

**OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN POZOS CON ALTO CORTE
DE AGUA DEL CAMPO CAÑO LIMÓN**

**BELKIS BRILLITH YORGET TOLOZA MENDEZ
ANDRÉS FELIPE DIAZ GALVIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN POZOS CON ALTO CORTE
DE AGUA DEL CAMPO CAÑO LIMÓN**

**BELKIS BRILLITH YORGET TOLOZA MENDEZ
ANDRES FELIPE DIAZ GALVIS**

Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos

Tutores

**Ing. LUIS CASANOVA
Occidental de Colombia, Inc**

**Ing. ERIK MONTES
Profesor Escuela Ing. de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A Dios por permitirnos alcanzar nuestras metas y por su bendición en todo momento.

Al ingeniero **Erik Montes**, por creer en la importancia del proyecto y por su buena disposición, interés y colaboración para la finalización de esta tesis de grado.

Al ingeniero **Luis Casanova** por su colaboración, orientación y confianza en todo el desarrollo de esta tesis.

A los Ingenieros **Luis Carlos Villamizar y Jules Díaz** por toda la información prestada, su gran apoyo y valiosas recomendaciones durante el proyecto.

A los ingenieros **Fernando Calvete y Jorge Sachica** por su contribución y recomendaciones compartidas como calificadoros de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander y todo el personal docente por entregarnos los conocimientos necesarios para ser Ingenieros de Petróleos íntegros y de calidad.

A Occidental de Colombia y todo el personal que entregó información valiosa y buenos aportes para el desarrollo de esta tesis.

A nuestros compañeros por compartirnos sus conocimientos y su amistad.

DEDICATORIA

A Dios por entregarme la sabiduría y la fuerza para alcanzar mis metas. Nada ha sido más grato que emprender mi camino y sentir que siempre estabas a mi lado.

A mi padre, pues gracias a su gran apoyo, cariño e instrucciones, he dado uno de los pasos más importantes de mi vida.

A mi madre, por sus oraciones, que sin duda fueron escuchadas.

A mis hermanos Jorge y Alejandro por sus consejos, colaboración y cariño. A Liseth, mi hermanita y amiga, por permitirme contar con ella incondicionalmente. A Eneddy y Margareth, por sus consejos y apoyo en cada paso de mi vida.

A Occidental de Colombia, Inc., por permitirme afianzar mis conocimientos dentro de tan importante compañía. En especial al grupo de producción de Caño Limón así como a los ingenieros Juan Sebas, Duber, Ariel, Andrés y José Luis. Les aprendí mucho y nunca los olvidaré.

A los ingenieros Luis Casanova y Luis Villamizar, por su colaboración, paciencia y disposición de enseñar, que siempre demostraron en la realización de mi práctica empresarial y en la elaboración de mi tesis de Grado; además de la amistad y el apoyo incondicional brindado.

A mis amigos y amigas, que me acompañaron en mi carrera y que fueron una buena fuente de ánimo y fuerza en cada momento de mi vida como estudiante; en especial a Yoelís, Jaines, Evelyn, Liana, Ludy, Felipe, Yeison y Lida, jamás olvidaré los momentos tan especiales que pasamos en Barrancabermeja y Bucaramanga. En particular a una persona que siempre estuvo ahí para apoyarme y animarme en los momentos que más lo necesité: te amo Edwin.

BRILLITH TOLOZA

DEDICATORIA

A DIOS por estar siempre con mígo durante el transcurso de mi carrera estudiantil y por ir de la mano de mi compañera y mío durante el desarrollo de este trabajo, por darnos aliento cuando nos sentíamos decaídos, además de escuchar nuestras peticiones y ayudarnos con su sabiduría a terminar este proyecto.

A mi padre Fredy Díaz por confiarme, creer y apoyarme siempre en todas las decisiones que he tomado durante el transcurso de mi vida, sin duda es una de las piezas más importantes de mi vida gracias por haber aportado su granito de arena para poder alcanzar uno de los triunfos más grande de mi vida.

A mi madre confidente y amiga ELga lucía Galvis no hay palabra que exprese todo lo que le debo a ella solo me resta decirle que gracias por hacer de mí lo que soy hoy en día.

A toda mi familia que de una u otra forma estuvieron ahí presentes creyendo en mí y dándome fuerzas para salir adelante.

A mis amigos Mónica, Brillith, Yeison, Lida, Norida por estar conmigo durante toda la carrera sin duda me llevo momentos especiales con cada uno de ustedes, fueron un gran apoyo durante el lapso de mi estadía en la universidad.

A mis parceritos Vicky, Tao, Tatis, Vane y Zaira porque compartí muchos momentos inigualables e inolvidables además de los muchos más que faltan, gracias por escucharme cuando los necesitaba.

ANDRES FELIPE DIAZ GALVIS

CONTENIDO

Pág.

LISTA DE FIGURAS

Pág.

LISTA DE TABLAS

Pág.

Pág.

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA DEL CAMPO CAÑO LIMÓN*

**AUTORES: BELKIS BRILLITH TOLOZA MENDEZ
ANDRES FELIPE DIAZ GALVIS****

** Tesis de grado para optar el título de ingeniero de petróleos.

**** Facultad de ingeniería fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Ing. Luis Casanova, Ing. Erick Montes.

PALABRAS CLAVES: Caño Limón, Bombeo Electrosumergible, Pruebas PLT, BSW, Prueba Seraphin, registro Gamma Ray, CCL, CBL

RESUMEN

El sistema de levantamiento artificial principalmente utilizado en el campo Caño Limón, que opera Occidental de Colombia, es el Bombeo Electrosumergible en razón a los altos caudales de producción y el elevado corte de agua. Debido a que el funcionamiento base de este sistema de levantamiento artificial se da por consumo de energía eléctrica, el gasto operacional de mayor impacto para la compañía es la compra y generación de la energía que se consume principalmente en el levantamiento del fluido de producción.

El propósito del presente estudio es hacer un análisis técnico y económico con el fin de evaluar algunos parámetros de yacimiento de varios pozos que por sus condiciones de operación ya están llegando al límite económico o tienen posibilidades de reacondicionamiento que permitan mantener la producción de petróleo de dichos pozos, o incrementarla, con el fin de reducir la extracción de agua y el consumo de energía del campo.

El análisis técnico busca determinar cuales pozos, aún con buenas reservas de aceite, pueden ser reacondicionados y cuya producción justificaría apagar el sistema de levantamiento de otros pozos que están muy cerca, o que han llegado al límite económico, y que consumen altas cantidades de energía. El análisis económico pretende demostrar la relación costo beneficio que se lograría implementando el proyecto.

Finalmente, se observan resultados referentes al consumo de energía y producción de petróleo y se analizarán aportes adicionales del proyecto en la operación en general del campo.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OF ENERGY CONSUMER IN WELLS WITH HIGH COURT OF WATER OF CAÑO LIMÓN FIELD*

**AUTHORS: BELKIS BRILLITH TOLOZA MENDEZ
ANDRES FELIPE DIAZ GALVIS****

KEY WORDS: Caño Limón, Electrical Sumergible Pumping, PLT testing, BSW, Seraphin testing, Gamma Ray registers, CCL, CBL.

ABSTRACT

The artificial lift system mainly used in the Caño Limón field, which operates Occidental de Colombia, is pumping electrosumergible due to high production volumes and high water cut. Because the basis of this operation artificial lift system is given by power consumption, the operating expense of greater impact for the company is buying and generating energy that is consumed mainly in the removal of fluid production.

The purpose of this study is to make a technical and economic analysis to evaluate some parameters of several wells that site by operating conditions and are approaching the economic limit or have the potential to overhaul that will maintain oil production of such wells, or increased in order to reduce the extraction of water and energy consumption of the field.

Technical analysis seeks to determine which wells, even with good reserves of oil can be reconditioned and the production would justify lifting off the system from other wells that are close or have reached the economic limit, and consume high amounts of energy . The economic analysis aims to demonstrate the cost benefit would be achieved by implementing the project.

Finally, there are results concerning energy consumption and production of oil and analyze additional inputs of the project in the overall operation of the field.

** Thesis degree.

**** Faculty of Physical-chemical Engineering, Petroleum Engineering Program, Director, Engineer Erik Montes

INTRODUCCIÓN

El sistema de levantamiento artificial utilizado actualmente en la mayoría de los pozos del campo Caño Limón es el Sistema de Bombeo Electrosumergible. Este método de levantamiento artificial consta de un motor eléctrico acoplado a una bomba y un protector, junto a otros componentes. Debido a que el motor es eléctrico, el funcionamiento base de este sistema de levantamiento se da por consumo de energía eléctrica. En Caño Limón, uno de los costos operacionales de mayor impacto para la compañía operadora es la generación de energía, que se consume principalmente en el levantamiento del fluido de producción por el funcionamiento de las bombas electrosumergibles de los pozos. Estos costos por consumo de energía superan los costos por tratamiento de fluidos de producción. Debido a que el campo produce altas cantidades de agua en comparación con la cantidad de petróleo producido se cuenta con pozos que presentan altos consumos de energía gastados en la producción de altas cantidades de agua con respecto a la producción de petróleo que aportan.

Este proyecto se basó en identificar oportunidades de optimizar el consumo de energía del campo manteniendo o incrementando la producción de aceite y reduciendo el consumo de energía de algunos pozos del campo Caño Limón, a través de un análisis de consumo de energía y producción de los pozos. Se realizó una comparación entre el consumo diario de energía de todos los pozos del campo y su producción diaria de aceite y de agua, con el objetivo de identificar la población de pozos que podrían considerarse como ineficientes por incrementar el consumo de energía sin realizar un aporte significativo a la producción diaria de petróleo del campo.

Luego de realizar la selección de los pozos ineficientes, se evaluaron las posibilidades de optimización de consumo de energía en siete de ellos por medio

de la evaluación de algunos trabajos de Workover y el abandono temporal de otros. Esta evaluación tomó en cuenta información del yacimiento, del sistema de levantamiento electrosumergible y datos de producción de los pozos para determinar oportunidades de reacondicionamiento o abandono temporal de estos. Por medio de los trabajos de reacondicionamiento buscamos reducir el consumo de energía de los pozos y al mismo tiempo aumentar o mantener la producción de petróleo. Con el abandono temporal de pozos se logró reducir el consumo de energía por aquellos pozos que generaban costos por renta diaria de equipos de fondo y que económicamente no era viable su explotación.

Al obtener resultados para los siete pozos seleccionados, se analizaron las condiciones de estos antes y después de los trabajos de reacondicionamiento y abandono para definir ahorros por consumo de energía, disminución en las tasas de producción y ganancias por aumento de la producción de petróleo. Estos resultados se examinaron junto con los costos de implementación del proyecto asociados a las pruebas y registros realizados en los pozos, los trabajos de Workover y las pérdidas de producción de los pozos que se apagaron. Finalmente se analizó el costo-beneficio logrado al implementar el proyecto y el tiempo en que se recupera la inversión realizada.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

El 1 de julio de 1980 Ecopetrol y Occidental de Colombia firmaron el contrato de asociación Cravo Norte para la exploración de petróleo sobre los bloques Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas, ubicados en el departamento de Arauca, iniciando así uno de los proyectos más importantes de la industria petrolera en Colombia.

Occidental de Colombia es una división de la compañía multinacional Occidental Petroleum (OXY) dedicada a la exploración, explotación y producción de recursos energéticos e hidrocarburos en varias partes del mundo.

El campo Caño Limón fue descubierto el 13 de julio de 1983 por el pozo direccional caño limón 1 que producía, de la formación Mirador inferior, 3425 barriles de petróleo por día (BOPD).

En 1984 la compañía petrolera SHELL adquirió un 25% de la asociación Cravo Norte. En 1988 SHELL tomó la decisión de intercambiar activos con OXY quedando de esta manera como único socio del contrato.

La duración del contrato es de 28 años, que se dividen en dos periodos de la siguiente manera: el de exploración que tiene una duración máxima de 6 años y, el segundo, de explotación que tiene un periodo de 22 años. Al finalizar éste periodo todas las instalaciones, equipos y producción restantes pasarán a ser propiedad de Ecopetrol sin ningún costo.

Las condiciones económicas del contrato de asociación le aseguran al Estado colombiano el 82% de las utilidades netas generadas por el proyecto petrolero. Dicha suma le llega al Estado a través de Ecopetrol.

En 1984 fue declarado campo comercial y a partir de esa fecha Ecopetrol participa en la producción y comparte la inversión en un 50%. El 8 de diciembre de 1985 se inició la producción comercial con 19 pozos perforados y una producción promedio de 8000 barriles de fluido por día (BFPD).

1.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

Caño Limón es un yacimiento de Black oil, cuya energía está constituida por un empuje frontal de agua, el cual le da soporte y mantenimiento de presión a la estructura; el petróleo tiene una presión de burbuja de aproximadamente 50 psi y una relación gas petróleo entre 5 y 8 pies cúbicos de gas por barril fiscal de petróleo (SCF/STB).

Se caracteriza por ser un yacimiento con alta heterogeneidad, donde no hay un área productora continua si no que, por el contrario, se tiene una distribución de canales que hacen más compleja su explotación, cuya arena productora es la que viene de la formación mirador, a una profundidad promedio de 7600 pies.

Al principio se creía que el campo Caño Limón estaba conformado por una sola estructura. Gracias a la ayuda de nuevas tecnologías sísmicas, y con la perforación de nuevos pozos, se pudo identificar la existencia de tres cierres estructurales que hacen parte de las áreas productivas del campo: Caño Limón, La Yuca y Matanegra.

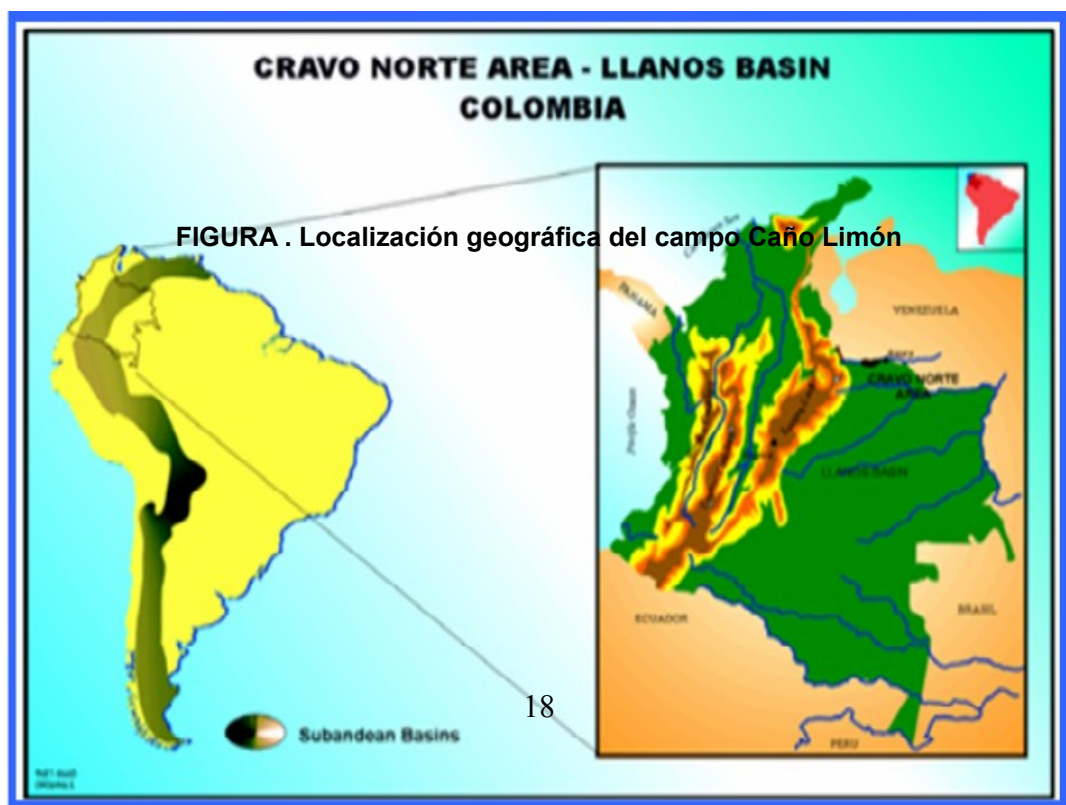
Actualmente el campo Caño Limón cuenta con 394 pozos productores activos, 9 inyectores, 12 secos, 43 abandonados y 33 inactivos. Del yacimiento se extraen

actualmente 2.851.721 barriles de fluido por día (BFPD), para una producción promedio de crudo de 80,000 barriles de aceite por día (BOPD) con un corte de agua promedio de 93%.

1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO.

El campo Caño Limón se encuentra ubicado dentro del área del contrato de asociación Cravo Norte de los Llanos Orientales, el cual abarca una extensión de 260,000 hectáreas localizadas en el extremo norte de los Llanos Orientales de Colombia, en el departamento de Arauca, entre la población de Arauquita y el caserío La Yuca.

El campo está situado sobre la rivera del río Arauca, a 50 kilómetros al suroccidente de la ciudad de Arauca, capital del departamento de Arauca, limitando con la república de Venezuela (Figura 1).



Fuente: Occidental de Colombia

1.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO

El yacimiento está conformado por formaciones que van desde el cretáceo hasta el oligoceno; son arenas deltaicas pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7,600 pies (2,315 m) y el mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

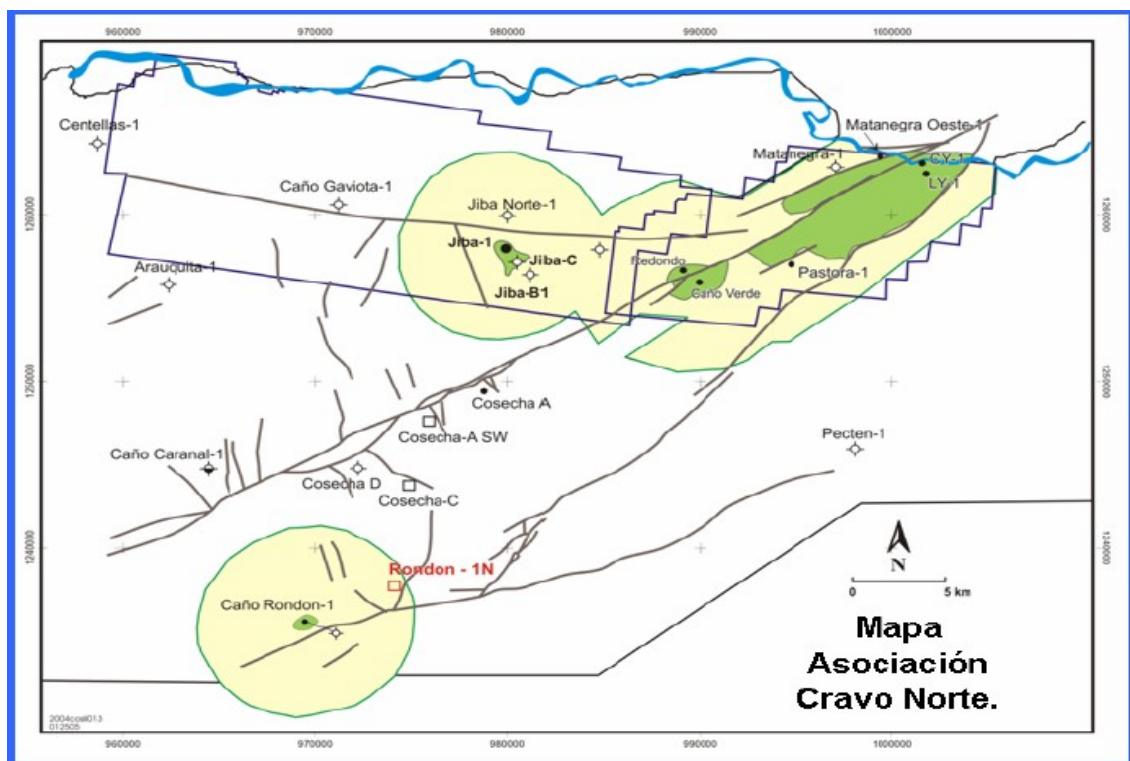
1.4.1 Ubicación geológica. El campo se encuentra ubicado sobre el arco de Arauca que corresponde a un flanco monoclinal al norte de la cuenca de los Llanos Orientales. Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela). Al este de los Llanos Orientales se encuentra un escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

La región norte de los Llanos Orientales corresponde a un flanco monoclinal que descende con dirección oeste con buzamiento suave. La formación estructural consiste en fallamiento de tipo normal con dirección noreste - sureste, cuyo origen se cree que es del paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran hasta sedimentos terciarios.

1.4.2 Geología estructural. El campo está comprendido por tres cierres estructurales, denominados de esta manera: Caño Limón, Matanegra y La Yuca. Cada uno de ellos asociados a un área productiva. La formación de éstos bloques se dió por el movimiento lateral de la falla Caño Limón, que secciona al campo de noreste a suroeste y al desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca, que delimitan los respectivos bloques estructurales (Figura 2).

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

FIGURA .Ubicación estructural de los campos en el bloque Cravo Norte



Fuente: Occidental de Colombia

1.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

1.5.1 Propiedades petrofísicas del yacimiento. Para obtener las propiedades petrofísicas del campo se ha llevado a cabo un minucioso análisis de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos, pruebas de rutina a los corazones disponibles para poder obtener resultados de porosidad y permeabilidad de las arenas y análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento.

Propiedades petrofísicas más importantes del yacimiento:

Tabla . Propiedades petrofísicas del campo Caño Limón

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA	
Profundidad promedio	7,600 pies
Área	8,900 acres
Espesor Neto Petrolífero	150 pies
Presión Inicial (a 7,100 pies, BNM)	3,213 PSIA
Temperatura (a 7,100 pies, BNM)	207 °F
Saturación de Agua inicial	25%

Fuente: Occidental de Colombia

1.5.2 Porosidad. Los valores de porosidad se han determinado a partir de la correlación establecida entre las porosidades medidas en los núcleos y las calculadas de los registros eléctricos. En promedio las porosidades de las arenas productoras del campo Caño Limón son altas, en especial las provenientes de la formación carbonera inferior, seguida de las arenas C5 de la carbonera superior y el miembro cretáceo K2.

Tabla . Propiedades promedio del campo Caño Limón

ÁREA	FORMACIÓN	SATURACIÓN DE ACEITE (%)
CAÑO LIMÓN	CARBONERA SUPERIOR	67.0
	CARBONERA INFERIRO	76.9
LA YUCA	CARBONERA SUPERIOR	74.9
	CARBONERA INFERIRO	76.9
	K1 (CRETACEO)	37.3
MATANEGRA	CARBONERA SUPERIOR	50.0
	CARBONERA INFERIRO/MIRADOR	70.4
	K1 (CRETACEO)	37.3
	K2 (CRETACEO)	73.2

Fuente: Occidental de Colombia

1.5.3 Permeabilidad. Los valores de permeabilidad se han determinado basándose en análisis de presiones hechos a la formación, pruebas de producción y análisis de corazones.

Después de hacer las respectivas pruebas se obtuvo que las permeabilidades más altas pertenecen a las arenas de la formación carbonera inferior, las cuales tienen un valor promedio de 5 darcys, y para las arenas del K2 de 2 darcys.

1.5.4 Saturación de fluidos. Las formaciones petrolíferas de Caño Limón se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja (50 psi) y por tal razón

no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva, solo se producirá petróleo y agua.

La saturación de fluidos se determina con base en la evaluación de registros eléctricos, en la utilización de programas que incorporan parámetros de porosidad y arcillosidad de los reservorios y con base en permeabilidades relativas para el sistema de drenaje.

Tabla . Saturaciones promedio del campo

AREA	FORMACION	SATURACION DE ACEITE (%)
CAÑO LIMON	CARBONERA SUPERIOR	67.0
	CARBONERA INFERIRO	76.9
LA YUCA	CARBONERA SUPERIOR	74.9
	CARBONERA INFERIRO	76.9
	K1 (CRETACEO)	37.3
MATANEGRA	CARBONERA SUPERIOR	50.0
	CARBONERA INFERIRO/MIRADOR	70.4
	K1 (CRETACEO)	37.3
	K2 (CRETACEO)	73.2

Fuente: Occidental de Colombia

1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Para determinar las principales propiedades de los fluidos del campo Caño Limón se han tomado muestras de fondo para hacer el análisis PVT, dando como resultado que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja (50 psi), lo que indica que solo se producirá fases líquidas durante toda su vida productiva; por lo cual se clasifica al campo como un yacimiento de aceite subsaturado.

Tabla . Propiedades de los fluidos del yacimiento.

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	
GRAVEDAD API DEL CRUDO	29 ° API
DENSIDAD DEL CRUDO	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

1.7 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Dentro de las propiedades del yacimiento que tienen gran influencia para la selección de pozos candidatos a trabajos de Workover y/o abandono de pozos se encuentran:

1.7.1 Corte de agua y gravedad API. El corte de agua es el porcentaje de agua del volumen total del fluido en la superficie del pozo, no en el yacimiento, y está directamente relacionada con la densidad del fluido, pues entre mayor sea el corte de agua, mayor densidad y por tanto mayor peso de la columna hidrostática que el sistema debe levantar hasta superficie. También se debe tener en cuenta que la densidad de los fluidos es función de la temperatura y la presión.

La Gravedad API está en función de la gravedad específica que relaciona la densidad del fluido y la del agua, tomado bajo condiciones estándar, utilizada para caracterizar los fluidos de yacimiento.

1.7.2 Índice de productividad. Es un factor que controla el paso de los fluidos desde el yacimiento hasta el pozo e indica la capacidad del pozo para producir; este factor depende directamente de la permeabilidad efectiva, espesor de producción, viscosidad del fluido, factor volumétrico, radio de drenaje y radio interno del pozo. Es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo, expresado como la relación entre el caudal producido y la caída de presión del yacimiento.

1.7.3 Presiones de fondo. La presión promedio se puede considerar un factor constante durante largos periodos de tiempo y es la misma presión de fondo, medida en un pozo cerrado. La presión de fondo muestra la distribución de presión en el yacimiento alrededor de un pozo productor. La diferencia entre las dos presiones es conocida como Draw Down, si la presión estática es mayor que la presión de fondo fluyendo los fluidos salen de la roca y entran a la tubería.

La presión es un factor de gran influencia en el diseño de los sistemas de levantamiento artificial, ya que directamente de esta depende la cantidad de sumergencia con que se puede contar. Para el caso del Bombeo Electrosumergible se requiere de bastante sumergencia para que el motor se mantenga refrigerado por el constante flujo periférico del fluido y de esta manera evitar la cavitación en las bombas al obtener la cantidad de extracción óptima.

1.7.4 Estado mecánico del pozo. Es una representación gráfica de la condición física de un pozo petrolero. Muestra dirección, forma y profundidad del pozo, además de zonas productoras cañoneadas, herramientas y demás equipos instalados en los pozos. Es muy útil para conocer claramente las condiciones del pozo y tomar decisiones con respecto a este. El sistema de Bombeo Electrosumergible opera en condiciones óptimas en pozos con alto nivel de desviación en el campo Caño Limón.

1.7.5 Intervalo cañoneado. Es un dato de vital importancia para saber la profundidad de asentamiento a la cual se debe colocar la bomba. Define el espesor de la zona productora de hidrocarburo que se ha perforado para poner en producción el pozo.

1.7.6 Presión de descarga en cabeza de pozo. Es la presión que debe aportar el sistema de levantamiento, de tal manera que los fluidos extraídos puedan llegar a los tanques de almacenamiento.

1.7.7 Registro sónico de cementación (CBL). La herramienta consta de dos secciones: Acústica y Electrónica; la sección acústica contiene un transmisor y un receptor. La onda sonora emitida por el transmisor viaja a través de la TR y es detectada por el receptor, la sección electrónica mide la amplitud de la señal del receptor y la transmite a la superficie para ser registrada. La amplitud de la onda es función del espesor de la tubería y de la resistencia, de la adherencia y espesor del cemento. El factor de adherencia proporciona una información cualitativa de la cementación.

1.7.8 Registro gamma RAY/CCL. Se utiliza como registro de correlación. Los rayos gamma dan medidas de formación mientras que el CCL muestra la profundidad de los collares en la tubería. Estos registros son utilizados para una serie de trabajos como la perforación de pozos entubados, cañoneo, etc..

El registro de rayos gamma naturales (GR) es un registro de fenómenos físicos que “ocurren naturalmente” en las rocas in situ. El registro GR indica la radioactividad natural de las formaciones. Casi todas las rocas presentan radioactividad natural y la cantidad depende de la concentración de potasio, litio y uranio. El registro GR estándar mide solo radioactividad total. El registro de GR generalmente se representa en la pista 1 (pista izquierda) del registro. Por lo general, se miden conjuntamente con algún otro registro, como el de resistividad o porosidad. En la actualidad casi cada registro incluye la curva de GR.

El registro GR es bastante útil e informativo. Entre sus usos se encuentran los siguientes:

- Diferencia rocas potencialmente productoras permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomía) de arcillas y lutitas no permeables.
- Define los límites de las capas y permite la correlación entre las capas.
- Proporciona un indicador de la arcillosidad de la capa.
- Ayuda en la identificación de la litología (mineral).

En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos, como cenizas volcánicas o residuos de granito, estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas. El registro de GR puede ser

corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de completamiento o reacondicionamiento de pozo. Es útil para la localización de capas con o sin arcilla y, lo más importante, para la correlación general.¹

FIGURA . Interpretación general de los registros Gamma Ray.



Fuente: Schlumberger; principios y aplicaciones de la interpretación de registro

2. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables o, en su defecto, con grandes perspectivas

¹ Schlumberger. Principios y aplicaciones de la interpretación de registros

y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. Este método es aplicado generalmente cuando se presentan los siguientes casos:

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

El BES se basa en la utilización de bombas centrífugas de múltiples etapas de subsuelo ubicadas en el fondo del pozo, estas son accionadas por motores eléctricos. Capaz de manejar altos caudales, puede trabajar a grandes profundidades; el rango de eficiencia está entre el 18%-68% y puede ser usado en pozos tanto verticales como desviados o inclinados.

El sistema de Bombeo Electro-sumergible (BES) ha demostrado ser una alternativa altamente eficiente para la producción del crudo liviano de Caño Limón, gracias a las ventajas que proporciona en comparación con cualquier otro método de levantamiento artificial. Este sistema posee la capacidad de manejar grandes volúmenes de crudo, desde 150 hasta 100.000 barriles por día (BOPD), en profundidades de más de 15,000 pies. El sistema BES permite controlar y programar la producción dentro de los límites del pozo, a través del empleo del variador de frecuencia.

Otro de los beneficios que ha proporcionado este sistema de levantamiento en el campo es la indicación continua de las condiciones de presión y temperatura en el pozo, gracias a las señales transmitidas por el sensor de presión y temperatura ubicado en el fondo pozo.

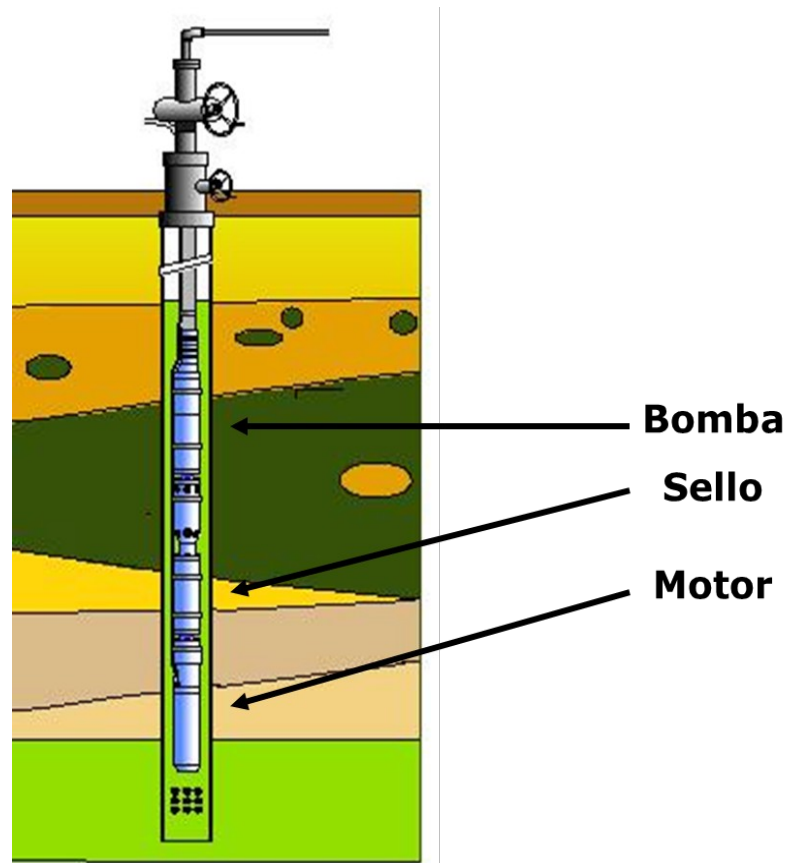


FIGURA . Bombeo Electrosumergible

Fuente: Occidental de Colombia

2.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO (BES)

Una unidad típica de bombeo electro-centrífugo sumergido está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electro-centrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial. Tablero de control, transformador.

2.1.1 Equipo de superficie

2.1.1.1 Transformador eléctrico: Es aquel que está constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido para el motor. Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores "taps" que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

FIGURA . Transformador eléctrico



Fuente: Occidental de Colombia

2.1.1.2 Tablero de control: Es el componente desde el que se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadores de la causa de paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto; los tipos de

tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.

2.1.1.3 Variador de frecuencia: Permite arrancar los motores a bajas velocidades, reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba; protege el equipo de variaciones eléctricas.

2.1.1.4 Caja de venteo: Está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control. Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero (Ver figura 6.).

2.1.1.5 Cabezal de descarga: El cabezal del pozo debe ser equipado con un cabezal en el tubing tipo hidratante o empaque cerrado.

Los cabezales de superficie pueden ser de varios tipos diferentes, de los cuales, los más comúnmente utilizados son:

- Tipo Hércules, para baja presión
- Tipo Roscado, para alta presión (Ver figura 8).

FIGURA . Caja de venteo



Fuente: Occidental de Colombia

FIGURA . Equipo de superficie del Bombeo Electrosurgible



Fuente: Bruzual T. "Evaluación y planificación de Métodos Artificiales de Producción de Hidrocarburos.

FIGURA . Cabezal de pozo



Fuente: Occidental de Colombia

2.1.2 Equipo de subsuelo. Son aquellas piezas o componentes que operan instalados en el subsuelo. Las compañías de bombeo electro-sumergible se especializan en la fabricación de estos equipos, mientras que los componentes de los otros dos grupos son considerados misceláneos. El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por la bomba centrífuga, la sección de entrada estándar o el separador de gas, la sección de sello o protector, el motor eléctrico.

2.1.2.1 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 del pozo y del nivel de aislamiento eléctrico requerido.

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 . Cable de potencia



Fuente: Baker Hughes - Centrilift

2.1.2.2 Sensor de fondo: Es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Cuando se utiliza un variador de frecuencia la información del sensor puede ser alimentada a un controlador para mantener una presión de fondo determinada, mediante el cambio de la velocidad de la bomba.

Este sistema está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción. El sensor puede registrar la presión de la parte interna de la tubería de producción, o la presión de entrada a la bomba, llamada presión fluyente en el punto de ubicación de la bomba. El sensor de presión es activado por el nivel del fluido y la presión de gas en el pozo. Un equipo de superficie se utiliza para manejar la información proveniente del fondo del pozo, en tiempo real. Esta información puede ser solamente mostrada, o enviada a otro sistema de monitoreo, para poder ser extraída y procesada posteriormente. En caño limón, estos datos se registran en IFIX, un sistema de monitoreo en tiempo real, manejado por Occidental de Colombia.

2.1.2.3 Carcasa del motor eléctrico. El cojinete de empuje soporta la carga de los rotores. El interior del motor se llena con aceite mineral caracterizado por su alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar a los cojinetes. Dicho aceite, permite que el calor generado en el motor, sea transferido a la carcasa y de ésta a los fluidos de pozo que pasan por la parte externa de la misma; razón por la que el aparejo no debe quedar abajo del intervalo cañoneado.

Cuando la pérdida de voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de mas alto voltaje y menor amperaje. En pozos muy profundos la economía es un factor importante: con un motor de más alto voltaje es posible usar un cable mas delgado.

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

Las funciones básicas de este equipo son:

- Permitir la igualación de presión entre el motor y el anular.
- Absorber la carga axial desarrollada por la bomba a través del cojinete de empuje impidiendo que estas se reflejen en el motor eléctrico
- Prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor.
- Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico.

- Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

Existen dos tipos de protectores: el convencional y el de tres cámaras aislantes. El diseño mecánico y principio de operación de los protectores difiere de un fabricante a otro. La diferencia principal está en la forma como el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo. El protector convencional, protege contra la entrada de fluido. El contacto directo entre el fluido del pozo y del motor ha sido considerado el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado. El protector de tres cámaras, constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción. Aunque dos de los tres sellos mecánicos fallen por alguna razón, el motor sumergible queda protegido. Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes del pozo.²

FIGURA . Sello y cámara de empuje



Fuente: Baker Hughes – Centrilift

2.1.2.5 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

2 MACHETE ELIANA. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico VSH2 utilizado en Caño Limón, trabajo de grado (Ing. de Petróleos).Universidad Industrial de Santander

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 . 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.

2.1.2.6 Bomba: Es una bomba centrífuga, con un impulsor que transfiere energía mecánica a un fluido por la acción rotatoria 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 consiste en que 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 . Etapa de una bomba del sistema BES



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.

2.2 VENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

- Puede levantar altos volúmenes de fluidos
- Maneja altos cortes de agua (aplicables en costa a fuera)

- Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.
- Su vida útil puede ser muy larga.
- Trabaja bien en pozos desviados.
- No causan destrucciones en ambientes urbanos.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formaciones de escamas.
- No tiene casi instalaciones de superficie, a excepción de un control de velocidad del motor.
- La motorización es eléctrica exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma, al fondo del pozo.
- Su tecnología es la más complicada y cara, pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales.

