

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO TORNILLO GEMELO
EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN**

GERLEIN MAURICIO LÓPEZ ROPERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO TORNILLO GEMELO
EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN**

GERLEIN MAURICIO LÓPEZ ROPERO

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título
de Ingeniero de Petróleos**

Director

**MSc. FERNANDO E. CALVETE
Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS**

Codirector

**ING. HENRY CASTELLANOS
Occidental de Colombia, Inc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2007**

DEDICATORIA

A Dios, que ha sido mi apoyo en los momentos en cuales he querido desfallecer, por ser mi amigo, por guardarme y darme la sabiduría necesaria para cumplir esta meta en mi vida.

A mis padres y a mis hermanos, que creyeron en mí, y con mucho esfuerzo y amor, me dieron lo necesario para llegar a ser la persona que soy.

A mis pastores William Carmona y Luz Stella Charrupi, que han sido como mis segundos padres y me han dado su amor y cariño.

A los ingenieros Henry Castellanos, Fernando Calvete y Fernando Grajales que han sido mis maestros y amigos.

Y a mis compañeros de practica empresarial Carlos Pérez, Johanna Blanco y Gina Jiménez que me aportaron de conocimiento y amistad.

AGRADECIMIENTOS

A la universidad Industrial de Santander, que fue el instrumento que Dios utilizó para cumplir su propósito en mi vida.

A Occidental de Colombia Inc, por darme la oportunidad de Conocer más acerca de mi carrera, y adquirir experiencia para mi futuro desempeño como ingeniero de petróleos.

A los profesores de la escuela de ingeniería de petróleos, que han dado lo mejor de ellos en la educación y formación de excelentes profesionales.

A los ingenieros Carlos Santos y Gabriel Acevedo, por creer en mi y darme la oportunidad de trabajar en este proyecto.

En fin, a todas las personas que hicieron posible la realización de este trabajo.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO TORNILLO GEMELO EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN*.

AUTOR: GERLEIN MAURICIO LÓPEZ ROPERO**

PALABRAS CLAVES:

Campo Caño Limón, Bombas de tornillo gemelo, Sistema de levantamiento artificial ESP, Optimización de producción.

DESCRIPCIÓN:

El campo Caño es uno de los campos en Latinoamérica, con mayor desarrollo tecnológico aplicado; es por ello que el departamento de Producción e Ingeniería de Occidental de Colombia (PAE), Inc. tiene como objetivo el desarrollo de proyectos de optimización de producción y la implementación de nuevos sistemas de levantamiento, que se adapten a las cambiantes condiciones de operación de los pozos del campo, debido a la normal declinación de la presión del yacimiento con el tiempo.

Este trabajo presenta un análisis técnico y económico para la implementación del sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo en el campo Caño Limón, teniendo en cuenta las condiciones mecánicas y de operación de los pozos; para este objetivo se seleccionaron 4 pozos con diferentes potenciales de producción.

Para la puesta en marcha de este proyecto se efectuó un estudio económico sencillo, el cual fue realizado teniendo en cuenta las tasas máximas de producción de petróleo propuestas en el análisis técnico, y usando como criterio de evaluación financiera el valor presente neto; los resultados de ambos estudios determinaron, que la implementación de dicho sistema de levantamiento es viable desde ambos puntos de vista, y se constituye como una excelente opción, en el caso que el sistema de levantamiento artificial ESP se torne deficiente.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Msc. Fernando E. Calvete, Ing. Henry Castellanos.

ABSTRACT

TITLE: TEHNO-ECONOMIC ANALYSIS FOR THE IMPLEMENTATION OF THE TWIN SCREW ARTIFICIAL LIFT SYSTEM IN THE CAÑO LIMON FIELD*.

AUTHOR: GERLEIN MAURICIO LOPEZ ROPERO**

KEY WORDS:

Caño Limon Field, Twin Screw Pumps, Artificial lift System, ESP, Optimization of production.

DESCRIPTION:

The Caño Limon field is one of the fields, with greater applied technological development in Latin America; it is for that reason that the department of Production and Engineering of Occidental of Colombia (PAE), has as objective the development of projects of production optimization and the implementation of new artificial lift systems, which adapt to the changing conditions of operation of wells in the field, due to the normal reservoir pressure declination.

This work presents a technical and economic analysis for the implementation of the twin screw artificial lift system in the Caño Limón field, keeping in mind the mechanical conditions and of operation of wells; for this objective 4 wells with different potentials from production were selected.

For the beginning of this project a simple economic study took place, which was made keeping in mind the maximum rates of petroleum production proposed in the technical analysis, and using as criterion of financial evaluation the net present value; the results of both studies determined, that the implementation of this artificial lift system is viable from both points of view, and it is constituted an excellent option, in the case that the Artificial lift system ESP becomes deficient.

* Undergraduate Project.

** Physiochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.
Msc. Fernando E. Calvete, Eng. Henry Castellanos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMON	15
1.1 ANTECEDENTES HISTORICOS	15
1.2 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	17
1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	18
1.4 GEOLOGÍA	20
1.4.1 Ubicación Geológica	20
1.4.2 Geología Estructural	20
1.4.3 Estratigrafía	23
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	26
1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	28
1.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	30
2. OPERACIONES DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO CAÑO LIMON	32
2.1 GENERALIDADES	32
2.2 DESVENTAJAS Y PROBLEMAS OPERACIONALES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	33
2.3 MECANISMOS DE ABRASION	34
2.4 CAMBIOS DE PRESION ESTATICA E INDICES DE PRODUCTIVIDAD	40
2.5 OPERACIONES DE MONITOREO	40
2.5.1 Cantidad de Arena	41
2.5.2 Producción de fluido	41
2.5.3 Frecuencia de operación	42
2.5.4 Nivel de fluido	42
2.6 OPERACIONES DE INSPECCIÓN Y DIAGNOSTICO.	42
3. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO TORNILLO GEMELO	44
3.1 GENERALIDADES	44

3.2 CARACTERISTICAS	47
3.3 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE FONDO	52
3.3.1 Motor	52
3.3.2 Cable	52
3.3.3 Sección Sellante	52
3.3.4 Ejes	54
3.3.5 Centralizador	54
3.3.6 Módulo de transmisión	54
3.3.7 Entrada de fluido a la bomba "Intake".	54
3.3.8 Bomba.	55
3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE	58
3.5 OTROS ACCESORIOS	61
3.6 COMPARACION ENTRE EL USO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO TORNILLO GEMELO Y EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP.	62
4. REVISION DE LOS PARAMETROS DE OPERACIÓN.	64
4.1. POTENCIAL DEL POZO	64
4.1.1. Índice de Productividad (IP).	64
4.1.2. Curva IPR (Inflow Performance Relationship)	65
4.2. PERDIDAS DE PRESION EN TUBERIAS VERTICALES:	69
4.2.1 Gradiente de Presión	70
4.2.2 Perdidas por fricción	71
4.3 PRODUCCIÓN DE ARENA	77
4.5 COMSUMO APROXIMADO	79
5. ANALISIS ECONOMICO	85
5.1 INVERSIÓN INICIAL	86
5.2 COSTOS DE OPERACIÓN	86
5.2.1 Costos de energía eléctrica	86
5.2.2 Costos de tratamiento de los fluidos en superficie	87
5.2.3 Servicio de pozos	87
5.2.4 Descuentos e impuestos	88

5.2.5 Análisis	88
5.1 RESULTADOS	95
CONCLUSIONES	96
BIBLIOGRAFIA	98

LISTA DE FIGURAS

	pag
Figura 1. Ubicación Geográfica del Campo Caño Limón	19
Figura 2. Ubicación de los Campos de Contrato Cravo Norte.	19
Figura 3. Mapa estructural del campo Caño Limón.	22
Figura 4. Columna Estratigráfica del campo Caño Limón.	25
Figura 5. Tipos de fallas en los sistemas ESP.	35
Figura 6. Causas de Falla en las Bombas	36
Figura 7. Estado Mecánico Típico	37
Figura 8. Análisis Granulométrico C5	38
Figura 9. Dirección de Flujo en una Bomba de Tornillo Gemelo	45
Figura 10. Etapa de una Bomba de Tornillo Gemelo.	45
Figura 11. Clasificación de las Bombas de Tornillo	46
Figura 12. Comparación entre las bombas de Desplazamiento Positivo y las Bombas centrífugas	50
Figura 13. Partes de Una bomba de tornillo gemelo.	51
Figura 14. Intake de una bomba de tornillo gemelo	55
Figura 15. Aumento de la presión en función de la longitud de la bomba.	56
Figura 16. Comportamiento a Diferentes Velocidades.	56
Figura 17. Etapas de una bomba	57
Figura 18. Teardown de una bomba de tornillo gemelo.	57
Figura 19. Variador de Frecuencia	59
Figura 20. Transformadores.	60
Figura 21. Índice de productividad para el pozo LY-112	66
Figura 22. Índice de productividad para el pozo CV-01.	67
Figura 23. Índice de productividad para el pozo RD-05.	68
Figura 24. IPR para el pozo LY-98	69

Figura 25. Diagrama de Moody	72
Figura 26. Gráfico de Arena Vs BFPD para LY-112.	77
Figura 27. Gráfico de Arena Vs BFPD para CV-01.	78
Figura 28. Gráfico de Arena Vs BFPD para LY-98.	78
Figura 29. Gráfico de Arena Vs BFPD para RD-05.	80
Figura 30. Eficiencia global para una bomba de tornillo Gemelo.	81
Figura 31. Gráficas Económicas para el pozo LY-112.	89
Figura 32. Gráficas Económicas para el pozo CV-01.	90
Figura 33. Gráficas Económicas para el pozo LY-98.	93
Figura 34. Gráficas Económicas para el pozo RD-05.	95

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Subdivisión Estratigráfica de Zonas Productoras.	28
Tabla 2. Propiedades de la roca.	29
Tabla 3. Distribución de Porosidades.	30
Tabla 4. Propiedades de yacimiento y fluido.	30
Tabla 5. Índices de productividad	66
Tabla 6. Tabla de Rugosidades Relativas.	73
Tabla 7. Estado Mecánico y propiedades del fluido.	75
Tabla 8. Parámetros de Operación a diferentes tasas LY-112.	76
Tabla 9. Parámetros de Operación a diferentes tasas CV-01.	76
Tabla 10. Parámetros de Operación a diferentes tasas LY-98.	77
Tabla 11. Parámetros de Operación a diferentes tasas RD-05.	77
Tabla 12. Consumos aproximados a diferentes tasas de producción.	83
Tabla 13. Rangos de Operación de las Bombas de Tornillo Gemelo.	85
Tabla 14. Servicio de pozo	88
Tabla 15 Datos Económicos del pozo LY-112.	89
Tabla 16 Datos Económicos del pozo CV-01.	90
Tabla 17 Datos Económicos del pozo LY-98.	91
Tabla 18 Datos Económicos del pozo RD-05.	94
Tabla 19 Resultados Económicos.	96

INTRODUCCIÓN

La rentabilidad de las operaciones de explotación de los campos petrolíferos disminuidos por su explotación, se ve afectada por diversos factores que la colocan en riesgo, los cuales, al no ser manejados adecuadamente y pueden convertir esta actividad del negocio en poco atractiva para invertir; Como es el caso de algunos sectores del campo Caño Limón.

Las mayores pérdidas de la productividad están determinadas por los elevados costos de operaciones en la utilización de equipos y sistemas tornados inadecuados con el tiempo.

Dentro de los campos que conforman el contrato de Asociación Cravo Norte, el bombeo electro-sumergible es el sistema de levantamiento artificial mas empleado por la empresa Occidental de Colombia, este sistema fue seleccionado, teniendo en cuenta las propiedades iniciales del yacimiento, pero debido a que en algunos sectores del mismo, como es el caso de la formación Carbonera Superior (C5) (en el cual existen problemas de declinación de la presión, producción y entre ellos la presencia excesiva de arena, debido a que estas formaciones fueron originadas en ambientes fluviales conformados por canales semi-aislados y aislados en los cuales la acción del acuífero es mínima), surgen dificultades en el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial ESP.

Teniendo en cuenta lo anterior y los precios actuales del crudo, se hace conveniente probar nuevas tecnologías de levantamiento artificial, para mejorar la producción y evitar los problemas antes mencionados.

El sistema de levantamiento artificial de bombeo tipo “tornillo gemelo”, representa una buena opción en el mercado, para un alto rendimiento (técnico y económico) del proyecto mencionado. Algunas ventajas de este sistema de levantamiento, son:

- Ofrece las ventajas de una bomba de desplazamiento positivo.
- Capacidad para manejar gas.
- Resistente a la abrasión generada por la arena.
- Diseñada para manejar altas velocidades.
- Puede ser instalado en pozos verticales, desviados y horizontales.
- Capacidad para trabajar a altas temperaturas.
- No necesita mucho sumergimiento de la bomba en el fluido de producción, comparada con una ESP.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMON

1.1 ANTECEDENTES HISTORICOS

La compañía multinacional *Occidental International Exploration and Production Corporation* inició en Colombia estudios y exploraciones de posibles áreas prospectivas en la región del Magdalena Medio a finales de la década de los años 70.

A mediados de 1980 Occidental inició la primera fase exploratoria con la firma de contratos de Asociación con ECOPETROL, sobre los bloques exploratorios Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas cada uno. En este periodo Occidental produjo 2,800 Km. de datos sísmicos y perforó 19 pozos estratigráficos y 2 pozos exploratorios.

En Abril de 1983 se inició la perforación del pozo direccional Caño Limón–01, y en julio del mismo año se confirmó la productividad del yacimiento, después de la producción de 10,690 BOPD¹ de 31° API, proveniente de dos zonas de Carbonera Inferior. En 1985, ECOPETROL reconoció comercialidad sobre las reservas de mil millones de barriles.

Inicialmente se creyó que el campo Caño Limón estaba conformado por una sola estructura, pero mediante un estudio sísmico adicional, se pudo determinar la presencia de estructuras prospectivas contiguas posiblemente conectadas al pliegue de Caño Limón. Mediante la perforación de los pozos La Yuca 1 y Matanegra 1 se demostró la existencia de tres cierres

¹ Barriles de Aceite por Día

estructurales, identificados actualmente como las áreas productivas de Caño Limón, La Yuca y Matanegra.

En 1984 fue declarado campo comercial y a partir de esa fecha ECOPETROL participa en la producción y comparte la inversión en un 50 %. El 7 de diciembre de 1985 se inició la producción de petróleo proveniente de las estructuras del campo Caño Limón. Durante los años siguientes, a través del análisis de la información sísmica recopilada, se descubrió el Campo Redondo en la parte sur occidental de la estructura del campo Caño Limón. La producción de este campo comenzó en junio de 1987 con los pozos Redondo 1 y Caño Verde 1.

De igual manera, en enero de 1989 se inició la producción de otro campo de la asociación Cravo Norte denominado Caño Yarumal, el cual se encuentra adyacente a la estructura de Matanegra en la parte norte del campo Caño Limón.

En los últimos años se han perforado varios pozos exploratorios en pequeñas estructuras aledañas a los campos anteriormente definidos, dando como resultado dos pequeños campos llamados La Yuca Este y Redondo Este, los cuales tienen un pozo productor cada uno de ellos.

De esta forma el bloque Cravo Norte está compuesto actualmente por tres campos principales: Caño Limón, que produce de las estructuras Caño Limón, Matanegra y La Yuca; Campo Redondo, que produce de las estructuras Redondo y Caño Verde; y Campo Caño Yarumal con una sola estructura del mismo nombre. Adicionalmente, tiene pequeños campos secundarios llamados La Yuca Este y Redondo Este.

En el año de 1986 empezó la utilización del sistema de bombeo electrosumergible, como consecuencia de los altos caudales y altos cortes de agua esperados. Adicionalmente se experimentó a través de un pozo piloto con bombeo hidráulico, sin resultados satisfactorios.

1.2 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Con la firma de la extensión del Contrato de Asociación Cravo Norte hasta el límite económico del yacimiento a finales del 2005, la compañía OCCIDENTAL DE COLOMBIA inició una intensiva exploración sísmica en la zona, con la cual se espera mejorar el modelo geológico existente, confirmando la ubicación de las actuales zonas productoras y evaluando proyectos futuros que permitan aumentar las reservas y por ende el factor de recobro del Campo.

Actualmente, en el área del Contrato Cravo Norte existen 292 pozos productores; de los cuales 36 se encuentran en la estructura Caño Limón, 143 en el área de la Yuca, 16 en Caño Verde, 63 en Caño Yarumal, 51 en Matanegra, 9 en Redondo, 10 en Jiba y 4 en otras estructuras secundarias. La producción diaria de crudo del campo asciende a los 99.000 BO en promedio produciéndose de esta forma aproximadamente 2,850,000 BFPD, debido al alto corte de agua con que se cuenta en Caño Limón, cuyo promedio es de 96.45%., para el tratamiento de este fluido el Campo cuenta con dos facilidades de producción denominadas PF – 1 y PF – 2 (*Production Facilities 1 y 2*). En estas facilidades la separación se lleva a cabo mediante unos tanques llamados FWKOS, por sus siglas en inglés, que traducen *Free Water Knock Out*, o Tanques de Agua Libre, de allí el crudo libre de agua y arena es llevado a los tanques de almacenamiento para luego ser bombeados a través de la estación de bombeo PS-1 (*Pump Station 1*) por el oleoducto Caño Limón-Coveñas. Por otra parte el agua de producción sigue

su proceso de tratamiento para ser vertida a los esteros La Conquista y La Hermosa con un contenido aproximado de 5 a 10 ppm (partes de aceite por millón de crudo).

1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Los campos de Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo, se encuentran localizados en el extremo norte de los llanos Orientales, en el departamento de Arauca, entre la población de Araquita y el caserío de La Yuca. (Ver Figura 1.)

Estos campos están ubicados en el área del contrato de la Asociación Cravo Norte, sobre una extensión aproximada de 260,000 hectáreas, a 50 kilómetros al oeste de la ciudad de Arauca. El bloque Cravo Norte está limitado al norte y al este por el río Arauca, al sur por el río Casanare y al oeste por el piedemonte de la Cordillera Oriental.

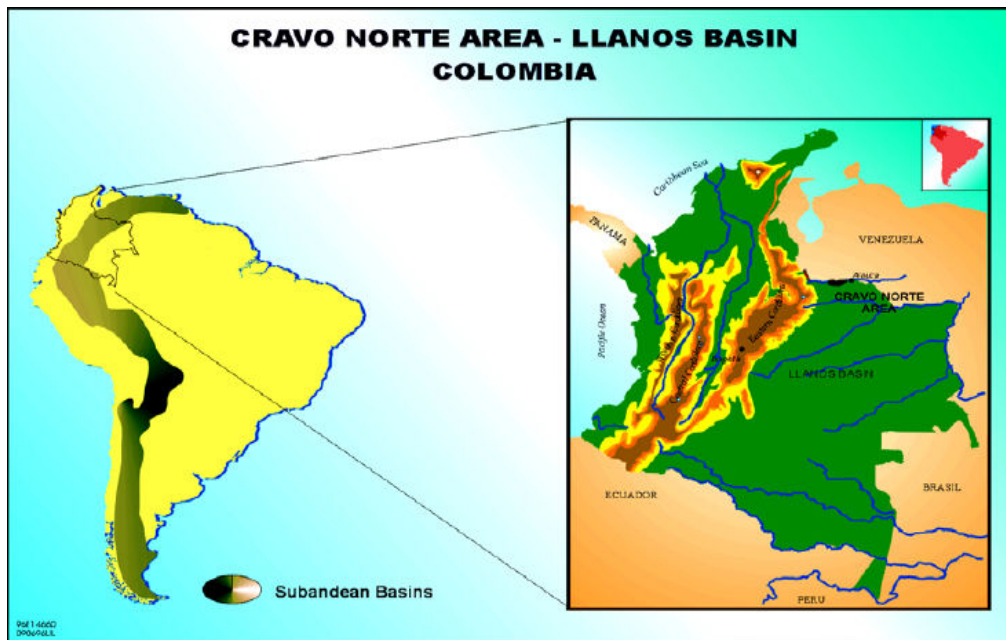
El campo se enmarca dentro de las Coordenadas Gauss con origen 3° Este:

N: 1'256,000 m - 1'264,000 m

E: 992,000 m - 1'004,000 m

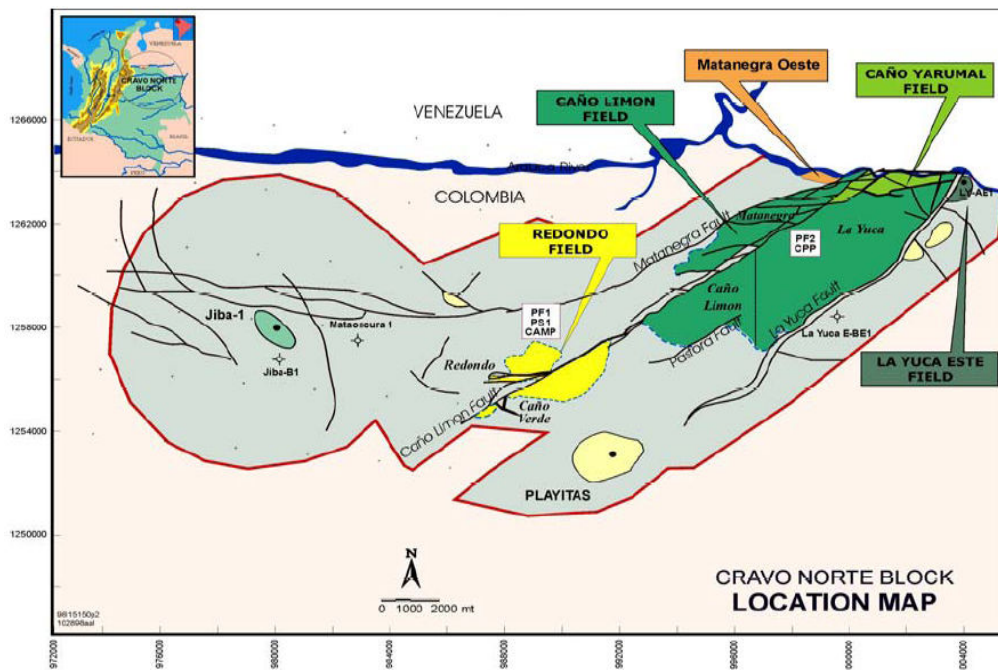
El área productiva comprende seis campos petrolíferos: Caño Limón, Caño Yarumal, Matanegra, Caño Verde, La Yuca y Redondo (Figura 2).

