

**EVALUACION DEL SISTEMA DE INYECCION – PRODUCCION DEL
YACIMIENTO CEBU – PALOGRANDE A TRAVES DEL SOFTWARE OFM
(OIL FIELD MANAGER)**

**CARLOS JOSE CARDONA BONILLA
JAVIER HERMINZUL GONZALEZ NARVAEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

NEIVA

2009

~ 1 ~

**EVALUACION DEL SISTEMA DE INYECCION – PRODUCCION DE
YACIMIENTO CEBU – PALOGRANDE A TRAVES DEL SOFTWARE OFM
(OIL FIELD MANAGER)**

**CARLOS JOSE CARDONA BONILLA
JAVIER HERMINZUL GONZALEZ NARVAEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para
Optar al título de ingeniero de petróleos.**

**Director
DARWIN OSWALDO VILLADIEGO ATENCIO
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

NEIVA

2009

~ 2 ~

NOTA DE ACEPTACION

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

DEDICATORIA

JAVIER HERMINZUL GONZALEZ NARVAEZ.

Mi tesis la dedico con todo mi cariño a ti DIOS que me diste la oportunidad de vivir y me diste una familia maravillosa.

A mis padres JOSE HERMINZUL GONZALEZ MOTTA y NOHORA NARVAEZ LIZCANO, por su grandioso amor y apoyo, por creer en mí y darme una carrera para el futuro, por su desinteresado esfuerzo y dedicación para lograr que esto fuera posible, los amo y les estoy infinitamente agradecido. A mi hermana LINA MARCELA GONZALEZ NARVAEZ por su amor y apoyo incondicional, por sus grandes consejos. A la memoria de mi hermano DIEGO FERNANDO GONZALEZ NARVAZ, que su recuerdo me dio fuerzas en los momentos más difíciles y que llevo siempre en mi corazón. A SINDY JULIETH por su dedicación y amor, a todos mis familiares los cuales confiaron en mi, me dieron su ejemplo, su aliento y su apoyo para llegar a ser la persona que soy hoy.

CARLOS JOSÉ CARDONA BONILLA.

A quien Siempre estuvo apoyándome, a quien siempre tuvo voz de aliento en los momentos difíciles y una sincera felicitación en los triunfos, a quien trasnocho aun más que yo, a quien en realidad pertenece este titulo, a mi MAMÀ.

A Nanda y a Laura Sofía, a mi Abuelita y a toda la familia Cardona, a mi tío Marcos y su familia.

A Natalia por tanta paciencia y amor.

A mi PAPA.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- ECOPETROL S.A. por permitirnos desarrollar este proyecto.
- La Universidad SURCOLOMBIANA, por la formación impartida durante estos años.
- Ing. Darwin Villadiego Atencio, director del proyecto por su dedicación.
- Ing. Gerson Pérez, asesor del proyecto por sus valiosos consejos.
- Ing. Javier Nevito Gómez, jefe departamento de ingeniería de subsuelo y confiabilidad.
- Ing. Alba Luz Calderón, por su excelente colaboración y compañerismo.
- Los departamentos de ingeniería y producción de la Superintendencia de Operaciones Huila –Tolima de ECPETROL S.A, especialmente a los ingenieros Hugo Muñoz, Henry Chavarro y Cesar Duarte.
- A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la culminación de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN.....	13
ABSTRACT.....	14
INTRODUCCION.....	15
<u>1. GENERALIDADES DEL CAMPO CEBU – PALOGRANDE.....</u>	16
1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	16
1.2 LOCALIZACION.....	17
1.3 PROPIEDADES GENERALES DEL CAMPO.....	18
<u>2. MODELO GEOLÓGICO.....</u>	19
2.1 MARCO GEOLÓGICO Y TECTÓNICO REGIONAL.....	21
2.2 MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL.....	22
2.3 MODELO GEOLÓGICO ESTRATIGRÁFICO.....	23
2.4 UNIDADES HIDRAULICAS Y DE FLUJO.....	26
2.5 MECANISMO DE PRODUCCIÓN.....	27
<u>3. CREACION DE LA BASE DE DATOS OFM.....</u>	28
3.1 TABLAS DE INFORMACION DEFINIDA.....	29
3.1.1 TABLAS ESTÁTICAS.....	29
3.1.1.1 Tabla HEADERID.....	29
3.1.1.2 Tabla DRILLING.....	29
3.1.1.3 Tabla PETROPHISIC.....	30
3.1.2 TABLAS MENSUALES.....	31
3.1.2.1 Tabla MONTHLY_PRODUCTION.....	31

3.1.2.2	Tabla MONTHLY_INJECTION.....	31
3.1.2.3	Tabla ILT_LAYER.....	32
3.1.2.4	Tabla POTENTIAL.....	32
3.1.3	TABLAS ESPORÁDICAS.....	33
3.1.3.1	Tabla INTERVALS.....	33
3.1.3.2	Tabla PRESSURE_TEST.....	34
3.1.3.3	Tabla PRODUCTION_TEST.....	34
3.1.3.4	Tabla DEPTH_FORMATION.....	35
3.1.3.5	Tabla DEPTH_PUMP.....	35
3.1.3.6	Tabla EVENT.....	36
3.1.3.7	Tabla SONOLOG.....	36
3.1.3.8	Tabla LABORATORY.....	37
3.1.4	TABLAS LOOKUP.....	38
3.1.5	TABLAS TIPO TRACE	39
3.2	TABLAS DE INFORMACION NO DEFINIDA.....	40
3.2.1	TABLA DE DESVIACION.....	40
3.2.2	TABLA PARA FILTROS.....	41
3.2.3	TABLA MARCADOR DE TOPE UNIDADES.....	41
3.3	VARIABLES CALCULADAS.....	42
4.	<u>ANALISIS DEL SISTEMA DE INYECCION PRODUCCION.....</u>	45
4.1	ANALISIS GENERAL DEL CAMPO.....	45
4.1.1	RELACION INYECCION PRODUCCION.....	48
4.2	ANALISIS POZO A POZO.....	50
4.2.1	POZO PALOGRANDE 12.....	51
4.2.2	POZO PALOGRANDE 16.....	53
4.2.3	POZO PALOGRANDE 13ST.....	56
4.2.4	POZO PALOGRANDE 25.....	58
4.2.5	POZO PALOGRANDE 21.....	61
4.2.5.1	HISTORIA DE PRODUCCIÓN	61

4.2.5.2 HISTORIA DE INYECCIÓN.....	62
4.2.6 POZO PALOGRANDE 35.....	65
4.2.7 POZO PALOGRANDE 07.....	67
4.2.8 POZO PALOGRANDE 05.....	70
4.2.9 POZO PALOGRANDRE 14.....	72
4.2.10 POZO CEBU 02.....	74
4.2.11 POZO CEBU 03.....	77
4.2.12 POZO CEBU 07.....	78
4.2.13 POZO CEBU 06.....	80
4.3 GRUPOS DE PRESION.....	82
4.4 DISEÑO GENERAL DE LA SARTA DE INYECCION SELECTIVA.....	86
<u>5. CONCLUSIONES</u>	87
<u>6. RECOMENDACIONES</u>	89
<u>7. GLOSARIO</u>	91
<u>8. BIBLIOGRAFIA</u>	94
<u>ANEXOS</u>	95

LISTA DE FIGURAS Y GRAFICOS

	Pág.
CAPITULO 1	
Figura 1.1 Producción acumulada campo cebú – Palogrande.....	17
Figura 1.2. Localización campo Cebú – Palogrande.....	18
CAPITULO 2.	
Figura 2.1. Columna estratigráfica del Valle Superior del Magdalena.....	20
Figura 2.2. Columna estratigráfica del campo Cebú – Palogrande.....	26
CAPITULO 4.	
Grafico 4.1. Análisis de declinación del campo CB-PG en su etapa primaria.....	45
Grafico 4.2. Análisis de declinación del campo CB-PG en su etapa secundaria (inyección de agua).....	46
Grafico 4.3. Agua inyectada Vs fluido producido diariamente.....	49
Grafico 4.4 Mapa estructural Campo Cebu-Palogrande al tope de K4.....	50
Grafico 4.5. Comportamiento producción PG-12.....	52
Grafico 4.6. Comportamiento producción y presión de PG-16.....	54
Grafico 4.7. Comportamiento producción PG-13ST.....	57
Grafico 4.8. Comportamiento producción PG-25.....	59
Grafico 4.9. Dinagrama PG-25 de mayo de 2007.....	60
Grafico 4.10. Comportamiento producción PG-21.....	61
Grafico 4.11. Comportamiento inyección PG-21.....	62
Grafico 4.12. Comparación de la distribución de inyección pozo PG-21.....	62
Grafico 4.13. Cross section de inyector PG-21 con PG-13ST y PG-12.....	64
Grafico 4.14. Cross section de inyector PG-21 con PG-13ST y PG-25.....	64
Grafico 4.15. Comportamiento inyección PG-35.....	65

Grafico 4.16. Cross section de inyector PG-35 con PG-12 y PG-25.....	67
Grafico 4.17. Comportamiento producción PG-07.....	68
Grafico 4.18. Comportamiento producción PG-05.....	70
Grafico 4.19. Comportamiento producción PG-14.....	73
Grafico 4.20. Comportamiento producción CB-02.....	74
Grafico 4.21. Comportamiento producción CB-03.....	77
Grafico 4.22. Comportamiento producción CB-07.....	79
Grafico 4.23. Comportamiento producción CB-06.....	81
Grafico 4.24. Grupos de presión para el campo CB-PG.....	84
Grafico 4.25. Configuración de los grupos de presión para el campo CB-PG.....	85
Grafico 4.26 Diseño general de la sarta de inyección selectiva.....	86

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Capitulo 1	
Tabla 1.1. Propiedades generales del campo Cebú – Palogrande.....	18
Capitulo 2	
Tabla 2.1. Parámetros petrofísicos promedio por unidad.....	25
Capitulo 3	
Tabla 3.1. Estructura de la tabla HEADERID.....	29
Tabla 3.2. Estructura de la tabla DRILLING.....	30
Tabla 3.3. Estructura de la tabla PETROPHISIC.....	30
Tabla 3.4. Estructura de la tabla MONTHLY_PRODUCTION.....	31
Tabla 3.5. Estructura de la tabla MONTHLY_INJECTION.....	31
Tabla 3.6. Estructura de la tabla ILT_LAYER.....	32
Tabla 3.7. Estructura de la tabla POTENTIAL.....	33
Tabla 3.8. Estructura de la tabla INTERVALS.....	34
Tabla 3.9. Estructura de la tabla PRESSURE_TEST.....	34
Tabla 3.10. Estructura de la tabla PRODUCTION_TEST.....	35
Tabla 3.11. Estructura de la tabla DEPTH_FORMATION.....	35
Tabla 3.12. Estructura de la tabla DEPTH_PUMP.....	36
Tabla 4.13. Estructura de la tabla EVENT.....	36
Tabla 3.14. Estructura de la Tabla SONOLOG.....	37
Tabla 3.15. Estructura de la tabla LABORATORY.....	38
Tabla 3.16. Estructura de la tabla PVT_OIL.....	38
Tabla 3.17. Estructura de la tabla PVT_GAS.....	38
Tabla 3.18. Estructura de la tabla PVT_WATER.....	39

Tabla 3.19. Estructura de la tabla LOG.....	40
Tabla 3.20. Estructura de la tabla DESVIACION.....	41
Tabla 3.21. Estructura de la tabla Sc.....	41
Tabla 3.22. Estructura de la tabla MARKER.....	42
Tabla 3.23. Variables calculadas.....	44

CAPITULO 4

Tabla 4.1. Producción de petróleo sin inyección de agua.....	46
Tabla 4.2. Producción de petróleo con inyección de agua y sin implementación del OSIP.....	47
Tabla 4.3. Reservas incorporadas con los proyectos realizados y reservas a incorporar en proyecto de reingeniería.....	47
Tabla 4.4. Producción acumulada actual y recobro actual.....	47
Tabla 4.5. Aceite, agua y fluido total acumulados.....	48
Tabla 4.6. Diseño prueba selectiva de producción para el pozo PG-12.....	53
Tabla 4.7. Diseño prueba selectiva de producción para el pozo PG-16.....	56
Tabla 4.8. Diseño prueba de inyectividad pozo PG-21.....	63
Tabla 4.9. Diseño prueba de inyectividad pozo PG-35.....	66
Tabla 4.10. Diseño prueba de productividad PG-07.....	69

RESUMEN

El presente documento expone las etapas de creación de una herramienta de análisis y visualización de información soportada en el software OFM (Oil Field Manager). La primera tarea realizada fue la recopilación de toda la información disponible sobre el campo Cebú – Palogrande a nivel general y de cada uno de los pozos que lo conforman para su posterior evaluación y confirmación, luego se procedió a crear una base de datos que compilara toda esta información, que fuese fácil de manipular y actualizar; logrado este objetivo se procedió a cargar esta base de datos en el software OFM, además de información sobre registros y estado mecánico de cada pozo. Una vez cargada la información en el software OFM, se analizó y correlacionó, generando recomendaciones y conclusiones enfocadas a cambios de perfiles de inyección y producción para optimizar la producción de crudo y controlar la producción de agua.

ABSTRACT

This document outlines the steps for creating a tool for analysis and visualization of information supported by the software OFM (Oil Field Manager). The first task undertaken was the collection of all available information on the field Cebu-Palgrande globally and for each of the wells in the preparation for subsequent evaluation and confirmation, then proceeded to create a database to compile all this information, it was easy to manipulate and update, this objective was achieved to load the database in OFM software, and information about registrations and mechanical condition of each well. Once loaded the information into the software, OFM, was analyzed and correlated, generating findings and recommendations focused on changes in production and injection profiles to optimize oil production and controlling water production.

INTRODUCCION

Oficialmente el campo Palogrande fue descubierto en 1971 por el pozo PG-02, pero fue cerrado debido a su baja productividad, finalmente el desarrollo del campo comenzó en 1980 cuando se perforó el PG-03. El campo Cebú fue descubierto en 1981 por el pozo CB-01. El campo Cebú se considero inicialmente separado del campo Palogrande, pero a medida que se fueron perforando pozos de avanzada se definieron como un solo campo llamado Cebú – Palogrande.

En 1985 se implementó la inyección periférica de agua con el fin de dar soporte a la presión del yacimiento y como mecanismo de recobro secundario, dando buenos resultados como el incremento del caudal de producción y el aumento favorable en las reservas del campo. Sin embargo también se han presentado varios inconvenientes al tratar de mantener el sistema de inyección en condiciones óptimas de operación.

Con el fin de optimizar el sistema de inyección del campo Cebú – Palogrande, a lo largo de la historia de este se han desarrollado varios proyectos tales como el OSIP (Optimización del Sistema de Inyección Producción) y el actual proyecto de reingeniería del cual hace parte el presente proyecto.

El presente trabajo ofrece una herramienta de análisis que centraliza toda la información del campo a lo largo de su historia, poniendo en manos del departamento de ingeniería de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima, una herramienta que permite realizar análisis pozo a pozo, de un sector o de todo el campo, permitiendo visualizar una amplia gama de variables de forma sencilla y ágil permitiendo tomar decisiones igualmente sencillas y ágiles, todo esto soportado en el software OFM (Oil field Manager).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CEBU – PALOGRANDE

1.1 RESEÑA HISTORICA

El pozo PG-01, perforado en 1964 con el objeto de probar la Formación Monserrate en la estructura Palogrande, no alcanzó el objetivo por problemas mecánicos. Oficialmente el campo Palogrande fue descubierto en 1971 por el pozo PG-02, perforado cerca al anterior, el cual produjo 60BOPD, con 15 %API, pero fue cerrado debido a su baja productividad, finalmente el desarrollo del campo comenzó en 1980 cuando se perforó el PG-03 con una producción inicial de 700 BOPD. El campo Cebú fue descubierto en 1981 por el pozo CB-01, que tuvo una producción de 460 BOPD y 18 %API. El campo Cebú se consideró inicialmente separado del campo Palogrande, pero a medida que se fueron perforando pozos de avanzada se definieron como un solo campo llamado Cebú – Palogrande (CB-PG).

El valor máximo de producción en la etapa primaria se obtuvo en febrero de 1982 con 10200 BOPD (figura 1.1). En 1985 implementó la inyección periférica de agua, mediante la conversión de algunos pozos y la perforación de otros. El proyecto contempló inicialmente seis pozos inyectoros, pero una reevaluación en 1986 adicionó 6 inyectoros más. Antes de la inyección, el corte de agua en el área Palogrande era menor al 10%, debido a que el yacimiento estaba aislado del acuífero mediante una capa de asfalto o breá; por el contrario, en el área de Cebú, la cercanía del contacto agua-aceite produjo una rápida conificación en los pozos.

La máxima tasa de producción después de la inyección se logró en marzo de 1988 con 10950 BOPD (figura 1.1), el corte de agua se incrementó al 50%, y el GOR se estabilizó en valores entre 100 y 120 pcn/bn.

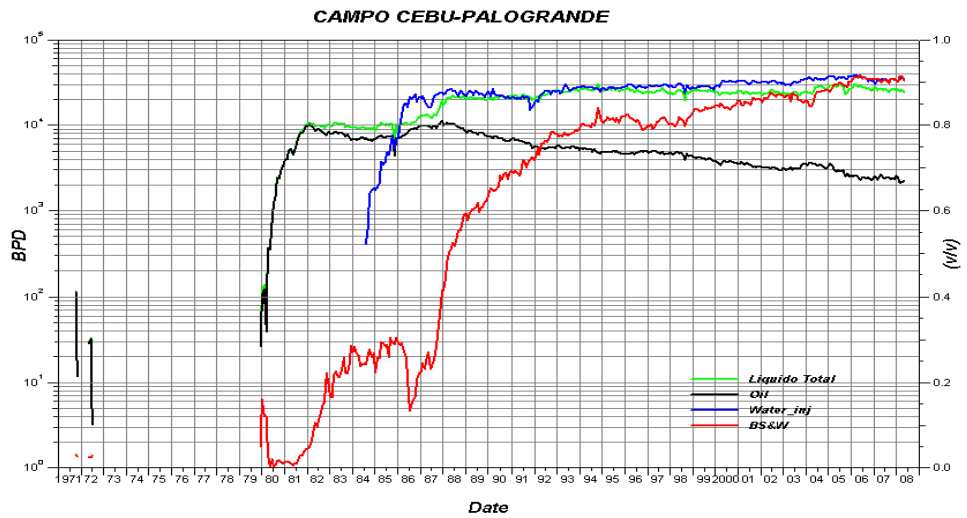


Figura 1.1 Producción acumulada campo cebú – Palogrande.

Actualmente en el campo Cebú – Palogrande se han perforado 53 pozos, de los cuales 25 pozos son productores, 13 inyectoros de agua, 12 están inactivos y 3 se encuentran abandonados oficialmente. La producción mensual a mayo de 2008 es de 2200 BOPD y 24000 BFPD, con 90% de corte de agua y una inyección mensual de 35000 BWPD.

1.2 LOCALIZACIÓN

El campo Cebú - Palogrande, está localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la subcuenca de Neiva, 10 Kilómetros al norte de la ciudad de Neiva, en el departamento del Huila (Figura 1.2) limita al norte y oeste con los campos Dina Cretáceos (DK), al sur y este con el campo Pijao (PJ). Hace parte del bloque de la antigua concesión Neiva - 540 la cual revirtió a la nación por parte de la operadora Shell-Hocol en Noviembre 17 de 1994, momento a partir del cual ECOPETROL es el operador.

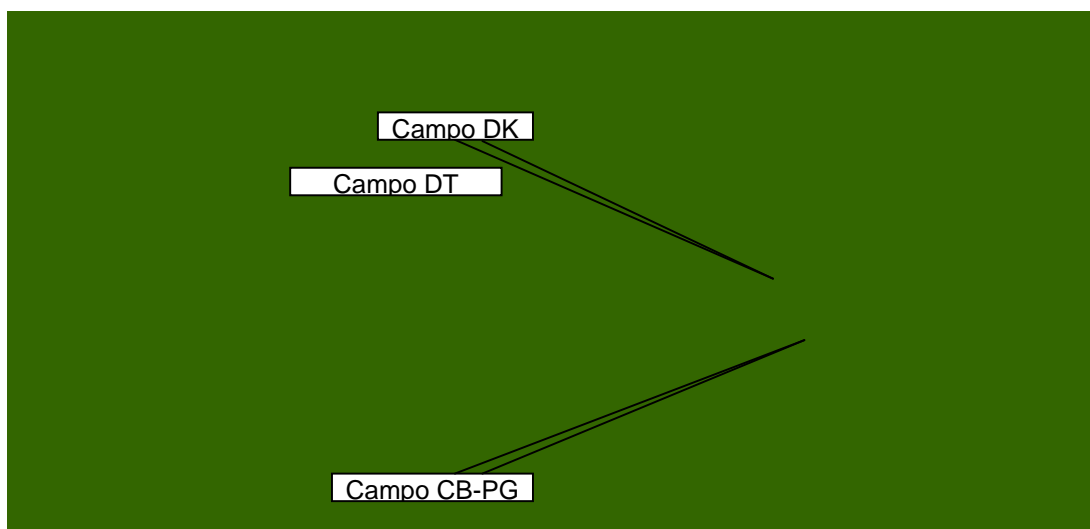


Figura 1.2. Localización campo Cebú - Palogrande

1.3 PROPIEDADES GENERALES DEL CAMPO

La tabla 1.1 describe las propiedades generales del campo Cebú – Palogrande

PROPIEDAD	DATO
Datum (pies) vds.	4700
°API	18-21
BS&W	85
Presión de Yacimiento actual (psi)	1900
Temperatura de Yacimiento (°F)	143
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	2620
Presión de Burbuja (psi)	790
Viscosidad del crudo @ Ty (Cp)	4.5
Permeabilidad Promedio (md)	7-105
Porosidad Promedia (%)	18
Tipo de Formación	Arenisca
Espesor neto promedio (ft)	10-100
Profundidad promedio (ft)	6800
Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	7000
Viscosidad del agua (Cp)	0.5
GOR actual	78
Factor Volumétrico del petróleo @ Pb	1.104
Formación Productora	Monserate K4
Área productiva (Acres)	1140
Contenido de arcillas promedio (%)	7
Gravedad del gas	0.869

Tabla 1.1. Propiedades generales del campo Cebú – Palogrande.

2. MODELO GEOLOGICO

Tectónicamente el Valle Superior del Magdalena constituye un Graben de compresión el cual está limitado por fallas de cabalgamiento, con transporte tectónico hacia el occidente en el borde oriental, y transporte hacia el oriente en el borde occidental. En el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental el estilo estructural se asocia a deformación compresiva de edad Miocena.

En el área de estudio se reportan rocas perforadas cuya edad va desde el Precretáceo (Formación Saldaña) hasta el Reciente. La secuencia Cretácea está compuesta por las Formaciones Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduala y la secuencia Terciaria por el grupo Gualanday, Formaciones Barzalosa, Honda y Gigante (ver figura 2.1).

La mayoría de la producción se ha obtenido de depósitos clásticos del Cretáceo, de las Formaciones Caballos (Kb) y Monserrate (K4) y del Terciario de la Formación Honda. La producción está asociada a trampas de tipo estructural con componente estratigráfica. Operacionalmente la Formación Monserrate principal productora del Campo PG-CB es denominada K4. Esta unidad de carácter arenoso equivale en litología y tiempo con la parte superior del Grupo Guadalupe.

El Campo CB-PG se encuentra localizado en el frente de deformación originado por el sistema de Fallas de Chusma al occidente del Bloque Neiva, falla que pone en contacto rocas Precretácicas sobre rocas Cretácicas y Terciarias.

		GRUPO	FORMACION	AMBIENTE	LITOLOGIA		
CUATERNARIO							
TERCIARIO	Neógeno	Secuencia Sin-Orogénica	Plioceno-Holoceno	Gigante / Mesa (1000 mts)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.		
			Medio a Superior	Honda (2500 mts)	Terrestre, Llanuras Aluviales		
			Mioceno	Inferior	Barzalosa (450 - 300 mts)		Terrestre, Lagunas
					Doima		
			Oligoceno	Gualanday	Potrerillo		Terrestre, Ríos entrelazados.
	Paleógeno	Secuencia Sin-Orogénica	Eoceno Superior	Chicoral			
			Paleoceno	Guaduala	Teruel	Terrestre, Paállico.	
					San Francisco		
			Maastrichtiano	Guaduala	Monserate (150 - 200 mts)	Marino Intera Intamareal.	
			Maastrichtiano Campaniano				
CRETÁCEO	Superior	Secuencia Paleogénica	Santoniano	Villeta (700 - 1100 mts)	Shale Aico	Plataforma Detrítico - Calcárea	
			Albiano		La Luna		
	Albiano		Shale Bambuca				
	Inferior		Secuencia Paleogénica	Albiano	Caballos (90 - 200 mts)	Caliza Tetuán	Fluvial Salobre
						Superior	
Medio							
Aptiano	Secuencia Paleogénica	Aptiano	Yaví (385 mts)	Inferior	Supra intermareal Terrestre.		
JURÁSICO							
			Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclástico			

Figura 2.1. Columna estratigráfica del Valle Superior del Magdalena

El campo también se encuentra relacionado con una falla principal denominada Dina Cretáceo-Palgrande (DK-PG), de cabalgamiento con vergencia NE, a la cual se encuentran asociadas un serie de fallas satélites de igual vergencia que afectan los costados orientales de los anticlinales que forman los campos Dina Cretáceo, Cebú - Palgrande y Pijao.

2.1 MARCO GEOLÓGICO Y TECTÓNICO REGIONAL

En su desarrollo geológico la cuenca ha sufrido una serie de eventos tecto-sedimentarios actuando como una cuenca de "Rift" durante el Triásico-Jurásico con deposición de sedimentos de tipo continental principalmente y con influencia marina representado por las rocas del Grupo Payandé que constituyen el basamento económico de la cuenca. En el Cretáceo la cuenca se comporta como un "Backarc" detrás de la zona de subducción Andina, la historia de sedimentación de este periodo, en la subcuenca de Neiva, tiene su registro en la Formación Caballos, de edad Aptiano-Albiano, constituida por una secuencia de areniscas y conglomerados de origen fluvio-deltaico. Con la continua subsidencia y el avance del mar se establecen condiciones de ambiente marino de plataforma y se da inicio a la acumulación de una espesa secuencia de shales ricos en materia orgánica denominada Formación Villeta (K3), la cual se considera como la principal roca generadora de la cuenca.

La regresión del mar en el Cretáceo Tardío propicia la deposición de arenas de frente de playa (Shoreface) de la Formación Monserrate (K4). Durante el final del Cretáceo y el Paleoceno la acreción de terrenos de naturaleza oceánica a la Cordillera Occidental ocasionó la deformación y levantamiento de la paleo-Cordillera Central y el desarrollo incipiente de una cuenca de antepaís "Foreland"; con el gradual retiro del mar, la deposición pasa a ser continental (fluvial y fluvio-deltaico) representado por el registro litológico del Grupo Guaduala (TKg).

Durante el Eoceno temprano ocurre un periodo de deformación y erosión representado por una inconformidad regional. Se depositan las rocas del Grupo Chicoral, las Formaciones Potrerillo y Doima.

La secuencia hasta este momento depositada fue sometida a un gran evento orogénico en el Oligoceno inferior en los cuales ocurren periodos claros de erosión que dejan su registro con discordancias de tipo regional y el depósito de

secuencias de carácter molásico, las principales denominadas Formación Barzalosa y Formación Honda. Con el Levantamiento de la Cordillera Oriental la cuenca se convierte en una cuenca Intramontana consiguiendo la configuración actual.

2.2 MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL

El campo CB-PG corresponde a una trampa de tipo estructural de anticlinal asimétrico fallado inversamente con una componente estratigráfica representada por la discordancia angular del Eoceno-Oligoceno que provocó erosión de la parte superior de la Formación Monserrate, poniendo en contacto arenas de la Formación Monserrate con arenas basales de la Formación Barzalosa las cuales aportan producción en algunos pozos.

La estructura del campo CB-PG y los asociados (DK y PJ), al nivel de la Formación Monserrate, corresponden a anticlinales de rumbo principal NS, limitados en su flanco oriental por fallas inversas. Para el campo PG, la falla inversa principal que lo limita al oriente se denominó Tenay-Palgrande (Ver Figura 2.3). El anticlinal está compartimentalizado por el efecto de una serie de retrocabalgamientos de dicha falla que ocasionan en general desplazamientos de poco salto (20 - 50 pies en promedio) pero que dislocan los bloques reflejándose en cambios en el buzamiento de las capas y se relevan el salto de falla de occidente a oriente y de sur a norte.

La falla principal, Tenay-Palgrande, posee una vergencia oriental y corresponde a un sistema de fallas que se extiende de sur a norte y que constituye el límite oriental de los campos mencionados, PJ, PG-CB y DK; posee su despegue generalmente en la secuencia de lodolitas de la Formación Villeta, pero este varía de sur a norte incluyendo o no la Formación Caballos en su bloque levantado.

La falla Tenay-Palgrande en el sector del PG-CB da origen a una falla satélite que es generalmente constante a lo largo del campo, esta falla es denominada ICP-Splice PG-CB, posee su despegue en la secuencia de lodolitas de la Formación Villeta y crea a través del campo PG una zona de imbricados.

Los retrocabalgamientos poseen vergencia occidental y se pueden considerar de carácter secundario pues su extensión es limitada a la zona de los campos, con excepción de ICP-Backthrust—Tenay-4, que se extiende a través de los campos PG, CB y PJ. Están relacionados a la Falla satélite o a Tenay-Palgrande directamente, y su presencia en la estructura responde a falta de espacio para encajar la deformación de vergencia oriental. En el área de estudio los retrocabalgamientos de mayor importancia son los denominados ICP-Backthrust—Tenay-5 e ICP-Backthrust—Tenay-4, que separan las estructuras de los campos de PG – CB y PG – DK respectivamente.

2.3 MODELO GEOLÓGICO ESTRATIGRÁFICO

Unidad TB: Corresponde a las arenas y conglomerados basales de la Formación Barzalosa, constituida por facies de canales de abanico aluviales y arcillas de ambiente lacustrino.

Unidad TKGBAS: Corresponde a la definición desde el punto de vista genético a la parasecuencia de arenas basales del terciario (TKG) de La Formación San Francisco del Grupo Guaduala. Constituida por facies de canales y llanuras de inundación. Litológicamente corresponde con litoarenitas y arcillas varicoloreadas.

Unidad A: Corresponde al primer nivel arenoso de la Formación Monserrate definida entre el tope de la misma y la base de porosidad de esta arena la cual fue reconocida en todos los pozos por una caída drástica de la curva de potencial espontáneo SP y de resistividad. Consiste de una alternancia de depósitos de

Facies costa afuera proximal y frente de playa inferior. Litológicamente corresponde a areniscas lodosas de grano muy fino.

Unidad AB1SILT: Comprendido entre la base de la unidad anterior y denominado como marcador AB1SILT y el tope de porosidad de B1 denominado TPORB1.

Está caracterizada por una alternancia fina de depósitos de costa afuera, de carácter calcáreo hacia el tope, con una alternancia hacia la base de depósitos de frente de playa. Litológicamente corresponde a una alternancia de lodolitas calcáreas hacia el tope y una alternancia de areniscas de grano muy fino con intercalaciones de limolitas hacia la base.

Unidad B1: Comprendido entre TPORB1 hasta el tope de la Parasecuencia B2, constituido por depósitos de Frente de playa, la litología principal son areniscas de grano muy fino a medio.

Unidad B2: Coincide con la Parasecuencia definida en términos de estratigrafía secuencial, está conformada principalmente por depósitos de Frente de playa, es común los parches de cemento calcáreo de forma irregular y diseminado. Constituido por areniscas de grano fino a medio.

Unidad B3: Comprendido entre la base de la unidad B2 y el marcador B3SILT definido por una caída de la curva de potencial espontáneo similar al marcador AB1SILT. Consiste en una alternancia de depósitos de costa afuera y frente de playa. Litológicamente corresponde a areniscas de grano muy fino, areniscas lodosas y lodolitas intercaladas.

Unidad B3SILT: Comprendido entre la base de la unidad B3 y el tope de la unidad CSL o el tope de la parasecuencia C definida en el estudio estratigráfico en términos de estratigrafía secuencial. Está conformada por depósitos de costa

afuera con intercalaciones esporádicas de facies de frente de playa. Litológicamente se caracteriza por una intercalación en delgadas láminas de limolitas y areniscas de grano muy fino y con esporádicos paquetes de arenas de grano muy fino a fino de poco espesor

Unidad CSILT: Comprendida entre el Tope de la Parasecuencia C y el tope del paquete arenoso presente en esta parasecuencia definido por el marcador llamado CPOR. Está constituida por depósitos de costa afuera y conformada por alternancia de limolitas y areniscas lodosas de grano muy fino.

Unidad CPOR: Definida como el paquete arenoso de la parasecuencia C, sus límites se denominaron CPOR para el tope y CBASE para la base. Corresponde a depósitos de frente de playa y costa afuera, principalmente conformados por alternancia de areniscas lodosas bioturbadas de grano muy fino.

Unidad CBASE: Corresponde a la unidad inferior de la Formación Monserrate, comprendida entre el marcador denominado CBASE y el tope de la Formación Villeta. Sin interés de producción. Está constituido por limolitas principalmente.

UNIDAD	POROSIDAD	PERMEABILIDAD		
		MIN	PROM	MAX
TB	0.147	10	106	464
TKGBAS	0.179	12	105	462
A	0.177	5	7	16
AB1SL	0.167	2	6	20
B1	0.183	20	45	122
B2	0.165	22	57	210
B3	0.176	8	32	168
B3SL	0.184	6	11	41
CPOR	0.220	2	17	79

Tabla 2.1. Parámetros petrofísicos promedio por unidad.

2.4 UNIDADES HIDRAULICAS Y DE FLUJO

A través de pruebas de presión selectivas tomadas en el campo Cebú-palgrande para las unidades definidas en la Formación Monserrate, permiten establecer existencia de por lo menos tres unidades hidráulicas diferentes denominadas Unidad A, B y C (Figura 2.2)

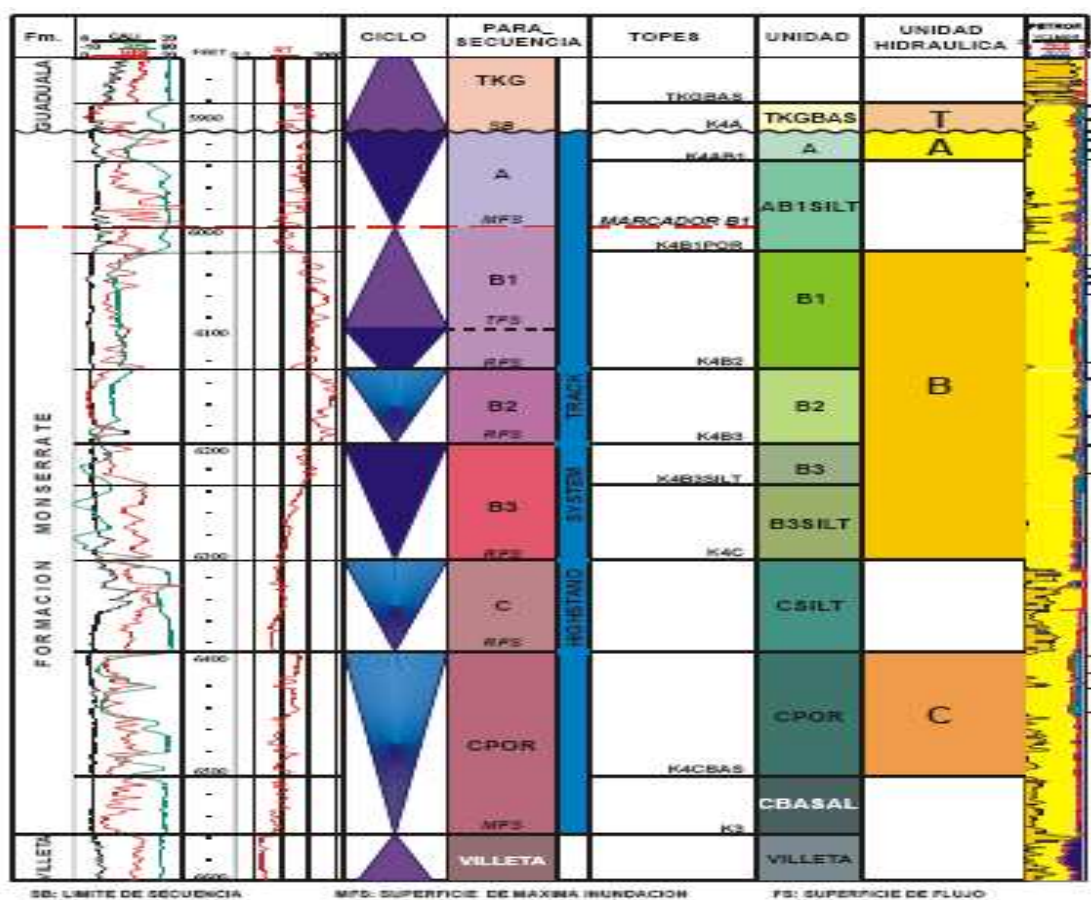


Figura 2.2. Columna estratigráfica del campo Cebú – Palgrande.

La unidad CPOR se comporta como unidad hidráulica (Unidad C) y de flujo. Las unidades B3, B2 y B1, y la parte superior de B3SL, en el sector Norte del campo, son unidades de flujo con características genéticas similares y separadas entre ellas por litologías que no constituyen barreras de permeabilidad o sellos efectivos y se comportan como una unidad hidráulica denominada Unidad B, y está separada

de la unidad hidráulica C por la parte basal de la unidad B3SILT y la unidad CSILT conformada por litologías impermeables y continuas en todo el campo. La unidad A se comporta como otra unidad de flujo y está separada de B por la unidad AB1SILT conformadas por litologías predominantemente impermeables y de gran continuidad. Las unidades TKGBAS y TB deben corresponder cada una a una unidad de flujo diferente debido a que el origen genético y características diagenéticas son completamente diferentes a las de las unidades definidas en la Formación Monserrate. En la unidad TKGBAS las propiedades petrofísicas, esencialmente la permeabilidad presenta valores superiores en 2 y 10 veces los de las unidades de la Formación Monserrate.

