

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPLETACIONES DUAL BES COMO ESTRATEGIA PARA INCREMENTAR EL RECOBRO DEL YACIMIENTO BDV-1 DEL CAMPO BUDARE DEL DISTRITO SAN TOMÉ

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar por el Título
De Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Romero T., José

Caracas, Abril 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPLETACIONES DUAL BES COMO ESTRATEGIA PARA INCREMENTAR EL RECOBRO DEL YACIMIENTO BDV-1 DEL CAMPO BUDARE DEL DISTRITO SAN TOMÉ

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Norberto Bueno
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Osmel Molina

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar por el Título
De Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Romero T., José

Caracas, Abril 2003

Caracas, 28 de Abril de 2003

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller José Francisco Romero, titulado:

“Factibilidad Técnico – Económico de la Implementación de Completaciones “DUAL BES” como Estrategia para Incrementar el Recobro del Yacimiento BDV-1 Del Campo Budare del Distrito San Tomé”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Armando Azpurúa
Jurado

Prof. Víctor Escalona
Jurado

Prof. Norberto Bueno
Tutor

DEDICATORIA

- A **Dios** por ser el creador de TODO.
- A **Mis Padres** por ser mi fuente de inspiración.
- A **Mi Hermano** por ser mi mejor amigo.
- A **Mi Familia** por su apoyo incondicional.
- A **Mis Amigos** por compartir su vida junto a mí.
- A **TI** por ser mi todo.

AGRADECIMIENTOS

- A **Dios** por ser mi creador y darme la oportunidad de vivir esta experiencia.
- A **Mis Padres María y Juan** por acompañarme en todo momento y amarme como lo hacen.
- A **Mi Hermano Yohan** por ser mi mejor amigo, gracias por estar siempre ahí.
- A **Mi Abuela Rosa** por existir y brindarnos su compañía.
- A **Mi Tíos Jesús y Dulce** por abrirme las puertas de su casa y por ser como unos padres para mí cuando estaba lejos de mi hogar.
- A **Mis Primos Elineyis y Kruschef** por su hospitalidad y por ser mis amigos durante estos ocho meses que estuve lejos de mi casa, a ustedes mil gracias.
- A **Mi Familia** por su apoyo incondicional, gracias por estar siempre que necesite su ayuda.
- A **Mis Amigos** Gustavo, Dalila, Roberto, Catalina, Kenny, Fernando, Maryuli, Yelitza, Dayana, Gabriela, Sergio, Ivan, Maria Eugenia, Lisbeth, Ana, Daniel, Diomar, Gaby-Gaby, Gilmar, Karina, Luz, Suzett, Ramón, Ricardo, David, Dayana, Adrianita, a todos, gracias por compartir esta etapa de nuestras vidas conmigo siempre estarán presentes.
- A **PDVSA** por darme la oportunidad de culminar mis estudios de pregrado y por brindarme todo su apoyo en todo momento, gracias.
- A **Mis Tutores** Osmel Molina y Norbeto Bueno por su guía y colaboración continua sin su ayuda no se hubiera materializado esta idea, muchas gracias.
- A **Mis Compañeros** Mónica, Anen, Amebelis, Etna, Doris, Lizhet, Dulcemaría, Fernando, Jesús, Juvenal, Arturo, Jhohhy por compartir esta etapa de vida junto a mí, les deseo mucho éxito.
- Por último, **A una Persona muy Especial** gracias por tu amor, por tu compañía y buenos consejos, por comprenderme en los momentos más difíciles, no tengo palabras para agradacerte todo lo que has hecho por mí, siempre te recordaré con todo amor y cariño.

Romero Tabata, Jose Francisco

**“FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE COMPLETACIONES “DUAL BES” COMO
ESTRATEGIA PARA INCREMENTAR EL RECOBRO DEL YACIMIENTO
BDV-1 DEL CAMPO BUDARE DEL DISTRITO SAN TOMÉ”**

**Tutor Académico: Prof. Norberto Bueno. Tutor Industrial: Ing. Osmel
Molina. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo, 2003.**

**Palabras Claves: Conificación de Agua, Bombeo Electrosumergible,
Completación de Pozos, Estabilidad del Contacto Agua – Petróleo.**

El campo Budare está localizado en el estado Guárico, límite sur-oeste con el Estado Anzoátegui, cerca de la población de Pariaguán y pertenece a la Subcuenca de Guárico en la Cuenca Oriental de Venezuela.

La producción del Campo Budare proviene de 60 yacimientos repartidos entre las arenas del Mioceno Inferior (Formación Oficina) y Oligoceno Superior (Formación Merecure), donde se han perforado 151 pozos (48 pozos activos), siendo el mecanismo prevaleciente el empuje hidráulico.

La evidente declinación de la producción se debe principalmente a dos factores: disminución de la intensidad de las perforaciones en el área e incremento del corte de agua en los pozos productores.

Los yacimientos del campo Budare totalizan un POES de 853 MMBN con reservas primarias recuperables en el orden de 202MMBN. Actualmente se han recuperado 120MMBN de petróleo en el orden de 32°API, quedando por drenar 82MMBN. En la búsqueda de identificar y definir estrategias de explotación económicamente rentables nos induce al estudio de nuevas tecnologías que permitan recuperar la mayor cantidad de reservas de hidrocarburos.

La completación DUAL para controlar la invasión de agua en la columna de petróleo es un método que tiene recientes aplicaciones mundiales con éxito en los campos donde se ha implementado, este sistema presenta la producción de la zona de agua y la zona de petróleo a través de una configuración: encima y debajo del CAP. La implementación de un método de levantamiento artificial para garantizar la estabilización del contacto agua – petróleo representa una nueva estrategia que brinda la posibilidad de obtener una mayor producción de petróleo independiente de la producción de agua, esta nueva tecnología ofrece excelentes oportunidades de aplicación en el Campo Budare en el yacimiento BDV-1 cuyo mecanismo de producción es el Empuje Hidráulico.

Después de un estudio de las condiciones necesarias para la aplicación de la completación “DUAL BES” en el campo Budare se seleccionó el pozo 21B-56 como único candidato. El análisis del pozo consistió en una evaluación de la información revisada acerca del pozo, esto incluye el diagnóstico de su historia

de producción, características de la arena de interés, comentarios de los eventos más importantes (trabajos realizados) y su influencia en las condiciones del pozo.

La revisión del Simulador DWS Segregated IPW permitió establecer las variables que se requieren iterar para generar el perfil del cono de agua y la gráfica de ISOLINEAS con el fin de optimizar la producción de agua y petróleo al implementar completación DUAL en el pozo 21B-56.

La simulación generó a través de la variación de la relación Kv/Kh correlaciones que permiten relacionar la tasa de agua vs. La tasa de petróleo para cada uno de los escenarios propuestos.

El proyecto "DUAL BES" en pozos con revestidor de 7" se llegó a la conclusión de que es muy riesgoso y poco factible, ya que se tienen restricciones con tamaño de los equipos y accesorios necesarios en este tipo de instalaciones. Por otro lado, se recomienda la perforación de otros candidatos pero con revestidor de 9 5/8", ya que el campo Budare no posee pozos con este diámetro, este tipo de instalaciones ya se ha desarrollado en el país y los resultados obtenidos han sido muy favorables.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO	3
1.1 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTO	3
1.1.1 Modelo Estático	3
1.1.1.1 Modelo Estructural	4
1.1.1.2 Modelo Estratigráfico	5
1.1.1.3 Modelo Sedimentológico	6
1.1.1.4 Modelo Petrofísico	7
1.1.1.5 Modelo de Fluidos	9
1.1.2 Modelo Dinámico	11
1.2 COMPLETACIÓN DE POZOS	13
1.2.1 Escogencia de la Mejor Completación	13
1.2.2 Consideraciones en Diseño de Completaciones	13
1.2.3 Tipos de Completación	15
1.2.3.1 Completación a Huevo Abierto	15
1.2.3.2 Completación con Tubería Ranurada no Cementada	16
1.2.3.3 Completación a Huevo Revestido y Cañoneado	17
1.2.3.3.1 Completación Sencilla	19
1.2.3.3.2 Completaciones Múltiples	20
1.2.3.4 Completación Dual	23
1.2.4 Consideraciones de Seguridad Durante la Completación de un Pozo	25
1.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	26
1.3.1 Equipo De Subsuelo	27
1.3.2 Equipo De Superficie	28
1.3.3 Ventajas Y Limitaciones Del Bombeo Electrosumergible	30
1.3.3.1 Ventajas	30
1.3.3.2 Desventajas	31
1.3.4 Diseño, Selección Y Diagnóstico De Instalaciones BES	31
1.3.4.1 Consideraciones Generales	31
1.3.4.2. Selección Del Equipo Básico	34
1.3.4.3. Diagnóstico O Detección De Fallas	38
1.3.5 Instalación Y Arranque Del Equipo	40
1.3.5.1 Instalación Del Equipo	40
1.3.5.2 Montaje Del Sensor De Presión, Motor Y Bomba	41
1.3.5.3 Bajada Del Equipo	42
1.3.5.4 Arranque Del Equipo	43
CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	44
2.1 DATOS SÍSMICOS	44

2.2 MODELO ESTÁTICO	45
2.2.1 Modelo Estructural	45
2.2.2 Modelo Estratigráfico	47
2.2.3 Modelo Sedimentológico	48
2.2.4 Modelo Petrofísico	52
2.2.5 Modelo de Fluidos	54
2.3 MODELO DINÁMICO	56
2.3.1 Comportamiento de Producción	56
2.3.2 Comportamiento de Presiones	57
CAPÍTULO III: ANTECEDENTES	59
3.1 COMPLETACIÓN BES EN EL CAMPO BUDARE (POZO 21B-06)	59
3.2 COMPLETACIÓN DUAL BES PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN	61
3.2.1 Modelos de Simulación	61
3.2.1.1 Modelo de Control de Conificación Usando Completación DUAL con Tubería en la Zona de Agua	61
3.2.1.2 Modelo Matemático de Drenaje-Producción Sistema de Sensibilidad	62
3.2.1.3 Modelo del Movimiento esférico de producción de la zona de agua (MSSM)	63
3.2.1.4 Western Atlas Black Oil Simulator (VIP)	65
3.2.1.5 Modelo Físico de Completación DWS	66
3.2.1.6 Modelo de Interferencia Vertical	67
3.2.1.7 Modelo Eclipse 100 – Efectos de la Presión Capilar y la Histéresis de la Permeabilidad Relativa	68
3.2.2 Casos Históricos Mundiales	69
3.2.3 Casos en Venezuela	72
CAPÍTULO IV: DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS	77
4.1 OIL FIELD MANAGER (OFM)	77
4.2 PROGRAMA MAESTRO DE PRODUCCIÓN CENTINELA	83
4.3 MODELO DE ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS (MAEP)	84
4.3.1 Cartera de Inversiones	84
4.3.2 Renglones Firmes y Renglones Tentativos	85
4.3.3 Metodología de Evaluación	85
4.3.3.1 Inversiones	86
4.3.3.2 Ingresos	86
4.3.3.3 Costos y Gastos	86
4.3.3.4 Indicadores Económicos	86
4.3.4 Análisis de Sensibilidad	87
4.3.5 Análisis de Riesgo	87
4.3.6 Clasificación de las Propuestas	87
4.3.6.1 Propuestas de Inversión que Generan Ingresos	87
4.3.6.2 Propuestas de Inversión que Generan Ahorros	88

4.3.6.3 Propuestas de Inversión que Aseguran Producción	88
4.4 DWS SEGREGATED IPW	88
4.4.1 Parámetros de los Fluidos del Yacimiento	89
4.4.2 Parámetros del Perfil del Cono de Agua	90
CAPÍTULO V: METODOLOGÍA	92
5.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	92
5.2 RECOPIACIÓN DE LA DATA E INFORMACIÓN	92
5.2.1. Nuevas Estrategias de Explotación para Maximizar el Recobro del Yacimiento BDV-1 Arenas U1U,U; U1U,L; U1L,U; U1L,M; U1L,L del Campo Budare.	94
5.2.2 Estudio Integrado Campo Budare (Modelo Estático)	94
5.3 Revisión Integral de los Yacimientos BDV-1	94
5.4 Revisión de Pozos con Aplicación BES	98
5.5 Selección de Pozos Candidatos	98
5.5.1 Procedimiento de Selección de Pozos Candidatos	99
5.5.2 Revisión de Pozos Candidatos	108
5.6 REVISIÓN DEL SIMULADOR DWS SEGREGATED IPW	109
5.6.1 Corridas del Simulador	109
5.6.2 Correlaciones Generadas a partir de la Simulación	111
5.6.3 Predicción del Comportamiento del Cono de Agua	111
5.7 REVISIÓN TÉCNICO – OPERATIVO	112
5.8 ANÁLISIS ECONÓMICO	113
CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE RESULTADOS	115
6.1 ANÁLISIS DEL YACIMIENTO BDV-1	115
6.2 ANÁLISIS DE APLICACIÓN BES	116
6.3 ANÁLISIS DE POZOS CANDIDATOS	117
6.3.1 Análisis del Pozo 21B-56	117
6.3.2 Análisis de Curvas Diagnóstico	121
6.4 ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN	122
6.5 ANÁLISIS TÉCNICO – OPERATIVO	125
6.6 ANÁLISIS ECONÓMICO	125
CONCLUSIONES	129
RECOMENDACIONES	131
BIBLIOGRAFÍA	133
ANEXO A: Modelo de Simulación Perfil del Cono de Agua	136
APENDICE I: GLOSARIO DE TÉRMINOS	147
Lista de Figuras	152
Lista de Tablas	155

INTRODUCCIÓN

PDVSA Exploración y Producción Oriente, representa una de las principales fuentes de generación de recursos para el país a través de la explotación racional de sus yacimientos. Organizacionalmente, esta sub-dividido en cuatro distritos operacionales, a saber: Anaco, Maturín, Punta de Mata y San Tomé, este último ubicado en el sur del Estado Anzoátegui y a su vez conformado por cinco Unidades de Explotación (Liviano, Mediano, Pesado Área Tradicional, Pesado Este y Extrapesado) y las gerencias de apoyo (perforación y planta). La Unidad de Explotación Liviano, a su vez es custodio y responsable de la explotación de los campos: Guara, GM-4, Boca, Guico, Yopales, Oficina, Ostra GM-2, GG-401X, Trico, Isla, Chimire-R, Elotes y el campo Budare en el cual se desarrollará este estudio.

El campo Budare está localizado en el estado Guárico, límite sur-oeste con el Estado Anzoátegui, cerca de la población de Pariaguán y pertenece a la Subcuenca de Guárico en la Cuenca Oriental de Venezuela.

La producción del Campo Budare proviene de 60 yacimientos repartidos entre las arenas del Mioceno Inferior (Formación Oficina) y Oligoceno Superior (Formación Merecure), donde se han perforado 151 pozos (48 pozos activos), siendo el mecanismo prevaleciente el empuje hidráulico.

Algunos eventos importantes han impactado significativamente en el aumento de la producción, cronológicamente se puede citar la producción de 1987 de una unidad de bombeo electrosumergible a un pozo del campo, incrementándose la producción total en 5000 BPPD, posteriormente en el año 1990, la producción disminuye hasta alcanzar su índice más bajo en 1995. En ese mismo año se inicia el estudio integrado donde se logra incrementar la producción hasta 16 MBPPD como cifra tope.

La evidente declinación de la producción se debe principalmente a dos factores: disminución de la intensidad de las perforaciones en el área e incremento del corte de agua en los pozos productores.

Los yacimientos del campo Budare totalizan un POES de 853 MMBN con reservas primarias recuperables en el orden de 202MMBN. Actualmente se han recuperado 120MMBN de petróleo en el orden de 32°API, quedando por drenar 82MMBN. En la búsqueda de identificar y definir estrategias de explotación económicamente rentables

induce al estudio de nuevas tecnologías que permitan recuperar la mayor cantidad de reservas de hidrocarburos.

La completación DUAL para controlar la invasión de agua en la columna de petróleo es un método que tiene recientes aplicaciones mundiales con éxito en los campos donde se ha implementado, este sistema presenta la producción de la zona de agua y la zona de petróleo a través de una configuración: encima y debajo del CAP. La implementación de un método de levantamiento artificial para garantizar la estabilización del contacto agua – petróleo representa una nueva estrategia que brinda la posibilidad de obtener una mayor producción de petróleo independiente de la producción de agua, esta nueva tecnología ofrece excelentes oportunidades de aplicación en el Campo Budare en el yacimiento BDV-1 cuyo mecanismo de producción es el Empuje Hidráulico.

Este trabajo tiene por objeto evaluar la factibilidad Técnico – Económica de la implementación de completación DUAL con bombeo electrosumergible en ambas sartas, con la finalidad de aumentar la producción de petróleo a través de la estabilización del contacto agua – petróleo mediante la producción de la zona de agua por debajo del CAP mientras una producción de petróleo libre de agua desde la completación en la zona de petróleo.

Las condiciones actuales de explotación pueden resumirse en baja relación producción anual/reservas, las cual se ubica en 5,3% (el estándar mundial es 7%) y alto corte de agua producto de la actuación del mecanismo de producción primario (empuje hidráulico), por lo que la propuesta planteada en este trabajo (Completación DUAL BES) persigue mejorar estas condiciones al incrementar la productividad de los pozos y maximizar el recobro de hidrocarburos, considerando la implementación de una nueva propuesta tecnológica.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTO

La optimización en la recuperación de reservas y el incremento de producción en yacimientos nuevos y particularmente en maduros, es una necesidad creciente que requiere ser resuelta mediante una descripción y cuantificación más detallada y precisa de los yacimientos.

La integración de las disciplinas de geociencias, la ingeniería de petróleo y el uso de los procesos estadísticos han hecho la caracterización de yacimiento la herramienta más importante en el proceso de la elaboración de los planes de explotación de los yacimientos.

Las mejores prácticas en caracterización de yacimiento incluyen ciertas fases que se encuentran íntimamente ligadas y que deben ser integradas por los diferentes profesionales que realizan el proyecto.

La primera fase de una caracterización es el diagnóstico de las características del yacimiento incluyendo la problemática planteada y determinar si la cantidad y la calidad de los datos es suficiente para caracterizar el yacimiento, posteriormente se realiza una caracterización del yacimiento basada en el modelo estático y en un modelo dinámico.

1.1.1 Modelo Estático

El modelo estático está a su vez compuesto por diversos modelos, los cuales se puntualizan a continuación:

- Modelo Estructural
- Modelo Estratigráfico
- Modelo Sedimentológico
- Modelo Petrofísico
- Modelo de Fluidos

1.1.1.1 Modelo Estructural

El objetivo de este modelo es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales (fallas, pliegues, altos, bajos y bajos estructurales) del área de estudio. El modelo parte de un marco regional, de la integración de pozos y la correlación de datos sísmicos 2D y/o 3D y la historia tectónica.

El estudio se inicia identificando los principales reflectores regionales sísmicos (discordancias y superficies de inundación), los cuales han sido previamente interpretados en registros de perfil vertical sísmico (VSP), tiros de verificación (WST), gráficos t/z, registros de pozos (GR, Resistividad, Sónico, etc), análisis Sedimentológico y bioestratigráfico de núcleos, muestras de canal y de pared.

Posteriormente, se determinan las fallas mayores fácilmente identificables es líneas perpendiculares y paralelas a la dirección de esfuerzo máximo, generando un modelo preliminar, el cual es validado con herramientas de modelaje y atributos estructurales.

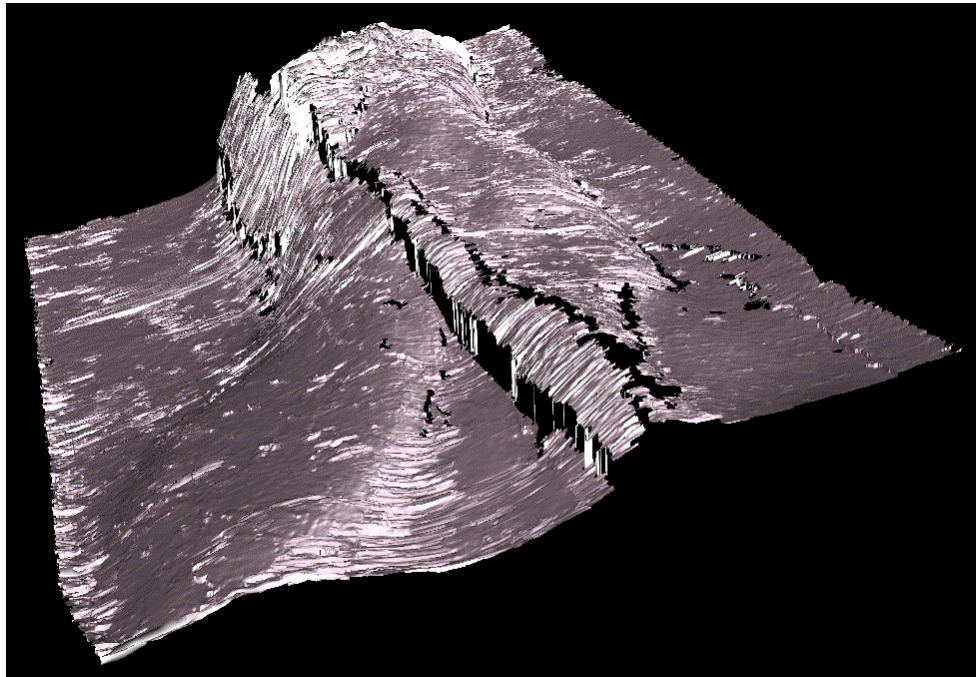


Figura 1.1 Ilustración del Modelo Estructural

Seguidamente, se realiza con mayor detalle la correlación sísmica-pozo, que permite identificar estructuras menores presentes en el modelo y, con el apoyo de los mapas de atributos, se generan los planos de fallas.

La interpretación estructural y los planos de fallas en tiempo, son convertidos a profundidad. Estos niveles bases y planos de fallas serán utilizados posteriormente para definir los topes estructurales de los yacimientos, que al ser integrados con los datos de otras disciplinas, permiten definir la existencia de compartimientos en los yacimientos.

La coherencia estructural del modelo se valida mediante herramientas de visualización 3D. Es importante resaltar que el modelo estructural debe ser coherente con la interpretación tectónica.

1.1.1.2 Modelo Estratigráfico

El objetivo es mostrar la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico.

El estudio se inicia con la identificación y participación de las unidades crono-estratigráficas a partir de la correlación sísmica-pozo. La correlación se apoya en los principios de estratigrafía secuencial, la cual hace uso de la bioestratigrafía, sedimentología y análisis de perfiles para definir los marcadores de interés. El enlace sísmica-pozo se realiza a través de sismogramas sintéticos, los cuales llevan los marcadores de interés del registro sintético de la sísmica, lo que permite verificar con los modelos estratigráficos de exploración. Posteriormente se identifican y correlacionan las secuencias y parasecuencias de toda el área de estudio. La interpretación final es convertida a profundidad y se generan los mapas de espesores de secuencias y parasecuencias. Luego se incorpora la información del modelo sedimentológico detallado, a fin de generar un modelo estratigráfico-sedimentológico de detalle. Se desarrollan de esta manera los mapas de facies por unidad sedimentaria, cuyas tendencias servirán para orientar los mapas de calidad de yacimiento y predecir futuras perforaciones en el área. Una manera de evaluar la coherencia de este resultado es la visualización tridimensional (3D).

	ERA	PERIODO	PISO	FORMACION	LITOLOGIA		
CENOZOICO	CUATERNARIO	RECIENTE		CARVAJAL	[Lito: Dotted]		
		PLEISTOCENO		DISCORDANCIA	[Lito: Hatched]		
	NEOGENO	PLIOCENO		BETIJOQUE	[Lito: Yellow]		
		MIOCENO		sup	ISNOTU	[Lito: Yellow]	
				med		[Lito: Yellow]	
	inf			[Lito: Yellow]			
	PALEOGENO	OLIGOCENO		HIATUS	[Lito: Vertical Lines]		
		EOCENO		sup	MENE GRANDE	[Lito: Yellow]	
				med	RAJLI	[Lito: Yellow]	
				inf	MISOA	[Lito: Yellow]	
		PALEOCENO		GUASARE	[Lito: Blue]		
		MESOZOICO			CRETACEO	MAESTRICHIENSE	COLON
	CAMPANIENSE					SOCUY	[Lito: Brick]
	SANTOMIENSE					LA LUNA	[Lito: Blue]
CONIACIENSE	[Lito: Blue]						
TURONIENSE	[Lito: Blue]						
CENOMANIENSE	[Lito: Blue]						
ALBIENSE	MARCA LIBRE		[Lito: Blue]				
APTIENSE	APON		[Lito: Blue]				
BARREMIENSE	RÍO NEGRO		[Lito: Blue]				
NEUCOMIENSE			[Lito: Blue]				
JURASICO			LA QUINTA		[Lito: Dotted]		
TRIASICO			[Lito: Dotted]				

Figura 1.2 Ilustración del Modelo Estratigráfico

1.1.1.3 Modelo Sedimentológico

La caracterización sedimentológica de yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. Esta información es posteriormente integrada con la proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de las unidades de flujo y los yacimientos presentes en el área.

El proceso comienza con la identificación y codificación de las facies y unidades sedimentarias a partir de afloramientos, muestras de los núcleos, muestras de canal y pared. Posteriormente se realiza la calibración núcleo-perfil cuyo objetivo es extrapolar la información hacia los pozos vecinos. Se identifican además las superficies máximas de inundación, discordancias y superficies transgresivas con el fin de establecer los límites verticales del yacimiento. Se integra la información bioestratigráfica, atributos sísmicos, perfiles de pozos y geoquímica con el fin de establecer el modelo de estratigrafía secuencial que permita definir la geometría externa de los yacimientos. Se interpreta el

ambiente sedimentario de secuencia con el objeto de determinar la geometría y orientación de las unidades y sistemas sedimentarios.

Se incorpora e integra la información petrofísica a las unidades sedimentarias para definir las unidades de flujo que componen el yacimiento. Luego se incorpora la sísmica de producción (atributos sísmicos), data de producción de los pozos y petrofísica, a las correlaciones sedimentológicas con lo cual se establecen las tendencias sedimentarias y la arquitectura del yacimiento. Los análisis petrográficos y microscópicos permiten caracterizar el yacimiento desde el punto de vista de diagénesis y calidad de las rocas.

Toda esta información es incorporada en un modelo sedimentológico que describe y cuantifica las propiedades del yacimiento. Este modelo es posteriormente analizado estocásticamente con el fin de generar la menor incertidumbre del modelo y cuantificar sus propiedades para enviarlo a una simulación de fluidos.

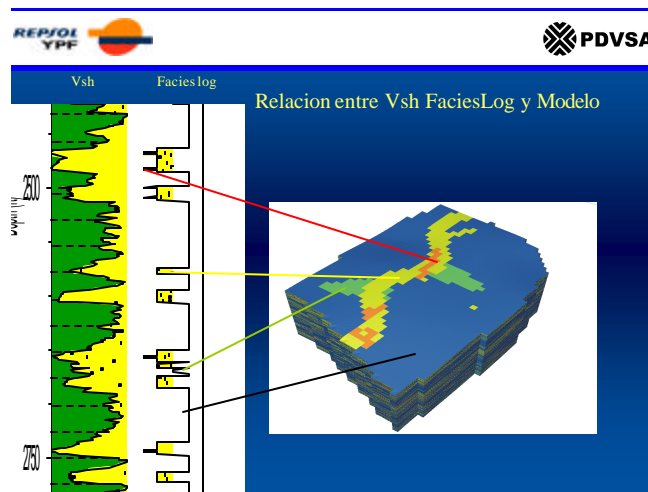


Figura 1.3 Ilustración del Modelo Sedimentológico

1.1.1.4 Modelo Petrofísico

El estudio se inicia con el análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para detectar y corregir problemas o para recalibrar algunos perfiles. Luego se pasa a una fase de edición y normalización, incluyendo la de perfiles viejos. Este

procedimiento esta basado en aplicaciones estadísticas y permite reutilizar e incorporar datos antiguos a la caracterización del yacimiento.

La fase siguiente consiste en zonificar los pozos según el modelo estratigráfico generado en el proyecto para delimitar verticalmente los intervalos y extrapolar algunos parámetros, basados en el origen y ambiente sedimentario común.

Luego se realiza la correlación núcleo-perfil con el fin de obtener relaciones para la porosidad, volumen de arcilla, exponente de saturación, coeficiente de cementación, etc. (F, V_{cl}, n, m), que permitan ajustar los valores de los perfiles a los obtenidos de los núcleos y extrapolar estas relaciones a los pozos sin datos de núcleos.

A continuación se procede a determinar las diferentes petrofacies existentes en cada zona, mediante parámetros como F, k , tamaño de la garganta de poro, tamaño de grano, etc., y utilizando datos de núcleos y/o perfiles y tratando de establecer una correlación entre ellos y las definiciones de facies sedimentarias provenientes del modelo sedimentológico. Luego se procede a calcular y calibrar los valores de resistividad del agua de formación, R_w , con datos de análisis químico de agua obtenida de los pozos y se determinan el resto de los parámetros básicos para la interpretación petrofísica: $R_{sh}, FN_{sh}, p_{sh}, \Delta t_{sh}, P_{ef}, G_{rmax}, G_{rmin}$, etc utilizando diferentes histogramas y gráficos combinados.

Obtenidos los parámetros, se procede a seleccionar los diferentes modelos disponibles de acuerdo al tipo de yacimiento y de información disponible, utilizando también la obtenida de perfiles no convencionales (resonancia magnética, nuclear, imágenes, etc.) y se procede a efectuar los cálculos en pozos claves (F, V_{cl}, Sw, K , etc.), calibrándolos con análisis especiales de núcleo, pruebas de presiones y pozos, datos de producción, etc.

Una vez determinado y calibrado, el modelo es extrapolado al resto de los pozos incluyendo aquellos con información más pobre, utilizando diferentes tecnologías (relaciones estadísticas lineales, geoestadística, redes neurales, etc.).

Se procede luego a la definición y calibración de los parámetros críticos de corte para el cálculo de área neta y neta petrolífera (AN y ANP) con la participación de petrofísicos, geólogos e ingenieros de yacimiento.

El cálculo de valores de AN, ANP y promedio de los parámetros petrofísicos por unidad de flujo por pozo y los promedios a escalas adecuadas para efectuar

correlaciones con atributos sísmicos y definir las posibles relaciones existentes, es trabajo conjunto del petrofísico, geólogos y geofísicos. A su vez se realiza el cartografiado de parámetros petrofísicos convencionales (F , S_w , V_{sh} , K) y la mejor combinación de ellos para representar calidad de yacimiento.

La distribución de propiedades petrofísicas y de calidad de reservorio puede analizarse mediante paquetes de visualización 2D y 3D.

Finalmente se procede a la documentación del modelo, además de la metodología, los datos, etc., debe incluirse el programa óptimo de perfilaje para el yacimiento con sus respectivas variables y estrategias, de acuerdo a posibles problemas a definir o profundizar.

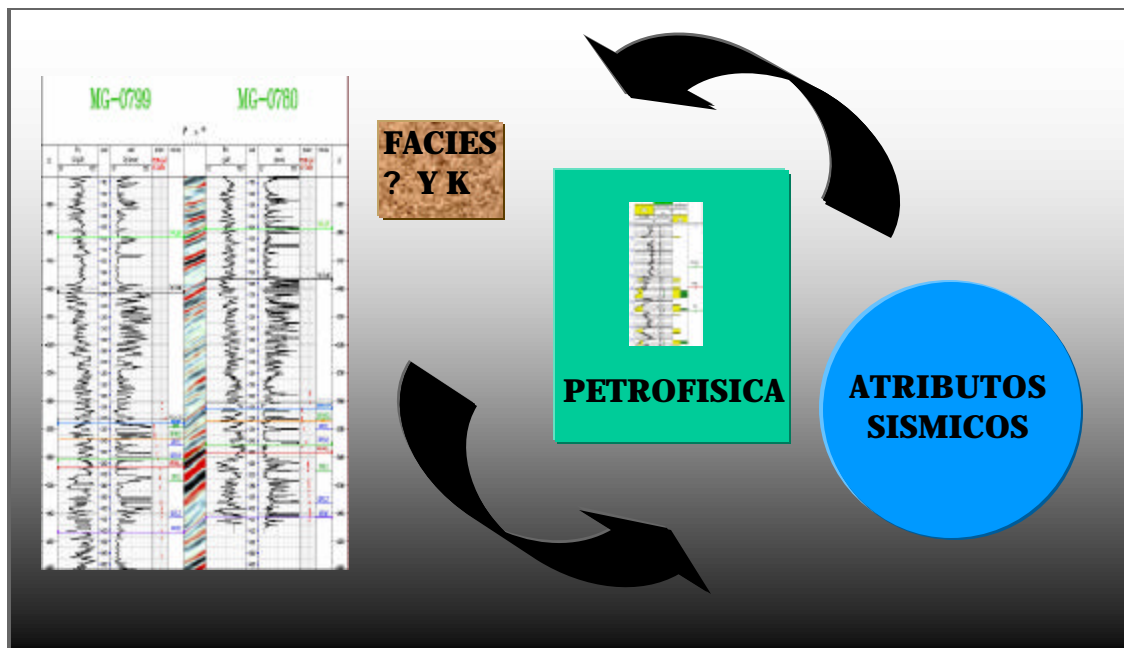


Figura 1.4 Ilustración del Modelo Petrofísico

1.1.1.5 Modelo De Fluidos

En este proceso se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se desplazan. El análisis inicia con los datos PVT, composición, permeabilidades relativas, presiones capilares y las historias de producción, inyección, presión y reparación. Para esto se hace uso de diversas herramientas tales como: PVTPACK, WELLTEST -200, PAN-SYSTEM, SAPHIR, OFM.

La interpretación de esta información permite definir las condiciones y distribución inicial de los fluidos, los mecanismos de producción, eficiencia de extracción y las reservas totales.

Una vez establecidas las condiciones dinámicas de los fluidos (PVT) y su relación con la roca (K_r), debe procederse al balance volumétrico de los fluidos contenidos en el volumen poroso (Balance de Materiales), para lo cual es necesario disponer de valores petrofísicos promedio (F , S_{wi} , S_{or} , k , h) y tener una visión de los mecanismos de empuje actuantes y los contactos entre fluidos. Para este proceso se utiliza la herramienta MBAL.

Este balance permite determinar los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio en el yacimiento (POES/GOES) y las reservas totales asociadas. Se define además la contribución porcentual de cada uno de los mecanismos de empuje presente. Debe ser siempre realizado como un método para obtener una visión global de los mecanismos actuantes en el yacimiento antes de ir a la simulación.

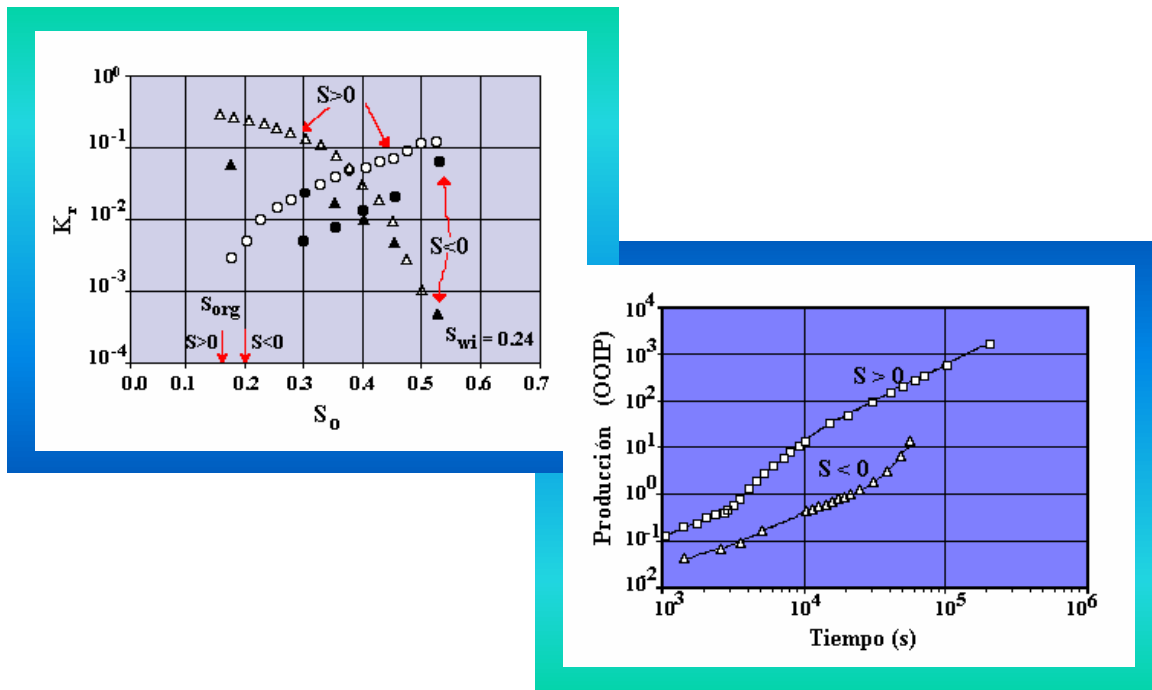


Figura 1.5 Ilustración del Modelo de Fluidos

Finalmente se culmina con la visualización, considerada la mejor forma de validar y analizar la información integrada en 3D, para permitir:

- El análisis de tendencias espaciales de propiedades.
- Un entendimiento del yacimiento más exacto por parte del equipo multidisciplinario.

1.1.2 Modelo Dinámico

La simulación dinámica implica incorporar todos los modelos generados en el modelo estático en un modelo numérico de cálculo, la simulación permite reproducir la historia de producción / presión mediante la utilización de un paquete de simulación matemática de yacimientos, el cual se selecciona según las características del yacimiento, tipo de fluido y proceso. Para esto debe definirse un mallado en el que se muestran las características del modelo geológico.

El modelo requiere la carga de datos recurrentes, que son datos dependientes del tiempo, entre estos están los relacionados con las características de los modelos estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico y de fluidos. Se inicia luego de haber introducido los datos no recurrentes y mediante ella se establece la distribución inicial de saturaciones y presiones en el yacimiento, con lo cual se puede detectar la posible existencia de errores de consistencia de datos; si este tipo de errores no está presente, los volúmenes de fluidos contenidos inicialmente en el yacimiento deben coincidir con los cálculos volumétricos; si existe diferencia apreciable entre ambos resultados, es necesario revisar los datos que definen las condiciones iniciales y el volumen poroso del yacimiento.

Una vez obtenida la inicialización de manera satisfactoria, se procede al ajuste histórico cuyo objetivo es obtener un cotejo satisfactorio entre los resultados calculados por el modelo y el comportamiento histórico de producción del yacimiento.

Los parámetros de cotejo dependen del tipo de yacimiento bajo simulación, pero en general, deben ajustarse la presión y el corte de agua.

El producto final de la simulación son los posibles futuros eventos con los mejores cotejos de los parámetros seleccionados, obteniéndose con esto una distribución probabilística de los resultados que pueden utilizarse para el análisis de riesgo en cualquier proyecto.

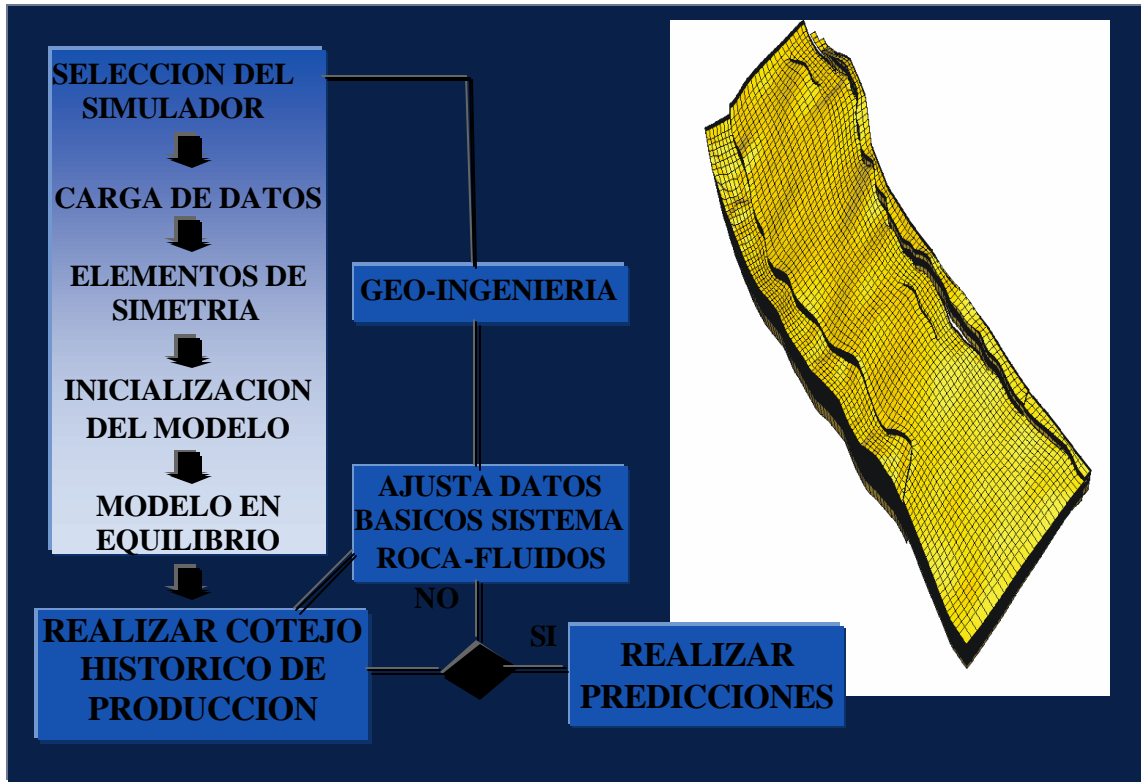


Figura 1.6 Flujograma representativo del Modelo de Simulación

Las siguientes interrogantes pueden ser respondidas con un modelo de simulación:

- ¿Cómo desarrollar y producir un campo para maximizar el recobro económico de sus reservas?. ¿Dónde y cuándo perforar los pozos?
- ¿Cuál es el mejor esquema de recuperación adicional, número de inyectores, inyección por arreglos o periférica, tasa de inyección y producción. Cómo y cuándo debe implementarse?
- ¿Por qué no se está comportando el yacimiento como se había pronosticado. Cómo se puede mejorar?
- ¿Cuáles son los parámetros críticos en la aplicación de un esquema de recobro particular?
- ¿Cuál es el mejor esquema de completación de pozos. De qué porción del yacimiento proviene la producción?
- ¿Qué tan sellantes son las fallas y las barreras de permeabilidad observadas?

Además, el modelo de simulación permite representar procesos muy complejos, hacer sensibilidades y analizar diferentes escenarios de explotación.

1.2 COMPLETACIÓN DE POZOS

1.2.1 Escogencia de la Mejor Completación

La función de un pozo es ofrecer un conducto de un yacimiento en el subsuelo hasta la superficie a través del cual se puedan inyectar o producir fluidos. El costo de los pozos constituye la inversión mayor cuando se desarrolla un yacimiento. La efectividad de la comunicación entre la formación productora y el pozo influye en las características de producción del campo, el drenaje y las condiciones económicas del campo.

La completación de un pozo es la fase operativa más importante en la vida de un pozo. Cubre virtualmente todas las operaciones entre la perforación del pozo y la prueba de completación que lo integra a la condición de pozo productor, posibilidades de reacondicionamiento futuro, productividad del pozo, problemas de hoyo entre otros.

La completación ideal de un pozo, minimiza los costos iniciales y de operación y al mismo tiempo ofrece el paso más eficiente hasta la superficie para los fluidos del yacimiento. El mejor diseño ofrecerá la operación más eficiente para un pozo de petróleo o gas a través de toda su vida productora. Un diseño deficiente resultará en altos costos operacionales, abandono prematuro y reservas remanentes no recuperadas.

1.2.2 Consideraciones en Diseño de Completaciones

La mejor estimación de las características del pozo a través de su vida productora anticipada resulta en la completación de pozo mejor diseñada. La tabla 1.1, enumera las áreas ambientales, restricciones y recursos, que debes tomarse en consideración cuando se diseña un programa de completación o reacondicionamiento de pozo.

Es aparente que existen muchas circunstancias que pueden encontrarse, y en realidad se encuentran cuando se perfora o se completa un pozo. El diseño correcto para una completación de pozo es el que balancea los factores de la tabla 1.1, con los

gastos atribuibles a éstos efectos y resulta en la instalación más productiva inicialmente y en años subsiguientes.

La selección de la mejor completación envuelve ambiente, los recursos y las restricciones cuando se toman las decisiones sobre:

- El intervalo o intervalos de completación.
- El método de completación.
- El número de completaciones.
- Los diámetros de revestidor y eductor.
- La configuración de revestidor y eductor.