2.3 DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

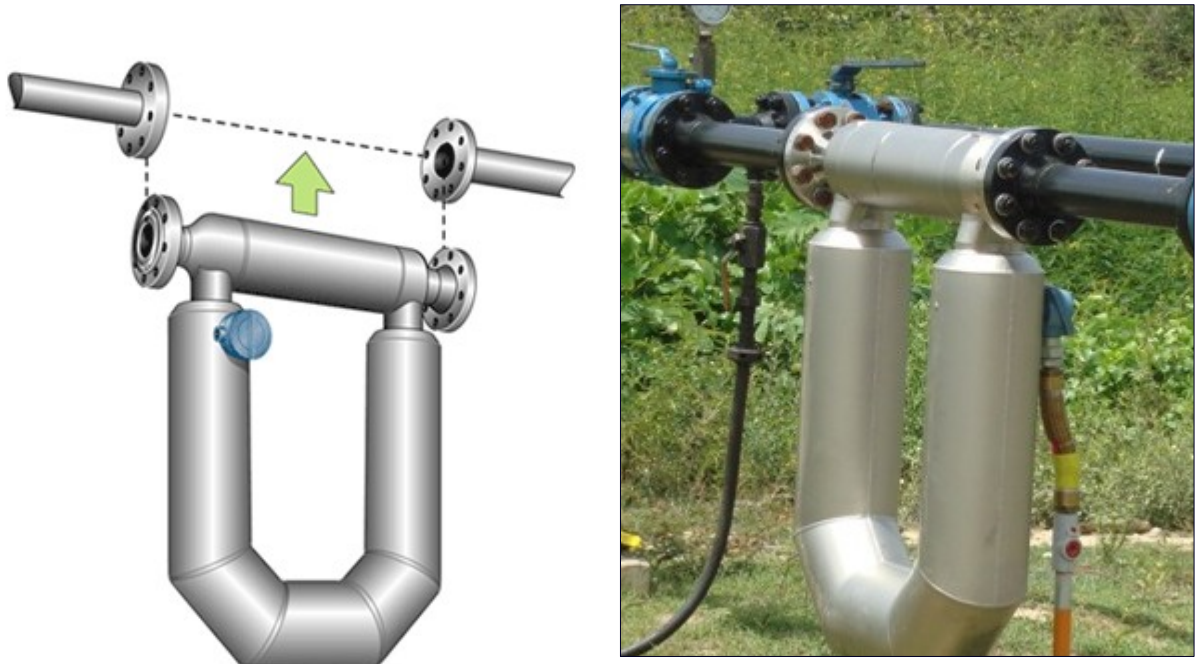
- Inversión inicial muy alta.
- Alto consumo de potencia.
- No es rentable en pozos de baja producción.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- Susceptible a la producción de gas y arena.
- Su diseño es complejo.
- Las bombas y motor son susceptibles a fallas.
- Es un sistema difícil de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.
- En cuanto al costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas.

3. MONITOREO DE BSW REALIZADO EN CAÑO LIMÓN

El mecanismo de empuje que presenta Caño Limón está constituido por un empuje frontal de agua, el cual le da soporte y mantenimiento de presión al yacimiento y que, al mismo tiempo, genera una alta producción de agua. A medida que entran en producción, los pozos el agua del yacimiento ocupan los espacios vacíos que el petróleo deja cuando es sacado a superficie. Por tal motivo, el corte de agua de los pozos de Caño Limón aumenta constantemente y debe ser monitoreado para determinar la producción diaria de petróleo. Además, para Caño Limón, el corte de agua es un fuerte indicador de la cercanía al límite económico de los pozos, ya que se gasta una gran cantidad de dinero en levantamiento de fluidos (principalmente agua) por renta diaria de equipos de fondo y consumo de energía y en tratamiento químico de aguas de producción en las facilidades. Por ello, en el momento en que el corte de agua de un pozo sea lo suficientemente alto para que su producción deje de ser rentable, deben evaluarse opciones de reacondicionamiento o abandono del pozo.

El procedimiento de muestreo de BSW, que se realiza diariamente en el campo, toma en cuenta la tasa y el diámetro de la línea en forma de L encontrada en cabeza de pozo, como factores determinantes del sitio en el cual debe tomarse una muestra de fluido para análisis de BSW. Las muestras se obtienen por medio del tomamuestras ubicado en la cabeza del pozo o en él tomamuestras del manifold del pozo. Además del muestreo realizado diariamente por los operadores, se monitorea el BSW de los pozos en tiempo real, a través de un sensor de flujo másico tipo Coriolis ubicado en el manifold del pozo, el cual determina la tasa de fluido y el corte de agua del pozo. Estos datos se muestran para cada pozo a través de un sistema SCADA de monitoreo, en los centros de monitoreo y en las oficinas de las personas encargadas de monitorear tales variables.

FIGURA . Sensor de flujo másico



Fuente: Occidental de Colombia

3.1 MEDIDORES DE FLUJO TIPO CORIOLIS

El fluido a la entrada del medidor se divide entre dos tubos en forma de U, los cuales tienen un diámetro menor que el de la tubería del proceso. El flujo sigue la trayectoria curva de los tubos, pasando por una serie de detectores que lo que hacen es mandar esta información a la unidad electrónica donde se procesa y convierte a un voltaje proporcional a la tasa de flujo. El fluido converge a la salida del medidor donde se recombina con el fluido de la línea principal.

3.1.1 Ventajas de los medidores tipo Coriolis

- Estos medidores no se ven afectados por los cambios de temperatura o presión.

- Por no tener partes móviles ni desarmables, requieren de mínimo mantenimiento.
- La señal electrónica proporcionada al flujo ya viene corregida, es decir, que no amerita de cálculos complejos para la lectura.
- Es de fácil calibración en el campo.
- El error real es de menos del 0.2%.

3.1.2 Desventajas de los medidores tipo Coriolis

- Constituye el sistema de medición de flujo de mayor costo.

3.2 PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR BSW

El indicador principal para determinar el corte de agua en el campo Caño Limón, es el muestreo diario realizado en los pozos, el cual debe seguir un procedimiento claramente establecido. A continuación se muestra dicho procedimiento, que es un factor importante para el desarrollo del proyecto, por estar basado en el corte de agua de los pozos del campo.

I. Se verifica la tasa de producción de fluido del pozo en la lista suministrada por el supervisor en turno, usando el siguiente criterio para tomar la muestra:

Tabla . Criterio para toma de muestras del BSW

Tasa (BFPD)	Diámetro de L	Lugar de Muestreo
0 – 3,000	L de 3 in	Manifold
0 – 5,000	L de 4 in y 6 in	Manifold
> 3,000	L de 3 in	Cabeza de pozo

II. Se toma una botella de vidrio de aproximadamente 300 ml y/o garrafa de plástico para llenarla hasta un galón, limpia y seca, y se marca con el nombre del pozo que se va a muestrear.

FIGURA . Muestra de botella de vidrio de 300 ml



Fuente: Occidental de Colombia

III. Debe agregarse 4 gotas de “Rompedor de emulsión directa LA3139C” en la botella donde se va a tomar la muestra y tapar nuevamente.

FIGURA . Aplicación de rompedor para muestreo de BSW.



Fuente: Occidental de Colombia

IV. El operador debe ubicarse frente al manifold del pozo que se va a muestrear. Antes de retirar el tapón de la válvula tomamuestras debe verificar que

la válvula se encuentre cerrada, se retira el tapón y se acopla la boquilla tomamuestras.

FIGURA . Válvula toma muestra de manifold



Fuente: Occidental de Colombia

V. Se abre la válvula tomamuestra gradualmente y se deja drenar la línea durante 10 segundos para asegurar una muestra representativa.

FIGURA . Toma de muestra de fluidos para análisis de BSW desde el manifold del pozo.



Fuente: Occidental de Colombia

VI. Se restringe la válvula ubicada aguas arriba de la válvula tomamuestras para asegurar flujo turbulento a través de la tubería. Si el pozo tiene instalada platina de orificio, no es necesario restringir la válvula. Es importante no exceder el cierre de la válvula ubicada aguas arriba de la válvula tomamuestras; con un 50% de restricción de la válvula es suficiente. Esta operación se debe realizar monitoreando la presión en el manómetro ubicado en el manifold del pozo, de esta manera se evita disparar el pozo por alta presión.

VII. Cuando se toma la muestra el flujo es regulado cerrando parcialmente la válvula tomamuestras. Tomar una muestra de fluido de 200 ml a 250ml en la botella de muestreo; cerrar la válvula V-5 y proceder a tapar la botella y agitarla fuertemente.

FIGURA . Válvula tomamuestras del manifold del pozo



Fuente: Occidental de Colombia

VIII. Se cierra la válvula tomamuestras y se normaliza el flujo en la válvula aguas arriba de la válvula tomamuestras.

3.2.1 Muestreo en cabeza de pozo

I. Se abre la válvula tomamuestras y se drena la línea durante 20 segundos para asegurar una muestra representativa.

II. La válvula tomamuestras se abre lentamente para evitar salpicar fluido fuera del recipiente. Esta se abre un 50%.

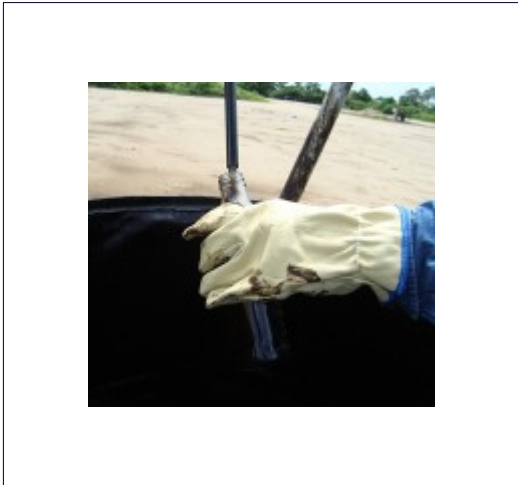
FIGURA . Válvula tomamuestras de cabeza de pozo.



Fuente: Occidental de Colombia

III. El flujo es regulado cerrando parcialmente la válvula; se toma una muestra de fluido en la botella y/o garrafa de plástico hasta un galón para luego proceder a cerrar la válvula, tapar la botella y agitarla fuertemente.

FIGURA . Muestra de fluido para análisis de BSW.



Fuente: Occidental de Colombia

3.3 PRUEBAS SERAPHIN PARA DETERMINACIÓN DE BSW

Los pozos cuyo corte de agua es mayor o igual al 99% son muestreados de forma especial, debido a que en estos casos el muestreo en laboratorio no es representativo ni preciso. En estos casos es necesario tomar una muestra de mayor representatividad para determinar claramente que tan por encima del 99% se encuentra el corte de agua del pozo. Es importante conocer con exactitud el corte de agua de un pozo cuando este ha superado valores del 99%, ya que desde ese punto los pozos en Caño Limón se acercan a su límite económico y es importante definir qué tan cerca están de éste o si ya alcanzaron dicho límite.

Se emplea una herramienta llamada Tanque Seraphin. El tanque Seraphin es un recipiente de mayor capacidad en comparación con la botella de 300 ml. Tiene capacidades de 1,333 Gl. y 420 Gl.. En la parte superior el tanque presenta un visor calibrado que permite determinar el volúmen total de fluido y el volúmen de la interface observada (Figura 21).

Después de realizar una resta entre estos dos volúmenes, se determina el volumen de crudo de la muestra. También presenta un termómetro que permite determinar la temperatura de la muestra.

El volumen total y el volumen de la interface medidos en el Seraphin son corregidos por un factor de corrección de temperatura por expansión en material del Seraphin en campo.

$$FC=1+T- T_{amb}*0.0000186 \quad (1.1)$$

Dónde:

T=Temperatura (°F)

T_{amb}=Temperatura ambiente (60°F)

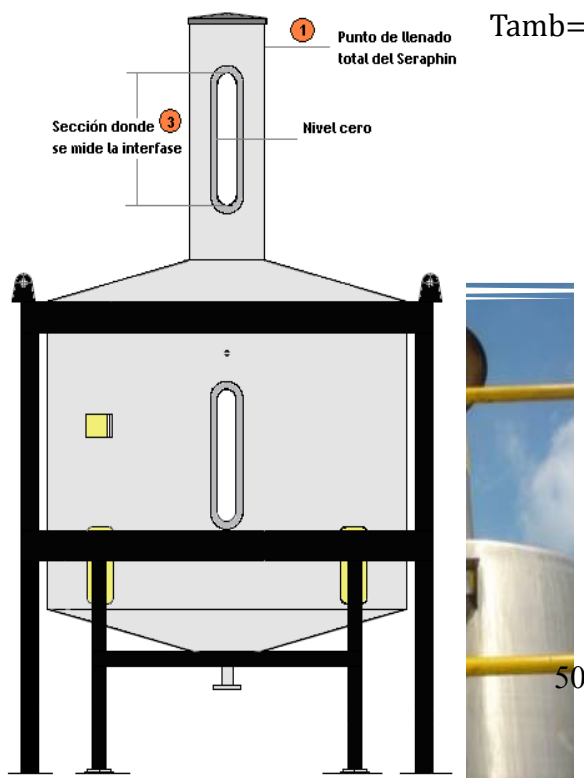


FIGURA . Tanque para hacer la prueba Seraphin

Fuente: Occidental de Colombia

La corrección se hace multiplicando cada volumen por el factor de corrección anteriormente mostrado. Después de hacer dicha corrección por temperatura a los volúmenes medidos, se realiza la resta del volumen total y el volumen de la interface corregido para luego hallar el volumen neto de aceite contenido en la muestra.

$$V_{int\ cor} = V_{int} * FC \quad (1.2)$$

$$V_{tot\ cor} = V_{tot} * FC \quad (1.3)$$

donde:

V_{int} =Volumen de la interface

V_{tot} =Volumen total

$V_{int\ cor}$ =Volumen de la interface corregido

$V_{tot\ cor}$ =Volumen total corregido

Después de conocer los valores de volúmen corregidos, se hace el cálculo de BSW con la siguiente relación:

$$\%BSW = \frac{V_{int\ cor}}{V_{tot\ cor}} * 100$$

(1.4)

FIGURA . Equipo completo de medición de BSW por prueba de Tanque Seraphin.

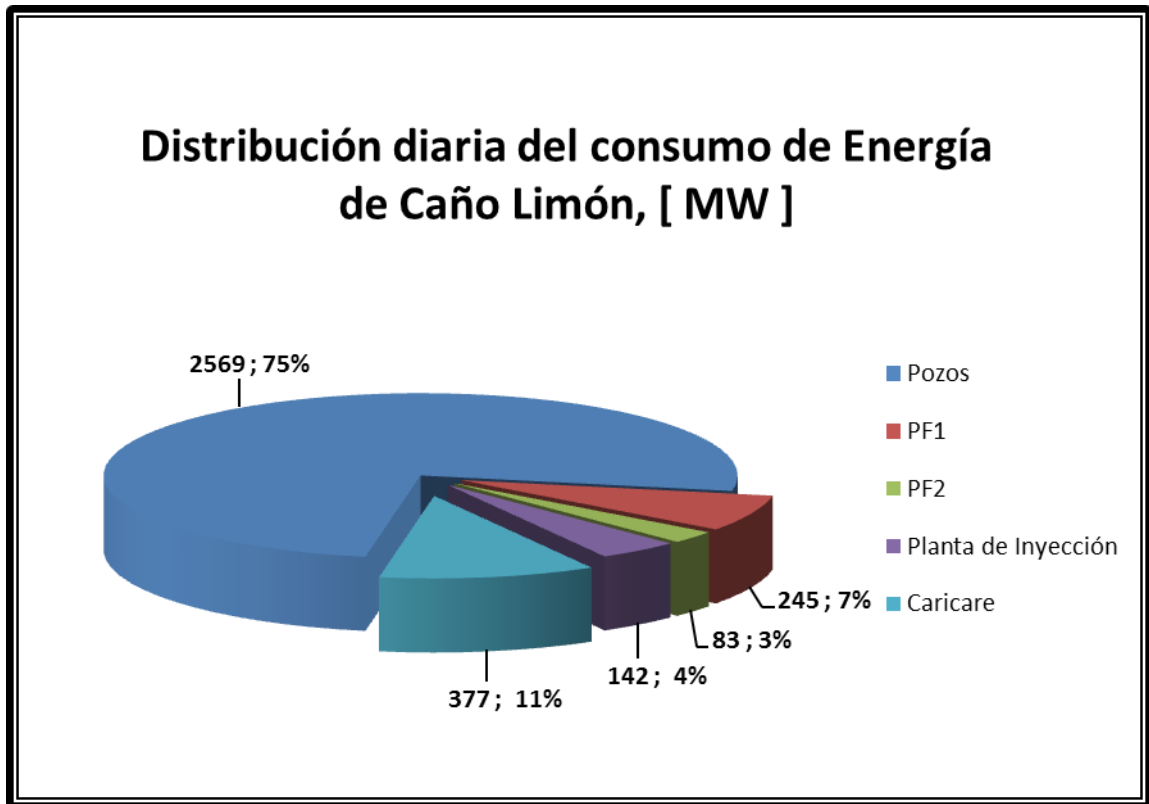


Fuente: Occidental de Colombia

4. GENERALIDADES DEL CONSUMO DE ENERGÍA

En Caño Limón se generan diariamente altos costos por consumo de energía, los cuales están asociados principalmente a la producción de pozos y al tratamiento de fluidos de producción. Aproximadamente el 75% de la energía consumida en el campo es gracias al sistema de levantamiento artificial utilizado y el 25 % restante es consumido por las facilidades de producción, (PF1, PF2), la planta de inyección de agua, y por el levantamiento de fluidos y la facilidad de producción del campo Caricare.

FIGURA . Distribución del consumo de energía de Caño Limón, [MWh]



Fuente: Los autores

Uno de los ordenamientos de los pozos en el campo es por ramal o líneas eléctricas principales a las cuales están conectados. En el campo se cuenta con 6 ramales eléctricos diferentes. Un ramal es un conjunto de líneas eléctricas que transportan la energía a determinado grupo de pozos. A continuación se anuncian los 6 ramales eléctricos que se tienen en el campo Caño Limón

- Línea Norte
- Línea Oriente
- Línea Sur
- Línea Yarumal
- Línea Yucas

- Línea intermedia

El consumo de energía de cada línea en un día de operación normal del campo se muestra en la tabla siguiente. Estos datos son un promedio de consumo a octubre de 2011.

Tabla . Consumo de energía de cada línea, por funcionamiento de los equipos electrosumergibles, en un día de operación normal.

Consumo de energía por Línea Eléctrica para un día de operación normal.						
Línea	L. Norte	L. Yucas	L. Sur	L. Intermedia	L. Yarumales	L. Oriente
Consumo Activo (MW)	463	467	370,5	360	460	449

Fuente: los autores

Tabla . Consumo de energía por facilidades y plantas de inyección de agua, para un día de operación normal.

Consumo de energía por facilidades y planta de inyección de agua, para un día de operación normal.			
Línea	PF1	PF2	Planta de Inyección
Consumo Activo (MW)	245	83	142

Fuente: los autores

Actualmente Occidental de Colombia gasta una gran cantidad de dinero para sufragar los costos por consumo de energía del campo. Occidental de Colombia genera una parte de toda la energía que consume por medio de máquinas generadoras a base de Diesel. Esta energía generada es algo menos de la mitad de la energía que consume el campo. La otra parte de la energía es comprada a terceros.

A octubre de 2011 el costo de la energía generada es de US\$ 86/ MWh y el costo de la energía comprada es de US\$ 83/MWh. Con base en estos datos y tomando en cuenta el consumo de energía del campo, anualmente la compañía paga cerca de noventa y seis millones de dólares (US\$ 96,000,000) por consumo de energía, de los cuales el 75% es gracias a los equipos de fondo de los pozos.

Es importante resaltar que dichos costos por consumo de energía superan incluso los costos por química utilizada para el tratamiento de las grandes cantidades de agua que llega a las facilidades de producción.

4.1 ANÁLISIS DE CONSUMO DE ENERGÍA DE LOS POZOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN.

Debido a que el consumo de energía generado por los pozos del campo Caño Limón es considerable, la atención se centra en el análisis de dicho consumo para las Bombas Electrosumergibles. Se examinará que tan rentable es su funcionamiento y que posibilidades de incremento en la producción presenta cada pozo, con el objetivo de identificar oportunidades de mejora de la productividad del campo. Es importante conocer cómo es la distribución de consumo de energía de los pozos y analizar datos de producción tales como el corte de agua, la tasa neta de petróleo, el tiempo de vida y la capacidad de los equipos de fondo instalados en los pozos. Luego de examinar esta información será posible determinar que pozos deben ser evaluados tomando en cuenta algunos criterios de selección que serán establecidos según su incidencia en el consumo de energía y en la producción de aceite de los pozos.

El sistema de bombeo electrosumergible consta de un motor que funciona a base de energía eléctrica, el cual entrega dicha energía a la bomba para que esta impulse los fluidos desde fondo de pozo a superficie. A su vez, la bomba consta de un impulsor que transfiere energía mecánica a un fluido por la acción rotativa del

mismo, el cual gira dentro del difusor. Este conjunto impulsor-difusor es llamado etapa. Cada bomba puede tener diferentes tipos de etapas y determinado número de ellas, dependiendo de la cantidad de fluido que deban impulsar. Mientras el impulsor está girando, todo el fluido que entra en él está siendo expulsado hacia la parte exterior por acción de la fuerza centrífuga hasta que llega a las paredes del difusor el cual tiene forma de álabe haciendo que el fluido llegue al impulsor de la siguiente etapa, y se repita el proceso en el conjunto de etapas de la bomba.

La presión que la bomba entrega depende principalmente del número de etapas que contenga la bomba. Debido a que a la salida de la primera etapa la velocidad se incrementa hasta entregarlo a la segunda etapa que incrementa la velocidad y por ende la presión de descarga a la siguiente etapa y repite el ciclo en el número de etapas que contenga la bomba. Además de la velocidad y la presión, hay otra variable que depende del número de etapas que contiene una bomba. La tasa entregada por el equipo de bombeo electrosumergible depende de la cantidad y la forma de dichas etapas. El caudal se mantiene constante porque éste depende de la velocidad del giro del motor.

4.2 CAUSAS DEL INCREMENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN LOS POZOS, DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

4.2.1 Pérdida de eficiencia en las bombas. Una bomba electrosumergible responde a una curva de rendimiento o eficiencia de acuerdo al diseño de la etapa. Estas curvas se calculan a diferentes frecuencias mostrando el rango de operación y el punto de mayor eficiencia. Con base en ellas se puede calcular la presión que debe entregar una bomba, el caudal o capacidad, la eficiencia y otros parámetros con los que opera. De la eficiencia con la cual opera la bomba depende la entrega óptima del caudal esperado y el consumo de energía del equipo. Así, una bomba que ha perdido eficiencia no entregará en superficie la cantidad de fluido esperado a las condiciones de operación actuales.

Normalmente, cuando se nota una disminución en la tasa del pozo, se realizan incrementos en la frecuencia de operación del equipo para aumentar la velocidad y la presión en las etapas de la bomba y extraer mayor cantidad de fluido hasta alcanzar la tasa esperada. Estos incrementos de frecuencia hacen que el motor consuma mayor cantidad de energía, debido a que debe realizar el movimiento del rotor de manera más rápida y requiere un mayor esfuerzo para realizar dicha operación. Es así como la pérdida de eficiencia de un equipo de fondo es una de las causas del incremento en el consumo de energía del pozo.

4.2.2 Incrementos de frecuencia y cambios de potencial. En el campo, los pozos tienen un potencial establecido que representa la producción esperada para dicho pozo. Dicho potencial es establecido teniendo en cuenta información de yacimientos como reservas, área de drenaje y aporte de fluidos desde los intervalos productores, entre otros. Cada vez que un pozo inicia su vida productiva, después del completamiento inicial o después de realizarse un trabajo de Workover, que implique la producción de una nueva zona del yacimiento, se inicia la producción del pozo programando los equipos de fondo para que funcionen a una frecuencia de operación establecida y entreguen un caudal determinado de fluido.

Estas condiciones de arranque de los equipos de fondo, en muchas ocasiones, difieren del potencial esperado del pozo y en momentos en los cuales es necesario incrementar la producción del campo se analizan posibilidades de llevar los pozos que aún no están operando en su potencial máximo a condiciones de dicho potencial. Cuando se decide llevar aquellos pozos a potencial, se realizan, gradualmente, incrementos de frecuencia en los equipos de fondo que van aumentando la tasa de producción del pozo y el consumo de energía del sistema de Bombeo Electrosumergible.

Existen pozos que responden favorablemente a los incrementos de frecuencia y presentan un comportamiento óptimo de producción, hasta el punto de entregar mayores tasas que las esperadas para su potencial. En estos casos se proponen cambios de potencial para los pozos en cuestión, tomando en cuenta la capacidad de la bomba instalada, la cual debe permitir cambios de potencial a tasas mayores, la presión de Drawdown máxima permisible dentro de cada pozo, la consolidación de las arenas para evitar mayor producción de esta, movilidades de aceite y de agua; para evitar atraer mayores cantidades de agua en vez de mayores cantidades de petróleo, entre otras variables importantes del yacimiento.

Luego de estudiarse las posibilidades y aprobarse el cambio de potencial se define el nuevo potencial del pozo especificando la frecuencia y la tasa correspondiente. Esta nueva frecuencia de operación del equipo incrementa considerablemente el consumo de energía del pozo.

4.2.3 Sólidos en suspensión transportados por el fluido de producción. Algunos pozos presentan alta producción de arena y otros tipos de sólidos, debido a condiciones del yacimiento del cual producen. En algunos casos, a pesar de que los pozos presentan mejores condiciones de yacimiento, llegan a producir grandes cantidades de sólidos gracias a los incrementos de frecuencia a los cuales se les ha sometido en busca de mayores tasas de producción o debido a que se ha excedido el límite de presión de Drawdown establecido para ellos.

Estos pozos llegan a producir grandes cantidades de sólidos que, al ser transportados por el fluido de producción, hacen más pesado el fluido. Cuando la bomba está funcionando bajo estas condiciones del pozo se ve obligada a realizar un mayor esfuerzo para transportar el fluido y los sólidos en suspensión que se mueven con éste, necesitando mayor cantidad de energía para lograrlo.

4.2.4 Fallas en el sistema eléctrico del campo. Otras causas del consumo anormal de energía de los equipos de fondo de Bombeo Electrosumergible son algunas fallas en el sistema eléctrico del equipo, sean problemas con el cable de potencia, las líneas eléctricas de superficie desde la caja de venteo hasta el variador de frecuencia o, incluso, problemas en las diferentes unidades eléctricas del variador de frecuencia. Estas deficiencias del sistema eléctrico del equipo electrosumergible generan sobrecorrientes y gastos adicionales de energía incrementando así el consumo del campo.

4.3 SELECCIÓN DE POZOS CON ALTO CONSUMO DE ENERGÍA CON RESPECTO A SU PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

El campo Caño Limón cuenta con cerca de 400 pozos, muchos de los cuales aún presentan buenas oportunidades de recobro de hidrocarburos. Por esta razón, es bastante dispendioso e innecesario analizar de forma detallada posibilidades de

optimización de consumo de energía en todos los pozos del campo. Así que se realizó una selección de un número de pozos con base en análisis de consumo de energía y producción de petróleo de los pozos del campo.

Para realizar el análisis de consumo de energía y producción de los pozos del campo fue necesario recopilar y examinar datos de producción de los pozos. Se tuvieron en cuenta los siguientes datos de producción de los pozos:

- Tasa neta de producción (BOPD).
- Consumo de energía (MWh) para cada pozo.

4.3.1 Tasa neta de producción (BOPD): Tomando las tasas de producción de petróleo de cada pozo calculamos la tasa acumulada de los pozos. Desde la primera tasa, correspondiente al primer pozo, se fueron sumando de manera sucesiva las tasas de los siguientes pozos al valor calculado anteriormente, de tal manera que al llegar al pozo 400 se conocía el valor acumulado de producción de aceite de todos los pozos del campo.

4.3.2 Consumo de energía (MWH) para cada pozo. Se recopilaron datos de consumo de energía en MWh para cada pozo. Seguidamente se realizó el cálculo de consumo acumulado de los pozos. Después del primer valor de consumo de energía, correspondiente al primer pozo, se fueron sumando de manera sucesiva los valores de consumo de los siguientes pozos al valor calculado anteriormente, de tal manera que al llegar al pozo 400 se conocía el valor de consumo de energía acumulado de todos los pozos del campo.

4.4 ORDENAMIENTO DE POZOS

Al obtener valores acumulados de producción de petróleo y consumo de energía, los pozos fueron ordenados cada 10 MWh acumulados consumidos. Se obtuvieron

12 grupos de pozos, cada uno con un consumo de 10 MWh y dos grupos adicionales de pozos con un consumo aproximado de 9 y 6 MWh.

Las tasas de producción de aceite acumulado para cada uno de los grupos de pozos muestran tasas de más de cuatrocientos (413) BOPD hasta más de treinta y ocho mil (38,119) BOPD, y el número de pozos contenido dentro de cada grupo almacena desde 11 hasta 72 pozos. La tabla de resultados, después del ordenamiento de los pozos, muestra con exactitud los resultados obtenidos. Al analizar gráficamente los resultados podemos observar, de forma clara, que la distribución de la energía en los pozos de Caño Limón presenta altos consumos para pozos con bajas tasas de producción de aceite (Ver Tabla 8).

Al realizar un gráfico del acumulado de producción diaria de todos los pozos y compararlo con el acumulado de consumo de energía podemos ver que los pozos graficados en la parte final del esquema no incrementan de manera considerable la producción de aceite diaria del campo. Sin embargo, la pendiente de consumo de energía para estos pozos se mantiene elevada representando un alto incremento de la energía para incrementos bajos en la producción de aceite (Ver Figura 25).

Tabla . Tabla de resultados después del ordenamiento de los pozos.

Grupo	Número Acumulado de pozos	Acum. aceite (BOPD)	Acum. energía (MWH)	BO/ 10 MWH	Número de pozos por grupo	Consumo (MWH)	MBOPD/10MWH
1	72	38119	10	38119	72	10	38,119
2	123	47932	20	9813	51	10	9,813
3	160	53984	30	6052	37	10	6,052
4	191	58572	40	4588	31	10	4,588
5	222	62471	50	3899	31	10	3,899
6	251	66035	61	3564	29	10	3,564
7	273	68796	70	2761	22	9	2,761
8	293	71335	80	2539	20	10	2,539
9	312	73504	90	2169	19	10	2,169
10	331	75392	100	1888	19	10	1,888
11	348	76933	110	1541	17	10	1,541
12	364	78204	120	1271	16	10	1,271
13	383	79286	130	1082	19	10	1,082
14	394	79699	136	413	11	6	0,413

FIGURA . Acumulado de producción y consumo de energía para un día de operación normal en Caño Limón.

Fuente: los autores

FIGURA . Relación consumo de energía Vs producción de petróleo.

Fuente: Los autores

Después de observar la gráfica de resultados, luego de agrupar los pozos, podemos decir que los primeros 10 MWh consumidos por los pozos se usan en producir 38,119 BOPD y observando las dos últimas barras de la gráfica, que hacen referencia a los últimos dos grupos que aparecen en la tabla, los últimos 16 MWh son usados solo para producir 1,495 BOPD.

Para el primer grupo de pozos que consume 10 MWh y una producción de aceite de 38,119 BOPD contiene 72 pozos y estos presentan una tasa total de 262,000 BFPD. Y los dos últimos grupos de pozos equivalentes a 16 MWh consumidos para producir 1,495 BOPD, por cada 350,000 BFPD de solo 30 pozos. Es fácil notar que los dos últimos grupos de pozos aportan bajas tasas de aceite, altas tasas de fluido total y mayor consumo de energía que el primer grupo de pozos, el cual muestra mayores tasas de aceite y menores tasas de fluido total (Ver figura 27).

FIGURA . Consumo de energía por grupo de pozos y número de pozos por grupo.

Fuente: Los autores.

Al hacer una comparación entre la cantidad de aceite y la cantidad de agua producida con respecto al consumo de energía para cada grupo de pozos fue posible determinar el grupo de pozos en los cuales centramos la atención para identificar oportunidades de optimización de consumo de energía y producción.

Los pozos que deben escogerse para evaluación de oportunidades de optimización de consumo de energía son aquellos que pertenecen a los grupos 13 y 14 ya que, según muestra la figura 27, son los que mayor producción de agua y menor producción de aceite presentan, para valores casi iguales de consumo de energía, comparados con los demás grupos (Ver Figura 28).

FIGURA . Relación consumo de energía vs producción

Fuente: Los autores

5. ANÁLISIS TÉCNICO DE POZOS PARA EVALUACIÓN DE POSIBILIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA ³

Posterior al análisis de consumo de energía realizado para los pozos del campo Caño Limón, y luego de escoger el grupo de pozos que presentan mayor consumo de energía, menor producción de petróleo y altas tasas de producción de agua; se han seleccionado siete pozos en los cuales centraremos la atención para hacer el análisis de posibilidades de Workover o abandono temporal que puedan presentar.

³ Los resultados de los estados mecánicos y de los registros se pueden encontrar en los Anexos A,B y C

Tabla . Pozos seleccionados para análisis técnico.

POZO	RESERVAS (BO)	CONSUMO DE ENERGÍA (MWh)	TASA TOTAL (BFPD)	BSW (%)	TASA ACEITE (BOPD)	RELACIÓN BO/KW
POZO -1	20,159	0.44	4,800	99.0	17	0.04
POZO -2	32,489	0.79	14,400	99.4	86	0.11
POZO -3	7,194	0.09	1,850	99.4	11	0.12
POZO -4	31,655	0.25	4,100	99.7	14	0.06
POZO -5	8,077	0.30	3,000	99.0	30	0.10
POZO -6	8,987	0.40	3,000	99.2	24	0.06
POZO -7	7,622	0.17	3,200	99.4	19	0.17

Hay muchas razones por las cuales estos pozos fueron escogidos para el análisis de posibilidades que permitieran reducir el consumo de energía del campo. De los 30 pozos seleccionados se escogieron estos 7 pozos teniendo en cuenta los parámetros de producción que se muestran en la tabla 9.

El primer parámetro que se tomó en cuenta para la selección de estos pozos fue la relación Bo/KW. Eran pozos con baja relación de producción con respecto a su consumo de energía. Luego se analizó el corte de agua de los pozos y su cercanía al límite económico, además del Runlife del equipo de fondo ya que por aquellos equipos de los pozos que no habían llegado a ser propiedad de Occidental de Colombia debido a que no habían alcanzado el tiempo mínimo de renta exigido por el proveedor del equipo, se debía pagar una reparación en dinero a dicho proveedor, por extraer y devolver el equipo antes de tiempo. Por tal motivo se tomaron pozos con equipos de fondo que ya fueran propiedad de Occidental para evitar pagar reparaciones al proveedor de las bombas.

Finalmente se tomaron en cuenta pozos con valores altos de reservas y zonas sin producir que pudieran cañonearse y producirse, por medio de un trabajo de reacondicionamiento de pozo. Pozos con valores bajos de reservas y que se encontraran en el límite económico, fueron recomendados para abandono temporal.

Por información suministrada por parte de Occidental de Colombia en cuanto a historial de vida productiva de los pozos, datos de yacimientos, operaciones y producción, se realizaron análisis de posibilidades de Workover y abandono temporal de los pozos, como se muestra a continuación.

5.1 ANÁLISIS DE POSIBILIDADES DE WORKOVER PARA EL POZO 1

5.1.1 Historia de producción pozo 1. El pozo 1 es un pozo vertical que fue propuesto con base en los buenos resultados de los pozos aledaños a este que han sido perforados exitosamente. Este pozo tiene como objeto primario la producción de las arenas M1C1, M1C2, M2A y M3C de la formación carbonera inferior y como objeto secundario las arenas M1A1, M1A2, M1B, M2B, M3A y M3B de la misma formación.

La perforación del pozo se realizó en dos fases, como se muestra a continuación, alcanzando una profundidad máxima de 8010 ft-MD.

- Hueco de superficie entre enero 20 y 22 del 2006.
- Hueco de producción entre febrero 03 y 14 del 2006.

Fue completado entre el 19 y 23 de febrero del 2006, abriendo a producción intervalos de la formación carbonera inferior (Ver Anexo A.1 Pozo 1).

Tabla . Intervalos inicialmente productores del pozo 1

Arena productora	Profundidad (ft)	BFPD	BOPD
M1A1	(7400 – 7404)	13	7
M1A2 – M1B	(7410 – 7420)	164	64
M1B	(7420 – 7425)	1,714	171
M1B	(7430 – 7433)	3,090	216
TOTAL		4,980	459

Fuente: los autores

Finalmente se le instaló equipo de bombeo electrosumergible (Bomba 165 etapas GC-6100, Motor 465HP 98^a), el cual operó hasta septiembre 17 de 2008, fecha en la cual se apagó para hacerle un rediseño. El 20 de septiembre, luego de realizar el nuevo diseño de la bomba, se le instaló el ESP (Bomba 108 etapas KC-11000, Motor 760 HP 123 A), el cual operó hasta diciembre 30 del 2008 debido a que tuvo fallas eléctricas en el fondo del pozo.

Fue instalado el equipo ESP # 3 (Bomba 126 etapas KC-11000, Motor 836 HP 123 A), el cual presentó falla eléctrica el día 11 de septiembre de 2009, luego de 237 días de Runlife.

En octubre del 2009 se realizó un trabajo de Workover el cual consistió en aislar, mediante un Bridge Plug, el intervalo M1B (7430ft – 7433ft); posteriormente se le instaló el equipo ESP (Bomba S600N CR-CT 106 STG, Motor 450 HP – 2062V – 131A).