Figura 1. Ubicación Geográfica del Campo Caño Limón



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Figura 2. Ubicación de los Campos de Contrato Cravo Norte.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

1.4 GEOLOGÍA

Los fluidos de producción de los campos provienen de las formaciones rocosas comprendidas entre el Cretáceo y el Oligoceno; son arenas de origen deltáico pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7600 pies (2315 metros) cuyo mecanismo de producción es debido a un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

1.4.1 Ubicación Geológica. La estructura Geológica de los campos está situada sobre el arco de Arauca en el flanco Norte de la Cuenca de los Llanos Orientales; al este de esta cuenca se encuentra ubicado el escudo granítico de Guyana, al oeste la cordillera de los Andes y hacia el norte se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela).

La región norte de los Llanos es un flanco monoclinal de cuenca que desciende en dirección oeste con buzamientos muy leves. La formación estructural general consiste principalmente en un fallamiento de tipo normal con dirección noreste-suroeste cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran incluso sedimentos Terciarios. La cuenca de los Llanos se caracteriza también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante.

1.4.2 Geología Estructural. Debido al movimiento lateral de la falla Caño Limón, que secciona la estructura anticlinal principal de noreste a suroeste, las Fallas sellantes, Matanegra y la Yuca dividen el Campo Caño Limón en dos estructuras productoras. El bloque más grande, limitado por las fallas de Caño Limón y la Yuca, se denomina bloque Caño Limón-La Yuca; el bloque adicional denominado Matanegra está limitado por las fallas de Caño Limón y Matanegra.

Complementariamente, el campo Caño Limón está vinculado con la falla de Arauca, la cual es de corta extensión y es paralela al río Arauca en la parte norte del Campo, y lo separa del campo Caño Yarumal. Las fallas Matanegra, Arauca y La Yuca circundan el campo definiendo sus límites noroeste, norte y sureste respectivamente, siendo el límite suroeste del campo el contacto agua-aceite.

Por otra parte, el campo Caño Yarumal se encuentra situado dentro del cierre estructural de la parte norte del bloque Cravo Norte, siendo la falla de Arauca su límite estructural sur y parte de la falla Matanegra su límite noroeste.

El campo Redondo se encuentra ubicado en la parte suroeste del bloque Cravo Norte separadamente de los campos Caño Limón y Caño Yarumal. Debido a la falla Caño Limón se encuentra dividido en dos estructuras Caño Verde y Redondo.

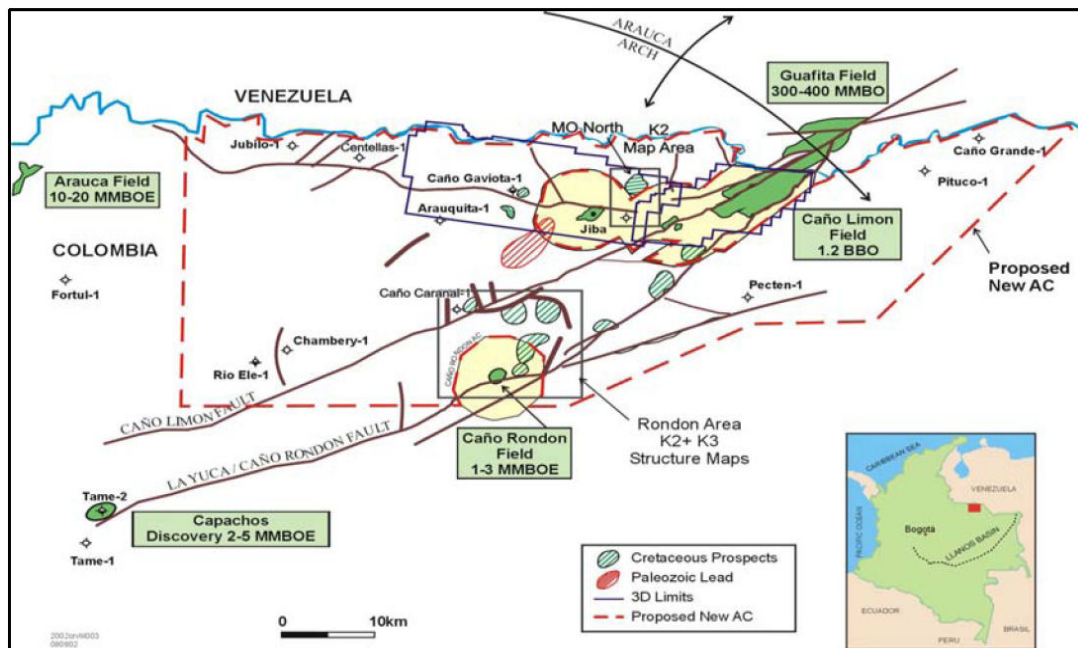
En la figura 2 se pueden visualizar en distintos colores, las diferentes áreas que conforman cada uno de los tres campos del bloque Cravo Norte y adicionalmente la localización de las dos facilidades de producción PF1 y PF2.

A continuación se describen las principales características de las Estructuras que conforman el sector Cravo Norte.

Estructura Caño Limón - La Yuca: Está compuesta por pliegues anticlinales con cabeceo suroeste unidos entre sí por un área sinclinal. El pliegue anticlinal de Caño Limón, está truncado por las fallas de Pastora y Caño Limón y cabecea ligeramente hacia el sur-oeste. El pliegue de La Yuca es

un anticlinal que está truncado en su parte superior por la Falla de Arauca. Ambos pliegues son estructuras con buzamientos leves.

Figura 3. Mapa estructural del campo Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Estructura Matanegra: Está conformada por el bloque norte del campo Caño Limón, el cual está limitado por las fallas Matanegra y Caño Limón, constituye el rasgo estructural más alto del campo. Al nivel de la formación Carbonera Inferior y de la Unidad K1 Inferior, la estructura tiene forma de un domo elongado en dirección Noreste-Suroeste. Está cortada por fallas normales que tienen una dirección Este-Oeste.

Estructura Caño Yarumal: Principalmente está compuesta por un anticlinal truncado longitudinalmente por la acción de la falla de Arauca, esta comprendida entre los límites del río Arauca al norte, por la falla Matanegra al

noroeste y por la falla de Arauca en el sur. Está ubicada en la parte norte del bloque Cravo Norte.

Estructura Caño Redondo: Esta constituido por un domo anticlinal que se encuentra al sur del área Cravo Norte, al costado izquierdo de la falla Caño Limón la cual lo separa del sector de la estructura Caño Verde. En su parte sur se encuentra levemente fallado por pequeñas fallas que acompañan la falla Caño Limón.

Estructura Caño Verde: Está conformada por un anticlinal elongado en dirección noreste-suroeste, el cual está truncado por la falla Caño Limón en la misma dirección, siendo el resultado del bloque de la parte sureste bajo la falla. Tiene un buzamiento medio y es más bajo estructuralmente que el bloque Redondo.

1.4.3 Estratigrafía. En la cuenca de los Llanos Orientales, se han reconocido aproximadamente 9150 metros (30,019 pies) de espesor de rocas sedimentarias depositadas sobre basamento Precámbrico, que comprenden rocas desde el Paleozoico inferior, capas rojas del Tríasico-Jurásico y sedimentitas del Cretácico y Terciario comúnmente divididas en unidades operacionales informales; dichas unidades pueden observarse en la figura 3, en la que se presenta una sección estructural de la cuenca llanos y se puede identificar el basamento precámbrico junto con las diferentes unidades sedimentarias y la porción correspondiente al campo Caño Limón.

La sección estratigráfica de interés se extiende desde el Precretáceo al Cretáceo reciente, comprende 2804 metros (9200 pies) de columna sedimentaria. (Ver Figura 4.) En esta sección se encuentran los estratos productores que comprenden cuatro formaciones sedimentarias: la formación Carbonera Inferior/Mirador de edad Eoceno que contiene el 80% del petróleo

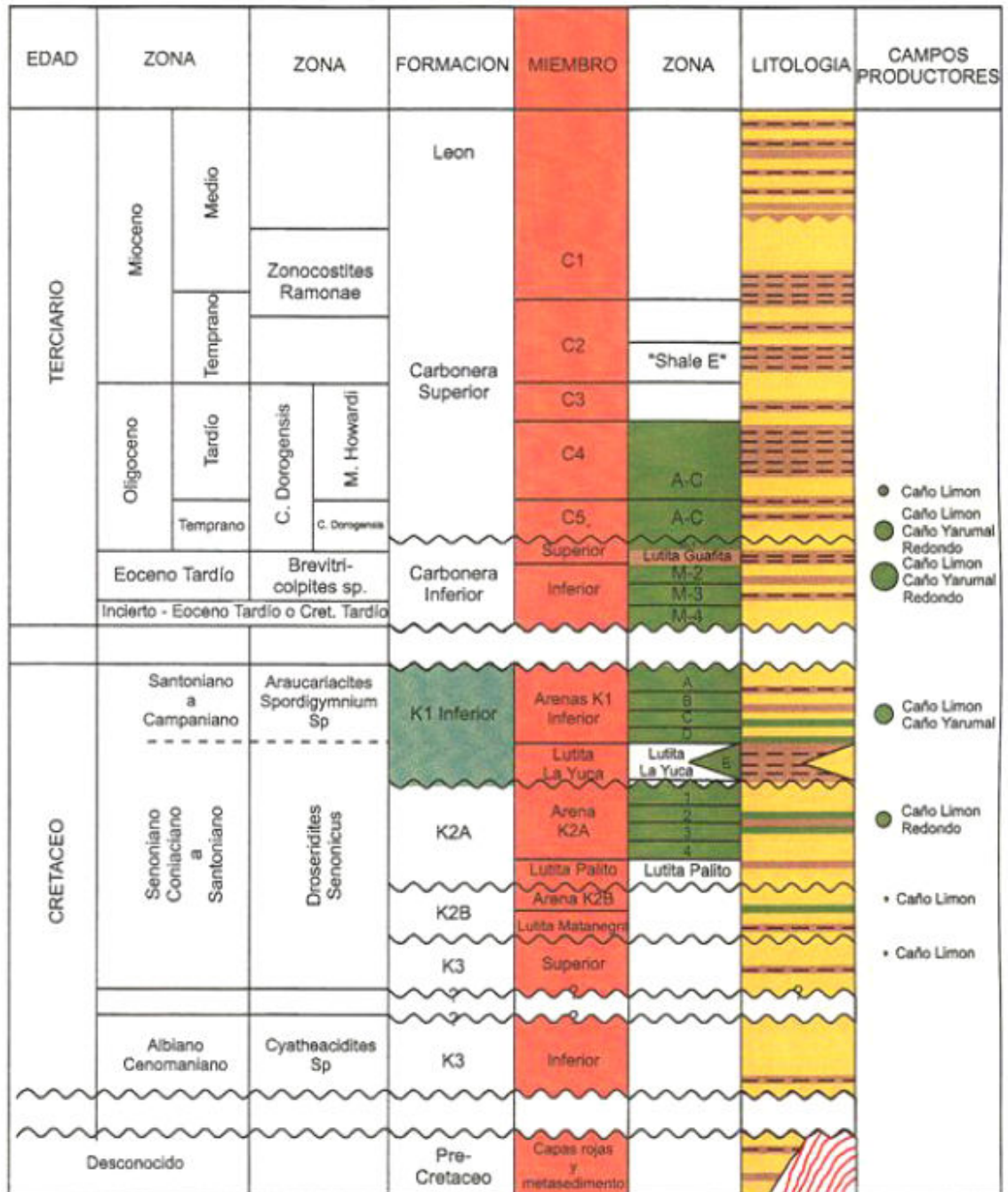
total in situ del Campo, las formaciones productoras K1, K2A (Según la nomenclatura de la Compañía) de edad Cretácea tardía (cenoniano) y la formación Carbonera Superior de edad Oligoceno.

Precretáceo: En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el área Cravo Norte la secuencia estratigráfica con interés petrolífero se analiza a partir del Cretáceo Superior y es denominada cobertura productiva.

Cretáceo: Esta sección está compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a 150 metros (500 pies).

El Cretáceo se ha dividido en el área Cravo Norte en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias, estas son la base del K3, K2A, K2B y K1. La división del Cretácico en los miembros K3, K2 y K1 es de carácter práctico, por tal razón no se relacionan con otras unidades del Cretácico en regiones cercanas.

Figura 4. Columna Estratigráfica del campo Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Terciario: En el área Cravo Norte esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones a saber: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcóscicas, cuarcíticas, arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 2320 metros (7600 pies).

1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Roca generadora: Según los análisis geoquímicos realizados sobre las muestras de los pozos del campo, los aceites de los campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo, fueron generados por lutitas cretácicas provenientes de sedimentos marinos ricos en materia orgánica. Esta fuente de generación probablemente puede estar localizada en sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca del Piedemonte Llanero o en las cuencas vecinas de Venezuela. El petróleo del bloque Cravo Norte se ha clasificado como aromático intermedio a parafínico nafténico. La figura 5 muestra la ubicación de varias muestras de Caño Limón en el gráfico de clasificación de Tissot & Welte. Adicionalmente debido a su moderada densidad y viscosidad y a la presencia de elementos volátiles en su composición, se define como moderadamente maduro.

Roca almacenadora: En los campos del bloque Cravo Norte, los estratos productores se subdividen de acuerdo a las propiedades litológicas y petrofísicas características. Se distinguen como unidades almacenadoras los estratos K1 y K2 del Cretáceo y Carbonera Inferior/Mirador y Superior. (Ver Tabla 1.)

Tabla 1. Subdivisión Estratigráfica de Zonas Productoras.

EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	ÁREAS PRODUCTORAS*	ESPESOR (m – pies)	
Oligoceno Temprano a Mioceno Medio	Carbonera Superior	Superior C4	CL - LY - CY	9 – 30	
		Basal C5	CL - LY - MN – CY - CV - RD	10 – 30	
Cretáceo Superior a Eoceno Tardío	Carbonera Inferior (Mirador)	M1A	CL - LY - MN – CY - CV - RD	80 – 260	
		M1B	CL - LY - MN - CY - CV		
		M1C1	CL - LY – MN - CY		
		M1C2	CL - LY - MN - CY - RD		
		M2A	CL - LY - MN - CY - RD		
		M2B	CL - LY - MN – CY - CV - RD		
		M3A	CL - LY - MN – CY - CV - RD		
		M3B	CL - LY – MN - CY		
		M3C	CL - LY – MN - CY		
		M4A	CL - LY – MN - CY		
		M4B	CL - LY – MN - CY		
Cretáceo	LK1	K1	A	MN	76 – 250
			B	MN – LY - CY	
			C	MN – LY - CY	
			D	MN – LY - CY	
			E	MN – LY - CY	
	LK2A	K2	1	MN – RD	76 – 250
			2	MN	
			3	MN	
			4	MN	
(*) Las abreviaciones CL, LY, MN, CY, CV y RD significan Caño Limón, La Yuca, Matanegra, Caño Yarumal, Caño Verde y Redondo respectivamente. A, B, C, D, E: Arenas pertenecientes al miembro K1. 1,2,3,4: Arenas pertenecientes al miembro K2A. K1 y K2A son dos miembros del Cretáceo superior.					

Fuente: Autor.

Roca sello: La formación que proporciona el sello de los campos está conformada por las arcillas de la formación Carbonera Superior. Aunque el entrapamiento de aceite en el área de Caño Limón está controlado en

general por las fallas; a pesar de esto, algunas acumulaciones de hidrocarburos son de carácter sedimentario.

1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

En la siguiente tabla se resumen algunas de las principales características del Yacimiento:

Tabla 2. Propiedades de la roca.

PROPIEDADES DE LA ROCA	
Profundidad Promedio	7,600 pies
Área	8,900 acres
Espesor neto	150 pies
Presión Inicial (@ 7100 pies)	3213 psia
Temperatura (@ 7100 pies)	207° F
Saturación de agua inicial	25 %

Fuente: Autor.

La porosidad promedio de las formaciones productoras de las estructuras del área Cravo Norte es de 24% y su rango varía desde 12% hasta 32%. El corte económico para la compañía se ha establecido en 14%. Esta porosidad, determinada de los registros y corazones convencionales, corresponde en su totalidad a la porosidad intergranular primaria.

Tabla 3. Distribución de Porosidades.

AREA	FORMACION	POROSIDAD %
CAÑOLIMÓN	Carbonera Superior	26
	Carbonera Inferior (Mirador)	23.8
LA YUCA	Carbonera Superior	25
	Carbonera Inferior	23.8
	K1 (Cretáceo)	19.9
MATANEGRA	Carbonera Superior	28
	Carbonera Inferior	26.8

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

La permeabilidad para las fácies productivas del área tiene un promedio de 1450 md y su rango varia desde 10 hasta 8000 md. El límite económico es aproximadamente 10 md. La medición de la permeabilidad ha sido obtenida de corazones convencionales, pero se ha demostrado que debido a la migración de finos, la medición en laboratorio es errática, adicionalmente durante las pruebas de presión realizadas se han interpretado valores cercanos a 10,000 md, lo que sugiere que en los corazones provenientes de las zonas más permeables, ocurre deformación no elástica al ser traídos a superficie.

La saturación de agua promedio de las formaciones productoras es de 25% pero el rango varía desde 5% hasta 70%, dependiendo de la Zona. La saturación de aceite promedio es de 23% pero varía igualmente de acuerdo al sector. Las curvas de presión capilar han sido derivadas de medición sobre corazones para cada ambiente de depositación.

Las principales propiedades de las diferentes estructuras que conforman el bloque Cravo Norte, guardan una relativa similitud por lo que pueden prácticamente tratadas como similares para efectos prácticos. (Ver Tabla 4.)

Tabla 4. Propiedades de yacimiento y fluido.

PROPIEDADES	VALOR
Gravedad API	29°API
Densidad	0.88 gr/cc
Profundidad Aproximada	7,600 pies
Área Productiva	9,070 acres
Presión Original del Yacimiento	3,213 lppc @ 7100 pies
Presión de Burbuja	50 lppca
Relación Gas-Petróleo (GOR)	8 PCN/BF
Relación Agua-Aceite (WOR)	90%
Viscosidad @ 207°F 3200 Psia	4 cP @ 207 °F y 3,200 lppc
Factor Volumétrico @ 207°F Y 3200 Psia	1.05 BLS/BF

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

1.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los análisis PVT realizados sobre las muestras de los fluidos del campo demuestran que estos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 lppca), razón por la cual únicamente se espera la presencia de fases líquidas (petróleo y agua) en la producción, y no se presenta gas libre en el yacimiento. Debido a lo anterior, el yacimiento de Caño Limón es clasificado como subsaturado.

Adicionalmente, la relación de gas en solución (R_s) es inferior a 15 PCN/BN, factor que contribuye a la baja compresibilidad del petróleo y a su vez a un mínimo aporte de energía de presión al yacimiento por expansión del petróleo.

La viscosidad del petróleo a condiciones iniciales del yacimiento (3200 lpc, 200° F) se encuentra entre un rango de valores desde 2.4 hasta 6.9 cp dependiendo de la zona específica de drenaje. La gravedad API, tiene valores que oscilan entre 26.9 y 32.4° a condiciones estándar de superficie.

