drift
(pulg)	(pulg)	(lbm/ft)		(pulg)	(pulg ²)	(psi)	(lbm)	(psi)	(pulg)
9,625	9,625	47	K-55	8,681	59.19	5090	1289000	8150	8525

ESPECIFICACIONES DEL TUBING 2 7/8" y 5 1/2" Outer Tubing Casing Joint							
Tamaño	OD	Peso	Grado	ID	Área Efectiva ID	Drift	Joint Type
(pulg)	(pulg)	(lbm/ft)		(pulg)	(pulg ²)	(pulg)	
2 7/8	2,875	8 2/3	N-80	2.259	4,0079	2165	EUE
5 1/2	5.5	17	N-80	5.012	19,7294	4887	EUE

La parte de mayor diámetro y que debemos tener en cuenta en la completación es la que se forma entre el motor de la bomba, con la grapa y el bypass tubing. Este diámetro debe ser menor o igual al calibrador (drift), diámetro máximo que puede tener una herramienta en el interior del revestimiento de 9 5/8", tal como se muestra en la figura siguiente.



Representación del área entre el Motor-Tubing y Casing. Fuente: Joao Soto-Carlos Salazar

ESPECIFICACIONES						
CASING 9 5/8" 47lb/pipe			TUBING		MOTOR	Bypass Clamp
NOMINAL	ID (pulg)	Drift	NOMINAL	OD (pulg)	OD (pulg)	Drift (pulg)
9 5/8"	8.681 "	8.525 "	2 7/8 "	2,875	5.625 "	8.379 "

De acuerdo a esto tenemos que:

$$\varnothing_{Motor} + \varnothing_{tubing} + Separacion\ Motor.Bypass \approx Bypass\ Clamp\ Drift$$

$$Bypass\ Clamp\ Drift < Casing\ Drift$$

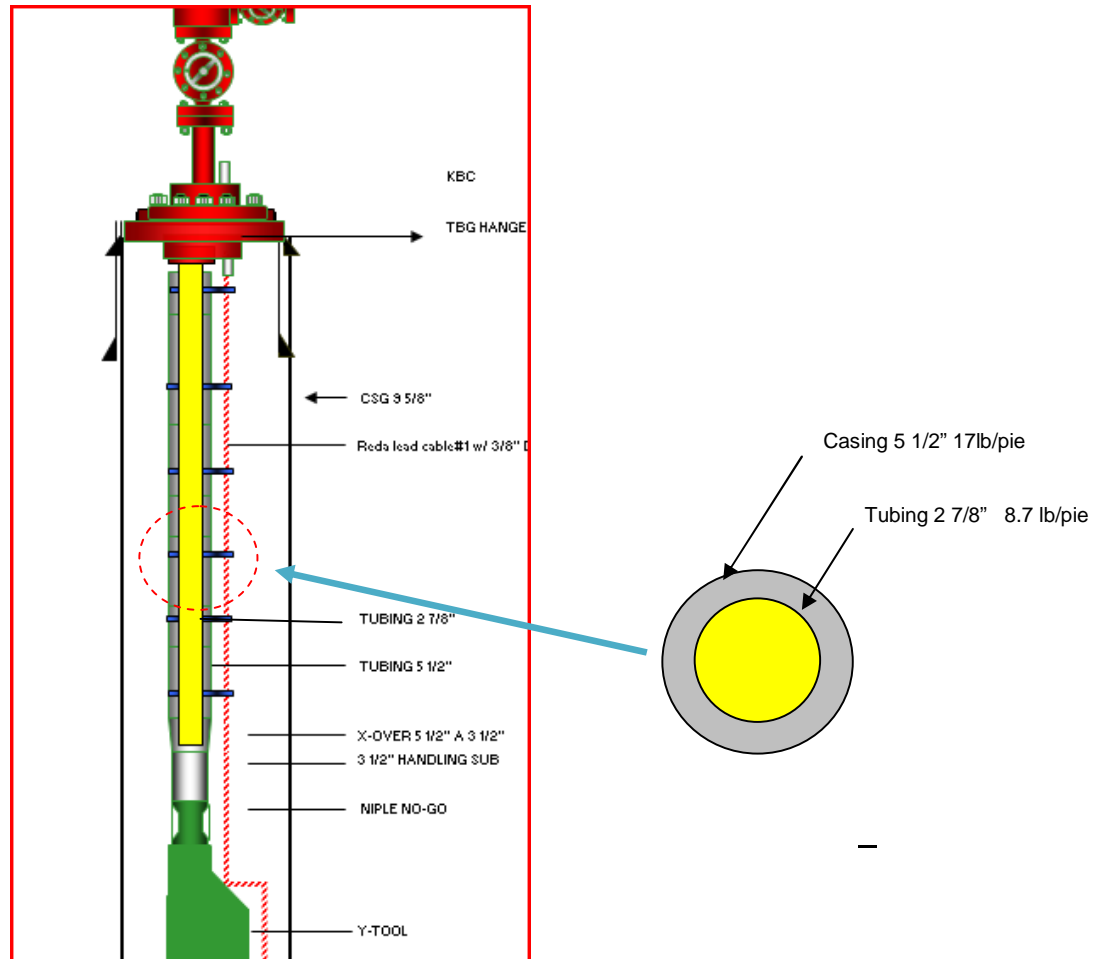
$$Drift\ BHA = Drift\ Bypass\ Clamp$$

$$LUZ\ entre\ el\ Drift\ Casing\ y\ el\ Bypass\ Clamp = 0.146''$$

ESPACIO ENTRE EL CASING Y BYPASS TUBING -MOTOR				
CASING 9 5/8" 47lb/pie			Bypass Clamp	Luz entre el Casing y el Bypass Clamp
NOMINAL	ID (pulg)	Drift	Drift (pulg)	ID (pulg) Casing - Drift Bypass Clamp (pulg)
9 5/8"	8.681 "	8.525 "	8.379 "	0.146"

Con estos datos, la completación a bajar será tubing de 2 7/8" y motor serie 400 (DE=4.0"), en el revestimiento de 9 5/8", ya que se posee una luz positiva de 0.146".