Tabla . Producción acumulada a noviembre 30 de 2011

FECHA	Prod. Acum. De Agua (Bls).	Prod. Acum. De Aceite (Bls).	Trabajo Realizado
Sep-11-2009	8,823,830	147,648	Aislamiento Bridge Plug del M1B
Nov-30-2011	12,809,823	183,807	-

Fuente: Los autores

Los resultados obtenidos después del Workover realizado en septiembre de 2009 fueron los siguientes:

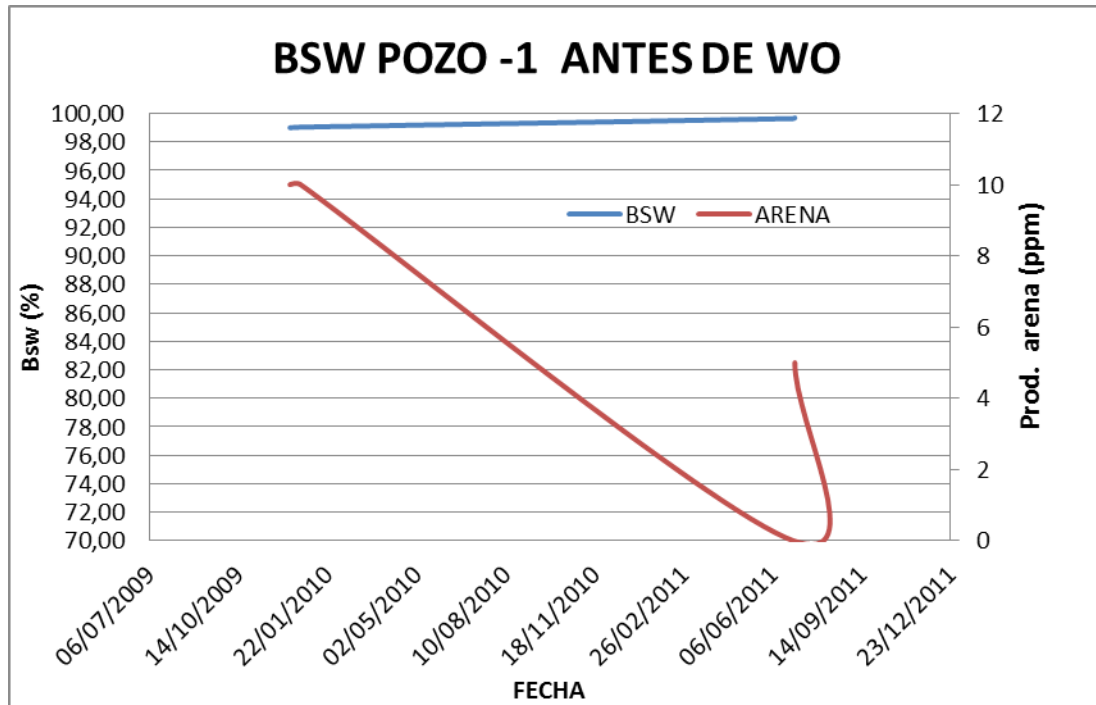
- Tasa Total: 6500 BFPD

- Tasa neta: 130 BOPD
- BSW: 98,0 %

Después del trabajo de reacondicionamiento, ejecutado en septiembre de 2009, se estableció el límite económico del pozo. Para el corte de agua era del 99,73% y para la producción de aceite de 14,71 BOPD.

El pozo 1 presentaba el siguiente comportamiento para el corte de agua y producción de arena antes programarse el trabajo de Workover:

FIGURA . Comportamiento de BSW pozo 1 antes del reacondicionamiento.



Desde enero de 2010, el pozo presenta un incremento en el BSW, aumentando gradualmente con el tiempo. Para julio de 2011, el BSW alcanza un valor de BSW del 99% y se hace necesario realizar una prueba de tanque Seraphin en el pozo para confirmar el valor del corte de agua y su cercanía al límite económico establecido.

La prueba de tanque Seraphin realizada en el pozo 1, inició el día 24 de octubre de 2011 y el resultado de esta prueba se muestra en la tabla N° 11 y están registrados desde la columna 2 hasta la columna 4, que hacen referencia a las 3 pruebas tomadas.

Tabla . Datos de volúmen y temperatura medidos en campo.

DATOS DE CAMPO / PRUEBA	1	2	3	4
Vol. Total Observado (Agua + Crudo)	426,00	424,5	426,00	427,00
Volumen de Agua Observado	425,00	422,9	424,4	424,8
Volumen de Crudo Observado	1,00	1,60	1,60	2,20
Temperatura Observada	130	130	130	128

Los volúmenes están referenciados en galones y la temperatura observada en °F. El resultado de las tres pruebas diarias de BSW obtenido con base en los datos tomados en campo en el tanque Seraphin se muestra a continuación:

Tabla .Resultado de BSW de las cuatro pruebas realizadas en el pozo 1.

RESUMEN PRUEBAS REALIZADAS						
	Date	Hrs	Wellhead	Manifold	BSW	BOPD
1	24-Oct-11	10		X	99,77%	13
2	25-Oct-11	10		X	99,63%	21
3	26-Oct-11	10		X	99,64%	20
4	27-Oct-11	10		x	99,50%	28
Promedio					99,63%	20

Este resultado promedio de BSW y caudal de aceite producido por el pozo, que se obtiene luego de realizarse las cuatro pruebas de tanque Seraphin, se comparó con la información oficial de la compañía donde se establece el límite económico del pozo en BSW y tasa de producción de aceite.

Tabla . Resultados prueba Seraphin para el pozo 1.

		Prueba #
POZO:	POZO - 1	3
LÍMITE ECONOMICO		
BFPD	BSW	BOPD
5600	99,70%	17
PROMEDIO DE LIQUIDACIÓN		
BFPD	BSW	BOPD
5600	99,63%	20

Fuente: Occidental de Colombia.

Después de analizar los resultados se observó que el pozo aún no se encontraba en el límite económico. Sin embargo se encontraba bastante cerca ya que producía 3 BOPD por encima de su valor de tasa de límite económico.

5.1.2 Propuesta de Workover para el pozo 1. El pozo 1 está actualmente completado en los intervalos 7,400ft – 7,404ft (M1A1), 7,410ft – 7,415ft (M1A1), 7,415ft – 7,416ft (M1A1S), 7,416ft – 7,423ft (M1A2), 7,423ft – 7,424ft (M1B), (Ver Anexo A.1. Pozo 1). Los últimos datos de producción reportados hasta el día 10 de septiembre del 2011 indicaron:

Tabla . Aporte de fluidos de los intervalos que actualmente están en producción.

Intervalo (ft)

Fuente: Occidental de Colombia.

Al analizar el registro Gamma Ray del pozo se encontraron zonas con valores bajos de unidades API, pero diferentes a cero, estos valores generalmente hacen referencia a zonas de formaciones de arena. El registro de resistividad, que entrega medidas en Ω -m., muestra valores altos para las mismas zonas analizadas con el registro Gamma Ray; se observan picos para algunos intervalos, este también es un indicador de la litología del pozo, ya que valores altos en el registro de resistividad indican zonas de arenas.

Luego de analizar la litología del pozo para determinar las zonas de arena y después de haber establecido cuales son dichas zonas, se establecen intervalos candidatos que deberían ponerse en producción por medio de un Workover, para

7,400 - 7,404

determinar si los intervalos de arena analizados podrían ser productores de petróleo o ya han sido invadidos por agua; también observamos el registro de resistividad. La resistividad de las rocas invadidas por agua es baja al ser comparada con la resistividad que presentan rocas que contienen petróleo. En Caño Limón se ha establecido un Cut-Off de resistividad que constituye un determinante a la hora de decidir la realización de un Workover para poner en producción una nueva zona. La zona debe presentar una resistividad mayor o igual a 100 Ω -m.

El registro de resistividad muestra tres zonas en las cuales tenemos formaciones de arena con buenos valores de resistividad las cuales serían candidatas a trabajo de Workover. Las zonas recomendadas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla . Intervalos a cañonear.

Intervalo (ft)	Arena productora	Espesor neto (ft)
7,640 – 7,644	M4A	4
7,661 – 7,664	M4AS2	3
7,672 – 7,674	M4AS2	2

Fuente: Los Autores

Después de definir los intervalos candidatos a poner en producción, se analizó el registro CBL del pozo en el cual esperábamos encontrar intervalos con valores estables de amplitud del registro. Para bajas amplitudes obtendremos mejor adherencia del cemento; sin embargo, no solo se analizaron bajas amplitudes, además se observó que esas bajas amplitudes se mantuvieran constantes para garantizar que el buen estado del cemento en intervalos definidos y zonas aisladas correctamente (Ver anexos C.1. Pozo 1, de los registros Gamma Ray, Resistividad, CCL y CBL, donde se puede observar los intervalos a aislar y los nuevos intervalos que se desean poner en producción).

5.1.3 Reacondicionamiento del pozo 1. El objetivo del Workover planteado era aislar los intervalos abiertos después del trabajo de reacondicionamiento realizado en 2009, debido a la baja producción de crudo y optimizar la producción del pozo cañoneando los intervalos (Ver Tabla 16).

El reacondicionamiento del pozo consiste en perforar el empaque tipo Bridge Plug ubicado a 7428 ft. que está actualmente aislando el intervalo 7,430 ft – 7,433 ft de la unidad (M1B); posteriormente realizar la operación de aislamiento zonal por cementación para aislar conjuntamente los intervalos 7,400ft – 7,404ft (M1A1), 7,410ft – 7,415ft (M1A1), 7,415ft – 7,416ft (M1A1S), 7,416ft – 7,423ft (M1A2), 7,423ft – 7,424ft (M1AS2), 7,424ft – 7,425ft (M1B) y por ultimo 7,430ft – 7,433ft (M1B). Luego de aislar estas zonas se desea abrir a producción los intervalos 7,640ft – 7,644ft (M4A), 7,661 – 7,664ft (M4AS2) y 7,672ft – 7,674ft (M4AS2).

Esta propuesta fue presentada ante el equipo de yacimientos de Occidental de Colombia para evaluación de disponibilidad y viabilidad del trabajo. El equipo aprobó el Workover y se definieron procedimientos y parámetros de producción después de la realización del trabajo. Los principales parámetros obtenidos reacondicionando el pozo fueron los siguientes:

Tabla .Datos estimados de producción después del WO.

Intervalo (ft)

Fuente Los Autores.



Con base en los resultados del análisis interno de la propuesta de Workover realizado por el personal interno de Occidental de Colombia, se hizo necesario determinar el tipo de bomba adecuado para bombear la tasa de fluido que manejaría el pozo después del trabajo.

La tasa de fluido total de producción establecida por el grupo de yacimientos en condiciones del estudio de Workover fue de 2,100 BFPD; sin embargo, para el arranque del pozo es de 1800 BFPD, con una frecuencia de 52,6 Hz. Es necesaria una bomba que pueda manejar caudales por el orden de los 2,000 BFPD. Sin embargo, los equipos ESP alcanzan tasas de producción un poco mayores para las cuales están diseñados en condiciones máximas de operación; además, en muchas ocasiones el yacimiento no produce la cantidad de fluido de diseño establecido al concluir el análisis de posibilidades de Workover en algún pozo.

Para esta cantidad de fluido a manejar, y tomando en cuenta lo anterior, se recomendó la instalación de una bomba de menor capacidad con respecto a la que se había instalado en el pozo después del Workover del 2009. Esta bomba manejaba caudales de 6,000 BFPD nominales y se propuso la instalación de una bomba de 1,800 BFPD nominales que representan las condiciones de arranque del pozo. Esto con el fin de reducir el consumo de energía del pozo, ya que una menor tasa de fluido a producir implica una bomba de menor capacidad y más pequeña, lo que a su vez reduce el consumo de energía. Los pasos para la selección de la bomba del pozo 1 se establecen a continuación:

5.1.4 Diseño del sistema de Bombeo Electrosumergible después del reacondicionamiento⁴. El diseño para el sistema de Bombeo Electrosumergible de estos pozos se realizó en AutographPC. Los pasos para la implementación del diseño y los resultados del software se presentan a continuación:

I. Relacionar los datos de pozo

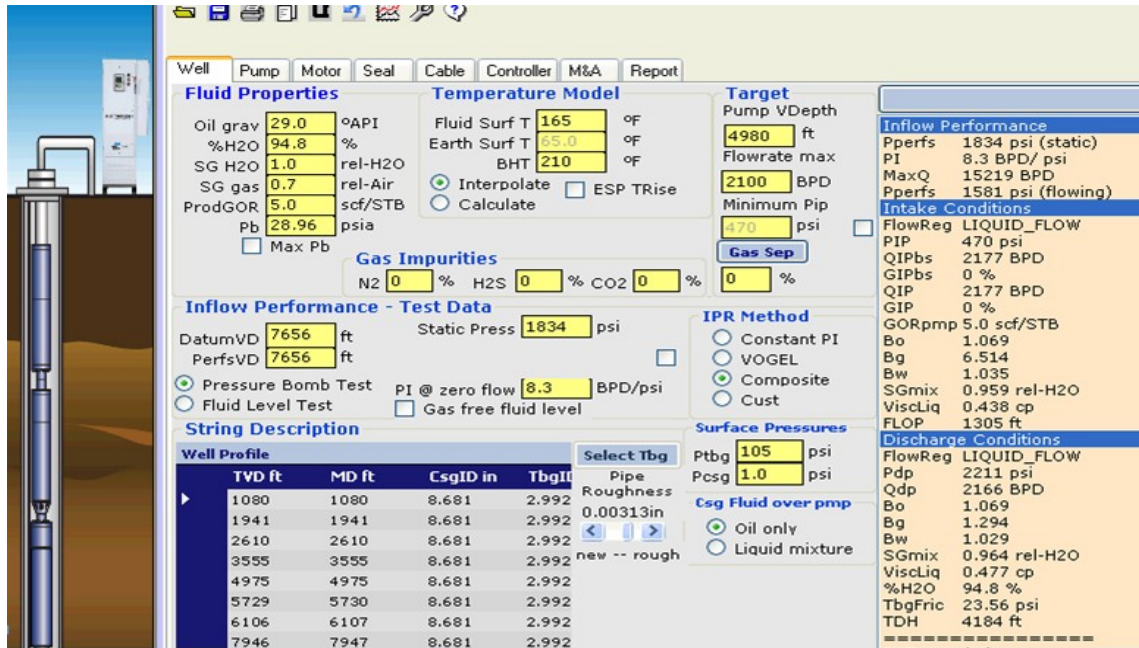
En el paso uno (ver Figura 31) se ingresan los datos del pozo, como el índice de productividad, porcentaje de agua, profundidad a la que se quiere sentar el intake, presión en cabeza, caudal requerido, presión estática, tamaño del casing, profundidad del pozo y especificaciones de si el pozo es vertical o direccional. También se colocan datos de yacimientos como la gravedad API, densidades, punto de burbuja, composición del gas (si hay presencia de gas), viscosidad y temperatura (ver Figura 30).

II. Selección de la bomba de subsuelo

En este paso el software sugiere una serie de bombas a usar, de la cual se debe elegir la más adecuada teniendo como referencia el caudal a producir, el número de etapas y la frecuencia con la que se logran estas condiciones de operación (ver Figura 31).

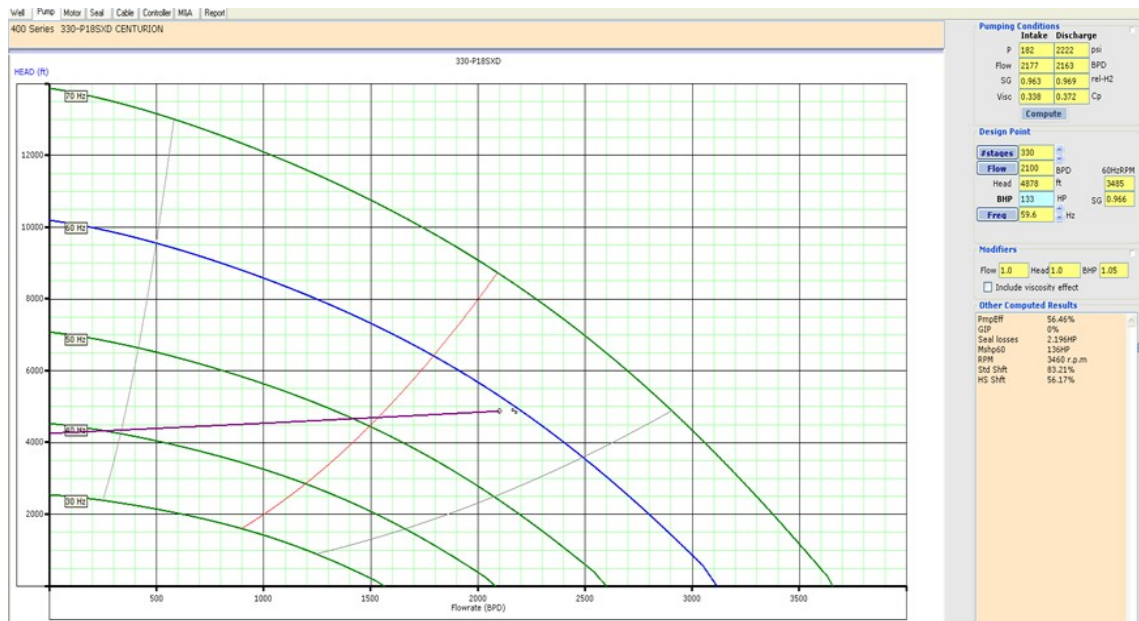
⁴ Los pantallazos de las curvas de la bomba que arroja AutographPC para cada pozo se muestran en el anexo C.

FIGURA . Condiciones de pozo 1 - Diseño de Bombeo Electrosumergible.



Fuente: software AutographPC - Centrilift

FIGURA . Selección de la bomba de subsuelo para el pozo 1.



Fuente: software AutographPC - Centrilift

Los cálculos realizados anteriormente son el resultado del comportamiento de desempeño de la bomba a las condiciones pedidas, donde se puede observar el desempeño del equipo de subsuelo para la tasa deseada, observándose si la bomba seleccionada es la más adecuada para el sistema o está sobredimensionada para manejar el caudal deseado. Igualmente se puede ver el valor calculado de potencia requerida (ver Figura 30).

FIGURA . Condiciones de la Bomba de Subsuelo para el pozo 1.

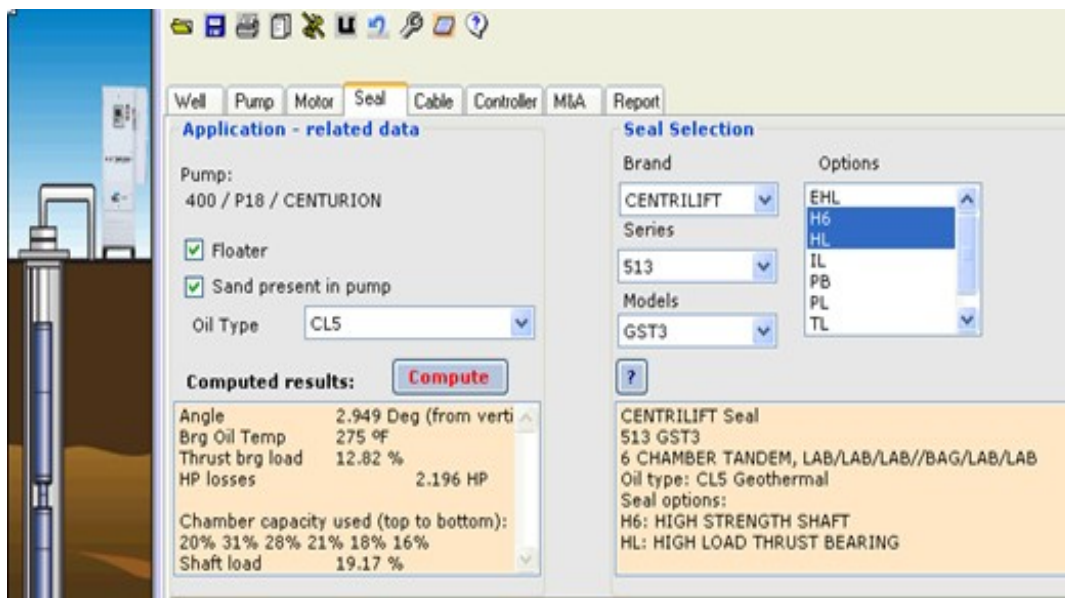


Fuente: software AutographPC - Centrilift

III. Selección del sello

La selección del sello va unida a la elección de la bomba, ya que depende básicamente de la carga que debe soportar de acuerdo al modelo de la bomba que se escogió. Para este caso la serie de la bomba que se escogió es 400, por lo tanto, la carga de la misma será baja y el sello no requiere ninguna configuración especial.

FIGURA . Selección del sello para el Bombeo Electrosumergible para el pozo 1



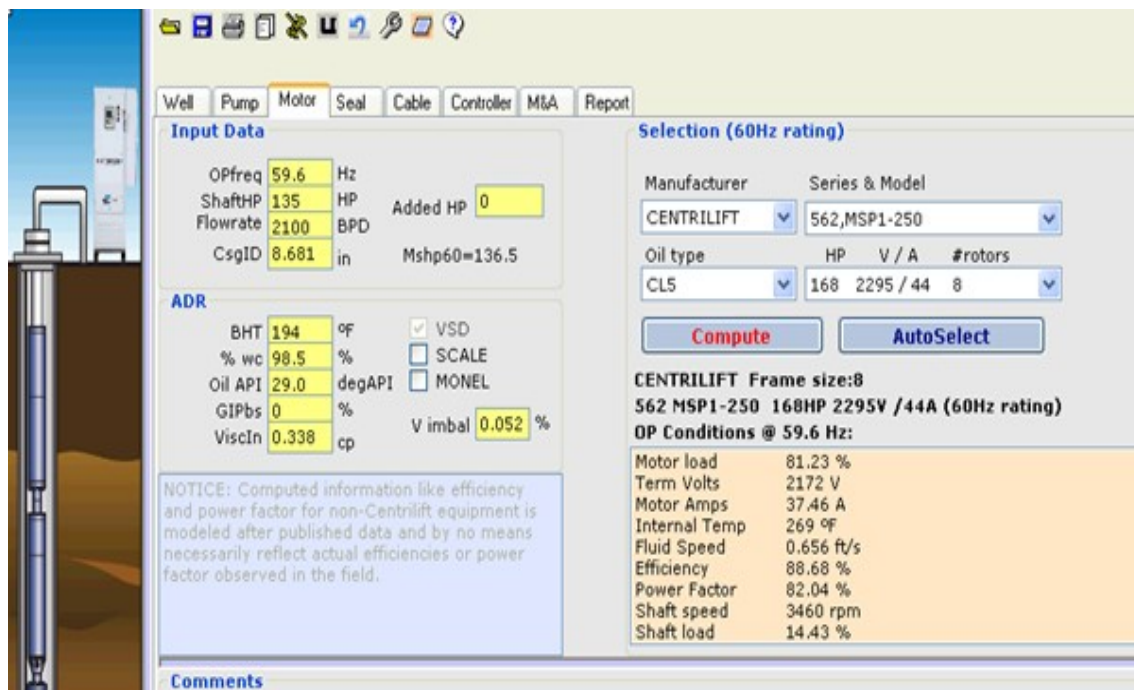
Fuente: software AutographPC - Centrilift

IV. Selección del motor.

Este equipo se debe elegir de acuerdo con la potencia que necesita el sistema, de tal manera que sea capaz de llevar el fluido hasta superficie. Debido a que los pozos seleccionados manejan caudales grandes, la potencia que requiere para colocar el fluido en superficie es alta.

Al escoger el motor del sistema de Bombeo Electrosumergible se debe tener en cuenta que la velocidad del fluido debe ser superior a 1 ft/seg para garantizar la refrigeración del motor y la temperatura máxima para la cual está hecho cada clase de motores. Este factor es muy importante en el Bombeo Electrosumergible, pues la vida del motor depende de su refrigeración que se logra por el paso del fluido en la parte extrema del motor.

FIGURA . Selección del motor para el Bombeo Electrosumergible del pozo 1.



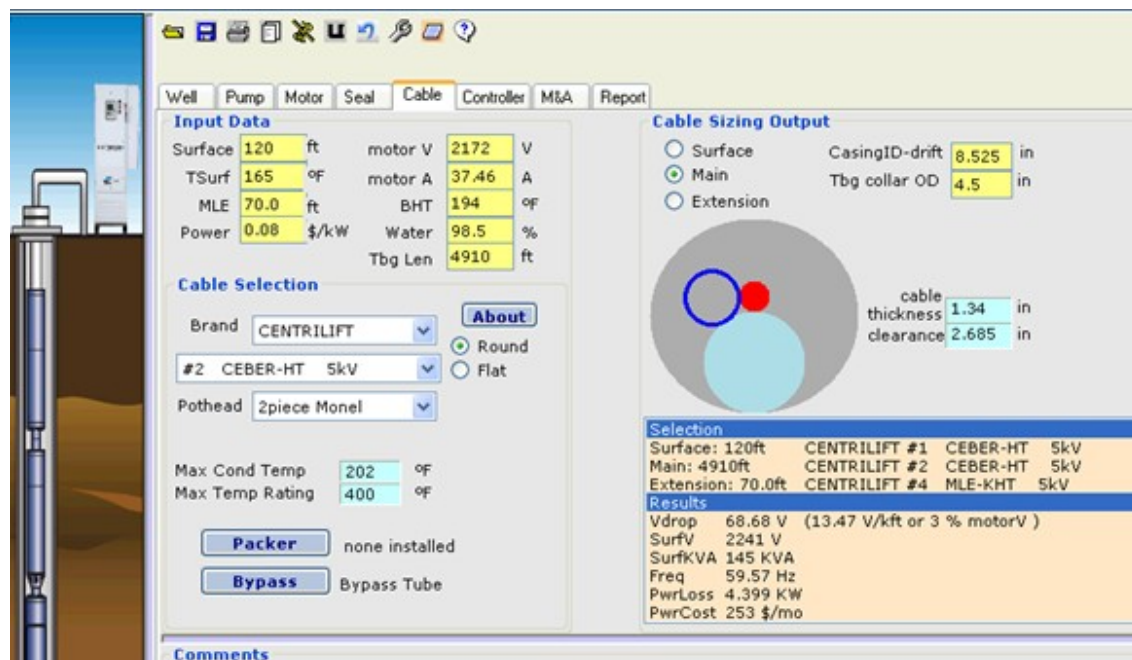
Fuente: software AutographPC - Centrilift

Si esta velocidad no es lograda, es necesario usar chaqueta de refrigeración alrededor del motor con el fin de reducir el espacio entre el casing y el motor para que el paso del fluido tenga mayor velocidad.

V. Elección del cable de potencia

El cable de potencia se selecciona con base en la capacidad que este tenga de transportar la corriente que alimenta el motor.

FIGURA . Selección del cable para el Bombeo Electrosumergible del pozo 1



Fuente: software AutographPC - Centrilift

La configuración del cable es para un motor MLE (Motor Lead Extension), que es utilizado para cable plano, especialmente diseñado para no interferir en la refrigeración del motor, el cual se une por medio de un empalme al resto del cable redondo que va hasta la superficie.

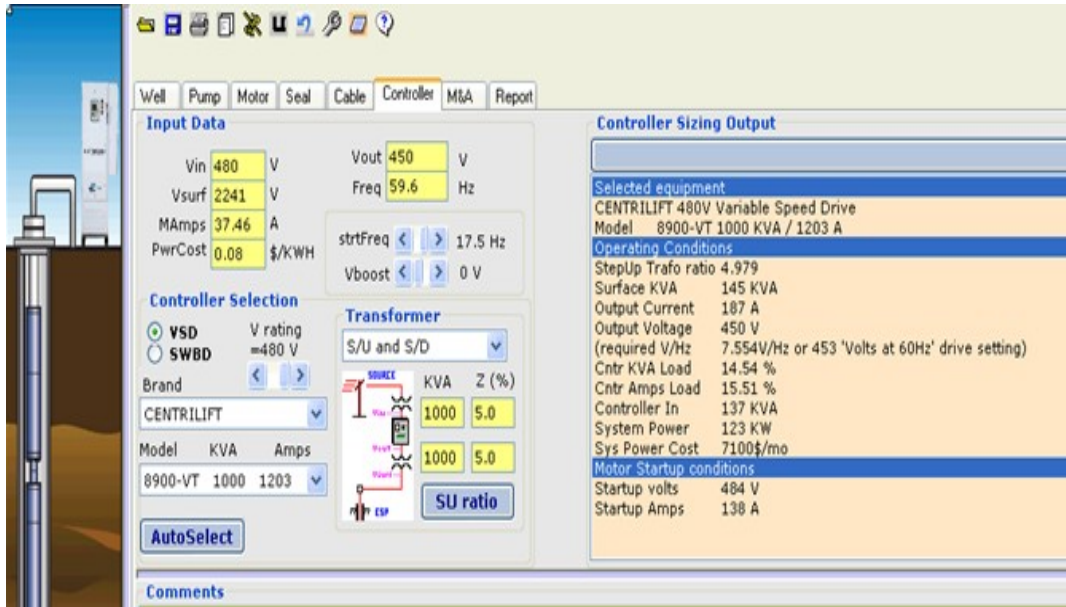
El MLE va desde el motor hasta aproximadamente 6 pies por encima de la descarga, evitando de esta manera que la conexión con el cable redondo quede justo al lado de un Coupling, sino que sea por los lados del primer tubo de producción. La pantalla del cable indica la distribución del cable dentro del casing y la posición teórica que tendría respecto a la tubería de producción.

VI. Selección del equipo de superficie.

El controlador que requiere la instalación depende del motor que se eligió y la tasa estimada de producción que se escogió; la capacidad de KVA del controlador

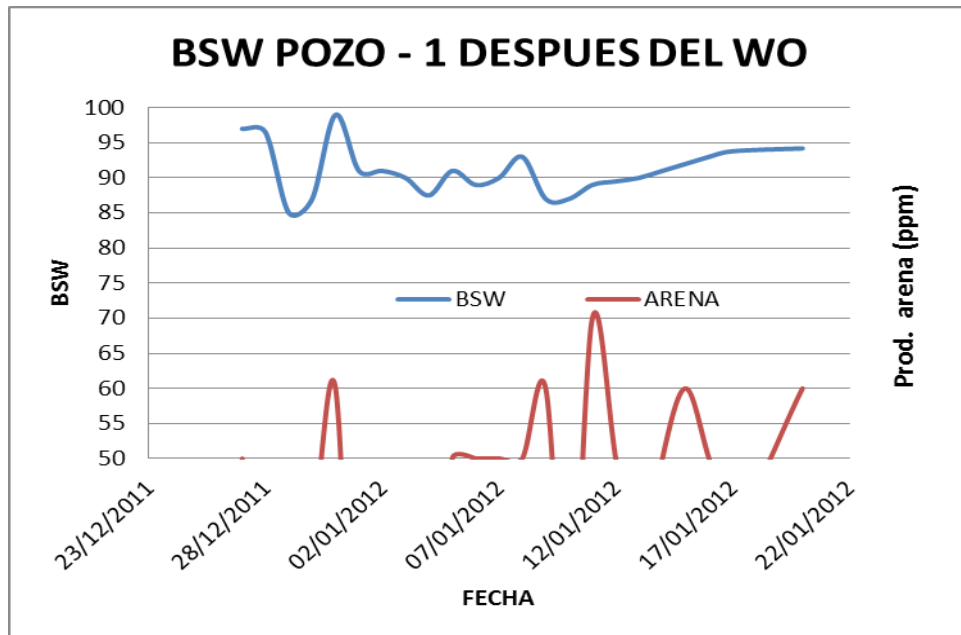
debe ser superior a la potencia del motor, con eso se garantiza que el equipo de superficie sea capaz de mantener en funcionamiento el equipo de subsuelo.

FIGURA . Controlador para el Bombeo Electrosumergible del pozo 1.



Fuente: software AutographPC - Centrilift

FIGURA . Comportamiento de BSW después de realizarse el Workover.



Fuente Los Autores.

El Workover se realizó y fue terminado el día 22 de diciembre de 2011, el mismo día en que se arrancó el pozo. Después del arranque del pozo se observó el siguiente comportamiento de BSW y arena (Ver Figura 36):

El corte de agua y la producción de arena alcanzan valores altos enseguida del arranque del pozo, debido a que los fluidos de completamiento están siendo bombeados a superficie y estos se componen de agua en grandes cantidades y transportan arena por efectos del trabajo de Workover realizado. Finalmente el BSW empieza a estabilizarse en un valor cercano al 94%, para una tasa de fluido de 1,800 BFPD y una producción de aceite de 108 BOPD, a enero de 2012. El consumo de energía del pozo después del Workover disminuyó de 0.28 a 0.10 MWh.

Las condiciones de arranque después del Workover se encuentran en el anexo E. Los diseños realizados para las bombas de los otros pozos a los que se les realizó Workover se muestran en el anexo F.

5.2 ANÁLISIS DE POSIBILIDADES DE WORKOVER POZO 2.

5.2.1 Historia de producción del pozo 2. El pozo 2 es un pozo vertical que fue propuesto como un pozo de desarrollo para producir la formación carbonera inferior en las arenas M1A1, M1A2, M1B y M1C1, M1C2. La perforación del pozo se realizó entre el 11 y 24 de marzo de 1995 con el equipo INGESER 15, alcanzando una profundidad total de 7,877 FT-MD.

Se completó el 31 de marzo de 1995 abriendo a producción los intervalos (7,349 – 7,354) FT-MD, (7,357 – 7,360) FT-MD M1A1, (7,363 - 7,367) FT-MD, (7,370 - 7,376) FT-MD M1A2, (7,384 - 7,387) FT-MD, (7,389 – 7,359) FT-MD M1B y (7,402 - 7,413) FT-MD M1C1/M1C2 de la formación carbonera Inferior, con cañones de 4 ½" TCP, Cargas 34B HJII RDX a 12 tiros por pie. Se hizo la instalación de una

bomba Electro sumergible ESP #01 (Bomba 78 KC-15000, Motor 600 HP, 122 A).
(A.2. Pozo 2).

Tabla . Intervalos inicialmente productores del pozo 2.

Arena productora	Profundidad (ft)	BFPD	BOPD
M1A1	7,349 - 7,354	2,192	22
M1A1	7,357 - 7,360	1,108	11
M1A2	7,363 - 7,367	902	14
M1A2	7,370 - 7,376	1,467	22
M1B	7,384 - 7,387	761	11
M1B	7,389 - 7,395	-1,010	-10
M1C1	7,402 - 7,413	10,581	70
TOTAL		16.001	140

Fuente: Los autores

En mayo de 1997, se intervino el pozo para hacer un reemplazo de su sistema de levantamiento artificial debido a que se presentó falla mecánica prematura en el equipo de fondo. Se retiró el sistema ESP # 01 y se realizó el servicio del ensamblaje ESP # 02 (Bomba 79 KC-15000, Motor 600 HP, 122 A).

En junio de 1997 el pozo debió ser intervenido nuevamente debido a falla eléctrica prematura del equipo de fondo ESP # 02. Se realizó el servicio ESP # 03 (Bomba 78 KC-15000, Motor 600 HP, 122 A).

En septiembre de 1997 el equipo ESP #03 presentó falla mecánica prematura de fondo por lo que se hizo necesario realizar servicio al pozo. Se instaló el ESP # 04 (Bomba 62 KC-15000, Motor 600 HP, 122 A).

En agosto de 2002 se decide intervenir el pozo para recuperar el equipo de fondo ESP #04 y cambiarlo debido a pérdida de eficiencia. Se corrió "Finder" con Colregistros y se determinó fondo a 7,624 FT-MD. Se realizó servicio al ESP # 05 (Bomba 43 HC-19000, Motor 760 HP, 123 A).

Debido a falla mecánica del equipo de fondo, en marzo de 2005, se interviene nuevamente el pozo para cambiar el ESP. Se hace entonces el servicio ESP # 06 (Bomba 93 KC-15500, Motor 836 HP, 123 A).

En marzo de 2006 se retiró en equipo ESP # 06 debido a falla mecánica de éste y se realizó el servicio al ESP # 07 (Bomba 93 KC-15500, Motor 836 HP, 123 A).

El equipo ESP # 07 presento falla eléctrica prematura en junio de 2006, por lo que se realizó el servicio ESP # 08: (Bomba 92 KC-15500, Motor 836 HP, 123 A).

El equipo ESP # 08 presentó falla eléctrica en mayo de 2008. Se realiza entonces el servicio ESP # 09 (Bomba 101 HN-15500, Motor 1170 HP, 178 A).

El día 6 de septiembre de 2010 el pozo producía con una tasa de 13,131 BFPD (47.5 BOPD), con un corte de agua de 99.6%. Debido al elevado corte de agua se recomendó realizar un trabajo para incrementar la producción, el cual consiste en aislar parcialmente el intervalo que se encuentra actualmente abierto 7,402 – 7,413 FT-MD (M1C1/M1C2) y dejar finalmente abierto 7402-7406 FT-MD.

Se realizó trabajo de Workover mediante el cual se aisló parcialmente con un bridge plug el intervalo inferior 7,402 – 7,413 FT-MD (M1C1) dejando en producción los intervalos 7,349 – 7,354 FT-MD (M1A1); 7,357 – 7,360 FT-MD (M1A1); 7,363 – 7,367 FT-MD (M1A2); 7,370 – 7,376 FT-MD (M1A2); 7,384 – 7,387 FT-MD (M1B); 7,389 – 7,395 FT-MD (M1B); y 7,402 – 7,406 FT-MD (M1C1). Se instaló ESP # 10 (Bomba 109 P155, Motor 990 Hp, 145 A).

Tabla . Intervalos productores del pozo 1 después del Workover de septiembre de 2010.

<h1>Arena produ</h1>

Fuente: Los autores

Tabla . Producción acumulada a noviembre 2011 del 2

<h1>FECHA</h1>

Fuente: Los autores

Después del trabajo de reacondicionamiento, ejecutado en septiembre de 2010, se estableció el límite económico del pozo en 99.79% de BSW con una tasa de producción de 30 BOPD.

El pozo 2 presentaba el siguiente comportamiento por el corte de agua y producción de arena antes programarse el trabajo de Workover (Ver figura 37).

Se nota un corte de agua un poco menor al 99%, que aumenta a medida que avanza con el tiempo. Para agosto de 2011, el BSW alcanza un valor del 99% y luego de ser seleccionado. Para el presente proyecto se toma la decisión de realizar una prueba de tanque Seraphin en el pozo para confirmar el valor del corte de agua y su cercanía al límite económico establecido.

Nov-25-2011

FIGURA . Comportamiento de BSW pozo 2 antes del Workover.

Fuente: Los autores

La prueba de tanque Seraphin realizada en el pozo 2, inició el día 14 de octubre de 2011; el resultado de esta prueba se muestra en la tabla N° 32, y están registrados desde la columna 1 hasta la columna 3, que hacen referencia a las 3 pruebas tomadas.

Tabla . Datos de volúmen y temperatura medidos en campo.

DATOS DE CAMPO / PRUEBA	1	2	3
Vol. Total Observado (Agua + Crudo)	1335,0	1330,7	1333,3
Volumen de Agua Observado	1332,2	1328,00	1330,4
Volumen de Crudo Observado	2,80	2,70	2,90
Temperatura Observada	158	162	160

Fuente: Occidental de Colombia.

Los volúmenes están referenciados en galones y la temperatura observada en °F.

El resultado de las tres pruebas diarias de BSW obtenido con base en los datos tomados en campo en el tanque Seraphin se muestra a continuación:

Tabla . Resultado de BSW de las tres pruebas realizadas en el pozo 2.