2. OPERACIONES DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO CAÑO LIMON

2.1 GENERALIDADES

El bombeo electrosumergible ESP, es uno de los sistemas de levantamiento artificial más versátiles y es considerado como un medio efectivo y económico para levantar grandes volúmenes de fluido. Este sistema tiene mayor aplicación en yacimientos con empuje de agua y baja relación gas aceite; es aplicable a grandes profundidades y bajo gran variedad de condiciones de pozo.

En la actualidad el 98% de los pozos en el campo Caño Limón, maneja el Bombeo Electrosumergible, ESP (Electrical Sumersible Pump), 6 pozos tienen una nueva instalación de Bombeo Mecánico con una unidad hidráulica, denominada VSH2, y 2 pozos tienen una unidad de bombeo mecánico de largo recorrido denominada Rotaflex suministrada por Weatherford Colombia. Debido a lo anterior, el empleo de los equipos de bombeo electrosumergible es prácticamente una de las principales operaciones realizadas en Caño Limón debido a la gran cantidad de instalaciones realizadas cada año. De esta forma, tanto los ingenieros como los operadores, han obtenido una importante experiencia en la instalación, operación y diagnóstico de sistemas ESP, con lo que los costos propios de las aplicaciones han venido optimizándose con el tiempo.

En todos los procesos de instalación de un sistema de bombeo electrosumergible, existen tres etapas: (1) preparación del pozo, (2)

posicionamiento del equipo y (3) bajada y arranque del equipo. La preparación del pozo implica llevarlo a las condiciones necesarias para bajar el equipo de fondo sin problemas, tales como atascamiento y ruptura de cables. El posicionamiento, se refiere, a la ubicación de todos los componentes del equipo y los elementos auxiliares para poder iniciar una bajada exitosa. Y en la tercera etapa, se baja el equipo y se realizan las primeras corridas de prueba; allí se definen los parámetros de manipulación, procedimientos de prueba y responsabilidades.

2.2 DESVENTAJAS Y PROBLEMAS OPERACIONALES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Teniendo en cuenta la operación del equipo electrosumergible en el campo Caño Limón, se han enumerado las siguientes desventajas y limitaciones presentadas por este tipo de sistema de levantamiento.

1. La fuente de energía sólo puede ser eléctrica, requiere del uso de alto voltaje (Alto consumo de energía).
2. Para la reparación del equipo de subsuelo, es necesario sacar la tubería de producción.
3. La arena es un problema, por la abrasión del equipo.
4. El sistema está limitado hasta profundidades de 10.000 pies, por el costo del cable y la inhabilidad de conducir potencia al fondo.
5. El tamaño del revestimiento limita el uso de bombas de mayor dimensión y la utilización de accesorios tales como herramienta "Y".

Así también, los problemas operacionales más comunes que daños del equipo electrosumergible son:

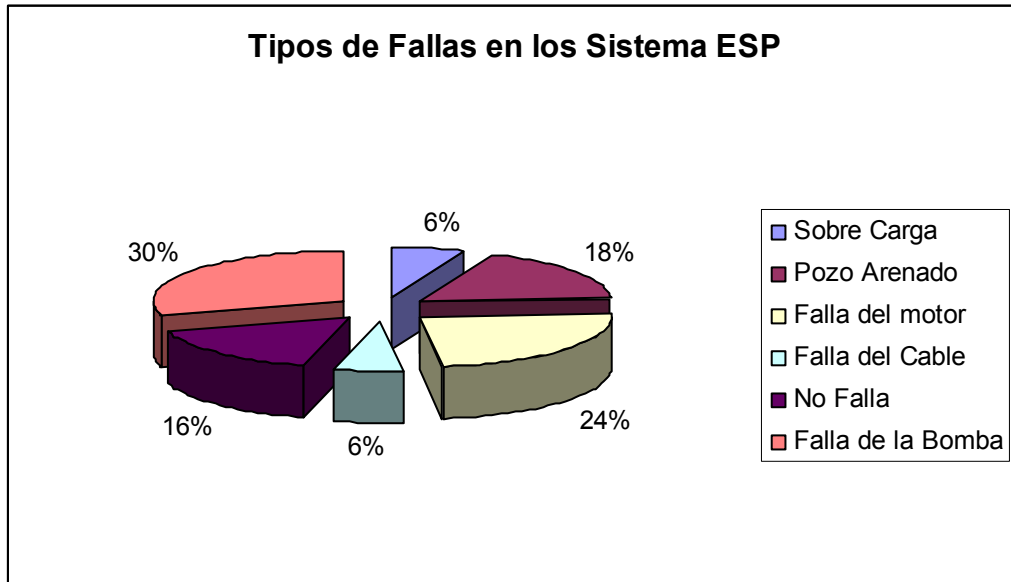
1. Excesiva carga para un periodo extendido de tiempo.
2. Fugas en el sello o en la sección de protección.
3. Condiciones de pozo:
 - Insuficiente fluido en movimiento.
 - Altas temperaturas.
4. Corrosión y Abrasión en la línea del fluido.
5. Instalación defectuosa o fallando.
6. Fallas en el controlador del motor.
7. Equipo imperfecto.
8. Desgaste temprano de la bomba (Producción de arena).
9. Tormentas eléctricas.
10. Sistema eléctrico defectuoso.
11. Doblamiento del eje debido a que se haya tapado la bomba.
12. Desgaste de la bomba a causa de la producción de material abrasivo.
13. Taponamiento de las etapas debido a la depositación de material desplazado.
14. Desgaste del sello por vibración de la bomba.
15. Rompimiento o fracturamiento de las partes cerámicas de los sellos mecánicos.

2.3 MECANISMOS DE ABRASION

Desde el inicio de las operaciones de extracción de petróleo de los campos que conforman el contrato de asociación Cravo Norte, el efecto de los agentes abrasivos ha estado presente. Las formaciones productoras en general presentan un bajo nivel de consolidación. Este factor combinado con el bajo gradiente de presión de las formaciones de interés, permite la producción de arena a partir de caídas de presión y tasas de flujo relativamente bajas.

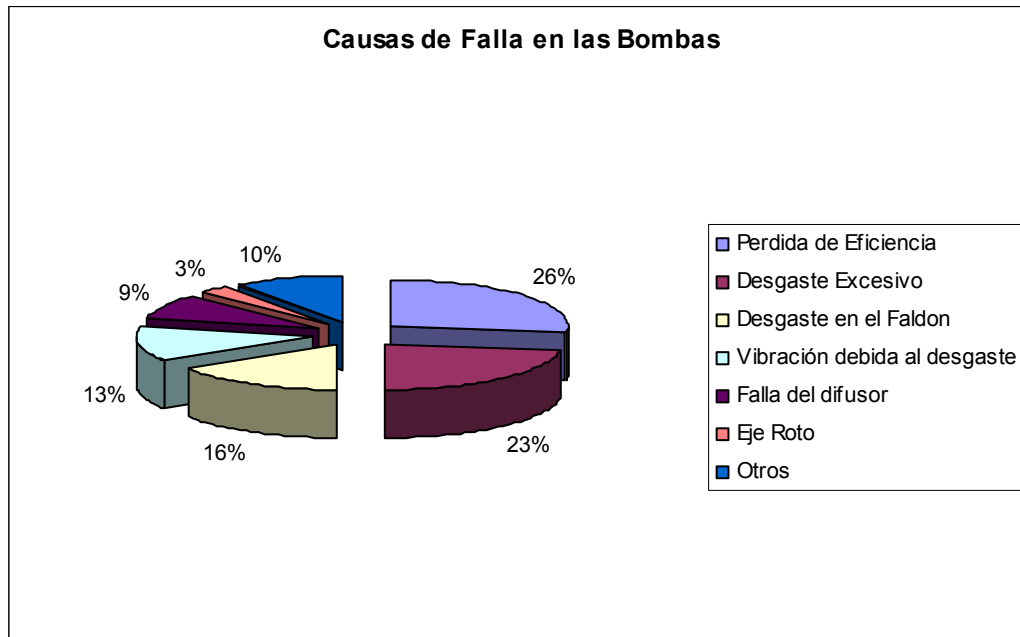
Debido al bajo grado de consolidación, en la mayoría de pozos nuevos, y pozos en los cuales se han realizado operaciones de reacondicionamiento y cambios de equipo de subsuelo, se presenta producción de arena durante un buen tiempo antes de que el pozo alcance condiciones estables.

Figura 5. Tipos de fallas en los sistemas ESP.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Figura 6. Causas de Falla en las Bombas



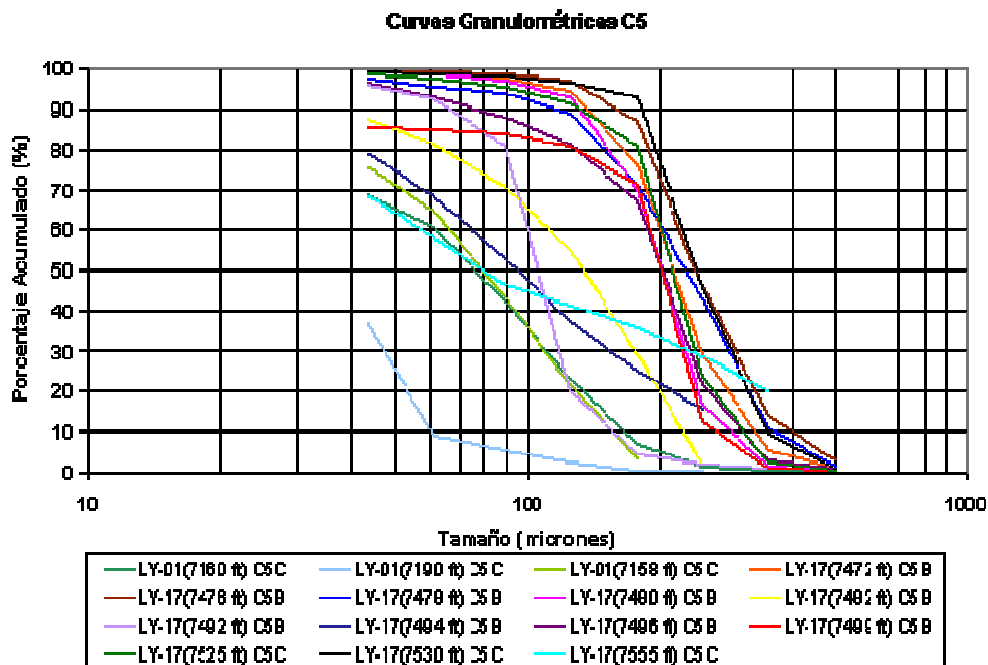
Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Desafortunadamente no hay un factor predominante en la producción de arena para los pozos del campo Caño Limón. Debido a la gran heterogeneidad observada en las formaciones, no es recomendable estimar factores y condiciones promedio para cuantificar los problemas de producción de arena.

La mayoría de pozos se encuentran abiertos a producción en diferentes intervalos como se puede observar en la figura 7, razón por la cual, es complicado determinar cuanta arena produce cada intervalo, y que estratos presentan mayor tendencia a la producción de arena. Por este motivo son necesarios los estudios geológicos, los registros y pruebas de producción. De acuerdo con la geología se ha determinado que las arenas productoras pertenecientes a Carbonera Superior presentan un menor grado de consolidación, debido al ambiente de depositación, el cual ha sido identificado como ambiente deltáico de canal. Esta formación es la más reciente.

Paralelamente a lo descrito anteriormente, debido a las diferencias entre cada intervalo cañoneado, cada pozo posee una variada colección de tamaños de grano como se puede apreciar en la figura 8, en la cual se presentan dos análisis granulométricos para la unidades del C5. Los análisis granulométricos efectuados en Caño Limón provienen en su gran mayoría de corazones, aunque algunos fueron obtenidos a partir de muestras de pared. A pesar de estas diferencias, las arenas de Caño Limón han sido calificadas como agresivas, por lo cual son objeto de constante estudio en función de su control.

Figura 8. Análisis Granulométrico C5



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

De esta manera, se han realizado estudios de control de arena, los cuales han motivado el desarrollo de empaquetamientos especiales, técnicas de cañoneo y control de la producción. Dentro de estos esfuerzos por controlar la arena, se encuentra la implementación de la medición de la cantidad de

arena con el sensor ultrasónico CLAMP ON; con este sistema se ha logrado incrementar significativamente la vida promedio de las instalaciones, debido a que se obtienen valores de concentración de arena más rápidamente y con mayor precisión con lo cual se ha hecho posible un control más acertado de las frecuencias de operación. El monitoreo se realiza en un programa que cubre de 10 a 14 pozos por día.

Inicialmente, recién se efectúa una instalación, en un pozo, en este se monitorea hasta tres veces por día la concentración de arena; en aquellos casos en que la disminución de dicha concentración es tal que alcanza valores de cero, dichos pozos son sacados del programa de monitoreo.

A pesar de los esfuerzos realizados por los ingenieros de Occidental de Colombia, la arena y sus efectos sobre los equipos no pueden ser evitados en su totalidad; esto es cierto a tal grado, que la principal causa de falla de los equipos de bombeo electrosumergible, es el producido por la arena (Figura 6). Desafortunadamente cuando la bomba cae en desgaste abrasivo, varios mecanismos diferentes ocurren simultáneamente, razón por la cual, el fenómeno de desgaste puede ocultarse bajo otras fallas (sello, motor) a tal grado que se hace imposible aislar el fenómeno para lograr un mejor entendimiento del mismo.

Centrilift, dentro del convenio de exclusividad y optimización suscrito con Occidental de Colombia, realiza en el taller un estudio de la operación y desempeño de las bombas y equipos que distribuye; esto incluye la presentación de un informe, de todo el proceso de desinstalación de un equipo, llamado TEARDOWN. En él, además, se presenta una evaluación de la bomba, el sello y el motor luego de desensamble y se indica el estado en general como salieron. A través de los comentarios hechos, también se

efectúa un diagnóstico de las causas de la falla. Finalmente se emiten unas conclusiones y unas recomendaciones generales.

2.4 CAMBIOS DE PRESION ESTATICA E INDICES DE PRODUCTIVIDAD

En los campos de Caño Limón el comportamiento de la presión consiste en un leve decaimiento a través del tiempo debido al empuje del acuífero activo desde el suroccidente sobre los yacimientos de Carbonera Inferior, K1 Inferior, K2A y K2B; promediando entre 1,500 y 3,000 psi con disminuciones no mayores a 200 psi en 15 meses.

Sin embargo, no existe un mantenimiento general de presión para los yacimientos del Carbonera Superior (C4 Y C5), ya que éstos fueron creados en ambientes fluviales conformados por canales semiaislados y aislados en los cuales la acción del acuífero es mínima. Por este motivo, es posible encontrar pozos cuya presión estática se encuentra entre los 1,000 y 1,500 psi con un decaimiento entre 500 y 1,000 psi en un lapso de 15 meses; afectando consecuentemente el índice de productividad, la capacidad de producción del pozo y debido a esto, generando diferentes dificultades en la operación del sistema de bombeo electrosumergible. Este comportamiento se visualiza principalmente en los pozos de la estructura Caño Limón.

2.5 OPERACIONES DE MONITOREO

En Caño Limón se llevan a cabo varias operaciones de monitoreo de las condiciones de operación de los pozos, esta información es recolectada principalmente en la base de datos FDG® con el objeto de emplearla para determinar las diferentes acciones a tomar, diseñar las instalaciones futuras, al igual que para diagnosticar las posibles causas de las fallas de las instalaciones ESP.

2.5.1 Cantidad de Arena. La cantidad de arena presente en el fluido de producción es medida desde 1998 a través del dispositivo CLAMP ON™ el cual es instalado en la tubería de producción de superficie justo después de un codo de 90 grados, dicho dispositivo consta de un sensor ultrasónico que capta el disturbio sónico producido por el impacto de las pequeñas partículas de arena contra la tubería. Este dispositivo transmite sus lecturas a un computador personal que presenta la medición en gramos de arena por segundo y dichas unidades son convertidas a concentración de arena en partes por millón, a través del empleo de un factor que incluye el cero de la herramienta y la proporción entre unidad medida y concentración de arena. Estas mediciones se programan dependiendo de las necesidades de seguimiento a los pozos en observación y a la disponibilidad del medidor. La información recolectada es alimentada manualmente a la base de datos.

2.5.2 Producción de fluido. La medición de la cantidad de fluido producido y su correspondiente corte de agua se efectúa mediante un medidor másico, este dispositivo consta de una tubería en forma de "U" a través de la cual pasa el fluido de producción. Dicha tubería posee tres bobinas que miden la variación de la forma del tubo a causa del paso del fluido mas o menos denso, dicha señal es comparada con la del patrón de calibración efectuado en el taller contra un medidor másico nuevo, produciéndose un valor de densidad del fluido de producción, dicha señal es enviada por una unidad RTF² al procesador de PF1 donde es convertida adicionalmente al dato de corte de agua a través del valor de la densidad del aceite. Esta información es obtenida periódicamente a través de la unidad RTU³ la cual efectúa un barrido periódico de las transmisiones de todos los medidores instalados en cada uno de los pozos y la reporta a la base de datos.

² Sigla en ingles de Transmisor de Flujo Remoto "Remote Flow Transmitter."

³ Sigla en ingles de Unidad Transmisora Remota "Remote Transmitter Unit."

2.5.3 Frecuencia de operación. Las diferentes variables de las unidades de superficie de las instalaciones ESP, tales como Frecuencia, Consumo de Potencia, Voltaje e Intensidad de Corriente son reportadas por los dispositivos a la unidad RTF y transmitidos por esta al procesador de PF1 donde son procesadas y reportadas a la base de datos.

2.5.4 Nivel de fluido. El nivel de fluido de los pozos en los que se espera una fuerte variación de la capacidad de producción, es medido a través de la utilización de un "Echo Meter" el cual está constituido por una pistola neumática que a través de la propagación del sonido en el espacio anular genera un registro en el que es posible calcular la profundidad del nivel de fluido del pozo. Esta medición igualmente es reportada manualmente a la base de datos.

2.6 OPERACIONES DE INSPECCIÓN Y DIAGNOSTICO.

En Caño Limón se efectúan operaciones de inspección de los equipos ESP que se han retirado de los pozos después de su servicio con el fin de determinar bien sea, la causa de la falla o la cantidad de desgaste que presentaron. Lo anterior con el objeto de mejorar los diseños futuros y determinar la posible utilización posterior, de algunas de estas partes de las instalaciones anteriores. Las operaciones incluyen la inspección de:

Bomba: Las bombas extraídas son inspeccionadas cuidadosamente para identificar con la mayor exactitud posible los diferentes efectos que presentaron durante su pasada operación, estas mediciones incluyen la verificación del desgaste presentado en cada una de las etapas y en la carcasa, pandeo, giro y tolerancias del eje. Esta información es consignada en los llamados reportes de "*Tear Down*" en los cuales se presentan las

mediciones efectuadas y especifican los desgastes y efectos sufridos por la bomba.

Motor: Los motores después de su desinstalación, son sometidos a diversas pruebas según el estado que presenten, tradicionalmente se les mide el tiempo de frenado, se le efectúan pruebas de aislamiento y de balanceo entre fases, adicionalmente se realiza una revisión visual de la carcasa y del desgaste presentado en los rotores.

Sello: Los sellos son sometidos a pruebas hidráulicas para verificar su integridad, adicionalmente se efectúan mediciones de presión de fluido y tolerancia de los ejes.

Cable: La inspección del cable de las instalaciones se efectúa desde el momento que es extraído del pozo a través de la medición del aislamiento y la resistencia entre fases, posteriormente se le efectúa una inspección visual en busca de puntos de corrosión, pérdida de material, abolladuras y desgaste.

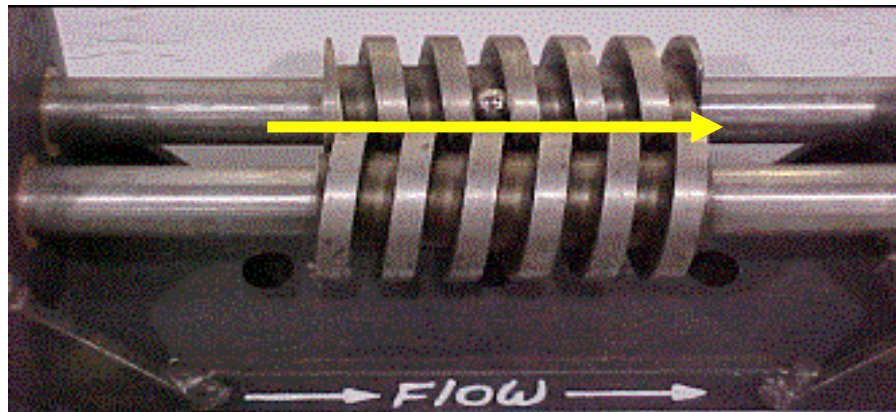
3. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO TORNILLO GEMELO

3.1 GENERALIDADES

Desde 1930, las bombas de tornillo gemelo han sido utilizadas en la industria petroquímica para usos siempre en superficie, tales como: transporte de fluidos de alta viscosidad, operaciones en oleoductos, procesos de altas temperaturas en refinerías, etc. Can - K Process & Mining Equipment Ltd. Ha desarrollado un sistema de levantamiento artificial basado en una bomba de tornillo gemelo totalmente metálica, la cual tiene como principales características, el manejo de altas cantidades de gas (hasta un 100%), altas cantidades de arena, y a altas temperaturas, reduciendo a su vez, el consumo de energía.