El arreglo mecánico del pozo es el factor predominante en la supervisión del hoyo, en el control de la producción de petróleo, agua, gas y en la flexibilidad para futuras modificaciones. El sistema debe ser sencillo y confiable.

Tabla 1.1 CONSIDERACIONES PARA LA COMPLETACIÓN DE POZOS	
<p>AMBIENTE</p> <p>Localización Profundidad Presión del yacimiento Configuración del yacimiento Parámetros del fluido y roca</p>	<p>¿Se va a perforar el pozo en despoblado, en área urbana, en una plataforma marina o submarina?</p> <p>¿Cuan profundo es el intervalo productor?</p> <p>¿Es necesario aislar las zonas de alta o baja presión? ¿Qué presión debe resistir el revestidor?</p> <p>¿Es el espesor del yacimiento grande o pequeño? ¿Existen lentes que puedan producirse por separado en completaciones múltiples?</p> <p>¿Es el fluido muy viscoso? ¿Qué RGP puede anticiparse?</p> <p>¿Qué valor tiene la permeabilidad? ¿Hay problemas con el control de arena?</p>
<p>RESTRICCIONES</p> <p>Cementación primaria Daño a la formación Conificación de gas o agua Corrosión</p>	<p>¿Existe una buena capa de cemento? ¿Hay buena adherencia entre el cemento y el revestimiento y el cemento y la formación?</p> <p>¿Se han tomado todas las precauciones para evitar el daño a la formación causada por los fluidos de perforación, fluidos de completación y fluidos para la estimulación?</p> <p>¿Se espera que exista conificación?</p> <p>¿Qué tipo de corrosión se espera ahora y en el futuro?</p>
	<p>¿Qué tasas de producción se esperan? ¿Será la caída de presión un problema en pozos que produzcan a altas tasas?</p>

<p>RECURSOS</p> <p>Tasa de producción</p> <p>Técnicas de producción</p> <p>Estimulaciones futuras</p> <p>Métodos de reacondicionamiento</p> <p>Recuperaciones secundarias</p> <p>Inyección de vapor</p> <p>Dispositivos de seguridad</p>	<p>¿Producirán los pozos por flujo natural o levantamiento artificial? ¿Qué tipo de levantamiento artificial será utilizado?</p> <p>¿Qué tipo de estimulación, en caso de ser necesaria, se ha escogido?</p> <p>¿Se utilizarán reacondicionamientos con cable fino o con cabrias en operaciones normales?</p> <p>¿Será este pozo convertido a inyector de agua?</p> <p>¿Es este un pozo inyector?</p> <p>¿Es este un pozo inyector de vapor? ¿Qué dispositivos de seguridad serán instalados en los pozos a hoyo abierto?</p>
--	---

1.2.3 Tipos de Completación

1.2.3.1 Completación a Huevo Abierto

En la completación a huevo abierto, el revestidor de producción se asienta por encima de la zona productora.

VENTAJAS

- a. El asentamiento del revestidor en el tope de la zona productora permite la utilización de técnicas especiales de perforación, que minimizan el daño a la formación.
- b. Todo el diámetro de hoyo esta disponible para el flujo.
- c. Generalmente no se requiere cañoneo. Algunas veces se utiliza cañoneo en hoyo desnudo debido al daño severo de la formación.
- d. Si la zona no se va a cañonear, la interpretación del perfil del hoyo no es crítica.
- e. El hoyo se puede profundizar fácilmente o cambiar a una completación con forro y empacar con grava.

DESVENTAJAS

- a. No hay forma de regular el flujo hacia el huevo.
- b. No se puede controlar efectivamente la producción de gas o agua.
- c. Es difícil tratar los intervalos productores en forma selectiva.

- d. Puede requerirse la limpieza periódica del hueco.

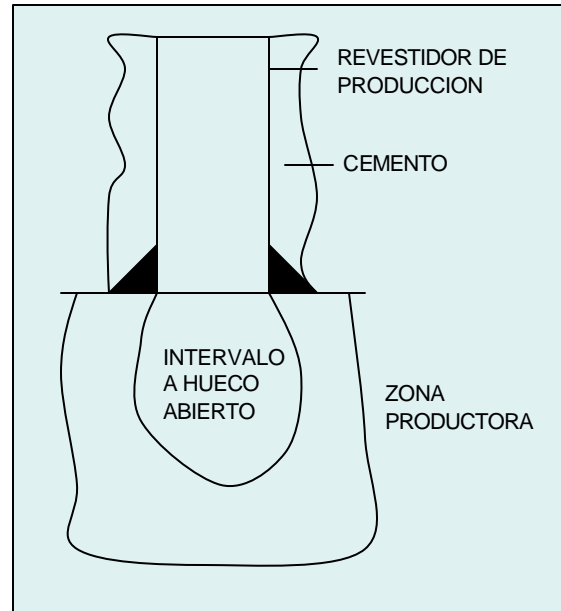


Figura 1.7 Completación a Hueco Abierto

1.2.3.2 Completaciones con Tubería Ranurada no Cementada

En la completación con tubería ranurada no cementada el revestidor de producción es asentado y cementado por encima de la zona productora, y una tubería ranurada se instala al revestidor mediante un colgador. Este método permite efectuar empaque con grava.

VENTAJAS

- Disminución del daño a la formación mientras se perfora la zona productora.
- Eliminación del costo del cañoneo.
- La interpretación de los registros no es crítica.
- Posibilidad de utilizar técnicas especiales de control de arena.

DESVENTAJAS

- Dificultad para controlar la producción de gas o agua.

- b. El revestidor de producción es asentado antes de perforar el horizonte objetivo.
- c. Imposibilidad de una estimulación selectiva.

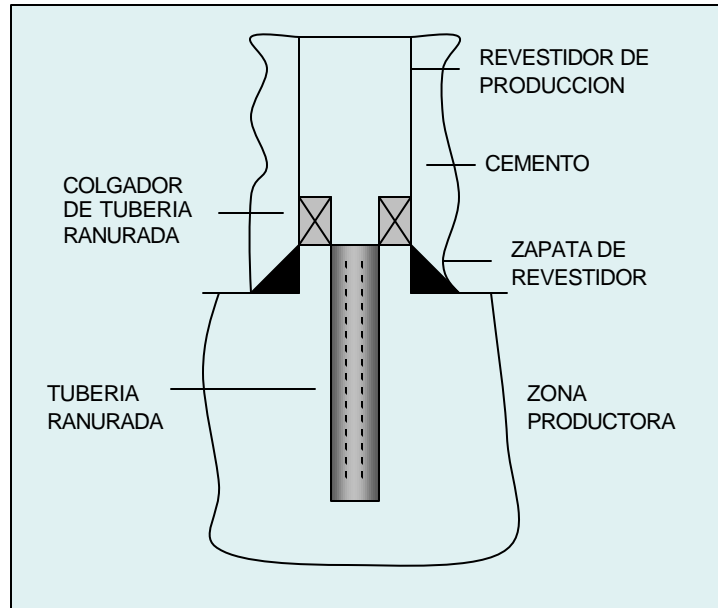


Figura 1.8 Completación con tubería ranurada no Cementada

1.2.3.3 Completación a Huevo Revestido Y Cañoneado

En la completación a huevo revestido y cañoneado, el revestidor se asienta a través de la formación productora y cementada. Posteriormente, se cañonea para establecer comunicación entre el hoyo y la formación.

VENTAJAS

- a. Existen facilidades para completación selectiva y para reparación en los intervalos productores.
- b. Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas o agua.
- c. La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.
- d. Es posible realizar completaciones múltiples.
- e. Se pueden efectuar estimulaciones selectivas.

- f. Se puede profundizar el hueco, aunque con un diámetro menor.
- g. Se deben hacer adaptaciones para control de arena empleando camisas ranuradas y empaque con grava.

DESVENTAJAS

- a. Se requiere análisis precisos de los registros y muy buen control de la profundidad del hoyo.
- b. El cañoneo de zonas de gran espesor puede ser costoso.
- c. Se puede incurrir en reducción del diámetro efectivo del hueco y de la productividad del pozo.
- d. Se requiere de un buen trabajo de cementación a través de los intervalos productores.

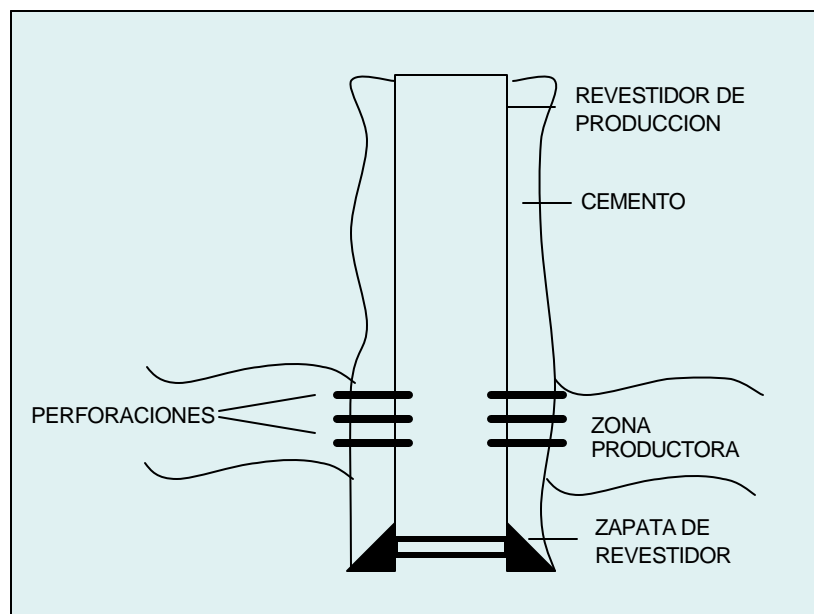


Figura 1.9 Completación a Hueco Revestido y Cañoneado

LAS COMPLETACIONES A HOYO REVESTIDO Y CAÑONEADO PUEDE SER:

- Completación sencilla.
- Completación múltiple.

1.2.3.3.1 Completación Sencilla

Es aquella que tiene con objetivo fundamental producir una sola formación.
 Los tipos de completación sencilla son:

- Completación sencilla sin empacadura.

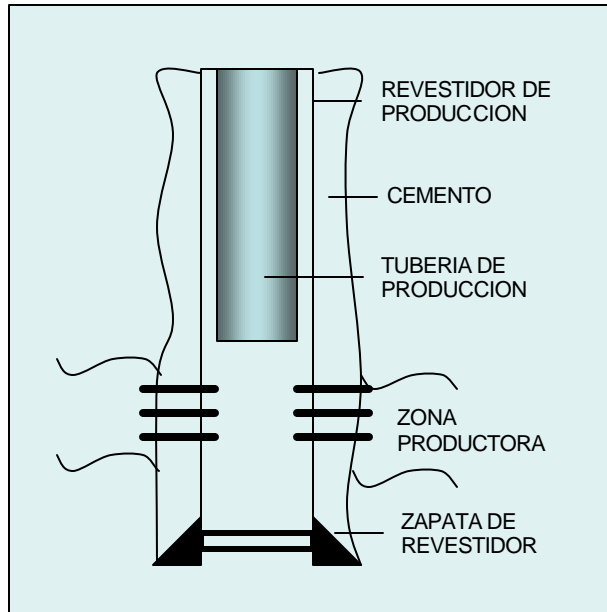


Figura 1.10 Completación Sencilla sin Empacadura

- Completación sencilla con empacadura.

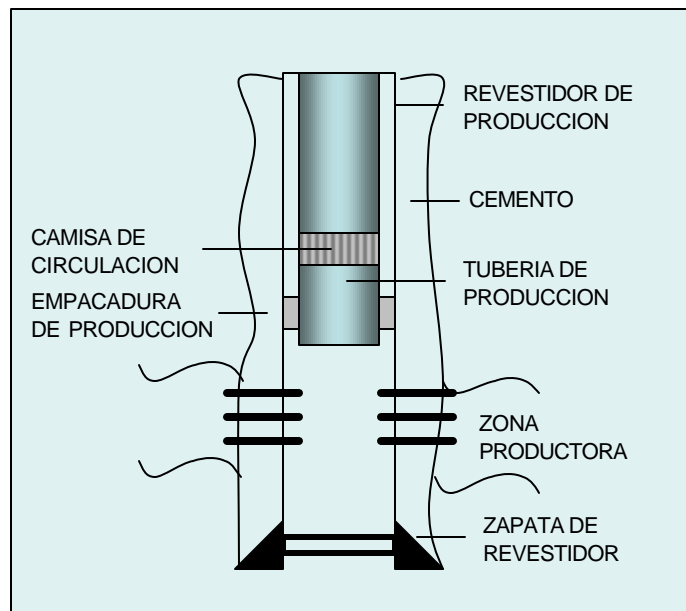


Figura 1.11 Completación Sencilla con Empacadura

Factores de diseño que se deben considerar:

- La profundidad del pozo.
- Los diámetros de la tubería del revestidor.
- Las presiones diferenciales.
- La temperatura de fondo.

1.2.3.3.2 Completaciones Múltiples

Es aquella que tiene como objetivo fundamental poner a producir dos o más yacimientos, en el mismo pozo y sin que se mezclen los fluidos de los diferentes yacimientos.

VENTAJAS

- Se obtienen tasas de producción más altas y menores tiempos de retorno del capital invertido.
- Para aislar zonas que poseen distintos índices de productividad, con el fin de evitar que la zona de alta productividad inyecte petróleo en la zona de baja productividad.
- Para separar yacimientos con distintos mecanismos de producción, pues es indeseable producir yacimientos con empuje de agua con uno de empuje de gas.
- Se tiene un control apropiado del yacimiento con el fin de evitar zonas drenadas de petróleo que estén produciendo agua o gas.
- Para producir zonas de petróleo por debajo de su tasa crítica.
- Se puede observar el comportamiento de los yacimientos.

DESVENTAJAS

- Inversión inicial alta para la tubería de producción, empaadura y equipos de guaya fina.

- Posibilidades de fuga a través de la tubería de producción y de los empaques y sellos de las empacaduras de producción.
- Dudas para llevar a cabo tratamientos de estimulación y conversión a levantamiento artificial con gas.
- Probabilidades muy altas de que se originen pescados durante y después de la completación, esto eleva los costos por equipo de pesca, servicio y tiempos adicionales de cabria.

TIPOS

Algunos tipos de completaciones múltiples son:

- Completación de doble zona con una sola sarta.

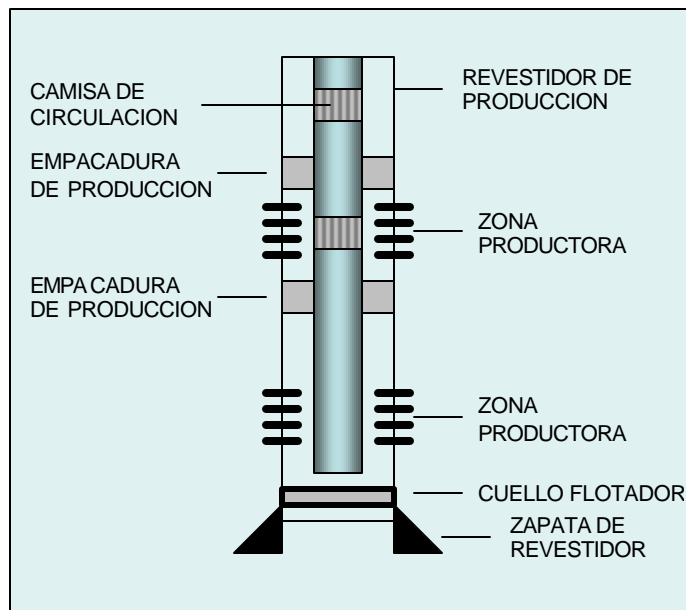


Figura 1.12 Completación de Doble Zona con una Sarta

- Completación de dos zonas con dos sarts.

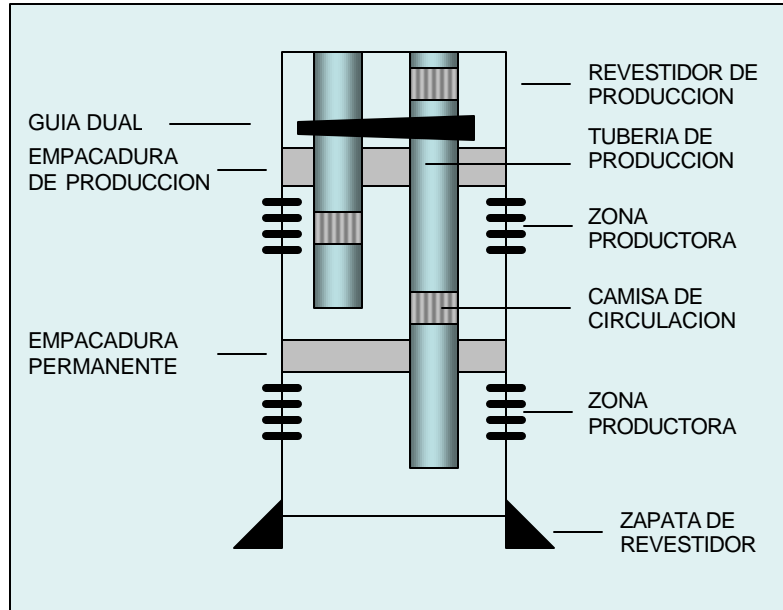


Figura 1.13 Completación de dos Zonas con dos Sartas

- Completación de tres zonas con dos sartas.

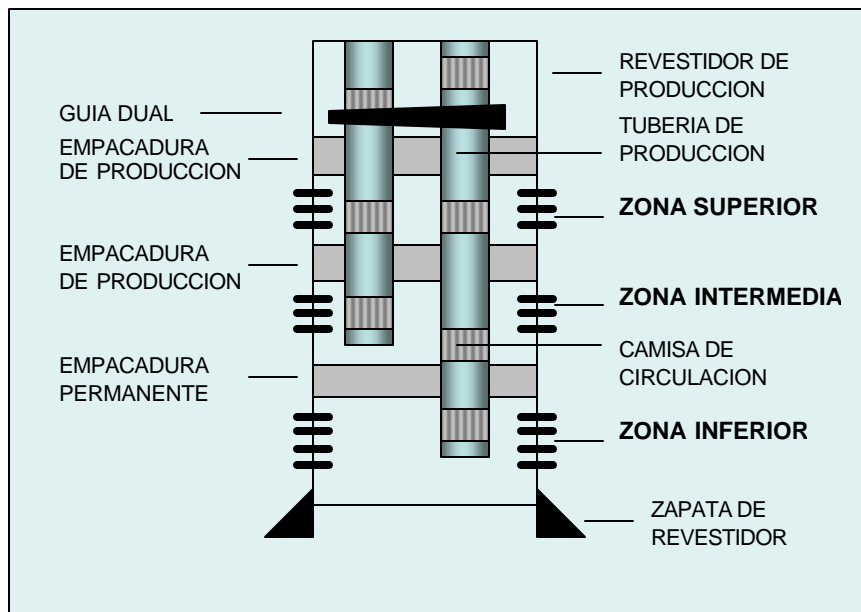


Figura 1.14 Completación de tres Zonas con dos Sartas

Existen otros tipos de completaciones múltiples para considerar más de dos zonas y más de dos empacaduras, pero no se detallarán debido a su poco uso.

1.2.3.4 Completación Dual

Una completación Dual es donde se producen dos zonas por sartas separadas simultáneamente en el mismo pozo sin la combinación de los fluidos. Esta separación normalmente se requiere con el propósito de mantener un control del yacimiento, y es generalmente regulado por los cuerpos de arenas. La Completación Dual es la más común, aunque se han realizado completaciones triple y cuádruples. Como podría esperarse, el factor principal que se opone a esta práctica es la complejidad de equipo en el pozo necesario para mantener la separación de las zonas. Esto se complica cuando uno o ambas zonas requieren de métodos de levantamiento artificial (bombeo, gas lift, etc.). Algunos arreglos típicos de un pozo con empacaduras y tubería de producción para mantener la producción por flujo o por levantamiento artificial se muestran en la Figura 1.15 y Figura 1.16.

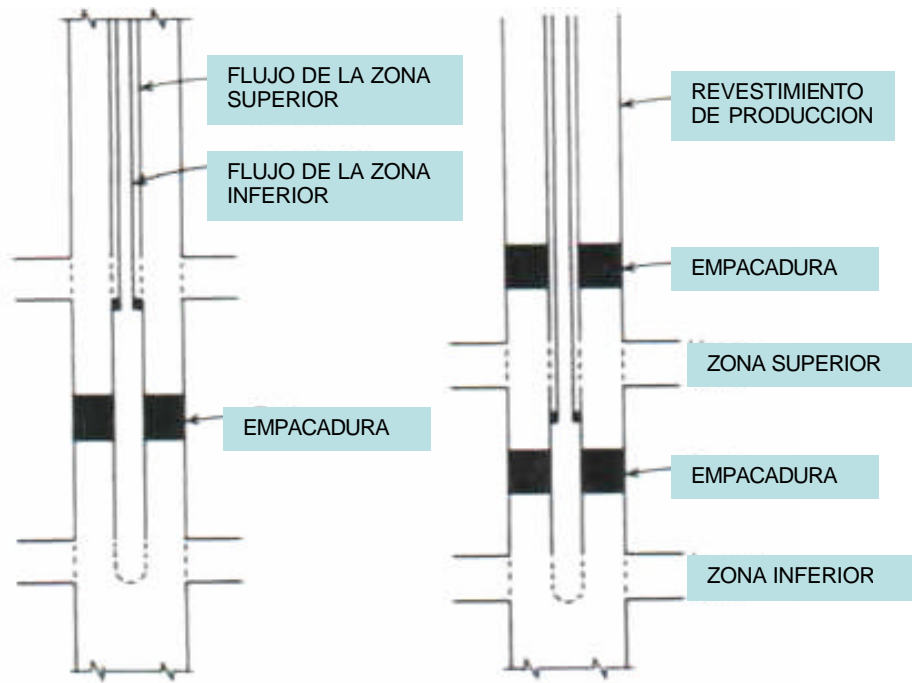


Figura 1.15 Completación Simple y Doble con Empacadura

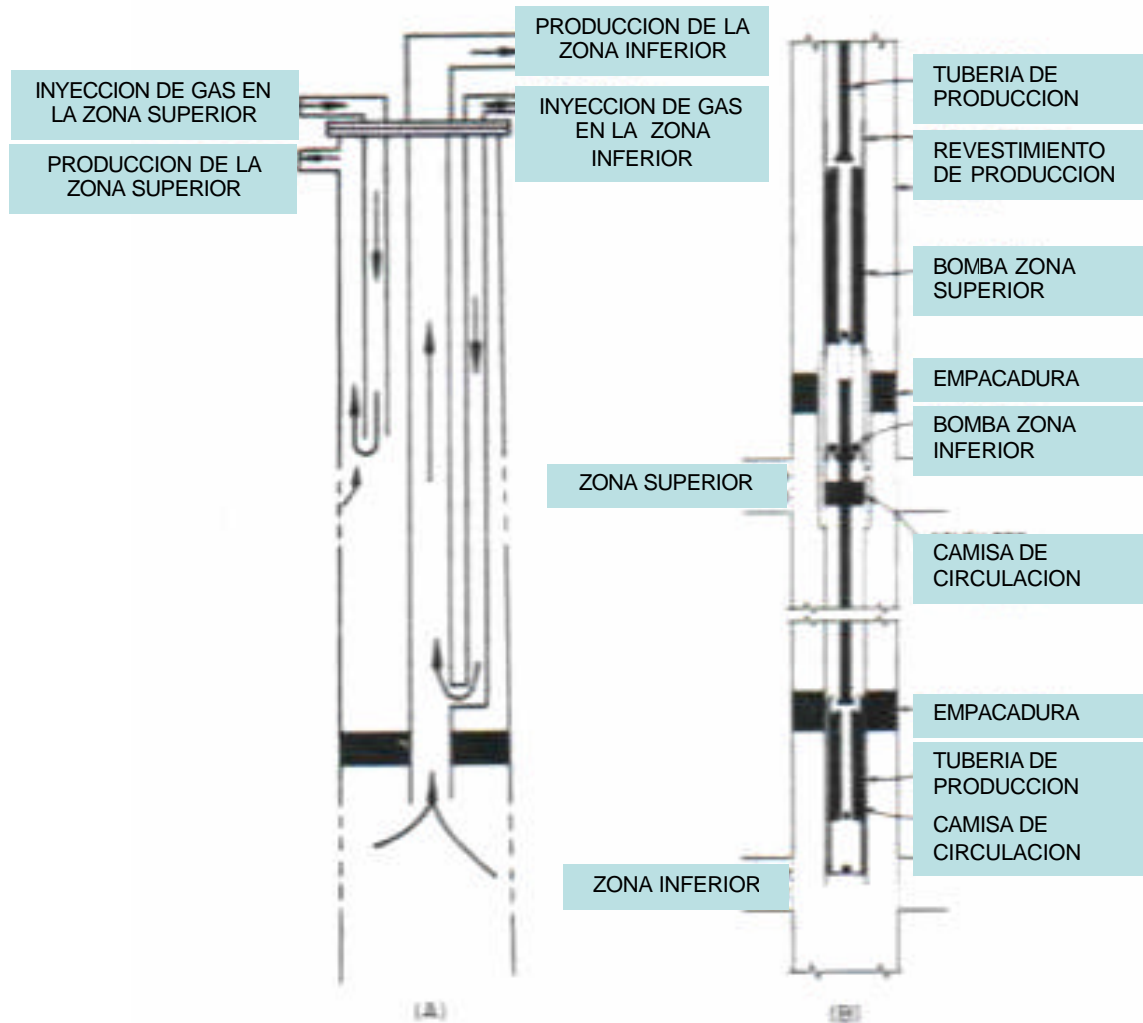


Figura 1.16 Completación Típica con instalación de Levantamiento Artificial. (A) Gas Lift. (B) Bombeo Electrosurgible.

En el pasado, los operadores han sido renuentes, para aplicar las técnicas del Completación Dual. Mientras que los costos iniciales eran bien altos, debidos a la implementación de la Completación Dual más los problemas y trabajos de reacondicionamiento presentes, la inversión inicial no siempre proporcionaba una ganancia. En los recientes años, la mejora en el equipo, particularmente para en el levantamiento artificial, ha traído este tipo de completaciones a ser utilizado en una diversidad más amplia. El equipo también está disponible para Completaciones Dual de tipo permanente que es un incentivo económico importante en algunos casos. La planificación avanzada siempre se exige asegurar que la perforación y la tubería de

revestimiento encajen con los requisitos de la completación. La conveniencia de utilizar completación de zonas múltiple depende de la complejidad del yacimiento.

Como se explicó con respecto a la completación del tipo permanente, el futuro mostrará un aumento indudablemente en la completación de la zona múltiple. El desarrollo continuo, un mejoramiento de los equipos y técnicas y un incremento en la familiaridad por parte de la industria, proporcionará un incentivo creciente que superará muchos de los problemas causado por las incertidumbres del pasado.

1.2.4 Consideraciones de Seguridad Durante la Completación de Pozos

En una completación se debe contar por lo menos con dos sistemas de seguridad. Usualmente, los dos fundamentales son: el fluido para controlar el pozo y la válvula impide – reventones (BOP).

- El fluido de control debe poseer propiedades deseadas para no dañar la formación. Por lo tanto, se debe tener un control adecuado y un análisis que permita determinar la densidad óptima de fluido de control, así como su composición.
- Es necesario probar los RAMS (arietes) de la válvulas impide – reventones (BOP) antes de usarla en la completación. Esto permite determinar la capacidad que posee la válvula para controlar el pozo. Por lo tanto, se debe contar con válvulas cuyas roscas sean adecuadas para colocar en la tubería y con una presión de trabajo igual al BOP.

Se puede considerar el efecto del diámetro del hoyo (seleccionado antes de iniciar la perforación) que tiene sobre la productividad del pozo. El diámetro máximo del revestidor, al cual a su vez, controla el diámetro del eductor. La capacidad de bombeo se basa en el diámetro del eductor. Sin el análisis previo apropiado del sistema (la completación de un pozo productor) dirigido al objetivo final (productividad máxima), tomando en cuenta todas las operaciones que se efectúan (perforación, completación, selección del equipo de subsuelo), es posible restringir el sistema con una bomba demasiado pequeña para producir el pozo a su tasa óptima.

1.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

Es un método de producción que se caracteriza por ser atractivo en pozos donde se hace necesario el manejo de altas tasas de fluido con alta eficiencia y rentabilidad. El rango de capacidad de los equipos en cuanto al desplazamiento va desde 200-100000 BFPD (Barriles de Fluido Por Día), con profundidad de bombeo de hasta 15000 pies.

Una instalación típica de Bombeo Electrosumergible está integrada por:

- Equipo de Subsuelo
- Equipo de Superficie

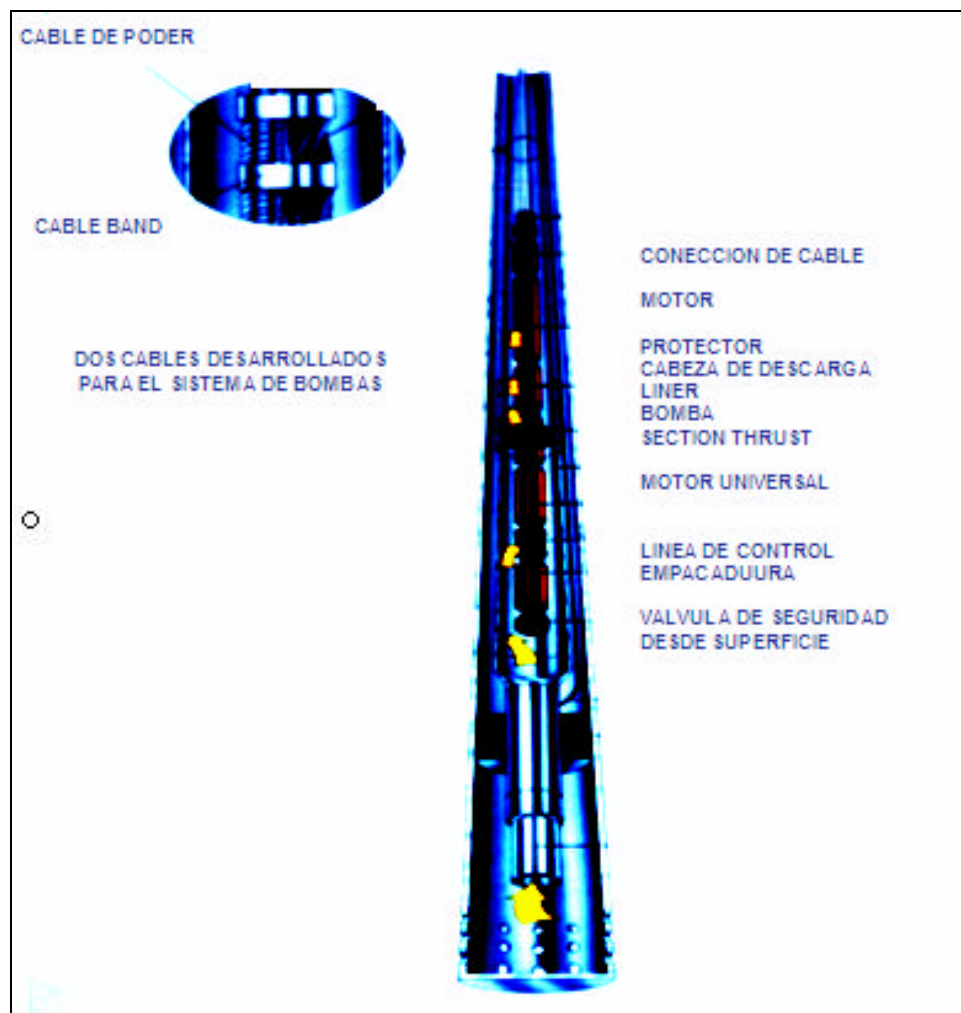


Figura 1.17 Bombeo Electrosumergible. Instalación de Subsuelo

1.3.1 Equipo de Subsuelo

- **Motor Eléctrico:** Es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Los motores eléctricos utilizados son: de inducción, bifásicos y trifásicos. Estos motores funcionan a velocidad constante de 3.500 RPM para una frecuencia de 60 HERTZ y 2.915 RPM para 50 HERTZ. Se encuentran saturados con un aceite altamente refinado, con propiedades dieléctricas; el cual funciona como lubricante y disipa por conducción el calor generado en el motor.
- **Protección o sección sellante:** Es un dispositivo que está localizado entre la bomba y el motor. Permite aislar internamente el motor de los fluidos que circulan por el pozo; contiene un fluido que sirve como lubricante del eje del motor que se encuentra ensamblado a la bomba. Su diseño permite que se igualen la presión producida y la presión interna del motor.
- **Separador de Gas:** Es un dispositivo que tiene como función separar el gas libre del crudo retornándolo por el espacio anular a través de puertos de venteo y solamente dejar pasar a la bomba líquido en la mayor proporción posible, lo cual mejora la eficiencia de la bombeo en pozos con alta relación gas-petróleo. Su uso es opcional; es decir, solo se utiliza cuando se prevé una alta relación gas-petróleo. Existen dos tipos: El de flujo reverso y el tipo rotatorio.
- **Bomba Centrífuga:** Son del tipo multietapas, cada una de estas etapas consta de un impulsor rotatorio y de un difusor estacionario. El número de etapas determina el volumen de fluido que va a ser producido. Las bombas son fabricadas para un amplio rango de capacidades y virtualmente para pozos de todas las condiciones variadas.
- **Cable Eléctrico:** Son cables trifásicos que se encargan de suministrar al motor eléctrico la potencia. Su selección debe cumplir con los requerimientos de

energía del motor y la temperatura de fondo del pozo. Además, el diámetro del cable determina la pérdida de voltaje por unidad de longitud y espacio entre el revestidor y el cuello de la tubería. Cada cable viene aislado con un protector de bronce o aluminio externamente, en la parte media, un aislante de nitrilo e internamente aislado con plástico de alta densidad, lo cual ofrece protección contra fluidos corrosivos y condiciones severas de fondo.

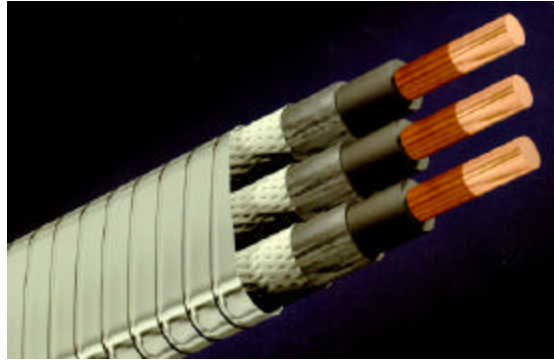


Figura 1.18 Bombeo Electrosurgible. Equipo de Subsuelo. Cable Eléctrico

1.3.2 Equipo de Superficie

- Un grupo de transformadores de fase simple o trifásico: La función del transformador es convertir el voltaje primario al voltaje que el motor requiere. Estos dispositivos pueden ser: Monofásicos y Trifásicos. En términos económicos, existen menos costos en el uso en serie de tres transformadores de fase simple que uno trifásico.
- Panel de Control: Los tableros de control más comunes resisten bien la intemperie y están disponibles en un amplio rango de modelos, de acuerdo a los requerimientos. Este dispositivo tiene como funciones elementales controlar la sobrecarga, baja carga o cualquier desperfecto en la instalación; así como registrar el consumo de energía o amperaje del motor en cualquier momento e iniciar el bombeo automático de la unidad o detener el bombeo por sobrecarga o baja carga en el sistema. Una de las utilidades principales

que se le puede atribuir a este controlador es que extiende el tiempo de vida útil a los equipos.

- Caja de Empalme: Es utilizada para conectar el cable en la superficie y está ubicada entre el cabezal del pozo y el panel de control por motivos de seguridad, lo cual evita el contacto entre el gas que podría fugarse a través del cable eléctrico y llegar al panel de control, ocasionando una posible explosión o incendio.
- Cabezal del Pozo: Sirve de elemento sellante alrededor de la tubería y del cable conductor para evitar fugas de gas o la insurgencia imprevista del pozo. Este elemento sirve para sostener toda la instalación de fondo.
- Elementos principales: Se encuentran disponibles en diferentes accesorios, tales como: válvula de una sola vía (también llamada válvula de retención), válvula de drenaje, centralizadores, flejes para cables, instrumento sensor de presión y unidad variadora de velocidad.
 - a. Válvula de una sola vía: se encarga de mantener la columna de fluido por encima de la bomba y se instalan dos o tres juntas sobre el ensamblaje de la bomba, lo cual sirve para alojar y liberar el gas, evitando que la bomba trabaje en vacío.
 - b. Válvula de drenaje: se instala inmediatamente arriba de la válvula de retención para prevenir sacar la sarta de tubería de producción cuando esté llena en caso de reparación.
 - c. Centralizadores: se encargan de centrar el motor y la bomba para así distribuir uniformemente el fluido y permitir su apropiado enfriamiento; además, en algunos casos, previenen daños al cable debido a la fricción abrasiva.

- d. Flejes para cables: son utilizados para sujetar el cable a la tubería de producción y se instalan un fleje por cada 15 pies de longitud de tubería.
- e. Instrumento sensor de presión: provee información del yacimiento y del desempeño de la bomba. Al correlacionar la presión del yacimiento con la tasa de retiro, el operador puede diagnosticar cuando es necesario cambiar el tamaño de la bomba, cambiar la tasa de inyección de un diluyente, o considerar una reparación del pozo.
- f. Unidad variadora de velocidad: la velocidad a la cual una Bomba Electrosumergible opera es determinada por la frecuencia de la energía suplida al sistema. La unidad de velocidad variable es un dispositivo que controla la frecuencia a la cual funciona el motor, permitiéndole al operador cambiar la frecuencia suplida al equipo. La unidad de velocidad variable tiene las siguientes aplicaciones: Pruebas de Pozos, pozos rápidamente cambiantes, producción maximizada, pozos gaseosos, pozos cíclicos, pozos arenosos y energía ineficiente.

1.3.3 Ventajas y Limitaciones del Bombeo Electrosumergible

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible, presenta al igual que los otros métodos de levantamiento artificial, sus ventajas y limitaciones, las cuales deben ser consideradas al momento de realizar el diseño de una instalación.

1.3.3.1 Ventajas

1. Puede extraer volúmenes extremadamente altos, 20000 B/D (19078 m³/d) de pozos poco profundos con revestidores grandes 5 ½ en adelante.
2. Estas instalaciones no presentan peligro en localizaciones urbanas.
3. Fácil de operar.
4. La instalación del sensor de presión de fondo del pozo para realizar la telemetría de presiones hacia la superficie por medio de cables es de ubicación sencilla.
5. Las perforaciones oblicuas no presentan problemas.

6. Se aplica a instalaciones costa afuera.
7. Se puede aplicar tratamiento contra la corrosión y la formación de escamas.
8. Costos de levantamiento son bajos para volúmenes apreciables de fluido.
9. Producción de pozos cuyos empujes sea un acuífero activo.
10. Producción de pozos sometidos a recuperación secundaria mediante inyección de agua.
11. Extensión de la vida útil productiva de un pozo al mantenerse activos con cortes de agua de 98%.

1.3.3.2 Limitaciones

1. Sólo es aplicable cuando se utiliza energía eléctrica estable.
2. Se requieren altos voltajes (1000v)
3. El cable causa problemas en el manejo de la tubería.
4. Los cables se deterioran debido a las altas temperaturas.
5. La producción de gas y sólidos constituyen un problema.
6. Carece de flexibilidad en la tasa de producción.
7. Tiene como limitación el diámetro del revestidor.
8. No puede ser instalado por debajo de la entrada del fluido sin un anillo de refuerzo necesario para enviar el fluido por el motor.
9. Usualmente se requiere de un tiempo mayor que en los otros métodos para corregir posible fallas. Esto se debe a que la unidad se encuentra en el subsuelo.
10. No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales, y a los requerimientos de altas potencia en superficie.
11. La presencia de gas libre en la bomba, disminuye su capacidad de levantamiento, por lo que se hace necesario la instalación de anclas de gas para poder aplicar este método de producción.

1.3.4 Diseño, Selección y Diagnóstico de Instalaciones BES

1.3.4.1 Consideraciones Generales

Cuando se diseña un sistema BES, se requiere de una precisa determinación de los factores que intervienen en el mismo. Primero, es importante que la bomba sea seleccionada de acuerdo al requerimiento de producción deseado, operando siempre en el rango apropiado y en la forma más eficiente. En segundo lugar, el número de etapas y el tipo de bomba deben asegurar el incremento de presión necesarios para levantar los fluidos desde el punto de asentamiento de la misma a la superficie y luego, a la estación de flujo y mantener la presión en el cabezal del pozo. Tercero, la selección del motor debe ser capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia de la bombeo en función de la cantidad de etapas en la bomba. Y por último, el rendimiento tanto del motor como de la bomba pueden ser afectados por las características de los fluidos manejados, contenido de gas, porcentaje de agua y el tipo de ambiente y abrasividad presente en el pozo.

- FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN

1. Configuración del equipo de subsuelo: El diámetro del revestidor es de suma importancia en el diseño de una instalación, pues limita el tamaño máximo del motor y la bomba. La tubería de producción, también depende de la cantidad de fluido a manejar y siempre está en relación directa a la bomba en el sistema, es decir, a mayor diámetro de bomba implica un mayor diámetro de tubería.
2. Flujo del Pozo: Cuando el índice de productividad es constante, indica que la presión de burbujeo es menor a la presión de fondo fluyente, por lo tanto el fluido presente se comporta como una sola fase. El problema se presenta cuando la presión de fondo cae por debajo del punto de burbujeo, entonces se debe utilizar el procedimiento de Vogel para eficiencias igual a 1 y Standing para eficiencias distintas de 1, en pozos con daño o pozos estimulados.
3. Presencia de Gas: Cuando existe presencia de gas entre las perforaciones de la arena a nivel del fluido, se puede seleccionar una bomba con una

amplia gama de puntos de asentamiento en el pozo. Una posible solución es asentar la bomba en un punto donde la presión de entrada sea mayor que la presión de burbujeo del crudo, entonces en consideraciones de eficiencia se obtiene un mejor rendimiento. Lógicamente se puede pensar en el beneficio del gas dentro de la tubería, ya que alivia el peso de la columna de fluidos y reduce la potencia requerida del motor durante el levantamiento, esto representa una desventaja para la bomba y su rango de eficiencia; pues requiere manejar mucho más fluido para tener la misma producción esperada.

4. Pozos desviados o inclinados: Este tipo de sistema es diseñado en función de pozos verticales; sin embargo puede ser instalado en pozos con desviación, teniendo en cuenta la variación del grado de inclinación.
5. Anclaje de Tubería: En todos los casos es conveniente instalar el equipo sin utilizar el anclaje de la tubería por dos razones sencillas:
 - El cable conductor debe pasar a través de una empacadura que tenga un dispositivo para ello, lo que implica gastos adicionales.
 - Las empacaduras restringen el paso del gas liberado a través del espacio anular.
6. Viscosidad del Crudo: La viscosidad afecta la bomba disminuyendo la capacidad de levantamiento, reduciendo la eficiencia y además se eleva el consumo de energía en el motor. Esto se traduce en un mayor número de etapas, caballaje del motor y el tipo de bomba para desplazar la misma cantidad de fluido que normalmente podría ser levantado por una bomba más pequeña.
7. Temperatura: Es un factor importante en una instalación, por ello se debe conocer bajo que temperatura el motor está operando. Una

recomendación que se debe cumplir a cabalidad es no asentar nunca la bomba lo más próximo al fondo del pozo y desplazar altas tasas de fluido; ya que esto origina sobrecalentamiento del motor y acorta su vida útil. La experiencia dice que una variación de 18°F entre la temperatura del fluido antes y después de la bomba reduce a la mitad la vida del motor.

1.3.4.2. Selección del Equipo Básico

A continuación se presentan los requerimientos básicos para efectuar diseños:

1. DATOS DEL POZO

- Descripción Física:

- a. Diámetro y peso de la tubería de revestimiento.
- b. Tamaño, tipo y rosca de la tubería de producción.
- c. Profundidad total.
- d. Profundidad de las perforaciones.

- Datos de Producción:

- a. Nivel del fluido estático y/o presión estática.
- b. Nivel del fluido dinámico y/o presión fluyente.
- c. Tasa de fluido.
- d. Relación Gas-Petróleo.
- e. Porcentaje de agua de la producción total.
- f. Presión en el cabezal.

- Datos de Fluido del Pozo

- a. Gravedad del Crudo en Grados API.
- b. Gravedad específica del agua producida.
- c. Viscosidad del Crudo.

- Suministro de Energía

- a. Voltaje, fase y frecuencia de la corriente eléctrica en la superficie.
- b. Capacidad del Sistema de KVA.