RESUMEN PRUEBAS REALIZADAS						
	Date	Hrs	Wellhead	Manifold	BSW	BOPD
1	14-Oct-11	10		X	99,79%	30
2	15-Oct-11	10		X	99,80%	28
3	17-Oct-11	10		X	99,79%	30
				Promedio	99,79%	30

Fuente: Occidental de Colombia.

El resultado promedio de BSW y caudal de aceite producido por el pozo, luego de realizarse las tres pruebas de tanque Seraphin, se comparó con los datos de límite económico del pozo.

Tabla . Resultados prueba Seraphin para el pozo 2

		Prueba #
POZO:	POZO - 2	5
LÍMITE ECONOMICO		
BFPD	BSW	BOPD
14400	99,79%	30
PROMEDIO DE LIQUIDACIÓN		
BFPD	BSW	BOPD
14400	99,79%	30

Fuente: Occidental de Colombia.

Después de analizar los resultados se observó que el pozo se encontraba en el límite económico. Su producción diaria de aceite era de 30 BOPD y el límite económico establecido era exactamente 30 BOPD y el BSW de límite económico, era 99.79% igual que el resultado promedio de las tres pruebas realizadas.

En vista de que el pozo se encontraba en el límite económico, se decidió evaluar a nivel de yacimientos la posibilidad de realizar un trabajo de Workover en el pozo debido a que el pozo presentaba aun buenas reservas. Las reservas del pozo alcanzaban los 32,489 BO.

5.2.2 Propuesta de Workover para el pozo 2. El pozo 2 está completado en los intervalos 7,349 – 7,354 FT-MD (M1A1), 7,357 – 7,360 FT-MD (M1A1), 7,363 – 7,367 FT-MD (M1A2), 7,370 – 7,376 FT-MD (M1A2), 7,384 – 7,387 FT-MD (M1B), 7,389 – 7,395 FT-MD (M1B) y 7,402 – 7,406 FT-MD (M1C1). El último registro de producción de 24 horas, del día 20 de noviembre de 2011, indicó:

Tabla . Datos de producción del pozo 2 a septiembre de 2011.

Tasa de fluido total (agua + petróleo, BFPD)	14,269
Tasa de Petróleo (BOPD)	29.1
Corte de agua (%)	99.8

Fuente: Occidental de Colombia.

Tabla . Aporte de fluidos de los intervalos que actualmente están en producción

Intervalo (ft)	Arena productora	Fluido (BFPD)	% Equiv de Fluido	Aceite (BOPD)	% Equiv de aceite	Agua (BWPD)	% Equiv de agua	% BSW
7,349 – 7,354	M1A1	2,192	14%	22	16%	2,170	14%	99,0%
7,357 – 7,360	M1A1	1,108	7%	11	8%	1,096	7%	99,0%
7,363 – 7,367	M1A2	902	6%	14	10%	888	6%	98,5%
7,370 – 7,376	M1A2	1,467	9%	22	16%	1,445	9%	98,5%
7,384 – 7,387	M1B	761	5%	11	8%	749	5%	98,5%
7,389 – 7,395	M1B	-1,010	-6%	-10	-7%	-1,000	-6%	99,0%
7,402 – 7,406	M1C1	10,581	66%	70	50%	10,511	66%	99,3%
Total		16,000	100%	140	100%	15,860	100%	99,1%

Fuente: Occidental de Colombia.

En la tabla 25 podemos observar que para los intervalos M1B el aporte de fluidos era bastante bajo, incluso notándose que uno de los intervalos no aporta fluidos; al contrario, la presión de formación es baja presentándose intrusión de fluidos hacia la formación y el corte de agua de dicha zona es alto. En esas zonas el registro de resistividad presenta valores de resistividad profunda relativamente bajos, comparándose con la resistividad media y superficial, lo que indica que la zona ha sido fuertemente invadida por el agua.

El intervalo M1C1 aporta una gran cantidad de fluido pero presenta un corte de agua bastante alto, comparándose con los demás intervalos abiertos en el pozo. El registro de resistividad también muestra valores bajos de resistividad profunda en esta zona.

Tabla . Registro de resistividad para los intervalos productores del pozo 2.

Fuente: Occidental de Colombia.

Los datos contenidos en la tabla 25 son datos esperados justo después del Workover que se realizó en el pozo en septiembre de 2010; sin embargo, es de esperarse que a noviembre de 2011 las condiciones del pozo hayan cambiado un poco aumentándose el corte de agua de algunos intervalos o se presenten cambios en el aporte de fluidos de estos (

Ver anexos C.2. y D.2 Pozo 2, de los registros Gamma Ray, Resistividad, CCL, y CBL donde se puede observar los intervalos a aislar y los intervalos que se desean dejar en producción).

5.2.3 Reacondicionamiento del pozo 2. Debido a la alta producción de fluidos y al elevado corte de agua se recomendó aislar el intervalo actualmente abierto 7,402 – 7,406 FT-MD (M1C1) por medio de un primer Bridge plug, y los intervalos 7,384 – 7,387 FT-MD (M1B) y 7,389 – 7,395 FT-MD (M1B) por medio de un segundo Bridge plug; para solo dejar en producción los intervalos 7,349 – 7,354 FT-MD

(M1A1), 7,357 – 7,360 FT-MD (M1A1), 7,363 – 7,367 FT-MD (M1A2), 7,370 – 7,376 FT-MD (M1A2).

Con el aislamiento de estos intervalos, sobre todo por el M1C1, se espera reducir la tasa de fluido producido por el pozo y así reducir el consumo de energía por medio de un equipo de fondo de menor capacidad y que tenga un menor requerimiento de energía.

Tabla . Intervalos propuestos a aislar por medio del trabajo de Workover.

Intervalos (ft)	Arena productora	Espesor neto (ft)
7,384 – 7,387	M1B	3
7,389 – 7,395	M1B	6
7,402 – 7,406	M1C1	4

Fuente: Occidental de Colombia.

Esta fue otra de las propuestas de Workover presentada ante el equipo de yacimientos de Occidental de Colombia para que determinaran la posibilidad y viabilidad del trabajo. El Workover fue aprobado y se definieron procedimientos y parámetros de producción después de la realización del trabajo. Los principales parámetros obtenidos reacondicionando el pozo fueron los siguientes:

Tabla . Datos estimados de producción después del WO.

Intervalo (ft)	Arena productora	Fluido (BFPD)	% Equiv de Fluido	Aceite (BOPD)	% Equiv de aceite	Agua (BWPD)	% Equiv de agua	% BSW
7,349 – 7,354	M1A1	4,768	34%	48	23%	4,720	34%	99%
7,357 – 7,360	M1A1	2,409	17%	24	12%	2,385	17%	99%
7,363 – 7,367	M1A2	2,597	19%	52	25%	2,545	18%	98%
7,370 – 7,376	M1A2	4,226	30%	85	41%	4,141	30%	98%
Total		14,000	100%	208	100%	13,792	100%	98.5%

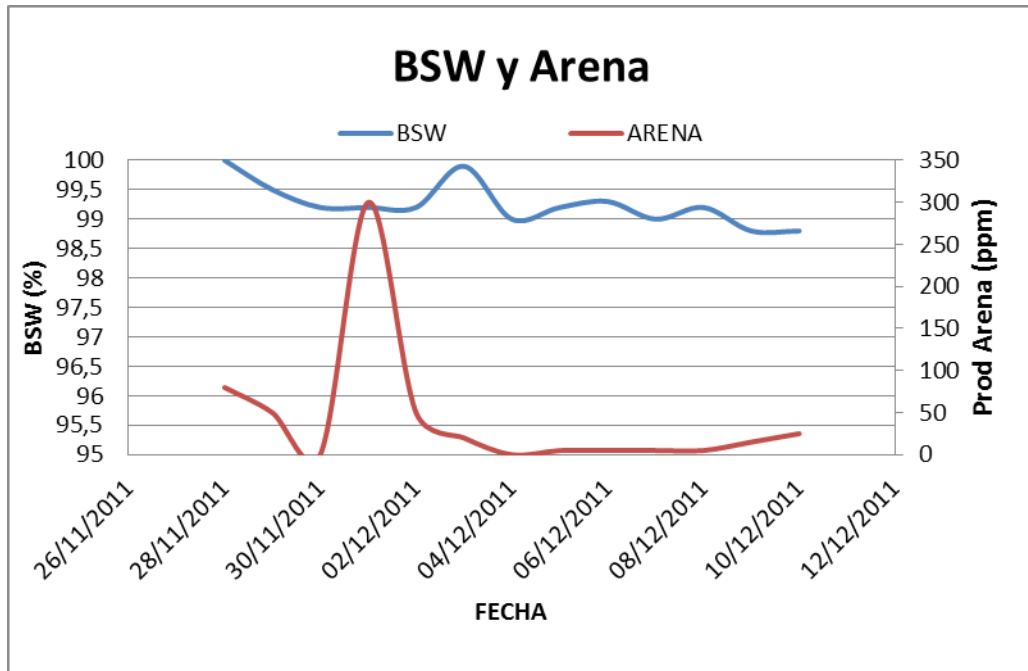
Fuente Los Autores.

Con base en los resultados del análisis interno de la propuesta de Workover realizado por el personal interno de Occidental de Colombia, en el cual se especificaba la tasa a la cual debería producir el pozo luego de realizarse el Workover, se hizo necesario determinar el tipo de bomba adecuado para levantar la tasa de fluido que manejaría el pozo después del trabajo.

La tasa de fluido total de producción establecida por el grupo de yacimientos en condiciones del estudio de Workover fue de 14,000 BFPD-; sin embargo, para el arranque del pozo es fue 12.000 BFPD, con una frecuencia de 56,2 Hz.. Era necesaria una bomba que pueda manejar caudales por el orden de los 14,000 BFPD. Se recomendó la instalación de una bomba de menor capacidad con respecto a la que se había instalado en el pozo después del Workover del 2010. Esta bomba manejaba caudales de 15,500 BFPD nominales y se propuso la instalación de una bomba de menor capacidad, para funcionamiento a las condiciones de arranque del pozo; esto con el fin de reducir el consumo de energía del pozo. Sin embargo, el equipo de yacimientos de Occidental de Colombia decidió instalar una bomba con la misma capacidad de la que estaba instalada en el pozo antes del Workover, para asegurarse de que se extrajera mayor cantidad de fluido en caso de ser necesario incrementar frecuencia en el futuro.

El aislamiento de las zonas recomendadas se llevó a cabo y fue terminado el día 28 de noviembre de 2011, el mismo día en que se arrancó el pozo. Después del arranque del pozo se observó el siguiente comportamiento de BSW y arena:

FIGURA . Comportamiento de BSW después de realizarse el Workover.



Fuente Los Autores.

El BSW y la producción de arena alcanzan valores altos enseguida del arranque del pozo, debido a que los fluidos de completamiento están siendo llevados a superficie y se producen grandes cantidades de agua y arena por efectos del trabajo de Workover realizado. Finalmente el BSW empieza a estabilizarse en un valor cercano al 98.8%, para una tasa de fluido de 12,000 BFPD y una producción de aceite de 142 BOPD, el consumo de energía del pozo fue de 0.78 MWh, a diciembre de 2011.

5.3 ANÁLISIS DE POSIBILIDADES DE WORKOVER POZO 3.

5.3.1 Historia de producción del Pozo 3. El pozo 3 fue perforado hasta una profundidad de 7,840 FT-MD en abril de 1987. Antes de completarse, inicialmente se llevó a cabo una prueba DST a la formación K1B en los intervalos 7,530 – 7,535 FT-MD y 7,538 – 7,543 FT-MD, los cuales resultaron productores de agua. Estos intervalos se aislaron por medio de un bridge plug el 14 de junio de 1987. El completamiento inicial se realizó en las arenas M2A (7,374 - 7,382 FT-MD), M2B (7,386 -7,395 FT-MD, 7,405 -7,440 FT-MD) y M3 (7,448 -7,452 FT-MD) y finalmente se instaló equipo ESP No. 1 el 15 de junio de 1987. (A.3. Pozo 3)

En diciembre de 1989 se realizó un trabajo de reacondicionamiento al pozo, el cual consistió en sentar empaque a 7,443 FT-MD y 25 FT de cemento sobre el mismo para aislar el intervalo 7,405 – 7,440 FT-MD de la formación M2B y el intervalo 7,448 – 7,452 FT-MD de la formación M3. Se instaló equipo ESP No.2.

En noviembre de 1990 se realizó un trabajo de reacondicionamiento al pozo debido a la alta producción de agua (Registro de producción de enero de 1990) se aisló totalmente el intervalo 7,405 – 7,408 FT-MD del M2B y parcialmente el intervalo 7,386 -7,395 FT-MD del M2B sentando un empaque a 7,397 FT-MD y colocando 7 FT de cemento quedando el fondo a 7,390 FT-MD. Se perforó el intervalo 7,320 – 7,336 FT-MD del M1C1 con una densidad de cañoneo de 12 spf, y finalmente se instaló equipo ESP No.3.

En diciembre 26 de 1990 se realizó un trabajo de reacondicionamiento al pozo, el cual consistió en aislar, mediante cementación forzada, el intervalo 7,320 - 7,336 FT-MD del M1C1, el cual, según registros de producción, tenía un corte de agua de 100% y reactivar la producción de los intervalos 7,386 -7,395 FT-MD y 7,405 – 7,440 del M2B, dejando el tope de cemento a 7,411 FT-MD. Finalmente se instaló equipo ESP No.4.

Entre los años 1991al 2007 se realizaron 9 Well Services, de los cuales 5 fueron fallas eléctricas y 4 fallas mecánicas.

En mayo de 1997 se intervino el pozo para hacer un reemplazo de su sistema de levantamiento artificial debido a que se presentó falla mecánica prematura en el equipo de fondo. Se retiró el sistema ESP # 01 y se realizó el servicio del ensamblaje ESP # 02 (Bomba 79 KC-15000, Motor 600 HP, 122 A).

En junio de 1997 el pozo debió ser intervenido nuevamente debido a falla eléctrica prematura del equipo de fondo ESP # 02. Se realizó el servicio ESP # 03 (Bomba 78 KC-15000, Motor 600 HP, 122 A).

En septiembre de 1997 el equipo ESP #03 presentó falla mecánica prematura de fondo por lo que se hizo necesario realizar servicio al pozo. Se instaló el ESP # 04 (Bomba 62 KC-15000, Motor 600 HP, 122 A).

En agosto de 2002 se decide intervenir el pozo para recuperar el equipo de fondo ESP #04 y cambiarlo debido a pérdida de eficiencia. Se corrió "Finder" con Colregistros y se determinó fondo a 7,624 FT-MD. Se realizó servicio al ESP # 05 (Bomba 43 HC-19000, Motor 760 HP, 123 A).

Debido a falla mecánica del equipo de fondo, en marzo de 2005, se interviene nuevamente el pozo para cambiar el ESP. Se hace entonces el servicio ESP # 06 (Bomba 93 KC-15500, Motor 836 HP, 123 A).

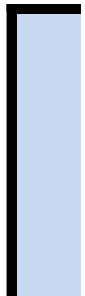
En marzo de 2006 se retiró en equipo ESP # 06 debido a falla mecánica de éste y se realizó el servicio al ESP # 07 (Bomba 93 KC-15500, Motor 836 HP, 123 A).

El equipo ESP # 07 presento falla eléctrica prematura, en junio de 2006, por lo que se realizó el servicio ESP # 08: (Bomba 92 KC-15500, Motor 836 HP, 123 A).

El equipo ESP # 08 presentó falla eléctrica en mayo de 2008. Se realiza entonces el servicio ESP # 09 (Bomba 101 HN-15500, Motor 1170 HP, 178 A).

El pozo se apaga debido a una falla mecánica; sin embargo, el registro de producción del día 7 de enero del 2009 indicaba una tasa de 17,409 BFPD, con un corte de agua de 99.3% (121 BOPD). Debido al elevado corte de agua que presenta el pozo en el intervalo inferior M3C 7,405 – 7,411 FT-MD (99.3%) con el fin de aumentar la producción de petróleo, al permitir producir los intervalos superiores y reducir el aporte total de fluidos en superficie, se aisló mediante bridge plug el intervalo 7,405 – 7,411 FT-MD (M3C) y se dejaron abiertos los intervalos 7,374 – 7,380 FT-MD (M2A) y 7,386 – 7,395 FT-MD (M2AS).

Tabla . Intervalos productores del pozo 3 después del último Workover



Fuente: Los autores

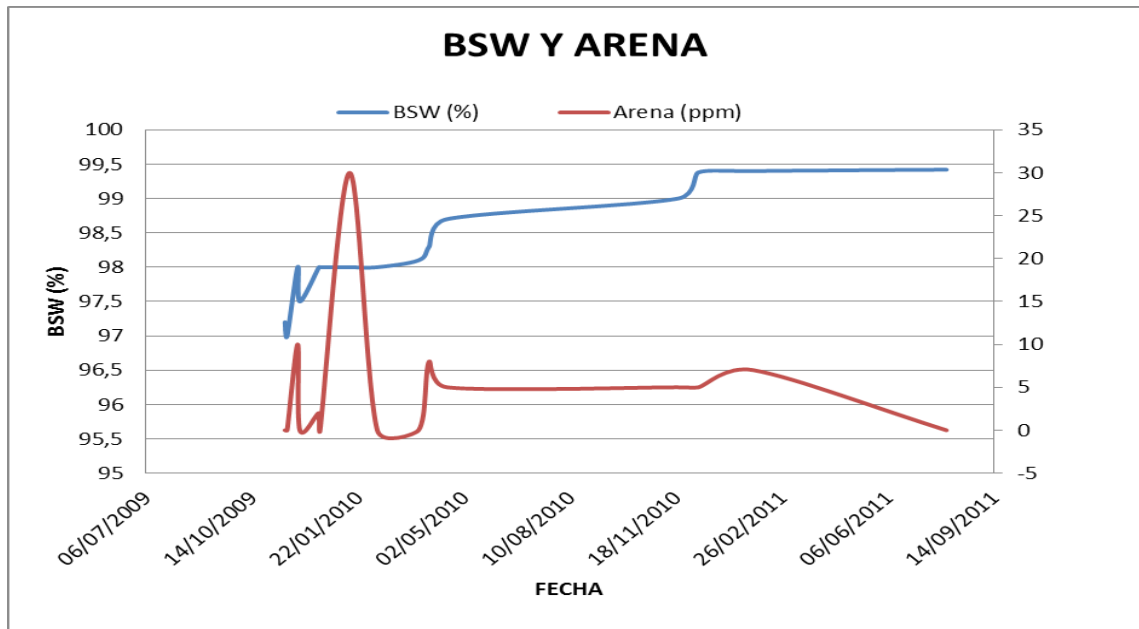
Tabla .Producción acumulada a octubre 26 del 2011

Fuente: Los autores

Después del trabajo de reacondicionamiento ejecutado en enero de 2009, se estableció el límite económico del pozo: 99.76% BSW y 4 BOPD.

El pozo 3 presentaba el siguiente comportamiento para el corte de agua y producción de arena antes programarse el trabajo de Workover:

FIGURA . Comportamiento de BSW pozo 3 antes del Workover.



Fuente: Los autores

El corte de agua antes de plantear la propuesta de Workover para el pozo 3 se incrementa constantemente hasta que alcanza valores mayores al 99%. Para noviembre de 2010 el pozo alcanza un valor de BSW del 99% y en diciembre de 2010 se realiza una prueba de tanque Seraphin y el resultado es un corte de agua de 99,38%.

Luego de ser seleccionado para el proyecto, se realiza otra prueba de tanque Seraphin para confirmar el corte de agua del pozo a la fecha. La prueba de tanque Seraphin realizada en el pozo 3 inició el día 28 de septiembre de 2011 y el resultado de esta prueba se muestra en la tabla 31; están registrados desde la columna 1 hasta la columna 3, que hacen referencia a las 3 pruebas tomadas. Los volúmenes están referenciados en galones y la temperatura observada en °F.

Tabla . Datos de volúmen y temperatura medidos en campo.

DATOS DE CAMPO / PRUEBA	1	2	3
Vol. Total Observado (Agua + Crudo)	1335,6	1339,4	1339,2
Volumen de Agua Observado	1329,4	1330,00	1330,7
Volumen de Crudo Observado	6,20	9,40	8,50
Temperatura Observada	150	140	145

Fuente: Occidental de Colombia.

El resultado de las tres pruebas diarias de BSW obtenido con base en los datos tomados en campo en el tanque Seraphin se muestra a continuación:

Tabla . Resultado de BSW de las tres pruebas realizadas en el pozo 3.

RESUMEN PRUEBAS REALIZADAS						
	Date	Hrs	Wellhead	Manifold	BSW	BOPD
1	28-Sep-11	10		X	99,55%	8
2	29-Sep-11	10		X	99,33%	12
3	30-Sep-11	10		X	99,39%	11
Promedio					99,42%	10

Fuente: Occidental de Colombia.

Al compararse el resultado promedio de BSW y caudal de aceite producido por el pozo, luego de realizarse las tres pruebas de tanque Seraphin, con los datos de límite económico del pozo, tenemos:

Tabla . Resultados prueba Seraphin para el pozo – 3.

		Prueba #
POZO:	POZO -3	2
LIMITE ECONOMICO		
BFPD	BSW	BOPD
1800	99,76%	4
PROMEDIO DE LIQUIDACION		
BFPD	BSW	BOPD
1800	99,42%	10

Fuente: Occidental de Colombia.

Después de analizar los resultados se observó que el pozo aún no alcanzaba el límite económico. Su producción diaria de aceite era de 10 BOPD y el límite económico establecido era de 4 BOPD, el BSW de límite económico es 99.76% el resultado promedio de las tres pruebas realizadas fue 99.42%.

5.3.2 Propuesta de Workover para el pozo 3. El pozo 3 está completado en las unidades M2A y M2AS en los intervalos 7,374 – 7,380 FT–MD y 7,386 – 7,395 FT-MD, respectivamente.

Tabla . Datos de producción del pozo 3 a octubre de 2011.

Tasa de fluido total (agua + petróleo, BFPD)	2,012
Tasa de Petróleo (BOPD)	11.4
Corte de agua (%)	99.4

Fuente: Occidental de Colombia.

Tabla . Aporte de fluidos de los intervalos que actualmente están en producción.

Intervalo (ft)	Arena productora	Fluido (BFPD)	% Equiv de Fluido	Aceite (BOPD)	% Equiv de aceite	Agua (BWPD)	% Equiv de agua	% BSW
7,374 - 7,380	M2A	760	55%	228	42%	532	63%	70,0%
7,386 - 7,395	M2AS	623	45%	312	58%	312	37%	50,0%
Total		1.384	100%	540	100%	844	100%	61,0%

Fuente: Occidental de Colombia.

Con el fin de aumentar la producción de petróleo y reducir el aporte total de fluidos en superficie al permitir producir los intervalos superiores, se recomienda aislar mediante tapón puente el intervalo 7,386 – 7,395 FT-MD (M2AS) y dejar abierto el intervalo 7,374 – 7,380 FT–MD (M2A). Después de reducir el aporte total de fluidos, se espera una reducción en el consumo de energía de la bomba en el pozo (Ver anexos C.3. y D.3 POZO – 3, de los registros Gamma Ray, Resistividad, CCL y CBL, donde se puede observar los intervalos a aislar y los intervalos que se desean dejar en producción).

Tabla .Intervalos propuestos a aislar por medio del trabajo de Workover.

Intervalos (ft)	Arena productora	Espesor neto (ft)
7,386 - 7,395	M2AS	9

Fuente: Occidental de Colombia.

Esta fue otra de las propuestas de Workover presentada ante el equipo de yacimientos de Occidental de Colombia para que determinaran la posibilidad y viabilidad del trabajo. El Workover fue aprobado y se definieron procedimientos y parámetros de producción después de la realización del trabajo. Los principales parámetros obtenidos reacondicionando el pozo fueron los siguientes:

Tabla .Datos estimados de producción después del WO.

Intervalo (ft)	Arena productora	Fluido (BFPD)	% Equiv de Fluido	Aceite (BOPD)	% Equiv de aceite	Agua (BWPD)	% Equiv de agua	% BSW
7,374 - 7,380	M2A	1,300	100%	130	100%	1,170	100%	90,0%
Total		1,300	100%	130	100%	1,170	100%	90,0%

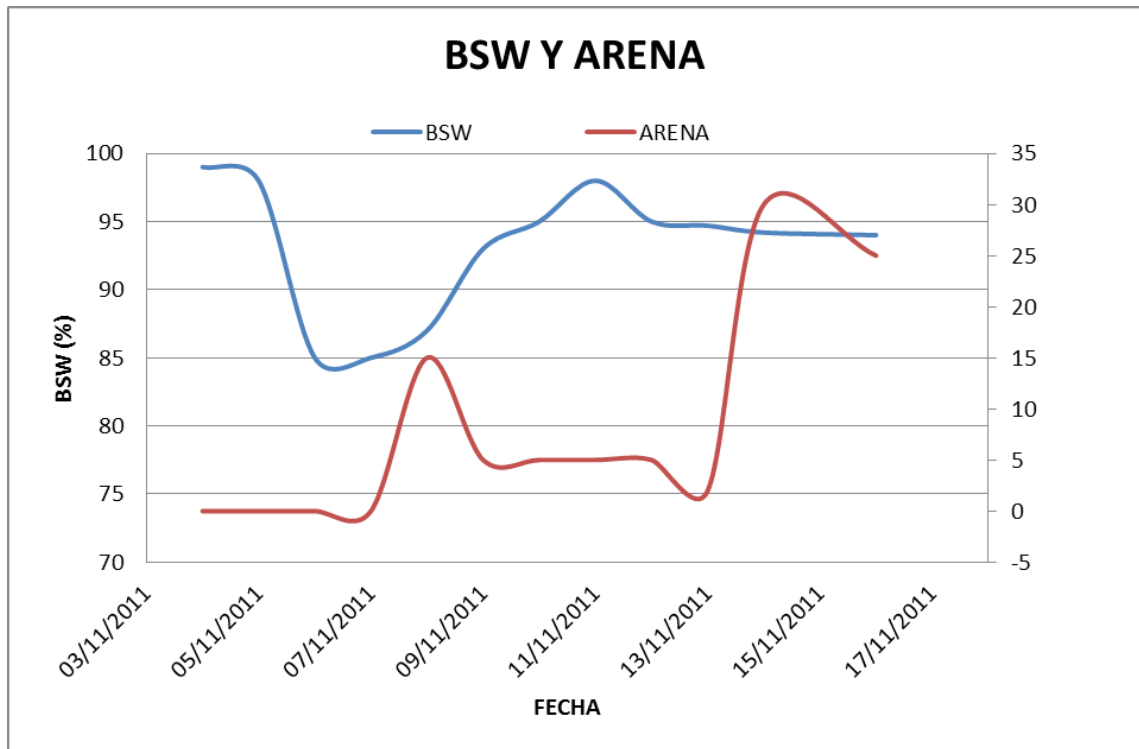
Fuente: Occidental de Colombia.

Gracias a que se deseaba aislar uno de los intervalos productores del pozo para reducir la tasa total de fluido se instaló en el pozo una bomba de menor capacidad.

El aislamiento de las zonas recomendadas se llevó a cabo y fue terminado el día 04 de noviembre de 2011, el mismo día en que se arrancó el pozo. Después del arranque del pozo se observó el siguiente comportamiento de BSW y arena (Figura 40).

El BSW y la producción de arena inicialmente muestran valores altos debido al comportamiento normal después del completamiento que tienen los pozos, anteriormente explicado. Finalmente el BSW empieza a estabilizarse en un valor cercano al 94%, para una tasa de fluido de 500 BFPD y una producción de aceite de 30 BOPD; el consumo de energía del pozo fue de 0.11 MWh, a noviembre de 2011.

FIGURA . Comportamiento de BSW después de realizarse el Workover.



Fuente: Los autores

5.4 ANÁLISIS DE POSIBILIDADES DE WORKOVER POZO 4

5.4.1 Historia de producción Pozo 4. El pozo 4 es un pozo direccional ubicado al suroccidente del campo Matanegra; fue propuesto para producir la secuencia K2A1 de la formación cretáceo como objetivo principal y M1A1 como objetivo secundario. La perforación del pozo se realizó entre el 22 y el 28 de junio del 2008 alcanzando una profundidad total de 8,015 ft.

Una vez hecha la evaluación de los registros eléctricos y de acuerdo con las consideraciones de yacimientos, el pozo se completó en la unidad M1A1 en el intervalo de (7,166 ft – 7,174 ft) para 8 pies netos de cañoneo, esperando una producción de 2,000 BFPD y 500 BOPD con un corte de agua de 75%. Instalando

el sistema de levantamiento artificial ESP (Bomba 196 STG P6 400 PMSXD H6, motor MSP1, 168 HP/2295 V/44A), la cual operó por 440 días a causa de una falla mecánica.

En octubre 30 de 2009 se realizó un Well Service, instalando el ESP (Bomba P47 80 STG 538PMSXDH&, Motor KMH 304HP/1505V/123A). **(A.3. Pozo 3)**.

Tabla . . Intervalos productores del pozo 4 después del último Workover.

Arena productora	Profundidad (ft)	BFPD	BOPD
M1A1	7,166 – 7,174	2,000	500
TOTAL		2,000	500

Fuente: Los autores

Tabla . Producción acumulada a octubre del 2011.

FECHA	Prod. Acum. de Agua (BI).	Prod. Acum. de Aceite (BI).
Oct-26-2011	91,352,914	4,590,876

Fuente: Los autores

El límite económico para el pozo 4 se estableció que para el corte de agua es de 99.75% y para la producción de aceite de 9 BOPD.

El pozo 4 presentaba el comportamiento del corte de agua y producción de arena antes de programarse el trabajo de Workover mostrado en la gráfica 39.

El corte de agua, antes de plantear la propuesta de Workover para el pozo 4, incrementa constantemente hasta que alcanza valores mayores al 99%. Para enero de 2011 el pozo alcanza un valor de BSW del 99%, el cual incrementa

constantemente durante todo el año. En agosto de 2011 se realizó una prueba Seraphin para evaluación de Workover.

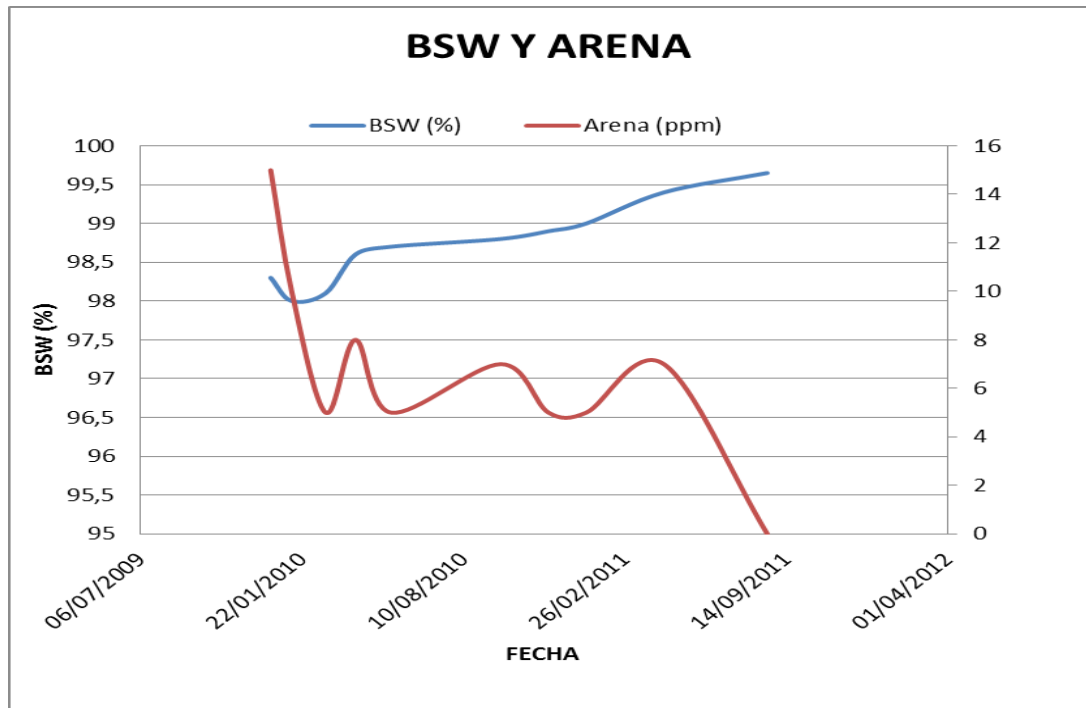
La prueba de tanque Seraphin realizada en el pozo 4, inició el día 20 de agosto de 2011. El resultado de esta prueba se muestra en la tabla 40 y está registrado desde la columna 1 hasta la columna 3.

Tabla . Datos de volúmen y temperatura medidos en campo.

DATOS DE CAMPO / PRUEBA	1	2	3
Vol. Total Observado (Agua + Crudo)	426,00	423,9	423,20
Volumen de Agua Observado	424,5	422,4	421,60
Volumen de Crudo Observado	1,50	1,50	1,60
Temperatura Observada	110	130	130

Fuente: Occidental de Colombia.

FIGURA . Comportamiento de BSW pozo 4 antes del Workover



Fuente: Los autores.

El resultado de las tres pruebas diarias de BSW obtenido con base en los datos tomados en campo en el tanque Seraphin se muestra a continuación:

Tabla . Resultado de BSW de las tres pruebas realizadas en el pozo 3.

RESUMEN PRUEBAS REALIZADAS						
	Date	Hrs	Wellhead	Manifold	BSW	BOPD
1	20-Aug-11	10		X	99,65%	13
2	21-Aug-11	10		X	99,65%	13
3	21-Aug-11	10		X	99,63%	14
Promedio					99,64%	13

Fuente: Occidental de Colombia.

Al compararse el resultado promedio de BSW y caudal de aceite producido por el pozo, luego de realizarse las tres pruebas de tanque Seraphin, con los datos de límite económico del pozo, tenemos:

Tabla . Resultados prueba Seraphin para el pozo 4.

		Prueba #
POZO:	POZO -4	1
LÍMITE ECONOMICO		
BFPD	BSW	BOPD
3750	99,75%	9
PROMEDIO DE LIQUIDACIÓN		
BFPD	BSW	BOPD
3750	99,65%	13

Fuente: Occidental de Colombia.

Según la prueba de tanque Seraphin realizada, la producción de aceite del pozo era de 13 BOPD y el límite económico establecido era 9 BOPD, el BSW de límite económico es 99.75%; el resultado promedio de las tres pruebas realizadas fue 99.65%. El pozo estaba bastante cerca de alcanzar el límite económico.

5.4.2 Propuesta de Workover para el pozo 4. El pozo 4 estaba completado en la unidad C5 en el intervalo 7,166 – 7,174 FT–MD.

Tabla . Datos de producción del pozo 4 a octubre de 2011.

Tasa de fluido total (agua + petróleo, BFPD)	4,133
Tasa de Petróleo (BOPD)	13.8
Corte de agua (%)	99.7

Fuente: Occidental de Colombia.

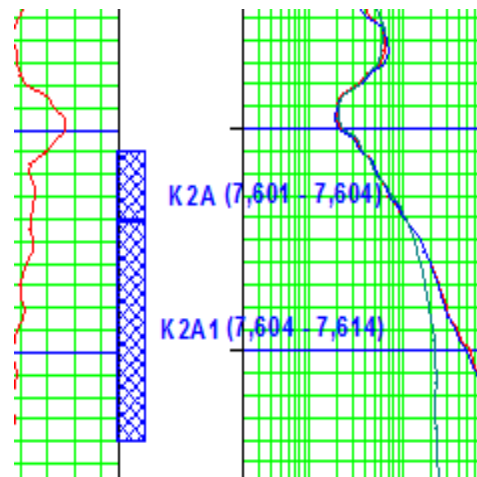
Tabla . Aporte de fluidos de los intervalos actualmente en producción del pozo 4

Intervalo (ft)	Arena productora	Fluido (BFPD)	% Equiv de Fluido	Aceite (BOPD)	% Equiv de aceite	Agua (BWPD)	% Equiv de agua	% BSW
7,166 - 7,174	M1A1	2,000	100%	500	100%	1,500	100%	75,0%
Total		2,000	100%	500	100%	1,500	100%	75,0%

Fuente: Occidental de Colombia.

Al analizar el registro Gamma Ray del pozo se encontraron zonas con valores bajos de unidades API; estos valores generalmente hacen referencia a zonas de formaciones de arena. El registro de resistividad muestra valores bajos, comparados con los valores obtenidos para las otras formaciones analizadas en los pozos que hemos revisado anteriormente, en una zona más profunda que la que se encontraba en producción. Sin embargo, se observa una zona donde la resistividad venía presentando valores bastante bajos y se observa un incremento drástico de esta (ver Figura 42).

FIGURA . Registro de resistividad para el pozo 4.



Fuente: Occidental de Colombia.

Tabla . Zonas recomendadas a cañonear para el pozo 4.

Intervalos (ft)	Arena productora
7,601 – 7,604	K2A
7,604 – 7,614	K2A1

Fuente: Los Autores

Después de definir los intervalos candidatos a poner en producción, se analizó el registro CBL Para bajas amplitudes obtendremos mejor adherencia del cemento; sin embargo, no solo se analizaron bajas amplitudes, además se observó que esas bajas amplitudes se mantuvieran constantes para garantizar el buen estado del cemento en intervalos escogidos y que dichas zonas se encontraran aisladas correctamente (Ver anexos C.4. Y D.4. de los registros Gamma Ray, CCL, CBL y Resistividad, donde se puede observar los intervalos a aislar y los nuevos intervalos que se desean poner en producción).

5.4.3 Reacondicionamiento del pozo 4. El objetivo del Workover planteado era aislar los intervalos que se encuentran actualmente abiertos, debido a la baja producción de crudo, se desea aumentar la producción del pozo cañoneando los intervalos.

Tabla . Intervalos a Cañonear para el pozo 4.

Intervalos (ft)	Arena productora	Espesor neto (ft)
7,601 – 7,604	K2A	3
7,604 – 7,614	K2A1	10

Fuente: Los Autores

El Workover del pozo 4 consiste en aislar mediante cementación remedial el intervalo 7,166 – 7,174 FT-MD (C5), para luego cañonear con TCP los intervalos 7,601 – 7,604 FT–MD (K2A) y 7,604 – 7,614 FT-MD (K2A1).