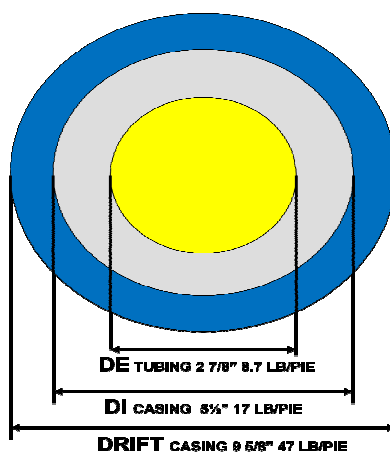
Los diámetros de tuberías en la sección de Y Tool hasta superficie serán:



Fuente: Completacion Carlos Salazar – Joao soto

AREA EFECTIVA ENTRE EL CASING 5 1/2" Y EL TUBING 2 7/8"						
Tamaño	OD	Peso	ID	Área Efectiva ID	Drift	Área Efectiva Corona Circular
(pulg)	(pulg)	(lbm/ft)	(pulg)	(pulg^2)	(pulg)	Área Efectiva Casing 5 1/2" - Área Efectiva Tub 2 7/8" OD
2 7/8	2,875	8 2/3	2,259	6,0079	2165	13,2375 (pulg^2)
5 1/2	5.5	17	5,012	19,7294	4887	

Casing 9 5/8"	Casing 5 1/2"	Luz entre Drift y BHA	Diámetro Equivalente Corona Circular
Drift (pulg)	OD (pulg)	$(\text{Casing } 9 \frac{5}{8}'' \text{ Drift} - \text{OD Casing } 5 \frac{1}{2}'') / 2$ (pulg)	entre el tubing 2 7/8" - Casing 5 1/2"
8,525	5,5	1,5125	4,1054"



El procedimiento de cómo bajar la Completación Dual BES – FN para Casing de 9 5/8 ″ se lo detalla a continuación en el siguiente punto.

3.3.0 PROCEDIMIENTO

El pozo será completado con un taladro de Reacondicionamiento, siendo necesario tener en cuenta ciertos factores que podrían ser limitantes en las operaciones durante la completación; herramientas, equipos y personal calificado ayudaran a resolver las limitaciones, como:

- Disponibilidad de espacio y soportes para tubería.
- Bombas del taladro con capacidad para presurizar, monitorear y registrar presiones.
- Equipo de pistoneo.
- Unidad de filtración.
- Unidad de "Slick Line" ó cable de acero.
- Calibración de instrumentos de medición: manómetros, indicadores de peso, etc.
- Equipo de manejo para las tuberías a ser corridas (llaves hidráulicas, cunas, elevadores, etc.)
- Capacidad de maniobra de la tubería en dobles.
- Certificación de equipos.
- BOP y rams de tubería para cada uno de los diámetros, etc.

Cuando el pozo esté listo para ser completado después de haber analizado las limitantes y después de haber verificado el buen estado del cemento en las zonas de interés y no exista riesgo de producción temprana de agua o comunicación de varias zonas por detrás del casing se procede a la completación que es el ensamblaje de equipos en el interior del pozo.

3.3.1 Descripción del ensamble de los equipos en el interior del pozo.

Antes de realizar la Completación Dual BES-FN debemos saber si el pozo a completar es un pozo recién perforado o es un pozo que va a recibir un reacondicionamiento y va a ser cambiado a este tipo de completación.

Si fuera el segundo caso se deberá controlar el pozo y retirar la completación actual, luego se baja el BHA de prueba con cañones para disparar las zonas a expandir la producción; se lo puede hacer con TCP o con Wireline.

Si el caso fuera el primero se debe verificar el buen estado del cemento en las zonas de interés y no exista riesgo de producción temprana de agua o comunicación de varias zonas por detrás del casing y al final se realiza los disparos en las zonas de interés con wireline o con TCP hay que tener en cuenta la desviación y trayectoria del pozo.

Una vez preparado el pozo, tal como se indicó anteriormente, se procede a bajar el packer, el cual aísla la zona productora inferior “Hollín Superior”, de la superior “U Inferior”; el cual se asentará al aplicar una

presión de 1.200 psi por el tubing, logrando que el sistema de asentamiento del packer trabaje, esto es accionando las cuñas y comprimiendo los cauchos o sino también se lo puede asentar por wireline y luego se procede a probarlo. La parte inferior del packer va junto a una tubería de 3 ½" un crossover y una camisa, que llega a la zona de inferior hasta la pata de mula.

Luego se acopla tubería de 3 ½" desde el packer, se adapta a una camisa, un crossover y tubería de 3 ½" hasta el soporte de la bomba o Pump Support, que es una herramienta que permite la continuación del flujo proveniente de la zona y equipo inferior que sirve además de soporte para el equipo electrosumergible superior. El soporte de la bomba en donde comienza el ensamblaje de siguiente sección de la completación.

A continuación se coloca un cross over desde el soporte de la bomba que lo conectará con la tubería de 2 7/8" que irá paralela al equipo electrosumergible para la producción de la zona superior, para nuestro pozo esta es la arenisca U inferior. Se une primero la tubería de producción de la zona inferior, usando tubos cortos, hasta que tenga una longitud en la cual se pueda realizar el acople del Equipo

Electrosumergible Superior, uniendo ambos con Grapas o By pass clamps. A medida que se arma el equipo superior, se sigue armando la tubería paralela con tubos cortos hasta que quede asentado todo el equipo en el Soporte. Todo este procedimiento de ensamble debe ser realizarse con mucha precaución para evitar dañar del cable que es el encargado de dar poder al motor de las bombas. El cable va a ir sujeto a la tubería por medio de los Clamps de una forma que no interfiera en el proceso de bajada y así evitar daños y problemas.

Luego continúa la etapa en la que se realiza la unión de las dos tuberías en el "Y Tool". El Y Tool posee una Rotary Union o unión rotaria que permite el perfecto empate de ambas tuberías paralelas, compensando un posible desbalance de longitudes, entre el equipo electrosumergible superior y la tubería paralela, por tanto, la unión paralela es exacta.

El Y Tool se baja en el pozo con tubería de 5 1/2 pulgadas de diámetro y standing valve para probar tubería, hasta lograr que el ensamble localizador penetre y realice el sello hermético en packer VTL lo que se comprueba al verificar los ingresos de los 6 sellos del stinger Assembly en la empacadura cuando se observa la "caída de peso" en el indicador

de peso del taladro. Se procede entonces a retirar el standing valve con una unidad de cable o wireline. Al finalizar la operación, se procede a bajar un tubing de 2 7/8" que se baja con un stinger que se acopla en el Y tool para aislar y permitir el flujo de la zona inferior, el cual es bajado con un standing valve, para realizar una prueba de la tubería y del Y tool. Este equipo será probado @ 3000 psi x 15min por el anular entre el tubing de 5 1/2" y 2 7/8".

Al empezar a correr la tubería de 5 1/2" se realiza pruebas de presión de la sarta cada 1000 pies @ 3000 psi x 15min, en el cual están presentes representantes de las compañías, en el caso que exista liqueo se debe levantar la sarta hasta localizar el punto de fuga.