- Condiciones Inusuales

- a. Presencia de Arena.
- b. Presencia de CO₂ y H₂S.
- c. Presencia de emulsiones y su viscosidad.
- d. Presencia de escala de carbonatos.
- e. Presencia de parafinas.

2. CAPACIDAD DEL POZO

La acertada determinación de la capacidad de producción del pozo es un factor primordial en la selección de los sistemas de Bombeo Electrosumergible. Los datos requeridos son: La presión estática del yacimiento, la presión fluyente de fondo del pozo y la tasa de producción de fluido (crudo, agua y gas). El nivel de líquido puede ser utilizado algunas veces como un sustituto de las presiones estáticas y fluyentes.

3. CÁLCULO DEL GAS

La presencia de gas en el sistema BES a la altura de la bomba hace que el proceso de selección del equipo sea un poco más complicado. Como el fluido (mezcla de líquido y gas) fluye a través de las etapas de la bomba y luego es descargado por la tubería de producción, la presión y consecuentemente, así como también la presencia de gas libre a la descarga de la bomba, esto puede crear un efecto de gas lift y reducir considerablemente la presión requerida a la descarga. Debido a que el efecto que ocasiona el gas sobre la bomba, se deben colocar separadores para evitar que el gas entre a la bomba disminuyendo su eficiencia.

4. ALTURA DINÁMICA TOTAL

Es la presión requerida por la bomba para lograr un levantamiento determinado de fluidos y alcanzar una producción deseada. Se expresa por la siguiente ecuación:

$$TDH = H_D + F_T + P_D ; \text{ donde:}$$

TDH: Altura dinámica total descargada por la bomba (pies).

H_D : Distancia vertical entre la superficie del pozo y el nivel dinámico de fluidos (pies).

F_T : Altura requerida para vencer las pérdidas por fricción en la tubería (pies).

P_D : Presión requerida para vencer las perdidas por fricción de las líneas de flujo, válvulas y accesorios y los cambios de elevación entre el cabezal del pozo y la estación de flujo. Normalmente se mide en presión manométrica en el cabezal del pozo y se convierte en altura según la ecuación:

$$P_D = (\text{psi}) / (0.433 \text{ psi/pie}) * (\text{G.E.})$$

G.E.: Gravedad Específica del Fluido.

5. TAMAÑO DE LA BOMBA

Para determinar el número de etapas para la capacidad deseada, habrá que referirse a la curva de capacidad de levantamiento para el tipo de bomba seleccionada. Estas curvas están basadas en el desempeño de bombas de 100 etapas en agua fresca.

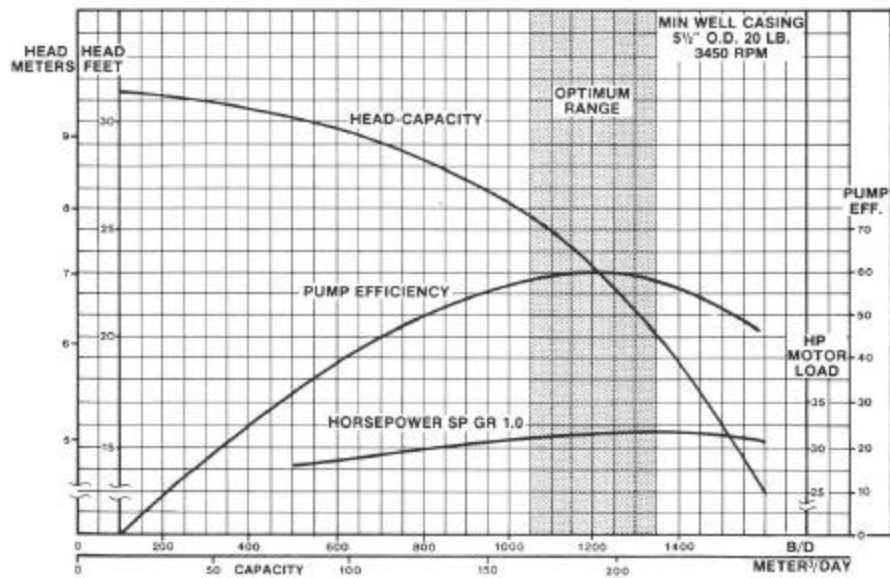


Figura 1.19 Curva de Desempeño de la bomba

6. SELECCIÓN DE LA BOMBA

La selección de la bomba depende de los siguientes factores: capacidad de manejo de la producción deseada a condiciones de fondo, asentamiento de la bomba, diámetro del revestidor y viscosidad del fluido a producir. Está en función de:

- a. Capacidad de levantamiento.
- b. Eficiencia de Bombeo.
- c. Carga del Motor.

7. SELECCIÓN DEL MOTOR

Se encuentran disponibles en un amplio rango de voltajes para generar la mayor versatilidad en la selección del tablero de control y del cable.

8. TAMAÑO DEL MOTOR

Los caballos de fuerza del motor son calculados multiplicando los caballos de fuerza por etapa de la curva de la bomba por el número de etapas de la bomba y corrigiendo por la gravedad específica del fluido.

9. PROTECTOR O SECCIÓN SELLANTE

Para la selección deberá considerarse los caballos de fuerza del motor, la temperatura de fondo del pozo y la capacidad del cojinete de empuje.

10. CABLE ELÉCTRICO DE SUBSUELO

El tamaño correcto del cable es gobernado por el amperaje, la caída de voltaje y el espacio disponible entre el cuello de la tubería y el revestimiento. Existen diversos tipos (redondos y planos) en conductores de cobre. El mejor tipo está basado en la temperatura de fondo.

11. TABLERO DE CONTROL

Están disponibles en voltajes de 440 hasta 4800 voltios. Su selección está basada en los requerimientos de voltaje y amperaje actuales y futuros.

12. TRANSFORMADOR

Donde el voltaje en el sistema de energía primario no es complicado con el voltaje requerido en la superficie, se deberá utilizar un transformador. Están disponibles transformadores armados para incrementar la línea de voltaje desde 440/480 hasta 800 y 4000 voltios.

1.3.4.3. Diagnóstico o Detección de Fallas

El motor, la bomba, el protector y el cable constituyen las principales partes del sistema de bombeo Electrosumergible susceptibles a fallas.

MOTOR

El motor por ser el eje principal del equipo electrocentrífugo, es una de las partes más susceptible a sufrir daños. Entre las fallas más comunes se destacan las siguientes:

- Excesiva carga de voltaje al motor
 - a. Sub o sobre dimensionamiento del mismo.
 - b. Desgaste de la bomba causado por la deposición de sedimentos en los impulsores o por la presencia de arena en los fluidos producidos.
 - c. Voltaje bajo o no balanceado.

- Filtración de los sellos Protectores

Permiten el paso de los fluidos del pozo al motor, provocando cortocircuitos en el mismo; lo cual puede ser ocasionado por:

 - a. Vibraciones excesivas de las bombas por desgaste de sus componentes.
 - b. Mal manejo durante su traslado al sitio y la instalación.
 - c. Defectos no detectados durante la fabricación.

- Condiciones del Pozo

Ocurre cuando el volumen de producción no es suficiente para enfriar el motor o cuando se coloca el motor por debajo de las perforaciones.

- Corrosión

Al deteriorarse la carcasa del motor debido a corrosión, los fluidos del pozo entran en contacto con el aceite del motor, ocasionando pérdida de presión en la bomba y la consiguiente falla del conjunto motor – bomba – protector.

- Presencia de sucio o humedad en el tablero de control

Ocasiona fallas en los dispositivos eléctricos, presentando fluctuaciones de voltaje y la consiguiente falla del motor.

BOMBA

La bomba puede fallar a lo siguiente:

- a. Desgaste de las arandelas inferiores del impulsor cuando la bomba se encuentra operando por debajo del pico mínimo de eficiencia, o desgaste de las arandelas superiores cuando la bomba trabaja por encima del pico máximo de eficiencia.
- b. Desgaste de los componentes de la bomba por efecto de materiales abrasivos o al tiempo de funcionamiento.
- c. Taponamiento de las etapas de la bomba por deposición de sedimentos.
- d. Mal manejo de la bomba durante el traslado y montaje, lo cual ocasiona doblez del eje.
- e. Corrosión.

PROTECTOR

El protector puede fallar por mal manejo, el cual ocasiona rompimiento de los sellos de cerámica, produciendo la fuga de aceite. Otros factores que pueden causar el mismo efecto son: las vibraciones de la bomba, las excesivas paradas y arranques del equipo y los cambios repetitivos de la frecuencia de operación.

CABLES

El cable puede sufrir daños mecánicos por el manejo indebido durante su instalación dentro del pozo, y en la superficie, por cualquier corte indebido para su

conexión con el cable plano. Se debe tener sumo cuidado en la realización de este empalme para evitar que los fluidos penetren al conductor; de lo contrario, se produciría un cortocircuito provocando la falla al motor.

Otra precaución importante durante la bajada del cable, es la de mantenerlo centralizado para evitar su roce con el revestimiento de producción; esto reduciría su vida útil.

1.3.5 Instalación y Arranque del Equipo

1.3.5.1 Instalación del Equipo

La instalación del equipo Electrosumergible se realiza una vez finalizado el diseño. Este equipo de levantamiento es costoso y su instalación es delicada, por lo tanto requiere se un personal altamente especializado.

Para una buena instalación se debe efectuar las siguientes operaciones:

- Comprobar que el material y equipo necesario para la instalación este disponible.
- Asegurarse del buen manejo del equipo, evitando ser golpeado.
- Alinear todos los equipos encima del pozo y evitar movimientos bruscos, así como caída durante el traslado. Cualquier daño en esta fase reducirá la vida útil al equipo o causara daño permanente.
- Realizar la identificación de los equipo tomando la información directamente de la placa de cada equipo.
- Prestar especial atención al proceso de llenado del aceite del motor y del protector del mismo, para evitar que queden burbujas de aire, agua o impurezas en el interior de estas.
- Tener cuidado durante la instalación de los equipos de fondo, no exceder una velocidad de 10 tubos/hora, para evitar daños en el cable y los equipos. Especial atención requiere la instalación cuando se presenta zona de alta desviación en el pozo.

- Se propone el uso de protectores de cable en pozos desviados, inclinados y/o horizontales, así como operaciones lacustre. Las condiciones ideales deben considerar la instalación de un protector en cada cuello de la completación.
- El equipo de fondo BES puede llevar conectado un sensor de fondo que utilice el mismo cable de alimentación del motor, para medir las condiciones de operación. Para el desarrollo de sistemas automatizados se debe considerar la instalación de sensores que suministren la mayor cantidad de parámetros de operación provenientes del equipo de fondo del pozo (presión de entrada y descarga de la bomba, temperatura del motor y del fluido del pozo, vibración, fuga de corriente, etc.).
- Revisar si el cable plano es de la longitud adecuada para la profundidad de la instalación del motor, constar que cumple con las especificaciones exigidas.
- Revisar que en el tablero de control estén disponibles los fusibles, transformadores de potencia y relación del transformador de corriente correcto.
- Asegurarse, que antes de la instalación la lectura de los cables sea correcta, por lo tanto, se debe emplear un medidor de aislamiento.

1.3.5.2 Montaje del Sensor de Presión, Motor y Bomba

Se levanta el motor mediante las abrazaderas apropiadas y se procede a quitar la tapa inferior.

- Se coloca el sensor de presión y temperatura debajo del motor, quitando la tapa superior de la misma.
- Se alinean los dos equipos y se conectan con sumo cuidado hasta que ajusten.
- Se unen los pernos y tuercas uniformemente. Con el motor y el sensor en posición vertical, rellenan de aceite con el adaptador espacial a través del tapón inferior del sensor.
- Se ensamblan los protectores al motor mediante un acople estriado o eje, el cual funciona para rotar en conjunto el motor y la bomba.
- Conectados los protectores, se repite la operación de llenado de aceite, de dos a tres veces a través del tapón de ventilación inferior del motor, y se observa la salida del

mismo en la parte superior del último protector. Se repite la operación para asegurarse que no queda ninguna burbuja de aire en conjunto, que pueda ocasionar fallas posteriores al equipo. Finalizada esta operación, se coloca el tapón de ventilación con una empaadura de plomo nueva.

- Se procede a instalar el separador de gas y la bomba con los protectores, mediante otros acoples estriados. Antes de conectar estos, se debe comprobar en superficie, con una llave de giro, la rotación suave del eje principal de los mismos.
- Finalizado el acople del equipo se procede a la instalación de la extensión del cable plano del motor. Antes de efectuar esta conexión, se realiza prueba de presión al cabezote o conexión al motor en diferentes tiempos.
- Tanto el cable plano como el motor deben tener medidas de aislamiento apropiado, según el tipo de equipo utilizado. La conexión de estos se hace mediante cintas adhesivas especiales para altas temperaturas, recubiertas con un material de teflón.



Figura 1.20 Bombeo Electrosumergible. Sensor de Presión

1.3.5.3 Bajada del Equipo

Al iniciar el descenso del equipo se puede colocar una válvula de retención, una junta por encima de la bomba y, después de esta, se coloca entre una a cinco juntas la válvula de drenaje. El cable debe sujetarse al conjunto motor-bomba-protector y tubería de producción mediante flejes metálicos, colocados cada 15 pies. También se recomienda medir las conexiones cable-motor cada 2000 pies, chequeando que se mantenga la continuidad eléctrica del motor.

1.3.5.4 Arranque del Equipo

Instalado el equipo a la profundidad deseada y de acuerdo al diseño, se procede a conectar el cable al tablero de control a través de la caja de venteo. Se observa la entrada de voltaje primario al transformador: graduando el voltaje requerido para que el transformador de potencia instalado en el panel, proporcione el voltaje nominal del motor, más la pérdida por profundidad, calculadas.

Una vez realizada esta operación, se puede efectuar el siguiente procedimiento:

- Revisar el vacío (sin carga), que el voltaje medido en superficie sea aproximadamente al obtenido en el diseño (voltaje de la motor-caída de tensión en el conductor).
- Se calcula el amperaje requerido para el equipo, de acuerdo con la frecuencia de diseño, y la protección necesaria en los tableros de los circuitos.
- Arrancar el equipo con la frecuencia dada por ingeniería. Y a la vez se mide el amperaje por fases y se observa la presión del cabezal.
- Se recomienda en pozos nuevos o recién trabajados arrancar inicialmente con una frecuencia baja para evitar la desestabilización del empaque y la arena de formación, que traería como consecuencia la migración temprana de finos.
- En el caso de pozos con producción de arena, el cambio de velocidad en función de optimizar el pozo y una reducción en el contenido de arena, antes de realizar cualquier cambio de frecuencia debe tener en cuenta los resultados de las pruebas de producción, análisis de agua y sedimentos, contenido de sólidos, registro de presión y temperatura.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El Campo Budare está ubicado en el Flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en el Área Mayor de Oficina.

Las secuencias sedimentarias con potencial petrolífero del área Campo Budare están conformadas por los sedimentos de la formación Merecure y Oficina cuyo espesor supera los 4000 pies. Las formaciones pertenecientes al Cretáceo, parcialmente erosionado, también podrían presentar potencial petrolífero aunque no se ha comprobado. La Formación Freites, aunque no tiene interés comercial, desempeña un papel importante: es el sello regional de la subcuenca, por encima de ella no se consiguen hidrocarburos.

La caracterización y definición geométrica de los yacimientos U1 y U2 del Campo dependen de los cambios laterales de litología y de los límites estructurales de las unidades de flujo. Los ambientes de depósito de las formaciones Oficina y Merecure varían de un ambiente marino somero a deltaico superior, esto implica variaciones laterales rápidas con la presencia contemporánea de canales arenosos, depósitos detríticos de desbordamiento y depósitos arcillosos de la llanura de inundación. Estas variaciones laterales implican cambios en las características petrofísicas relacionadas con la litología y por lo tanto con el nivel de energía de depósito en un mismo nivel estratigráfico, lo cual implica variaciones laterales y horizontales de las características petrofísicas de los yacimientos y posibilidades de trampas estratigráficas.

2.1 DATOS SÍSMICOS

El trabajo de geofísica realizado en el Proyecto Budare estuvo fundamentado en un cubo de sísmica 3D de 192 km² con un bin de 15 x 15 metros, producto de la integración de dos sísmicas 3D, tomada en los años 1992 y 1996. El cubo total fue interpretado con la aplicación Charisma, en el año 1998, y fueron generados cinco (5) horizontes sísmicos, correspondientes a diferentes superficies de inundación máxima de

las formaciones Oficina y Merecure; y así mismo se interpretaron algunas fallas geológicas.

Se realizó un análisis sobre la calidad de la información sísmica suministrada y se deduce que por lo general, las reflexiones sísmicas muestran una regular calidad y continuidad. Particularmente se observa una diferenciación en las reflexiones de los dos cubos sísmicos integrados, a su vez a lo largo de los marcadores se notan detalles sobre posible heterogeneidad lateral; así mismo, se podrían analizar cambios laterales de litología, de facies o de fluidos. La calidad del proceso sísmico permite también, una buena identificación de las fallas (mayores o menores).

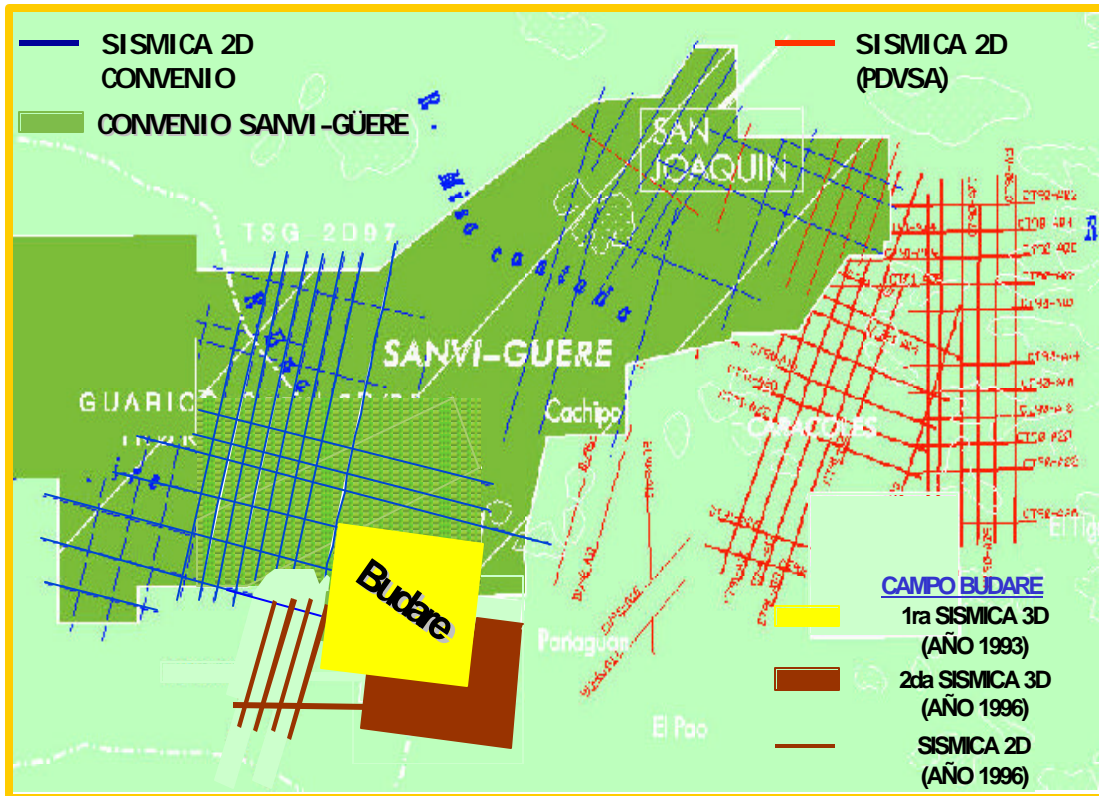


Figura 2.1 Actividad Sísmica del Campo Budare

2.2 MODELO ESTÁTICO

2.2.1 Modelo Estructural

La estructura general al tope de la unidad U1 aparece como un monoclinal suave que buza hacia el Norte (con un ángulo de 2-3°). En detalle, se notan localmente en el

centro del campo, una sucesión de pequeños altos y bajos estructurales relacionados con las fallas.

El esquema de la estructura muestra 2 fallas principales, buzando hacia el Norte, con saltos variando de 40-160 pies según la falla (una tiene dirección Noroeste-Sureste y la otra perpendicular Noreste-Suroeste). La extensión lateral de estas fallas es entre 5000 y 9000 metros. La falla en dirección Noreste-Suroeste muestra discontinuidad y es constituida por varios segmentos. Las otras fallas muestran saltos menores entre 40 y 80 pies. También, estas fallas son de extensión lateral más pequeñas.

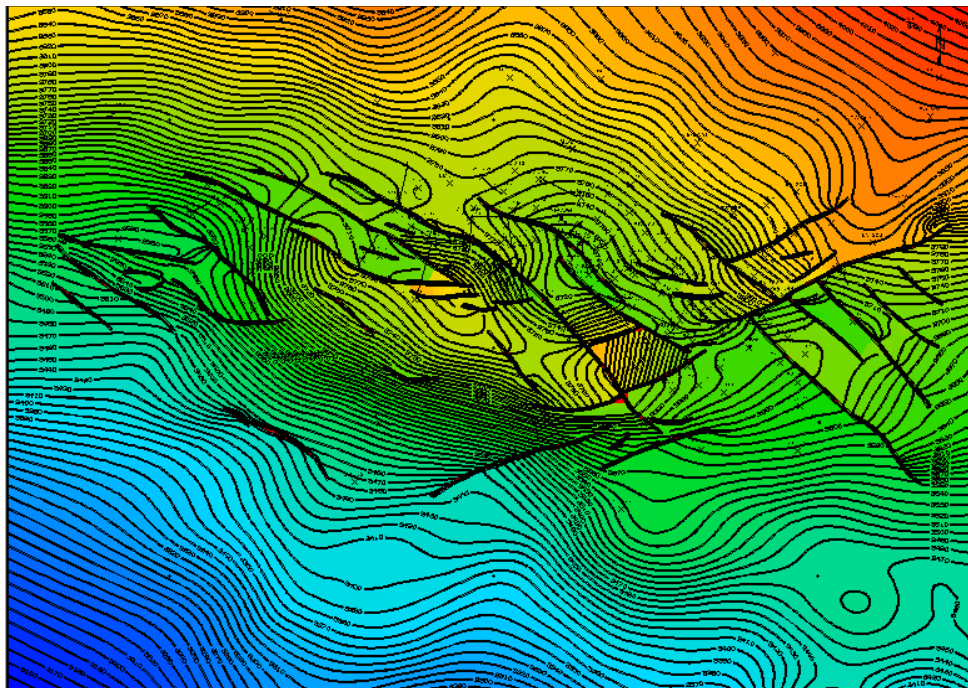


Figura 2.2 Mapa Sismico – Estructural del Tope arena U1U,U

Se definieron nuevas fallas de dirección Noroeste-Sureste y Este-Oeste. Estas nuevas fallas menores son normales con buzamiento tanto al Norte como al Sur, algunas de estas nuevas fallas de dirección Noroeste-Sureste ahora definen un límite Oeste de la estructura central. Estas fallas aparecen como importantes en el modelo por que ahora permiten explicar la heterogeneidad que se observaron en los datos de producción entre los diferentes pozos.

El modelo muestra también que algunas fallas mayores, que aparecían en el modelo antiguo como segmentos continuos, pueden ser interpretadas como pequeños

segmentos discontinuos, la interpretación de estas fallas adicionales permiten la generación de un modelo estructural más coherente.

En el mapa estructural, se observan 3 altos estructurales principales (todas estas estructuras tienen una orientación Noroeste-Sureste).

Los cierres estructurales generados por el modelo son muy débiles. Las tres estructuras principales identificadas tienen menos de 100 pies de cierre estructural y por lo tanto las trampas no se pueden explicar con un cierre estructural. El entrapamiento de hidrocarburo en la zona se debe posiblemente a una combinación estructural y estratigráfica.

2.2.2 Modelo Estratigráfico

Los sedimentos del Campo Budare, que forman parte de la Cuenca Oriental de Venezuela, están representados por formaciones que comprenden edades desde el Cretáceo al Pleistoceno. La estratigrafía general de la cuenca es mostrada en la columna del área.

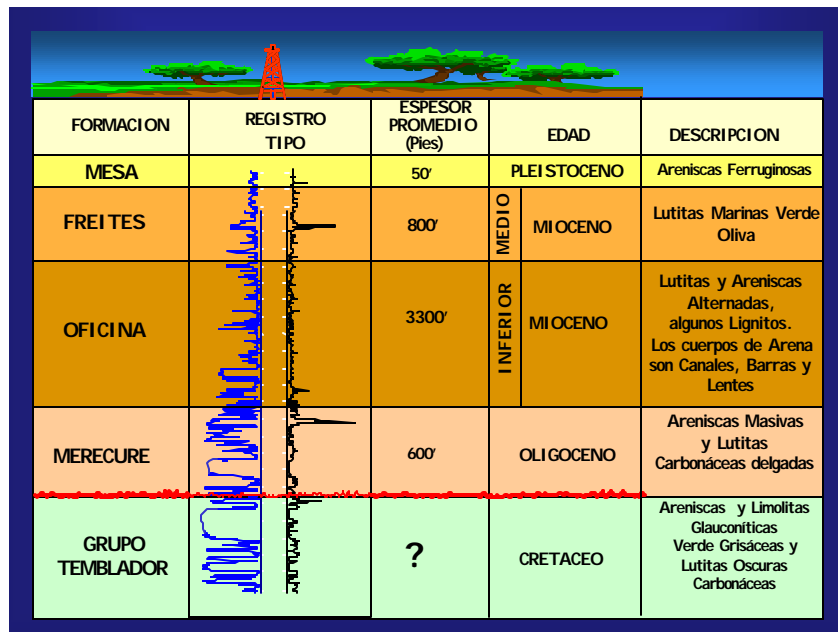


Figura 2.3 Columna Estratigráfica / Registro Tipo del Campo Budare

Discordante al basamento Ígneo - Metamórfico se encuentran los sedimentos más antiguos pertenecientes al grupo Temblador de edad Cretáceo, con sedimentos marinos de aguas profundas, cuya base no ha sido penetrada en el área.

Esta unidad estratigráfica se divide en dos formaciones, hacia la parte basal la formación Canoa de ambiente continental y la formación Tigre de ambiente marino hacia el tope.

El grupo temblador está cubierto en forma discordante por la Formación Merecure del Oligoceno cuyos sedimentos han sido depositados en un ambiente de agua dulces a salobres, la cual consiste en la superposición de cuerpos arenosos de canales entrelazados con menor proporción de estratos lutíticos extensos y que contiene en su tope cuerpos arenosos deltaicos de cierta extensión de edad Mioceno Inferior.

Luego aparece la Formación Oficina con una sección compuesta por superposición alterna de arenas y lutitas con intercalaciones de lignitos de ambiente fluvio-deltaico. Los cuerpos de arena son lenticulares y correlacionables en cierta extensión. Esta Formación conjuntamente con la Formación Merecure contienen la totalidad de los niveles prospectivos descubiertos en el área.

La columna continúa con la Formación Freites del Mioceno Medio que consiste principalmente de lutitas marinas con presencia de areniscas de cierta extensión hacia la parte superior e inferior.

Finalmente aparecen cuerpos sedimentarios de arenas, lutitas y lignitos de la Formación Las Piedras del Mioceno Superior – Plioceno y finaliza la columna con sedimentos recientes de la Formación Mesa.

2.2.3 Modelo Sedimentológico

Mediante la elaboración de secciones estratigráficas se pueden identificar 27 unidades genéticas. En la figura 40 se señalan dos de las principales unidades:

La primera pertenece al Oligoceno-Mioceno, y fue identificada como MFS 80-85 (TL-U1), con un espesor promedio de 90'.

La segunda unidad es del Oligoceno y fue identificada como MFS 85-90 (U2-U4) con espesor variable 180'-190'.

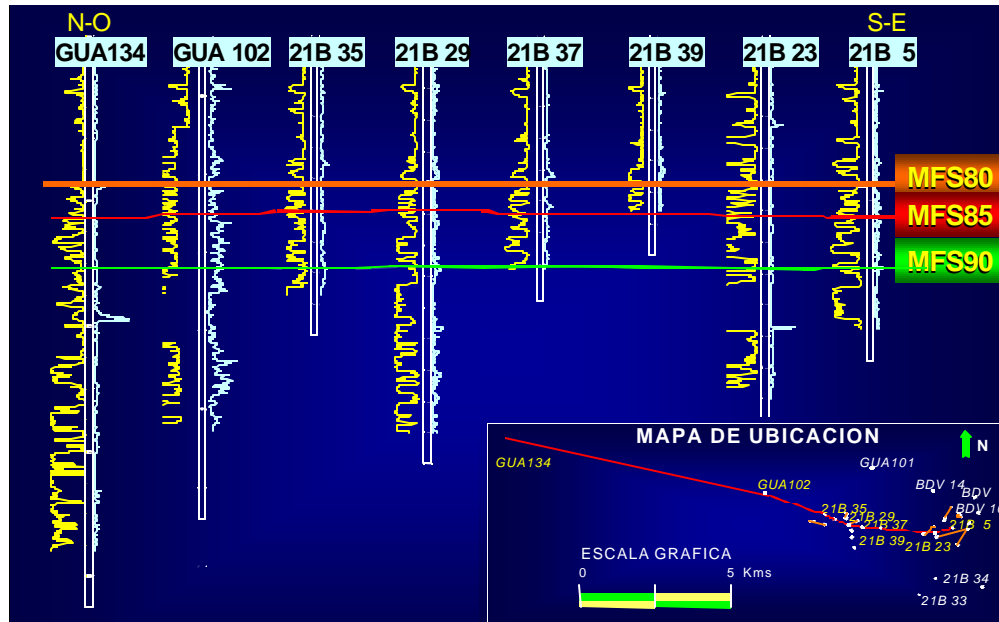


Figura 2.4 Sección Estratigráfica en la dirección NO-SE

Una vista más detallada se ilustra en la siguiente figura:

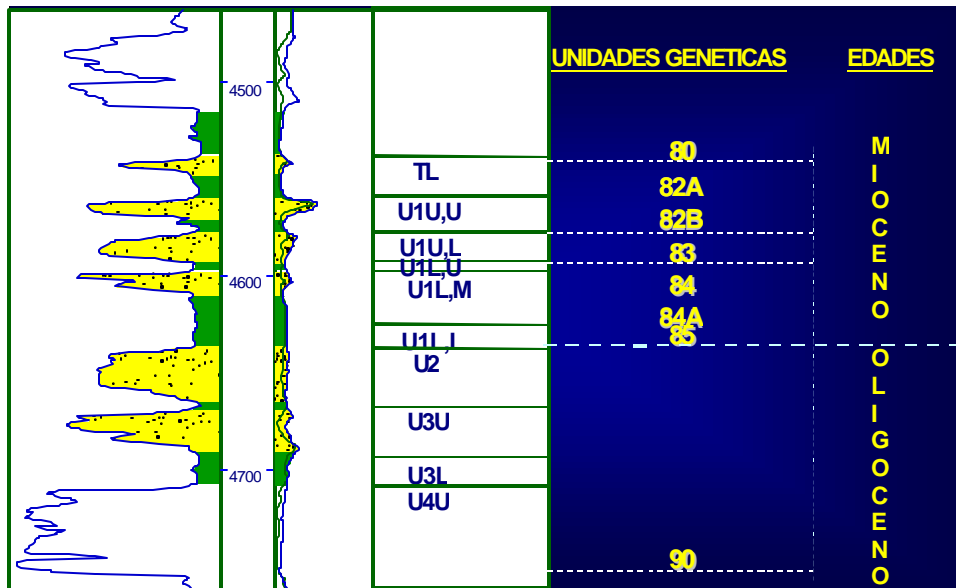


Figura 2.5 Unidades Genéticas (MFS 80-90) Identificadas en un Registro Tipo

De la integración realizada con la información geológica y geofísica se logro confirmar el ambiente deltaico próximo costero de la unidad MSF 80-85.

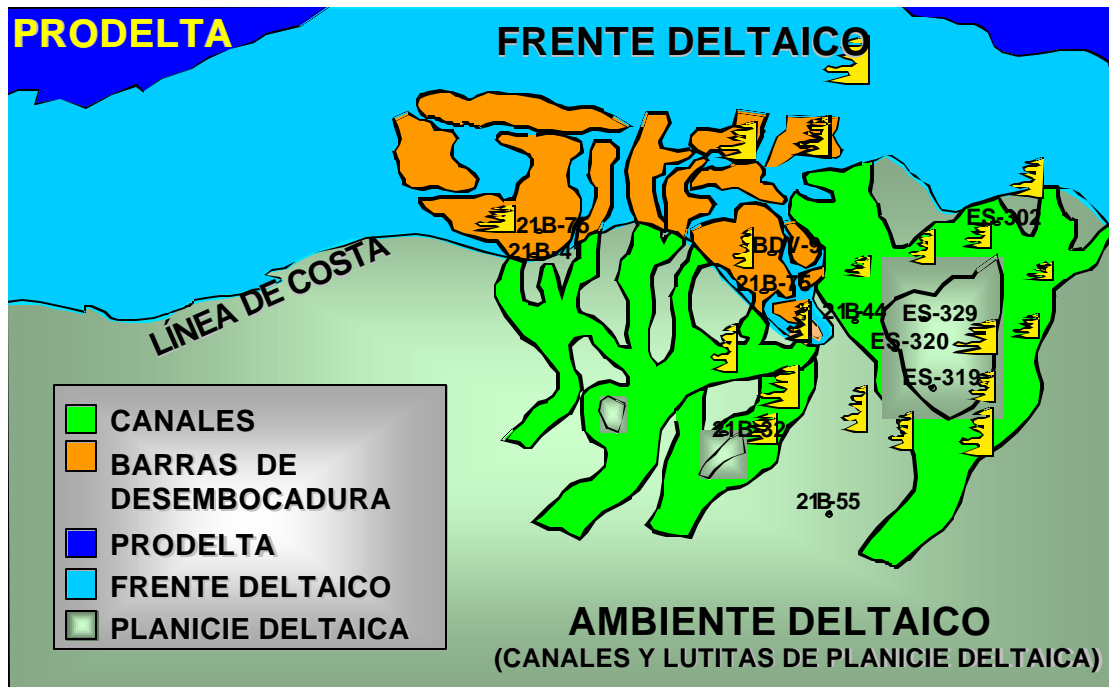


Figura 2.6 Ilustración del Ambiente Sedimentario correspondiente a la unidad MFS 80-85

La heterogeneidad presente dentro de la facie arenosa ha originado algunos límites de permeabilidad que constituyen barreras laterales y verticales, lo que genera una separación del yacimiento entre sí, ocasionando alteraciones en la posición del contacto agua-petróleo.

Del estudio de la variación del contacto agua-petróleo original se deduce que podrían existir 4 zonas distintas:

- Una zona 1, principal cuyo contacto original estuviera ubicado a -3900 pies. Esta limitada al Suroeste por la falla de rumbo NO SE uniendo los pozos 21B-21, al Oeste con 40 pies de salto, al pozo 21B-19, al Sureste pasando por el pozo 21B-64 donde muestra un salto de 160 pies. Al Sureste esta limitada por la falla de rumbo Sudoeste Nordeste que une los pozos ES 311 y ES 303 al Este. Esta zona no pasaría al este de los pozos ES 301 y ES 304.
- Una zona 2, ubicada la más al Este de la estructura donde el contacto original estaría ubicado a -4000/4100 pies según los contacto encontrados en los pozos ES 303, ES 323 y EG 305 la zona intermedia representada por los

dos pozos ES 301 y 304 al Este de la primera y cuyo contacto original pudiera ubicarse entre 3925 y 3950 podría pertenecer a esta segunda zona.

- Una zona 3, ubicada al Sur de la falla de rumbo Suroeste Noreste pasando por los pozos ES 311, ES 313 y ES 344, con 120/150 pies de salto. Esta zona se caracteriza por una profundidad del contacto variable, con una tendencia a menos profundidad hacia el sur.
- Una zona 4, al sur de la primera falla de rumbo Noroeste Sureste caracterizada por ausencia de petróleo. No se explica claramente este fenómeno, el rechazo de la falla (de 0 pies hasta 160 pies en el pozo 21B-64) es inferior a la columna de petróleo que es de unos 200 pies.

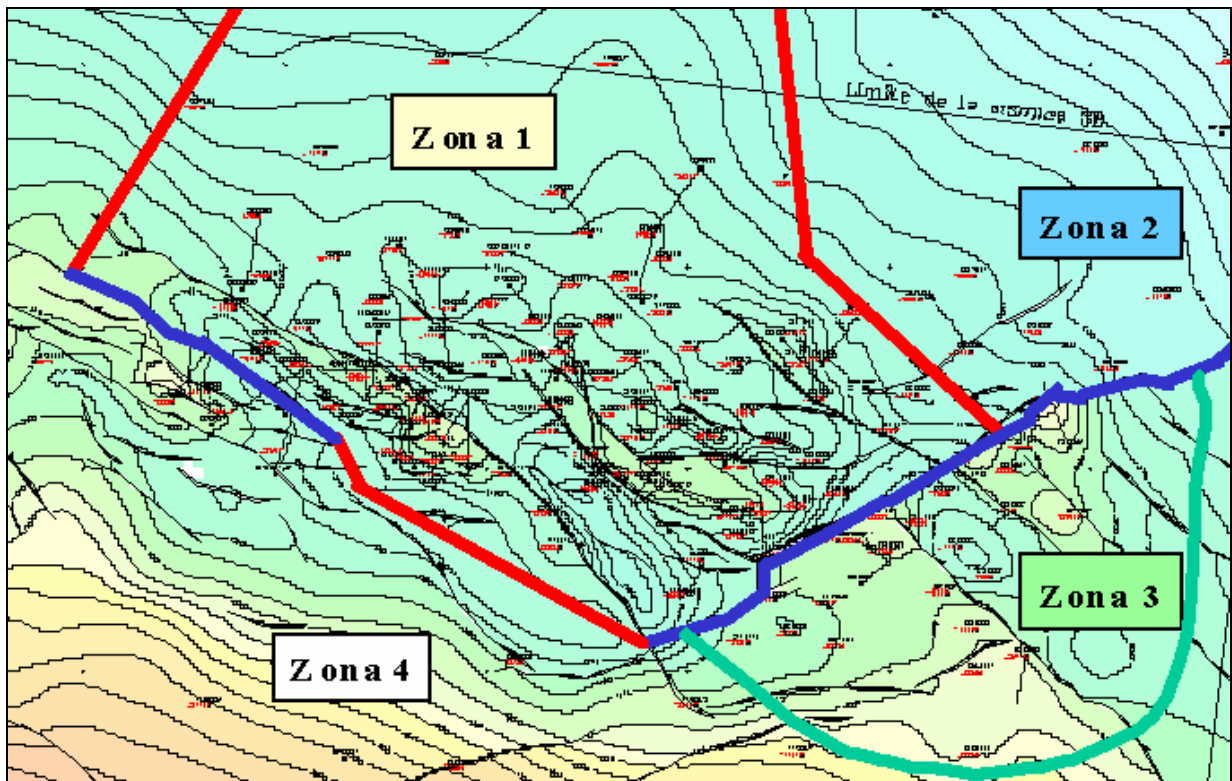


Figura 2.7 Análisis de los Contactos Agua-Petróleo.
Compartimientos en el Campo Budare

2.2.4 Modelo Petrofísico

Los análisis petrofísicos desarrollados en los núcleos disponibles (Pozo 21B-55) muestran que existen dos familias de arenas bien diferenciadas, las arenas de ambiente próximo costero cuya permeabilidad no supera los 500 - 700 md y las arenas de ambiente fluvial cuya permeabilidad supera los 3000 - 5000 md, siendo la porosidad idéntica (de 20 a 30%).

No hay efecto diagenéticos dominante, la variación de la porosidad esta esencialmente debida a los cambios litológicos en relación con la sedimentación.

En vista a la carencia de núcleos significativos se evidenciaron dos tipos de arenas en función de los resultados petrofísicos:

- Arenas limpias (con más de 10% de porosidad) con carácter de yacimiento.
- Arenas arcillosas sin carácter de yacimiento (las demás) con arcillas y carbones con efecto sellante. Estas arenas podrían crear localmente dificultades para los flujos de fluidos.

Las propiedades petrofísicas de la roca fueron estimadas realizando un análisis sobre los resultados de las pruebas especiales efectuadas sobre núcleos provenientes del pozo 21B-55. Se puede decir que, al no ser este pozo representativo de todo el campo; se reconoce la existencia de una gran incertidumbre en el modelo de permeabilidades relativas y presión capilar a ser utilizado en la simulación.



Figura 2.8 Fotografía del Núcleo del Pozo 21B-55

La distribución de la densidad de grano en el pozo 21B-55 muestra una variación entre 2.62 a 2.84 gr/cc, con una media de 2.68 gr/cc. El límite inferior 2.62 gr/cc indica que la densidad de la arcilla es cercana a la densidad del grano de arena (2.65 gr/cc). La media de 2.68 gr/cc ratifica la presencia de material calcáreo en las muestras (densidad de las calizas 2.71 gr/cc).

Utilizando los valores medidos de porosidad y permeabilidad en los núcleos (21B-55), se desarrollo una correlación, la cual relaciona la porosidad de los registros con la permeabilidad, tal como se muestra a continuación:

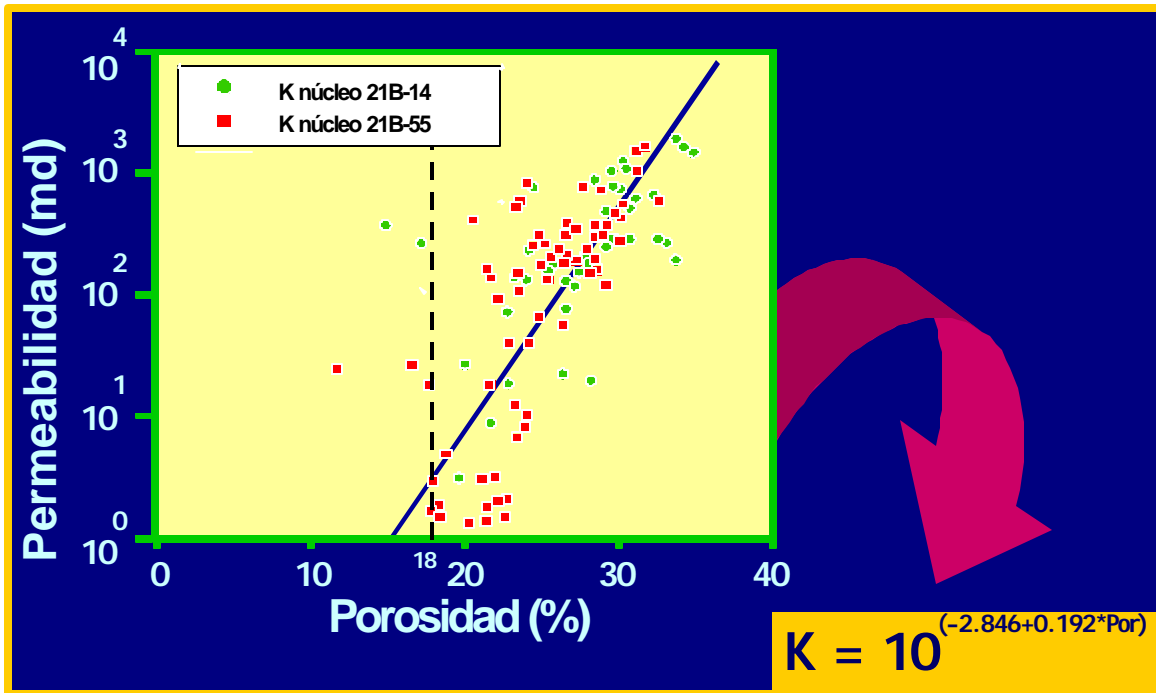


Figura 2.9 Campo Budare. Relación Permeabilidad vs. Porosidad. Pozo 21B-55

Estadísticamente, partiendo de un total de 87 muestras de agua de formación, permitieron establecer en 20000 PPM de NaCl la salinidad del agua de formación, esto equivale a una resistividad de 0.135 ohm-m, tal como se muestra en la figura 2.10

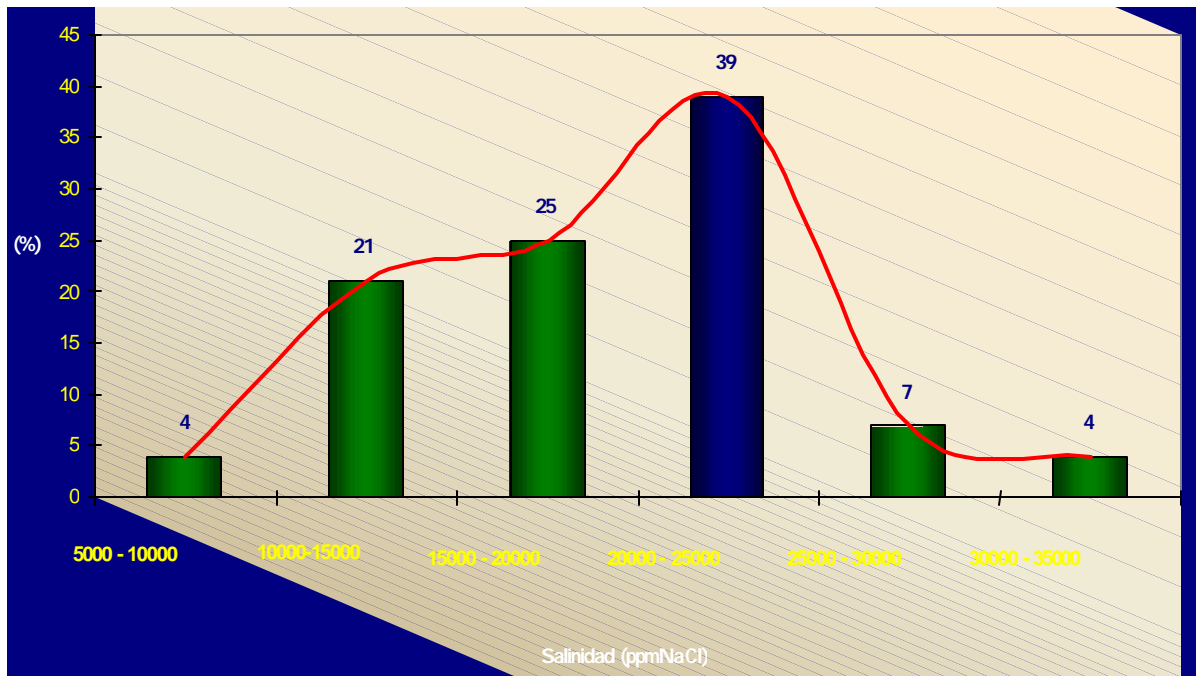


Figura 2.10 Análisis Estadístico de las muestra de aguas de formación

2.2.5 Modelo De Fluidos

La información concerniente a las propiedades de los fluidos contenidos en el Campo Budare, fue recopilada de las Carpetas de Pozos. Se han encontrado un total de 11 análisis PVT, los cuales pertenecen a distintos pozos, yacimientos y períodos de tiempo.