Luego de presentar esta propuesta ante el equipo de yacimientos de Occidental de Colombia para evaluación de disponibilidad y viabilidad del trabajo, el Workover fue aprobado. Los procedimientos y parámetros de producción esperados después de la realización del trabajo fueron los siguientes:

Tabla . Datos estimados de producción después del WO, para el pozo 4.

Intervalo (ft)	Arena productora	Fluido (BFPD)	% Equiv de Fluido	Aceite (BOPD)	% Equiv de aceite	Agua (BWPD)	% Equiv de agua	% BSW
7,601 - 7,604	K2A	12	0%	1	0%	11	11%	93%
7,604 – 7,614	K2A1	2,788	100%	195	100%	2,593	89%	93%
Total		2,800	100%	196	100%	2,604	100%	93%

Fuente Los Autores.

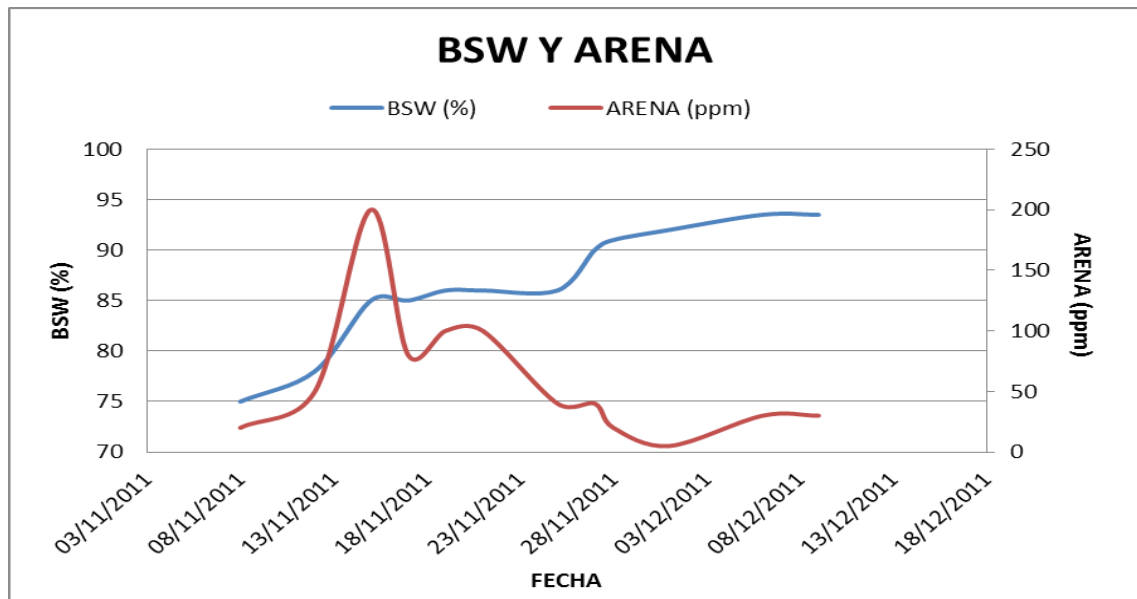
La tasa de fluido total de producción establecida después del Workover fue de 2,100 BFPD; el arranque del pozo se realizó a una tasa de 2400 BFPD, con una frecuencia de 55,1 Hz. Es necesaria una bomba que pueda manejar caudales mayores a los 2,000 BFPD. En vista de que se trata de un pozo relativamente nuevo, aun con buenas reservas, y que se trata del primer trabajo de Workover programado, se determinó que es prudente instalar un equipo de mayor capacidad que, en caso de ser necesario aumentar el potencial del pozo, pueda soportar la cantidad de fluido que se vaya a manejar; además es importante tener presente

que con el tiempo las bombas pierden eficiencia y una bomba de esta capacidad aseguraría la tasa mínima después del trabajo de Workover.

Para esta cantidad de fluido a manejar, y tomando en cuenta lo anterior, se recomendó la instalación de una bomba capaz de manejar 4,700 BFPD nominales. Aunque la bomba que se recomendó para el pozo tiene la misma capacidad de la que se tenía instalada anteriormente, se espera que una vez se reduzca la tasa de fluido bombeada por el equipo y tomando en cuenta que la eficiencia de un equipo nuevo es mejor, este consuma menores cantidades de energía.

El Workover se realizó y fue terminado el día 01 de noviembre de 2011, el mismo día en que se arrancó el pozo. Después del arranque del pozo se monitoreó el comportamiento de BSW y arena, los cuales se muestran en la gráfica 43.

FIGURA . Comportamiento de BSW después de realizarse el Workover para el pozo 4.



Después del reacondicionamiento del pozo el comportamiento del BSW empieza a estabilizarse en un valor cercano al 94%. Se realizan algunos incrementos de frecuencia de operación del equipo de fondo hasta alcanzar una tasa de fluido de

2,930 BFPD y una producción de aceite de 190 BOPD, a diciembre de 20011. El consumo de energía del pozo, después del Workover, disminuyo de 0.25 a 0.11 MWh.

5.5 ABANDONO TEMPORAL DE POZOS

El campo Caño Limón alcanzó picos máximos de producción y actualmente se encuentra en declinación. Debido a esto constantemente se abandonan pozos que no presentan buena producción y que tienen pocas posibilidades de reacondicionamiento. A medida que transcurre el tiempo el porcentaje de BSW de los pozos aumenta hasta alcanzar valores casi del 100% de BSW, como ya se ha mostrado. Las propuestas de abandono de algunos pozos, que se realizaron en el proyecto, se basaron en varios factores.

- **Corte de agua de los pozos.** Los pozos tenían cortes de agua muy por encima del 99%, se corrieron algunas pruebas Seraphin.
- **Cercanía al límite económico.** Estos pozos se encontraban muy cerca del límite económico o ya lo habían alcanzado.
- **Reservas.** Los pozos presentaban bajas reservas y las posibles zonas productoras que aún podrían tener presentaban pocas probabilidades de ser exitosas.
- **Número de días de funcionamiento de los equipos de fondo.** Los equipos de fondo habían alcanzado el tiempo de renta mínimo exigido por el proveedor de las bombas y ya eran propiedad de la compañía, por tanto no había problema en apagar dichos equipos de fondo y sacarlos. Por el equipo de fondo de un pozo aún se pagaba una renta diaria que resultaba mayor que el valor que debía pagarse si se sacaba el quipo antes de cumplir el Runlife exigido por el proveedor.
- **Información general de producción.** Se intentó correr registros en un pozo, sin embargo, se presentaron inconvenientes que impidieron la toma

del registro; algunos equipos de fondo de estos pozos presentaron inconvenientes en su funcionamiento.

Después de analizar todos estos factores se recomendó el abandono de tres pozos. A continuación se muestran los resultados de las pruebas de tanque Seraphin de cada pozo y se expresan las situaciones que influyeron en la decisión de recomendar su abandono.

5.5.1 Abandono temporal del pozo 5. El pozo 5 está completado en el intervalo 7,734 – 7,744 FT-MD (M2A). (A.5. Pozo 5) El último registro de producción de 24 horas, del día 20 de octubre de 2011, indicó:

Tabla . Registro de producción para el pozo 5.

Tasa de fluido total (agua + petróleo, BFPD)	3,000
Tasa de Petróleo (BOPD)	7
Corte de agua (%)	99.75

Fuente: Occidental de Colombia.

Después de observar el último registro de producción se observó que el pozo 5 había pasado su límite económico establecido de 99.66% para el corte de agua y de 10 BOPD. Desde el año 2010 se observaba un comportamiento creciente del BSW, con variaciones entre 98.8% y 99%. En octubre de 2011 se realiza una prueba Seraphin para cuantificar el corte de agua del pozo. La prueba de tanque Seraphin realizada en el pozo 5, inició el día 14 de octubre de 2011 y el resultado de esta prueba se muestra en la tabla 49 y está registrado desde la columna 1 hasta la columna 3. El pozo 5 presentaba el comportamiento del corte de agua mostrado en la Figura 44.

FIGURA . Comportamiento de BSW pozo 5.

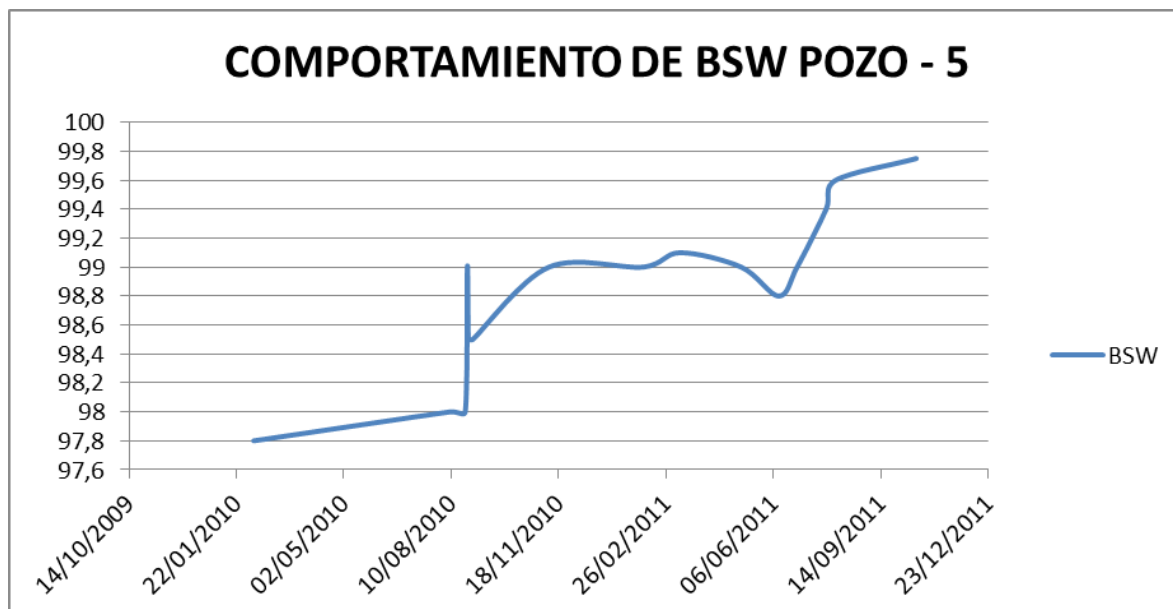


Tabla . Datos de volúmen y temperatura medidos en campo, para el pozo 5.

DATOS DE CAMPO / PRUEBA	1	2	3
Vol. Total Observado (Agua + Crudo)	426,00	426,00	427,00
Volumen de Agua Observado	424,3	424,3	425,2
Volumen de Crudo Observado	1,70	1,70	1,80
Temperatura Observada	138	138	136

El resultado de las tres pruebas diarias de BSW obtenido con base en los datos tomados en campo en el tanque Seraphin se muestra a continuación:

Tabla . Resultado de BSW de las tres pruebas realizadas en el pozo 5.

RESUMEN PRUEBAS REALIZADAS						
	Date	Hrs	Wellhead	Manifold	BSW	BOPD
1	14-Oct-11	10		X	99,65%	10
2	15-Oct-11	10		X	99,91%	3
3	17-Oct-11	10		X	99,70%	9
				Promedio	99,75%	7

Fuente: Occidental de Colombia.

Observando el resultado promedio de BSW y caudal de aceite producido por el pozo después de la prueba de tanque Seraphin y comparándolo con los datos de límite económico del pozo, se obtiene:

Tabla . Resultados prueba Seraphin, para el pozo 5.

		Prueba #
POZO:	POZO - 5	1
LÍMITE ECONÓMICO		
BFPD	BSW	BOPD
3000	99,66%	10
PROMEDIO DE LIQUIDACIÓN		
BFPD	BSW	BOPD
3000	99,75%	7

Fuente: Occidental de Colombia.

El resultado de la prueba Seraphin realizada indicó una producción de aceite del pozo de 7 BOPD, y el límite económico establecido era 10 BOPD; el BSW de límite económico es 99.66%, el resultado promedio de las tres pruebas realizadas fue 99.75%. El pozo ya había alcanzado el límite económico. De 3,000 BFPD solo producía 7 BOPD y el mínimo exigido para que aun fuera rentable su explotación era 10 BOPD.

Con el tiempo el corte de agua del pozo aumentó hasta alcanzar más del 99%; al realizar la prueba de tanque Seraphin se observó que ya no era rentable. El pozo tenía pocas reservas y gran parte de estas habían sido explotadas. La bomba ya era propiedad de Occidental de Colombia así que si se extraía del pozo, no debía pagarse ningún dinero por sacarla después de cumplir el tiempo mínimo de renta. Se recomendó el abandono temporal del pozo y fue aprobado por la compañía operadora. El pozo se abandona el día 21 de octubre de 2011. El ahorro de energía que se logra con el abandono temporal del pozo es de 0.30 MWh.

5.5.2 Abandono temporal para el pozo 6. El pozo 6 esta completado en los intervalos 7,425ft – 7,428ft y 7,438ft – 7,450ft, cuya arena productora, para ambos intervalos, es la K2A1. (Ver Anexo A.6. Pozo 6). El último registro de producción de 24 horas, del día 20 de octubre de 2011, indicó:

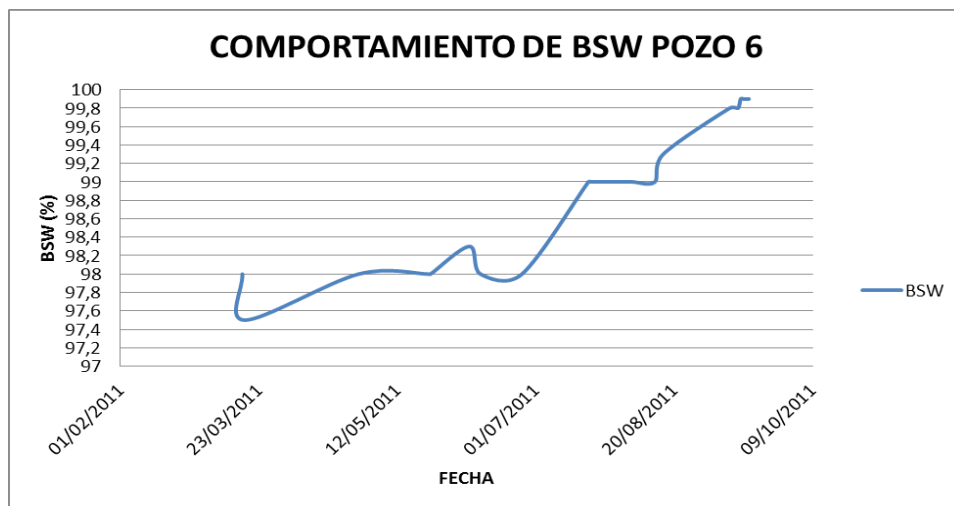
Tabla . Registro de producción para el pozo 6.

Tasa de fluido total (agua + petróleo, BFPD)	2,976
Tasa de Petróleo (BOPD)	3
Corte de agua (%)	99.9

Fuente: Occidental de Colombia.

Después de observar el último registro de producción se observó que el pozo 6 había pasado su límite económico establecido de 99.76%, para el corte de agua, y de 7 BOPD. El BSW del pozo incrementó considerablemente en el 2011, llegando a valores superiores al 99%, para julio de 2011. En septiembre de 2011 el BSW del pozo empezó a mostrar valores del 99.8%, y el personal encargado del muestreo de BSW del pozo asegura que al tomar las muestras para análisis se observan trazas de petróleo, indicando un corte de agua del 99.9%.

FIGURA . Comportamiento de BSW pozo 6.



Fuente: Los autores

Con el tiempo el corte de agua del pozo aumentó hasta alcanzar más del 99% y al realizar un monitoreo del BSW del pozo se confirmó que la producción de petróleo era de 3 BOPD, lo que indica un corte de agua del 99.9%, a septiembre de 2011. Estos resultados indicaron claramente que el pozo ya no era rentable, y en vista de que las zonas de arena que presentaba ya habían sido explotadas se recomendó el abandono temporal del pozo, con el objetivo de ahorrar en consumo de energía y tratamiento de fluidos de producción. Aún se pagaba una renta diaria por el equipo de fondo y si el equipo se sacaba del pozo antes de 60 días, el costo por sacarlo antes del tiempo mínimo establecido era menor que el valor de la renta que debía pagarse en esos 60 días. Se propuso el abandono temporal del pozo y se aprobó por parte de Occidental de Colombia. El pozo se abandonó el día 20 de septiembre de 2011. El ahorro de energía que se logra con el abandono temporal del pozo es de 0.40 MWh.

5.5.3 Abandono temporal del pozo 7. El pozo 7 está completado en el intervalo 8,120 – 8,124 FT-MD (M1A2). (A.7. Pozo 7). El último registro de producción de 24 horas, del día 16 de octubre de 2011, indicó:

Tabla . Registro de producción del pozo 7.

Tasa de fluido total (agua + petróleo, BFPD)	3,200
Tasa de Petróleo (BOPD)	14
Corte de agua (%)	99.57

Fuente: Los autores

Después de observar el último registro de producción se observó que el pozo 7 había pasado su límite económico establecido de 99.68%, para el corte de agua, y de 10 BOPD. El corte de agua antes de realizarse la prueba Seraphin incrementó constantemente hasta que alcanzó valores mayores al 99%. En julio de 2011 el pozo alcanzó un valor de BSW del 99%, el cual incrementó constantemente durante todo el año. En octubre de 2011 se realizó una prueba Seraphin para

cuantificar el corte de agua del pozo. La prueba de tanque Seraphin realizada en el pozo 7 inició el día 14 de octubre de 2011; el resultado de esta prueba se muestra en la tabla 54 y está registrado desde la columna 1 hasta la columna 3.

FIGURA . Comportamiento de BSW pozo 7.

Fuente: Los autores

Tabla . Datos de volúmen y temperatura medidos en campo para el pozo 7.

DATOS DE CAMPO / PRUEBA	1	2	3
Vol. Total Observado (Agua + Crudo)	426,00	426,00	427,00
Volumen de Agua Observado	424,3	424,3	425,2
Volumen de Crudo Observado	1,70	1,70	1,80
Temperatura Observada	138	138	136

Fuente: Occidental de Colombia.

El resultado de las tres pruebas diarias de BSW, obtenido con base en los datos tomados en campo en el tanque Seraphin, se muestra a continuación:

Tabla . Resultado de BSW de las tres pruebas realizadas en el pozo 7.

	Date	Hrs	Wellhead	Manifold	BSW	BOPD
1	14-Oct-11	8		X	99,58%	13
2	15-Oct-11	8		X	99,57%	14
3	16-Oct-11	8		X	99,56%	14
	Promedio				99,57%	14

Fuente: Occidental de Colombia.

Observando el resultado promedio de BSW y caudal de aceite producido por el pozo después de la prueba de tanque Seraphin y comparándolo con los datos de límite económico del pozo, se obtiene:

Tabla . Resultados prueba Seraphin para el pozo 7.

		Prueba #
POZO:	POZO – 7	3
LÍMITE ECONOMICO		
BFPD	BSW	BOPD
3200	99,68%	10
PROMEDIO DE LIQUIDACIÓN		
BFPD	BSW	BOPD
3200	99,57%	14

Fuente: Occidental de Colombia.

Según la prueba de tanque Seraphin realizada, la producción de aceite del pozo era de 14 BOPD y el límite económico establecido era 10 BOPD, el BSW de límite económico es 99.68% el resultado promedio de las tres pruebas realizadas fue 99.57%. El pozo estaba bastante cerca de alcanzar el límite económico. Solo producía 4 barriles de aceite por encima de la tasa de petróleo de límite económico establecida.

Con el tiempo el corte de agua del pozo aumentó hasta alcanzar más del 99% que, como ya se ha mostrado al realizar la prueba de tanque Seraphin, indicaba que se encontraban muy cerca del límite económico. El pozo presentaba bajas reservas y gran parte de estas habían sido explotadas. Las posibles zonas productoras que mostraba, según el registro de resistividad y Gamma Ray, ya estaban siendo drenadas por pozos cercanos y se corría un gran riesgo de afectar la producción en los demás pozos al abrirlas.

Se intentó correr un registro Gamma Ray en el pozo, sin embargo, no fue posible retirar el blanking plug del pozo y días después se observó una pérdida severa de eficiencia en el equipo de fondo instalado. La bomba ya era propiedad de Occidental de Colombia, así que si se extraía del pozo no debía pagarse ningún dinero por sacarla antes de cumplir el tiempo mínimo de renta. Se recomendó el

abandono temporal del pozo y la propuesta tuvo aprobación por parte del personal de la compañía. El pozo se abandonó el día 18 de octubre de 2011. El ahorro de energía que se logra con el abandono temporal del pozo es de 0.17 MWh.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para poder realizar una evaluación costo/beneficio es necesario tener en cuenta que el costo por consumo de energía del campo Caño Limón es aproximadamente de US\$ 86 / MWh, el precio del barril de crudo para el campo se encuentra en US\$ 65 y el target runlife, que es el tiempo de arrendamiento que tiene que pagar la Occidental de Colombia por el uso de la bomba, es de 849 días; después de eso el equipo pasa a ser propiedad de la compañía.

Con el fin de evaluar económicamente las intervenciones a realizar, se tuvieron en cuenta los costos causados por: implementación de la bomba, costo de Workover, costo por pérdida de producción de los pozos abandonados temporalmente y costo por el consumo de energía.

6.1 COSTO POR IMPLEMENTACIÓN DE LA BOMBA

Tabla .Costo de instalación del Bombeo Electrosumergible para el pozo 1.

EQUIPO	NÚMERO DE ETAPAS	DESCRIPCIÓN	COSTO US\$
MOTOR		MTR MSP1 168/2295/44	17,974.00 US\$
BOMBA	134	P18 400 PMSXD H6	44,359.20 US\$
BOMBA	134	P18 400 PMSXD H6	44,359.20 US\$
BOMBA	134	P18 400 PMSXD H6	20,526.00 US\$
SELLO		GSC3 UT H6 CL6PFSAHL	4,603.00 US\$
SELLO		GSB3 LT H6 AB SFSC6	4,603.00 US\$
INTAKE		FPINT ARH6	847,20 US\$
ADAPTADOR		ADAPTER KIT	369,00 US\$
DESCARGA		FPDIS	105,00 US\$
TOTAL	330		137,745,60 US\$
Costo diario			162.24 US\$
Costo anual			59,219.25 US\$

Fuente: Los autores – Occidental de Colombia.

Tabla .Costo de instalación del Bombeo Electrosumergible para el pozo 2.

EQUIPO	NÚMERO DE ETAPAS	DESCRIPCIÓN	COSTO US\$
MOTOR		KMU-VC 330/1430/145	39,507 US\$
MOTOR		KMU-VC 330/1430/145	39,507 US\$
MOTOR		KMU-VC 330/1430/145	39,507 US\$
BOMBA	31	P155 PMSXD H6	16,881.70 US\$
BOMBA	31	P155 PMSXD H6	16,881.70 US\$
BOMBA	16	P155 PMSXD H6	16,881.70 US\$
BOMBA	26	P155 PMSXD H6	11,552,20 US\$
SELLO		538 SDTH19 BB/L BB/L	14,214.20 US\$
INTAKE		FPINT ARH6	30,81US\$
ADAPTADOR		KPINTARH6	4,061 US\$
DESCARGA		KPDISCH	385 US\$
TOTAL	101		213,308 US\$
Costo diario			251.24US\$
Costo anual			91,705 US\$

Fuente: Los autores – Occidental de Colombia.

Tabla . Costo de instalación del Bombeo Electrosumergible para el pozo 3.

EQUIPO	NUMERO DE ETAPAS	DESCRIPCIÓN	COSTO US\$
MOTOR		MSP1, 168HP/2295V/44 A	17,974.00 US\$
BOMBA	98	P6 400 PMSXD H6	25,940.00 US\$
BOMBA	98	P6 400 PMSXD H6	25,940.00 US\$
SELLO		GST3HLPFS H6	9,206.00 US\$
INTAKE		FPINT ARH6	847,20 US\$
SENSOR		CENTINEL	20,988.00 US\$
ADAPTADOR		ADAPTER KIT	369,00 US\$
DESCARGA		FPDIS	105,00 US\$
TOTAL	196		101,370,00 US\$
Costo diario			120.00 US\$
Costo anual			43,800.00 US\$

Fuente: Los autores – Occidental de Colombia.

Tabla . Costo de instalación del Bombeo Electrosumergible para el pozo 4.

EQUIPO	NÚMERO DE ETAPAS	DESCRIPCIÓN	COSTO US\$
MOTOR		562 KMH 380HP/1881V/123A	41,720.00 US\$
BOMBA	83	P47 538 PMSXD H6	57,724.25 US\$
SELLO		GST3HLPFS H6	9,206.00 US\$
INTAKE		GPINT ARH6	1,614.60 US\$
DESCARGA		GPDISCH	227,00 US\$
TOTAL	83		110,491.85 US\$
Costo diario			130.14 US\$
Costo anual			47,502 US\$

Fuente: Los autores – Occidental de Colombia

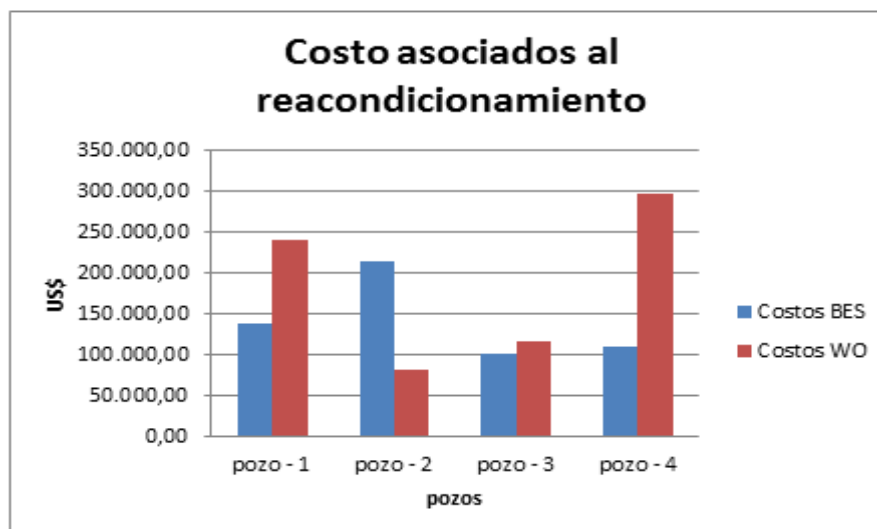
6.2 COSTO POR OPERACIONES DE WORKOVER

Tabla . Costo por operaciones de Workover

POZOS	COSTO DE WO
POZO – 1	US\$ 239,232
POZO – 2	US\$ 80,627
POZO – 3	US\$ 115,078
POZO – 4	US\$ 296,000
TOTAL	US\$ 730,937

Fuente: Los autores – Occidental de Colombia

Tabla . Costos de Workover y BES para cada pozo



Fuente: Los autores.

6.3 COSTO POR CONSUMO DE ENERGÍA

El consumo de energía es un parámetro importante en el sistema de levantamiento artificial BES, en primer lugar, por lo elevado de este y, en segundo lugar, por disponibilidad de la misma, ya sea comprada o generada, como es el caso de Caño Limón.

Los diferentes programas de cálculos utilizados en el campo Caño Limón, para el monitoreo del sistema Electrosumergible, calculan los valores de la energía consumida y el costo de MWh; en Occidental de Colombia es de US\$ 86 para la energía generada y de US\$ 83 si es comprada (para más información ver anexo D). A continuación se muestra una tabla con los valores de energía consumidos antes y después de hacer el reacondicionamiento a los pozos seleccionados:

Tabla . Consumo de energía por hora de funcionamiento del Bombeo Electrosumergible

POZOS	CONSUMO ANTES DEL WO (MWh)	CONSUMO DESPUES DEL WO (MWh)	AHORRO MW/año	COSTO CONSUMO ANTES DEL WO US\$/h	COSTO CONSUMO DESPUES DEL WO US\$/h
POZO – 1	0.28	0.10	1,576.8	24.08	8.6
POZO – 2	0.79	0.78	87.6	67.94	67.08
POZO – 3	0.09	0.05	350.4	7.74	4.3
POZO - 4	0.25	0.11	1,226.4	21.5	9.46
TOTAL	1.41	1.04	3,241	121.26	89.44

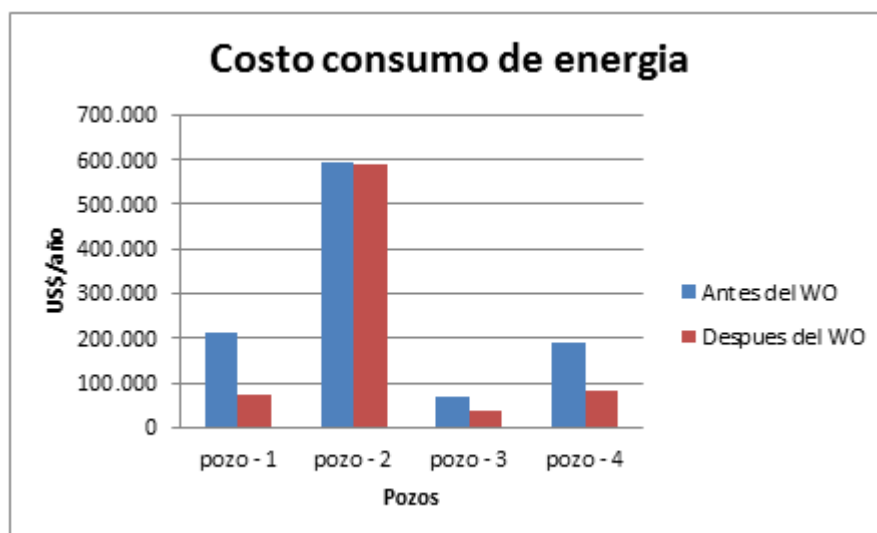
Fuente: Los autores – Occidental de Colombia

Tabla . Costo del consumo de energía por año

POZOS	Costo antes del WO US\$/año	Costo después del WO US\$/año	AHORRO US\$/Año
POZO – 1	210,941	75,336	135,605
POZO – 2	595,154	587,620	7,533
POZO – 3	67,802	37,668	30,134
POZO – 4	188,340	82,869	105,470
TOTAL	US\$ 1,062,237	US\$ 783,493	US\$ 278,742

Fuente: Los autores – Occidental de Colombia

FIGURA . Gráfica Costo de consumo de energía MW/año



Fuente: Los autores.

6.4 PRODUCCIÓN DE FLUIDOS ANTES Y DESPUÉS DE LAS INTERVENCIONES

Estos valores son calculados teniendo en cuenta el último reporte de producción antes de reacondicionar el pozo y los datos de yacimientos esperados después de realizar las intervenciones necesarias para el buen funcionamiento del pozo; además se toma como referencia para hacer los cálculos pertinentes un valor de US\$ 65 por barril de petróleo, para el campo Caño Limón.

Tabla . Producción de fluidos antes y después del Workover

POZOS	BFPD		BOPD	
	ANTES	DESPUES	ANTES	DESPUES
POZO – 1	4,875	1,800	16	110
POZO – 2	14,400	12,000	86	142
POZO – 3	1,100	500	11	30
POZO – 4	4,100	2,930	13	190
TOTAL	24,475	17,230	126	472

Tabla . Incremento de la producción de aceite después del Workover

POZOS	AHORRO BWPD	GANANCIA BOPD	GANANCIA US\$/AÑO
POZO – 1	3,169	94	2,230,150
POZO – 2	2,456	56	1,328,600
POZO – 3	619	19	450,775
POZO – 4	1347	177	4,199,325
TOTAL	7,591	346	US\$ 8,208,830

Fuente: Los autores.

Tabla . Gráfica de producción de petróleo antes y después del WO

Fuente: Los autores

En la gráfica podemos observar la importancia de la implementación del reacondicionamiento de los pozos, pues la recuperación de petróleo de antes del WO comparada con la de ahora es bastante significativa, ya que no solo está incrementando la ganancia por barril producido de petróleo, sino que, también, está contribuyendo al ahorro de energía del campo, siendo esta una opción muy representativa para las finanzas de la compañía.

6.5 POZOS ABANDONADOS Y REDUCCIÓN EN EL CONSUMO DE ENERGÍA

Como ya se ha dicho, durante la implementación del proyecto se decidió realizar el abandono temporal de unos pozos por estar cerca o por encima del límite económico. Por ello es necesario evaluar las ganancias y/o pérdidas por producción que se obtuvieron debido a la decisión de abandono temporal de los mismos.

Tabla . Pozos abandonados temporalmente y reducción de costos en MW/año

Fuente: Los autores

Tabla . Pérdidas económicas por abandono temporal de pozos

POZOS	BOPD	PÉRDIDA US\$/A
Pozo – 5	7	166,075
Pozo – 6	3	71,175
Pozo – 7	14	332,150
TOTAL	24	569,400

Fuente: Los autores

Pozo – 5

Tabla . Renta anual del Sistema Electrosumergible.

POZO	RENTA US\$/A
Pozo – 5	43,207
Pozo – 6	52,419
Pozo – 7	47,850
TOTAL	143,476

Fuente: Los autores.

Tabla . Costo por tratamiento del agua de producción de los pozos.

POZO	AHORRO US\$/A
Pozo – 5	1,500
Pozo – 6	1,495
Pozo – 7	1,650
Total	US\$/A 4,645

Fuente: Los autores.

TOTAL

Tabla . Ahorro total por abandono de pozos.

POZOS	AHORRO POR ENERGIA US\$/A	AHORRO POR RENTA DE EQUIPO US\$/A	AHORRO POR TRATAMIENTO DE AGUA US\$/A
Pozo – 5	226,008	43,207	1,500
Pozo – 6	301,344	52,419	1,495
Pozo – 7	128,071	47,850	1,650
Subtotal	655,423	143,476	4,645
Total	US\$/A 803,544		

Fuente: Los autores.

FIGURA . Relación Costo/Beneficio (US\$/A) por abandono temporal de pozos

6.6 RESULTADOS FINALES OBTENIDOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL WORKOVER

Tabla . Ahorro anual

RESULTADOS		DIARIO	ANUAL
AHORRO POR CONSUMO DE ENERGÍA	MW	30	10,950
GANANCIA	BO	346	126,290
REDUCCIÓN	BW	16,753	6,114,845
AHORRO EN COSTOS			
AHORRO TOTAL ENERGIA	US\$	2,580	941,700
AHORRO TRATAMIENTO AGUA	US\$	18	8,394
TOTAL AHORRO		2,598	950,094

Fuente: Los autores.

Tabla . Ingresos anuales

INGRESOS	
TOTAL INGRESOS BO/AÑO	US\$ 8,208,830
REGALÍAS	US\$ 1,641,766
TOTAL INGRESO + AHORRO	US\$ 7,517,141
EGRESOS	
BOMBAS + WO + APAGADO	US\$1,542,563
INGRESOS - EGRESOS	
TOTAL CAPITAL	US\$ 5,974,578

Fuente: Los autores.

FIGURA . Relación costo/beneficio de la implementación del proyecto

Fuente: Los autores.

6.7 EVALUACIÓN FINANCIERA⁵

El análisis financiero del proyecto se realiza en base a valor presente neto (VPN), dólar por inversión (DPI) y pay back, que son los indicadores utilizados por Occidental de Colombia para la evaluación de proyectos. Para realizar los cálculos se tuvieron en cuenta los costos generados por el cambio de las bombas, los costos generados por el reacondicionamiento de cada pozo y el consumo de energía.

Los indicadores económicos fueron calculados mediante el recurso informático utilizado por la compañía para evaluación de proyectos, con tasa de oportunidad del 15%, regalías del 20%, precio por barril de crudo de US\$ 65; la curva de producción de acuerdo a la declinación individual anualmente, teniendo en cuenta que los cálculos realizados son para un periodo de un año.

6.7.1 Inversión inicial

Tabla . Costos inversión inicial.

POZO	INVERSION (US\$)
POZO - 1 BES	298,451
POZO – 2 BES	172,332
POZO – 3 BES	158,878
POZO – 4 BES	343,502
TOTAL	973,163

Fuente: Los autores.

⁵ Los resultados obtenidos en el software de OXY se muestran en el anexo E.

6.7.2 Valor presente neto (VPN)

Tabla . Valor presente neto (VPN) para cada pozo

POZO	VPN (US\$)
Pozo – 1	239,280
Pozo – 2	161,910
Pozo – 3	406,380
Pozo – 4	278,830
TOTAL	1,086.400

Fuente: Los autores.

El valor de US\$ 1,086.400 demuestra la importancia del reacondicionamiento de los pozos, pues, a pesar de tener una inversión inicial alta, proporciona mayores ingresos representados en valor presente neto.

6.7.3 Dólar por inversión (DPI). Este indicador estima la cantidad de dólares recibidos por cada dólar que se invirtió. Se obtuvo que el DPI por el reacondicionamiento de los pozos fue de:

Tabla . Dólar por inversión (DPI) para cada pozo.

POZO	DPI US\$
Pozo – 1	2.28
Pozo – 2	1.41
Pozo – 3	6.34
Pozo – 4	2.51
TOTAL	12.54

Al igual que el ítem anterior, el dólar por inversión demuestra que la intervención a los pozos es económicamente viable y no genera pérdidas a la hora de implementarla.

6.7.4 Tiempo de pago de la inversión (PAY BACK). Este valor nos indica en cuanto tiempo se va recuperar la inversión hecha. En promedio para los pozos intervenidos la recuperación del capital invertido esta alrededor de los 3 meses después de haber hecho las intervenciones en los pozos.

Tabla . Tiempo de pago de la inversión.

POZOS	PAY BACK (Meses)
Pozo – 1	5
Pozo – 2	2
Pozo – 3	3
Pozo – 4	2

Como se pudo corroborar en los ítems anteriores, el Pay Back nos indica que, a pesar de que los cálculos fueron hechos para un año, estos pozos pagan su reacondicionamiento mucho antes de cumplir el año, lo que los hace rentables y económicamente atractivos para la compañía.

6.7.5 Tasa interna de retorno (TIR): Para la mayoría de los pozos la tasa interna de retorno es $>300\%$, lo que indica que la implementación del proyecto no va tener pérdidas.

CONCLUSIONES

La selección de los pozos se realizó tomando en cuenta pozos con un corte de agua mayor al 99%, debido a que después de los pozos alcanzan el 99% de BSW, se acerca bastante al límite económico establecido para ellos.

Con las intervenciones hechas a los pozos se logró disminuir el consumo de energía que demandaba la bomba antes de realizar el Workover, permitiendo de esta manera optimizar la energía consumida por estos elementos, dándole un atractivo a la compañía para intervenciones futuras de otros pozos.

