

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN
MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDADES DE BOMBEO
MECÁNICO EN POZOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN**

**INGRIS ASTRID MENDOZA VIDARTE
OSCAR JAVIER BAUTISTA SAIZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2008**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN
MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDADES DE BOMBEO
MECÁNICO EN POZOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN**

**INGRIS ASTRID MENDOZA VIDARTE
OSCAR JAVIER BAUTISTA SAIZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título
de:**

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

**DIEGO ALBERTO GIRALDO
Ingeniero de Petróleos**

Codirector

**RICARDO PARRA PINZÓN
Ingeniero Químico y de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA**

2008

Nota de Aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIAS

Los autores del presente trabajo desean dedicar este trabajo a:

Papito DIOS, quien es mi todo, su inmenso amor, gracia y misericordia han permitido alcanzar este anhelado logro. Estamos agradecido contigo Padre por todo lo bueno que nos has dado, por cuidarnos, ser nuestra fortaleza y guiarnos a alcanzar los sueños que Tú has diseñado para nosotros. Por permitirnos la gracia de vivir, por iluminarnos en los momentos sombríos y por darnos la sabiduría para poder afrontar de la mejor manera, cada reto que se presenta en nuestras vidas.

Ingris Mendoza dedica especialmente este trabajo a:

Mis padres, Maria Carmenza Vidarte Trujillo y Evaristo Mendoza Bustos, por educarme bajo los principios de la ética y la moral, por enseñarme a ser una persona inquieta y curiosa, por respetarme los espacios, muestra de la gran confianza que han depositado en mí, por creer siempre en mis capacidades y potencializarlas al máximo.

Mi hermano mayor Victor Hugo, por ser ejemplo de vida y por cuidar siempre de mi, por aguantarme y por permitirme la gracia de ser tía y darme un ahijado tan lindo como Juliansito, para quien también va especialmente dedicada esta tesis. Mis hermanitos Lizdayana y Rafael por permitirme ser ejemplo de vida para ellos, por brindarme ese calor de hogar lleno siempre de sonrisas.

Mis abuelos, Alba Bustos y Evaristo Mendoza por acogerme siempre de la mejor manera, a mi abuelo Elcias Vidarte por preocuparse siempre por mi éxito profesional y alentarme en mis estudios, y a mi abuelita Melania Trujillo (q.e.p.d.) por ser como otra mamá para mí, por su entereza y berraquera, por ser ejemplo de vida para todos quienes la conocimos. Todos mis familiares por apoyarme siempre, por sus buenos consejos, por recibirme siempre en sus hogares y asegurarse de que estuviera cómoda, a mis primos Jaddy, Milton y Clarita, por que mientras vivieron en mi casa me hicieron sentir muy bien.

Mis amigos de la U, “la bandola” Mauro, Sergio, Fredy y Nan porque siempre me brindaron su amistad incondicional y fueron cómplices de gratos momentos y recuerdos inolvidables. A Jonny por ser tan buen amigo y a Fede por su ternura y especial aprecio. A Diego mi hermano adoptivo por compartir tantas alegrías conmigo fuera de la U.

Oscar Bautista dedica especialmente este trabajo a:

Mis Padres, Eduardo Bautista y Luz Marina Saiz por su amor, apoyo incondicional, respaldo y consejos invaluable que me enseñaron a valorar cada esfuerzo, a dar lo mejor en cada actividad realizada y a reconocer que Dios es el centro de mi vida. También a mi hermanita, Carito, princesita amada por estar pendiente de mi, por ayudarme a corregir mis errores, por tus oraciones y momentos inolvidables.

Mis abuelos, tíos y primos que con sus sonrisas, abrazos, palabras y regalos han llenado de alegría las diferentes etapas de mi vida. Por acogerme en sus casas y siempre darme lo mejor de ustedes.

Mis pastores, Jesús Tovar, Richard, Dianita y César, por enseñarme que la pasión por Dios es lo que enriquece mi vida y que en el servicio está la grandeza de los hombres

Mis amigos Lina, Gerson, Diego, Leidy, Caro, por estar pendiente de mi, por brindarme una verdadera amistad, por ser sinceros y extender su brazo cuando lo necesitaba.

Mis amigos de la U, Sergio, Yuli, Fredy, Mauro y Hernán, por todas las tareas y trabajos en los que trasnochamos y por la amistad en todo el periodo universitario. Mis amigos de práctica, Mario, Diego, Fabián, Renzón, Denynson y Oscar, por sus grandes consejos y explicaciones, por el ambiente familiar que me hicieron sentir. Y a todos aquellos que de alguna u otra manera han sembrado una semilla de vida en mi corazón y que me ha ayudado a crecer en todas las áreas de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Diego Alberto Giraldo Rivera, Ingeniero de Petróleos, Senior de Producción Departamento de Producción e Ingeniería Asociación Cravo Norte, Campo Caño Limón OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. y Director del Proyecto, por su gran amistad, dedicación, colaboración, sus valiosos aportes a nuestro conocimiento, por las múltiples y acertadas explicaciones, por la paciencia y apoyo incondicional.

Fabián Eduardo Hernández, Ingeniero de Petróleos, Supervisor de Pozos del Departamento de Producción e Ingeniería Asociación Cravo Norte, Campo Caño Limón OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC., Codirector del Proyecto, por su valiosa amistad, disposición para ayudarnos y preocupación en el desarrollo de nuestra práctica.

Renzón Andrés Zamora, Ingeniero de Petróleos, Supervisor de Pozos del Departamento de Producción e Ingeniería Asociación Cravo Norte, Campo Caño Limón OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC., por su disponibilidad, prestación a colaborarnos con toda inquietud y una invaluable amistad.

Denynson Plata, Ingeniero de Petróleos, Ingeniero de Producción del Departamento de Producción e Ingeniería Asociación Cravo Norte, Campo Caño Limón OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC., por sus invaluable aportes a nuestro conocimiento, por una sincera amistad y un apoyo incondicional.

Víctor Morales, Ingeniero de Petróleos, Departamento de Yacimientos OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC., por su valioso aporte y colaboración.

Ervin Aranda Aranda, Ingeniero de Petróleos, por sus grandes aportes en nuestro formación profesional a través de sus enseñanzas y la motivación a investigar y a profundizar un poco más allá de lo que se nos pedía.

Luis Fernando Bonilla, Msc. en Ingeniería de Petróleos, Jefe del programa de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, Por ser el profesor de nuestro código, y por incentivarnos hacia la programación, para crecer aun más como profesionales.

Jairo Antonio Sepulveda, Msc. en Ingeniería de Petróleos, Docente del programa de ingeniería de petróleo, por enseñarnos a ser prácticos en la vida y a usar solo lo necesario.

Freddy Humberto Escobar Macualo, Ph D. Ingeniero de Petróleos. Director del Grupo de Investigación de Pruebas de Presión (GIPP), por sus enseñanzas y oportunidades de aprendizaje.

La Compañía **OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC.**, por brindarnos la valiosa oportunidad de haber realizado la práctica empresarial, donde aprendimos y desarrollamos nuevos conocimientos acerca de nuestra carrera, y de manera especial a todo el **personal del Departamento de Producción e Ingeniería de la Asociación Cravo Norte, Campo Caño Limón** que nos ayudaron a crecer como personas y profesionales.

La **Universidad Surcolombiana** y el **Programa de Ingeniería de Petróleos**, por ser la institución que nos permitieron desarrollar nuestras habilidades, talentos y capacidades intelectuales, además de haber facilitado nuestra formación personal y profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN.....	3
1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS	3
1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	5
1.3. GEOLOGÍA.....	6
1.3.1. UBICACIÓN GEOLÓGICA:	6
1.3.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:.....	8
1.3.3. ESTRATIGRAFÍA:	11
1.3.4. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:.....	14
1.4. DESCRIPCION DEL YACIMIENTO	15
1.4.1. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO:	15
1.4.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO:	17
2. DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, BOMBEO MECÁNICO VSH2 Y ROTAFLEX.	19
2.1. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP).....	19
2.1.1. EQUIPO DE SUPERFICIE:.....	21
2.1.2. EQUIPO DE SUBSUELO:.....	25
2.2. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO VSH2	34
2.2.1. ESTRUCTURA DE LA UNIDAD VSH2:.....	35
2.2.2. FUNCIONAMIENTO DE LA UNIDAD VSH2:.....	45

2.3. BOMBEO MECÁNICO RECIPROCANTE RECORRIDO LARGO (ROTAFLEX)	47
2.3.1. ESTRUCTURA DE LA UNIDAD DE BOMBEO ROTAFLEX:.....	48
2.3.2. FUNCIONAMIENTO DE LA UNIDAD DE BOMBEO ROTAFLEX.....	57
2.3.3. CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE BOMBEO ROTAFLEX.....	61
2.4. EQUIPO DE FONDO	64
2.4.1. SARTA DE VARILLAS.....	64
2.4.2. BOMBA DE SUBSUELO.....	68
2.4.3. ZAPATAS.....	73
2.5. EVALUACION ECONÓMICA	76
2.5.1. INTERÉS	76
2.5.2. DIAGRAMAS DE FLUJO.....	77
2.5.3. TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD (TIO)	77
2.5.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	77
2.5.5. VALOR PRESENTE NETO (VPN)	78
2.5.6. DISCOUNTED PROFIT INDEX – RELACION COSTO BENEFICIO	79
2.5.7. TIEMPO DE PAGO DE LA INVERSIÓN (PAYBACK).....	79
3. ANÁLISIS TÉCNICO	80
3.1. FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN	81
3.1.1. SOPORTE DE PRESION	81
3.1.2. INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).....	83
3.1.3. PRODUCCION DE ARENA	84
3.1.4. CORTE DE AGUA (BSW)	85
3.1.5. ESTADO MECANICO DE LOS POZOS.....	85
3.2. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO (UNIDADES VSH2 Y ROTAFLEX).	86
3.2.1. CAUDAL	86
3.2.2. SUMERGENCIA DINAMICA O FLAP	87
3.2.3. PRODUCCIÓN DE AGUA	87

3.2.4.	PROFUNDIDAD DEL INTAKE	88
3.2.5.	CONSUMO DE ENERGÍA	88
3.3.	DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO EN LOS POZOS CANDIDATOS.....	89
3.3.1.	OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO.....	89
3.3.2.	ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA CADA POZO.....	91
3.3.3.	CÁLCULO DE LA CARGA SOBRE LA BARRA LISA.	91
3.3.4.	CALCULO DE LA IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP).	92
3.3.5.	ESCOGER EL TIPO DE BOMBA USAR.	94
3.3.6.	SELECCIÓN DE LA SARTA DE VARILLAS.....	96
3.3.7.	SELECCION DE LA UNIDAD DE SUPERFICIE:.....	97
3.3.8.	SELECCIÓN DEL MOTOR:	98
3.3.9.	REPORTE FINAL DE DISEÑO DEL RODSTAR.	98
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	100
4.1.	INVERSION INICIAL.....	101
4.1.1.	SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ESP.....	101
4.1.2.	SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO ROTAFLEX.....	101
4.1.3.	SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO VSH2.....	102
4.2.	COSTOS DE MANTENIMIENTO	105
4.3.	CONSUMO DE ENERGIA.....	108
4.4.	INGRESOS PRODUCCIÓN DIARIA.....	110
4.5.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO TIPO ROTAFLEX Y VSH2	114
5.	CONCLUSIONES	116
6.	RECOMENDACIONES	118
7.	BIBLIOGRAFIA	119
8.	ANEXOS	121

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del yacimiento.	16
Tabla 2. Porosidades promedio del campo Caño Limón.	16
Tabla 3. Saturaciones promedio del campo Caño Limón.....	17
Tabla 4. Propiedades de los fluidos.	18
Tabla 5. Modelos de unidades vsh2.	40
Tabla 6. Modelos de unidades rotaflex.	62
Tabla 7. Especificaciones de fabricación clase api.....	66
Tabla 8. Especificaciones de varillas corod.	66
Tabla 9. Especificaciones de varillas de fibra de vidrio.....	67
Tabla 10. Especificaciones para el asentamiento de la bomba.	71
Tabla 11. Valores de p _{wf} y p estática.	82
Tabla 12. Determinación del cddp en el área cravo norte.....	83
Tabla 13. Valores del ip para los pozos	84
Tabla 14. Pozos seleccionados para implementar el bombeo mecánico.....	88
Tabla 15. Información requerida para el diseño de bm.	91
Tabla 16. Caudal máximo y presión de intake para cada pozo.....	94
Tabla 17. Parámetros para la unidad vsh2 y la unidad c-640-365-144.....	97
Tabla 18. Criterios establecidos para análisis económico estipulados por Occidental de Colombia inc.	101
Tabla 19. Costos producidos por la instalación inicial evaluados para los tres sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón para el pozo usco-01	102
Tabla 20. Costos producidos por la instalación inicial evaluados para los tres sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón para el pozo usco-02	102

Tabla 21. Costos producidos por la instalación inicial evaluados para los tres sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón para el pozo usco-03	103
Tabla 22. Costos producidos por la instalación inicial evaluados para los tres sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón para el pozo usco-04	103
Tabla 23. Costos producidos por la instalación inicial evaluados para los tres sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón para el pozo usco-05	103
Tabla 24. Costos producidos por la instalación inicial evaluados para los tres sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón para el pozo usco-06	104
Tabla 25. Costos producidos por la instalación inicial evaluados para los tres sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón para el pozo usco-07	104
Tabla 26. Costos producidos por la instalación inicial evaluados para los tres sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón para el pozo usco-08	104
Tabla 27. Tiempo de evaluación para el análisis económico de cada uno de los pozos seleccionados del campo Caño Limón.....	105
Tabla 28. Costos de mantenimiento para los sistemas de levantamiento artificial implementados en Caño Limón	107
Tabla 29. Egresos producidos por consumo de energía eléctrica evaluados para los tres sistemas de levantamiento artificial implementados en el campo Caño Limón	109
Tabla 30. Ingresos obtenidos de la producción de los pozos seleccionados del campo Caño Limón mediante el sistema de bombeo electrosumergible.....	110
Tabla 31. Ingresos obtenidos de la producción de los pozos seleccionados del campo Caño Limón mediante el sistema de bombeo mecánico tipo Rotaflex ó VSH2	111

Tabla 32. Egresos obtenidos por la producción diferida causada por los días de no operación por fallas en equipo de superficie o de fondo de los pozos seleccionados del campo Caño Limón analizado para los tres sistemas levantamiento artificial.	111
Tabla 33. Tipo de Bombeo Mecánico a utilizar	112
Tabla 34. Comparación económica de las dos propuestas del sistema de levantamiento artificial a implementar en los ocho pozos seleccionados del campo Caño Limón.....	113
Tabla 35. Valor presente neto evaluado a un horizonte de 2 años de las dos propuestas del sistema de levantamiento artificial a implementar en los ocho pozos seleccionados del campo Caño Limón.....	115

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización geográfica del campo Caño Limón.....	5
Figura 1.a. Localización geográfica del campo Caño Limón.....	6
Figura 2. Ubicación geológica del campo Caño Limón.	7
Figura 3. Estructuras del campo Caño Limón.	8
Figura 4. Pliegues estructurales del campo Caño Limón.	10
Figura 5. Ubicación de los campos en el bloque Cravo Norte.	11
Figura 6. Columna estratigráfica del campo Caño Limón.	13
Figura 7. Bombeo electrosumergible.	20
Figura 8. Transformador reductor (sdt).	22
Figura 9. Transformador elevador (sut)	22
Figura 10. Variador de velocidad.	23
Figura 11. Caja de venteo pozo CY-06.....	24
Figura 12. Cabezal de pozo.....	25
Figura 13. Estator.	26
Figura 14. Rotores.	27
Figura 15. Tipos de cable de potencia.	28
Figura 16. Sello y cámara de empuje.	29
Figura 17. Cámaras laberínticas.....	29
Figura 18. Intake.....	30
Figura 19. Etapa de una bomba bombeo electrosumergible.....	31
Figura 20. Curva de rendimiento de una bomba.....	32
Figura 21. Y- tool.	34
Figura 22. Acumulador.....	35
Figura 23. Cilindro actuador.....	36
Figura 24. Motor.....	37
Figura 25. Bomba hidráulica.	38

Figura 26. Tanque de aceite hidráulico.....	38
Figura 27. Botellas de N ₂	39
Figura 28. Barra lisa.....	40
Figura 29. Stuffing box.....	41
Figura 30. Carro colgador.....	42
Figura 31 a. unidad de bombeo o pedestal.....	42
Figura 31 b. Unidad de bombeo o pedestal.....	43
Figura 32. Cabezal de pozo.....	43
Figura 33. Skid (montaje completo).....	44
Figura 34. Esquema funcionamiento de la unidad VSH2.....	45
Figura 35. Limitador de presión.....	46
Figura 36. Sensor de nivel.....	46
Figura 37. Unidad Rotaflex 1100 (pozo: USCO-XX).....	48
Figura 38. Sistema motor – polea reductora.....	49
Figura 39. Manija para el freno manual.....	49
Figura 40. Sistema freno automático.....	50
Figura 41. Contrapesos.....	51
Figura 42. Alineación de la base al pumping tee.....	52
Figura 43. Rodillo superior.....	52
Figura 44. Longitud de la barra lisa para la conexión al carrier bar.....	53
Figura 45. Variador de frecuencia - panel de control.....	54
Figura 46. Panel de control o speed sentry.....	54
Figura 47. Sistema de control de velocidad unidad rotaflex.....	57
Figura 48. Posición descendente.....	58
figura 48a. Posición ascendente.....	58
Figura 49. Sistema de cadena y contrapeso.....	58
Figura 50: Contrapeso.....	59
Figura 51: Movimiento del Contrapeso.....	59
Figura 52: Cinta Conectora Flexible.....	60
Figura 53: Conexión Entre Contrapeso y Vástago.....	60
Figura 54: Caja Reductora. Brazo de palanca de 18”.....	61

Figura 55: Disposición Sarta de Varillas.	65
Figura 56: Acción de las Válvulas.	69
Figura 57: Bolas y Asientos.	71
Figura 58: Designación API Para Las Bombas.	74
Figura 59: Anclajes Mecánicos.	75
Figura 60: Ancla de Tubería Tipo Copa	75
La figura 61. Representa gráficamente un diagrama de flujo con sus respectivos ingresos y egresos.	77
Figura 62: Regiones de Caída de Presión Crítica, DD MRT	82
Figura 63. Fallas de las bombas esp debido a los caudales manejados.	87
Figura 64. Parámetros de diseño.	90
Figura 65. Well information.	92
Figura 66. Production information.	93
Figura 67. IPR.	94
Figura 68. Pump and tubing information.	95
Figura 69. Rod string selection.	96
Figura 70. Pumping unit selection.	97
Figura 71. Motor information.	98
Figura 72. Final report.	99

RESUMEN

TÍTULO:

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN*.

AUTORES:

BAUTISTA SAIZ, Oscar Javier y MENDOZA VIDARTE, Ingris Astrid**.

PALABRAS CLAVES:

Bombeo Mecánico (VSH2 y ROTAFLEX), Bombeo Electrosumergible, optimización de la producción, consumo de energía, diseño del sistema, análisis económico.

DESCRIPCIÓN

La factibilidad de mejorar la producción en un campo maduro como Caño Limón, que tiene como sistema de levantamiento artificial por excelencia el bombeo electrosumergible, depende básicamente de buscar alternativas viables, tanto en el campo operacional como en el económico. Con la atenuación de características propias del yacimiento, como bajos niveles de fluido sobre la bomba, bajo aporte del pozo, y otras condiciones que hacen muy difícil sino imposible, la operación de bombas electrosumergibles, se abre camino para implementar otros sistemas que en otrora fueron descartados por no representar diferencia en la producción del campo refiriéndose a los ingresos económicos que esto significaba.

El sistema de Bombeo Mecánico con unidad en superficie VSH2 y ROTAFLEX, se presenta como una alternativa relativamente nueva de levantamiento artificial en Colombia, refiriéndose, no a su equipo de subsuelo, que por cierto sigue los principios básicos de levantamiento artificial que ha regido todo tipo de bombeo, sino a sus unidades en superficie, pues presentan tecnologías diferentes a las convencionales. Estas tecnologías han sido ya implementadas en el campo Caño Limón, con buenos resultados para algunos pozos pilotos, pero su afectación directa en la producción del campo no se evidencia.

* Proyecto de grado

** Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de petróleos. Director: GIRALDO, Diego; Co-Director: PARRA, Ricardo.

El propósito del presente estudio es seguir con el proyecto piloto que se tiene de implementar bombeo mecánico en pozos del campo Caño Limón, teniendo en cuenta el comportamiento de los pozos que actualmente tienen instalado ese sistema de levantamiento artificial, para aprovechar al máximo las bondades que presenta este levantamiento y diseñarlo a condiciones adecuadas de operación, reduciendo notoriamente las fallas operacionales que pueda presentar e incrementando a su vez, la producción de los pozos y con ello los ingresos que esto represente.

En este proyecto de grado intervino directamente la compañía OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC, Superintendencia Llanos Norte, e indirectamente la compañía WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED.

ABSTRACT

TITLE:

STUDY OF FACTIBILITY TO OPTIMIZE THE PRODUCTION THROUGH THE IMPLEMENTATION OF UNITS OF SOCKER ROD PUMPING IN CAÑO LIMÓN FIELD'S WELLS*.

AUTHORS:

BAUTISTA SAIZ, Oscar Javier y MENDOZA VIDARTE, Ingris Astrid**.

KEYWORD:

Sucker Rod Pumping (VSH2 and ROTAFLEX), Electrosumergible Pumping, Optimization of Production, Energy Consumption, System Design, Economic Analysis.

DESCRIPTION

The factibility to optimize the production in a developed field as Caño Limón, where the primary system of artificial lift is the electrosumergible pumping, depends basically on looking for viable alternatives, so much in the operational field as in the economic field. With the attenuation characteristics of depleted reservoir, as low fluid level above the pump, low rates of production in the well and other conditions that make very difficult the operation of electrosumergible pumping and sometimes make it impossible, that characteristics open the way to implement others systems that formerly were discarded for not represent difference in the production of the field referring to the economic returns that this meant.

The Socker Rod Pumping System with unit in surface of VSH2 and ROTAFLEX, is presented like a relatively new alternative of system of artificial lift in Colombia, referring, not to its underground team that by the way follows the basic principles of artificial lift that have governed all type of pumping, but its units in surface, because they present different technologies to the conventional. These technologies have already been implemented in the Caño Limón Field, showed good results for some pilot wells, but their direct affectation in the production of the field is not evidenced.

** Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de petróleos. Director: GIRALDO, Diego; Co-Director: PARRA, Ricardo.

The purpose of the present study is to continue with the pilot project to implement sucker rod pumping in wells of the Caño Limón field, keeping in mind the behavior of the wells that currently have installed that system of artificial lift, to maximize the benefits that presents this system and to design appropriate conditions of operation, reducing significantly the operational failures that may be presented and increasing the production of the wells and with it the revenues that this represents.

In this project degree intervened the company OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC, Superintendence Llanos Norte, and indirectly the company WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la mayoría de pozos petroleros a nivel mundial utilizan algún método de levantamiento artificial para la extracción de hidrocarburos de una manera eficiente, optimizada y rentable; la selección de dicho sistema depende de las características físicas y geológicas del yacimiento, propiedades del fluido y la capacidad de producción estimada de cada pozo, lo que definirá su viabilidad económica. Desde los inicios de la industria petrolera las unidades de bombeo mecánico han tenido un papel primario e importante en el desarrollo de los sistemas de producción de hidrocarburos en la mayoría de campos petroleros a través de los años.

Por cerca de 20 años, el campo Caño Limón se desarrolló mediante la implementación del Sistema de Bombeo Electrosumergible como el principal Sistema de Levantamiento Artificial a causa de los altos caudales de producción y el elevado corte de agua esperado; aunque no siempre era el más adecuado debido a que cada pozo presentaba un comportamiento particular y muchas veces este método quedaba sobredimensionado para las condiciones de operación a las cuales fue diseñado; lo que produjo que se considerara el uso de otros mecanismos, con el objetivo de mejorar la productividad del campo Caño Limón, entre ellas PCP y ESPCP con resultados operacionales no favorables, tales como, los altos consumos de energía y la baja eficiencia eléctrica además de fallas con tiempos de corrida demasiado cortos.

Como resultado de esto, en Diciembre de 2005, se inició la implementación del sistema de bombeo mecánico en Caño Limón como una alternativa de levantamiento artificial para producir los pozos que hacían parte de la formación Carbonera Superior (C5), ya que el sistema de levantamiento ESP utilizado no era el más eficiente tanto eléctrica como mecánicamente. Las condiciones de bajo soporte de presión asociadas a las bajas tasas de producción y el manejo de arena en estos pozos, no permitían que el sistema instalado trabajara en óptimas condiciones.

El campo Caño Limón cuenta hoy en día con 9 pozos productores que tienen implementado un sistema de levantamiento por bombeo mecánico - Unidades Hidráulicas y Rotaflex-, con resultados satisfactorios en las primeras y con ciertos problemas operacionales en las otras; por lo que el presente estudio pretende definir la factibilidad técnico – económica de optimizar la producción de pozos del Campo Caño Limón mediante la implementación del sistema de Bombeo

Mecánico tipo ROTAFLEX y Unidades Hidráulicas VSH2 en comparación con el Bombeo Electrosumergible actualmente utilizado.

El presente estudio está constituido por un primer aparte donde se describen las generalidades del Campo Caño Limón, una segunda sección donde se resumen las características operacionales de los sistemas ESP, Unidades Hidráulicas VSH2 y ROTAFLEX, y consideraciones básicas de análisis económico.

Se considera un análisis técnico de las Unidades Hidráulicas VSH2 y ROTAFLEX, que evalúa los factores que afectan el comportamiento de los sistemas de levantamiento artificial en el Campo Caño Limón, los parámetros de selección de los pozos candidatos para la implementación de los dos mecanismos, además de los criterios utilizados para el diseño mecánico y operacional de los pozos candidatos.

Por último, se realiza el análisis económico que permite identificar cuál es el sistema de levantamiento artificial adecuado para cada pozo candidato basado en la evaluación de egresos generados por la inversión inicial, mantenimiento, consumo de energía, producción diferida; e ingresos producidos por la producción neta, para los tres sistemas de levantamiento artificial considerados en el presente estudio, con el fin de determinar desde el punto de vista técnico y económico cual es la mejor opción de implementación para cada pozo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Hace más de 38 años, la compañía multinacional ***Occidental International Exploration and Production Corporation*** empezó en Colombia trabajos de exploración en áreas de interés petrolífero por la zona del Magdalena Medio, mediante la firma Occidental de Colombia, Inc. (OXY). En Junio de 1980, Occidental de Colombia Inc. decide orientar sus estudios de exploración hacia el nororiente del país, específicamente, al departamento de Arauca, en límites con Venezuela; firmando el contrato de Asociación Cravo Norte con la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), iniciando de esta manera la fase de exploración de los bloques Cravo Norte, Rondón, Orocué, Cinaruco y Guarrojo, que representaban un área total de 5 millones de hectáreas.

Según lo acordado en el contrato de Asociación, Occidental de Colombia Inc. (OXY) estaba obligada a devolver el 50% de las áreas seleccionadas al finalizar el primer año de exploración. En este periodo se produjeron 2.800 Km. de datos sísmicos, se perforaron 19 pozos estratigráficos y 2 pozos exploratorios, obteniendo mayor conocimiento sobre la estratigrafía de la cuenca, tamaño del yacimiento y la migración de hidrocarburos.

Se continuó con los estudios de sísmica y perforación, dando como resultado 10 pozos exploratorios, En cuatro de ellos se descubrieron trazas de hidrocarburo en trampas estructurales del borde somero de la cuenca San Joaquín. Estos hallazgos, llevaron posteriormente al descubrimiento del campo Caño Limón, puesto que, probaron que las áreas estudiadas por Occidental de Colombia contenían las estructuras geológicas primordiales para la existencia de un yacimiento de petróleo.

El 20 de abril de 1983, se inició la perforación del pozo direccional Caño Limón 01, el cual se completo en Julio del mismo año, a una profundidad total de 10.176 pies y una producción inicial de 10690 BOPD de 31° API provenientes de dos zonas de Carbonera Inferior; después de pruebas de producción continuadas se declaró la productividad del yacimiento y el 15 de Noviembre del mismo año, ECOPETROL otorga la comercialidad de Caño Limón.

Mediante estudios sísmicos adicionales y la perforación de los pozos La Yuca 1 y Matanegra 1 se demostró que el campo comprendía tres cierres estructurales, identificados actualmente como las áreas productivas de Caño Limón, La Yuca y Matanegra. Este descubrimiento fue la culminación de un intenso esfuerzo exploratorio de tres años que involucro 4.000 Km. de sísmica, 20 pruebas estratigráficas y 12 pozos exploratorios. En septiembre de 1.985 se estimaron las reservas del campo en un millón de barriles y tres meses después, el 7 de Diciembre del mismo año se inicia la producción de petróleo en Caño Limón.

En Diciembre de 1987 con 35 pozos activos la producción total diaria fue de 196.000 BOPD. El 25 de Julio de 1993 se produjo el barril 500 millones, en sus 10 años el Campo Caño Limón ya contaba con 86 pozos productores. En el año 2001, el campo permaneció cerrado por 179 días debido a múltiples atentados al oleoducto Caño Limón – Coveñas. El 29 de Marzo de 2003 se produjo el barril 1.000 millones.

Actualmente el campo Caño Limón cuenta con 333 pozos productores, de los cuales 297 producen con bombas electrosumergibles (ESP), 4 tienen implementado Unidades Hidráulicas (VSH2) y 2 usan Rotaflex como sistema de levantamiento artificial.

La compañía petrolera Shell se convirtió en socio de la Asociación Cravo Norte en 1.985, con lo cual la participación quedó conformada en un 50% para ECOPETROL, 25% para OXY y el 25% restante para Shell.

En el último semestre de 1.998 Shell vendió sus acciones a OXY, quedando conformado el contrato de asociación Cravo Norte por ECOPETROL y OXY, cada uno con un 50% de participación. La duración del contrato que se firmó originalmente era de 28 años que se distribuía en dos fases: el periodo de exploración con una duración máxima de 6 años y el de producción de 22 años; al finalizar este tiempo todas las instalaciones, equipos y producción restante pasaban a ser propiedad de ECOPETROL sin ningún costo; pero el 23 de Abril de 2004, Occidental de Colombia Inc. y ECOPETROL fijaron nuevos términos en el contrato de Asociación Cravo Norte, dejando la fecha de entrega del campo al Estado, hasta que se alcance el límite económico del yacimiento.

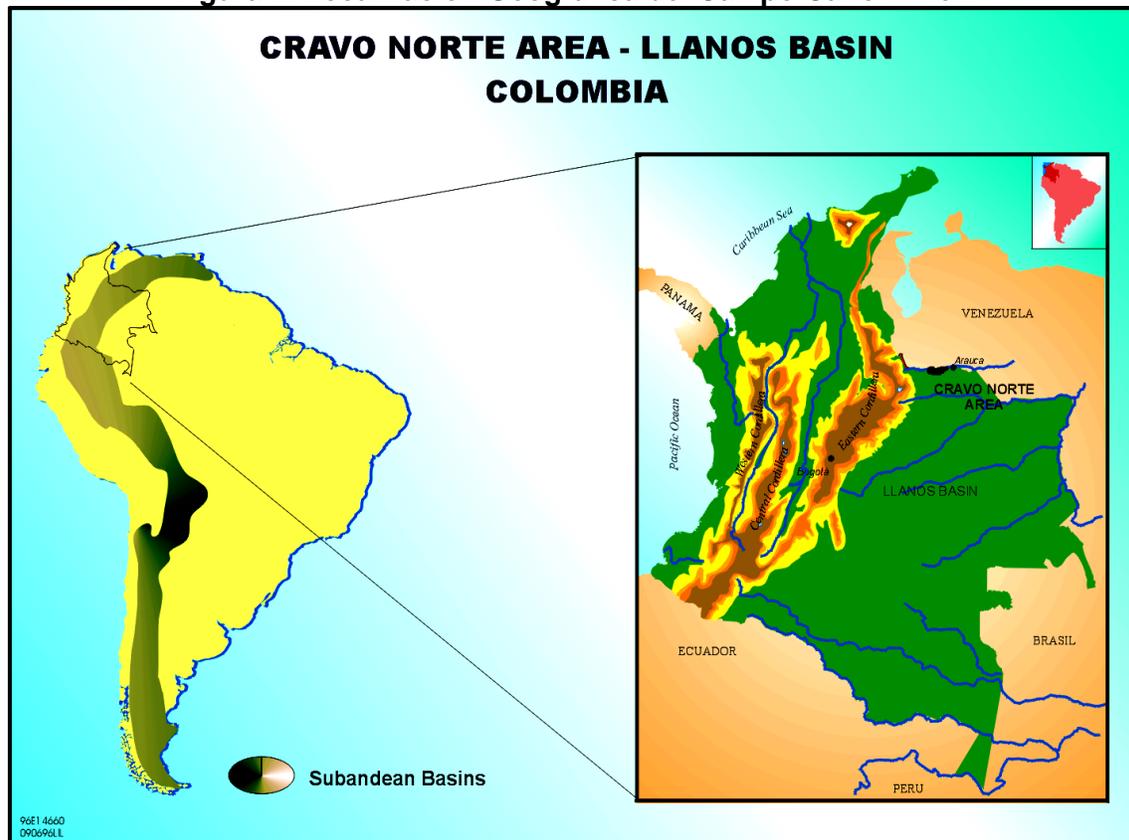
Las condiciones económicas del Contrato de Asociación Cravo Norte le aseguran al estado Colombiano el 82% de las utilidades netas generadas por el proyecto petrolero. Esta participación mayoritaria la recibe el Estado a través de ECOPETROL. Las regalías equivalen al 20% de la producción del Campo.

1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Caño Limón está localizado en el extremo norte de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el área del contrato de Asociación Cravo Norte entre ECOPETROL S.A. y OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC, sobre una extensión cercana a las 260,000 hectáreas, entre la población de Arauquita y el caserío de La Yuca en el departamento de Arauca, limitado al norte y al este por el río Arauca, al sur por el río Casanare y al oeste por el pie de monte de la Cordillera Oriental, aproximadamente a 50 km. al oeste (W) de la ciudad de Arauca y a unos 600 Km. al Noroeste (NW) de la ciudad de Santa Fé de Bogotá.¹

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.

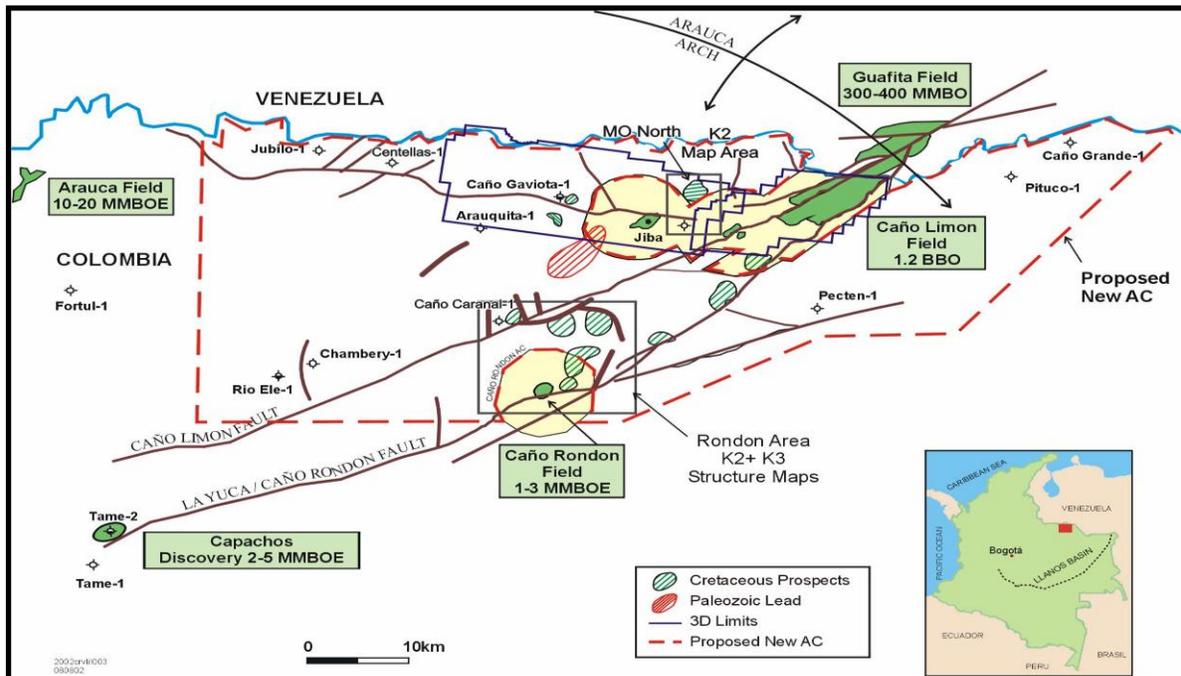
Figura 1. Localización Geográfica del Campo Caño Limón



FUENTE: Occidental De Colombia Inc.

¹ LEGUIZAMÓN, JAVIER. y MALAGÓN, C. "Parám. de Selección de Bombas Electro sumergibles minimizando Fallas por Pérdidas de Eficiencia en Caño Limón". Proyecto de Grado. Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Bogotá, Colombia. 2001. Pág. 3-5.

Figura 1.a. Localización Geográfica del Campo Caño Limón



FUENTE: Presentación al Ministerio de Minas y Energía, Campo Caño Limón. Asociación Cravo Norte. Occidental de Colombia Inc. (OXY) - ECOPELROL, 2007.

1.3. GEOLOGÍA

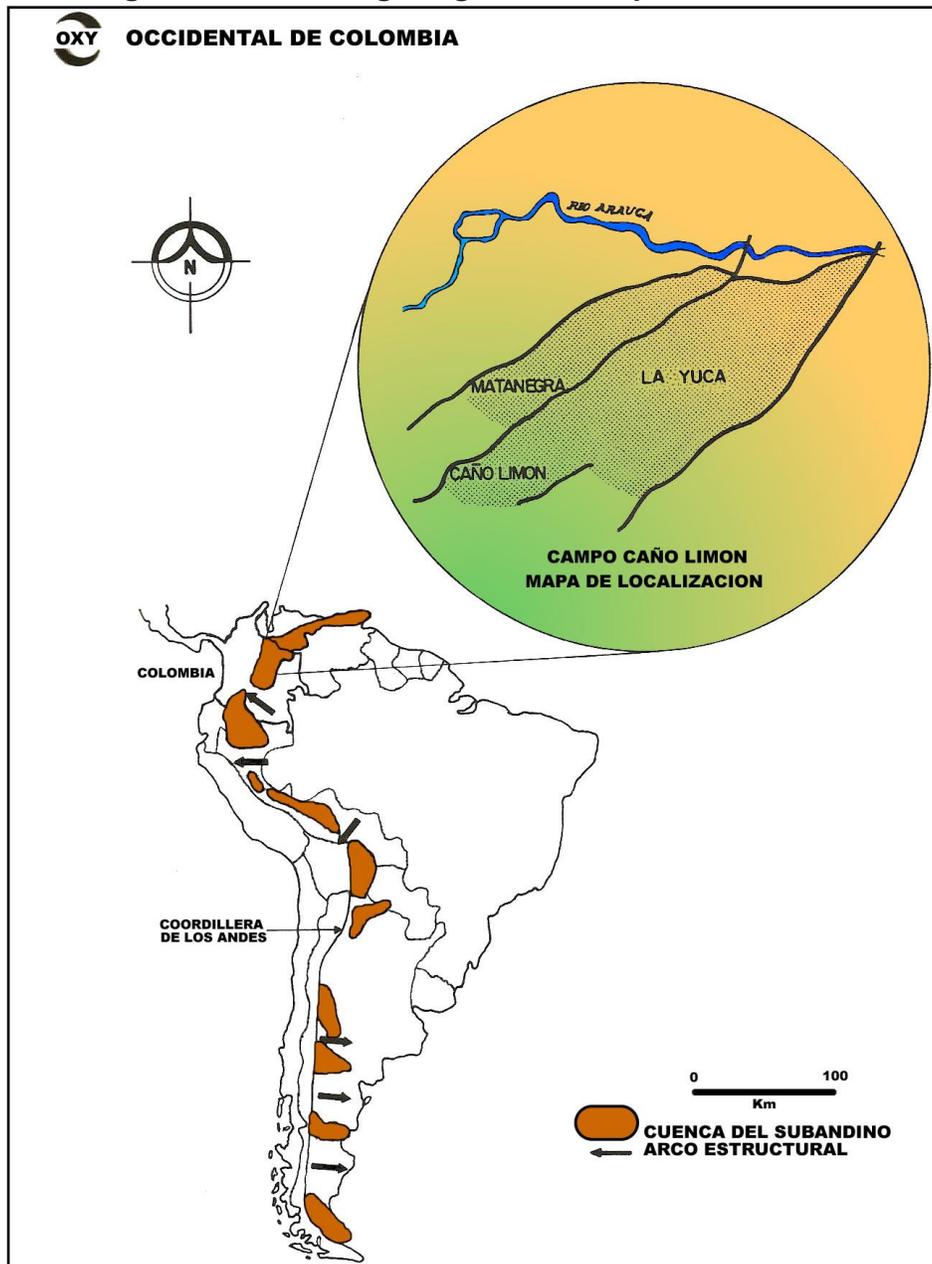
1.3.1. Ubicación Geológica

El campo de Caño limón está localizado sobre el llamado arco de Arauca correspondiente a un flanco monoclinal que cabecea en dirección Oeste con buzamiento suave, el cual se encuentra presente al norte de la cuenca de los llanos Orientales. Al norte de éste arco se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela), al este el escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes (Cordillera Central).

La formación estructural consiste principalmente en fallamiento de tipo normal con dirección noreste-suroeste cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran hasta sedimentos Terciarios, se encuentran espesores hasta de 30000 pies (9144 m). La cuenca de los Llanos se caracteriza

también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante.

Figura 2. Ubicación geológica del Campo Caño Limón.

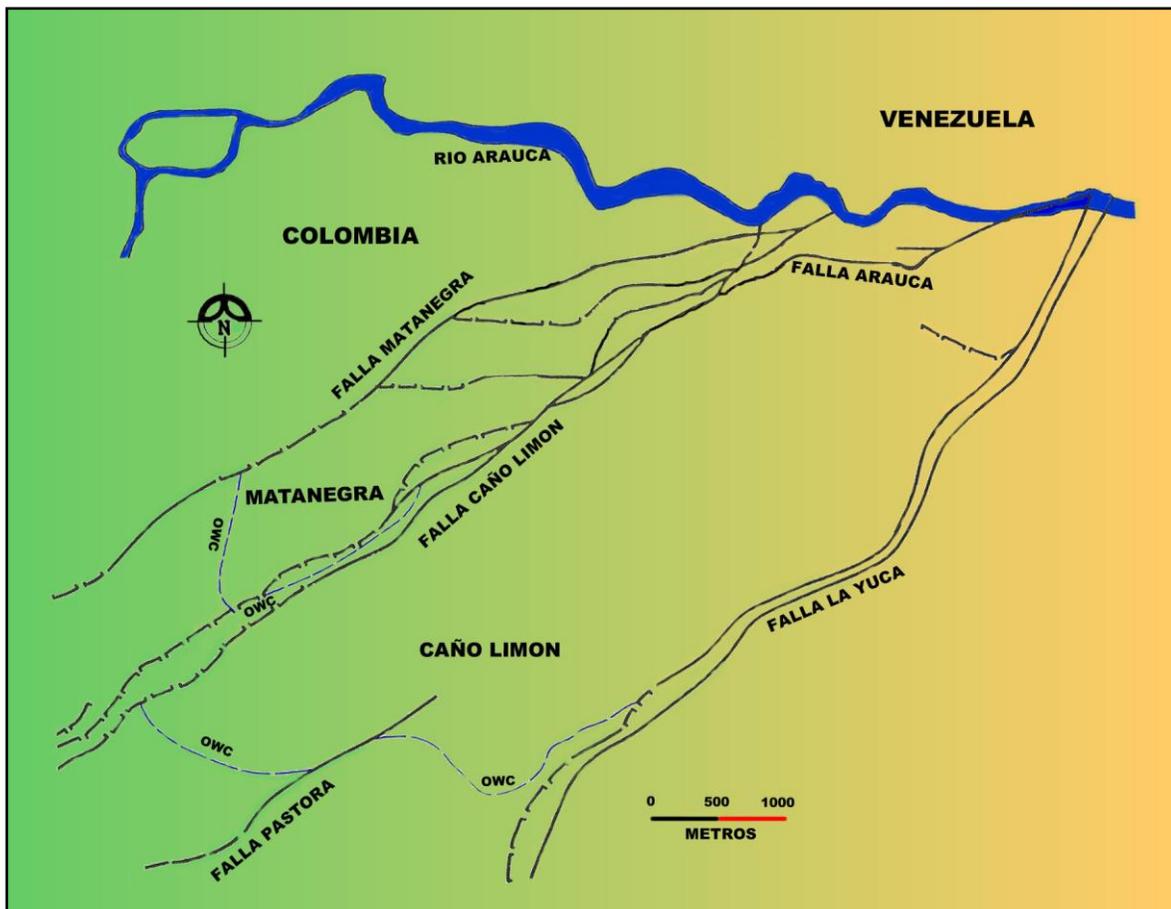


FUENTE: Tesis de grado "Análisis del arenamiento en los pozos del Campo Caño Limón (Arauca). Universidad Surcolombiana. 1991.

1.3.2. Geología Estructural

El Campo comprende tres cierres estructurales, cada uno de ellos asociado a un área productiva, denominados Caño Limón, Matanegra y La Yuca. La formación de estas estructuras se debe al movimiento lateral de la Falla Caño Limón, que secciona el Campo de noreste a suroeste y al desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca, que delimitan los respectivos bloques estructurales. Una falla adicional está asociada al campo, la falla Arauca, que se presenta paralela al río Arauca en la parte norte del campo, esta falla lo divide en un tercer bloque conocido como estructura Caño Yarumal.

Figura 3. Estructuras del Campo Caño Limón.



FUENTE: Occidental De Colombia Inc.

1.3.2.1. Estructura Matanegra

Este anticlinal está limitado por las fallas Matanegra y Caño Limón, presenta el área más alta del campo, con un cierre vertical total de 700 pies (213 m.) y con un mayor número de zonas productivas, comparada con las otras estructuras. Pruebas de interferencias llevadas a cabo entre los pozos localizados a los lados de la falla Caño Limón indican que la estructura Matanegra es un yacimiento separado de las estructuras Caño Limón y La Yuca con un contacto agua-aceite diferente, a una profundidad aproximada de 7200 pies (2195 m.).

1.3.2.2. Estructura Caño Limón y La Yuca

Estos son pliegues anticlinales unidos entre si por un área sinclinal media. Presentan buzamientos suaves que oscilan entre cinco y doce grados. El cierre estructural de estos pliegues es de 300 pies (91 m.) en Caño Limón y 590 pies (180 m.) en La Yuca. Las dos estructuras constituyen un mismo yacimiento y tienen un contacto agua-aceite común a 7290 pies (2222 m.). (Ver figura 4).

1.3.2.3. Falla Matanegra

Es una falla sub paralela a la falla La Yuca y se desprende de la falla Caño Limón ligeramente al sur del río Arauca, con una dirección suroeste, extendiéndose por 8 Km. donde su trazo se pierde. Presenta un buzamiento inclinado y un desplazamiento normal e inverso lo que sugiere un movimiento transcurrente en sentido longitudinal, con un máximo desplazamiento vertical de 200 pies (61 m.).

1.3.2.4. Falla La Yuca

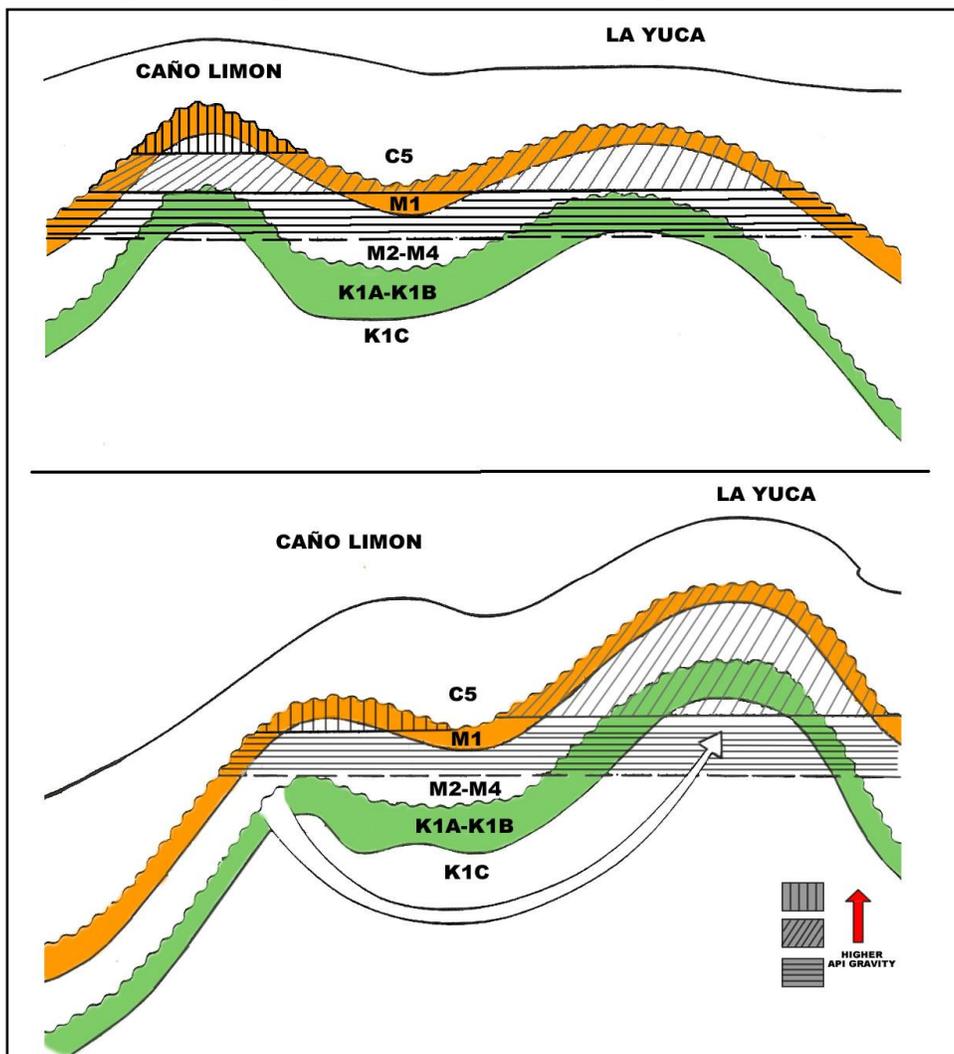
En esta región la falla se extiende sub paralela a la falla Caño Limón en una extensión aproximada de 35 Km. Tiene un desplazamiento vertical inverso de hasta 900 pies (274 m.). La falla Matanegra y La Yuca constituyen los límites laterales del campo, siendo el cierre buzamiento arriba contra la falla de Arauca.