2.5 MECANISMO DE PRODUCCIÓN

Las bajas producciones de agua en la mayor parte de los pozos, desde la etapa inicial hasta cuando se inició el proceso de soporte de presión por inyección de agua (promedio de BSW del campo 10%), así como también el comportamiento de presión del yacimiento, insinúan que el mecanismo de producción predominante originalmente fue el de expansión de gas en solución, aunque desde el comienzo de la historia del campo en los pozos del sector de Cebú se detectó la presencia de un acuífero que efectúa un empuje parcial al yacimiento y que conificó y canalizó varios pozos en las unidades B3SL, B3 y B2; sin embargo, el acuífero no logró un adecuado mantenimiento de presión. Debido a los fuertes buzamientos que se encuentran hacia los flancos del anticlinal (50° - 30°) y la detección de una capa de brea o crudo pesado en el flanco Occidental del campo en el sector de Palogrande, desde etapas iniciales de explotación del campo, se deduce que en el campo existe efecto de segregación gravitacional. Actualmente el campo se encuentra sometido a un proceso de inyección agua implementado inicialmente como mecanismo de soporte de presión pero que adicionalmente ha obrado como mecanismo de recobro secundario.

3. CREACION DE LA BASE DE DATOS OFM

En el proceso de construcción la base de datos OFM para el campo Cebú–Palogrande, fue indispensable diseñar las tablas que serian pobladas posteriormente, teniendo en cuenta los requerimientos técnicos y de información propuestos por el equipo de ingeniería de la Superintendencia de Operaciones Huila–Tolima (SOHT). Para la creación de dicha base se utilizaron herramientas informáticas de visualización y administración de información como DIMS-PROFILE, WESEMS y TOTAL WELL MANAGER (TWM) principalmente.

La presente base de datos esta diseñada por unidad productora y contiene datos específicos para cada una, permitiendo así realizar estudios de los pozos con mas profundidad de análisis. Además toda la información obtenida fue sometida a un proceso de depuración, garantizando así la confiabilidad de los datos.

Algunas de las tablas o variables que contiene la base de datos pueden no corresponder al diseño original de dicha base, ya que el diseño de esta se realizó de tal forma que abarcara la mayor cantidad de datos posible y de esta manera pudiese ser aplicada a otros campos sin dificultad.

Este capítulo busca dar a conocer la estructura y organización de la información en la base de datos OFM.

3.1 TABLAS DE INFORMACION DEFINIDA

3.1.1 TABLAS ESTÁTICAS

Este grupo esta compuesto por las tablas HEADERID, DRILLING y PETROPHISIC. Estas contienen información única para cada pozo y cada unidad, que no varia con el tiempo.

3.1.1.1 *Tabla HEADERID*

La tabla HEADERID es la tabla maestra del proyecto y a ella están referenciadas todas las demás tablas del proyecto.

Esta tabla contiene información única para cada pozo y para cada unidad que este atraviere, tales como la clave principal o Uniqueid, coordenadas x,y para cada unidad y estado actual del pozo entre otras.

TABLA HEADERID	
VARIABLE	DESCRIPCION
UNIQUEID	Nombre de la unidad productora especificando el pozo, ej CB01:K4A
LAYER	Nombre de la unidad productora, ej K4A
WELLBORE	Nombre legal del pozo
ALIAS	Nombre común del pozo
TYPE	Tipo de pozo: productor (OIL), inyector (WINJ)
XTOPU	Coordenada Este al tope de la unidad productora
YTOPU	Coordenada Norte al tope de la unidad productora
XTOPK4	Coordenada Este al tope de la formación Monserrate
YTOPK4	Coordenada Norte al tope de la formación Monserrate
TOP_MD	Tope de la unidad productora en MD,(ft)
TOP_TVD	Tope de la unidad productora en TVD,(ft)
STATUS	Estado actual de la unidad productora (cañoneada, no cañoneada)

Tabla 3.1. Estructura de la tabla HEADERID.

3.1.1.2 *Tabla DRILLING*

La tabla DRILLING contiene información exclusiva para cada uno de los pozos del campo CB-PG. La mayor parte de los datos contenidos en esta tabla fueron obtenidos del software DIMS.

TABLA DRILLING	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
WELL_TYPE	Tipo de pozo (productor, inyector)
CURRENT_STATUS	Estado actual del pozo (activo, inactivo, abandonado)
DRILL_DATE	Fecha de perforación
COMPL_DATE	Fecha de completamiento
KB_ELEV	Elevación de la rotaria (ft)
GROUND_LEVEL	Elevación del terreno (ft)
MD	Profundidad total del pozo en MD (ft)
TVD	Profundidad total del pozo en TVD (ft)
XSUP	Coordenada Este en superficie
YSUP	Coordenada Norte en superficie
XBOT	Coordenada Este en fondo
YBOT	Coordenada Norte en fondo
PRESSURE_GROUP	Grupo de presión asignado a cada pozo

Tabla 3.2. Estructura de la tabla DRILLING.

3.1.1.3 *Tabla PETROPHISIC*

Esta tabla posee información para cada unidad que atraviesa cada uno de los pozos del campo, los datos contenidos hacen referencia a la porosidad, permeabilidad, espesor neto y total de cada capa, además de las variables calculadas NG y KHGM, que serán explicadas en su debida sección.

TABLA PETROPHISIC	
VARIABLE	DESCRIPCION
UNIQUEID	Nombre de la unidad productora especificando el pozo, ej CB01:K4A
LAYER	Nombre de la unidad productora, ej K4A
TOP_MD	Tope de la unidad productora en TVD,(ft)
BOTTOM_MD	Base de la unidad productora en TVD, (ft)
TOP_TVD	Tope de la unidad productora en TVD,(ft)
BOTTOM_TVD	Base de la unidad productora en TVD, (ft)
TOP_TVDSS	Tope de la unidad por debajo del nivel del mar (ft)
GROSS	Espesor total en MD, (ft)
NET	Espesor neto de arena en MD,(ft)
POROSITY	Porosidad promedio de la formación.(v/v)
KGM	Promedio geométrico medio de permeabilidad, (mD)
NG	Fracción de espesor neto del espesor total, (v/v)
KHGM	Promedio geométrico medio de KH, (mD-Ft)

Tabla 3.3. Estructura de la tabla PETROPHISIC

3.1.2 TABLAS MENSUALES

Las tablas mensuales poseen información a nivel de pozo tal como la producción, la inyección y la distribución de inyección mensuales. La información consignada en estas tablas será ampliamente utilizada en la configuración de las variables calculadas, como se vera mas adelante.

3.1.2.1 *Tabla MONTHLY_PRODUCTION*

La tabla de producción mensual contiene datos a nivel de pozo, desde el inicio de la producción, hasta la actualidad, la información que contiene se puede apreciar en la siguiente tabla.

TABLA MONTHLY_PRODUCTION	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha
DAYS_ON	Días de producción reales del pozo
OIL	Producción mensual de aceite (STB)
WATER	Producción mensual de agua (STB)
GAS	Producción mensual de gas (MSCF)

Tabla 3.4. Estructura de la tabla MONTHLY_PRODUCTION

3.1.2.2 *Tabla MONTHLY_INJECTION*

En tabla de inyección mensual se han consignado los datos de inyección por mes para cada uno de los pozos inyectoros del campo CB-PG. La tabla contiene datos como la cantidad de agua inyectada y la presión de inyección en cabeza de pozo.

TABLA MONTHLY_INJECTION	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha
DAYS_ON	Días de inyección reales del pozo
WATER_INJ	Agua inyectada por mes (bbl)
THP	Presión de inyección en cabeza (psia)

Tabla 3.5. Estructura de la tabla MONTHLY_INJECTION

3.1.2.3 *Tabla* **ILT_LAYER**

Para construir la tabla de ILT's por unidad, fue necesario tomar los reportes de los registros ILT que se habían tomado durante toda la historia de inyección de cada pozo y combinarlos con la inyección mensual, para obtener datos de inyección mensual por unidad y de esta manera, poder visualizar mejor los datos. Con la distribución mensual se pueden obtener datos calculados que son de gran importancia para el estudio del sistema de inyección–producción del campo CB–PG. Dichos datos calculados se podrán ver en la sección de variables calculadas.

Cuando se presentaron eventos que cambiaron la distribución de inyección en el pozo y no se tenía un ILT representativo de este evento, se recurrió a calcular la nueva distribución de inyección, teniendo en cuenta, la permeabilidad y espesor de las unidades atravesadas por el pozo.

TABLA ILT_LAYER	
VARIABLE	DESCRIPCION
UNIQUEID	Nombre de la unidad productora
DATE	Fecha a partir de la cual se aplica la distribución de inyección dada por el ILT
POR_QWINJ	Porcentaje de agua inyectada por unidad
DATE_ILT	Fecha en la cual se tomo el ILT
DATE_EVENT	Fecha en la cual ocurrió algún evento importante que cambia la distribución de inyección en el pozo
EVENT	Descripción del evento
STATUS	Estado de la unidad (abierta, cerrada, aislada)
SOURCE	Fuente de la cual se obtuvo la distribución de inyección (ILT, KH)

Tabla 3.6. Estructura de la tabla ILT_LAYER

3.1.2.4 *Tabla* **POTENTIAL**

La tabla de potencial almacena datos calculados por el departamento de ingeniería de la Superintendencia de Operaciones Huila–Tolima, que indican cuanto debe ser la producción optima de cada pozo, además de las condiciones

de operación adecuadas, tales como longitud de stroke, abertura del choque, la frecuencia (Hz) de trabajo de las bombas ESP, y las RPM de las bombas PCP.

TABLA POTENTIAL	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha
BFPD	Barriles de fluido producidos por día
BSW	Corte de agua (%)
BOPD	Barriles de aceite producidos por día
SPM	Strokes por minuto
LS	Longitud del stroke
Hz	Hz bombeo electrosumergible
RPM	RPM en PCP
CHOQUE	Abertura del choque

Tabla 3.7. Estructura de la tabla POTENTIAL

3.1.3 TABLAS ESPORÁDICAS

Este tipo de tabla, agrupa la mayoría de tablas de las base de datos, dado que en estas se almacenas datos como el historial de intervalos, pruebas de presión, eventos de pozo, pruebas de producción, de laboratorio y profundidad de bomba entre otros.

3.1.3.1 *Tabla INTERVALS*

La tabla de intervalos contiene la historia de cada intervalo perforado en cada uno de los pozos del campo CB–PG, en esta tabla podemos ver cuando fue abierto un intervalo, cuando hubo recañoneo, o si fue aislado.

Los datos para poblar esta tabla se obtuvieron de una minuciosa revisión de la historia del pozo en el software DIMS.

TABLA INTERVALS	
VARIABLE	DESCRIPCION
UNIQUEID	Nombre de la unidad productora especificando el pozo, ej. CB01:K4A
DATE	Fecha del evento, es decir cuando se cañoneo, recañoneo o cementó el intervalo
DEPTH_TOP	Tope del intervalo en MD, (Ft)
DEPTH_BOTTOM	Base del intervalo en MD, (Ft)
TPP	Tiros por pie
TYPE_CAÑON	Tipo de cañón
STATUS	Estado del intervalo (abierto, cerrado, aislado)
EVENT	Hace referencia al cañoneo, recañoneo, squeeze de un intervalo
LAYER	Nombre de la unidad productora, ej. K4A
ALIAS	Nombre común del pozo

Tabla 3.8. Estructura de la tabla INTERVALS

3.1.3.2 *Tabla PRESSURE_TEST*

Esta tabla almacena todas las pruebas de presión que se tomaron para cada uno de los pozos de campo, durante toda su historia.

Con la información contenida en esta tabla será posible determinar el comportamiento de la presión en los pozos del campo CB-PG y de esta manera asociarlos en grupos de presión, teniendo en cuenta además de esta información, los datos de producción e inyección así como la ubicación de los pozos en la estructura que conforma el campo CB-PG.

TABLA PRESSURE_TEST	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha de la prueba
DATUM	Profundidad del datum en TVDss, (ft)
PRESSURE_DATUM	Presión al datum, (psia)
GRAD_PRESSURE	Gradiente de presión, psi/ft

Tabla 3.9. Estructura de la tabla PRESSURE_TEST.

3.1.3.3 *Tabla PRODUCTION_TEST*

La tabla de pruebas de producción, guarda los datos de las pruebas que se le realizan a los pozos por lo menos una vez al mes, por orden del Ministerio de

Minas y Energía. En ellas se incluyen datos como la fecha en que se realizó la prueba, el BSW, la producción de aceite, agua y gas. Los datos aquí incluidos se encuentran a nivel de pozo.

TABLA PRODUCTION_TEST	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha de la prueba
BSW	Corte de agua (%)
OIL	Producción de aceite [STB/DAY]
WATER	Producción de Agua [STB/DAY]
GAS	Producción de gas [KSCF/DAY]
GOR	Relación gas-aceite [SCF/STB]

Tabla 3.10. Estructura de la tabla PRODUCTION_TEST

3.1.3.4 Tabla DEPTH_FORMATION

En la tabla DEPTH_FORMATION se almacenan datos correspondientes a los cambios en la profundidad media de perforados. Estos cambios se deben a aislamientos, reaperturas de zonas, aperturas de nuevas zonas o squeezes realizados en algún intervalo.

Esta tabla está estrechamente relacionada con las tablas EVENT e INTERVALS.

TABLA DEPTH_FORMATION	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha desde la cual se tiene la correspondiente PMP
PMP	Profundidad media de perforados [ft]

Tabla 3.11. Estructura de la tabla DEPTH_FORMATION

3.1.3.5 Tabla DEPTH_PUMP

Esta tabla es similar a la tabla de profundidad de formación. La diferencia se presenta en que en lugar de tener datos de profundidad de formación, esta tabla contiene datos relacionados con la profundidad de la bomba.

Los datos para poblar esta tabla fueron extraídos del software DIMS, y también esta relacionada con la tabla EVENT.

TABLA DEPTH_PUMP	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha desde la cual la bomba esta a determinada profundidad
DEPTH_PUMP	Profundidad de asentamiento de la bomba [ft]

Tabla 3.12. Estructura de la tabla DEPTH_PUMP

3.1.3.6 *Tabla EVENT*

En la tabla de eventos están consignados los eventos más importantes en la historia del pozo, desde que se completo hasta la actualidad. La tabla contiene información sobre cambios de bomba, aislamientos y reaperturas de zonas, cambios de sistema de levantamiento, cierre y abandonos de pozo y otros eventos que puedan ser significativos en la historia del pozo.

Toda la información con la que se pobló esta tabla fue obtenida del software DIMS, luego de una exhaustiva revisión y confirmación de los datos.

TABLA EVENT	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha del evento
DESCRIPTION	Breve descripción del evento
SUMMARY	Resumen del evento

Tabla 3.13. Estructura de la tabla EVENT

3.1.3.7 *Tabla SONOLOG*

Esta tabla guarda datos acerca de los registros sonolog tomados a cada uno de los pozos del campo CB – PG. Sin embargo al no poder confirmar la veracidad de estos datos y al encontrar algunas inconsistencias, se hizo necesario construir una macro, que tuvo como base el funcionamiento del software TWM, para el caculo

de la Pwf. Además se utilizaron las tablas de profundidad de bomba y formación para poder construir esta macro. Es por esto que algunos datos de profundidad de bomba y formación se repiten en esta tabla, que también guarda datos de nivel de fluido, PIP, THP, SPM, LS, Hz, choque y RPM.

TABLA SONOLOG	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha del registro
MD_PUMP	Profundidad de la bomba en MD (ft)
TVD_PUMP	Profundidad de la bomba en TVD (ft)
MD_MIDPERF	Profundidad a la mitad de los perforados en MD (ft)
TVD_MIDPERF	Profundidad a la mitad de los perforados en TVD (ft)
MD_LEVEL_FLUID	Nivel de fluido en MD (ft)
TVD_LEVEL_FLUID	Nivel de fluido en TVD (ft)
Pwf	Presión de fondo fluyendo, (psia)
PIP	Presión de entrada a la bomba (psia)
THP	Presión en cabeza de pozo, (psia)
CHP	Presión en el Casing, (psia)
SPM	Strokes por minuto
LS	Longitud del stroke
HZ	Hz bombeo electrosumergible
RPM	RPM en PCP
CHOQUE	Abertura del choque

Tabla 3.14. Estructura de la Tabla SONOLOG

3.1.3.8 *Tabla LABORATORY*

En la tabla de laboratorio se encuentra la información correspondiente a las pruebas que se le han realizado a los pozos del campo CB – Pg desde 1999 hasta la actualidad.

Algunas de las variables que tiene el diseño de esta tabla (tabla 4.15) pueden no corresponder a la tabla que se encuentra montada en la base de datos, ya que el diseño se hizo lo mas general posible para que este mismo sirviera para otros campos.

TABLA LABORATORY	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha de la prueba
BSW	Corte de agua (%)
TEMPERATURE	Temperatura observada, °f
API	API a la temperatura observada
API_CORR	API corregido a 60 °F
Ph	Ph del fluido
PPM_CO2	Partes por millón de CO2
PPM_Ca	Partes por millón de Calcio
PPM_Mg	Partes por millón de Magnesio
PPM_Fe	Partes por millón de hierro
PPM_SO4	Partes por millón de sulfato
PPM_Ba	Partes por millón de bario
PPM_Cl	Partes por millón de Cloruros
PPM_HCO3	Partes por millón de bicarbonato
PPM_H2S	Ácido sulfhídrico, ppm
WAX	Parafina, % en peso
ASPHALT	Asfáltenos, % peso
SAND	Contenido de arena, PTB

Tabla 3.15. Estructura de la tabla LABORATORY

3.1.4 TABLAS LOOKUP

De este tipo de tablas, que sirven como referencia o búsqueda, hacen parte los PVT que se tenían para el campo, estas tablas contienen los PVT del aceite, el gas y el agua del campo CB – PG.

TABLA PVT_OIL	
VARIABLE	DESCRIPCION
FLUID	Tipo de fluido
PRESSURE	Presión del PVT, [PSI]
TEMPERATURE	Temperatura del PVT
Bo	Factor volumétrico de formación del aceite, [RB/STB].
Rs	Relación gas-aceite, [SCF/STB].
VISC_OIL	Viscosidad del aceite, [cp].

Tabla 3.16. Estructura de la tabla PVT_OIL

TABLA PVT_GAS	
VARIABLE	DESCRIPCION
FLUID	Tipo de fluido
PRESSURE	Presión del PVT, [PSI]
TEMPERATURE	Temperatura del PVT
Bg	Factor volumétrico de formación del gas, [RB/KSCF].
VISC_GAS	Viscosidad del gas, [cp].

Tabla 3.17. Estructura de la tabla PVT_GAS.

TABLA PVT_WATER	
VARIABLE	DESCRIPCION
FLUID	Tipo de fluido
PRESSURE	Presión del PVT, [PSI]
TEMPERATURE	Temperatura del PVT [°F]
Bw	Factor volumétrico de formación del agua, [RB/STB].
VISC_WATER	Viscosidad del agua, [cp].
COMPRESIBILITY	Compresibilidad del agua [psi-1]

Tabla 3.18. Estructura de la tabla PVT_WATER

3.1.5 TABLAS TIPO TRACE

Este grupo de tablas esta conformando por una sola tabla, que es la tabla de registros a hueco abierto. Esta tabla contiene los registros que se tomaron para cada pozo, sin embargo no necesariamente existen todos estos registros para cada uno de los pozos.

TABLA LOG	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
DATE	Fecha de registro
DEPTH	Profundidad de registro (Ft)
CALI	Caliper (in)
GR	Gamma Ray (gAPI)
NPHI	Neutron porosity
RHOB	bulk density (g/cm3)
SP	Potencial espontáneo (mV)
CALX	Caliper X (in)
CALY	Caliper Y (in)
CILD	Deep Induction Standard Processed Conductivity (mS/m)
CLLD	Conductivity laterolog deep (mS/m)
CLLS	shallow laterolog conductivity (ohm.m)
DPHI	Density Porosity
DRHO	Delta Rho (g/cm3)
DT	Delta T (us/ft)
ILD	Deep Induction Standard Processed Resistivity (ohm.m)
MINV	Micro-Inverse Resistivity (ohm.m)
K	Permeability
LL	Laterolog resistivity (ohm.m)
LL3	Laterolog 3 (ohm.m)
LLD	Laterolog Deep Resistivity (ohm.m)
LLS	Laterolog Shallow Resistivity (ohm.m)
MNOR	Micro-Normal Resistivity (ohm.m)

TABLA LOG	
VARIABLE	DESCRIPCION
MNOR	Micro-Normal Resistivity (ohm.m)
MSFL	Msfl resistivity (ohm.m)
NPHS	Neutron porosity
PHIE	Porosity
PROX	Prox Resistivity (ohm.m)
RT	Total Resistivity (ohm.m)
SFLA	SFL resistivity average (ohm.m)
SFLU	SFL Resistivity Unaveraged (ohm.m)
SMIN	Synthetic Micro-Inverse Resistivity (ohm.m)
SMNO	Synthetic Micro-Normal Resistivity (ohm.m)
SN	Short Normal (ohm.m)
ILM	Medium Induction Standard Processed Resistivity (ohm.m)

Tabla 3.19. Estructura de la tabla LOG

3.2 TABLAS DE INFORMACION NO DEFINIDA

Aunque la información definida se puede cargar directamente en OFM, alguna de esta información se tabulo para tener mayor control de los datos introducidos a la base de datos.

3.2.1 TABLA DE DESVIACION

Esta tabla contiene los datos de desviación de cada uno de los pozos. La información se obtuvo de los registros de desviación, que se descargaron de una de las bases de datos de ECOPETROL S.A igual que los registros de pozo a hueco abierto.

Para cargar los datos de desviación en la base de datos de OFM fue necesario construir una macro que reorganizara los datos según el formato que acepta OFM.

TABLA DESVIACION	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
MD	Profundidad medida
TVD	Profundidad vertical
Xdelt	Delta de desviación horizontal
Ydelt	Delta de desviación vertical

Tabla 3.20. Estructura de la tabla DESVIACION

3.2.2 TABLA PARA FILTROS

Los filtros se crearon teniendo en cuenta como se querían hacer los análisis, por esta razón es que el campo se divido por sector, por sistema de levantamiento, por tipo de pozo y por grupo de presión. Esta última categoría de filtración se definió con los análisis pozo a pozo y por sector, teniendo en cuenta que pozos inyectores afectaban a los pozos productores.

TABLA Sc	
VARIABLE	DESCRIPCION
UNIQUEID	Nombre de la unidad productora especificando el pozo
WELLTYPE	Tipo de pozo [productor, inyector]
SECTOR	Sector al cual pertenece el pozo [PG Norte, PG Sur, PG este, PG oeste, Cebú Norte, Cebú Sur]
SLA	Sistema de levantamiento artificial con el que opera el pozo
GP	Grupo de presión asignado

Tabla 3.21. Estructura de la tabla Sc

3.2.3 TABLA MARCADOR DE TOPE UNIDADES

Este tipo de tabla se creo específicamente con el fin de que al desplegar un registro cualquiera, en este se pudieran observar las diferentes unidades que este atravesara.

TABLA MARKER	
VARIABLE	DESCRIPCION
WELLBORE	Nombre legal del pozo
NAME	Nombre de la unidad productora
DATE	Fecha en la que se definió las unidades
DEPTH	Profundidad del tope de la unidad

Tabla 3.22. Estructura de la tabla MARKER

3.3 VARIABLES CALCULADAS

Las variables calculadas se crearon en conjunto con todo el equipo de ingeniería de la Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima, teniendo en cuenta la necesidad de los ingenieros para realizar los análisis con mayor comodidad y profundidad. Fue así como las variables calculadas se dividieron en varios grupos. La siguiente tabla muestra todas las variables calculadas que se crearon, así como el grupo al que fueron asignadas y la forma de escribirlas en OFM para que funciones correctamente.

CLASE	NOMBRE	DESCRIPCION	FORMULA
INJECTION	Water_Inj.CalDay	Inyección diaria promedio de agua por numero de días del mes [bbl/dia]	Monthly_injection.Water_inj/@Dom(Date)
	Water_Inj.Cum	Inyección acumulada [bbl]	@CumInput(Monthly_injection.Water_inj)
	Water_Inj.Daily	Inyección diaria promedio de agua por numero de días inyectando [bbl/dia]	Monthly_injection.Water_inj/Monthly_injection.Days_on
	Water_inj_layer.CalDay	Inyección diaria promedio de agua por numero de días del mes por unidad [bbl]	Water_Inj.CalDay*Ilt_layer.Por_qwinj/100
	Water_Inj_layer.Monthly	Inyección mensual promedio por unidad [bbl]	Monthly_injection.Water_inj*Ilt_layer.Por_qwinj/100
	Water_Inj_layer.Daily	Inyección diaria promedio de agua por unidad por numero de días inyectando [bbl/dia]	Water_Inj.Daily*Ilt_layer.Por_qwinj/100
	Water_Inj_layer.Cum	Inyección acumulada por unidad [bbl]	@CumInput (Water_Inj_layer.Monthly)
PETROPHISIC	KHGM	Promedio geométrico medio de KH, [mD-Ft]	Petrophasic.Net*Petrophasic.Kgm
	NG	Fracción de espesor neto del espesor total, [v/v]	Petrophasic.Net/Petrophasic.Gross
PRODUCTION	Diferida	Producción diferida [bbl/dia]	Oil.Daily-Oil.CalDay
	Gas.CalDay	Producción diaria promedio de gas por numero de días calendario [MPCS/dia]	Monthly_production.Gas/@Dom(Date)
	Gas.Cum	Producción acumulada de gas [MPCS]	@CumInput(Monthly_production.Gas)
	Gas.Daily	Producción diaria promedio de gas por numero de días produciendo [MPCS/dia]	Monthly_production.Gas/Monthly_production.Days_on
	Gas.Monthly	Producción mensual de gas [MPCS]	Monthly_production.Gas
PRODUCTION	Initial.Prod.Month	Primera fecha de producción	@First (Date, Monthly_production.Oil>0 Monthly_production.Gas>0 Monthly_production.Water>0)
	Last.Date.Production	Ultima fecha en la que se reporta producción	@Last (Date, Oil.CalDay = Last.Oil.CalDay)
	Last.Gas.CalDay	Ultimo dato de producción diaria promedio de gas por # de días calendario [bbl/dia]	@Last (Gas.CalDay, Date = Last.Date.Production)
	Last.Liquid.CalDay	Ultimo dato de producción diaria promedio de líquido por # de días calendario [bbl/dia]	@Last (Liquid.CalDay, Date = Last.Date.Production)
	Last.Oil.CalDay	Ultimo dato de producción diaria promedio de crudo por # de días calendario [bbl/dia]	@Last(Oil.CalDay,Monthly_production.Oil>0)
	Last.Oil.Cum	Ultimo dato de Producción acumulada de crudo [bbl]	@Last (Oil.Cum, Date = Last.Date.Production)
	Last.Water.CalDay	Ultimo dato de producción diaria promedio de agua por # de días calendario [bbl/dia]	@Last (Water.CalDay, Date = Last.Date.Production)
	Liquid.CalDay	Producción diaria promedio de líquido por numero de días calendario [bbl/dia]	Liquid.Monthly/@Dom(Date)
Liquid.Cum	Producción acumulada de líquido [bbl]	@CumInput(Liquid.Monthly)	

PRODUCTION	Liquid.Daily	Producción diaria promedio de líquido por numero de días produciendo [bbl/día]	Oil.Daily+Water.Daily
	Liquid.Monthly	Producción mensual de líquido [bbl/día]	Monthly_production.Oil+Monthly_production.Water
	Months_Production	Lapso de tiempo transcurrido desde inicio de producción en meses	@ElapsedMonths(Date, Initial.Prod.Month)
	Oil.CalDay	Producción diaria promedio de crudo por numero de días calendario [bbl/día]	Monthly_production.Oil/@Dom(Date)
	Oil.Cum	Producción acumulada de crudo [bbl]	@CumInput(Monthly_production.Oil)
	Oil.Daily	Producción diaria promedio de crudo por numero de días produciendo [bbl/día]	Monthly_production.Oil/Monthly_production.Days_on
	Oil.Monthly	Producción mensual de crudo [bbl/día]	Monthly_production.Oil
	Water.CalDay	Producción diaria promedio de agua por numero de días calendario [bbl/día]	Monthly_production.Water/@Dom(Date)
	Water.Cum	Producción acumulada de agua [bbl]	@CumInput(Monthly_production.Water)
	Water.Daily	Producción diaria promedio de agua por numero de días produciendo [bbl/día]	Monthly_production.Water/Monthly_production.Days_on
	Water.Monthly	Producción mensual de agua [bbl/día]	Monthly_production.Water
	RATIOS	Ratio.Fw	Flujo fraccional
Ratio.GLR		Relación gas-liquido [MPCS/bbl]	Monthly_production.Gas/Liquid.Monthly
Ratio.GLR_Cum		Relación gas-liquido acumulado [MPCS/bbl]	Gas.Cum/Liquid.Cum
Ratio.GOR		Relación gas-aceite [MPCS/bbl]	Monthly_production.Gas/Monthly_production.Oil
Ratio.GOR_Cum		Relación gas-aceite acumulado [MPCS/bbl]	Gas.Cum/Oil.Cum
Ratio.LGR		Relación liquido-gas [MPCS/bbl]	Liquid.Monthly/Monthly_production.Gas
Ratio.LGR_Cum		Relación liquido-gas acumulado [MPCS/bbl]	Liquid.Cum/Gas.Cum
Ratio.OGR		Relación aceite-gas [MPCS/bbl]	Monthly_production.Oil/Monthly_production.Gas
Ratio.OGR_Cum		Relación aceite-gas acumulado [MPCS/bbl]	Oil.Cum/Gas.Cum
Ratio.Oil_Cut		Corte de crudo	Monthly_production.Oil/(Monthly_production.Oil+Monthly_p roduction.Water)
RATIOS	Ratio.Oil_Cut_Cum	Corte de crudo acumulado	Oil.Cum/Liquid.Cum
	Ratio.Water_Cut	Corte de agua	Monthly_production.Water/(Monthly_production.Oil+Monthl y_production.Water)
	Ratio.Water_Cut_Cum	Corte de agua acumulado	Water.Cum/Liquid.Cum
	Ratio.WOR	Relación agua-aceite producido	Monthly_production.Water/Monthly_production.Oil
	Ratio.WOR_Cum	Relación agua-aceite producido acumulado	Water.Cum/Oil.Cum
WELLS	WellCount.Gas	Numero de pozos productores de gas	@CountInput(Monthly_production.Gas)
	WellCount.Injection	Numero de pozos inyectores de agua	@CountInput(Monthly_injection.Water_inj)
	WellCount.Oil	Numero de pozos productores de crudo	@CountInput(Monthly_production.Oil)
	WellCount.Water	Numero de pozos productores de agua	@CountInput(Monthly_production.Water)

Tabla 3.23. Variables calculadas

4. ANALISIS DEL SISTEMA DE INYECCION – PRODUCCION

El campo Cebú-Palgrande se encuentra dividido en sectores y estos son la base de estudio para este campo. Sin embargo el presente análisis se fundamenta en el análisis pozo a pozo del campo sin descartar la influencia que los pozos de un sector puedan tener sobre algún pozo en específico. Este tipo de análisis se realizó con el fin de tener un estudio más detallado de los pozos críticos del campo, teniendo como herramienta fundamental la base de datos creada para el campo y que por su estructura permite este tipo de análisis.

Los análisis realizados corresponden a pozos de diferentes sectores del campo, con condiciones de operación que permiten visualizar muy fácilmente distintos aspectos de su comportamiento con la información almacenada en la base de datos de OFM, permitiendo así utilizar esta última integralmente.

4.1 ANALISIS GENERAL DEL CAMPO

Como se observa en el grafico 4.1 desde su descubrimiento en 1971, el campo CB-PG produjo 10'682.220 BOPD en su etapa de producción primaria, lo que significa un recobro del 5.1%.

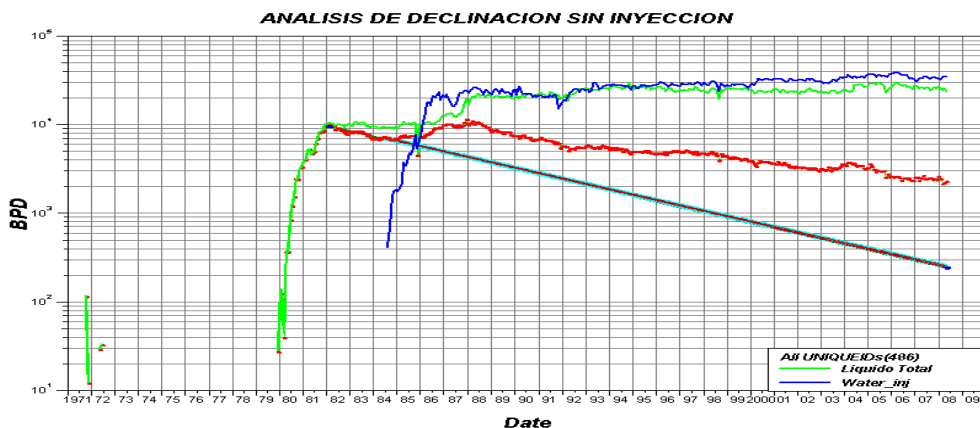


Grafico 4.1. Análisis de declinación del campo CB-PG en su etapa primaria.

De haber seguido con esta tendencia para mayo de 2008 se hubiese obtenido un recobro total de 13.4% y la producción total pronosticada seria de 28'350.745 BO, como lo muestra la tabla 4.1.

ANALISIS SIN INYECCION		
TIPO DE PRODUCCION	BBL DE ACEITE PRODUCIDOS	RECOBRO (%)
PRODUCCION PRIMARIA	10.682.220	5,1
PRODUCCION PRONOSTICADA	17.668.525	8,4
PRODUCCION SIN INYECCION	28.350.745	13,4

Tabla 4.1. Producción de petróleo sin inyección de agua.

Con el fin de aumentar el petróleo recuperado en 1984 se implemento el proyecto de inyección de agua y como lo muestra la figura 4.2 la implementación de este proyecto elevo la curva de aceite.

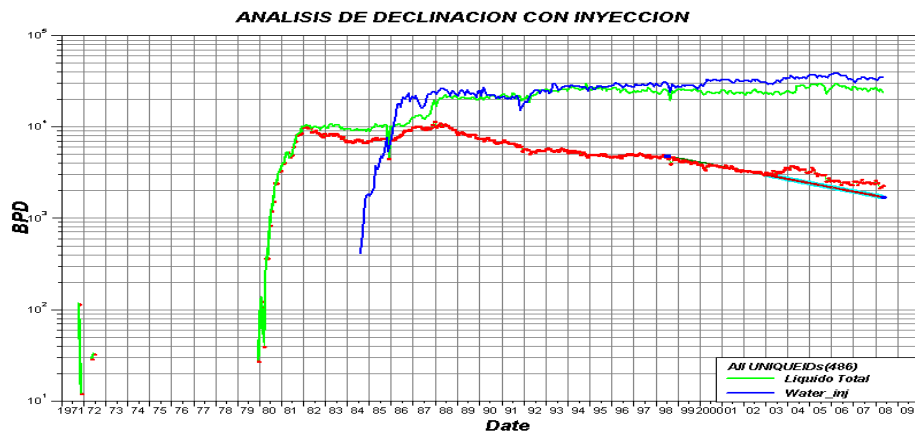


Grafico 4.2. Análisis de declinación del campo CB-PG en su etapa secundaria (inyección de agua).

Con la elevación de le curva de aceite se logro un aumento en la producción de petróleo dándonos una producción acumulada de 50.920.553 BO, con un recobro de 24.13%, hasta la fecha inmediatamente anterior a la implementación del proyecto de Optimización del Sistema de Inyección-Producción (OSIP) en el 2003, en caso tal que el OSIP no se hubiera realizado se tendría una producción pronosticada de 4.468.449 BO por lo tanto la producción total sin OSIP seria de de 55.389.002 BO lo que aumenta el recobro a 26.25%, como lo muestra la tabla 4.2.

ANALISIS CON INYECCION		
TIPO DE PRODUCCION	BBL DE ACEITE PRODUCIDOS	RECOBRO (%)
PRODUCCION CON INYECCION	50.920.553	24,13
PRODUCCION PRONOSTICADA	4.468.449	2,12
PRODUCCION SIN OSIP	55.389.002	26,25

Tabla 4.2. Producción de petróleo con inyección de agua y sin implementación del OSIP.

Con la implementación del proyecto inyección de agua en 1984, se incorporaron reservas de 28.163.718 BO y este proyecto como tal tuvo un recobro de 13.3%. Por otra parte con la implementación del proyecto OSIP las reservas incorporadas fueron de 1.125.461 BO y tuvo un recobro de 0.5%, como lo muestra la tabla 4.3.

RESERVAS INCORPORADAS		
PROYECTO	BBL DE ACEITE RECUPERADOS	RECOBRO (%)
INYECCION DE AGUA	28.163.718	13,3
OSIP	1.125.461	0,5
RESERVAS A INCORPORAR		
REINGENIERIA CAMPO CB-PG	820.000	0,4

Tabla 4.3. Reservas incorporadas con los proyectos realizados y reservas a incorporar en proyecto de reingeniería.

Las reservas a incorporar con el proyecto de reingeniería es un valor al que se espera llegar y fue estimado por parte del grupo de ingeniería de Ecopetrol

OOIP (BBL)	PRODUCCION ACTUAL ACUMULADA (BBL)	RECOBRO ACTUAL (%)
211.000.000	56.514.463	26,78

Tabla 4.4. Producción acumulada actual y recobro actual.

Para tener un mejor entendimiento de los datos presentados en la tabla 4.1 se debe decir que el valor de la producción primaria corresponde a la producción del campo a la fecha antes de la implementación del proyecto de inyección de agua, el valor de la producción pronosticada, corresponde a la tendencia que hubiera tenido la curva de producción de aceite a partir del final de la producción primaria, el valor de producción sin inyección corresponde a la producción que tendría el campo en la actualidad si no se hubiera implementado el proyecto de inyección de agua.

Con respecto a los datos presentados en la tabla 4.2, se debe decir que el valor de la producción con inyección corresponde a la producción que tenía el campo a la fecha antes de la implementación del proyecto OSIP, el valor de producción pronosticada corresponde a la tendencia que hubiera tenido la curva de producción de aceite a partir del inicio del proyecto OSIP, pero si este no se hubiera realizado, el valor de producción sin OSIP corresponde a la producción que tendría el campo en la actualidad sino se hubiera implementado el proyecto OSIP.

4.1.1 RELACIÓN INYECCIÓN- PRODUCCIÓN

Con el objetivo de realizar un estimativo de la efectividad del proceso de inyección del campo Cebú- Palogrande, se asumió que a partir de la fecha de inicio de la inyección, todo el aceite y agua producidos por el campo es debido a la inyección. La siguiente tabla, muestra el aceite y agua producidos hasta el momento en que empieza la inyección en el campo (agosto de 1984), y el aceite y agua producidos hasta mayo de 2008.

Fecha	Acumulados (BBL)			
	Aceite	Agua	Fluido	Agua inyectada
01/08/1984	10.682.220,00	1.901.434,00	12.583.654,00	0,00
01/05/2008	56.514.463,23	153.699.935,59	210.214.398,82	233.776.313,94
Diferencias	45.832.243,23	151.798.501,59	197.630.744,82	233.776.313,94

Tabla 4.5. Aceite, agua y fluido total acumulados.