El sistema de levantamiento Artificial tipo tornillo gemelo (Twin Screw Pumping), es un sistema de bombeo rotativo de desplazamiento positivo multifásico (Figura 11.), en el cual el flujo a través de la bomba (tornillos) es de manera axial, como lo muestra la figura 9. El fluido es llevado a través de los espacios dejados por los dos tornillos sin fin y es desplazado axialmente mediante la rotación combinada de los mismos; estos tornillos están alineados de manera que generan una serie de sellos que se mueven entre la succión y la descarga de la bomba. Este juego de sellos actúa como un laberinto y provee a la bomba de tornillo gemelo la capacidad de mantener presión positiva llevando así continuamente fluido desde la succión hasta la descarga.

Figura 9. Dirección de Flujo en una Bomba de Tornillo Gemelo



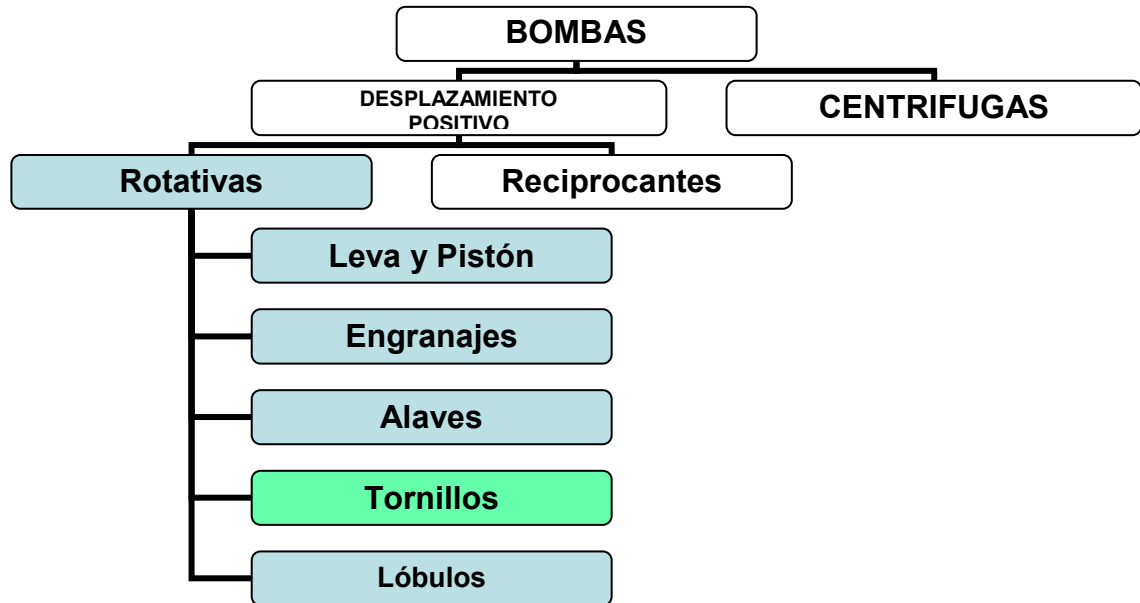
Fuente: Can-K

Figura 10. Etapa de una Bomba de Tornillo Gemelo.



Fuente: Can-K

Figura 11. Clasificación de las Bombas de Tornillo



Fuente: Autor

3.2 CARACTERISTICAS

Debido a la relativa baja inercia de sus partes rotativas, las bombas de tornillo gemelo pueden manejar altas velocidades, sin generar vibraciones o turbulencias las cuales generan daños a la instalación y a la misma bomba. Es importante anotar que las posibles vibraciones que se puedan presentar son causadas por el manejo de altos contenidos de gas a altas velocidades. Gracias a que los tornillos nunca se tocan, existe menos fricción entre sus partes rotativas, lo cual permite afirmar que las bombas de tornillos gemelo requieren menos energía que una bomba convencional de cavidades progresivas; también gracias a esta propiedad estas bombas pueden manejar altas cantidades de gas. En una bomba de cavidades progresivas el

tornillo rota dentro de un elastómero el cual se puede quemar si trabaja con 100% de gas en ella.

Gracias a su propiedad de flujo axial y bajas velocidades internas, las bombas de tornillo gemelo reducen la agitación del fluido, evitando la formación de emulsiones más estables y facilitando la separación del agua y el aceite en superficie.

La descarga es constante y depende directamente al tamaño de la bomba, a las revoluciones de sus rotores internos (tornillos), a la viscosidad del fluido desplazado y es independiente a la presión o cabeza dada por el sumergimiento de la bomba en el fluido. Además pueden manejar un rango de viscosidades que van desde fluidos del alta viscosidad (ej. bitumen) hasta fluidos de muy baja viscosidad (Ej. Etanol), y un rango de presiones desde 50 a 5000 psi, dependiendo del fluido. La presión de descarga es proporcional a la longitud y al número de etapas de la bomba, de hecho, la presión en cada movimiento de las cavidades formadas por el espaciamiento entre los tornillo aumenta gradualmente y uniformemente desde la succión hasta la descarga de la bomba, este aumento de presión es denominado “presión por etapas” (figura 15).

Los líquidos gruesos y viscosos pueden limitar la capacidad de la bomba en altas velocidades debido a que el líquido no puede fluir entre los tornillos con la rapidez necesaria para llenar completamente el espacio entre sus roscas. La potencia requerida aumenta con la viscosidad del líquido. Esto puede ser verdad, naturalmente, con otras clases de bombas. Pero, ya que las bombas rotatorias de desplazamiento positivo tienen un uso general para líquidos viscosos, es importante recordar estas características.

El deslizamiento o pérdida (slip) en el caudal desplazado por los espacios entre la carcasa y los elementos rotatorios, se deben a las bajas viscosidades y al incremento del diferencial de presión de operación; para reducir las pérdidas es necesario hacer un rediseño del tornillo incrementado el número de hilos del tornillo (figura 10) por cada pie (screw pitches); en el caso de tener fluido gaseoso en la línea, estas pérdidas de fluido se incrementan y es necesario aumentar la velocidad o la frecuencia de operación para compensar las pérdidas⁴. Para tener en cuenta las pérdidas por deslizamiento, la eficiencia volumétrica sería calculada dividiendo el caudal real, entre el caudal teórico de la bomba a esa frecuencia de operación sin pérdidas⁵.

Gracias a las características anteriormente nombradas, estas bombas ha resultado una buena opción cuando el fluido de producción contiene sólidos en suspensión (arena).

El efecto abrasivo es principalmente dependiente de la forma y dureza de los sólidos en suspensión; además de la viscosidad del crudo del fluido, es decir, entre mas viscoso sea el fluido que se esta bombeando, el efecto de abrasión se verá disminuido; pero desafortunadamente para el caso del campo Caño Limón la viscosidad es baja debido al corte de agua manejado y a la temperatura de operación.

Las partículas que entran al sistema de bombeo, pueden ser clasificadas en tres categorías⁶, tales son:

- a. Aquellas que tienen un tamaño aproximado a uno de los Hilo del tornillo (pitch).

⁴ Field Tests of the Poseidon Pump, SPE 23624

⁵ Application of Multiphase Pumps in a Remote Oil Field Onshore Abu Dhabi, SPE 81504

⁶ Sand handling during multiphase operations with twin-screw pumps, SPE 69846.

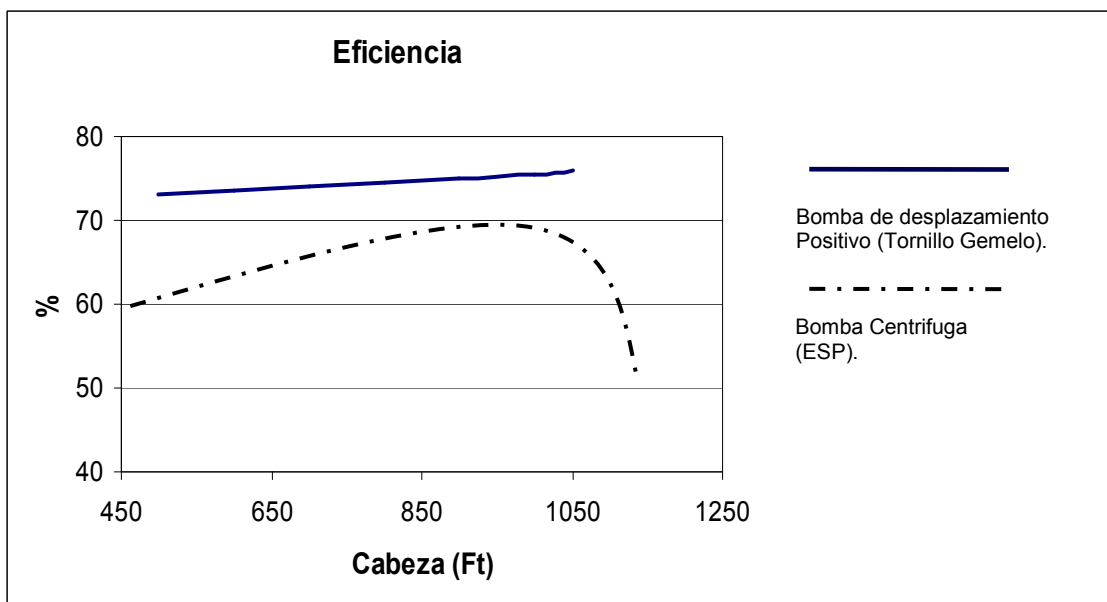
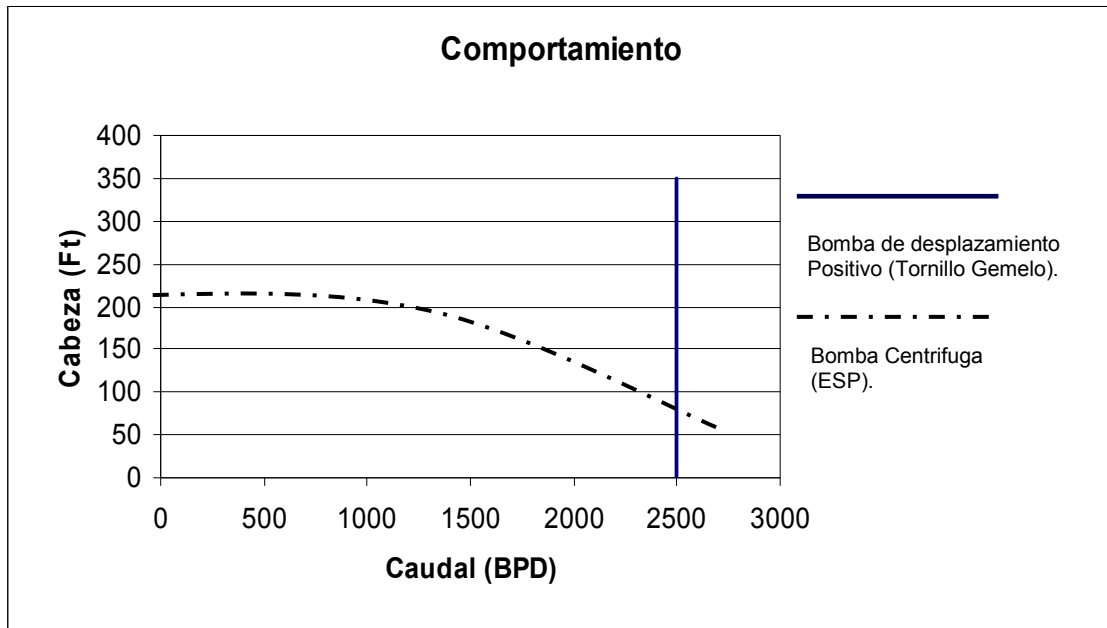
- b. Aquellas que tienen un tamaño aproximado a la mitad de uno de los hilos del tornillo.
- c. Aquellas que tienen un tamaño cercano o menor a los pequeños espacios dejados por los tornillos, por donde se presenta el fenómeno de deslizamiento o slip.

De acuerdo con la anterior clasificación, las partículas nombradas en el ítem a. son aquellas que viajan generalmente a la misma velocidad del fluido de producción, y generan un ligero efecto de abrasión mediante el roce o contacto con algunas partes de la bomba; estas partículas generan también, mas adelante taponamiento al disminuir su velocidad, pero no representan un mayor peligro para la integridad de la bomba.

Las partículas que son mas pequeñas (c) son aquellas que representan un peligro mayor a la integridad de las partes de la bomba, debido que ellas pueden viajar varias veces entre las partes en movimiento de la bomba logrando crear en poco tiempo un considerable efecto abrasivo en los siguientes lugares de la bomba:

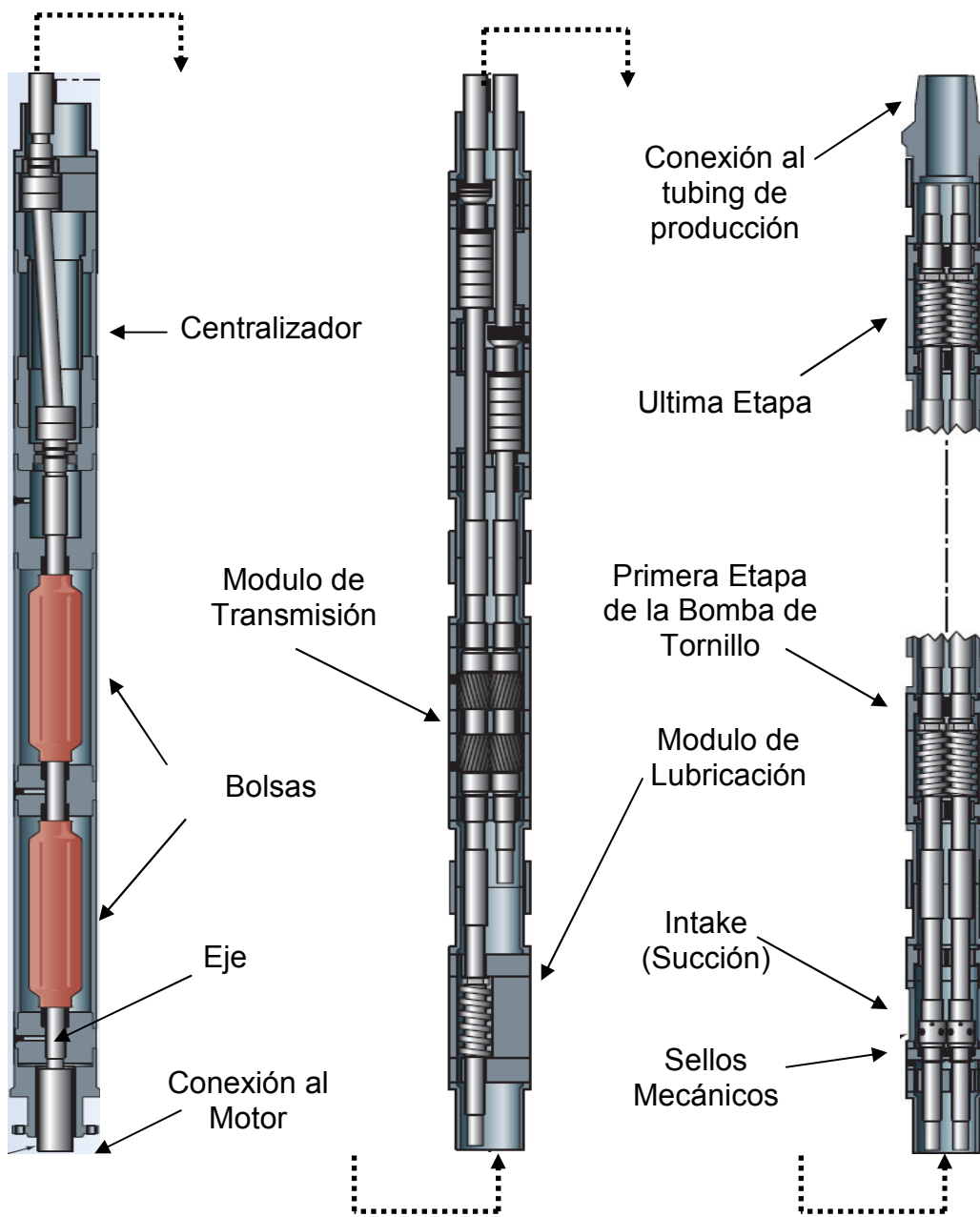
- En las puntas de los hilos de los tornillos y en las camisas o liner en donde se encuentra ubicadas las etapas de las bombas.
- En las primeras y ultimas etapas de la bomba (succión y descarga).

Figura 12. Comparación entre las bombas de Desplazamiento Positivo y las Bombas centrífugas.



Fuente: Pump Handbook

Figura 13. Partes de Una bomba de tornillo gemelo.



Fuente: Can-K

3.3 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE FONDO

3.3.1 Motor: El sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo utiliza un motor eléctrico trifásico, de dos polos, jaula de ardilla y de tipo inductivo. Por ser motores de dos polos operan entre 3450 y 3600 revoluciones por minuto cuando se encuentran a una frecuencia de 60 Hz. Estos son llenados con aceite mineral altamente refinado el cual posee una considerable rigidez dieléctrica. Estos motores están constituidos por rotores, los cuales se encuentran montados sobre un eje localizado en un campo eléctrico (estator) y ensamblados dentro de una carcasa de acero.

3.3.2 Cable: Es el encargado de transportar el voltaje desde el controlador del motor, localizado en superficie, hasta el motor. El daño del cable es también una parte crítica de la instalación; es por esto, que se debe tener cuidado especial durante la instalación y recuperación del mismo. Existen dos tipos de cable, el cable de potencia, que es trifásico y va paralelo a la tubería de producción, sujetado a esta por medio de bandas; y el cable plano de extensión al motor, que se extiende al lado del sello y la bomba y generalmente es convertido a un cable de potencia regular, pocos pies arriba del tope de la bomba.

3.3.3 Sección Sellante. Se instala entre el motor y el *intake*⁷. El propósito principal de la sección sellante o sello es aislar el aceite del motor de los fluidos del pozo mientras balancea la presión del fondo del pozo con la presión interna del motor. Existen dos tipos de sellos; el sello positivo o bolsas de expansión y el sello de cámaras laberínticas. El diseño del sello positivo se basa en una barrera elástica conformada por un fluido contenido en una bolsa, para permitir la expansión térmica del aceite dieléctrico del motor cuando está en operación y solo aislar los fluidos del pozo del aceite

⁷ Sigla en inglés de Presión a la Entrada de la Bomba "Pump Intake Pressure".

del motor. El sello de cámaras laberínticas utiliza el diferencial de las gravedades específicas del fluido del pozo y del aceite dieléctrico del motor, para prevenir la entrada del primero en el motor.

- **Sellos mecánicos**, Poseen una parte estacionaria y otra móvil que van aseguradas a los dos ejes de la bomba de tornillo gemelo y sostenidas por un resorte. Las partes se encuentran en contacto permanente (metal - metal) y perfectamente engrasadas, lo cual le da la propiedad a la bomba de correr en seco, sin generar ningún daño a los sellos. Su función principal es sellar la interfase entre los ejes (principal y secundario) y los componentes fijos (guías).
- **Bolsas de expansión**, brinda un espacio para la expansión y contracción del aceite dieléctrico. Cuando el motor está en marcha el aceite se expande debido al aumento de temperatura. El volumen de la bolsa es suficiente para contener la expansión desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de operación, sin ejercer presión sobre la misma. Cuando el motor se detiene y se enfría, el aceite se contrae y la bolsa elástica absorbe este cambio de volumen sin mayor esfuerzo.

El sello desempeña cuatro funciones básicas, que son:

1. Expansión del aceite dieléctrico del motor debido al calentamiento generado durante la operación.
2. Equilibrar la presión anular con la presión interna del motor y permitir que exista una pequeña presión a través de los sellos de los ejes.
3. Aislar el aceite dieléctrico del motor del fluido del pozo.
4. Absorber el empuje descendente de la bomba mediante una zapata de empuje impregnada con una película hidrodinámica de aceite para su lubricación durante la operación.

3.3.4 Ejes. La bomba de tornillos gemelos cuenta con dos ejes (principal y secundario), el eje principal tiene como función principal transmitir el torque generado por el motor al eje secundario y a su vez, a los tornillos de la bomba. Adicionalmente, también se encarga de transmitir el empuje axial generado por la bomba a la zapata de empuje de la sección sellante.

3.3.5 Centralizador. La función del centralizador es:

- Conectar el eje del motor al eje del tornillo principal.
- Ubicar el eje del motor en posición axial del cuerpo de la sarta.
- transmitir la potencia del motor hacia el eje del tornillo principal.