1.3.2.5. Falla Caño limón

Es una falla regional de rumbo, orientada noroeste, con un probable desplazamiento lateral derecho de varios kilómetros, sin embargo no se conocen con precisión la magnitud de este desplazamiento. Esta falla es sellante y divide el

campo en dos bloques principales: La estructura Caño Limón y La Yuca en el suroeste y el bloque elevado cuneiforme de Matanegra en el noroeste.

Figura 4. Pliegues Estructurales del Campo Caño Limón.



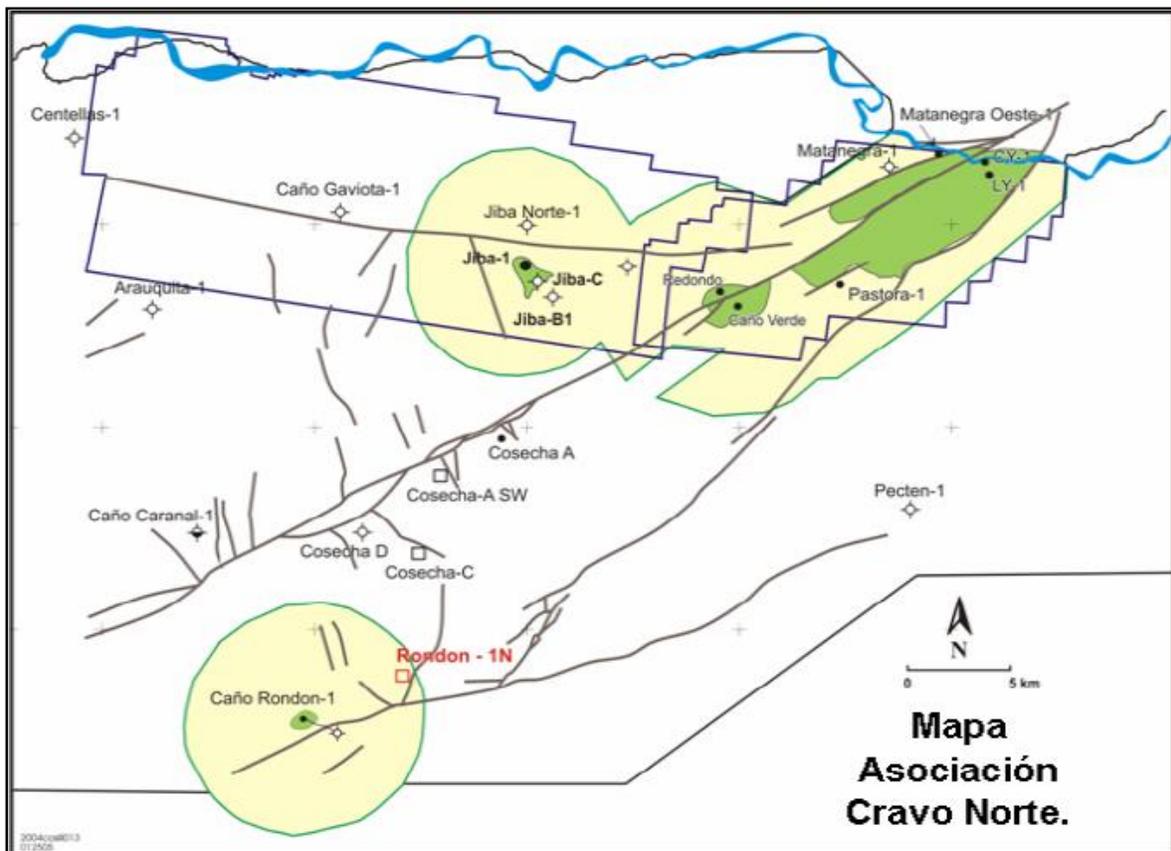
FUENTE: Occidental De Colombia Inc.

1.3.2.6. Falla Arauca

Esta falla une las fallas Matanegra y La Yuca en el extremo norte del campo y presenta una dirección este-oeste a lo largo del río Arauca. Esta es una falla normal con el bloque caído hacia el norte.

El área productiva en el Campo Caño Limón se encuentra comprendida por 18 bloques, de los cuales: Tonina, Remana, Redondo Este, Araguato, Pastora, Caño Redondo, Cosecha A, La Yuca Este y Matanegra Oeste contienen sólo un pozo, y Caño Limón, Matanegra, Caño Yarumal, La Yuca, Rondón, Cano Verde, Caricare - Redondo y Jiba contienen varios pozos. Al agrupar estos bloques se forman los 8 campos que son: Caño Limón, Caño Yarumal, Redondo, Tonina, Remana, La Yuca Este, Redondo Este y Caricare - Redondo.

Figura 5. Ubicación de los campos en el bloque Cravo Norte.



FUENTE: Occidental De Colombia Inc.

1.3.3. Estratigrafía

Cuatro formaciones sedimentarias, con un espesor estratigráfico combinado de aproximadamente 1000 pies (300 m.) son productoras de hidrocarburos en el campo Caño Limón. La formación más importante es la formación Carbonera Inferior/Mirador de edad Eoceno de mayor relevancia en cuanto a producción se refiere debido a que contiene el 80% del petróleo total in situ del Campo, las otras

formaciones productoras son la K1, K2A de edad cretácea tardía y la formación Carbonera Superior de edad Oligoceno. (Ver figura 6).

1.3.3.1. Precretáceo

En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el campo Caño Limón la secuencia estratigráfica con interés petrolífero se analiza a partir del Cretáceo Superior y son denominadas cobertura productiva.

1.3.3.2. Cretáceo

En la cuenca de los llanos Orientales al cretáceo corresponden las formaciones Guadalupe y Gacheta compuestas principalmente por areniscas finas, cuarzosas con intercalaciones de arcillolitas, su espesor es superior a 150 m.

De acuerdo a la nomenclatura utilizada por la compañía, se han reconocido cuatro formaciones limitadas por discordancias, estas son de la base al tope las unidades K3, K2A, K2B y K1, ellas varían en edad de albiano-cenoniano a campaniano.

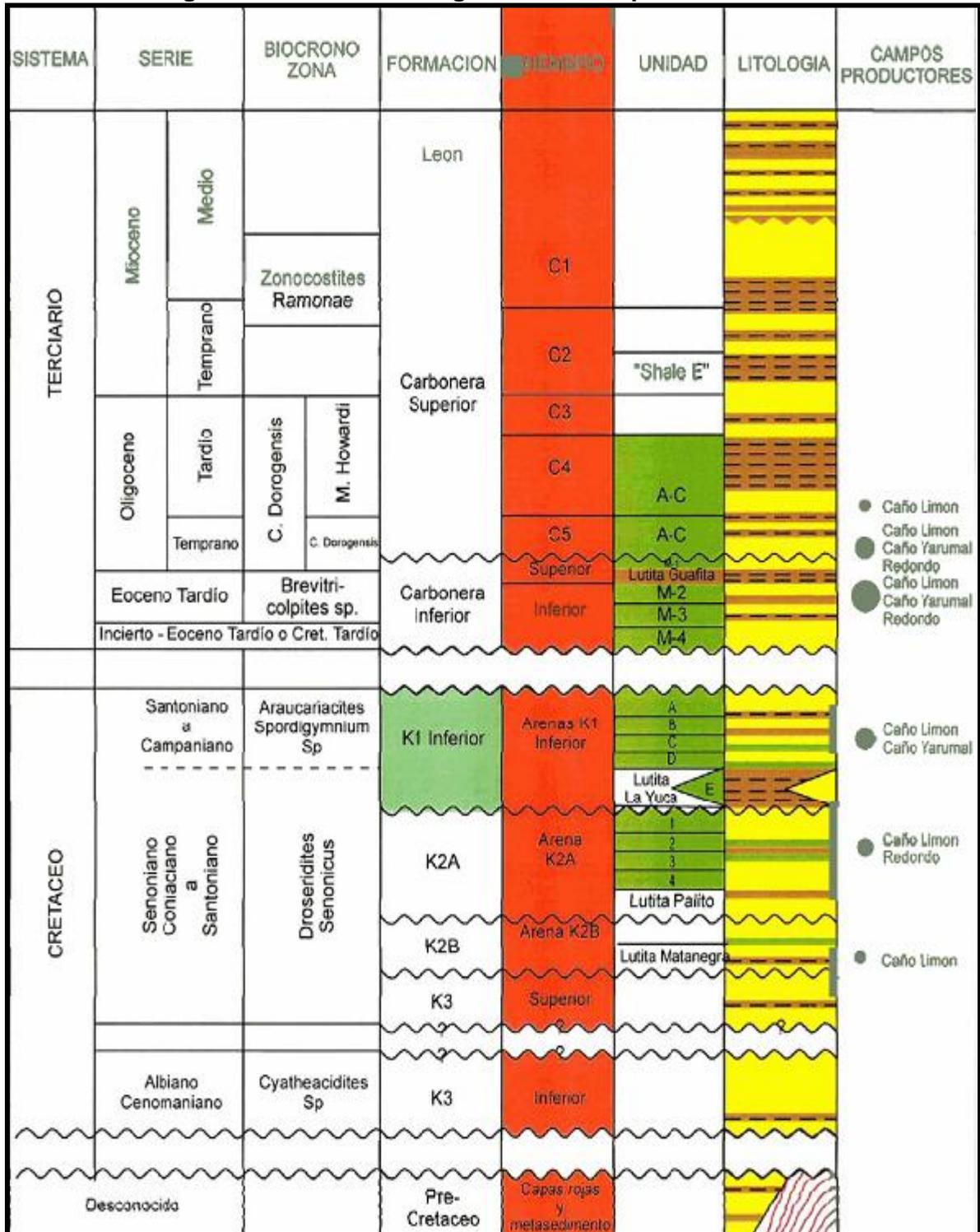
1.3.3.3. Terciario

Esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas por areniscas arcillosas, areniscas arcólicas, cuarcíticas, por arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 7.600 pies (2316 m.).

Formación Carbonera inferior/Mirador:

En general está compuesta de areniscas, las cuales constituyen los dos tercios de la formación, alternando con niveles de lutitas y arcillolitas. La formación se divide en cuatro miembros, de la base al tope: M4, M3, M2 y M1. Las areniscas del Mirador presentan excelentes características petrofísicas. El espesor promedio de la formación Mirador es de 260 pies (79 m.).

Figura 6. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón.



FUENTE: Occidental De Colombia Inc.

Formación Carbonera Superior:

Esta formación la conforman generalmente areniscas de grano medio a grueso y de regular a buena selección, son reconocidas como areniscas deltaicas de canal. Estas areniscas se encuentran mejor desarrolladas en el área sinclinal entre la estructura Caño Limón y La Yuca y en el flanco de la estructura Matanegra. Está compuesta por cinco miembros, de la base al tope: C5, C4, C3, C2 y C1.

Formación León:

Es una formación no productora, se encuentra conformada casi en su totalidad por lutitas grises y gris verdosas. La formación en el campo Caño Limón presenta una profundidad promedio de 460 pies (140 m.) y aumenta hacia el Sur occidente.

Formación Guayabo:

Esta formación reposa discordantemente sobre la formación León. Está conformada principalmente de arcillolitas abigarradas, lutitas pardas y grises con intercalaciones de areniscas arcillosas con partes de conglomeráticas. Su espesor promedio en el campo Caño Limón es de 5400 pies (1646 m.).

1.3.4. Geología del Petróleo

1.3.4.1. Roca Generadora

Análisis geoquímicos realizados en muestras de petróleo del Campo Caño Limón indican que esta proviene principalmente de sedimentos marinos ricos en materia orgánica, a diferencia de los crudos producidos por otros campos ubicados en áreas cercanas en la misma cuenca. La fuente de generación de los aceites producidos en el área de Caño Limón se cree que son los sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca (Pie de monte Llanero) o de las cuencas vecinas de Venezuela.

1.3.4.2. Roca Almacenadora

Las unidades K1 y K2 del cretáceo y Carbonera Inferior/Mirador y superior del terciario son en general las rocas almacenadoras en el Campo.

1.3.4.3. Roca Sello

El sello del Campo Caño Limón está conformado por las arcillas de la formación Carbonera Superior y por las diferentes fallas que se encuentran en esta región.

1.3.4.4. Tipo de Trampa

Las acumulaciones de aceite en el área de Caño Limón son de tipo estructural, definiéndose algunos entrampamientos sedimentarios siempre controlados por las fallas.

1.4. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

1.4.1. Propiedades del Yacimiento

Durante el desarrollo del campo Caño Limón se ha logrado obtener una definición adecuada de las propiedades del yacimiento, gracias a la cantidad considerable de información que se ha venido obteniendo mediante análisis de corazones, evaluación de perfiles y pruebas de flujos de presiones, lo cual a su vez ha permitido cuantificar las principales propiedades petrofísicas del yacimiento (porosidad, permeabilidad y saturación). Las propiedades del yacimiento se encuentran resumidas en la tabla 1.

1.4.1.1. Porosidad

La porosidad del yacimiento del campo Caño Limón se considera muy buena, presentado los valores más altos en la estructura Matanegra, siendo la formación Mirador la que posee la porosidad más alta como lo muestra la tabla 2. Seguida de las arenas C5 de la Carbonera Superior y el miembro cretáceo K2.

Tabla 1. Características del yacimiento.

PROFUNDIDAD PROMEDIO	7600 pies (2317 m.)
ÁREA	8900 Acres
ESPESOR NETO DE PETRÓLEO:	
CARBONERA	11 pies (3.4 m.)
MIRADOR	126 pies (38.4 m.)
K1	50 pies (15.2 m.)
K2	84 pies (25.6 m.)
PRESIÓN INICIAL @7100 pies (2164 m.)	3213 psi
TEMPERATURA @7100 pies (2164 m.)	207 ° F (97.2 ° C)
GRADIENTE PROMEDIO DEL CRUDO	0.364 psi/pie
GRADIENTE DE AGUA DEL ACUÍFERO	0.417 psi/pie
CONTACTO AGUA-PETRÓLEO	7300 pies (2164 m.)
POROSIDAD	25%
PERMEABILIDAD	5000 mD
SATURACIÓN DE AGUA INICIAL	25%

FUENTE: Occidental De Colombia Inc.

Tabla 2. Porosidades promedio del campo Caño Limón.

Estructura	Formación	Porosidad (%)
Caño Limón	Carbonera Superior	20.6
	Carbonera inferior/Mirador	23.8
La Yuca	Carbonera Superior	21.3
	Carbonera inferior/Mirador	23.8
	K1 (Cretáceo)	19.9
Matanegra	Carbonera Superior	25.1
	Carbonera inferior/Mirador	26.8
	K1 (Cretáceo)	19.9
	K2 (Cretáceo)	24.6

FUENTE: Occidental De Colombia Inc.

1.4.1.2. Permeabilidad

La permeabilidad de los diferentes yacimientos se ha determinado con base en análisis de presiones hechos en pruebas a la formación, pruebas de producción y análisis de núcleos.

Los valores de permeabilidad mas altos corresponden a las arenas de la Formación Carbonera Inferior, las cuales tienen un valor promedio de 5 darcys. Para las arenas K1 los valores promedio de permeabilidad son de 1 darcy, y para las arenas del K2 de 2 darcys.

1.4.1.3. Saturaciones

Las formaciones productoras en el campo Caño Limón se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 psi) y por tal razón no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva, únicamente contendrá fluidos líquidos (petróleo y agua).

La saturación de fluidos se determina con base en la evaluación de registros eléctricos, involucrando parámetros de porosidad y arcillosidad. En la tabla 3. Se muestran los valores de saturaciones encontradas para cada formación.

Tabla 3. Saturaciones promedio del campo Caño Limón.

Estructura	Formación	Saturación de aceite (%)
Caño Limón	Carbonera Superior	67.0
	Carbonera inferior/Mirador	76.9
La Yuca	Carbonera Superior	74.9
	Carbonera inferior/Mirador	76.9
	K1 (Cretáceo)	37.3
Matanegra	Carbonera Superior	50.0
	Carbonera inferior/Mirador	70.4
	K1 (Cretáceo)	37.3
	K2 (Cretáceo)	73.2

FUENTE: Occidental de Colombia. Inc.

1.4.2. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento

El análisis PVT muestra que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación, lo que indica la presencia solo de fases líquidas en la producción; por lo cual el Campo Caño Limón se clasifica como un yacimiento subsaturado y no habrá gas libre en él durante toda su vida productiva. El gas en

solución medido en el laboratorio es inferior a 15 SCF/STB, este bajo contenido de gas contribuye a la baja compresibilidad del petróleo ($1E-6$ 1/psi), por lo cual se espera un mínimo aporte de energía al yacimiento por expansión del crudo. En la tabla 4. Se encuentran las propiedades del fluido.

Tabla 4. Propiedades de los fluidos.

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad API	29° API
Densidad del petróleo	0.88 gr./cc.
Factor Volumétrico @207 °F y 3200 psi	1.05 Bbl/stb
Viscosidad del petróleo @207 °F y 3200 psi	4 cp
Presión de Burbuja	50 psi
Relación Gas-Aceite (GOR)	8 SCF/STB
Relación Agua-Aceite (WOR)	90%

FUENTE: Occidental de Colombia. Inc.

2. DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, BOMBEO MECÁNICO VSH2 Y ROTAFLEX

En la actualidad los 333 pozos productores del campo Caño Limón, operan con tres diferentes sistemas de levantamiento artificial; el 97% de ellos tiene implementado el bombeo electrosumergible ESP (Electrical Sumersible Pumping), los restantes, 9 pozos en total, cuentan con un sistema de bombeo mecánico con dos tipos de unidad diferente en superficie, la llamada VSH2 (Bombeo Mecánico con Unidad Hidráulica en Superficie) y la Rotaflex (Unidad de superficie con banda de accionamiento o unidad de recorrido largo).

2.1. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP)

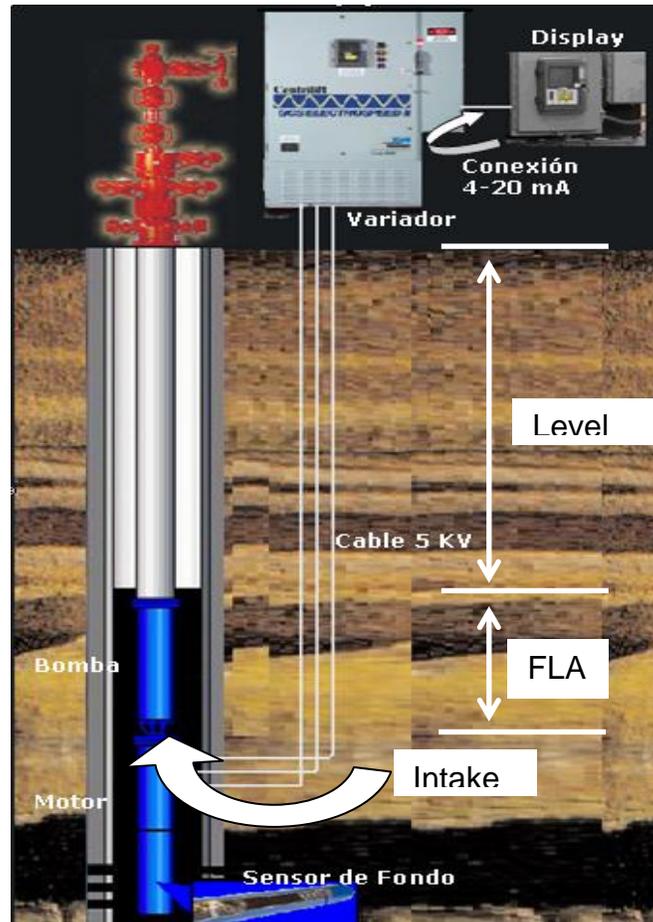
El sistema de Bombeo Electrosumergible, es considerado como un sistema muy eficiente dados los resultados obtenidos en el campo desde hace ya casi 20 años, y que a pesar del problema de arena que se presenta en algunos pozos, ya están diseñados con una configuración en las bombas (AR) que ofrecen mayor duración a los desgaste abrasivos que se presentan por la arena. Las ventajas de este sistema incluyen el manejo de altos caudales de fluido, mantenimiento rápido, permite una pronta atención a los pozos caídos y una pronta recuperación de la inversión inicial. Se compone básicamente por dos grupos de equipos, de superficie y fondo.

Un sistema de bombeo electrosumergible, básicamente está comprendido por los siguientes elementos: Bomba electrosumergible, Cable eléctrico y Controles de superficie. En una aplicación típica, la bomba está suspendida en una sarta de tubería de producción la cual se encuentra colgada de la cabeza de pozo y está sumergida en el fluido de este, tal como lo indica la figura 7. La bomba, es una bomba centrífuga de múltiples etapas que convierte la energía provista por un motor eléctrico, al cual está acoplada, en energía de presión permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento salga a superficie. El motor eléctrico sumergible, recibe la potencia eléctrica de los controles de superficie a través del cable eléctrico.

El sistema de bombeo electrosumergible tiene un rango de producción mas amplio que cualquier otro método de levantamiento artificial. Para una producción

estándar a una frecuencia de 60 Hz, el rango se extiende desde 100 BFPD de fluido total, hasta más de 90.000 BFPD.

Figura 7. Bombeo Electrosumergible.



FUENTE: Occidental de Colombia. Inc.

Las ratas de gas relativamente altas en el fluido, pueden ser toleradas usando diseños especiales de bombas y separadores de gas a la entrada del fluido en la bomba. Fluidos agresivos (aquellos que contienen H_2S , CO , o corrosivos similares) pueden ser producidos con materiales especiales y recubrimientos. La arena y otros contaminantes abrasivos pueden ser producidos con una aceptable vida de la bomba mediante el uso de bombas modificadas y procedimientos de operación.

Los sistemas de bombeo electrosumergible son operados actualmente a unas temperaturas de fondo por encima de los $350^{\circ}F$. Las operaciones realizadas a temperaturas excesivamente elevadas, requieren de componentes especiales en el motor y en el cable eléctrico, con resistencia a las altas temperaturas.

Por experiencia se demuestra que el bombeo electrosumergible ha producido fluidos eficientemente en pozos con profundidades superiores a los 10,000 ft. Algunos estudios indican que el bombeo electrosumergible es el método de levantamiento más eficiente y económico, tomando como base el costo por barril de aceite elevado. El rango de eficiencia de este sistema va desde el 18% hasta el 68%, dependiendo del volumen de fluido, del levantamiento neto y del tipo de bomba. El sistema de bombeo electrosumergible se divide en dos grupos principalmente: Equipo de subsuelo y Equipo de superficie.

El equipo de subsuelo está compuesto por motor, sello, bomba y cables. Tanto el motor, como el sello y la bomba se pueden utilizar sencillos o en serie de acuerdo con las especificaciones de diseño y a las condiciones de los pozos. Entre el equipo de superficie se encuentran transformadores y controlador de motor.

2.1.1. Equipo de Superficie

Sin contar con la energía necesaria que debe ser suministrada y que no es parte directa de este estudio, el equipo de superficie lo componen transformadores para regular los voltajes necesarios y un variador de frecuencia (VSD). Los tamaños o potencia de estos equipos dependen de los parámetros de operación del equipo de fondo. Su funcionamiento básico es el siguiente: la energía que proviene de las líneas de distribución eléctrica de 13.8 KV (Kilovoltios) o 34.5 KV, es reducida mediante el SDT (Step Down Transformer) a 480 V que es la tensión requerida por los variadores de frecuencia.

Los variadores de frecuencia VSD, permiten que el motor trabaje a diferentes velocidades, variando la frecuencia de la corriente alterna y manteniendo la relación Voltios/Hertz constante. Debido a que el voltaje requerido por el motor es superior al de salida del VSC, se emplea el SUT (Step Up Transformer) para elevar dicho voltaje. En Caño Limón este voltaje está entre 1000 y 3600 Voltios que es la tensión que requiere el motor de fondo para poder operar.

2.1.1.1. Generador de potencia eléctrica

Es la fuente que proporciona la potencia eléctrica necesaria para la operación del equipo de fondo. En Caño Limón existen tres fuentes de suministro de energía: ISA, la empresa Nacional y la propia generación.

2.1.1.2. Transformador reductor (SDT)

Se encarga de reducir el voltaje de las líneas de distribución de alta tensión (de 13,8KV a 34,5KV) a la tensión requerida por el variador o controlador de frecuencia (entre 460V y 380V).

Figura 8. Transformador reductor (SDT).



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

2.1.1.3. Transformador elevador (SUT)

Se encarga de incrementar la tensión que sale del variador o controlador de frecuencia al nominal requerido por el motor para que opere eficientemente (1000V – 3760V).

Figura 9. Transformador elevador (SUT)



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

2.1.1.4. Controladores del motor

Es el equipo utilizado para controlar el arranque y los parámetros de operación del motor desde superficie. Su funcionamiento permite controlar y mantener la frecuencia a la cual el operador desea que trabaje el motor de la bomba, es decir, múltiples bombas con un solo ESP en fondo.

Figura 10. Variador de Velocidad.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

Existen tres tipos de controladores de motor:

Arrancador directo o swichboard (SB)

Consiste en un arranque con un conjunto de circuitos en estado sólido, con protecciones por alta o baja carga, alto o bajo voltaje, fluctuaciones en la frecuencia del sistema de potencia. La potencia tanto a la entrada como a la salida tiene una frecuencia constante de 60 Hz, por lo tanto el motor siempre gira a +/- 3.600 rpm. Los arranques del motor son bruscos con este tipo de tablero.

Arrancador suave o soft starter (SS)

Es similar a un arrancador directo en que previene también al motor de cambios bruscos en la corriente, pero está diseñado para controlar la corriente y el voltaje en los bornes del motor durante el periodo de arranque incrementando

gradualmente la frecuencia, hasta alcanzar los 60 Hz nominales del sistema. Una vez encendido el motor, el SS trabaja a 60Hz.

Controlador de frecuencia variable (VSD)

Una bomba electrosumergible queda limitada cuando se opera a una frecuencia fija, el controlador de frecuencia variable elimina esta restricción permitiendo variar la frecuencia y por lo tanto la velocidad de la bomba, logrando operarla en un amplio rango de caudal de acuerdo al tipo de bomba. Además de proteger el equipo de fondo contra las variaciones de voltaje del sistema, permite variar la frecuencia de salida hacia el motor y controlar la corriente, manteniendo así constante la relación Voltios/Hertz.

2.1.1.5. Caja de venteo o de conexiones (Vent Box)

Cumple básicamente tres funciones: Servir de conexión eléctrica entre el cable de potencia de subsuelo con el cable proveniente del sistema de control, ventilar con la atmósfera los gases que puedan estar atrapados dentro de los cables del motor y permitir un rápido chequeo de los voltajes y corrientes para diagnóstico de los problemas en el equipo de fondo. (Ver figura 11).

Figura 11. Caja de Venteo pozo CY 06.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

2.1.1.6. Cabezal del pozo

Está constituido por el conjunto de válvulas para control del pozo y otros accesorios que permiten conectar el sistema de potencia de superficie con el cable de potencia de fondo, pasándolo a través del colgador de la tubería. (Ver figura 12).

El paso del cable a través de la cabeza del pozo debe realizarse usando sistema de sello alrededor del cable y las válvulas deben garantizar la máxima presión posible de descarga de la bomba.

Figura 12. Cabezal de pozo.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

2.1.2. Equipo de Subsuelo

El equipo de fondo es el corazón del sistema Bombeo Electrosumergible y opera dentro del pozo, a la profundidad calculada del cabezal del pozo. El conjunto de subsuelo para una instalación de ESP está conformado en orden de instalación desde fondo por: Motor, Cable de Potencia, Sello o protector, Separador de Gas (si es necesario), Intake, Bomba.

2.1.2.1. Motor

Es un motor trifásico, bipolar, tipo jaula de ardilla que corre a una velocidad relativamente constante de 3500 RPM, operando con una frecuencia de 60 Hz y es el encargado de suministrar la potencia mecánica necesaria para mover la bomba y convertir la energía eléctrica en energía mecánica. El motor internamente está lleno con aceite dieléctrico que permite lubricar las partes giratorias del motor y transferir el calor generado hacia la carcasa donde es disipado por el fluido de

producción; por esto es importante que el fluido de producción pase por la carcasa del motor a una velocidad mínima para que sea garantizada su refrigeración.

El motor está compuesto por un eje donde se colocan pequeños rotores, sostenidos en sus extremos por una balinera, la cual soporta cualquier movimiento radial que pueda tener el rotor al girar. Este conjunto (eje y rotores) es colocado dentro del estator, el cual recibe la energía eléctrica desde la superficie, genera los campos magnéticos y a su vez el movimiento rotativo que es transmitido a la bomba. Este movimiento es transmitido hasta la bomba utilizando conectores (couplings) entre los ejes de los sellos y las bombas. El sentido del movimiento depende de la dirección de la corriente, permitiendo en un momento dado girar la bomba en sentido contrario con solo invertir el sentido de la corriente eléctrica en superficie.

2.1.2.2. Estator

Tubo metálico (housing) que en su interior tiene unos anillos o láminas perforadas de acero de bajo contenido de carbono y últimamente acero inoxidable, por las que se hacen pasar los alambres que constituyen las bobinas del motor. Es la parte externa del motor que rodea los rotores sin hacer contacto con ellos y contiene unos devanados que generan un campo magnético al hacer circular corriente por su bobinado.

Figura 13. Estator.



FUENTE: Baker Hughes - Centrilift.

2.1.2.3. Rotores

Barras de cobre que forma una especie de jaula, donde se induce una corriente y se genera el movimiento al interactuar con los campos magnéticos de los devanados. Las barras están unidas por medio de láminas de acero. Cada uno de estos rotores tiene aproximadamente 12 pulgadas de largo y aporta 15HP.

Figura 14. Rotores.



FUENTE: Baker Hughes - Centrilift.

Para especificar un motor es necesario conocer además del voltaje y amperaje, su potencia, serie, número de serial y modelo.

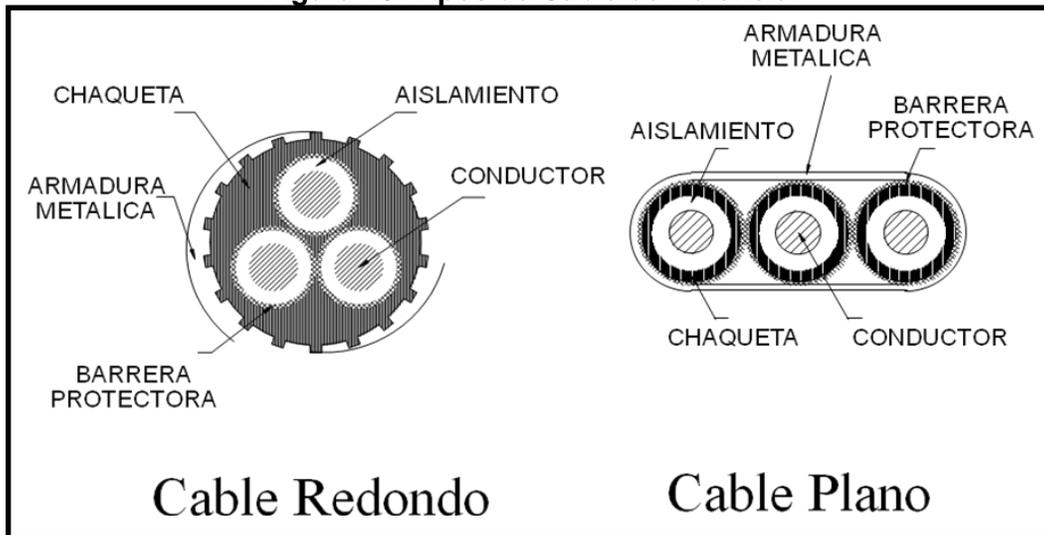
2.1.2.4. Cable de Potencia

Es un conductor de tres fases, a través del cual se transmite desde superficie la corriente eléctrica requerida por el motor. Su selección depende del voltaje y corriente necesaria para operar el motor, de la temperatura de fondo del pozo y del nivel de aislamiento eléctrico.

El tipo de cable de potencia usado en Caño Limón es el plano hasta la “Y” tool (aproximadamente unos 80 pies), en la demás longitud se usa cable redondo número 1, los dos con resistencia de aislamiento hasta de 5 kV.

Los cables de potencia tienen una *armadura* de acero galvanizado, una *chaqueta* protectora, para que las condiciones en el pozo no afecten el conductor. El *conductor* es un cable de cobre, que viene revestido de un polímero que sirve de *aislamiento*.

Figura 15. Tipos de Cable de Potencia.



FUENTE: Baker Hughes - Centrilift.

2.1.2.5. Sello o Protector

Elemento de diseño especial que se coloca entre el motor y la bomba, formado por un conjunto de cámaras las cuales contienen una serie de laberintos por donde circula un aceite dieléctrico. Sus principales funciones son:

- Conectar el motor con la bomba mediante los coupling que se colocan en los ejes del motor y la bomba.
- Soportar las fuerzas de empuje producida por las etapas de la bomba y la cabeza del fluido, para que no sean transmitidas al motor.
- Evitar que el fluido del pozo entre al motor igualando la presión del aceite con la del fluido del pozo.
- Igualar la presión dentro del motor con la del espacio anular, eliminando presiones diferenciales a través de los elementos de sello del eje.
- Absorber la expansión y contracción del aceite del motor debido al calentamiento y enfriamiento de este cuando está operando y/o está parado.

Los sellos utilizados en Caño Limón se componen de: Una bolsa elástica, sellos mecánicos, cámaras laberínticas y una cámara de empuje que absorbe las cargas axiales de la bomba que pueden dañar al motor. La denominación de los sellos está dirigida a conocer el número de cámaras que posee (de bolsa o laberínticas) y el tipo de cojinete.

El funcionamiento es así: Los fluidos del pozo hacen contacto con la bolsa elástica del sello, por la cual se regula la presión del aceite del motor; si la bolsa se rompe, un sello mecánico actúa; si este falla, el fluido entra en la primera cámara laberíntica, la cual retarda el paso hacia la segunda cámara; se encuentra otro sello, si este falla, el fluido ingresa a la segunda cámara donde también es retardado y finalmente, si se rompe el último sello, el fluido de pozos entra al motor y lo dañará irremediablemente.

Figura 16. Sello y cámara de empuje.



FUENTE: Baker Hughes - Centrilift.

Figura 17. Cámaras laberínticas.



FUENTE: Baker Hughes - Centrilift.

2.1.2.6. Intake o Entrada a la Bomba

Es la parte que tiene contacto directo con el fluido del pozo y por la que pasa el fluido del pozo al interior de la bomba; debido a las características de turbulencia que produce el fluido a la entrada de la bomba, el intake tiene un eje debidamente soportado por bujes de alta resistencia a la abrasión que sirve para dar soporte al eje de la bomba, evitando movimientos axiales.

Figura 18. Intake.



FUENTE: Baker Hughes - Centrilift.

Es importante tener en cuenta la ubicación de este dispositivo durante el diseño del equipo, ya que su posicionamiento dentro del pozo determina los cálculos de potencia necesaria para el levantamiento del crudo y la columna de fluido suficiente para que el fluido entre a la bomba por los orificios del intake, sin que se produzca el fenómeno de cavitación y de esta forma el fluido pueda ser tomado por el primer impulsor de la bomba para aumentar sucesivamente su velocidad a través de cada etapa de la bomba, traduciéndose finalmente en incremento de presión del fluido que lo haga llegar a superficie.

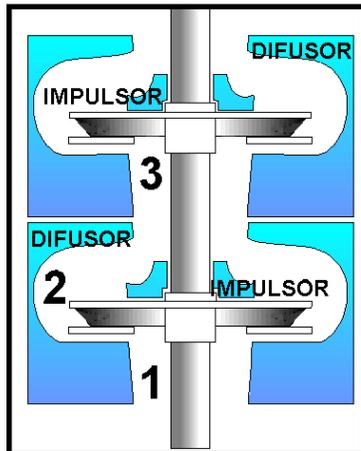
2.1.2.7. Bomba

Es una bomba centrífuga, con un impulsor que transfiere energía mecánica a un fluido por la acción rotativa del mismo (parte en movimiento) el cual gira dentro del difusor (parte estática). A este conjunto impulsor-difusor se le llama *etapa*.

El resumen del funcionamiento de una etapa es el siguiente: A medida que el impulsor gira, todo el fluido que entra en él es expulsado hacia afuera por acción de la fuerza centrífuga haciéndolo llegar a las paredes del difusor el cual por su

diseño hace que el fluido llegue al impulsor de la siguiente etapa, y se repita esta acción sucesivamente.

Figura 19. Etapa de una bomba Bombeo Electrosumergible



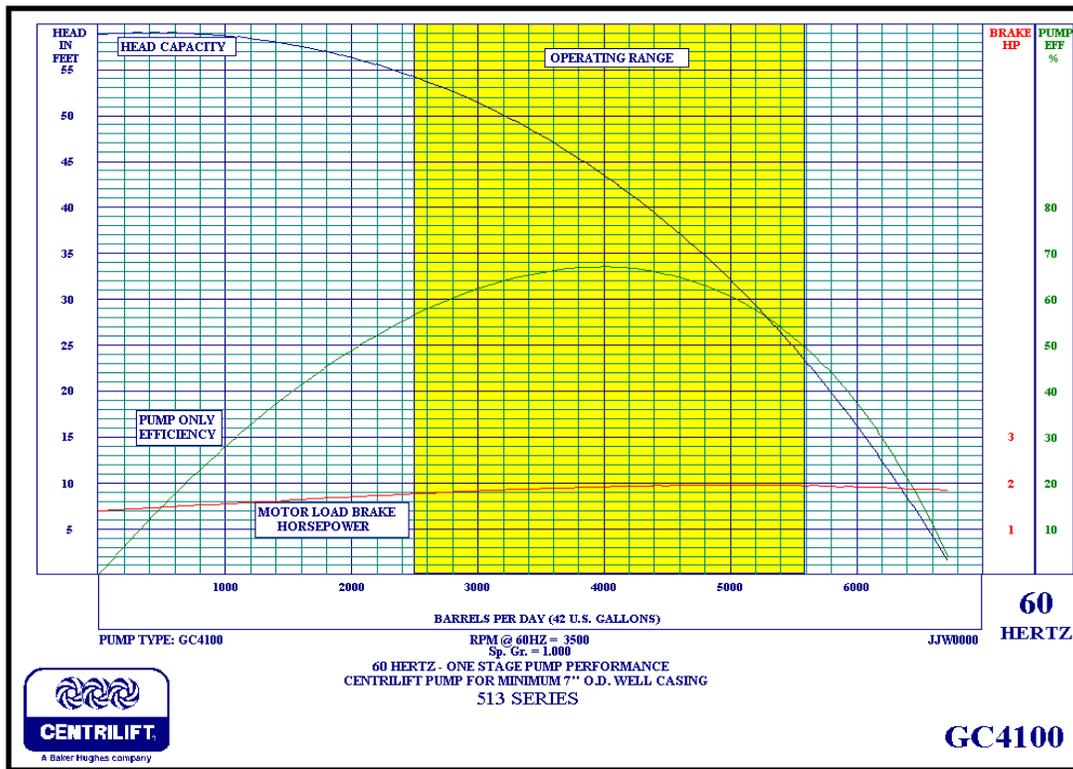
FUENTE: Baker Hughes - Centrilift.

A mayor número de etapas, mayor es la presión desarrollada por la bomba, pues la velocidad inicial de la primera etapa, se incrementa a la salida de la misma, siendo en el segundo ciclo ya no cero la velocidad inicial sino una cantidad, que incrementa aún más la velocidad del fluido, convirtiendo este incremento de velocidad en presión. En este proceso el caudal se mantiene constante porque este depende de la velocidad del motor. Las etapas donde el impulsor tiene libertad de movimiento axial con respecto al eje, se denominan *flotadoras*, mientras que en aquellas en donde el impulsor está fijo, se denominan *compresoras*.

Bombas resistentes a la abrasión (AR). Estas bombas son soportadas radialmente instalándoles bujes especiales para atenuar la vibración producida por el desgaste de las etapas. Estos bujes son de dos cuerpos, *un hongo o sombrero* que gira con el impulsor y *un buje fijo* en el difusor.

Las bombas electrosumergibles se comportan respondiendo a una curva de rendimiento o eficiencia de acuerdo al diseño del tipo de etapa. Estas curvas se calculan a diferentes frecuencias mostrando el rango de operación y el punto de mayor eficiencia. Suministran información sobre una sola etapa de la bomba ESP, pero con base en ellas se puede calcular la cabeza entregada por toda la bomba, el caudal o capacidad, la eficiencia y otros parámetros con que debe operar.

Figura 20. Curva de rendimiento de una bomba.



FUENTE: Baker Hughes - Centriflift.

Toda bomba debe diseñarse para que opere lo mas cerca al centro del tornado, donde entrega el máximo de eficiencia hidráulica y mecánica. Si una bomba opera a un caudal mayor que la del diseño se puede producir excesivo empuje hacia arriba (*up-thrust*), o por el contrario cuando la bomba opera a un caudal menor que la de diseño se puede presentar excesivo empuje hacia abajo (*downthrust*).

Para medir el rendimiento de la bomba se utiliza agua fresca (gravedad específica 1.0) como fluido, por lo tanto, para calcular la potencia de otros líquidos, esta debe ser multiplicada por la gravedad específica del fluido. La cabeza para una aplicación determinada puede ser calculada en pies, y la cabeza y capacidad deseadas pueden ser leídas directamente de las curvas sin corrección, siempre y cuando la viscosidad del líquido sea cercana a la del agua. El número de etapas requeridas se calcula dividiendo la cabeza dinámica total entre la cabeza en pies por cada etapa.

2.1.2.8. Componentes Auxiliares

Son elementos que no son indispensables para la función principal que es la de bombear el crudo, su utilización depende de los requerimientos que tenga el operador y de la función específica de cada uno de estos. Los más usuales son:

Sensor de presión:

Fabricado en cristal de cuarzo, constituye un elemento clave para monitorear el comportamiento de la presión del yacimiento y optimizar la operación del equipo ESP.

Válvula cheque:

Debe colocarse entre 6 y 8 juntas sobre la descarga de la bomba, evita que se produzca flujo invertido cuando se detiene la bomba, lo cual causa la rotación en sentido inverso de la instalación, se recomienda para pozos profundos con baja presión de fondo. En ambientes de arena moderados evita el asentamiento de la arena sobre la bomba cuando esta se apaga.

Válvula de drenaje:

Es necesario instalarla siempre que se instale una válvula cheque convencional.

Válvula de seguridad:

Se instala entre 600 y 800 pies de profundidad, está normalmente cerrada, se mantiene abierta a través de una línea de control presurizada a 3000 psi, su instalación depende de los requerimientos de seguridad del área. La válvula se cierra en el evento en el cual se rompa la línea de flujo o por la pérdida de presión de la línea de control.

Y-Tool:

Es una conexión con derivación donde la bomba ESP se instala a un lado y por la sección recta se coloca un tapón recuperable con cable. Se recomienda su

instalación siempre y cuando el diámetro del revestimiento lo permita con el tipo de bomba que se desea correr. Es ideal para tomar registros de producción y presiones de fondo con el pozo en producción.

Empaques:

Permite aislar el espacio anular, se utiliza por razones de seguridad, en este caso se debe instalar en conjunto con una válvula de seguridad, en el caso de pozos profundos se utiliza para proteger el cable de los fluidos del pozo.

Figura 21. Y- Tool.



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

2.2. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO VSH2^{2,3}

El bombeo mecánico asistido por Hidrógeno denominado VSH2, es un sistema de levantamiento artificial que se implementó por primera vez en Colombia en el campo Caño Limón, desde diciembre del 2005. Tiene como ventajas el manejar una mezcla de tecnología neumática (nitrógeno) con tecnología hidráulica, por medio de tres piezas móviles (Acumulador de presión, Cilindro hidráulico y Bomba Hidráulica). Capacidad para manejar mayores cargas en la barra que las unidades convencionales, rápidos cambios de Strokes por minuto (SPM), flexibilidad en su aplicación, reducción en consumo de energía, fácil preparación de la instalación y

² WEATHERFORD. VSH2 Set-Up & Operating Manual. Version 1.0. Canadá. 2000.

³ WEATHERFORD. Bombeo Mecánico Caño Limón. Operación unidad VSH2. Colombia. 2005.

mantenimiento y funcionamiento con bajos niveles de fluido llegando hasta un FLAP de cero pies.

La unidad VSH2 (Variable Speed Hydraulic 2) es una unidad de bombeo alternativo para el movimiento de varillas, su principio de funcionamiento es sobre la base de presiones hidráulicas compensadas por la compresión y expansión de nitrógeno, este nitrógeno que se encuentra dentro de un acumulador soporta 2/3 de la carga total del vástago pulido y reemplaza a los contrapesos de una unidad de bombeo convencional AIB.

2.2.1. Estructura de la Unidad VSH2

El equipo de superficie está compuesto por: El motor eléctrico, que acciona el sistema de aceite hidráulico, el acumulador de presión, la bomba hidráulica, el tanque de aceite, la unidad de bombeo como tal o pedestal y el cabezal de pozo.

2.2.1.1. Acumulador (Acc.)

Se denomina Acc. A un cilindro con un pistón flotante en su interior, el cual en su parte superior contiene nitrógeno y en la parte inferior aceite hidráulico, el nitrógeno (N_2) provee la presión necesaria para amortiguar el peso en la carrera descendente y aportar potencia hidráulica en la carrera ascendente. El Acc. genera el efecto de los contrapesos de los equipos individuales de bombeo, por lo que soporta hasta 2/3 de la carga total del vástago pulido.

Figura 22. Acumulador.

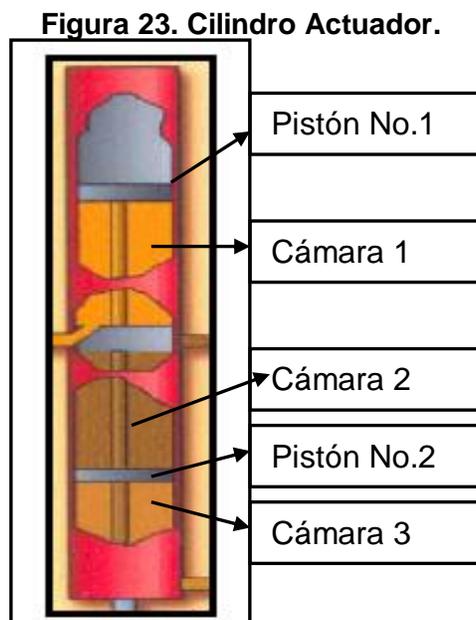


FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

El acumulador se llena de nitrógeno colocando una de las botellas a la entrada para el suministro del mismo y manteniendo abierta la válvula hasta que cese el paso de gas, este procedimiento se debe repetir con todas las botellas y el acumulador hasta alcanzar una presión de 1,500 psi. Si el acumulador tiene demasiado aceite, el cilindro no podrá completar la carrera descendente cuando la unidad esté en operación; pero si por el contrario, no tiene suficiente aceite hidráulico, el cilindro usará más presión en la carrera ascendente que en la descendente. La cantidad óptima de aceite es entre 15 y 18.75 galones.

2.2.1.2. Cilindro actuador (CA)

Se denomina CA a un cilindro con dos pistones solidarios a una barra pulida, estos pistones generan tres cámaras en las cuales actúa aceite hidráulico.



FUENTE: Weatherford ALS.

En el pistón No.1 se ingresa aceite y nitrógeno los que proporcionan el contrapeso necesario para el movimiento oscilante de la barra lisa, la sarta de varillas y la bomba. El pistón No.2 conectado directamente a la bomba, es alimentado con aceite, por encima y por debajo del pistón por medio de mangueras de alta presión. Válvulas electromagnéticas (Servo válvulas) cambian el sentido del aceite en el pistón No.2, lográndose que vaya en sentido ascendente y descendente.

2.2.1.3. Motor

Este puede ser eléctrico de 380 V, 50 y/o 70 HP. También las unidades pueden venir provistas con motores a combustión, diesel o gas. La carga del motor es cíclica, es decir, la demanda de potencia es alta durante el recorrido ascendente, cuando la Sarta de Varillas y el peso del fluido han sido levantados y prácticamente no se requiere entrada de potencia durante el recorrido descendente, cuando las varillas caen por su propio peso.

Figura 24. Motor.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

La clase de motor utilizado en Caño Limón es el NEMA D, que tiene un deslizamiento alto del 5%-8% y un torque de arrancada del 275% del torque con carga total.

2.2.1.4. Bomba Hidráulica

Las unidades vienen provistas con bombas de 130 cc, con bomba simple o con bomba doble de 75 cc, esto es dependiendo de los requerimientos de producción. Esta bomba se encarga de aportar la potencia necesaria por debajo al segundo pistón No.2 en carrera ascendente y por encima en carrera descendente. El sentido de empuje del aceite hidráulico sigue la dirección que le indica la servo válvula ubicada en la bomba, la cual recibe señales de los sensores de proximidad ubicados en el mástil, cambiando con esto el sentido de la carrera.

Figura 25. Bomba Hidráulica.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

2.2.1.5. Tanque de Aceite Hidráulico

En este tanque se almacena el aceite hidráulico encargado de hacer el empuje necesario en la carrera ascendente y descendente.

Posee una capacidad de 360 litros. La temperatura de éste aceite nunca debe exceder los 150 °F.

Figura 26. Tanque de aceite hidráulico.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

2.2.1.6. Cuatro Botellas con Carga de N₂

Son cuatro recipientes para almacenar el nitrógeno que requiere la unidad para su funcionamiento. Para llenar las botellas de nitrógeno se deben cerrar las válvulas de los cilindros y el alimentador del acumulador, conectar la nueva fuente de nitrógeno a una de las botellas hasta su llenado, después se debe repetir este procedimiento con las botellas restantes y por último, abrir las cuatro válvulas para igualar las presiones alrededor de 1,500 psi.