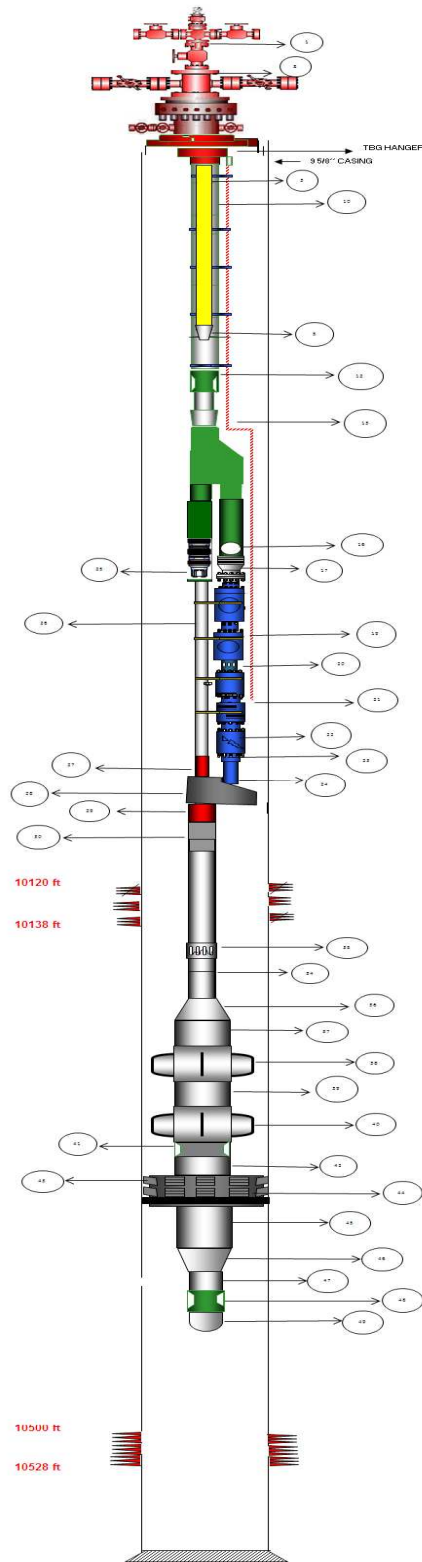
Posteriormente a eso se realizara como prueba el arranque de los Equipo Electrosumergibles siguiendo los procedimientos y estándares de las compañías encargadas de los Equipos Electrosumergibles.

Dar por terminadas las operaciones de Completación luego de que las presiones y producción se estabilicen para cada zona.

Finalmente el tubing de 5½ pulgadas es colgado de la parte B del Cabezal Dual de producción y el tubing de 2 7/8" es colgado con un colgador especial de la tubería de 5½". Una vez asentados los colgadores se procede retirar la standing valve de la tubería de 2 7/8, se acopla la sección C del cabezal se realiza una prueba de presión del mismo con 5000 psi, y se instalan los sistemas de control automático del pozo. Y se deja en operación el pozo.

La completación final total de fondo se lo puede apreciar en el Siguiete diagrama.

DIAGRAMA COMPLETACION DUAL CONCENTRICA BES - FN, CSG 9 5/8"



COMPLETACION DUAL CONCENTRICA BES - FN CON CASING DE 9 5/8

NRO	DESCRIPCION	RESPONSABLE	CONEX SUB	CONEX INF	CANT	LONG(Ft)	D.E(Inch)	D.I(Inch)	TOPE(Ft)	BASE(Ft)
-----	-------------	-------------	-----------	-----------	------	----------	-----------	-----------	----------	----------

TUBERIA CONCENTRICA COMBINADA 2 - 7/8 Y 2 3/8 (SARTA CORTA)

0	Elevacion de la mesa rotaria a la seccion superior	ESPOL								30
1	Colgador 11'' 5000 psi x 2 7/8 6,5#	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE BOX	1	0,75	N/A	N/A	30	30,75
2	tubo corto de 2 7/8'' 6,5# N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	1	23	3,668	2,441	30,75	53,75
3	tuberia de produccion 2 7/8 '' 6,5#	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	150	4650	3,668	2,441	53,75	4703,75
4	tubo corto combinado 2 7/8" 6,5# N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 NU PIN	1	3	3,668	2,441	4703,75	4706,75
5	Adaptador 2 7/8 X 2 3/8 6,5# N-80	ESPOL	2 7/8 NU BOX	2 3/8 UNS PIN	1	0,75	3,22	2,360	4706,75	4707,5
6	Tubo corto combinado 2 3/8	ESPOL	2 3/8 UNS BOX	2 3/8 UNS PIN	1	5	2,97	2,33	4707,5	4712,5
7	Unidad de sellos 2,75" seal bore, 2 3/8	ESPOL	2 3/8 UNS BOX	2 3/8 UNS PIN	3	9,6	3,04	2,33	4712,5	4722,1

TUBERIA EXTERNA 5 1/2" (SARTA LARGA SUPERIOR)

0	Elevacion de la mesa rotaria a la seccion superior						N/A	N/A		30
8	Colgador 11 ''5000 psi x 5 1/2 17# N-80	ESPOL	5 1/2 BTC BOX	5 1/2 BTC BOX	1	0,8	N/A	N/A	30	30,8
9	Tubo corto 5 1/2 17# N-80	ESPOL	5 1/2 BTC PIN	5 1/2 BTC PIN	1	42	6,05	4,892	30,8	72,8
10	Tuberia de Produccion 5 1/2 17# N-80	ESPOL	5 1/2 BTC BOX	5 1/2 BTC PIN	133	5852	6,05	4,892	72,8	5924,8
11	Tubo corto Combinado de 5 1/2 17# N-80	ESPOL	5 1/2 BTC BOX	5 1/2 BTC PIN	1	6,12	6,05	4,892	5924,8	5930,92
12	Niple de 5 1/2 20 # NV	ESPOL	5 1/2 BTC BOX	5 1/2 BTC PIN	1	1,32	6,05	3,69	5930,92	5932,24
13	Row x-over Assambly 5 1/2 17#	ESPOL	5 1/2 BTC BOX	31/2 PMJ-EUE PIN	1	11,11	8,5	N/A	5932,24	5943,35

BES SUPERIOR (SARTA CORTA)

14	Tubo corto 3 1/2 NV	ESPOL	3 1/2 BTC BOX	3 1/2 BTC PIN	1	11,49	3,75	2,99	5943,35	5954,84
15	Junta Telescopica con swivel 3 1/2 6,5#	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	1	6	3,668	2,441	5954,84	5960,84
16	Valvula un solo Sentido 3 1/2 6,5# N-80	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	1	1,06	4,5	2,75	5960,84	5961,9
17	Adaptador 3 1/2 17# 2 7/8 6,5# N-80	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	1	1,02	3,668	2,441	5961,9	5962,92

18	Cabeza de Descarga de 2 7/8 6.5# N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	SERIE 400	1	0,5	3,668	2,441	5962,92	5963,42
19	Pump Superior 400 B1200 254 Etapas	ESPOL	SERIE 400	SERIE 400	1	23,5	4	N/A	5963,42	5986,92
20	Intake 400 2 7/8	ESPOL	SERIE 513	SERIE 513	1	1,17	4	N/A	5986,92	5988,09
21	Protector Superior sello 400	ESPOL	SERIE 400	SERIE 400	1	12,6	4	N/A	5988,09	6000,69
22	Motor Serie 450 159 HP 2325 VOLT 40 A	ESPOL	SERIE 400	SERIE 400	1	14,1	4	N/A	6000,69	6014,79
23	Adapter Typo: Motor&Sensor 2 3/8	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 3/8 EUE PIN	1	2,82	4	N/A	6014,79	6017,61
24	Sensor de fondo 2 3/8	ESPOL	2 3/8 EUE BOX	2 3/8 EUE PIN	1	1,9	4	N/A	6017,61	6019,51