3.3.6 Modulo de transmisión. es responsable de transmitir el movimiento rotacional al eje del tornillo secundario, esto se logra mediante una serie de piñones o engranajes que debidamente instalados por encima del modulo de lubricación. Esta es una de las partes mas criticas de la instalación debido a la importancia de su función, por esta razón es necesaria su lubricación constante.

3.3.7 Entrada de fluido a la bomba "Intake". El "Intake" es la primera parte de la bomba que tiene contacto directo con el fluido del pozo, (Ver figura 14). Por éste ensamblaje mecánico pasa el fluido del pozo al interior de la bomba.

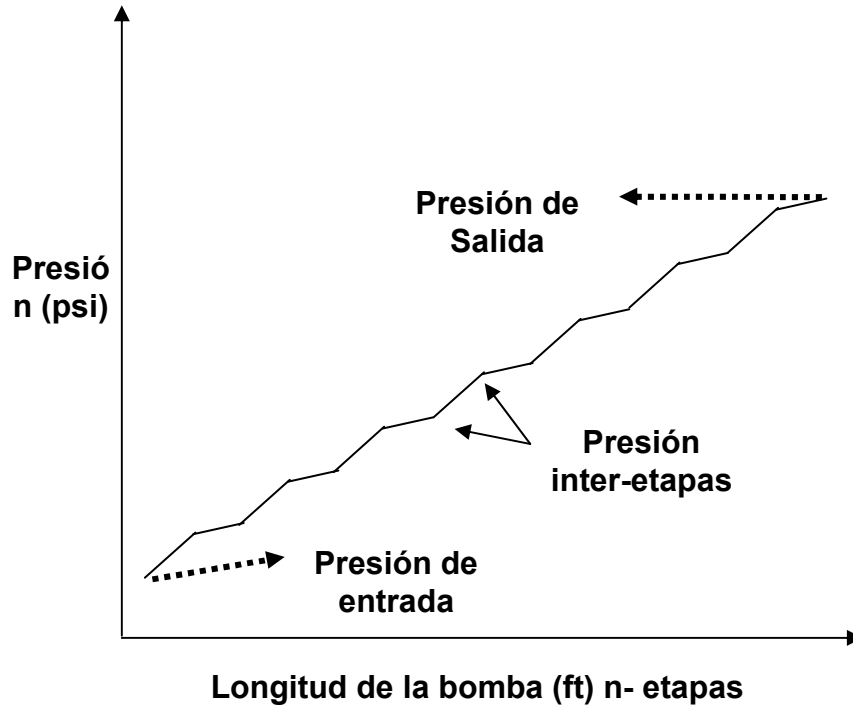
Figura 14. Intake de una bomba de tornillo gemelo



Fuente: Can-K.

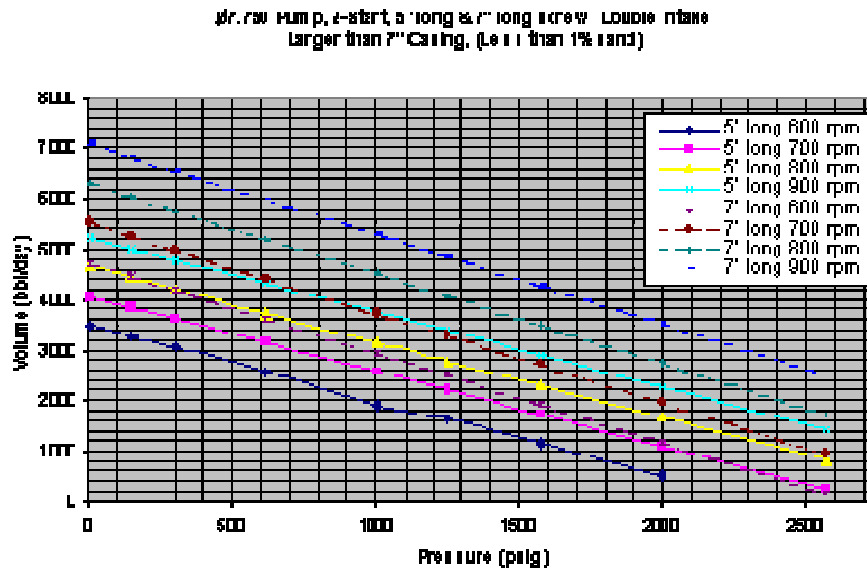
3.3.8 Bomba. La bomba esta conformada, al igual que en el bombeo Electrosumergible, por varias etapas conformadas por dos tornillos montados en dos ejes diferentes (uno principal y otro secundario), alineados de tal manera que los dos tornillos nunca se toquen; la longitud de la bomba de tornillos depende de la cantidad de diferencial de presión que pueda generar (figura 15), de hay, que la presión es una función casi lineal con la distancia.

Figura 15. Aumento de la presión en función de la longitud de la bomba.



Fuente: Autor

Figura 16. Comportamiento a Diferentes Velocidades.



Fuente: Can-K.

Figura 17. Etapas de una bomba



Fuente:Can-k.

Figura 18. Teardown de una bomba de tornillo gemelo.



Fuente: Can-k.

3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE

Teniendo en cuenta que el sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo, utiliza el mismo tipo de motor que en el sistema de levantamiento artificial electrosumegible ESP, el equipo de control de superficie va a tener los mismos componentes. A continuación se hace una descripción de los diferentes equipos de superficie que utilizarán en la posible implementación del sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo.

Controlador del motor. Existen tres tipos básicos de controladores de motor: el Interruptor Directo, el Arrancador Suave y el Controlador de Velocidad Variable (VSC ó VSD). Algunos controladores de motor poseen un diseño simple, mientras que otros son extremadamente complejos. Estos fueron diseñados para mejorar los métodos de control, protección y monitoreo de la operación del equipo de fondo. La selección de uno de ellos depende de la aplicación, los costos y el método de control que se prefiera.

Interruptor Directo (velocidad fija). El controlador permite iniciar y apagar el motor brindándole una protección eléctrica tanto al motor como al cable. Existen dos tipos de controladores de motor: uno usa reguladores electromecánicos para protección de circuitos y el otro utiliza controladores de estado sólido con el objeto de proteger el motor. La finalidad de estos controladores es la de dar protección y control al equipo de fondo.

Arrancador suave. Otro tipo de controlador usado con los sistemas de bombeo con motor en fondo, es el controlador Arrancador suave. Su función principal es la de bajar el voltaje del motor durante la arrancada del mismo, una vez el motor alcance la máxima velocidad empieza a normalizar el nivel, de esta forma el torque y la corriente inicial en el arranque pueden ser reducidos.

Controlador de velocidad variable (VSD⁸). Funciona no sólo como un controlador de motor sino también como un variador de velocidad.

El objeto del VSD es ajustar la velocidad del motor de acuerdo con las condiciones deseadas de producción. Si se detecta una condición de sobrecarga, el VSD responde bajando la frecuencia y por lo tanto disminuyendo la tasa de producción del pozo. El VSD puede generar frecuencias que oscilan entre 30 y 90 Hz.

Las ventajas de utilizar un variador de velocidad se pueden reflejar en la mayor duración del equipo de fondo ya que se obtendrá un arranque suave y una velocidad controlada automáticamente.

Figura 19. Variador de Frecuencia



Fuente: Centrif.

⁸ Sigla en inglés de Controlador de Velocidad Variable "Variable Speed Drive".

Figura 20. Transformadores.



Fuente: Occidental de Colombia.

Transformadores. El suministro de energía a un pozo petrolero se realiza mediante una red de alta tensión, o mediante un generador, de acuerdo con la ubicación del pozo; ésta señal se baja a un voltaje determinado mediante un transformador reductor para alimentar el variador. Existen dos tipos de transformadores: Los transformadores reductores y los transformadores elevadores.

Los transformadores reductores son empleados cuando el suministro de energía se realiza mediante red de alta tensión, la cual puede generar voltajes de 13800V y 34500V. De esta manera, el transformador debe bajar dichos valores, hasta 3300V en caso de trabajar con Interruptor Directo, o hasta 480 cuando se utiliza VSD u otros equipos. Este tipo de transformador también se emplea, para bajar el voltaje de salida del Interruptor Directo, llevándolo hasta el requerido por el motor.

Los transformadores elevadores son empleados para elevar el voltaje de salida del controlador del motor, hasta el valor requerido por el motor de fondo. Dicho valor es específico para cada motor.

3.5 OTROS ACCESORIOS

Válvulas de drenaje y válvulas cheque: La válvula cheque es usada en la tubería de producción cerca de la descarga de la bomba, para retener el fluido que se encuentra dentro de la tubería cuando la bomba se encuentra apagada. Si la válvula cheque no existe, en el momento en que se pare la bomba la caída de la columna de fluido puede generar una rotación inversa de todo el equipo y si se enciende mientras esto sucede, puede romperse el eje debido al gran torque generado. La válvula de drenaje se usa con el objeto de prevenir la recuperación del equipo con la sarta de producción llena de fluido. Si la válvula cheque no está instalada y no existen problemas de arena en el pozo, no es necesario instalar la válvula de drenaje, ya que el fluido de la tubería se drenará a través de la bomba durante la operación de recuperación del equipo.

Centralizadores de motor: Los centralizadores se usan para centrar el motor durante las operaciones. Estas herramientas son algunas veces usadas en pozos desviados para mantener el motor centrado y permitirle un adecuado enfriamiento.

3.6 COMPARACION ENTRE EL USO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO TORNILLO GEMELO Y EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP.

Sistema de Levantamiento Artificial Tipo Tornillo Gemelo	Sistema de Levantamiento Artificial ESP Convencional
Utiliza bombas de desplazamiento positivo (twin screw)	Utiliza bombas centrifugas
Capacidad de manejar altas presiones	Capacidad de manejar altas presiones
Capacidad de manejar altas y bajas viscosidades	No es aconsejable para altas viscosidades
Pueden trabajar a altas velocidades	Pueden trabajar a altas velocidades
Alta eficiencia por ser una bomba de desplazamiento positivo	Baja eficiencia por ser una bomba centrifuga
Pueden manejar 100% de gas	No pueden manejar mas del 40% de gas en la mayoría de los casos
Puede ser instalado separador de gas	Puede ser instalado separador de gas
Excelente para problemas de emulsión, debido a su baja agitación	Alta agitación del fluido de producción
Nueva Tecnología	ha sido usado por años
Excelente para altas temperaturas (operaciones de recobro térmico)	Limitada por altas temperaturas
Dos ejes en movimiento (mas partes en movimiento)	Solo un eje en movimiento
5 a 15% mas costosa en inversión en comparación con el sistema ESP convencional	6 a 15% menos costoso en inversión, en comparación con el sistema de tornillo gemelo

Mas de un 40% menos de consumo de energía (HP)	Requiere altos consumos de energía (HP)
Aplicable para pozos de baja presión en fondo	No es aplicable a bajas presiones, ya que su rendimiento es dependiente de la sumersión que tenga
La protección a la abrasión se da por recubrimientos con cobalto, zirconio, tungsteno.	La protección a la abrasión se da por recubrimientos con cobalto, zirconio, tungsteno.
Maneja altos caudales (dependiendo de las revoluciones y otros parámetros)	Capacidad de manejar altos caudales
Expectativas de captar el mercado del sistema ESP, en los próximos años. Reemplazando los sistemas ESP existentes, usando el mismo motor y sistemas sellantes.	

Fuente: Can-k.

4. REVISION DE LOS PARAMETROS DE OPERACIÓN.

Teniendo en cuenta lo anterior, se presenta una revisión de los parámetros de operación, con los cuales que podría operar el sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo, con el fin de determinar tipo de bomba optima para cada caso; para este propósito se escogieron cuatro pozos de características diferentes del campo Caño Limón

4.1. POTENCIAL DEL POZO

Este es uno de los parámetros más importantes en el diseño de cualquier sistema de levantamiento artificial. Se debe determinar o estimar la productividad del pozo a la profundidad de operación de la bomba; de modo que este régimen de bombeo no debe producir una condición de agotamiento de nivel, ni tampoco un excesivo nivel de fluido sobre la bomba, la cual debe fijarse por encima del intervalo productor, ya que el motor está diseñado para ser enfriado por el paso de fluido en el pozo.

El régimen de producción se puede determinar usando una variedad de métodos. Si la presión dinámica del pozo (P_{wf}) es mayor que la presión de burbuja (P_b), se usa el método de índice de productividad (IP). Si P_{wf} es menor que P_b , en un flujo multifásico, entonces se debe usar el método de Vogel IPR (Inflow Performance Relationship).

4.1.1. Índice de Productividad (IP). cuando P_{wf} es mayor que P_b , el flujo de fluido es similar al flujo de una sola fase, y la curva de comportamiento de afluencia es una línea recta con pendiente J , dada por el IP:

$$PI = J = \frac{Q}{P_{st} - P_{wf}} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

Q = caudal de producción de fluidos (Bbls/ Dia).

P_{st} = Presión estática de yacimiento (psi).

P_{wf} = Presion de fondo fluyendo a un Caudal Q (psi).

4.1.2. Curva IPR (Inflow Performance Relationship). si P_{wf} (Presión de fondo fluyendo) es menor que P_b (Presión de burbuja), resultando en un flujo multifásico, se debe usar el método del IPR. Vogel desarrolló una curva de referencia adimensional que puede usarse para trazar la curva de IPR para un pozo en particular. La relación es dada por la siguiente ecuación:

$$Q_{oMax} = \frac{Q_o}{1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_{st}}\right) - 0.82\left(\frac{P_{wf}}{P_{st}}\right)^2} \quad \text{Ec. 2}$$

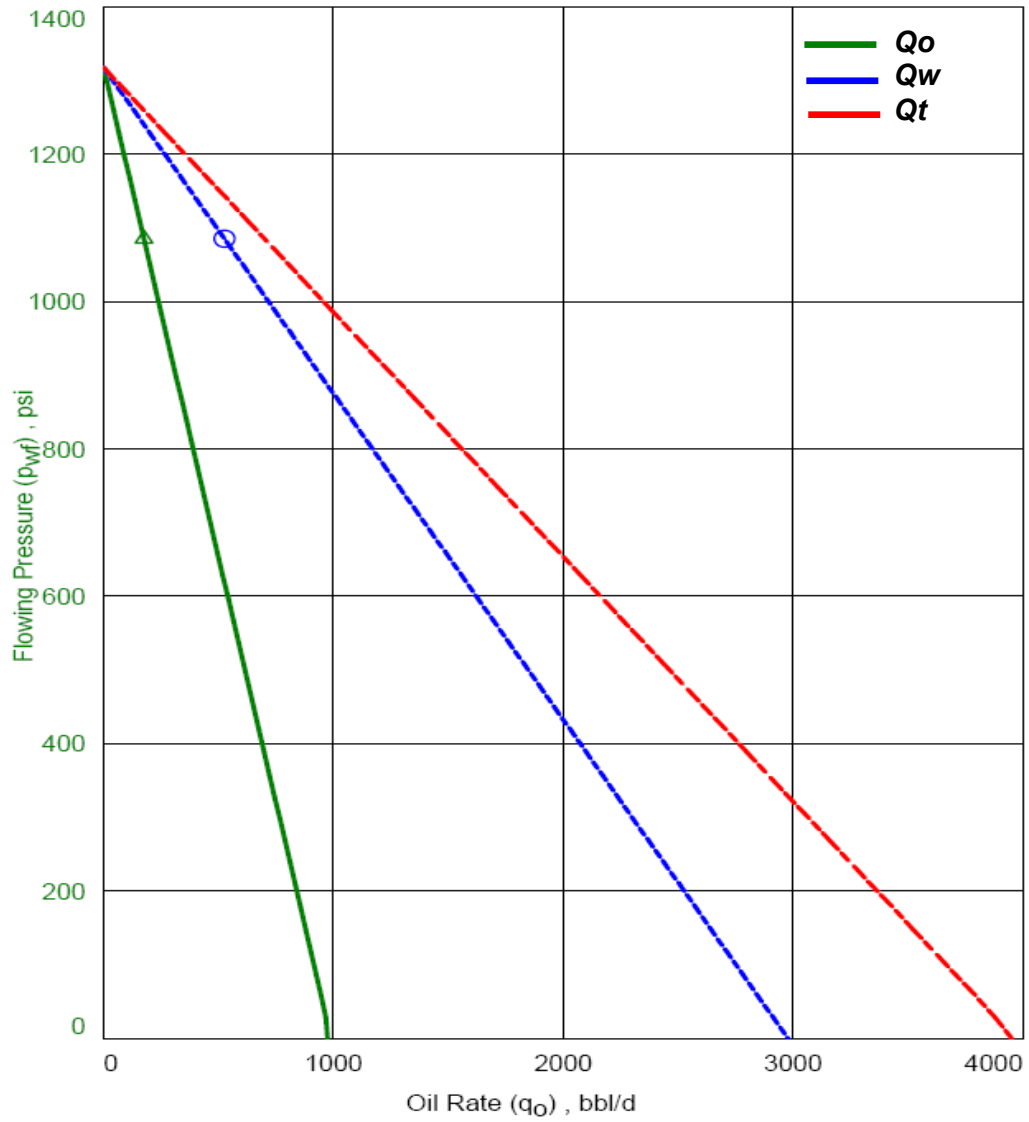
En las figuras 21 a 24 se presentan las curvas del índice de productividad para los pozos candidatos para la implementación del sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo.

Tabla 5. Índices de productividad

Datos	LY-112	CV-01	RD-05	LY-98
Presión Estática (psi)	1317	2527	3028	27.25
Índice de Productividad	3	177	140	(Gráfica)
BS&W (%)	75	99	99	1

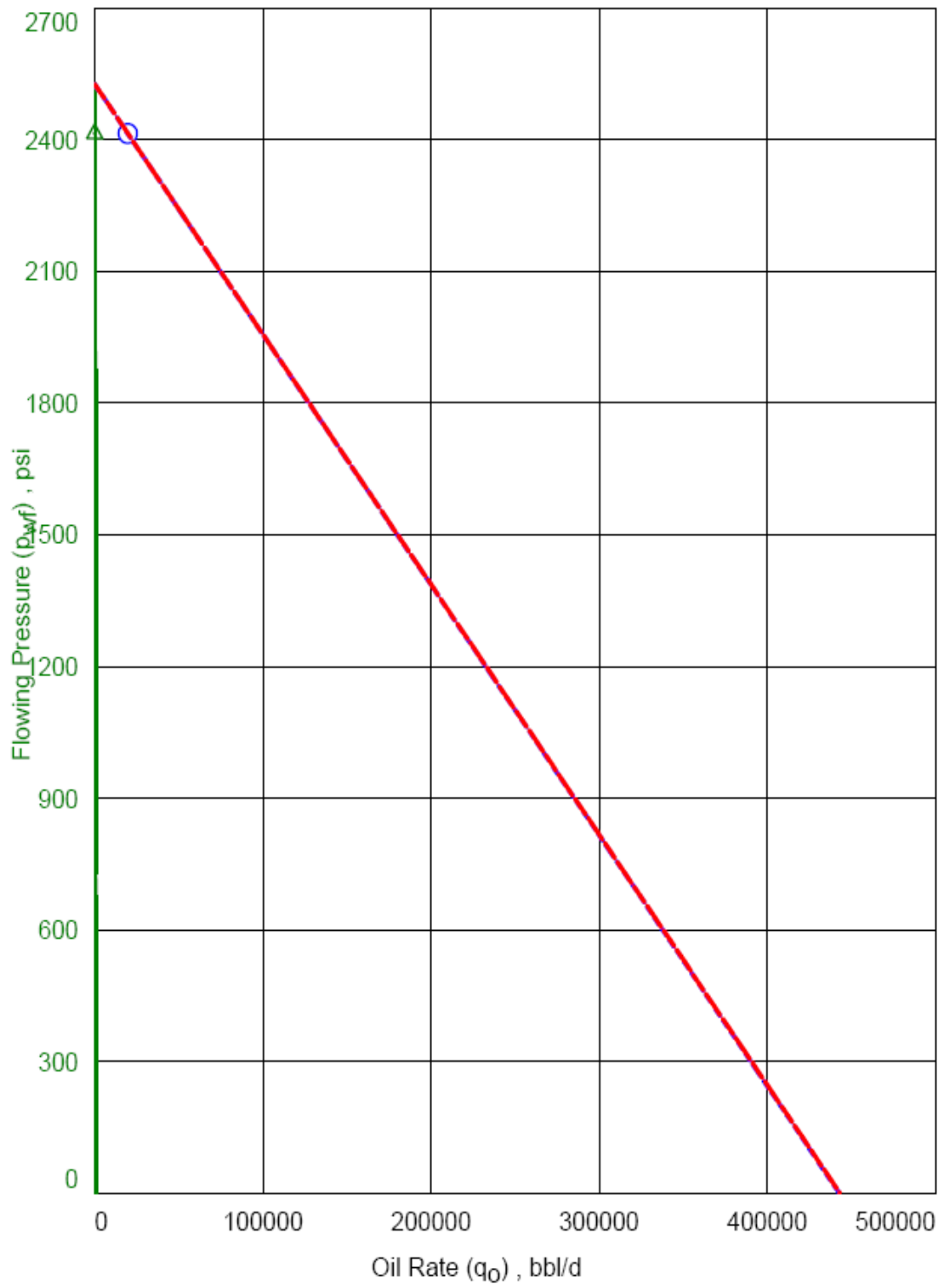
Fuente: Occidental de Colombia Inc.