Figura 27. Botellas de N₂.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

2.2.1.7. Unidad de Bombeo o Pedestal (ver figura 31)

Es la torre donde se alojan los sensores de proximidad para el cambio de dirección de la carrera y el carro colgador que esta unido en uno de sus extremos por la barra pulida del CA y en su otro extremo por la carga del vástago pulido. En el pedestal se acopla el CA.

Las características deseables del mástil o del pedestal son: Recorrido ascendente lento y largo; el recorrido descendente puede ser más rápido, teniendo cuidado con la velocidad de caída libre de las varillas en los fluidos del pozo; bajos factores de torque en el recorrido ascendente que reducen el consumo de energía y bajas aceleraciones de la barra lisa al comenzar el recorrido ascendente originando cargas máximas bajas. Este pedestal es roscado a la T de producción en la boca de pozo y mantiene su posición vertical por medio de la sujeción de cuatro vientos regulables. En el campo caño Limón se usan unidades VSH2-150 (Ver tabla de modelos).

Tabla 5. Modelos de unidades VSH2.

	MODELOS		
	60	120	150
Carrera Máxima (“)	60	120	150
Carrera Mínima (“)	24	52	72
Máximos GPM *	9	8	7
Máxima carga de la barra pulida ** (lb)	35000	40000	40000
Altura máxima de la torre (“)	300	492	510

* Pueden variar dependiendo de la carga de la barra pulida.

** Pueden variar dependiendo de los GPM.

FUENTE: Weatherford ALS.

Partes de la unidad de bombeo o pedestal:

Barra Lisa o Vástago Pulido:

Es una barra de acero sólido que tiene conexiones en ambos extremos para las varillas de bombeo. Es la barra más fuerte de toda la sarta, por lo tanto es más grande que el tamaño de la sección superior de varillas. Sus funciones son transmitir el movimiento de bombeo a las varillas y permitir la formación de un sellamiento contra las fugas de los fluidos del pozo, por lo que su superficie externa es pulida. (Ver figura 28).

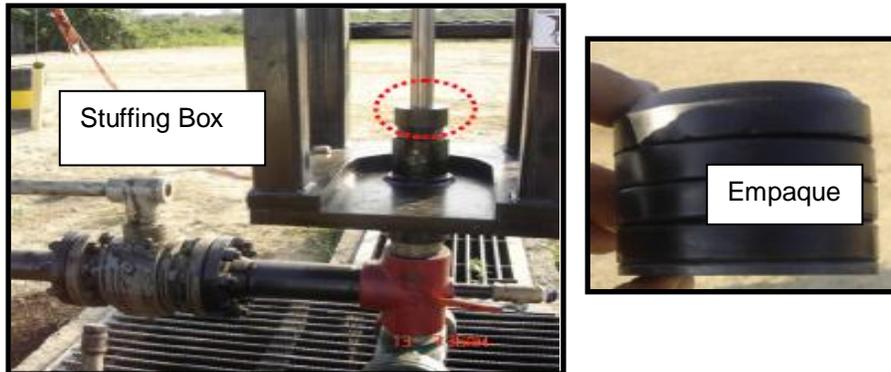
Figura 28. Barra Lisa.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

Para esto también se usa el stuffing box o caja de empaques (ver figura 29), cuya configuración básica consiste en un niple corto con un sistema de empaques sintéticos y/o de bronce instalados en serie. Este va conectado en su parte inferior al cabezal de producción del pozo y puede estar roscado o bridado. Se debe tener en cuenta que el conjunto de empaques y conexiones tengan una capacidad máxima nominal a la presión del cabezal del pozo.

Figura 29. Stuffing Box.



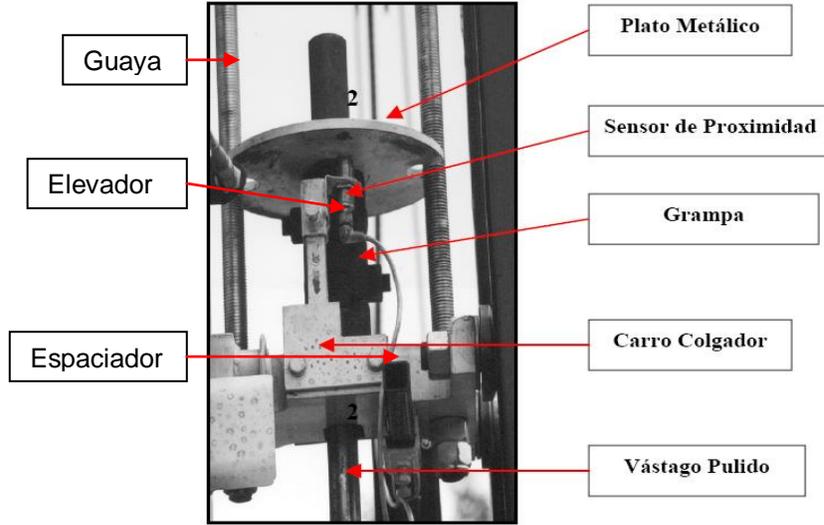
FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

Los componentes de las cargas en la Barra Lisa son: El peso de la Sarta de Varillas, la fuerza de flotación que hace disminuir el peso de las varillas, las fuerzas de fricción del fluido y mecánicas en toda la Sarta de Varillas, las fuerzas dinámicas que ocurren en la sarta y el peso del fluido sobre el émbolo de la bomba.

Carro colgador:

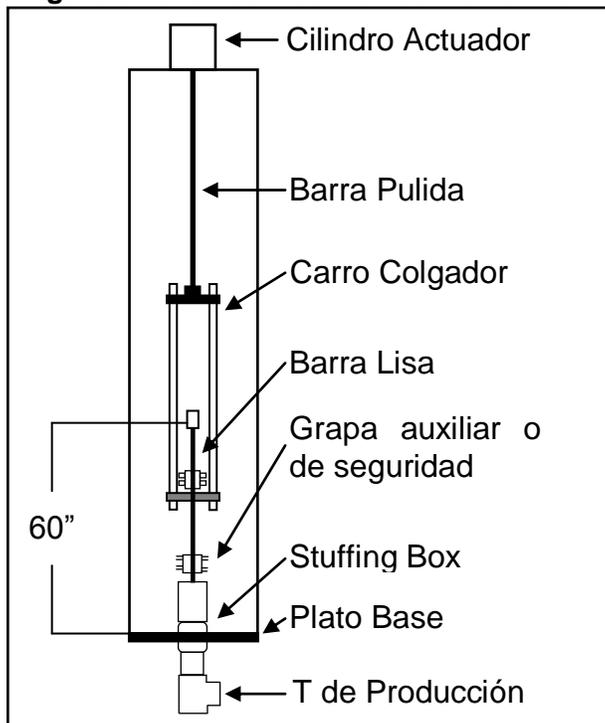
Tiene tres componentes esenciales: **La Guaya** que es un alambre de acero compacto que sirve de sostén al sistema de levantamiento (elevador y sarta de varillas), el **Elevador** que se encarga de sujetar la sarta de varillas con el sistema de guayas conectado al cabezote y el **Espaciador**. En el carro colgador está montado el Sensor de separación de la barra lisa, estos sensores son magnéticos por lo que se coloca un disco de metal sobre la grampa superior para que éste actúe permanentemente. Si la barra lisa se detiene, la separación del sensor y el plato no será la misma, lo cual parara la unidad hasta que esa distancia se restablezca. En el caso de que la barra lisa retome su posición, el sensor censa su señal y la unidad continua su normal funcionamiento.

Figura 30. Carro Colgador.



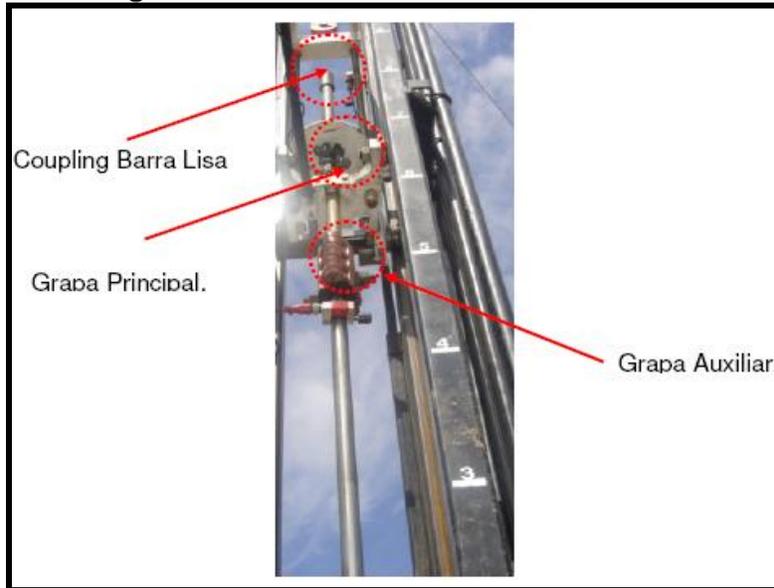
FUENTE: Weatherford ALS.

Figura 31 a. Unidad de Bombeo o Pedestal



FUENTE: Weatherford ALS.

Figura 31 b. Unidad de Bombeo o Pedestal



FUENTE: Weatherford ALS.

La distancia máxima para las unidades instaladas en Caño Limón es de 60" entre el tope del coupling de la barra lisa y el plato de soporte del mástil (bottom plate).

2.2.1.8. Cabezal de Pozo

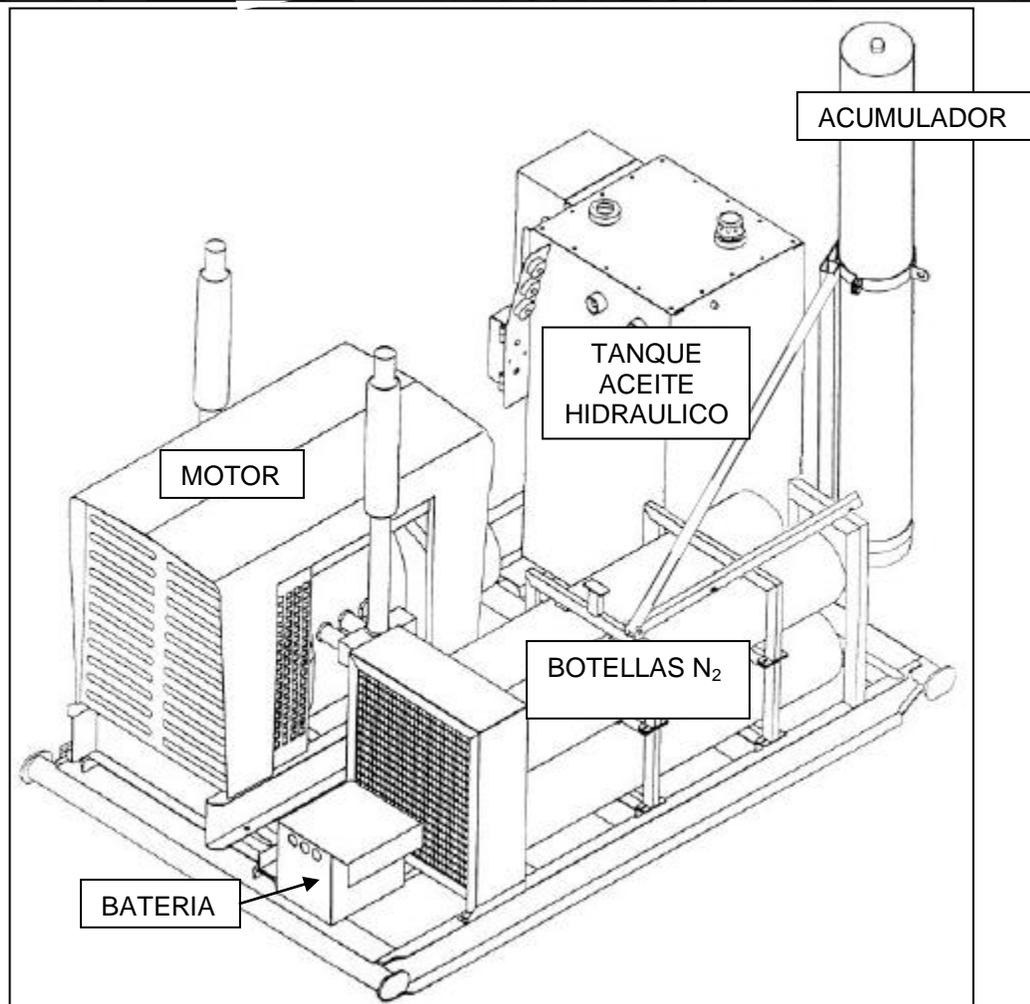
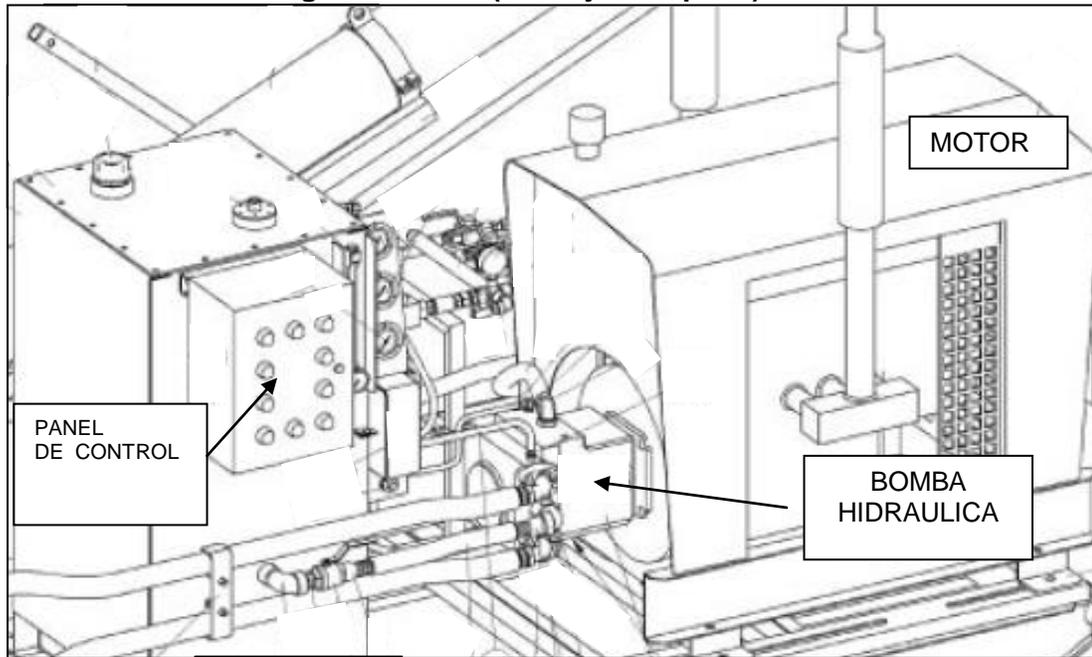
La Barra Lisa se mueve dentro del cabezal de la tubería de producción, sobre el cual se instala la T de producción y ésta a su vez hace que los fluidos producidos por la bomba vayan dentro de la línea de flujo.

Figura 32. Cabezal de Pozo.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

Figura 33. Skid (Montaje Completo)

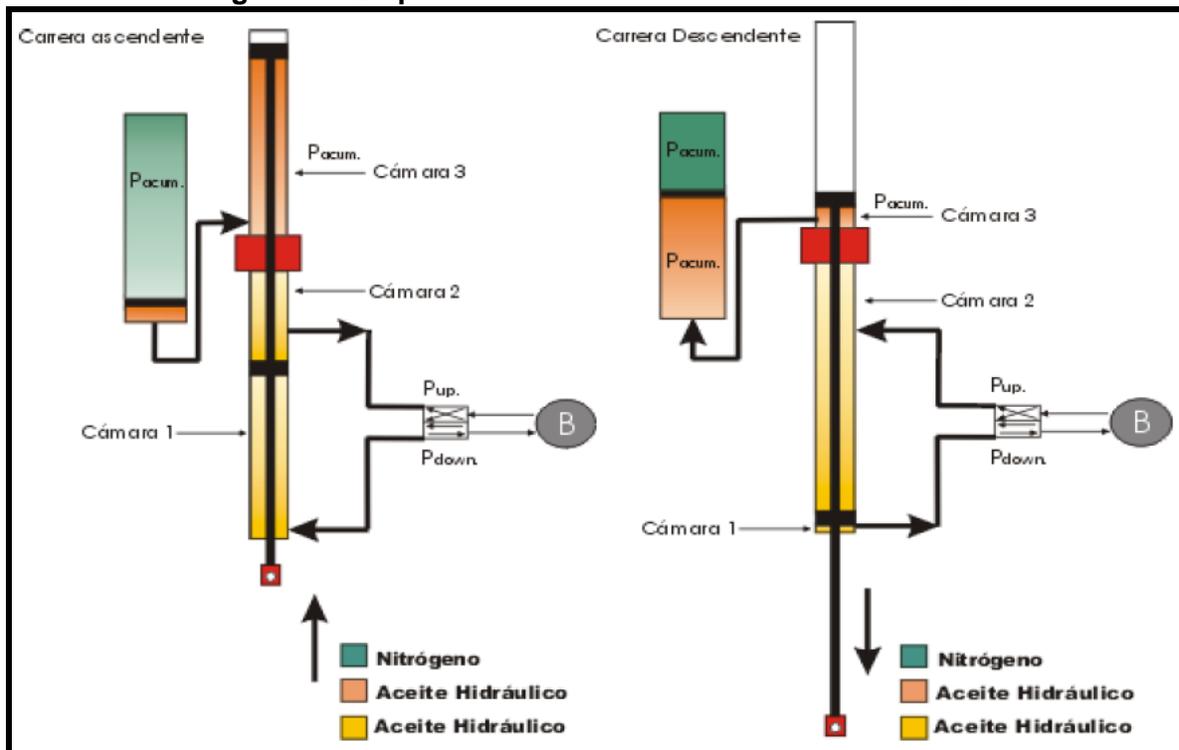


2.2.2. Funcionamiento de La Unidad VSH2

El N_2 empuja hacia abajo el pistón flotante del Acc, este presiona el aceite hidráulico a circular hacia la cámara superior del CA, al mismo tiempo la bomba hidráulica llena con aceite la cámara inferior del CA y de esta forma es levantada la barra lisa, esto es hasta que el carro colgador censa el sensor superior para finalizar la carrera ascendente. El sensor superior emite una señal la cual genera un cambio de dirección del fluido hidráulico proveniente de la bomba hidráulica, esto se realiza por medio de una electro válvula.

Al invertir la circulación del fluido hidráulico comienza a llenar la cámara intermedia del CA obteniendo que la barra lisa comience a descender. El fluido hidráulico de la cámara superior del CA que provenía del Acc, comienza a ingresar nuevamente al Acc. comprimiendo el N_2 . La carrera descendente llega a su fin cuando el carro colgador censa el sensor inferior, el cual emite una señal que realice la carrera ascendente.

Figura 34. Esquema funcionamiento de la unidad VSH2.



FUENTE: Weatherford ALS.

Las unidades vienen equipadas con un limitador de presión, el cual es regulado según la carga a levantar. En el caso de que en alguna de las carreras la presión sea la establecida en el limitador la unidad se detendrá quedando asentada esta falla en el tablero de la unidad con la señal de una luz roja. En el campo Caño Limón, la presión de la válvula de torque debe ser superior en 500 psi a la máxima de operación.

Un sensor de temperatura registra la misma dentro del tanque de almacenaje de fluido hidráulico, la temperatura no debe exceder los 65 °C, en tal caso se detendrá la unidad.

Figura 35. Limitador de Presión.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

Un sensor de nivel de fluido hidráulico esta dispuesto en el interior del tanque de almacenaje, este censa nivel, cuando el nivel no es el seguro para la operación de la unidad esta se detiene.

Figura 36. Sensor de nivel.



FUENTE: Occidental de Colombia, Inc.

- ✓ Si el acumulador tiene demasiado aceite, el cilindro no podrá completar la carrera descendente cuando la unidad este en operación.
- ✓ Si el acumulador no tiene suficiente aceite hidráulico, el cilindro usara más presión en carrera ascendente que en la descendente.
- ✓ Una pulgada de aceite en el visor es equivalente a 2,5 GAL en el acumulador.
- ✓ El acumulador se debe llenar con un volumen entre 15 y 18,75 GAL. (6" a 7,5" en el visor).

2.3. BOMBEO MECÁNICO RECIPROCANTE DE RECORRIDO LARGO (ROTAFLEX)⁴

La unidad *Rotaflex* es una unidad de bombeo de carrera larga diseñada para ser usada con bombas de pistón. Su probada tecnología e innovaciones en diseño permiten a la unidad de bombeo *Rotaflex* ofrecer un bombeo eficiente y rentable en pozos profundos, complejos y de alto caudal. Con la unidad *Rotaflex*, se pueden utilizar bombas a pistón en pozos donde antes solo operaban bombas electrosumergibles o hidráulicas.

Este sistema utiliza tecnología probada e innovación en el diseño para proveer una eficiencia excelente y eficacia en los costos para pozos profundos, problemáticos y de alto potencial. Son unidades de grandes recorridos y bajas velocidades, por lo cual el desempeño de los equipos de fondo (si los diseños son adecuados) y de superficie se ven beneficiados en durabilidad, grandes caudales, bajo consumo de corriente y por lo tanto, bajo costos por servicio a pozos. Este sistema nos permite producir los pozos con bajo soporte de presión, bajas tasas y profundidades de intake aproximadamente de 7500 ft en promedio.

⁴ **WEATHERFORD.** Bombeo Mecánico Caño Limón. Procedimiento de instalación y Operación unidades Rotaflex. Colombia. 2006.

Figura 37. Unidad Rotaflex 1100 (Pozo: USCO-XX)



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

2.3.1. Estructura de La Unidad de Bombeo Rotaflex

2.3.1.1. Motor

Puede operarse con motor a gas o eléctrico. Por lo general se recomienda un motor de tamaño adecuado. El operador necesitará proveer un tablero de control estándar similar a los usados en otros sistemas de bombeo. La unidad necesita 110 V de corriente alterna para operar el tablero de control de velocidad.

La unidad de bombeo Rotaflex puede ser operada con un motor eléctrico o de combustión interna. Adicionalmente, el operador necesitará un panel de control estándar similar a otros usados en sistemas de bombeo mecánico. Para operar el SPEED-SENTRY, es necesario una fuente de energía de 110 V A.C, y 5 amp. El operador proporcionara 6 cables desde el motor hasta la caja del panel de control del SPEED-SENTRY. Si se utiliza como movimiento primario un motor a gas, es necesario operar con una fuente de energía D.C.

Si se usa un motor a gas no se recomienda que sea de un solo cilindro, ya que estos tienen unos altos momentos de inercia rotacionales y la unidad rotaflex es un equipo de bajo momento de inercia rotacional, dado por sus bajas velocidades y altos recorridos, si se omite esta recomendación el motor estará continuamente apagándose y con posibilidades de que se presente una falla grave en él.

Figura 38. Sistema Motor – Polea reductora.



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

2.3.1.2. Sistema de Frenos Manual y Automático

Las unidades Rotaflex vienen equipadas con dos tipos de frenos, automático y manual. Ambos consisten en frenos de discos con pastillas montados en el eje de entrada de la caja reductora. La operación de cada sistema es independiente uno del otro. Las dos pastillas se encuentran montadas en un solo disco. Las dos pastillas son idénticas, y la capacidad de frenado disminuye si el ajuste del cojinete es aflojado.

Figura 39. Manija para el freno Manual.



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

El sistema de frenos automático protege a la unidad de daños en caso que los contrapesos queden en caída libre y de condiciones en que pueda sobrecargarse

el sistema. Este freno es controlado por el Speed-Sentry o Panel de Control, el cual constantemente monitorea la velocidad de la unidad. Por ejemplo si la bomba se queda pegada el sistema entrará en una velocidad por debajo de lo normal (El Speed-Sentry tiene configurada un valor de BAJA velocidad) inmediatamente el panel de control parará el movimiento, actuando en el freno y quitando la energía eléctrica al motor.

Para velocidades mayores a la configurada, por ejemplo cuando hay ruptura de varilla el panel de Control iniciará el proceso de parada. Si la velocidad sincrónica del motor también se aumenta el panel “retiene” la energía hasta que nuevamente la velocidad se normaliza. Este “freno dinámico” hace que el sistema sea altamente eficiente.

El freno automático actúa por medio de un motor eléctrico que impulsa a un engranaje para que al contraerse frene y al extenderse libera el freno. El interruptor ubicado al lado derecho de la unidad puede ser accionado también de manera manual. Siempre que se requiera liberar el freno automáticamente debe ser colocada la perilla en “Reset”. Para arrancar la unidad nuevamente la perilla debe estar en “ON”.

Figura 40. Sistema Freno Automático.



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

2.3.1.3. Contrapesos

Una eficiente operación, carga mínima en los esfuerzos en la caja reductora (Peak Torque) y una vida larga de la unidad son el resultado de un correcto balanceo. Para balancear se tienen las pesas auxiliares, estas son láminas de metal de grosor específico debidamente dimensionadas para calcular el peso necesario al balancear.

Figura 41. Contrapesos.



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

Una operación eficiente, carga de torque mínima y vida máxima de una unidad de bombeo son el resultado de un contrapeso apropiado. La caja de contrapesos pesa 9.400 libras. El contrapeso auxiliar se provee en bloques de metal de diferentes espesores apropiadamente dimensionados. Para calcular el peso del mismo, medir el bloque de metal apilado. Medir la altura, ancho y largo, en pulgadas, de la pila auxiliar. $A \times A \times L \times 0.2833$ calculará el peso en libras. Este número sumado al peso incorporado de la caja reductora es el peso del contrapeso.

2.3.1.4. Base

La base de concreto portátil provista por el fabricante, es de peso y tamaño suficiente para soportar la *Unidad de Bombeo Rotaflex*. La base de concreto debe estar apropiadamente alineada y posicionada junto al pozo. El frente de la misma está recortado para ajustarse alrededor de la cabeza del casing. Los soportes de alineación del pozo unidos a los rieles metálicos en la base de concreto deben estar perfectamente alineados con la posición del vástago de bombeo (Ver figura 39). La base debe estar perfectamente nivelada de lado a lado.

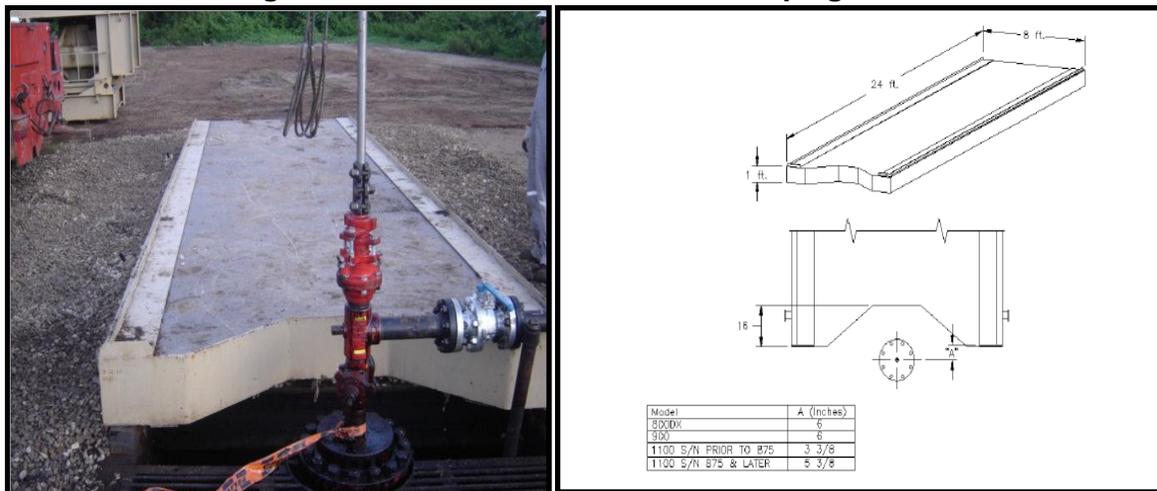
2.3.1.5. Rodillo Superior

La tapa de la corona está ubicada en la parte superior de la unidad y por aquí se puede acceder al rodillo, correa y a los dos rodamientos de soporte que sostienen el rodillo superior. La tapa está equipada con un soporte de seguridad. Al abrirla,

chequear este soporte para asegurarse que esté en la posición de traba. Se deberá destrabar manualmente para cerrar la tapa.

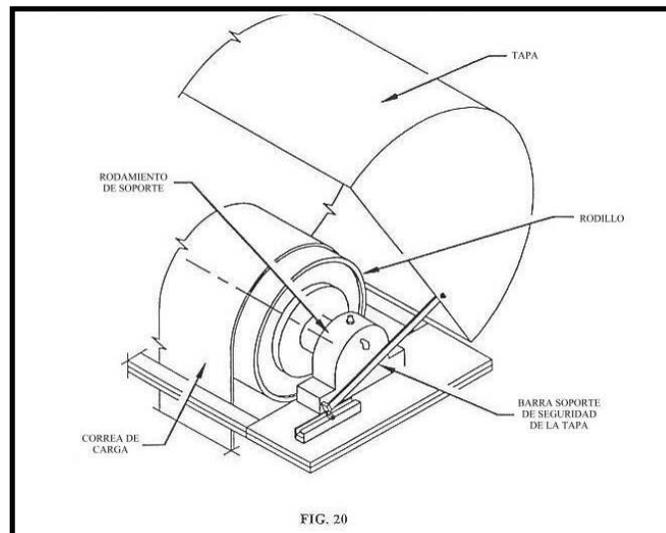
El rodillo superior sostiene todo el peso combinado de la caja y la carga del pozo. Debido a la carga significativa, se requiere una inspección visual al rodillo, los platos extremos, y la condición de las soldaduras. La Unidad de Bombeo Rotaflex tiene dos rodamientos de soporte esféricos anti-fricción que soportan el conjunto del rodillo superior y correa.

Figura 42. Alineación de la base al Pumping Tee.



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

Figura 43. Rodillo superior



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

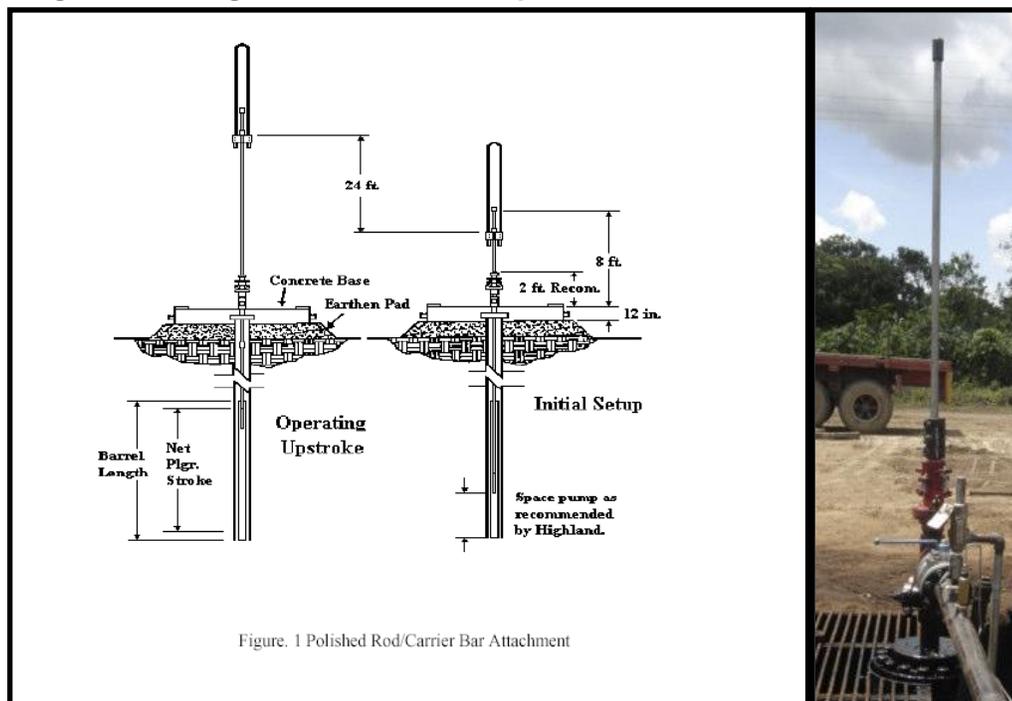
2.3.1.6. Vástago Pulido (Ver figura 44)

Es la parte de la unidad Rotaflex que conecta la sarta de producción, dentro con el sistema de banda elástica-contrapesas, que transmiten el movimiento recíprocante, el cual permite el funcionamiento del sistema de levantamiento.

2.3.1.7. Variador de Frecuencia

Como su nombre lo indica, los variadores de velocidad son unos equipos eléctricos que cambian de manera segura y eficiente, la velocidad en un motor eléctrico AC. En el campo de Caño Limón los variadores son imprescindibles para el control de la velocidad. Con esto se logra controlar la tasa de producción en cada pozo, además de brindar un arranque más suave al motor en caso de parada. Permite una velocidad variable, cambio de carrera: 4,2, Ascendente/Descendente de 5,5. Incremento de velocidad promedio de 4,5 máximo a 5,0; dependiendo de la profundidad. Permite ajustar la velocidad en la carrera ascendente para crudos pesados, y un control correcto del contrapeso.

Figura 44. Longitud de la barra lisa para la conexión al carrier bar



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

Figura 45. Variador de frecuencia - Panel de control.

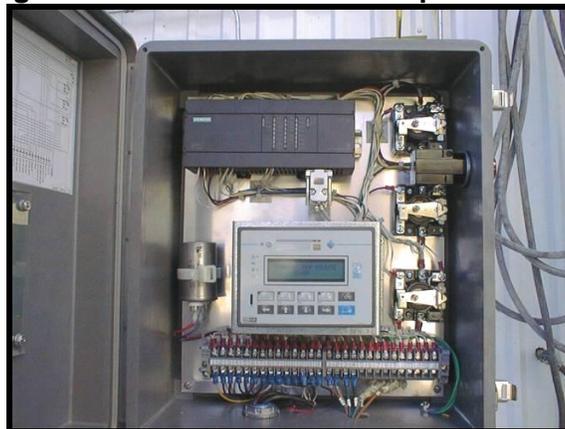


FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

2.3.1.8. Panel de Control (Speed Sentry)

Tablero de control de velocidad que está diseñado para detectar baja-velocidad, que puede ser causada por una bomba agarrotada, ó sobre-velocidad que puede indicar una falla de la varilla de bombeo. Este tablero monitorea la velocidad a la que está funcionando la unidad y apagará el motor y activará un freno cuando el sistema esté por debajo de un mínimo ó exceda un máximo de GPM predeterminado. El tablero está separado del freno manual y puede ser alimentado por un resorte motor disparado eléctricamente ó alimentado por presión neumática desde una botella de nitrógeno recargable. El tablero está protegido de los elementos y todos los componentes de alta-presión; en la versión neumática están ubicados detrás de un plato de acero de ¼" con un orificio para ver los registradores.

Figura 46. Panel de Control o Speed Sentry.



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

El tablero de control de velocidad tiene un botón "EMERGENCY STOP" (freno de emergencia) cercano al interruptor on/off y de la manija del freno manual. Cuando este botón está presionado o el freno del tablero del control de velocidad está activado, se apagará el motor y el frenado será suave y controlado para minimizar el trauma al sistema de bombeo.

En su pantalla de lectura indica la velocidad de bombeo. Rango de parada por alta o baja velocidad. La combinación de grandes profundidades y la necesidad de altos caudales hace que las instalaciones de producción sean llevadas a valores límites, principalmente el equipo de superficie y las varillas de bombeo.

Durante los cambios de carrera se producen los mayores esfuerzos sobre las instalaciones de producción, por lo que si se lograra disminuir la velocidad en estos puntos y a la vez mantener un alto régimen de bombeo, se podrían llegar a superar las actuales limitaciones existentes.

El sistema de automatización instalado consta de 3 bloques principales que se detallan a continuación:

Bloque de adquisición de datos:

Está formado por dos sensores de posición de tipo inductivo, de los cuales uno informa el momento en que se produce el cambio de carrera obteniéndose el dato de posición, mientras que el otro nos da la información necesaria para conocer la velocidad a la que se encuentra funcionando el equipo. Este último se encuentra en todos los Rotaflex siendo su función la de activar el freno de emergencia.

Bloque de procesamiento de datos:

Es comúnmente conocido como Speed Sentry. Está compuesto principalmente por un PLC, dentro del cual corre un programa específico para esta aplicación. Este programa, de acuerdo a los valores de posición, velocidad y datos de parámetros internos, determina los 4 puntos que delimitan el principio y fin de los cambios de velocidad. Entre cada uno de estos puntos se genera una variable de salida del PLC, las cuales son enviadas al variador de frecuencia para ser traducidas en distintas velocidades de funcionamiento.

A su vez este programa es el encargado de activar el freno de emergencia y parar el motor cuando se detecta alguna anomalía en dicha velocidad, tal como ocurre en caso de una pesca de varilla o de un agarre de bomba.

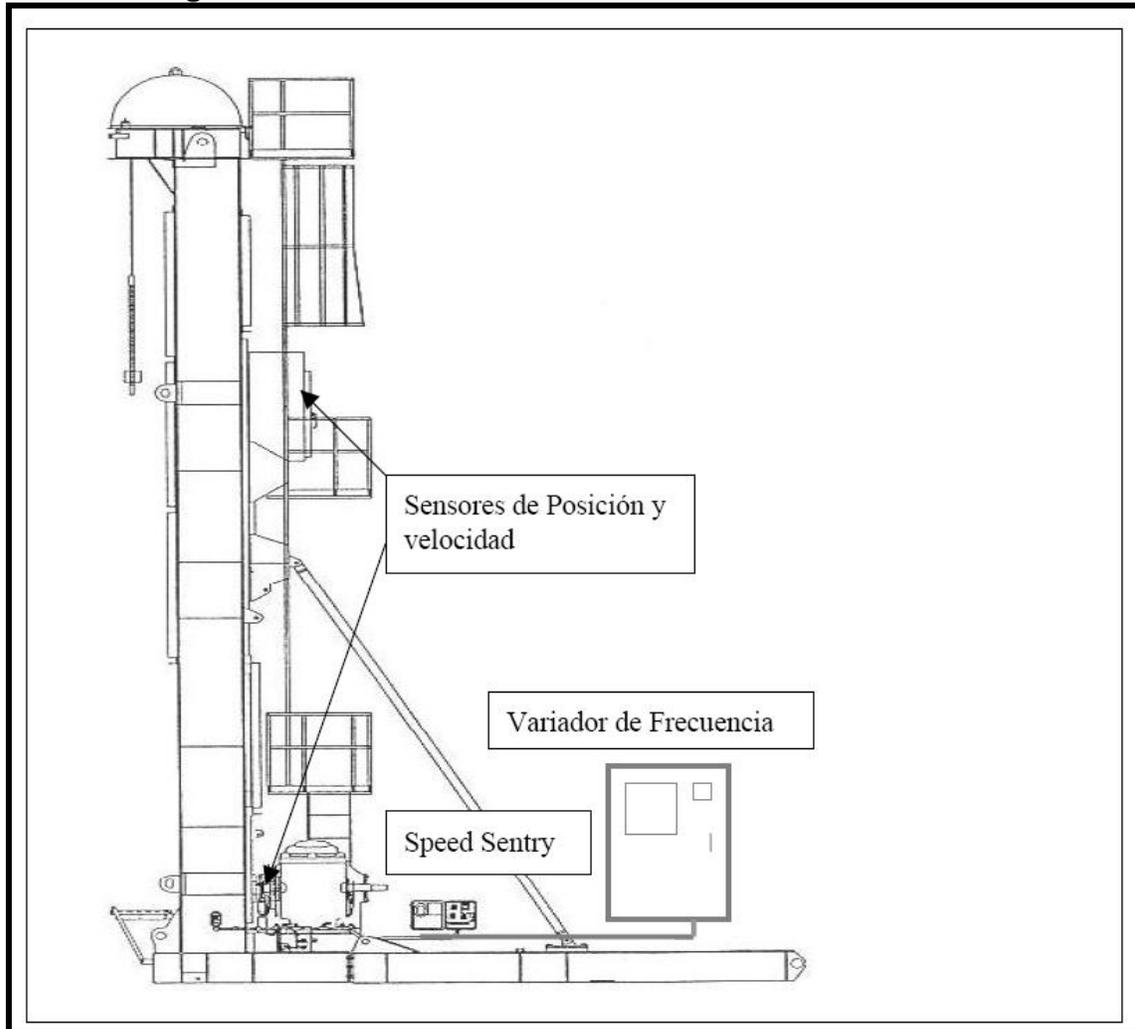
Bloque de ejecución y control:

Este bloque está compuesto por un Variador de Frecuencia, que es quien controla al motor, para que le aplique en cada tramo del ciclo la velocidad requerida. Para ello, cuenta con la posibilidad de fijar 3 velocidades independientes ajustadas por el usuario. Las de la carrera ascendente y descendente son fijadas a través de potenciómetros ubicados en el panel principal, mientras que la de cambio de carrera se hace a través del teclado. Desde el teclado accedemos también, a los cuatro menús de operador en los que podemos visualizar: "Velocidad de funcionamiento", "Torque de motor", "Últimas fallas" y "Menú de Estado" que nos muestra el valor de todos los parámetros del sistema.

Estos variadores cuentan con la particularidad de poseer resistencias para disipar la energía que se produce al cambiar rápidamente de velocidad y pasar el motor a trabajar como generador. Otro aspecto muy importante que nos ofrece el variador es la posibilidad de modificar los tiempos de aceleración y desaceleración, lo cual optimiza estos cambios.

De esta manera, se logró incrementar la velocidad en las carreras ascendente y descendente y disminuirla durante las inversiones de sentido, puntos de principal variación de cargas, obteniéndose un número de golpes por minuto promedio superior al máximo recomendado para el sistema de extracción Rotaflex pero sin poner en riesgo el equipo, transmitiendo a la vez menor carga a las varillas de bombeo. El sistema cuenta también con la posibilidad de funcionar en modo manual, en el cual todo el ciclo es recorrido a la misma velocidad. El esquema del sistema completo es el siguiente:

Figura 47. Sistema de Control de Velocidad Unidad Rotaflex

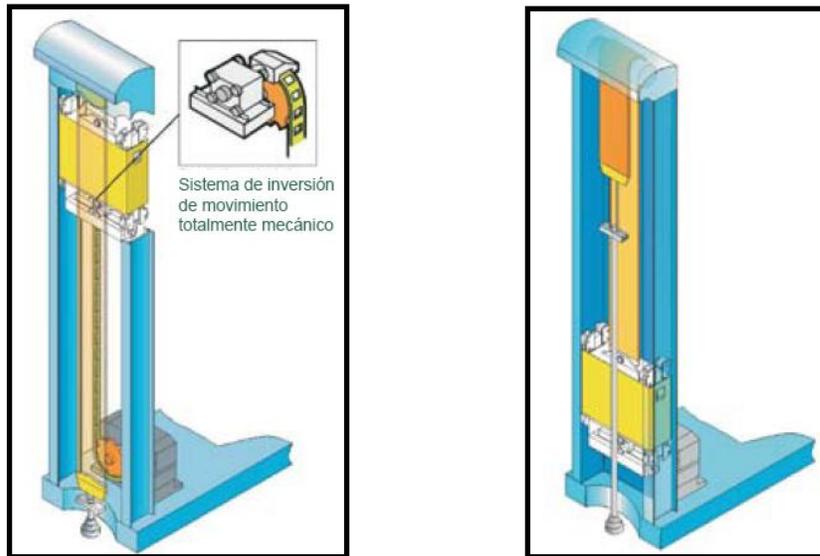


FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

2.3.2. Funcionamiento de la Unidad de Bombeo Rotaflex

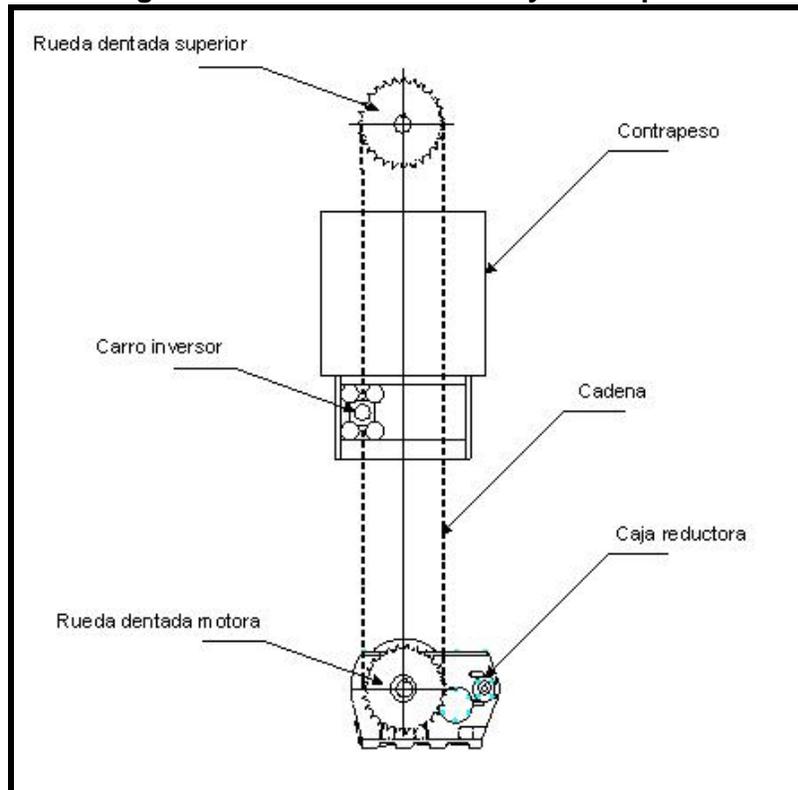
En dichos equipos el motor eléctrico está conectado directamente a una caja reductora, la cual transmite el movimiento de rotación a una rueda dentada motora que conduce una cadena a velocidad relativamente constante. Dicha cadena viaja entre la rueda dentada mencionada anteriormente y otra fijada en la parte superior de la torre (Ver figura 49).

Figura 48. Posición descendente **Figura 48a. Posición ascendente**



FUENTE: Weatherford

Figura 49. Sistema de cadena y contrapeso



FUENTE: Weatherford.

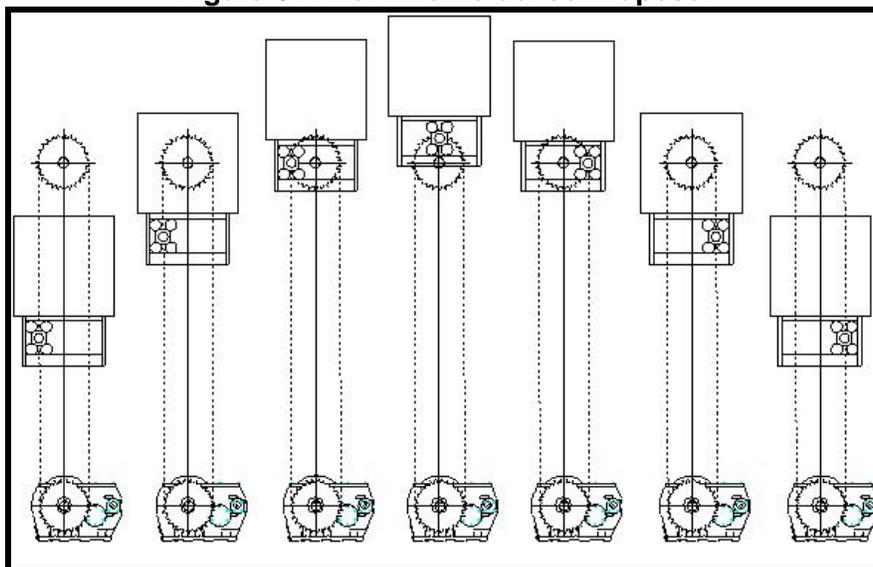
El contrapeso del equipo consiste en un cuadro de 4.263,8 kg (9.400 lbs.) con placas de acero que pueden agregarse o quitarse con el objeto de balancear el torque de la unidad. El mismo se encuentra fijo a uno de los eslabones de la cadena por medio de un carro inversor, y se mueve solidariamente con ésta en las carreras ascendente y descendente. Los cambios de sentido se producen en las ruedas dentadas inferior y superior cuando dicho eslabón, fijo al carro inversor del contrapeso, pasa a través de ellas (Ver figura 51).

Figura 50: Contrapeso.



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

Figura 51: Movimiento del contrapeso.



FUENTE: Weatherford.

El contrapeso se encuentra a su vez conectado al extremo de una cinta conductora flexible. Ésta lo conecta con el vástago pulido de la sarta de varillas pasando por un tambor giratorio en el tope de la torre. De esta manera, en la

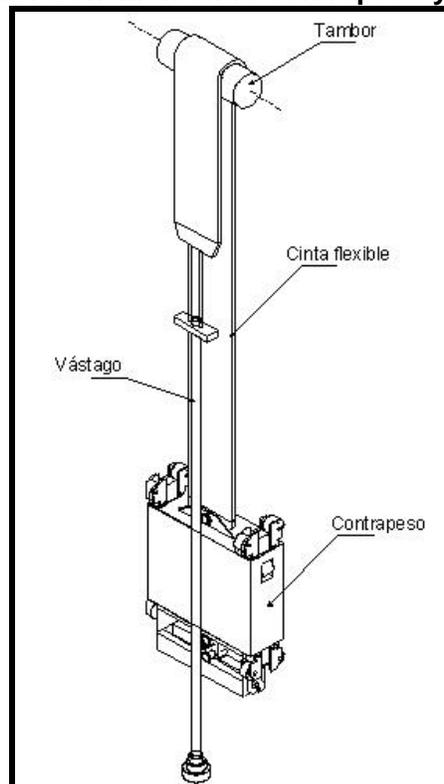
carrera ascendente del pistón, el contrapeso baja; mientras que en la carrera descendente, el contrapeso sube (Ver figura 53).

Figura 52: Cinta conductora flexible.