Calculando el agua necesaria para producir el aceite acumulado tenemos que:

$$W_i = \frac{N_p * B_o}{B_w} + W_p$$

Donde:

W_i : Agua necesaria a inyectar para producir una cantidad N_p y W_p de fluido.

N_p : Producción de aceite desde el inicio de la inyección hasta una fecha determinada.

W_p : Producción de agua desde el inicio de la inyección hasta una fecha determinada.

B_o : Factor volumétrico del aceite 1.104 BY/BS

B_w : Factor volumétrico del agua 1.0 BY/BS

Resolviendo esta ecuación tenemos que: $W_i=202'397.298,12$ bbls de agua tuvieron que haber sido inyectados para producir 197'630.744,82 bbls de fluido, de lo que se concluye que se han inyectado 31'379.015,82 bbls de agua en exceso.

Al evaluar el grafico 4.3 se puede determinar que a partir de 1995 se esta inyectando más agua de lo necesario, llegando en la actualidad a un exceso de 11.320 BWPd.

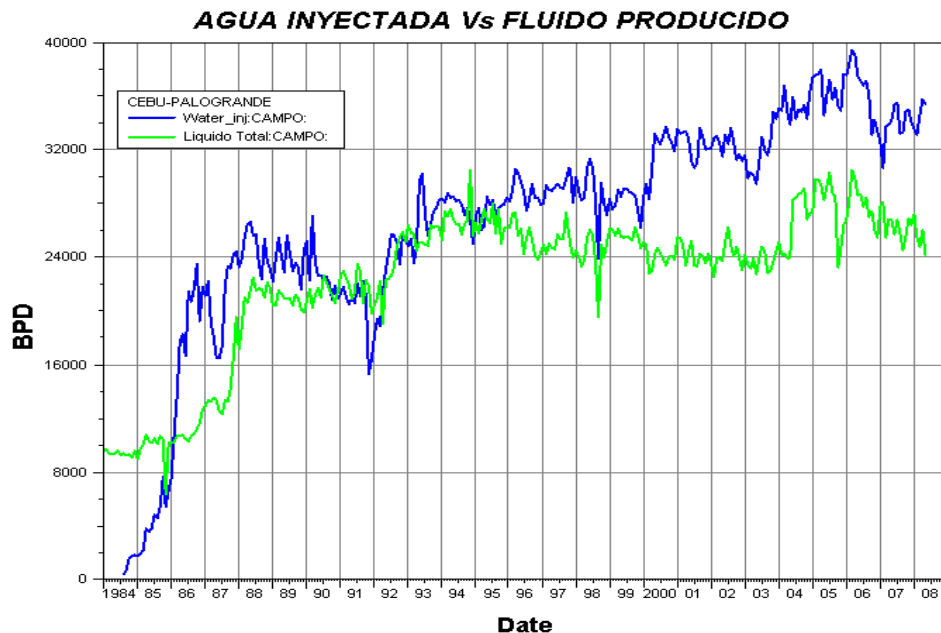


Grafico 4.3. Agua inyectada vs fluido producido diariamente.

4.2 ANALISIS POZO A POZO

En el grafico 4.4 encontramos el mapa estructural del campo el cual se encuentra elaborado con referencia al tope de K4. En este, podemos ver la ubicación de los pozos representados con un icono el cual, nos representa su estatus actual.

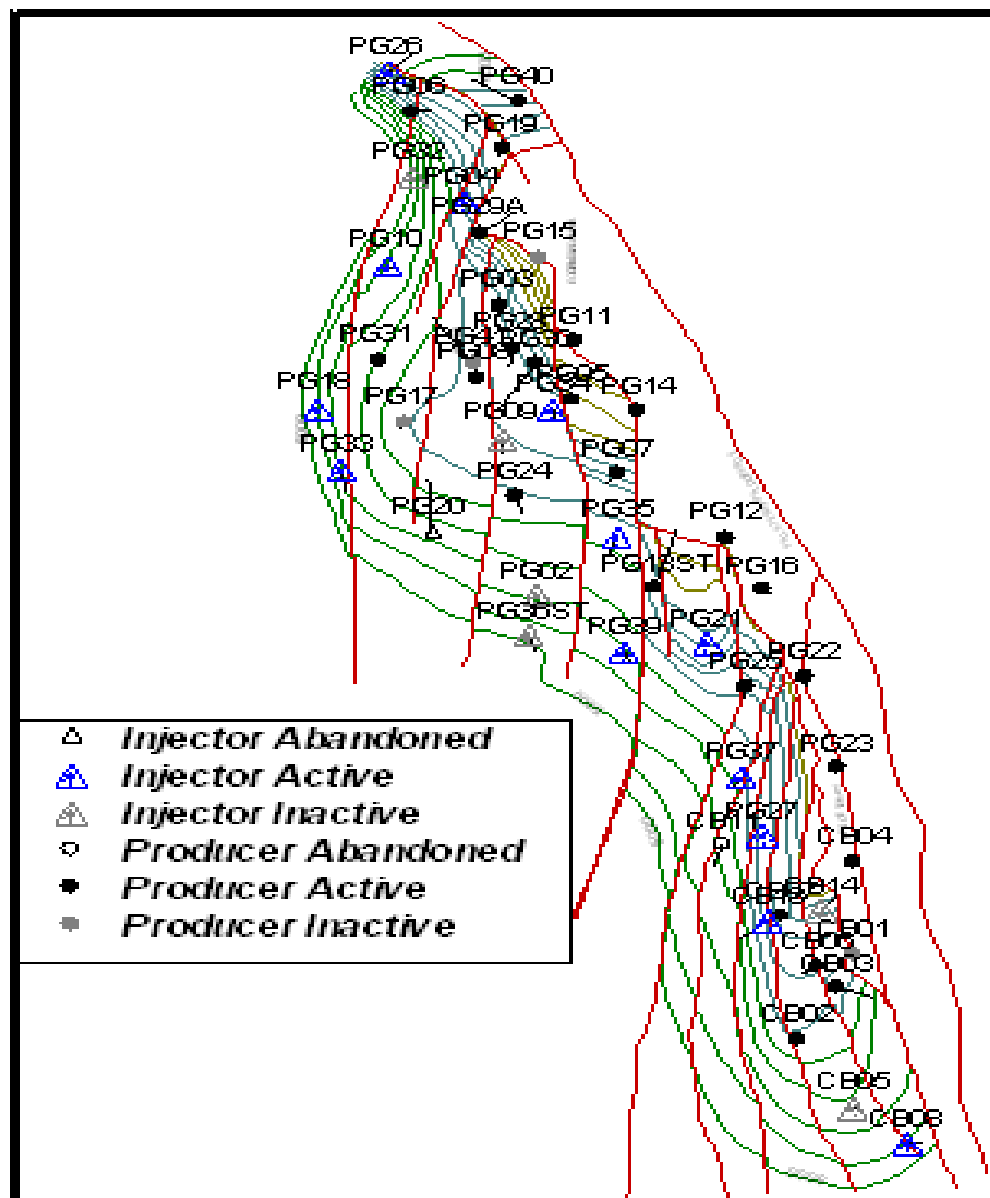


Grafico 4.4 Mapa estructural Campo Cebú-Palagrande al tope de K4.

4.2.1 POZO PALOGRANDE 12

El pozo fue puesto en producción en diciembre de 1980 y está ubicado en la parte mas alta de la estructura, en un sector en donde el barrido por los pozos inyectoros no había sido tan invasivo hasta el comienzo de inyección en PG-21, por lo cual este pozo durante toda su historia de producción hasta finales de 2002 produjo con un corte de agua inferior al 10%. Sin embargo a finales de 1998 la caída de inyección en el pozo PG-35 genera una disminución en la producción de fluidos del pozo. Luego con la entrada en inyección de PG-21 en octubre de 2002, el corte de agua fue incrementando paulatinamente, hasta alcanzar un máximo de 55% en febrero de 2006, fecha en que cierran PG-21, con lo cual se estabiliza el corte de agua.

Durante 2005 se presenta un drástico cambio en la producción del pozo y un aumento en el corte de agua. Se disminuyó la extracción en el pozo por pérdida en la productividad del mismo debido a un daño en la formación por precipitación de carbonatos, con lo cual se aumentó el corte de agua de 28 a 50%. Para remediar esto en noviembre de 2005, se realizó una limpieza a la cara de pozo con una solución acido orgánica. Logrando con esta en el 2006 recuperar un poco la producción de aceite y luego gracias también a la reapertura de PG-21 a finales del mismo año se logra estabilizar la producción de aceite en 200 BOPD aproximadamente.

Con la nueva configuración en el perfil de inyección de PG-35 y su estabilización, además de la del pozo PG-21 se ha logrado mantener el corte de agua en 50% aproximadamente.

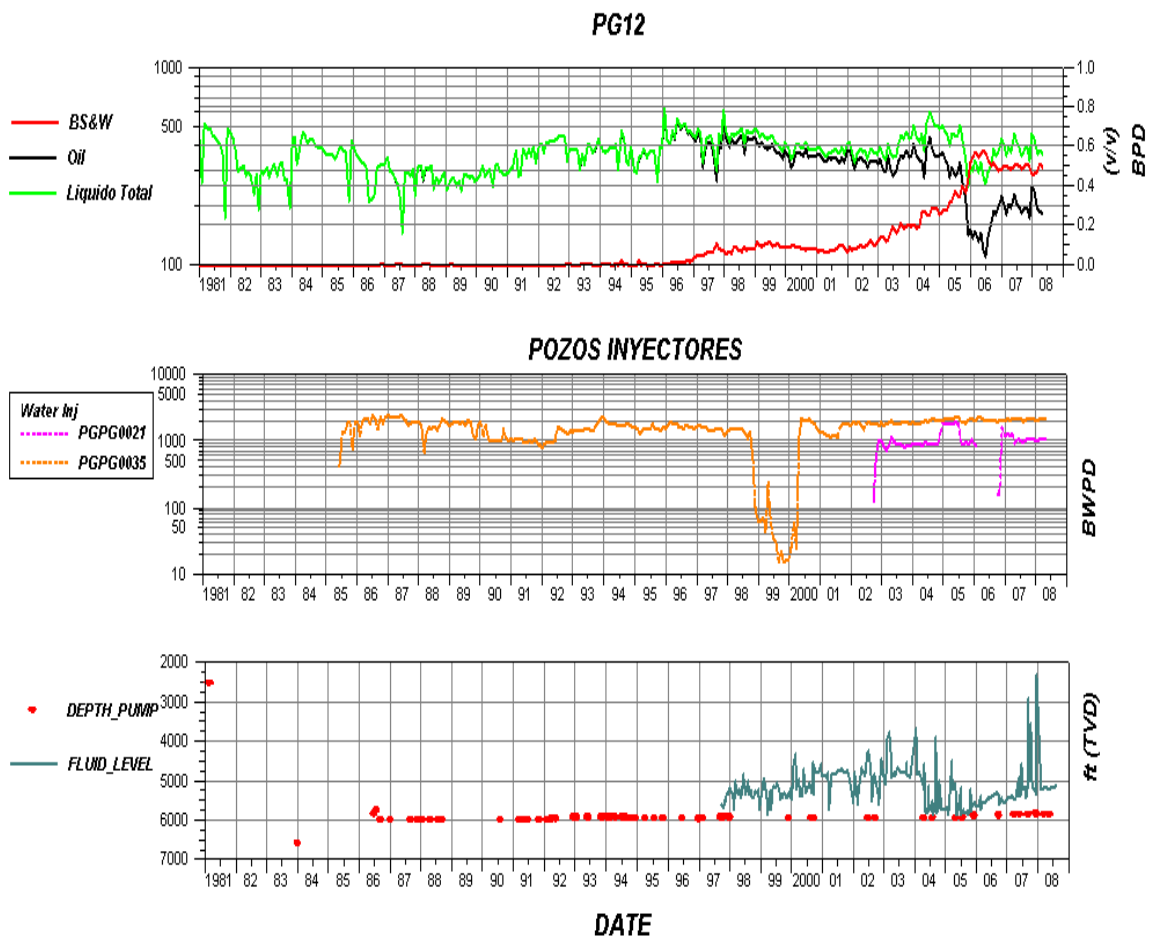


Grafico 4.5. Comportamiento producción PG-12.

Recomendaciones:

- Diagnóstico del estado de productividad de cada unidad productora, mediante prueba selectiva de achicamiento (tabla 4.5), midiendo: presión estática, cantidad de fluido aportado, nivel de fluido, Pwf, BSW, pH, salinidad y alcalinidad.
- Estimulación química a las zonas con menor corte de agua según los resultados de la prueba de producción, e inhibición de incrustaciones para retardar la formación de las mismas al bajar la presión, en mira a un aumento en la producción.

- Inyectar modificador de permeabilidad relativa a las zonas con mayor corte de agua según los resultados de la prueba de producción, para reducir la producción de agua.
- Esperar los resultados de las pruebas de inyección selectiva de PG-21 para tomar decisiones sobre la estimulación propuesta.

Prueba	Unidad	Intervalo (ft)		Espesor (ft)	Espacio (ft)	T.P.P	Φ (v/v)	K (md)
		Tope	Fondo					
1	K4AR	5338	5366	28		2	0,215	15
	K4AR	5366	5374	8	0	5	0,215	15
	K4AR	5374	5382	8	0	2	0,215	15
	K4AR	5382	5392	10	0	5	0,215	15
	K4AR	5392	5400	8	0	2	0,215	15
2	K4AB1SLR	5472	5478	6	72	2	0,171	9
	K4B1R	5508	5534	26	30	2	0,211	94
	K4B1R	5534	5548	14	0	5	0,211	94
	K4B1R	5548	5562	14	0	2	0,211	94
	K4B1R	5562	5590	28	0	5	0,211	94
	K4B1R	5590	5601	11	0	2	0,211	94
	K4B1R	5601	5612	11	0	5	0,211	94
	K4B1R	5612	5634	22	0	2	0,211	94
	K4B1R	5634	5642	8	0	5	0,211	94
K4B1R	5642	5650	8	0	2	0,211	94	
3	K4B1R1	5762	5788	26	112	6	0,21	92
	K4B1R1	5788	5798	10	0	2	0,21	92
	K4B1R1	5810	5842	32	12	2	0,21	92
	K4B1R1	5842	5852	10	0	5	0,21	92
	K4B1R1	5852	5888	36	0	2	0,21	92
	K4B1R1	5888	5904	16	0	5	0,21	92
	K4B2R	5904	5910	6	0	2	0,183	101
	K4B2R	5910	5920	10	0	6	0,183	101
	K4B2R	5920	5946	26	0	2	0,183	101
	K4B3R	5956	5964	8	10	2	0,213	122
	K4B3R	5964	5974	10	0	6	0,213	122
	K4B3R	5974	6004	30	0	2	0,213	122
	K4B3SLR	6030	6038	8	26	2	0,204	17

Tabla 4.6. Diseño prueba selectiva de producción para el pozo PG-12.

4.2.2 POZO PALOGRANDE 16

El pozo fue completado en bombeo mecánico en marzo de 1981, teniendo una producción inicial de 332 BOPD y 0.05% de agua y al igual que el pozo PG-12, el pozo PG-16 está ubicado en la parte alta de la estructura. Durante toda su historia

de producción hasta octubre de 1998 produjo con un corte de agua inferior al 10%. Posteriormente el corte de agua ha ido incrementando paulatinamente hasta diciembre de 2005 registrando un valor de 58%

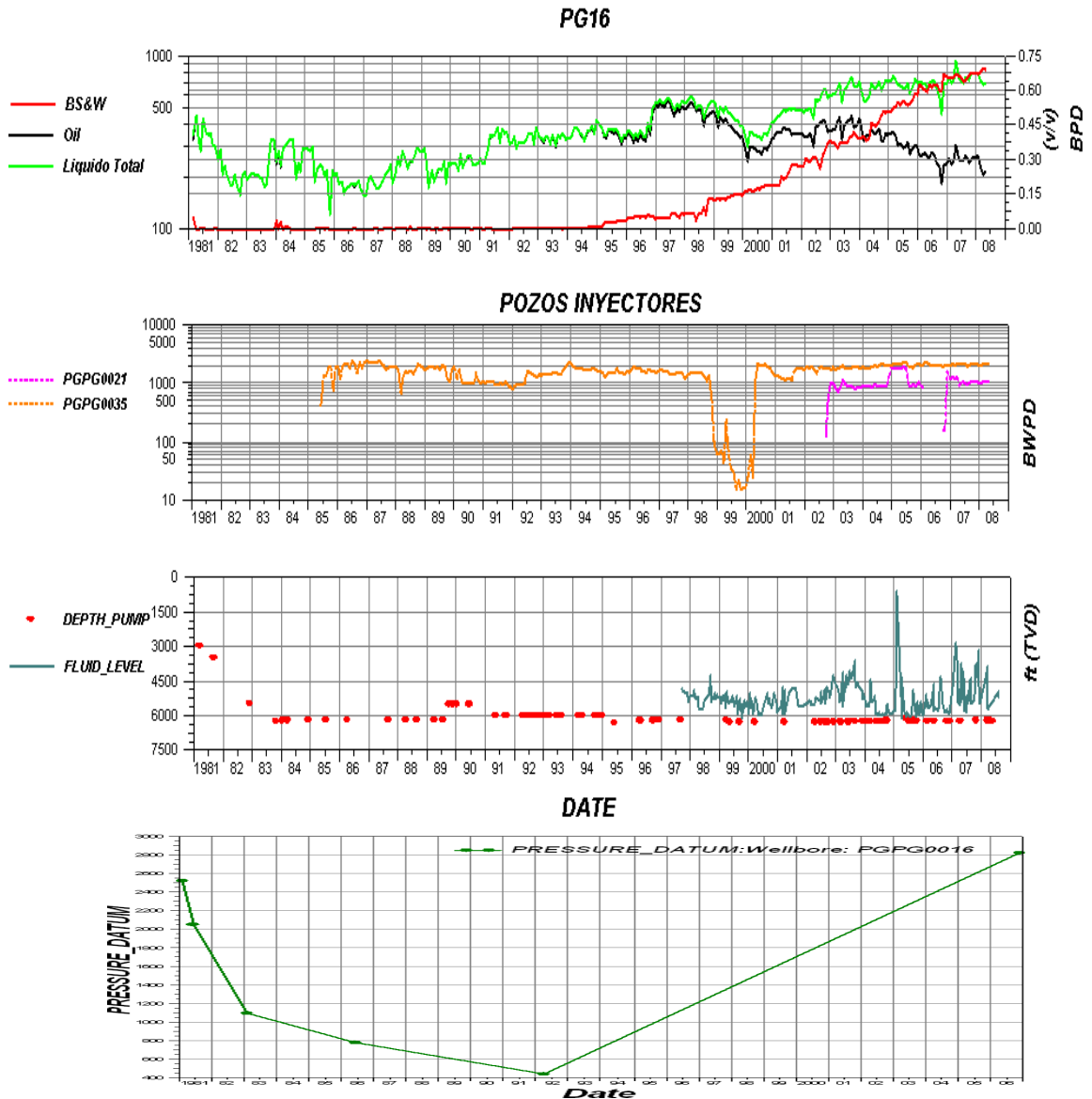


Grafico 4.6. Comportamiento producción y presión de PG-16.

En 1996 se presentan dos eventos en el pozo, donde se detecta capa de scale en el fondo de la tubería de producción en abril y bomba @ 6237' con pistón pegado y con arena, En Noviembre del mismo año, salieron 15 jts de 2-7/8" llenas de

arena; tapando los intervalos correspondientes a la unidad K4C. En diciembre, se limpió arena con bomba desarenadora de 6310' hasta 6364'. Después de este servicio, aumentó la productividad del pozo y se aumentó extracción de 350 a 550 BOPD.

Desde noviembre de 1998 hasta mayo de 2002 cae la producción y el nivel de fluidos, por la caída de inyección del pozo PG-35. Cuando se restablece la inyección, aumenta la presión de yacimiento en este sector del campo por lo tanto se incrementan los fluidos en PG-16. El corte de agua continúa aumentando, mientras que la producción de aceite disminuye. Esto debido a una posible canalización de las unidades reabiertas en PG-35.

Con la entrada en inyección de PG-21 en octubre de 2002, se ha mantenido el mismo incremento de corte de agua de los años anteriores, pero si se ha evidenciado un efectivo mantenimiento de presión en PG-16, alcanzándose valores de más de 2800 psi en el 2006, como se puede ver en el grafico 4.6.

En noviembre de 2003 el pozo fue cañoneado y se presentó una ganancia puntual de 40 BOPD. Luego del cañoneo se ha notado una fuerte caída de la producción de aceite, pese a los aumentos de extracción practicados, debido al aumento en el corte de agua el cual después del cañoneo ha pasado de 40 a 65% actualmente. Con la salida de inyección de PG-21 en marzo de 2006, no se evidenció disminución significativa del corte de agua, como tampoco se evidenció aumento del mismo con la reactivación de PG-21 en octubre del mismo año.

Recomendaciones:

- Debido al alto corte de agua y la a la caída de producción de crudo que presenta el pozo (grafico 4.6), realizar prueba selectiva de producción, para determinar la procedencia exacta del agua producida por el pozo.

- De acuerdo con la declinación de producción de crudo que presenta el pozo se recomienda realizar estimulación matricial en unidades de poco corte de agua con el fin de lograr una limpieza de poro.
- Para lograr disminuir la producción de agua se recomienda utilizar modificador de permeabilidad relativa en unidades de alto corte de agua.
- Si se logra aumentar la productividad del pozo con los trabajos propuestos incrementar extracción, mediante conversión a bombeo electrosumergible.

Prueba	Unidad	Intervalo (ft)		Espesor (ft)	Espacio (ft)	T.P.P	Φ (v/v)	K (md)
		Tope	Fondo					
1	TB	5658	5663	5		4	0,147	106,7
	TB	5674	5684	10	11	4	0,147	106,7
	K4AB1SLR	5714	5721	7	30	4	0,191	11
	K4AB1SLR	5728	5736	8	7	4	0,191	11
2	K4B1R	5748	5795	47	12	4	0,180	42
	K4B1R	5798	5805	7	3	6	0,180	42
	K4B1R	5814	5862	48	9	4	0,180	42
	K4B2R	5893	5924	31	31	6	0,148	35
	K4B2R	5932	5938	6	8	4	0,148	35
	K4B2R	5947	5981	34	9	6	0,148	35
3	K4B1R1	5998	6020	22	17	4	0,188	50
	K4B1R1	6045	6062	17	25	4	0,188	50
	K4B1R1	6072	6102	30	10	4	0,188	50
	K4B3SLR	6114	6120	6	12	2	0,176	9
	K4CPORR	6293	6308	15	173	4	0,221	19
	K4CPORR	6334	6341	7	26	4	0,221	19

Tabla 4.7. Diseño prueba selectiva de producción para el pozo PG-16.

4.2.3 POZO PALOGRANDE 13ST

El pozo fue completado en bombeo mecánico en abril de 1981 con una producción inicial de 85 BOPD y un corte de agua del 0%, manteniéndose esta tendencia hasta 1987, fecha en la cual irrumpe el frente de agua proveniente de PG-35, elevando el corte de agua a valores superiores al 50% en menos de un año, de mostrando así la fuerte influencia que ejerce este pozo sobre el pozo PG-13ST.

Desde 1988 en adelante el corte de agua continúa incrementando paulatinamente, hasta inicios de 1994 en donde obtuvo una relativa estabilización hasta 1999;

fecha en que se reporta un corte de agua de 85%. Para este mismo año la inyección del pozo PG-35 cae abruptamente, lo que beneficia la producción de PG-13ST, ya que cae ligeramente el corte de agua y la producción de aceite aumenta de 150 a 210 BOPD aproximadamente.

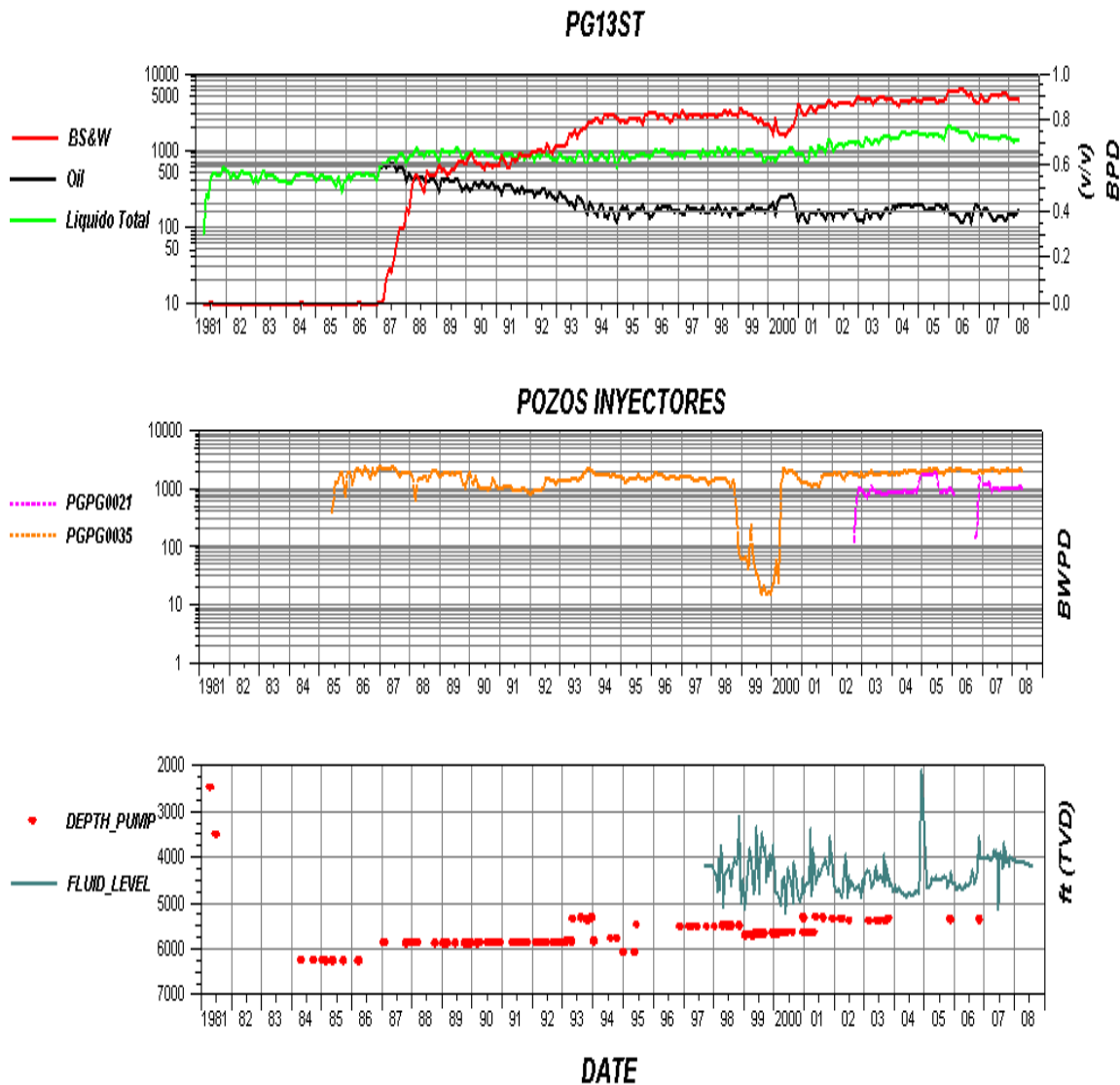


Grafico 4.7. Comportamiento producción PG-13ST.

Para controlar la producción de agua se realiza un aislamiento con un empaque RBP a 5601 aislando las arenas K4B2, K4B3SL y K4CPOR, y dejando abiertas a producción las arenas TB y K4B1. El aislamiento no se pudo probar dado que no

se tenía espacio para realizar prueba de sello, aunque se puede considerar que este aislamiento no funcionó por que el corte de agua no se ve afectado. En los últimos años la producción de aceite sea mantenido relativamente estable con un valor aproximado a 160 BOPD.

Recomendaciones

- En la grafica 4.7 se observa que el empaque RBP a 5601' no mostró ningún efecto por lo tanto se recomienda retirar y correr registro de cementación para revisar integridad del cemento y verificar posible comunicación hidráulica entre las zonas aisladas y las abiertas.
- Si la integridad del cemento en las zonas de interés no es buena, proceder a realizar una cementación remedial y volver a realizar el aislamiento a 5601'.
- Si la integridad del cemento en las zonas de interés es buena se recomienda bajar un empaque con mayor precisión de asentamiento y así poder probar el sello de este mismo.

4.2.4 POZO PALOGRANDE 25

El pozo PG-25 es completado en bombeo mecánico en diciembre de 1982, reportando una producción inicial de 116 BFPD y un corte de agua de 6%. Sin embargo este subió rápidamente hasta valores del 50% en 1985 y al mismo tiempo la producción de aceite bajo drásticamente, reportando 50 BOPD a principio de 1984.

Desde 1985 hasta 1995 la producción de fluidos se mantuvo constante, sin embargo el corte de agua incremento gradualmente. Esto ultimo debido a la entrada en inyección del pozo PG-35. Para 1996 la producción de fluidos empieza decaer presumiblemente por el taponamiento de varias unidades en el pozo inyector PG-35.

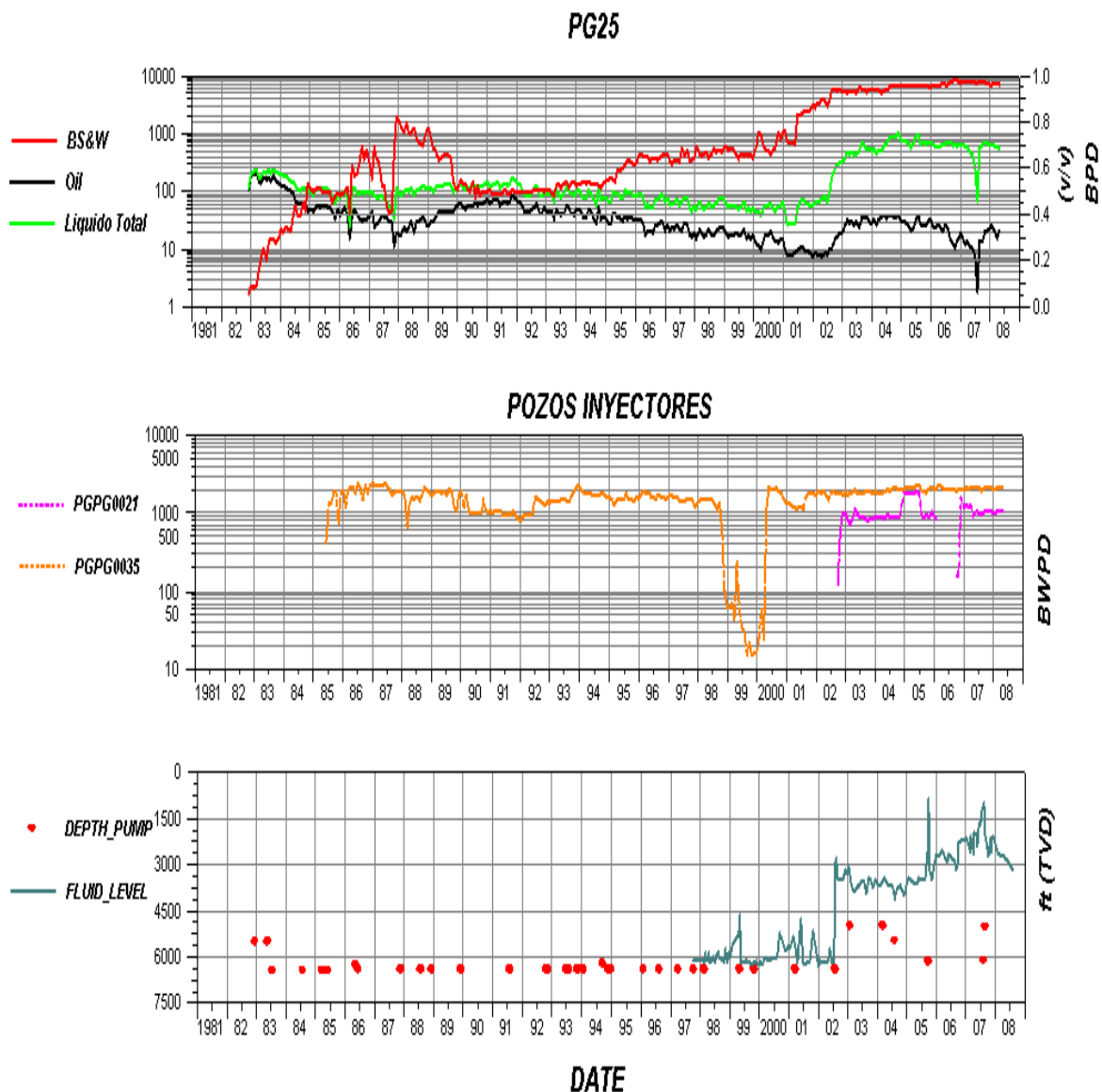


Grafico 4.8. Comportamiento producción PG-25.

Para el año 2000 y luego de la intervención del pozo PG-35, el corte de agua del pozo PG-25 pasa de 65% a 85% en 2002, lo que demuestra nuevamente la influencia que ejerce este inyector sobre el pozo. En el año 2002 se realiza una estimulación acida que incrementa la producción del pozo de 55 BFPD a 450 BFPD en 2003 y el aceite producido pasa de 8 BOPD a 30 BOPD.

En septiembre de 2005 se realiza un aislamiento con un empaque AD-1 @ 6158' aislando la unidad K4A, presentándose una caída en la producción de aceite, pero manteniéndose la producción de fluidos, de lo que se deduce que las zonas aisladas producen una cantidad considerable de aceite.

El pozo Pg-25 también sufre el efecto de la inyección del pozo PG-21, que se encuentra inyectando desde el 2002. Esto se observa cuando al cerrar PG-21 en 2005, la producción del pozo PG-25 cae inmediatamente. Por estudios anteriores se cree que la influencia ejerce PG-21 sobre PG-25 se da principalmente por la zona K4A. Sin embargo esto aun estema de estudio y se espera poder confirmarlo a realizar los trabajos en PG-21 y observar el comportamiento de la producción de PG-25.

Hacia finales de 2006 y mitad de 2007 se presenta una caída en la producción, que se explica por una falla en el sistema de levantamiento, esta se puede detectar al revisar el dinagrama del pozo (grafico 4.9). En este se puede observar que la bomba no carga totalmente y al realizar el servicio a pozo en julio de 2007, efectivamente el pistón salió roto.

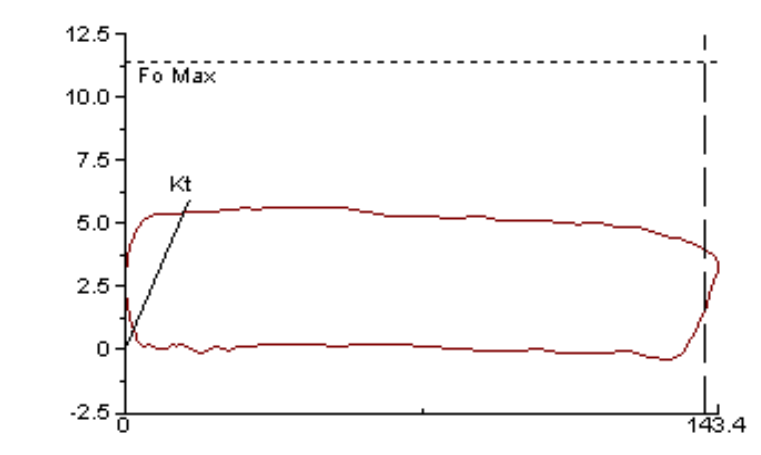


Grafico 4.9. Dinagrama PG-25 de mayo de 2007.

4.2.5 POZO PALOGRANDE 21

4.2.5.1 HISTORIA DE PRODUCCION

El pozo fue completado en bombeo mecánico en mayo de 1981, reportando una producción inicial de 475 BFPD con 0% de corte de agua, y se mantuvo así hasta finales de 1989, fecha en que irrumpen los frentes de agua provenientes de PG-35 y PG-39. En un el corte de agua pasa de 0% a valores de 30% y continua aumentando hasta el final de la historia de producción, donde se alcanza valores de 90. Mientras tanto para este mismo periodo de tiempo el aceite pasa de 290 Bbls en 1989 a 20 Bbls a finales de 2002; sin embargo durante este periodo la extracción de total de fluidos si aumenta pasando de 300 BFPD a 500 BFPD aproximadamente. Finalmente el pozo es abandonado como productor y posteriormente convertido a inyector en septiembre de 2002.

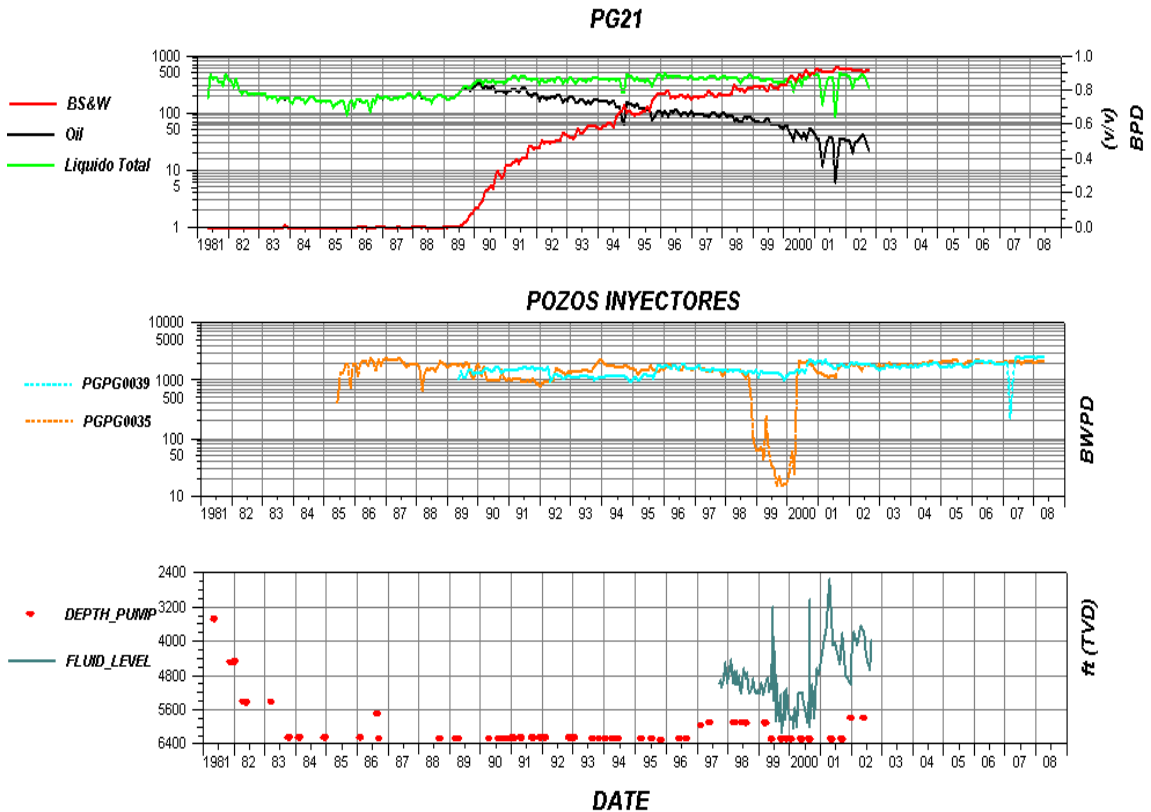


Grafico 4.10. Comportamiento producción PG-21

4.2.5.2 HISTORIA DE INYECCION

La historia de inyección del pozo Pg-21 comienza en octubre de 2000, fecha en que es convertido a inyector por su baja producción de aceite. Alcanzando un caudal máximo de inyección de 2000 BWPD aproximadamente en enero de 2005 y se mantuvo así durante los siguientes 6 meses.