Figura 21. Índice de productividad para el pozo LY-112



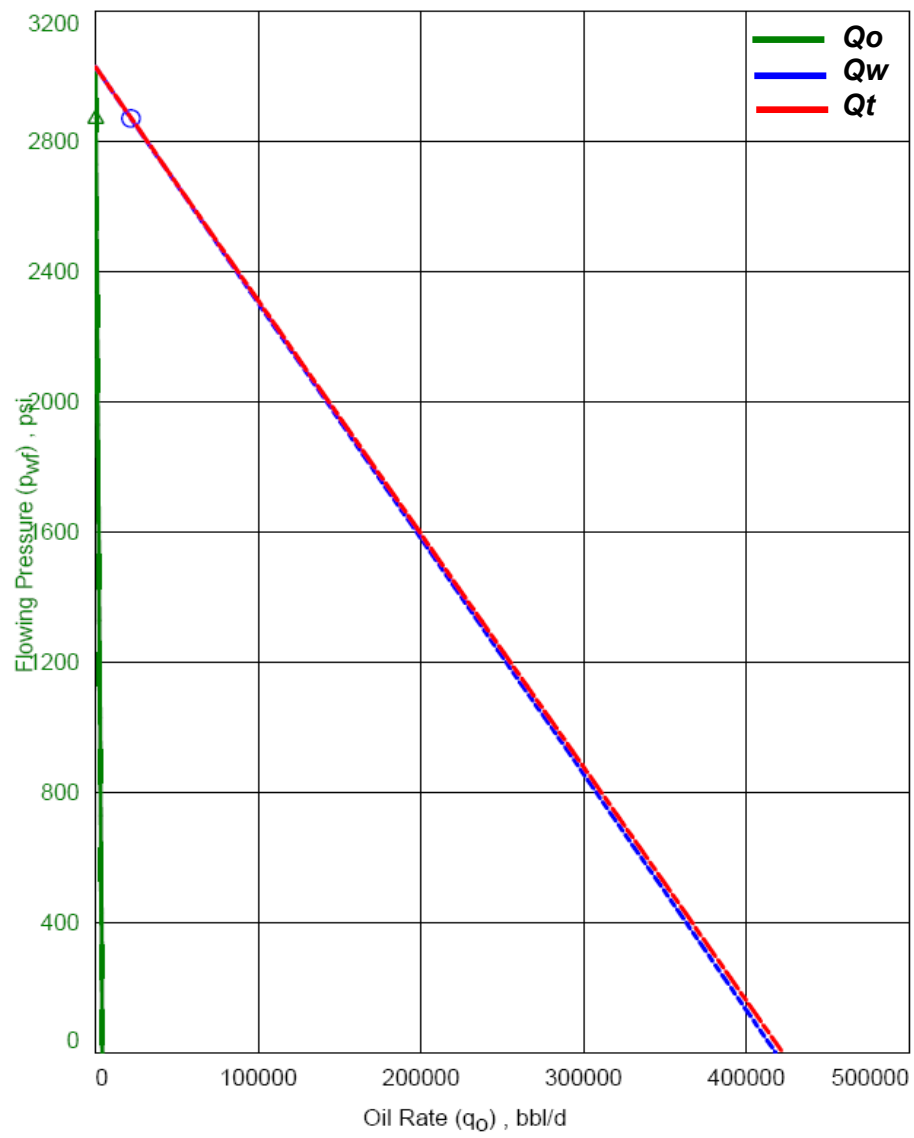
Fuente: Autor.

Figura 22. Índice de productividad para el pozo CV-01.



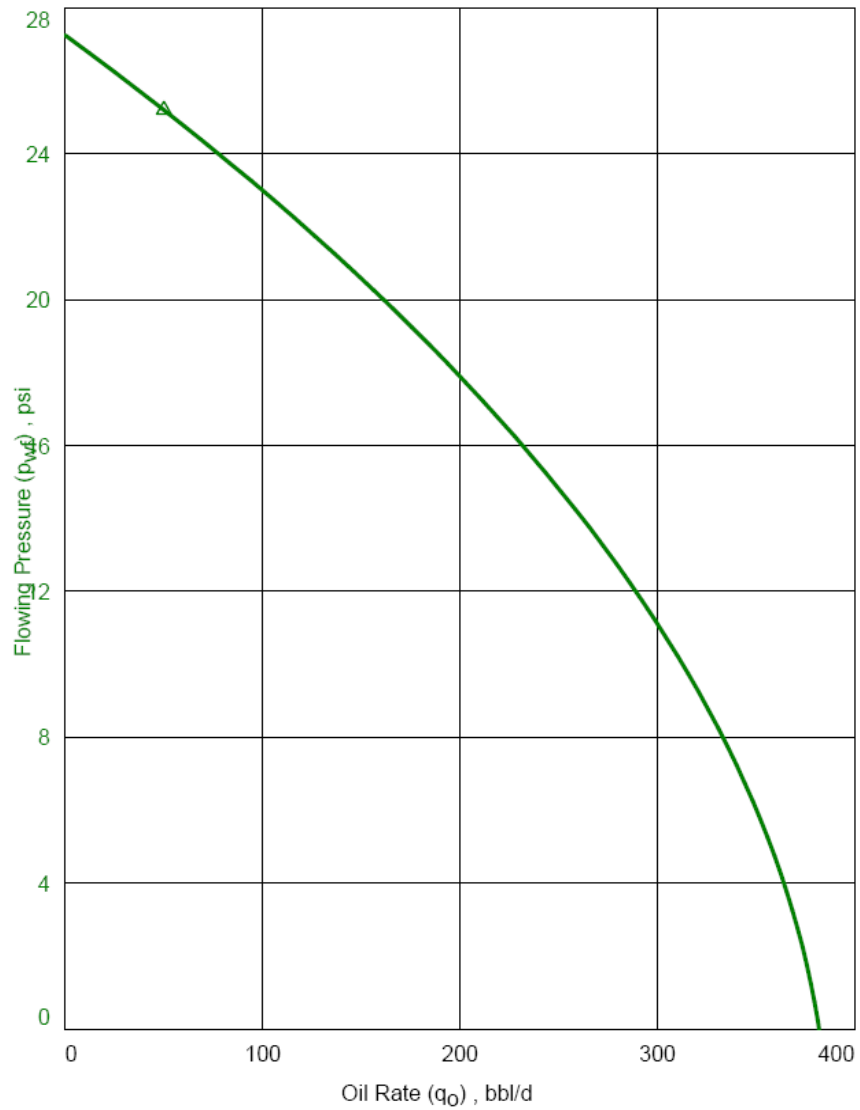
Fuente: Autor.

Figura 23. Índice de productividad para el pozo RD-05.



Fuente: Autor.

Figura 24. IPR para el pozo LY-98



Fuente: Autor.

4.2. PERDIDAS DE PRESION EN TUBERIAS VERTICALES:

Para analizar el comportamiento de un fluido en un pozo fluyendo es necesario reconocer cuantas fases hay en el sistema, para este caso en particular del campo Caño Limón, vamos a tener solamente dos fases, agua

y aceite; teniendo claro esto, se dispone a calcular el gradiente de presión para cada pozo.

Un método para predecir el gradiente y las pérdidas de energía en una tubería vertical, fue propuesto por Orkiszewski⁹. Este método, el cual ha sido ampliamente aceptado en la industria del petróleo, es básicamente una combinación de métodos propuestos por otros autores. La correlación básica de Orkiszewski es adoptada para calcular las pérdidas de presión en este trabajo.

4.2.1 Gradiente de Presión. Partiendo de un balance microscópico de energía, la caída de presión en tuberías verticales se puede expresar como:

$$-\partial P = \tau_f \partial D + (g\rho / g_c) \partial D + (\rho v / g_c) \partial v \quad \text{Ec. 3}$$

P = Presión (psi).

T_f = Gradiente de perdidas por fricción (lb/ft²/ft).

D = Profundidad (ft).

g = Aceleración de la gravedad (ft/seg²).

g_c = Constante gravitacional (ft-lbmasa/lbfuerza-seg²).

ρ = densidad promedio del fluido (lb/ft³).

v = Velocidad promedio del fluido (ft/seg).

Haciendo aproximaciones en evaluación del gradiente de aceleración, el cual casi siempre es despreciable, tenemos que:

⁹ Two-Phase Vertical Flow in Oil Wells—Prediction of Pressure Drop, SPE 4316

$$\Delta P = \left[\frac{1}{144} * \frac{\rho + \tau_f}{1 - w_t q_g / 4.637 A_p \bar{P}} \right] \Delta D \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

w_t = flujo másico total (lb/seg).

q_g = Tasa de flujo volumétrico de gas (ft³/seg)

A_p = Área trasversal de tubería (ft²)

Para calcular la presión necesaria que necesita generar la bomba en la descarga de la misma, para llevar el fluido de producción hasta cabeza de pozo, utilizamos la siguiente ecuación:

$$P_{descarga} = P_l + P_{th} - P_i \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

P_l = Gradiente de presión (Ec 4.)

P_{th} = presión necesaria en cabeza de pozo (500 psi)

P_i = Presión de succión o presión de entrada de intake (psi)

$P_{descarga}$ = Presión de descarga de la bomba.

La presión de cabeza de pozo (WHP), bajo la cual se va a operar las bombas es de 500 psi, con excepción del pozo LY-98 por su estado de depletamiento; esto debido a las posibles profundizaciones que se puedan presentar en la vida de producción del equipo.

4.2.2 Pérdidas por fricción. Las pérdidas de fricción es un factor importante en el cálculo del gradiente de presión en el flujo de tuberías verticales, dependen del tipo de tubería y del número de Reynolds, el cual está regido por la ecuación:

$$N_{Re} = \frac{\rho v d_h}{\mu} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

ρ = Densidad promedio del fluido.

v = Velocidad del fluido.

d_h = Diámetro Interno de tubería.

μ = Viscosidad del fluido.

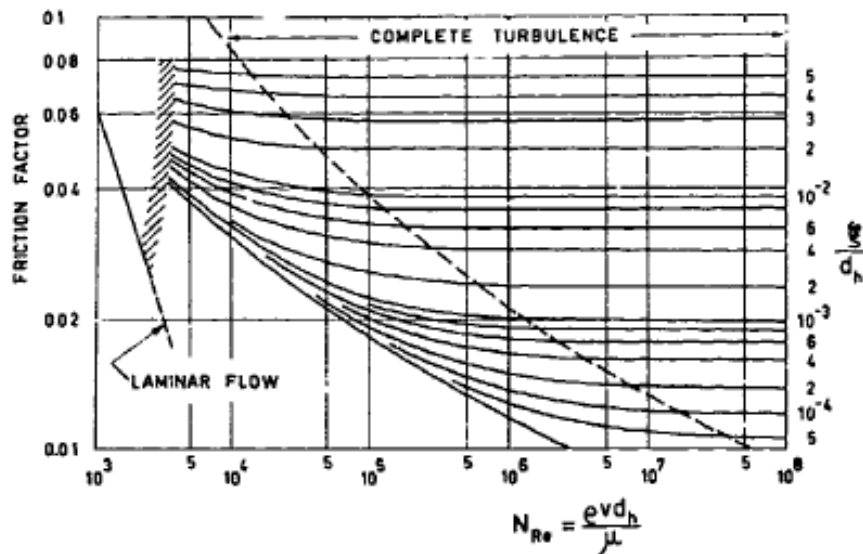
Teniendo en cuenta el valor del número de Reynolds, utilizamos la gráfica de para calcular el factor de fricción. Donde, ξ/D es el factor de rugosidad relativa, para el caso de este análisis se utilizara un $\xi = 0.00015$.

Tabla 6. Tabla de Rugosidades Relativas.

Tabla de Rugosidades Relativas		
Tubing	ID (in)	Rugosidad Relativa
3,5	2,992	0,00058
4,5	3,958	0,00045
5,5	4,9	0,00031

Fuente: Autor.

Figura 25. Diagrama de Moody



Fuente: Two-Phase Vertical Flow in Oil Wells–Prediction of Pressure Drop, SPE 4316.

Después de haber obtenido el valor del factor de fricción, utilizamos la ecuación 7 para determinar el gradiente de fricción.

$$\tau_f = f\rho \frac{v^2}{2d_h} \quad \text{Ec 7.}$$

Donde:

f = factor de fricción, adimensional.

ρ = densidad del fluido, gr/cc.

v = velocidad del fluido, cm/seg.

d_h = diámetro interno de la tubería de producción.

Donde el factor de fricción está dado por la ecuación obtenida por Swamee-Jain¹⁰:

$$f = \frac{0.25}{\left[\log \left(\frac{\varepsilon / d_h}{3.71} + \frac{5.74}{\text{Re}^{0.9}} \right) \right]^2} \quad \text{Ec 8.}$$

Cabe aclarar que, para el caso del campo Caño Limón y de los pozos en estudio, no se tendrá en cuenta el gas en solución, debido a que la presión de burbuja del aceite (50 psi) es menor a la presión mínima requerida en cabeza para que el fluido entre al sistema de recolección del campo, la cual es de 100 psi.

¹⁰ Bird, R.B., Steward, W. E. and Lightfoot, E.N. Fenómenos de transporte. Reverte, 1976

Tabla 7. Estado Mecánico y propiedades del fluido.

Datos	LY-112	CV-01	LY-98	RD-05
PMP	7567	8174,0	7190	8060
Desviado	no	no	no	no
Factor skin	0	0	0	0
BS&W (%)	75	99,0	1	99
Pb	50,2	50,0	48	50
RS	5	5,0	5	5
Casing (in)	9,625	9,625	7	9,625
Tubing (in)	3,5	3,5	3,5	5,5
WHP (psi)	500	500	500	500
API	27,9	29,0	29	29
GE Oil	0,887	0,9	0,884	0,881
GE Mezcla	0,944	1,0	0,882	0,963

Fuente: Autor.

A continuación se presentaran los resultados de los gradientes de presión para los pozos a diferentes tasas propuestas; para el caso de LY-98 se utilizó solamente una tasa, dado el estado de depletamiento en el cual se encuentra el pozo.

Tabla 8. Parámetros de Operación a diferentes tasas LY-112.

Resultados LY-112 (Intake propuesto a 6000 ft)	Tasa 1	Tasa 2	Tasa 3
Caudal (Bbls/D)	800	1200	1500
Numero de Reynolds	7768,38	11652,57	14565,71
Rugosidad Relativa (ξ/D)	5,80E-04	5,80E-04	5,80E-04
Factor de fricción	0,03327	0,02975	0,02804
Distancia equivalente desde el intake de la bomba hasta la cabeza de pozo (ft)	7218,9	7216,0	7213,3
Diferencial de Presión Necesaria de la bomba para poner en cabeza 500 psi de presión mínima. (psi)	2543,0	2681,6	2786,7
Sumergimiento (ft)	1003,3	678,6	435,2
PWF (presión de fondo fluyendo a esta tasa, psi)	1051,4	918,6	819

Fuente: Autor.

Tabla 9. Parámetros de Operación a diferentes tasas CV-01.

Resultados CV-01 (Intake propuesto a 6500 ft)	Tasa 1	Tasa 2	Tasa 3
Caudal (Bbls/D)	17000	18000	20000
Numero de Reynolds	102745,5	108711,3	120790,3
Rugosidad Relativa (ξ/D)	3,10E-04	3,10E-04	3,10E-04
Factor de fricción	0,01784	0,01763	0,01726
Distancia equivalente desde el intake de la bomba hasta la cabeza de pozo (ft)	3943,4	3938,5	3926,6
Diferencial de Presión Necesaria de la bomba para poner en cabeza 500 psi de presión mínima. (psi)	1533,6	1542,9	1567,3
Sumergimiento (ft)	447,0	437,4	410,1
PWF (presión de fondo fluyendo a esta tasa) (psi)	2427,1	2421,4	2410

Fuente: Autor.

Tabla 10. Parámetros de Operación a diferentes tasas LY-98.

Resultados LY-98 (Intake propuesto a 7155 ft)	Tasa 1
Caudal (Bbls/D)	200
Numero de Reynolds	1813,68
Rugosidad Relativa (ξ/D)	5,80E-04
Factor de fricción	0,03529
Distancia equivalente desde el intake de la bomba hasta la cabeza de pozo (ft)	7416
Diferencial de Presión Necesaria de la bomba para poner en cabeza 100 psi de presión mínima. (psi)	2825,0
PWF (presión de fondo fluyendo a esta tasa) (psi)	18
Sumergimiento (ft)	12

Fuente: Autor.

Tabla 11. Parámetros de Operación a diferentes tasas RD-05.

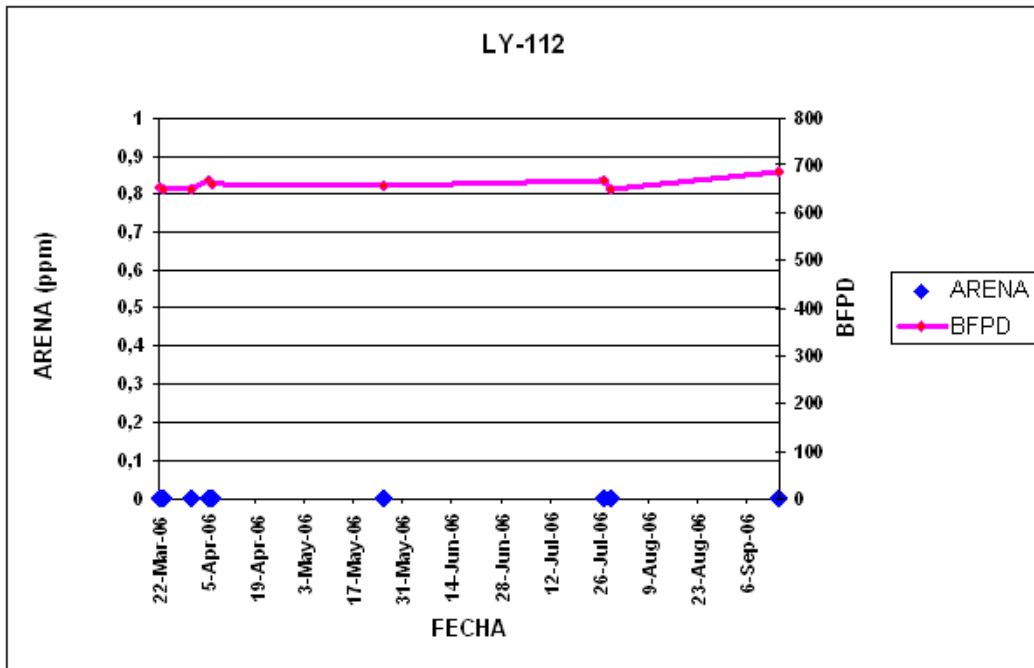
Resultados RD-05 (Intake propuesto a 2606 ft)	Tasa 1	Tasa 2	Tasa 3
Caudal (Bbls/D)	20000	23000	25000
Numero de Reynolds	120877,0	139008,6	151096,3
Rugosidad Relativa (ξ/D)	3,10E-04	3,10E-04	3,10E-04
Factor de fricción	0,01726	0,01678	0,01651
Distancia equivalente desde el intake de la bomba hasta la cabeza de pozo (ft)	3731,7	3712,5	3698,8
Diferencial de Presión Necesaria de la bomba para poner en cabeza 500 psi de presión mínima. (psi)	1043,2	1084,9	1113,9
PWF (presión de fondo fluyendo a esta tasa) (psi)	2884	2862,4	2848
Velocidad del Fluido en la tubería de producción (ft/s)	9,9	11,4	12,4
Sumergimiento (ft)	1462,7	1410,9	1376,4

Fuente: Autor.