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

Figura 53: Conexión entre contrapeso y vástago



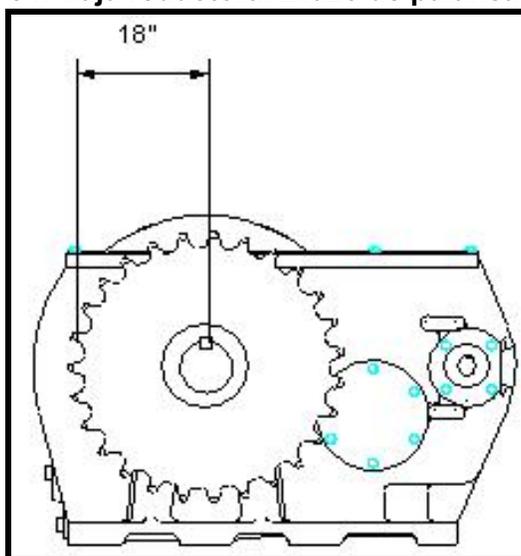
FUENTE: Weatherford.

2.3.3. Características de la Unidad de Bombeo Rotaflex.

La principal característica de estas unidades es la larga carrera que poseen (288" los modelos 800 y 900 y 306" el modelo 1100) en comparación con los equipos de bombeo tradicionales. En contrapartida, el régimen de bombeo al que pueden trabajar las unidades Rotaflex es menor, no pudiendo superar los 4,5 golpes por minuto según recomendaciones del fabricante (sin variador de velocidad). Las bajas velocidades y las carreras largas resultan en un llenado más completo de la bomba y en una reducción en el ciclo de esfuerzo de las varillas.

Constructivamente poseen un brazo de palanca más corto que las unidades de bombeo convencionales, lo que permite trabajar con cargas estructurales del mismo rango exigiendo con menor torque a la caja reductora (el brazo de palanca es de 18", que es la distancia entre el eje de la rueda dentada motora y el perímetro de la misma) (Ver figura 54).

Figura 54: Caja reductora. Brazo de palanca de 18".



FUENTE: Weatherford.

Otra característica distintiva de estos equipos de carrera larga es la de tener una velocidad constante en la mayor parte de las carreras ascendente y descendente. Esto minimiza el efecto inercial debido a la aceleración en la sarta de varillas.

En el siguiente cuadro se muestran los distintos modelos de unidades Rotaflex con sus especificaciones técnicas:

Tabla 6. Modelos de unidades ROTAFLEX.

MODELO	900	1100	1150	1151
Torque del reductor (pulg./lb.-pie)	320.000			420.000
Longitud de carrera (pulg.)	288	306	366	
Capacidad máxima de tiro (lb.)	36.000	50.000		
Velocidad máxima (Ciclos/ min.)	4,5	4,3	3,64	3,75
Velocidad mínima (Ciclos/min.)	No hay mínimo absoluto			
Contrapeso mínimo (lb.)	9.400	9.800		
Contrapeso auxiliar (lb.)	21.980	30.200		
Contrapeso total (lb.)	31.380	40.000		
Dim. Unidad, L x A x Alto (pie)	21,8 x 7,8 x 40,5	23,8 x 8,5 x 44,5	23,8 x 8,5 x 49,5	23,8 x 8,5 x 49,5
Peso de la unidad (lb.)	42.900	52.300	53.880	55.000
Dimensiones de la base (lb.)	24,0 x 8,5			
Peso de la base (lb.)	29.000			
Temp. de funcionamiento (°F)	-40° a 140°			
Banda de carga, L x A (pulg.)	390,0 x 42,0	406,0 x 50,0	466,0 x 50,0	466,0 x 50,0
Carga admisible de la banda (lb.)	10.000			
Sistema de frenado automático	Si			

FUENTE: Weatherford.

Las unidades Rotaflex virtualmente no tienen velocidades mínimas asegurando el incremento de su flexibilidad. Velocidades más bajas y longitudes de carrera largas resultan en un llenado del barril más completo. Las cartas dinográficas tomadas en aplicaciones Rotaflex son similares a la carta teórica perfecta. Estos diseños con carreras largas pueden reducir significativamente los costos de levantamiento con las siguientes características:

1. Manejo eficiente de altos volúmenes, mayores cargas y desviación de pozos.
2. Reduce el desgaste en las cabillas y las tuberías. Incrementando la vida útil.
3. Menos ciclos.
4. Aumento en la eficiencia del sistema.
5. Fácil de Instalar y hacer servicio.
6. Torques menores, lo que se traduce en menores requerimientos de energía.
7. Reducción significativa de las cargas dinámicas, resultando en menores costos operacionales.
8. Proporciona una mejor razón de compresión a la bomba lo que minimiza problemas de bloqueo por gas.

El bombeo con la unidad *Rotaflex* reduce la carga estructural sobre el equipo, alargando la vida útil de la instalación de fondo de pozo ya que la sarta de varillas de bombeo trabaja a velocidades relativamente constantes.

2.3.3.1. Beneficios de las Unidades de Bombeo Rotaflex

- ✓ La excepcional longitud de carrera y su diseño único hacen que la unidad *Rotaflex* sea mucho más eficiente que otras unidades de bombeo. Los ahorros en costos de energía oscilan entre un 15 % a 25%.
- ✓ La velocidad constante y una menor cantidad de ciclos por minuto alargan la vida útil de la unidad de bombeo, de la bomba de fondo de pozo y de la sarta de varillas.
- ✓ La longitud de carrera da lugar a menos ciclos y movimientos de reversa, lo que otorga mayor eficiencia y confiabilidad en el sistema.
- ✓ Su larga carrera y la posibilidad de trabajar a muy bajos ciclos por minuto permiten un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica.
- ✓ La unidad *Rotaflex* se entrega totalmente armado, para facilitar su instalación y puesta en servicio.
- ✓ Una longitud de carrera más larga genera un mayor coeficiente de compresión en la bomba, lo que minimiza los problemas de bloqueo por gas.
- ✓ El sistema de inversión de movimiento es totalmente mecánico y su excepcional confiabilidad ésta avalada por más de 20 años de uso en el campo.
- ✓ La banda de carga para servicio pesado que conecta el sistema de potencia con la sarta de varillas de bombeo, actúa como amortiguador de choques, que reduce eficazmente la fatiga de todo el sistema, alargando su vida útil.
- ✓ El pequeño radio de la corona, reduce notablemente la demanda de torque necesaria y permite el uso de un motor y de un reductor más pequeños, que son más económicos de operar.

A diferencia de las hidráulicas su tamaño y peso son bastante grandes, sumado a que no tienen la versatilidad de las hidráulicas existiendo la necesidad de instalar un variador de frecuencia en el caso de que se quiere tener un rango variado de operación, lo que incurre en nuevos gastos que se deben tener en cuenta en el momento de escoger estos equipos.

El principio de operación de las unidades Rotaflex se puede decir que es el mismo de las unidades hidráulicas, lo que varía es el mecanismo para lograr el mismo fin, debido a que se necesita una configuración diferente la cual emplea una estructura demasiado robusta con muchos factores que suman limitaciones en la unidad de superficie, como juego de poleas, caja reductora y banda que hacen que este equipo a diferencia de las hidráulicas sea igual o más complejo que una unidad convencional.

2.4. EQUIPO DE FONDO^{5,6}

Al igual que una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico, las unidades VSH2 y ROTAFLEX, incluyen:

- ✓ Equipo de superficie (Unidad VSH2 y ROTAFLEX).
- ✓ Motor primario.
- ✓ Varillas.
- ✓ Bomba de subsuelo.

2.4.1. Sarta de Varillas

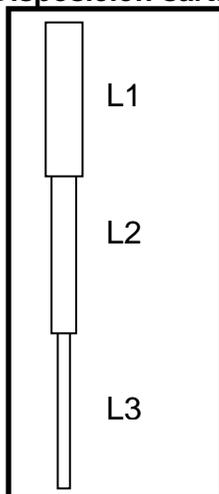
La sarta de varillas conecta la bomba de subsuelo con la barra pulida. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba. Esto proporciona la potencia necesaria por la bomba para producir hidrocarburos. Cada varilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las varillas por

⁵ ESP OIL Engineering Cconsultants. Manual Bombeo Mecánico para Ingenieros. Maracaibo, Venezuela.

⁶ GONZALEZ, Henry. Bombeo Mecánico para Ingenieros. Bogotá, Colombia. 2006.

debajo de ellas. Para minimizar los costos y las cargas tensionales, la sarta de varillas se diseña usualmente de forma ahusada (adelgazamiento en forma cilíndrica). Diámetros mayores de varillas son colocados en el tope y más pequeños en la base. Barras de peso (Sinker Bars) - varillas de diámetro mayor para el fondo de la sarta - son comúnmente usadas para sobreponerse a las fuerzas de flotación y minimizar la compresión de las varillas de la base de la sarta.

Figura 55: Disposición sarta de varillas.



FUENTE: ESP OIL.

Las varillas de succión son hechas de acero o fibra de vidrio. La mayoría de las varillas son fabricadas 100% de acero. Sartas parcialmente de acero y fibra de vidrio también son comunes en muchos campos petroleros que presentan problemas de corrosión, para reducir cargas en la unidad de bombeo, para evitar la compra de unidades excesivamente grandes o para incrementar la tasa de producción.

2.4.1.1. Varillas API

De acuerdo al material de fabricación, existen tres tipos de clases de varillas API: C, D y K. La tabla 7, resume sus especificaciones. El módulo de elasticidad de acero es de aproximadamente 30.5 MM Lb. /pulg², con un pequeño ajuste debido al cuello. También se manufacturan varillas clase KD, son metalurgia tipo K, pero con más dureza para obtener mayor resistencia (115 M psi). En operaciones de pesca son mucho más fáciles de recuperar que las de fibra de vidrio y presentan menos elongación que las mismas.

Tabla 7. Especificaciones de Fabricación Clase API

CLASE API	C	D	K
Resistencia a la tensión (MPSI)	90 – 115	115 - 140	85 - 115
Dureza, Brinett	185 – 235	235 – 285	175 – 235
Metalurgia	Carbón	Níquel y Molibdeno	Níquel y Molibdeno

FUENTE: ESP OIL.

Las varillas API pueden ser de 25 y 30 pies de longitud (variación \pm 2 pulg.). Vienen en diámetros de 1-1/8", 1", 7/8", 3/4", 5/8" y 1/2", y su peso oscila entre 3.676 y 0.726 Lb. /pie.

2.4.1.2. Varillas no API

La resistencia a la tensión de estas varillas es de aproximadamente 200 000 psi, y un esfuerzo máximo de trabajo de 50 000 psi. Debido a esta alta resistencia estas varillas son recomendadas para pozos con alta rata de producción y/o de gran profundidad. Sin embargo estas varillas son más susceptibles a la corrosión que las API. Entre las varillas que no cumplen con las normas API se tienen:

Varilla continua COROD:

Es una sarta continua de varillas que no tienen cuellos ni pasadores y los diámetros varían en 1/16 de pulg. en vez de 1/8 pulg., como lo indican las normas API; sin embargo, la metalurgia si cumple con dichas normas. Estas varillas son almacenadas y transportadas en grandes carretas; además, requieren de un equipo especial instalación/desinstalación y de soldadura para operaciones de conexión/desconexión. La limitada disponibilidad del equipo especial para meter y sacar, ha probado ser la principal desventaja de este tipo de varillas.

Tabla 8. Especificaciones de varillas COROD.

Tamaño (pulg.)	Peso (Lbs/pie)
1-1/16	3.015
1	2.670
15/16	2.347
7/8	2.044
13/16	1.763
3/4	1.502
11/16	1.262

FUENTE: ESP OIL.

Varillas de fibras de vidrio:

Este tipo de varillas presenta ciertas ventajas y desventajas comparándose con las convencionales API, fabricadas en acero:

VENTAJAS:

- ✓ Su bajo peso reduce las cargas y consumo de energía en los equipos de superficie.
- ✓ Si existe potencial adicional, la producción puede ser incrementada porque permite la instalación de la bomba a mayores profundidades.
- ✓ Presenta mayor resistencia a la corrosión.

DESVANTAJAS:

- ✓ No son recomendables para pozos direccionales o altamente desviados. La carga adicional por fricción reduce considerablemente la carrera efectiva en la bomba, debido al bajo modulo de elasticidad.
- ✓ La temperatura máxima de diseño es 200 °F.
- ✓ Las operaciones de pesca se dificultan si la partidura es en el cuerpo de la varilla.

Tabla 9. Especificaciones de varillas de Fibra de Vidrio.

Diámetro (pulg.)	Longitud (pies)	Peso (Lb./pie)	Área (pulg²)
0.750	37.5	0.507	0.442
0.855	37.5	0.746	0.574
0.980	37.5	0.848	0.754
1.200	37.5	1.100	1.131

FUENTE: ESP OIL.

El módulo de elasticidad de las varillas de fibra de vidrio está en el rango de 7.2 a 9.0 MM Lb. /pulg², por lo cual se elongan 3.8 veces más que las manufacturadas con acero, con la misma carga y tamaño.

Varillas Norris 97:

Este tipo de varillas es usado en pozos con cargas muy pesadas y con gran presencia de CO₂. La varilla esta hecha de una aleación de níquel, cromo, molibdeno, vanadio, en barras de acero. Presenta los mismos diámetros y las longitudes de las varillas API.

Varillas ELECTRA:

Son fabricadas con acero de gran resistencia, generalmente se utilizan en pozos donde las varillas convencionales API experimentan frecuentes fallas. La gran resistencia, se debe a que la parte exterior es sometida a un proceso de tratamiento con calor (endurecimiento por inducción) y la parte interna a compresión; como resultado se presenta una varilla capaz de soportar esfuerzos hasta de 50 M psi.

Las varillas utilizadas en Caño Limón son tipo Electra debido que el empleo de varillas de fibra de vidrio se ve limitado por que la temperatura en el campo es de 210 °F y la máxima temperatura de diseño que admiten es de 200 °F.

2.4.2. Bomba de Subsuelo

La típica bomba de subsuelo es un arreglo embolo-cilindro, donde el embolo es llamado pistón y el cilindro se le conoce como barril de la bomba. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamada válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula llamada válvula fija debido a que esta fijada a la tubería y no se mueve.

Las bombas de subsuelo son uno de los componentes claves del sistema de bombeo mecánico. El tamaño del pistón de la bomba determina la tasa de producción, cargas en las varillas, y cargas en todos los componentes del sistema.

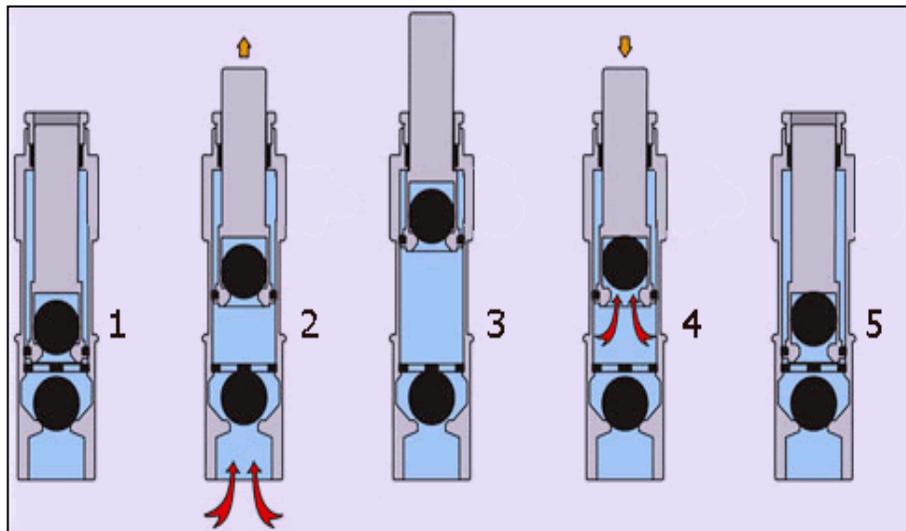
2.4.2.1. Accion de las Válvulas

Para entender como trabaja la bomba hay que entender primero como trabajan las válvulas. La acción de estas es también importante para entender como las cargas de fluido son aplicadas al pistón de la bomba y la sarta de varillas.

Asumiendo que la bomba esta llena con líquido incompresible (petróleo muerto o agua), en la **carrera ascendente** la válvula viajera cierra. A este punto esta válvula levanta las cargas del fluido, que permanecen constantes durante el recorrido ascendente. La presión cae en el espacio que existe entre las válvulas viajera y fija haciendo que ésta última se abra permitiendo que la presión en la cara del pozo haga que el fluido de la formación llegue al barril. Es importante notar que en esta parte todo el peso de la columna hidrostática es soportado por el cilindro y la sarta de varillas.

En la **carrera descendente** la válvula viajera abre, se libera de la carga del fluido y la presión del mismo se transfiere a la tubería a través de la válvula fija. Por lo tanto, la válvula viajera no lleva la carga de fluido durante la carrera descendente. Al final del recorrido descendente, la dirección del movimiento de la sarta de varillas se invierte y empieza otro ciclo de bombeo.

Figura 56: Acción de las válvulas.



FUENTE: Quiminet.

2.4.2.2. Componentes Principales de la Bomba

PISTONES:

Existen dos tipos pistones: metálicos y no metálicos (Soft packed). La longitud varia entre 6 y 12 pulg. Por cada 1000 pies de profundidad de la bomba. Esta longitud varia también según la viscosidad del fluido, la temperatura de fondo, diámetro del pistón y espacio libre entre este y el barril.

- **PISTÓN NO METÁLICO:**

Los pistones con empaque blando se adecuan mejor donde la calidad de lubricación sea pobre o no existente y donde los fluidos cargados de abrasivos se adhieran a los pistones de metal. Los pistones no metálicos se dividen en tipo copas y tipo anillo. La selección de estas copas se basa generalmente en la gravedad específica y la temperatura del fluido.

- ✓ Pistones tipo copa: Estos pistones usan la presión del fluido para expandirse en la carrera ascendente y proveer el sello entre el pistón y el barril. Las copas son fabricadas en diferentes tipos de materiales sintéticos para diferentes aplicaciones. Estos son típicamente usados en pozos de menos de 3000 pies. Las ventajas de estos pistones es compensar el desgaste del barril y el bajo costo de los mismos.
- ✓ Pistones tipo anillo: Se usan con el fin de lograr fits pequeños entre el pistón y el barril de la bomba. Estos pistones son más comunes que los de tipo copa debido a que son los apropiados para profundidades de hasta 7000 pies. Los anillos más usados en la industria son los anillos Flexite (HF). Son fabricados en dos diseños, angostos para profundidades hasta de 5000' y diseño ancho para grandes presiones y profundidades hasta de 12000'. Los pistones de anillo flexite son excelentes para pozos con alta producción de agua y pozos con problema de corrosión ocasionadas por los fluidos del pozo.

- **PISTON METÁLICO:**

Son por igual lisos o rasurados. Generalmente se usan en pozos profundos o en pozos donde la producción de sólidos no es significativa. Los sólidos abrasivos desgastan mucho más rápido estos pistones y son recomendables los pistones de empaques blandos. La superficie de los pistones metálicos pueden ser de acero común, cromo o nickelado y de metal pulverizado (spray metal), siendo éste el más popular.

BARRIL:

Hay dos tipos de barriles de acuerdo a la bomba que se este usando, ya sea insertas o de tubería. La profundidad del pozo y volumen de producción de fluido, son factores a tener en cuenta para la escogencia del tipo y tamaño del barril. El asentamiento de la bomba depende de factores como el espesor del barril y el diámetro del pistón. Los cuales se aprecian en la siguiente tabla:

Tabla 10. Especificaciones para el asentamiento de la bomba.

BOMBA INSERTA - BARRIL DE PARED GRUESA, ANCLAJE EN EL FONDO		
Diámetro del Pistón	Espesor de la pared (pulg.)	Máx. Prof. Bomba (Pies)
1.00	0.125	11540
1.06	0.125	11000
1.25	0.188	13350
1.50	0.188	11570
1.75	0.250	11970
2.00	0.156	7785
2.25	0.250	10485
BOMBA INSERTA - BARRIL DE PARED DELGADA, ANCLAJE EN EL FONDO		
2.00	0.125	6400
2.50	0.125	5240
BOMBAS DE TUBERIA		
Diámetro del Pistón	Espesor de la pared (pulg.)	Máx. Prof. Bomba (Pies)
1.75	0.25	9600
2.25	0.25	7870
2.75	0.25	6660

FUENTE: ESP OIL.

BOLAS Y ASIENTOS:

Ambas válvulas, la viajera y la fija son combinaciones de bolas y asientos cuyo ensamble esta en una jaula que permite el flujo de fluidos mientras mantiene la bola en posición de asentar apropiadamente. Algunas veces el desgaste en los anillos de la jaula causa que la bola golpee el asiento fuera del centro. Esto acelera el desgaste de la bomba; para combatir este problema puede usarse anillos extra resistentes que soporten deformación del metal.

Figura 57: Bolas y asientos.



FUENTE: Parko Services.

En pozos con ambientes pocos agresivos, sin producción de arenas, bolas y asientos de acero inoxidable pueden ser usados considerando los bajos costos de estas. Cuando hay producción de fluidos abrasivos, podrían usarse bolas y asientos de carbono o cerámica para extender la vida de la bomba. Donde existe una presión de fluido lo suficientemente grande para cortar metal, se ha comprobado que el sistema de válvulas dobles es muy eficiente, mientras más abrasivo sea el fluido mayor es la ventaja del sistema de la válvula doble.

2.4.2.3. Tipos de Bomba

BOMBAS DE TUBERIA:

Este tipo de bomba se utiliza para manejar grandes volúmenes de crudo. El API las ha designado como TH o TP. Esta designación depende del tipo de pistón, y se caracterizan porque el barril es parte de la tubería de producción y esta conectado en el extremo inferior de la misma. Estas bombas permiten usar pistones más grandes que las bombas insertables. Cuando se usa una válvula fija no removible, la bomba puede ser muy efectiva en pozos de crudo pesado y bajos niveles de fluido.

Una desventaja de este tipo de bombas, es que la tubería debe sacarse para hacerle servicio al barril, y esto ocasiona pérdidas adicionales de producción e incrementa los tiempos y los costos por servicios al pozo. Estas bombas tampoco son una buena elección en pozos con interferencia de gas debido a que requieren espaciamientos mayores entre el pistón y la válvula fija; cuando el gas llena esta vació reduce la eficiencia de la bomba debido a que debe ser comprimido durante el descenso y expandido durante el ascenso del pistón antes que la válvula viajera pueda abrirse.

BOMBAS DE VARILLAS (INSERTABLES):

Las bombas insertas son las más populares en la industria del petróleo, debido a que ellas son fáciles de instalar y reparar. Estas bombas se corren dentro del pozo conectadas a la sarta de varillas. La base o el tope (Según el tipo de bomba) tienen un anclaje que cierra dentro de un niple de asentamiento en la base de la tubería. Las bombas insertas se clasifican en tres grandes grupos:

- *Barril fijo con anclaje en el fondo*

Usadas en pozos con bajo nivel de fluido, pozos con gas (con ancla de gas), o pozos con bajo nivel estático. También se recomienda para pozos profundos.

- *Barril viajero con anclaje en el fondo*

Usadas en pozos con problemas de arena, esto debido a que el movimiento del barril mantiene el fluido en movimiento por lo que la arena no se aloja o deposita en la bomba atascándola; pozos que utilizan temporizadores o controladores de bombeo, debido a que la válvula viajera en el tope del asiento del pistón no permite la entrada de arena al barril cuando el pozo es parado, y en pozos que presentan una frecuencia alta de fallas de barril. También se recomienda para pozos con problemas de corrosión ya que el barril viajero circula inhibidores de corrosión que de otra manera permanecerían en el espacio muerto entre la bomba y la tubería.

- *Barril fijo con anclaje en el tope*

Usada en pozos con problemas de arena o bajo nivel de fluido, pozos con gas. Debido a que está anclada en el tope, solo una pequeña cantidad de arena podría acumularse alrededor de la bomba. Se recomienda cuando la producción de arena es un gran problema.

2.4.2.4. Designación API para las Bombas

El API ha desarrollado un método para la designación de las bombas de subsuelo. En la figura 57 se describen cada uno de los pasos para la designación API de una bomba de subsuelo.

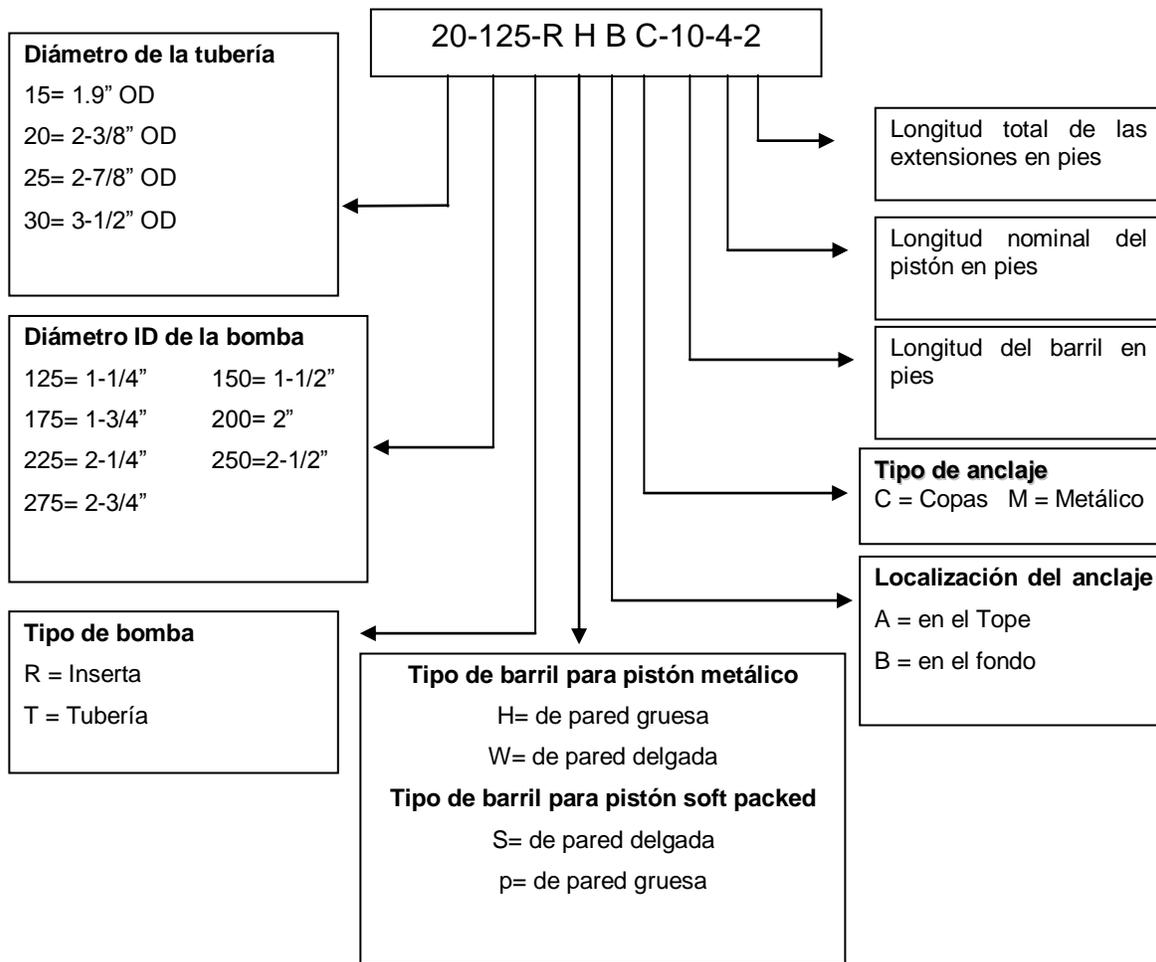
2.4.3. Zapatas

El sistema de anclaje de las bombas de subsuelo, a la tubería de producción, se denomina zapata, la cual es un niple de asentamiento que se ajusta al anillo de fricción o bronce de la bomba, formando un sello hermético entre el fluido retenido y el pozo.

Las bombas de anclaje mecánico, en la parte inferior están provistas de aleación de bronce para efectuar sello con la zapata; y las de tipo fricción, utilizan un aro de

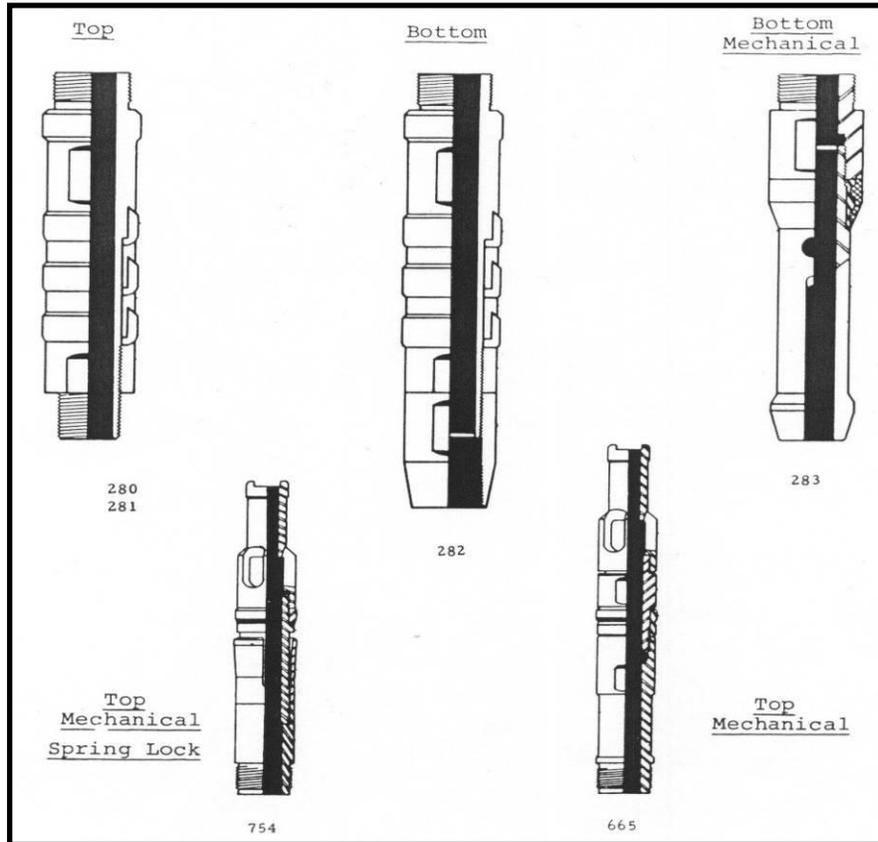
metal o anillo de fricción. Las zapatas de anclaje pueden ser torneadas en tres tipos o dimensiones: base (niple B), que es de asentamiento y su diámetro interno es similar al del tubo principal de la bomba de tubería, mayor (niple P), usada para bombas de varillas con anclaje superior, y menor (niple M), que sirve de zapata para bombas de varillas con anclaje inferior.

Figura 58: Designación API para las bombas.



FUENTE: ESP OIL.

Figura 59: Anclajes Mecánicos.



FUENTE: Parko Service.

Figura 60: Ancla de tubería tipo copa



FUENTE: Occidental de Colombia Inc.

2.5. EVALUACION ECONÓMICA

En la realización de todo proyecto, la evaluación económica es una fase fundamental y determinante en el desarrollo e implementación del mismo. En esta etapa se recoge toda la documentación acerca de los costos generados por las inversiones iniciales, costos de mantenimiento, cambios de equipo de fondo y consumo de energía, se analizan las diferentes alternativas de inversión, evaluando las de mayor potencial relativo de generar ganancias, mediante la implementación de indicadores, métodos y programas de evaluación financiera ya creados que permitan al inversionista comprender y visualizar cual alternativa de financiamiento es la más adecuada a las políticas de inversión de la empresa que representa., en este caso de Occidental de Colombia Inc., con el propósito de desarrollar ese proyecto.

Para el análisis económico del proyecto, se utilizó un programa informático desarrollado por Occidental de Colombia Inc., que contiene los índices económicos, criterios y métodos de evaluación económica de proyectos, estipulados por la empresa para el contrato de Asociación Cravo Norte.

Este modelo económico se basa en los principios del Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Discounted Profit Index –Relación Costo-Beneficio- (DPI) y Payback (Tiempo de retorno de la Inversión), Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), aplicando los descuentos por regalías, términos contractuales e impuestos, precio del crudo, además de diferenciar entre los costos de Capital (Capex) y los gastos de Operación (Opex).

2.5.1. Interés

Es la remuneración que se paga por el uso del dinero prestado, también se puede considerar como la prima que se recibe por no gastarlo y entregarlo a un tercero para que lo usufructúe. Actualmente se le dice a la cantidad de dinero que gana una inversión después de retirar la suma invertida inicialmente. El interés en términos sencillos de una inversión se calcula como:

$$\text{Interés} = \text{Suma Acumulada} - \text{Cantidad inicial} \quad (2.1)$$

El rendimiento que el capital invertido obtiene en la unidad de tiempo o la utilidad (rentabilidad) medida en términos porcentuales del rendimiento de un capital determinado se conoce como tasa de interés, y se halla de la siguiente forma:

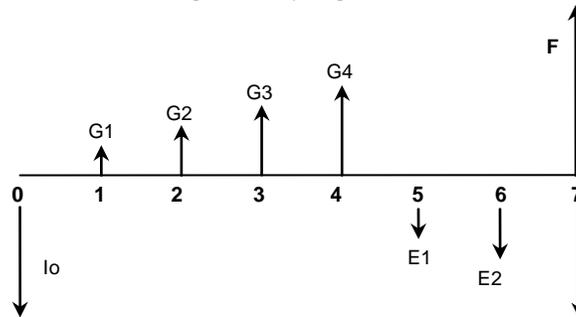
$$\text{Tasa de Interés} = \frac{\text{Interés}}{\text{Cantidad inicial}} \quad (2.2)$$

2.5.2. Diagramas de Flujo

A fin de facilitar la comprensión de los problemas mediante una gráfica, se ha adoptado la siguiente convención: la línea horizontal representa la escala de tiempo y allí se escriben las fechas y los periodos de tiempo, que van desde el cero (0) que indica la fecha en que arranca el proyecto, hasta las n fechas para las que está planeada la vida útil del proyecto. El tiempo total dentro del cual se evaluará el proyecto se conoce como *Horizonte de Tiempo*.

De esta línea horizontal salen unas flechas hacia arriba y otras hacia abajo, las que están hacia arriba representan los INGRESOS y las que están hacia abajo representan los EGRESOS.

La figura 61. Representa gráficamente un diagrama de flujo con sus respectivos ingresos y egresos.



2.5.3. Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

La tasa de interés de oportunidad es la tasa de interés más alta que el inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto.

2.5.4. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Financieramente la TIR es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja de forma tal que los ingresos y los egresos sean iguales; desde el punto de vista matemático es la tasa a la cual el VPN se hace cero.

La TIR es el interés que un inversionista recibe por los dineros que permanecen invertidos, en cada periodo de interés compuesto. Los dineros que permanecen invertidos son: La inversión y los intereses causados que no se han recuperado a través de ingresos, ahorros, retiros parciales, etc.

Es una de las principales medidas de eficiencia (rentabilidad). Tiene en cuenta el impacto del tiempo en el flujo de caja a través del mecanismo de descuento. La TIR tiende a favorecer proyectos con mayores ingresos iniciales sobre proyectos que generan flujo de caja en un mayor periodo de tiempo.

En un sentido estricto, esto será cierto si los fondos que libera el proyecto se reinvierten a una tasa de interés igual a esa tasa interna de retorno. Esto es, la rentabilidad final del proyecto durante un cierto periodo depende finalmente de la forma como se invierten los fondos que libera el proyecto en fechas anteriores a su culminación.

2.5.5. Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto o **VPN**, es el índice financiero más utilizado para evaluar la viabilidad de un proyecto debido a que pone en valores monetarios actuales toda la sumatoria de los ingresos y egresos, presentes y futuros. Matemáticamente el **VPN** es la sumatoria de los flujos de caja de puestos en el día de hoy, lo cual podemos representar por:

$$\mathbf{VPN} = \sum F_n (1+i)^{-n} = F_0 + F_1 (1+i)^{-1} + F_2 (1+i)^{-2} + \dots + F_n (1+i)^{-n} \quad (2.3)$$

Donde:

i = Tasa a la cual son descontados los flujos de caja, esa tasa i se denominará **TIO** o Tasa de interés de oportunidad y **VPN** = Valor Presente Neto, del flujo de caja realizado.

F = Valor de flujo efectivo de caja en un determinado periodo.

n = Número de periodos existentes entre el periodo descontado y el presente.

Teniendo en cuenta que:

Si el VPN > 0, el proyecto es beneficioso y puede ser implementado, indica que los ingresos son mayores que los egresos, es decir, lo invertido será recuperado y se obtendrán ganancias. Si el VPN < 0, significa que en valores monetarios de hoy, el proyecto produce menos ingresos que los egresos que genera, y por lo tanto no debe realizarse. Si el VPN = 0, los ingresos serán iguales que los egresos y financieramente el proyecto le será indiferente al inversionista.

2.5.6. Relación Costo-Beneficio (Discounted Profit Index) (DPI)

Es el indicador de rentabilidad en valor presente para evaluar proyectos teniendo en cuenta los beneficios que produce un proyecto y los costos del mismo, es decir, representa la relación entre el número de dólares recibidos por cada dólar invertido. Es una medida de eficiencia del capital invertido que refleja el retorno de caja con relación a la inversión requerida para generarla. Matemáticamente se define como:

$$\text{DPI} = \frac{\text{Valor Presente de los Ingresos}}{\text{Valor Presente de los Egresos}} \quad (2.4)$$

- Si el DPI < 1 significa que los ingresos son menores que los costos, por tanto el proyecto no es aconsejable.
- Si DPI = 1 significa que los ingresos y egresos son iguales, lo único que se alcanza a ganar es la tasa del inversionista, por lo tanto es indiferente realizar el proyecto.
- Si DPI > 1 es aconsejable realizar el proyecto.

2.5.7. Tiempo de Pago de la Inversión (Payback)

Es el periodo de tiempo en el que se recupera o retorna la inversión inicial. Es el tiempo entre la primera inversión y el momento de recobro de todo el dinero invertido.

$$\text{Payback} = \frac{\text{Flujo de Caja}}{\text{Flujo de Caja Acumulado}} \quad (2.5)$$

Flujo de Caja: Serie de Ingresos o egresos a lo largo de la línea de tiempo.

Flujo de caja acumulado: Es la sumatoria total conjunta de los ingresos y egresos a lo largo de la línea de tiempo.

3. ANÁLISIS TÉCNICO

En este capítulo se explica el procedimiento que se siguió para hacer la selección de los pozos candidatos para la implementación de bombeo mecánico y posterior diseño del estado mecánico de estos, considerando las condiciones actuales del yacimiento y las fallas que se presentan con mayor frecuencia en el sistema de levantamiento artificial ESP y que han mostrado tener un gran impacto negativo en la producción del campo, ya que este sistema no es el más eficiente tanto eléctrica como mecánicamente para trabajar en condiciones de bajo soporte de presión asociadas a las bajas tasas de producción y al manejo de arena en los pozos, lo cual no permite que el sistema instalado trabaje en óptimas condiciones. Ver anexo A. (Desempeño de corrida ESP en pozos de la formación Carbonera Superior (C5)).

Aunque en este capítulo no se va a tocar nada relacionado con las corridas que se hicieron de otras alternativas de levantamiento artificial que se probaron en el campo Caño Limón, tales como PCP, ESPCP, en el anexo B, se muestran los resultados de dichas corridas, los cuales no fueron satisfactorios, las fallas de los elastómeros, los altos consumos de energía y la baja eficiencia eléctrica incurrieron nuevamente en fallas con tiempos de corrida demasiado cortos. Ver anexo B. (Desempeño de corrida ESPCP).

Para el desarrollo de este análisis técnico, los criterios están basados en el desempeño de los equipos de bombeo mecánico de la compañía WEATHERFORD, que están corriendo en el campo Caño Limón, los cuales son: las variaciones del soporte de presión, las altas producciones de arena, el alto corte de agua, así como la profundidad a la que se encuentran los intervalos productores, la sumergencia, estado mecánico actual de los pozos, que se describirán más adelante, además los registros históricos del desempeño operacional de las unidades VSH2 y ROTAFLEX que actualmente funcionan en el campo.

Por políticas internas de la empresa Occidental de Colombia Inc, el nombre real de los pozos fue cambiado por abreviaturas tales como USCO-01; sin embargo, para efectos del manejo de la información dentro de la empresa, los pozos conservan sus nombres reales.

3.1. FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN.

El campo Caño Limón, es un campo maduro que lleva más de 20 años explotando el yacimiento que se encuentra en el área de Llanos Norte, produciendo a una rata promedio de 100.000 BOPD y casi 2'500.000 BWPD, y si bien la mayoría de las arenas productoras presentan soporte de presión por un fuerte empuje hidráulico de acuífero activo, también tiene zonas en las cuales el depletamiento es muy evidente como en todos los canales de la formación Carbonera Superior (C5), además el corte de agua se ha venido incrementando y presenta valores muy altos (BSW > 90%) acompañado este, del aumento de las ppm de arena que se producen.

Por todo lo anterior se hace necesario describir las condiciones actuales del yacimiento y del campo en si, para poder realizar una selección de pozos acorde a las necesidades y al comportamiento futuro del yacimiento, garantizando de esta forma que el sistema de levantamiento de bombeo mecánico supla los requerimientos técnicos y operacionales y que su diseño se ajuste a condiciones reales.

3.1.1. Soporte de Presión

El soporte de presión de un yacimiento, es uno de los factores que indica si es o no necesario contar con un sistema de levantamiento artificial o por el contrario si el yacimiento es capaz de producir naturalmente; esto depende básicamente de la presión del yacimiento cuyo valor es equivalente a la presión de fondo medida en un pozo cerrado y se conoce como presión estática; los valores actuales de esas presiones se muestran en la tabla 11, en la cual también se listan las presiones de fondo en un pozo productor conocidas como P_{wf} .

Conocer estos valores es de gran importancia, ya que la diferencia entre estas dos presiones determina la caída de presión o "DrawDown" (DD) que se presenta entre el yacimiento y el pozo, y es esta caída la que a su vez determina la velocidad con que el fluido sale del yacimiento, es decir, si el DD es grande ($P_{wf} < P_{estática}$), el fluido sale del yacimiento con gran velocidad, lo cual ocasiona que arrastre consigo todo lo que encuentre en su camino, solo cuando la velocidad de flujo es mayor a la velocidad crítica, siendo la arena el producto más perjudicial de ese arrastre ya que al ingresar a la bomba genera erosión y en muchos casos atascamiento de la misma por arenamiento.

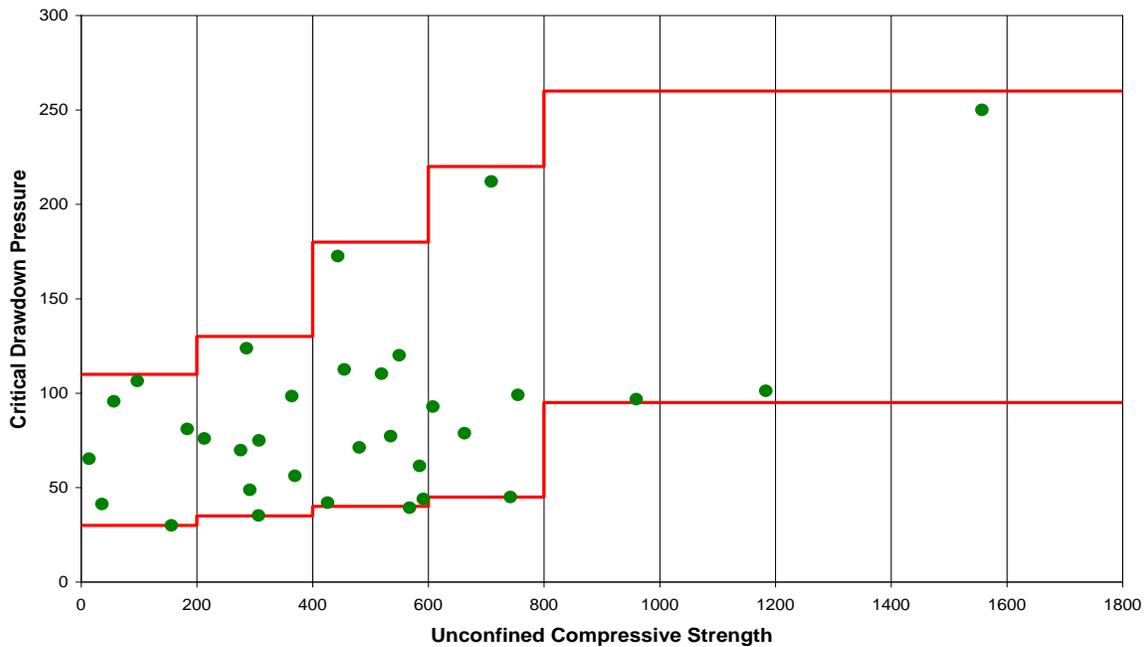
Tabla 11. Valores de Pwf y P estática.

POZO	Pwf (PSI)	P estática (PSI)
USCO-01	336	550
USCO-02	300	673
USCO-03	155	452
USCO-04	368	504
USCO-05	190	465
USCO-06	271	788
USCO-07	68.4	295
USCO-08	370	640

FUENTE: Occidental de Colombia

En el campo Caño Limón la producción de arena siempre ha sido un factor limitante para el uso de cualquier sistema de levantamiento artificial, por lo cual el cálculo de ese DD es muy importante al igual que el cálculo del UCS (Unconfined Compressive Strength), que es el parámetro que dá la presión a la cual empieza el arenamiento del yacimiento. En la figura 61 se muestra la distribución de los valores de UCS para los diferentes “Critical DrawDown Pressure” (CDDP) en el campo Caño Limón y en la tabla 12. Se listan esos rangos.

**Figura 62: Regiones de caída de presión crítica, DD MRT
Unconfined Compressive Strength vs. Critical Drawdown Pressure (MRT)**



FUENTE: Narváz Bohórquez, F. A.

Tabla 12. Determinación del CDDP en el área Cravo Norte

UCS MIN	CDDP
$UCS \leq 200$	30 – 110
$200 < UCS \leq 400$	35 – 130
$400 < UCS \leq 600$	40 – 180
$600 < UCS \leq 800$	45 – 220
$UCS > 800$	95 – 260

FUENTE: Narváez Bohórquez, F. A.

3.1.1.1. Sumergencia (FLAP- Fluid Level Above Pump)

El FLAP o la sumergencia es un parámetro que depende directamente del soporte de presión que se tenga, ya que entre mayor presión tenga el yacimiento, el aporte de fluido al pozo será significativamente grande por lo que se tendrán valores altos de sumergencia. En el campo Caño Limón, la zona que mayores problemas presenta en el mantenimiento de valores de FLAP adecuados debido a su bajo soporte de presión son los canales de la formación Carbonera Superior (C5). Allí, el bombeo electrosumergible ha presentado considerables fallas puesto que si no hay sumergencia suficiente llega un momento que el flujo se va a cero y la bomba queda trabajando en empuje descendente severo y el motor por lo tanto deja de refrigerarse y se puede quemar si no actúan las seguridades de baja carga en el VSD. Para el caso del Bombeo Mecánico la sumergencia no es un problema ya que pueden operar con cero pies de FLAP, pero esto implicaría que la presión fuera muy baja lo cual tendría afectación directa en el llenado de la bomba y generaría golpe de fluido haciendo menos eficiente el sistema.

3.1.2. Índice de Productividad (IP)

Conocer el índice de productividad de cada uno de los pozos es muy importante para determinar, la capacidad de producción del mismo. Este indicador está dominado por el soporte de presión del yacimiento y permite determinar la rata de fluido a la cual se puede producir, por lo tanto este es decisivo en el ajuste del caudal de diseño que se tenga del sistema de levantamiento artificial.

Como este índice controla el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, depende de propiedades como la permeabilidad efectiva, la viscosidad del fluido, el factor volumétrico del líquido, el radio de drene y radio interno del pozo. Debido a que el IP está relacionado directamente con la presión del yacimiento, su variación influye directamente en el incremento de la saturación de gas y este en la resistencia a fluir del aceite⁷. Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo como el que se tiene en Caño Limón, el IP permanece casi constante debido a que la presión del yacimiento se mantiene por la influencia directa del acuífero. El yacimiento del campo Caño Limón es subsaturado indicando que las permeabilidades relativas del aceite y del agua no se vean afectadas significativamente.

Los datos del IP, teniendo en cuenta el depletamiento propio del yacimiento de llanos norte, están listados en la tabla 13.

Tabla 13. Valores del IP para los pozos

POZO	IP (BFPD/Psi)
USCO-01	7.5
USCO-02	2.3
USCO-03	6.3
USCO-04	14.7
USCO-05	5.5
USCO-06	7.3
USCO-07	16
USCO-08	5.5

FUENTE: Occidental de Colombia

3.1.3. Producción de Arena

La producción de arena en el campo Caño Limón es considerable y la principal afectación en el diseño de un sistema de levantamiento artificial es la escogencia de la frecuencia adecuada a la cual va a operar la bomba, ya sea electrosumergible (Hertzios) o de bombeo mecánico (Strokes por Minuto), la producción de arena en algunos pozos es inevitable y por lo tanto o se controla con métodos mecánicos en fondo o se reduce su producción al mínimo

⁷ W. E. Gilbert (1954).

manteniendo un caudal de producción que controle el DD, si el caudal es muy bajo la velocidad de flujo permitirá el asentamiento de la arena y el arenamiento de la entrada de la bomba y solo ahí haría daño en las ESP a mayores frecuencias (60 hz o más), las bombas de BM toleran mucho mejor la arena pues las frecuencias (1 – 7 spm) son valores muchísimos menores. Las ESP para tasas menores a 2000 BFPD poseen etapas tipo panqueca que se deterioran mas con presencia de arena.

3.1.4. Corte de Agua (BSW)

El campo Caño Limón, se caracteriza por tener una producción de agua considerable, lo cual afecta directamente el diseño que se haga del sistema de levantamiento artificial, pues entre mayor corte de agua se presente, la densidad del fluido del yacimiento aumenta y por tanto el peso de la columna hidrostática que el sistema debe levantar hasta superficie será mayor.

La afectación directa en el desempeño del sistema de Bombeo Electrosumergible radica en el incremento o en la disminución del trabajo que debe hacer la bomba para llevar el fluido hasta superficie, gracias a la presión que ejerce esa columna. En el Bombeo Mecánico, el peso de la columna hidrostática se hace evidente en la carrera ascendente y recae directamente sobre el cilindro y las varillas, por lo cual es importante tenerlo en cuenta, para hacer un diseño adecuado de la sarta que cumpla con el requerimiento de seguridad de cargas (No se debe superar el 90% de la capacidad de carga del sistema), lo cual va a ser un factor determinante para asegurar un “Run Life” más largo.