La siguiente tabla 1.2 resume las características y los resultados de dicho análisis:

POZO	FECHA	ARENA	PROF.	PRESION EST.	PROF. MUESTRA	Pb	RGP. SAT	API	Bo
			FT	PSIA	FT	PSIA	PC/BBL		v/v
21B-2	1/6/72	U2	4548-4558	1590@4500'	4520	1586	332		1.23
21B-6	5/31/72	U1	4465-4477	1550@4400'	4400	3181	310	31.8	1.23
21B-11	5/30/72	U1	4476-4484	1545@4400'	4400	1694	350	32.8	1.25
21B-16	6/1/72	U2	4485-4495	1655@4400'	4400	1651	330	32.1	1.23

BDV-1	5/25/59	U1B		1771@4520'	4400	1485	311	32.1	1.22
BDV-2	3/26/63	U1U,U	4588-4596	1761@4613'	4534	1665	279	28.5	1.19
BDV-5	8/23/68	T3?	4511-4531	1640@4516'	4519	1664	368	32.2	1.24
BDV-5	8/19/68	U2	4766-4781	1806@4771'	4750	1797	300	25.9	1.20
BDV-7	8/20/68	T3?	4461-4491	1737@4478'	4450	1987	383	32	1.25
ES-335	6/11/98	U2	5006-5016	2015@5000'	SEP	1795	367	25	1.33
ES-342	6/9/98	TU	4518-4533	2000@4500'	SEP	2015	396	25.6	1.34

Tabla 1.2 Pruebas y Análisis PVT

Los resultados de los análisis indican que los fenómenos de segregación vertical no son muy importantes en este campo, dado que las muestras tomadas a distintas profundidades corresponden a un fluido con características similares. Se considera que el modelo PVT del Campo Budare es relativamente simple, y la elección de un análisis será suficiente para la descripción del comportamiento del petróleo del campo.

Puede observarse que la graduación API varía entre 25 y 32.8 (media 29.8°API).

En el inicio de la vida del campo se tomaron principalmente muestras de fondo de pozo, mientras que las muestras más recientes son de superficie.

Según un estudio sobre el análisis más representativo de las propiedades del fluido contenido en el campo es el correspondiente al pozo BDV-7 para la arena U1. Según el análisis más representativo, las propiedades del fluido del yacimiento son:

- Presión de Saturación (186°F) = 1687 psig
- RGP (Liberación Diferencial) = 383 scf/bbl
- Bo = 1.252 v/v
- Viscosidad = 0.9 – 2.01 cp
- Composición Molar:

Comp.	N2	C02	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+
% Molar	0.05	2.86	27.65	4.31	3.25	1.67	2.38	1.72	1.18	3.99	50.94

- Gravedad Específica C7+ = 0.8757 (29.9°API)
- Peso Molecular C7+ = 232

2.3 MODELO DINÁMICO

2.3.1 Comportamiento de Producción

En la Figura 2.11 se muestra un perfil de producción del Campo Budare (Valores diarios y acumulados), para las arenas U1 y U2, junto con los valores de Corte de Agua y relación Gas-Petróleo, así como también el número de pozos activos.



Figura 2.11 Campo Budare. Parámetros de Producción

Como se presenta, la producción máxima se alcanzó en el año 1973, cuando el campo producía 26000 bbls/d (Unidades U1 y U2), con cerca de 30 pozos terminados en estas unidades. En esta época, el corte de agua global del campo era aproximadamente 15%. En el año de 1987 se introduce una unidad de bombeo Electrosumergible a un pozo del campo, incrementándose su producción. A partir de 1972 y hasta 1995 se registró un aumento casi constante del valor del corte de agua, llegando a 75% en 1995. Para el año 1998 y debido a los reacondicionamientos sobre los pozos, y a la perforación de pozos nuevos, se logró bajar el corte de agua del campo hasta un valor de 45%. Desde entonces hasta el presente, alcanzando 70%.

Los altos valores de Corte de Agua, son sin duda el principal problema del Campo, y se deben a la presencia de un acuífero muy activo, que avanza tanto por los flancos (desde el Noreste) como verticalmente, en especial sobre la parte central del campo, donde se registran producciones importantes de los pozos ubicados en las arenas coalescentes.

Otro factor que contribuyó al aumento del corte de agua global del campo, fue la implementación de varios pozos horizontales, a partir de 1998. En general, estos pozos verificaron la irrupción temprana del frente de agua. En algunos casos no se respetaron las tasas críticas de conificación vertical o de digitación areal (Pozo 21B-59), en otros, las altas producciones de agua sucedieron fundamentalmente por el mal posicionamiento de las perforaciones.

La zona central del Campo, presentó excelentes características de producción, debido a la coalescencia de varios lentes, producto de la desaparición de los sellos regionales. En esta zona, prácticamente todas las arenas se encuentran en contacto (U1UU, U1UL, U1LU, U1LM, U1LL y U2), consecuentemente, los pozos aquí ubicados registraron producciones importantes durante varios años (ejemplo, pozo BDV-1), con aumentos del corte de agua lentos pero progresivos.

La producción acumulada proveniente de las arenas U1 y U2 hasta el presente, es de 106MMbbls de petróleo (aprox. 32 API), 77MMbbls de agua y 80000MMpc de gas.

2.3.2 Comportamiento de Presiones

La presión original del Campo Budare fue de 1750 psi, según lo indica la tendencia de presiones validadas. Debido al comportamiento diferencial de cada lente (dependiendo de la zona), y a la producción desigual del campo, se observa una dispersión considerable de los datos. No obstante, se puede afirmar que la presión se ha mantenido de una manera considerable por la acción del acuífero presente, descendiendo solo 150 psi desde el inicio de la producción hasta la fecha (aproximadamente 35 años). No se notaron tendencias diferentes por bloques o por arenas.

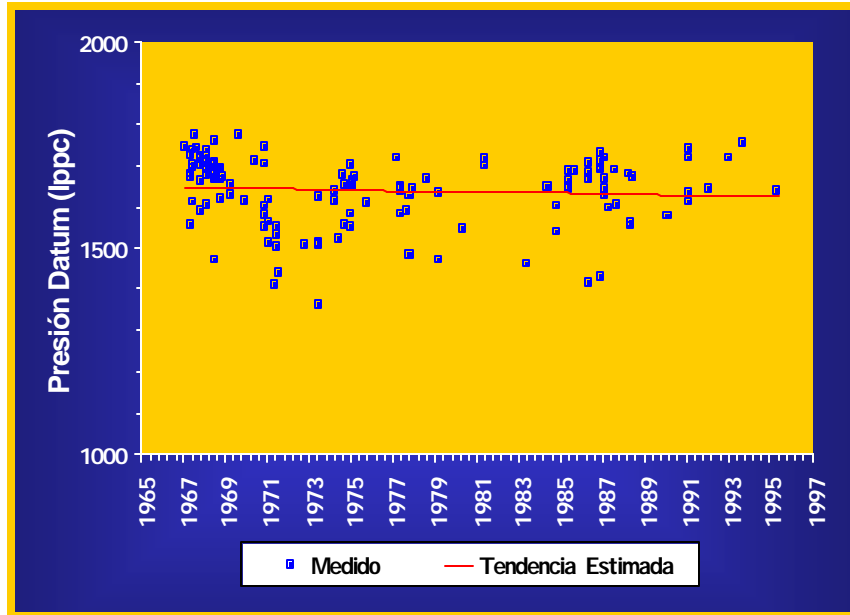


Figura 2.12 Campo Budare. Perfil de Presión Validado

CAPÍTULO III

ANTECEDENTES

3.1 COMPLETACION BES EN EL CAMPO BUDARE (POZO 21B-06)

La Bomba Electrosumergible en el pozo 21B-06 del Campo Budare inicia su proyecto de instalación el segundo trimestre del año 1987 con la revisión de las capacidades de manejo de producción tanto en el pozo 21B-06 como en la estación BUEF-1. Se decidió utilizar dos líneas de tres (3) pulgadas de diámetro cada una para el flujo adicional, que pasan cerca del pozo 21B-06 además de la línea de flujo de tres (3) pulgadas de diámetro del pozo, con el objeto de manejar el incremento de producción (\pm 5000BFPD); así mismo se determinó que el pozo debería tener una producción promedio de 7000BFPD (5000BAPD) con Bomba Electrosumergible, debido a las limitaciones para disposición de agua de formación, al disponer de un solo pozo se requirió ampliar la capacidad de inyección a la planta, por lo tanto se decide utilizar la planta deshidratadora BUEF-1 que podría manejar el volumen adicional de fluido a producir en este proyecto.

La completación del pozo 21B-06 se realiza sin empaque con grava y a 12 TPP para evitar restricciones de producción y ampliar las perforaciones respectivamente, también se realizaron visitas al Distrito Barinas para lograr una mayor familiarización con la instalación de los equipos electrosumergibles; se obtuvo información sobre el cabezal del pozo y corrosión de las líneas de flujo con su interconexión con las líneas del pozo. En noviembre de 1987 entró la cabría de reacondicionamiento SPA-26 de RA/RC para trabajar en el pozo y completarlo con Bomba Electrosumergible. Se amplió 14 pies el intervalo productor y se probó la arena U1-U2 en flujo natural obteniendo una producción de 1879BFPD y 28% AYS a través de una sola línea de flujo de tres (3) pulgadas de diámetro. El pozo fue completado con una Bomba Electrosumergible en Diciembre de 1987 con una producción de 6972BFPD y 44% AYS a una frecuencia de 60 Hz, trabajo continuamente sin problemas hasta mediado de enero con una producción

promedio de 7780BFPD, 50% AYS y una Relación Gas Líquido de 238; observándose producciones mayores a 8500BFPD en varias ocasiones.

A continuación se presenta una tabla en donde se detalla el comportamiento de producción del pozo 21B-06 durante el periodo diciembre-1987 y agosto 1988.

TABLA 3.1 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION POZO 21B-06	
MES/AÑO	BFPD
12/1987	1200
01/1988	7912
02/1988	5494
03/1988	5522
04/1988	6809
05/1988	7160
06/1988	6762
07/1988	7660
08/1988	7167

Una de las principales preocupaciones al implementar este método de levantamiento artificial en el yacimiento BDV-1, era la temprana conificación del agua en el pozo 21B-06, con la consiguiente pérdida de las reservas recuperables de petróleo debido a la producción acelerada por Bombeo Electrosumergible. Mediante este método el pozo 21B-06 produjo 1.6MMBLS de fluido (800MBN) con un corte de agua que se mantuvo en 50% en promedio durante sus primero ocho meses, en este caso se realizó un estudio del comportamiento del yacimiento por métodos numéricos y los resultados indicaron que era factible producir el yacimiento a altas tasas sin riesgos de una abrupta irrupción del acuífero en los pozos productores. Durante este período de evaluación el equipo demostró un sistema confiable con un 95% de operabilidad y funcionamiento.

En febrero de 1989 dejó de funcionar el equipo, ya que no existía continuidad eléctrica en el cable, por lo que se procedió a trabajar el pozo con la cabria RA/RC SPA-26, se encontraron 125FT de arena y se pudo lavar 43FT ya que el pozo perdía circulación, se sacó el equipo de subsuelo encontrándose los protectores dañados y el motor quemado. Esta falla ocurrió por el exceso de vibración en la bomba causado por el manejo de gas, lo cual origina desgaste anormal en los sellos mecánicos rotativos de los protectores generando contaminación del aceite dieléctrico del motor por entrada de fluidos del pozo, con la consiguiente quema del motor eléctrico. Se efectuó un servicio al pozo consistente en reemplazo del Equipo Electrocentrifugo por otro igual. Dicho equipo

fue arrancado a las mismas condiciones anteriores; frecuencia de 60HZ para una producción de aproximadamente 7000 BFPD. Puesto en operación se observó una disminución en la producción, por lo que se realizaron modificaciones en los sistemas de recolección, alcanzándose producir una tasa máxima de 6400 BFPD; lo cual no compensaba las condiciones anteriores.

Para agosto del mismo año se decide realizar el cambio en la completación del pozo tomando como alternativa el levantamiento artificial por gas lift recomendando una tasa de producción de 4600 BFPD con un volumen de inyección de 0.81 MMPCD.

3.2 COMPLETACIÓN DUAL PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACION

3.2.1 Modelos de Simulación

3.2.1.1 Modelo de Control de Conificación Usando Completación DUAL con Tubería en la Zona de Agua

Este modelo de simulación es desarrollado con el fin de controlar la conificación de agua en pozos productores de petróleo utilizando Completación Dual como configuración: encima y debajo del CAP. En esta configuración, la sección del pozo sobre el CAP se completa en la zona de petróleo y produce petróleo, mientras que la sección del pozo que se completa debajo del CAP en la zona saturada con agua sirve como un desagüe para controlar el levantamiento del cono de agua (tubería en la zona de agua).

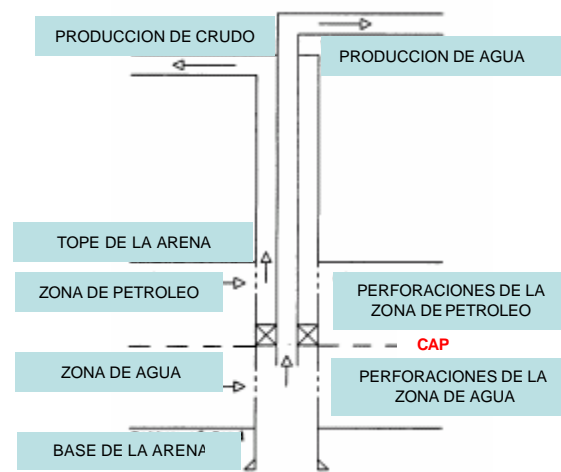


Figura 3.1 Configuración Completación Básica

Este nuevo modelo se verificó usando datos simulados de conificación de agua existentes en los pozos convencionales y poniendo tasa de flujo en la zona de agua como cero, colocando al petróleo como único fluido producido. El estudio demostró la existencia de un mecanismo activo para controlar la conificación de agua con tubería en la zona de agua. También evaluó las configuraciones del sistema del pozo/yacimiento para la completación en la zona de agua. Este proceso reporto menos producción de agua que el método convencional y mostró la misma o superior tasa de petróleo. Sin embargo, esta simulación se debe tratar con precaución por la limitación del modelo matemático utilizado. Entre las cuales se encuentran: (1) La incapacidad del modelo de simular la producción de petróleo y agua después de la irrupción de agua; (2) y la falta de representación analítica de la zona de transición agua/petróleo y la relación del efecto en los cambios de saturación de agua.

3.2.1.2 Modelo Matemático de Drenaje-Producción Sistema de Sensibilidad

El modelo matemático del sistema de drenaje-producción considera dos secciones de perforación penetrando las columnas de petróleo y agua. La longitud y posición de estas perforaciones con respecto al contacto agua-petróleo son colocadas dentro del modelo con tasas de producción de petróleo y agua y diferentes propiedades de los fluidos. El modelo considera los efectos de la gravedad y la heterogeneidad del flujo tanto vertical como horizontal. El modelo habilita de un análisis numérico de la posición dinámica del contacto agua-petróleo para diferentes esquemas de producción. Un ejemplo del control hidrodinámico del contacto agua-petróleo es mostrado en la Figura 3.2. Claramente, para tasas de producción de petróleo constantes es solo y en cierto rango de tasas de producción de agua que se puede encontrar un sistema dinámico con un CAP estable sin corte de agua en la producción de petróleo o petróleo en las perforaciones de producción de agua. Como las tasas de petróleo se incrementan, la estabilidad del rango disminuye entonces este es el máximo valor de tasa de producción de petróleo es inestable. Un programa de cálculo basado en un modelo matemático calcula las tasas de operación para esta configuración; este sistema actúa en ventanas.

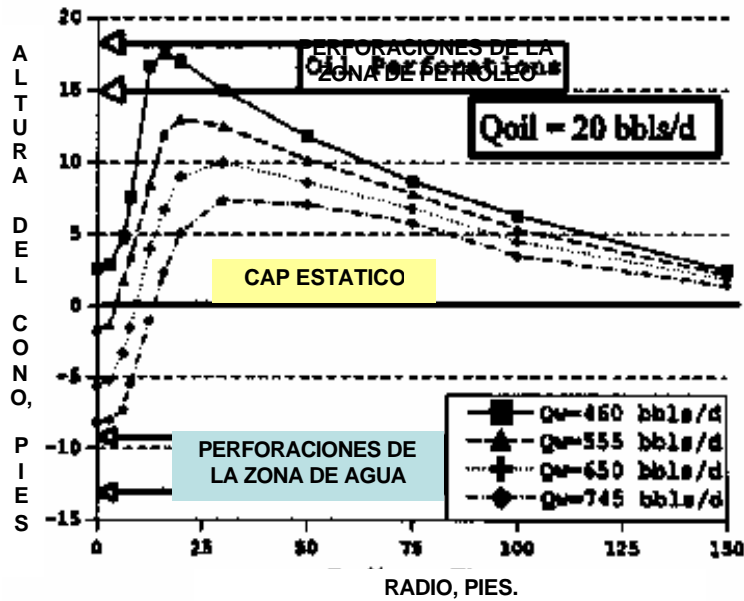


Figura 3.2 Perfil Dinámico del Contacto Agua – Petróleo (Tasa de Producción de Petróleo Constante, Tasa de Producción de Agua Variable)

3.2.1.3 Modelo del Movimiento esférico de producción de la zona de agua (MSSM)

Posteriormente se realizaron estudios teóricos y prácticos del desarrollo y reversión del cono de agua. Los estudios teóricos desarrollados emplean un nuevo método analítico, llamado Modelo del movimiento esférico de producción de la zona de agua (MSSM), para una modelación precisa del flujo en la vecindad del límite-entrada a el pozo en cuanto a heterogeneidades del yacimiento (K_v, K_h). En comparación con otros modelos analíticos, MSSM no pierde validación en la zona cercana al pozo. Esta alta resolución del MSSM en la vecindad de los pozos permite estudiar los mecanismos de flujo con más precisión que la capacidad de los modelos tradicionales tales como la distribución de la presión fuera de la completación de los pozos y el desarrollo e inversión de la conificación del agua.

Los resultados de este estudio de conificación del agua muestran que para tasas de petróleo por debajo de la tasa crítica (irrupción) donde los dos forman el equilibrio del cono de agua: bajo la tasa crítica (estable), y por encima (inestable). También

muestra la alta histéresis del desarrollo y reversión del cono de agua causado por incremento o disminución del esquema de tasas de producción. Se explica porque la reversión de cono es complicada ya que esto requiere una reducción de la tasa de producción muy por debajo del valor de tasa crítica y describe como determinar la tasa para revertir el cono de agua.

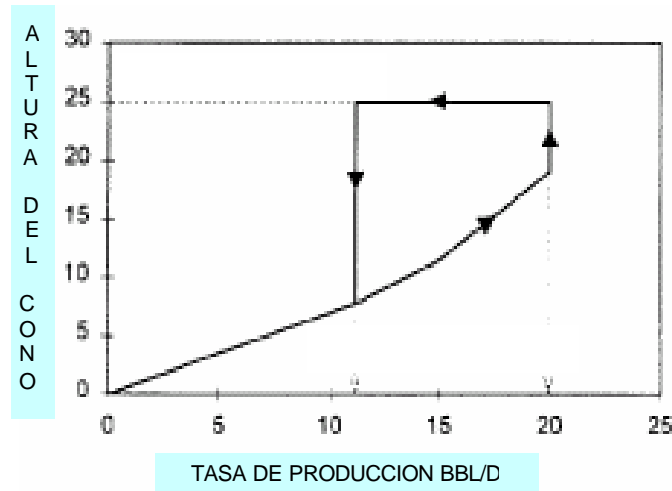


Figura 3.3 Histéresis del Cono de Agua

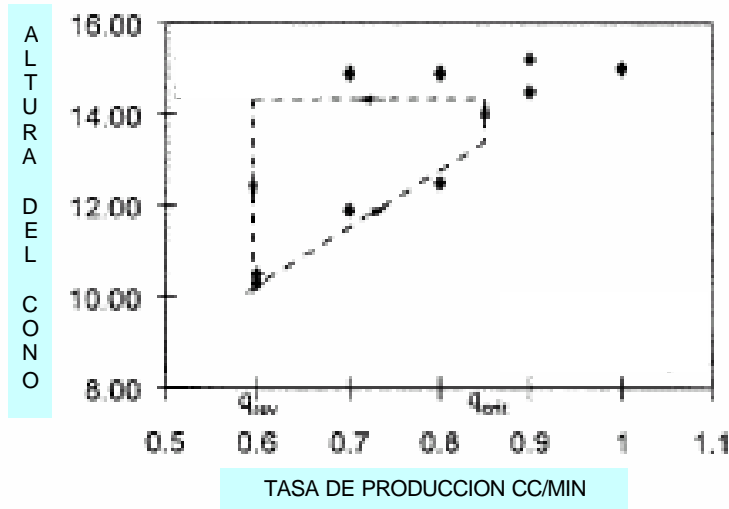


Figura 3.4 Histéresis Experimental del Cono de Agua

La parte experimental de este estudio proporciona una verificación de los resultados teóricos utilizando el modelo físico. Los resultados, muestran las cuatro etapas de la histéresis del cono de agua: desde el equilibrio del cono construido con el

incremento de las tasas de producción, la pérdida de estabilidad que se lleva a cabo con la irrupción del agua a la tasa crítica de producción, la continuidad de la irrupción del agua en contra de la disminución de la tasa de producción, a la reversión del cono de agua al bajar el valor de la tasa de producción.

Estos estudios proporcionan una comprensión básica del mecanismo de estabilidad para el control tridimensional de la conificación de agua. Esto también proporciona un método analítico para encontrar la tasa de reversión del cono.

3.2.1.4 Western Atlas Black Oil Simulator (VIP)

Basados en la literatura actual, la técnica de completación de segregación gravitacional en sitio IGS se ha llevado a cabo con éxito en las nuevas completaciones sin historia de conificación. La aplicación de IGS emplea un modelo de simulación numérica del yacimiento (VIP) el cual fue usado para contribuir con el diseño de la completación y las tasas de producción.

Este Simulador es de tres fases, 3D, totalmente implícito y simula el yacimiento en forma vectorizada. La evaluación es efectuada utilizando un sistema radial para mejorar la definición del comportamiento de flujo de fluidos cerca de la boca del pozo.

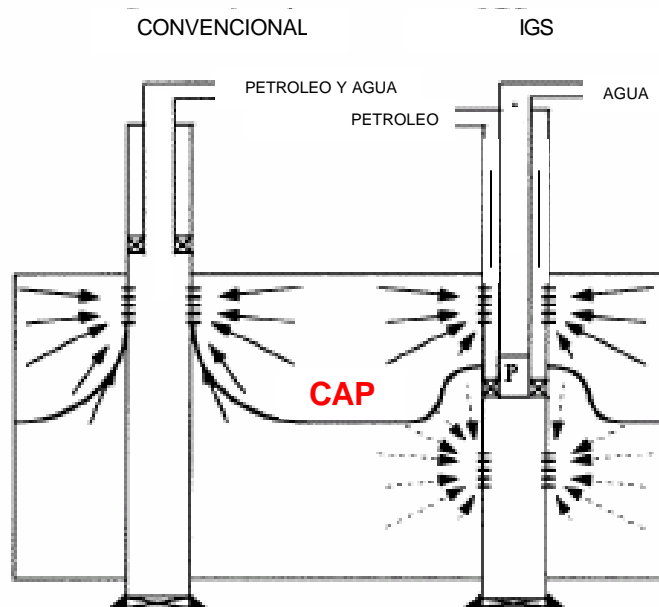


Figura 3.5 Esquema de Completación Convencional y IGS

El número de cuadrículas a lo largo de los ejes X y Y son 14 y 15, respectivamente. El tamaño vertical de la cuadrícula depende del espesor de la arena. La producción del pozo es posicionada en el centro del área de drenaje. Las propiedades del yacimiento son generadas desde los datos disponibles.

La simulación numérica muestra que puede ser utilizada para modelar cualquier técnica de completación desde las condiciones iniciales o después de la existencia de cono de agua. Los resultados preliminares expresaron que esta técnica es aplicable bajo condiciones donde la conificación existe anteriormente. Se debe tener en cuenta las condiciones del pozo (daño del revestidor) como parte importante para la selección de los posibles pozos candidatos.

3.2.1.5 Modelo Físico de Completación DWS

Los avances experimentales y teóricos en la técnica de reversión de la conificación utilizando el método de completación en la zona de agua (DWS) donde un pozo es completado-dual en las columnas de petróleo y agua con la separación de ambas completaciones por una empackadura presentan que al invertir el cono se incrementa la producción de agua desde la completación de la zona de agua por debajo del CAP mientras una producción de petróleo libre de agua desde la completación de petróleo.

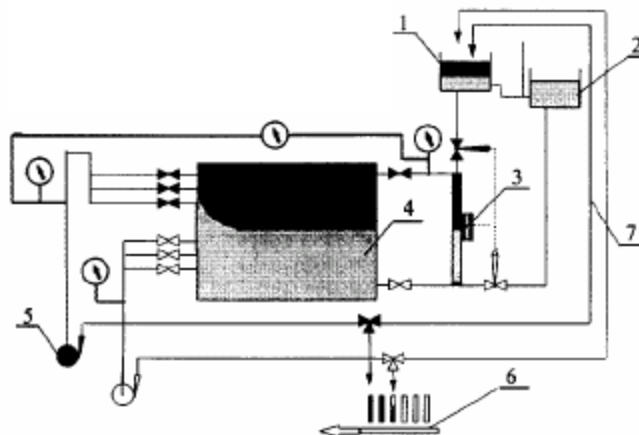


Figura 3.6 Esquema del Modelo Físico de la Completación DWS. 1. Tanque de Petróleo, 2. Tanque de Agua, 3. Interruptor Flotador, 4. Celda Hele-Shaw, 5. Bomba, 6. Colector Fraccional, 7. Línea de Retorno.

Los experimentos se realizaron con un Hele-Shaw transparente para visualizar todas las fases de desarrollo del cono de agua, reversión, y creación del cono de aceite inverso. Los resultados muestran los efectos del diseño en los parámetros del DWS en el comportamiento de la reversión de la conificación. La parte teórica de este estudio emplea un modelo matemático para la distribución de la presión en el Hele-Shaw y una combinación de este modelo matemático con el Método del Movimiento Esférico en la Zona de Agua (MSSM) permite la conversión de los resultados del Hele-Shaw a las condiciones reales de yacimiento.

3.2.1.6 Modelo de Interferencia Vertical

La aplicación exitosa de la tecnología DWS en pozos con problemas de conificación de agua requiere una zona de aislamiento eficaz entre el tope y el fondo de la completación de los pozos y un excelente conocimiento de la permeabilidad anisotropía. Como estas son completaciones duales, son singularmente configurados para pruebas de interferencia vertical. El problema es que tal prueba involucra dos fluidos, agua y petróleo, y es debidamente ejecutado en la roca del yacimiento con comunicación entre las capas del tope y el fondo.

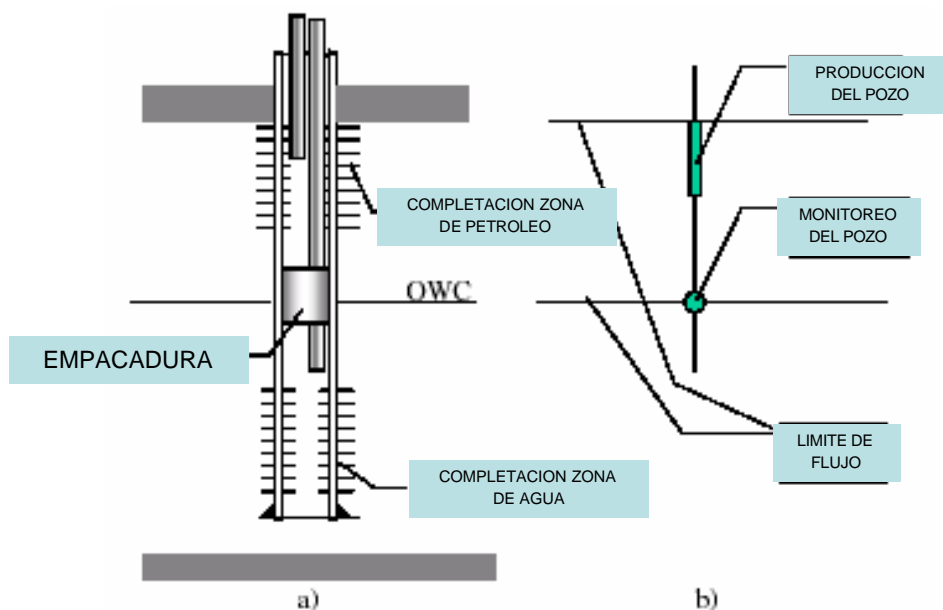


Figura 3.7 a) Esquema de Completación DWS; b) Modelo Equivalente de Interferencia Vertical

Un nuevo modelo matemático y un método de análisis vertical de las pruebas de interferencia se desarrollo usando el tope de la completación (en la zona de petróleo) para producción, y en el fondo de la completación (en la zona de agua) para observación. El modelo es analítico y ajustado a una penetración parcial y permeabilidad anisotrópica. El análisis del método emplea una familia de curvas típicas.

3.2.1.7 Modelo Eclipse 100 – Efectos de la Presión Capilar y la Histéresis de la Permeabilidad Relativa

Para superar las limitaciones del modelo teórico se utilizo para el estudio un simulador numérico (Eclipse 100). Este posee la flexibilidad de incorporar el concepto dual de historia dependiendo de las curvas de permeabilidad relativa y zona de transición capilar. El modelo es un concepto de cuadrículas radiales con propiedades roca y fluido desde campo con severa historia de conificación de agua.

Diversos estudios confirman que en campos viejos de petróleo que experimentan severos problemas de conificación de agua exhibe un perfil de saturación de transición y una dispersión del contacto agua-petróleo. En adición, el proceso de inhibición/drenaje del cono de agua desarrollado y la reversión incluye la creación de segregación gravitacional y los efectos de histéresis en la permeabilidad. Las deducciones utilizando el simulador numérico, indican que la combinación de los efectos de la transición de la presión capilar y la histéresis de la permeabilidad relativa son responsables por la producción con contaminación con agua experimentada con la aplicación de la segregación gravitacional en campos viejos de petróleo.

Los resultados muestran que un plan adecuado y una compresión del yacimiento y de la historia del pozo es necesaria para operar efectivamente dentro del dominio de flujo segregado y evitar los problemas de producción con contaminación de agua. Con el adecuado modelaje y control de producción es posible esto producir petróleo completamente libre de agua y agua libre de petróleo.

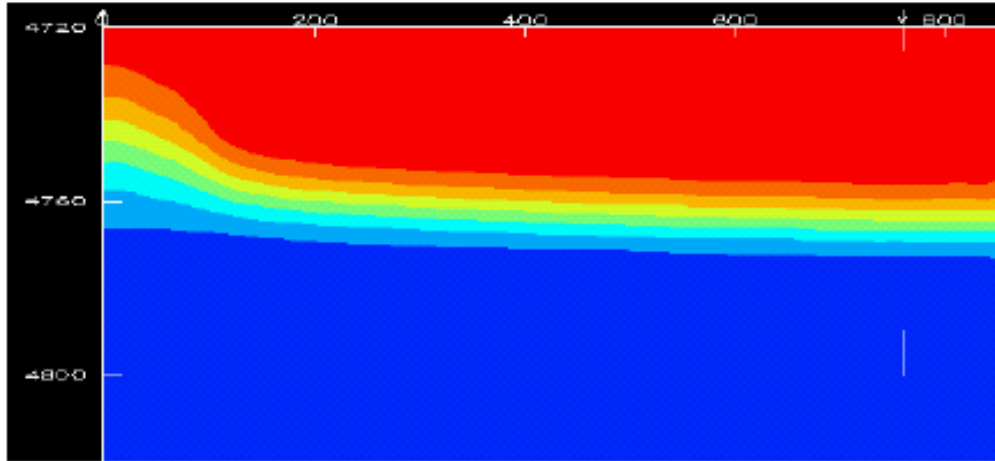


Figura 3.8 Representación de la Simulación del Perfil del Cono de Agua

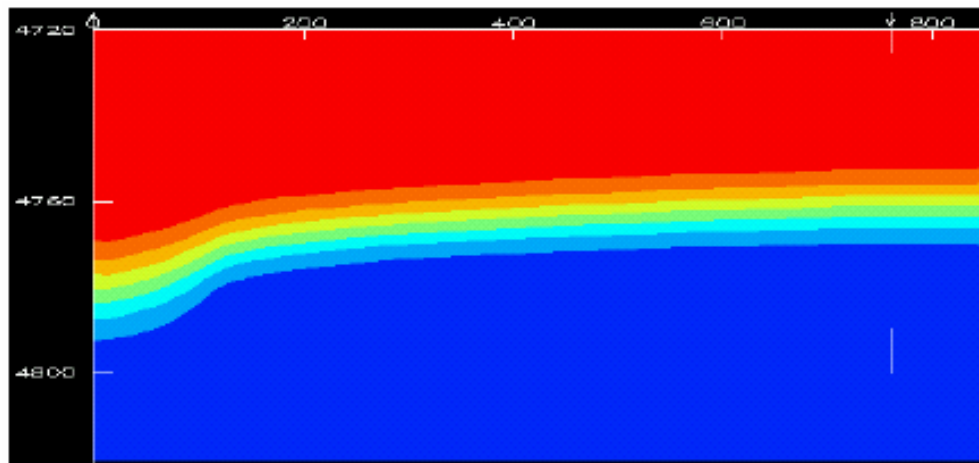


Figura 3.9 Desarrollo de la Inversión del Cono de Petróleo en Pozos DWS.

3.2.2 Casos Históricos Mundiales

➤ Campo Nebo-Hemphill en LaSalle Paish, Louisiana.

Uno de los más severos problemas de conificación de agua encontrados en este Campo ocurre en el tope no consolidado de la arena Wilcox, por esta razón es seleccionada para evaluar esta nueva tecnología. Típicamente, para pozos convencionales en esta área, el problema de agua es desarrollado entre 60-90 días después de empezar la producción de petróleo. El corte excesivo de agua causa una reducción de petróleo de 35 BPD iniciales por 12 BPD con 97% de corte de agua.

La completación en la zona agua (empacada con grava) es aislada de la completación de la zona de petróleo con una empacadura y un eductor de 3-1/2", mientras la formación presuriza el manejo del petróleo libre de agua por el anular entre el eductor y el revestidor de 7". Para la fecha de 12 meses de producción, la tasa de petróleo presenta un promedio de 55 BPPD, libre de agua y 2% AYS. Este método de completación demostró que es un éxito para la protección del medio ambiente y además verifica el éxito económico de esta prueba.

➔ **Campo Kern River en el Condado de Kern, California.**

El pozo CPV #73X ubicado en el Campo Kern River en el Condado de Kern, California que poseía más de 10 años de conificación de agua y por lo tanto se realizó un esfuerzo por aminorar el problema del cono de agua existente. Un modelo de simulación numérica del yacimiento fue usado para contribuir con el diseño de la completación y las tasas de producción.

Luego de realizar la simulación, encontrar las tasas de producción y realizar la completación del pozo con la nueva configuración propuesta. El pozo presento inicialmente una tasa de 900 BAPD desde la zona de agua completada bajo del CAP y una producción de 17 BPPD y 28 BAPD desde la zona de petróleo por encima del CAP. Estas tasas son mantenidas durante cuatro meses. Después de este punto la tasa de la zona de agua se incrementa a 1500 BAPD y en la zona de petróleo a 24 BPPD y 56 BAPD. El corte de agua permaneció constante a lo largo de la prueba entera. Desafortunadamente debido a las altas tasas de producción se presentaron problemas de arenamiento, lo cual represento un nuevo trabajo en el pozo.

➔ **Hunt Petroleum Co.**

En este caso la tasa de producción del pozo completado con DWS fue 30% mas alto que con la completación convencional. El corte de agua después de dos años de producción fue de 0.1% comparado con 92% para la completación típica del campo. Después de 17 meses de producción el pozo producía 57 BPPD con un bombeo de 1900 BAPD desde la zona de agua, comparado con 10BPPD obtenido con la completación convencional para pozos en este campo.

➔ Canadá

Este caso se presenta en Canadá en un campo donde se producía completamente agua y por esto fue abandonado. Las arenas del yacimiento con 60' de columna de petróleo y 23' de columna de agua y permeabilidad variada entre 2 y 9 darcys. El pozo fue re-completado para producir la zona de agua y realizar re-inyección. La completación considero los 10' perforados anteriormente y 8' en el intervalo inferior al CAP, posteriormente ambas zonas fueron separadas con una empacadura. El pozo inicia su producción con 250 BPPD y 5400 BAPD en el tope y fondo de la completación respectivamente.

➔ Bakersfield, California

El siguiente caso considera la prueba DWS en Bakersfield, California donde los pozos han sido completados para separar petróleo y agua. Los 40' de arena poseen un crudo con una gravedad de 32°API. Antes de la recompletación el pozo producía 6 BPPD con un corte de agua de 99% con completación convencional. Después de adicionar la producción de la zona de agua con una tasa de 900 BAPD, el tope de la arena presento una tasa de producción de 25 BPPD con un corte de agua de 58%.

➔ Texas

El caso siguiente muestra la aplicación de DWS en un pozo en el este de Texas. La producción presente en el campo era de 24 BPPD con un corte de agua de 97% antes de realizar la completación DWS en el pozo. Posteriormente a máxima tasa de petróleo resultante fue de 47 BPPD y una tasa de drenaje de agua de 628 BAPD.

➔ Indonesia

En este caso se aplico esta tecnología en un pozo ubicado en Indonesia que tenía 5 años de severos problemas de conificación con un corte de agua sobre el 84%. El crudo presenta una gravedad de 30°API. Después de la implementación de DWS, el pozo produjo 298 BPPD y una tasa de drenaje de agua de 2550 BAPD.

Analizando los resultados de las pruebas realizadas en estos campos y tomando en consideración el tiempo de producción que posee cada uno de los casos se muestra

que DWS proporciona un aumento en la tasa de producción de petróleo comparado con la completación convencional.

El estudio fue realizado para comparar el corte de agua desarrollado para completación de pozo sencilla (convencional) y dual (DWS) en un extenso rango de yacimientos de petróleo con columna de agua en el fondo. Esta teoría resultante es soportada con experimentos conducidos en el laboratorio con diversos modelos físicos de completación dual/sencilla de pozos en un sistema yacimiento. Los resultados, demostraron la persistencia e irreversibilidad natural de cono de agua en pozos completados convencionalmente comparando esto con la flexibilidad y control en pozos con completación dual.

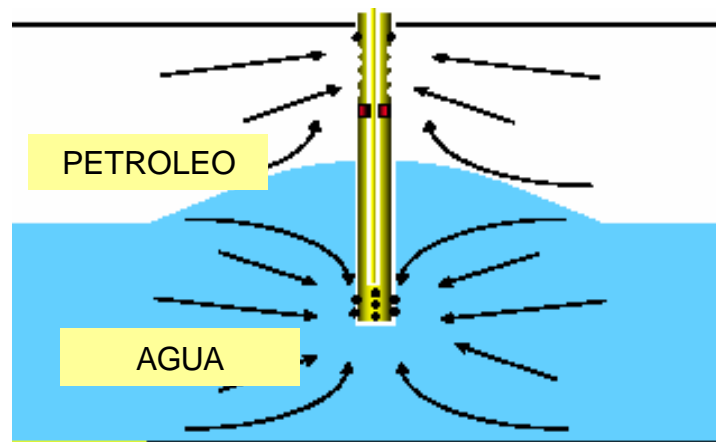


Figura 3.10 Principio del Control de Agua DWS

3.2.3 Casos en Venezuela

- **Lasmo (Dación) – Prueba Piloto**
- **La Victoria34 – Primer Pozo Piloto – Distrito Sur**

La evaluación de esta nueva tecnología de completación dual para el control de conificación (CDCC) esta siendo implementada actualmente en PDVSA Distrito Sur. Su primer pozo piloto la Victoria34 presentó problemas operacionales originados por el espaciamiento presente entre las perforaciones desde la columna de petróleo hasta el CAP.

➤ **SSW-48 – Segundo Pozo Piloto – Distrito Sur**

Un segundo pozo piloto el SSW-48 se encuentra en producción y actualmente se esta evaluando la aplicación de CDCC. El pozo se encuentra completado en el tope de la arena gobernador "A/B", presentado 20' de columna de petróleo y 16' de columna de agua con un CAP definido.

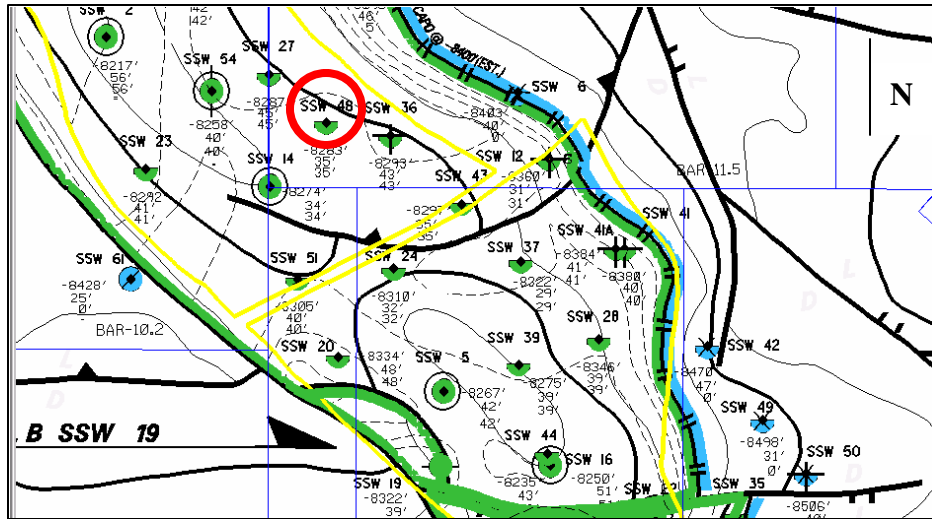


Figura 3.11 Mapa Topo de Gobernador "A/B"

Posteriormente a la simulación realizada para evaluar la aplicación de CDCC en el pozo SSW-48 se genera un plan de prueba para determinar las tasas de producción de petróleo desde la completación en la columna de petróleo y agua desde las completación en la columna de agua generando un gráfico (Figura 3.13) que relaciona ambas tasas en donde se aprecia que para una producción de petróleo con un corte de agua de 0% se requiere una tasa de 386BFPD y al mismo tiempo una producción de agua de 3000BWPd, por lo tanto para que el proyecto se mostrara económicamente rentable se decide incrementar la tasa de petróleo a 700BFPD con un corte de agua del 30% desde la columna de petróleo manteniendo la tasa de agua de 3000BWPd.