TUBERIA BY - PASS 2 7/8 (SARTA LARGA INFERIOR)

25	Union Ajustable pupjoint 3 1/2 x 2 7/8	ESPOL	3 1/2 PMJ PIN	2 7/8 FJL PIN	1	6,93	4,56	2,4	5943,35	5950,28
26	Tuberia del By - Pass 2 7/8	ESPOL	2 7/8 FJL BOX	2 7/8 FJL PIN	N/A	90	2,875	2,26	5950,28	6040,28
27	X - over By - Pass tubing 2 7/8 6.4 Lb/Ft x 2 7/8	ESPOL	2 7/8 FJL BOX	2 7/8 FJL PIN	1	3,11	2,88	2,26	6040,28	6043,39
28	PUMP SUPPORT SUB, 2 7/8 X 2 3/8	ESPOL	N/A	2 7/8 EUE PIN	1	1	8,31	2,39	6043,39	6044,39
29	Tubo Corto combinado 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	ESPOL	2 7/8 NV BOX	2 7/8 EUE PIN	6	18	3,668	2,441	6044,39	6062,39
30	Tuberia Produccion 2 7/8 6.5# N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	70	2170	3,668	2,441	6062,39	8232,39
31	Tubo Corto combinado 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	6	18	3,668	2,441	8232,39	8250,39
32	Tubo Corto combinado 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	1	3	3,668	2,441	8250,39	8253,39
33	Tubo Corto combinado 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	6	18	3,668	2,441	8253,39	8271,39
34	Tuberia Produccion 2 7/8 6.5# N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	62	1922	3,668	2,441	8271,39	10193,39
35	camisa de circulacion de 2 7/8 6.5#	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	1	2,62	3,668	2,441	10193,39	10196,01
36	X - Over 2 7/8 X 3 1/2 6.4 Lb/Ft N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	1	1,06	3,668	2,441	10196,01	10197,07
37	Tubo corto 3 1/2 N-80 9.21#	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	6	68,94	3,75	2,99	10197,07	10266,01
38	Integral Centrailer 3 1/2	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	1	1,07	6	2,75	10266,01	10267,08
39	Tubo Corto combinado 3 1/2 9,3 Lb/Ft N-80	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	9	54,9	4,5	2,9	10267,08	10321,98
40	Integral Centrailer 3 1/2	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	1	1,07	6	2,75	10321,98	10323,05
41	Niple, 275r profile, 3 1/2	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	1	1,06	4,5	2,75	10323,05	10324,11
42	Double Premiun Locator - Seal Assambly 3 1/2	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3,625 SA PIN	1	0,44	4,8	3	10324,11	10324,55
43	Premiun Seal unit 3,625 SA	ESPOL	N/A	3,625 SA PIN	1	3,59	4	3	10324,55	10328,14

EMPAQUETADURA PERMANENTE

44	Packer Permanente 9 5/8, 47 Lb/Ft , 51A4	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	1	1,06	3,668	2,441	10328,14	10329,2
----	--	-------	---------------	---------------	---	------	-------	-------	----------	---------

45	Tubo corto 3 1/2 N-80 9.21#	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	2	22,98	3,75	2,99	10329,2	10352,18
46	Adaptador 3 1/2 17# 2 7/8 6.5# N-80	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	1	1,02	3,668	2,441	10352,18	10353,2
47	Tubo Corto 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	2 7/8 EUE PIN	3	18,27	3,668	2,441	10353,2	10371,47
48	Niple campana de 2 7/8 8 RQ, N80Q	ESPOL	2 7/8 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN	1	6,09	3,668	2,441	10371,47	10377,56
49	tapon bull plug 2 7/8, 8 RQ, N80Q	ESPOL	3 1/2 EUE BOX	3 1/2 EUE PIN			3,75	2,99	10377,56	10377,56

CAPITULO 4

4.1.0 ANALISIS ECONOMICO

En este capítulo realizaremos el análisis económico Costo-Beneficio para el proyecto Pozo ESPOL con BES-FN, en el cual conoceremos su rentabilidad utilizando los indicadores económicos tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN) que los obtendremos del análisis de inversiones, ingresos y egresos del proyecto, a un flujo de caja de dos años. El objetivo es conocer si este proyecto es viable o no, es decir conocer si tendremos un beneficio económico que justifique la realización de la Completación Dual Concéntrica BES-FN.

Para esto realizaremos un análisis de los costos por la compra e instalación de los equipos, lo que constituye la inversión del proyecto, análisis de los costos de su mantenimiento por el periodo del flujo de caja, lo que corresponde a los egresos. Luego se realiza una proyección de producción, considerando el incremento del potencial de los pozos al empezar a producir de una nueva arena, mas la arena productora antes de bajar la completación dual. Este incremento constituye el ingreso del proyecto para cada pozo, con cuyos flujos

de caja calcularemos el tiempo de recobro de la inversión y los indicadores económicos del proyecto.

4.1.1 INDICADORES ECONÓMICOS PARA EVALUACIÓN DE PROYECTOS.

Valor Actual Neto (VAN): Conocido también como Valor Presente Neto VPN, es el valor actual de los flujos de caja netos menos la inversión inicial, el cual es influido generalmente por los costos de instalación y operación, la tasa de interés y los precios de venta.

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

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

Tasa Interna de Retorno (TIR): Llamado también Tasa Interna de Rendimiento, trata de considerar un número en particular que resuma los meritos de un proyecto. Dicho número no depende de la tasa de interés que rige el mercado de capitales, el número es interno o inherente al proyecto y no depende de nada, excepto de los flujos de caja del proyecto.

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero y es la medida más adecuada para determinar la rentabilidad de un proyecto.

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

Donde:

VAN: Valor Actual neto, USD \$.

I: Monto de inversión Inicial, USD \$.

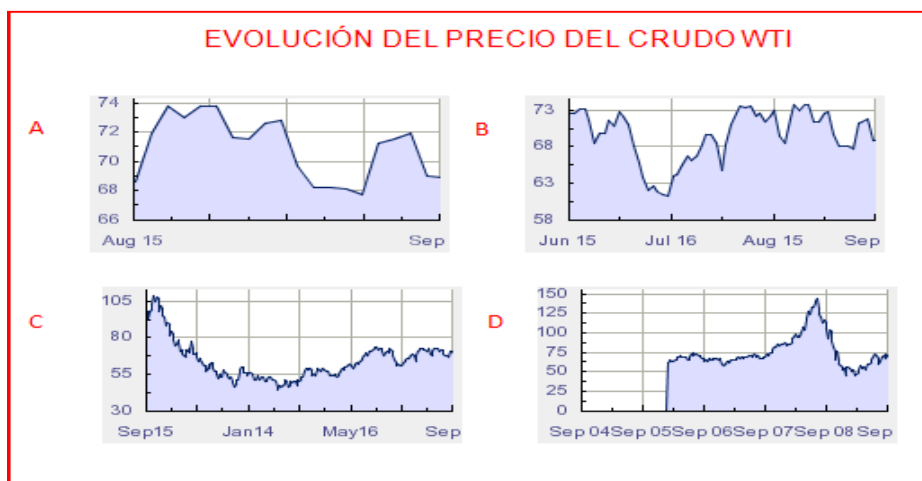
Q: Flujo de Caja neto, USD \$.