3.1.5. Estado Mecánico de los Pozos

Como lo que se pretende es implementar un sistema de levantamiento artificial en pozos que no han dado buenos resultados con otros sistemas, es importante tener en cuenta el estado mecánico de estos, para acoplar las dimensiones de las bombas y de las varillas al tamaño del tubing, del casing, y a la profundidad de los perforados, este último parámetro es de vital importancia, ya que para el caso del Bombeo Mecánico, este está limitado por la carga máxima que la sarta de varillas y la unidad pueden soportar, la cual tiene relación directa con la profundidad a la cual se va a sentar la bomba, también es necesario conocer la desviación del pozo ya que para evitar cualquier problema con las varillas, estas no se deben usar en pozos con partes donde el dog-leg sea mayor a 1° por cada 100 ft.

3.2. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO (UNIDADES VSH2 Y ROTAFLEX).

Luego de conocer los principales factores que afectan el desempeño de los sistemas de levantamiento artificial en el campo Caño Limón, y su estado actual, se prosigue a definir los parámetros que más relevancia tienen en la selección de los pozos candidatos para la implementación de bombeo mecánico. Para lo cual, se deben tener en cuenta básicamente dos objetivos, primero reducir el tiempo de parada en los pozos debido a fallas operacionales y técnicas de los equipos de producción que tienen, y segundo y en concordancia con lo anterior, buscar condiciones a las cuales el bombeo mecánico trabaje en rangos operacionales óptimos. En cada ítem, se determinan los valores o los rangos para ir seleccionando los pozos, y al final se presenta en la tabla 14., los pozos seleccionados y sus características.

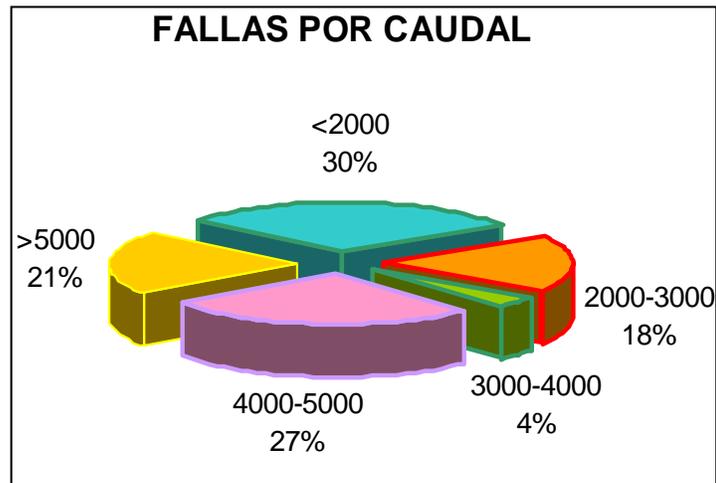
3.2.1. Caudal

Esto parámetro de selección está basado en un análisis de desempeño del bombeo electrosumergible en el campo Caño Limón⁸, en el cual se evidenció que la principal causa de falla de las corridas con las ESP se debía al manejo de bajos caudales ($Q < 2000$ BFPD), y a la baja presión de soporte propia de la formación C5.

Por lo anterior, y teniendo en cuenta las limitaciones de las unidades de bombeo mecánico a implementar, uno de los principales parámetros de selección para los pozos fue el caudal, el cual debía estar por debajo de 1200 BFPD. A su vez y debido a las características de cada una de las unidades de bombeo mecánico (Es decir, la unidad de Rotaflex, por ser de carrera larga, tiene la posibilidad de manejar caudales grandes en comparación con la unidad VSH2), se define que para caudales menores o iguales a 500 BFPD la unidad a usar es la VSH2 y para caudales entre 500 y 1100 BFPD, se usará Rotaflex.

⁸ ELIANA YAIRA MACHETE ROJAS. Análisis del desempeño de los sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico VSH2 utilizados en el campo caño limón. 2007.

Figura 63. Fallas de las bombas ESP debido a los caudales manejados.



FUENTE: MACHETE, E. Y.

3.2.2. Sumergencia o FLAP

Como se explicó anteriormente, el FLAP es decisivo para el buen funcionamiento del bombeo electrosumergible, a diferencia del bombeo mecánico que puede trabajar con valores relativamente bajos de sumergencia. Aunque teóricamente, una bomba electrosumergible podría funcionar hasta con 100 pies de FLAP, esto limitaría cualquier incremento de producción que se piense hacer, pues para obtener dicho incremento es necesario fijar valores altos de frecuencia, lo cual conllevaría a que la bomba succionara también la columna de fluido que tiene encima de ella, dado que el yacimiento no es capaz de producir lo suficiente y la presión de la columna de fluido supera a la P_{wf} . El rango establecido para esta selección es para FLAP menor o igual a 500 pies. Los datos de FLAP presentan valores altos para ciertos pozos, debido a que estos han permanecido cerrados por varios meses evidenciando una recuperación de presión del yacimiento.

3.2.3. Producción de Agua

Se definen valores de corte de agua relativamente bajos garantizando una alta producción de aceite, además, considerando una producción continua con el sistema de levantamiento por bombeo mecánico, no habrá interrupciones debidas a fallas operacionales como las que se presentan en el bombeo electrosumergible. En realidad el parámetro a tener en cuenta finalmente sería la producción neta de aceite, ya que para los pozos que presentan caudales de hasta 1100 BFPD un valor de 90% en el corte de agua es aceptable, a diferencia de caudales de 100 BFPD, para los cuales el corte de agua debe ser muy pequeño.

Se establece entonces que el rango del corte de agua, debe estar por debajo de 70% (Un valor que está por debajo del promedio del campo que es de 91% aproximadamente).

3.2.4. Profundidad del Intake

La profundidad del intake está limitada por la máxima carga que puede soportar la unidad ya sea VSH2 (40 000 lbs) o Rotaflex (50 000 lbs.). Pero debido a que los caudales que se van a producir son relativamente bajos (1100 BFPD), se puede compensar ese ahorro de esfuerzo con un aumento en la profundidad del intake, por lo cual se trabajan valores de hasta 7200 pies.

3.2.5. Consumo de Energía

Este parámetro está sometido al tipo de levantamiento que se use, por lo cual el ahorro regiría para todos los pozos a los cuales se les cambie el sistema de levantamiento artificial electrosumergible, por el de bombeo mecánico. El ahorro estaría entre 15% y el 25%. Los rangos en el consumo de KWH para los pozos del campo Caño Limón que operan con ESP, está entre 90 – 350 KWH, pero es evidente que los pozos en los cuales se tiene un consumo alto, pertenecen todos a la zona del C5.

Tabla 14. Pozos seleccionados para implementar el Bombeo Mecánico.

POZO	CAUDAL (BFPD)	FLAP (FT)	% BSW	INTAKE (FT)	CONSUMO DE ENERGÍA (KWH)	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
*USCO-01	750	1278	91	7399	0	ESP
**USCO-02	100	5754	6	7034	0	ESP
*USCO-03	372	241	45	7813	92.2	ESP
*USCO-04	211	331	69	7116	332.5	ESP
USCO-05	163	284	1	7216	108	ESP
*USCO-06	406	973	64	7094	96.5	ESP
USCO-07	230	2426	6	7256	114	ESP
USCO-08	149	833	35	7288	117.3	ESP

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

*Estos pozos son los únicos que aplican para Rotaflex, teniendo en cuenta que este tipo de unidad por ser de mayor recorrido y baja velocidad puede manejar

una carga mucho mayor a la de la unidad de VSH2, por lo cual puede trabajar con caudales mayores, a diferencia de la VSH2; que también ve limitada su instalación por las grandes profundidades que se presentan en dichos pozos.

**Este pozo se pretende reactivar, ya que se encuentra apagado desde hace meses, por lo cual presenta valores de FLAP altos (debido a la recuperación de presión).

3.3. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO EN LOS POZOS CANDIDATOS.

Una vez seleccionados los pozos candidatos para implementar el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, se procede a hacer el diseño de estos, para las dos alternativas que se tienen (VSH2 y Rotaflex).

El diseño se realizó utilizando el software Rodstar-d 3.0, programa utilizado por la compañía Weatherford Colombia Ltda. Para la creación de sus diseños.

3.3.1. Obtención de los Parámetros de Diseño⁹.

Los parámetros de diseño para el pozo son determinados por el grupo de yacimientos, relacionando pruebas de presión, registros de PLT's, MRT's de pozos cercanos, entre otros. Estos parámetros consideran las condiciones actuales y las condiciones a los 15 meses de realizada la implementación del sistema de levantamiento artificial, de las condiciones de presión y producción de fluidos en el pozo. Como se ve en la figura 64. Parámetros de diseño.

En esta tarea de definir los parámetros de diseño, el grupo de yacimientos se encarga de relacionar los datos de presiones que se tienen con la profundidad del punto medio de perforados, para considerar las condiciones propias del pozo. Esta relación se hace mediante la siguiente corrección:

$$\text{Prof@P est.} = \text{TVSS} + \text{ELEVACIÓN MESA ROTARIA} \quad (3.1)$$

⁹ En el Anexo C. Se adjuntan los parámetros de diseño para cada pozo.

$$\Delta P = (\text{PMP} - \text{Prof}@P_{\text{est.}}) \times \left[\left(\frac{\%WC}{100} \times 0.416 \right) + \left(\left(1 - \frac{\%WC}{100} \right) \times 0.364 \right) \right] \quad (3.2)$$

$$P_{\text{est. corregida}} = P_{\text{est.}} + \Delta P \quad (3.3)$$

Con esta presión corregida, ya es posible realizar el diseño del pozo. Es necesario también contar con el estado mecánico actual del pozo y el “Survey”. Con estos datos el grupo de yacimientos elabora los parámetros de diseño para cada pozo. El recuadro de recomendaciones de la figura 64. Permite adicionar comentarios basados en la experiencia del ingeniero lo cual ayuda muchas veces a escoger la mejor configuración para completar el pozo.

Figura 64. Parámetros de diseño.

PUMP DESIGN RESERVOIR DATA

DATE:

WELL:
OPEN SANDS

CURRENT CONDITIONS

STATIC PRESSURE: PSIA AT FT-TVSS

STATIC PRESSURE: PSIA AT PMP FT-TVSS

PRODUCTIVITY INDEX: BFPD/PSIA

WATER CUT:

IN 15 MONTHS

STATIC PRESSURE: PSIA AT FT-TVSS

PRODUCTIVITY INDEX: BFPD/PSIA

WATER CUT:

REMARKS:	RECOMMENDED
Y- TOOL: PACKER:	RATE: BFPD
RECOMMENDATIONS:	

PERFORMED BY: XXXXX

FUENTE: Occidental de Colombia

Es importante tener en cuenta las ppm de arena que pueda producir cada pozo, para así mismo escoger la mejor configuración de equipo de subsuelo (materiales) para el manejo de esta. Si el pozo ha tenido historial de producción de arena de una vez se seleccionan bombas para ambientes agresivos por arena.

3.3.2. Organización de la Información Para Cada Pozo

Tomando como referencia el archivo de la base de datos del ingeniero de producción, los estados mecánicos de cada pozo y obviamente los parámetros de diseño, se organiza un listado de variables que contenga:

Tabla 15. Información requerida para el diseño de BM.

DATOS DEL POZO	DATOS DE LOS FLUIDOS DE YTOS.	DATOS DE PRODUCCIÓN	DATOS DE TUBERIA
Eficiencia de la bomba	Gravedad esp. del aceite	Puntos Medios de Perforados	Dimensiones del Tubing
Profundidad de intake	Gravedad esp. del agua	P estática	
THP		P burbuja.	Dimensiones del casing
CHP	Q esperado		
Fricción en el Stuffing Box	% corte de agua	IP	

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

3.3.3. Cálculo de la Carga Sobre la Barra Lisa (Gravedad Específica del Fluido)

Los datos requeridos por el software para hacer este cálculo, son:

- *Eficiencia de la bomba.*
- *Profundidad del intake.*
- *Presión de tubing y casing.*
- *% Corte de agua.*

- *Gravedad específica del agua y del aceite.*
- *Fricción en libras en el stuffing box.*

Lo que el software calcula es la gravedad específica del fluido, la cual usa para determinar la presión que ejerce la columna de este y finalmente con este valor, obtener la carga mínima y máxima sobre la barra lisa. En el anexo D. Se muestra la validación de este cálculo aplicando la hoja de cálculo SRP Calculator™.

Figura 65. Well Information.

Fuente: Software Rodstar-d 3.0 - Weatherford Colombia Ltda.

3.3.4. Cálculo de la IPR (Inflow Performance Relationship).¹⁰

La IPR es la curva que describe el comportamiento de afluencia del pozo. Relaciona la Pwf con el caudal y permite determinar la capacidad de producción de cada pozo, teniendo en cuenta el IP de cada uno de ellos.

Los datos requeridos por el software para hacer este cálculo, son:

- *IP.*
- *PMP.*
- *Presión estática de fondo.*

¹⁰ En el anexo E se muestra las IPR's para cada pozo.

- *Presión del punto de burbuja.*
- *Producción esperada.*

Esta presión estática de fondo equivale a la P estática corregida anteriormente. También es necesario calcular tres datos de Pwf para diferentes caudales, esto se hace despejando de la siguiente ecuación la Pwf:

$$IP = \frac{Q}{P_{est} - P_{wf}} \quad (3.4)$$

Una vez determinados estos puntos de producción, se escoge el método para el cálculo de la IPR (Vogel).

Figura 66. Production Information.

The screenshot shows the 'Production Information' window with the following data and settings:

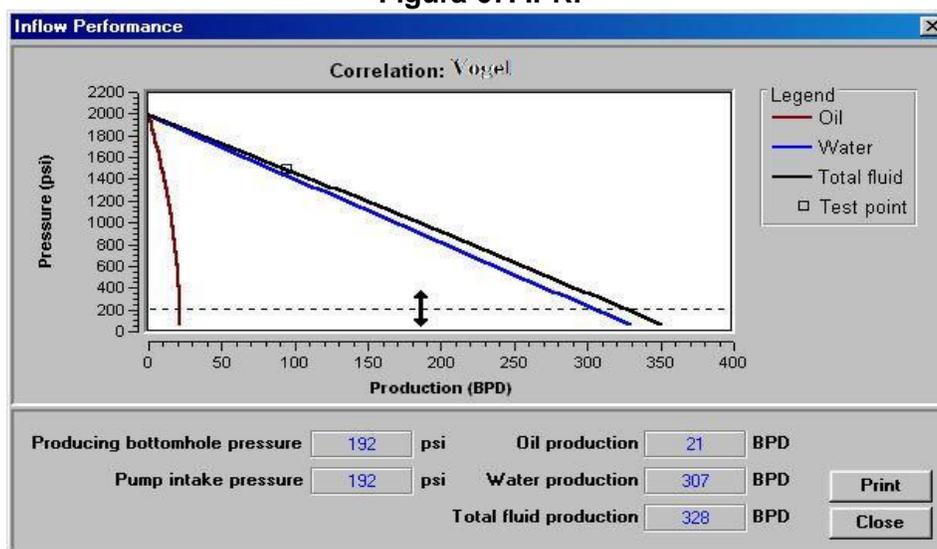
- Method Selection:**
 - Enter fluid level
 - Enter pump intake pressure
 - Calculate pump intake pressure from target production and IPR data
- Input Fields:**
 - Pump intake pressure (psi): 104.994
 - Target production (BFPD): 150
 - IPR calculation method: Vogel
 - Value of 'n' (Fetkovich corr.): [empty]
 - Mid-perf. depth (ft): 7300
 - Static b'hole pressure (psi): 128
 - Bubble point pressure (psi): 200
- Buttons:** IPR Data, IPR Plot, Update prod.
- Calculation Results:**
 - Calc. max. production (BPD):
 - Oil: 371.7
 - Water: 205
 - Fluid: 576.7
 - Producing below bubble point
- Production test points table:**

Pressure (psi)	Fluid production (btpd)
113	100
98	200
84	300
- Pressure measured at:** Mid. Perforation

Fuente: Software Rodstar-d 3.0 - Weatherford Colombia Ltda.

Con la IPR diseñada, el software calcula los máximos valores de producción de fluido total-Caudal Máximo (AOF)-, aceite y agua y el valor de la presión sobre el intake de la bomba.

Figura 67. IPR.



Fuente: Software Rodstar-d 3.0 - Weatherford Colombia Ltda.

Tabla 16. Caudal Máximo y Presión de Intake para cada pozo.

POZO	AOF (BFD)	Pump Intake Presure (psi)
USCO-01	1098.11	366
USCO-02	146.3	100
USCO-03	426.35	287.7
USCO-04	723	89
USCO-05	180	198.7
USCO-06	657.4	491
USCO-07	179	662.5
USCO-08	373	395

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

3.3.5. Escoger El Tipo de Bomba a Usar

Para determinar el tipo de bomba a usar, con ayuda del estado mecánico de los pozos, se ingresa la información de la tubería, y con criterios propios de cada tipo de bomba, se selecciona la más adecuada para cada situación.

La información solicitada por el software es la siguiente:

- *Tamaño de la tubería de producción (OD del tubing).*
- *Tipo de bomba.*
- *Asentamiento del ancla*
- *Fricción en la bomba.*
- *Tamaño del pistón*

En el tipo de bomba, se tiene en cuenta que los caudales son pequeños y las profundidades tienen valores grandes, por lo cual es más adecuado usar bomba tipo inserta.

Figura 68. Pump and Tubing information.

The screenshot shows the 'Pump And Tubing Information' dialog box. The 'Tubing size (in)' is set to 3 1/2. The 'O.D. (in)' is 3.5 and the 'I.D. (in)' is 2.992. The 'Tubing anchored' checkbox is checked. The 'Tubing anchor depth (ft)' is 7650. The 'Pump type' section has 'Insert pump' selected. The 'Calculate rod-tubing friction' checkbox is checked. The 'Upstroke rod-fluid damping coefficient' and 'Downstroke rod-fluid damping coefficient' fields are empty. The 'Pump friction (lbs)' is 200. The 'Calculate plunger size' checkbox is unchecked. The 'Plunger size' is 1.5. The 'Include buoyancy effects' and 'Include fluid inertia effects' checkboxes are unchecked. The 'Fluid compressibility index' field is empty.

Fuente: Software Rodstar-d 3.0 - Weatherford Colombia Ltda.

En el asentamiento del ancla se puede hacer al final de la bomba por ser de tipo inserta, pero si fueran para bombas de tubería debe ser en el tope de la bomba ya que esta no puede quedar en tensión, ni con variación a los esfuerzos a que es sometida.

3.3.6. Selección de la Sarta de Varillas

El software muestra una serie de varillas que pueden ser usadas. Estas están directamente relacionadas con el diámetro de la bomba escogida y se deben tener en cuenta los datos para la barra lisa, pues del tamaño de la sarta depende la carga sobre esta y sobre la unidad, ya que son las encargadas de sostener el peso de la bomba y la columna de fluido.

Se debe escoger una sarta en la que las varillas no queden en compresión para disminuir el riesgo de rompimiento. En esta selección se considera la sarta que ya se implementó en otros pozos del campo Caño Limón debido a su elaboración especial para resistir altas temperaturas, propias de las condiciones de subsuelo del campo. Esta es la sarta de varillas tipo Electra.

Figura 69. Rod String Selection.

The screenshot shows a software window titled "Manual rod string entry". It contains a table with the following data:

#	Rod Grade	Rod Size (in)	Actual diam. (in)	Length (ft)	* Fric. Coeff
1	Weatherford EL	7/8"	0.875	4200	0.2
2	Weatherford EL	3/4"	0.75	3445	0.2

Below the table, there is a section for "Other rod string information" with the following fields:

- Additional rod costs (\$): 0
- Steel rod service factor: 0.9
- Cost description: [empty text box]

A note at the bottom of the table area states: "* Friction Coefficients only effect cases with Deviation Survey".

Fuente: Software Rodstar-d 3.0 - Weatherford Colombia Ltda.

Una recomendación general que hay que tener en cuenta es que solo hasta los 2000 pies se puede usar sarta uniforme, para profundidades mayores se debe considerar usar una sarta combinada, ya sea doble o triple, esto con el fin de evitar el fallamiento de las mismas por rupturas.

3.3.7. Selección de la Unidad de Superficie

Una vez definido el equipo de subsuelo que se va a usar, se selecciona la unidad en superficie más apropiada. Para nuestro caso, esta selección se hará entre las unidades VSH2 y Rotaflex. Para el sistema de Bombeo Mecánico VSH2 se debe hacer una correlación con las unidades convencionales, ya que por ser una nueva tecnología que se está desarrollando en el software no se ha establecido como unidad a seleccionar.

Esta correlación ya se había establecido para estudios anteriores en el campo Caño Limón, se hizo relacionando parámetros como la carga máxima sobre la barra lisa y longitud máxima de stroke. Se encontró que la unidad C-640-365-144 fué la que mejor se asimiló a las unidades de Bombeo Mecánico VSH2 utilizadas en el campo Caño Limón.

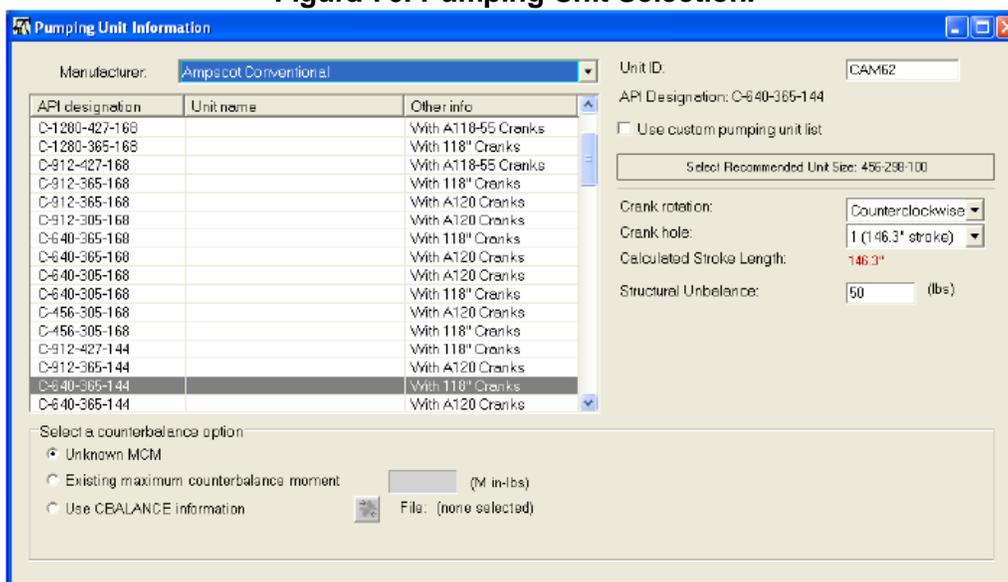
Tabla 17. Parámetros para la unidad VSH2 y la unidad C-640-365-144.

UNIDAD	Carga máx. barra lisa (Lb.)	Long. Máx. Stroke (in.)
VSH2	40000	150
C-640-365-144	36500	144

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

Con la unidad Rotaflex no hay problema, ya que este tipo de unidad si se encuentra dentro de las existencias del software.

Figura 70. Pumping Unit Selection.



Fuente: Software Rodstar-d 3.0 - Weatherford Colombia Ltda.

3.3.8. Selección del Motor

En el campo Caño Limón ya se tiene establecido que para este tipo de unidades se utiliza el Motor Nema D de 75 HP, por ser de potencia estable, lo cual garantiza que la unidad no vaya a presentar fallas frecuentes debido a paradas propias del motor por variaciones de potencia.

Figura 71. Motor Information.

The screenshot shows a window titled "Motor Information" with the following fields and options:

- Electricity cost (\$/kwh): 0.06
- Power meter type:
 - Detent (no credit for generated power)
 - Non-detent (credit for generated power)
- Motor type: NEMA D
- Motor size: 75 hp
- Include motor speed variation
 - Calculate motor speed variation
 - Motor speed variation (%):
- Calculate rotating moment of inertia
 - Rot. moment of inertia (lb-ft²):
 - Art. moment of inertia (lb-ft²):

* Speed variation currently unavailable in RODSTAR-D. Instead use RODSTAR-V.

Fuente: Software Rodstar-d 3.0 - Weatherford Colombia Ltda.

3.3.9. Reporte Final de Diseño del Rodstar.¹¹

Al finalizar el diseño del equipo completo de bombeo mecánico, el software arroja un reporte en el cual se visualizan dos columnas, en la primera están todos los datos de entrada, y en la segunda los resultados de los cálculos hechos. Así como también un gráfico de predicción dinamométrico (Carga vs. Posición) y un gráfico de torque. Ver la figura 72.

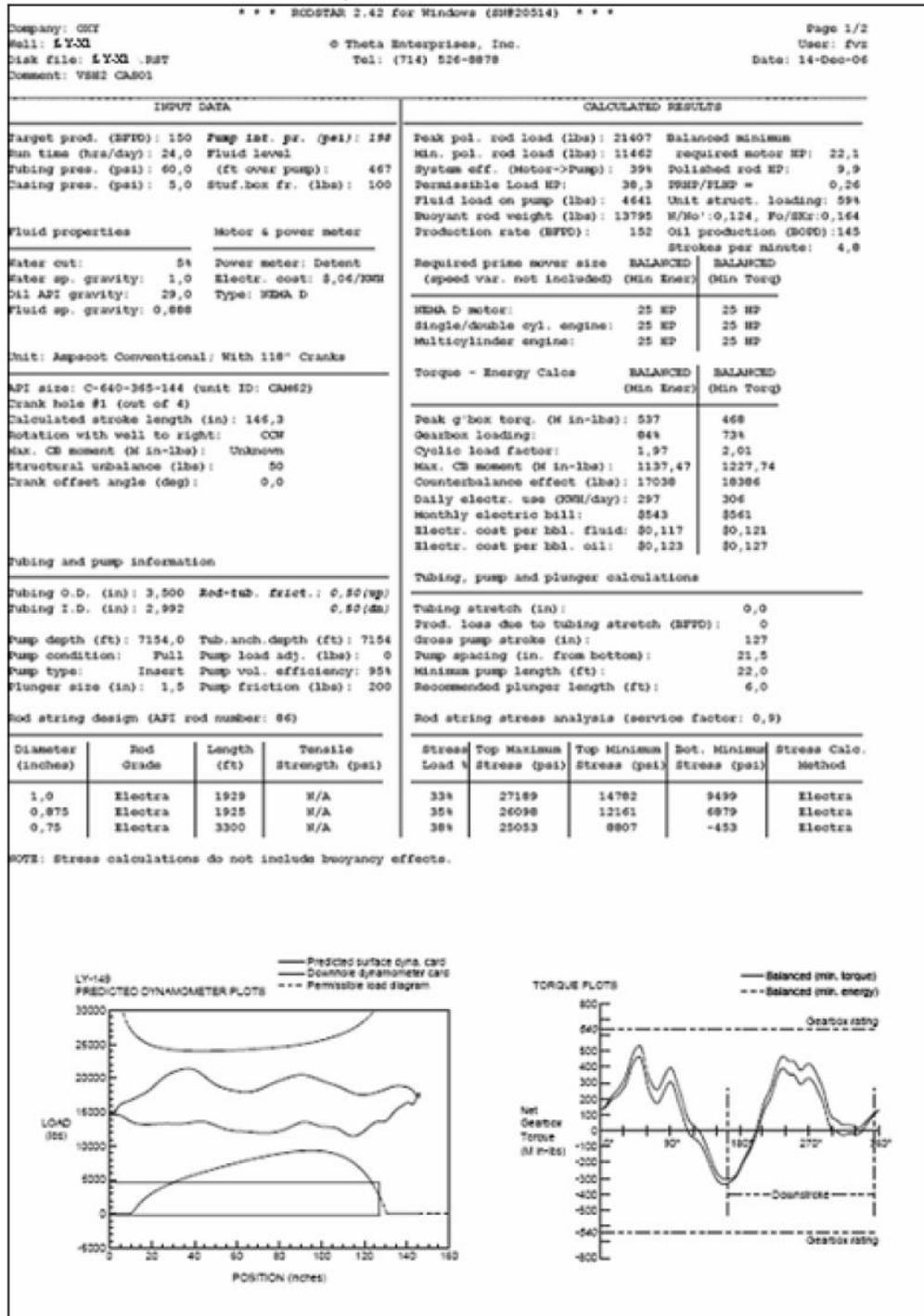
Dado que en esta implementación del sistema de bombeo mecánico en el campo Caño Limón, lo que se busca es aprovecharlo al máximo, se debe mirar que las cargas finales con que quedará trabajando tanto la sarta de varillas, la barra lisa y la unidad, sean lo más cercanas posible a las permitidas para aprovechar bien el sistema y ver resultados más satisfactorios en cuanto a producción.

Luego de revisar la información de todos los pozos del Campo Caño Limón, se seleccionaron 8 pozos que cumplieran con los criterios estipulados por la compañía Occidental de Colombia mencionados anteriormente, además se tuvieron en cuenta las recomendaciones y conceptos de los ingenieros del área de yacimientos, operaciones y producción, con el fin de ajustar dicha selección al comportamiento real del yacimiento. Después del análisis de estos criterios se

¹¹ Los reportes de diseño para cada pozo, se listan en el anexo F.

definió cual alternativa de tipo de unidad de superficie, era la más adecuada (Rotaflex u VSH2). Por último se elaboró el diseño mecánico de los pozos seleccionados lo que permitió determinar la viabilidad técnica y operacional de cada uno de ellos, para luego seguir con el análisis económico.

Figura 72. Reporte Final.



Fuente: Software Rodstar-d 3.0 - Weatherford Colombia Ltda.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En todo proyecto de inversión es fundamental realizar una evaluación económica para comprobar la viabilidad o no del proyecto. Por lo que en este capítulo se presentará el estudio, análisis y demostración de la rentabilidad de la implementación de Unidades de Bombeo Mecánico (Rotaflex y Unidades Hidráulicas VSH2) en pozos del campo Caño Limón, para optimizar la producción y reducir los costos de operación en este campo.

Para realizar la evaluación económica del proyecto se ha puesto como índice de rentabilidad principal el Valor Presente Neto (VPN), seguido por la Tasa Interna de Retorno (TIR), relación Beneficio – Costo y el Tiempo de Retorno de la Inversión. Además del uso de otros criterios estipulados por Occidental de Colombia Inc. para el análisis financiero de dicho proyecto, mostrados en la Tabla 18, que nos permiten evaluar a tiempo presente los ingresos y egresos futuros que producirá la aplicación de cada una de las alternativas de sistemas de levantamiento artificial estudiadas en el presente proyecto y de esta manera identificar cuál es el más rentable para cada pozo seleccionado.

Además en el análisis económico de los tres sistemas de Levantamiento Artificial evaluados para los pozos seleccionados, es necesario aclarar que tanto el sistema de Bombeo Electrosumergible como el Bombeo Mecánico asistido por unidades hidráulicas VSH2 tienen un transformador reductor (SDT) en superficie para regular la corriente de entrada al sistema, por lo cual el costo de este equipo de superficie no se tuvo en cuenta para los gastos en la inversión inicial.

Los costos de cada Well Services se planificaron para 3 a 4 días de alquiler del RIG en cada pozo, más los costos de mano de obra. Se tuvieron en cuenta los costos generados por: Inversión inicial, costos de mantenimiento, costo de consumo de energía y pérdidas de producción. Todas las cifras que se presentarán a continuación en este estudio son estimadas y proyectadas con base en estadísticas del desempeño de los equipos que actualmente operan en el campo.

Tabla 18. Criterios establecidos para Análisis Económico estipulados por Occidental de Colombia Inc.

CRITERIOS	VALOR
Tasa Interna de Oportunidad para Occidental de Colombia Inc., (%)	15%
Precio del Crudo de referencia para Occidental de Colombia Inc., (US\$/bbl)	90
Periodo de Evaluación del Proyecto, (Años)	2
Relación Beneficio-Costo, (%)	1,5
Regalías, (%)	20

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

4.1. INVERSION INICIAL

En los tres mecanismos de levantamiento artificial en evaluación se requiere un desembolso inicial para adquirir nuevos equipos tanto de superficie como de fondo, además del trabajo de Well Services para su instalación. A continuación se discriminan los costos por inversión inicial según el tipo de levantamiento artificial.

4.1.1. Sistema de Bombeo Electrosumergible ESP

Los gastos de equipo de fondo están determinados por la bomba, sello, motor, intake, descarga; equipo de superficie cable, MLE, SUT, variador, y alquiler de RIG por 3 días para realizar el Well Service.

4.1.2. Sistema de Bombeo Mecánico ROTAFLEX

El gasto de equipo de fondo está constituido por la bomba y sarta de varillas; costos de la unidad de superficie y alquiler de RIG por 3 días para realizar el Well Service.

4.1.3. Sistema de Bombeo Mecánico VSH2

El gasto de equipo de fondo está constituido por la bomba y sarta de varillas; costos de unidad de superficie y alquiler de RIG por 2 días para realizar el Well Service.

En la siguiente Tabla se resumen los costos por inversión inicial de los tres sistemas de levantamiento artificial en cada uno de los 8 pozos seleccionados:

Tabla 19. Costos producidos por instalación inicial de los sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón del pozo USCO-01

POZO USCO-01			
Sistema de Levantamiento Artificial	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Mecánico ROTAFLEX	Bombeo Mecánico VSH2
Equipo de Fondo, (US\$)	95.255	78.790	62.715
Equipo de Superficie, (US\$)	68.000	308.285	155.680
Well Service, (US\$)	55.000	52.300	36.064
Instalación, (US\$)	20.000	35.000	25.000
TOTAL	238.255	474.375	279.459

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

Tabla 20. Costos producidos por instalación inicial de los sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón del pozo USCO-02

POZO USCO-02			
Sistema de Levantamiento Artificial	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Mecánico ROTAFLEX	Bombeo Mecánico VSH2
Equipo de Fondo, (US\$)	90.110	75.500	72.825
Equipo de Superficie, (US\$)	68.000	308.285	155.680
Well Service, (US\$)	55.000	52.300	36.064
Instalación, (US\$)	20.000	35.000	25.000
TOTAL	233.110	471.085	289.659

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

Tabla 21. Costos producidos por instalación inicial de los sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón del pozo USCO-03

POZO USCO-03			
Sistema de Levantamiento Artificial	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Mecánico ROTAFLEX	Bombeo Mecánico VSH2
Equipo de Fondo, (US\$)	100.815	86.025	79.975
Equipo de Superficie, (US\$)	68.000	308.285	155.680
Well Service, (US\$)	55.000	52.300	36.064
Instalación, (US\$)	20.000	35.000	25.000
TOTAL	243.815	481.610	296.719

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

Tabla 22. Costos producidos por instalación inicial de los sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón del pozo USCO-04

POZO USCO-04			
Sistema de Levantamiento Artificial	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Mecánico ROTAFLEX	Bombeo Mecánico VSH2
Equipo de Fondo, (US\$)	141.325	88.150	61.430
Equipo de Superficie, (US\$)	68.000	308.285	155.680
Well Service, (US\$)	55.000	52.300	36.064
Instalación, (US\$)	20.000	35.000	25.000
TOTAL	284.325	483.735	278.174

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

Tabla 23. Costos producidos por instalación inicial de los sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón del pozo USCO-05

POZO USCO-05			
Sistema de Levantamiento Artificial	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Mecánico ROTAFLEX	Bombeo Mecánico VSH2
Equipo de Fondo, (US\$)	93.060	74.750	57.650
Equipo de Superficie, (US\$)	68.000	308.285	155.680
Well Services, (US\$)	55.000	52.300	36.064
Instalación, (US\$)	20.000	35.000	25.000
TOTAL	236.060	470.335	274.394

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

Tabla 24. Costos producidos por instalación inicial de los sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón del pozo USCO-06

POZO USCO-06			
Sistema de Levantamiento Artificial	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Mecánico ROTAFLEX	Bombeo Mecánico VSH2
Equipo de Fondo, (US\$)	99.125	92.230	63.500
Equipo de Superficie, (US\$)	68.000	308.285	155.680
Well Services, (US\$)	55.000	52.300	36.064
Instalación, (US\$)	20.000	35.000	25.000
TOTAL	242.125	487.815	280.244

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

Tabla 25. Costos producidos por instalación inicial de los sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón del pozo USCO-07

POZO USCO-07			
Sistema de Levantamiento Artificial	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Mecánico ROTAFLEX	Bombeo Mecánico VSH2
Equipo de Fondo, (US\$)	85.530	73.900	57.790
Equipo de Superficie, (US\$)	68.000	308.285	155.680
Well Services, (US\$)	55.000	52.300	36.064
Instalación, (US\$)	20.000	35.000	25.000
TOTAL	228.530	469.485	274.534

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

Tabla 26. Costos producidos por instalación inicial de los sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Caño Limón del pozo USCO-08

POZO USCO-08			
Sistema de Levantamiento Artificial	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Mecánico ROTAFLEX	Bombeo Mecánico VSH2
Equipo de Fondo, (US\$)	98.405	95.000	63.000
Equipo de Superficie, (US\$)	68.000	308.285	155.680
Well Services, (US\$)	55.000	52.300	36.064
Instalación, (US\$)	20.000	35.000	25.000
TOTAL	241.405	490.585	279.744

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

4.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO

En el Campo Caño Limón el mantenimiento de equipo de superficie es preventivo y de manera programada, mientras que para el equipo de fondo se espera su falla para intervenirlo. Estas condiciones son consideradas para los tres tipos de sistema de levantamiento artificial implementados en el campo.

El análisis de costos de mantenimiento se realiza hasta el límite económico del pozo basado en la curva de declinación individual suministrada por el departamento de Yacimientos de Occidental de Colombia o la culminación del contrato de Asociación Cravo Norte. Para los pozos seleccionados el tiempo de evaluación es el siguiente:

Tabla 27. Tiempo de evaluación para el análisis económico de cada uno de los pozos seleccionados del Campo Caño Limón.

POZOS	TIEMPO ESTIMADO DE OPERACIÓN, (Años)
USCO-01	11,8
USCO-02	3,7
USCO-03	2,4
USCO-04	12,4
USCO-05	2,3
USCO-06	3,3
USCO-07	12,4
USCO-08	12,4

Fuente: Departamento de Yacimientos, Occidental de Colombia Inc.

Estudiando el desempeño de los equipos de fondo de los tres mecanismos de levantamiento artificial implementados en el campo Caño Limón en los últimos dos años se determinó que el Tiempo de Operación (Run Life) promedio para el Sistema de Bombeo Electrosumergible es cercano a 18 meses, para el Sistema de Bombeo Mecánico tipo ROTAFLEX de 12 meses aproximadamente y de las Unidades Hidráulicas VSH2 de 18 meses en promedio; tiempo en el cual será necesario sustituir el equipo de subsuelo por uno nuevo, además se consideró que la sarta de varillas se reutilizaría por su larga vida útil.

Con respecto al equipo de superficie se tiene un programa de mantenimiento preventivo que varía según el tipo de levantamiento artificial, y que se encuentra diseñado de la siguiente manera:

Sistema de Bombeo Electrosumergible

Reemplazo de tarjetas electrónicas en los variadores de velocidad VSD, que se efectuaría cada 18 meses, además del mantenimiento de los dispositivos internos del VSD cada 6 meses.

Sistema de Bombeo Mecánico ROTAFLEX

El mantenimiento preventivo del equipo de superficie consiste en el cambio de la botella de nitrógeno, reemplazo de las pastillas de Freno de emergencia, y manuales, Cambio de aceite a la caja de engranajes cada año, engrase de rodamientos en motor eléctrico, cambio por desgaste de la correa cada año

Sistema de Bombeo Mecánico VSH2

El mantenimiento del equipo de superficie comprende el cambio del filtro de aceite hidráulico, engrase del motor y cambio del aceite hidráulico que se realizarán cada 6 meses, engrase del Stuffing Box cada mes, y llenado de los cilindros de nitrógeno cada año, además del mantenimiento del VSD cada 18 meses.

Teniendo en cuenta los periodos y condiciones de mantenimiento para cada uno de los tres sistemas de levantamiento artificial, se presentan a continuación los costos generados por este requerimiento, evaluados a tiempo de cada intervención por cambio de equipo de fondo.

Tabla 28. Costos de Mantenimiento para los sistemas de levantamiento artificial implementados en Caño Limón

MANTENIMIENTO SISTEMA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE								
Pozos	USCO-01	USCO-02	USCO-03	USCO-04	USCO-05	USCO-06	USCO-07	USCO-08
EQUIPO DE FONDO, (US\$)	95.255,00	90.110,00	100.815,00	141.325,00	93.060,00	99.125,00	85.530,00	98.405,00
EQUIPO DE SUPERFICIE, (US\$)	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
WELL SERVICES, (US\$)	55.000,00	55.000,00	55.000,00	55.000,00	55.000,00	55.000,00	55.000,00	55.000,00
TOTAL	160.255,00	155.110,00	165.815,00	206.325,00	158.060,00	164.125,00	150.530,00	163.405,00
# INSTALACIONES EQUIPO DE FONDO	7	2	1	8	1	2	8	8
TOTAL VIDA UTIL DEL POZO, (US\$)	1.121.785,00	310.220,00	165.815,00	1.650.600,00	158.060,00	328.250,00	1.204.240,00	1.307.240,00

MANTENIMIENTO SISTEMA BOMBEO MECANICO TIPO ROTAFLEX								
Pozos	USCO-01	USCO-02	USCO-03	USCO-04	USCO-05	USCO-06	USCO-07	USCO-08
EQUIPO DE FONDO, (US\$)	38.790,00	35.500,00	36.025,00	38.150,00	34.750,00	42.230,00	35.900,00	40.000,00
EQUIPO DE SUPERFICIE, (US\$)	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00
WELL SERVICES, (US\$)	52.300,00	52.300,00	52.300,00	52.300,00	52.300,00	52.300,00	52.300,00	52.300,00
TOTAL	103.090,00	99.800,00	100.325,00	102.450,00	99.050,00	106.530,00	100.200,00	104.300,00
# INSTALACIONES EQUIPO DE FONDO	11	3	1	11	1	3	11	12
TOTAL VIDA UTIL DEL POZO, (US\$)	1.133.990,00	299.400,00	100.325,00	1.126.950,00	99.050,00	319.590,00	1.102.200,00	1.251.600,00

MANTENIMIENTO SISTEMA BOMBEO MECANICO TIPO VSH2								
Pozos	USCO-01	USCO-02	USCO-03	USCO-04	USCO-05	USCO-06	USCO-07	USCO-08
EQUIPO DE FONDO, (US\$)	18.790,00	15.500,00	16.025,00	18.150,00	14.750,00	22.230,00	15.900,00	20.000,00
EQUIPO DE SUPERFICIE, (US\$)	8.000,00	8.000,00	8.000,00	8.000,00	8.000,00	8.000,00	8.000,00	8.000,00
WELL SERVICES, (US\$)	36.064,00	36.064,00	36.064,00	36.064,00	36.064,00	36.064,00	36.064,00	36.064,00
TOTAL	62.854,00	59.564,00	60.089,00	62.214,00	58.814,00	66.294,00	59.964,00	64.064,00
# INSTALACIONES EQUIPO DE FONDO	7	2	1	8	1	2	8	8
TOTAL VIDA UTIL DEL POZO, (US\$)	439.978,00	119.128,00	60.089,00	497.712,00	58.814,00	132.588,00	479.712,00	512.512,00

Fuente: Departamento de Producción y Operaciones, Occidental de Colombia Inc.

4.3. COSTOS DEL CONSUMO DE ENERGIA

En el Campo Caño Limón los costos por conceptos de energía eléctrica son muy altos por lo cual consumo de la misma es un parámetro fundamental en la selección y diseño del Sistema de Levantamiento Artificial a implementar en cada pozo, además que la disponibilidad del suministro eléctrico, bien sea comprada a ISA (Interconexión Eléctrica S.A.) o autogenerada por la planta de poder de Occidental de Colombia Inc., en ocasiones, no alcanza a abastecer el requerimiento total de energía para las operaciones integrales del Campo.

Los programas utilizados en Occidental de Colombia Inc. para el análisis de los costos de consumo energético de los equipos de levantamiento artificial tienen como valor estipulado de la energía consumida en MWh de US\$ 90,0 tanto para la energía comprada a ISA como la propiamente generada.

A través del Software AUTOGRAPH PC se calculó el consumo de energía eléctrica teórico en MWh para cada uno de los pozos seleccionados con el Sistema de Bombeo Electrosumergible, además de los costos por consumo diario y anual y también el costo total en la vida útil del pozo.

Usando el Software RodStar-d 3.0, se calculó el consumo de energía teórico en MWh para cada uno de los pozos seleccionados con cada uno de los sistemas de Bombeo Mecánico evaluados – ROTAFLEX y VSH2 – y los costos que por este servicio se generarán hasta el final de su vida útil.

En la Tabla que se presenta a continuación se muestran los resultados del análisis económico por concepto de Consumo de Energía.

Tabla 29. Egresos Producidos por Consumo de Energía Eléctrica evaluados para los Tres Sistemas de Levantamiento Artificial Implementados en el Campo Caño Limón

CONSUMO ENERGIA SISTEMA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE								
POZO	USCO-01	USCO-02	USCO-03	USCO-04	USCO-05	USCO-06	USCO-07	USCO-08
CONSUMO ENERGÍA, (MWh)	0,134	0,110	0,092	0,332	0,108	0,096	0,114	0,117
VALOR MWh, (US\$)	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
COSTO CONSUMO DIARIO, (US\$/d)	289,440	237,600	198,720	717,120	233,280	207,360	246,240	252,720
COSTO CONSUMO ANUAL, (US\$/ AÑOS)	105.645,600	86.724,000	72.532,800	261.748,800	85.147,200	75.686,400	89.877,600	92.242,800
TOTAL COSTOS CONSUMO VIDA UTIL DEL POZO, (US\$)	1.241.335,80	318.277,08	175.529,38	3.245.685,12	195.838,56	249.765,12	1.114.482,24	1.143.810,72

CONSUMO ENERGIA SISTEMA BOMBEO MECÁNICO TIPO ROTAFLEX								
POZO	USCO-01	USCO-02	USCO-03	USCO-04	USCO-05	USCO-06	USCO-07	USCO-08
CONSUMO ENERGÍA, (MWh)	0,097	0,074	0,068	0,103	0,090	0,067	0,087	0,082
VALOR MWh, (US\$)	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
COSTO CONSUMO DIARIO, (US\$/d)	209,520	159,840	146,880	222,480	194,400	144,720	187,920	177,120
COSTO CONSUMO ANUAL, (US\$/ AÑOS)	76.474,800	58.341,600	53.611,200	81.205,200	70.956,000	52.822,800	68.590,800	64.648,800
TOTAL COSTOS CONSUMO VIDA UTIL DEL POZO, (US\$)	898.578,90	214.113,67	129.739,10	1.006.944,48	163.198,80	174.315,24	850.525,92	801.645,12

CONSUMO ENERGIA SISTEMA BOMBEO MECÁNICO TIPO VSH2								
POZO	USCO-01	USCO-02	USCO-03	USCO-04	USCO-05	USCO-06	USCO-07	USCO-08
CONSUMO ENERGÍA, (MWh)	0,038	0,052	0,044	0,056	0,055	0,056	0,045	0,062
VALOR MWh, (US\$)	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
COSTO CONSUMO DIARIO, (US\$/d)	82,080	112,320	95,040	120,960	118,800	120,960	97,200	133,920
COSTO CONSUMO ANUAL, (US\$/ AÑOS)	29.959,200	40.996,800	34.689,600	44.150,400	43.362,000	44.150,400	35.478,000	48.880,800
TOTAL COSTOS CONSUMO VIDA UTIL DEL POZO, (US\$)	352.020,60	150.458,26	83.948,83	547.464,96	99.732,60	145.696,32	439.927,20	606.121,92

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

4.4. INGRESOS PRODUCCIÓN DIARIA

Para identificar cual de los tres sistemas de levantamiento artificial es más apropiado para cada uno de los pozos seleccionados es necesario comparar la producción actual y los días de operación del equipo con el Sistema de Bombeo Electrosumergible con el caudal determinado en el diseño operacional para el Sistema de Bombeo Mecánico para ROTAFLEX y VSH2 elaborados en el anterior capítulo. Es necesario aclarar que la producción establecida en el diseño del pozo para el Sistema de Bombeo Mecánico se mantiene igual tanto para la unidad ROTAFLEX como para la VSH2.

La Tabla 30 y 31. muestran los ingresos causados por la producción diaria de los sistemas de levantamiento artificial evaluados además en la Tabla 32. la comparación de los egresos por la producción diferida.

Tabla 30. Ingresos estimados de la producción de los pozos seleccionados del Campo Caño Limón mediante el Sistema de Bombeo Electrosumergible.

PRODUCCION ACTUAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE						
Pozo	DIAS DE OPERACIÓN	PRODUCCIÓN TOTAL, (BFPD)	BSW (%)	PRODUCCIÓN NETA, (BOPD)	INGRESOS DIARIOS, (US\$)	INGRESOS ANUALES, (US\$)
USCO-01	300	750	91	67,5	6.075,00	1.822.500,00
USCO-02	240	100	6	94	8.460,00	2.030.400,00
USCO-03	361	372	45	204,6	18.414,00	6.647.454,00
USCO-04	360	211	69	65,41	5.886,90	2.119.284,00
USCO-05	343	163	1	161,37	14.523,30	4.981.491,90
USCO-06	358	406	64	146,16	13.154,40	4.709.275,20
USCO-07	359	230	6	216,2	19.458,00	6.985.422,00
USCO-08	360	149	35	96,85	8.716,50	3.137.940,00
TOTAL				1052,09	94.688,10	32.433.767,10

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

Tabla 31. Ingresos estimados de la producción de los pozos seleccionados del Campo Caño Limón mediante el Sistema de Bombeo Mecánico Tipo Rotaflex ó VSH2

PRODUCCION PROPUESTA BOMBEO MECANICO ROTAFLEX - VSH2						
Pozo	DIAS DE OPERACIÓN	PRODUCCIÓN TOTAL, (BFPD)	BSW (%)	PRODUCCIÓN NETA, (BOPD)	INGRESOS DIARIOS, (US\$)	INGRESOS ANUALES, (US\$)
USCO-01	350	754,8	90	75,479	6.793,11	2.377.588,50
USCO-02	360	106,7	6	100,33	9.030,37	3.250.934,35
USCO-03	360	395,1	45	217,31	19.558,24	7.040.967,12
USCO-04	360	340,3	65	119,12	10.720,90	3.859.523,64
USCO-05	360	109	1	107,96	9.716,71	3.498.016,10
USCO-06	360	550	55	247,50	22.275,00	8.019.000,00
USCO-07	360	163,3	6	153,52	13.817,21	4.974.195,74
USCO-08	360	204,7	39	124,86	11.237,65	4.045.552,45
TOTAL				1146,10	103.149,19	37.065.777,91

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

Tabla 32. Egresos estimados por la producción diferida causada por los días de no operación por fallas en equipo de superficie o de fondo de los pozos seleccionados del Campo Caño Limón analizado para los tres Sistemas Levantamiento Artificial.