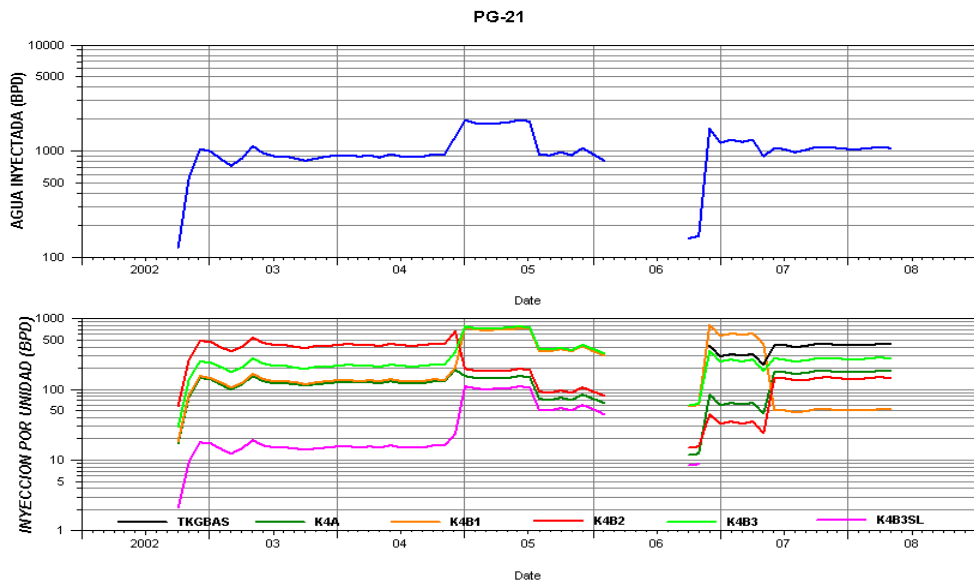


Gráfico 4.11. Comportamiento inyección PG-21.

En enero de 2005 el pozo es cerrado y permanece así hasta octubre de 2006, fecha en que se abre con una nueva distribución de inyección (ver figura 5.12), esto con el fin de aumentar el barrido por las zonas superiores e incrementar la producción en los pozos productores que son afectados por este inyector, además de buscar reducir el corte de agua en estos mismos.

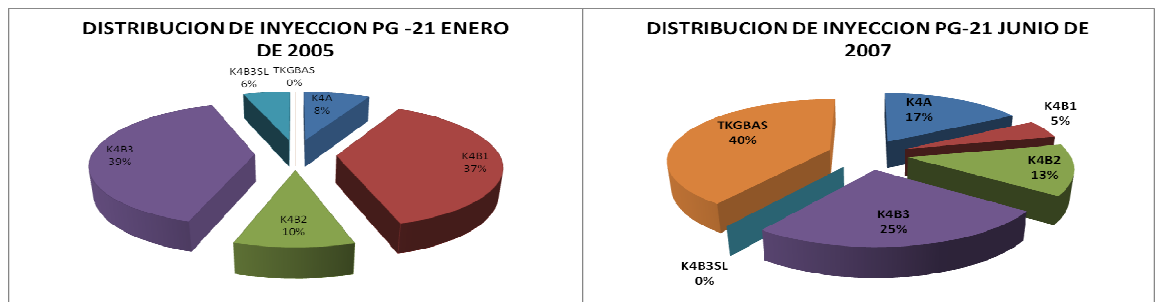


Gráfico 4.12. Comparación de la distribución de inyección pozo PG-21.

Esta nueva distribución de inyección, como se esperaba favoreció la producción del pozo PG-12, lo que demuestra la fuerte influencia que ejerce este pozo inyector sobre PG-12.

Se estima que la influencia que ejerce el pozo PG-21 sobre PG-16 no es muy fuerte, sin embargo la inyección de este sirve como soporte de presión para el pozo PG-16. Además de esto también se observa la influencia que ejerce sobre el pozo productor PG-13ST ya que el corte de agua de este último incremento cuanto el pozo PG-21 entro en inyección. En el caso de pozo PG-25 se considera que solo afecta a este pozo por la unidad K4A.

Recomendaciones

- De acuerdo con los gráficos de los pozos en los cuales el PG-21 tiene influencia se sugiere realizar prueba de inyección selectiva, para dar una mejor distribución del agua inyectada en este pozo.

Prueba	Unidad	Intervalo (ft)		Espesor (ft)	Espacio (ft)	T.P.P	Φ (v/v)	K (md)
		Topo	Fondo					
1	TKGBAS	5765	5782	17		4	0,159	56
	K4A	5798	5810	12	16	4	0,186	9
	K4A	5820	5832	12	10	4	0,186	9
2	K4B1	5962	5968	6	130	4	0,197	66
	K4B1	5978	6000	22	10	4	0,197	66
	K4B1	6004	6020	16	4	4	0,197	66
	K4B1	6026	6033	7	6	4	0,197	66
	K4B1	6040	6048	8	7	4	0,197	66
	K4B1	6053	6070	17	5	4	0,197	66
3	K4B2	6102	6112	10	32	4	0,162	54
	K4B2	6128	6134	6	16	4	0,162	54
	K4B3	6158	6166	8	24	4	0,159	20
	K4B3	6201	6219	18	35	4	0,159	20
	K4B3SL	6244	6254	10	25	4	0,185	11

Tabla 4.8. Diseño prueba de inyectividad pozo PG-21.

- Según los resultados de la prueba de inyección selectiva instalar sarta de inyección selectiva, en el grafico 4.13 y 4.14 se tiene la cross section del PG-21 y los pozos que mas afecta en su área de influencia.

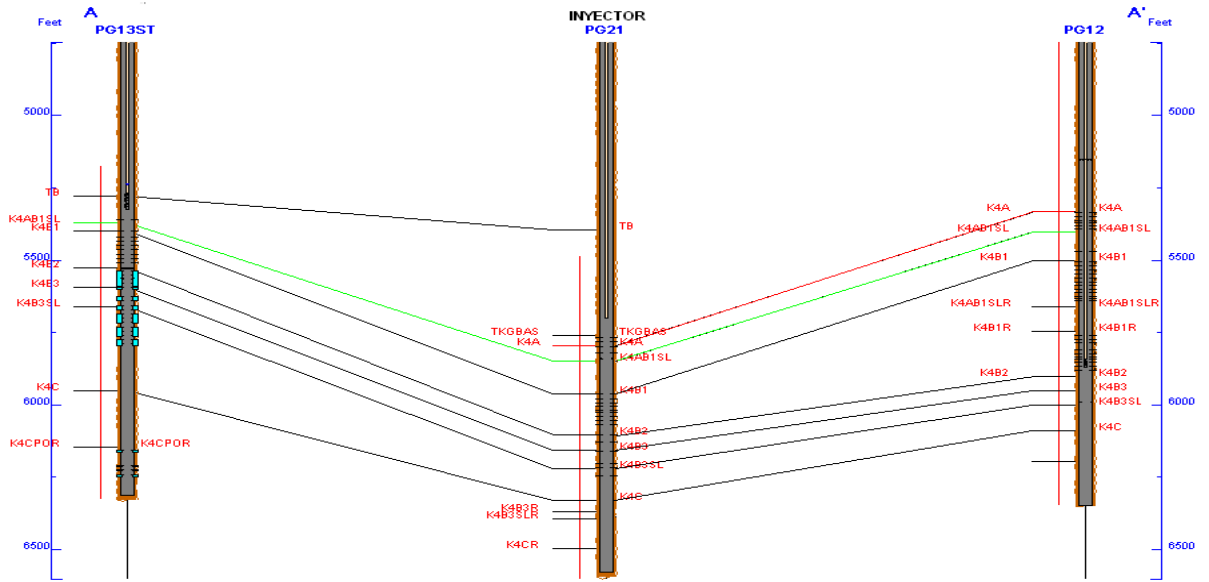


Grafico 4.13 Cross section de inyector PG-21 con PG-13ST y PG-12.

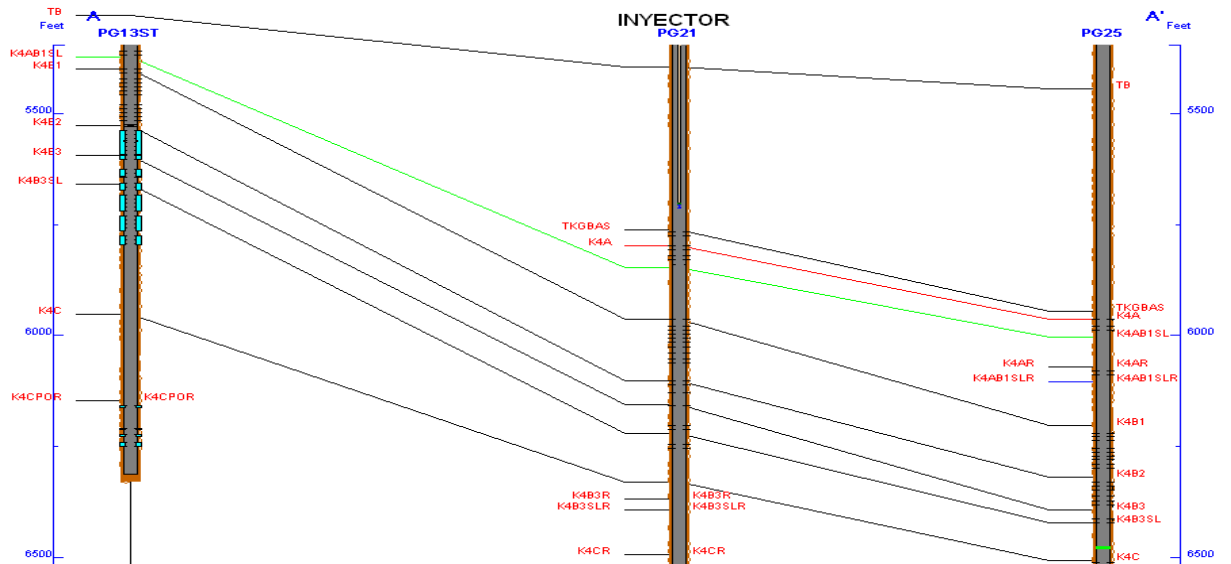


Grafico 4.14 Cross section de inyector PG-21 con PG-13ST y PG-25.

4.2.6 POZO PALOGRANDE 35

El pozo PG-35 comenzó a inyectar en Junio de 1995, con un caudal de inyección de 417 BWPD que rápidamente pasaron a ser cerca de 1900 BWPD, manteniendo este caudal hasta finales de 1989; fecha a partir de la cual la inyección cae drásticamente de 1900 BWPD a 900 BWPD, por un posible taponamiento en la cara de la formación. Este fenómeno se puede observar claramente en la grafica de inyección por unidad. En esta claramente se observa que las unidades TKGBAS, K4A, K4B1, K4B2 Y K4B2 dejan de inyectar paulatinamente a lo largo de ocho años.

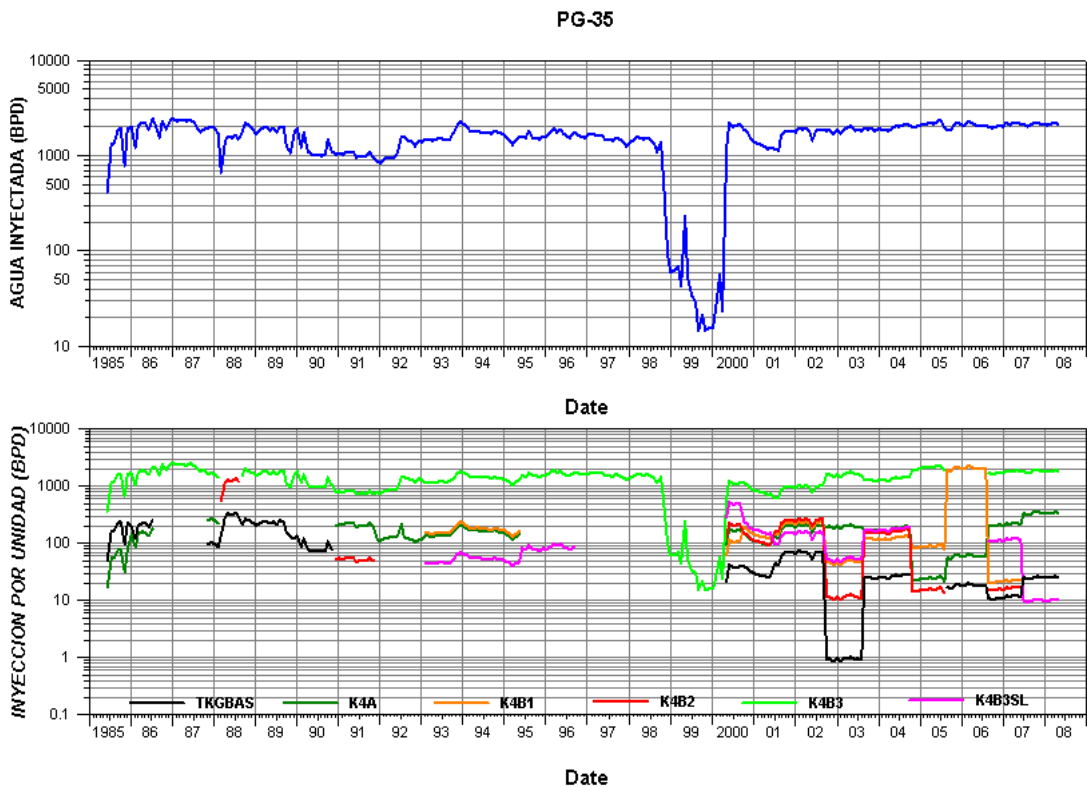


Grafico 4.15. Comportamiento inyección PG-35.

A finales de 1998 se realiza un aislamiento con un empaque RBP @ 6541', aislando de esta manera la única unidad que aun inyectaba, como se puede ver en la grafica 5.15 la inyección cae de 1500 BWPD hasta 90 BWPD. El empaque

es retirado tan solo 18 días después de instalado pero la inyección no se recupera y sigue cayendo hasta alcanzar valores de menos de 20 BWPD. Para recuperar la inyección del pozo se realiza una estimulación por suabeo y tratamiento ácido en mayo de 2002, que arroja buenos resultados, recuperándose la inyección en todas las unidades y retornando esta a valores entre 1900 BWPD y 2000 BWPD.

El pozo PG-35 afecta a PG-12 ya que cuando en 1998 la inyección cae, la producción de este último se ve afectada, además afecta al pozo PG-25, dado que al realizar el tratamiento ácido en este pozo y recuperarse la inyección por todas las unidades especialmente por la unidad K4B2 el pozo PG-25 sufre un incremento en el corte de agua de 65% a 85%. Además afecta a los pozos PG-16 y PG-13ST como se puede ver en los respectivos análisis de estos pozos.

Recomendaciones

- Realizar prueba de inyektividad para determinar las zonas que más toman y las cantidades exactas en que lo hacen.

Prueba	Unidad	Intervalo (ft)		Espesor (ft)	Espacio (ft)	T.P.P	Φ (v/v)	K (md)
		Tope	Fondo					
1	TKGBAS	6234	6238	4		4	0,21	366
	K4A	6260	6268	8	22	4	0,16	5
	K4A	6274	6287	13	6	4	0,16	5
2	K4B1	6404	6460	56	117	4	0,15	20
	K4B1	6470	6484	14	10	4	0,15	20
3	K4B2	6525	6534	9	41	4	0,15	32
	K4B2	6546	6553	7	12	4	0,15	32
	K4B3	6572	6590	18	19	4	0,16	24
4	K4CPOR	6760	6778	18	170	4	0,22	16
	K4CPOR	6784	6798	14	6	4	0,22	16
	K4CPOR	6804	6809	5	6	4	0,22	16

Tabla 4.9. Diseño prueba de inyektividad pozo PG-35.

- Instalar sarta de inyección selectiva para mantener un caudal óptimo de inyección por la unidad K4B3, que es la que por historial de inyección mas inyecta y afecta positivamente a los pozos bajo su área de influencia, en el grafico 4.16 se tiene la cross section del PG-35 y los pozos que mas afecta en su área de influencia.

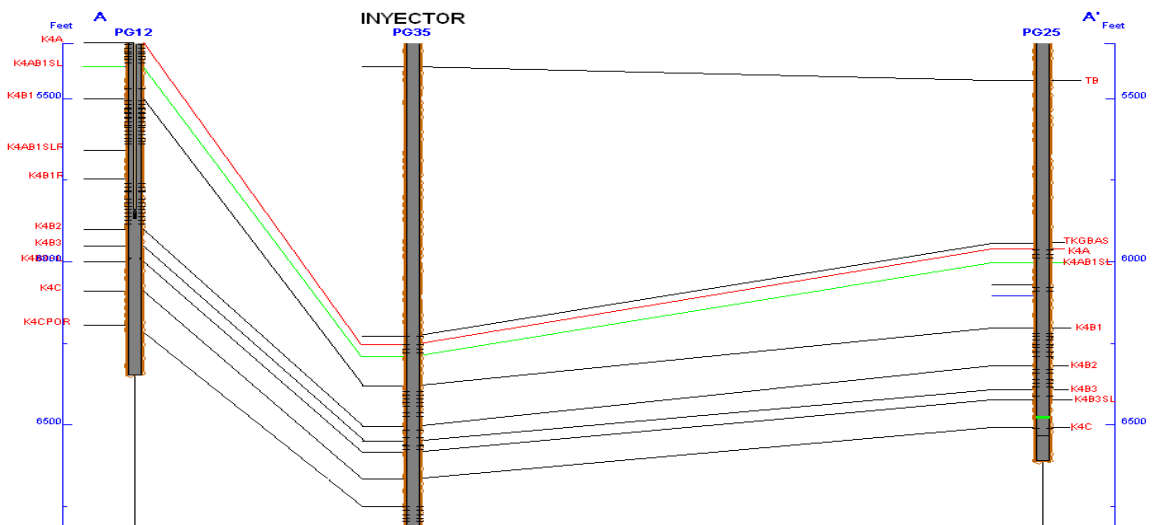


Grafico 4.16 Cross section de inyector PG-35 con PG-12 y PG-25.

4.2.7 POZO PALOGRANDE 07

El pozo se completo en flujo natural en septiembre de 1980, produciendo de las unidades K4A, K4B1 y K4B2, sin embargo la producción de fluidos bajo rápidamente por lo que se instalo una unidad de bombeo mecánico en noviembre de 1980. En agosto de 1982 cambian el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a gas lift, pero este sistema no da buenos resultados en ninguno de los pozos en los que se uso y por lo tanto se retorna al bombeo mecánico en noviembre de 1982.

Desde 1985 hasta 2003 la producción se mantuvo entre 250 BFPD y 500BFPD, lo que redujo la producción de aceite en un caudal estable entre 200 BOPD y 150 BOPD. Sin embargo el corte de agua mantuvo un ascenso gradual durante este mismo periodo, pasando de 0% en 1985 a 50% en 2003.

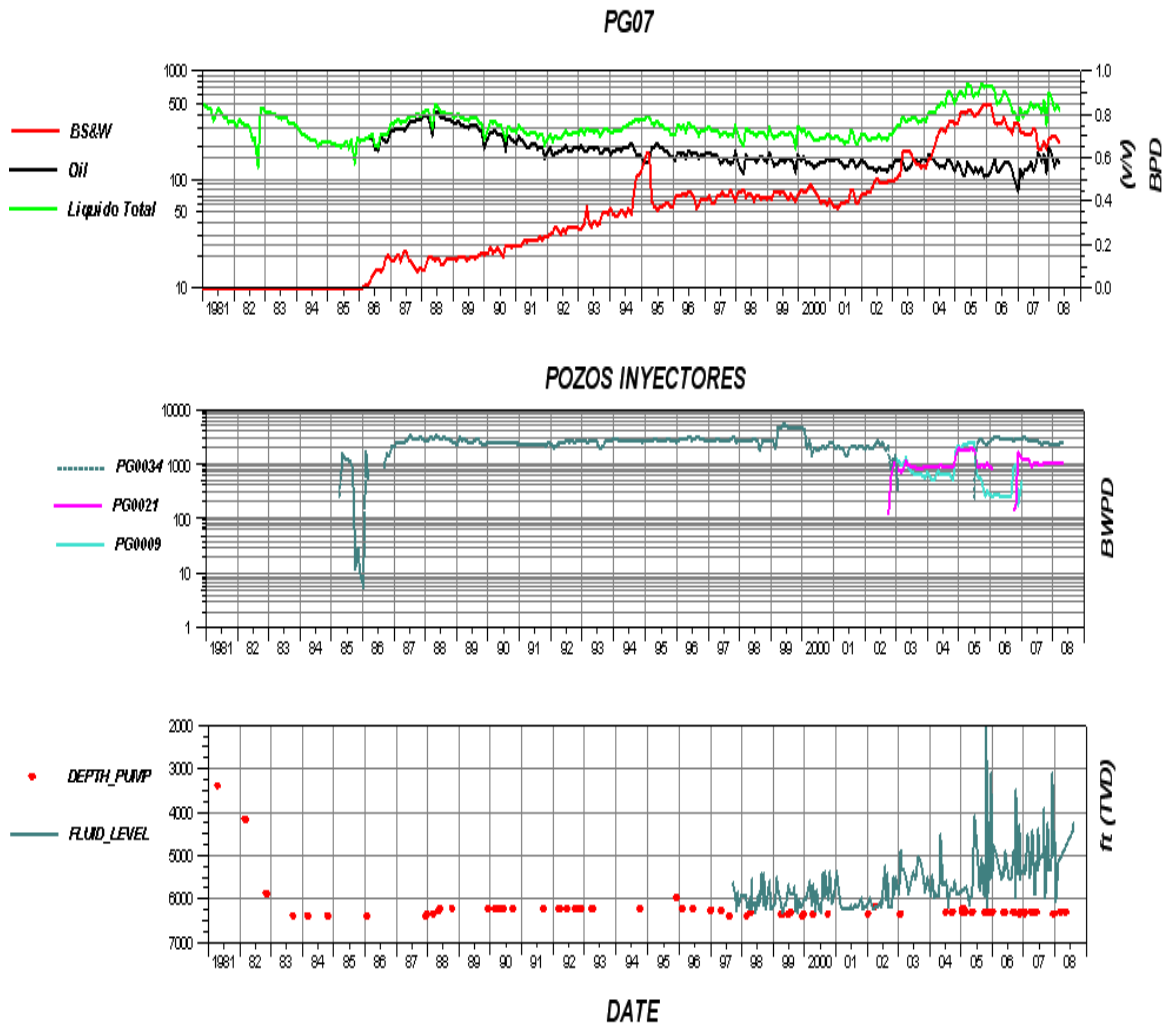


Grafico 4.17. Comportamiento producción PG-07

Entre los años 1994 y 1995 se presenta un aumento en el corte de agua, este obedece al aumento de extracción que se realizó en el pozo durante este mismo periodo, demostrando con esto que el pozo es muy sensible a los cambios operacionales como el de aumento en la extracción.

A partir del año 2003 empieza a observar el efecto de los pozos inyectores PG-21 y PG-09 que empezaron a inyectar simultáneamente. Debido a esto se incrementa la extracción pasando de 250 BFPD a 800 BFPD, pero estos pozos especialmente el PG-09, tiene un efecto negativo en el pozo, ya que el corte de agua se incrementa demasiado y la producción de aceite también cae. Para finales de

2006 el pozo PG-09 se cierra y la producción de aceite se recupera y el corte de agua baja. Con el cierre de PG-09 la producción nuevamente se estabiliza.

Recomendaciones

- Como podemos ver que en el grafico 4.17 el PG-09 aumento el corte de agua en el PG-07 por lo tanto se recomienda realizar prueba selectiva de productividad para determinar cuales son las zonas que más producen agua y aislarlas.
- Mantener la producción del pozo en 300 y 350 BFPD, ya que según el grafico 4.17 con este caudal el pozo muestra buen comportamiento en cuanto a corte de agua y producción de aceite.

Prueba	Unidad	Intervalo (ft)		Espesor (ft)	Espacio (ft)	T.P.P	Φ (v/v)	K (md)
		Tope	Fondo					
1	TB	5382	5386	4		4	0,147	106,7
	TB	5394	5404	10	8	4	0,147	106,7
	TB	5470	5476	6	66	4	0,147	106,7
	TB	5493	5510	17	17	4	0,147	106,7
2	TKGBAS	5951	5958	7	441	4	0,192	194
	TKGBAS	5978	5984	6	20	4	0,192	194
	K4A	5994	6000	6	10	4	0,180	9
	K4A	6010	6016	6	10	4	0,180	9
3	K4B1	6143	6147	4	127	4	0,178	39
	K4B1	6157	6167	10	10	4	0,178	39
	K4B1	6177	6230	53	10	4	0,178	39
4	K4B2	6260	6265	5	30	4	0,136	23
	K4B2	6281	6298	17	16	4	0,136	23
	K4B2	6314	6321	7	16	4	0,136	23
	K4B3	6334	6348	14	13	4	0,184	44

Tabla 4.10. Diseño prueba de productividad PG-07.

4.2.8 POZO PALOGRANDE 05

El pozo fue puesto en producción con flujo natural, teniendo una producción de 800 BFPD y un corte de agua del 0%. Su producción fue declinando y llega a 217 BFPD en septiembre de 1985, fecha en la cual irrumpe el frente de agua proveniente de PG-34, elevando el corte de agua de 4 a 97% y la producción de aceite cae a 2 BOPD en dos años. Para controlar este problema se realiza un aislamiento con un empaque MLD a 6140', aislando las arenas K4B2, K4B3, K4B3SL y K4CPOR, y dejando en producción las zonas TKGBAS, K4A, K4B1 en febrero de 1987; sin embargo no se tiene éxito con esta intervención dado que el corte de agua continua aumentando y el pozo es cerrado por alto corte de agua.

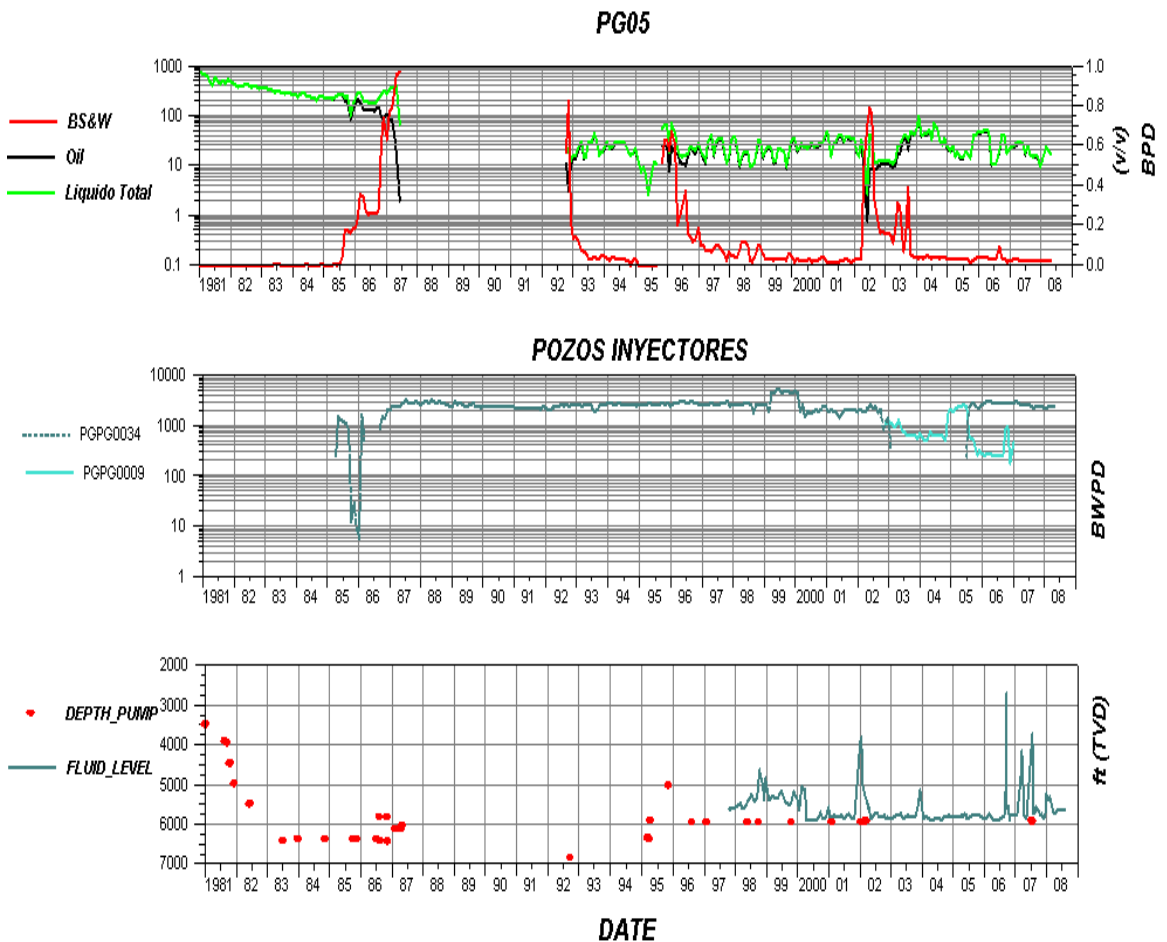


Grafico 4.18. Comportamiento producción PG-05.

Cuando se realiza el aislamiento en 1987, la producción total de fluidos se mantiene pero la de aceite cae, por lo que se puede afirmar que las zonas inferiores del pozo PG-05 son las que aportan la mayor parte de agua producida por este.

En 1992 se reactiva el pozo y se realiza un nuevo aislamiento con un empaque EZ-SV a 6000', logrando controlar el corte de agua, sin embargo la producción de fluidos no regresa a los valores anteriores y el pozo arranca con 15 BFPD.

A partir del año 2000 se presentan una serie de eventos:

- 2000. Sale sarta de bombeo con scale.
- 2001-2002. Se observó presencia de parafina en la sarta de varillas y en la bomba, estos eventos se encuentran en la base de datos y se pueden consultar generando reportes de eventos.
- Marzo de 2003. Se intenta probar empaque a 6020' sin éxito, con 30 Bbls de agua; posiblemente el agua pasó a los intervalos inferiores.
- Septiembre de 2007. Se probó tubería sin éxito, el fluido de prueba se fugó hacia la formación.
- Septiembre de 2007. Se encontró brea y parafina en el fondo. Se bombeo por el anular, agua y 6 galones de rompedor de emulsión.

Estos eventos llevan a suponer que el descenso en la producción del pozo puede deberse a un daño en la formación (incrustaciones, parafinas, brea)

Entre el 2003 y el 2005 se presenta una caída de nivel en el pozo, esto debido a la caída de inyección en PG-34.

Recomendaciones

- Realizar PBU a las unidades que están produciendo (TKGBAS, K4A y K4B1), para determinar si hay daño o si por el contrario estas no tienen suficiente energía para producir.
- Si la baja productividad es debida a daño de la formación, entonces proceder a tomar muestra de fondo, caracterizar el daño y realizar estimulación matricial.
- Si no hay energía suficiente para producir, entonces proceder a direccionar la inyección de agua del pozo PG-34 por las unidades TKGBAS, K4A y K4B1, por medio de una sarta de inyección selectiva.
- La unidad TKGBAS se encuentra completada parcialmente en el tope de la formación, sin embargo el registro GR muestra buenas arenas desde 5900' hasta 5916', además el registro RT reporta alta resistividad desde 5906' hasta 5910'. Teniendo en cuenta estas consideraciones se propone perforar el intervalo 5906'-5910' y limpiar todos los intervalos productores.

4.2.9 POZO PALOGRANDRE 14

El pozo produce con 0% de corte de agua desde que inicia a producir en 1981 hasta 1987, fecha a partir de la cual el pozo registra un incremento abrupto en el corte de agua ya que pasa de 0% a 60% en un año. Esto debido a la irrupción del frente de agua proveniente de PG-34. Debido al alto corte de agua, la producción de aceite disminuye paulatinamente desde 1988 sin volver a recuperarse, mientras el BSW sube y la producción total de fluidos se mantiene.

En 1999 cuando se aumenta la inyección en PG-34 se ve afectada la producción de aceite del pozo dado que el corte de agua aumenta de 80 a 95%.

En octubre de 2002 realiza el aislamiento de las zonas K4B3, K4B2R, K4B3R, K4B3SLR, K4CR y K4CPORR con un empaque RBP a 5524', con el fin de controlar el corte de agua, sin obtener resultados favorables. En el periodo 2002–2005 el pozo PG-34 sale de inyección favoreciendo la producción del pozo y simultáneamente entra el pozo PG-09.

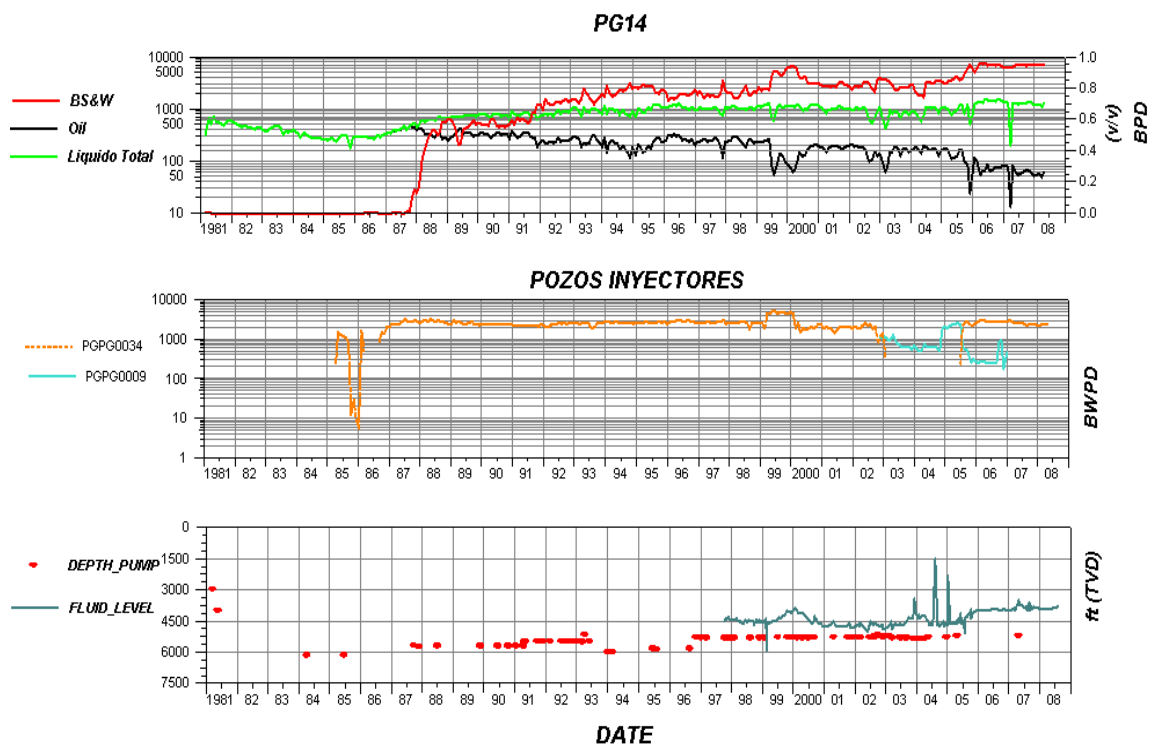


Grafico 4.19. Comportamiento producción PG-14.

En el 2004 se cambia el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible, debido a la gran cantidad de fallas presentadas por el pozo mientras trabajaba en bombeo mecánico, luego de este cambio la producción total sube de 890 a 1400 BFPD, el corte de agua pasa de 75 a 80%.

A finales de 2004 se aumenta el caudal de inyección de PG-09 de 800 a 2000 BWPD con lo cual se aumentó el corte de agua de PG-14 de 80 a 90%. A mitad de 2005 entra en inyección el PG-34 que junto con el PG-09 inyectaban al sector alrededor de 5000 BWPD con lo cual el corte de agua del pozo PG-14 subió a

95%. Desde mitad de 2004 a la fecha, con los cambios mencionados, el pozo ha disminuido su producción de 160 a 60 BOPD.

Recomendaciones

- Como se puede observar en el grafico 5.19 el pozo presenta baja producción de aceite, alto corte de agua por lo que se recomienda bajar la extracción de fluido del pozo PG-14 a 800 BFPD.
- Mantener la inyección del pozo PG-34 entre 1000 y 1500 BWPD.
- Después de realizar los trabajos anteriores se deberá monitorear el corte de agua del pozo PG-14 diariamente.