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

TIR: Tasa de interna de retorno, decimal.

Se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando el valor actual neto (VAN) es mayor que cero ó cuando la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización. La rentabilidad de los proyectos en la industria petrolera es muy alta, razón por la cual las inversiones se las realiza a corto plazo.

En base al precio referencia del barril de petróleo WTI (Western Texas Intermediate), el precio del crudo oriente ecuatoriano se lo castiga con un valor aproximado de \$13 dólares. Si tomamos un valor de 60 dólares el precio internacional referencial por barril WTI, el crudo Oriente sería de \$47 dólares. Conocemos además que el precio del petróleo está por lo general a la baja, por lo cual también se realiza un análisis para 50 dólares por barril WTI.



*Historiales del precio del crudo WTI hasta el 15-Sept-09, Fuente pag. web. www.oil-price.net A. Detalles del precio del último mes. B. Detalles del precio últimos trimestre. C. Detalles del precio último año. D. Detalles del precio últimos tres años.

4.2. COSTO-BENEFICIO POZO ESPOL.

Para realizar el análisis Costo-Beneficio necesitamos conocer los costos por inversión del nuevo sistema dual BES-FN, esto es compra, renta o la instalación de los equipos, que los representamos en los siguientes gastos:

4.2.1 INVERSIÓN, GASTOS E INGRESOS DEL PROYECTO.

La implementación de la Completación Dual Concéntrica BES-FN requiere de muchas piezas y equipos que generan gastos e inversiones; así como su instalación en el sistema demanda gastos; los cuales los detallamos a continuación.

Para estos análisis tomamos que el valor de inflación es de 3,33% para el primer año y que el valor de la inflación para el segundo año es 5,06%. El valor de la Actualización anual es de 14%. Fuente Banco Central del Ecuador. La tasa de declinación anual de producción es 7,6% anual.

4.2.1.1 COSTO DEL BHA

En esta sección se realiza un estudio de los costos de las herramientas, accesorios, bomba y sus componentes de subsuelo, y se los presenta en las tablas a continuación:

COSTOS DE COMPLETACION DUAL CONCENTRICA BES-FN, CSG 9 5/8"

DESCRIPCION	CANT	LONG(Ft)	P. UNITARIO	P .TOTAL
Elevación de la mesa rotaria a la sección superior				
Colgador 11'' 5000 psi x 2 7/8 6,5#	1			1036,30
tubo corto de 2 7/8'' 6,5# N-80	1	23	18,7	430,10
tubería de producción 2 7/8 '' 6,5#	150	4650	18,7	86955,00
tubo corto combinado 2 7/8" 6,5# N-80	1	3	18,7	56,10
Adaptador 2 7/8 X 2 3/8 6,5# N-80	1			162,56
Tubo corto combinado 2 3/8	1	5	13,8	69,00
Unidad de sellos 2,75" seal bore, 2 3/8	3	9,6		1290,00
			TOTAL	89999,06

Elevación de la mesa rotaria a la sección superior				
Colgador 11 ''5000 psi x 5 1/2 17# N-80	1	0,8		2728,70
Tubo corto 5 1/2 17# N-80	1	42	38,6	1621,20
Tubería de Producción 5 1/2 17# N-80	133	5852	38,6	225887,20
Tubo corto Combinado de 5 1/2 17# N-80	1	6,12	38,6	236,23
Niple de 5 1/2 20 # NV	1			133,10
			TOTAL	230606,43

Tubo corto 3 1/2 NV	1	11,49	26,62	305,86
Junta Telescopica con swivel 3 1/2 6,5#	1			11970,00
Valvula un solo Sentido 3 1/2 6,5# N-80	1			2660,00
Adaptador 3 1/2 17# 2 7/8 6.5# N-80	1			280,00
			TOTAL	15215,86

Cabeza de Descarga de 2 7/8 6.5# N-80	1	0,5		
Pump Superior 400 B1200 254 Etapas	1	23,5		
Intake 400 2 7/8	1	1,17		
Protector Superior sello 400	1	12,6		
Motor Serie 450 159 HP 2325 VOLT 40 A	1	14,1		
Adapter Typo: Motor&Sensor 2 3/8	1	2,82		
Sensor de fondo 2 3/8	1	1,9		
			TOTAL	350000,00

By - Pass Clamp	3		1439	4317,00
Union Ajustable pupjoint 3 1/2 x 2 7/8	1			280,00
Tuberia del By - Pass 2 7/8	N/A	90	18,7	1683,00
X - over By - Pass tubing 2 7/8 6.4 Lb/Ft x 2 7/8	1			163,00
PUMP SUPPORT SUB, 2 7/8 X 2 3/8	1	1		10000,00
Tubo Corto combinado 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	6	18	18,7	336,60
Tuberia Produccion 2 7/8 6.5# N-80	70	2170	18,7	40579,00
Tubo Corto combinado 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	6	18	18,7	336,60
Camisa de Circuacion de 2 7/8 6.5#	1			3960,00
Tubo Corto combinado 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	6	18	18,7	336,60
Tuberia Produccion 2 7/8 6.5# N-80	62	1922	18,7	35941,40
Tubo Corto combinado 2 7/8 6.5 Lb/Ft N-80	6	18	18,7	336,60
X - Over 2 7/8 X 3 1/2 6.4 Lb/Ft N-80	1	1,06		448,29
Tubo corto 3 1/2 N-80 9.21#	6	68,94	26,62	1835,18
Tubo Corto combinado 3 1/2 9,3 Lb/Ft N-80	9	54,9	26,62	1461,44
Integral Centrailer 3 1/2	2			15000,00
Niple, 275r profile, 3 1/2	1			172,98
Double Premiun Locator - Seal Assambly 3 1/2	1	0,44		8000,00
Premiun Seal unit 3,625 SA	1	3,59		9856,00
			TOTAL	135043,69

Packer Permanente 9 5/8, 47 Lb/Ft , 51A4	1	1,06		30750,00
Tubo corto 3 1/2 N-80 9.21#	2	22,98	26,62	611,73
Adaptador 3 1/2 17# 2 7/8 6.5# N-80	1			300,00
Niple campana de 2 7/8 8 RQ, N80Q				837,4
Tubo corto 3 1/2 N-80 9.21#	2	22,98	26,62	611,73
Tapon expulsable 3 1/2	1			280,00
			TOTAL	33390,86