Pozo	PRODUCCIÓN DIFERIDA ANUAL, (BOPA)		EGRESOS ANUALES PRODUCCIÓN DIFERIDA, (US\$)	
	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO MECÁNICO
USCO-01	4.387,50	1.132,19	394.875,00	101.896,65
USCO-02	11.750,00	501,69	1.057.500,00	45.151,87
USCO-03	818,40	1.086,57	73.656,00	97.791,21
USCO-04	327,05	595,61	29.434,50	53.604,50
USCO-05	3.550,14	539,82	319.512,60	48.583,56
USCO-06	1.023,12	1237,50	92.080,80	111.375,00
USCO-07	1.297,20	767,62	116.748,00	69.086,05
USCO-08	484,25	624,31	43.582,50	56.188,23
TOTAL	23.637,66	6.485,30	2.127.389,40	583.677,06

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

Después de analizar los posibles ingresos por la comercialización de la producción diaria y los egresos generados por la inversión inicial, costos de mantenimiento, gastos por consumo de energía y producción diferida, se puede plantear que el sistema de levantamiento artificial más adecuado para cada uno de los ocho pozos del Campo Caño Limón seleccionados para su rediseño y que se ajusta mejor a las condiciones de operación determinadas en el capítulo anterior es el sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico mediante la implementación de las unidades Rotaflex y VSH2, lo cual permite definir la propuesta definitiva acerca de cuantas unidades de cada tipo de levantamiento por Bombeo Mecánico se van a utilizar. En la Tabla 33. se especifica el tipo de Bombeo Mecánico que se implementará en cada pozo.

Tabla 33. Tipo de Bombeo Mecánico a implementar

POZO	ESTADO ACTUAL	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO PROPUESTO
USCO-01	Apagado	ROTAFLEX
USCO-02	Apagado	VSH2
USCO-03	Operando con ESP	ROTAFLEX
USCO-04	Operando con ESP	ROTAFLEX
USCO-05	Operando con ESP	VSH2
USCO-06	Operando con ESP	ROTAFLEX
USCO-07	Operando con ESP	VSH2
USCO-08	Operando con ESP	VSH2

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

Al definir el tipo de unidad de bombeo mecánico a utilizar en cada pozo se comparó esta propuesta con respecto a la de producir estos pozos con el sistema de bombeo electrosumergible, obteniendo los siguientes resultados económicos teniendo en cuenta los ingresos y egresos.

La evaluación económica del proyecto se realizó para un periodo de dos (2) años, analizándolo para los tres sistemas de levantamiento artificial considerados.

Tabla 34. Comparación Económica de las dos propuestas del sistema de levantamiento artificial a implementar en los ocho pozos seleccionados del Campo Caño Limón

EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL								
POZO	USCO-01		USCO-02		USCO-03		USCO-04	
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	ESP	BM	ESP	BM	ESP	BM	ESP	BM
PRODUCCION NETA ANUAL, (BOPA)	20.250,00	26.417,65	22.560,00	36.121,49	73.860,60	78.232,97	23.547,60	42.883,60
INGRESOS ANUALES, (US\$)	1.822.500,00	2.377.588,50	2.030.400,00	3.250.934,35	6.647.454,00	7.040.967,12	2.119.284,00	3.859.523,64
COSTO INVERSIÓN INICIAL, (US\$)	238.255,00	474.375,00	233.110,00	289.569,00	243.815,00	481.610,00	284.325,00	483.735,00
COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO, (US\$)	160.255,00	103.090,00	155.110,00	59.564,00	165.815,00	100.325,00	206.325,00	102.450,00
COSTO ANUAL CONSUMO DE ENERGIA, (US\$)	105.645,60	76.474,80	86.724,00	40.996,80	72.532,80	53.611,20	261.748,80	81.205,20
EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL								
POZO	USCO-05		USCO-06		USCO-07		USCO-08	USCO-08
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	ESP	BM	ESP	BM	ESP	BM	ESP	BM
PRODUCCION NETA ANUAL, (BOPA)	55.349,91	38.866,85	52.325,28	89.100,00	77.615,80	55.268,84	34.866,00	44.950,58
INGRESOS ANUALES, (US\$)	4.981.491,90	3.498.016,10	4.709.275,20	8.019.000,00	6.985.422,00	4.974.195,74	3.137.940,00	4.045.552,45
COSTO INVERSIÓN INICIAL, (US\$)	236.060,00	274.394,00	242.125,00	487.815,00	228.530,00	274.534,00	241.405,00	279.744,00
COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO, (US\$)	158.060,00	58.814,00	164.125,00	106.530,00	150.530,00	59.964,00	163.405,00	64.064,00
COSTO ANUAL CONSUMO DE ENERGIA, (US\$)	85.147,20	43.362,00	75.686,40	52.822,80	89.877,60	35.478,00	92.242,80	48.880,80

COMPARACIÓN DE LOS PROYECTOS EVALUADOS ESP vs BOMBEO MECÁNICO		
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	ESP	BM
TOTAL PRODUCCION NETA ANUAL, (BOPA)	360.375,19	411.841,98
TOTAL INGRESOS ANUALES, (US\$)	32.433.767,10	37.065.777,91
TOTAL COSTO INVERSIÓN INICIAL, (US\$)	1.947.625,00	3.045.776,00
TOTAL COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO, (US\$)	1.323.625,00	654.801,00
TOTAL COSTO ANUAL CONSUMO DE ENERGIA, (US\$)	869.605,20	432.831,60

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

4.5. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO TIPO ROTAFLEX Y VSH2

En el estudio económico para determinar la factibilidad o no de implementar el sistema de Bombeo Mecánico tipo Rotaflex y VSH2 como mecanismo de levantamiento artificial para los ocho (8) pozos seleccionados se realizó el análisis teniendo en cuenta los egresos generados por la inversión inicial, costos de mantenimiento y consumo de energía, costos de transporte y producción para un periodo de dos (2) años, para determinar la utilidad en cada pozo del proyecto, por esta razón la evaluación se hizo para cada pozo y no de manera general.

La fase inicial del proyecto comprende la instalación de los equipos de fondo y superficie de las cuatro (4) unidades hidráulicas VSH2 y de la (4) unidades Rotaflex en los ocho (8) pozos propuestos para su rediseño, generando al inicio un Valor Presente Neto (VPN) negativo. Este valor es el costo de inversión inicial que se mostró en la Tabla 34. en la evaluación del Bombeo Mecánico.

Para la evaluación de este proyecto, los ingresos y los egresos generados a un término de dos (2) años por concepto de inversión inicial, mantenimiento y producción se convierten a Valor Presente Neto, cuyos resultados se presentan en la Tabla 35, mostrando la comparación entre la ejecución del proyecto con Bombeo Mecánico ó Bombeo Electrosumergible.

Por último, se puede afirmar, basados en un análisis económico a 2 años, que la implementación del Sistema de Bombeo Mecánico con las unidades VSH2 y ROTAFLEX, es totalmente viable y de alta rentabilidad, esto se sustenta en el Valor Presente Neto altamente favorable y que tiene una diferencia positiva de aproximadamente 2,2 millones de dólares, con el otro proyecto de implementación de bombeo electrosumergible, además de una Tasa Interna de Retorno (TIR), mayor al 300% en todos los pozos.

Tabla 35. Valor Presente Neto evaluado a un Horizonte de 2 años de las dos propuestas del sistema de levantamiento artificial a implementar en los ocho pozos seleccionados del Campo Caño Limón

VALOR PRESENTE NETO (HORIZONTE A 2 AÑOS)		
POZO	BOMBEO MECÁNICO, (US\$)	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, (US\$)
USCO-01	1.456.070,60	1.535.549,49
USCO-02	2.332.162,90	2.270.870,28
USCO-03	1.349.225,37	1.657.845,91
USCO-04	2.652.161,60	2.821.267,45
USCO-05	975.773,34	916.541,45
USCO-06	5.756.712,17	3.067.426,53
USCO-07	3.364.491,82	3.303.199,21
USCO-08	2.956.152,62	2.894.860,00
VPN TOTAL, (US\$)	20.633.920,60	18.467.560,31

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid

5. CONCLUSIONES

- ✓ Se determinó la viabilidad de optimizar la producción en ocho (8) pozos del Campo Caño Limón mediante la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico a través de Unidades Hidráulicas y Rotaflex.
- ✓ Se desarrolló una metodología basada en criterios Técnicos, Operacionales y Económicos para identificar los pozos candidatos donde la implementación del Sistema de Bombeo Mecánico sea factible en el Campo Caño Limón.
- ✓ Se realizó un análisis técnico - económico que permitió establecer que la mejor opción para implementar como mecanismo de levantamiento artificial es el Sistema de Bombeo Mecánico tipo Rotaflex y VSH2 en los ocho pozos seleccionados del Campo Caño Limón.
- ✓ Se elaboró el diseño mecánico y operacional de los pozos que se seleccionaron para producirlos mediante el Sistema de Bombeo Mecánico en el Campo Caño Limón, con el cual se determinaron las condiciones óptimas de funcionamiento del pozo.
- ✓ Se comprobó a través del análisis técnico que las unidades VSH2 tienen un excelente comportamiento en pozos de baja aporte del yacimiento donde el equipo de fondo opera en excelentes condiciones en comparación con el Bombeo Electrosumergible.
- ✓ Mediante la implementación de las unidades VSH2 y Rotaflex se reducen los tiempos de no operación causados por fallas mecánicas ó eléctricas del equipo de fondo, disminuyendo de esta manera la producción diferida y por consiguiente los egresos que por este concepto se generen. Esto se demostró con los pozos que ya operan en el Campo Caño Limón con estos sistemas.
- ✓ Con la implementación de las cuatro (4) Unidades VSH2 y cuatro (4) unidades Rotaflex habrá un impacto positivo en la producción diaria de los ocho (8) pozos seleccionados que aumentarán los ingresos de Occidental de Colombia Inc.
- ✓ Se estableció que las ganancias estimadas por la implementación del Sistema de Bombeo Mecánico mediante unidades VSH2 y la unidad

Rotaflex son cercanas a los 20 millones de dólares en los dos (2) años de operación planeados inicialmente con este sistema, lo que indica que es un proyecto muy atractivo y rentable para las expectativas de desarrollo del Campo esperados por Occidental de Colombia Inc.

- ✓ Se comprobó que la instalación del Sistema de Bombeo Mecánico tipo VSH2 y Rotaflex como sistema de Levantamiento Artificial en los ocho (8) pozos seleccionados, disminuirá en un 57% los costos por el consumo de energía facilitando que este ahorro de energía pueda ser utilizado en otros pozos operados con bombeo electrosumergible con el propósito de subir la frecuencia de operación y ganar mayor producción

6. RECOMENDACIONES

- ✓ La implementación en los pozos USCO-01, 02 y 03 la tecnología para el manejo de la arena denominado Top Sand Packer Protector, con doble válvula fija y viajera, pistón combinado y guía cerrada, para un mejor funcionamiento en el desarrollo de los pozos.

- ✓ La implementación de manera inmediata de la unidad ROTAFLEX y VSH2 en los pozos USCO-01 y USCO-02 respectivamente, ya que son pozos que desde hace dos años están apagados y que su vuelta en operación traería un aumento de 175 BOPD en la producción diaria.

- ✓ Se recomienda un estudio de similares características para evaluar la factibilidad de continuar con la implementación de estos equipos de Bombeo Mecánico en otros pozos problemáticos debido a sus altos beneficios en los costos de mantenimiento y consumo de energía.

- ✓ Si los estudios arrojan resultados satisfactorios para las objetivos de la empresa, se recomienda la adquisición de otras 10 unidades de Bombeo Mecánico VSH2 con el fin de hacer un estudio a los pozos con producción inferior a 500 BFPD y realizar un cambio de sistema de Levantamiento Artificial permitiendo la disminución del consumo de energía por estos pozos.

7. BIBLIOGRAFIA

BACA, G. Ingeniería Económica. Sexta Edición. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá, Colombia. 2000.

BAKER HUGHES COMPANY-CENTRILIFT. Handbook for Electrical Submersible Pumping Systems. Claremore, Oklahoma. 1997.

BRADLEY, H. B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers (SPE). Richardson, Texas. United States. 1997.

BROWN K. E. *Overview of Artificial Lift Systems*. Paper SPE 9979. Tulsa University and Society of Petroleum Engineers Inc.

CLEGG, J., BUCARAM, S. and HEIN Jr., N. *New Recommendations and Comparisons for Artificial Lift Method Selection*. Paper SPE 24834, and Society of Petroleum Engineers Inc. 1992.

GONZALEZ, H., CARDONA, C., GRANADILLO, A. *Bombeo Mecánico para Ingenieros*. International Training Group Technical Assistances. ESP OIL Engineering Consultans. Maracaibo, Venezuela. 2004.

HEINZE, L. R., WINKLER, H. W. and LEA, J. *Decision Tree for Selection of Artificial Lift Method*. Paper SPE 29510. Texas Tech University, AMOCO Production Company and Society of Petroleum Engineers Inc.

LANDMARK GRAPHICS CORPORATION. Drilling Information Management Systems, DIMS. Base de Datos. Occidental de Colombia, Inc. Caño Limón, 2007.

LEGUIZAMÓN, J. y MALAGÓN, C. *“Parámetros de Selección de Bombas Electro sumergibles minimizando Fallas por Pérdidas de Eficiencia en Caño Limón”*. Proyecto de Grado. Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C., Colombia. 2001.

MACHETE, E. *“Análisis del Desempeño de Los Sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el Campo Caño Limón”*. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Colombia. 2007.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. Operation Systems: Artificial Lift System, Field Data Gathering System, Production Reporting, Production Geology, LOWIS, Mechanics States, Production Graphics. Base de Datos Corporativa. Caño Limón. Arauca. Colombia, 2007 - 2008.

..... Artificial Lift Failures. Base Ingeniero de Producción. Beam Pumping Data Base. Base de Datos Corporativa. Caño Limón. Arauca, Colombia. 2007 – 2008.

RIVERO R. T. y DOMINGUEZ J. G. Caño Limon Field Colombia: The Latest Giant Oil Reservoir in South America. SPE N° 15153, 1988.

RODSTAR 2.42 For Windows. Copyright 2007 Theta Enterprises. Reservados todos los Derechos.

SERRANO, J. Matemáticas Financieras y Evaluación de Proyectos. Ediciones Uniandes. Facultad de Administración. Universidad de Los Andes. Bogotá, Colombia. 2004.

SRP Calculator™ Sucker-Rod Pumping System Design Tool. Copyright 2008 Unico, Inc. Todos los derechos Reservados.

TAKÁCS, G. PH D. *Modern Sucker Rod Pumping*. Traducido por: INPESA LTDA. *“Bombeo Mecánico Moderno”*. Consultarías y Servicios Integrados de Ingeniería Ltda. Bucaramanga, Colombia.

WAYNE M. *Rotaflex Instalation and Operation Manual*. Weatherford. United States. 2005.

WEATHERFORD ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS. Cronograma de Mantenimiento Unidad VSH2. Caño Limón, Arauca, Colombia. 2006.

..... Operación Unidad VSH2. Unidades Hidráulicas de Velocidad Variable. Caño Limón, Arauca, Colombia. 2005.

..... *Reciprocating Rod Lift. Conventional Pumping Units.* Houston, TX, United States. 2005.

..... VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Pumping Unit. U.S.A., 2002.

..... VSH2 Set-Up & Operating Manual. U.S.A. 2002.

WELLFLO TM for WindowsTM Version 3.8.2. User's Guide, 2006. FLOSYSTEM

ANEXOS

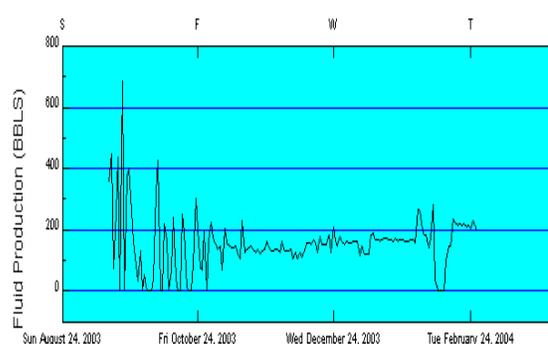
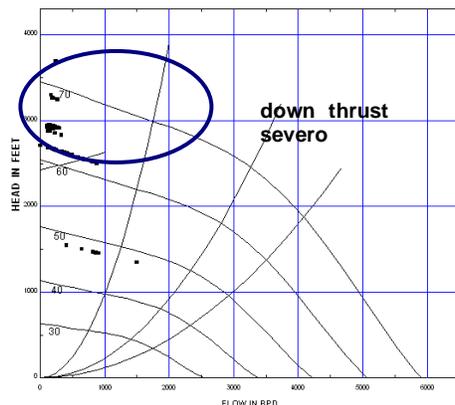
ANEXO A. DESEMPEÑO DE CORRIDA ESP EN POZOS DE LA FORMACIÓN CARBONERA SUPERIOR (C5)

La formación Carbonera Superior (C5), se caracteriza por tener muy bajo soporte de presión (P estática < 500 psi), lo cual hace que las bombas ESP caigan en un downthrust severo, quedando sobredimensionadas, ya que no están diseñadas para trabajar bajos caudales propios de estas presiones, además este genera también un grave problema en el motor; como se explica en el capítulo 3, al ser bajo el soporte de presión, se corre más riesgo de tener un FLAP o una sumergencia casi nula haciendo que no haya refrigeración en el motor.

A.1 CAÑO LIMÓN 33

Desempeño de la corrida #1 y #2 del pozo CL-33

WELL	#	START DATE	FAILURE DATE	PULLING DATE	RUN LIFE	ALS	Depth	Type	HP	CQ	FAILURE PART SUBDIVISION
CL-33	1	14-Sep-03	28-Feb-04	28-Feb-04	128	ESP	6000	GC-2900	76	CTL	LOW EFFICIENCY
CL-33	2	02-Mar-04	25-Apr-04	25-Apr-04	41	ESP	5000	FC-1800	76	CTL	LOW EFFICIENCY



En este pozo la falla se presentó por baja eficiencia, aunque la producción fue un poco estable como se muestra en el gráfico de la derecha, solo tuvo un run life de 128 días en la primera corrida y Luego fue de solo 41 días. Fue imposible producir en este pozo, sin caer en la zona de down thrust.

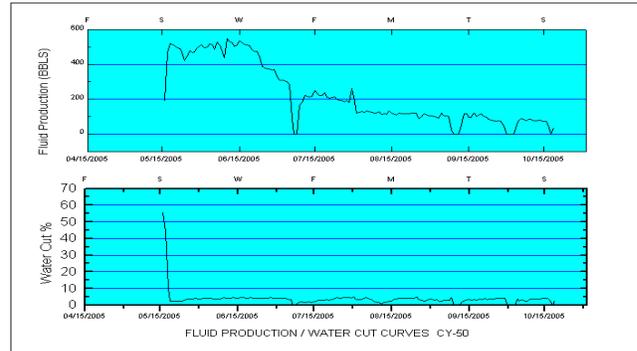
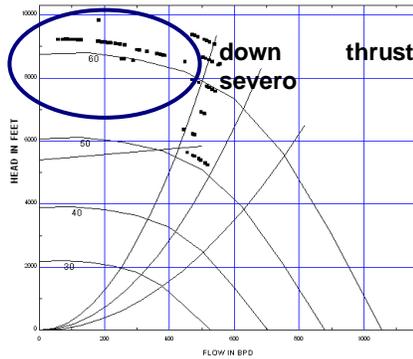
A.2 CAÑO YARUMAL 50

El completamiento inicial del pozo fue en mayo de 2005, corriéndose una bomba ESP FC-650 para producir de un solo intervalo de la formación C5. El equipo

presento falla con 141 días por el bajo soporte de presión del intervalo que causo la perdida de eficiencia del equipo.

Desempeño de corrida #1 del pozo CY-50

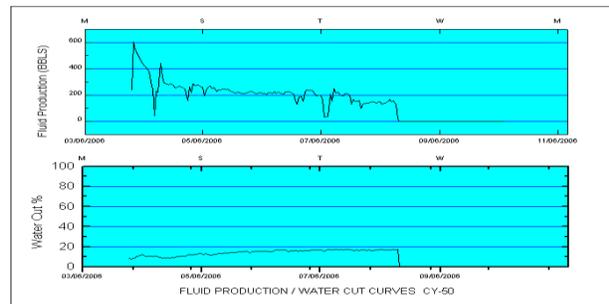
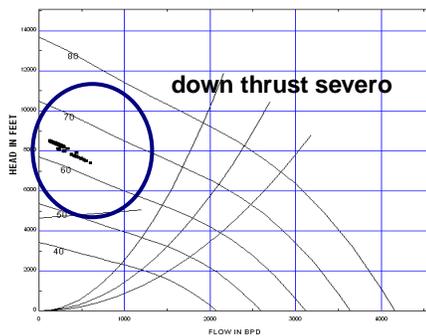
WELL	#	START DATE	FAILURE DATE	PULLING DATE	RUN LIFE	ALS	Depth	Type	HP	CO	COMMENTS
CY-50	1	16-May-05	23-Oct-05	12-Feb-06	141	ESP	7102	FC-650	76	CTL	BAJO SOPORTE DE YACIMIENTO



Luego de esto, se cañoneo un intervalo mas arriba perteneciente a la misma formación C5 pero se obtuvo el mismo resultado de la corrida anterior, la baja productividad del intervalo repercutió en la falla del equipo de ESP.

Desempeño de corrida #2 del pozo CY-50

WELL	#	START DATE	FAILURE DATE	PULLING DATE	RUN LIFE	ALS	Depth	Type	HP	CO	COMMENTS
CY-50	2	30-Mar-06	15-Aug-06	09-Oct-06	131	ESP	7215	FC-1800	152	CTL	LOW WELL PRODUCTION. HIGH TEMPERATURE.



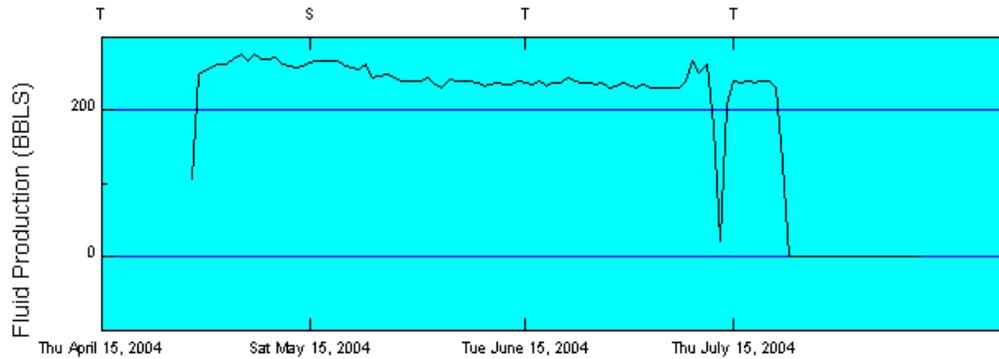
ANEXO B. DESEMPEÑO DE CORRIDA ESPCP

Las siguientes corridas del sistema de ESPCP, se hicieron como alternativa de producción en un pozo que había presentado fallas con el sistema de ESP, pero los resultados no fueron los mejores: un tiempo de vida promedio de 10.12 meses. La mala selección del elastómero junto con la alta producción de arena del pozo causó la deficiencia en el desempeño de los equipos ESPCP.

B.1. CAÑO LIMÓN 33

Desempeño de corridas #3 y #4 del pozo CL-33

WELL	#	START DATE	FAILURE DATE	PULLING DATE	RUN LIFE	ALS	Depth	Type	HP	CO	COMMENTS
CL-33	3	28-Apr-04	22-Jul-04	11-Aug-04	84	ESP-CP	7208	130-D-3600	38	CTL	MOTOR GROUNDED
CL-33	4	15-Aug-04	08-Feb-06	04-Jul-06	532	ESP-CP	7221	130-D-3600	38	CTL	Large amount of sand was found in the discharge. Flex shaft was found bent and twisted.



ANEXO C: PARÁMETROS DE DISEÑO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

Basados en los parámetros de yacimientos para cada uno de los ocho pozos que se presentan más adelante, suministrados por el departamento de Yacimientos de Occidental de Colombia Inc., se realizaron los diseños de las bombas del equipo de fondo de las unidades VSH2 y la unidad ROTAFLEX.

C.1 Pozo USCO-01

Figura C.1. Parámetros de Diseño USCO-01

	PUMP DESIGN RESERVOIR DATA	
	DATE: <u>AUGUST 16, 2008</u>	WELL: <u>USCO-01</u>
	OPEN SANDS: <u>C5A</u>	
CURRENT CONDITIONS		
STATIC PRESSURE: <u>720,2</u> PSIA AT <u>7.900</u> FT-TVSS		
STATIC PRESSURE: <u>550</u> PSIA AT PMP <u>7.487,5</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>7,5</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>90</u> %		
IN 15 MONTHS		
STATIC PRESSURE: <u>519,2</u> PSIA AT <u>7.900</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>7,8</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>92,5</u> %		
REMARKS:		RECOMMENDED
Y- TOOL: NO		PACKER: YES
		RATE: 755 BFPD
PERFORMED BY: <u>XXXXXXXXXXXXXXXX</u>		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos.

C.2 Pozo USCO-02

Figura C.2. Parámetros de Diseño USCO-02

	PUMP DESIGN RESERVOIR DATA	
	DATE: <u>AUGUST 9, 2008</u>	WELL: <u>USCO - 02</u>
	OPEN SANDS: <u>C5B</u>	
CURRENT CONDITIONS		
STATIC PRESSURE: <u>672,6</u> PSIA AT <u>8.360</u> FT-TVSS		
STATIC PRESSURE: <u>400</u> PSIA AT PMP <u>7.611</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>2,3</u> BFPD/PSI		
WATER CUT: <u>6 %</u>		
IN 15 MONTHS		
STATIC PRESSURE: <u>625,6</u> PSIA AT <u>8.360</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>2,9</u> BFPD/PSI		
WATER CUT: <u>27,8 %</u>		
REMARKS:		RECOMMENDED
Y- TOOL: <u>NO</u>		PACKER: <u>NO</u>
		RATE: <u>107 BFPD</u>
PERFORMED BY: <u>XXXXXXXXXXXX</u>		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

C.3 Pozo USCO-03

Figura C.3. Parámetros de Diseño USCO-03

	PUMP DESIGN RESERVOIR DATA	
	DATE: <u>AUGUST 12 , 2008</u>	WELL: <u>USCO - 03</u>
		OPEN SANDS: <u>C5</u>
CURRENT CONDITIONS		
STATIC PRESSURE: <u>451,6</u> PSIA AT <u>8.644</u> FT-TVSS		
STATIC PRESSURE: <u>227</u> PSIA AT PMP <u>8.065</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>6,3</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>55</u> %		
IN 15 MONTHS		
STATIC PRESSURE: <u>388,6</u> PSIA AT <u>8.644</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>14,3</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>92,4</u> %		
REMARKS:		RECOMMENDED
Y- TOOL: <u>YES</u> PACKER: <u>NO</u>		RATE: <u>395 BFPD</u>
PERFORMED BY: <u>XXXXXXXXXX</u>		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

C.4 Pozo USCO-04

Figura C.4. Parámetros de Diseño USCO-04

	PUMP DESIGN RESERVOIR DATA	
	DATE: <u>AUGUST 03, 2008</u>	WELL: <u>USCO-04</u>
	OPEN SANDS: <u>M2B, M3A</u>	
CURRENT CONDITIONS		
STATIC PRESSURE: <u>504,5</u> PSIA AT <u>7990</u> FT-TVSS		
STATIC PRESSURE: <u>374,2</u> PSIA AT PMP <u>7.662,5</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>14,7</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>65</u> %		
IN 15 MONTHS		
STATIC PRESSURE: <u>481,5</u> PSIA AT <u>7.990</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>16,7</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>72,4</u> %		
REMARKS:		RECOMMENDED
Y- TOOL: <u>NO</u> PACKER: <u>NO</u>		RATE: <u>340 BFPD</u>
PERFORMED BY: <u>XXXXXXXXXX</u>		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

C.5 Pozo USCO-05

Figura C.5. Parámetros de Diseño USCO-05

	PUMP DESIGN RESERVOIR DATA	
	DATE: <u>AUGUST 10, 2008</u>	WELL: <u>USCO-05</u>
		OPEN SANDS: <u>C5</u>
CURRENT CONDITIONS		
STATIC PRESSURE: <u>464,5</u> PSIA AT <u>7.974</u> FT-TVSS		
STATIC PRESSURE: <u>224,9</u> PSIA AT PMP <u>7.317,5</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>5,5</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>1</u> %		
IN 15 MONTHS		
STATIC PRESSURE: <u>444,5</u> PSIA AT <u>7.974</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>16,0</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>77,9</u> %		
REMARKS:		RECOMMENDED
Y- TOOL: NO		PACKER: NO
		RATE: <u>109 BFPD</u>
PERFORMED BY: <u>XXXXXXXXXX</u>		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

C.6 Pozo USCO-06

Figura C.6. Parámetros de Diseño USCO-06

	PUMP DESIGN RESERVOIR DATA	
	DATE: <u>AUGUST 10, 2008</u>	WELL: <u>USCO-06</u>
		OPEN SANDS: <u>C4C</u>
CURRENT CONDITIONS		
STATIC PRESSURE: <u>787,7</u> PSIA AT <u>8000</u> FT-TVSS		
STATIC PRESSURE: <u>473,7</u> PSIA AT PMP <u>7,211</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>7,3</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>55</u> %		
IN 15 MONTHS		
STATIC PRESSURE: <u>750,7</u> PSIA AT <u>8000</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>7,9</u> BFPD/PSIA		
WATER CUT: <u>60,9</u> %		
REMARKS:		RECOMMENDED
Y- TOOL: <u>NO</u> PACKER: <u>NO</u>		RATE: <u>550 BFPD</u>
PERFORMED BY: <u>XXXXXXXXXX</u>		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

C.7 Pozo USCO-07

Figura C.7. Parámetros de Diseño USCO-07

	PUMP DESIGN RESERVOIR DATA	
	DATE: <u>AUGUST 15TH, 2008</u>	WELL: <u>USCO - 07</u>
	OPEN SANDS : <u>K2A1</u>	
CURRENT CONDITIONS		
STATIC PRESSURE: <u>294,8</u> PSIA AT <u>7.958</u> FT-TVSS		
STATIC PRESSURE: <u>228</u> PSIA AT PMP <u>7.783</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>16.0</u> BFPD/PSI		
WATER CUT: <u>6 %</u>		
IN 15 MONTHS		
STATIC PRESSURE: <u>284,8</u> PSIA AT <u>7.958</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>22,3</u> BFPD/PSI		
WATER CUT: <u>35,9 %</u>		
REMARKS:		RECOMMENDED
Y- TOOL: <u>NO</u> PACKER: <u>NO</u>		RATE: <u>163</u> BFPD
PERFORMED BY: <u>XXXXXXXXXXXX</u>		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

C.8 Pozo USCO-08

Figura C.8. Parámetros de Diseño USCO-08

	PUMP DESIGN RESERVOIR DATA	
	DATE: <u>AUGUST 15</u> , 2008	WELL: <u>USCO - 08</u>
		OPEN SANDS : <u>C5</u>
CURRENT CONDITIONS		
STATIC PRESSURE: <u>640,1</u> PSIA AT <u>8.092</u> FT-TVSS		
STATIC PRESSURE: <u>400,7</u> PSIA AT PMP <u>7.469</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>5,5</u> BFPD/PSI		
WATER CUT: <u>39 %</u>		
IN 15 MONTHS		
STATIC PRESSURE: <u>603,1</u> PSIA AT <u>8.092</u> FT-TVSS		
PRODUCTIVITY INDEX: <u>6,8</u> BFPD/PSI		
WATER CUT: <u>53,4 %</u>		
REMARKS:		RECOMMENDED
Y- TOOL: <u>NO</u> PACKER: <u>NO</u>		RATE: <u>205</u> BFPD
PERFORMED BY: <u>XXXXXXXXXX</u>		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

ANEXO D. DISEÑO EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO USANDO LA HOJA DE CÁLCULO SRP CALCULATOR™.

La hoja de cálculo SRP Calculator™, se usa para validar los datos obtenidos con el software Rodstar 3.0. Los valores de interés para la validación son la carga máxima y mínima sobre la barra lisa, así como la carga que ejerce la columna de fluido. En el diseño final, los datos usados serán los que arroje el software de Rodstar 3.0.

D.1 Pozo USCO-01

Figura D.1. Cálculo de Diseño USCO-01

Calculate SRP Calculator™ <i>Sucker-Rod Pumping System Design Tool</i>			
Well			
Well Name	USCO-01	Fluid Production Rate (bpd)	758
Pump Speed (spm)	4.2	Oil Production Rate (bpd)	76
Pump Depth (ft) ?	7029	Polished Rod Power (hp)	53.1
Fluid Depth (ft) ?	6729	Minimum Motor Size (hp)	75.0
Tubing Pressure (psi)	60		
Casing Pressure (psi)	5		
Fluid			
Water Cut (%)	90.0	Oil Specific Gravity	0.882
Water Specific Gravity	1.000	Fluid Specific Gravity	0.988
Oil API Specific Gravity	29.0	Fluid Column Load (lb)	17510
Pumping Unit			
Class	Rotaflex	Max. Gearbox Torque (M in-lb)	1807.52
Stroke Length (in) ?	306.00	Existing CB Effect (lb)	121212
Structural Unbalance (lb) ?	-900	Required CB Effect (lb)	25428
Existing CB Moment (M in-lb) ?	2000.00	Required CB Moment (M in-lb)	419.56
Rod String			
Type	Coupled	Buoyant Rod Load (lb)	15773
Total Rod Length (ft) ?	7029	Maximum Rod Load (lb)	38291
Upper Section Length (ft) ?	2990	Minimum Rod Load (lb)	10765
Lower Section Length (ft) ?	4039	Upper Section Stress (psi)	48414
Sinker Bar Length (ft) ?	0	Middle Section Stress (psi)	41069
Upper Section Diameter (in)	1.000	Lower Section Stress (psi)	47146
Lower Section Diameter (in)	0.875		
Sinker Bar Diameter (in)	0.000		
Drag Friction Coefficient ?	0.100		
Stuffing Box Friction (lb)	100		
Tubing			
Tubing Diameter (in)	4.500	Tubing Stretch (in)	0.00
Tubing Anchor Distance (ft) ?	7029		
Pump			
Plunger Diameter (in)	2.750	Pump Stroke (in)	240.85
Pump Efficiency (%)	85.0		
Pump Fill Ratio (%)	100.0		
Pump Friction (lb)	200		

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

D.2 Pozo USCO-02

Figura D.2. Cálculo de Diseño USCO-02

Calculate SRP Calculator™
Sucker-Rod Pumping System Design Tool

Well			
Well Name	USCO-02	Fluid Production Rate (bpd)	146
Pump Speed (spm)	5.0	Oil Production Rate (bpd)	137
Pump Depth (ft) ?	7500	Polished Rod Power (hp)	10.3
Fluid Depth (ft) ?	7450	Minimum Motor Size (hp)	25.0
Tubing Pressure (psi)	76		
Casing Pressure (psi)	5		

Fluid			
Water Cut (%)	6.0	Oil Specific Gravity	0.882
Water Specific Gravity	1.000	Fluid Specific Gravity	0.889
Oil API Specific Gravity	29.0	Fluid Column Load (lb)	5192

Pumping Unit			
Class	Class I	Max. Gearbox Torque (M in-lb)	1190.40
Stroke Length (in) ?	144.00	Existing CB Effect (lb)	27778
Structural Unbalance (lb) ?	-800	Required CB Effect (lb)	167.17
Existing CB Moment (M in-lb) ?	2000.00	Required CB Moment (M in-lb)	1203.59

Rod String			
Type	Coupled	Buoyant Rod Load (lb)	13321
Total Rod Length (ft) ?	7500	Maximum Rod Load (lb)	21389
Upper Section Length (ft) ?	2000	Minimum Rod Load (lb)	10444
Lower Section Length (ft) ?	5500	Upper Section Stress (psi)	27006
Sinker Bar Length (ft) ?	0	Middle Section Stress (psi)	25484
Upper Section Diameter (in)	1.000	Lower Section Stress (psi)	34686
Lower Section Diameter (in)	0.750		
Sinker Bar Diameter (in)	0.000		
Drag Friction Coefficient ?	0.100		
Stuffing Box Friction (lb)	100		

Tubing			
Tubing Diameter (in)	3.500	Tubing Stretch (in)	0.00
Tubing Anchor Distance (ft) ?	7500		

Pump			
Plunger Diameter (in)	1.500	Pump Stroke (in)	116.93
Pump Efficiency (%)	95.0		
Pump Fill Ratio (%)	100.0		
Pump Friction (lb)	200		

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

D.3 Pozo USCO-03

Figura D.3. Cálculo de Diseño USCO-03

Calculate SRP Calculator™
Sucker-Rod Pumping System Design Tool

Well			
Well Name	USCO-03	Fluid Production Rate (bpd)	444
Pump Speed (spm)	3.2	Oil Production Rate (bpd)	200
Pump Depth (ft) ?	7960	Polished Rod Power (hp)	31.7
Fluid Depth (ft) ?	7900	Minimum Motor Size (hp)	50.0
Tubing Pressure (psi)	100		
Casing Pressure (psi)	5		

Fluid			
Water Cut (%)	55.0	Oil Specific Gravity	0.882
Water Specific Gravity	1.000	Fluid Specific Gravity	0.947
Oil API Specific Gravity	29.0	Fluid Column Load (lb)	13261

Pumping Unit			
Class	Rotaflex	Max. Gearbox Torque (M in-lb)	1757.45
Stroke Length (in) ?	306.00	Existing CB Effect (lb)	121212
Structural Unbalance (lb) ?	-900	Required CB Effect (lb)	25165
Existing CB Moment (M in-lb) ?	2000.00	Required CB Moment (M in-lb)	415.22

Rod String			
Type	Coupled	Buoyant Rod Load (lb)	17634
Total Rod Length (ft) ?	7960	Maximum Rod Load (lb)	34730
Upper Section Length (ft) ?	2885	Minimum Rod Load (lb)	13800
Lower Section Length (ft) ?	5075	Upper Section Stress (psi)	43880
Sinker Bar Length (ft) ?	0	Middle Section Stress (psi)	37287
Upper Section Diameter (in)	1.000	Lower Section Stress (psi)	42804
Lower Section Diameter (in)	0.875		
Sinker Bar Diameter (in)	0.000		
Drag Friction Coefficient ?	0.100		
Stuffing Box Friction (lb)	100		

Tubing			
Tubing Diameter (in)	3.500	Tubing Stretch (in)	0.00
Tubing Anchor Distance (ft) ?	7960		

Pump			
Plunger Diameter (in)	2.250	Pump Stroke (in)	247.74
Pump Efficiency (%)	95.0		
Pump Fill Ratio (%)	100.0		
Pump Friction (lb)	200		

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

D.4 Pozo USCO-04

Figura D.4. Cálculo de Diseño USCO-04

Calculate SRP Calculator™
Sucker-Rod Pumping System Design Tool

Well			
Well Name	USCO-04	Fluid Production Rate (bpd)	339
Pump Speed (spm)	4.0	Oil Production Rate (bpd)	119
Pump Depth (ft) ?	7350	Polished Rod Power (hp)	29.9
Fluid Depth (ft) ?	7320	Minimum Motor Size (hp)	40.0
Tubing Pressure (psi)	110		
Casing Pressure (psi)	5		

Fluid			
Water Cut (%)	65.0	Oil Specific Gravity	0.882
Water Specific Gravity	1.000	Fluid Specific Gravity	0.959
Oil API Specific Gravity	29.0	Fluid Column Load (lb)	7563

Pumping Unit			
Class	Rotaflex	Max. Gearbox Torque (M in-lb)	.797.98
Stroke Length (in) ?	306.00	Existing CB Effect (lb)	121212
Structural Unbalance (lb) ?	-900	Required CB Effect (lb)	20687
Existing CB Moment (M in-lb) ?	2000.00	Required CB Moment (M in-lb)	341.33

Rod String			
Type	Coupled	Buoyant Rod Load (lb)	16006
Total Rod Length (ft) ?	7350	Maximum Rod Load (lb)	28230
Upper Section Length (ft) ?	2225	Minimum Rod Load (lb)	11344
Lower Section Length (ft) ?	5125	Upper Section Stress (psi)	35604
Sinker Bar Length (ft) ?	0	Middle Section Stress (psi)	30294
Upper Section Diameter (in)	1.000	Lower Section Stress (psi)	34776
Lower Section Diameter (in)	0.875		
Sinker Bar Diameter (in)	0.000		
Drag Friction Coefficient ?	0.100		
Stuffing Box Friction (lb)	100		

Tubing			
Tubing Diameter (in)	3.500	Tubing Stretch (in)	0.00
Tubing Anchor Distance (ft) ?	7350		

Pump			
Plunger Diameter (in)	1.750	Pump Stroke (in)	279.19
Pump Efficiency (%)	85.0		
Pump Fill Ratio (%)	100.0		
Pump Friction (lb)	200		

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

D.5 Pozo USCO-05

Figura D.5. Cálculo de Diseño USCO-05

Calculate SRP Calculator™
Sucker-Rod Pumping System Design Tool

Well			
Well Name	USCO-05	Fluid Production Rate (bpd)	147
Pump Speed (spm)	5.0	Oil Production Rate (bpd)	146
Pump Depth (ft) ?	7645	Polished Rod Power (hp)	10.3
Fluid Depth (ft) ?	7554	Minimum Motor Size (hp)	25.0
Tubing Pressure (psi)	60		
Casing Pressure (psi)	5		

Fluid			
Water Cut (%)	1.0	Oil Specific Gravity	0.882
Water Specific Gravity	1.000	Fluid Specific Gravity	0.883
Oil API Specific Gravity	29.0	Fluid Column Load (lb)	5200

Pumping Unit			
Class	Class I	Max. Gearbox Torque (M in-lb)	1245.45
Stroke Length (in) ?	144.00	Existing CB Effect (lb)	27778
Structural Unbalance (lb) ?	50	Required CB Effect (lb)	16036
Existing CB Moment (M in-lb) ?	2000.00	Required CB Moment (M in-lb)	1154.60

Rod String			
Type	Coupled	Buoyant Rod Load (lb)	13486
Total Rod Length (ft) ?	7645	Maximum Rod Load (lb)	21642
Upper Section Length (ft) ?	4200	Minimum Rod Load (lb)	10530
Lower Section Length (ft) ?	3445	Upper Section Stress (psi)	35695
Sinker Bar Length (ft) ?	0	Middle Section Stress (psi)	22447
Upper Section Diameter (in)	0.875	Lower Section Stress (psi)	26344
Lower Section Diameter (in)	0.750		
Sinker Bar Diameter (in)	0.000		
Drag Friction Coefficient ?	0.100		
Stuffing Box Friction (lb)	100		

Tubing			
Tubing Diameter (in)	3.500	Tubing Stretch (in)	-0.00
Tubing Anchor Distance (ft) ?	7650		

Pump			
Plunger Diameter (in)	1.500	Pump Stroke (in)	118.14
Pump Efficiency (%)	95.0		
Pump Fill Ratio (%)	100.0		
Pump Friction (lb)	200		

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

D.6 Pozo USCO-06

Figura D.6. Cálculo de Diseño USCO-06

Calculate SRP Calculator™ Sucker-Rod Pumping System Design Tool			
Well			
Well Name	USCO-06	Fluid Production Rate (bpd)	524
Pump Speed (spm)	4.0	Oil Production Rate (bpd)	236
Pump Depth (ft) ?	7250	Polished Rod Power (hp)	39.7
Fluid Depth (ft) ?	7150	Minimum Motor Size (hp)	60.0
Tubing Pressure (psi)	70		
Casing Pressure (psi)	2		
Fluid			
Water Cut (%)	55.0	Oil Specific Gravity	0.882
Water Specific Gravity	1.000	Fluid Specific Gravity	0.947
Oil API Specific Gravity	29.0	Fluid Column Load (lb)	11936
Pumping Unit			
Class	Rotaflex	Max. Gearbox Torque (M in-lb)	539.32
Stroke Length (in) ?	306.00	Existing CB Effect (lb)	61
Structural Unbalance (lb) ?	0	Required CB Effect (lb)	22058
Existing CB Moment (M in-lb) ?	1.00	Required CB Moment (M in-lb)	363.95
Rod String			
Type	Coupled	Buoyant Rod Load (lb)	16090
Total Rod Length (ft) ?	7250	Maximum Rod Load (lb)	32746
Upper Section Length (ft) ?	2650	Minimum Rod Load (lb)	11369
Lower Section Length (ft) ?	4600	Upper Section Stress (psi)	41355
Sinker Bar Length (ft) ?	0	Middle Section Stress (psi)	34807
Upper Section Diameter (in)	1.000	Lower Section Stress (psi)	39957
Lower Section Diameter (in)	0.875		
Sinker Bar Diameter (in)	0.000		
Drag Friction Coefficient ?	0.100		
Stuffing Box Friction (lb)	100		
Tubing			
Tubing Diameter (in)	3.500	Tubing Stretch (in)	0.00
Tubing Anchor Distance (ft) ?	7250		
Pump			
Plunger Diameter (in)	2.250	Pump Stroke (in)	261.09
Pump Efficiency (%)	85.0		
Pump Fill Ratio (%)	100.0		
Pump Friction (lb)	200		

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

D.7 Pozo USCO-07

Figura D.7. Cálculo de Diseño USCO-07

Calculate SRP Calculator™ Sucker-Rod Pumping System Design Tool			
Well			
Well Name	USCO-07	Fluid Production Rate (bpd)	172
Pump Speed (spm)	5.1	Oil Production Rate (bpd)	162
Pump Depth (ft) ?	7256	Polished Rod Power (hp)	12.3
Fluid Depth (ft) ?	7029	Minimum Motor Size (hp)	25.0
Tubing Pressure (psi)	57		
Casing Pressure (psi)	5		
Fluid			
Water Cut (%)	6.0	Oil Specific Gravity	0.882
Water Specific Gravity	1.000	Fluid Specific Gravity	0.889
Oil API Specific Gravity	29.0	Fluid Column Load (lb)	6633
Pumping Unit			
Class	Class I	Max. Gearbox Torque (M in-lb)	1063.82
Stroke Length (in) ?	135.00	Existing CB Effect (lb)	29630
Structural Unbalance (lb) ?	-1000	Required CB Effect (lb)	20770
Existing CB Moment (M in-lb) ?	2000.00	Required CB Moment (M in-lb)	1401.99
Rod String			
Type	Coupled	Buoyant Rod Load (lb)	16454
Total Rod Length (ft) ?	7256	Maximum Rod Load (lb)	26671
Upper Section Length (ft) ?	3181	Minimum Rod Load (lb)	12869
Lower Section Length (ft) ?	4075	Upper Section Stress (psi)	33738
Sinker Bar Length (ft) ?	0	Middle Section Stress (psi)	24320
Upper Section Diameter (in)	1.000	Lower Section Stress (psi)	27919
Lower Section Diameter (in)	0.875		
Sinker Bar Diameter (in)	0.000		
Drag Friction Coefficient ?	0.100		
Stuffing Box Friction (lb)	100		
Tubing			
Tubing Diameter (in)	3.500	Tubing Stretch (in)	0.00
Tubing Anchor Distance (ft) ?	7256		
Pump			
Plunger Diameter (in)	1.750	Pump Stroke (in)	111.09
Pump Efficiency (%)	85.0		
Pump Fill Ratio (%)	100.0		
Pump Friction (lb)	200		

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

D.8 Pozo USCO-08

Figura D.8. Cálculo de Diseño USCO-08

Calculate

SRP Calculator™
Sucker-Rod Pumping System Design Tool

Well

Well Name	USCO-08	Fluid Production Rate (bpd)	427
Pump Speed (spm)	7.0	Oil Production Rate (bpd)	256
Pump Depth (ft) ?	7100	Polished Rod Power (hp)	25.3
Fluid Depth (ft) ?	6469	Minimum Motor Size (hp)	60.0
Tubing Pressure (psi)	60		
Casing Pressure (psi)	5		

Rod String

Type	Coupled	Buoyant Rod Load (lb)	15696
Total Rod Length (ft) ?	7100	Maximum Rod Load (lb)	31745
Upper Section Length (ft) ?	2575	Minimum Rod Load (lb)	10264
Lower Section Length (ft) ?	4525	Upper Section Stress (psi)	40192
Sinker Bar Length (ft) ?	0	Middle Section Stress (psi)	33386
Upper Section Diameter (in)	1.000	Lower Section Stress (psi)	38326
Lower Section Diameter (in)	0.875		
Sinker Bar Diameter (in)	0.000		
Drag Friction Coefficient ?	0.100		
Stuffing Box Friction (lb)	100		

Fluid

Water Cut (%)	40.0	Oil Specific Gravity	0.882
Water Specific Gravity	1.000	Fluid Specific Gravity	0.929
Oil API Specific Gravity	29.0	Fluid Column Load (lb)	10616

Tubing

Tubing Diameter (in)	3.500	Tubing Stretch (in)	0.00
Tubing Anchor Distance (ft) ?	7100		

Pumping Unit

Class	Class I	Max. Gearbox Torque (M in-lb)	1246.57
Stroke Length (in) ?	144.00	Existing CB Effect (lb)	27778
Structural Unbalance (lb) ?	-200	Required CB Effect (lb)	21205
Existing CB Moment (M in-lb) ?	2000.00	Required CB Moment (M in-lb)	1526.73