4.2.10 POZO CEBU 02

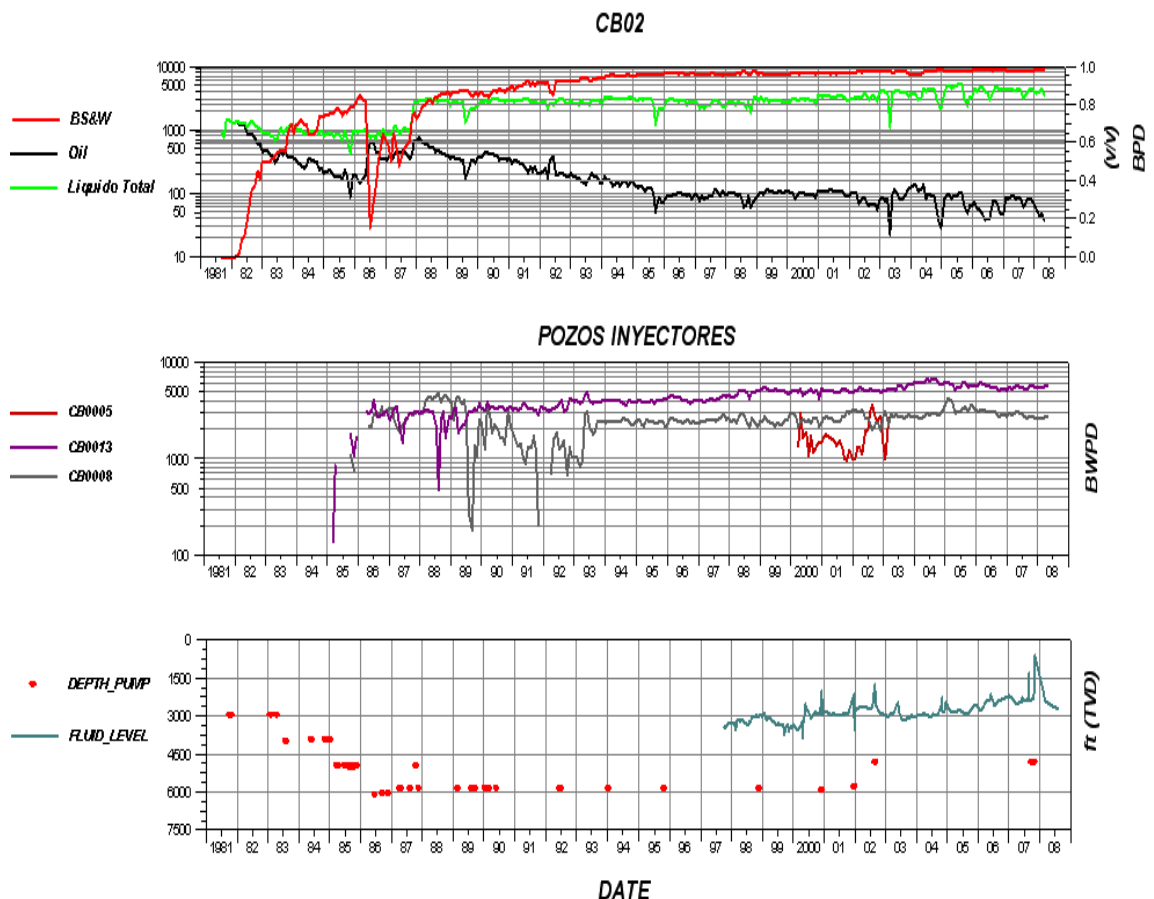


Grafico 4.20. Comportamiento producción CB-02.

Este pozo es quien presenta mayor producción acumulada del sector 2.29 MBL a pesar de que no es un pozo estructuralmente alto.

El pozo fue completado inicialmente en las arenas TKGBAS, A, B1 y B2, en 1981, la producción inicial era 1400 BOPD, y la declinación en este periodo era muy fuerte (56% AN). En 1986 se aisló las unidades B2, asentando empaque de subsuelo, como resultado se obtuvo disminución del corte de agua de 80% al 10% e incremento de la producción de 170 a 600 BOPD.

Por efecto de la inyección en el campo, el pozo incrementó su producción hasta valores de 750 Bbls y posteriormente la producción comienza a declinar a una tasa del 23% A.N (relativamente alto para un campo con inyección de agua), de igual manera por acción de la inyección en corte de agua subió rápidamente, pasando a valores de 65%.

Para principios de 1987 el corte de agua tiene unas oscilaciones por aislamientos y reapertura de zonas, llegando a valores de 48% a mediados de este mismo año e inmediatamente asciende nuevamente por reaperturas de zonas en CB-13. Además a finales de este año se cambia de sistema de levantamiento de BM a BES incrementando levemente la producción aceite la cual no responde y cae nuevamente, también incrementan fluidos totales pero estos si se mantienen y debido a esto el corte de agua siguió subiendo moderadamente.

A principios de 1996 la tendencia de declinación del pozo cambia nuevamente, esta vez la declinación es casi 0 hasta el año 2002. Este hecho es asociado a la constancia en las tasas de extracción de fluido. Con la entrada del pozo inyector CB-05 a una tasa de 1386 BWPD el pozo CB-02 no tuvo ninguna respuesta. En el 2003 se cierra la inyección en el pozo CB-05 y el pozo CB-02 recupera su producción de petróleo debido al incremento de la extracción total.

Para finales de 2003 cuando se empieza paulatinamente a incrementar la inyección en el pozo CB-13 de 5305 hasta 6880 BWPD en agosto de 2004, y con el cierre del pozo CB-14 como productor el cual dejó de extraer 1200 barriles de agua de sector, se aprecia un efecto negativo en el pozo CB-02.

Cabe resaltar que la tendencia de declinación del pozo desde el año 2000 hasta 2005 es casi 0 debido a que la extracción de fluido total se ha incrementado desde 3000 BFPD a comienzos del 2000 hasta 5300 BFPD a finales de 2005.

Se debe tener en cuenta que debido a problemas operativos y altas existencias de agua en las facilidades, este pozo se cerró en varias ocasiones durante el segundo semestre de 2005.

Para mayo de 2008 el pozo tiene una producción de 3547.16 BFPD, 39.42 BOPD con un 99% BSW.

Recomendaciones

- Teniendo en cuenta el grafico 4.20 nos damos cuenta que este es el pozo con mayor producción de agua y el de mayor BSW, Se recomienda revisar los costos de levantamiento del pozo con el fin de determinar si el pozo continúa en producción o económicamente no es rentable tenerlo en producción.
- Como se puede ver en el grafico 4.20 la producción del pozo es muy baja y el corte de agua es muy alto por lo tanto es importante aclarar que el incremento del corte de agua en este pozo es normal y se debe exclusivamente a que la zona de influencia del pozo ya ha sido barrida, por lo tanto no se propone ningún trabajo de aislamiento de intervalos.

4.2.11 POZO CEBU 03

Pozo con alto nivel de fluido y con potencialidad de incrementar extracción profundizando la bomba sin embargo debido al alto corte de agua el incremento de producción de petróleo es relativamente bajo. El nivel de fluido actual es 2746' y tiene instalada la bomba a 3985'. La bomba se podría profundizar hasta 5000' con lo cual se ganaría sumergencia de la misma. Actualmente el pozo extrae 1533 BFPD con 97% BSW, con la profundización de la bomba se podría extraer 520 barriles más y con el corte de agua que tiene el pozo el incremento de producción de petróleo sería 20 BOPD aproximadamente.

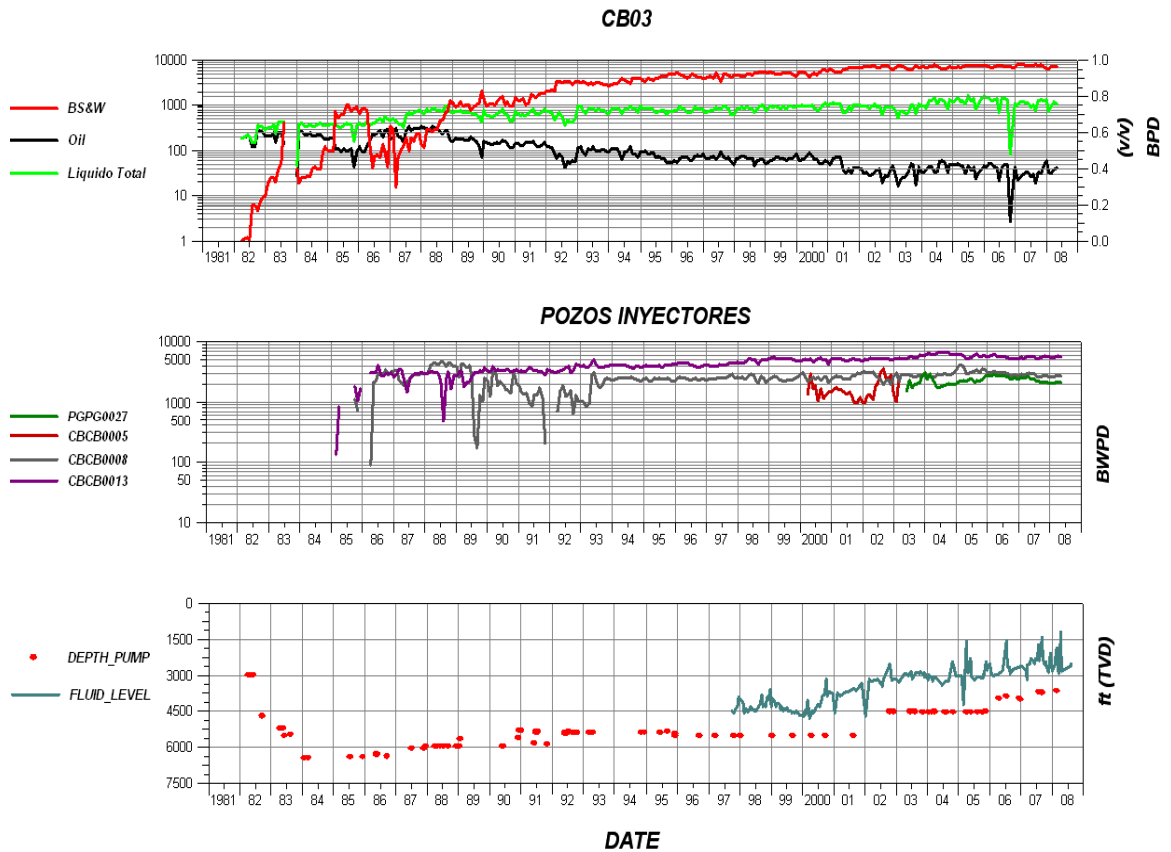


Grafico 4.21. Comportamiento producción CB-03.

Aunque esta recomendación técnicamente es viable, se debe analizar si operativa y económicamente lo es, teniendo en cuenta que para realizar esta extracción

debería cambiarse el pozo de BM a BES. Adicionalmente se debe manejar 500 barriles de agua mas en los pozos inyectores los cuales están limitados en capacidad.

Recomendaciones

- En el grafico 4.21 se puede ver que el nivel de fluido es alto y puede producir mas de 1500 BFPD, este caudal de fluido no se alcanzan con bombeo mecánico, por lo tanto se recomienda convertir a bombeo electrosumergible.

4.2.12 POZO CEBU 07

El pozo inicialmente fue abierto a producción en todas las arenas (TKGBAS, A, B1, B2 y B3). A principios de 1986 registraba un corte superior al 80%, por lo cual se decidió aislar las zonas inferiores B2 y B3, con empaque EZ a 6033ft, y producir por los intervalos TKGBAS, A y B1, a consecuencia de esto el corte de agua cayó a menos del 10% y la producción de petróleo se mantuvo e incluso incrementó.

El pozo incrementa su producción debido al proceso de inyección de agua, sin embargo no registra alto corte de agua tal como en la mayoría de los pozos del sector. La declinación que presentaba el pozo era inferior al 4%, el corte de agua permanece inferior al 30% desde 1986 hasta 2000.

En la grafica se observa la influencia que tiene el pozo CB-05 el cual esta completado en las mismas unidades por las que esta produciendo el CB-07. En abril del 2000 cuando este empieza a inyectar a una taza de 280 Bbls aproximadamente y se empieza a disminuir paulatinamente, se puede ver una reacción de disminución del corte de agua y luego a principios del 2002, que es cuando irrumpe el agua del CB-05 se ve que el corte de agua se incrementa hasta

un 43%, con el incremento de la inyección de este. Por tal motivo se decide cerrar el CB-05 en marzo de 2003, y se observa que el corte de agua en el pozo CB-07 baja hasta valores de 19%.

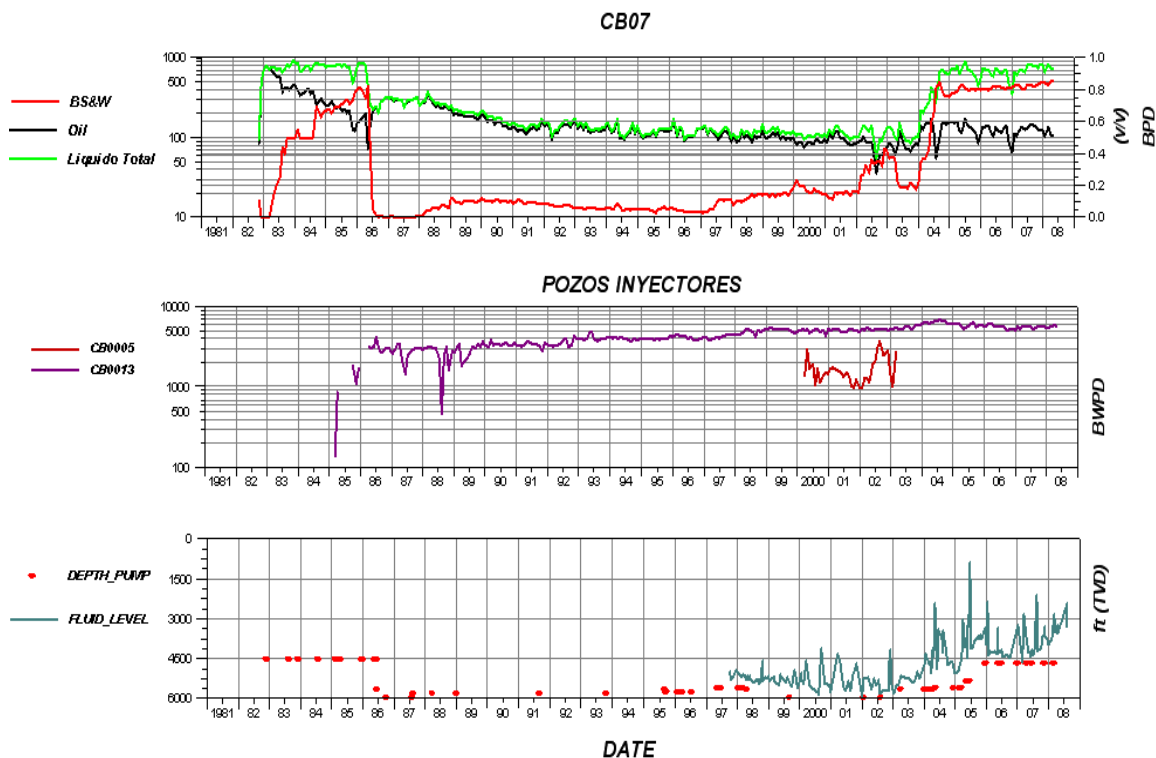


Grafico 4.22. Comportamiento producción CB-07.

A finales de 2003 es cerrado el pozo CB-14, que extraía 1200 BFPD (27 BOPD) y se puede ver que nuevamente el pozo CB-07 incrementa su corte de agua en forma abrupta hasta valores de 80%. A principios de 2005 el corte de agua se estabilizo y ha permanecido más o menos constante hasta la fecha.

Durante el segundo semestre de 2005, la producción de petróleo presenta una caída drástica de 150 a 85 BOPD debido a la disminución de extracción de fluido de 700 a 448 BFPD (datos de producción prorrateados). Las pruebas reportadas coinciden con estos valores, sin embargo, si se analizan los volúmenes desplazados por la bomba de subsuelo, estos valores son mayores y oscilan

entre 800 Bbls, lo cual sugiere que el pozo presentaba problemas de tubería rota. En diciembre de 2005 se hizo servicio a pozo y nuevamente desplazó 700 BFPD con 140 BOPD.

Recomendaciones

- Se recomienda realizar servicio a pozo, calibrar y rectificar revestimiento y profundizar la bomba 900'. Como se ve en el grafico 4.22 , actualmente la bomba está a 4708' (nivel de fluido entre 2800' y 3200') y puede llevarse hasta 5600' teniendo en cuenta que el pozo tiene una restricción a 5741'. Con esta profundización se puede incrementar extracción en 160 BFPD y 32 BOPD.

4.2.13 POZO CEBU 06

Este pozo fue completado inicialmente en las arenas TKGBAS, A, B1, B2 y B3. A principios de 1983 el corte de agua llegaba aproximadamente a 68% por lo que a finales de este mismo año se aisló la unidad B3 y el corte de agua cayó al 0%.

A finales de 1985 se observa ascenso de la producción, debido a la entrada de los pozos inyectores del sector (CB-08 y CB-13), la producción de petróleo se incrementó de 150 a 370 BOPD a finales de 1986, en donde también inició el ascenso del corte de agua. La producción de petróleo declinó rápidamente comparado con otros pozos del sector (39% AN), por lo cual se puede inferir que el soporte de presión no era eficiente en ese sector.

A principios de 1991 el pozo quedó inactivo debido a un pescado dejado en el pozo. En 1992 se recuperó el pescado y se detectó colapso a 5785' en el tope de las perforaciones. Durante el periodo de 1992 a 2002 la producción de petróleo permanece constante en 50 BOPD y el corte de agua asciende en forma moderada.

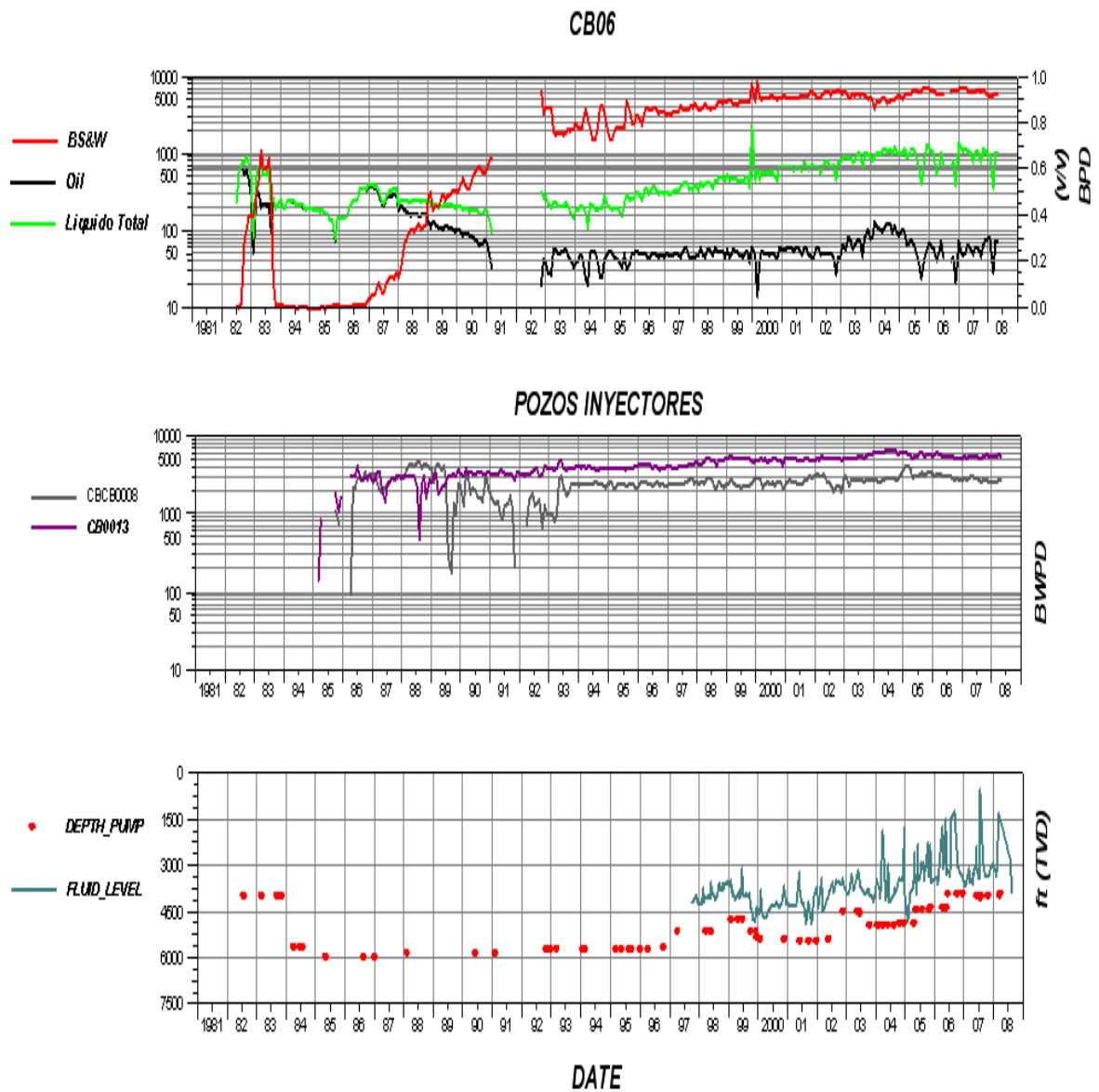


Grafico 4.23. Comportamiento producción CB-06.

En 2003 debido al cierre del pozo CB-14 y redistribución del agua de inyección y un cambio de bomba de mayor capacidad, el pozo inicia un cambio en su comportamiento, la producción de petróleo inicia un ascenso constante hasta alcanzar un máximo de 148 BOPD en Agosto de 2004 y el corte de agua baja de 94 a 89% y posteriormente inicia un nuevo ascenso, para finales del 2005 el corte

de agua llega hasta 96%. A mayo de 2008 el pozo extrae 1020,55 BFPD con 93% BSW y 72,46 BOPD.

En el segundo semestre de 2005 el pozo presenta una caída de extracción total, relacionada con mal funcionamiento del equipo de subsuelo, puesto que los datos de nivel de fluido así lo demuestran. Se realizaron servicios al pozo en octubre y noviembre de 2005 y se logró recuperar nuevamente la extracción en el pozo.

Para principios del 2008, el pozo tiene un nivel de fluido de 4294', (871' de columna líquida libre de gas) y con presión de entrada a la bomba de 350 psi. Adicionalmente el pozo tiene la bomba a 3950' y se podría profundizar hasta 5700' teniendo en cuenta que el pozo tiene una restricción severa a 5784'. Con esta acción se podría incrementar la extracción en 500 BFPD y 30 BOPD.

Recomendaciones

- Convertir a bombeo Electrosumergible dado que el nivel de fluido es alto, tal como nos muestra la gráfico 4.23 y puede producir mas de 1500 BFPD, que son caudales de fluido que no se alcanzan con bombeo mecánico.

4.3 GRUPOS DE PRESION

Inicialmente para sus estudios y análisis el Campo Cebú-Palgrande fue dividido por sectores teniendo en cuenta la ubicación de los pozos dentro del mapa estructural, esto dio origen a los siguientes sectores:

- Palgrande sector norte: Conformado por los pozos PG-04, 06, 15, 19, 26, 29A, 32 y 40.
- Palgrande sector occidente: integrado por los pozos 03, 08, 09, 10, 18, 20, 24, 28, 30 y 33.

- Palogrande sector centro: de este sector hacen parte los pozos PG-02, 05, 07, 11, 13ST, 14, 35 y 39.
- Palogrande sector oriente: Compuesto por los pozos PG-12,16, 21 y 25.
- Cebú sector norte: integrado por los pozos PG-22, 25, 27 y 37.
- Cebú sector sur: Conformado por los grupos CB-01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08, 11 y 13.

Gracias a la creación y montaje que se hizo en OFM de la base de datos del Campo Cebú-Palogrande y luego de los anteriores análisis, se logra redefinir la sectorización y organizar el campo en grupos de presión.

Esto se realizó graficando las pruebas de presión que ha tenido cada pozo. Los datos se graficaron en Excel ya que se tienen muy pocos datos de pruebas de presión y debido a que el software OFM trabaja extrapolando datos este no nos brinda mapas claros y confiables de presión.

Después de graficar los datos, se ubicaron los pozos dependiendo de la tendencia que estos siguieran y se agruparon como lo muestra la figura 4.24. Muchos de los pozos no tenían datos suficientes que mostraran un comportamiento lo suficientemente claro como para ubicarlos observando solo la curva de presión, por lo tanto se recurrió a otros factores tales como ubicación en el mapa estructural, influencia entre ellos y comportamiento de producción, para lograr su ubicación en los diferentes grupos de presión. Luego de este procedimiento se determinaron 4 grupos de presión.

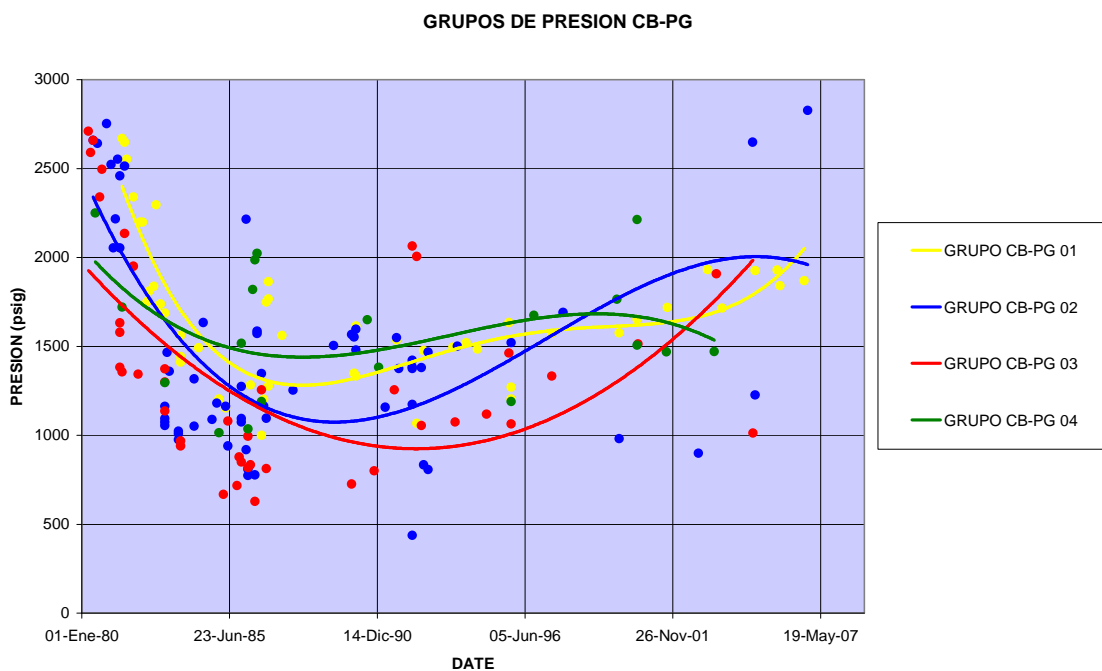


Grafico 4.24. Grupos de presión para el Campo CB-PG.

- Grupo CB-PG 01: Este grupo quedo conformado por los pozos CB-01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08, 11, 13, 14 y PG-27.
- Grupo CB-PG 02: La configuración de este grupo quedo de la siguiente manera PG-02, 05, 07, 09, 12, 13ST, 14, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 30, 33, 34, 36ST y 39.
- Grupo CB-PG 03: Este grupo lo componen los pozos PG-03, 04, 08, 10, 11, 15, 19, 28, 29, 31 y 41.
- Grupo CB-PG 04: compuesto por los pozos PG-06, 26, 32, 40

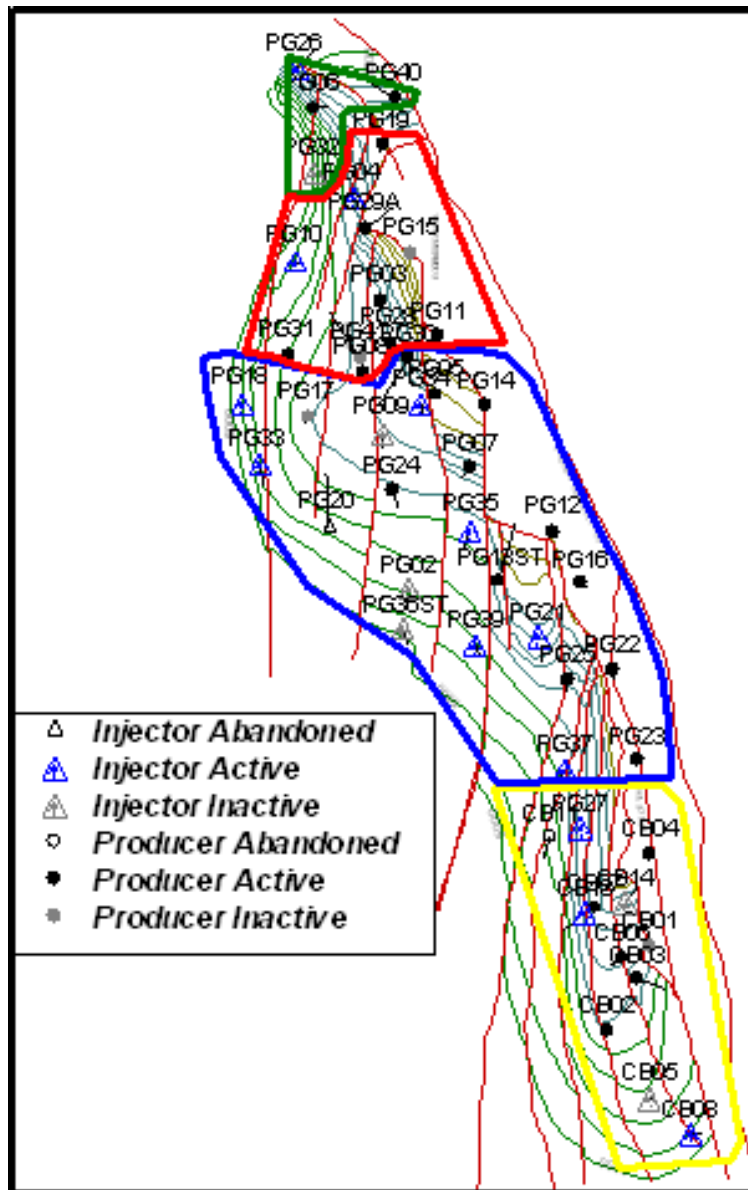


Grafico 4.25. Configuración de los grupos de presión para el Campo CB-PG.

4.4 DISEÑO GENERAL DE LA SARTA DE INYECCION SELECTIVA

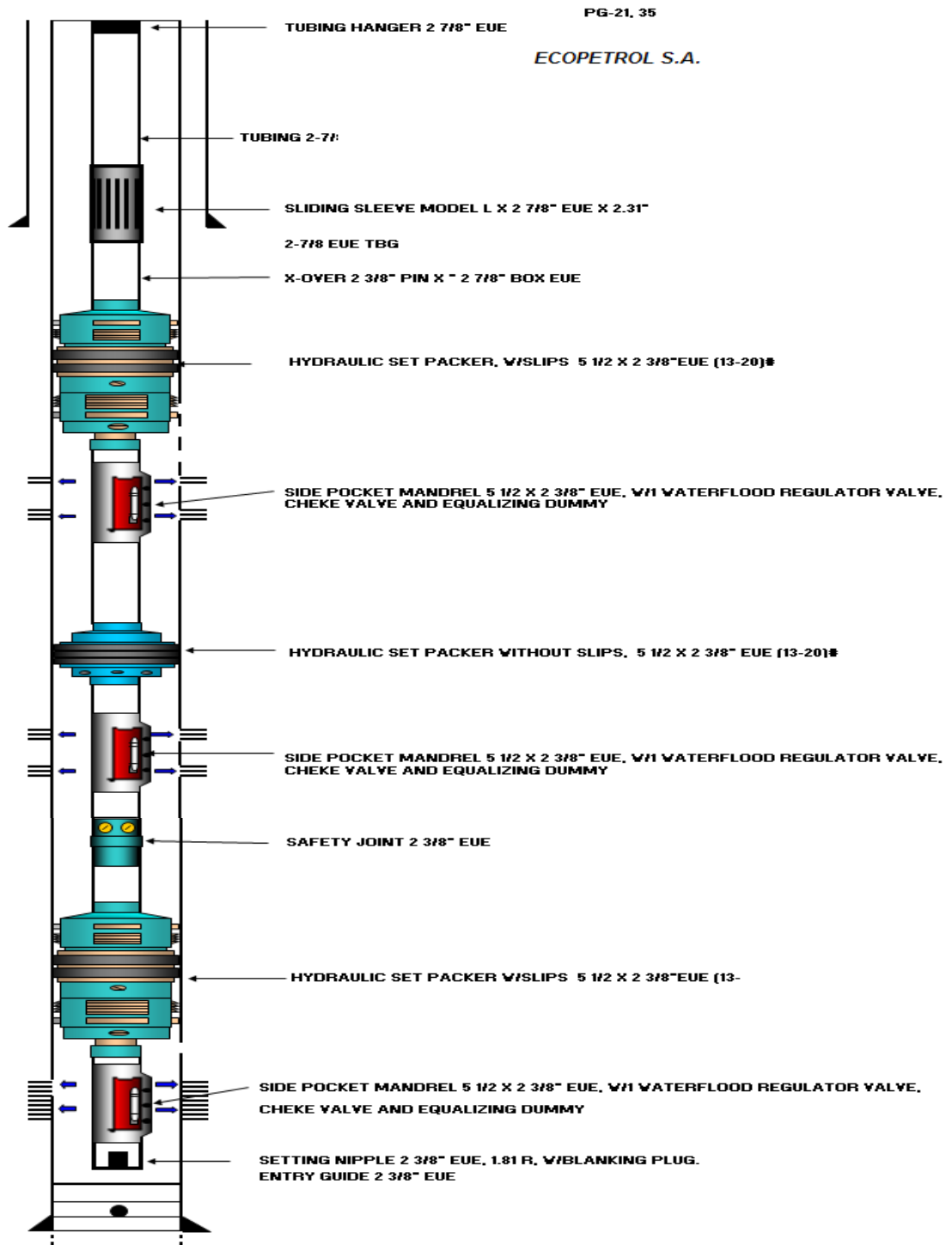


Figura 4.26 Diseño general de la sarta de inyección selectiva.

5. CONCLUSIONES

- La base de datos creada para el Campo Cebú-Palgrande es una herramienta que permite realizar análisis rápidos y detallados. Con el manejo de la base de datos se pueden hacer estudios tanto a nivel de pozo como también a nivel de grupo de pozos y además de todo el campo.
- La base de datos contiene datos generales y detallados del campo y de cada uno de los pozos que lo conforman, logrando integrar información que se encuentra en otros programas de administración de datos.
- El análisis de la información contenida en la base de datos mediante el OFM, permite tomar decisiones rápidas, confiables y específicas que tiendan a optimizar la inyección de agua y aumentar la producción de aceite.
- Mediante el análisis realizado pozo a pozo se lograron detectar pozos inyectoros candidatos para la implementación del programa de inyección selectiva.
- Después del realizar el análisis del campo se determinó que la implementación de la inyección selectiva, es un mecanismo favorable para el aumento de la extracción de aceite.
- Luego de realizar el análisis general del campo se detecto un exceso en la inyección de 11300 Bbls de agua.

- Al revisar el historial de eventos contenido en la base de datos, se logro establecer que la calidad del agua de inyección no es la mejor por lo que causa taponamientos en la cara de la formación.
- Debido a los resultados obtenidos con el desarrollo de este proyecto, el departamento de ingeniería de SOHT decidió implementar este mismo esquema para los demás campos que la conforman.
- Se determinaron cuatro grupos de presión que cambiaron la configuración anterior de campo, siendo estos más acordes al comportamiento real de este.

6. RECOMENDACIONES

- Debido a las dificultades presentadas durante la recopilación de la información del campo, se recomienda que esta sea almacenada en un lugar específico tanto la que se encuentra en medio físico como la que se encuentra en medio magnético. Y además que la información que se cargue en los programas de los cuales se alimenta la base de datos sea confiable y de buena calidad.
- Se recomienda la actualización periódica de la base de datos para que esta no pierda vigencia y utilidad.
- De acuerdo a la relación inyección-producción para el campo, se recomienda redistribuir la inyección de agua para lograr tener un mejor barrido de las zonas que aun tienen reservas de aceite y evitar que el yacimiento se presurice.
- Para disponer de los 11300 bbls de agua de inyección que sobran es recomendable perforar un pozo disposal. Una posible ubicación seria en la parte baja de la estructura del yacimiento.
- Se recomienda mejorar el tratamiento del agua de inyección, para así evitar el taponamiento en la cara de los pozos inyectoros, debido a que los análisis de agua muestran una tendencia incrustante a lo largo de todo el sistema, incrementando la probabilidad de daño en la cara de la formación por precipitación de carbonatos.
- Se recomienda realizar pruebas de presión estática para los pozos del campo ya con los las pruebas existentes no se logró obtener una sectorización precisa del yacimiento.

7. GLOSARIO

CALI: Abreviatura del registro Caliper (in).

CILD: Abreviatura del registro Deep Induction Standard Processed Conductivity (mS/m).

CLLD: Abreviatura del registro Latero-Log Deep Conductivity (mS/m).

CLLS: Abreviatura del registro Latero-Log Shallow Conductivity (mS/m).

DPHI: Abreviatura del registro Density Porosity (pu).

DRHO: Abreviatura del registro Delta Rho (g/cm³).

GR: Abreviatura del registro Gamma Ray (gAPI).

ILD: Abreviatura del registro Deep Induction Standard Processed Resistivity (ohm.m).

ILM: Abreviatura del registro Medium Induction Standard Processed Resistivity (ohm.m).

LL: Abreviatura del registro Laterolog (ohm.m).

LL3: Abreviatura del registro Laterolog 3 (ohm.m).

LLD: Abreviatura del registro Latero-Log Deep Resistivity (ohm.m).

LLS: Abreviatura del registro Latero-Log Shallow Resistivity (ohm.m).

MINV: Abreviatura del registro Micro-Inverse Resistivity (ohm.m).

MNOR: Abreviatura del registro Micro-Normal Resistivity (ohm.m).

Modificador de permeabilidad relativa RPM: Agente químico que se inyecta en la formación con el fin de modificar la mojabilidad preferente de la roca y por lo tanto la permeabilidad relativa de la roca.

MSFL: Abreviatura del registro Msfl Resistivity.

NPHI: Abreviatura del registro Neutron Porosity (pu).

PROX: Abreviatura del registro Prox Resistivity (ohm.m).

Prueba selectiva de inyección: Prueba que se realiza con el fin de determinar parámetros de inyección para cada intervalo de un pozo inyector.

Prueba selectiva de producción: Prueba que se realiza con el fin de determinar parámetros de producción para cada intervalo productor de un pozo.

RHOB: Abreviatura del registro Bulk Density (g/cm³).

Sarta de inyección selectiva: Conjunto de empaques y mandriles ordenados y ubicados en una configuración especial con el fin de obtener el caudal de inyección deseado en cada punto del pozo inyector.

SFLA: Abreviatura del registro SFL Resistivity Average (ohm.m).

SFLU: Abbreviatura del registro SFL Resistivity Unaveraged (ohm.m).

SMIN: Abbreviatura del registro Synthetic Micro-Inverse Resistivity (ohm.m).

SMNO: Abbreviatura del registro Synthetic Micro-Normal Resistivity (ohm.m).

SN: Abbreviatura del registro Short Normal (ohm.m).

SP: Abbreviatura del registro Spontaneous Potential (mV).