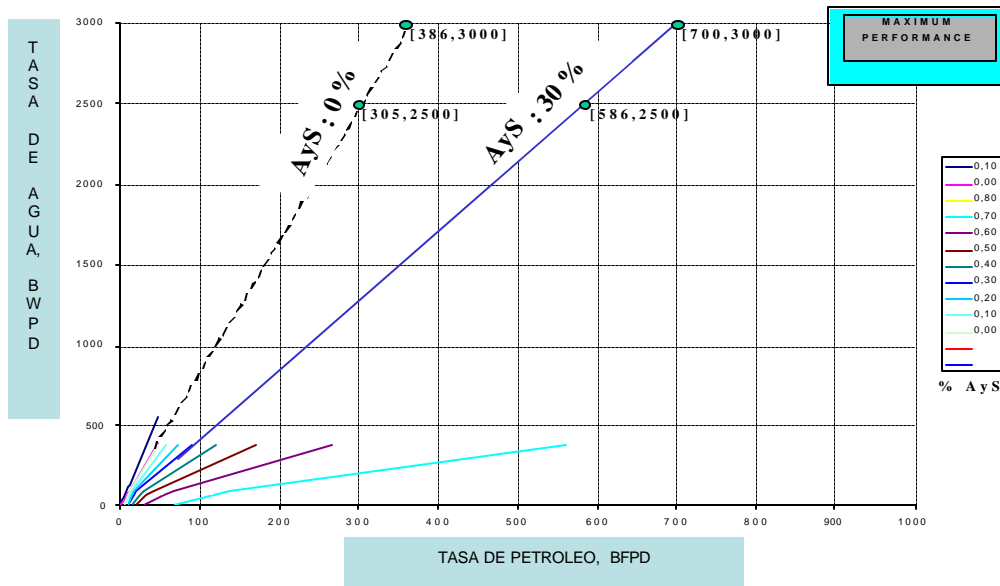


Figura 3.12 Plan de Prueba de SSW-48

Las lecciones aprendidas a través de la aplicación de CDCC en el pozo piloto SSW-48 se muestran a continuación:

- Se detectó un canal de baja permeabilidad (8721´ - 8723´). El período de cierre en sarta de crudo fue mayor al planificado inicialmente.
- Se apreció un aporte irregular del yacimiento, lo cual requirió varias pruebas por cada intervalo.
- CDCC ha sido exitoso en SSW-48:
 - A y S fue reducido de 96 a 70 % en intervalo superior.
 - CDCC produce menos agua por barril de crudo (RAPANTES: 25 & RAPCDCC: 13,42)
 - La producción neta fue incrementada hasta 280 BOPD de 97 BOPD antes de implementar CDCC.
 - CDCC ha barrido el crudo remanente de la zona de transición, por ubicar el intervalo inferior cerca del CAP.
 - Se vislumbra que la curva de declinación cambie favorablemente, alargando la vida del pozo.

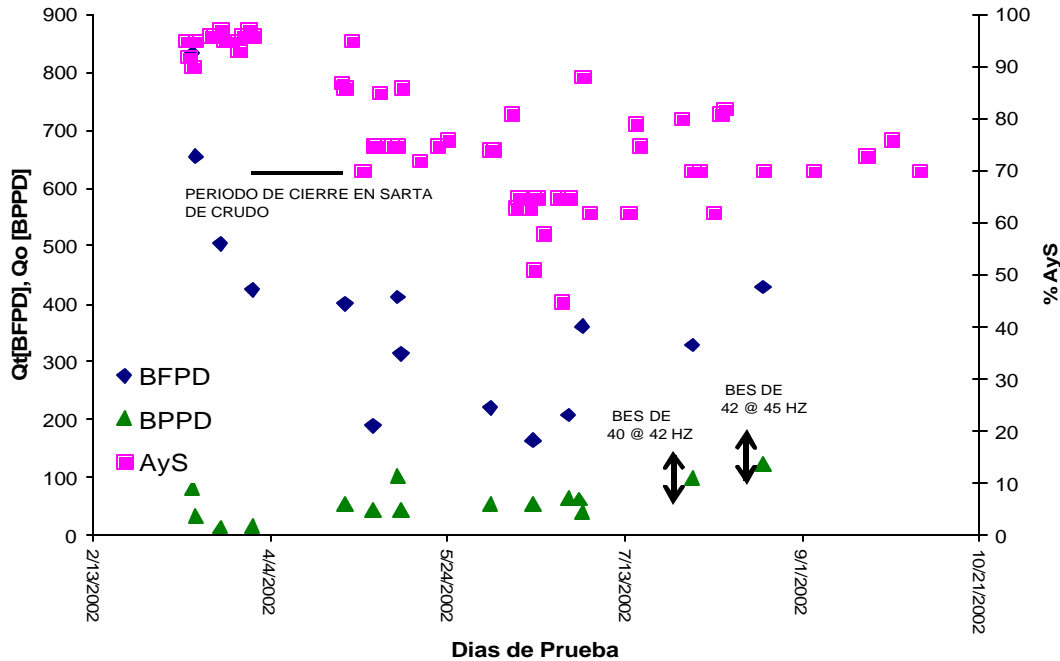


Figura 3.13 Seguimiento de Evaluación Pozo SSW-48

Las condiciones requeridas para la selección de los pozos candidatos a la tecnología CDCC se señalan a continuación:

- Alta relación Kv/Kh,
- Alta permeabilidad (deseable $k > 1000$ md),
- Homogeneidad vertical de la permeabilidad (distribución normal),
- Ubicación del C.A.P por registro,
- Pozo conificado "joven",
- Excelente integridad del cemento detrás del revestidor,
- Espesor de arena > 40 pies,
- Se requiere revestidor $\geq 7"$ (para instalación de doble BES),
- Baja RGP (aplica para BES),
- Que no exista problemas de arenamiento (aplica para BES).

Dentro de las completaciones disponibles para implementar CDCC con Bomba Electrosumergible se encuentran tres diagramas: (1) Y-Tool ó Colletor Head, (2) Tubería Dual y (3) Producción por Anular. Al mismo tiempo dependiendo el tipo de crudo y las

condiciones presentes en cada pozo en particular se pueden combinar los métodos de levantamiento artificial.

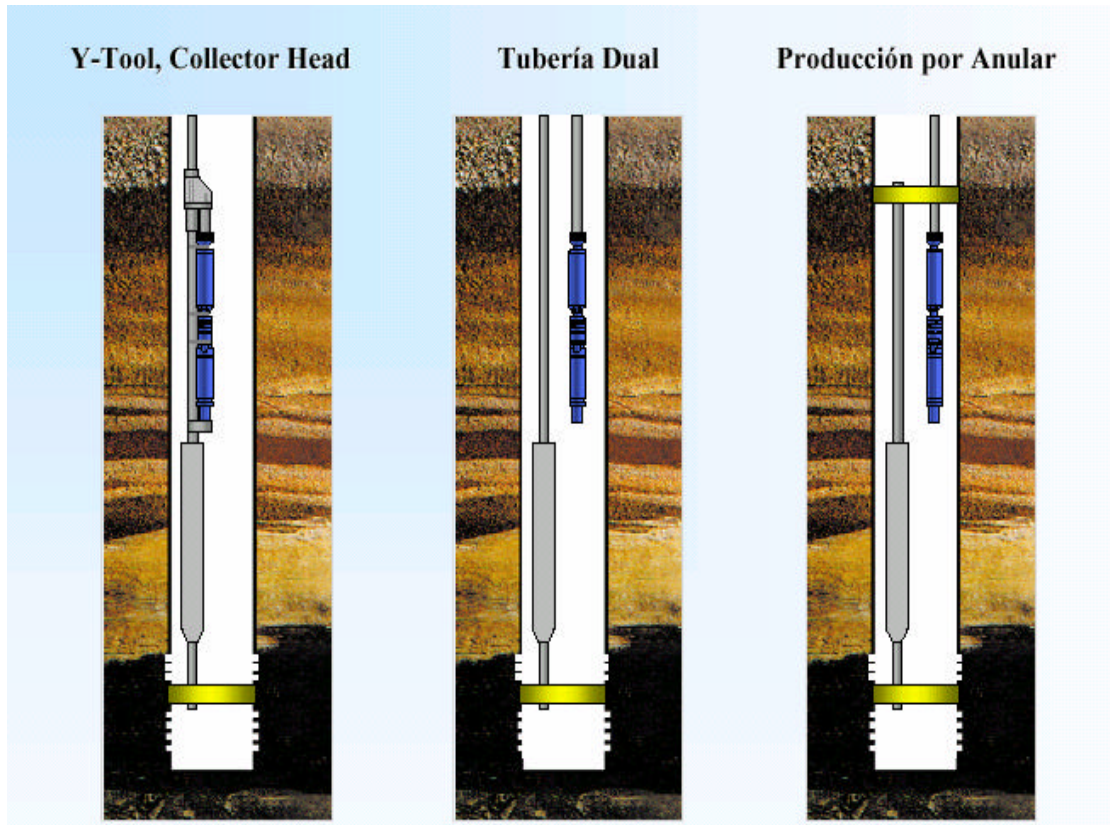


Figura 3.14 Completaciones Duales Disponibles con BES

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS

En el presente trabajo se utilizaron varios programas computarizados que son de gran importancia y necesarios para cualquier estudio de yacimientos y para el desarrollo de un proyecto. Entre las herramientas empleadas se tienen:

4.1 OIL FIELD MANAGER (OFM)

OilField Manager (OFM) es una poderosa aplicación que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción y yacimiento. OFM facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Usted puede usar OFM para análisis de pozos y campos; programas y operaciones de optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración del flujo de caja, Balance de Materiales y Back Allocation.



Figura 4.1 Oil Field Manager (OFM)

OFM permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, identificar anomalías, y pronosticar producción. Estos tipos de datos son los siguientes:

- Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y esporádico).
- Datos que dependen de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación).
- Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas)
- Datos financieros (incluyendo ganancias y costos de las operaciones).

Para la utilización de esta información OFM trabaja con un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Cada tabla es identificada por un nombre y cada elemento de la tabla para ser accedido por OFM es identificado de la siguiente forma: *TABLA.CAMPO* se debe tomar en consideración esta regla para utilizar los datos dentro de los módulos de OFM.

Dentro de las Tablas mas importantes se encuentran:

- la tabla maestra de tipo estático y que contiene toda la información básica de los pozos incluyendo sus coordenadas.
- la tabla de sort de tipo estático que contiene la información que permitirá seleccionar y agrupar información por diferentes categorías.
- la tabla de producción de tipo mensual y con la información de producción mensual de los pozos.
- la tabla de pruebas y muestras de tipo esporádico con información de los resultados de las pruebas y muestras realizadas a cada pozo.

OFM te permite crear variables calculadas las cuales son el producto de operaciones sobre los datos de entrada o sobre otras variables calculadas previamente creadas. La nomenclatura de estas es: *PREFIJO.VARIABLE*. Como recomendación el prefijo debe indicar el tipo de dato que se quiere referenciar por ejemplo Petróleo, Gas,

Agua a fin de agrupar en cada una de ellas el cálculo deseado. De igual forma para los casos de generación de variables para una función específica se puede colocar el prefijo que represente esta función, ejemplo Gráficos de Horner (Prefijo Horner).

La iniciación en este sobre comienza con cargar el mapa base de la unidad de explotación con el cual se desea trabajar.

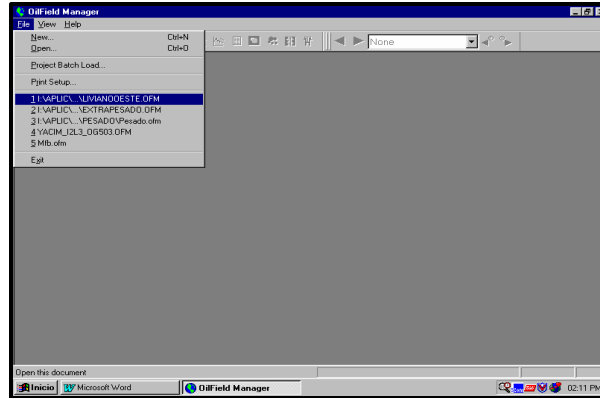


Figura 4.2 Cargando El Mapa Base Liviano Oeste

Iniciando el proyecto Liviano Oeste STM aparece en la pantalla el mapa base.

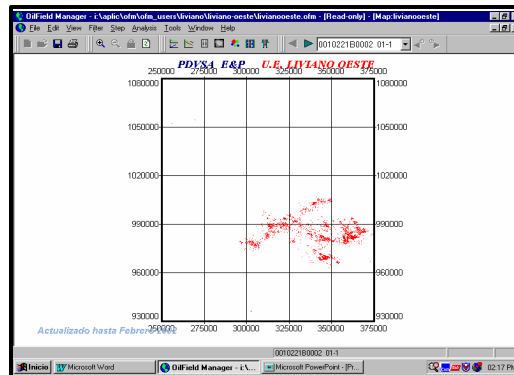


Figura 4.3 Mapa Base Liviano Oeste STM

Luego se realiza un filtro por la categoría de yacimiento para cargar los datos de producción de la arena de interés dentro de los límites del yacimiento, por ejemplo la arena U1U,U en el yacimiento BDV 1.

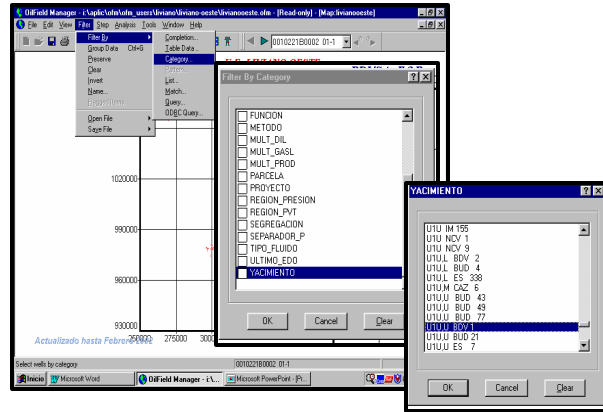


Figura 4.4 Serie de ventanas que se despliegan para filtrar el yacimiento

Luego aparecen en el mapa solo los pozos completados en la arena de interés del yacimiento en estudio.

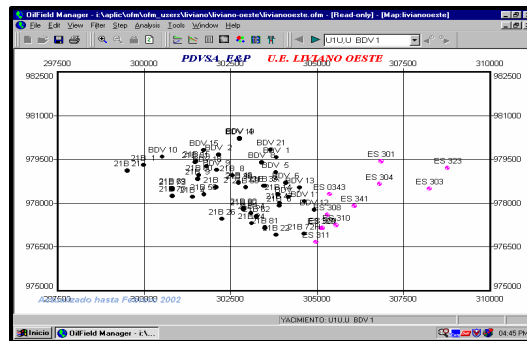


Figura 4.5 Pozos Completados en la arena U1U,U del yacimiento BDV 1

OFM permite obtener reportes de producción mensual para cada pozo y para todo el yacimiento a través de la opción **Report** que se observa en la barra de herramientas.



Figura 4.6 Opción Report de la barra de tareas que ofrece OFM

A través de esta opción se pueden obtener datos de producción mensual, tales como: petróleo acumulado, tasa de petróleo, agua acumulada, tasa de agua, gas acumulado,

tasa de gas, relación gas petróleo, corte de agua y muchos otros parámetros para cualquier fecha a partir del inicio de producción de los pozos.

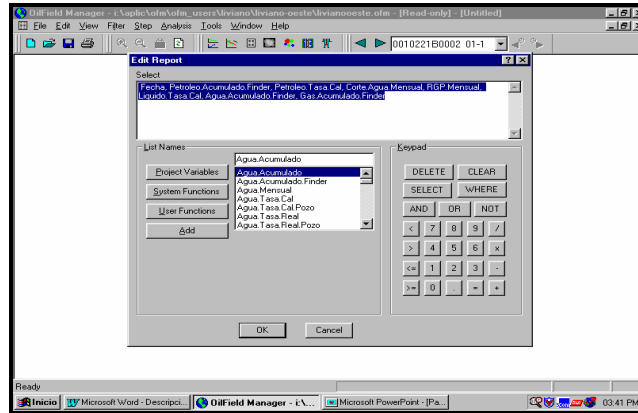


Figura 4.7 Ventanas que se despliegan para generar los reportes de producción

Estos reportes se pueden visualizar en la pantalla con el siguiente formato:

FECHA	Petroleo Acumulado Finder	Tasa de Petroleo bbl/d	Corte de Agua Etencion	Relacion Gas Petroleo pcf/bbl	Tasa Liquida bbl/d	Agua Acumulada bbl	Gas Acumulado bpc
19710228	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19710331	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19710430	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19710531	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19710630	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19710731	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19710831	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19710930	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19711031	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19711130	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19711231	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19720131	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19720229	0	0.0	*	*	0.0	0	0
19720331	14248	459.6	0.000	365.0	459.6	0	5201
19720430	46951	1090.1	0.000	383.0	1090.1	0	1772.6
19720531	60681	413.5	0.002	379.0	424.2	20	12702
19720630	89285	1273.5	0.000	847.0	1273.5	20	55061
19720731	144373	1486.7	0.000	972.0	1486.7	20	99859
19720831	194773	1625.8	0.000	1066.0	1625.8	20	153585
19720930	231521	1224.9	0.000	880.0	1224.9	20	185923
19721031	265909	1109.3	0.000	975.0	1109.3	20	219451
19721130	301810	1146.7	0.000	748.0	1146.7	20	247073

Figura 4.8 Reportes de producción del pozo 21B –2

La herramienta además se utiliza para la creación de curvas de producción de cada pozo perteneciente al yacimiento en estudio, lo cual permite observar y analizar de manera rápida el comportamiento de la producción del yacimiento identificando de esa manera las posibles irrupciones de los frentes de agua en los pozos o las conificaciones de los mantos acuíferos a través de aumentos abruptos en las curvas de producción, para realizar las curvas de producción se utiliza la opción **Plot** de la barra de herramientas.



Figura 4.9 Icono de la Opción Plot

Se despliega una ventana donde se debe seleccionar el numero de gráficas y las variables a graficar.

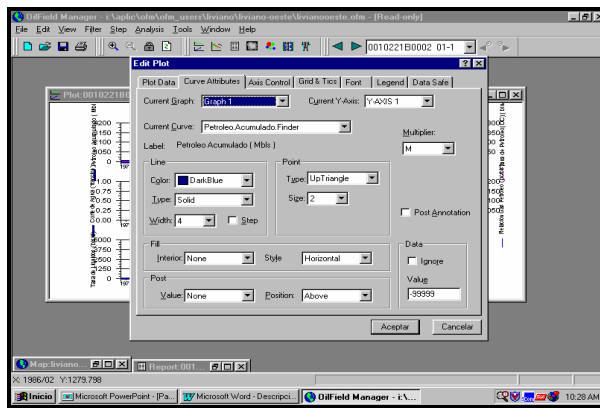


Figura 4. 10 Ventana que se despliega para realizar Los gráficos.

Luego aparecen la serie de gráficos seleccionados de acuerdo a lo que se desea visualizar.

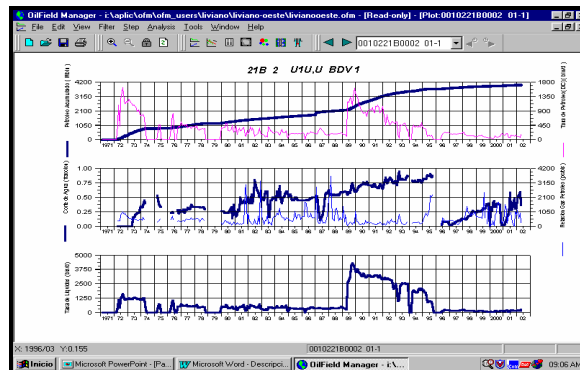


Figura 4.11 Comportamiento Gráfico de Producción

Además se pueden realizar las curvas de diagnóstico de Chang, que indica si el agua que se está produciendo proviene de canalización o es producto de una conificación. Para Visualizar estas curvas se procede de igual manera que para realizar las curvas de producción, con la opción plot y luego se seleccionan las variables RAP, RAP'.

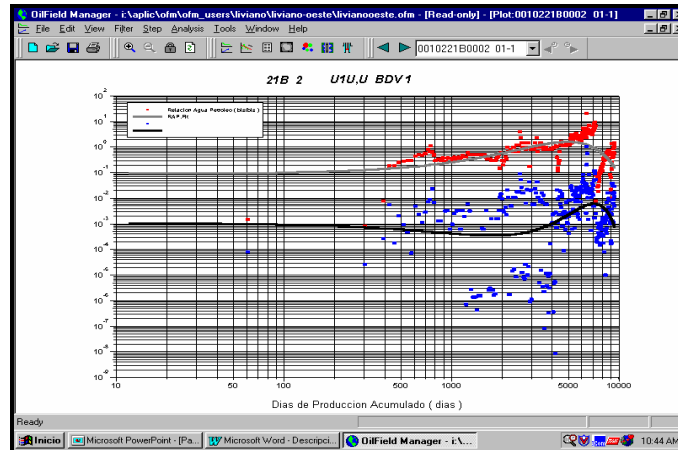


Figura 4.12 Curvas de Diagnóstico de Chang

OFM también permite realizar otros análisis de declinación de producción y mapas de isopropiedades, además de otras opciones que no fueron utilizadas para el estudio y por lo tanto no serán descritas en esta sección.

4.2 PROGRAMA MAESTRO DE PRODUCCIÓN CENTINELA.

Por medio de este programa, se pueden obtener los datos de producción tales como fecha de realización de la prueba de producción, barriles brutos de petróleo por día (BBPD) relación gas petróleo (RGP), gas de inyección, gas de formación, porcentaje de agua y sedimento (%AyS), además de la información correspondiente de los yacimientos presentes en el área de estudio.

Este programa permite conocer el histórico de producción de los pozos pertenecientes a cualquier campo durante un período determinado, con esto se logra la

construcción de un perfil de producción de dichos pozos, logrando observar el alto o bajo de la tasa de petróleo de los mismos.



Figura 4.13 Oil Programa Maestro de Producción CENTINELA

Otra de las ventajas que presenta este programa de producción, es que puede agrupar todos y cada uno de los pozos y los diferentes sistemas de producción de los mismos (BM, BCP, LAG y flujo natural).

4.3 MODELO DE ANALISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS (MAEP)

El modelo de análisis económico de producción permite ejecutar los procesos y estrategias de evaluaciones económicas para garantizar la creación de valor del negocio de producción.



Figura 4.14 Modelo de Análisis Económico de Proyectos (MAEP)

4.3.1 Cartera de inversiones

La cartera de inversiones del año 2001 correspondiente a los programas y proyectos está orientada a obtener la máxima creación de valor al accionista, por lo que

se requiere que la cartera optimizada por unidad de negocio tenga una tasa interna de retorno (TIR) superior al 15%. En lo que respecta a los proyectos y programas de inversión se deberá aplicar estrictos criterios de rentabilidad, los cuales incluyen el valor presente neto (VPN), eficiencia de la inversión (EI), tiempo de pago dinámico (TPD) y la tasa interna de retorno (TIR).

4.3.2 Renglones firmes y renglones tentativos

Solamente podrán ser sometidos para aprobación presupuestaria aquellas proyectos y programas de inversión que cumplan con el requisito mínimo de estimado de costo clases I y II (ingeniería básica completa, incluye los estudios técnicos para la explotación de los yacimientos), bien sean propuestas totales o por fases. Las propuestas con estimados clase III o superior los cuales calificaran como tentativos, cumplirán con la ejecución por fases, tal como lo determinan los procedimientos y estarán sujetos a las reglas de aprobación establecidas para estos; es decir, se somete la propuesta para iniciar la ingeniería básica y una vez concluida se solicita el resto del presupuesto si la propuesta esta plenamente justificada económicamente.

4.3.3 Metodología de Evaluación.

La evaluación económica de los proyectos y programas de inversión se realizará mediante la metodología de Flujo de Caja Descuento, utilizando el mejor estimado (conservador) referente a costos e inversiones a fin de garantizar en la medida de lo posible el retorno sobre la inversión planificada.

La evaluación se hará sobre la base de las siguientes premisas:

- A nivel filial (Petróleo y Gas / División Exploración y Producción) y Nación (para efectos de la base de datos se considerara a nivel filial).
- Flujo de caja en bolívares.
- Año base 2001 (período cero).
- Bolívares en términos de moneda constantes al 30 de junio 2000.
- Paridad promedio: 697 Bs/\$.
- Tasa de descuento 10%.

- Horizonte económico se extiende hasta un máximo de veinte (20) años. La evaluación económica para los pozos se realizó por proyecto (cada proyecto se encuentra conformado por las configuraciones del esquema de explotación).

4.3.3.1 Inversiones

El año base (período cero) solamente refleja inversiones, los demás elementos del flujo de caja (ingresos y costos de operación) se reflejan a partir del período uno. Las propuestas para efectos de conformar la cartera de inversión deberán clasificarse económicamente en:

- Generan Ingresos.
- Generan Ahorros.
- Consolidan producción.
- Reemplazo/mantenimiento.

4.3.3.2 Ingresos

Para el cálculo de los ingresos se utiliza los precios del escenario "supervivencia del más apto" del plan de negocios (2001-2010). El año base no refleja ingresos, solamente inversiones.

Los ingresos están compuestos por el precio correspondiente a la gravedad específica del crudo del yacimiento (°API) según el escenario "supervivencia del más apto" de precios del plan de negocios (2001-2010), multiplicado por el volumen de producción asociada a la propuesta.

4.3.3.3 Costos y gastos

Se muestran todos los renglones de egresos por separado: materias primas, suministro, personal, mantenimiento, servicios industriales, asistencia técnica, etc.

El año base no debe reflejar costos, solamente inversiones.

4.3.3.4 Indicadores económicos

Se toma como indicador principal el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de la inversión (EI) y el tiempo de pago dinámico (TPD).

La eficiencia de la inversión se calcula aplicando la siguiente fórmula:

$$EI = \frac{VPN}{VP(INVERSIONES)} + 1$$

4.3.4 Análisis de sensibilidad

El objetivo del análisis de sensibilidad es determinar:

- Un rango (gráficamente una área) de variación del resultado económico del proyecto.
- Identificar las variables que tienen mayor influencia en el resultado económico del proyecto.
- Establecer un plan de acciones para minimizar la posible pérdida de valor agregado por la variación de una variable.
- Para cumplir con estas premisas se elabora un diagrama araña.

4.3.5 Análisis de riesgo

En muchas ocasiones a la hora de evaluar un proyecto, los indicadores económicos resultan aceptables, pero al realizar el análisis de riesgo el proyecto no es factible, por lo que deben evaluarse otros aspectos que no sean estrictamente económicos para determinar si el proyecto en estudio es viable o no. Los aspectos tratados en el análisis de riesgo dependen de la naturaleza del proyecto.

4.3.6 Clasificación de las Propuestas

4.3.6.1 Propuestas de inversión que generan ingresos

Estas propuestas se refieren a aquellas inversiones que por si solas generan ingresos nuevos. A manera de ejemplo se pueden mencionar aquellos proyectos cuyo objetivo fundamental es generar nueva producción o incrementar la capacidad nominal.

4.3.6.2 Propuestas de Inversión que Generan Ahorros

Son aquellas propuestas de inversión que disminuyen permanentemente los costos asociados a la actividad actual (negocio) como producto de un incremento en la productividad del proceso que mejora la rentabilidad.

4.3.6.3 Propuestas de Inversión que Consolidan Producción.

Son aquellas propuestas de inversión que se realizan para restituir las condiciones originales de la capacidad de producción.

4.4 DWS SEGREGATED IPW

El DWS Segregated IPW es un programa que permite configurar la completación de un pozo colocando en producción la zona de agua y en la zona de petróleo simultáneamente. En esta configuración la sección del pozo sobre el CAP se completa en la zona de petróleo y produce petróleo, mientras que la sección del pozo que se completa debajo del CAP en la zona saturada con agua sirve como un desagüe para controlar el levantamiento del cono de agua.

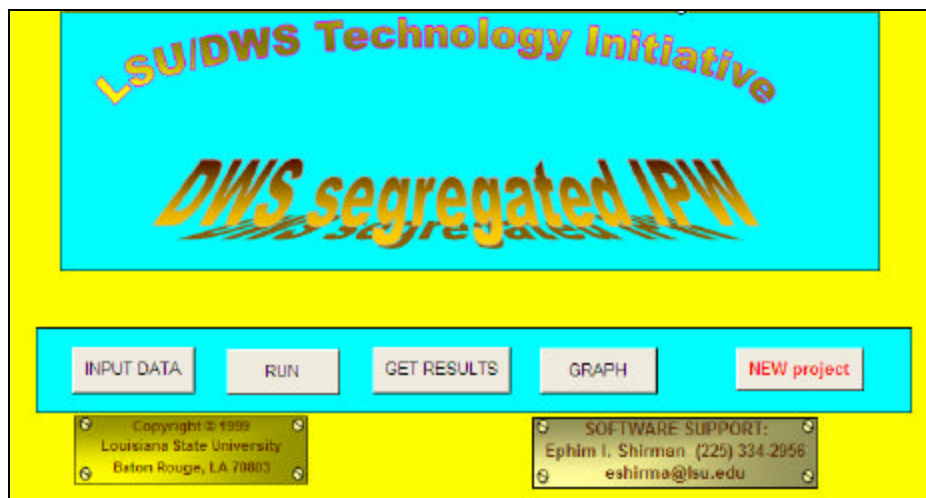


Figura 4.15 DWS Segregated IPW

Este programa puede simular la producción de la un pozo bajo la configuración de completaciones en la zona de petróleo y la zona de agua, con un límite de cinco completaciones en cada una de las zonas respectivamente, a su vez permite la variación de la tasas de producción de cada una de las completaciones y genera un perfil del cono de agua, este perfil puede ser ajustado al tamaño y exactitud que se requiera.

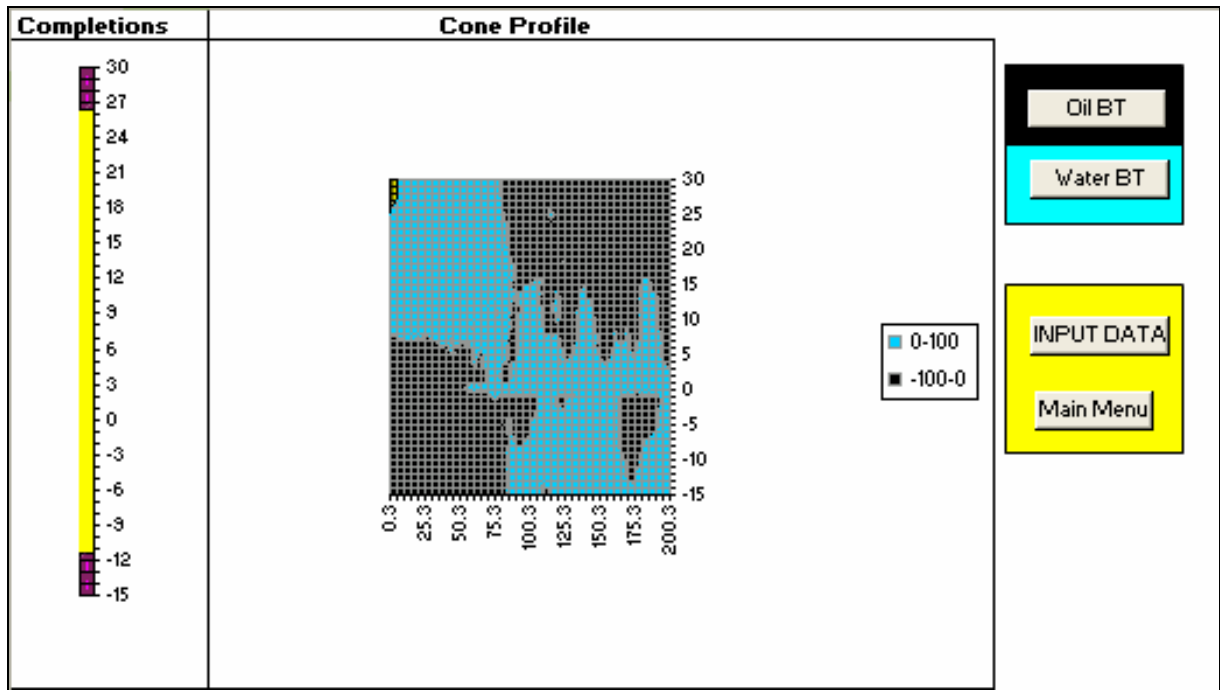


Figura 4.16 DWS Segregated IPW – Perfil del Cono de Agua

El DWS segregated IPW maneja parámetros iniciales relacionados con el yacimiento en estudio, entre los cuales encontramos:

4.4.1 Parámetros de los Fluidos del Yacimiento

Los parámetros iniciales que el simulador requiere de los fluidos que se encuentran en el yacimiento son los siguientes:

1. Distancia Radial al Límite – Área de Drenaje
2. Viscosidad del Fluido (Columna de Petróleo y Columna de Agua)

3. Densidad del Fluido (Columna de Petróleo y Columna de Agua)
4. Factor Volumétrico de Formación (Columna de Petróleo y Columna de Agua)
5. Número de Capas (Columna de Petróleo y Columna de Agua)
6. Número de Completaciones (Columna de Petróleo y Columna de Agua)
7. Permeabilidad Horizontal (Columna de Petróleo y Columna de Agua)
8. Permeabilidad Vertical (Columna de Petróleo y Columna de Agua)

DATOS DE ENTRADA		<input type="button" value="RUN"/> <input type="button" value="Main Menu"/>					
Para obtener información adicional colocar el cursor sobre la celda que posee el banderín ROJO							
<input type="button" value="Save Data"/>		<input type="button" value="Recall Data"/>		<input type="button" value="Water BT conditions"/>		<input type="button" value="Oil BT conditions"/>	
COLUMNA DE PETROLEO							
Distancia Radial al Limite , ft	1800	Capa No.:	1	2	3	4	5
Viscosidad del Fluido, cP	0.85	Permeabilidad Horizontal, md	43	336			
Densidad del Fluido, g/cc	0.865	Permeabilidad Vertical, md	12.9	100.8			
Factor volumetrico de formacion, bbl/STB	1.23	Coordenada Tope de la Capa, ft	25	-35			
Numero de Pasos Horizontales	30						
Wellbore radius, ft	0.3						
Paso Horizontal, ft	1	Completaciones:	1	2	3	4	5
Numero de Pasos Vertical	20	Tope, ft	5				
Profundidad Minima, ft	-5	Base, ft	4				
Paso Vertical, ft	0.5	Desviacion Horizontal, ft	0				
Numero de Capas (max = 4)	2	Tasa de Produccion, STB/d	0.00	0			
Numero de completaciones (max = 5)	1	Presion de Fondo Fluente, PSI	2.70				
		Corte de Agua	0.5043				
		Maximo drawdown, PSI	25				
COLUMNA DE AGUA							
Distancia Radial al Limite , ft	1800	Capa No.:	1	2	3	4	5
Viscosidad del Fluido, cP	0.313	Permeabilidad Horizontal, md	122	1034			
Densidad del Fluido, g/cc	1.187	Permeabilidad Vertical, md	36.6	310.2			
Factor volumetrico de formacion, bbl/STB	1.031	Coordenada Tope de la Capa, ft	25	-35	0	0	0
Numero de Pasos Horizontales	30						
Wellbore radius, ft	0.3						
Paso Horizontal, ft	1	Completaciones:	1	2	3	4	5
Numero de Pasos Vertical	20	Tope, ft	-3				
Profundidad Minima, ft	-5	Base, ft	-5				
Paso Vertical, ft	0.5	Desviacion Horizontal, ft	0				
Numero de Capas (max = 4)	2	Tasa de Produccion, STB/d	0.00	0.00			
Numero de completaciones (max = 5)	1	Presion de Fondo Fluente, PSI	0.41				
		Corte de Petroleo	0				

Figura 4.17 DWS Segregated IPW – Datos de Entrada

4.4.2 Parámetros del Perfil del Cono de Agua

Dentro de las variables que se necesitan para generar el perfil del cono de agua se requiere:

1. Número de Pasos Horizontales

2. Paso Horizontal
3. Número de Pasos Verticales
4. Paso Vertical (Dispuesto por el Tope y Base de la Completación)

Estos últimos parámetros son de gran importancia ya que ofrecen la oportunidad de visualizar con mayor o menor precisión la distribución de los fluidos en la cercanía del pozo.

Este programa también genera un gráfico de ISOLINES que representa la tasa de producción de agua vs. la tasa de producción de crudo con porcentajes de agua y sedimento constante, lo que constituye una gran ventaja al momento de realizar la optimización de los parámetros relacionado con las tasas de producción de cada una de las completaciones. La variación de las ISOLINES se ve directamente asociado con los valores de permeabilidad suministrados al simulador.

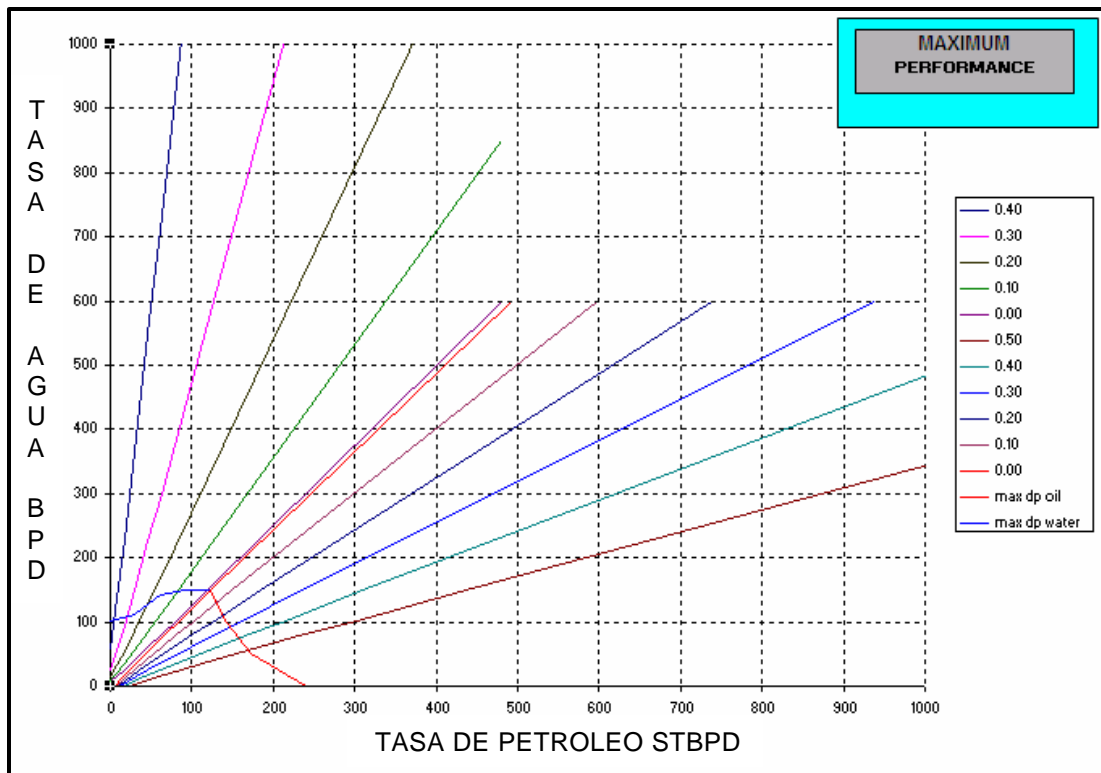


Figura 4.18 DWS Segregated IPW – Gráfico de ISOLINES

CAPÍTULO V**METODOLOGÍA**

La completación DUAL para controlar la invasión de agua en la columna de petróleo es un método que tiene recientes aplicaciones mundiales con éxito en los campos donde se ha implementado, este sistema presenta la producción de la zona de agua y la zona de petróleo a través de una configuración: encima y debajo del CAP. La implementación de un método de levantamiento artificial para garantizar la estabilización del contacto agua – petróleo representa una nueva estrategia que brinda la posibilidad de obtener una mayor producción de petróleo independiente de la producción de agua, esta nueva tecnología ofrece excelentes oportunidades de aplicación en el Campo Budare en el yacimiento BDV-1 cuyo mecanismo de producción es el Empuje Hidráulico.

Con el propósito de implementar un nuevo sistema de completación de pozos para controlar la conificación de agua en pozos productores de petróleo y mejorar el recobro del yacimiento BDV-1 del Campo Budare y tomando en consideración las reservas existentes en el área, se presenta a continuación la metodología que se llevo a cabo para efectuar este trabajo:

5.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Se realizó una selección de material bibliográfico referente a completación de pozos, bombeo electrosumergible, caracterización de yacimientos y todo aquel material relacionado con los principios teóricos (trabajos de grado, artículos, manuales, informes técnicos), también se revisó la información referente al Campo Budare (modelo estático, modelo dinámico entre otras).

5.2 RECOPIACIÓN DE LA DATA E INFORMACIÓN

Se realizó una revisión global de los antecedentes mundiales en cuanto a Completación Dual para lograr un control de la conificación de agua en pozos

productores de petróleo, los modelos desarrollados y las pruebas efectuadas en diversos campos del mundo reportando el éxito alcanzado al implementar esta nueva estrategia de producción.

Entre los trabajos encontrados se menciona un caso donde se aplicó esta tecnología, un pozo ubicado en Indonesia que tenía 5 años de severos problemas de conificación con un corte de agua sobre el 84% y un crudo que presenta una gravedad de 30°API, después de la implementación de completación DUAL el pozo produjo 298 BPPD y una tasa de drenaje de agua de 2550 BAPD.

En Venezuela actualmente un segundo pozo piloto el SSW-48 se encuentra en producción evaluando la aplicación de "CDCC". La producción neta fue incrementada de 97 BOPD hasta 280 BOPD con una tasa de drenaje de agua de 700 BAPD.

Debido a la similitud entre los pozos de los yacimientos tratados con la tecnología de completación DUAL, con el yacimiento BDV-1 del Campo Budare, permite tener una mayor confiabilidad de éxito en este proyecto.

Conocidos los casos de aplicación, se inició la etapa de recopilación de la data e información disponible del Campo Budare, a lo largo de sus treinta y tres años explotación, ha sido obtenida gran cantidad de información del área, el total de la data existente del campo es la siguiente:

- 192 Km² de Sísmica 3D.
- 100 Km² de Sísmica 2D.
- 151 pozos con registros (petrofísica).
- 87 análisis de agua de formación.
- 374 pies de núcleo (2 pozos).
- 11 análisis PVT.
- 1 análisis de núcleo.
- 151 Historia de Producción.
- 377 registros de presiones (BHP).

Mucha de esta data ha sido evaluada e incorporada a diferentes estudios con fines específicos, algunos con carácter multidisciplinario e integrado. Entre los estudios más recientes realizados al campo Budare se tiene: El Trabajo de Post-grado "Nuevas

Estrategias de Explotación para Maximizar el Recobro del Yacimiento BDV-1 Arenas U1U,U; U1U,L; U1L,U; U1L,M; U1L,L del Campo Budare” elaborado por el Ing. Osmel Molina en Noviembre del 2001 y el Estudio Integrado del Campo Budare realizado por PDVSA y Beicip-Franlab en febrero del 2002. A continuación se presenta un resumen de cada estudio con los aspectos más importantes que fueron tomados en cuenta para el presente trabajo:

5.2.1. Nuevas Estrategias de Explotación para Maximizar el Recobro del Yacimiento BDV-1 Arenas U1U,U; U1U,L; U1L,U; U1L,M; U1L,L del Campo Budare:

En este trabajo se realiza un diseño que presenta la completación DUAL BES como estrategia para maximizar el recobro del yacimiento BDV-1 del Campo Budare como opción futura de completación, por lo tanto se tomó como punto de partida para el desarrollo de este proyecto. También se utilizó la información del yacimiento (características geológicas, geográficas, estratigráficas, entre otras).

5.2.2 Estudio Integrado Campo Budare (Modelo Estático)

Se consultó la historia de producción del campo, presiones y características de la roca y fluidos principalmente como información referencial y parámetros necesarios para efectuar la simulación del perfil de cono de agua en los posibles pozos candidatos. También se realizó una revisión de los modelos estructurales y petrofísicos de las Unidades de Flujo U1 y U2 y las propiedades generadas por pozo y por unidad de flujo.