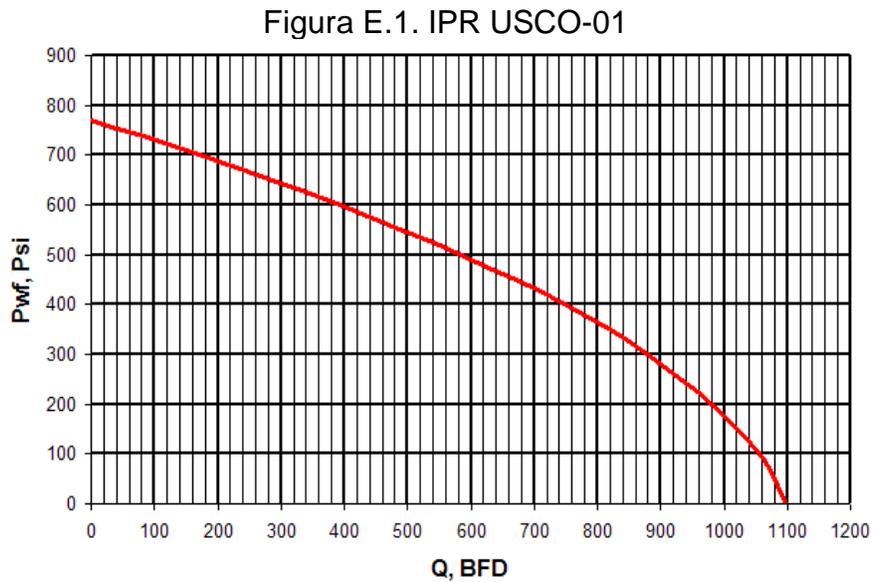
Pump

Plunger Diameter (in)	2.250	Pump Stroke (in)	108.82
Pump Efficiency (%)	95.0		
Pump Fill Ratio (%)	100.0		
Pump Friction (lb)	200		

FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

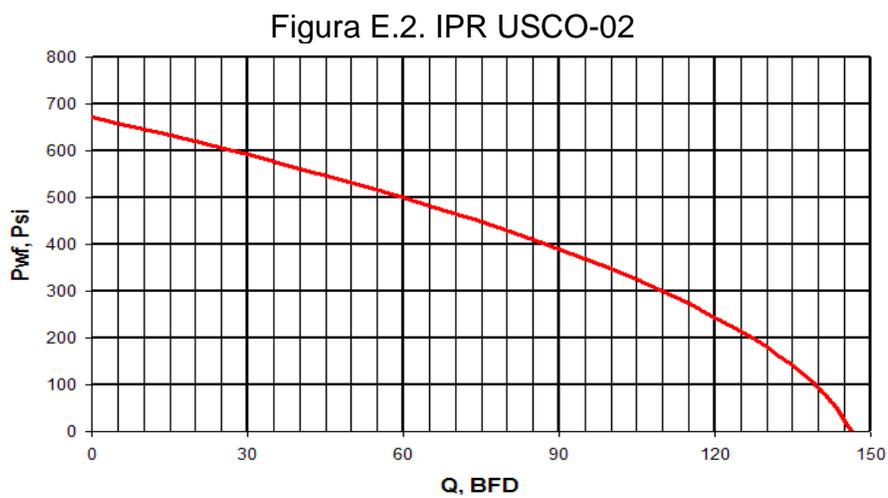
ANEXO E: INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP

E.1 POZO USCO-01



FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

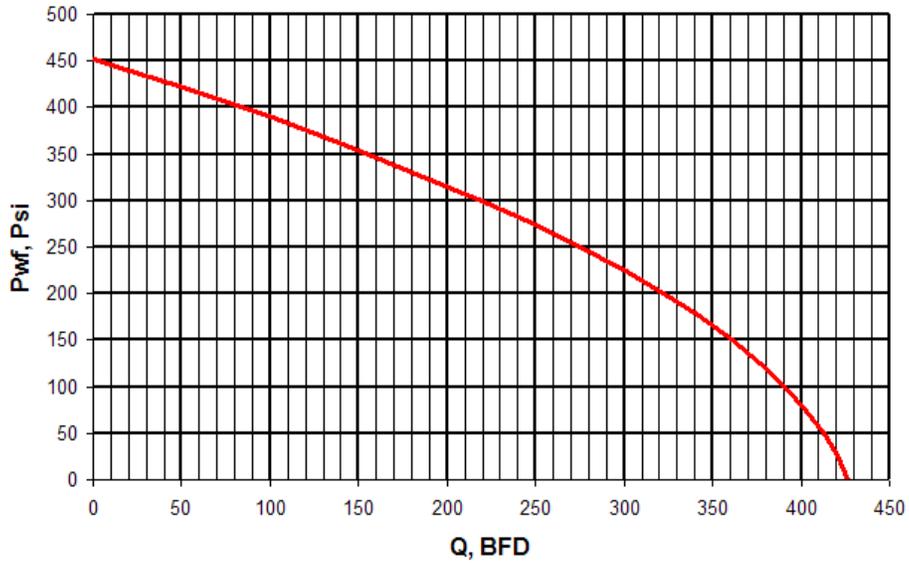
E.2 POZO USCO-02



FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

E.3 POZO USCO-03

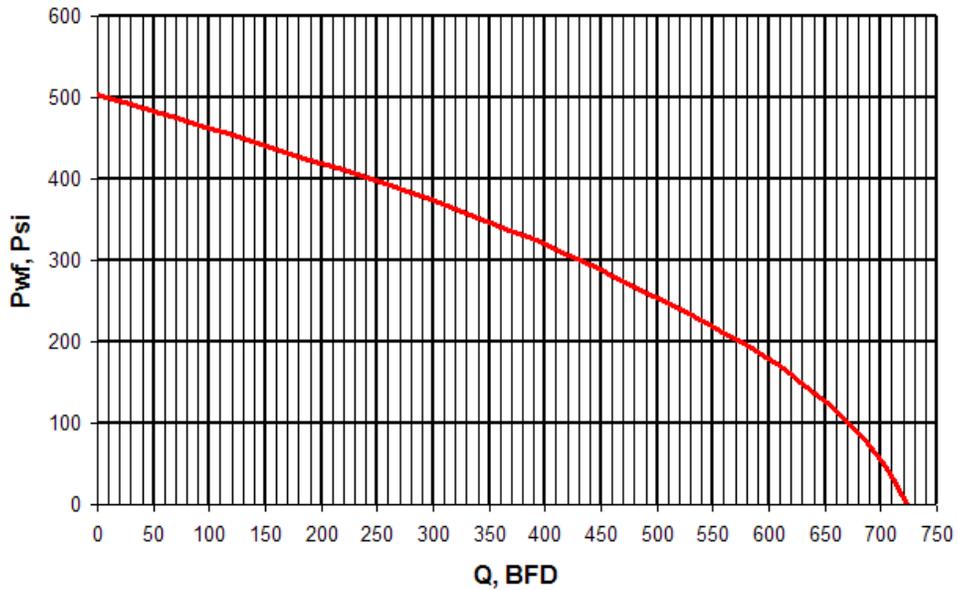
Figura E.3. IPR USCO-03



FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

E.4 POZO USCO-04

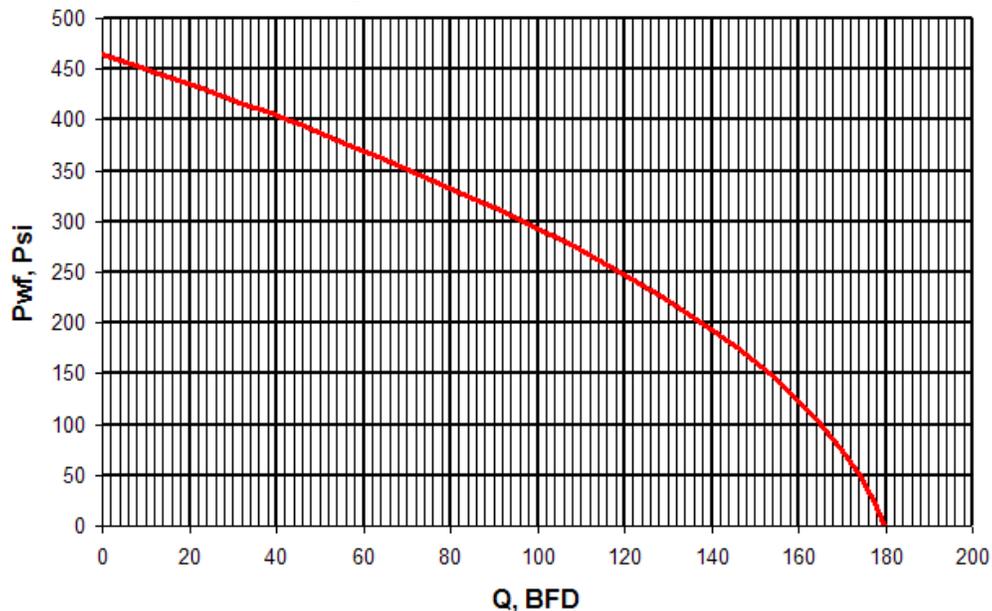
Figura E.4. IPR USCO-04



FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

E.5 POZO USCO-05

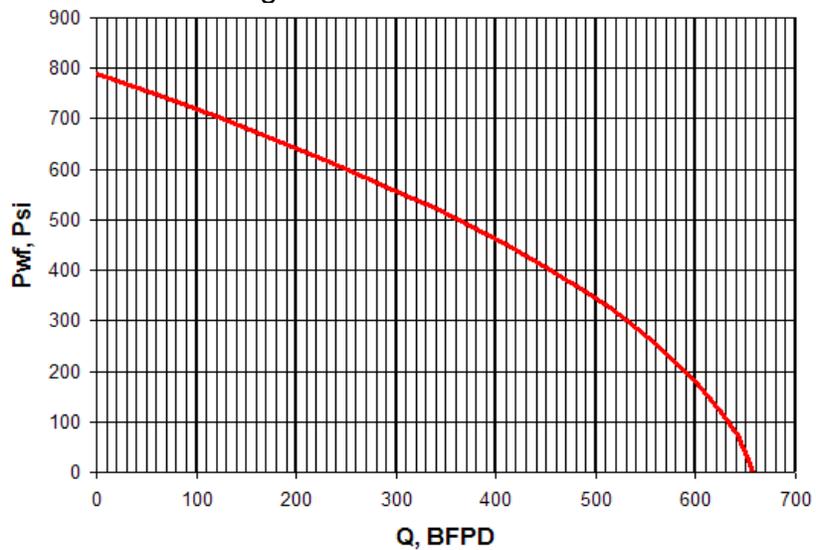
Figura E.5. IPR USCO-05



FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

E.6 POZO USCO-06

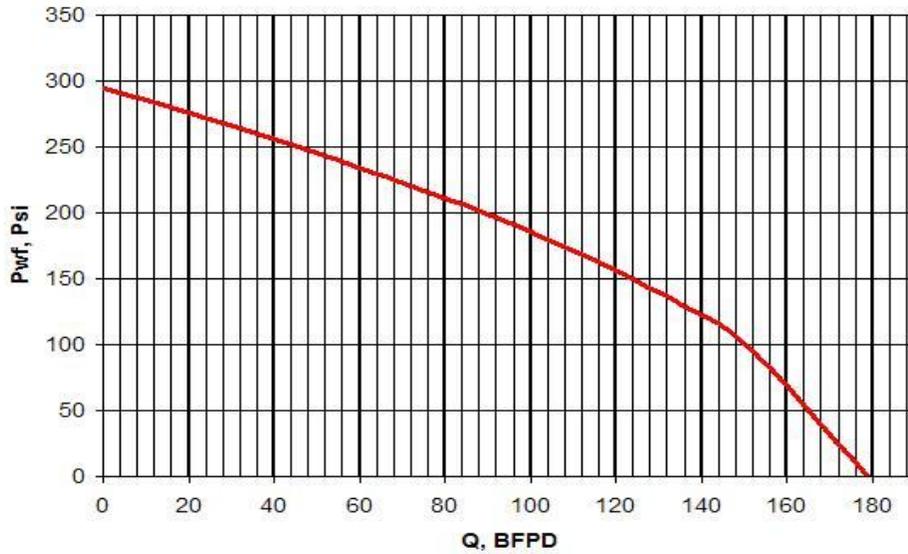
Figura E.6. IPR USCO-06



FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

E.7 POZO USCO-07

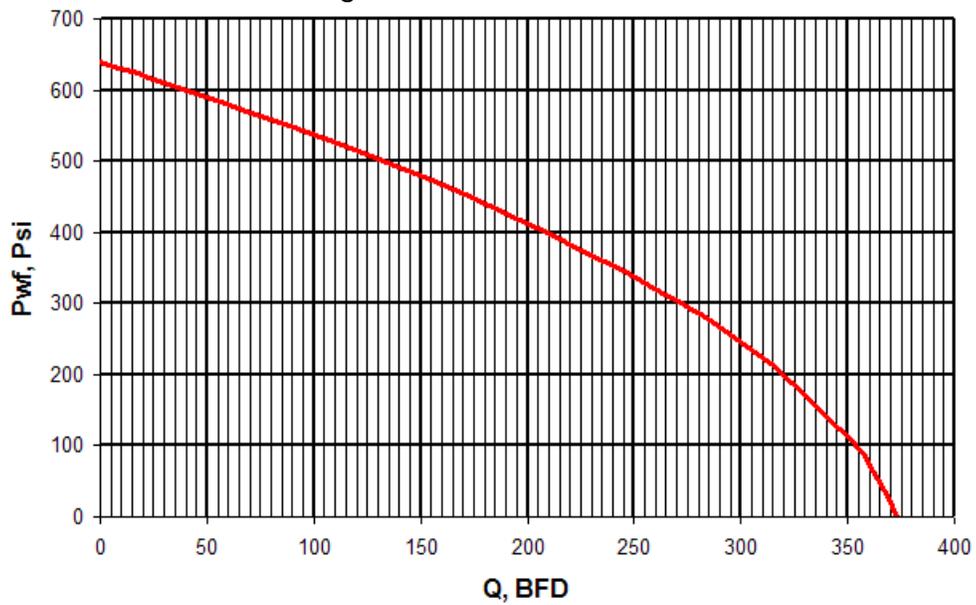
Figura E.7. IPR USCO-07



FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

E.8 POZO USCO-08

Figura E.8. IPR USCO-08

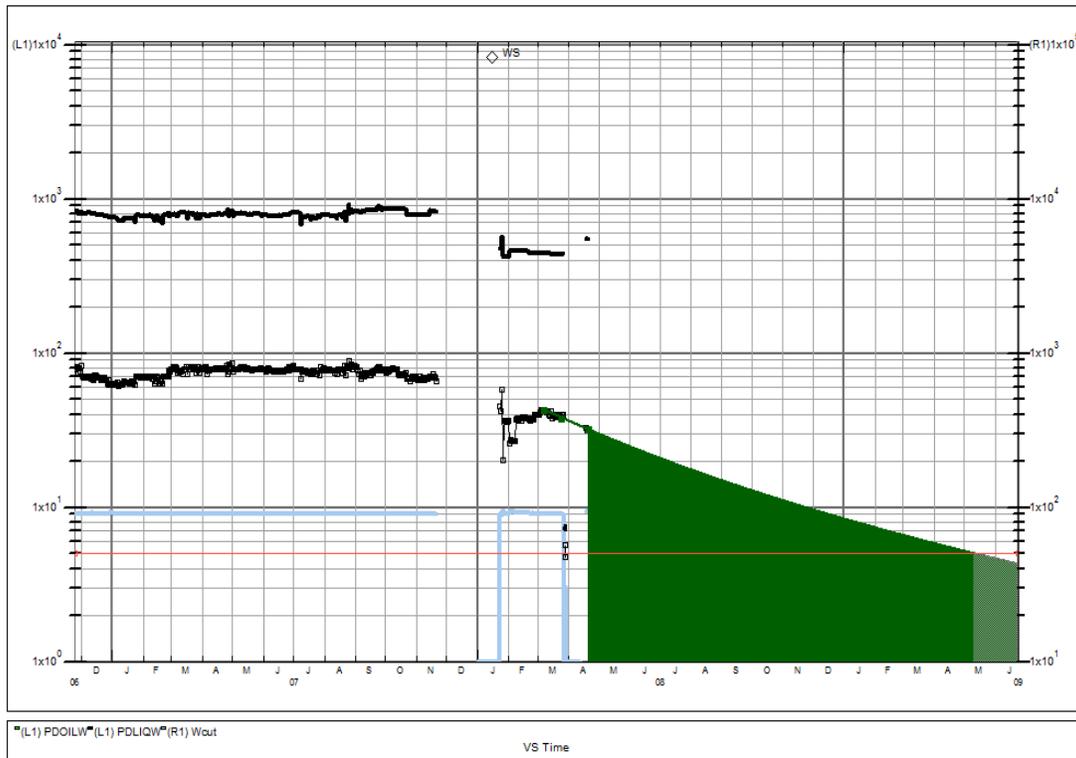


FUENTE: BAUTISTA, Oscar Javier., MENDOZA, Ingris Astrid.

ANEXO F: CURVAS DE DECLINACIÓN

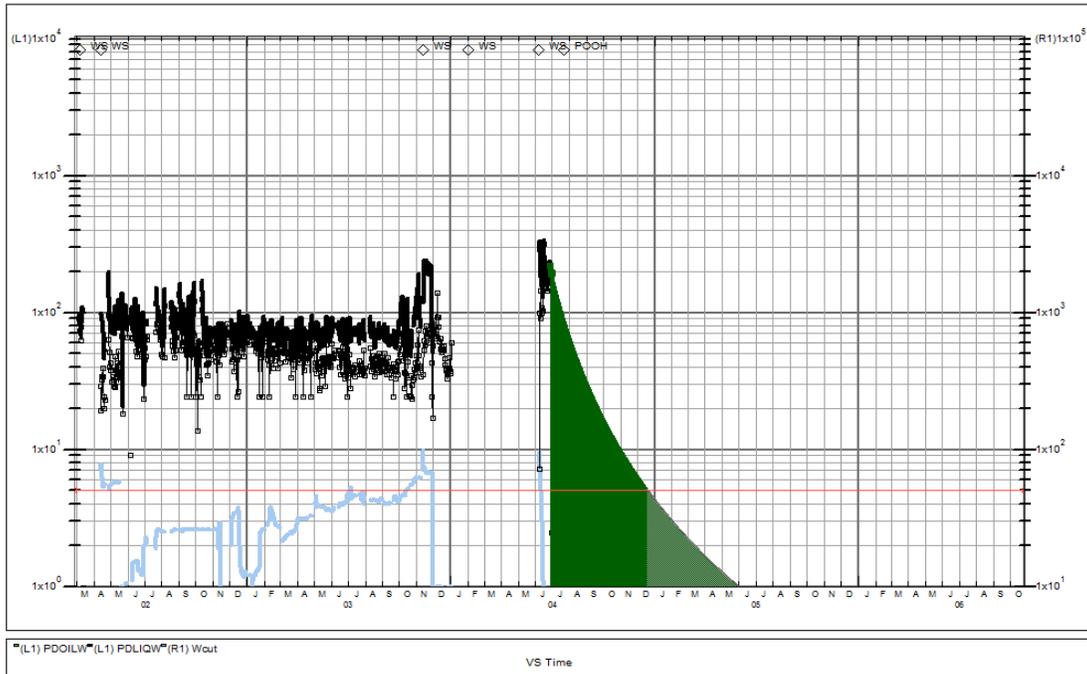
Las curvas de declinación se realizaron con base en los análisis de pruebas de producción y simulación de yacimientos hechos por el departamento de Yacimientos de Occidental de Colombia. Los datos mostrados en las gráficas se utilizaron en diversos cálculos para el análisis financiero.

Figura F.1. Curva de Declinación Producción Pozo USCO-01.



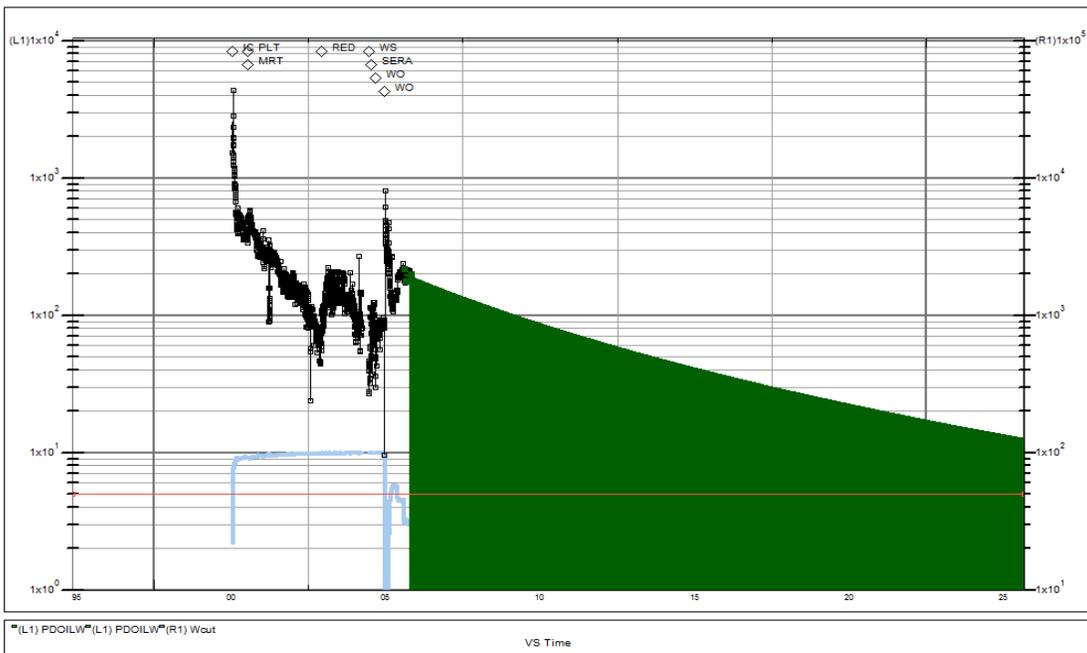
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

Figura F.2. Curva de Declinación Producción Pozo USCO-02.



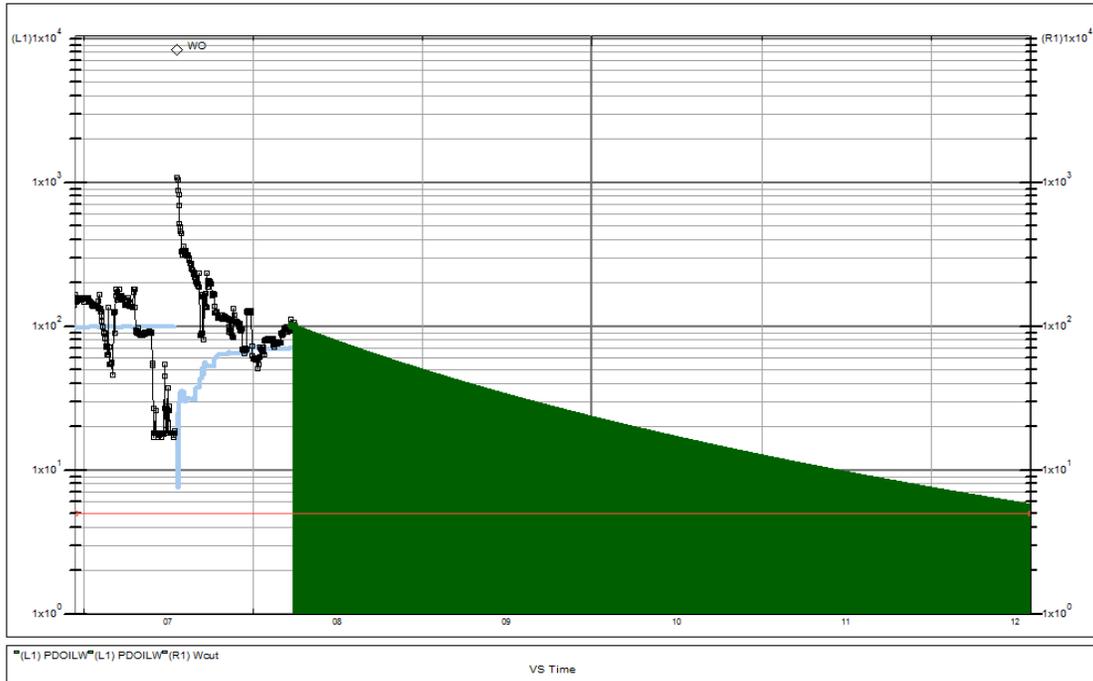
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

Figura F.3. Curva de Declinación Producción Pozo USCO-03.



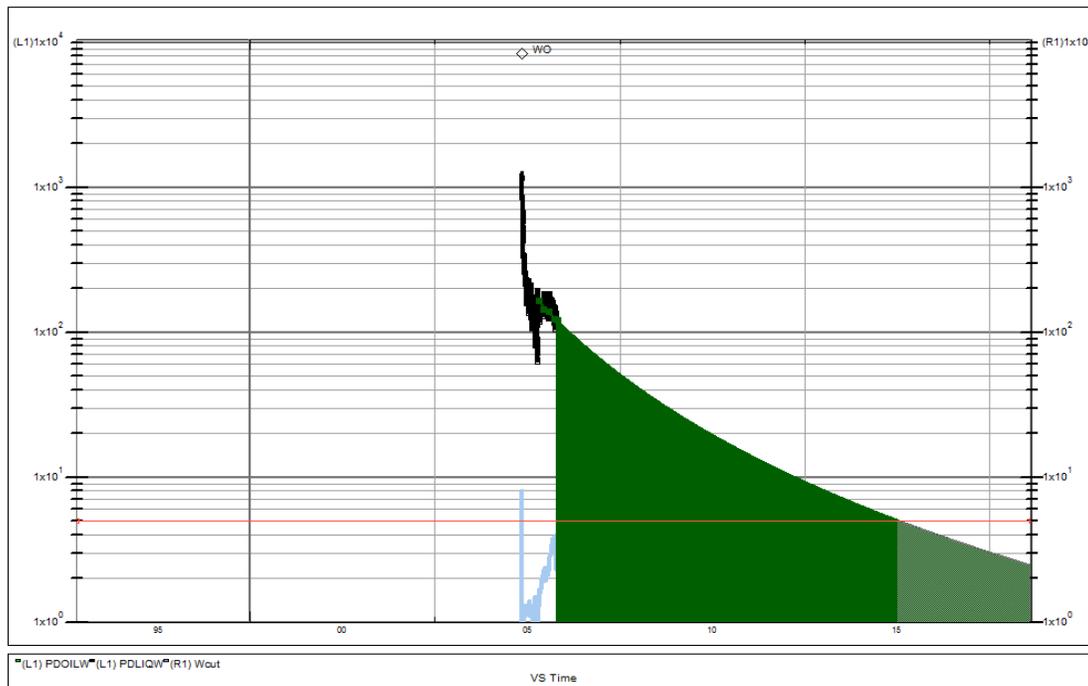
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

Figura F.4. Curva de Declinación Producción Pozo USCO-04.



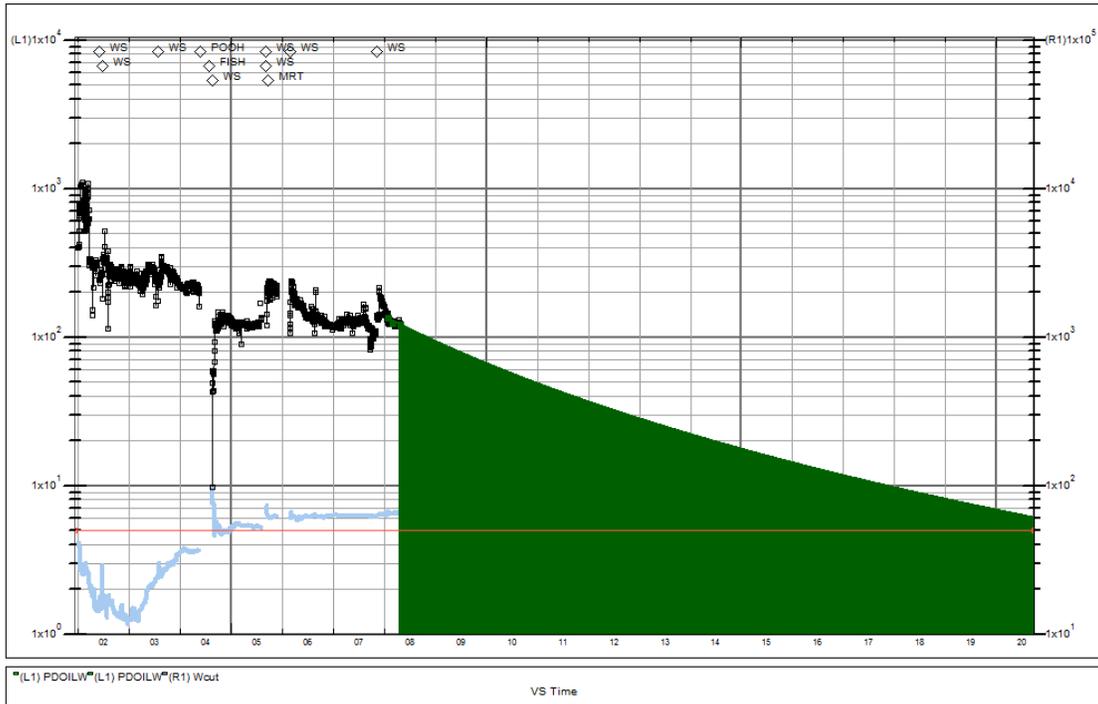
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

Figura F.5. Curva de Declinación Producción Pozo USCO-05.



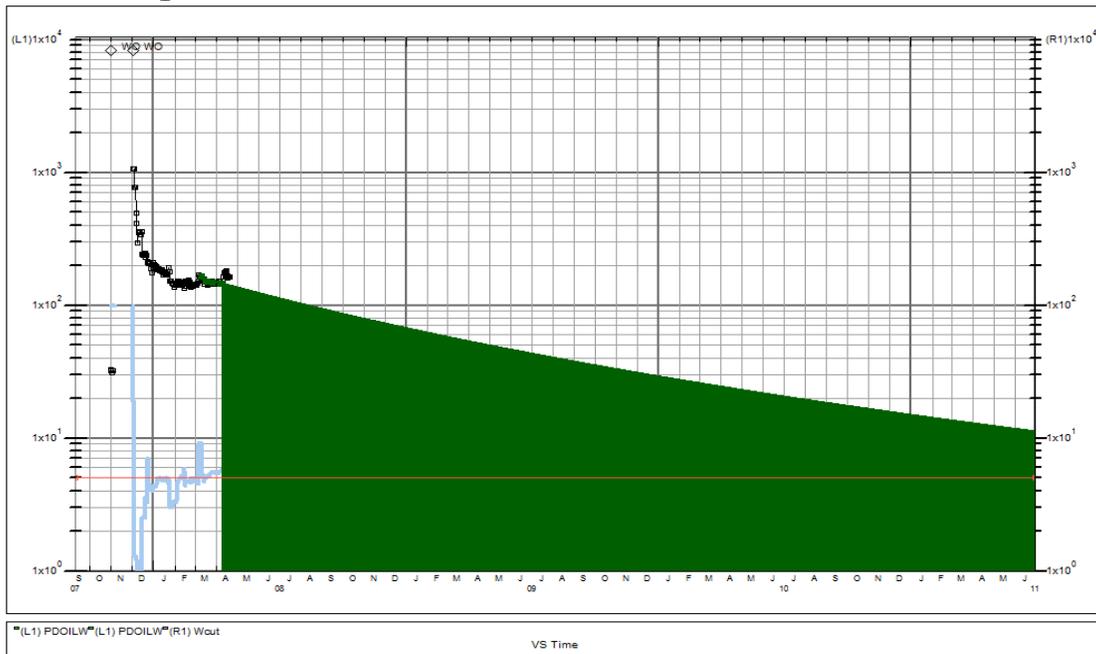
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

Figura F.6. Curva de Declinación Producción Pozo USCO-06.



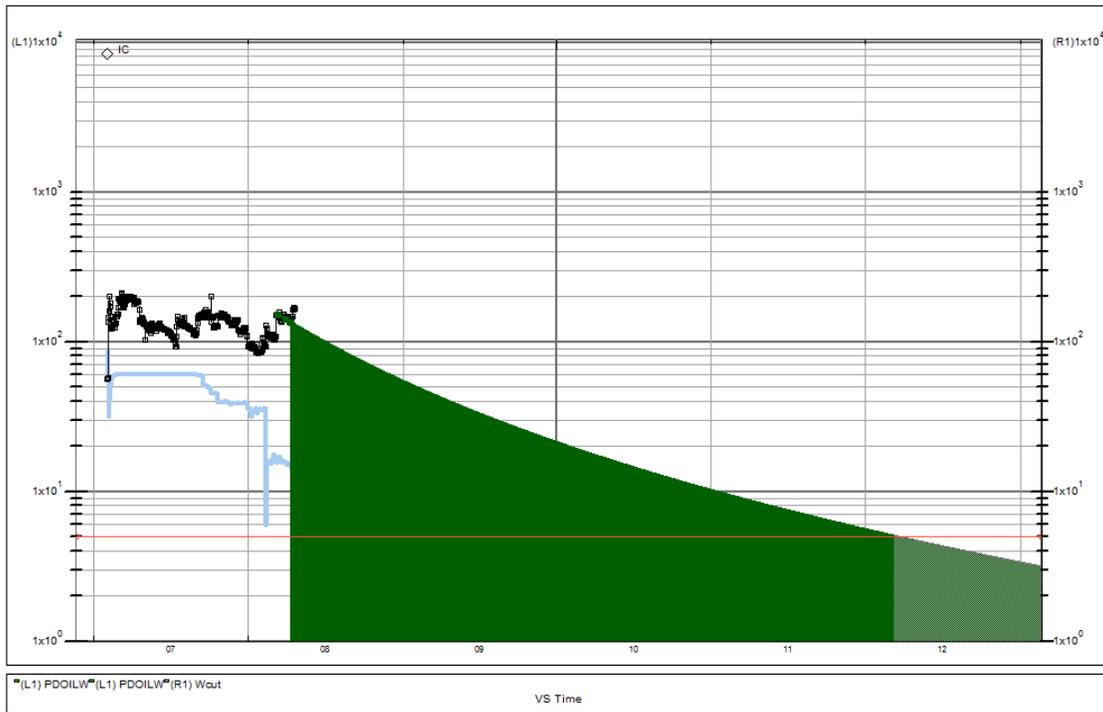
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

Figura F.7. Curva de Declinación Producción Pozo USCO-07



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

Figura F.8. Curva de Declinación Producción Pozo USCO-08



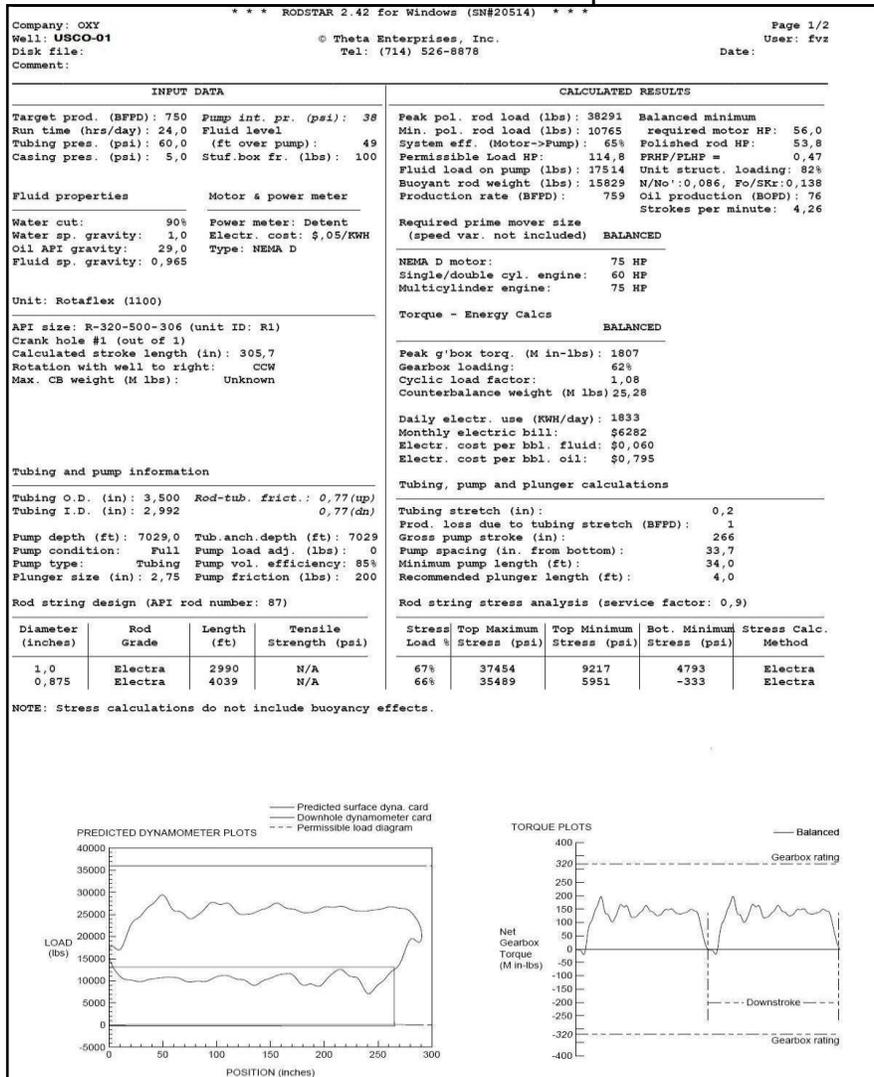
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Departamento de Yacimientos

ANEXO G: DISEÑOS BOMBEO MECÁNICO ROTAFLEX Y VSH2

Se obtuvieron los respectivos diseños para el Sistema de Bombeo Mecánico con unidades ROTAFLEX y VSH2 por medio del software RODSTAR, se muestran a continuación.

G.1. POZO USCO-01

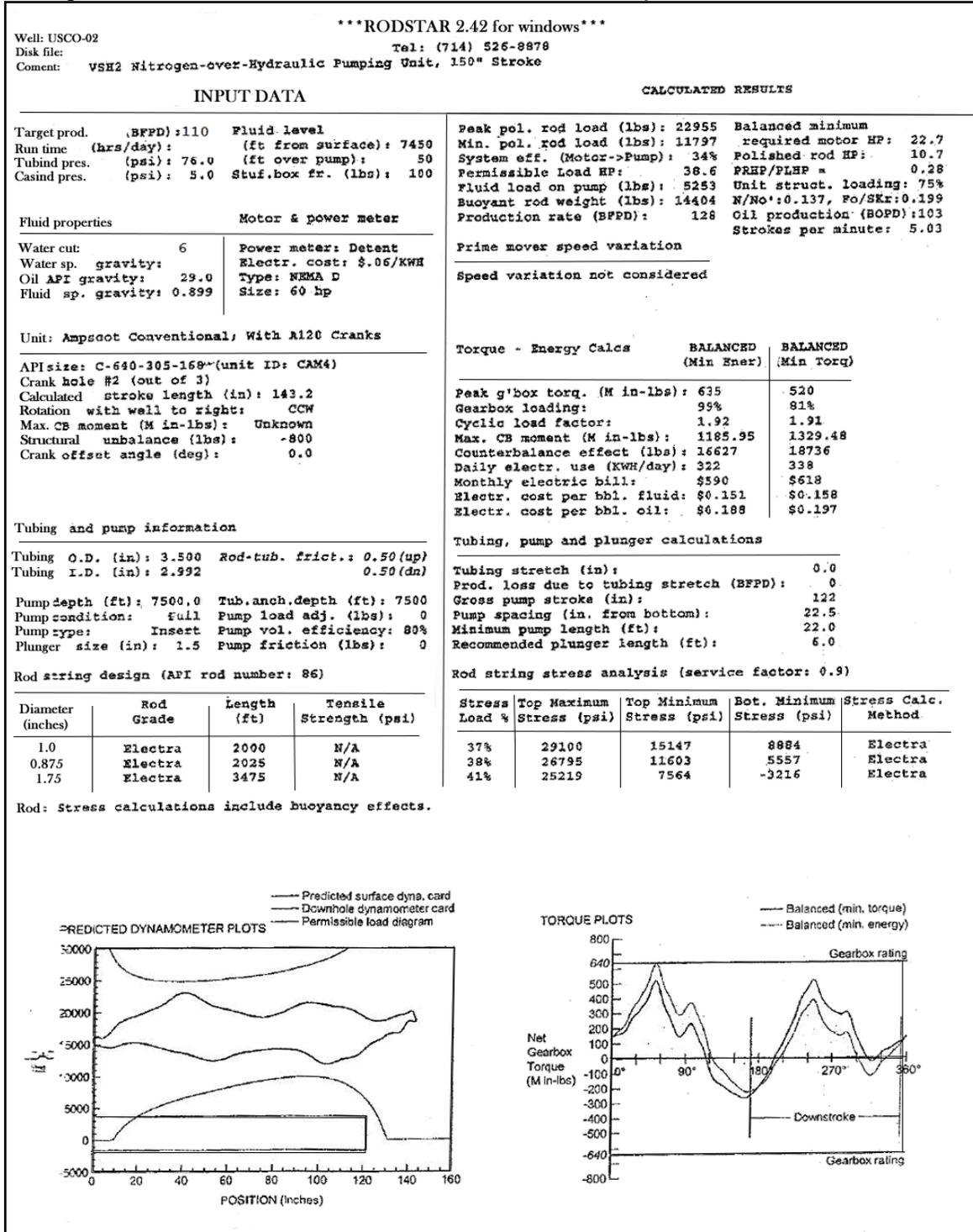
Figura G.1. Resultado Diseño Bombeo Mecánico tipo ROTAFLEX Pozo USCO-01



Fuente: Occidental de Colombia Inc. – Weatherford

G.2. POZO USCO-02

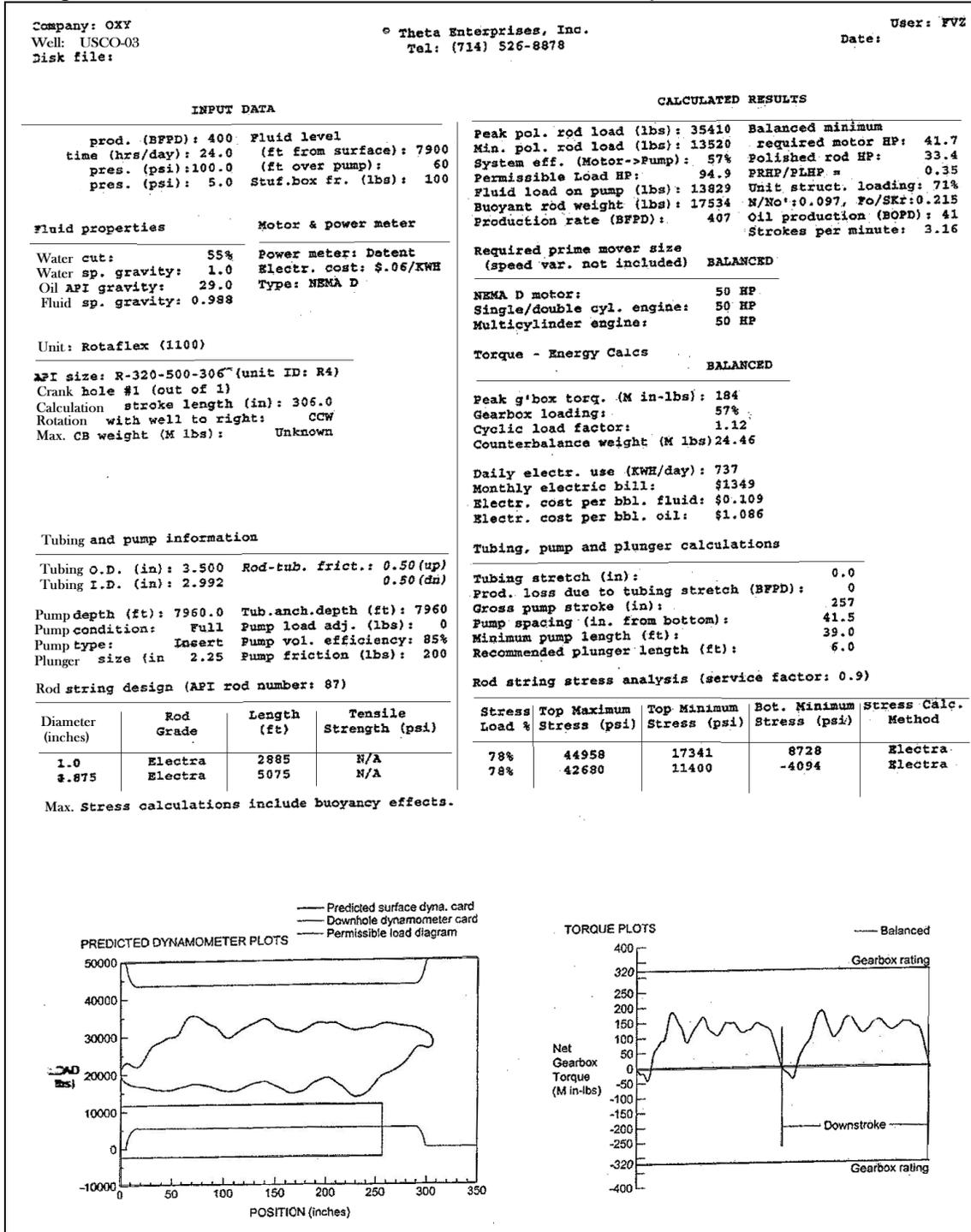
Figura G.2. Resultado Diseño Bombeo Mecánico tipo VSH2 Pozo USCO-02



Fuente: Occidental de Colombia Inc. – Weatherford

G.3. POZO USCO-03

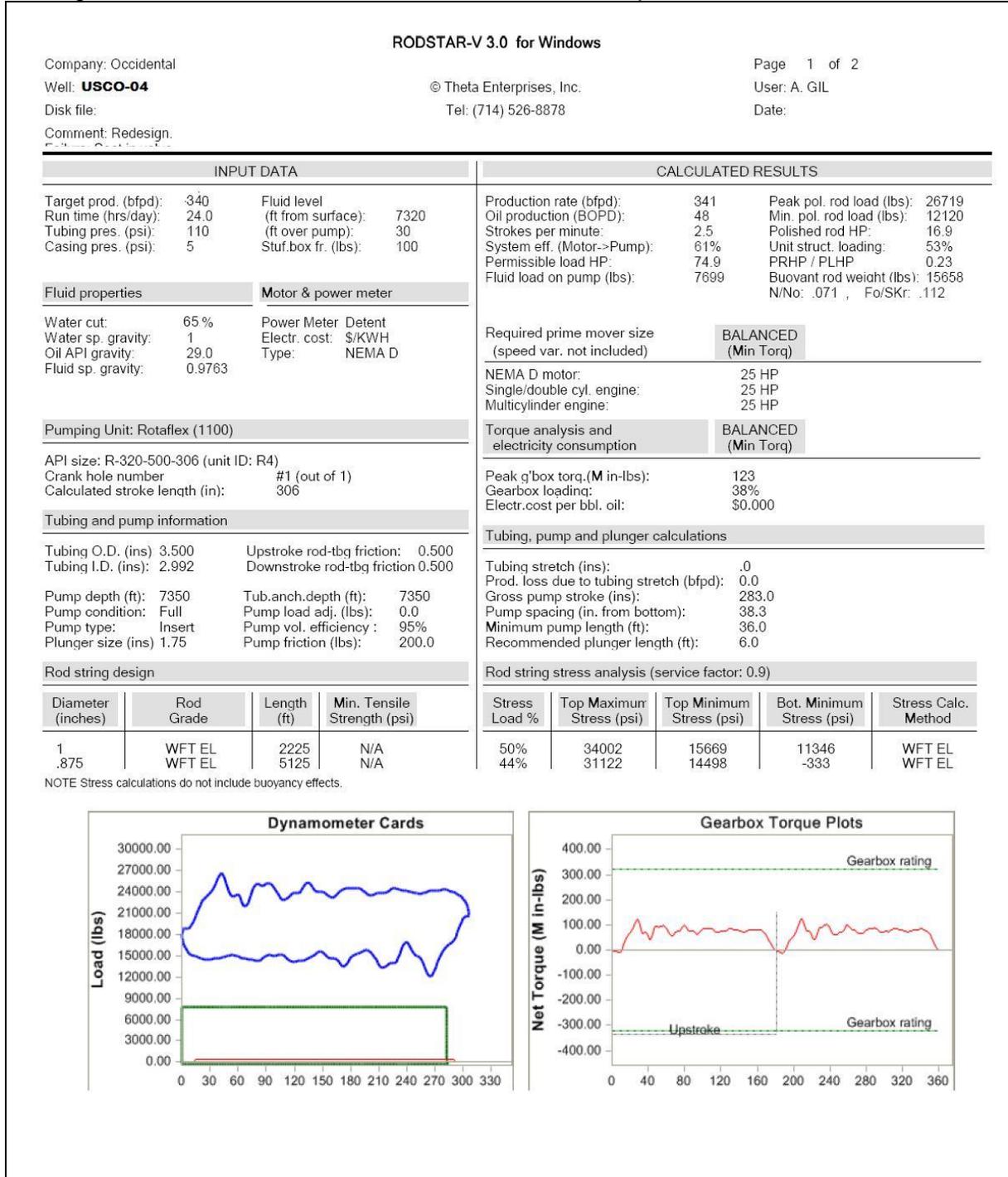
Figura G.3. Resultado Diseño Bombeo Mecánico tipo VSH2 Pozo USCO-03