4.3 PRODUCCIÓN DE ARENA

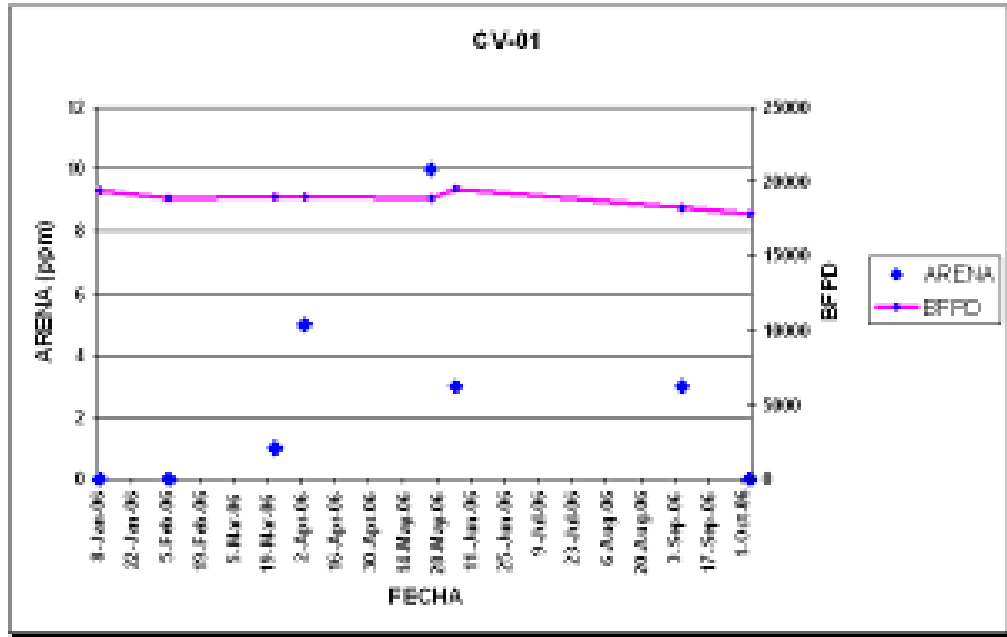
Uno de los parámetros importantes a tener en cuenta, es la cantidad de arena presente en la producción, ya que esta, determina la vida útil de la bomba, lo cual hace indispensable su cuantificación y medición. A continuación se presentan los resultados de pruebas realizadas para determinar los contenidos de arena, tomados para los pozos en estudio.

Figura 26. Gráfico de Arena Vs BFPD para LY-112.



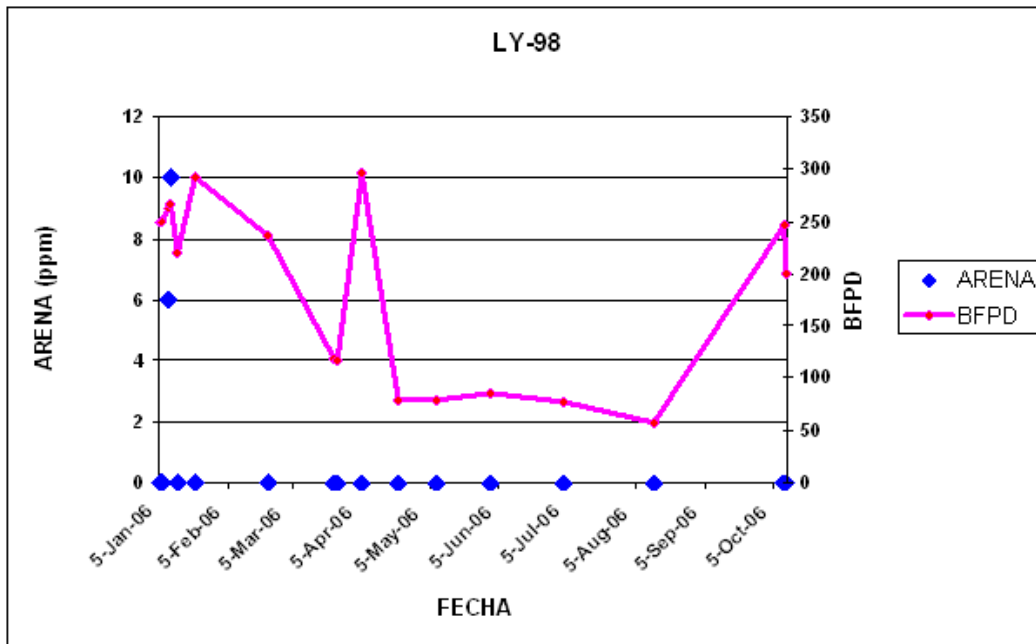
Fuente: Autor.

Figura 27. Gráfico de Arena Vs BFPD para CV-01.



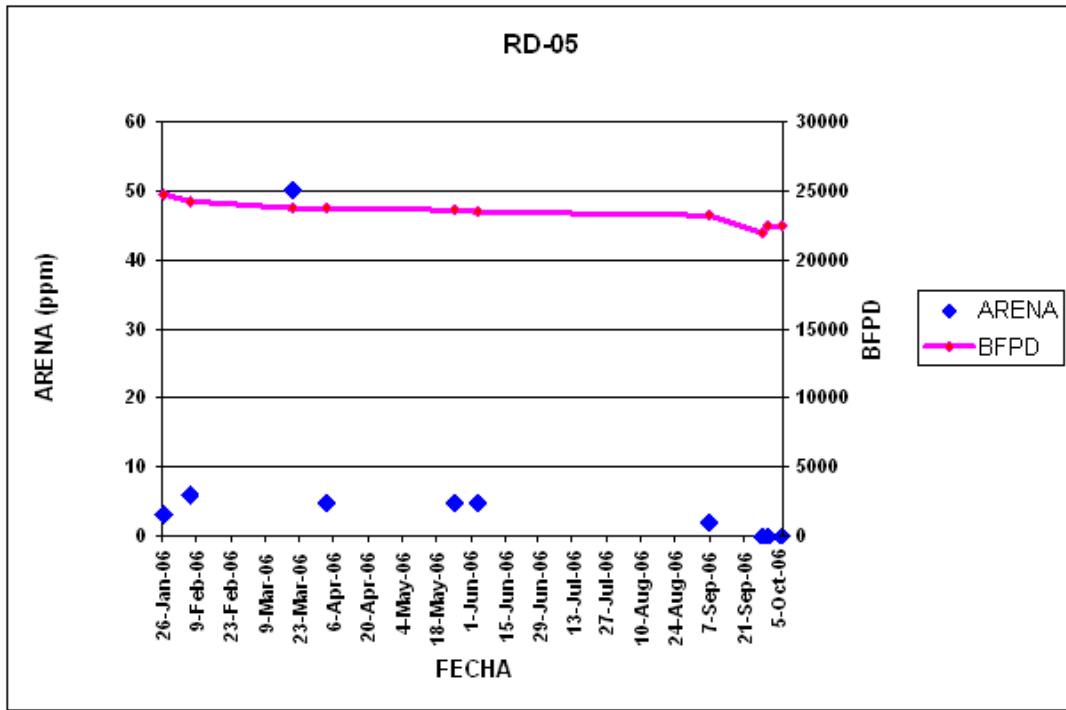
Fuente: Autor.

Figura 28. Gráfico de Arena Vs BFPD para LY-98.



Fuente: Autor.

Figura 29. Gráfico de Arena Vs BFPD para RD-05.



Fuente: Autor.

4.5 COMSUMO APROXIMADO

La potencia requerida por la bomba de tornillo gemelo, es la suma de la potencia teórica suministrada al fluido y de las pérdidas internas de energía por el funcionamiento de la bomba, la potencia suministrada al fluido, es el trabajo instantáneo hecho para mover el fluido desde las condiciones de succión hasta las condiciones de descarga, en donde se tienen en cuenta las siguientes suposiciones: todo el líquido es incomprensible y todo el gas es libre a las condiciones de succión. A continuación se presentan los pasos a seguir para el cálculo de la potencia suministrada al fluido por la bomba:

- Potencia para el Líquido:

$$P_l = Q_t * (P_{descarga} - P_i) \text{ Ec 9.}$$

Donde:

Q_t = Caudal total de liquido en m³/s.

$P_{descarga}$ = Presión de descarga de la bomba en KPa.

P_i = Presión de succión o presión de entrada de intake en KPa.

P_l = potencia requerida para levantar el liquido en KW.

- Potencia para el gas:

$$P_g = \left[\frac{V_i P_i K}{(K - 1)} \right] * \left[\frac{P_{descarga}}{P_i} \right]^{\frac{K-1}{K}} \quad \text{Ec 10.}$$

$$V_i = \left(\frac{P_{std} V_{std}}{T_{std}} \right) * \left(\frac{T_i}{P_i} \right) \quad \text{Ec 11}$$

Donde:

V_i = caudal de gas a condiciones de succión en m³/s.

P_i = presión de gas a condiciones de succión en m³/s.

$P_{descarga}$ = Presión de descarga de la bomba en KPa.

K = exponente isoentrópico del gas natural ($K= 1,26$)

std = subíndice para denotar condiciones estándar.

Una vez calculada la potencia requerida por la bomba para levantar el fluido y el gas separadamente, se calcula la potencia global del sistema, así como los KVA necesarios, teniendo en cuenta un 20% de factor de seguridad para la operación del variador, y un factor de potencia promedio f_i (ángulo de fase entre el voltaje y la corriente) igual a 0,95.

$$P_T = (P_l + P_g) / eff \quad \text{Ec 12.}$$

Donde:

P_T = Potencia total requerida por el sistema (KW).

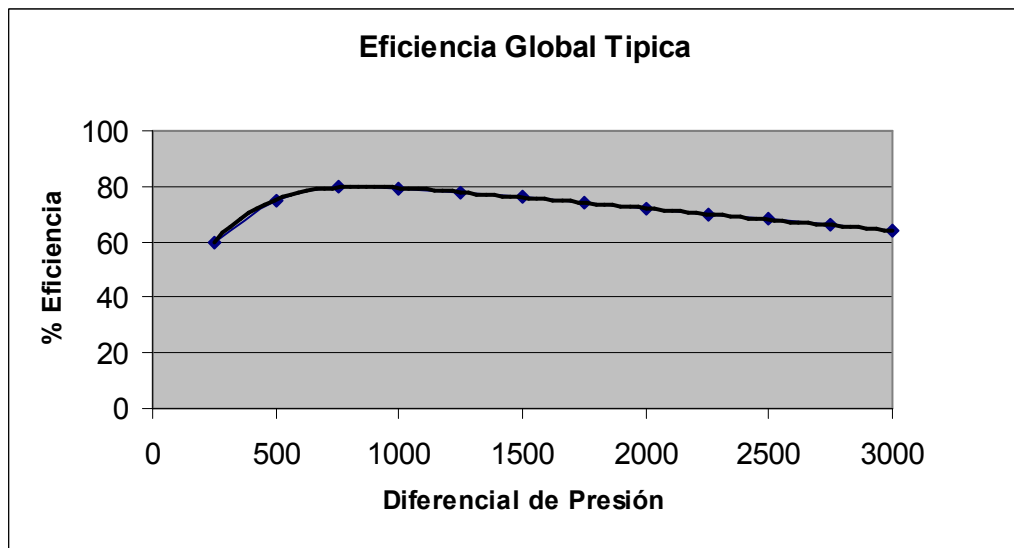
eff = Eficiencia global de la bomba.

$$KVA = P_T * f_i \text{ Ec 13.}$$

$$KVA = \frac{1.732 * (V_{Motor} + V_{Perdidas}) * A_{Motor}}{1000} \text{ Ec 14.}$$

Con la ecuación 13 y 14, podemos determinar el voltaje del motor así como el amperaje del mismo.

Figura 30. Eficiencia global para una bomba de tornillo Gemelo.



Fuente: Pump Handbook

La siguiente tabla muestra los diferentes consumos aproximados para cada pozo y cada tasa propuesta.

Tabla 12. Consumos aproximados a diferentes tasas de producción.

POZO	Tasas (BFPD)	Eficiencia Global	Consumo (kw)
	800	0,75	34,4
LY-112	1200	0,75	54,4
	1500	0,75	70,7
	17000	0,8	413,5
CV-01	18000	0,8	440,4
	20000	0,8	497,1
LY-98	200	0,7	10,2
	20000	0,8	330,9
RD-05	23000	0,8	395,7
	25000	0,8	441,6

POZOS	Tasas (BFPD)	HP minimos con los cuales debe contar el motor	KVA's
	800	43.2	45.5
LY-112	1200	68.4	72.0
	1500	88.9	93.5
	17000	554.2	583.4
CV-01	18000	590.4	621.5
	20000	666.4	701.4
LY-98	200	13.7	14.5
	20000	440.8	464.0
RD-05	23000	526.4	554.1
	25000	586.8	617.7

Fuente: Autor.

En el pozo LY-112, la tasa es función directa del consumo del sistema de levantamiento, y la eficiencia depende principalmente del diferencial de presión, y para este caso, se puede visualizar una leve variación de la eficiencia con el cambio de la presión de entrada de intake, pero el ahorro de energía logrado mediante una leve mejor eficiencia en el comportamiento de la bomba, no se compensa económicamente el petróleo que se deja de producir con una tasa mayor; por esta razón es mejor producir este es pozo a la tasa máxima propuesta. Para este pozo, se utiliza la bomba # 3 con intake sencillo. (Tabla 13)

En el pozo LY-98, debido a su estado de depletamiento, es necesario mantener esta tasa, que de acuerdo con el IP(índice de productividad) es la mejor tasa que podemos obtener, aprovechando la característica de las bombas de desplazamiento positivo, la cual, su comportamiento no depende del nivel de sumergimiento que tenga la bomba en el fluido. Para este pozo se utiliza la bomba # 2 con intake sencillo. (Tabla 13)

Para el caso de los pozos CV-01 y RD-05, la eficiencia de esta bomba no presenta una variación significativa con la variación del caudal y la presión de entrada de intake(PIP), lo que indica que es mejor producir el pozo a la mayor tasa propuesta; ya que una de las propiedades de este tipo de bombas, es que aumenta la eficiencia volumétrica al altas tasas. Para estos pozos se utiliza la bomba # 3 con intake doble. (Tabla 13)

Tabla 13. Rangos de Operación de las Bombas de Tornillo Gemelo.

Bomba #	Diámetro Mínimo de Casing (in)	Diámetro de Bomba (in)	Capacidad Volumétrica (BPD)	Capacidad Volumétrica Doble Intake (BPD)	Máximo Diferencial de Presión generado (psi)
1	5 1/2	4	150 a 4000	NA	900
2	7	5,38	150 a 5200	300 a 10400	3500
3	9 5/8	7,75 / 6,75	1000 a 17500	2000 a 35000	3500
4	13 3/8	12,5	4000 a 56000	NA	3500

Fuente: Can-k.

5. ANALISIS ECONOMICO

Con el fin de realizar una evaluación, desde el punto de vista económico, para la implementación del sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo en el campo Caño Limón (teniendo en cuenta el análisis técnico realizado en los capítulos 3 y 4), se presentarán los flujos de caja y valores presentes netos, para cada pozo y utilizando la máxima tasa propuesta.

Para este estudio, se asume que el índice de productividad es constante para cada uno de los pozos mencionados y que la tasa de declinación de la producción será del 14% anual, teniendo en cuenta el promedio de producción del campo.

Para comparar los cuatro casos, se emplea como indicador de rentabilidad, el Valor Presente Neto, que es el más adecuado a la hora de comparar equipos, con una tasa de oportunidad del 12% válida para el año 2007. Por otra parte, es necesario fijar un horizonte de tiempo de la misma magnitud, ya que se están comparando equipos con diferentes vidas útiles; para esto se buscó un mínimo común múltiplo de tiempo aproximado, de dichas vidas útiles; este valor fue 24 meses aproximadamente. Cabe anotar que debido al relativo poco tiempo que lleva este sistema de levantamiento en el mercado, y a los pocos datos de operación que se tienen, existe una incertidumbre del factor de la vida útil de la bomba en las condiciones mostradas anteriormente, el cual se vuelve un factor crucial para la toma futura de decisiones para adquisición y puesta en marcha de nuevos equipos.

En la evaluación económica, es necesario tener en cuenta todos aquellos aspectos, que intervienen en la obtención de los flujos de fondos para cada caso. Dichos aspectos se explican a continuación:

5.1 INVERSIÓN INICIAL

Se refiere al capital necesario para adquirir el equipo de fondo. Este incluye el costo del sello y de la bomba. Es necesario aclarar que la tubería, el cable, motor y demás accesorios no se incluyen pues se asume que no son reemplazadas a la hora de instalar la bomba.

5.2 COSTOS DE OPERACIÓN

En este se incluyen aquellos gastos generados por la operación del equipo; estos son:

5.2.1 Costos de energía eléctrica. En Caño Limón, el 40 % de la energía consumida es auto generada en el campo, y el restante 60% se compra al sistema de interconexión eléctrico ISA; en la actualidad, el valor promedio de las tarifas para la energía durante los próximos 3 años es de US \$0,04828 por Kilovatio hora consumido (este valor es promedio entre las tarifas de compra de energía y los costos de generación en el campo). Los requerimientos de energía eléctrica, están determinados por los KWH que requieren los variadores para suministrar a los equipos de fondo y a la postre, este consumo es el que se considera como costo de levantamiento. También se incluyen los gastos de mantenimiento de la localización (subestación) y del variador, los cuales tiene un valor de US \$1,620 por año y US \$ 4,182 por año respectivamente.

5.2.2 Costos de tratamiento de los fluidos en superficie. Se tiene calculado un valor de US \$ 0.0008 por cada barril de agua tratado en superficie y de US \$ 0.0045 por barril de aceite tratado.

5.2.3 Servicio de pozos. Bajo esta denominación se incluyen todos los gastos necesarios cuando se saca una instalación y se baja otra nueva. No forman parte del capital de la nueva instalación, pues se toman como costos de operación de la instalación extraída. En la siguiente tabla se muestran los diferentes componentes que intervienen en un servicio de pozo, con su respectivo valor.

Tabla 14. Servicio de pozo

DESCRIPCIÓN	VALOR US\$
Combustibles y lubricantes	120
Brocas y rimadores	100
Fluidos de perforación y químicos	500
Misceláneos	105
Material de reparación y mantenimiento	210
Reparación de cable	1115
Carrete de cable de potencia	700
Reparaciones al equipo de fondo	15247
Wireline	275
Servicio de Workover	10873
Mano de obra	1000
Servicios misceláneos contratados	80
Bodegaje	1200
Renta de equipo pesado	800
Transporte terrestre	2700
Contingencias	600
TOTAL	35625

Fuente: OCCIDENTAL

5.2.4 Descuentos e impuestos. El otro aspecto que se tiene en cuenta para los análisis, es el de los descuentos y los impuestos que paga la compañía a las diferentes partes del contrato de asociación. Estos hacen referencia a:

- Regalías: 20% de la producción, antes de impuestos.
- Impuestos en Estados Unidos: 36.65%.
- Impuestos a Colombia: 42.81%.
- Participación de Occidental de Colombia en la Inversión Inicial de las Bombas OOG WI: 43.75%.

5.2.5 Análisis. A continuación se presentan los análisis para cada caso analizado, (utilizando para cada pozo, la tasa máxima presentada como mostró en el capítulo 4) en la variación del valor presente neto a través del tiempo, así como la variación de la producción del pozo debido a la declinación normal del campo.

- **LY-112:** Este pozo presenta los siguientes datos económicos

Tabla 15 Datos Económicos del pozo LY-112.

Datos LY-112	
Tasa estimada BFPD	1.500
Corte de agua	75.0%
Tasa de aceite BOPD	375
Índice de productividad BFPD/Psi	3.0
Tasa de Declinación por año	14%
Precio del crudo para OXYcol USD\$/BO	\$ 50
Diferencial USD\$/BO	\$ 5.77

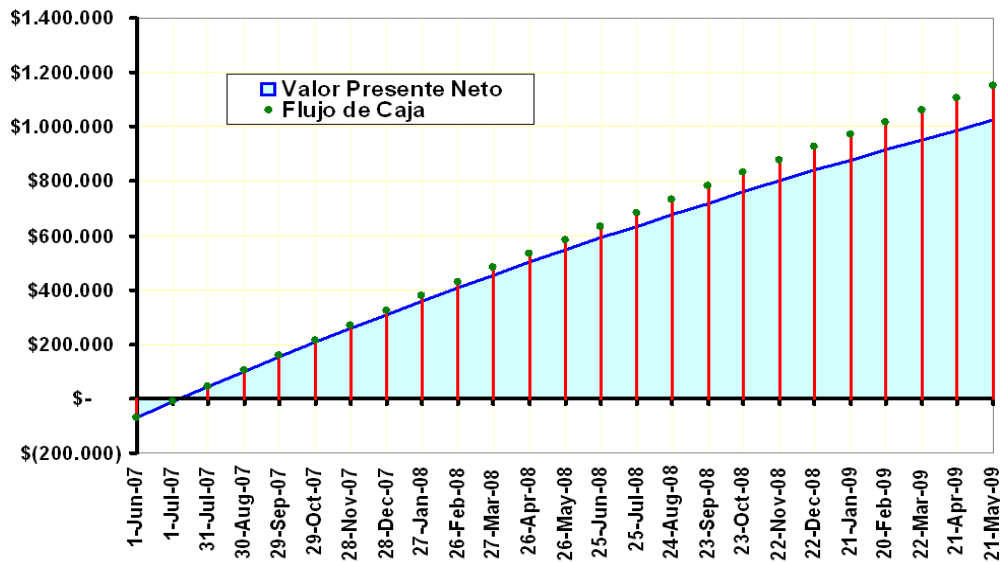
Fuente: Autor.