5.3 Revisión Integral de los Yacimientos BDV -1

Las arenas U1 y U2 que conforman los yacimientos BDV-1 del campo Budare, registrando un POES de 581.3 MMBN, con un total de reservas recuperables de 153.8 MMBN y 60.8 MMBN de reservas remanentes, tal como se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	AREA (ACRES)	POROSIDAD (%)	VOLUMEN (ACRES-PIES)	POES (MMBLS)	RES. REC. (MMBLS)	RES. REM. (MMBLS)	PET. ACUM. (MMBLS)	F. RECOBRO (%)
U1U,U	9012.0	19.0	208973.0	183.0	77.4	9.7	67.7	37.0
U1U,L	4407.0	20.0	89730.0	82.8	20.7	16.5	4.2	5.1
U1L,U	3197.0	20.0	72290.0	61.1	18.3	2.9	15.4	25.2
U1L,M	1891.0	18.0	43650.0	30.6	7.6	7.4	0.2	0.7
U1L,L	3106.0	18.0	70724.0	49.6	12.4	12.2	0.2	0.3
U2	4186.0	24.0	146735.0	174.2	17.4	12.1	5.3	3.0
TOTAL		19.8	632102.0	581.3	153.8	60.8	93.0	16.0

Tabla 5.1 Características Volumétricas del yacimiento BDV-1

El factor de recobro actual se ubica en 16.0%, con un recobro final esperado de 26.5%, 23.5% por debajo del promedio mundial para yacimientos cuyo mecanismo de producción es el Empuje Hidráulico.

Mediante el uso de la herramienta Oil Field Manager (OFM), se construyeron curvas o gráficos de diagnóstico con el propósito de lograr un mejor entendimiento de los fenómenos y procesos que ocurren dentro del yacimiento. En las figura 5.1 se ilustra la declinación de producción con el tiempo del yacimientos BDV-1.

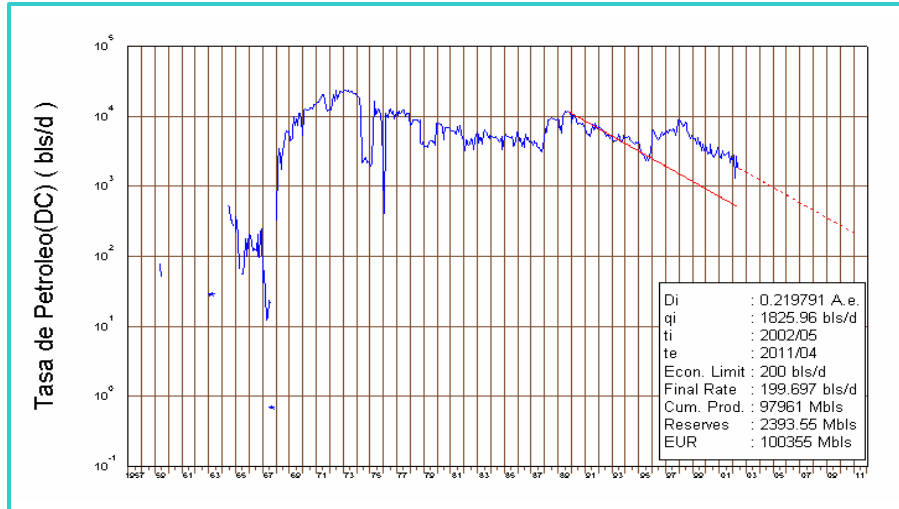


Figura 5.1 Curva de Declinación del yacimiento BDV-1.

Es importante destacar que la zona Central-Norte del Campo, presentó excelentes características de producción, debido a la coalescencia de varios lentes, producto de la desaparición de los sellos regionales tal como se muestra en la figura 5.2, donde también existen las mejores características petrofísicas (porosidad, espesor y

permeabilidad). En esta zona, prácticamente todas las arenas se encuentran en contacto (U1U,U; U1U,L; U1L,U; U1L,M; U1L,L y U2), consecuentemente los pozos aquí ubicados registraron producciones importantes durante varios años (ejemplo pozo BDV-1), con aumentos del corte de agua lentos pero progresivos.

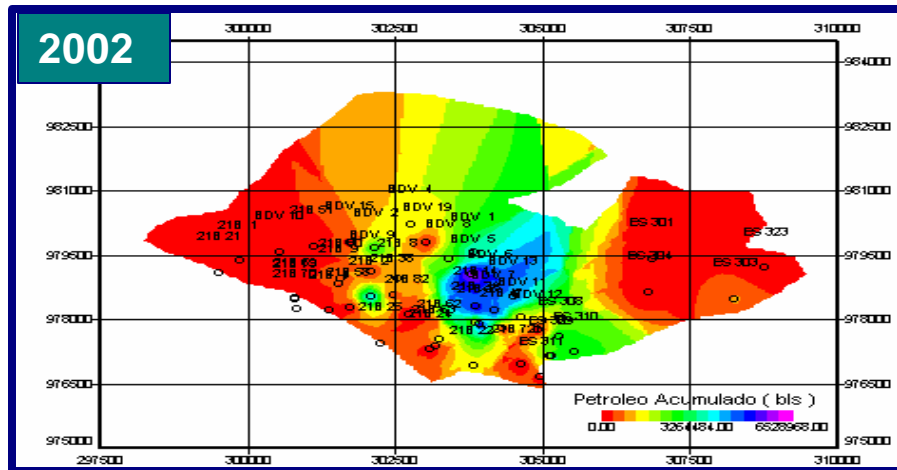


Figura 5.2 Mapa de Petróleo Acumulado.

Los pozos ubicados en estas áreas de mejores características petrofísicas, tal como se espera, han logrado mejores acumulados. En la figura 5.3 se observan los pozos que presentan mayores acumulados.

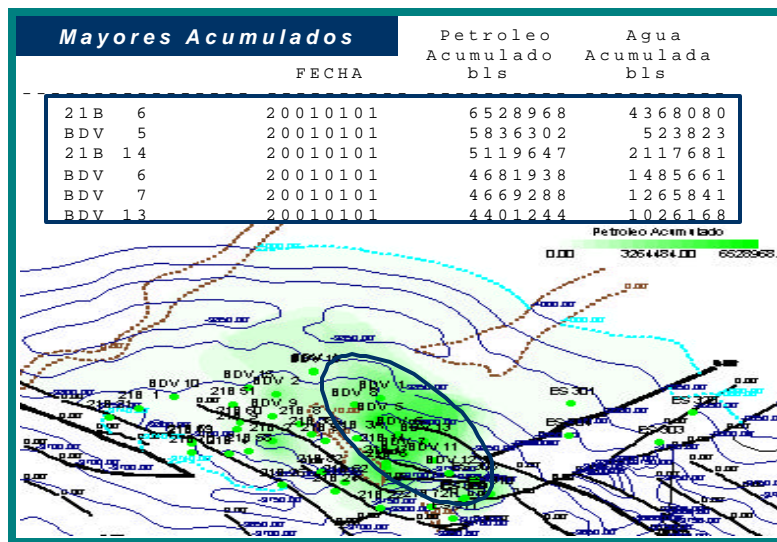


Figura 5.3 Pozos con mayores acumulados.

Por otro lado, los pozos ubicados en los flancos de los yacimientos, donde las propiedades petrofísicas exhiben condiciones menos favorables para la acumulación y flujo de los fluidos, han alcanzado muy bajos acumulados, tal como se ilustra en la Figura 5.4.

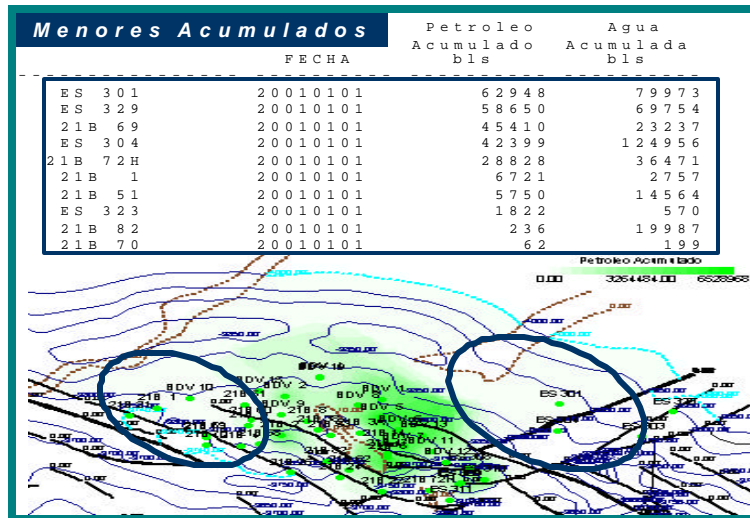


Figura 5.4 Pozos con menores acumulados.

Algunos gráficos de heterogeneidades fueron creados para resaltar comportamientos anómalos de producción de agua, en la figura 5.5 se ilustra que el área de estos yacimientos con mayor acumulado de petróleo es también el área donde se ha producido la mayor cantidad de agua.

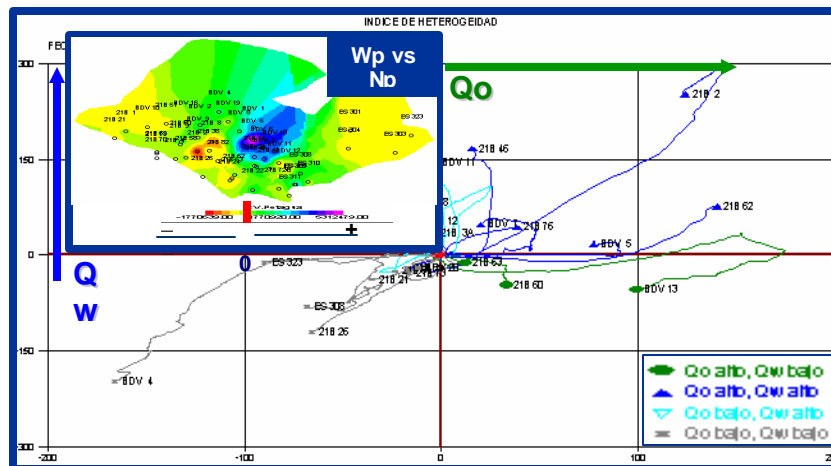


Figura 5.5 Índices de heterogeneidades Q_w vs. Q_o .

5.4 REVISIÓN DE POZOS CON APLICACIÓN DE BES

La revisión de la Carpeta del Pozo 21B-06 se llevo a cabo para obtener una visión general de la aplicación de Bombeo Electrosumergible en el Campo Budare en el yacimiento BDV-1, ya que este método de levantamiento artificial solo se ha efectuado en este pozo. El pozo fue completado con una Bomba Electrosumergible en Diciembre de 1987 con una producción de 6972BFPD y 44% AYS a una frecuencia de 60 Hz, trabajo continuamente sin problemas hasta mediado de enero de con una producción promedio de 7780BFPD, 50% AYS y una Relación Gas Líquido de 238; observándose producciones mayores a 8500BFPD en varias ocasiones. Debido a que se encontraron 125FT de arena y se pudo lavar 43FT ya que el pozo perdía circulación, se sacó el equipo de subsuelo encontrándose los protectores dañados y el motor quemado. Se efectuó un servicio al pozo consistente en reemplazo del Equipo Electrocentrífugo por otro igual. Para agosto 1989 se decide realizar el cambio en la completación del pozo tomando como alternativa el levantamiento artificial por gas lift recomendando una tasa de producción de 4600 BFPD con un volumen de inyección de 0.81 MMPCD.

Esta revisión permitió obtener una visión de la aplicación del bombeo electrosumergible en el Campo Budare ya que el pozo 21B-06 completado con BES, alcanzando altas tasas de producción de petróleo sin acelerar la producción de agua, lo que representa un punto de partida significativo para implementar la completación DUAL con bombeo Electrosumergible.

5.5 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La revisión del Campo Budare en el yacimiento BDV-1 muestra 62 pozos perforados que conforman la muestra para aplicar a nueva tecnología de completación DUAL BES.

En el Capítulo III se mostraron cuales son las condiciones necesarias para aplicar Completación Dual Control de Conificación "CDCC" en un Campo Petrolero, estas condiciones fueron utilizadas como guía para llevar a cabo la selección de los pozos

candidatos a la aplicación de Completación DUAL BES en el Yacimiento BDV-1 del Campo Budare del Distrito San Tomé.

Las condiciones requeridas para la selección de los pozos candidatos a la tecnología CDCC se señalan a continuación:

- Se requiere casing $\geq 7"$ (para instalación de doble BES),
- Espesor de arena > 40 pies,
- Ubicación del C.A.P por registro,
- Alta permeabilidad (deseable $k > 1000$ md),
- Homogeneidad vertical de la permeabilidad (distribución normal),
- Excelente integridad del cemento detrás del revestidor,
- Alta relación K_v/K_h ,
- Pozo conificado "joven",
- Baja RGP (aplica para BES),
- Que no exista problemas de arenamiento (aplica para BES).

5.5.1 Procedimiento de Selección de Pozos Candidatos

1. *Se requiere casing $\geq 7"$*

Se realizó una revisión de los diagramas de completación de los 62 pozos perforados en el yacimiento BDV-1, localizando 36 pozos cumplen con la condición de casing $\geq 7"$, esta condición se presenta como restricción operativa para realizar la completación DUAL con Bomba Electrosumergible en ambas sartas.

2. *Espesor de Arena > 40 pies*

La revisión del espesor se efectuó por medio de un Mapa Estructural del Campo Budare en la arenas U1U,U Y U2 respectivamente, encontrando 8 pozos en la arena U1U,U y 6 pozos en la arena U2 que cumplen con un espesor mayor a 40 pies. Posteriormente se corroboró el espesor por medio de la revisión de los registros en cada uno de los pozos.

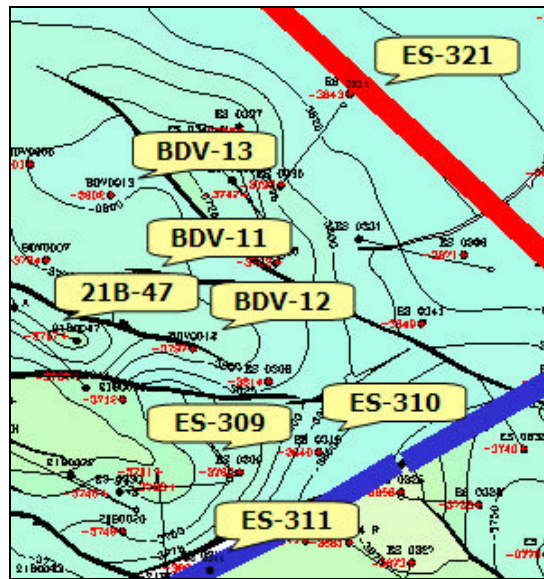


Figura 5.6 Campo Budare. Mapa Estructural. Pozos Candidatos. Arena U1U,U.

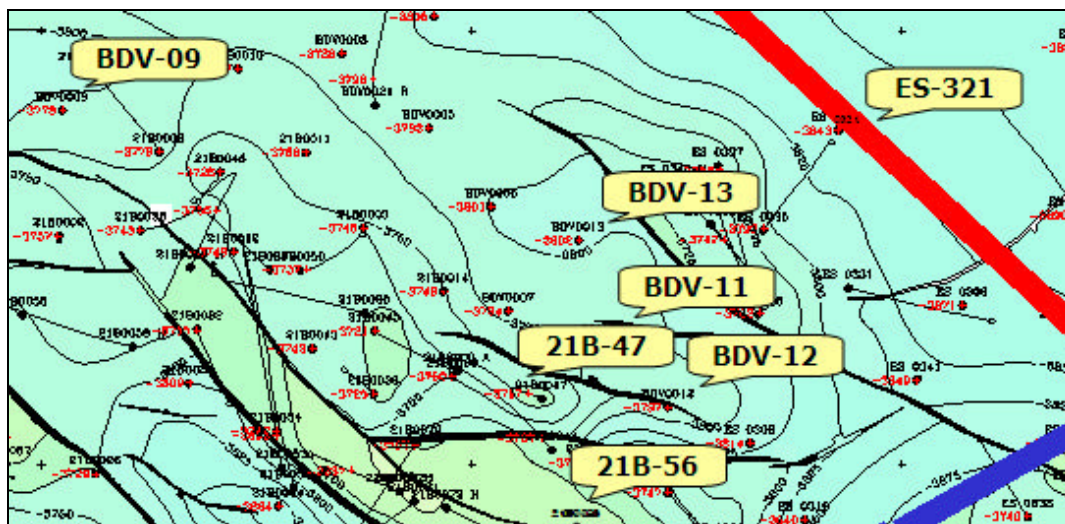


Figura 5.7 Campo Budare. Mapa Estructural. Pozos Candidatos. Arena U2.

3. Ubicación del C.A.P por registro

La ubicación del Contacto Agua – Petróleo Actual (CAPA) se realizó utilizando el Simulador CENTINELA como base para adquirir los datos referentes al porcentaje de agua y sedimentos relacionados con la última prueba efectuada a los pozos que se encontraban en la zona de interés dentro del Campo Budare.



Figura 5.8 Simulador CENTINELA – Menú Principal

La aplicación del simulador para extraer los datos referentes al porcentaje de agua y sedimentos se establece bajo la opción **Pruebas** (Figura 5.9), mostrando una ventana que proporciona la información relacionada con las últimas pruebas realizadas en el pozo seleccionado.

Pozo Superficie

Pozo: **BDV 11** Zona de Supervisión: **3A** ZONA 5. LIVIANO STM
 Sector de Operación: **ST0** ELIAS-BUDARE-SOCORORO

Completaciones del Pozo

Completación	Ultimo Estado	Sufijo	Potencial
2 SEGUNDA C	GL LEVANTAMIENTO PO	13/06/200209:00: Z SIMPLE SE	60

Pruebas de Producción del Pozo

Generar Gráfico Niveles de Gas Aceptar Rechazar Medicion

Tipo	Fecha Inicio	Fecha Final	Instalación Tipo	Código	Equipo Tipo	Código	BTPD	BBPD	BNPD	GAST	GASL	Cond	PC
C	19/10/200210:0	19/10/200215:0	EF	E6F1	SEP	SEPP0	170	170	33	442	350	B	PC
C	30/09/200211:0	30/09/200215:0	EF	E6F1	SEP	SEPP0	174	174	78	442	350	A	PC
C	27/08/200209:0	27/08/200214:0	EF	E6F1	SEP	SEPP0	178	178	79	440	300	A	PC
C	25/07/200213:3	25/07/200218:0	EF	E6F1	SEP	SEPP0	192	192	75	448	300	A	PC
C	30/06/200213:0	30/06/200217:0	EF	E6F1	SEP	SEPP0	189	189	119	430	250	A	PC

Figura 5.9 Simulador SENTINELA. Menú – Prueba de Producción de un Pozo Completado

La opción **Pruebas** de un pozo completado ofrece una visión de todas las completaciones realizadas a un determinado pozo y genera varias aplicaciones como **Información Referencial** que muestra una selección de alternativas que permite elegir como se desea la información, en el caso presentado se seleccionó **Condiciones Generales del Pozo** (Figura 5.10) ya que ofrece un esquema informativo de la completación de interés (Figura 5.11).

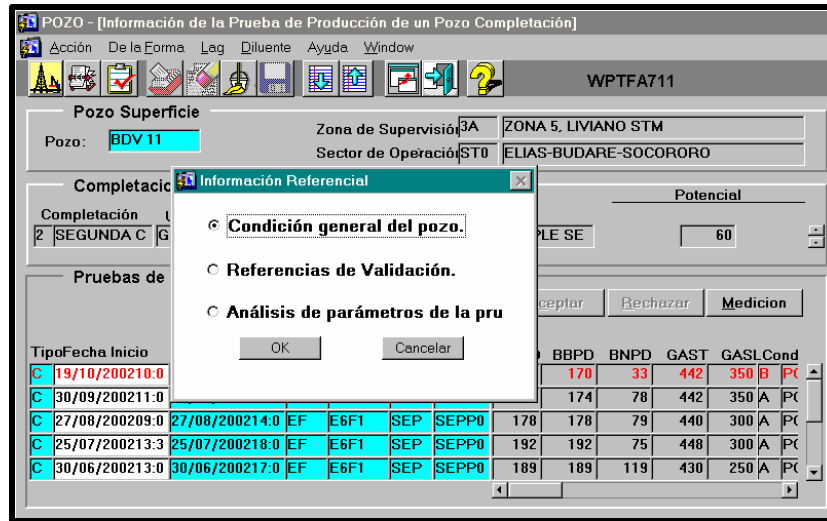


Figura 5.10 Simulador SENTINELA. Menú – Prueba de Producción de un Pozo Completado – Información Referencial

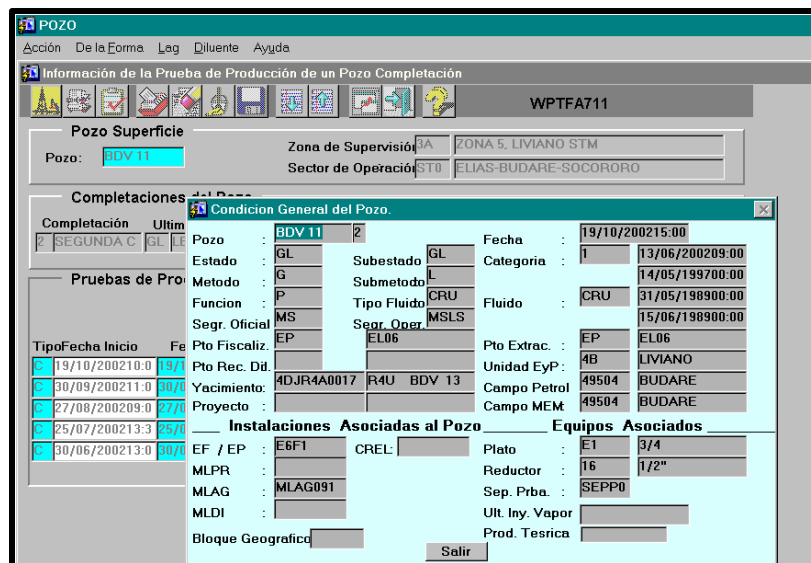


Figura 5.11 Simulador SENTINELA. Menú – Prueba de Producción de un Pozo Completado – Información Referencial – Condición General del Pozo

Una vez seleccionada la completación de interés, en el caso presentado las arenas U1U,U y U2 del yacimiento BDV-1, se procede a ubicar en la última prueba realizada el porcentaje de agua y sedimentos correspondiente.

Posteriormente se procedió a verificar la profundidad de la arena U1U,U Y U2 del yacimiento BDV-1 en cada uno de los pozos que se encontraban en la zona de interés (incluyendo pozos vecinos).

La verificación fue efectuada mediante la revisión de los perfiles pertenecientes a cada uno de los pozos, luego se comprobó la profundidad localizada con la profundidad registrada en los mapas encontrando algunas diferencias.

Pozo	PROF. REAL (PIES)	Prof. Registro (PIES)	Espesor (PIES)	% AYS
21B-20	3833	3833	34	75
21B-56	3811	3807	45	-
21B-72	3813	3813	40	-
ES-308	3894	3912	55	-
ES-309	3843	3843	24	34
ES-311	3788	3780	26	1.6
ES-329	3965	3965	COALECENTE	-

Tabla 5.2 Campo Budare. Topes, Espesores y %AYS. Unidad de Flujo U2

Pozo	PROF. REAL (PIES)	Prof. Registro (PIES)	Espesor (PIES)	% AYS
21B-14	3749	3759	20	90
21B-47	3711	3740	45	5.2
21B-48	3700	3729	10	78
21B-56	3709	3417	12	80
BDV-6	3802	3794	60	98
BDV-7	3774	3795	60	2.2
BDV-11	3792	3801	50	70
BDV-12	3799	3812	45	69
BDV-13	3803	3803	66	0.1
ES-308	3815	3824	60	75
ES-309	3763	3763	45	85
ES-310	3841	3856	40	99
ES-311	3716	3695	35	70
ES-329	3751	3751	12	65
ES-330	3709	3709	15	99

Tabla 5.3 Campo Budare. Topes, Espesores y %AYS. Unidad de Flujo U1U,U

Luego se procedió a colocar la profundidad localizada en los mapas, una vez realizada las correcciones se realizó la ubicación del CAPA tomando en cuenta las

características estructurales de la zona de interés y el comportamiento del %AYS en cada uno de los pozos.

Posteriormente se realizó la correlación del CAPA en los perfiles de cada uno de los pozos seleccionados y se encontraron 2 pozos que cumplen con la ubicación del CAPA dentro del espesor de la arena productora, el pozo 21B-56 en la arena U1U,U y el pozo ES-321 en la arena U2.

POZO	CONFIGURACION	TUBING	ESPESOR		CONTACTO AGUA-PETROLEO		CANDIDATOS
			ARENA U1U,U	ARENA U2	ARENA U1U,U	ARENA U2	
21B-16	VERTICAL	7	0	63		4506	NO
21B-47	VERTICAL	7	45	COALECENTE	4491		NO
21B-56	VERTICAL	7	12	45		4540	SI
BDV-11	VERTICAL	7	50	76	4420	INUNDADO	NO
BDV-12	VERTICAL	7	45	61	4451	INUNDADO	NO
BDV-13	VERTICAL	7	66	150	4465	INUNDADO	NO
ES-309	VERTICAL	7	45	20	4398		NO
ES-310	VERTICAL	7	40	12	INUNDADO		NO
ES-311	VERTICAL	7	35	20	4420		NO
ES-321	VERTICAL	7	55	75	4535	INUNDADO	SI

Tabla 5.4 Campo Budare. Espesores y CAPA. Unidad de Flujo U1U,U y U2.

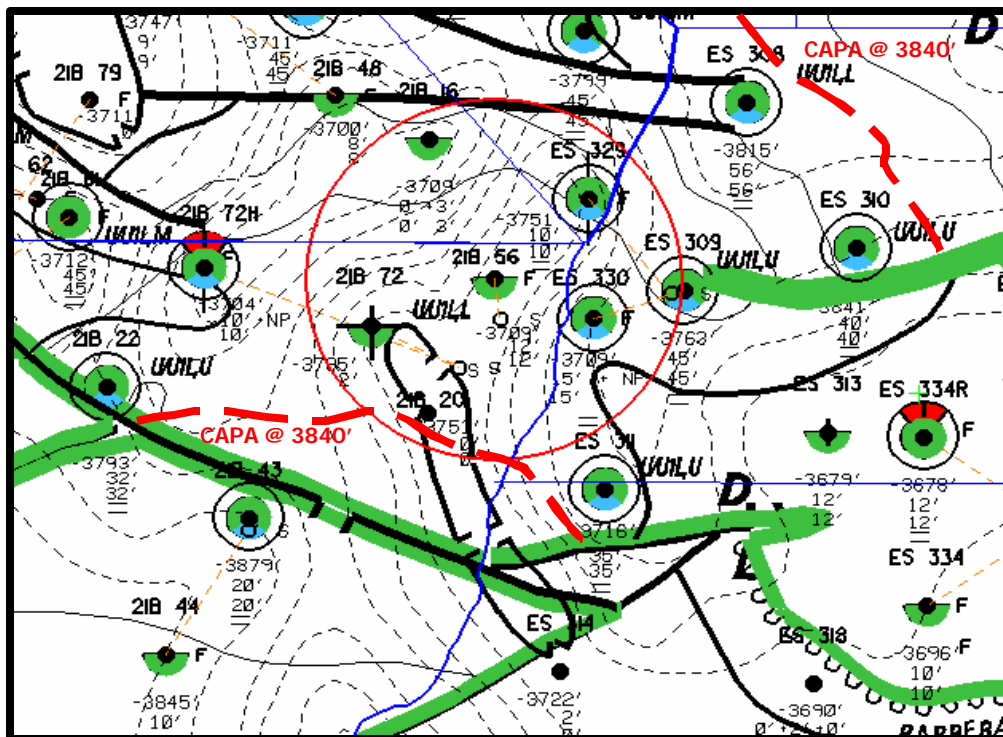


Figura 5.12 Campo Budare. Mapa Estructural. Arena U1U,U.

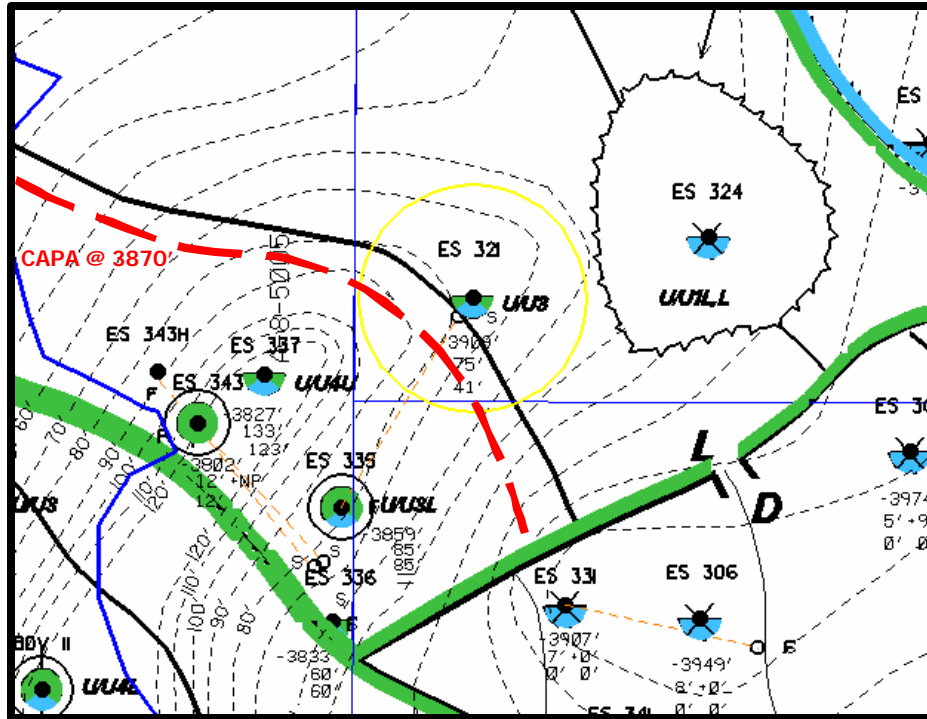


Figura 5.13 Campo Budare. Mapa Estructural. Arena U2.

4. Alta permeabilidad (deseable $k > 1000$ md)

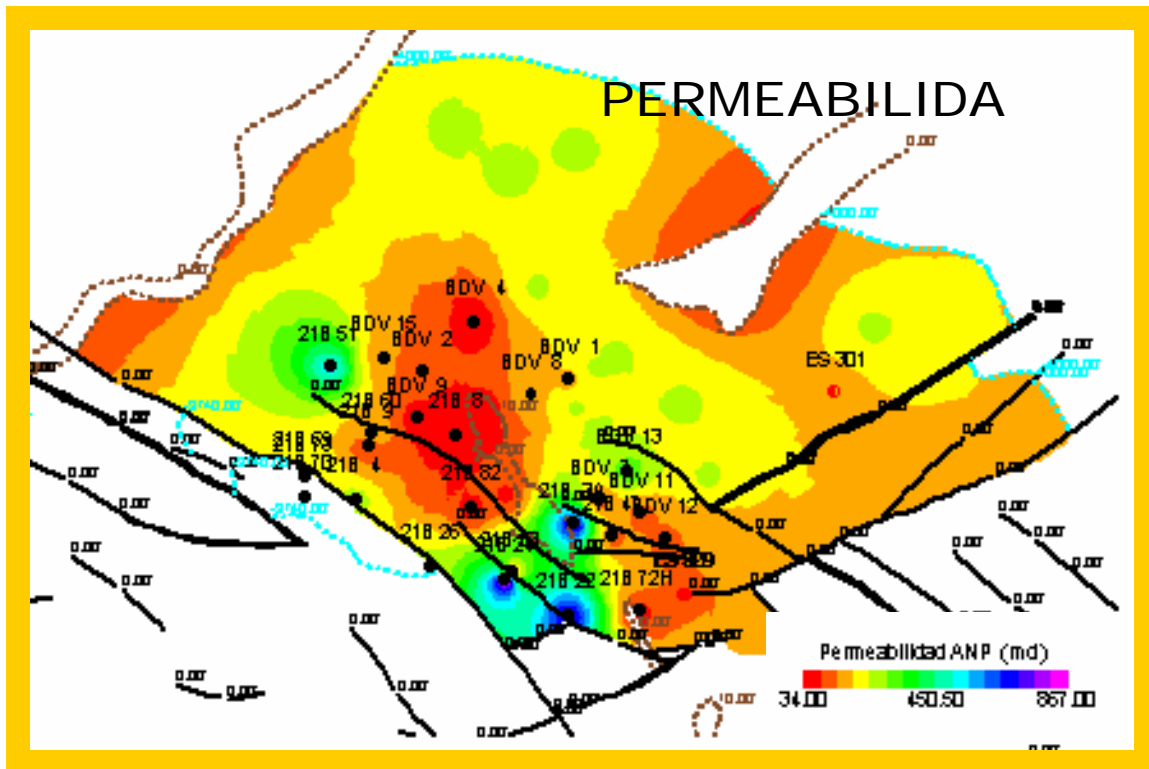


Figura 5.15 Metodología Integral de Productividad (MIP). Permeabilidad. Arena U1U,U.

La permeabilidad para la arena U1U,U se ubicó en 200 md en un proyecto efectuado bajo la Metodología Integral de Productividad (MIP) realizada en el yacimiento BDV-1, es decir, la arena U1U,U no cumple con la condición de permeabilidad deseada y por lo tanto el pozo ES-321 ya no cumple con las condiciones para ser candidato.

La permeabilidad para la arena U2 se situó en el yacimiento BDV-1 en un valor de 861.80 md para el pozo 21B-56 único candidato que se encuentra en esta arena, por lo tanto, se asumió como válida bajo la condición deseable de permeabilidad > 1000 md.

5. Homogeneidad vertical de la permeabilidad (distribución normal)

La homogeneidad vertical de la permeabilidad se determinó en el perfil de GR del pozo 21B-56 en la arena U2 del yacimiento BDV-1. La revisión mostró un espesor de arena homogéneo con pocas fluctuaciones verticales, es decir, se puede considerar como una distribución normal de la permeabilidad vertical.

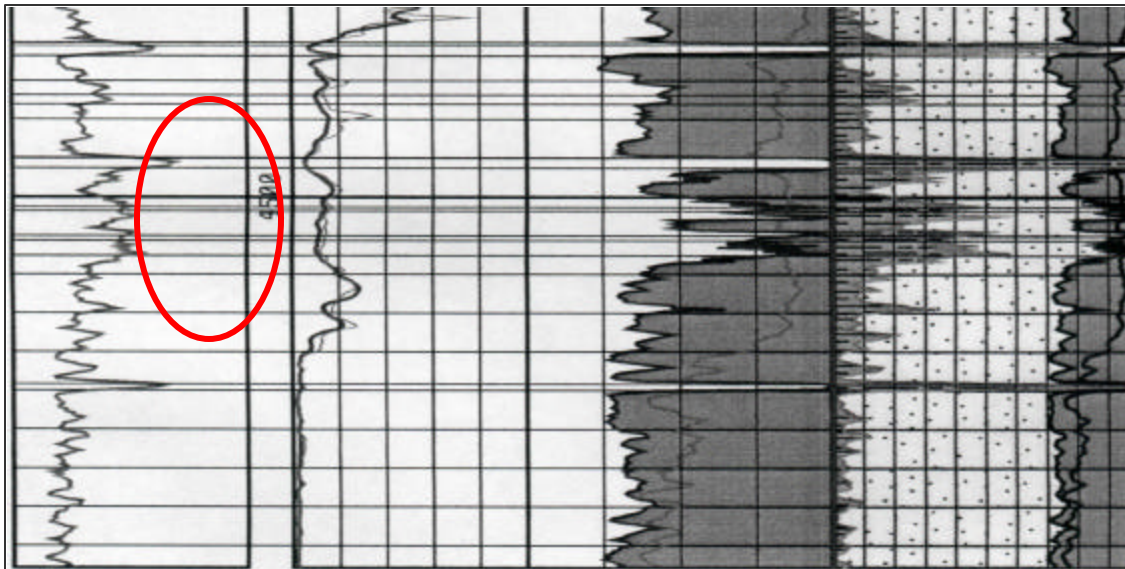


Figura 5.16 Perfil GR. Pozo 21B-56. Distribución Normal de la Permeabilidad Vertical

6. Excelente integridad del cemento detrás del revestidor

El pozo 21B-56 candidato a completación DUAL BES presenta en la zona de interés un alto CBL, es decir, buena adherencia del cemento al revestidor; un alto porcentaje de cemento alrededor del casing registrado por el VDL y el USIT ofrece una imagen del índice de cementación en los 360° de tubería registrando un 70% de cemento, 25% de liquido y 5% de gas en la arena U2.

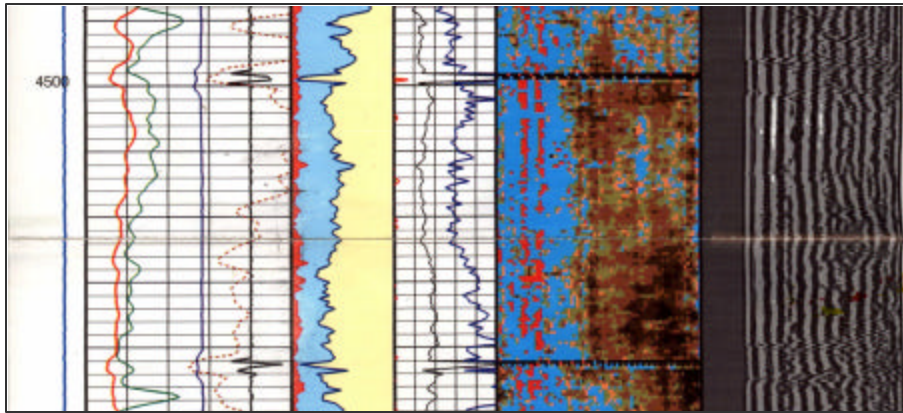


Figura 5.17 Perfil USIT-CBL-VDL-CCL-GR. Pozo 21B-56. Registro de Cementación.

7. Alta relación Kv/Kh

La relación Kv/Kh representa un parámetro importante para la producción del pozo con completación DUAL BES, ya que asegura el flujo de la zona de transición y la estabilización del cono de agua. Esta relación se establece como parámetro de variación dentro del simulador DWS Segregated IPW en un rango de 0.3 a 0.6 para el Campo Budare.

8. Pozo conificado "joven"

La producción del pozo 21B-56 en la arena U2 del yacimiento BDV-1 muestra la generación del cono de agua como resultado del comportamiento de la RAP (tendencia a aumentar en el tiempo) y su derivada (tendencia a disminuir en el tiempo) esto indica que el agua producida proviene de un proceso de conificación.

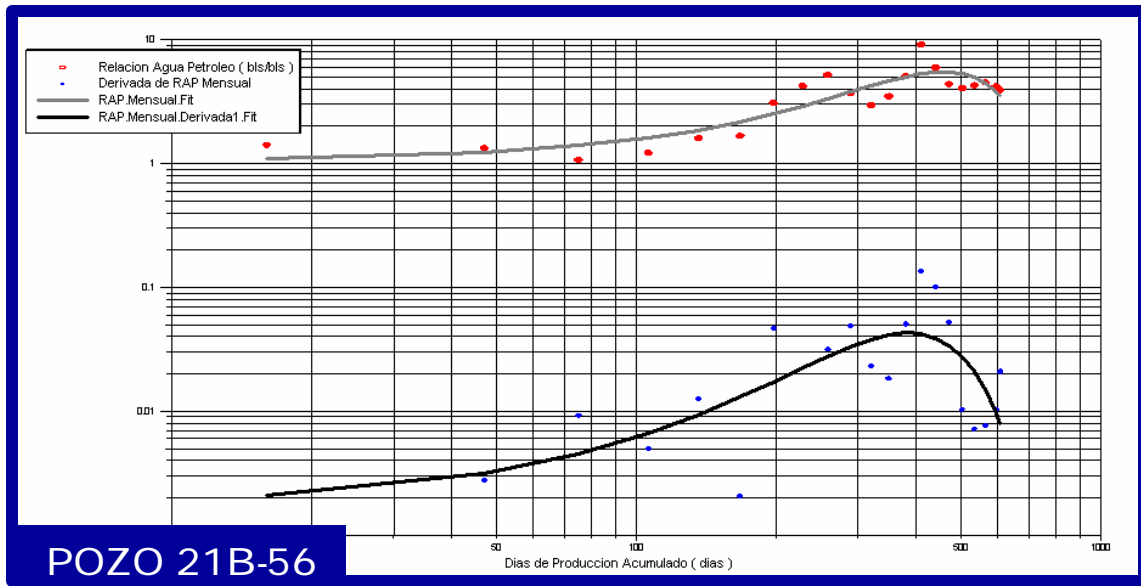


Figura 5.18 Gráfico Diagnóstico. Pozo 21B-56. Yacimiento BDV-1.

9. Baja RGP (aplica para BES)

La evaluación de la arena U2 registró una RGP de 22727 para noviembre del 1996, en noviembre de 1998 se recomienda el abandono de la arena U2 debido a la baja tasa registrada y el alto corte de agua y se reporto una RGP de 93750, por lo tanto, se observa un incremento de la RGP en un período prudencial de tiempo y se debe considerar el uso de un separador de gas.

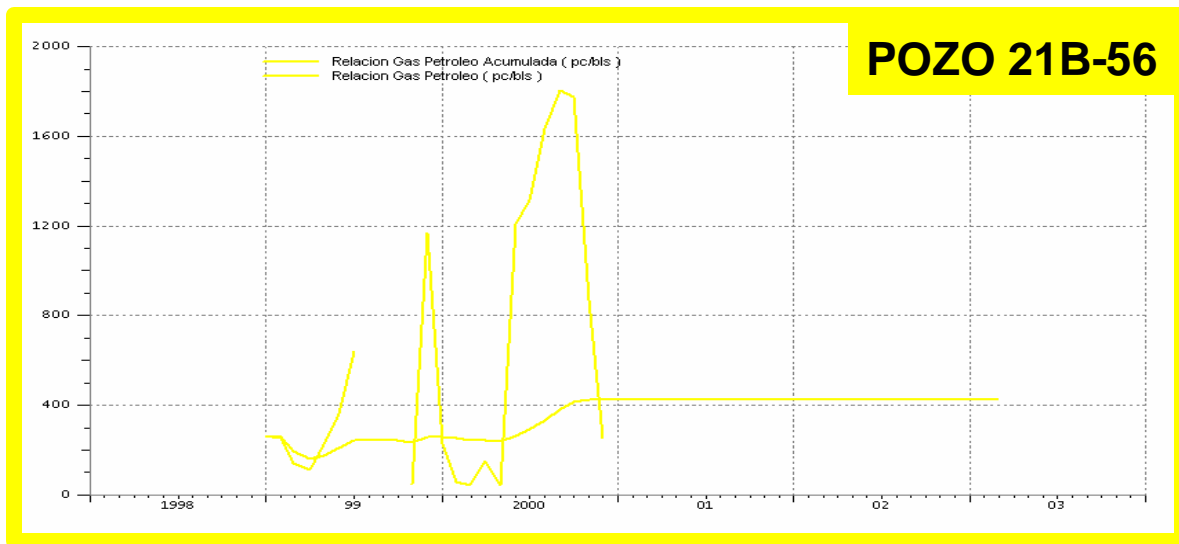


Figura 5.19 Gráfico Tiempo vs. RGP. Pozo 21B-56. Yacimiento BDV-1.

10. Que no exista problemas de arenamiento (aplica para BES)

La revisión de la carpeta del pozo 21B-56 no registra problemas de arenamiento en la arena U2, es decir no existen inconvenientes para la aplicación de Bombas electrosumergibles debido a esta condición.

5.5.2 Revisión de Pozos Candidatos

La revisión de los pozos del yacimiento BDV-1 del Campo Budare que cumplen con las condiciones para aplicar la completación DUAL BES permitió identificar un pozo (21B-56) como posible candidato. La metodología llevada a cabo en esta revisión es la siguiente:

1. Revisión del archivo del pozo (trabajos realizados, pruebas especiales, etc.)
2. Revisión de registros (hueco abierto y entubado)
3. Revisión de reservas
4. Revisión de diagramas de completación
5. Historia de producción

Esta revisión permitió obtener un conocimiento global de las condiciones en que se encuentra el pozo y una visión de los posibles trabajos de reacondicionamientos que se requieren para realizar la completación DUAL BES. En el Apéndice A se muestran algunos productos de esta revisión (Fichas, diagramas de completación, curvas de producción, perfiles, etc.)