Fuente: Occidental de Colombia Inc. – Weatherford

G.4. POZO USCO-04

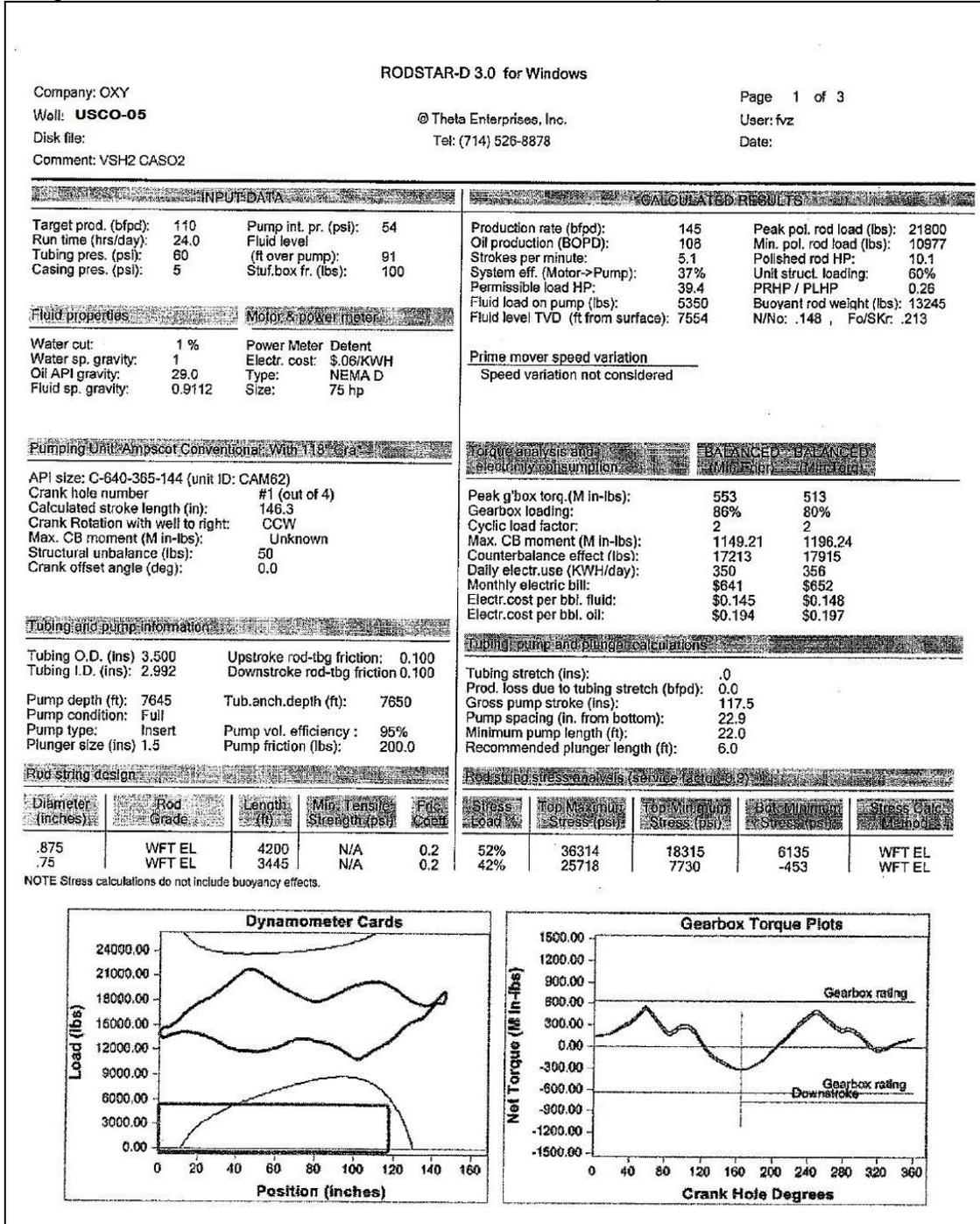
FiguraG.4. Resultado Diseño Bombeo Mecánico tipo VSH2 Pozo USCO-04



Fuente: Occidental de Colombia Inc. – Weatherford

G.5. POZO USCO-05

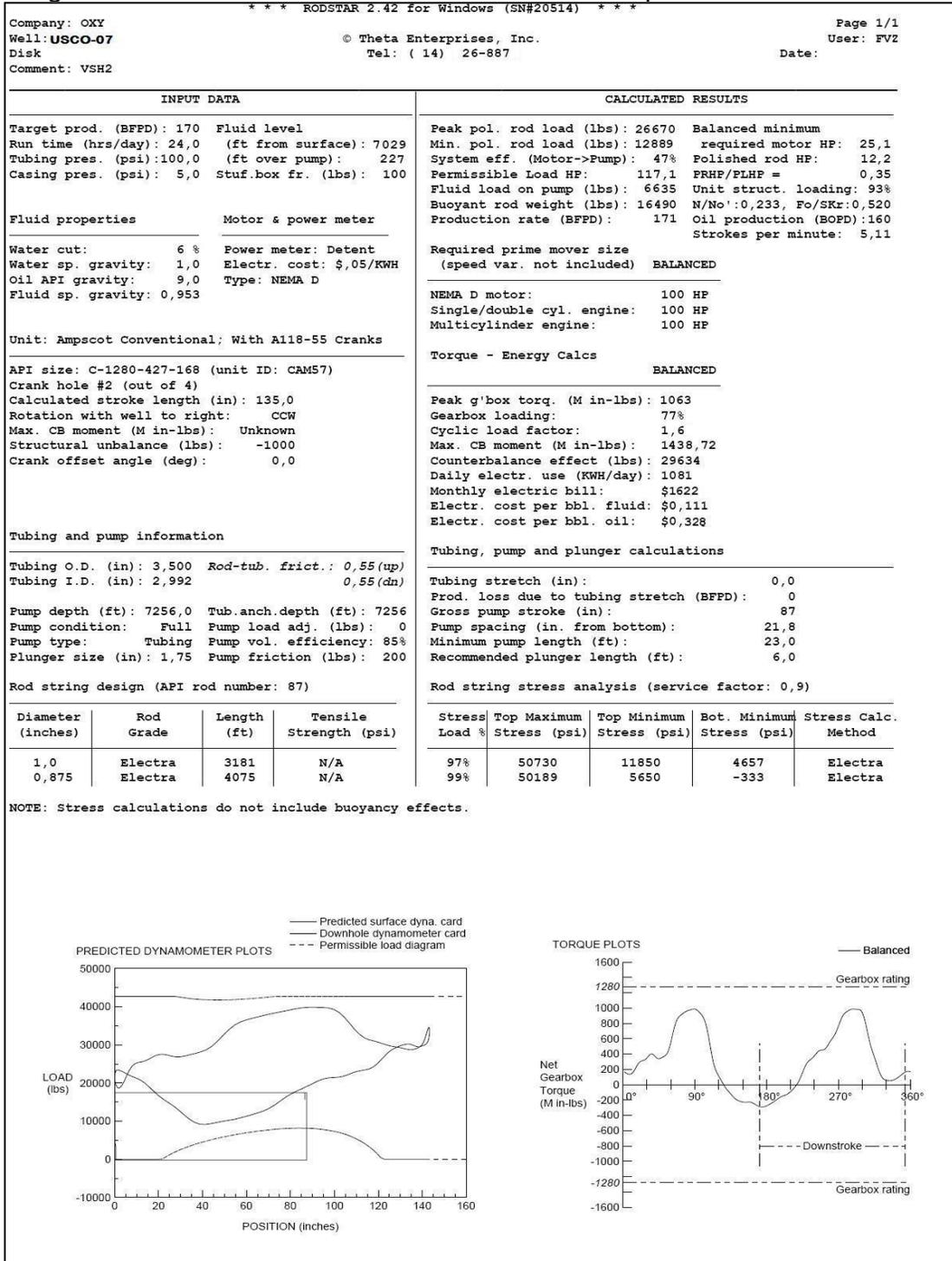
Figura G.5. Resultado Diseño Bombeo Mecánico tipo VSH2 Pozo USCO-05



Fuente: Occidental de Colombia Inc. – Weatherford

G.7. POZO USCO-07

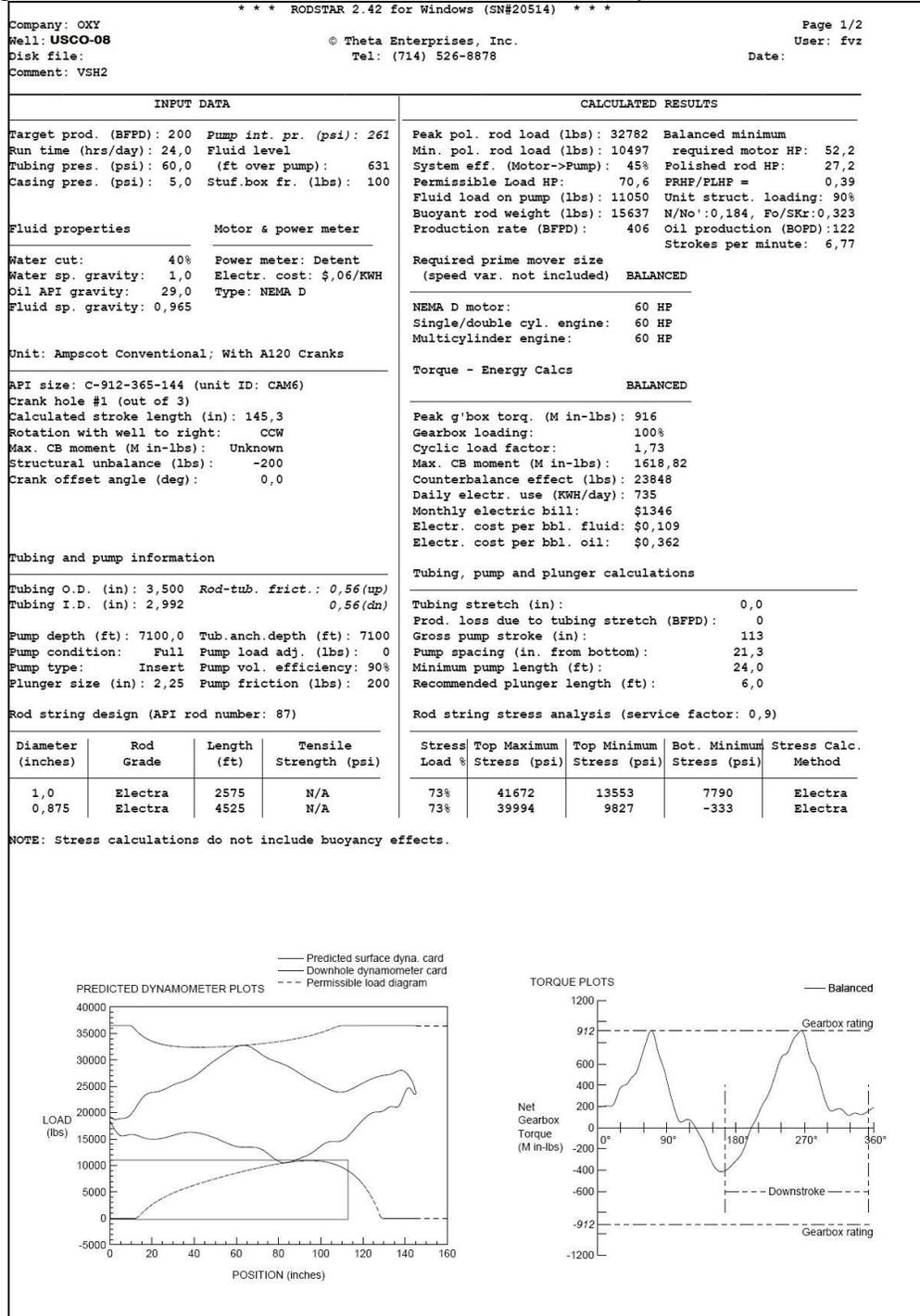
Figura G.7. Resultado Diseño Bombeo Mecánico tipo VSH2 Pozo USCO-07



Fuente: Occidental de Colombia Inc. – Weatherford

G.8. POZO USCO-08

Figura G.8. Resultado Diseño Bombeo Mecánico tipo VSH2 Pozo USCO-08



Fuente: Occidental de Colombia Inc. – Weatherford

ANEXO H: ESTADOS MECÁNICOS POZOS SELECCIONADOS

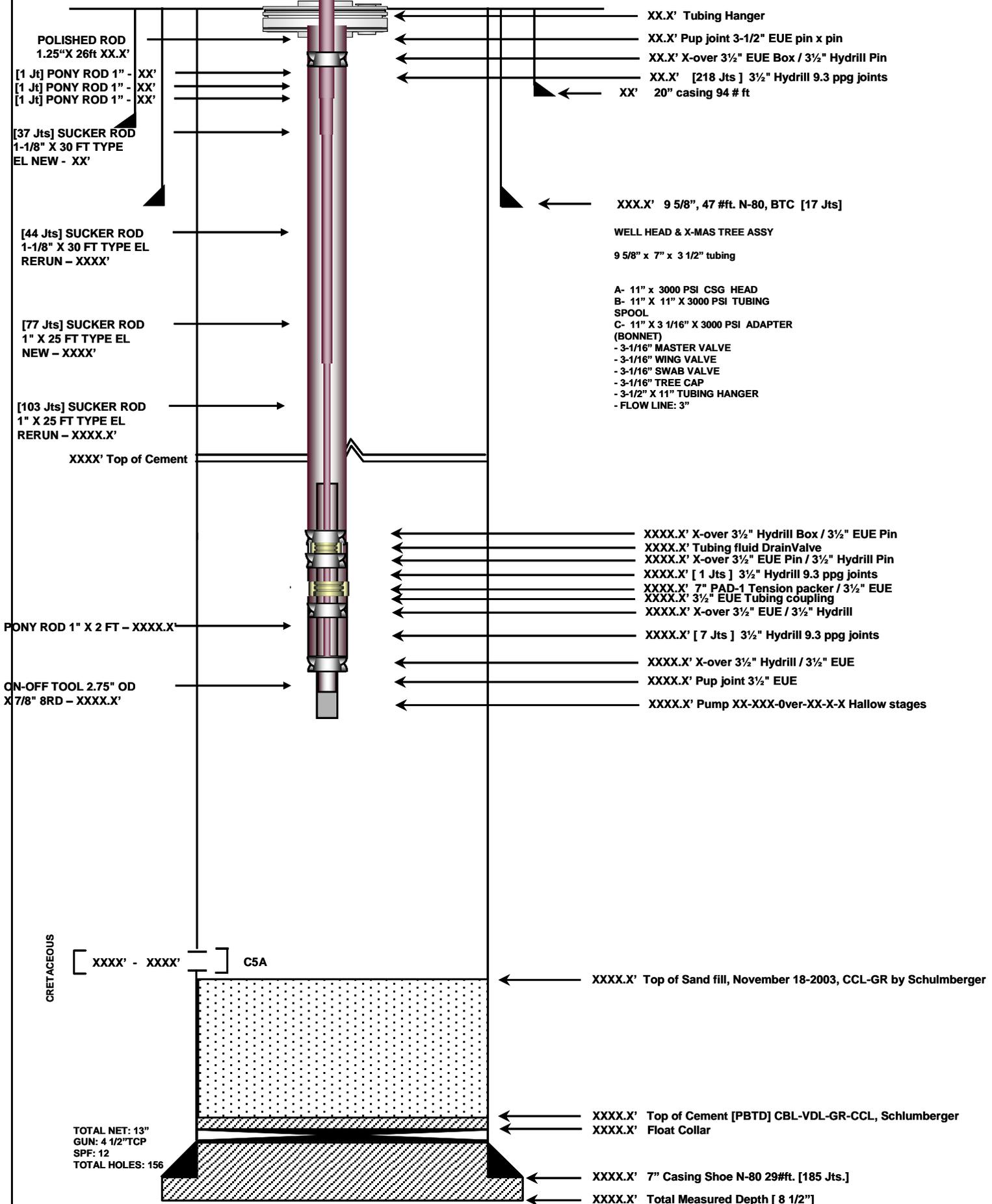
Rotary Table Elevation = 484'

Ground Elevation = 464'

RTE to tubing spool = 20'

Tbg measurements are referred to RTE

4 1/2" SINGLE X-MAS TREE



TOTAL NET: 13"
GUN: 4 1/2" TCP
SPF: 12
TOTAL HOLES: 156



MECHANICAL CONDITION SHEET

DATE OF INITIAL COMPLETION:
NOVEMBER 25, 1999
DATE OF LAST JOB:
AUGUST 15th, 2008

PREPARED & DRAW:
XXXXXXXXXXXXXX
REVISED:
XXXXXXXXXXXXXX

APPROVED:

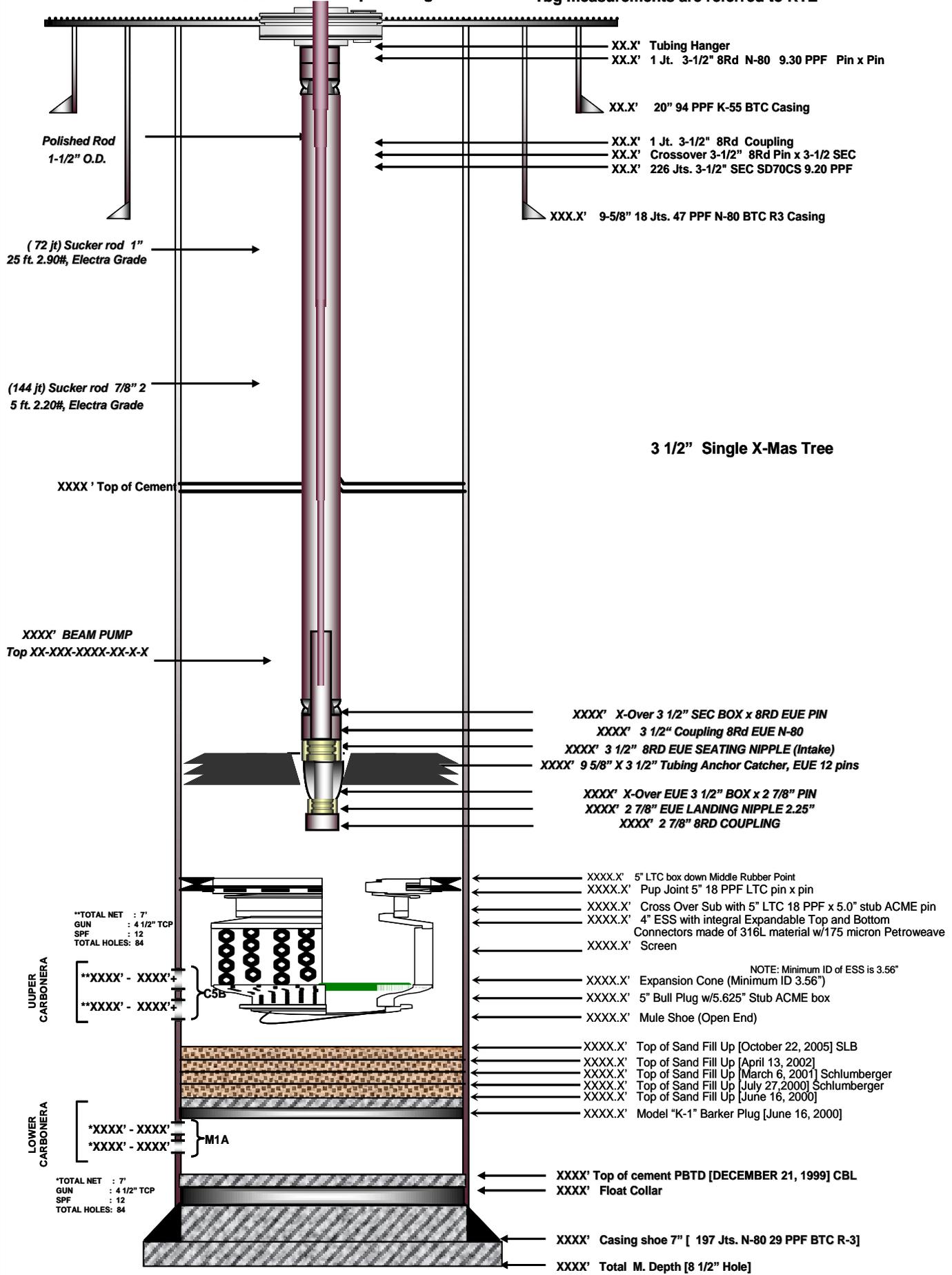
USCO-01

Rotary Table Elevation = 486' Ground Elevation = 466'

RTE to tubing spool = 20'

11"x 3000 x 3 1/2" Adapter Flange

Tbg measurements are referred to RTE



3 1/2" Single X-Mas Tree

**TOTAL NET : 7'
GUN : 4 1/2" TCP
SPF : 12
TOTAL HOLES: 84

UPPER CARBONERA

**XXXX' - XXXX'
**XXXX' - XXXX'

LOWER CARBONERA

*XXXX' - XXXX'
*XXXX' - XXXX'

**TOTAL NET : 7'
GUN : 4 1/2" TCP
SPF : 12
TOTAL HOLES: 84



MECHANICAL CONDITION SHEET
Last Update: August 23, 2008

DATE OF INITIAL COMPLETION:
DECEMBER 21, 1999
DATE OF LAST JOB:
JULY 22, 2004

PREPARED & DRAW:
XXXXXXXXXXXX
REVISED:
XXXXXXXXXXXX

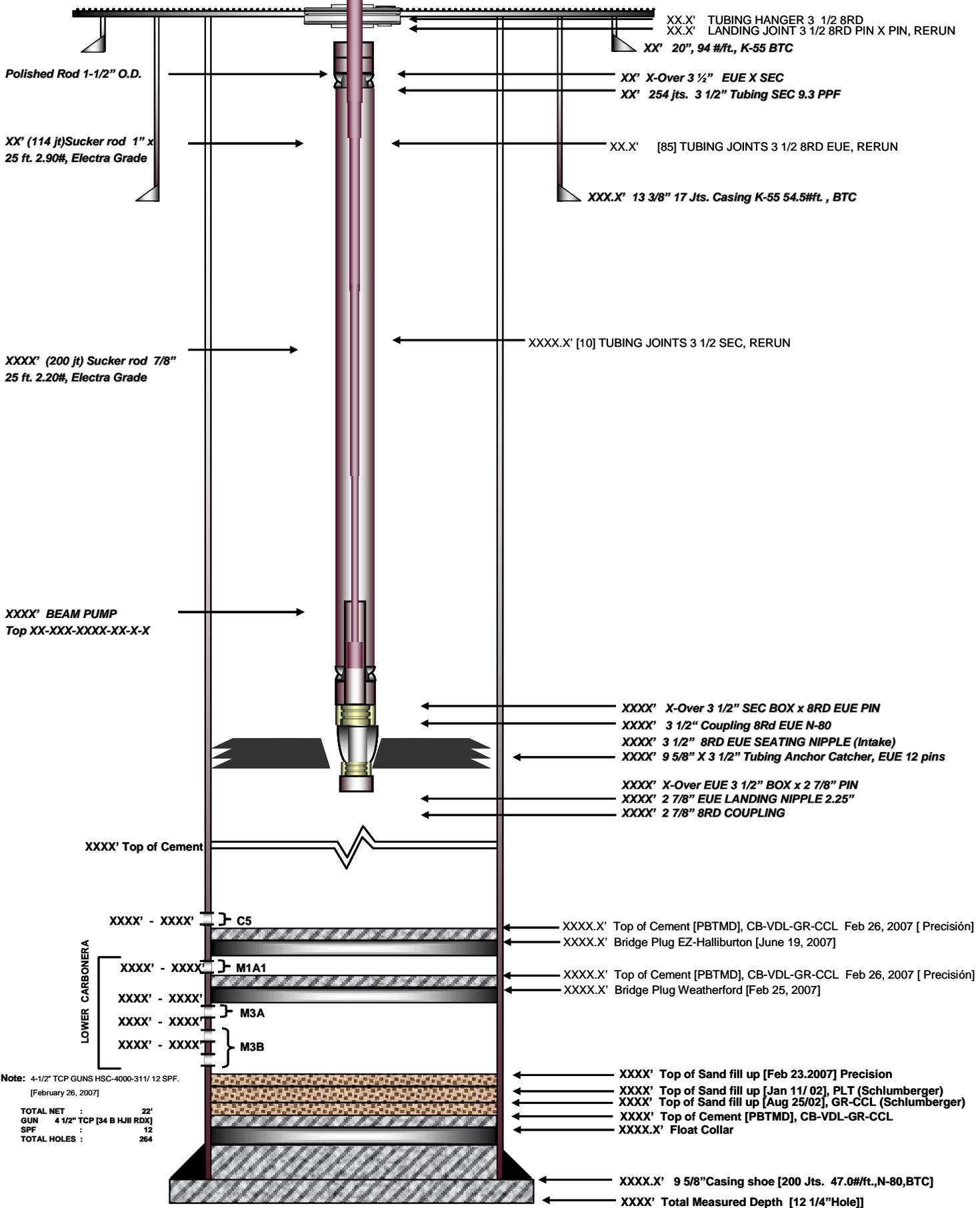
APPROVED:

PULLING
USCO - 02

Rotary Table Elevation = 491' Ground Elevation = 471'
 RTE to tubing spool = 20'

3 1/2" SINGLE X-MAS TREE

Tbg measurements are referred to RTE



XX.X' TUBING HANGER 3 1/2 8RD
 XX.X' LANDING JOINT 3 1/2 8RD PIN X PIN, RERUN
 XX' 20", 94 #/ft., K-55 BTC
 XX' X-Over 3 1/2" EUE X SEC
 XX' 254 jts. 3 1/2" Tubing SEC 9.3 PPF
 XX.X' [85] TUBING JOINTS 3 1/2 8RD EUE, RERUN
 XXX.X' 13 3/8" 17 Jts. Casing K-55 54.5#ft., BTC

Polished Rod 1-1/2" O.D.
 XX' (114 jt) Sucker rod 1" x 25 ft. 2.90#, Electra Grade

XXXX' (200 jt) Sucker rod 7/8" 25 ft. 2.20#, Electra Grade

XXXX' BEAM PUMP
 Top XX-XXX-XXXX-XX-X-X

XXXX.X' [10] TUBING JOINTS 3 1/2 SEC, RERUN

XXXX' X-Over 3 1/2" SEC BOX x 8RD EUE PIN
 XXXX' 3 1/2" Coupling 8Rd EUE N-80
 XXXX' 3 1/2" 8RD EUE SEATING NIPPLE (Intake)
 XXXX' 9 5/8" X 3 1/2" Tubing Anchor Catcher, EUE 12 pins
 XXXX' X-Over EUE 3 1/2" BOX x 2 7/8" PIN
 XXXX' 2 7/8" EUE LANDING NIPPLE 2.25"
 XXXX' 2 7/8" 8RD COUPLING

XXXX' Top of Cement

XXXX' - XXXX' } C5
 XXXX.X' Top of Cement [PB TMD], CB-VDL-GR-CCL Feb 26, 2007 [Precisión]
 XXXX.X' Bridge Plug EZ-Halliburton [June 19, 2007]
 XXXX' - XXXX' } M1A1
 XXXX.X' Top of Cement [PB TMD], CB-VDL-GR-CCL Feb 26, 2007 [Precisión]
 XXXX.X' Bridge Plug Weatherford [Feb 25, 2007]
 XXXX' - XXXX' } M3A
 XXXX' - XXXX' } M3B

Note: 4-1/2" TCP GUNS HSC-4000-311/ 12 SPF.
 [February 26, 2007]

TOTAL NET : 22'
 GUN 4 1/2" TCP [34 B HJII RDX]
 SPF : 12
 TOTAL HOLES : 264

XXXX' Top of Sand fill up [Feb 23, 2007] Precision
 XXXX' Top of Sand fill up [Jan 11/ 02], PLT (Schlumberger)
 XXXX' Top of Sand fill up [Aug 25/02], GR-CCL (Schlumberger)
 XXXX' Top of Cement [PB TMD], CB-VDL-GR-CCL
 XXXX.X' Float Collar

XXXX.X' 9 5/8" Casing shoe [200 Jts. 47.0#ft., N-80, BTC]
 XXXX' Total Measured Depth [12 1/4" Hole]

Occidental de Colombia, Inc.	MECHANICAL CONDITION SHEET Last Update: August 26, 2008	DATE OF INITIAL COMPLETION: July 15, 2002	PREPARED & DRAW: XXXXXXXXXXXX	FIFTH INSTALLATION	
		DATE OF LAST JOB: June 23, 2007	REVISED: XXXXXXXXXXXX	APPROVED: <input checked="" type="checkbox"/>	USCO 03

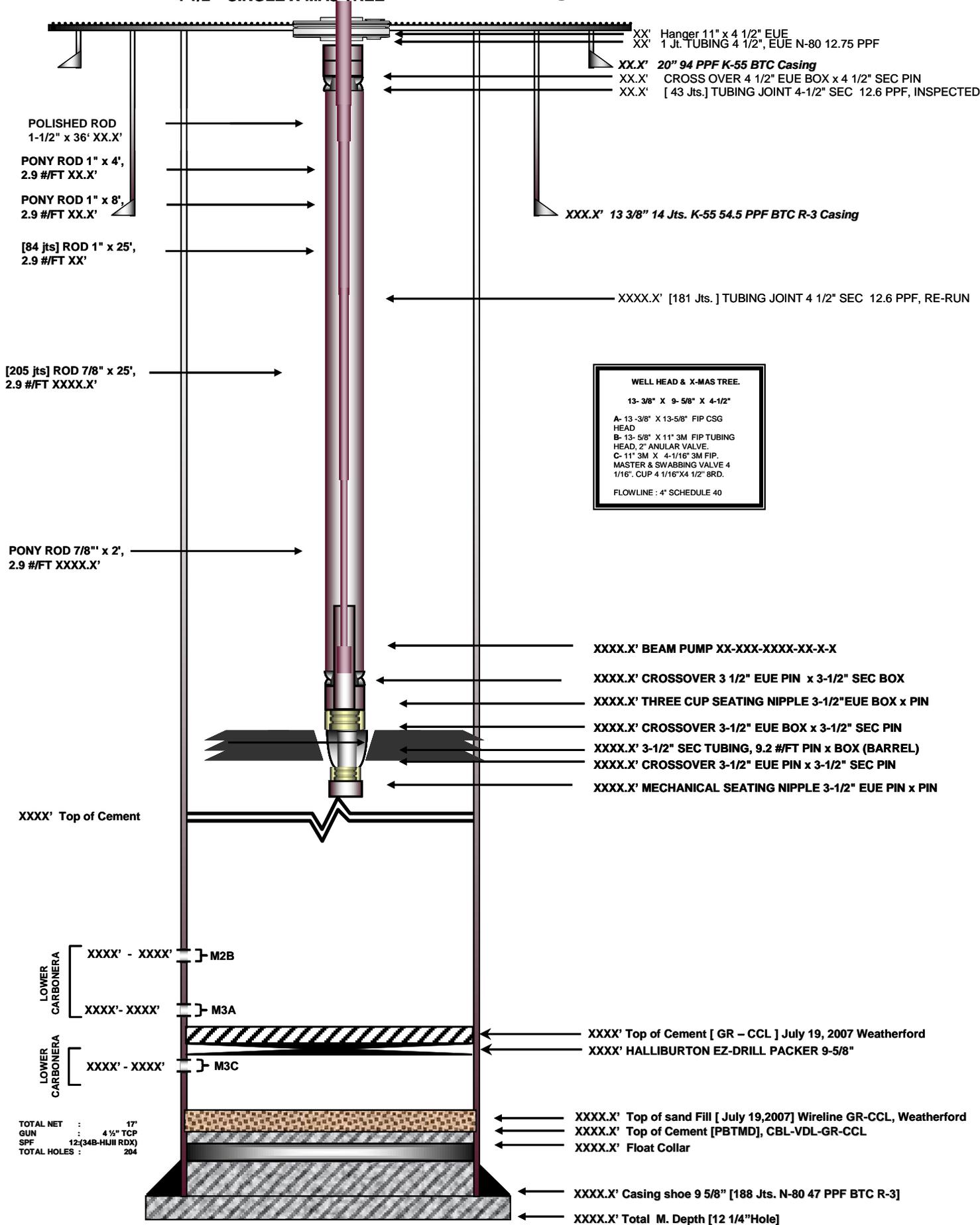
Rotary Table Elevation = 480'

Ground Elevation = 460'

RTE to tubing spool = 20'

Tbg measurements are referred to RTE

4 1/2" SINGLE X-MAS TREE



WELL HEAD & X-MAS TREE.

13- 3/8" X 9- 5/8" X 4-1/2"

A- 13- 3/8" X 13-5/8" FIP CSG HEAD

B- 13- 5/8" X 11" 3M FIP TUBING HEAD, 2" ANULAR VALVE

C- 11" 3M X 4-1/16" 3M FIP MASTER & SWABBING VALVE 4 1/16" CUP 4 1/16"X4 1/2" 8RD.

FLOWLINE : 4" SCHEDULE 40

TOTAL NET : 17'
 GUN : 4 1/2" TCP
 SPF : 12(34B-HUJI RDx)
 TOTAL HOLES : 204

FOURTH INSTALLATION



MECHANICAL CONDITION SHEET
 Last Update: August 19, 2008

DATE OF INITIAL COMPLETION: OCTOBER 12, 2003
 DATE OF LAST JOB: JULY 19, 2007

PREPARED & DRAW: XXXXXXXXXXXX
 REVISED: XXXXXXXXXXXX

APPROVED:

USCO 04

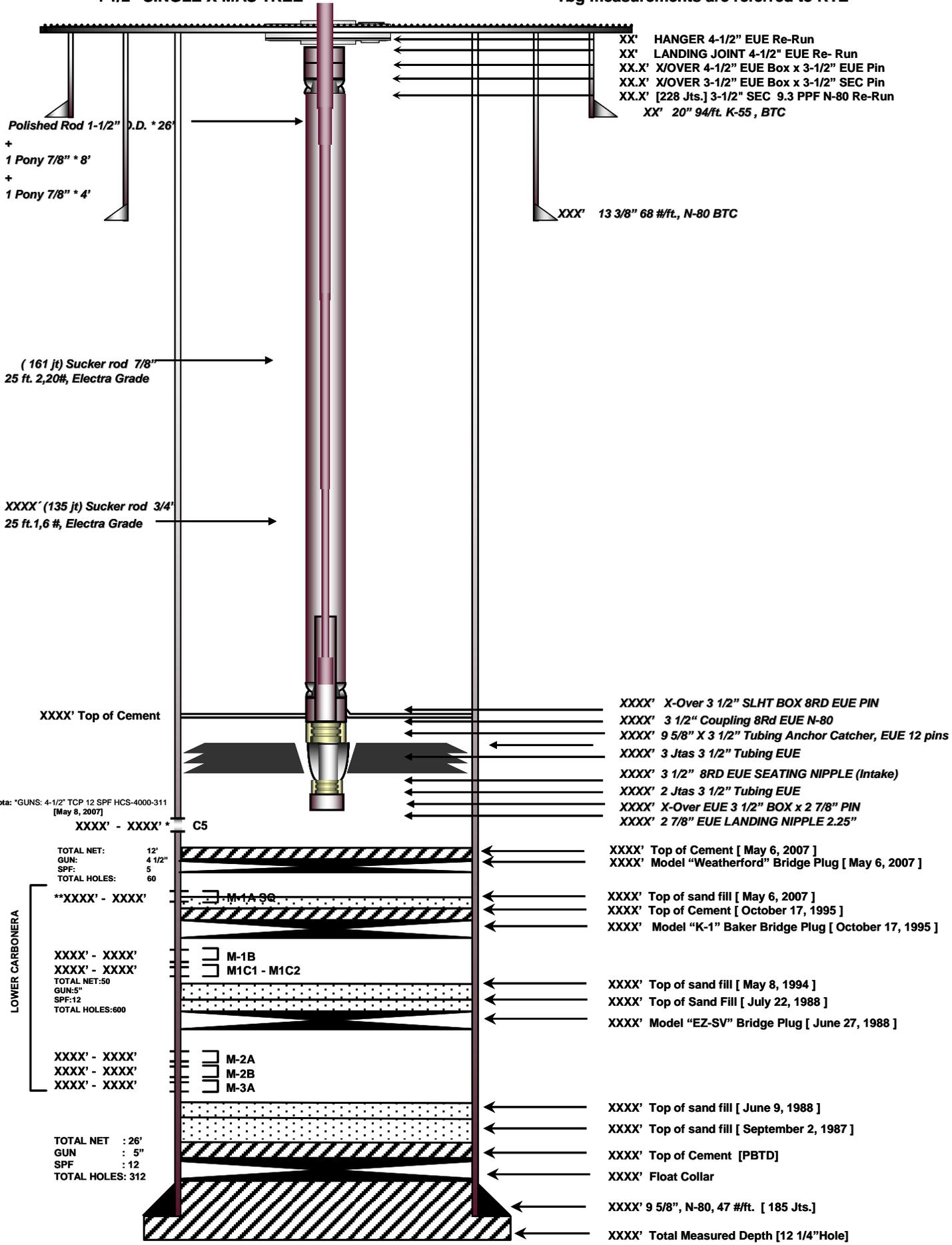
Rotary Table Elevation = 479'

Ground Elevation = 461'

RTE to tubing spool = 20'

Tbg measurements are referred to RTE

4 1/2" SINGLE X-MAS TREE



Nota: *GUNS: 4-1/2" TCP 12 SPF HCS-4000-311 [May 8, 2007]

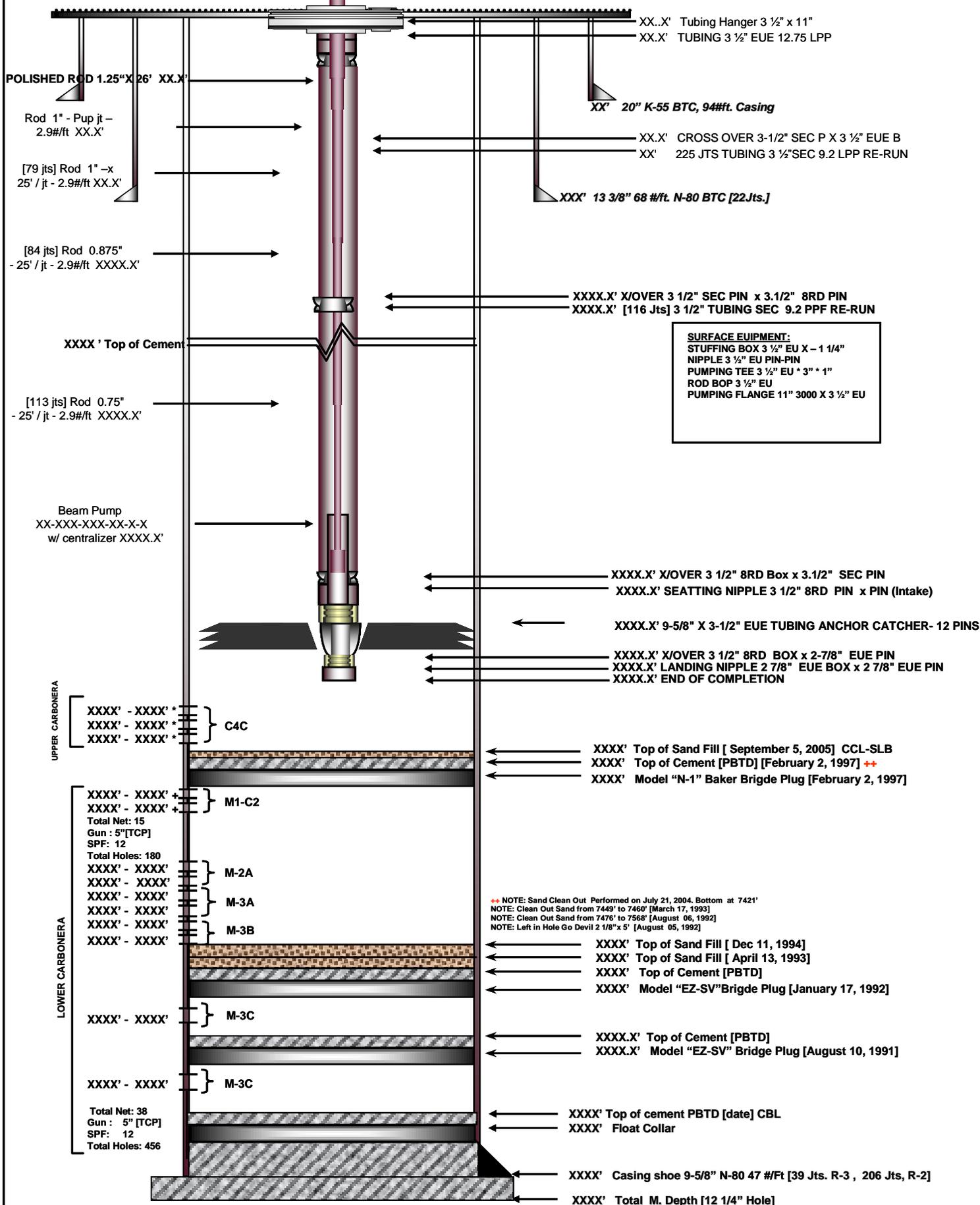
LOWER CARBONERA



Rotary Table Elevation = 480' Ground Elevation = 458'
 RTE to tubing spool = 24.35'

3 1/2" Single X-Mas Tree

Tbg measurements are referred to RTE



SURFACE EQUIPMENT:
 STUFFING BOX 3 1/2" EU X - 1 1/4"
 NIPPLE 3 1/2" EU PIN-PIN
 PUMPING TEE 3 1/2" EU * 3" * 1"
 ROD BOP 3 1/2" EU
 PUMPING FLANGE 11" 3000 X 3 1/2" EU

++ NOTE: Sand Clean Out Performed on July 21, 2004. Bottom at 7421'
 NOTE: Clean Out Sand from 7449' to 7460' [March 17, 1993]
 NOTE: Clean Out Sand from 7476' to 7568' [August 06, 1992]
 NOTE: Left in Hole Go Devil 2 1/8" x 5" [August 05, 1992]

EIGHTEENTH ESP INSTALLATION

	MECHANICAL CONDITION SHEET Last Update: August 24, 2008	DATE OF INITIAL COMPLETION: NOVEMBER 8, 1987	PREPARED & DRAW: XXXXXXXXXXXX	APPROVED: 	USCO 06
		DATE OF LAST JOB: FEBRUARY 21, 2006	REVISED: XXXXXXXXXXXX		

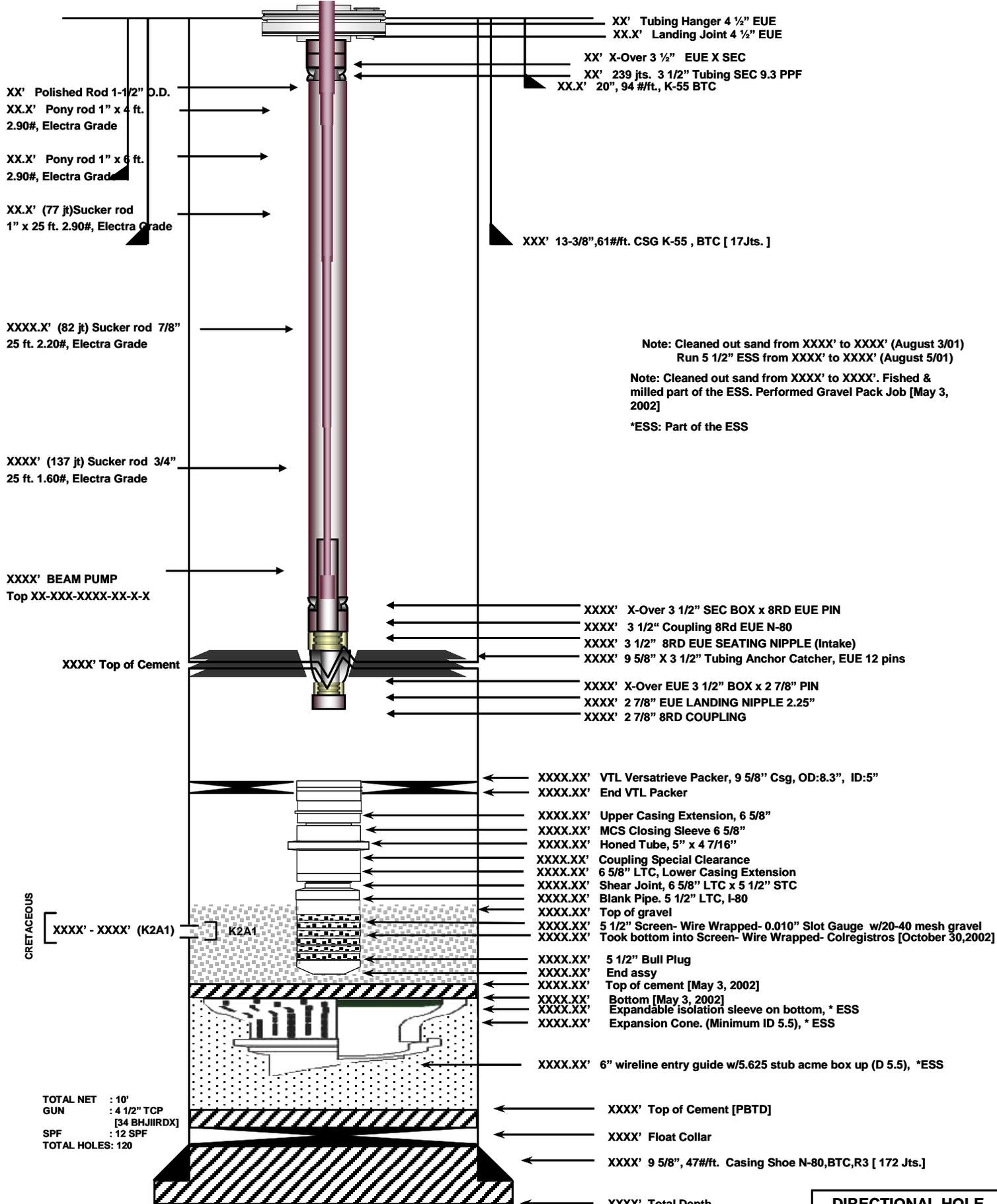
Rotary Table Elevation = 480'

Ground Elevation = 460'

3 1/2" SINGLE X-MAS TREE

RTE to tubing spool = 20'

Tbg measurements are referred to RTE



Note: Cleaned out sand from XXXX' to XXXX' (August 3/01)
 Run 5 1/2" ESS from XXXX' to XXXX' (August 5/01)

Note: Cleaned out sand from XXXX' to XXXX'. Fished & milled part of the ESS. Performed Gravel Pack Job [May 3, 2002]

*ESS: Part of the ESS

TOTAL NET : 10'
 GUN : 4 1/2" TCP
 [34 BHJIIRD]X
 SPF : 12 SPF
 TOTAL HOLES: 120

DIRECTIONAL HOLE
 POOH FIFTH INSTALLATION

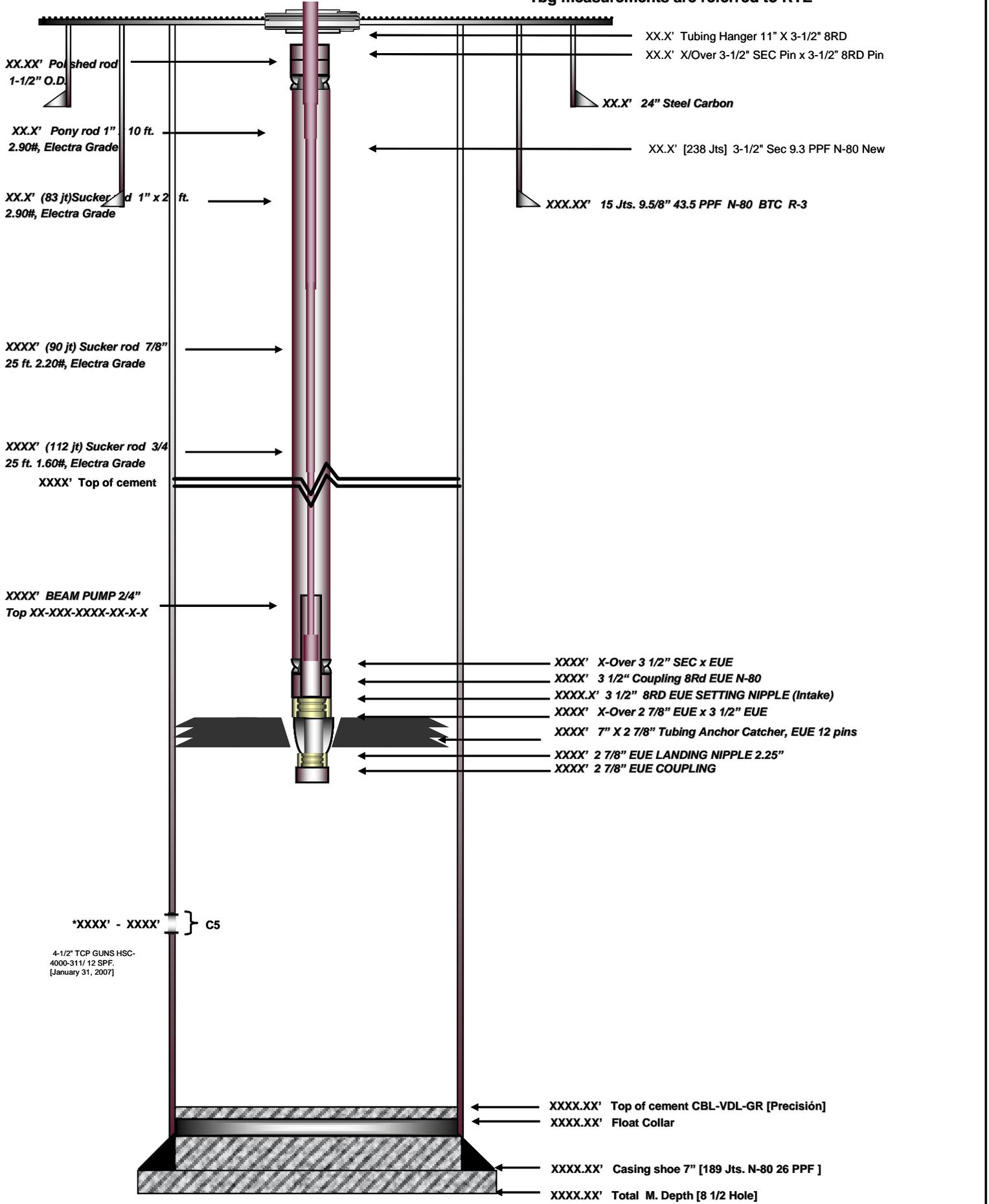
OCCIDENTAL MECHANICAL CONDITION SHEET Last Update: August 17, 2008	DATE OF INITIAL COMPLETION: FEBRUARY 12, 2001	PREPARED & DRAW: XXXXXXXXXXXX	APPROVED: <input type="checkbox"/>	USCO 07
	DATE OF LAST JOB: JULY 16, 2004	REVISED: XXXXXXXXXXXX		

Rotary Table Elevation = 482'

Ground Elevation = 465'

RTE to tubing spool = 17'

Tbg measurements are referred to RTE



4-1/2" TCP GUNS HSC-4000-311/ 12 SPF. [January 31, 2007]

164



MECHANICAL CONDITION SHEET
Last Update: August 6, 2008

DATE OF INITIAL COMPLETION: February 2, 2007
DATE OF LAST JOB: February 6, 2007

PREPARED & DRAW: XXXXXXXXXXXX
REVISED: XXXXXXXXXXXX

FIRST INSTALLATION	
APPROVED:	<input checked="" type="checkbox"/>
USCO 08 Directional Well	