Donde el precio de la bomba es de \$121.000 USD (este precio esta condicionado a la compra de las 4 bombas a la vez, para los 4 pozos), para

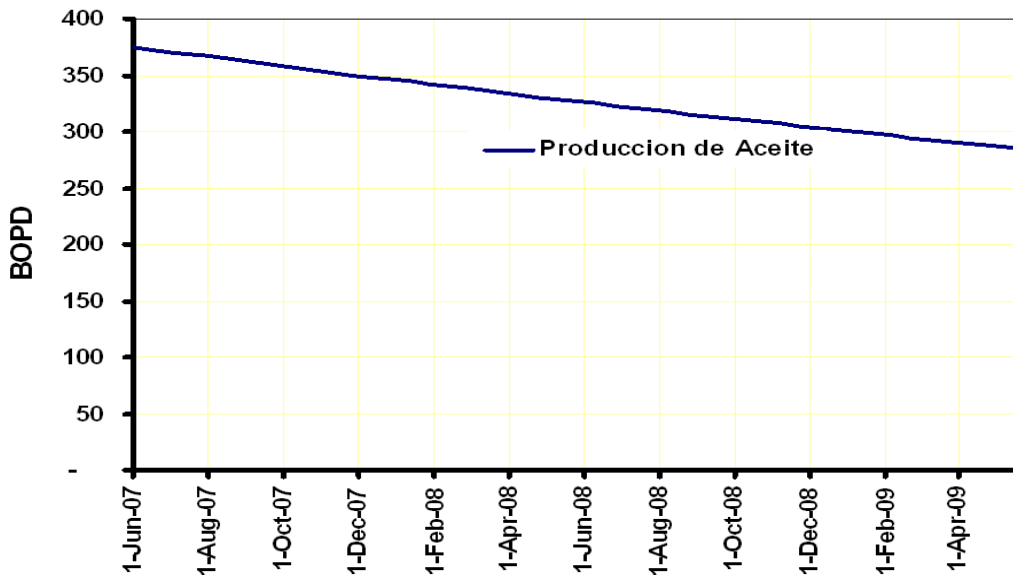
un tiempo estimado de producción de 24 meses, según la empresa proveedora de las bombas (CAN-K). El costo del servicio de pozo (Well service) tiene un valor de \$35.625 USD.

Figura 31. Gráficas Económicas para el pozo LY-112.

VARIACION DEL VALOR PRESENTE NETO Y EL FLUJO DE CAJA ACUMULADO A LO LARGO DEL TIEMPO



PRODUCCION DE ACEITE A TRAVES DEL TIEMPO



Fuente: Autor.

- **CV-01:** Este pozo presenta los siguientes datos económicos:

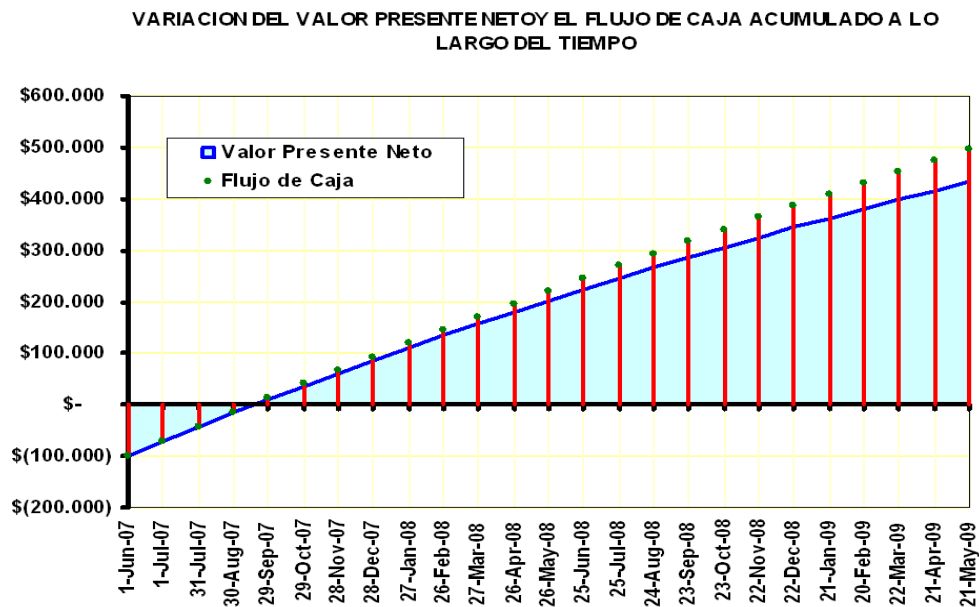
Tabla 16 Datos Económicos del pozo CV-01.

Datos	
Tasa estimada BFPD	20000
Corte de agua	99.0%
Tasa de aceite BOPD	200
Índice de productividad BFPD/Psi	177
Tasa de Declinación por año	14%
Precio del crudo para OXYcol USD\$/BO	\$ 50
Diferencial USD\$/BO	\$ 5.77

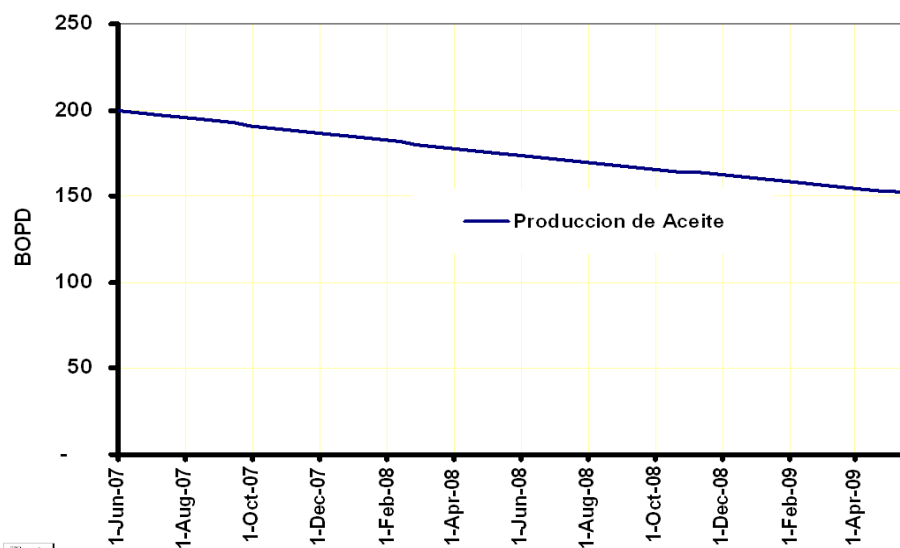
Fuente: Autor.

Donde el precio de la bomba es de \$191.000 USD (este precio está condicionado a la compra de las 4 bombas a la vez, para los 4 pozos), para un tiempo estimado de producción de 24 meses, según la empresa proveedora de las bombas (CAN-K). El costo del servicio de pozo (Well service) tiene un valor de \$35.625 USD.

Figura 32. Gráficas Económicas para el pozo CV-01.



PRODUCCION DE ACEITE A TRAVES DEL TIEMPO



Fuente: Autor.

- **LY-98:** Este pozo presenta los siguientes datos económicos:

Tabla 17 Datos Económicos del pozo LY-98.

Datos	
Tasa estimada BFPD	200
Corte de agua	0%
Tasa de aceite BOPD	200
Índice de productividad BFPD/Psi	25
Tasa de Declinación por año	14%
Runlife (meses)	24
Precio del crudo para OXYcol USD\$/BO	\$ 50
Diferencial USD\$/BO	\$ 5.77

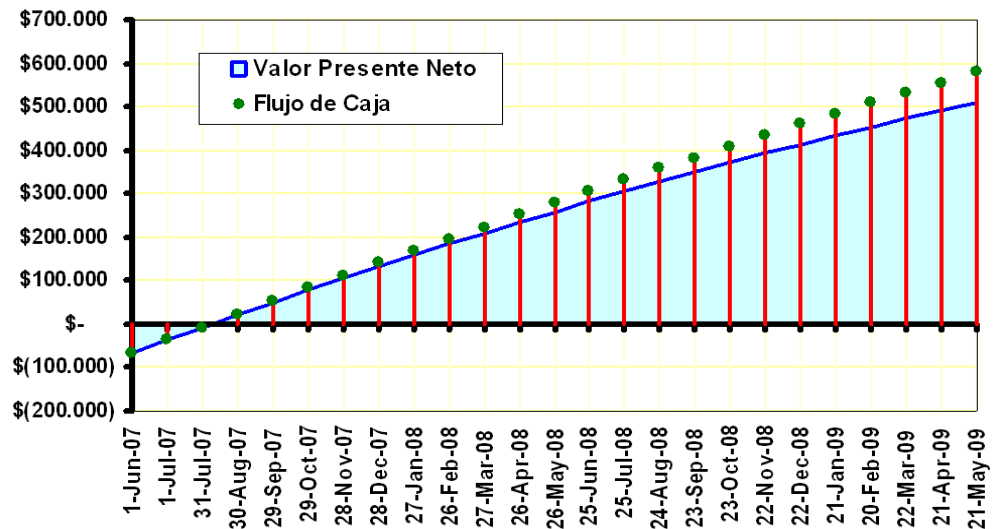
Fuente: Autor.

Donde el precio de la bomba es de \$121.000 USD (este precio está condicionado a la compra de las 4 bombas a la vez, para los 4 pozos), para

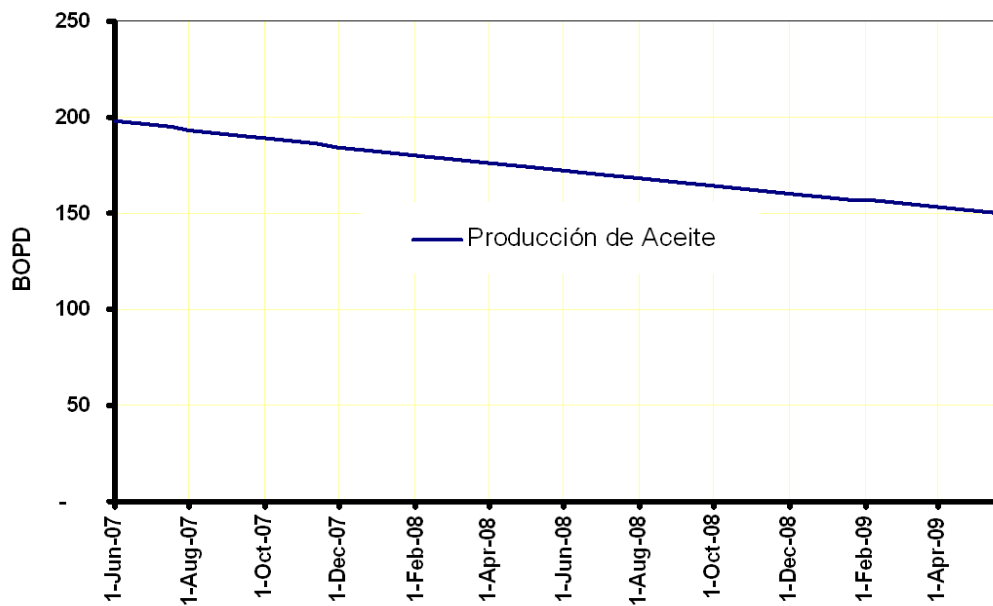
un tiempo estimado de producción de 24 meses, según la empresa proveedora de las bombas (CAN-K). El costo del servicio de pozo (Well service) tiene un valor de \$35.625 USD.

Figura 33. Gráficas Económicas para el pozo LY-98.

VARIACION DEL VALOR PRESENTE NETO Y EL FLUJO DE CAJA ACUMULADO A LO LARGO DEL TIEMPO



PRODUCCION DE ACEITE A TRAVES DEL TIEMPO



Fuente: Autor.

- **RD-05:** Este pozo presenta los siguientes datos económicos:

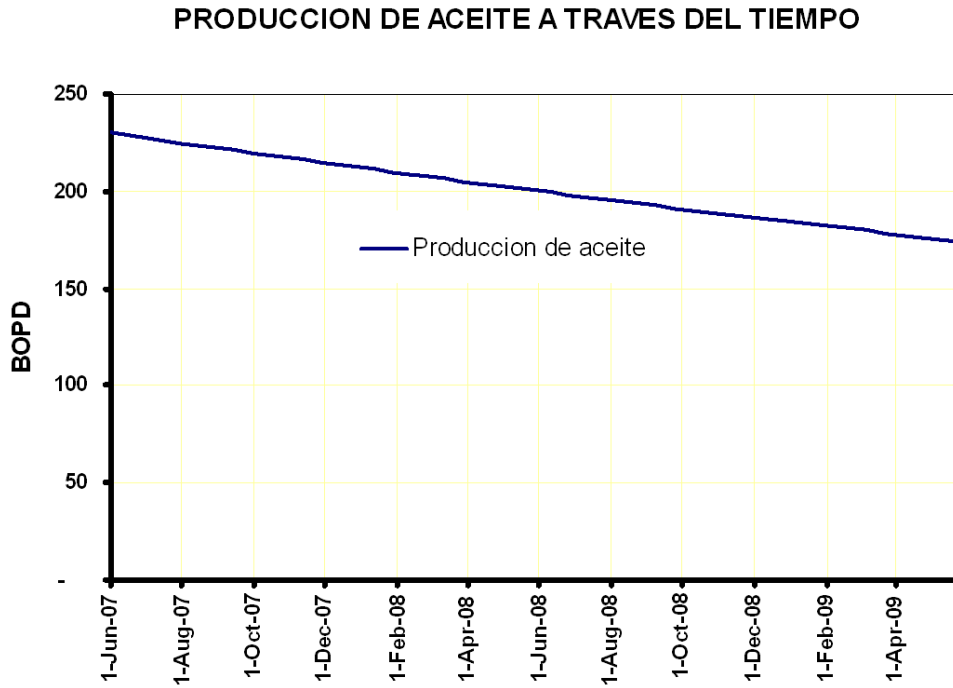
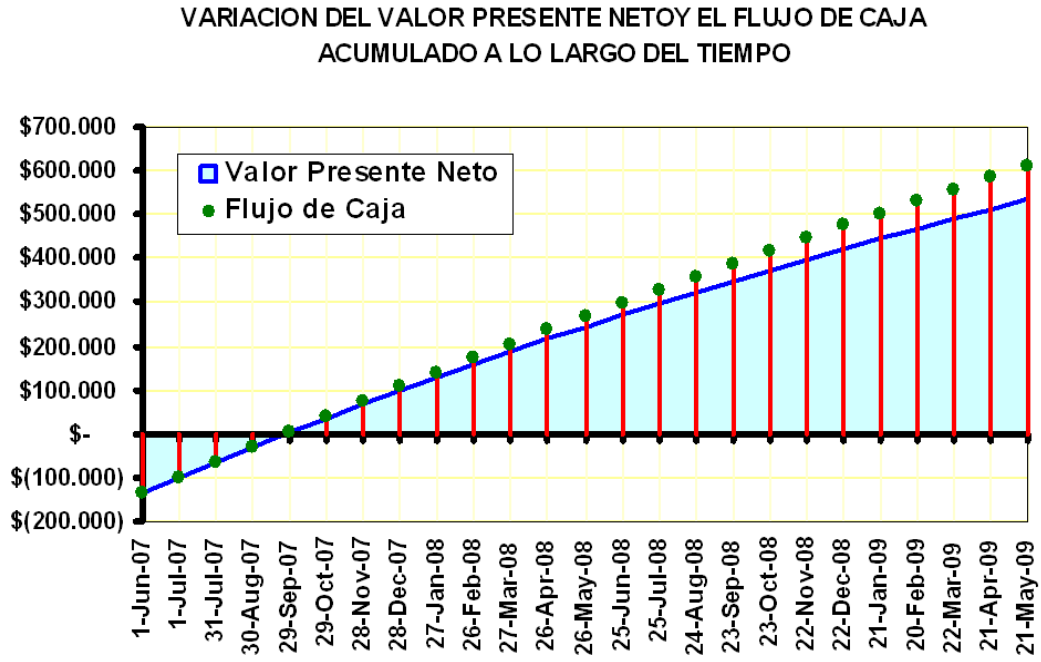
Tabla 18 Datos Económicos del pozo RD-05.

Datos	
Tasa estimada BFPD	25000
Corte de agua	99,0%
Tasa de aceite BOPD	250
Índice de productividad BFPD/Psi	140
Tasa de Declinación por año	14%
Costo de la bomba USD\$	\$ 27350
Runlife (meses)	24
Precio del crudo para OXYcol USD\$/BO	\$ 50
Diferencial USD\$/BO	\$ 5.77

Fuente: Autor.

Donde el precio de la bomba es de \$273.500 USD (este precio está condicionado a la compra de las 4 bombas a la vez, para los 4 pozos, si solo se compra esta bomba el valor es de \$328.200 USD), para un tiempo estimado de producción de 24 meses, según la empresa proveedora de las bombas (CAN-K). El costo del servicio de pozo (Well service) tiene un valor de \$35.625 USD.

Figura 34. Gráficas Económicas para el pozo RD-05.



Fuente: Autor.

5.1 RESULTADOS

Se utilizaron tres parámetros económicos, para determinar la viabilidad económica de la implementación del sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo; dando como resultado la viabilidad económica del proyecto para cada caso propuesto, obteniendo una rentabilidad económica en la producción.

Donde:

NPV: Valor presente neto.

DPI: Dólares obtenidos por cada dólar invertido.

Pay out: Tiempo de repago de a inversión.

IRR: Tasa interna de retorno.

Tabla 19 Resultados Económicos.

POZO	Inversión Inicial (US\$)	NPV@12% (US\$)	DPI (US\$)	Pay Out (meses)	OOG IRR (%)	Concepto
LY-112	\$156.625	\$1.023.684	15,94	2,00	> 1000%	Económicamente Viable
CV-01	\$226.625	\$414.880	5,18	4,00	> 1000%	Económicamente Viable
LY-98	\$156.625	\$511.355	8,46	3,00	> 1000%	Económicamente Viable
RD-05	\$309.125	\$561.268	5,15	4,00	> 1000%	Económicamente Viable

Fuente: Autor.

CONCLUSIONES

- Teniendo en cuenta la descripción del estado actual del campo Caño Limón, propiedades de yacimiento, del fluido y del sistema de levantamiento actual, el sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo se presenta, como una opción para la producción de los pozos planteados en este estudio, gracias a su principio de operación y características.
- Con la revisión e identificación de los parámetros de operación, para establecer el mejor desempeño en el cual podrían ser aplicadas, teniendo en cuenta el estado actual de los pozos; el sistema es aplicable técnicamente en general, para los pozos planteados en este estudio, debido a los amplios rangos de operación, con lo que cuenta este sistema de levantamiento y a la relativa homogeneidad de los estados mecánicos de los pozos del Campo.
- El consumo de energía, el cual es uno de los factores operacionales más importantes en el campo Caño Limón, debido al gran número de instalaciones, es también uno de las características más importantes de este sistema; ya que presenta un consumo menor que el del sistema ESP a las mismas condiciones de operación.
- Económicamente la implementación de este sistema en los pozos propuestos y para la empresa Occidental de Colombia, Inc., es muy viable; Con tiempos de recuperación de inversión entre 2 y 4 meses, y valores presentes netos de acuerdo a la vida de la bomba (run life), entre medio millón y un millón de dólares, teniendo en cuenta el precio del petróleo que aplica para la empresa mostrado en el capítulo 5.

BIBLIOGRAFIA

MULTIPHASE – PUMP FIELD TRIAL DEMONSTRATE PRACTICAL APPLICATIONS FOR THE TECHNOLOGY, D.F. Dal Porto and L.A. Larson; SPE 36590, 1997.

DOMINGUEZ, G. & et al. Caño Limón Field, Colombia: The Lastest Giant Oil Reservoir in South America. RIVERO, R., SPE 15153, 1988.

OIL PRODUCTION USING PUMPED MULTIPHASE SYSTEMS, J.S. Leggate, W.N Iball and S. MacJarrow; SPE 15725.

DEVELOPMENT OF A TWIN SCREW PUMP FOR MULTIPHASE DUTIES, P.J Dolan, R.A. Goodridge and J.S Leggate, SPE 62932, 1988.

PUMP HANDBOOK. Joseph P. Messina, MC Graw Hill Book, 1985.

FIELD TESTS OF THE POSEIDON PUMP, P Gie, SPE 23624.

SAND HANDLING DURING MULTIPHASE OPERATIONS WITH TWIN-SCREW PUMPS, SPE 69846.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Inc. OPERATION SYSTEMS: Production Reporting, Well Monitoring System, Field Data Gathering System. Base de Datos Corporativos. Caño Limón - Arauca – Colombia 2006.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, ICONTEC. Normas Colombianas para la presentación de Tesis de Grado. Bogotá 2005.