5.6 REVISIÓN DEL SIMULADOR DWS SEGREGATED IPW

La revisión del Simulador DWS Segregated IPW permitió establecer los parámetros iniciales que se requieren para generar el perfil del cono de agua y la gráfica de ISOLINEAS con el fin de optimizar la producción de agua y petróleo al implementar

completación DUAL en los pozos candidatos. También se tiene como objetivo en esta simulación obtener la configuración que proporcione la producción de petróleo con mayor efectividad por medio de la aplicación de Bombeo Electrosumergible en ambas sartas de completación.

5.6.1 Corrida del Simulador

Una vez suministrada la información referente a los fluidos presentes en el yacimiento, parámetros del perfil de cono de agua y características de la completación tanto en la zona de agua como en la zona de petróleo se procedió a iniciar las corridas del simulador variando los siguientes parámetros:

1. Relación Kv/Kh (entre 0.3 y 0.6)
2. Tope y Base de la Completación en la Zona de Petróleo
3. Tope y Base de la Completación en la Zona de Agua
4. Tasa de Agua
5. Tasa de Petróleo

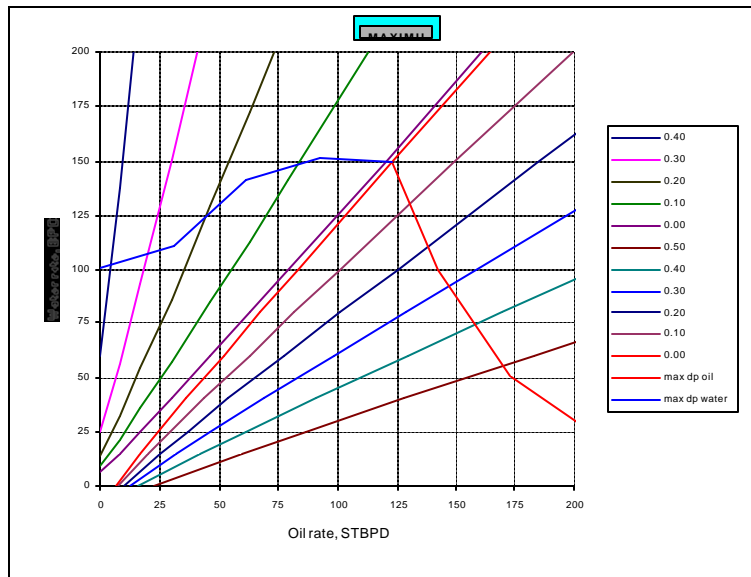


Figura 5.20 Gráfico de ISOLINEAS – Relación Kv/Kh = 0.3

La relación K_v/K_h modifica en forma directa la gráfica de ISOLINEAS (Figura 5.20) generadas por el simulador, debido a esta relación se presentan cuatro (4) escenarios donde se efectúa la simulación, a continuación se muestran los escenarios que depende directamente de la relación K_v/K_h :

- Escenario # 1 – Relación $K_v/K_h = 0.3$
- Escenario # 2 – Relación $K_v/K_h = 0.4$
- Escenario # 3 – Relación $K_v/K_h = 0.5$
- Escenario # 4 – Relación $K_v/K_h = 0.6$

La variación del tope y Base de la completación en la zona de petróleo y en la zona de agua se ve limitada por el espesor en cada zona respectivamente. El pozo candidato 21B-56 presenta 45´ de espesor neto con una columna de petróleo de 30´ y una columna de agua de 15´.

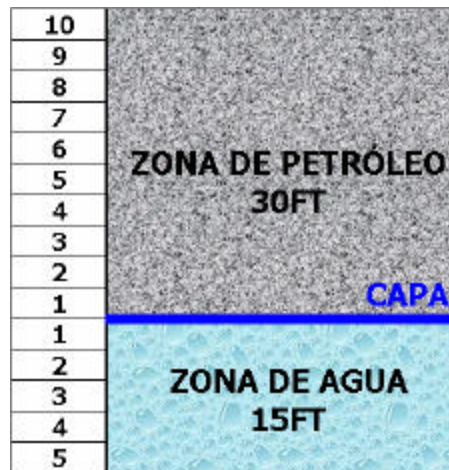


Figura 5.21 Esquema de Variación Tope y Base de la Completación DUAL

Las perforaciones en ambas columnas se deciden variar cada tres pies, esto genera 50 configuraciones distintas que se presentan entre 10 pasos en la columna de petróleo y 5 pasos en la columna de agua, estas variaciones son efectuadas hasta encontrar la configuración que asegure la estabilización constante del contacto agua – petróleo (Anexo A).

Las restricciones que afectan las tasas de producción se presentan a nivel operativo, es decir, las tasas que pueden manejar las bombas para un diámetro de casing de 7".

5.6.2 Correlaciones Generadas a partir de la Simulación

La simulación realizada permitió establecer patrones de comportamiento entre la tasa de petróleo y la tasa de agua para una relación Kv/Kh específica, tomando en cuenta el porcentaje de agua y sedimentos y a su vez la estabilización del cono de agua, también se consideró la configuración de la completación al momento de generar las correlaciones.

La estabilización del cono de agua se estableció para tasas de producción con un rango de porcentaje de agua y sedimentos entre 0% y 30%, para garantizar la producción de la zona de transición que se encuentra entre la columna de petróleo y la columna de agua.

5.6.3 Predicción del Comportamiento del Cono de Agua

La estabilización del cono de agua se efectuó variando cada uno de los parámetros antes mencionados hasta encontrar las tasas de producción de petróleo y agua.

Después de efectuar la simulación y lograr la estabilización del contacto agua – petróleo se realizó un estudio del comportamiento del cono de agua en cada una de los escenarios propuestos, en esta fase se tomo en cuenta la variación de la gráfica de ISOLINEAS, revisando las correlaciones entre la tasa de producción de petróleo y agua a partir de la relación Kv/Kh, tomando como punto de partida la estabilización del contacto agua – petróleo, el % de agua y sedimentos y la configuración de la completación.

Luego se procedió a optimizar las tasas de producción de petróleo y agua a partir de los resultados obtenidos en cada una de las correlaciones encontradas en el gráfico de ISOLINEAS generado por el simulador y en cada configuración.

5.7 REVISIÓN TÉCNICO – OPERATIVO

La revisión técnico operativa se realizó con fin de obtener una visión de la configuración de la completación DUAL con bomba electrosumergible en ambas sartas y las posibles limitaciones que se pudieran presentar durante el trabajo asociado al reacondicionamiento del pozo.

Durante la revisión y consulta del proyecto en pozos con revestidor de 7" se estableció que existen restricciones con tamaño de los equipos y accesorios para efectuara la instalación, por lo tanto, se procedió estudiar la posibilidad de perforar un pozo con revestidor de 9 5/8" para implementar la completación propuesta.

5.8 ANÁLISIS ECONÓMICO

El programa de evaluaciones económicas fue el método que permitió evaluar la rentabilidad del proyecto, esta es una herramienta basada en la metodología del flujo de caja descontado, utilizando el mejor estimado a fin de garantizar en la medida de la posible el retorno de la inversión. Las variables consideradas son las siguientes:

- Egresos:
 1. Gastos: Perforación del Pozo Modelo (Revestidor de 9 5/8")
 2. Gastos de Producción: Mantenimiento, impuesto de la renta, aporte de PDVSA.

- Ingresos:
 1. Precios de Venta según Escenario: año base 2004, moneda 2003, 1600 Bs/\$.
 2. Ganancial de Producción: Para efectos de la evaluación económica se estimaron las producciones según las capacidad ofrecida por la bombas electrosumergible en un rango de 1200 BPD a 1500 BPD.

El programa de evaluacònes económicas se rige por los lineamientos de PDVSA para evaluar la rentabilidad de todos sus proyectos y requiere datos adicionales tales como: Potencial Esperado, °API del crudo, relación gas-petróleo esperada, luego realiza

los cálculos donde se obtiene el valor presente neto "VPN" y el tiempo en que se recupera la inversión (tiempo de pago).

Para la evaluación económica del Pozo Modelo (revestidor de producción 9 5/8") se utilizó un potencial esperado en un rango que va desde 1200BPD hasta 1500BPD que representan las tasas que puede manejar la bomba electrosumergible que se encuentra en la zona de petróleo y se tomaron los costos de la perforación del Pozo = 1030 MMBs; adicionando a esto el precio de la completación Dual Bes suministrado por la compañía de servicios estimando un valor de 640 MMBs, para producir un crudo de 32 °API. La hoja de cálculo permite evaluar varios casos, esto contribuye a calcular el VPN y los indicadores económicos

Adicionalmente se realizaron sensibilidades, estimando el VPN con la variación del precio de venta del barril, si se incrementan los costos en la inversión y si el gasto de producción varía, y así se verificó la rentabilidad del proyecto bajo diversos escenarios de evaluación.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

La necesidad de encontrar tecnologías innovadoras para el control de agua que generen una reducción en los costos y un aumento en la producción de hidrocarburo es una de las principales inquietudes que se presentan cuando se encuentran yacimientos con acuíferos asociados, la búsqueda de un método eficiente de producción que permita el manejo adecuado de las reservas existente impulsa a la industria petrolera a evaluar nuevos proyectos.

La completación DUAL para controlar la invasión de agua en la columna de petróleo es un método que tiene recientes aplicaciones mundiales, su aplicación en yacimientos que presentan empuje hidráulico como mecanismo de producción muestra un incremento en la producción de petróleo e impide al cono de agua irrumpir a través de las perforaciones productoras en la zona de petróleo. Esto es logrado por la producción de agua desde las perforaciones debajo del contacto agua-petróleo, al mismo tiempo que se produce petróleo desde las perforaciones en el tope de la arena.

La implementación de un nuevo diseño de completación para controlar la conificación de agua en el yacimiento BDV-1 del Campo Budare e incrementar el factor de recobro es el objetivo que persigue esta evaluación técnico - económica, los resultados obtenidos se presentan a continuación:

6.1 ANÁLISIS DEL YACIMIENTO BDV -1

La revisión integral del yacimiento BDV-1 mostró que la zona Central – Norte del campo presenta excelentes características de producción. En esta zona, prácticamente todas las arenas se encuentran en contacto (U1U,U; U1U,L; U1L,1; U1L,M; U1L,L y U2) consecuentemente todos los pozos aquí ubicados registraron producciones importantes durante varios años, también exhibe las mejores características petrofísicas (porosidad, espesor y permeabilidad).

Es importante destacar que el yacimiento BDV-1 es el más grande del campo Budare, de donde proviene el 75% de la producción de todo el campo, iniciando su explotación en 1968. La presión inicial del yacimiento fue de 1750 μ c, actualmente se ubica en 1600 lpc declinando 150 lpc en poco mas de 30 años de producción producto de la actuación del mecanismo de producción (Empuje Hidráulico).

El campo Budare presenta alta producción de agua que según Diagnóstico del comportamiento del yacimiento proviene de:

1. Conificación en pozos verticales y/o "crestring" en pozos horizontales del agua del acuífero asociado al yacimiento.
2. Canalización del agua producto de la mala calidad del cemento en el anular de los pozos que permiten comunicación de los estratos productores de petróleo con zonas acuíferas.
3. Problema de control direccional durante la perforación del pozo que trae como consecuencia penetrar arenas con alta saturación de agua.
4. Avance del frente de agua hasta alcanzar las perforaciones de los pozos productores.
5. Pozos completados en la zona de transición de los fluidos (agua-petróleo) que comienzan a partir de altos cortes de agua desde su inicio.

Debido a que uno de los principales problemas en el campo Budare es la conificación de agua el implementar completación DUAL BES para controlar el agua se presenta como una opción tecnológicamente atractiva para su aplicación.

6.2 ANÁLISIS DE APLICACIÓN DE BES

La revisión de pozos completados con Bombeo Electrosurgible reveló la aplicación de este método de levantamiento artificial en el pozo 21B-06, único modelo presente en el campo Budare.

Una de las principales preocupaciones al implementar este método de levantamiento artificial en el yacimiento BDV-1, era la temprana conificación del agua en el pozo 21B-06, con la consiguiente pérdida de las reservas recuperables de petróleo debido a la producción acelerada por Bombeo Electrosurgible. Mediante este método

el pozo 21B-06 produjo 1.6MMBLS de fluido (800MBN) con un corte de agua que se mantuvo en 50% en promedio durante sus primeros ocho meses.

La evaluación obtenida de la completación con BES en el campo Budare a través de la revisión del pozo 21B-06 reflejó el manejo de altas tasas de producción de petróleo sin acelerar la producción de agua, lo que representa una oportunidad de aplicar completación DUAL con bombeo electrosumergible.

6.3 ANÁLISIS DE POZOS CANDIDATOS

La selección de los pozos candidatos a la aplicación de completación DUAL BES se efectuó cumpliendo con las condiciones propuestas para completación dual control de conificación "CDCC" en un campo petrolero.

Después de un estudio de las condiciones necesarias para la aplicación de "CDCC" se seleccionó el pozo 21B-56 como único candidato. El análisis del pozo consistió en una evaluación de la información revisada acerca del pozo, esto incluye el diagnóstico de su historia de producción, características de la arena de interés, comentarios de los eventos más importantes (trabajos realizados) y su influencia en las condiciones del pozo.

6.3.1 Análisis del Pozo 21B-56

1. Revisión del Archivo del Pozo

A mediados de 1995 se inicia las actividades de perforación para crear el pozo 21B-56 estableciendo su completación original en las arenas U2, T, S3 y CRETAC. INF. B, ubicado en el Campo Budare. Durante la completación se encontró baja permeabilidad y porosidad en las arenas del CRETACEO por lo que se decide aislar con TDH y completar las arenas U2, T y S3. A fin de poder incrementar la producción se realiza un cambio de zona de la arena T a la U2, debido a que la arena T aportaba 15BPPD con 98% AYS mientras que la arena U2 aportaba 360BPPD con 47.6% AYS y la S3 fue cerrada por producción de arena; durante el cambio de zona se realizó un trabajo de limpieza con Coiled Tubing.

En noviembre de 1996 es finalizado el trabajo de reacondicionamiento permanente # 1 que consistió en cementar las arenas U2, T y S3; debido a la mala cementación detrás del revestidor; reperforar las arenas U2 Y S3 y completar sencillo selectivo con Gas Lift. La evaluación de la arena U2 registró 14% de petróleo y 86% de agua en 32BPPD con una RGP de 22727 y la arena S3 80% de petróleo y 20% de agua en 36 BPPD.

El reacondicioamiento permanente # 2 se efectuó en noviembre de 1998 con el objetivo de abandonar la arena U2, perforar y evaluar arenas U1,4 y TM completando sencillo selectivo con Gas Lift en las arenas S3, TM y U1,4 con el fin de aumentar la producción. El abandono de la arena U2 se recomienda debido a la baja tasa registrada y el alto corte de agua, 16BPPD con 98% AYS y una RGP de 93750, producto de una conificación de la arena originada por el acuífero asociado al yacimiento. El pozo quedo completado con equipo de Gas Lift en la arenas TM y U1,4 dejando entre empacaduras la arena S3. Se dejó en producción la arena U1,4 reportando una producción de 95BPPD con 99% de producción de crudo.

2. Revisión de la Historia de Producción

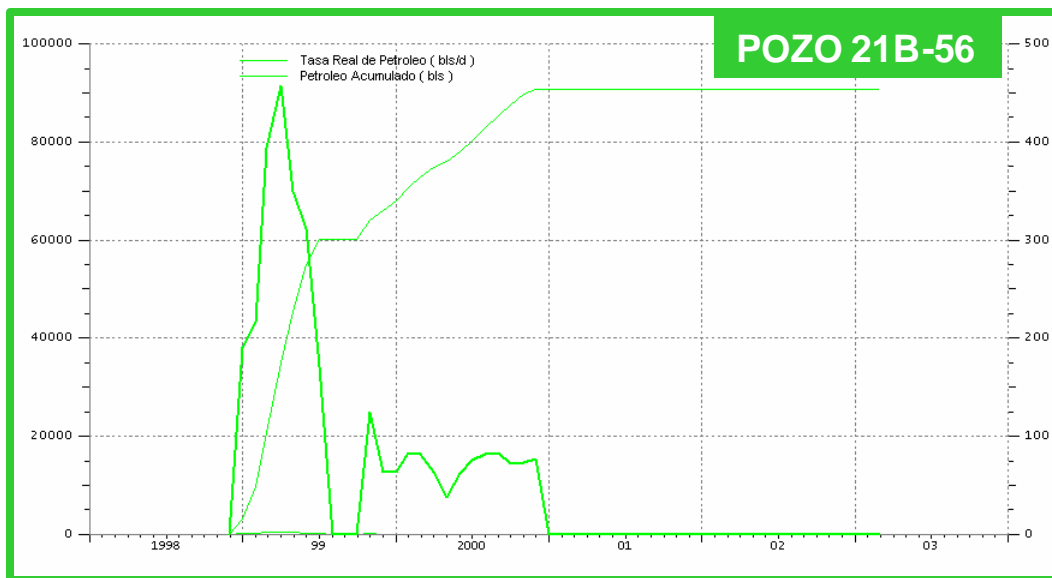


Figura 6.1 Comportamiento de Producción. Pozo 21B-56

El gráfico de comportamiento de producción del pozo 21B-56 (Figura 6.2) muestra una fuerte declinación en la primera etapa de la historia y un aumento progresivo del corte de agua. El incremento del volumen de agua producido causó una disminución considerable en el volumen de crudo recuperado en superficie.

3. Revisión de Registros

El pozo 21B-56 presenta diversos registros entre los cuales se encuentran Inducción, GR, USIT/CBL/VDL/CCL, Densidad Neutrón, WST, Sónico Bipolar (DSI).

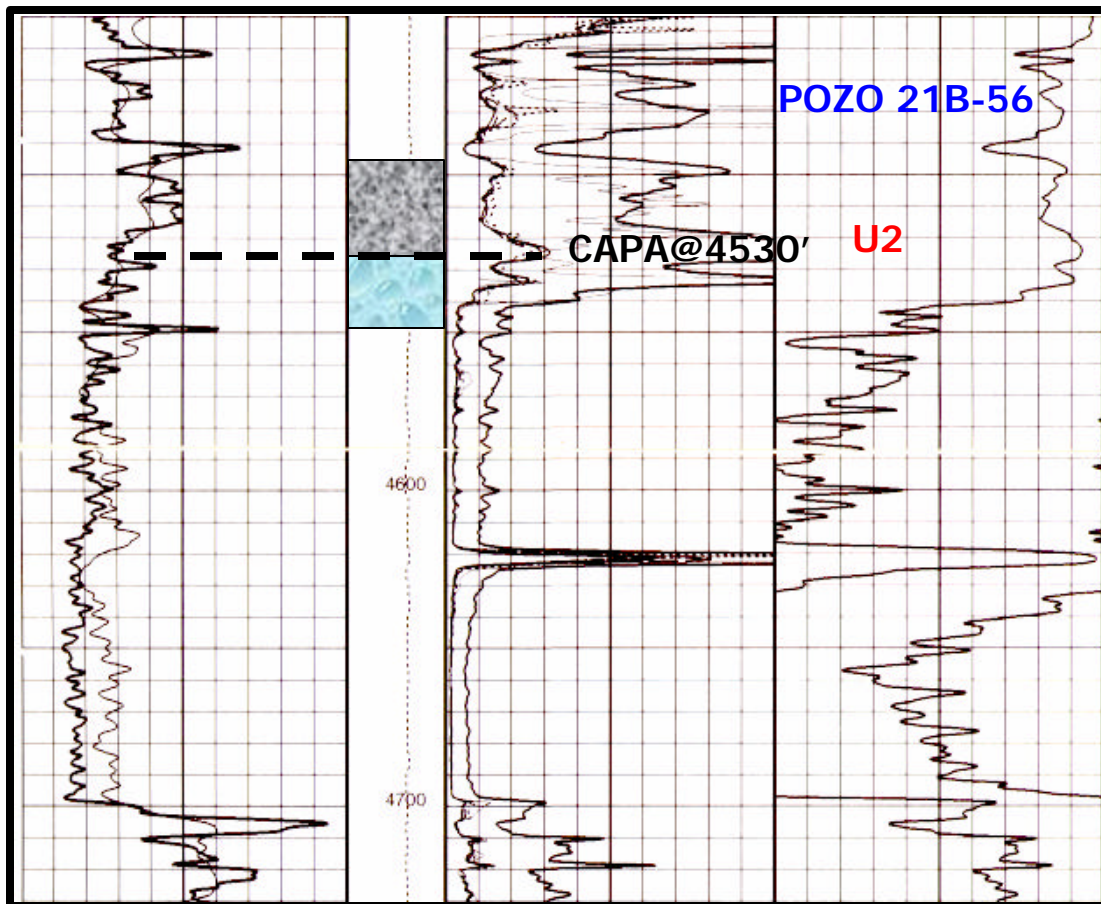


Figura 6.2 Perfil GR/SP/AIT. Pozo 21B-56. Arena U2.

En la Figura 6.1 se muestra el perfil SP/GR/AIT para el pozo 21B-56 donde se puede apreciar la arena U2 que presenta un espesor de 45FT con una columna de petróleo de 30FT y una columna de agua de 15FT, el contacto agua petróleo actual se ubica a

4530FT. El pozo esta completado en una arena limpia con alta resistividad, sin embargo la arena inferior tiene medidas de resistividad indicativas de agua, también presenta un sello de lutita por encima y debajo de la arena de interés.

4. Revisión de Diagrama de Completación

A continuación se muestra el diagrama de completación actual del pozo 21B-56:

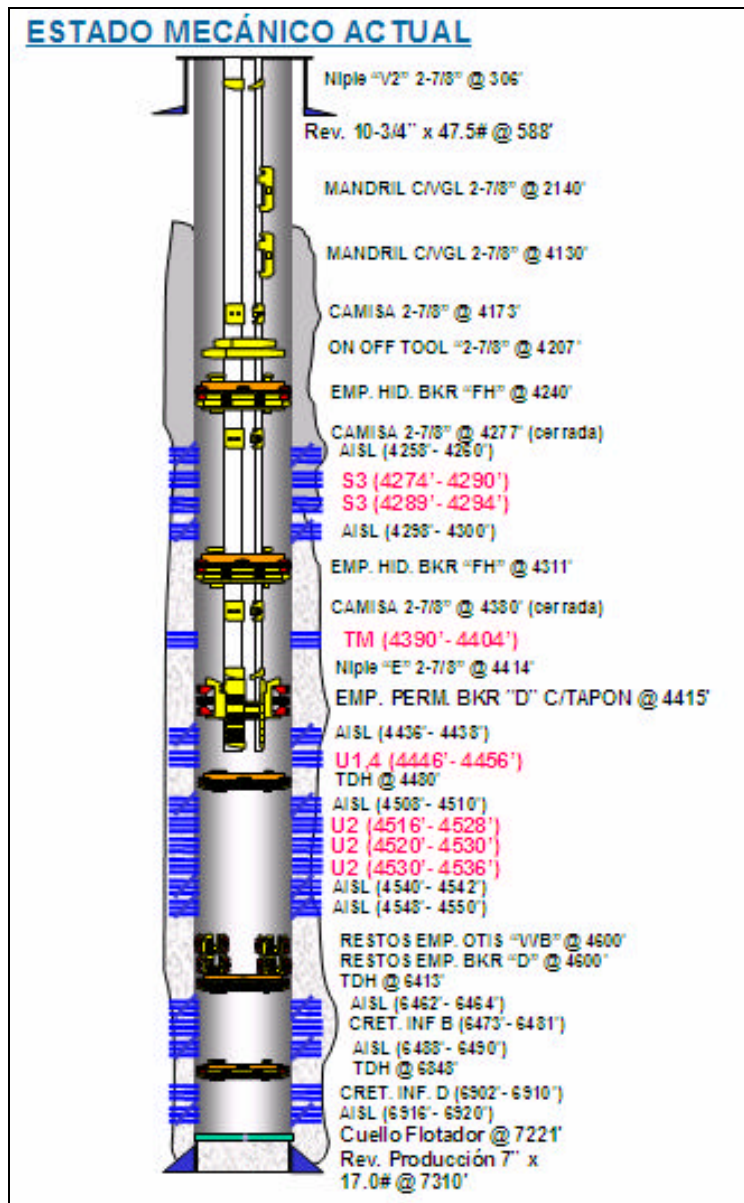


Figura 6.3 Diagrama Mecánico Actual. Pozo 21B-56.

5. Revisión de Reservas

Las reservas recuperables según el sumario de producción por yacimiento en julio de 1998 indica que para el yacimiento BDV-1 existe una reserva recuperable por pozo de 120000BNP para la arena U2 y en el caso del Pozo 21B-56 muestra una reserva remanente de 99.995 BNP lo que verifica que el pozo presenta una conificación temprana.

6.3.2 Análisis de Curvas Diagnóstico

A continuación se discuten el gráfico diagnóstico de la producción de agua en la arena U2 en el pozo 21B-56, el cual se basa en el comportamiento de la relación agua-petróleo (RAP) y su derivada (RAP').

El gráfico diagnóstico (Figura 6.4) muestra una disminución con el tiempo de la derivada de la relación agua-petróleo, lo cual se interpretó como conificación de agua, generado por el acuífero asociado al yacimiento.

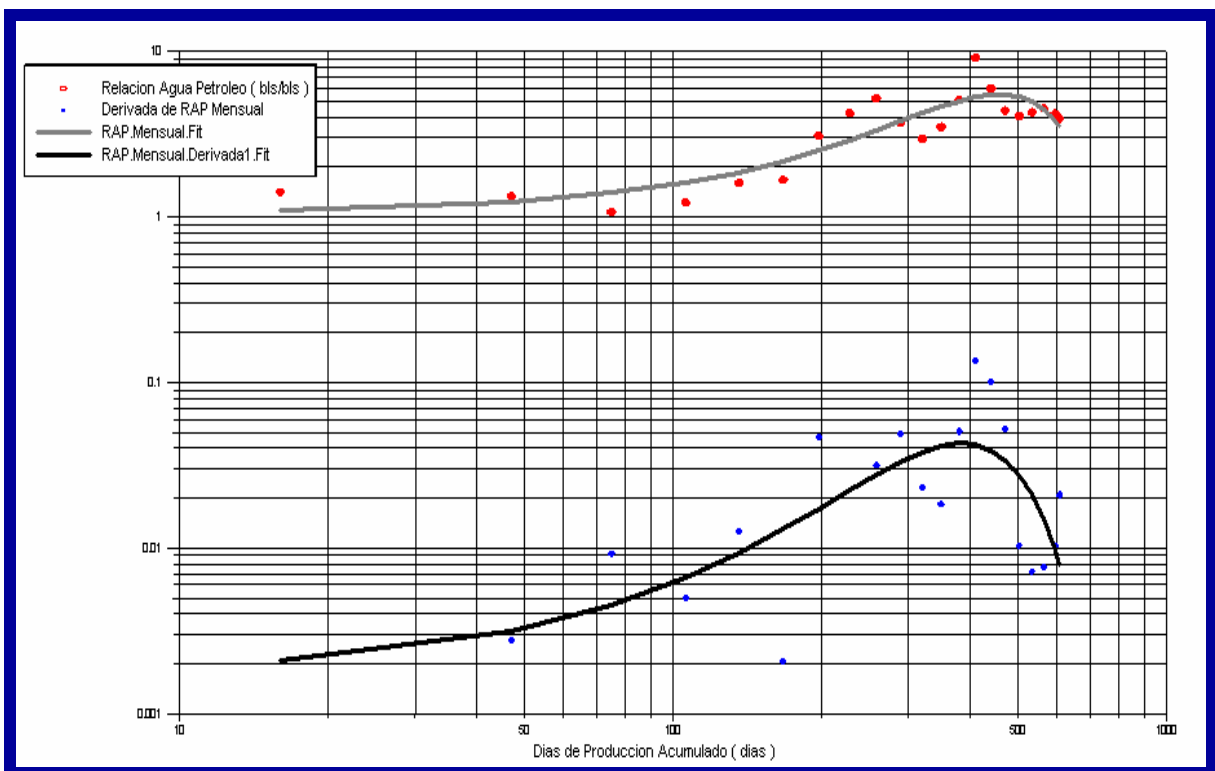


Figura 6.4 Gráfico Diagnóstico. Pozo 21B-56. Yacimiento BDV-1

6.4 ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN

La revisión del Simulador DWS Segregated IPW permitió establecer las variables que se requieren iterar para generar el perfil del cono de agua y la gráfica de ISOLINEAS con el fin de optimizar la producción de agua y petróleo al implementar completación DUAL en el pozo 21B-56.

La relación Kv/Kh modifica en forma directa la gráfica de ISOLINEAS generadas por el simulador, debido a esta relación se generan cuatro (4) escenarios donde se efectuó la simulación. A continuación se muestran los escenarios que se generan directamente de la relación Kv/Kh:

- Escenario # 1 – Relación Kv/Kh = 0.3
- Escenario # 2 – Relación Kv/Kh = 0.4
- Escenario # 3 – Relación Kv/Kh = 0.5
- Escenario # 4 – Relación Kv/Kh = 0.6

En la tabla 6.1 se encuentran los valores de la tasa de petróleo y agua que generan la estabilidad del cono de agua para cada uno de los escenarios propuestos

	Kv/Kh=0.3	Kv/Kh=0.4	Kv/Kh=0.5	Kv/Kh=0.6
Qw	Qo	Qo	Qo	Qo
1000	355	360	368	370
2000	680	684	690	697
3000	1010	1012	1018	1024
4000	1330	1334	1340	1346
5000	1660	1664	1668	1672
6000	1990	1996	2000	2010
7000	2310	2312	2317	2325
8000	2650	2655	2665	2672
9000	3000	3008	3016	3020

Tabla 6.1 Correlaciones Qw vs. Qo - 25%AYS – Relación Kv/Kh (0.3 – 0.6)

La simulación generó a través de la variación de la relación Kv/Kh correlaciones que permiten relacionar la tasa de agua vs. La tasa de petróleo.

A continuación se presentan las correlaciones encontradas a partir de la simulación para cada uno de los escenarios planteados:

$$Q_w = -57.7156 + 3.0376 * Q_o \quad \text{Relación Kv/Kh} = 0.3 \text{ (Ec. 6.4.1)}$$

$$Q_w = -66.6990 + 3.0349 * Q_o \quad \text{Relación Kv/Kh} = 0.4 \text{ (Ec. 6.4.2)}$$

$$Q_w = -83.7144 + 3.0336 * Q_o \quad \text{Relación Kv/Kh} = 0.5 \text{ (Ec. 6.4.3)}$$

$$Q_w = -97.9545 + 3.0312 * Q_o \quad \text{Relación Kv/Kh} = 0.6 \text{ (Ec. 6.4.4)}$$

Las ecuaciones 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3 y 6.4.4 se desarrollan una vez verificada la independencia que tiene las tasas de producción de petróleo y agua de la configuración en la completación del pozo al lograr la estabilización del contacto agua – petróleo.

En la figura 6.5, figura 6.6, figura 6.7 y figura 6.8 muestran un gráfico de ISOLINEAS generado a partir de de la tasa de petróleo y la tasa de agua en condiciones de estabilidad del cono de agua. El porcentaje de agua y sedimentos, en este caso 25%, representa el valor asociado a la producción de la zona de transición que se produce por las perforaciones en la columna de petróleo.

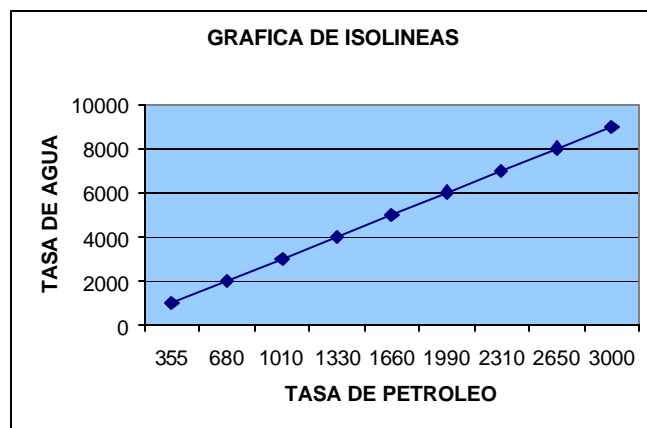


Figura 6.5 Gráfico de ISOLINEAS - 25%AYS – Relación Kv/Kh 0.3

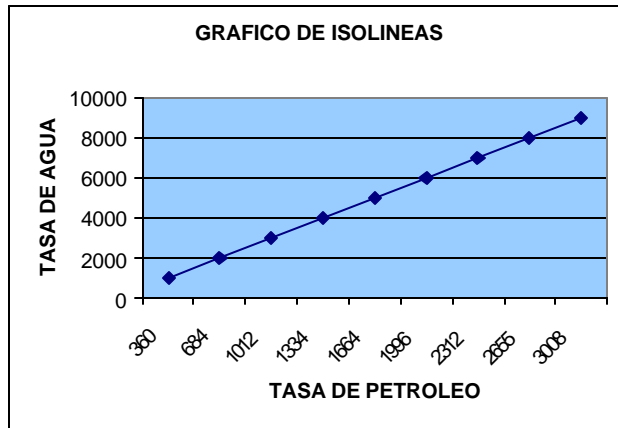


Figura 6.6 Gráfico de ISOLINEAS - 25%AYS – Relación Kv/Kh 0.4

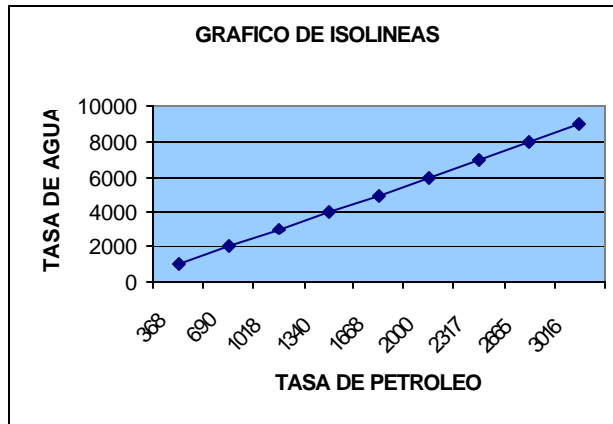


Figura 6.7 Gráfico de ISOLINEAS - 25%AYS – Relación Kv/Kh 0.5

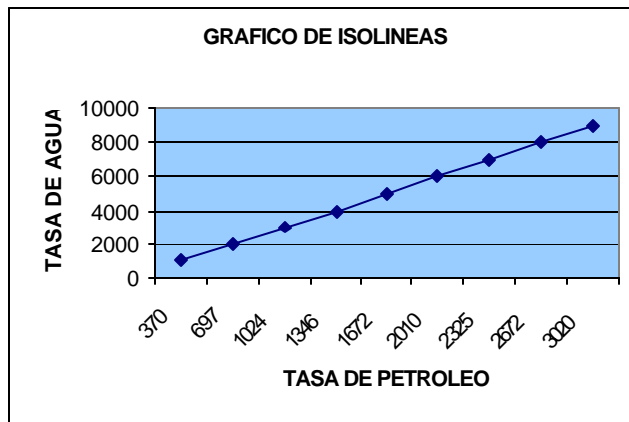


Figura 6.8 Gráfico de ISOLINEAS - 25%AYS – Relación Kv/Kh 0.6

En el Anexo A se puede visualizar como la configuración de la completación afecta el perfil del cono de agua en las adyacencias del pozo pero no influye en la estabilidad del contacto agua – petróleo, esto se efectuó para una relación Kv/Kh de 0.3 con una tasa de agua de 1000BPD y una tasa de petróleo de 355BPD.

6.4 ANÁLISIS TÉCNICO-OPERACIONAL

La completación de un pozo que presenta revestidor de 7" con dos tuberías de producción y bomba electrosumergible en ambas sartas constituye un gran reto a nivel operativo, ya que su instalación se considera compleja.

Entre las restricciones que se encontraron a nivel operativo debido al revestidor de 7" se encontraron las siguientes:

- La bomba colocada en la parte inferior (productora de agua), debe ser de mayor tamaño que la bomba de la zona productora de crudo. Esta bomba inferior sería de 4" de Diámetro Externo.
- La bomba superior también tendría restricciones en tamaño, ya que debe haber una tubería by-pass para la producción de agua (2 3/8" max.), entonces el tamaño de esta bomba sería 3.75" de diámetro externo.
- Solamente la bomba superior necesitaría alrededor de 5 motores de 25 HP cada una aproximadamente, lo cual implicaría casi 100 pies en adicional al resto del sistema (bomba, protectores, separadores de gas, sensor, etc.) alrededor de 200 pies. Entonces, estaríamos corriendo en el pozo dos sistemas de BES de 300 pies aproximadamente cada una, más las dos tuberías de producción.
- En cuanto a la completación, restricciones de coupling, packers, peso de cada sarta y velocidad de fluido.

6.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

Todo proyecto para su aplicación debe incluir una evaluación económica que permita estimar en cuanto se podrá incrementar la producción y cuales son los beneficios económicos asociados a la inversión. La evaluación económica contempló

diversos escenarios tomando en cuenta la capacidad de producción ofrecida por las bombas electrosumergibles que se proponen implementar tanto en la zona de agua como en la zona de petróleo, estas fueron seleccionadas para un Pozo Modelo de diámetro de revestidor de producción de 9 5/8" y las correlaciones encontradas para la estabilización del contacto agua – petróleo.

La evaluación se llevo acabo tomando como principales indicadores el valor presente neto y la tasa interna de retorno. Como se puede observar en la tabla 6.2 en todos los casos se obtiene un VPN mayor a cero lo que indica que el proyecto satisface desde el punto de vista económico las exigencias requeridas, además, que la inversión es recuperada a la tasa establecida en el periodo determinado como horizonte económico igual a 10 años, siendo en todos los casos analizados el tiempo de pago menor a 2 años.

Tabla 6.2 Indicadores Económicos

ESCENARIO	\$/BL	TASA DE PETRÓLEO	TASA DE AGUA	VPN	TIR
1	12	1200	3000	1219	30%
	14	1200	3000	1889	40%
	16	1200	3000	2558	50%
	18	1200	3000	3228	61%
	20	1200	3000	3897	71%
2	12	1300	3000	1468	34%
	14	1300	3000	2194	45%
	16	1300	3000	2920	56%
	18	1300	3000	3645	68%
	20	1300	3000	4370	78%
3	12	1400	3000	1719	38%
	14	1400	3000	2500	50%
	16	1400	3000	3282	62%
	18	1400	3000	4062	74%
	20	1400	3000	4844	86%
4	12	1500	3000	1968	42%
	14	1500	3000	2806	54%
	16	1500	3000	3642	68%
	18	1500	3000	4480	80%
	20	1500	3000	5316	94%

Los análisis de sensibilidad tienen por objeto determinar el impacto que puede significar sobre los indicadores económicos calculados (VPN, TIR) algún cambio en las variables y / o parámetros considerados en la evaluación económica y adquiere mayor importancia cuando el resultado de la evaluación es marginal o sea que la diferencia con relación a las exigencias mínimas es muy pequeña.

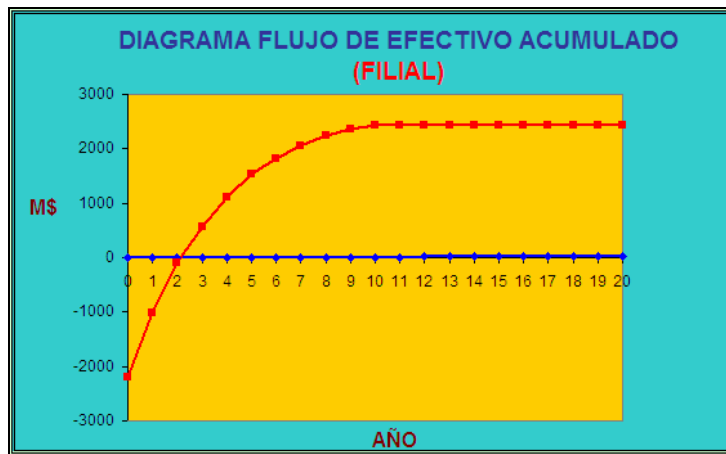


Figura 6.9 Diagrama de Flujo Acumulado – Escenario 1 (1200BPD) – 12\$/BL

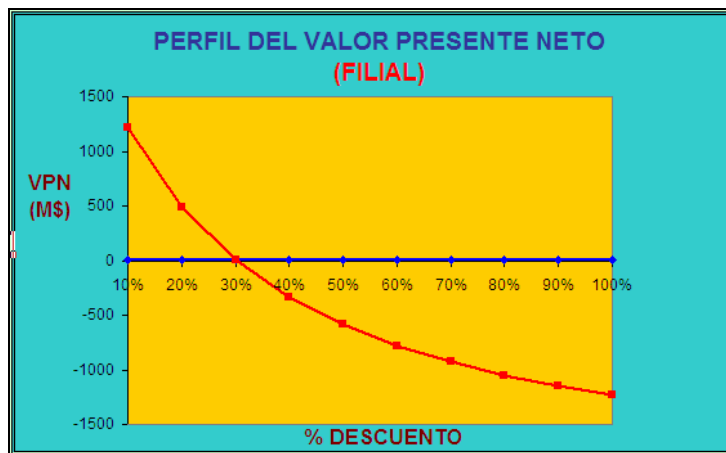


Figura 6.10 Perfil del Valor Presente Neto – Escenario 1 (1200BPD) – 12\$/BL

En el análisis de sensibilidad realizado se puede apreciar que el cambio del precio de barril tiene un mayor impacto sobre el valor presente neto VPN, y en menor proporción pero significativa la tasa de producción de crudo, pero siempre se mantiene la robustez del proyecto.

El éxito del proyecto depende exclusivamente de cumplir con las condiciones para aplicar completación DUAL con bombeo electrosumergible en ambas sartas y de la optimización de las tasas de producción tanto en la zona de agua como en la zona de petróleo, ya que tasas de producciones erróneas puede conllevar a la inestabilidad del contacto agua – petróleo y como consecuencia la conificación del mismo.

CONCLUSIONES

1. La completación DUAL BES ofrece excelentes oportunidades para el control de la conificación y drenaje de las reservas en el yacimiento BDV-1 del Campo Budare.
2. Las arenas U1U,U; U1U,L; U1L,U; U1L,L y U1L,M del yacimiento BDV-1 no presentan valores de permeabilidad que permitan evaluar la completación propuesta mientras que la arena U2 del mismo yacimiento cumple con la condición de permeabilidad requerida (deseable $>1000\text{md}$).
3. El modelo de simulación muestra la variación del perfil de cono de agua como resultado de la configuración por encima y debajo del contacto agua – petróleo. La estabilidad del CAP depende de la tasa de producción en la zona de petróleo y en la zona de agua respectivamente.
4. La simulación generó a través de la variación de la relación K_v/K_h correlaciones que permiten relacionar la tasa de agua vs. La tasa de petróleo para cada uno de los escenarios planteados.
5. El pozo seleccionado (21B-56) permitiría evaluar la aplicación de este método de levantamiento artificial en el campo Budare.
6. El revestidor representa una de las restricciones de mayor importancia por el tamaño de los equipos y accesorios necesarios para efectuar la instalación, por lo tanto, se considera el proyecto DUAL BES poco factible y muy riesgoso para un revestidor de 7".
7. La factibilidad operacional de implementar la tecnología propuesta se ve limitada y esta sujeta a las facilidades de superficie.

8. La evaluación económica (TIR=XXX, VPN=XXX) demuestran la factibilidad técnico – económica de la implementación de completacón "DUAL BES" en el Campo Budare.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar la factibilidad de perforar un Pozo Modelo con revestidor de 9 5/8" para aplicar la completación DUAL BES en la arena U2 del yacimiento BDV-1 del Campo Budare
2. Verificar que el Pozo Modelo con revestidor 9 5/8" cumpla con las condiciones para aplicar completación DUAL control de conificación en el yacimiento BDV-1 del campo Budare.
3. Optimizar las tasa de producción de la zona de agua y la zona de petróleo respectivamente para una configuración con revestidor 9 5/8", por medio del simulador DWS Segregated IPW.
4. Verificar el comportamiento del perfil del cono de agua a través de las diferentes configuraciones encontradas dentro de la columna de agua y petróleo y determinar cual cumple con las condiciones de estabilidad del contacto agua – petróleo.
5. Verificar a través de los registros la ubicación del contacto agua – petróleo actual para eliminar incertidumbres que pueden conllevar a una configuración errónea en la completación de la zona de agua y petróleo.
6. Verificar la factibilidad del proyecto (revestidor 9 5/8") con el simulador ECLIPSE 100 que posee la flexibilidad de incorporar el concepto dual para eliminar incertidumbre con respecto al comportamiento del perfil del cono de agua.
7. Verificar las facilidades de superficie para la aplicación de completación "DUAL BES" en el campo Budare (Pozo Modelo - revestidor 9 5/8").