Después de los trabajos de Workover realizados se logró incrementar la productividad del campo en barriles de petróleo y reduciendo el corte de agua contribuyendo de esta manera a la disminución del agua producida, lo que garantiza que los costos por tratamiento de esta agua disminuirán siendo este otro beneficio de ahorro para la compañía.

Gracias a la disminución en la producción de agua, hubo una baja de la velocidad de flujo en los sistemas de recolección, reduciendo de esta manera los riesgos de fugas en el sistema de recolección. Además presenta una oportunidad de reducir el vertimiento de aguas en las fuentes naturales.

Los pozos abandonados temporalmente representaron un gran ahorro de energía en el campo y redujeron considerablemente la producción de agua. Aunque el abandono de estos pozos implicara algunas pérdidas de producción, estas pérdidas por producción no son significativas y fueron sostenidas por los pozos intervenidos con trabajos de Workover. Lográndose una disminución en los costos asociados al consumo de energía y al tratamiento de agua de los pozos abandonados temporalmente con un aumento en la producción de petróleo.

RECOMENDACIONES

Debido a que las intervenciones hechas a los pozos fueron de gran éxito se recomienda hacer estudios a pozos con condiciones parecidas; de esta manera se podría reducir aún más el consumo de energía del campo Caño Limón.

Proponer el abandono temporal de otros pozos que ya se encuentran sobre el límite económico y que no cuentan con buenas oportunidades de reacondicionamiento.

Análisis de técnicas de recuperación mejorada en los pozos que se decidió abandonar en busca de oportunidades de producción de los mismos, tomando en cuenta que su consumo de energía debe ser justificado con la producción de petróleo que se obtenga.

Realizar constantemente los estudios de consumo de energía versus producción de petróleo y agua de los pozos del campo Caño Limón, en busca de optimizar constantemente el consumo de energía.

BIBLIOGRAFÍA

A.W. Gruppig, SPE, Delft U. of Technology. Fundamentals of Electrical Submersible pumping in Oil Wells.

B.L. Wilson, Oil Dynamics Inc. Understanding the basics of Electrical Submersible Pump Performance.

D.L. Divine, SPE, R.W. Lannom, SPE, and R.A. Johnson, SPE, Electric Submersible Pumps Inc. Determining Pump Wear and Remaining Life From Electric Submersible Pump Test Curves.

MACHETE, Eliana Y. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico VSH2 utilizados en el campo Caño Limón. Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas).

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. Operation Systems: Artificial Lift System Field Data Gathering System, Production Reporting, Production Geology, Production Graphics. Base de datos Corporativa. Caño Limón–Arauca-Colombia, 2011.

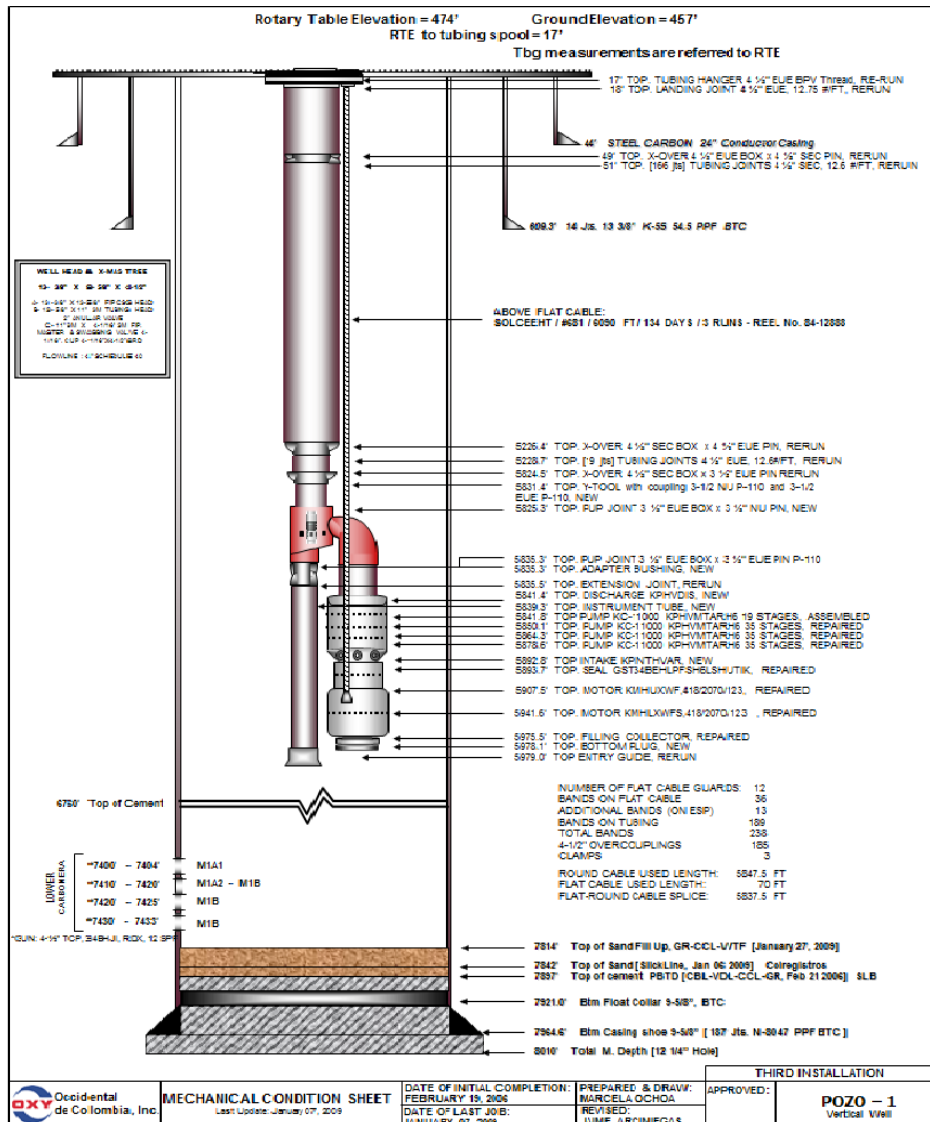
OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. Artificial Lift. Base de datos Corporativa. Bogotá.

ANEXOS

ANEXO : Estado mecánico de los pozos antes de las intervenciones de Workover.

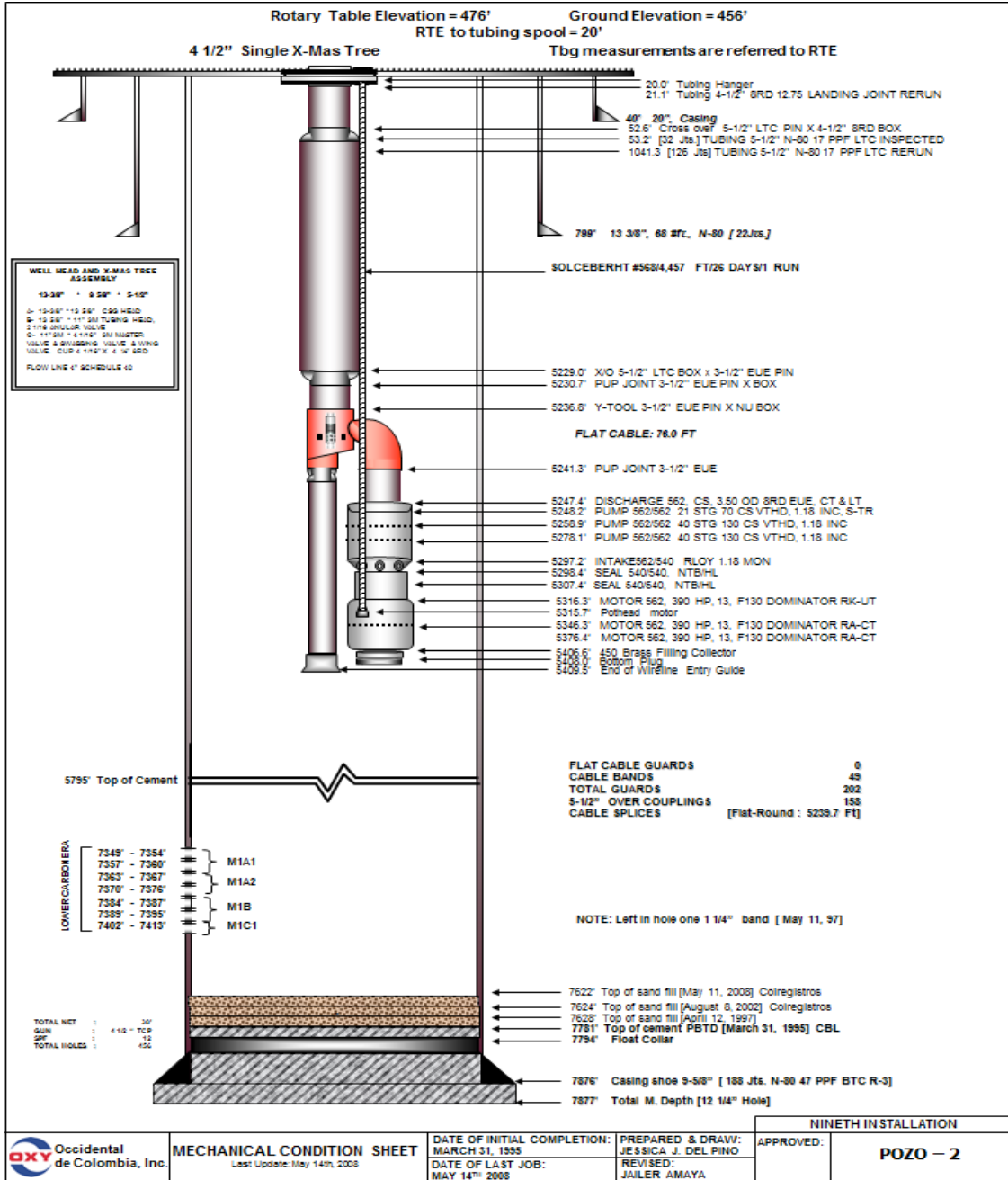
A.1 Pozo 1

FIGURA A . Estado mecánico para el pozo 1 antes del Workover



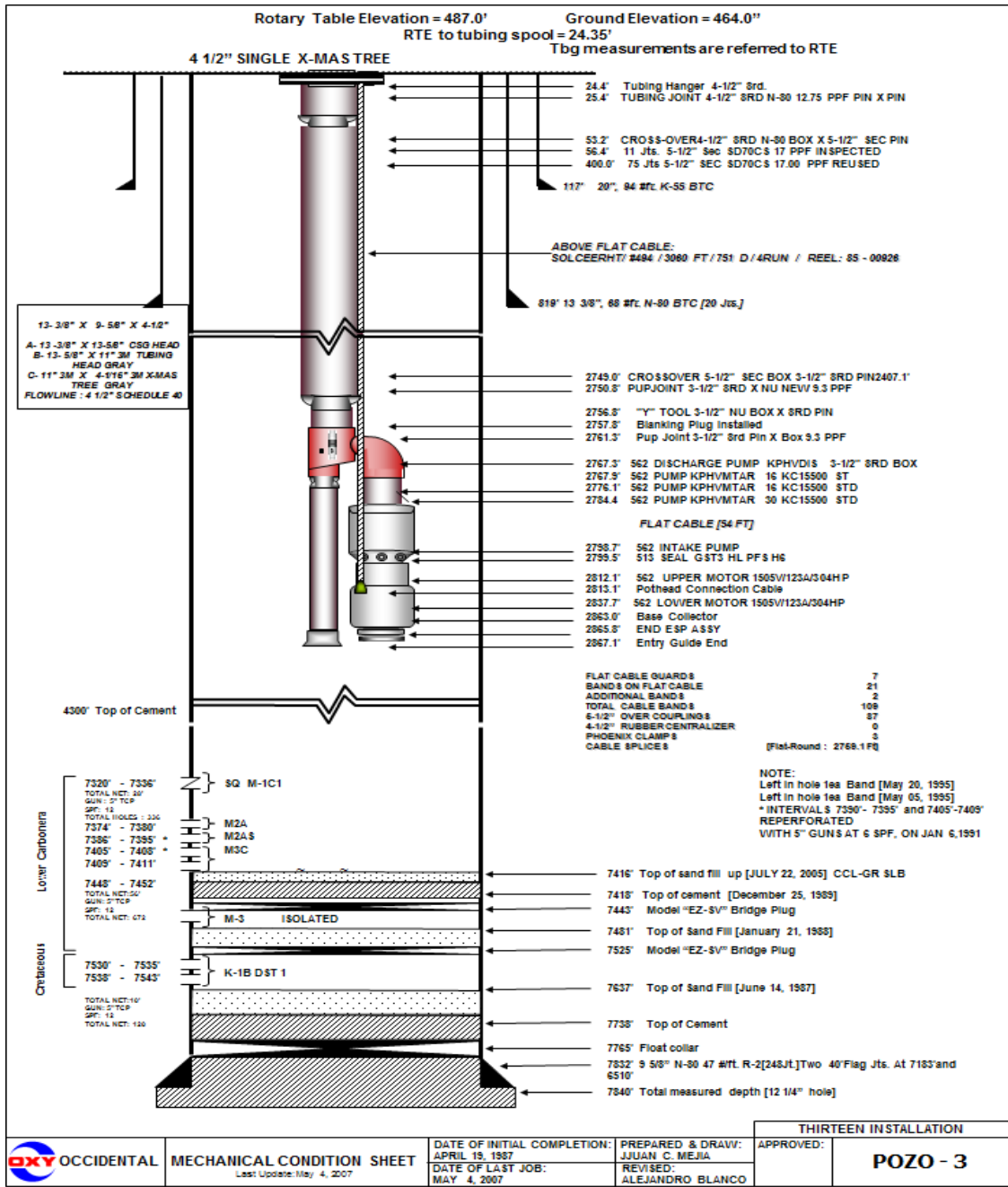
A.2 Pozo 2

FIGURA A . Estado mecánico para el pozo 2 antes del Workover



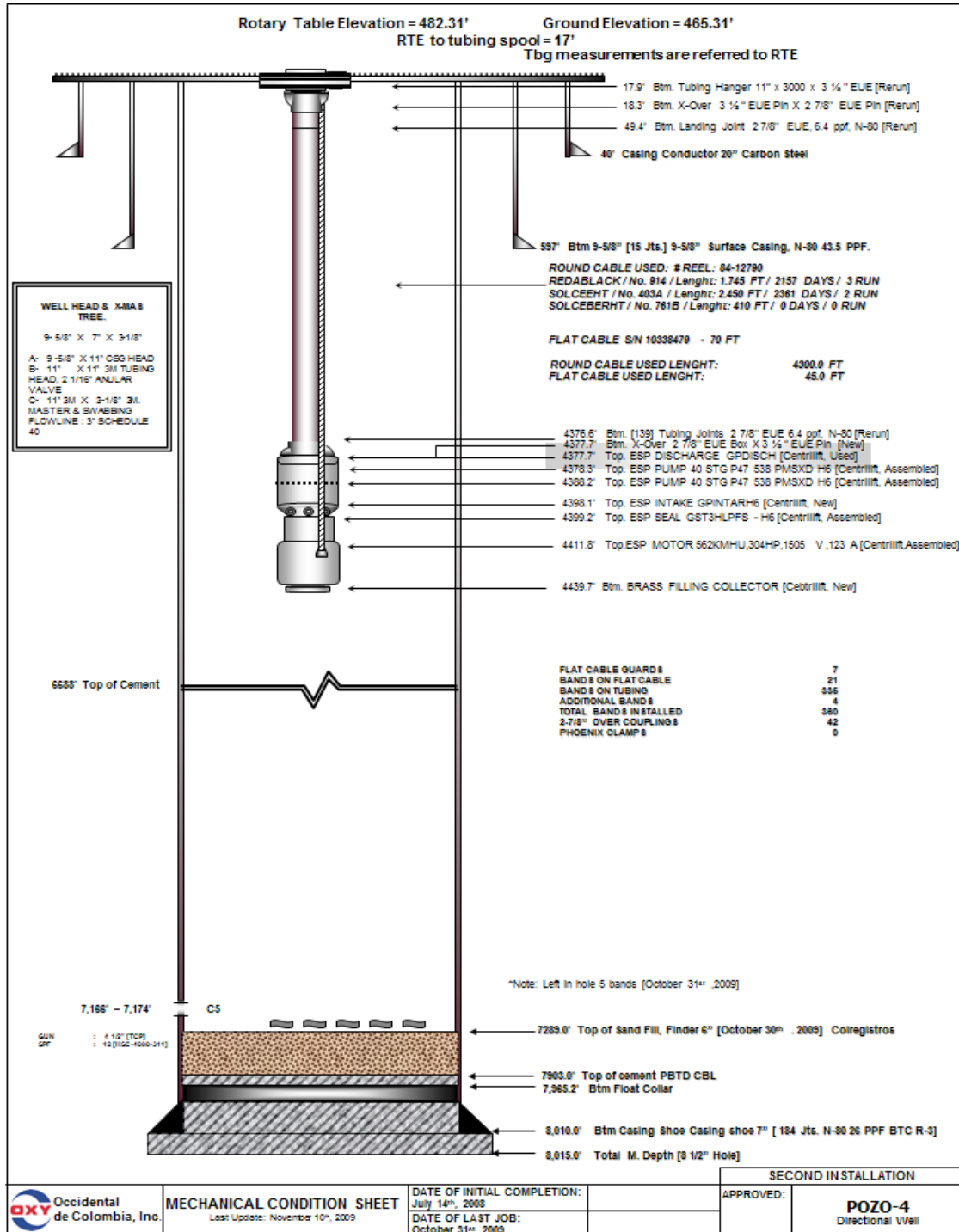
A.3 Pozo 3

FIGURA A . Estado mecánico para el pozo 3 antes del Workover



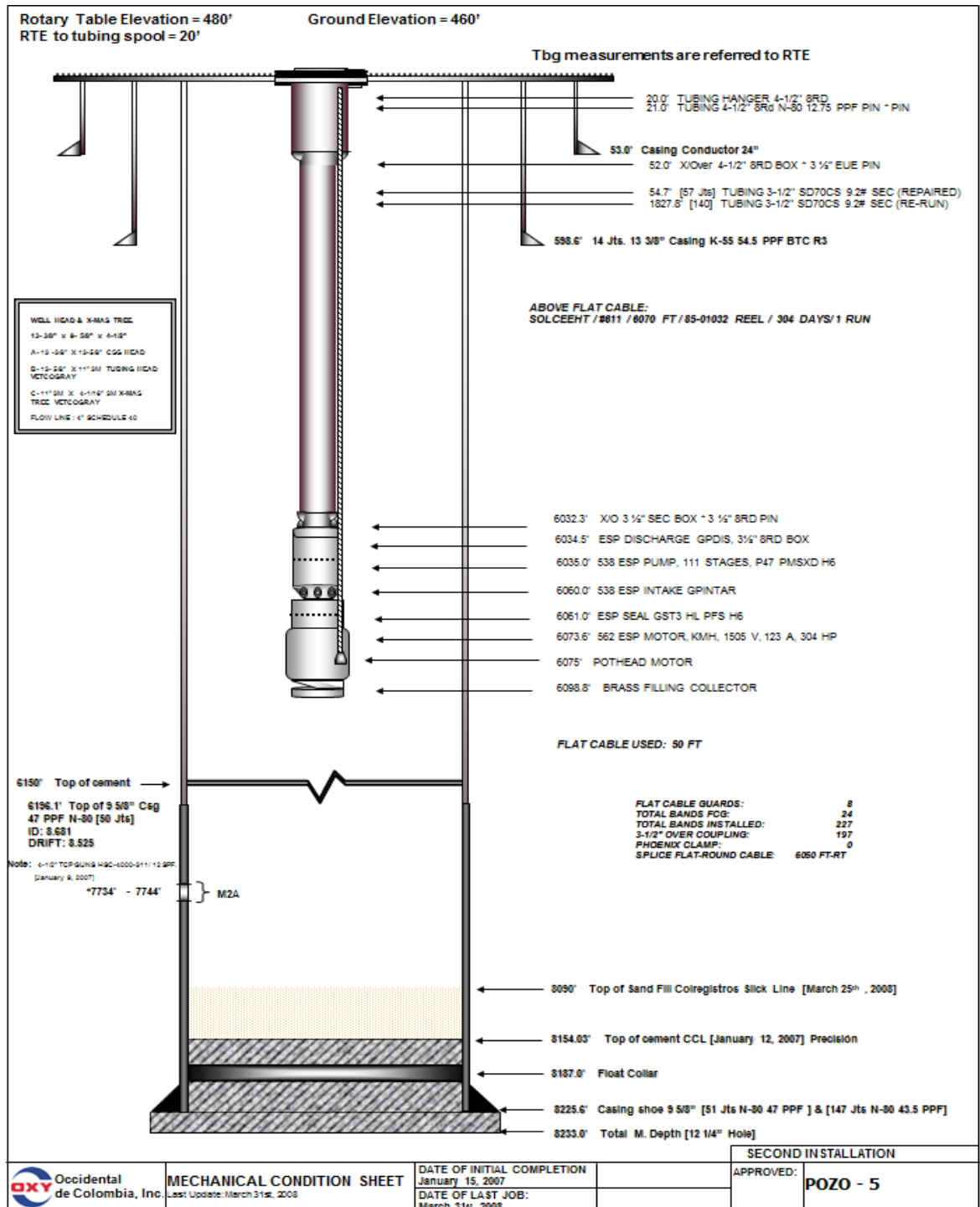
A.4 Pozo 4

FIGURAA . Estado mecánico para el pozo 4 antes del Workover



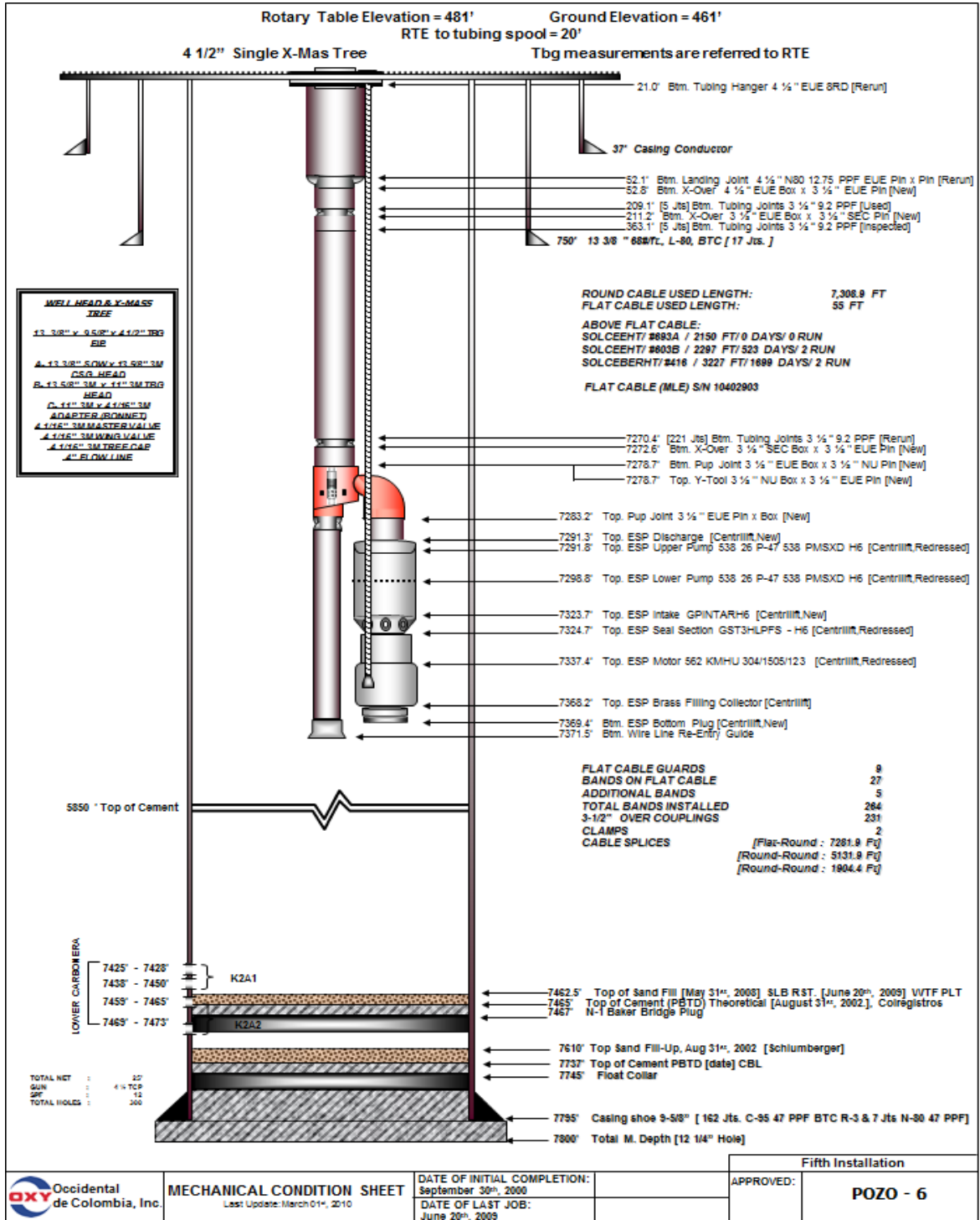
A.5. Pozo 5

FIGURA A-5: Estado mecánico del Pozo 5, para abandono temporal.



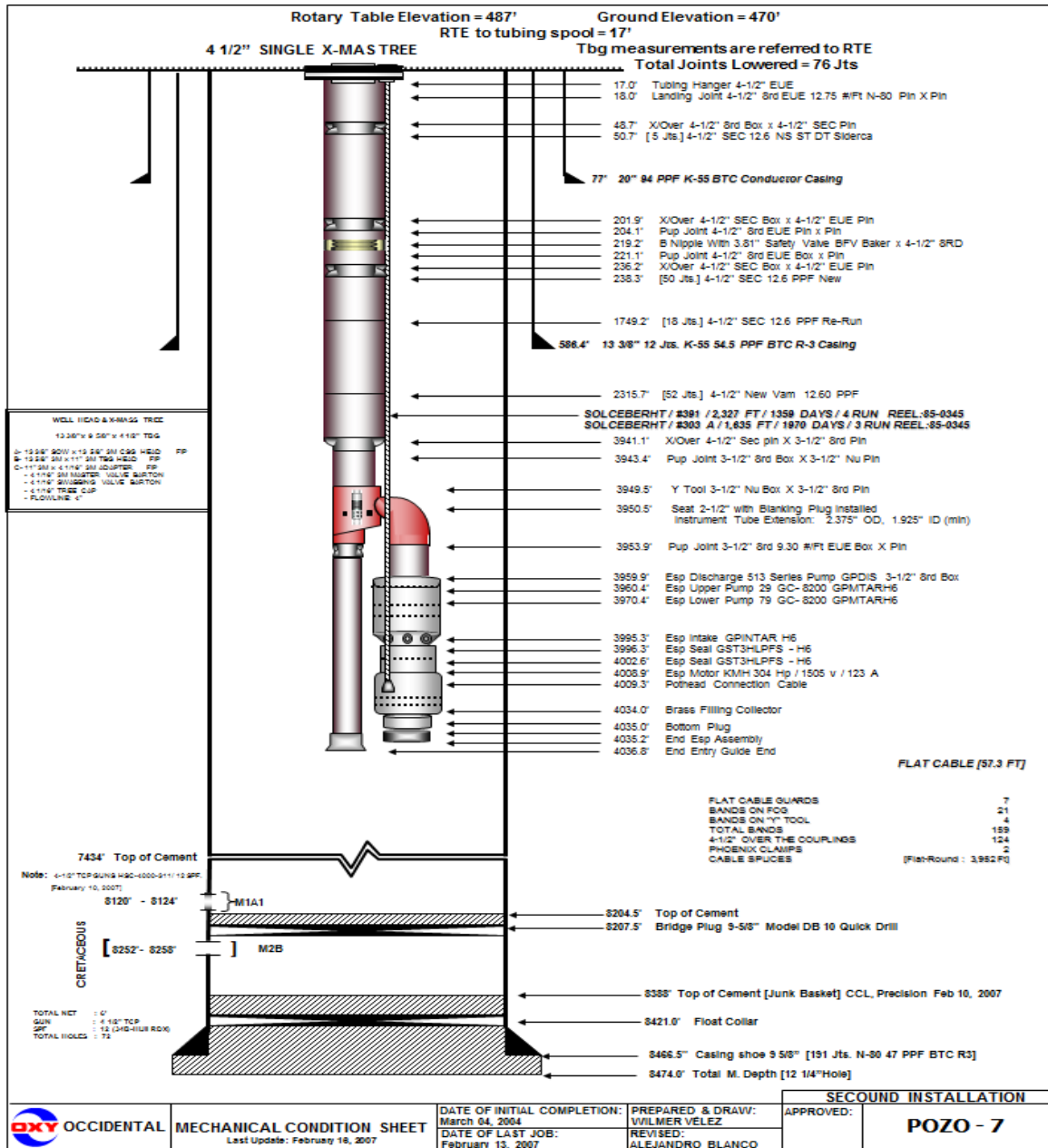
A.6. Pozo 6.

FIGURA A-6: Estado mecánico del pozo 6, para abandono temporal



A.7. Pozo 7.

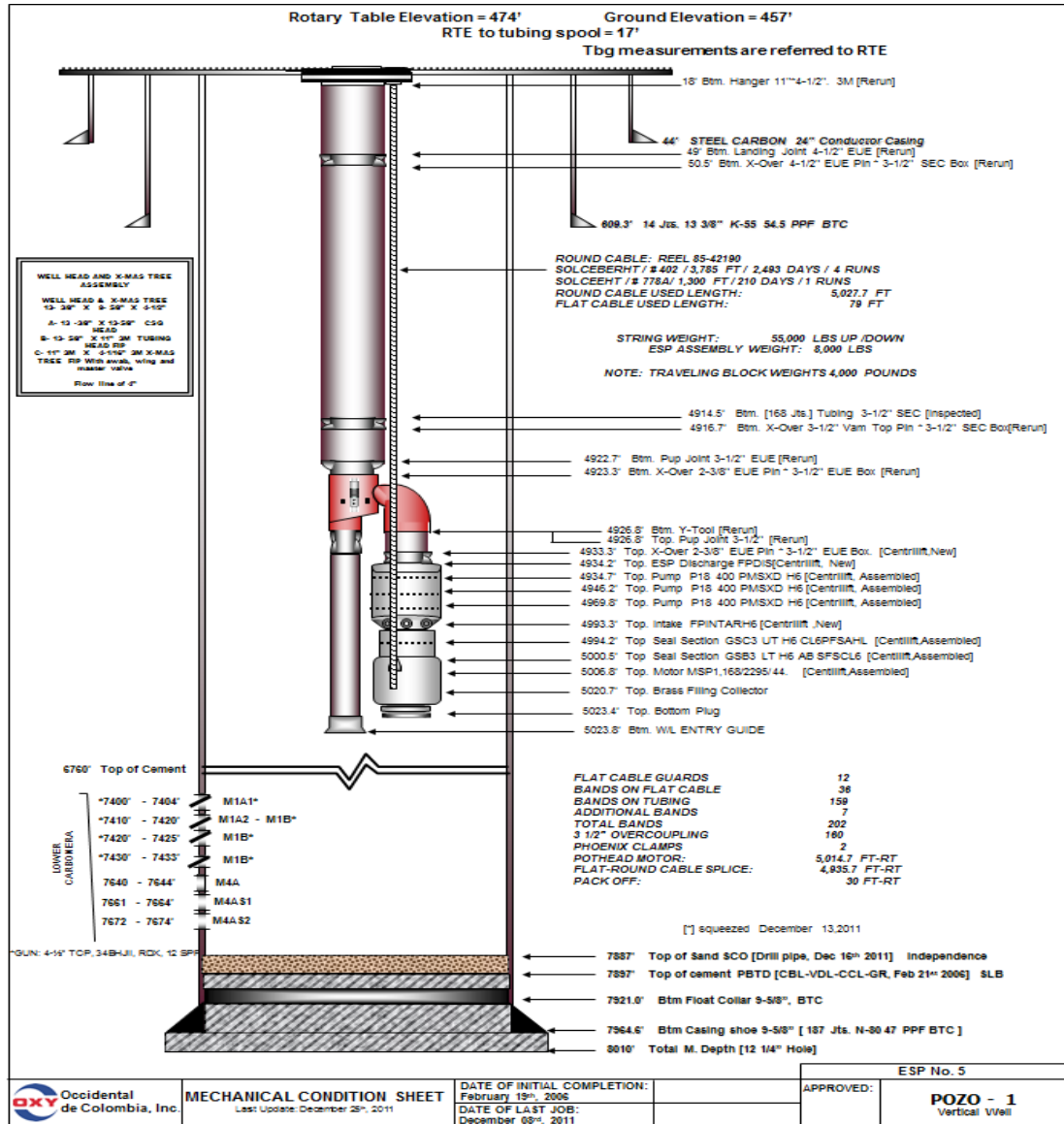
FIGURA A-7: Estado mecánico del pozo 7, para abandono temporal.



ANEXO : Estados mecánicos de los pozos después de las intervenciones de Workover.