COSTO DE BHA	854255,90
---------------------	------------------

4.2.1.2 COSTO DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE

El costo de los equipos de superficie que se utilizan en la completación dual concéntrica BES-FN con CSG de 9 5/8" es otro factor que debemos tomar en cuenta en el diseño, y se los presenta en las tablas a continuación:

EQUIPO EN SUPERFICIE				
DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
			(USD \$)	(USD \$)
CABEZAL DUAL FMC	1	unidad	35.000	35.000
CABLE ELECTRICO POTENCIAL CON CAPILAR		PIES		260.000
CAJA DE VENTEO				
TRANSFORMADOR ELEVADOR MULTI-TAPS	1	UNIDAD		21705
VARIADOR DE VELOCIDAD VSD	1	UNIDAD		46000
TRANSFOEMADOR REDUCTOR 13.8 KV/ 480 V	1	UNIDAD		21.705
PAQUETE INDICADOR DE SENSOR DE FONDO	1	UNIDAD		35.000
			TOTAL	419.410,00

El costo total de los equipos de superficie y subsuelo tenemos:

COSTOS DE SUPERFICIE	419.410,00
COSTOS DE SUBSUELO	854255,90
TOTAL	1.273.665,90

4.2.1.3 COSTOS TOTAL DE REACONDICIONAMIENTO

En esta sección se realiza un estudio de los costos de las operaciones realizadas para completar el pozo, y se los presenta en las tablas a continuación:

COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO PARA BAJAR COMPLETACION DUAL CONCENTRICA

CON EVALUACION DE ARENAS:

25 DIAS

COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
MOVIMIENTO DE LA TORRE	5000	1	5000
OPERACIÓN DE LA TORRE	218600	1	218600
SUPERVISION Y TRANSPORTE	18300	1	18300
TOTAL COSTOS TORRE DE REACONDICIONAMIENTO			241900

COSTOS OPERACIÓN E INSTALACION	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
QUIMICOS Y FLUIDO DE CONTROL	25000	1	25000
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	1273665,902	1	1273665,902
SLICK LINE	1360	1	1360
UNIDAD DE CABLE ELECTRICO (WIRE LINE)	30850	1	30850
SUPERVISION E INSTALACION BES	25650	1	25650
UNIDAD DE BOMBEO	19650	1	19650
VACCUM	2000	1	2000
INSTALACION DE PROTECTORES Y QUICK CONECTOR	42000	1	42000
UNIDAD DE EVALUACION, BOMBA Y TECNICO	19800	1	19800
TOTAL COSTOS OPERACIÓN E INSTALACION			1439975,902

TOTAL DEL REACONDICIONAMIENTO	1681875,902
--------------------------------------	--------------------

4.2.2 PRONOSTICO DE LA PRODUCCION DEL YACIMIENTO

Meses	Período	Producción diaria (incluye declinan del 0,633% mensual) (BPPD)	Producción Mensual con declinacion 7.6% anual (0.633% mensual) BPPM	Ingresos Totales/mes (DOLARES)	Ingresos totales acumulados (DOLARES)
1	0	0	0	0	0
2	1	1.340	40.200	1407000	1407000
3	2	1.332	39.946	1398094	2805094
4	3	1.323	39.693	1389244	4194337
5	4	1.315	39.441	1380450	5574787
6	5	1.306	39.192	1371712	6946499
7	6	1.298	38.944	1363029	8309528
8	7	1.290	38.697	1354401	9663928
9	8	1.282	38.452	1345827	11009756
10	9	1.274	38.209	1337308	12347064
11	10	1.266	37.967	1328843	13675907
12	11	1.258	37.727	1320432	14996338
13	12	0	0	0	14996338
14	13	1242	37.251	1303768	16300106
15	14	1234	37.015	1295515	17595621
16	15	1226	36.780	1287314	18882935
17	16	1218	36.548	1279166	20162101
18	17	1211	36.316	1271068	21433169
19	18	1203	36.086	1263023	22696192
20	19	1195	35.858	1255028	23951220
21	20	1188	35.631	1247083	25198303
22	21	1180	35.405	1239189	26437492
23	22	1173	35.181	1231345	27668838
24	23	1165	34.959	1223551	28892388

4.2.3 VAN y TIR

Conociendo los valores de inversión, egresos e ingresos del proyecto se desarrolla el flujo de caja del cual se obtienen los indicadores económicos VAN y TIR.

Al realizar los cálculos pertinentes, tomando en cuenta los datos de producción del pozo, formaciones, etc., también se toma los gastos en equipos, trabajos de reacondicionamiento que corresponden a la inversión para realizar el análisis económico del Diseño de una Completación Dual BES-FN. Se obtiene una TIR Positiva de 108% lo cual indica que el proyecto es rentable. Así se demuestra también con el valor del VAN que es un Valor relativamente grande equivalente a 34'824.514. El análisis costo-Beneficio nos da un valor de 5,15.

CALCULO DEL VAN Y TIR PARA 66 USD/BBL , CRUDO ORIENTE 53 USD/BBL

Meses	Período	Producción diaria (incluye declinan del 0,633% mensual) (BPPD)	Producción Mensual con declinacion 7.6% anual (0.633% mensual) BPPM	Ingresos Totales/mes (DOLARES)	Ingresos totales acumulados (DOLARES)	Costos de reparación de Pozos y construcción	Costos operativos 7.5 \$/bbl	Egreso total/mes (DOLARES)	Flujo de caja (Dolares)	Ingresos total actualizado (USD)	Ingresos totales acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,011% mensual (Dolares)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	1681875,902	0	1681875,902	-1681875,9	-	1681875,902	1681875,902	1681875,902	-1681875,902	-1681875,902
2	1	1.340	40.200	2130600	2130600	0	301500	301500	1829100	2107376	2107376	298214	1980090	1809163	127287
3	2	1.332	39.946	2117113	4247713	0	299592	299592	1817522	2094037	4201413	296326	2276416	1797711	1924998
4	3	1.323	39.693	2103712	6351425	0	297695	297695	1806017	2080782	6282195	294450	2570866	1786331	3711329
5	4	1.315	39.441	2090395	8441821	0	295811	295811	1794585	2067610	8349805	292586	2863452	1775024	5486353
6	5	1.306	39.192	2077163	10518984	0	293938	293938	1783225	2054522	10404327	290734	3154186	1763788	7250141
7	6	1.298	38.944	2064015	12582999	0	292078	292078	1771937	2041517	12445844	288894	3443080	1752623	9002764
8	7	1.290	38.697	2050950	14633948	0	290229	290229	1760721	2028594	14474438	287065	3730145	1741529	10744293
9	8	1.282	38.452	2037967	16671916	0	288392	288392	1749576	2015753	16490192	285248	4015394	1730505	12474798
10	9	1.274	38.209	2025067	18696982	0	286566	286566	1738501	2002994	18493185	283442	4298836	1719551	14194349
11	10	1.266	37.967	2012248	20709230	0	284752	284752	1727496	1990315	20483500	281648	4580484	1708666	15903015
12	11	1.258	37.727	1999511	22708741	0	282950	282950	1716561	1977716	22461216	279865	4860350	1697850	17600866
13	12	0	0	0	22708741	600000	0	600000	-600000	0	22461216	593460	5453810	-593460	17007406
14	13	1242	37.251	1974277	24683018	0	279379	279379	1694898	1952757	24413973	276334	5730143	1676424	18683830
15	14	1234	37.015	1961780	26644798	0	277610	277610	1684169	1940396	26354369	274584	6004728	1665812	20349642
16	15	1226	36.780	1949362	28594159	0	275853	275853	1673509	1928114	28282483	272846	6277574	1655267	22004909
17	16	1218	36.548	1937022	30531181	0	274107	274107	1662915	1915909	30198392	271119	6548693	1644789	23649698
18	17	1211	36.316	1924761	32455942	0	272372	272372	1652389	1903781	32102173	269403	6818096	1634378	25284076
19	18	1203	36.086	1912577	34368519	0	270648	270648	1641929	1891730	33993903	267698	7085794	1624032	26908109
20	19	1195	35.858	1900470	36268990	0	268935	268935	1631536	1879755	35873658	266003	7351797	1613752	28521861
21	20	1188	35.631	1888441	38157430	0	267232	267232	1621208	1867857	37741514	264319	7616116	1603537	30125398
22	21	1180	35.405	1876487	40033917	0	265541	265541	1610946	1856033	39597547	262646	7878762	1593387	31718785
23	22	1173	35.181	1864609	41898526	0	263860	263860	1600749	1844284	41441832	260984	8139746	1583301	33302086
24	23	1165	34.959	1852806	43751331	0	262189	262189	1590616	1832610	43274442	259332	8399078	1573278	34875364
						2281875,902		8473102	108,10%	43274442		8399078		34824514	