8. BIBLIOGRAFIA

- **Añazco Hugo Iván, Cortés Muñoz Ingrid Yazmín, Mora Hernández Jorge, Villadiego Atencio Darwin.** Acciones de mejoramiento del sistema de inyección-producción año 2005. Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima. ECOPETROL S.A. Neiva, Febrero de 2005.
- **Centanaro J, Posada Claudia, Gómez R.** Fichas Técnicas. Yacimientos de los campos del distrito Alto Magdalena. ECOPETROL. División de Yacimientos. Enero de 1995.
- **Villadiego Atencio Darwin.** Acciones de mejoramiento del sistema de Inyección-Producción Campo Palogrande Sector Oriente. ECOPETROL S.A. Neiva. Mayo de 2007.
- **MADURACION PROYECTOS 2008 - 2012 SUPERINTENDENCIA HUILA-TOLIMA.** “REINGENIERIA INYECCION-PRODUCCION DK-PGCB”. ECOPETROL S.A. 2008.
- **Forrest F. Craig Jr.** The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas. 1993.
- **OFM 2005.** Manual de Uso Básico. Schlumberger 2005.
- **OFM 2005.** Manual de Referencia. Schlumberger 2005.

ANEXOS

ANEXO 1

OIL FIELD MANAGER

El programa OFM está compuesto por un conjunto de módulos de gran alcance diseñados con el propósito de facilitar las tareas cotidianas de supervisión y administración de campos petroleros y de gas. OFM le permite al usuario visualizar, modificar y analizar los datos de producción y del yacimiento, permitiendo desarrollar análisis básicos y complejos, tanto para completamientos individuales como para múltiples zonas, así como para grupos de pozos, un campo entero, o incluso varios campos.

1 MODULOS BASICOS DE ANALISIS

Mapa base: Define los datos del proyecto y constituye la base para los otros módulos.

Reportes: Permite desplegar datos de entrada o datos calculados en forma tabular.

Gráficos: Permite adaptar datos de uno o más completamientos.

2 MODULOS AVANZADOS DE INGENIERIA Y GEOLOGIA

Análisis de curvas de declinación: Permite analizar, predecir y planificar el rendimiento del pozo. Se puede efectuar una predicción de declinación, resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas sobre los datos de producción histórica.

Mapas de burbuja: Despliega grandes cantidades de datos que ayudan a identificar tendencias, anomalías o problemas potenciales en un campo petrolífero.

Mapas de grilla: Genera mapas de contorno con rellenos de color y representaciones tridimensionales de los datos relacionados con la profundidad o el tiempo.

Mapas de gráficos XY: genera hasta cuatro curvas para cada pozo o categoría de selección y despliega en forma grafica la información directamente sobre el mapa base, en la ubicación geográfica del pozo.

Gráficos de dispersión: permite realizar hasta cuatro gráficos XY (con dos variables dadas) y en función del tiempo, y correlacionar el comportamiento de los pozos a través de todas ellas.

Visualización de registros: Permite visualizar, analizar y manejar para uno o más registros de uno o varios pozos.

Secciones transversales: Permite visualizar rápidamente la estructura del yacimiento a través de trazas de perfiles, marcadores, litología y esquemas de pozo.

Diagramas de estado mecánico: genera esquemas de completamiento de pozos y describe la historia de los equipamientos.

3 MODULOS OPCIONALES

Distribución de producción: Equilibra los volúmenes de producción en cada nodo de la red de producción. Incluye diversos tipos de cálculos de ingeniería de petróleos para la estimación de la tasa de producción de fluidos y simula cierres no programados y otros hechos inesperados.

Balance de materiales: Ayuda a determinar el petróleo y gas in situ; además predice el comportamiento del yacimiento y facilita el estudio de los efectos que las condiciones del mismo ejercen sobre la producción.

4 TIPOS DE INFORMACION

La información a cargar en la base de datos OFM se puede clasificar en tres categorías:

4.1 INFORMACION DEFINIDA

Este tipo de información requiere que se especifique la estructura de la tabla en la cual se va a almacenar, antes de que pueda cargarse en la base de datos. Esta definición puede hacerse interactivamente a través de la interfase grafica de usuario de OFM, o por medio de un archivo de definición en donde se especifica el tipo de tabla y todos los atributos de sus variables (nombre, tipo, unidades, formato para reportes y graficas, etc.), lo cual se hace usando palabras claves (keywords) en una sintaxis preestablecida.

4.2 TIPOS DE TABLAS PARA INFORMACION DEFINIDA

Para almacenar la información definida, el OFM maneja unos tipos de tabla preestablecidos, que son una especie de modelos de tablas. Cada uno de estos tipos de tabla ha sido optimizado para almacenar un tipo de información particular, y tiene predefinida la forma en que la tabla se relaciona con otras tablas; el usuario mantiene el control sobre el esto de los parámetros de la tabla tales como nombres y tipos de datos de las columnas.

4.2.1 TABLAS ESTATICAS

Una tabla estática contiene datos que no tienen historia, por ejemplo, el nombre del pozo, sus coordenadas, profundidad, intervalos perforados, etc. Hay un solo valor para estos datos y raramente éste cambia con el tiempo u otro parámetro (por ejemplo, un factor de corrección). El usuario puede definir cualquier número de tablas estáticas y ellas estarán relacionadas a la tabla Estática Maestra a través de la clave primaria de la base de datos.

Well	Porosity	Net Pay	Water Saturation
Blue_10:Ad_1A	0.13178264	33.15162712	0.323707597
Blue_11:Li_1C	0.138923453	37.67339183	0.346519313
Blue_12:Ad_4	0.133471918	29.76791819	0.347377741
Blue_12:Li_1C	0.194716764	26.89355907	0.32467533
Blue_13:Ge_4E	0.173957033	30.63048037	0.325435532

Figura 1. Ejemplo de tabla estática.

La tabla Maestra Estática es la tabla principal de la base de datos y la única a la cual casi todos los datos están relacionados. Se debe definir solamente una tabla maestra y como cualquier tabla estática, ella contiene datos que no cambian. Esta es la tabla donde el usuario carga los objetos o entidades que desea analizar dentro del proyecto (pozos, intervalos, tanques, etc.) Cada objeto de esta tabla es almacenado en un registro y será graficado en el mapa base con un símbolo; las coordenadas de cada uno de estos objetos también están almacenadas en esta tabla. La clave primaria de la tabla maestra siempre es la primera columna que se define (UNIQUEID), y debe contener datos de tipo alfanumérico.

UNIQUEID	Wlbr_Id	Cmpl_Id	Zone_Id	CID	ALIAS	XCOORD	YCOORD	UPPER	LOWER	WELLSER	KBELEY	TOTALD	MIDPE
BLUE_1:Ge_6	BLUE_1	Ge_6	6	Ge	B-1	1672479	389880	4893	4897	26174		10311	
BLUE_1:He_0	BLUE_1	He_0	0	He	B-1	1672479	389880	5075	5079	26174		10311	
BLUE_1:Li_1C	BLUE_1	Li_1C	1C	Li	B-1	1672479	389880				6	10311	
BLUE_1:Os_4	BLUE_1	Os_4	4	Os	B-1	1672479	389880	8156	8162	26174		10311	
BLUE_10:Ad_1A	BLUE_10	Ad_1A	1A	Ad	B-10	1671243	388584	5972	5990	28381		6449	
BLUE_11:Li_1C	BLUE_11	Li_1C	1C	Li	B-11	1671819	389239	6378	6442	28635		6447	
BLUE_12:Ad_4	BLUE_12	Ad_4	4	Ad	B-12	1671819	389239	5970	6004	28635		6447	
BLUE_12:Li_1C	BLUE_12	Li_1C	1C	Li	B-12	1671819	389239					6447	
BLUE_13:Ge_4E	BLUE_13	Ge_4E	4E	Ge	B-13	1669787	388595					10553	
BLUE_13:Ge_4F	BLUE_13	Ge_4F	4F	Ge	B-13	1669787	388595	10508	10513	28790		10553	
BLUE_14:Ad_3BU	BLUE_14	Ad_3BU	3BU	Ad	B-14	1673135	390550	6256	6268	29361		6441	
BLUE_14:Ad_6A	BLUE_14	Ad_6A	6A	Ad	B-14	1673135	390550					6441	
BLUE_14:Li_1C	BLUE_14	Li_1C	1C	Li	B-14	1673135	390550	6350	6374	29361		6441	
BLUE_15:Ad_6A	BLUE_15	Ad_6A	6A	Ad	B-15	1673135	390550	6020	6055	29361		6441	
BLUE_16:Ad_4	BLUE_16	Ad_4	4	Ad	B-16	1673760	388565	6050	6060	29635		8971	
BLUE_17:Li_1C	BLUE_17	Li_1C	1C	Li	B-17	1673801	391205	6410	6432	29760		6440	
BLUE_17:Te_0	BLUE_17	Te_0	0	Te	B-17	1673801	391205	4304	4318	29760		6440	
BLUE_18:Cl_3	BLUE_18	Cl_3	3	Cl	B-18	1671818	390559	6704	6724	30046		6900	
BLUE_18:SWD_0	BLUE_18	SWD_0	0	SWD	B-18	1671818	390559					6900	
BLUE_2:Ge_2A	BLUE_2	Ge_2A	2A	Ge	B-2	1671143	389905				9	10600	
BLUE_2:Ge_3	BLUE_2	Ge_3	3	Ge	B-2	1671143	389905	10042	10050	26749		10600	
BLUE_2:Ge_4A	BLUE_2	Ge_4A	4A	Ge	B-2	1671143	389905	10332	10338	26749		10600	
BLUE_2:Ge_4E	BLUE_2	Ge_4E	4E	Ge	B-2	1671143	389905					10600	
BLUE_2:Ge_4F	BLUE_2	Ge_4F	4F	Ge	B-2	1671143	389905	10390	10400	26749		10600	
BLUE_2:Hu_2A	BLUE_2	Hu_2A	2A	Hu	B-2	1671143	389905					10600	

Figura 2. Ejemplo de tabla estática maestra.

4.2.2 TABLAS PERIODICAS

Estas tablas almacenan valores que pertenecen a las entidades contenidas en la tabla maestra, los cuales cambian con el tiempo. A esta clase de tablas pertenecen las de tipo Monthly y Daily. Las tablas mensuales permiten almacenar un único valor por mes. Las tablas diarias son equivalentes a las mensuales, sólo que permiten almacenar un único valor por día. La clave primaria de estas tablas se compone de dos columnas: La primera columna corresponde con la clave primaria de la tabla maestra (UNIQUEID) y la segunda columna corresponde al campo Date. Cuando se define una de estas tablas, OFM agrega automáticamente la clave primaria y la columna Date y establece la relación con la tabla maestra. Se pueden definir varias tablas mensuales y diarias dentro del mismo proyecto.

UNIQUEID	Date	OIL	GAS	WATER
BLUE_1:He_0	10/11/1996	73	90	980
BLUE_1:He_0	11/11/1996	76	94	1004
BLUE_1:He_0	12/11/1996	75	93	999
BLUE_1:He_0	13/11/1996	75	93	999
BLUE_1:He_0	14/11/1996	75	93	963
BLUE_1:He_0	15/11/1996	73	90	999
BLUE_1:He_0	16/11/1996	74	92	962
BLUE_1:He_0	17/11/1996	71	88	975
BLUE_1:He_0	18/11/1996	72	89	1009
BLUE_1:He_0	19/11/1996	75	93	994
BLUE_1:He_0	20/11/1996	70	87	1004
BLUE_1:He_0	21/11/1996	73	90	958
BLUE_1:He_0	22/11/1996	74	92	1004
BLUE_1:He_0	23/11/1996	73	90	957
BLUE_1:He_0	24/11/1996	72	89	980
BLUE_1:He_0	25/11/1996	71	88	1004
BLUE_1:He_0	26/11/1996	72	89	999
BLUE_1:He_0	27/11/1996	69	85	999
BLUE_1:He_0	28/11/1996	70	87	963
BLUE_1:He_0	29/11/1996	71	88	999
BLUE_1:He_0	30/11/1996	72	96	1012

Figura 3. Ejemplo tabla monthly.

UNIQUEID	Date	DAYS	OIL	GAS	WATER
BLUE_1:Ge_6	01/12/1999	8	1440	38	44
BLUE_1:Ge_6	01/01/2000	31	6061	75	0
BLUE_1:Ge_6	01/02/2000	29	5152	156	0
BLUE_1:Ge_6	01/03/2000	31	5347	74	0
BLUE_1:Ge_6	01/04/2000	30	4642	113	0
BLUE_1:Ge_6	01/05/2000	31	5264	87	0
BLUE_1:Ge_6	01/06/2000	30	5247	35	0
BLUE_1:He_0	01/07/1995	31	561	18271	2
BLUE_1:He_0	01/08/1995	31	3066	8440	81
BLUE_1:He_0	01/09/1995	30	2133	5531	1808
BLUE_1:He_0	01/10/1995	31	2282	5664	4250
BLUE_1:He_0	01/11/1995	30	2697	3272	5638
BLUE_1:He_0	01/12/1995	31	3741	668	10354
BLUE_1:He_0	01/01/1996	31	4201	2809	16191
BLUE_1:He_0	01/02/1996	29	4289	793	15970
BLUE_1:He_0	01/03/1996	31	4292	733	18236
BLUE_1:He_0	01/04/1996	30	4165	1006	18197
BLUE_1:He_0	01/05/1996	20	3200	1060	10929
BLUE_1:He_0	01/06/1996	30	3933	1545	29327
BLUE_1:He_0	01/07/1996	31	3688	1479	23149
BLUE_1:He_0	01/08/1996	31	3405	1051	29975

Figura 4. Ejemplo tabla daily.

4.2.3 TABLAS ESPORADICAS

Una tabla esporádica está diseñada para almacenar valores ocasionalmente. Estos valores pueden ser esporádicos en el tiempo o con la profundidad, por ejemplo, cuando se cargan datos de pruebas (esporádicos en el tiempo) o datos de corazones (esporádicos en profundidad). Para este tipo de tablas, OFM no define completamente la clave primaria. La primera columna que se debe definir es la única que será combinada con la columna ID para generar la clave primaria (ID + DATE ó ID + DEPTH).

WELL	DATE	HOUR	OIL	GAS	WATER	API	STATUS
SF-011	15/09/2000		706	83	1334		
SF-011	15/10/2000		596	73	1218		
SF-011	15/11/2000		618	164	1202		
SF-011	15/12/2000		593	152	1231		
SF-011	09/01/2001		595	64	971		
SF-011	12/01/2001		729	69	759		
SF-011	22/01/2001		415	74	1391		
SF-011	25/01/2001		344	65	1378		
SF-011	27/01/2001		822	62	966		
SF-011	29/01/2001		660	68	991		
SF-011	05/02/2001	4	605	120	1139	26,9	BE
SF-011	21/02/2001	4	588	112	1044	26,9	BE
SF-011	21/03/2001	5	542	129	934	26,9	O
SF-011	30/03/2001		370	141	1108		
SF-011	01/04/2001		276	472	1194		

Figura 5. Ejemplo de tabla esporádica.

4.2.4 TABLAS DE REFERENCIA CRUZADA Y TABLAS DE BUSQUEDA

Estas tablas contienen datos de referencia que no están relacionados con ninguna otra tabla. Normalmente se usan como un diccionario o una tabla de traducción.

Los datos de referencia cruzada y búsqueda se asemejan a los datos estáticos, salvo que estos últimos están ligados a la clave primaria de la base de datos, mientras que los datos de referencia cruzada pueden estar ligados a un arreglo, a una variable de clasificación o a ningún elemento en particular.

	LEASE	OILCUM	SIZE
	BERRINGER	12275420	BIG
	HENDERSON	1699	SMALL
	LANDRY	658977	BIG
	TRAMMEL	2573141	BIG
	UNKNOWN	1080	SMALL
	WALLACE	1098944	BIG
▶			

Figura 6. Ejemplo de tabla de referencia cruzada.

Una tabla de búsqueda almacena únicamente datos numéricos que son específicos de entidades que no necesariamente corresponden a las entidades de la tabla estática maestra, y que cambian a lo largo del tiempo, o con respecto a cualquier otra variable.

	Entity	DATE	OILPRICE	GASPRICE	OILE
	BERRINGER	01/01/1950	20		
	BERRINGER	01/01/1960	25		
	BERRINGER	01/01/1970	30		
	BERRINGER	01/01/1980	35		
	BERRINGER	01/01/1990	40		
	BERRINGER	01/01/1999	50		
	TRAMMEL	01/01/1950	20,5		
	TRAMMEL	01/01/1955	22,5		
	TRAMMEL	01/01/1960	25,5		
	TRAMMEL	01/01/1970	30,5		
	TRAMMEL	01/01/1980	35,5		
	TRAMMEL	01/01/1990	40,5		
	TRAMMEL	01/01/1999	45,5		
▶					

Figura 7. Ejemplo de tabla de búsqueda.

4.2.5 TABLAS TIPO TRACE

Estas tablas están diseñadas para almacenar curvas de registros de pozo, es decir, datos que pertenecen a un pozo y que cambian con la profundidad. Debe tenerse en cuenta que OFM sólo define una clave foránea para este tipo de tablas. OFM no crea automáticamente la primera columna (DEPTH), la cual es obligatoria, y el usuario tiene que definirla manualmente usando dicho nombre de columna.

	DEPTH	SP	RLD
	4880	-117.7	1.63
	4881	-117.7	1.63
	4882	-117.7	1.35
	4883	-117.7	1.07
	4884	-117.7	0.94
	4885	-117.7	1.01
	4886	-117.7	1.21
	4887	-117.7	1.76
	4888	-114.1	2.46
	4889	-108	3.09
	4890	-109.5	3.5
	4891	-114.5	3.77
	4892	-117.9	4.09
	4893	-120.8	4.56
	4894	-121	5.26
	4895	-120	5.23

Figura 8. Ejemplo de tabla tipo trace.

4.2.6 TABLA DE VARIABLES DE CLASIFICACION

Los datos de clasificación se consideran como información no definida por que cuando se necesitan el OFM crea automáticamente la tabla donde se almacenan (tabla SC); sin embargo, es el usuario quien define las columnas de la tabla (variables de clasificación).

5 INFORMACION NO DEFINIDA

La información no definida se puede cargar directamente en la base de datos, en tablas cuya estructura esta preestablecida por el OFM y no puede ser modificada por el usuario, de modo que no es necesario crear un archivo de definición para

ellas. En la **tabla 1** se presentan los tipos de información no definida que se manejan en la base de datos OFM.

TIPO DE INFORMACION	DESCRIPCION
Desviación (Deviation) (*.dev)	Información dependiente de profundidad que indica desviación en un pozo a partir de la localización de superficie. Esta información requiere el uso de palabras claves específicas (ej. tvd, depth, xdelt, ydelt).
Fallas (Fault) (*.flt)	Contiene información sobre los atributos de profundidad y tiro de la falla. Un máximo de 30 nombres de falla pueden usarse en un proyecto.
Anotaciones de Mapa (Map Annotations) (*.ano)	Información adicionada a un mapa base para mejorar su presentación (ej. líneas de recolección) y requiere de un formato específico de los archivos de entrada. Cuando se incluye en el proceso de carga, esta información se referencia automáticamente y se despliega cuando se accesa la base de datos.
Marcadores (Markers) (*.mrk)	Información dependiente de profundidad que registra un valor a un profundidad específica por entidad wellbore (ej. topes de formación, niveles de fluido) y requiere del uso de la palabra clave *Depth. Los nombres de los marcadores son definidos por el usuario.
Variables calculadas (Parser) (*.par)	Información definida por el usuario, variables calculadas que desarrollan cálculos sobre variables de entrada u otras variables calculadas.
Patrones (Pattern) (*.pat)	Información utilizada para identificar un grupo de entidades que forman una relación y la magnitud en que se relacionan (ej. pozos inyectoros influyendo sobre los volúmenes de producción de pozos productores).
Categorías de clasificación (*.srt)	Información dependiente de una entidad que se utiliza para crear subconjuntos del proyecto para facilitar el análisis (ej. operador, campo, región PVT). Esta información definida por el usuario requiere que las palabras claves sean introducidas y definidas entre las palabras clave específicas *Define y *End_Define.
Símbolos de pozo (Well Symbols) (*.sym)	Define los símbolos del mapa base, etiquetas y colores.
Estados Mecánicos (Wellbore) (*.wbd)	Archivos de carga de información de estados mecánicos de pozo. Lista el equipo de fondo de pozo (tubing, casing, liner, packers, cement, plugo) y eventos, tales como tratamientos. Requiere de un formato específico de los archivos de entrada.

Tabla 1. Tipos de información no definida.

6 INFORMACION DE REFERENCIA

La información de referencia no se carga, pero puede ser modificada. Entre este tipo de información se encuentran: unidades, ecuaciones de conversión de información y multiplicadores.

7 RELACIONES ENTRE LAS TABLAS DE UN PROYECTO OFM

Casi todos los datos que se pueden manejar en un proyecto OFM pertenecen a alguna entidad de diferente nivel; los datos de producción pertenecen a un completamiento o a un pozo, los datos de registros pertenecen a un pozo, los datos PVT y/o permeabilidades relativas pertenecen a una unidad de flujo.

La **figura 9** resume la mayoría de los tipos de tabla mencionadas y la manera en que ellas se relacionan con la tabla estática maestra.

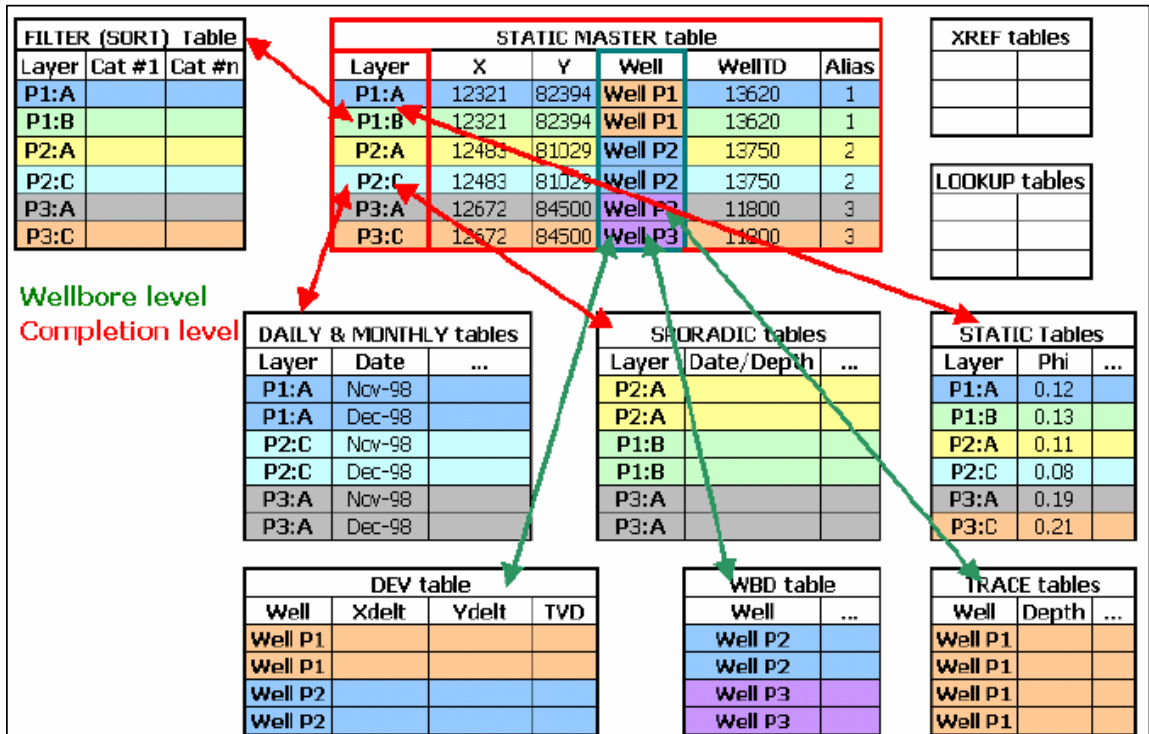


Figura 9. Relaciones entre tablas de un proyecto OFM.

8 TIPOS DE VARIABLES EN OFM

Una variable se reconoce como la etiqueta de los datos. También se conoce como un nombre de campo de datos o nombre de columna en una tabla de la base de datos. La variable tiene una propiedad llamada tipo, lo cual la diferencia de otras variables y determina la clase de información que ésta almacenará, por ejemplo, una variable puede ser de tipo entero (integer), doble (double), cadena (string) o flotante (float).

9 VARIABLES DE ENTRADA

Estas se crean en el momento en que se definen las tablas y columnas de la tabla en el archivo de definición, más precisamente estas variables son las columnas de tabla. En OFM los nombres de estas variables están compuestos por el nombre de la tabla donde están contenidas, seguido de un punto y el nombre de la columna a la cual nos referimos. Por ejemplo, cuando se tienen cargados datos de producción de aceite, agua y gas (OIL, WATER, GAS) en la tabla MONTLHYPROD y se quiere generar un reporte de producción de aceite, la variable que se invoca es MONTLHYPROD.OIL. Estas variables utilizan la información tal cual fue cargada en OFM para generar reportes, mapas, plots, etc, y OFM siempre tiene los datos de estas variables cargados en la base de datos.

10 VARIABLES CALCULADAS

Estas son variables que el usuario define completamente, el nombre de la variable y la fórmula que ésta utiliza. Prácticamente las variables calculadas permiten hacer cualquier tipo de cálculo. Al crear las variables calculadas se pueden utilizar constantes, operadores simples, variables de entrada, incluso otras variables calculadas y más de 250 funciones de sistema. También pueden utilizar funciones definidas por el usuario.

11 VARIABLES ATRIBUIDAS

Son variables cuyo valor es el resultado de un simple cálculo. Los operadores utilizados para las operaciones básicas de suma, resta, multiplicación y división son +, -, / y * respectivamente. Los datos no se cargan a una variable atribuida ni quedan cargados en la base de datos. Cada vez que se necesitan los datos, OFM hace el cálculo y los publica en la tabla donde están definidas las variables pero no los almacena, sin embargo están disponibles en el momento que se requieran. Las variables atribuidas se definen en las tablas como columnas extras y no se pueblan con datos.

12 FUNCIONES DEL SISTEMA

Las funciones del sistema se emplean para realizar operaciones estándar tales como encontrar el mínimo valor o la suma de los datos de una columna. Hay funciones matemáticas para trigonometría, funciones estadísticas para promedios, funciones de formateo para nombres y fechas, y funciones para calcular propiedades de aceite, gas y agua a partir de correlaciones. Las funciones del sistema pueden utilizarse en variables calculadas, reportes, consultas, encabezados y funciones definidas por el usuario.

13 FUNCIONES DEFINIDAS POR EL USUARIO

Una función de usuario, es un procedimiento escrito por el usuario que al igual que las funciones de sistema, desarrollan operaciones sobre los datos cargados en el proyecto, devolviendo resultados de acuerdo a las necesidades del usuario. Estas funciones se construyen utilizando declaraciones de funciones de usuario y funciones de sistema.

ANEXO 2

MONTAJE DE LA BASE DE DATOS EN OFM

NOTA: La elaboración de este anexo fue realizada por sus autores en el desarrollo del proyecto (EVALUACION DEL SISTEMA DE INYECCION – PRODUCCION DEL YACIMIENTO CEBU – PALOGRANDE A TRAVES DEL SOFTWARE OFM (OIL FIELD MANAGER)).

Para el montaje de la base de datos, primero se debe crear el espacio de trabajo o proyecto que para este caso se llama Base de Datos Campo Cebú - Palogrande, para luego empezar con el montaje de la base de datos que se creó para este proyecto.

CREACIÓN DE NUESTRO ESPACIO DE TRABAJO (WORKSPACE)

Para esto se empieza con abrir el programa *OilField Manager (OFM)* posteriormente, se debe crear un nuevo espacio de trabajo (Workspace), esto se hace como lo muestra la siguiente *figura 1*.

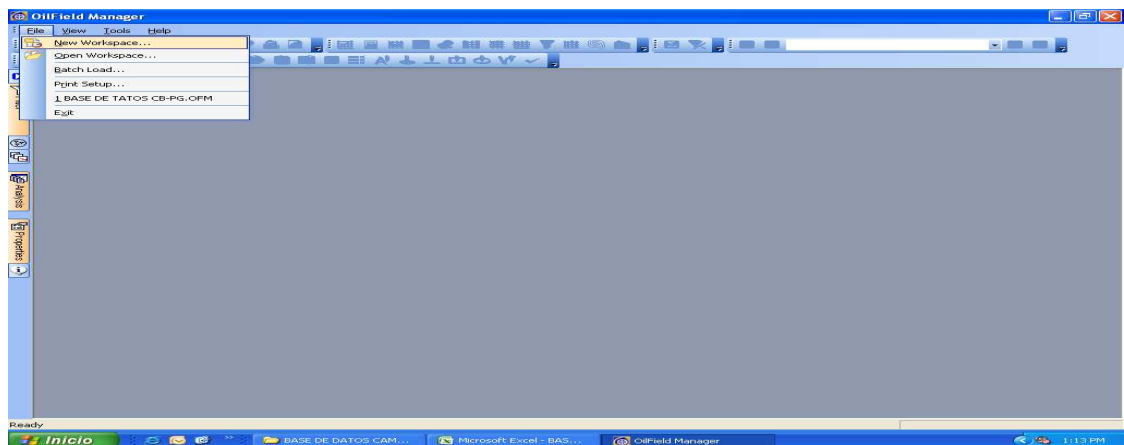


Figura 1 Creación del nuevo Workspace.

Nótese que en esta vista ningún icono se encuentra activo por que no se a creado ningún Workspace, Luego de dar click en **New Workspace** y se tendrá la siguiente figura.

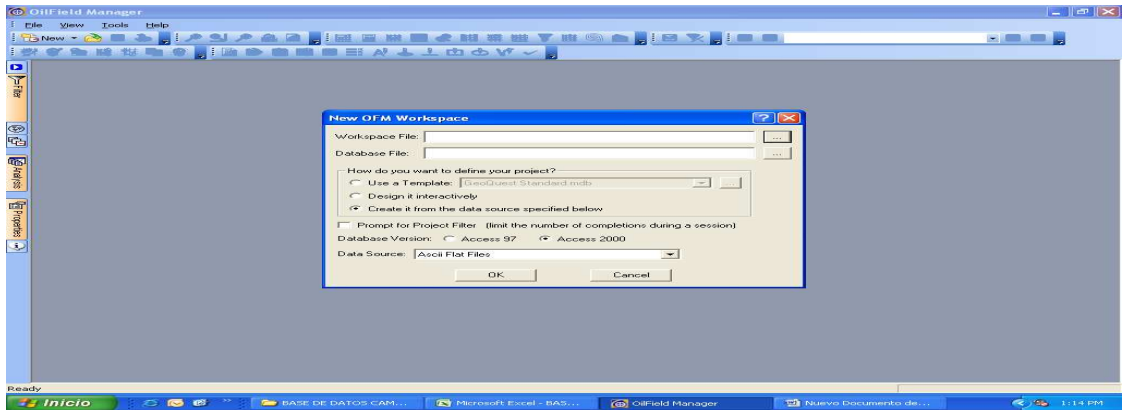


Figura 2 Como guardar el workspace.

Se da click en los puntos suspensivos y se tendrá la siguiente figura.

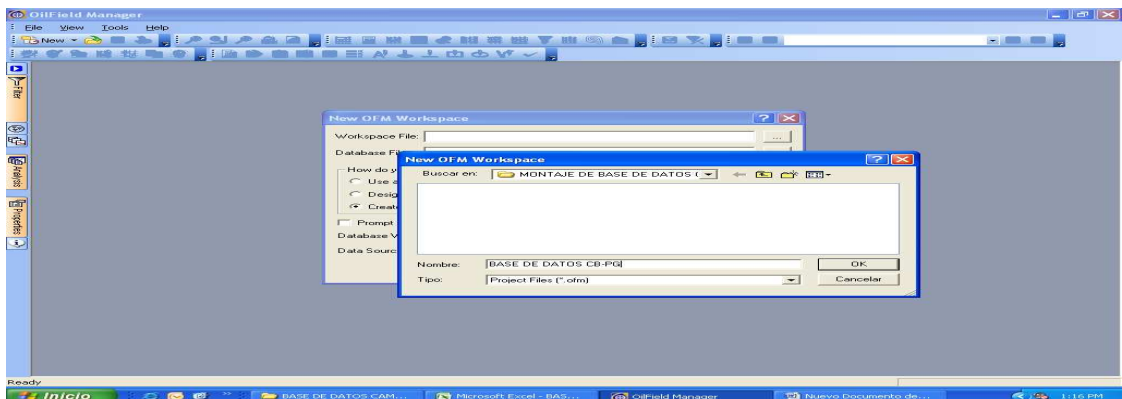


Figura 3 Nombrar y guardar el workspace.

En este paso se elige en que parte se guardara el Workspace, la Database y se le da un nombre adecuado y OK.

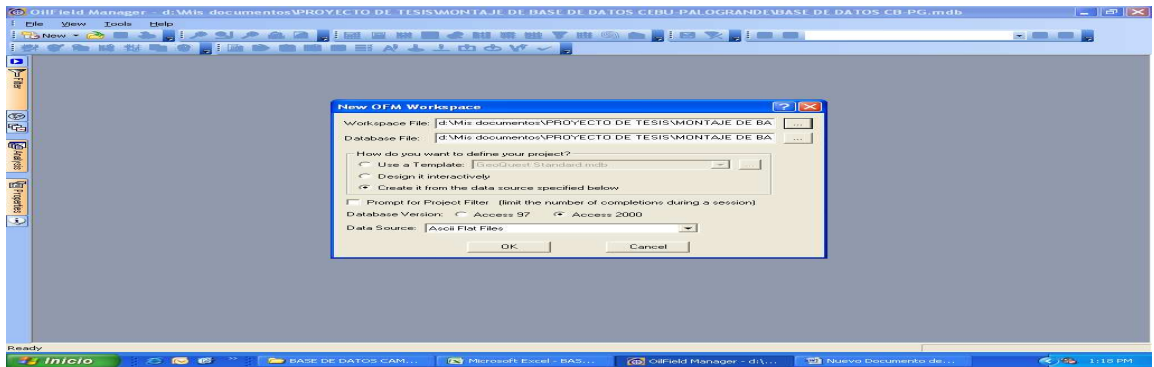


Figura 4 Terminación de la creación del workspace.

Luego se hace click en OK y tendremos la siguiente *figura*.

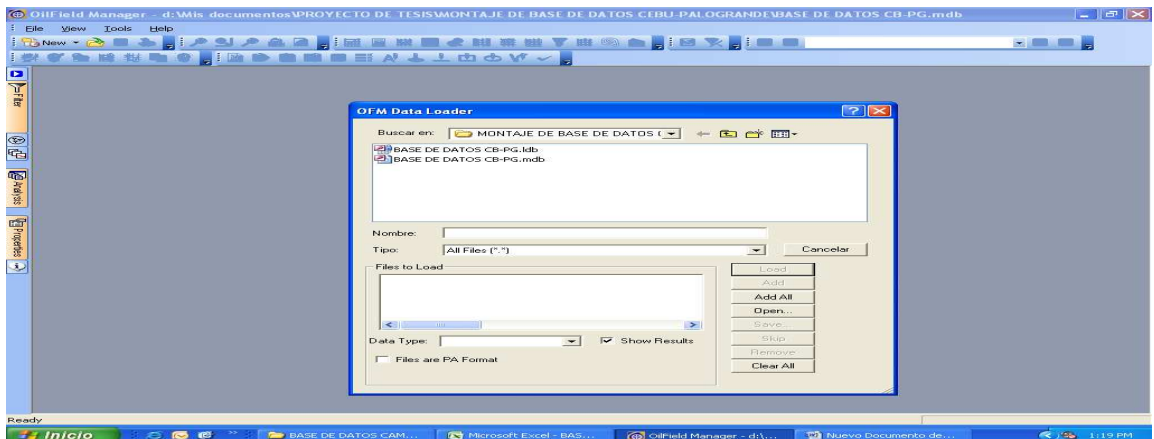


Figura 5 Cargar el workspace.

En esta vista se muestran dos archivos que son de tipo Microsoft Office Access, uno es donde quedara guardada toda la base de datos que se montara posteriormente y que tendrá una extensión *Microsoft Office Access Database*, y el otro que tiene una llave, es como una copia de seguridad de ésta y tendrá una extensión *Microsoft Office Access Record-Locking Information*, posteriormente se carga el archivo de tipo *Microsoft Office Access Database*, esto se hace seleccionando el archivo mencionado, dando click en Add y luego en Load, para tener la siguiente *figura*.

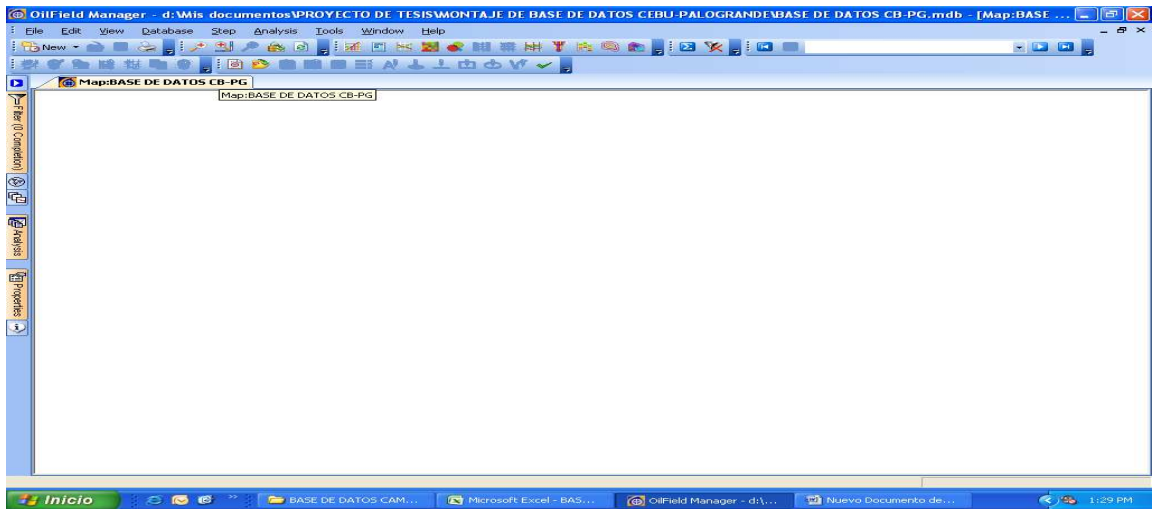


Figura 6. Vista del nuevo workspace.

En este paso ya se tiene creado el Workspace y notese que ya todos los iconos del programa se encuentran activos, por lo tanto se empezara con la creacion de las tablas y la cargada de sus respectivos datos.

CREACION DE LAS TABLAS

Se debe tener en cuenta que las tablas que se crean aquí, deben tener el mismo nombre y el mismo número de variables de las tablas que fueron creadas en excel. Para crear las tablas en OFM, se sigue con la *figura 6* y se empieza seleccionando la opción **Database**.