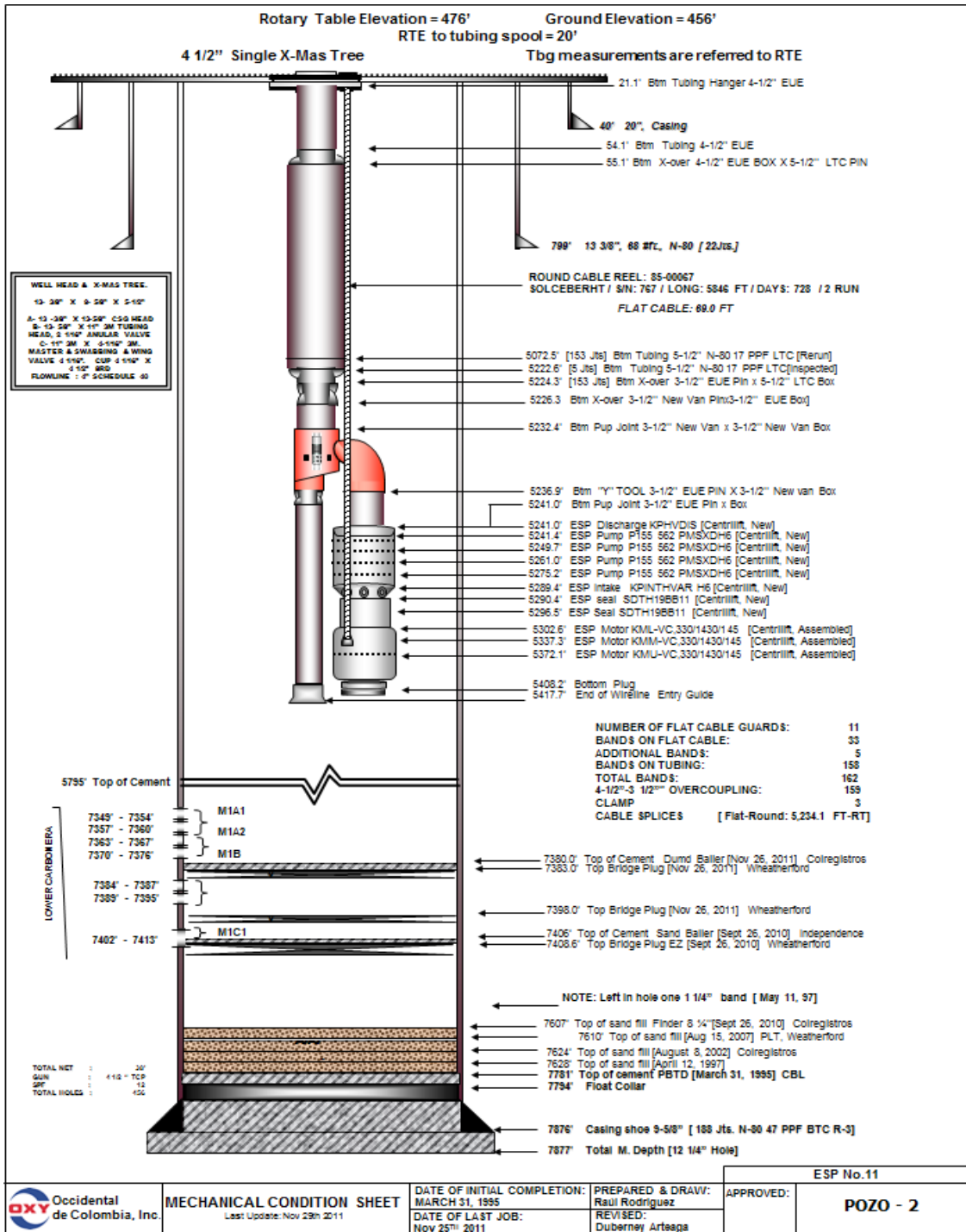
B.1 Pozo 1

FIGURA B . Estado mecánico del pozo 1 después del Workover



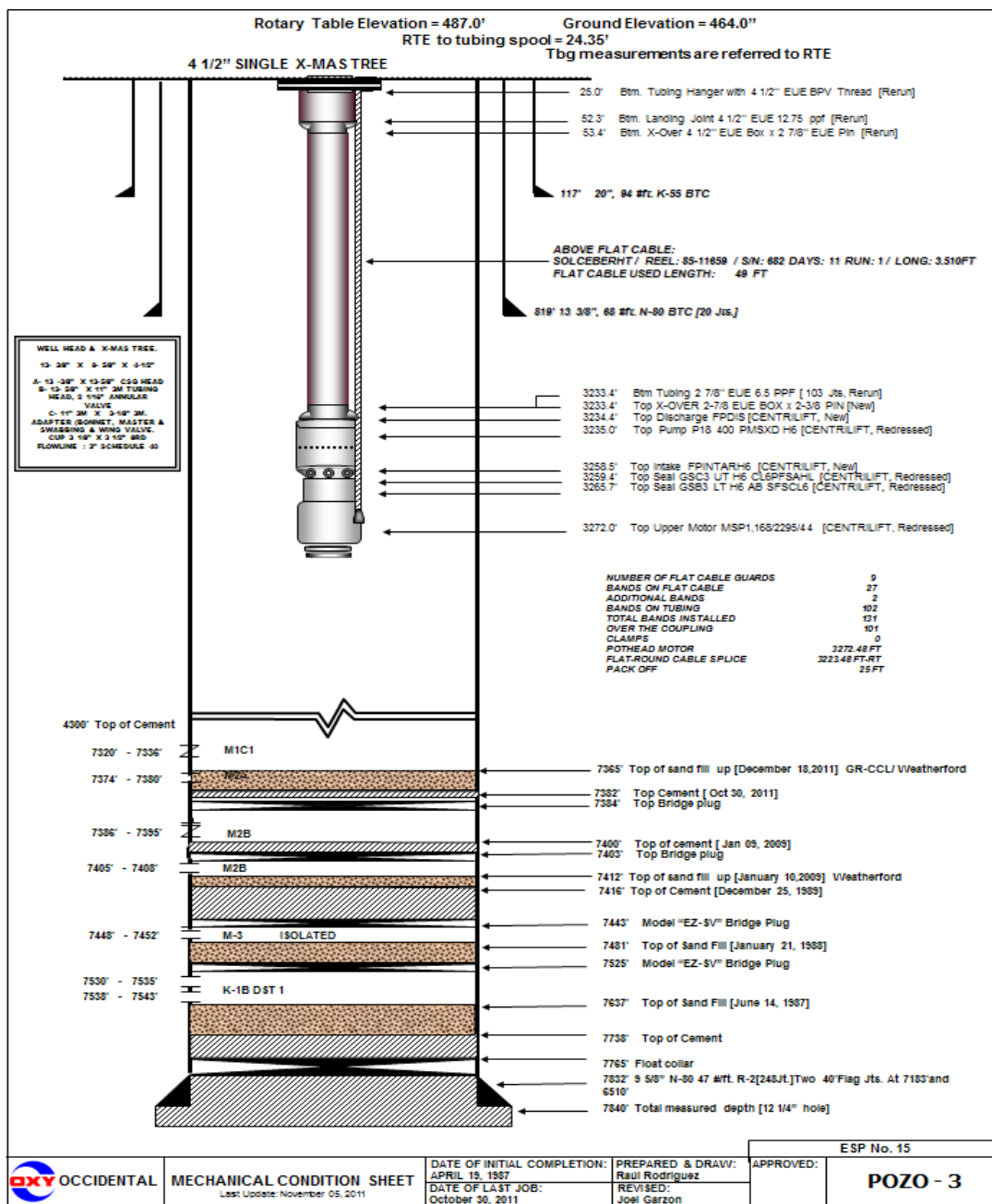
B.2 Pozo 2

FIGURA B Estado mecánico del pozo 2 después del Workover



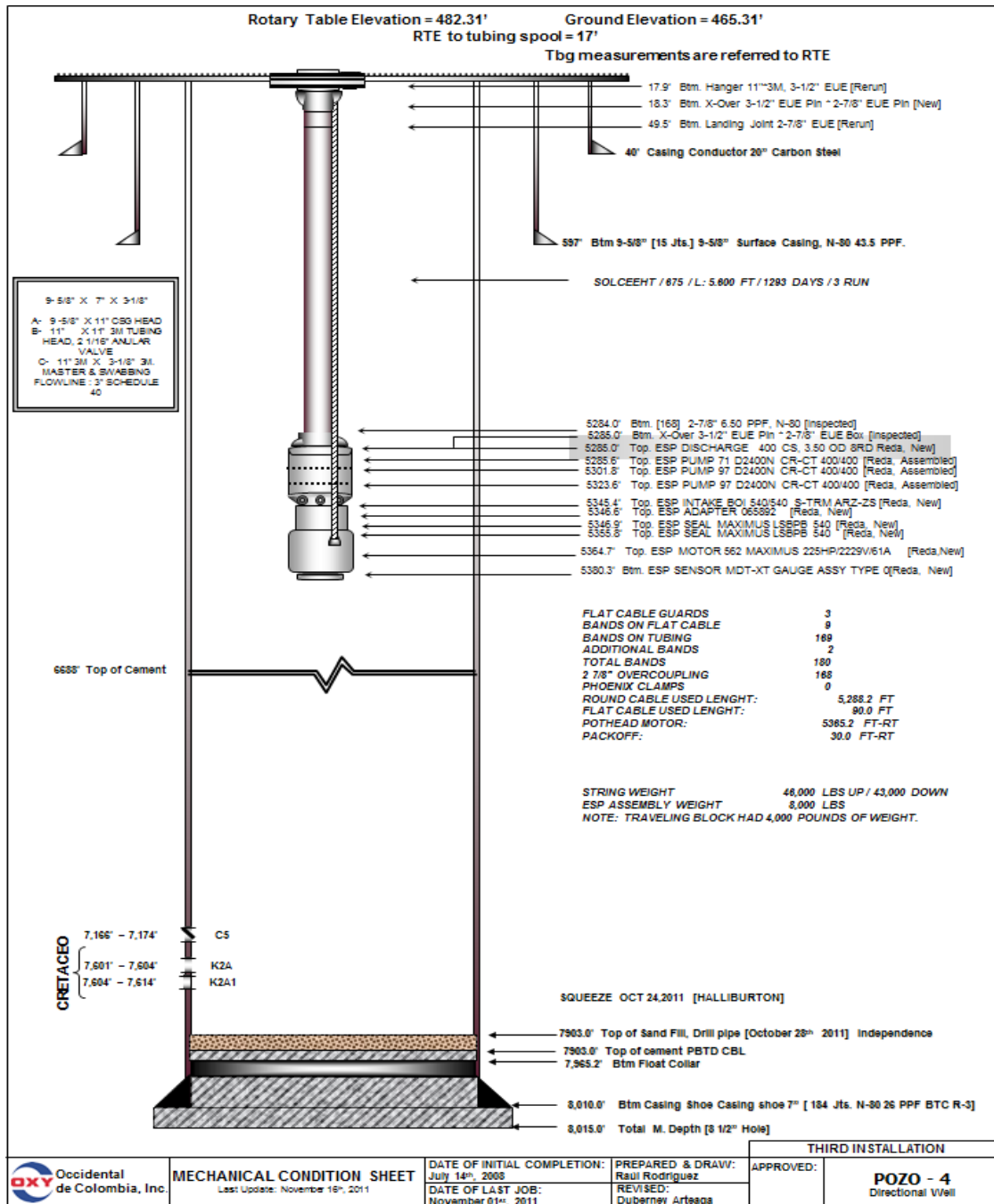
B.3 Pozo 3

FIGURA B Estado mecánico del pozo 3 después del Workover.



B.4 Pozo 4

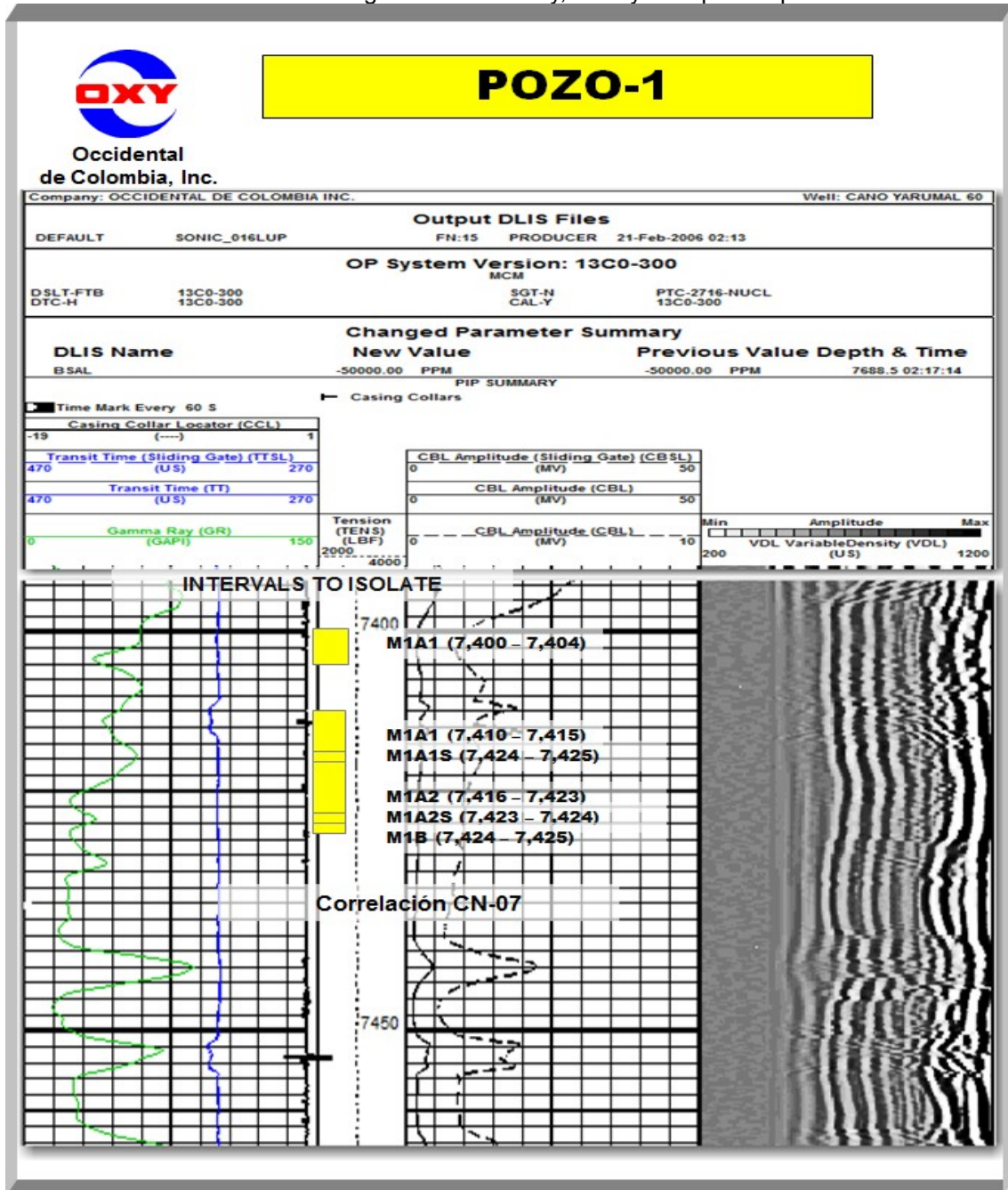
FIGURA B . Estado mecánico para el pozo 4 después del Workover.



ANEXO : Registro gamma RAY, CCB y CCL de los pozos cuyos intervalos van a ser aislados y cañoneados nuevamente

C.1 Pozo 1

FIGURA C . Registro Gamma Ray, CCB y CCL para el pozo 1.





POZO-1

Occidental
de Colombia, Inc.

Company: OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC. Well: CANO YARUMAL 60

Output DLIS Files
DEFAULT SONIC_016LUP FN:15 PRODUCER 21-Feb-2006 02:13

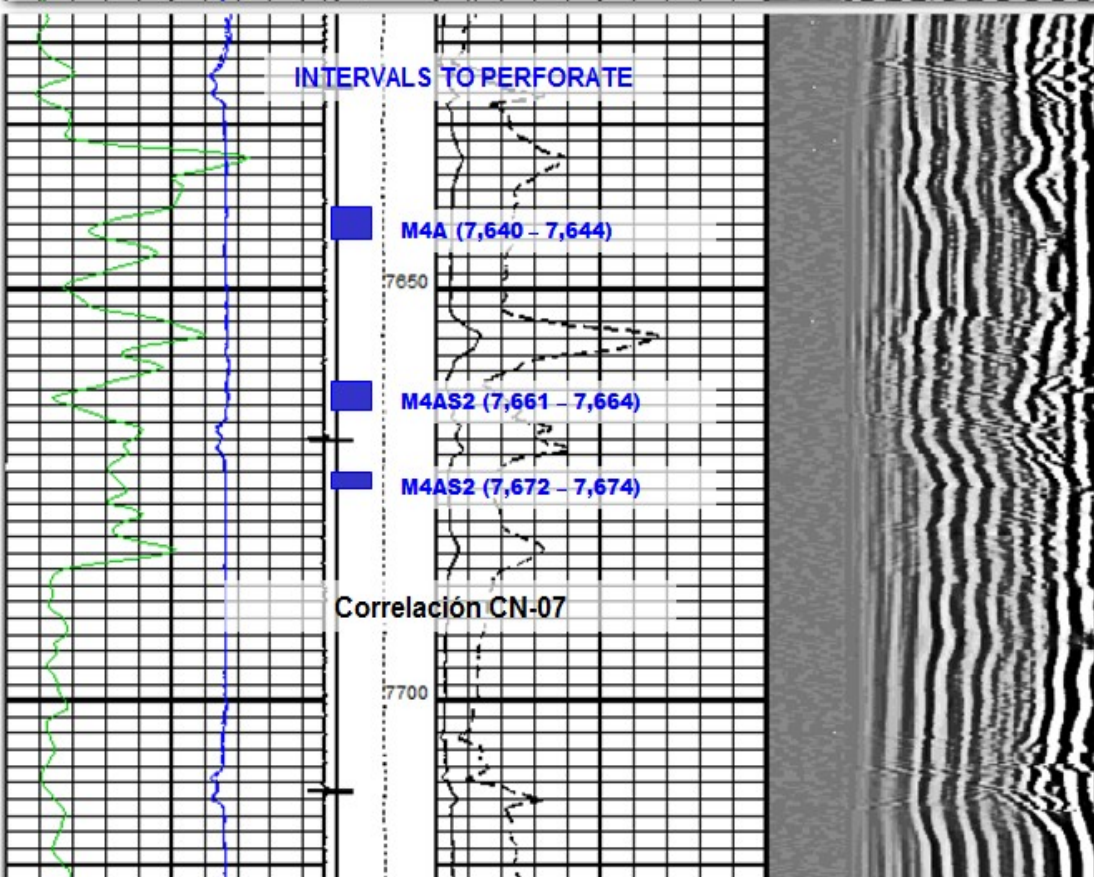
OP System Version: 13C0-300
MCM
DSLT-FTB 13C0-300 SGT-N PTC-2716-NUCL
DTC-H 13C0-300 CAL-Y 13C0-300

DLIS Name	New Value	Previous Value	Depth & Time
BSAL	-50000.00 PPM	-50000.00 PPM	7688.5 02:17:14

Time Mark Every 60 S Casing Collars

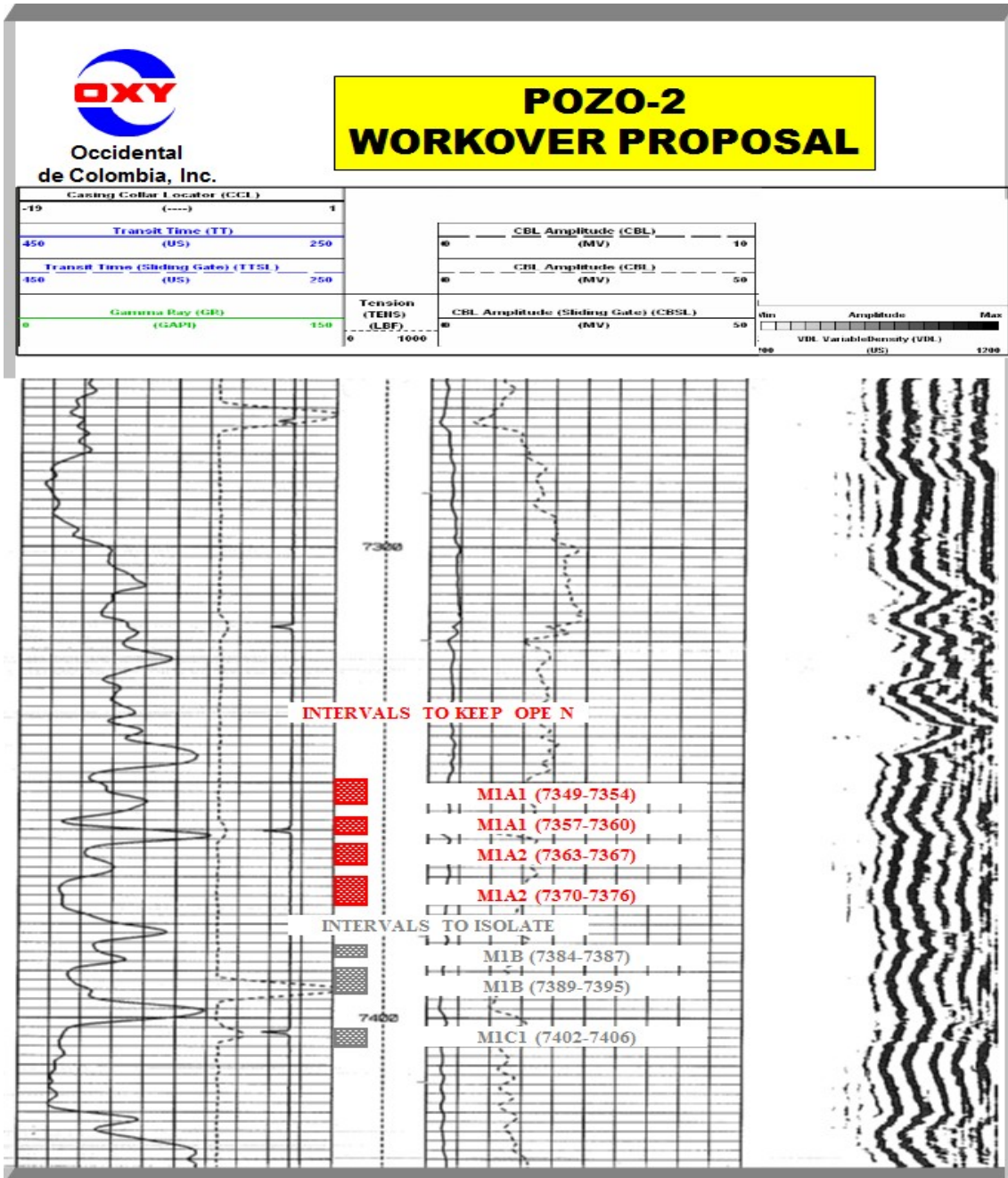
Casing Collar Locator (CCL)		CBL Amplitude (Sliding Gate) (CBSL)	
-19	(----	0	50
Transit Time (Sliding Gate) (TTSL)		CBL Amplitude (CBL)	
470	(US) 270	0	50
Transit Time (TT)		CBL Amplitude (CBL)	
470	(US) 270	0	10
Gamma Ray (GR)		Tension (TENS)	
0	(GAPI) 150	2000	4000

Min Amplitude Max
200 VDL VariableDensity (VDL) 1200 (US)



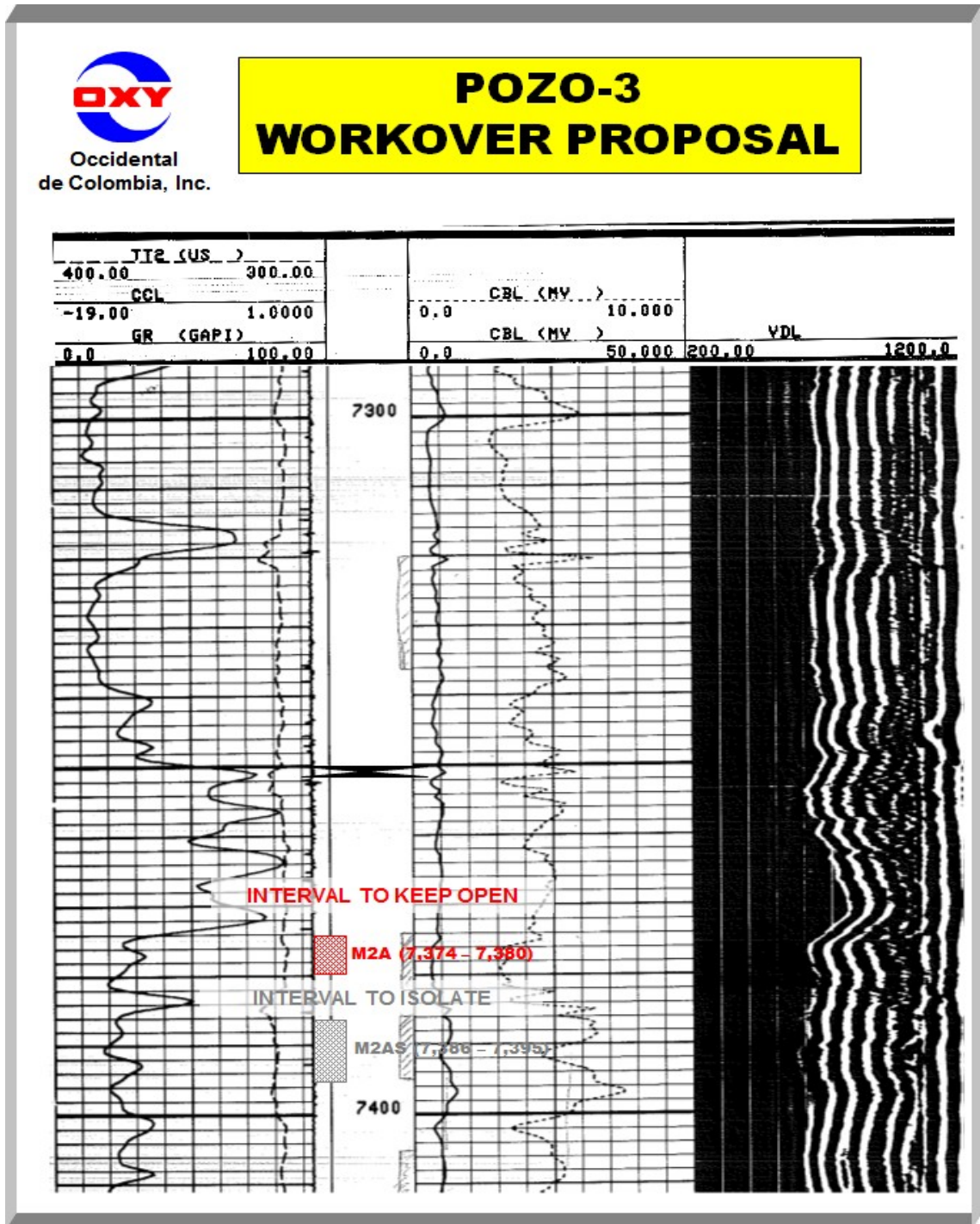
C.2 Pozo 2

FIGURA C . Registro Gamma Ray, CCB y CCL para el pozo 2



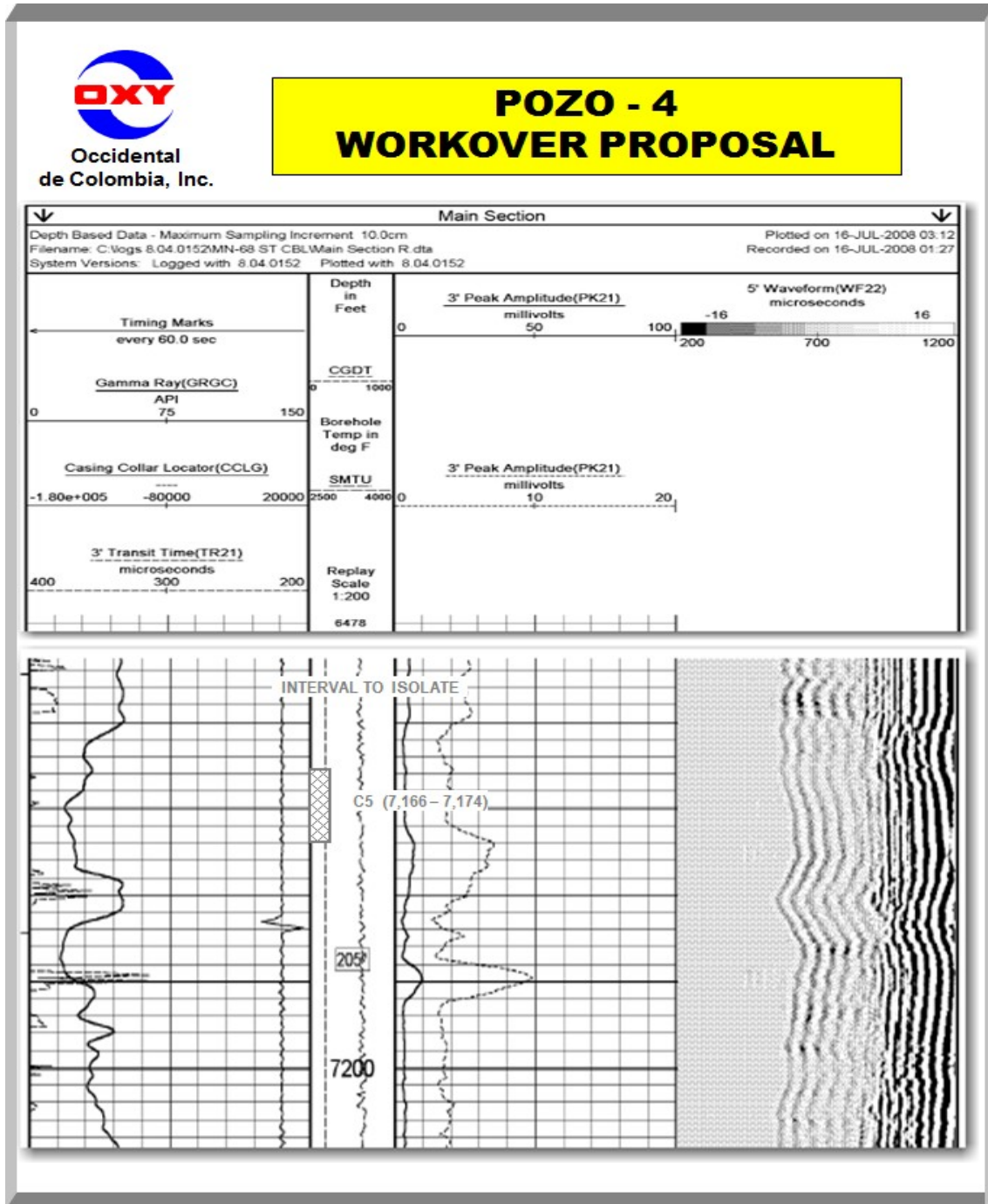
C.3 Pozo 3

FIGURA C . Registro Gamma Ray, CCB y CCL para el pozo 3.



C.4 Pozo 4

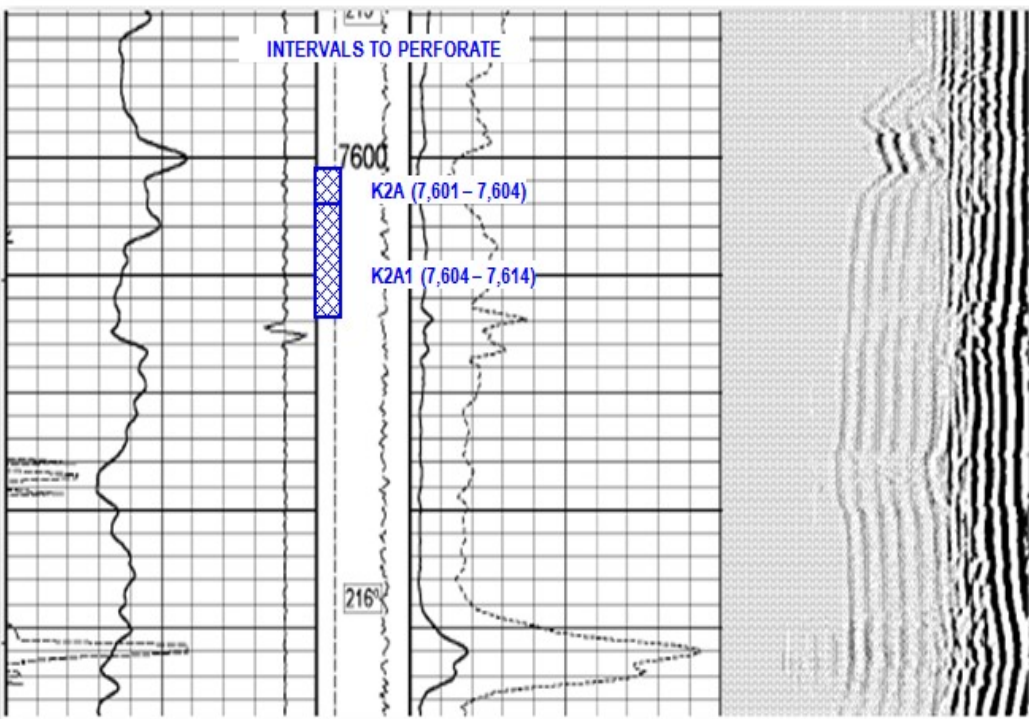
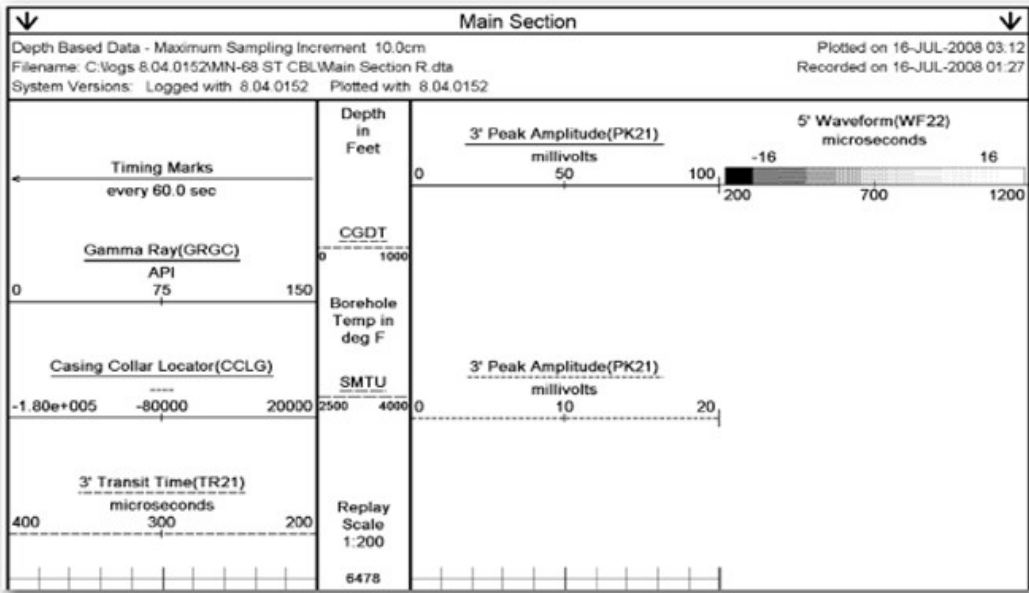
FIGURA C . Registro Gamma Ray, CCB y CCL para el pozo 4.





Occidental
de Colombia, Inc.

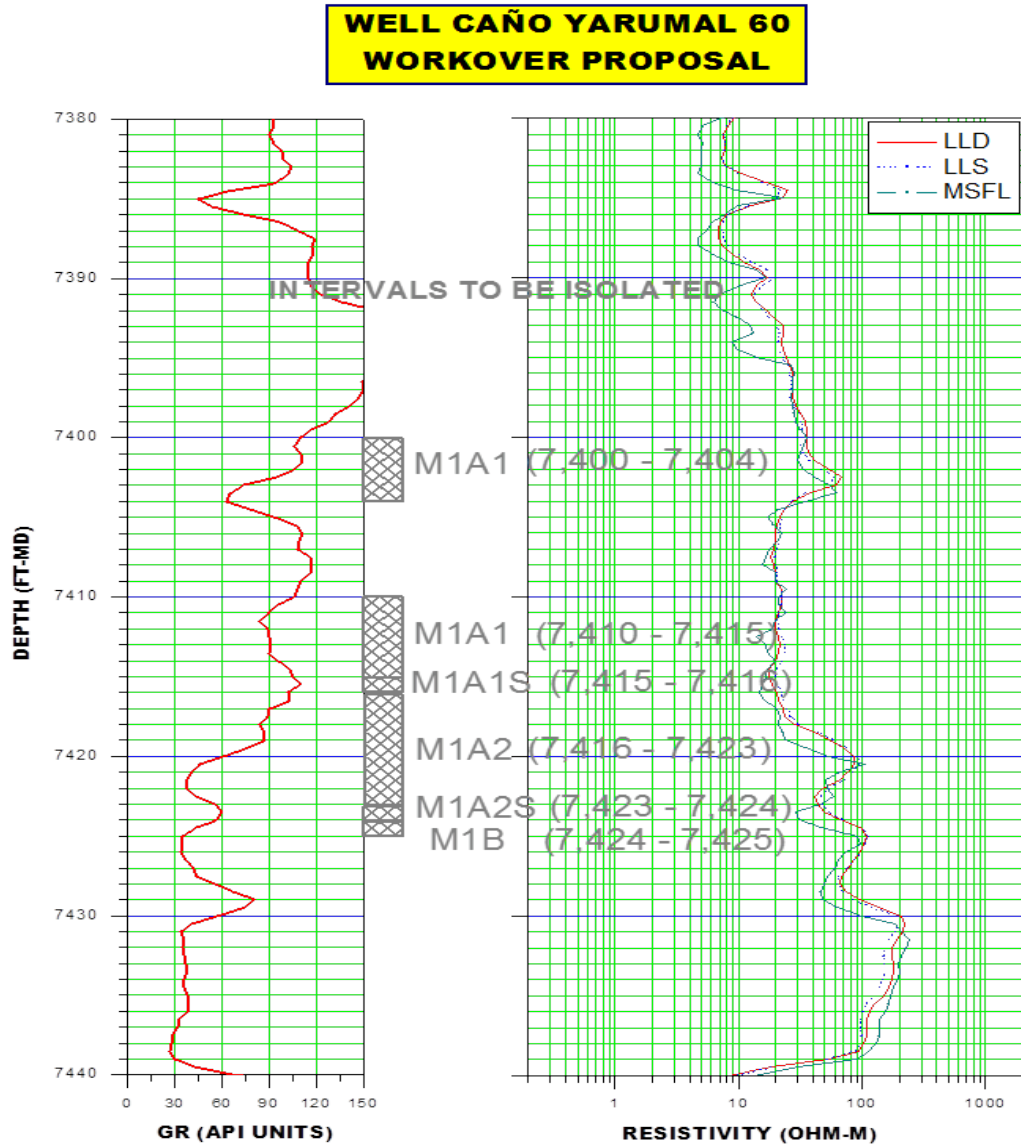
POZO - 4 WORKOVER PROPOSAL



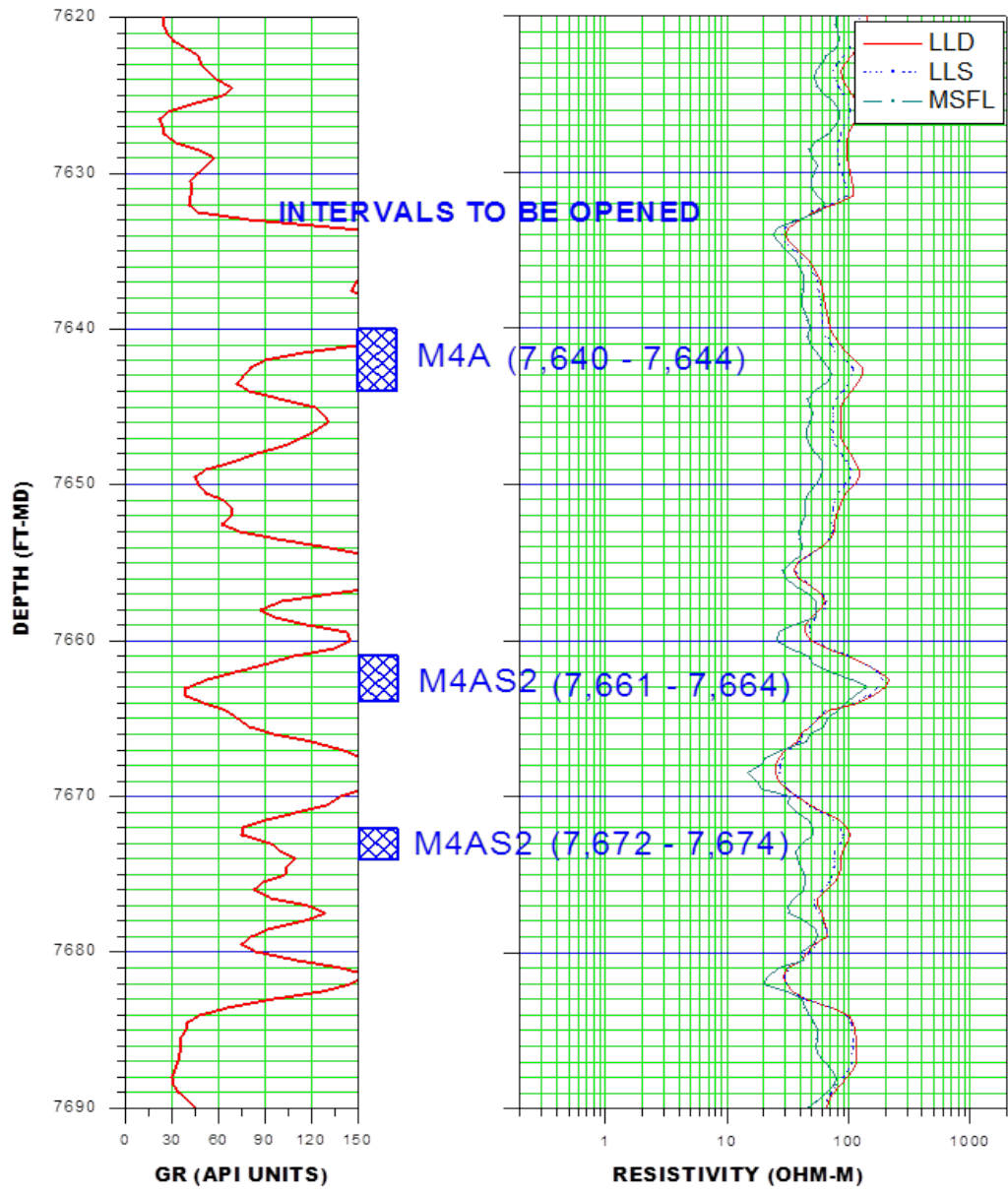
ANEXO : Registros de resistividad

D.1. Pozo 1

FIGURA D- . Registro de resistividad para el pozo 1.