TIR

VAN

Inversión Total (USD)	8'473.102
Tasa Interna de Retorno Mensual (TIRm) %	108,10%
Tasa Interna de Retorno Anual (TIR) %	1297,2%
Valor Actual Neto (VAN) USD	34'824.514
BENEFICIO COSTO	5,15

PRECIO (\$/Bbl WTl)	PRECIO CRUDO ORIENTE (\$/Bbl)	VAN	TIR %	TIEMPO DE RECUPERAR INVERSION
66	53	\$ 3.4824.514	108,10%	28 días

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

1. El uso de completaciones dobles concéntricas maximiza las ganancias e incrementa la recuperación de reservas, en menor tiempo, recobrando la inversión del pozo, lo que representa un ingreso adicional, al no producir de estratos individuales. Se optimiza recursos y maximiza la producción.
2. Se aplica una metodología por pasos, para armar y bajar la completación dual concéntrica BES-FN, probando en cada una de ellas, antes de pasar al siguiente.
3. Se tiene un mejor control de los fluidos de las zonas de pago, al producir de dos estratos en forma independiente y simultánea, es decir, sin mezcla de fluidos y flujo cruzado.

4. Los costos por la completación dual de subsuelo es de US \$ 854.255,90, del equipo de superficie de US \$ 419.410,00 y los trabajos de reacondicionamiento, incluyendo costos de operación e instalación es de US \$ 408.210,00, lo que nos da un costo total de US \$ 1'681.875,90.

5. Del análisis económico nos damos cuenta que nuestro proyecto es económicamente viable, si le damos un tiempo de recuperación de la inversión de dos años, para un crudo Oriente de US \$ 55/bl, con una producción inicial de 1340 bppd con una declinación de 7,6% anual, vamos a tener un TIR de 108,1% mensual, 1297,2% anual, un VAN de 34'824.514 y un beneficio costo de 5,15. El tiempo de recuperación de la inversión es de 28 días. Y si nos inclinamos a ser pesimistas o los costos del crudo bajan, nos damos cuenta que sigue siendo rentable con los mismos precios de los equipos y herramientas y los trabajos de reacondicionamiento.

6. La aplicabilidad de nuestra completación doble viene dada por las características de los yacimientos y fluidos a producir, las presiones de fondo y la productividad de cada horizonte productor. La separación de

los yacimientos no deberían constituir un impedimento para el desarrollo de la completación dual, ya que estas se separan por empacadura, en este caso una empacadura simple para producir a flujo natural la zona inferior, la cual produciría aún fallando el equipo Electrosumergible de la zona superior, hasta que el pozo entre a reacondicionamiento para reparación.

5.2 Recomendaciones

1. En Campos nuevos se debe implementar completaciones duales concéntricas previo estudio de simulación matemática de los yacimientos y areniscas productoras, análisis PVT, caracterización de los fluidos producidos, estudio de reservas e implementación de nueva tecnología.
2. En Campos maduros se debe hacer uso de los simuladores para encontrar zonas con reservas, donde sea rentable la recuperación de la inversión, por tanto se debe tener más cuidado en el análisis costo beneficio.

3. Se debe realizar análisis técnico-económico de la conveniencia de desarrollar de dos horizontes productores, independientes y simultáneamente, comparado con la perforación de dos pozos para producir de los mismos intervalos productores, pero individualmente.
4. Se recomienda calcular las elongaciones o contracciones de las sartas durante las diferentes operaciones de bajada de la completación dual concéntrica (software).
5. Disponer de un análisis comparativo de precios de varios proveedores, tanto de los equipos de subsuelo como de superficie, para poder realizar un mejor escogitamiento y, realizar la mejor combinación entre precio, calidad, disponibilidad y tiempo de entrega.
6. Por tener una tasa tan alta de rentabilidad, el proyecto de completación dual concéntrica BES-FN es económicamente viable, lo que significa que, no estaríamos dispuestos a invertir la misma cantidad de dinero (1'681.875,902) por una rentabilidad menor.

BIBLIOGRAFIA:

- Completación Dual Concéntrica, Pozo Sacha-165D. Análisis de Factibilidad. Ingeniería de Producción y de Petróleos PETROPRODUCCION: Ing. Héctor Román, Ing. Gonzalo Echeverría e Ing. Juan Chiriboga.
- Libro de Facilidades de Superficie. Autor: Ing. Edgar Riofrío Andrade - Junio 2006
- Geología del Ecuador – Autor Ing. Núñez del Arco
- Microsoft Encarta 2007 Biblioteca Premium.
- Apuntes de Clase. Completación de Pozos. Ing Héctor Román
- Apuntes de Clase. Producción I, II, III. Ing. Héctor Román
- Apuntes de Clase. Perforación. Ing. Daniel Tapia
- <http://www.eird.org/deslizamientos/pdf/spa/doc15079/doc15079-c.pdf>
- <http://www.multimedios106.com/home/contenidos.php?id=172&identificaArticulo=19535>
- <http://html.rincondelvago.com/produccion-de-petroleo-en-ecuador.html>
- <http://www.va-tools.com/productos.shtml>
- www.slb.com
- www.bakerhughes.com
- http://www.espexpert.com/index.php?option=com_content&task=view&id=70&Itemid=87
- http://villa-petroleum.blogspot.com/2008_02_01_archive.html
- http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=inflacion