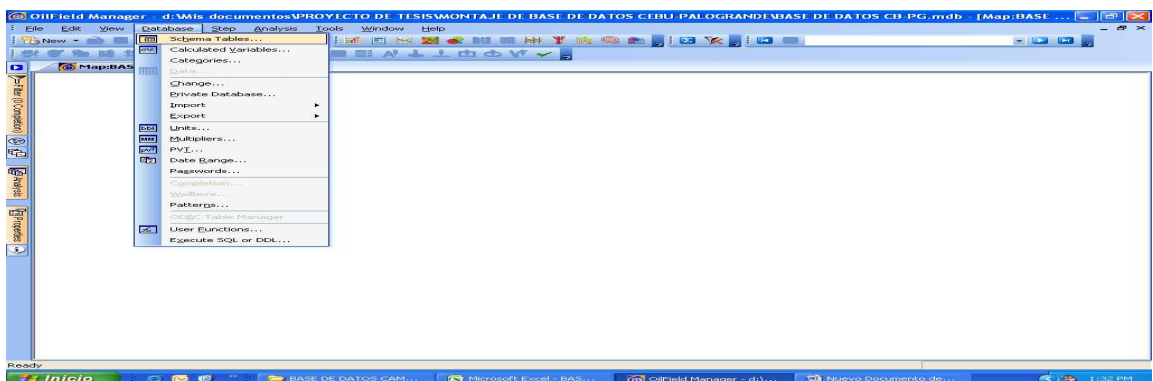


Figura 7 Creación de la primera tabla.

Luego en el listado que se despliega se selecciona **Schema Tables...**, y se abra el siguiente recuadro.

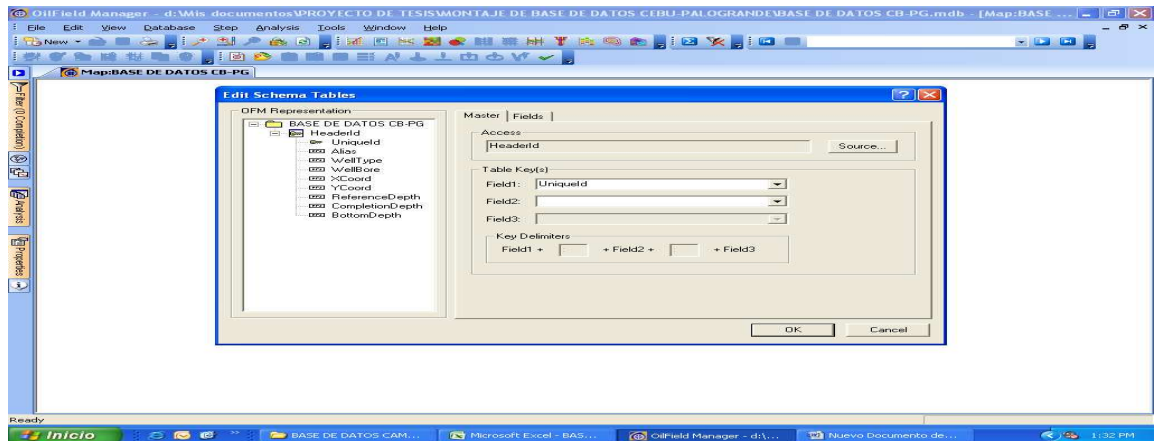


Figura 8 Tabla HeaderId.

En la figura 8 por default aparecerá una tabla llamada **HeaderId**, ésta tabla, el programa la crea automáticamente, porque es la tabla maestra que éste programa maneja, y además trae ciertas variables como: Uniqueld, Alias, WellType, WellBore... etc. Se aclara que ésta tabla no contiene datos cargados, éstos se cargarán posteriormente.

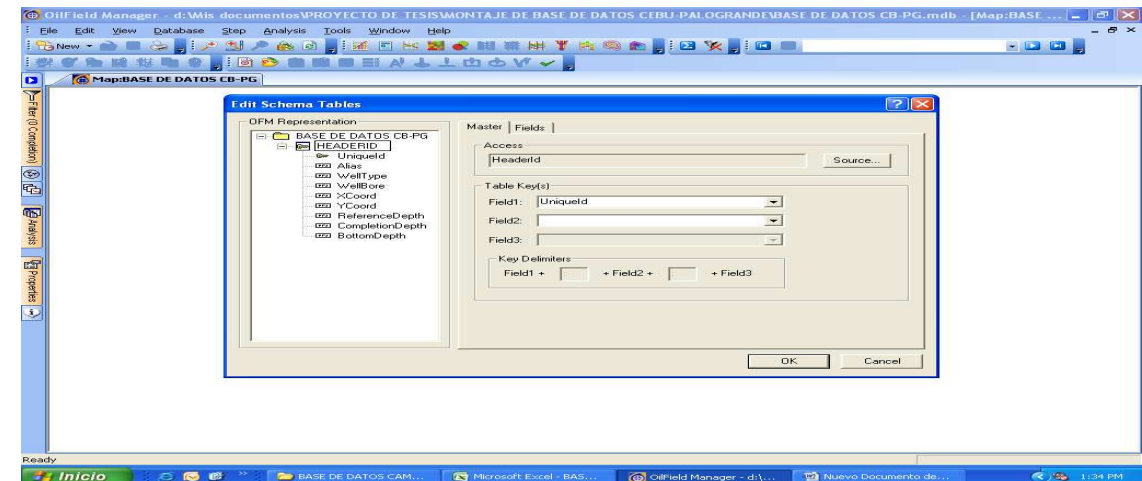


Figura 9 Renombrar la tabla HEADERID.

Se debe colocar el nombre de ésta tabla en letras mayúsculas y también asignarle las propiedades a la tabla, si miramos la pestaña **Master**, se puede ver que se

tiene la opción de ponerle hasta tres llaves a la tabla, por defecto la llave es la variable *UNIQUEID*. Las llaves de las tablas se utilizan para relacionar las demás variables de la tabla, si se selecciona la pestaña **Fields**, se ve un listado de todas las variables de la tabla y sus principales propiedades.

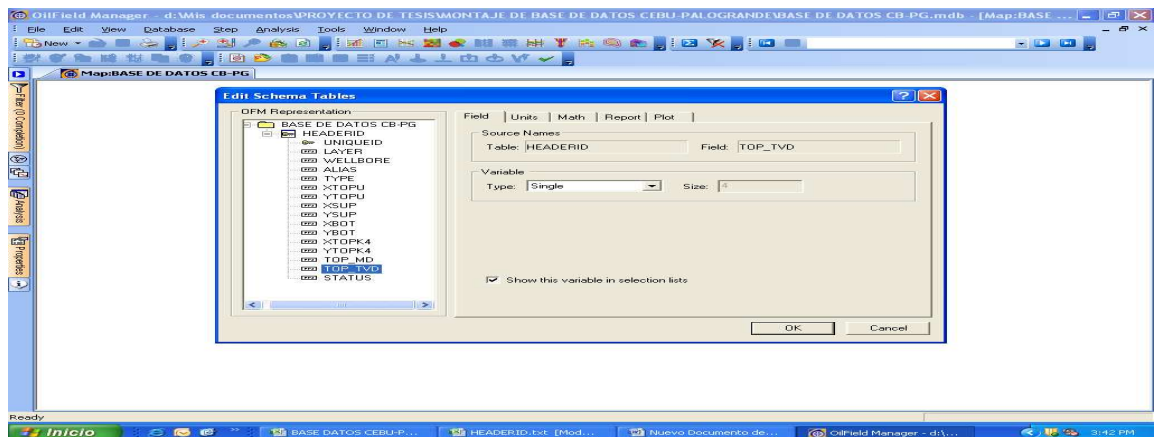


Figura 10 Las variables de la tabla y sus propiedades.

Posteriormente se debe seleccionar cada una de las variables de la tabla maestra (HEADERID) para asignarle sus propiedades, si se selecciona la pestaña **Field**, se encuentran datos como la tabla en la cual se encuentra la variable, el nombre de ésta, el tipo de variable que puede ser (texto, numérico), el tamaño que puede ser (single, doublé) para variables numéricas y con cierto número de caracteres si son de texto, también si quiere que la variable aparezca en el listado que tiene el programa se debe dejar seleccionado la opción **Show this variable in selection list**.

Para las variables que son de texto, se tiene una pestaña que es **Report**, en este se encuentran las características con que se quiere que la variable aparezca en un reporte que se realice.

En las variables que son de tipo numérico, además de la pestaña **Report**, se encuentran otras como **Units**, en donde se puede escoger las unidades con las que se quiera trabajar, también se tiene la pestaña **Plot**, en ésta se encuentran las

características con que se quiere que salgan las variables en los gráficos, por ejemplo el nombre, color de línea, tipo de línea, grosor, o si se quiere que sean puntos y no líneas las que aparezcan en el gráfico. Esto se debe hacer con cada una de de las tablas y con cada una de las variables que estas contengan. Si se quiere adicionar otra tabla lo que se debe hacer es: Damos click sobre la tabla HEADERID y luego que se despliegue el listado, se da click en *Add*, posteriormente se nombra. Luego para crear las variables de la tabla se hace lo mismo, pero esta vez se hace click derecho sobre las variables que aparecen por *default* (UNIQUEID, Date u otra) en la nueva tabla y se nombran a cada una de ellas y se da OK.

CARGA DE DATOS

Con respecto a la cargada de los datos, se puede decir que este procedimiento se hace a medida que se va creando cada tabla o también puede hacerse cuando ya todas las tablas estén creadas. Es más conveniente hacerlo a medida que se vayan creando las tablas, para ir viendo posibles errores que surjan a medida que se cargan los datos.

Para cargar los datos se sugiere que los archivos que contienen esta información se encuentren en el tipo de extensión que es, y estén guardados en una sola carpeta para no tener problemas de localización. Luego de tener la información lista, se llevan a cabo los pasos que se encuentran en las siguientes figuras.

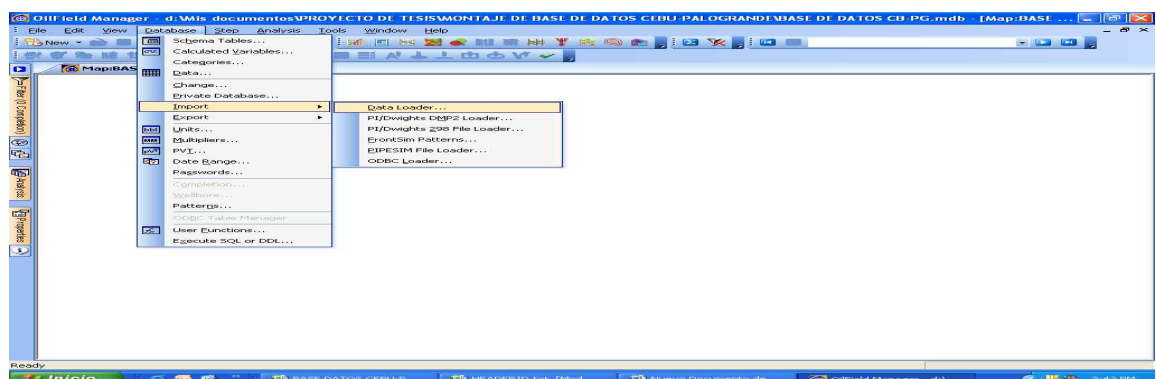


Figura 11 Comienzo de la carga de datos.

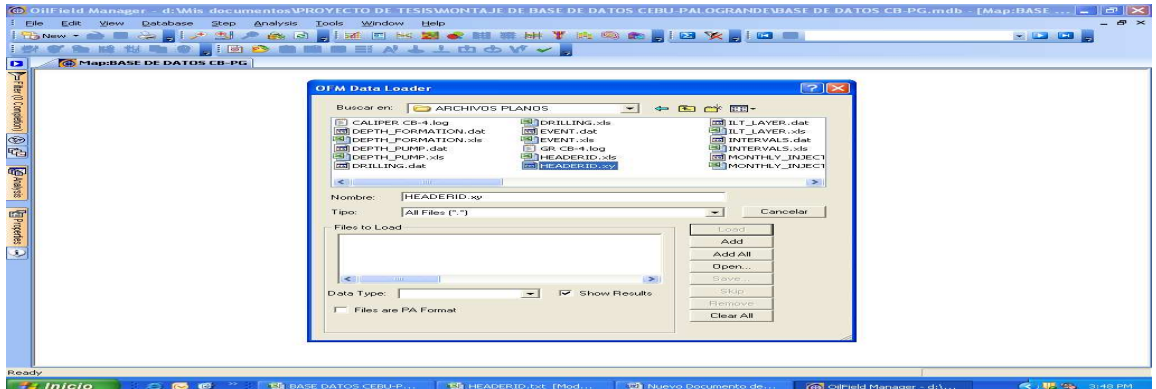


Figura 12 Seleccionar y adjuntar el archivo a cargar.

Se ubica la carpeta donde se guardaron los archivos y se selecciona el archivo plano HEADERID.xy (para este ejemplo), se da click en **Add**.

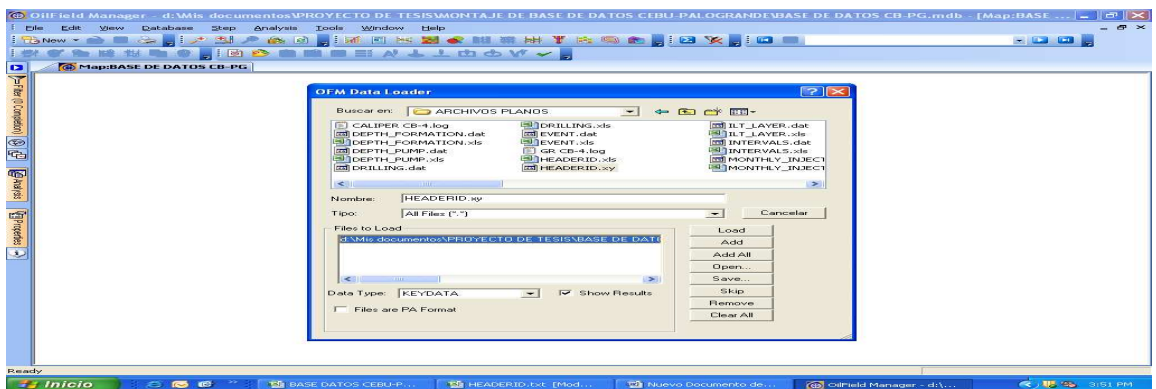


Figura 13 Carga del archivo de datos de la tabla HEADERID.

Luego se selecciona **Load**, para tener la siguiente figura.

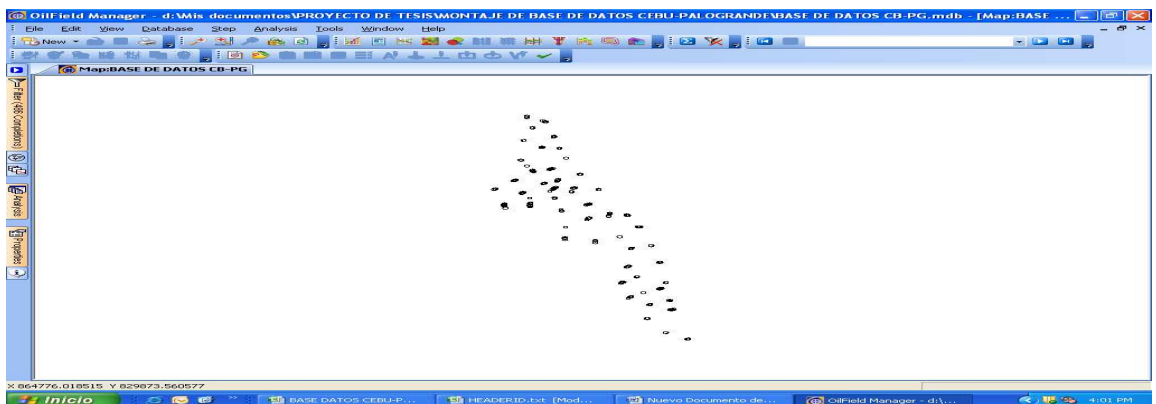


Figura 14 Vista a nivel de completamiento.

CONVERSIÓN A NIVEL DE POZO Y MONTAJE DE SÍMBOLOS

La vista se puede dejar a nivel de pozo y con símbolos para ver el estado de cada uno de ellos. Para esto se procede de la siguiente manera.

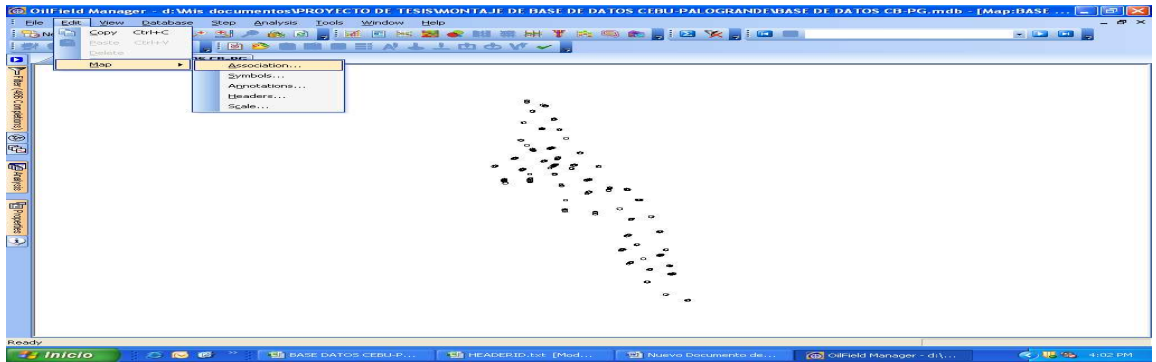


Figura 15 Ajustar la vista a nivel de pozo

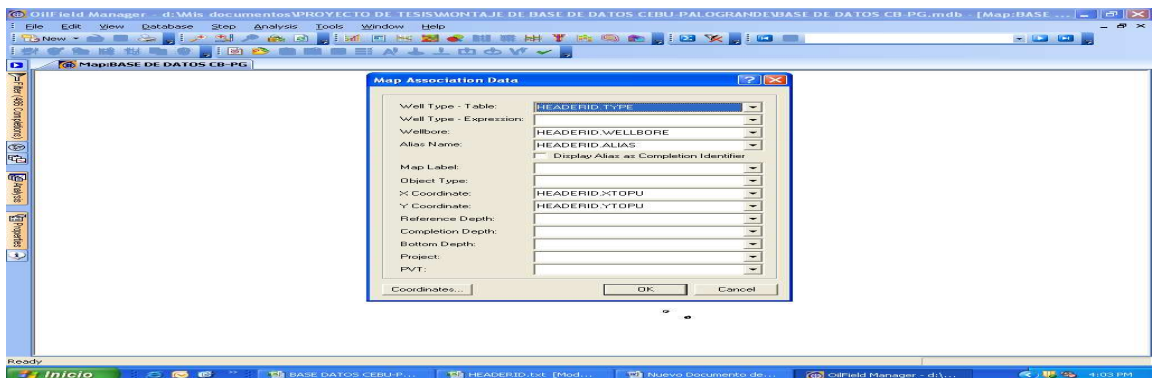


Figura 16 Coordenadas en las que estaba la vista inicialmente.

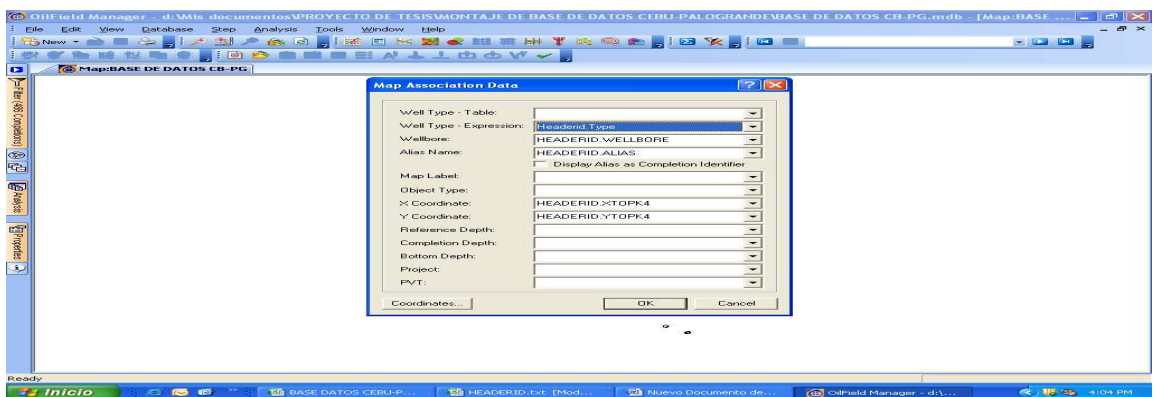


Figura 17 Cambio de coordenadas X y Y a coordenadas X y Y a tope de K4.

Anteriormente lo que se hizo fue colocar en la casilla de **Y Cordinate** y **X Cordinate**, la opción **HEADERID_YTOPK4** y **HEADERID_XTOPK4**, que son las coordenadas del tope de la unidad K4 respectivamente, ésto se hace para que en el mapa solo aparezca un punto por pozo.

En este mismo paso se puede colocar la simbología de cada uno de los pozos, para saber cual es productor, inyector, inactivo, abandonado o cerrado. Esto se hace seleccionando en la casilla de **Well Type Expression** la opción de **Headerid.Type**, luego click en OK y aparece la siguiente vista. Para poner los símbolos, en la opción **Well Tipe-Expression**, se selecciona **Headerid. Type** y luego OK.

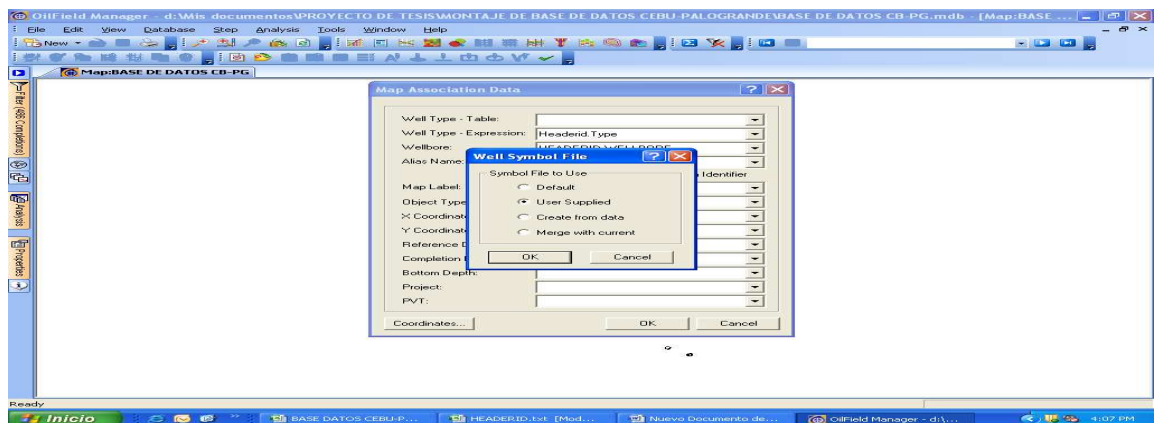


Figura 18 Selección de la opción para montar símbolos.

En la vista que aparece se selecciona la opción **User Supplied**, y se tendrá una vista en donde se busca el archivo SYMBOLS que es de extensión SYM.

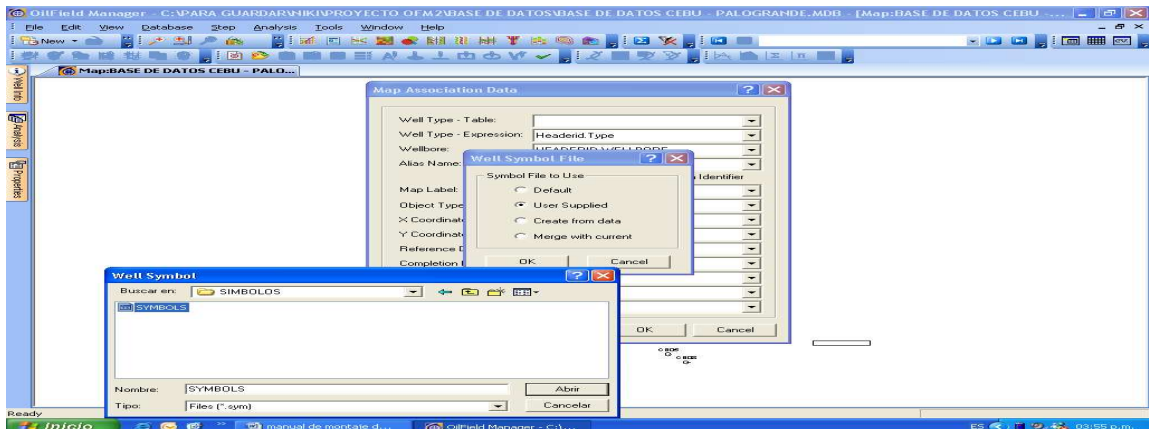


Figura 19 Selección y carga del archivo de símbolos.

Luego de encontrar el archivo, se abre y se muestra la siguiente figura.

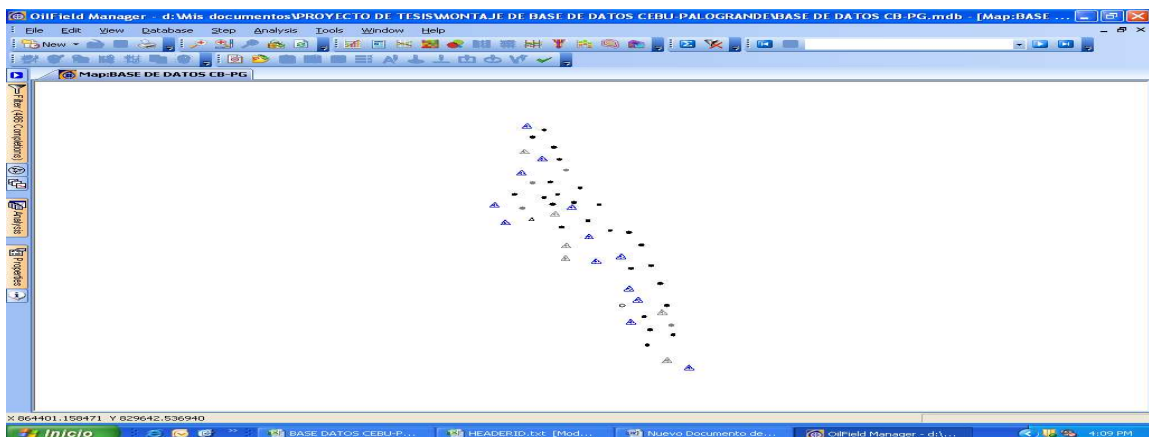


Figura 20 Vista de los pozos con sus respectivos símbolos y con coordenadas a tope de K4.

En esta vista se tienen todos los pozos del campo con su respectiva nomenclatura y están con coordenadas al tope de K4.

MONTAJE DEL MAPA ESTRUCTURAL

El OFM permite montar el mapa estructural del campo, con éste se tendrá una mejor vista del campo. Se aclara que éste mapa estructural, para que este acorde a los símbolos montados anteriormente, se encuentra elaborado al tope de la unidad K4. Para realizar el montaje de éste mapa se procede de la siguiente manera.

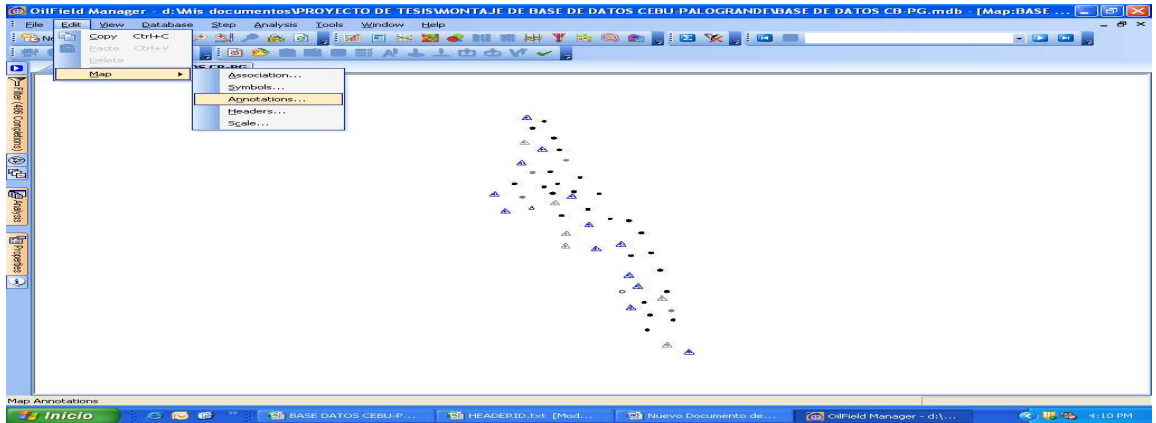


Figura 21 Empezar a montar el mapa estructural.

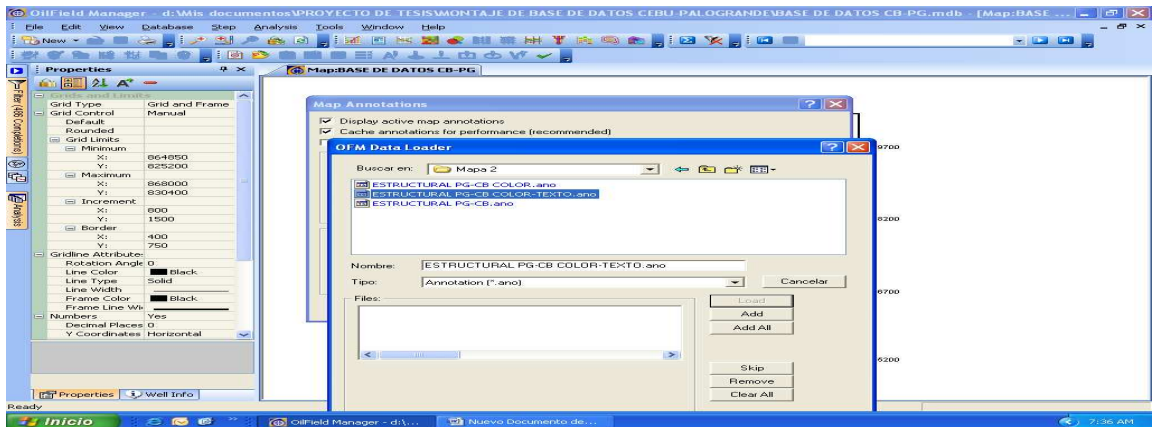


Figura 22 selección de archivo .ano.

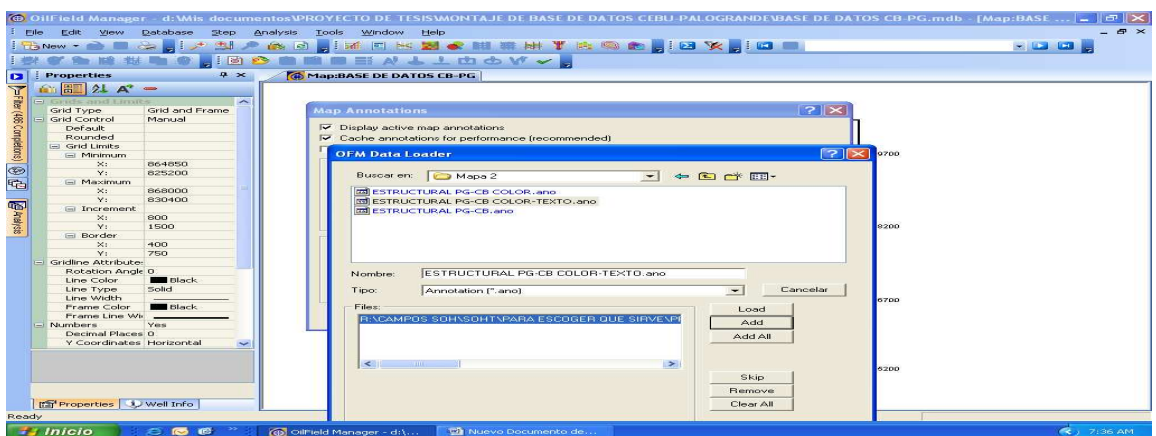


Figura 23 Cargar el archivo del mapa estructural.

Se da click en **Add** y seguidamente en **Load**

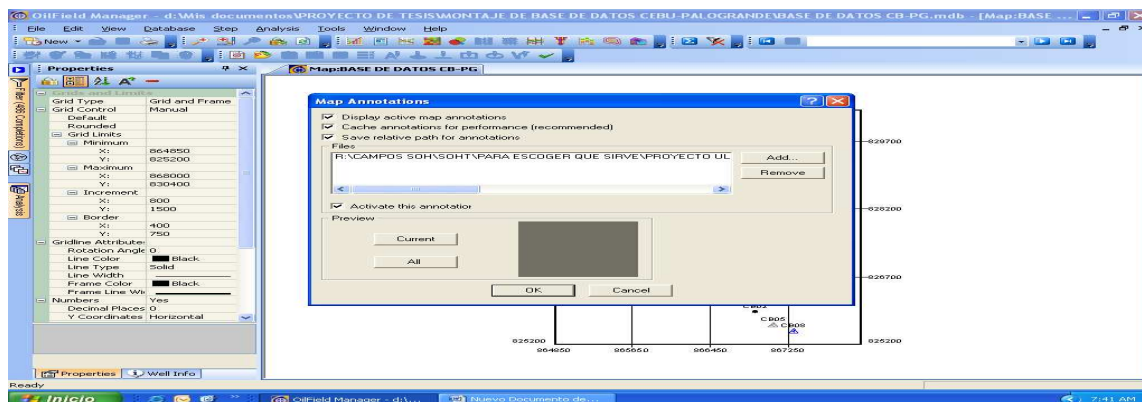


Figura 24 Activación del archivo cargado.

Se debe activar la opción **Activate this annotation** para que cada vez que se abra el proyecto salga con el mapa ya cargado y no se tenga que cargar nuevamente el archivo .ano. También se debe activar la opción **Save selective path for annotations**, para guardar cambios que se hagan con respecto a ésto. Al hacer los pasos anteriores se mostrara la siguiente figura.

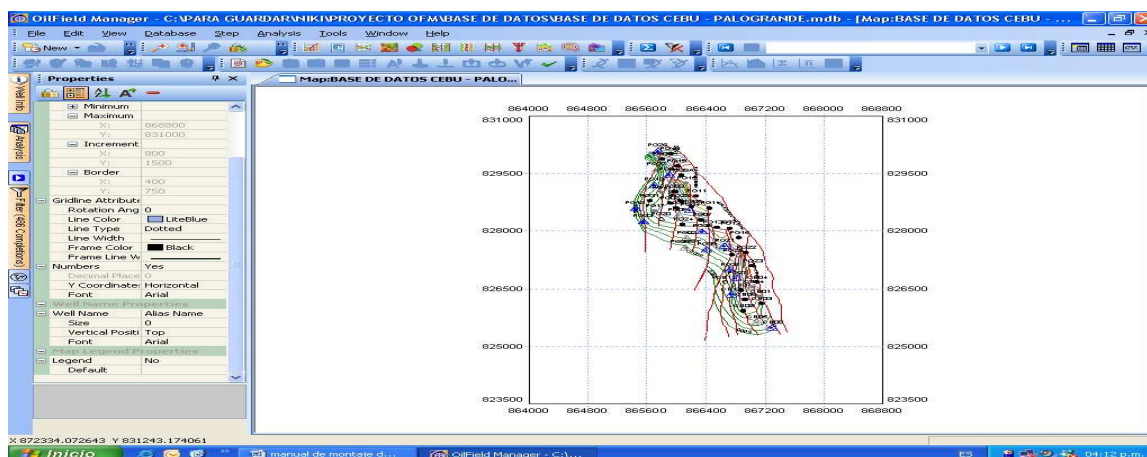


Figura 25 Mapa estructural montado a tope de K4.

También se tiene la opción de poner o quitar la grilla, para esto, ubicamos las pestañas que están a lado izquierdo, se selecciona **Properties** y luego la opción **Grid Type**, como muestra la figura.

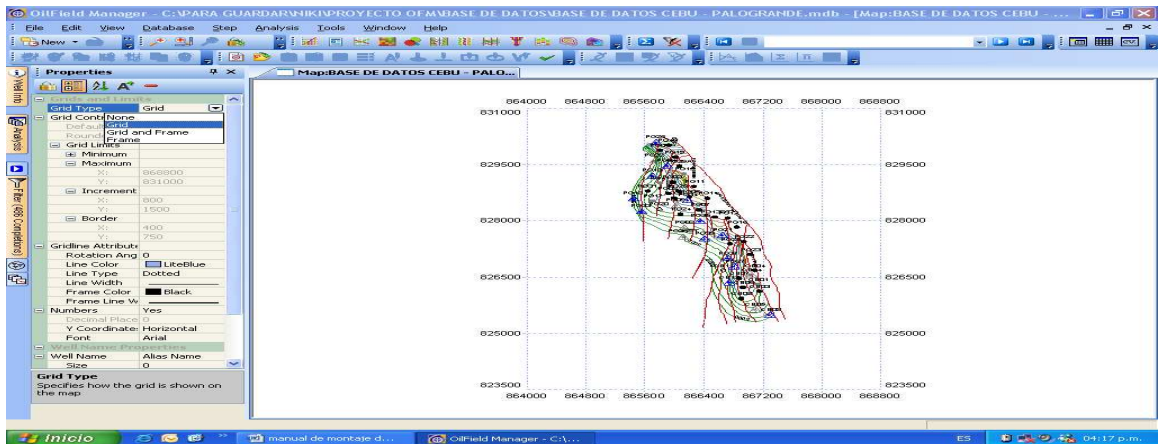


Figura 26 Activar o desactivar la grilla del mapa

Otra opción que se tiene es, poner la leyenda de los símbolos de los pozos, para esto en la pestaña **Properties** se selecciona la opción **Legend**.

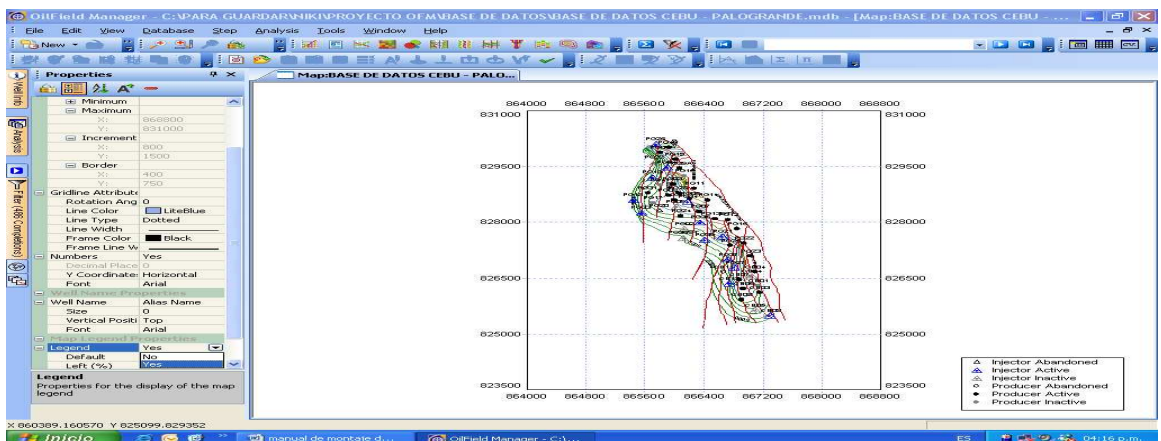


Figura 27 Activar o desactivar la leyenda del mapa.