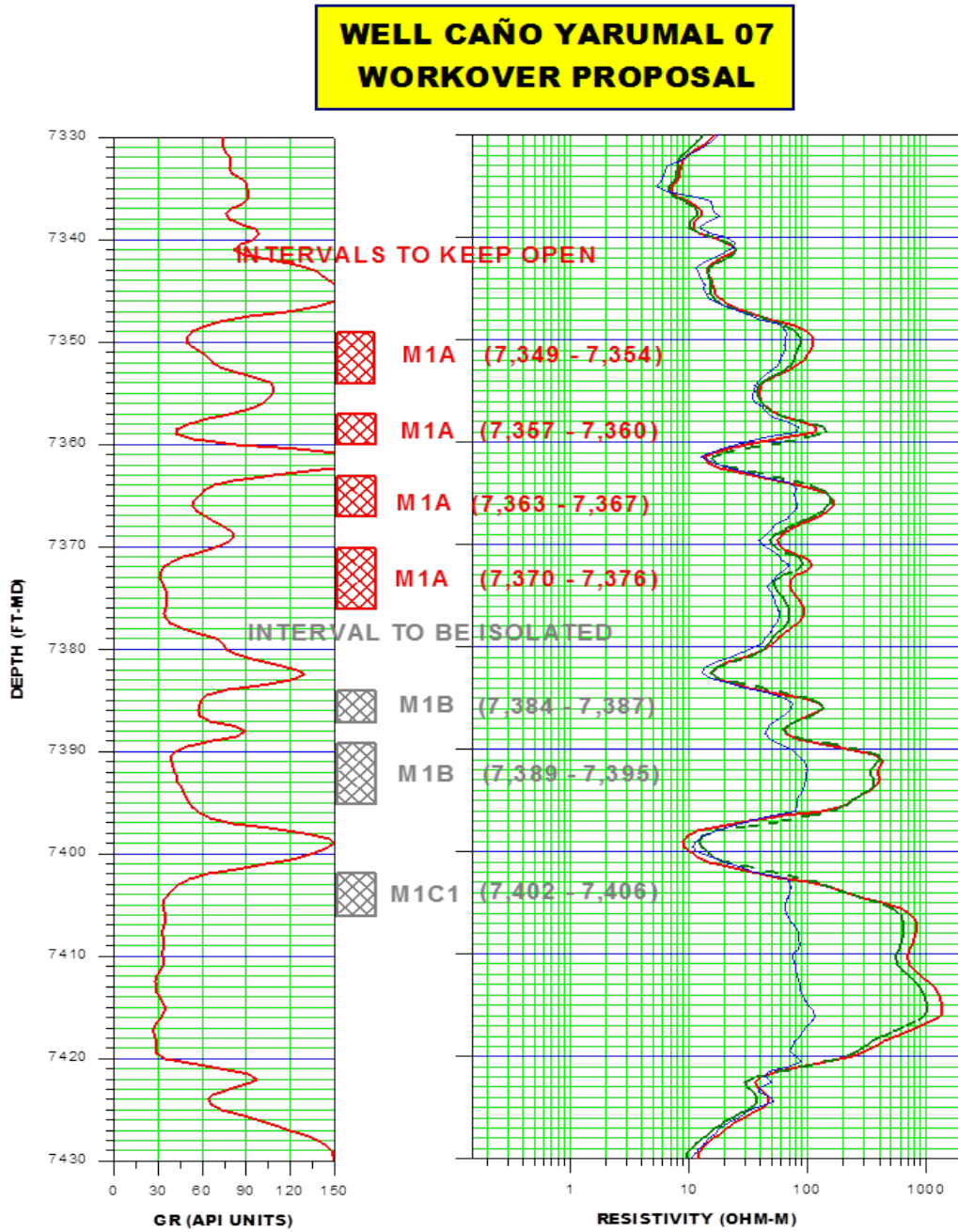


**WELL CAÑO YARUMAL 60
WORKOVER PROPOSAL**



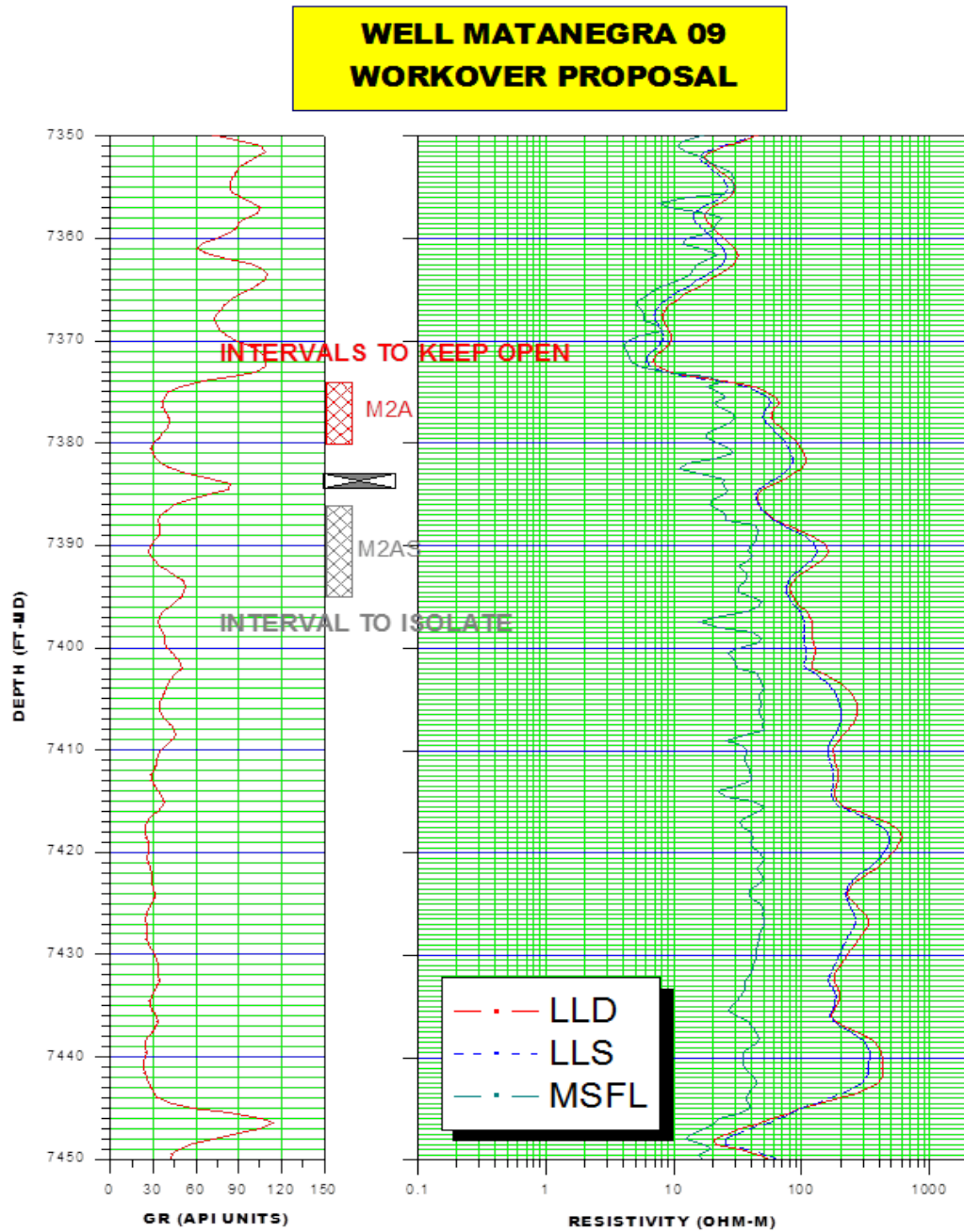
D.2. Pozo 2

FIGURA D- . Registro de resistividad para el pozo 2.



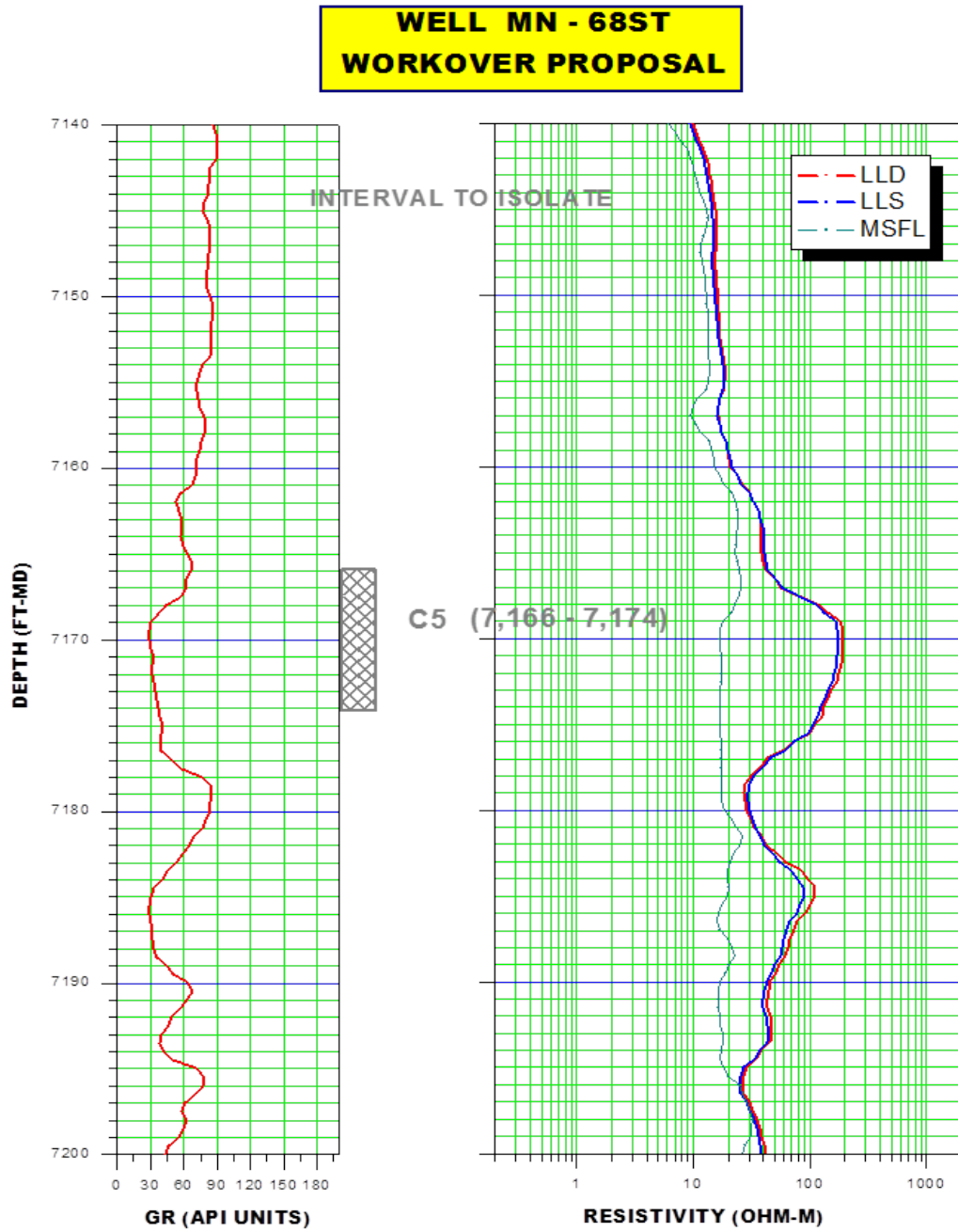
D.3. Pozo 3

FIGURA D- . Registro de resistividad para el pozo 3.

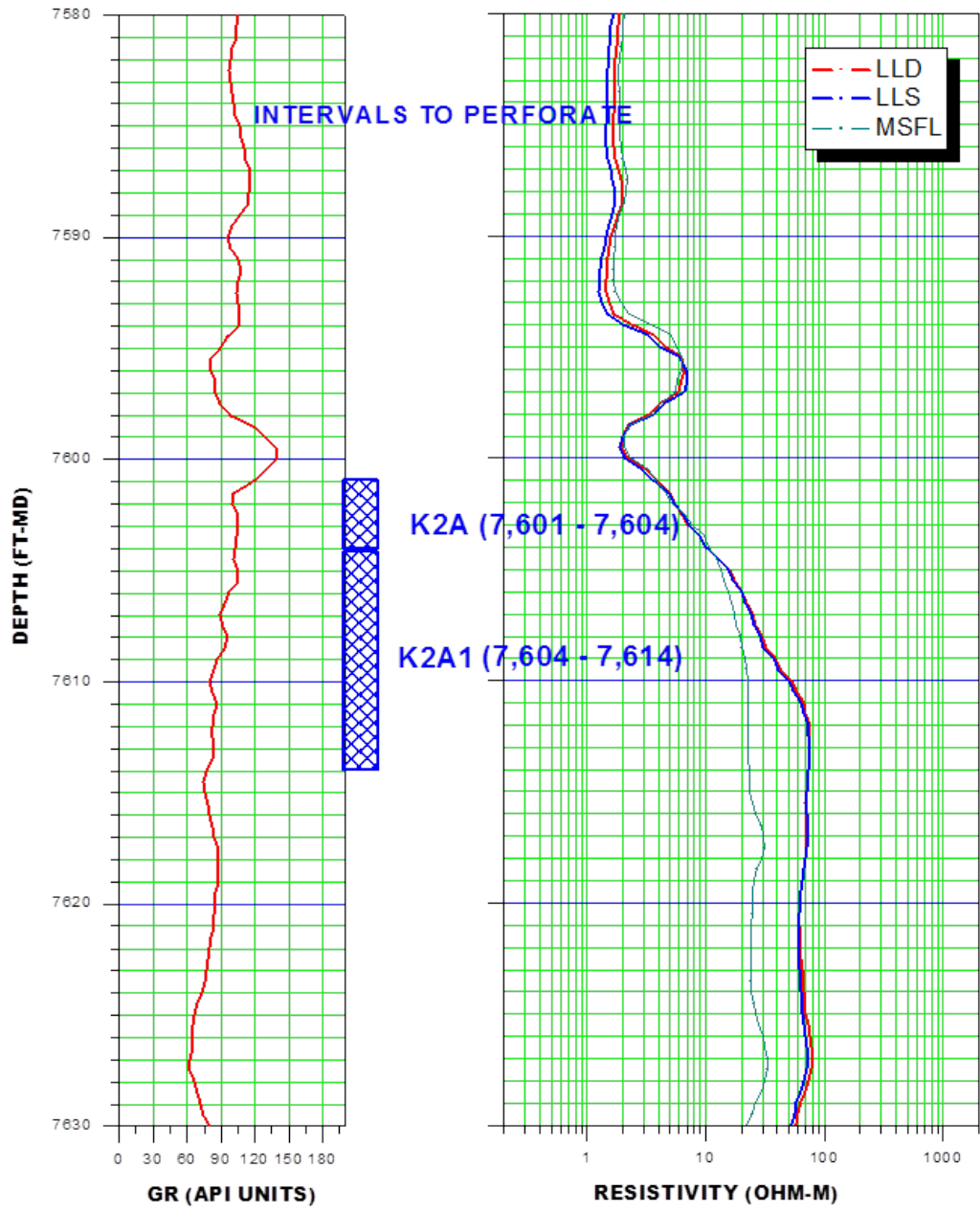


D.4. Pozo 4

FIGURA D- . Registro de resistividad para el pozo 4.




**WELL MN - 68ST
WORKOVER PROPOSAL**



ANEXO : Datos de la bomba para cada pozo


E.1 Pozo 1

FIGURA E - . Datos de la bomba para el pozo 1.

	ARTIFICIAL LIFT FO-AL-07	M E M O R A N D U M		
		OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC Version 4, 05/10/2011		
Elaborado:	Ivan Zarta Ramirez	Aprobado:	Juan Carlos Trujillo	
POZO A SER INSTALADO	POZO - 1	CORRIDA #	5	
Equipo que sale del pozo	Bomba: 106 S6000N	Motor 450 HP	Sello / Protector LSBPB/LSBPB	
EQUIPO A INSTALAR				
BOMBA:	400 / P18:SXD / CENTURION 330 Stages H6			
SELLO / PROTECTOR:	513 / GST3 HL PFS H6			
MOTOR :	562 / MSP1-250 / 168hp 2295V 44A / CENTRILIFT			
VSD	8900-VT / 1000KVA / 1203A / CENTRILIFT			
DATOS POZO		Comentarios del diseño		
Asentamiento Bomba (TVD)	4980	Se recomienda uso de aceite CL5 en llenado de Motor y Sellos.		
Asentamiento Bomba (MD)	4980			
Y Tool	Si			
Sensor de Fondo	No			
Chaqueta	No			
Usar cable < 1500 dias (Motor >123A?)	No			
Cable No.	#02			
Tubing	3 1/2"			
Casing	9 5/8"			
				Fecha disponibilidad equipo al día de aprobación
PARAMETRO		12/12/2011	A 15 Meses	UNIDADES
Indice de Productividad	8,30	8,90	BFPD/PSI	
Corte de Agua	94,80	98,50	%	
Producción Estimada Fluido	2100	2100	BFPD	
Producción Estimada de Aceite Neto	109	32	BOPD	
Frecuencia de Operación	57,20	59,57	HZ	
TDH	4184	4878	FT	
Sumergencia	1305	501	FT	
Presión estática a PMP	1834	1534	PSI	
Presión en Cabeza de Pozo	105	105	PSI	
Carga del Motor (Safety Factor 10%)	71,64	81,23	%	
Voltaje en las Terminales del Motor	2029	2172	V	
Corriente del Motor	34,05	37,46	A	
Carga del Amperaje del Motor	77,39	85,13	%	
Carga en la Zapata del Sello	11,00	13,00	%	
Carga del Variador	12,33	14,54	%	
Consumo Variador	123	145	KVA	
Consumo del sistema ESP	104	123	Kwh	
Costo de la Energía	6017	7100	US\$/M	
CARGAS DE EJES				
Bomba con eje H6	49,3	56,2	%	
Sello	17,0	20,0	%	
Motor	13,0	15,0	%	
Condiciones de arranque:	<i>Frecuencia</i>	<i>Caudal estimado</i>	<i>Voltaje SUT</i>	<i>Amperaje SUT</i>
	52,6	1800	1862	30,34


E.2 Pozo 2

FIGURA E - . Datos de la bomba para el pozo 2.

		ARTIFICIAL LIFT FO-AL-07		M E M O R A N D U M	
				OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC Version 4, 05/10/2011	
Elaborado:		Ivan Zarta Ramirez		Aprobado: Juan Carlos Trujillo	
POZO A SER INSTALADO		POZO - 2	CORRIDA #	11	
Equipo que sale del pozo		Bomba: 109 P155 SXD H6	Motor 990 HP	Sello / Protector SDTH19 BB /L BB/ L	
EQUIPO A INSTALAR					
BOMBA:	562 / P155:SDX / CENTURION 101 Stages H6				
SELLO / PROTECTOR:	538 / SDT H19 BB/L BB/L				
MOTOR :	562 / KM-VC / 990hp 4290V 145A / CENTRILIFT				
VSD	8900-VT / 1000KVA / 1203A / CENTRILIFT				
DATOS POZO			Comentarios del diseño		
Asentamiento Bomba (TVD)	5290		Se recomienda uso de aceite CL6 en llenado de Motores y Sellos.		
Asentamiento Bomba (MD)	5290				
Y Tool	Si				
Sensor de Fondo	No				
Chaqueta	No				
Usar cable < 1500 dias (Motor >123A?)	Si				
Cable No.	#01				
Tubing	5 1/2"				
Casing	9 5/8"		Fecha disponibilidad equipo al dia de aprobacion	11/26/11 10:00 AM	
PARAMETRO	septiembre - 10	A 15 Meses	UNIDADES		
Indice de Productividad	68,20	69,00	BFPD/PSI		
Corte de Agua	98,50	99,00	%		
Producción Estimada Fluido	14000	14000	BFPD		
Producción Estimada de Aceite Neto	210	140	BOPD		
Frecuencia de Operación	58,23	59,38	HZ		
TDH	5108	5344	FT		
Sumergencia	771	500	FT		
Presión estática a PMP	1351	1251	PSI		
Presión en Cabeza de Pozo	121	121	PSI		
Carga del Motor (Safety Factor 10%)	78,53	84,87	%		
Voltaje en las Terminales del Motor	3927	4078	V		
Corriente del Motor	118,58	126,33	A		
Carga del Amperaje del Motor	81,78	87,12	%		
Carga en la Zapata del Sello	27,00	28,00	%		
Carga del Variador	84,90	94,11	%		
Consumo Variador	849	941	KVA		
Consumo del sistema ESP	712	787	Kwh		
Costo de la Energía	41021	45352	US\$/M		
CARGAS DE EJES					
Bomba con eje H6	61,6	66,7	%		
Sello	65,0	70,0	%		
Motor	65,0	70,0	%		
Condiciones de arranque:	<i>Frecuencia</i>	<i>Caudal estimado</i>	<i>Voltaje SUT</i>	<i>Amperaje SUT</i>	
	56,2	12000	3877	109,00	


E.3 Pozo 3

FIGURA E - . Datos de la bomba para el pozo 3.

		ARTIFICIAL LIFT FO-AL-07		M E M O R A N D U M	
Elaborado:		Ivan Zarta Ramirez		Aprobado:	
				Juan Carlos Trujillo	
POZO A SER INSTALADO		POZO - 3	CORRIDA #	16	
Equipo que sale del pozo		Bomba:	Motor	Sello / Protector	
		134 P18 SXD H6	168 HP	GST3 HL PFS H6	
EQUIPO A INSTALAR					
BOMBA:	400 / P6:SXD / CENTURION 196 Stages H6				
SELLO / PROTECTOR:	513 / GST3 HL PFS H6				
MOTOR :	562 / MSP1-250 / 168hp 2295V 44A / CENTRILIFT				
VSD	8700-VT / 748KVA / 900A / CENTRILIFT				
DATOS POZO			Comentarios del diseño		
Asentamiento Bomba (TVD)	4450		Se recomienda uso de aceite CL5 en llenado de Motor y Sellos.		
Asentamiento Bomba (MD)	4450				
Y Tool	No				
Sensor de Fondo	Si				
Chaqueta	No				
Usar cable < 1500 dias (Motor >123A?)	No				
Cable No.	#02				
Tubing	2 7/8"				
Casing	9 5/8"		Fecha disponibilidad equipo al día de aprobación	12/16/11 8:00 AM	
PARAMETRO			septiembre - 10	A 15 Meses	UNIDADES
Indice de Productividad			0,87	0,94	BFPD/PSI
Corte de Agua			94,00	98,00	%
Producción Estimada Fluido			600	600	BFPD
Producción Estimada de Aceite Neto			36	12	BOPD
Frecuencia de Operación			49,61	53,25	HZ
TDH			3466	4415	FT
Sumergencia			1413	312	FT
Presión estática a PMP			2420	1978	PSI
Presión en Cabeza de Pozo			90	90	PSI
Carga del Motor (Safety Factor 10%)			25,03	29,35	%
Voltaje en las Terminales del Motor			1509	1620	V
Corriente del Motor			18,95	18,80	A
Carga del Amperaje del Motor			43,07	42,73	%
Carga en la Zapata del Sello			9,00	12,00	%
Carga del Variador			6,75	7,18	%
Consumo Variador			51	54	KVA
Consumo del sistema ESP			33	41	Kwh
Costo de la Energía			1922	2350	US\$/M
CARGAS DE EJES					
Bomba con eje H6			16,5	19,5	%
Sello			6,0	7,0	%
Motor			5,0	6,0	%
Condiciones de arranque:		<i>Frecuencia</i>	<i>Caudal estimado</i>	<i>Voltaje SUT</i>	<i>Amperaje SUT</i>
		44,9	500	1396	19,1

E.4 Pozo 4

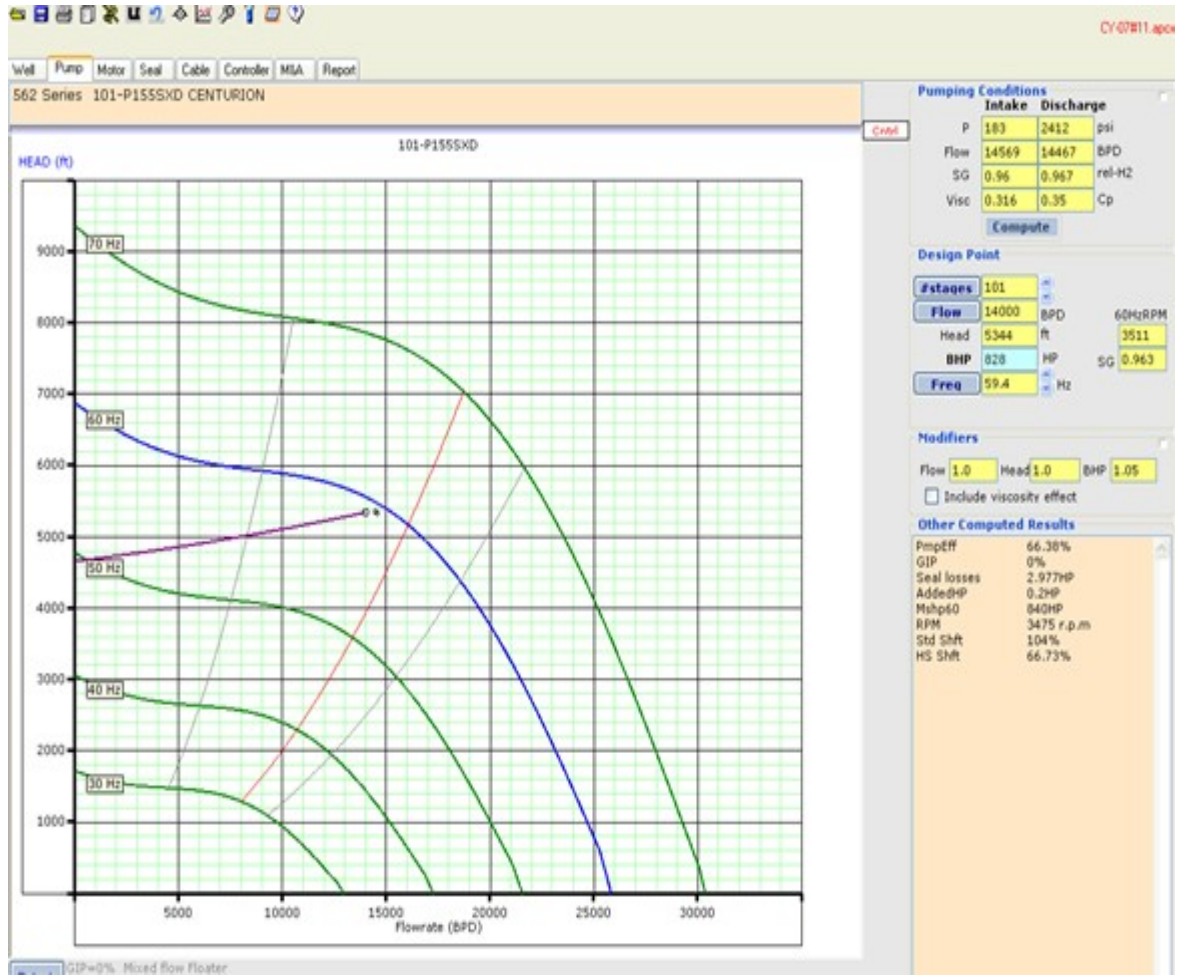
FIGURA E - . Datos de la bomba para el pozo 4.

		ARTIFICIAL LIFT FO-AL-07		M E M O R A N D U M	
Elaborado:		Ivan Zarta Ramirez		Aprobado:	
				Juan Carlos Trujillo	
POZO A SER INSTALADO		POZO - 4	CORRIDA #	3	
Equipo que sale del pozo		Bomba:	Motor	Sello / Protector	
		80 P47 SXD H6	304 HP	GST3 HL PFS H6	
EQUIPO A INSTALAR					
BOMBA:	538 / P47:SDX / CENTURION 83 Stages H6				
SELLO / PROTECTOR:	513 / GST3 HL PFS H6				
MOTOR :	562 / KMH / 380hp 1881V 123A / CENTRILIFT				
VSD	4500-VT / 519KVA / 624A / CENTRILIFT				
DATOS POZO			Comentarios del diseño		
Asentamiento Bomba (TVD)	5240		Se recomienda uso de aceite CL5 en llenado de Motor y Sellos.		
Asentamiento Bomba (MD)	5261				
Y Tool	No				
Sensor de Fondo	No				
Chaqueta	No				
Usar cable < 1500 dias (Motor >123A?)	No				
Cable No.	#01				
Tubing	2 7/8"		Fecha disponibilidad equipo al día de aprobación	26-Oct-11	
Casing	7"				
PARAMETRO	septiembre - 10	A 15 Meses	UNIDADES		
Índice de Productividad	27,90	30,00	BFPD/PSI		
Corte de Agua	93,00	97,00	%		
Producción Estimada Fluido	2800	2800	BFPD		
Producción Estimada de Aceite Neto	196	84	BOPD		
Frecuencia de Operación	56,56	59,74	HZ		
TDH	4721	5318	FT		
Sumergencia	1202	506	FT		
Presión estática a PMP	1485	1235	PSI		
Presión en Cabeza de Pozo	87	87	PSI		
Carga del Motor (Safety Factor 10%)	50,01	57,85	%		
Voltaje en las Terminales del Motor	1514	1649	V		
Corriente del Motor	72,59	80,03	A		
Carga del Amperaje del Motor	59,01	65,07	%		
Carga en la Zapata del Sello	20,00	23,00	%		
Carga del Variador	39,66	47,72	%		
Consumo Variador	206	248	KVA		
Consumo del sistema ESP	180	220	Kwh		
Costo de la Energía	10374	12665	US\$/M		
CARGAS DE EJES					
Bomba con eje H6	33,8	39,2	%		
Sello	26,0	31,0	%		
Motor	20,0	23,0	%		
Condiciones de arranque:	<i>Frecuencia</i>	<i>Caudal estimado</i>	<i>Voltaje SUT</i>	<i>Amperaje SUT</i>	
	55,1	2400	1569	69,11	

ANEXO : Diseño del Bombeo Electrosumergible.

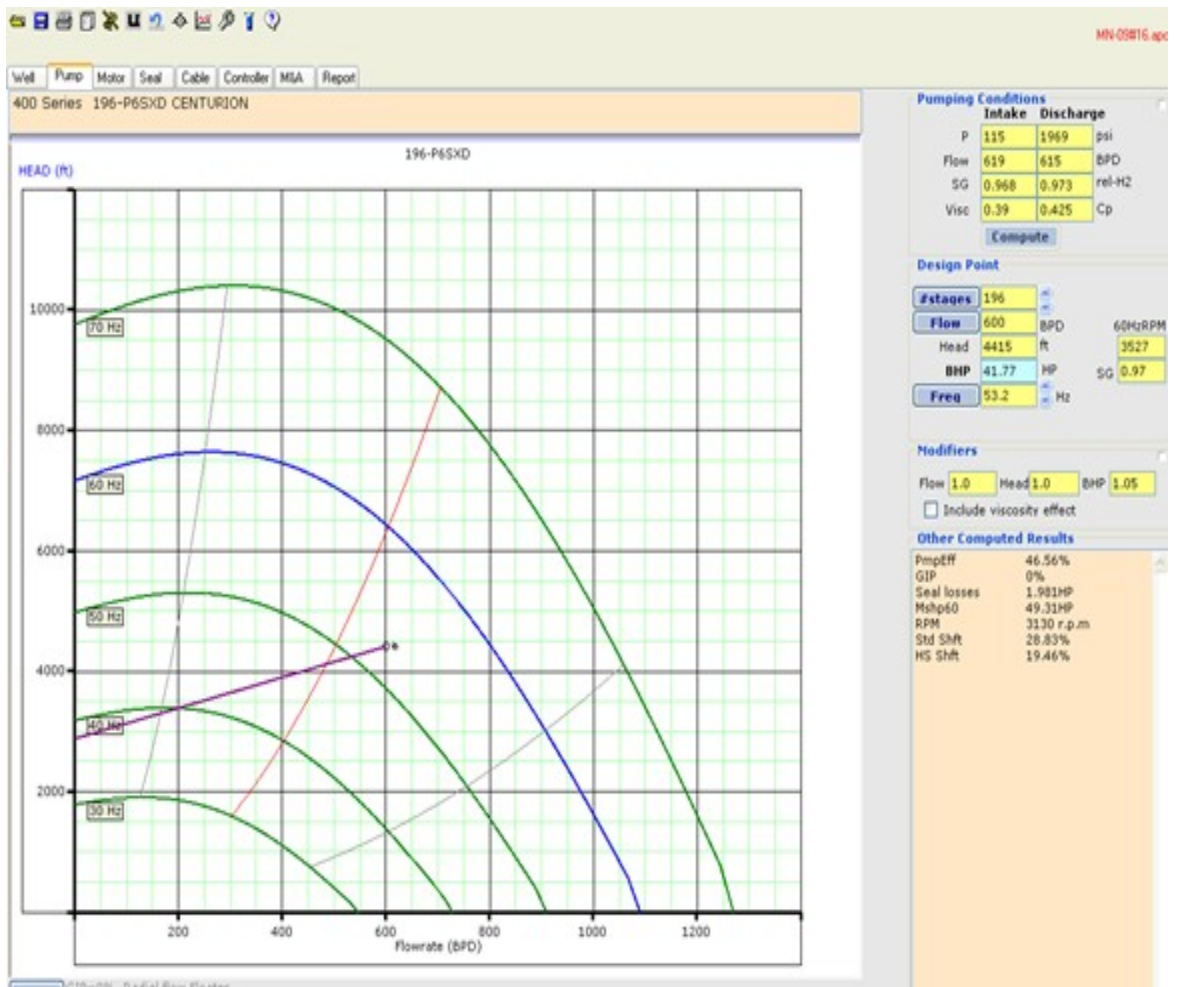
F.1. Pozo 2.

FIGURA F- : Diseño del Bombeo Electrosumergible para el pozo 2.



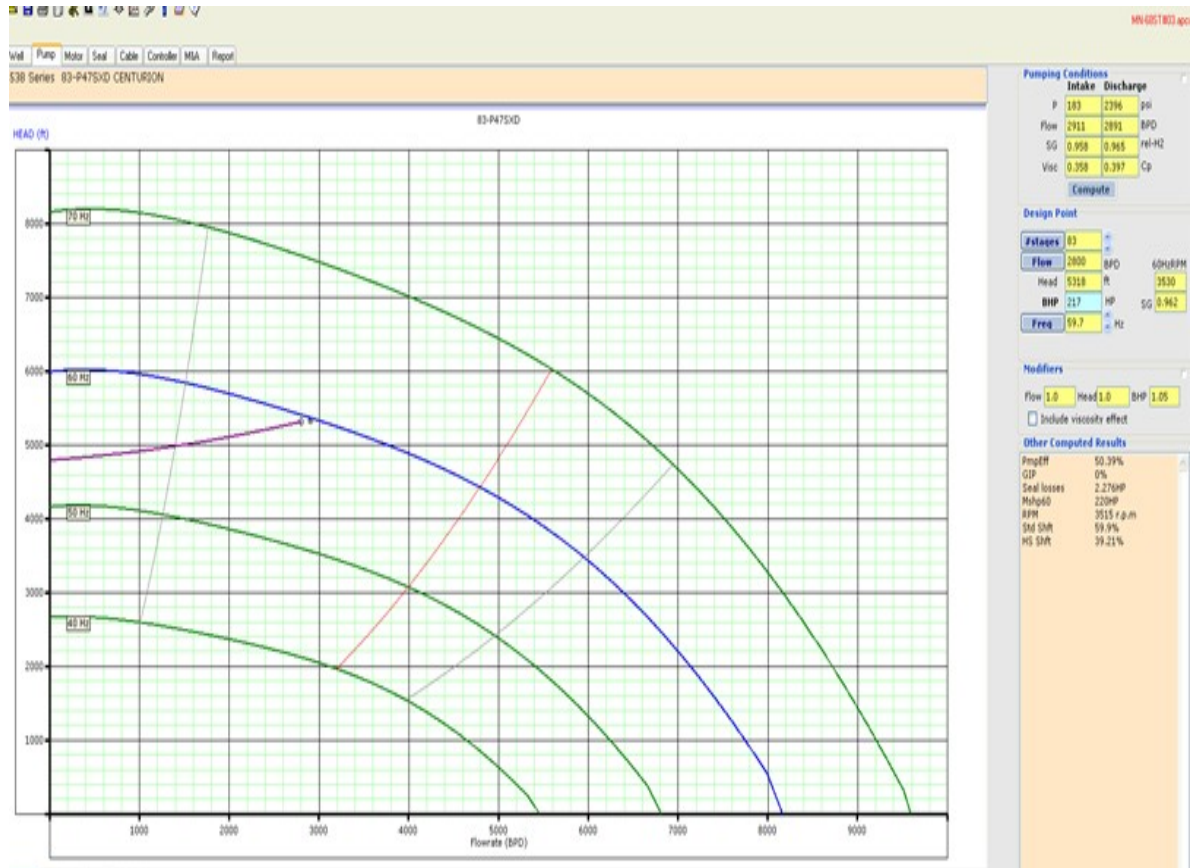
F.2. Pozo 3.

FIGURA F- : Diseño de la Bomba Electrosumergible para el pozo 3.



F.3. Pozo 4.

FIGURA F- : Diseño de la Bomba Electrosumergible para el pozo 3.



ANEXO : Datos económicos de los pozos

Los valores arrojados por el programa para Valor Presente Neto, Pay Back y DPI, para cada uno de los pozos intervenidos, se muestran a continuación:

G.1 Pozo 1

FIGURA G - . Análisis financiero para el pozo 1.

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
ATCF - ROR	N/A
NPV@15%	M\$ 239.28
DPI@15%	2.28
Payback from Initial Investment	5.00 Months
Cash Flow @2011	-US\$ 137,254
Economic Limit date	Nov-2014

G.2 Pozo 2

FIGURA G - . Análisis financiero para el pozo 2.

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
ATCF - ROR	N/A
NPV@15%	M\$ 161.91
DPI@15%	1.41
Payback from Initial Investment	2.00 Months
Cash Flow @2011	-US\$ 57,913
Economic Limit date	Mar-2013

G.3 Pozo 3

FIGURA G - . Análisis financiero para el pozo 3.

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
ATCF - ROR	> 300%
NPV@15%	M\$ 406.38
DPI@15%	6.34
Payback from Initial Investment	3.00 Months
Cash Flow @2010	US\$ 289,230
Economic Limit date	Sep-2013

G. 4 Pozo 4

FIGURA G - . Análisis financiero para el pozo 4.

SUMMARY - ECONOMIC INDICATORS	
ATCF - ROR	N/A
NPV@15%	M\$ 278.83
DPI@15%	2.51
Payback from Initial Investment	2.00 Months
Cash Flow @2011	US\$ 85,539
Economic Limit date	Jun-2014