ANEXOS

TUBERIA DE PRODUCCION (TUBING)						
GRADO	TAMAÑO NOMINAL	O.D	I.D	DIAMETRO O.D EN LA UNION (CUELLO)	PESO CON EL CUELLO (LBS/ PIE)	DIAMETRO DEL DRIFT
F-25	2	2 3/8 2.375	1.995	3.063	4.7	1.901
	2 1/2	2 7/8 2.875	2.441	3.668	6.5	2.347
H-40	3	3 1/2 3.500	2.992	4.5	9.3	2.867
J-55	3 1/2	4 4.00	3.476	5	11	3.351
N-80	4	4 1/2 4.500	3.958	5.563	12.75	3.833

TUBERIA DE REVESTIMIENTO (CASING)					
GRADO	TAMAÑO NOMINAL	I.D	DIAMETRO O.D EN LA UNION (CUELLO)	PESO CON EL CUELLO (LBS/ PIE)	DIAMETRO DEL DRIFT
F-25	4 1/2	4.09	5	9.5	3.965
H-40					
J-55					
N-80		4	5	11.6	3.875
F-25	5	4.56	5.563	11.5	4.435
J-55		4.494	5.563	13	4.369
N-80		4.408	5.563	15	4.283
F-25	5 1/2	5.044	6.05	13	4.919
H-40		5.012	6.05	14	4.887
J-55					
N-80		4.892	6.05	17	4.767
F-25	6	5.524	6.625	15	5.399

H-40					
J-25		5.424	6.625	18	5.299
N-80					
F-25		6.135	7.39	17	6.01
H-40	6 5/8	6.049	7.39	20	5.924
J-55					
N-80		5.921	7.39	24	5.796
F-25		6.538	7.656	17	6.413
H-40					
J-55	7	6.276	7.656	26	6.151
		6.366	7.656	23	6.241
		6.276	7.656	26	6.151
N-80		6.184	7.656	29	6.059

Universal Bypass Clamp Technical Data Sheet

Part Number (2.375" Bypass Tubing)	100394199
Part Number (2.875" Bypass Tubing)	100233066
Maximum OD (in)	8.375
ESP series neck size range	Reda 400 series to 562 series
Bypass tubing sizes	2.875" standard with inserts for 2.375"
Material	Super 13Cr (CA6NM Class B) Investment casting
Bolting material	AISI 410 22Rc Max, Tuftride QPQ finish

ESP Series	2 7/8" Bypass Tubing	2 3/8" Bypass Tubing
562	Weight range up to 47lb/ft (8.525" drift)	Weight range up to 53.5lb/ft (8.379" Drift)
540	Weight range up to 53.5lb/ft (8.379" Drift)	Weight range up to 53.5lb/ft (8.379" Drift)
456	Weight range up to 53.5lb/ft (8.379" Drift)	Weight range up to 53.5lb/ft (8.379" Drift)
400	Weight range up to 53.5lb/ft (8.379" Drift)	Weight range up to 53.5lb/ft (8.379" Drift)

DESCRIPCION GENERAL DEL POZO

		EMR		30'				
CAMPO	ESPOL	CASING 5 1/2 17 L/P		44' C/U				
POZO	BESFN 9 5/8-7	TUBING 2 7/8 6.5 L/P		31' C/U				
RESERVORIO	U INFERIOR	TUBO CORTO 5 1/2						
INTERVALO	10120-10138 (18') @ 5 DPP	Y TOOL 5 1/2		1.25'				ADAPTADOR 2 7/8 X 2 3/8
BFPD	1400	TUBO 2 7/8 6.5 L/P		28'				ESPACIADOR 2 3/8
BPPD	980	JUNTA TELESCOPICA C/SWIVEL 2 7/8		4.2'				UNIDAD DE SELLOS 2.75" 2 3/8
BAPD	420	VALVULA DE UN SOLO SENTIDO 2 7/8		1'				PATA DE MULA 2 3/8
BSW	30,0%	ADAPTADOR 2 7/8 X 2 3/8		0.75'				
API	21,6	DESCARGA 2 3/8"		0.5'				
IP	1,89	BOMBA SUPERIOR	B1200	S/400	254 ETAPAS	23.5'		
Pws (LPCA)	2710	BOMBA INFERIOR						
Pwf (LPCA)	2279	INTAKE	INTAKE 400	S/400		2.8'		
Pb (LPCA)	812	PROTECTOR SUPERIOR	SELLO 400	S/400		12.6'	JUNTA RECEPTORA DE SELLOS 3 7/16	7.7'
Pcab (LPCA)	150	PROTECTOR INFERIOR					ADAPTADOR 3 7/16 2 3/8	0.2'
TDH	5093	MOTOR	150 HP 2325 V 40A	S/450		14'	SWIVEL 2 3/8	1.75'
NIVEL SOBRE BES	3570	SENSOR	SENSOR 450			4.1'	TUBO CORTO COMBINADO 2 3/8	5'
		BLOQUE SOPORTE 2 3/8				0.9'	TUBERIA DE BY PASS 2 3/8	90'
							TUBO CORTO COMBINADO 2 3/8	5'

DATOS DEL REVESTIMIENTO

CASING	DIAMETRO EXTERNO	DIAMETRO EXTERNO	PESO LB/PIE	RUGOSIDAD PULGADAS	TOPE MD PIES	FONDO MD PIES
9 5/8"	9,625	8,681	47	0,00065	0	9225
7"	7	6,276	26	0,00065	9208	10560

SWIVEL 2 3/8	1.75'							
TUBO CORTO COMBINADO 2 3/8	5'	ARENA	HOLLIN SUPERIOR	10500 MD	10528 MD	28' 5 DPP		
TUBERIA DE BY PASS 2 3/8	90'	Pws	4253 LPC					
		Pwf	2380 LPC					
		Pb	435 LPC					
		BFPD	800					
		BSW	55%					
		IP	0,43					
		API	22					
		Pcab	150 LPC					

Tubo corto 3 1/2					
Tubería 3 1/2					
Tubo corto 3 1/2					
Shear sub 3 1/2					
Tubo corto 3 1/2					
Ensamblaje blast joint 3 1/2					
Tubería 3 1/2					
Tubo corto 3 1/2					
Centralizador 3 1/2 x 6"					
Seating nipple 3 1/2					
Localizador 3 1/2	CONSIDERAR 0.85' FUERA DEL PKR	EMPACADURA PERMANENTE 7"X4"	GOMA 2.75'	LONG TOT	5.1'
Unidad de sellos		COUPLING JUNTA DE SELLOS			0.5'
Tubo espaciador de sellos		JUNTA RECEPTORA DE SELLOS ID=4"			9.5'
Unidad de sellos	2.57'	ADAPTADOR DE 3 1/2			0.7'
Pata de mula	0.99'	TUBO CORTO 3 1/2			4'
		NIPLE DE ASENTAMIENTO 3 1/2			1'
		TAPON EXPULSABLE 3 1/2			0.5'