MONTAJE DE REGISTROS

En esta sección se explicara brevemente como se montan los datos de registros de pozos.

Se empieza por dar Click en el icono **Single Well Log** que se encuentra en la barra de herramientas, luego de ésto se tendrá la siguiente figura.

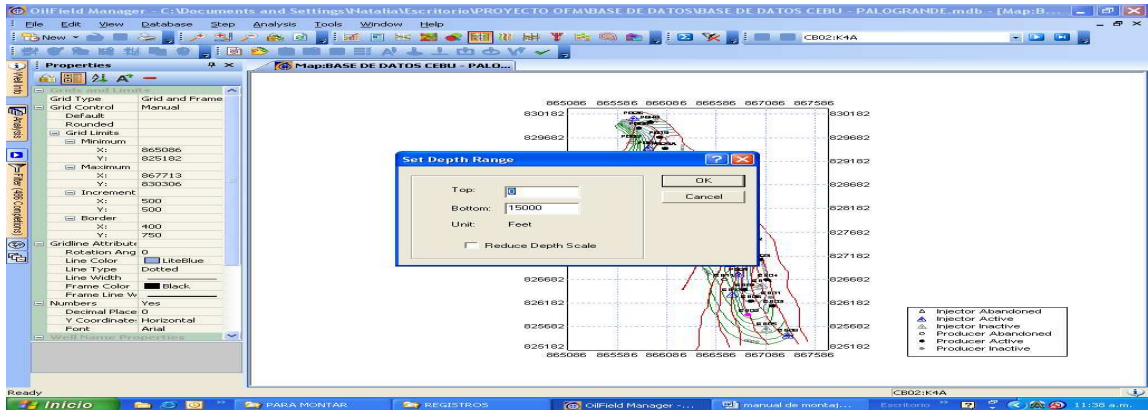


Figura 28 Asignar tope y base del la pista del registro.

En esa vista se puede colocar desde y hasta donde se quiere que vaya la pista. Luego clic en **OK**, y se obtiene la siguiente figura.

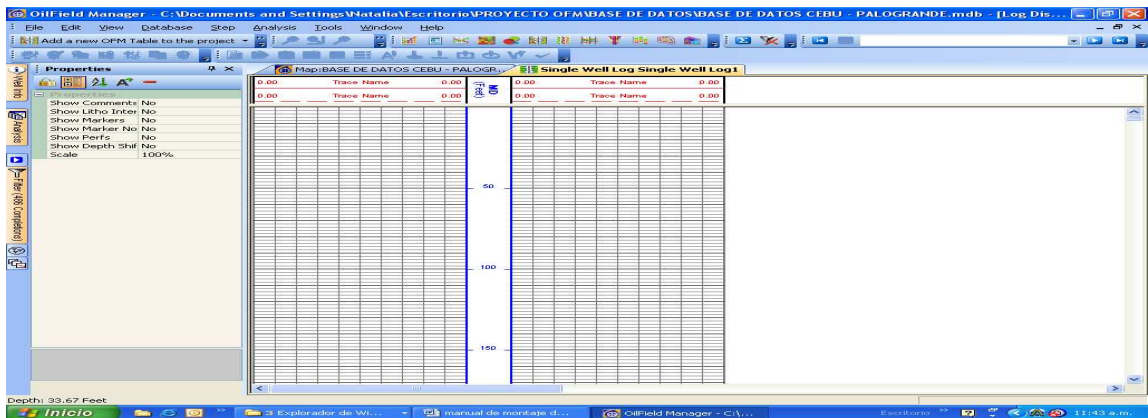


Figura 29 Vista del la pista de los registros.

Aquí se tiene la pista limpia. Seguidamente se cargaran los datos como muestra la figura 29.

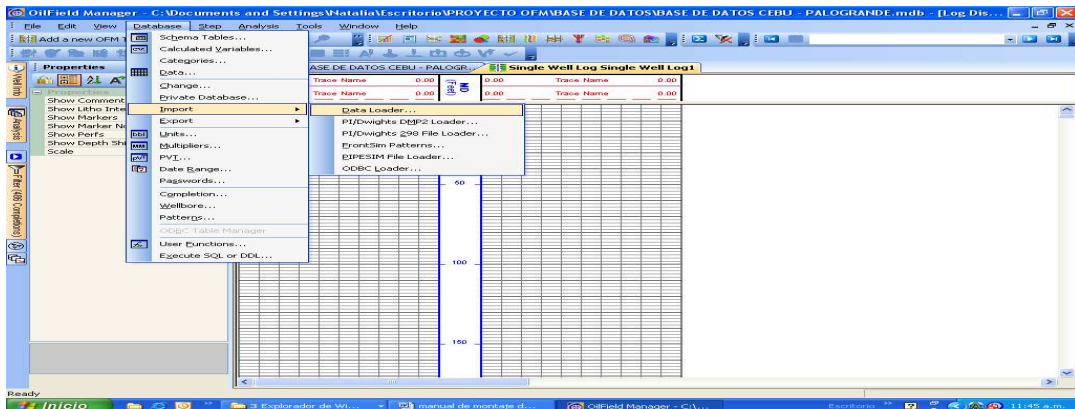


Figura 30 Empezar a cargar datos de los registros.

Se selecciona **Data Loader** y mostrara la siguiente figura.

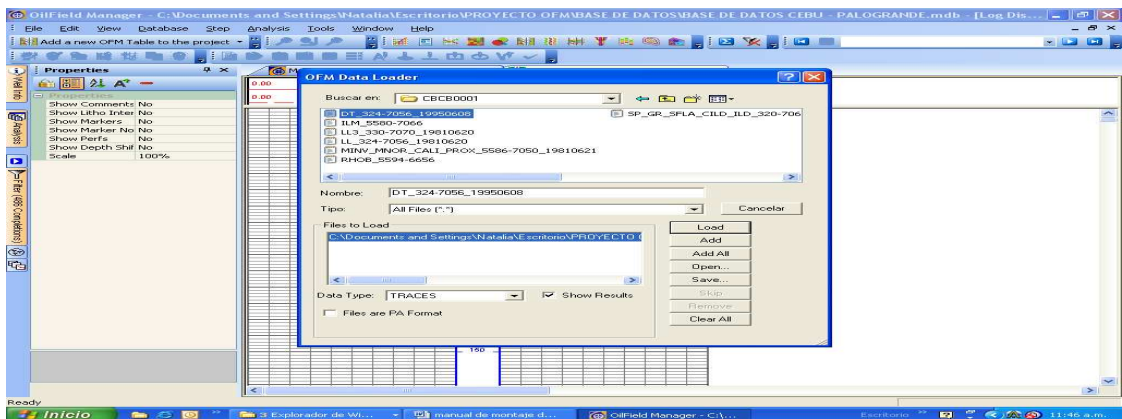


Figura 31 Carga de archivos de datos de registros de los pozos.

En la *figura 31* se selecciona el archivo del registro que se quiera cargar o también se pueden seleccionar y cargarlos todos a la vez. Luego de seleccionar uno o todos los archivos se da click en **Add** y luego en **Load**. Terminado éste proceso ya se tiene los registros montados, ahora se explicará como hacer para visualizarlos en las pistas.

VISUALIZACIÓN DE REGISTROS

Una vez estén los registros montados, para poder verlos sobre la, o las pistas lo que se hace es seleccionar el pozo que se desea.

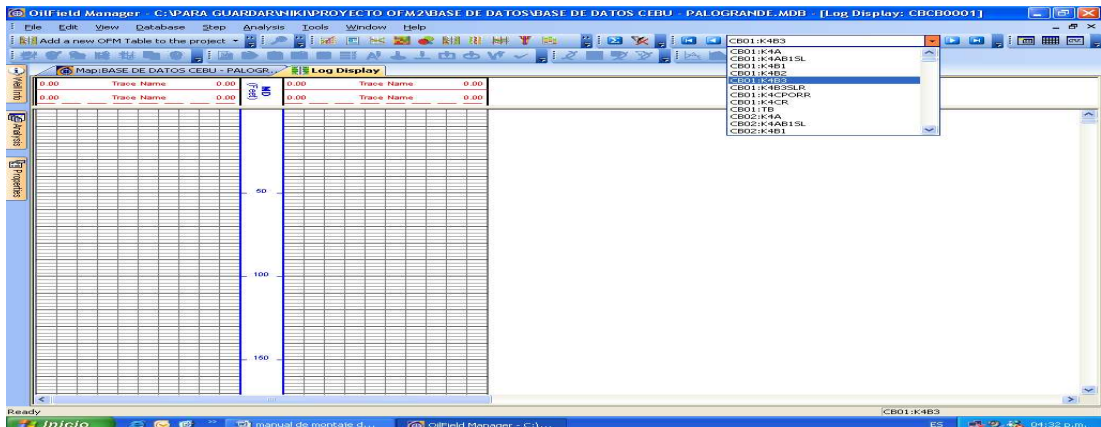


Figura 32 Seleccionar un pozo.

Ahora se hace doble clic sobre el encabezado de la pista donde dice **Trace Name**, y luego de hacer ésto se tendrá la siguiente vista.

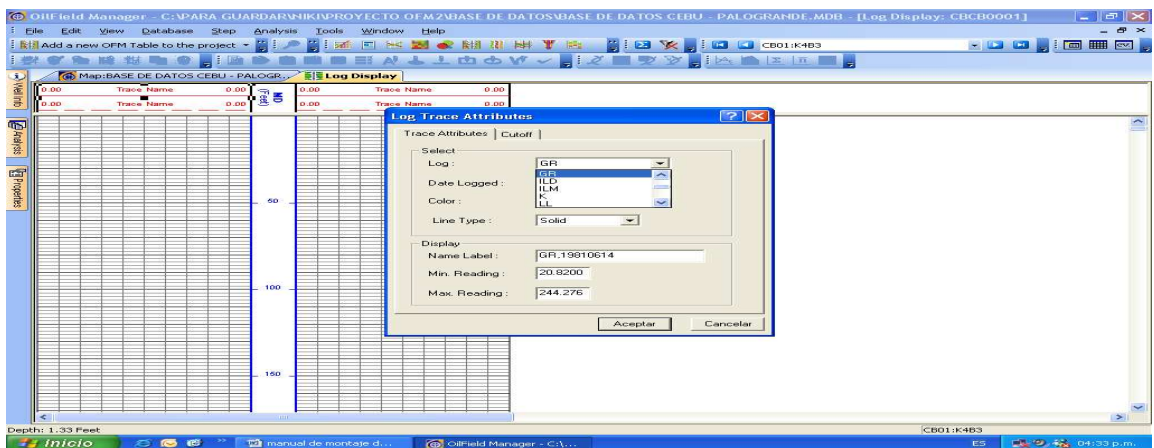


Figura 33 Escoger el registro para mostrar.

En la ventana que se desplegó, se puede seleccionar el registro que se desee graficar, el tipo de línea que se quiera ponerle, el color; se encuentra también el nombre del archivo, la fecha en que se corrió el registro y el valor mínimo y máximo que tiene cada uno. En la otra pestaña de esta misma ventana se puede escoger si se quiere rellenar el registro con color y si se desea hacerlo a la izquierda o a la derecha, luego se selecciona **Aceptar** y se observa la siguiente figura.

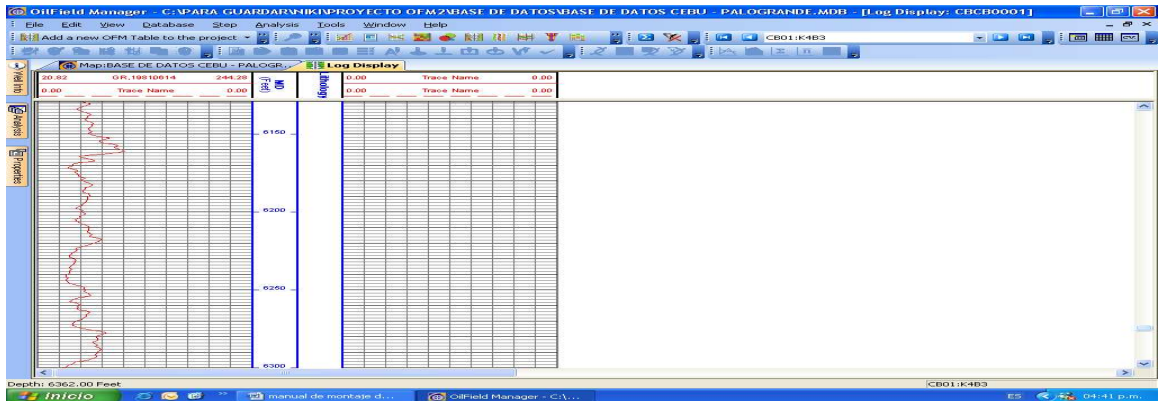


Figura 34 Vista de un registro montado y graficado.

Aquí ya está listo el registro graficado, pero además del simple registro graficado, también se pueden poner unos marcadores que indican donde empieza y termina cada unidad y también se puede hacer que muestre en que unidades está completo y que indique si está abierto o aislado.

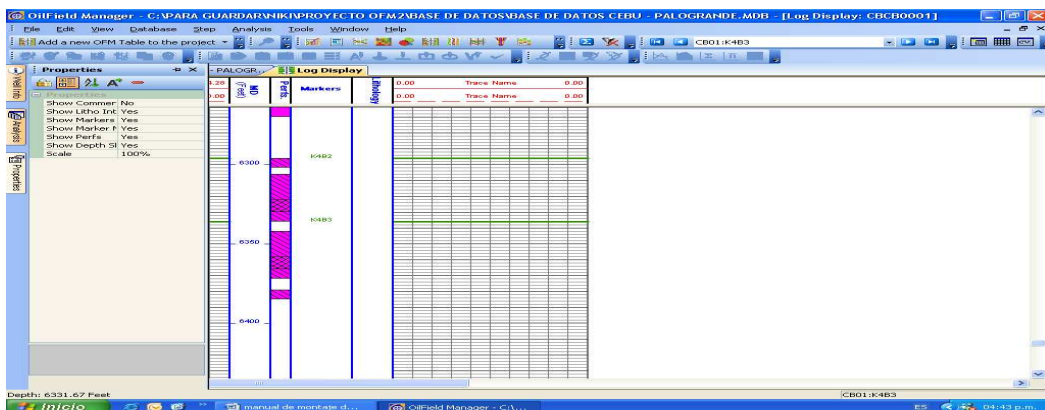


Figura 35 Activar o desactivar marcadores del registro.

Para lo explicado anteriormente, en la pestaña de propiedades, aparecerá una lista y allí seleccionamos lo que se quiere que aparezca en el registro. En ésta lista hay muchas más opciones de las que se explicaron, pero son más para presencia de la vista del programa que para otra cosa.

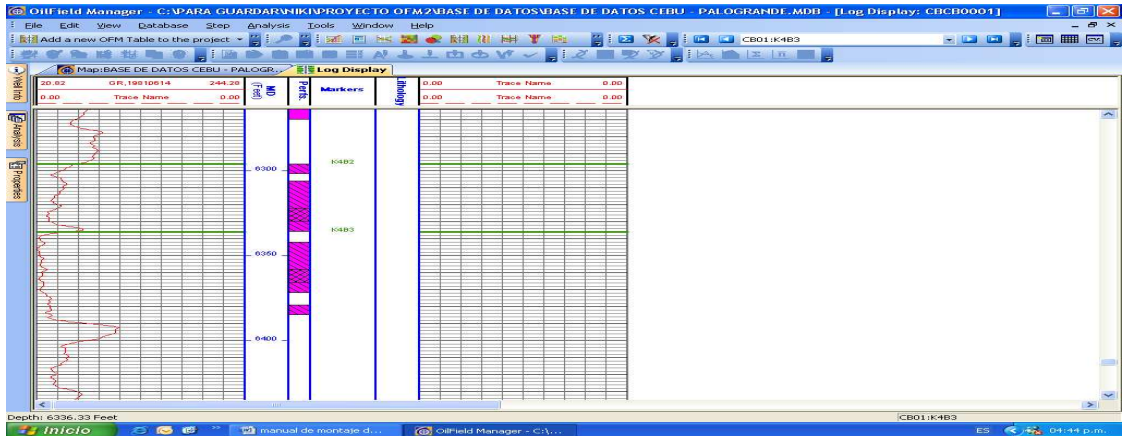


Figura 36 Pista del registro con los marcadores activados.

Después de seleccionar algunas de las opciones de la lista se tiene una vista como la que se muestra la *figura 36*.

Como se puede ver por default, en cada pista aparece que se pueden graficas dos registros, pero se pueden colocar hasta cinco registros por pista, esto se hace dando doble click sobre la pista y seleccionando **Add a New Trace**.

CREACION DE LOS ESTADOS MECANICOS

Para empezar con la creación de los estados mecánicos de los pozos se debe seleccionar el icono **Wellbore Diagram** que se encuentra en la barra de herramientas como lo muestra la *figura 37*.

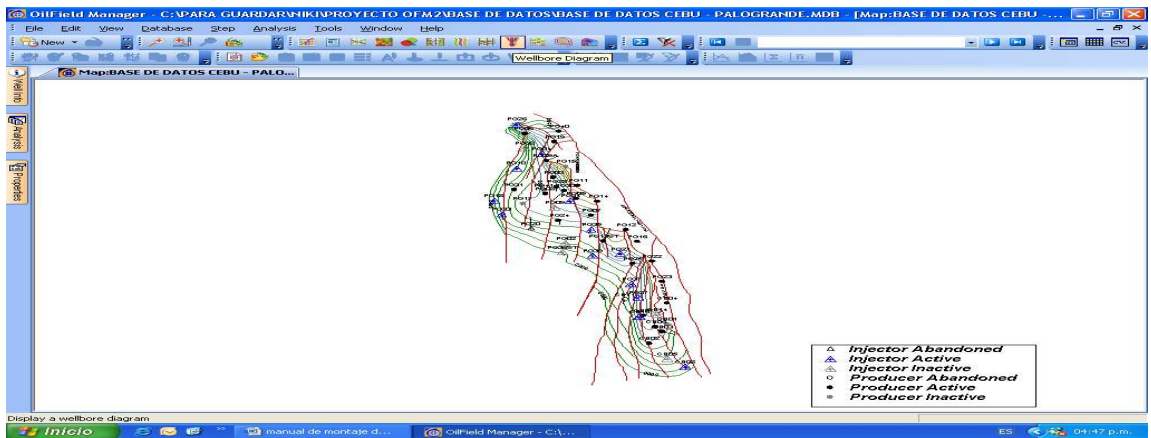


Figura 37 selecciones de diagrama de pozo.

Después de seleccionar el icono que se menciona, se mostrara la *figura 38*.

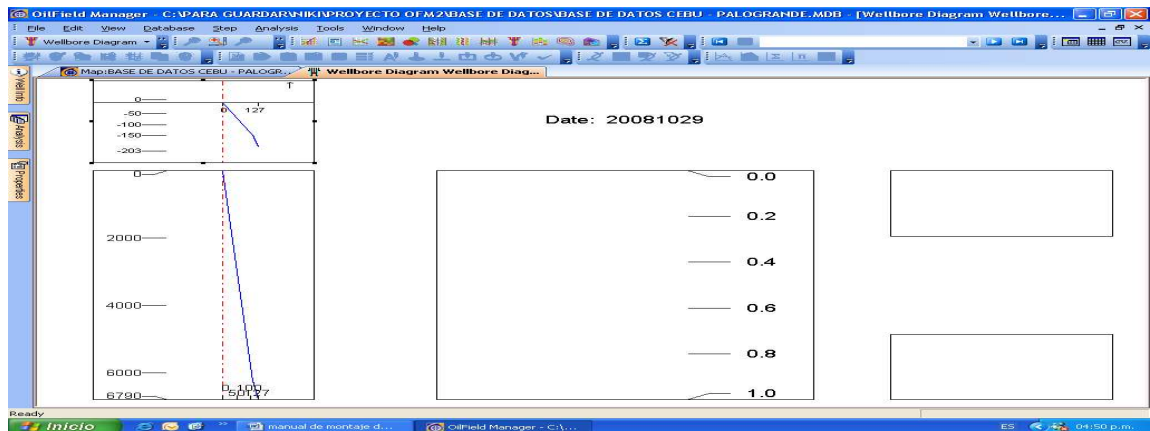


Figura 38 vista lista para empezar a crear el estado mecánico de un pozo.

La *figura 38* muestra una imagen sin datos y en blanco, en éste espacio es donde quedara el grafico del estado mecánico del pozo.

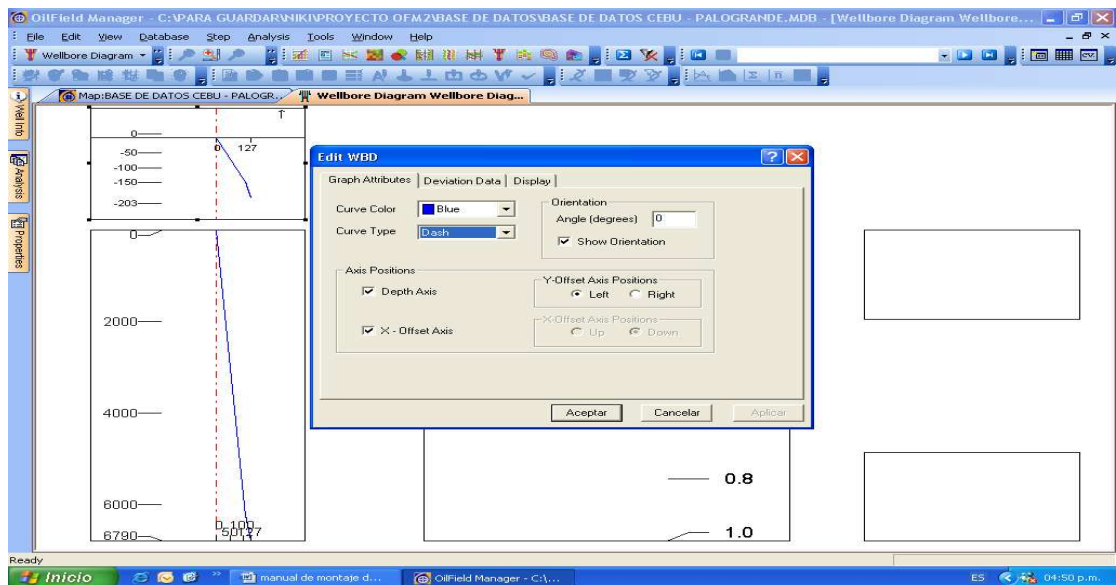


Figura 39 Desviación del pozo vista de planta pestaña Graph Attributes.

Si se selecciona el primer cuadro de la izquierda, en este se encuentra una vista de planta de la desviación que tiene el pozo, en la pestaña *Graph Attributes*, se pueden apreciar las propiedades de ésta vista tales como: color y tipo de la línea, posición de la axisa a la derecha o izquierda, que me de la orientación del norte y

otras propiedades mas. Si pasamos a la siguiente pestaña tendremos una figura como la siguiente.

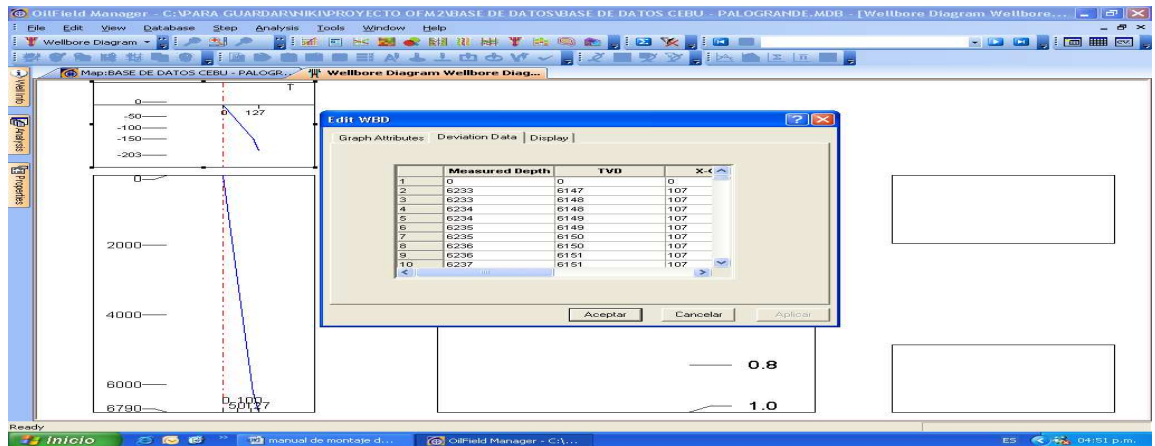


Figura 40 Desviación del pozo vista de planta pestaña Deviaton data.

Esta pestaña muestra una tabla en donde se pondrán los datos de desviación del pozo, éstos datos pueden cargarse de forma manual o también se puede hacer de igual forma como se cargaron los demás archivos de datos de tablas o de registros. Las dos pestañas mostradas anteriormente, son las de mayor importancia, en la tercera se encuentran propiedades de apariencia para el cuadro del la vista de planta.

Ahora, si se selecciona el cuadro que se encuentra en la mitad de la figura 38 se tendrá la figura 41.

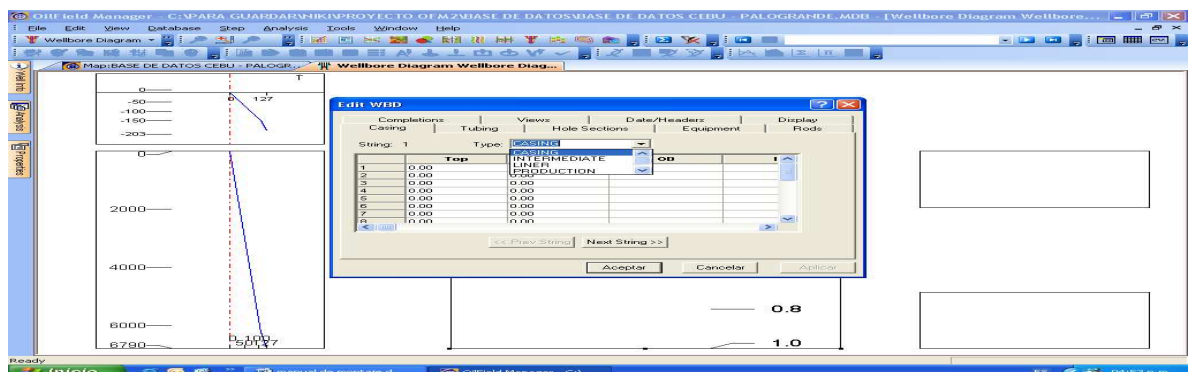


Figura 41. Elaboración del estado mecánico de un pozo pestaña Casing.

Se aclara que a medida que se vayan llenando los datos de la tabla de una pestaña se debe seleccionar **Aceptar**, ya que si pasamos a la siguiente pestaña sin haberlo hecho los datos que se digitaron se borran y quedara todo en cero nuevamente.

En la *figura 41* se puede ver que tenemos una tabla en donde se pueden entrar los datos correspondientes liner o a los diferentes casing que hay en el pozo y sus diferentes dimensiones como: tope, fondo, OD, ID, peso, número de juntas, grado, etc. Si se selecciona **Next String**, tendremos otro cuadro igual para introducir más datos si hacen falta.

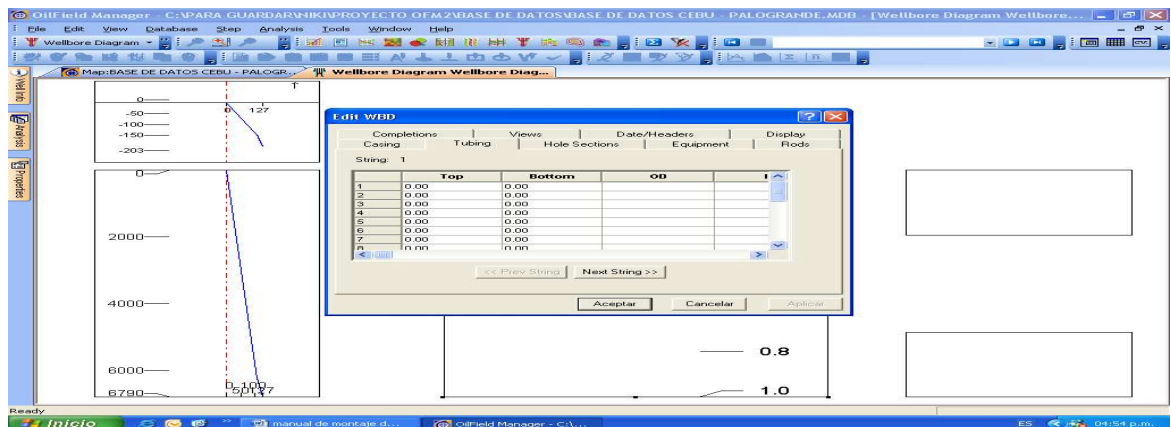


Figura 42 Elaboración del estado mecánico de un pozo pestaña Tubing.

En la *figura 42* se tiene un cuadro similar al de la pestaña casing pero, en éste se introducirán los datos que correspondan a la tubería que se tenga instalada en el pozo.

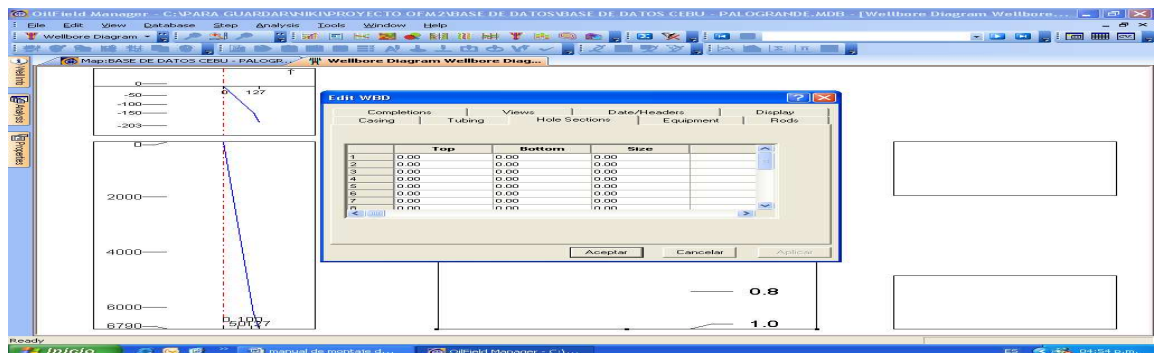


Figura 43. Elaboración del estado mecánico de un pozo pestaña Hole Sections.

En la *figura 43*, se encuentra un cuadro un poco diferente a los dos anteriores, ya que en éste se introducirán los datos de las secciones del hueco (**Hole sections**) por lo que no tiene la columna de OD ni de ID, solo tiene: tope, fondo y tamaño o diámetro del hueco.

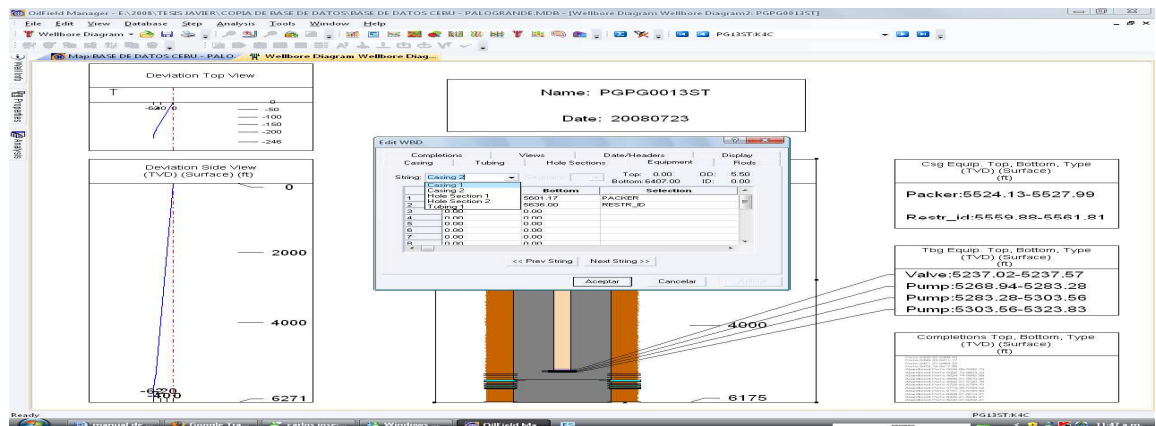


Figura 44 Elaboración del estado mecánico de un pozo, pestaña Equipment.

En la *figura 43* se tiene un cuadro en donde podemos introducir los datos de los equipos o daños que se encuentran en cada una de las secciones del pozo.

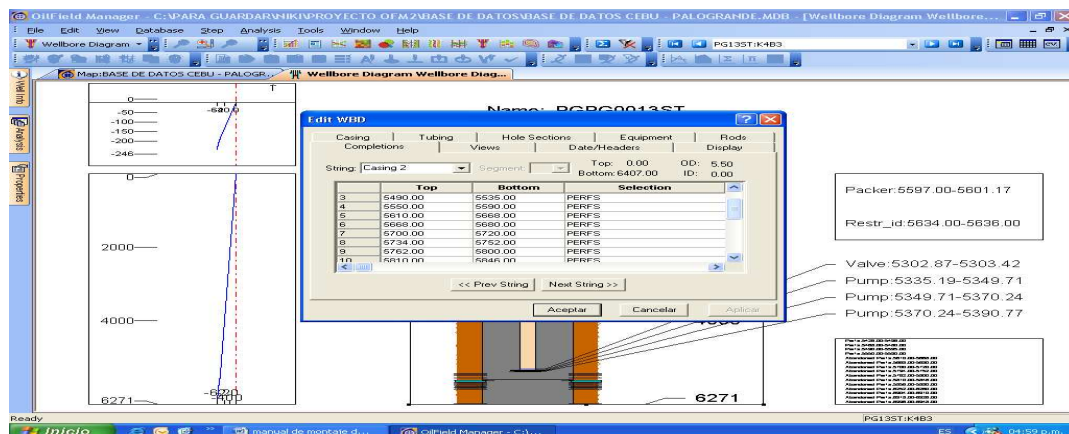


Figura 45 Elaboración del estado mecánico de un pozo, pestaña Completions.

En la *figura 45*, se selecciona el casing en donde están las zonas perforadas, y se encuentra un cuadro donde se introducen los datos de los completamientos que

tiene el pozo tales como tope y fondo de la sección perforada, selección y tipo que corresponde a si esta abierto, abandonado o cerrado.

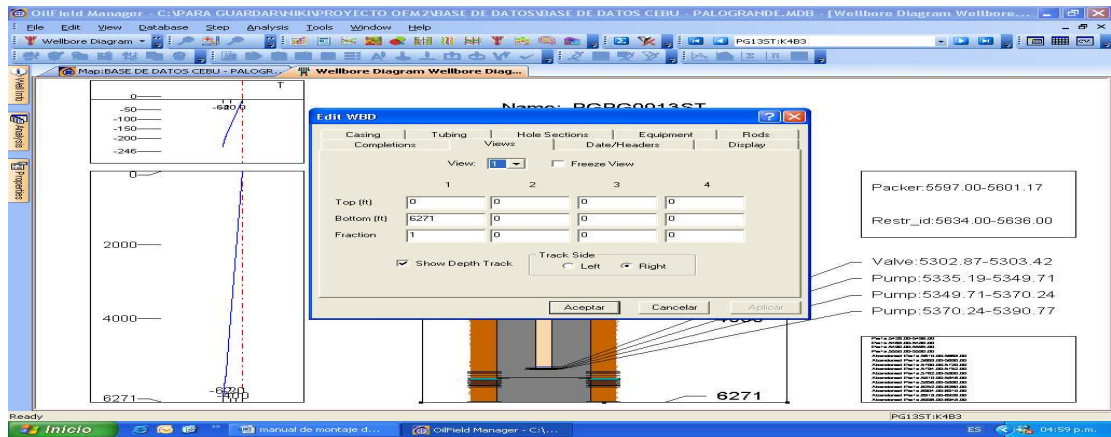


Figura 46 Elaboración del estado mecánico de un pozo, pestaña Views.

En la *figura 46*, se puede poner el tope o el fondo de la escala del diagrama, como se ve en la *figura 45* la escala del dibujo va de 0 a 6271ft.

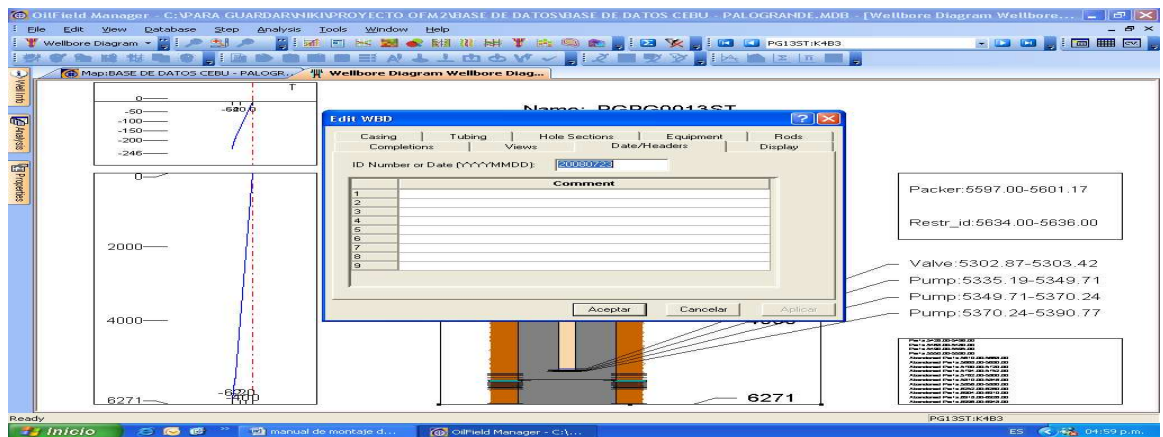


Figura 47 Elaboración del estado mecánico de un pozo, pestaña Date/Headers.

En la *figura 47*, aparece una tabla para poner algunos comentarios sobre el estado mecánico del pozo y además en la parte superior del recuadro se coloca la fecha que corresponda al estado mecánico que se creó.