8. Realizar un análisis económico y evaluación de riesgo del proyecto para el pozo modelo (revestidor 9 5/8") considerando la actividad de perforación y la completación DUAL con bomba electrosumergible en ambas sartas (equipos de subsuelo y equipos de superficie).

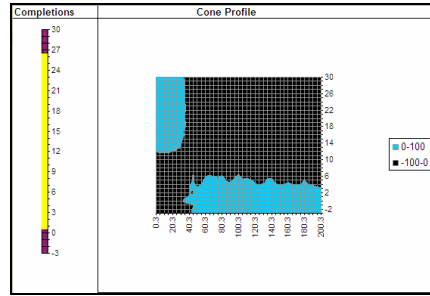
BIBLIOGRAFÍA

1. Brunings, Carlos, "Evaluación del Bombeo Electrosumergible en el pozo 21-B-6 Campo Budare – Distrito San Tomé", Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, 1991.
2. Chan, K. "Water Control Diagnostic Plots" SPE 30775, presentado en la conferencia y exposición anual de la SPE, Dallas, U.S.A, Oct. 23-25, 1995.
3. Changir, Rafael, "Evaluación de producción de crudo extrapesado con Bombeo Electrosumergible e inyección de Diluyente a nivel de la arena productora en pozos horizontales", Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, 1998.
4. Chea, C.K., Bowlin, K.R., "Field Application of In-Situ Gravity Segregation to Remediate Prior Water Coning" SPE 38296, presentado en la conferencia y exposición anual de la SPE, Long Beach, California, Junio 26-27, 1997.
5. Chivico, Zuney, "Extracción de crudo pesado y extra – pesado mediante Bombeo Electrosumergible en pozos horizontales de los Campos Jobo y Cerro Negro Sur de Monagas", Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, 1997.
6. "Completación y Reacondicionamiento de Pozos", PDVSA CIED, segunda versión, 1997.
7. Gatlin, Carl, "Petroleum Engineering. Drilling and well completions", Englewood Cliffs, N.J., 1960.
8. Gomes, Manuel, "Diseño de instalaciones de Bombeo Electrosumergible en pozos de crudo pesado del yacimiento Urdaneta01", Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, 1993.
9. Inikori O.O., Wojtanowicz, A.K., "Contaminated Water Production in Old Oil Field with Downhole Water Separation: Effects of Capillary Pressures and Relative Permeability Hysteresis" SPE 66536, presentado en la conferencia y exposición anual de la SPE, San Antonio, Texas, Feb. 26-28, 2001.

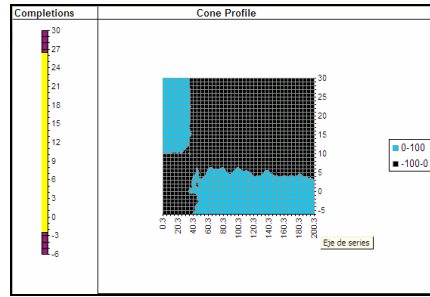
10. Llanos, Alba, "Análisis y evaluación del Sistema de Bombeo Electrosumergible (1998 – 2000) en la unidad Monagas Sur (Campo Uracoa – Tucupita)", Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, 2001.
11. López, S.I., "Simulación numérica del Proceso de Inyección Cíclica de Gas Natural en los Pozos SG-118 y BVR-18 del Campo Chimire y el Pozo 21B-27 Campo Budare", Informe Técnico, PDVSA INTEVEP, 1999.
12. Molina, Osmel, "Nuevas Estrategias de Explotación para Maximizar el Recobro del Yacimiento BDV-1 Arenas U1U,U; U1U,L; U1L,U; U1L,M; U1UL,L y U2 del Campo Budare", Trabajo de Post-grado, Universidad Central de Venezuela, 2001.
13. Medina, T.M., Hernandez, C.A., Parada, S.K., Mijares, O., "Diagnóstico del Comportamiento del Yacimiento (Control de Agua) Arenas U1/U4, Campo Budare", Informe Técnico, PDVSA INTEVEP, 1998.
14. PDVSA y Beicip- Franlab, "Estudio Integrado del Campo Budare", Informe Final, Unidad de Explotación Liviano San Tomé, Gerencia de Estudios Integrados, Puerto La Cruz, Febrero 2001.
15. Ramos, L.R., Shirman, E.I., Wojtanowicz, A.K., "Vertical Interferente Testing Method Using Dual Completions with Downhole Water Sink" SPE 62921, presentado en la conferencia y exposición anual de la SPE, Dallas, Texas, Oct.1-4, 2000.
16. Rivero G., De Jesús G., "Estudio para el Mejoramiento de Productividad en Pozos del Campo Budare, Proyecto 5071", Informe Técnico, PDVSA INTEVEP, 1998.
17. Silva, Luis, "Diseño de una metodología para la selección de un sistema óptimo de levantamiento artificial", Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, 2000.
18. Shirman, E.I., Wojtanowicz, A.K., "Water Cono Hysteresis and Reversal for Well Completions Using the Moving Spherical Sink Method" SPE 37467, presentado en la conferencia y exposición anual de la SPE, Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, Marzo 9-11, 1997.

- 19.** Shirman, E.I., Wojtanowicz, A.K., "Water Coning Reversal Using Downhole Water Sink – Teory and Experimental Study" SPE 38792, presentado en la conferencia y exposición anual de la SPE, San Antonio, Texas, Octubre 5-8, 1997.
- 20.** Shirman, E.I., Wojtanowicz, A.K., "More Oil with Less Water Using Downhole Water Sink Technology: A Feasibility Study" SPE 49052, presentado en la conferencia y exposición anual de la SPE, New Orleans, Louisiana, Oct.27-30, 1998.
- 21.** Swisher, M.D., Wojtanowicz, A.K., "In Situ-Segregated Production of Oil and Water – A production Method with Enviromental Merit: Field Application" SPE 29693, SPE/EPA Explotarion & Production Environmental Conference, Houston, Texas, March 27-29, 1995.
- 22.** Swisher, M.D., Wojtanowicz, A.K., "New Dual Completion Method Eliminates Bottom Water Coning" SPE 30697, presentado en la conferencia y exposición anual de la SPE, Dallas, Texas, Oct.22-25, 1995.
- 23.** Wojtanowicz, A.K., Bassiouni, Z., "Oilwell Coning Control Using Dual Completion with Tailpipe" SPE 21654, presentado en un simposio de operaciones de producción, Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, Abril 7-9, 1991.
- 24.** Wojtanowicz, A.K., Shirman E.I., Kurban H., "Downhole Water Sink (DWS) Completion Enchance OIL Recovery in Reservoirs with Water Coning Problem" SPE 56721, presentado en un simposio de operaciones de producción, Houston, Texas, Oct. 3-6, 1991.

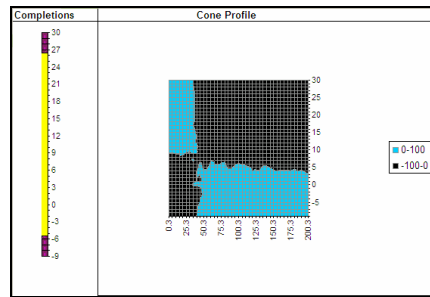
PERFIL	CONFIGURACION POZO 21B-56	
	ZONA DE PETRÓLEO - PIES POR ENCIMA DEL CAP	ZONA DE AGUA – PIES POE DEBAJO DEL CAP
1	30 – 27	0 – 3
2	30 – 27	3 – 6
3	30 – 27	6 – 9
4	30 – 27	9 – 12
5	30 – 27	12 – 15
6	27 – 24	0 – 3
7	27 – 24	3 – 6
8	27 – 24	6 – 9
9	27 – 24	9 – 12
10	27 – 24	12 – 15
11	24 – 21	0 – 3
12	24 – 21	3 – 6
13	24 – 21	6 – 9
14	24 – 21	9 – 12
15	24 – 21	12 – 15
16	21 – 18	0 – 3
17	21 – 18	3 – 6
18	21 – 18	6 – 9
19	21 – 18	9 – 12
20	21 – 18	12 – 15
21	18 – 15	0 – 3
22	18 – 15	3 – 6
23	18 – 15	6 – 9
24	18 – 15	9 – 12
25	18 – 15	12 – 15
26	15 – 12	0 – 3
27	15 – 12	3 – 6
28	15 – 12	6 – 9
29	15 – 12	9 – 12
30	15 – 12	12 – 15
31	12 – 9	0 – 3
32	12 – 9	3 – 6
33	12 – 9	6 – 9
34	12 – 9	9 – 12
35	12 – 9	12 – 15
36	9 – 6	0 – 3
37	9 – 6	3 – 6
38	9 – 6	6 – 9
39	9 – 6	9 – 12
40	9 – 6	12 – 15
41	6 – 3	0 – 3
42	6 – 3	3 – 6
43	6 – 3	6 – 3
44	6 – 3	9 – 12
45	6 – 3	12 – 15
46	3 – 0	0 – 3
47	3 – 0	3 – 6
48	3 – 0	6 – 9
49	3 – 0	9 – 12
50	3 – 0	12 – 15



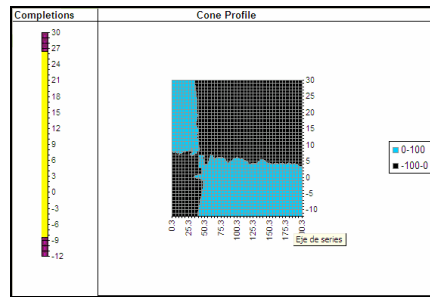
PERFIL 1



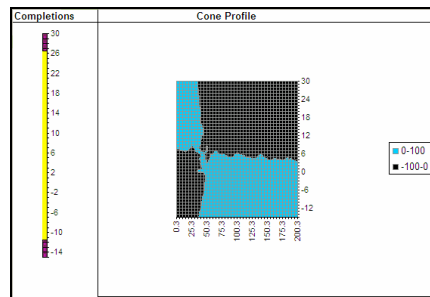
PERFIL 2



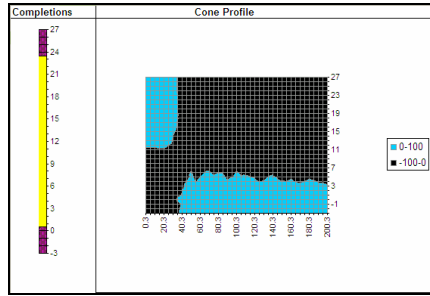
PERFIL 3



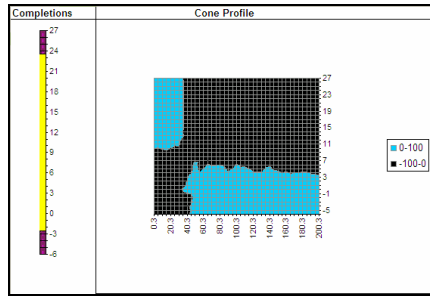
PERFIL 4



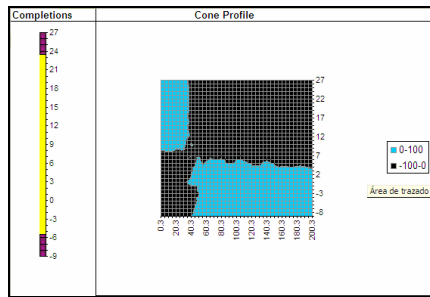
PERFIL 5



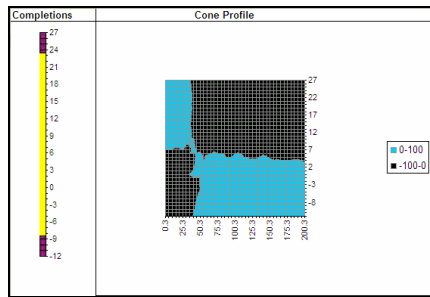
PERFIL 6



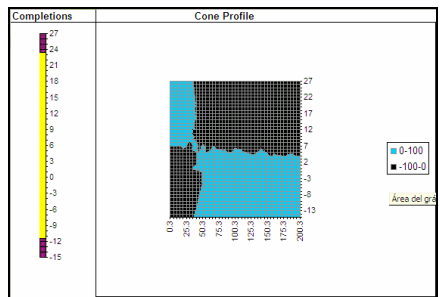
PERFIL 7



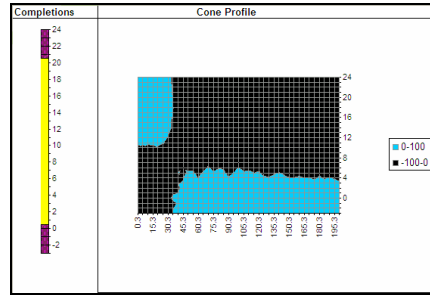
PERFIL 8



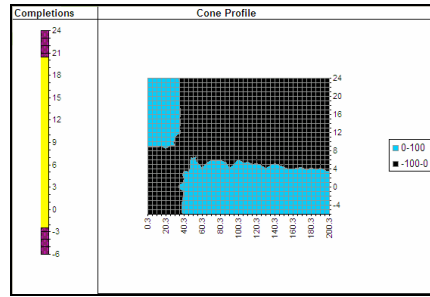
PERFIL 9



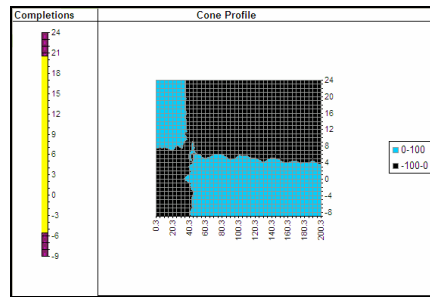
PERFIL 10



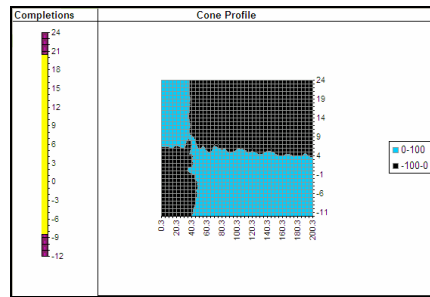
PERFIL 11



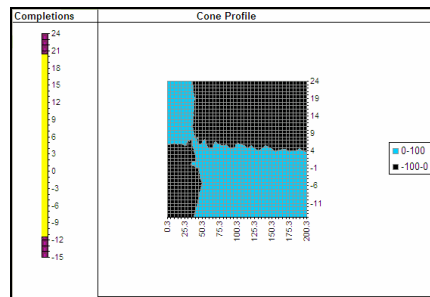
PERFIL 12



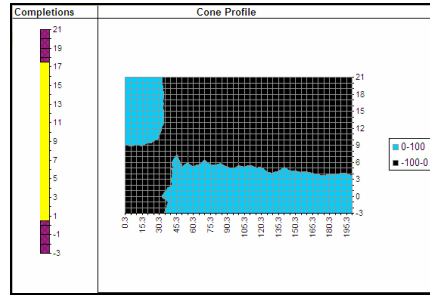
PERFIL 13



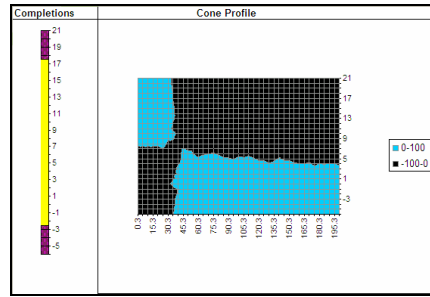
PERFIL 14



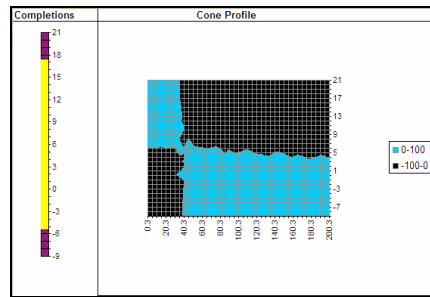
PERFIL 15



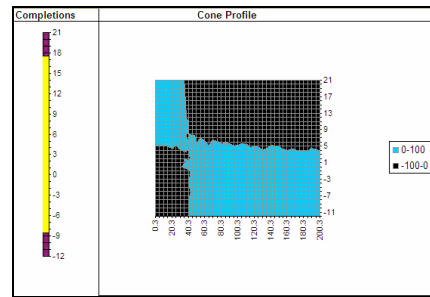
PERFIL 16



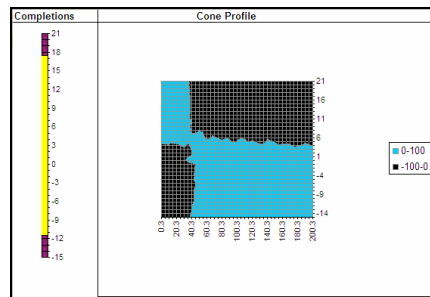
PERFIL 17



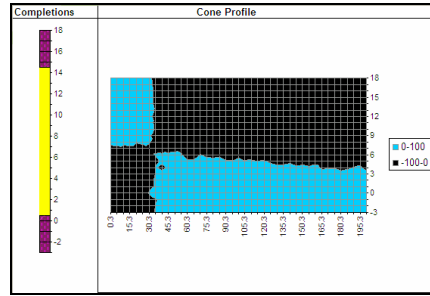
PERFIL 18



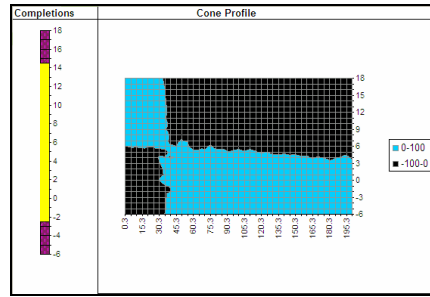
PERFIL 19



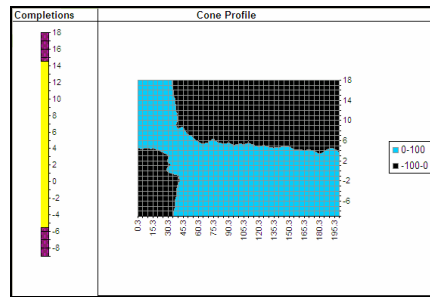
PERFIL 20



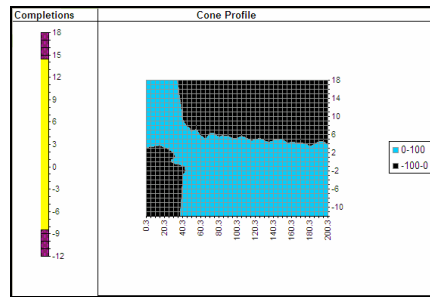
PERFIL 21



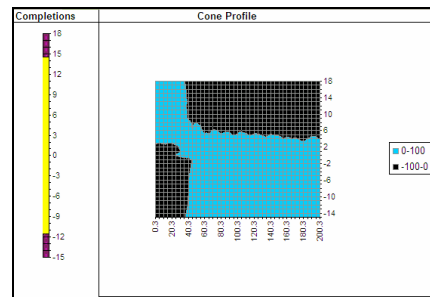
PERFIL 22



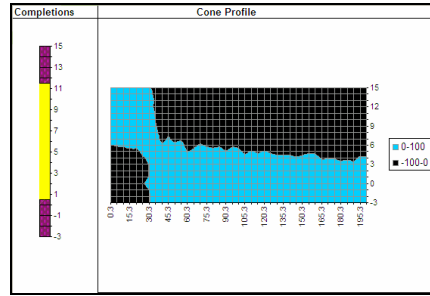
PERFIL 23



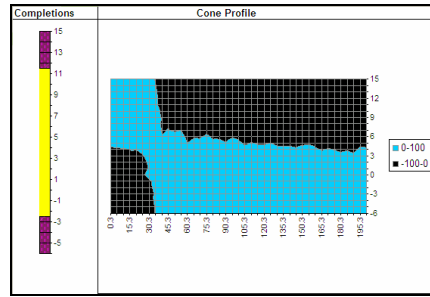
PERFIL 24



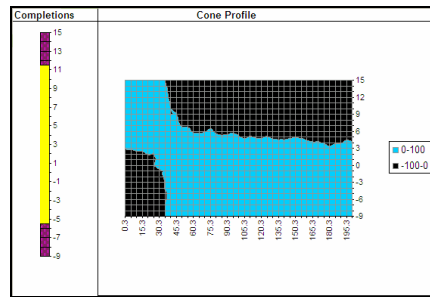
PERFIL 25



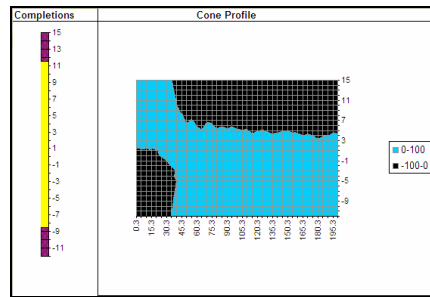
PERFIL 26



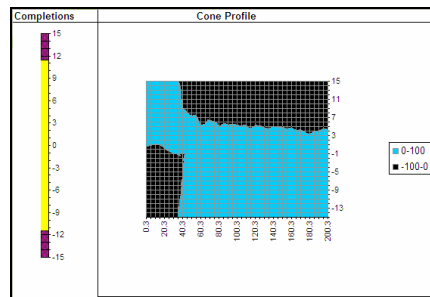
PERFIL 27



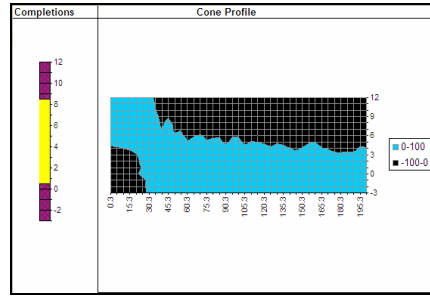
PERFIL 28



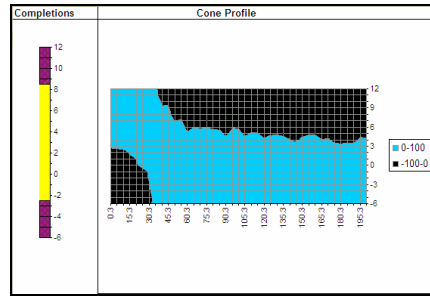
PERFIL 29



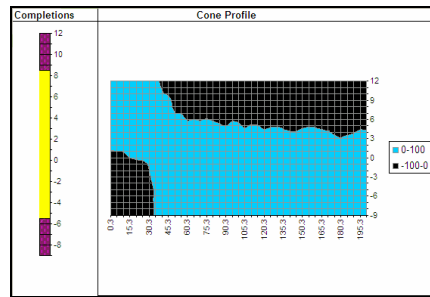
PERFIL 30



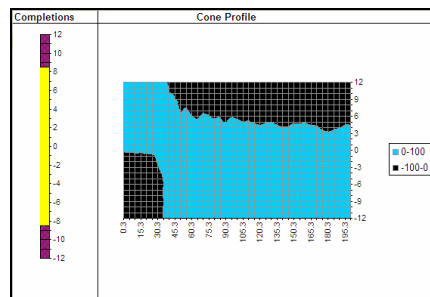
PERFIL 31



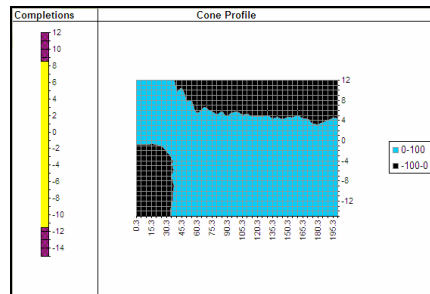
PERFIL 32



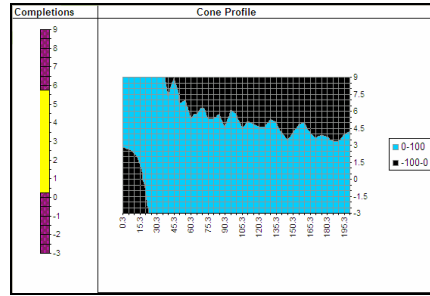
PERFIL 33



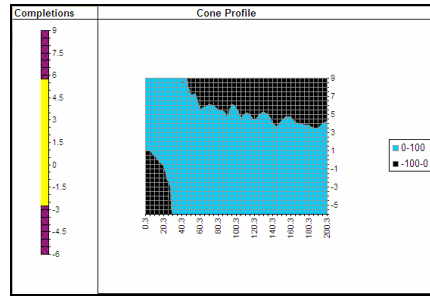
PERFIL 34



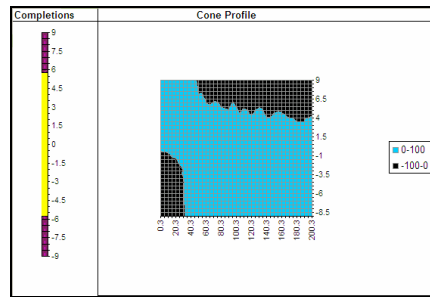
PERFIL 35



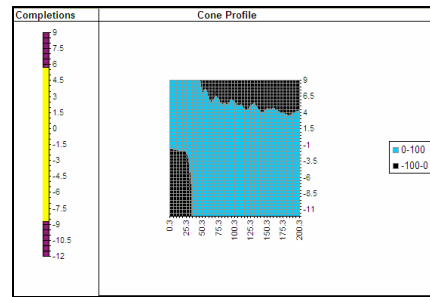
PERFIL 36



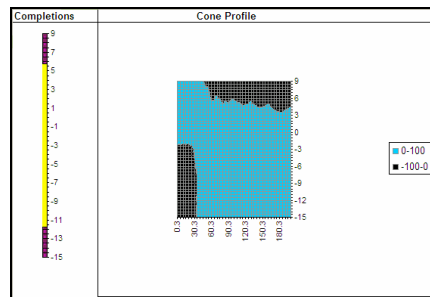
PERFIL 37



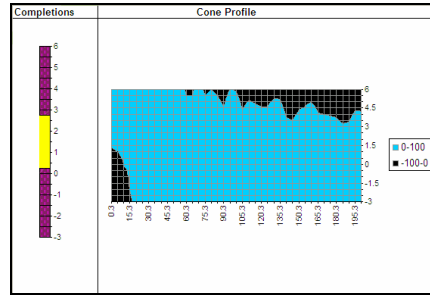
PERFIL 38



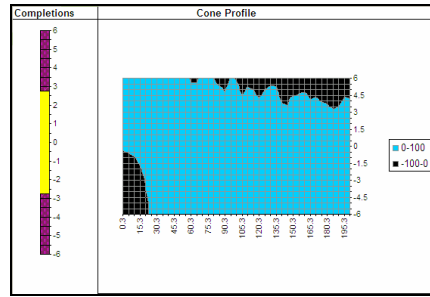
PERFIL 39



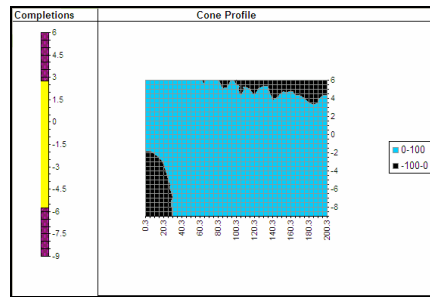
PERFIL 40



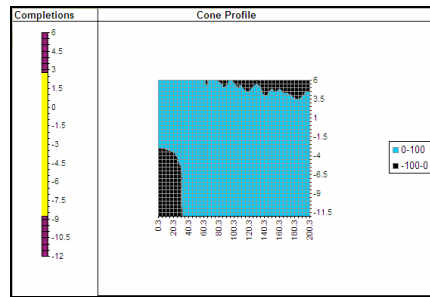
PERFIL 41



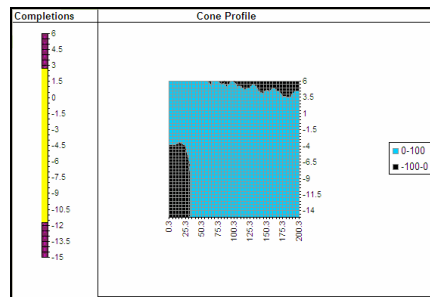
PERFIL 42



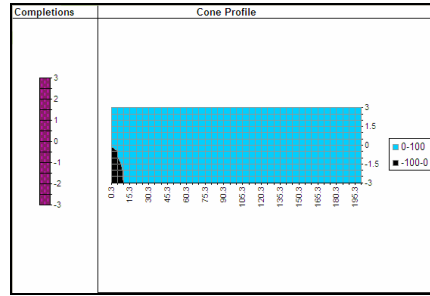
PERFIL 43



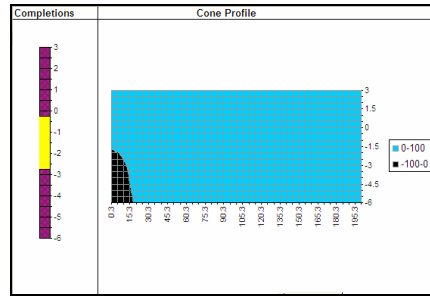
PERFIL 44



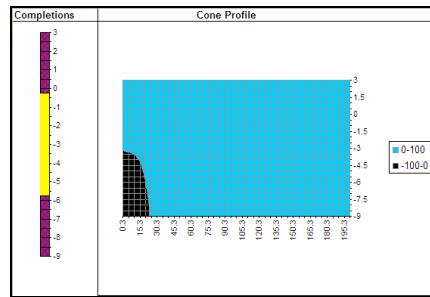
PERFIL 45



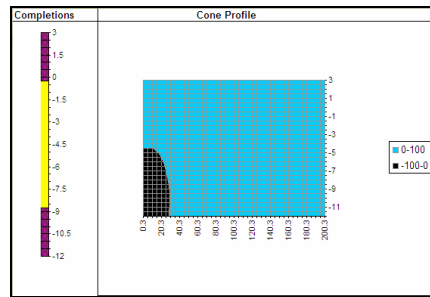
PERFIL 46



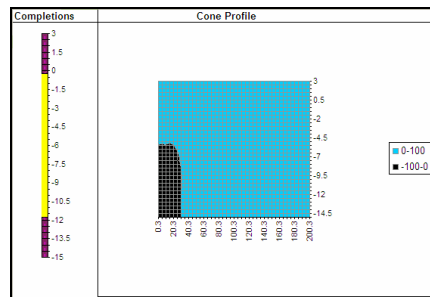
PERFIL 47



PERFIL 48



PERFIL 49



PERFIL 50

APÉNDICE I

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AMBIENTE SEDIMENTARIO

Es el complejo de las condiciones físicas, químicas y biológicas bajo las cuales se acumula un sedimento. Este complejo determina en gran parte las propiedades de los sedimentos depositados dentro del ambiente.

AMBIENTE FLUVIAL

Los ríos son los principales agentes de transporte de sedimentos de los continentes hacia los mares, regiones costeras y lagos. Una parte de estos sedimentos también es depositada en el continente a través de los procesos fluviales, es decir, los ríos no sólo son agentes erosionales y de transporte, sino que también son agentes de depocitación. El ambiente fluvial comprende: canal de río, llanura aluvial y los conos aluviales.

ARENISCA

Roca sedimentaria permeable procedente de la cementación de la arena; es buena conductora del agua subterránea y roca almacén de petróleo

BUZAMIENTO

Es el ángulo que forma la línea de máxima pendiente de una superficie geológica con el plano horizontal. Es siempre perpendicular al RUMBO. Se expresa en grados y dirección de inclinación.

CAMPO

Area que corresponde a extensión ininterrumpida del subsuelo en la cual se ha comprobado la existencia de depósitos de hidrocarburo. Un campo puede contener uno o varios yacimientos.

CUENCA

Es un área geológicamente deprimida cuyos espesores aumentan hacia su centro. Como por ejemplo la Cuenca Oriental de Venezuela.

CUENCA SEDIMENTARIA

Superficie extensa donde encuentran sedimentos no metamorfisados. En estas formaciones se ha encontrado siempre petróleo.

CURVAS O CONTORNOS ESTRUCTURALES

Son intersecciones de planos horizontales equidistantes con la superficie geológica que se desea representar; es decir; que son líneas horizontales que unen puntos de igual profundidad que representan una superficie geológica.

ESTRATIFICACIÓN

Término colectivo que denota la existencia de capas o láminas, planos que dividen las rocas sedimentarias de la misma o diferente litología

FACIES

Son todas aquellas características físicas, químicas y biológicas de una roca o depósito que la hace única y permiten diferenciarlas de otras adyacentes.

FACIES SEDIMENTARIAS

Es una secuencia de rocas sedimentarias que se caracteriza por su forma, litología estructura sedimentaria y presencia de fósiles.

FALLA

Ruptura de una superficie en dos o más bloques dislocados por movimientos diferenciales de desplazamiento más o menos vertical.

FORMACION

Es un grupo de rocas de características litológicas, regionalmente homogéneas, dentro de una sección estratigráfica. Es la unidad fundamental en la clasificación estratigráfica de las rocas.

LIGNITOS

Son capas de carbón, generalmente delgadas, muy común en la sección estratigráfica formada por depósitos de deltas.

LLANURA ALUVIAL

Es la superficie aplanada donde se encuentran los diferentes elementos fluviales (canales aluviales, diques naturales, abanico de rotura, etc.), y se caracteriza por presentar sedimentos arcillosos masivo, ricos en materia orgánica y capa de turbas, y es cubierta por el agua solamente durante las crecidas.

LUTITAS

Roca sedimentarias impermeable producto de la compactación de las arcilla, con estratificación muy delgada.

MAPA ESTRUCTURAL

Es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés. En el mapa estructural se proyectan datos que están en el subsuelo hasta un hipotético plano a nivel del mar.

MAPA ISOPACO

Es la representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos o entidades en el subsuelo.

MAPA ISOPACO DE ARENA TOTAL

Es la representación en un plano horizontal de los espesores de un cuerpo de arena, medidos en los perfiles de pozos. El espesor de cada cuerpo de arena, se determina estableciendo el tope y la base del cuerpo completo.

MARISMA

Area pantanosa con abundante presencia de materia orgánica ubicada entre los canales distributarios. El aporte sedimentario, en este sub-ambiente, se reduce principalmente al aporte de arcilla y limo proveniente de las aguas de inundación y a la sedimentación del material arenoso llevado allí, bajo la forma de abanico de rotura.

REGRESION

Retirada del mar, con la que emergen superficies en otro tiempo cubiertas por las aguas

RUMBO

Es el ángulo que forma una línea horizontal cualquiera de una superficie geológica (tope de un estrato) con la dirección Norte- Sur.

SECUENCIA DELTAICA

Se forma por el avance de una cuña sedimentaria hacia el mar, de tal forma que los sub-ambientes que aparecen distribuidos horizontalmente desde la llanura hasta la plataforma continental se apilan verticalmente a medida que el delta avanza, cubriéndose así la marina con la orilla y limo del prodelta, lo que origina un depósito de barras de desembocadura hacia arriba, y finalmente depósitos del canal distributivo o de llanura aluvial (Ley de Walther).

El espesor de una secuencia deltaica individual, después de la compactación, rara vez sobrepasa la decena de metros.

La superposición de numerosas secuencias deltaicas individuales forman una cuenca deltaica, la cual puede alcanzar varios millares de metros de espesor. La estratigrafía de la cuenca es el resultado de la relación entre la tasa de sedimentación (volumen de aportes fluviales) y las variaciones relativas del nivel del mar. Cuando la tasa de elevación del nivel del mar (subsistencia) es débil, los depósitos arenosos tendrán tendencia a coalescer vertical y lateralmente, en caso contrario, los cinturones arenosos serán aislados (Allen-Segura,1993).

SECUENCIA SEDIMENTARIA

Es la que muestra una evolución continua de la litología, la cual puede diferenciarse de otra secuencia elemental adyacente, y cuyo análisis permite determinar la evolución paleogeográfica y estratigráfica de los reservorios.

En los sedimentos detríticos se distinguen dos tipos de secuencias elementales, que son:

SISTEMA DELTAICO

Son agrupaciones de distintas facies sedimentarias relacionadas con el proceso de formación y evolución de un delta.

TRAMPA ESTRATIGRAFICA

Capa permeable limitada en todas las direcciones, bien por un cambio de facies o bien por un cambio en la formación.

TRANSGRESION

Expansión gradual de un mar somero que resulta en la inundación progresiva de tierra firme, tal como cuando el nivel del mar sube o la tierra se hunde.

LISTA DE FIGURAS

	Páginas	
Figura 1.1	Ilustración del Modelo Estructural	4
Figura 1.2	Ilustración del Modelo Estratigráfico	6
Figura 1.3	Ilustración del Modelo Sedimentológico	7
Figura 1.4	Ilustración del Modelo Petrofísico	9
Figura 1.5	Ilustración del Modelo de Fluidos	10
Figura 1.6	Flujograma representativo del Modelo de Simulación	12
Figura 1.7	Completación a Hueco Abierto	16
Figura 1.8	Completación con tubería ranurada no Cementada	17
Figura 1.9	Completación a Hueco Revestido y Cañoneado	18
Figura 1.10	Completación Sencilla sin Empacadura	19
Figura 1.11	Completación Sencilla con Empacadura	19
Figura 1.12	Completación de Doble Zona con una Sarta	21
Figura 1.13	Completación de dos Zonas con dos Sartas	22
Figura 1.14	Completación de tres Zonas con dos Sartas	22
Figura 1.15	Completación Simple y Doble con Empacadura	23
Figura 1.16	Completación Típica con instalación de Levantamiento Artificial. (A) Gas Lift. (B) Bombeo Electrosumergible	24
Figura 1.17	Bombeo Electrosumergible. Instalación de Subsuelo	26
Figura 1.18	Bombeo Electrosumergible. Equipo de Subsuelo. Cable Eléctrico	28
Figura 1.19	Curva de Desempeño de la Bomba	36
Figura 1.20	Bombeo Electrosumergible. Sensor de Presión	42
Figura 2.1	Actividad Sísmica del Campo Budare	45
Figura 2.2	Mapa Sísmico – Estructural del Tope arena U1U,U	46
Figura 2.3	Columna Estratigráfica / Registro Tipo del Campo Budare	47
Figura 2.4	Sección Estratigráfica en la dirección NO-SE	49
Figura 2.5	Unidades Genéticas (MFS 80-90) Identificadas en un Registro Tipo	49
Figura 2.6	Ilustración del Ambiente Sedimentario correspondiente a la unidad MFS 80-85	50
Figura 2.7	Análisis de los Contactos Agua-Petróleo. Compartimientos en el Campo Budare	51
Figura 2.8	Fotografía del Núcleo del Pozo 21B-55	52
Figura 2.9	Campo Budare. Relación Permeabilidad vs. Porosidad. Pozo 21B-55	53
Figura 2.10	Análisis Estadístico de las muestra de aguas de formación	54
Figura 2.11	Campo Budare. Parámetros de Producción	56
Figura 2.12	Campo Budare. Perfil de Presión Validado	58
Figura 3.1	Configuración Completación Básica	61
Figura 3.2	Perfil Dinámico del Contacto Agua – Petróleo	63
Figura 3.3	Histéresis del Cono de Agua	64
Figura 3.4	Histéresis Experimental del Cono de Agua	64

Figura 3.5	Esquema de Completación Convencional y IGS	65
Figura 3.6	Esquema del Modelo Físico de la Completación DWS	66
Figura 3.7	Esquema de Completación DWS	67
Figura 3.8	Representación de la Simulación del Perfil del Cono de Agua	69
Figura 3.9	Desarrollo de la Inversión del Cono de Petróleo en Pozos DWS	69
Figura 3.10	Principio del Control de Agua DWS	72
Figura 3.11	Mapa Tope de Gobernador "A/B"	73
Figura 3.12	Plan de Prueba de SSW-48	74
Figura 3.13	Seguimiento de Evaluación Pozo SSW-48	75
Figura 3.14	Completaciones Duales Disponibles con BES	76
Figura 4.1	Oil Field Manager (OFM)	77
Figura 4.2	Cargando El Mapa Base Liviano Oeste	79
Figura 4.3	Mapa Base Liviano Oeste	79
Figura 4.4	Serie de ventanas que se despliegan para filtrar el yacimiento	80
Figura 4.5	Pozos Completados en la arena U1U,U del yacimiento BDV 1	80
Figura 4.6	Opción Report de la barra de tareas que ofrece OFM	80
Figura 4.7	Ventanas para generar los reportes de producción	81
Figura 4.8	Reportes de producción del pozo 21B -2	81
Figura 4.9	Icono de la Opción PLOT	82
Figura 4.10	Ventana que se despliega para realizar Gráficos	82
Figura 4.11	Comportamiento Gráfico de Producción	82
Figura 4.12	Curva de Diagnóstico de CHANG	83
Figura 4.13	Oil Programa Maestro de Producción CENTINELA	84
Figura 4.14	Modelo de Análisis Económico de Producción (MAEP)	84
Figura 4.15	DWS Segregated IPW	88
Figura 4.16	DWS Segregated IPW – Perfil del Cono de Agua	89
Figura 4.17	DWS Segregated IPW – Datos de Entrada	90
Figura 4.18	DWS Segregated IPW – Gráfico de ISOLINES	91
Figura 5.1	Curva de Declinación del yacimiento BDV-1	95
Figura 5.2	Mapa de Petróleo Acumulado	96
Figura 5.3	Pozos con mayores acumulados.	96
Figura 5.4	Pozos con menores acumulados.	97
Figura 5.5	Índices de heterogeneidades Q_w vs. Q_o .	97
Figura 5.6	Campo Budare. Mapa Estructural. Pozos Candidatos. Arena U1U,U.	100
Figura 5.7	Campo Budare. Mapa Estructural. Pozos Candidatos. Arena U2.	100
Figura 5.8	Simulador CENTINELA – Menú Principal	101
Figura 5.9	Simulador SENTINELA. Menú – Prueba de Producción de un Pozo Completado	101
Figura 5.10	Simulador SENTINELA. Menú – Prueba de Producción de un Pozo Completado – Información Referencial	102
Figura 5.11	Simulador SENTINELA. Menú – Prueba de Producción de un Pozo Completado. Información Referencial. Condición General del Pozo	102
Figura 5.12	Campo Budare. Mapa Estructural. Arena U1U,U.	104

Figura 5.13	Campo Budare. Mapa Estructural. Arena U2.	105
Figura 5.15	Metodología Integral de Productividad (MIP). Permeabilidad. Arena U1U,U.	106
Figura 5.16	Perfil GR. Pozo 21B-56. Distribución Normal de la Permeabilidad Vertical.	106
Figura 5.17	Perfil USIT-CBL-VDL-CCL-GR. Pozo 21B-56. Registro de Cementación.	107
Figura 5.18	Gráfico Diagnóstico. Pozo 21B-56. Yacimiento BDV-1.	108
Figura 5.19	Gráfico Tiempo vs. RGP. Pozo 21B-56. Yacimiento BDV-1.	108
Figura 5.20	Gráfico de ISOLINEAS – Relación Kv/Kh = 0.3	110
Figura 5.21	Esquema de Variación Tope y Base de la Completación DUAL	111
Figura 6.1	Comportamiento de Producción. Pozo 21B-56	118
Figura 6.2	Perfil GR/SP/AIT. Pozo 21B-56. Arena U2	119
Figura 6.3	Diagrama Mecánico Actual. Pozo 21B-56	120
Figura 6.4	Gráfico Diagnóstico. Pozo 21B-56. Yacimiento BDV-1	121
Figura 6.5	Gráfico de ISOLINEAS – 25% AYS – Relación Kv/Kh=0.3	123
Figura 6.6	Gráfico de ISOLINEAS – 25% AYS – Relación Kv/Kh=0.4	124
Figura 6.7	Gráfico de ISOLINEAS – 25% AYS – Relación Kv/Kh=0.5	124
Figura 6.8	Gráfico de ISOLINEAS – 25% AYS – Relación Kv/Kh=0.6	124
Figura 6.9	Diagrama de Flujo Acumulado – Escenario 1 (1200BPD) – 12\$/BL	127
Figura 6.10	Perfil del Valor Presente Neto – Escenario 1 (1200BPD) – 12\$/BL	127

LISTA DE TABLAS

		Páginas
Tabla 1.1	Consideraciones para la Completación de Pozos	14
Tabla 2.1	Pruebas y Análisis PVT	54
Tabla 3.1	Comportamiento de Producción Pozo 21B-06	60
Tabla 5.1	Características Volumétricas del yacimiento BDV-1	95
Tabla 5.2	Campo Budare. Topes, Espesores y %AYS. Unidad de Flujo U2	103
Tabla 5.3	Campo Budare. Topes, Espesores y %AYS. Unidad de Flujo U1U,U	103
Tabla 5.4	Campo Budare. Espesores y CAPA. Unidad de Flujo U1U,U y U2.	104
Tabla 6.1	Correlaciones Qw vs. Qo – 25% AYS – Relación Kv/Kh (0.30 – 0.6)	122
Tabla 6.2	Indicadores Económicos	126