

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DEFINICION DE LA MEJOR ESTRATEGIA DE EXPLOTACION EN
UN CAMPO MADURO DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Ing. López K. Sonia I.
para optar al Título de
Especialista en Gerencia Integrada
de Yacimientos de Hidrocarburos

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DEFINICION DE LA MEJOR ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN EN UN CAMPO MADURO DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

Tutor Académico: Msc. Pablo Salazar

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Ing. López K. Sonia I.
para optar al Título de
Especialista en Gerencia Integrada de
Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas, Julio 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DEFINICION DE LA MEJOR ESTRATEGIA DE EXPLOTACION EN
UN CAMPO MADURO DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

**Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Ing. López K. Sonia I.
para optar al Título de
Especialista en Gerencia Integrada
de Yacimientos de Hidrocarburos**

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la Virgen...

A mi Madre y Padre, por su apoyo en todo momento...

A mi Esposo, Roberto, por su comprensión, ayuda y amor...

A mi pequeña hija, Sofía, inspiración y fuerza para todo lo que hago...

RESUMEN

El presente trabajo describe la metodología utilizada en el estudio integrado para definir la mejor estrategia de explotación en un Campo ubicado en la Cuenca Oriental, dentro de la denominada Área Mayor de Oficina

Verticalmente el área de estudio esta definida por las arenas U en la base hasta la G en el tope, que contienen un total de 36 yacimientos. Los principales grupos de arenas están conformadas por: G-I, L-M y T-U.

Las arenas productoras del Campo han sido tradicionalmente completadas y explotadas como yacimientos individuales. Esta estrategia de explotación es, en gran parte, antieconómica en el caso de yacimientos de pequeña extensión y lenticulares. El objetivo principal del presente estudio es determinar un plan de desarrollo para todo las principales arenas Campo.

Para definir el plan de desarrollo óptimo para el Campo se evaluaron diferentes estrategias de producción, como son: producción de cada arena individual, la posibilidad de unidades hidráulicas y/o de explotación así como proyectos de recuperación secundaria a través de inyección.

De acuerdo a los resultados obtenidos se definió un esquema de producción que combina la producción monocapa, unidades de explotación e inyección de agua. A través de la implementación de estos proyectos incrementará en forma significativa el valor presente neto del Campo con respecto a la actual estrategia de explotación mediante:

- Una recuperación más eficiente de reservas, pues mayores intervalos del reservorio estarán abiertos al flujo.
- El uso de sistemas de completación más sencillos.
- Incorporación de reservas secundarias

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	1
CAPITULO I. MARCO TEORICO	3
1.1. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	3
1.2. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN NATURAL	3
1.3. RECUPERACIÓN NATURAL	11
1.4. RECUPERACIÓN PRIMARIA	11
1.5. INYECCIÓN DE AGUA	13
1.6. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN	16
1.7. PRODUCCIÓN CONJUNTA DE YACIMIENTOS O COMMINGLED	19
1.8. ESTRATEGÍAS DE EXPLOTACIÓN	27
1.9. MANTENIMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	30
1.10. RESERVAS DE HIDROCARBUROS	34
1.11. MÉTODO PARA EL CALCULO DE RESERVAS	39
1.12. RESERVAS RECUPERABLES Y FACTOR DE RECOBRO	43
CAPITULO II. DESCRIPCION DEL CAMPO	45
2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	45
2.2. ESTRUCTURA	46
2.3. ESTRATIGRAFIA	46
2.4. PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS	48
2.5. CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN	49
2.6. DESCRIPCIÓN DE LAS ARENAS G-I, L-M-N Y T-U	49
2.7. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE EXPLOTACIÓN	67

CAPITULO III. MARCO METODOLOGICO	69
3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	70
3.2. ELABORACIÓN DE LAS BASES DE DATOS	70
3.3. PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN	74
3.4. ESTUDIO DE LAS PRINCIPALES ARENAS DEL CAMPO	76
3.5. ACTIVIDAD PROPUESTA	79
3.6. EVALUACIÓN ECONÓMICA	80
3.7. LIMITACIONES DE ESTUDIO	81
CAPITULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	83
4.1. ARENAS G-I	84
4.2. ARENAS L-M-N	130
4.3. ARENAS T-U	141
CONCLUSIONES	147
RECOMENDACIONES	149
REFERENCIAS	151
NOMENCLATURA	155
GLOSARIO DE TERMINOS	157
ANEXOS	165

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Mecanismos de Producción Natural de los Yacimientos

Figura 1.2. Esquema que presenta los tipos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje

Figura 1.3. Sistemas de Levantamiento

Figura 1.4. Producción Conjunta de Yacimientos

Figura 1.5. Unidades Hidráulicas: (a) Origen Erosivo-Estratigráfico y (b) Origen Estructural

Figura 1.6. Explotación Monocapas – Explotación Unidades

Figura 1.7. Esquema De la Clasificación de las reservas.

Figura 2.1. Ubicación Relativa del Campo en la Cuenca Oriental de Venezuela

Figura 2.2. Registro tipo arenas G e I2-3

Figura 2.3. Sección estratigráfica Oeste-Este de las arenas G e I2-3

Figura 2.4. Sección estratigráfica Sureste-Noroeste de las arenas G e I2-3

Figura 2.5. Mapa Oficial al tope de la arena I2-3

Figura 2.6. Mapa de litofacies arena I2L

Figura 2.7. Mapa de litofacies arena I3

Figura 2.8. Pozos con núcleo en las arenas I2-3

Figura 2.9. Análisis Sedimentológico - Arenas I2-3- Pozo P-116 – Intervalo 6285-6345'

Figura 2.10. Mapa Oficial al tope de la arena G

Figura 2.11. Mapa de litofacies arena G

Figura 2.12. Análisis sedimentológico del Pozo P-25 en la arena G

Figura 2.13. Registro tipo arenas L-M-N.

Figura 2.14. Mapa Oficial al tope de la arena L1U.

Figura 2.15. Mapa Oficial al tope de la arena L2U.

Figura 2.16. Mapa Oficial al tope de la arena N2U.

Figura 2.17. Núcleo del pozo P-116 en el intervalo L-M

Figura 2.18. Sección estratigráfica Este-Oeste donde se muestran las arenas L, M y N.

Figura 2.19. Registro tipo arenas T-U.

Figura 2.20. Mapa oficial al tope de la arena TU

Figura 2.21. Mapa oficial al tope de la arena U1U

Figura 3.1. Esquema de la Metodología empleada.

Figura 3.2. Ubicación de los pozos con núcleo.

Figura 3.3. Esquema de Explotación 1

Figura 3.4. Esquema de Explotación 2

Figura 3.5. Esquema de Explotación 3

Figura 3.6. Distribución del POES y reservas del Campo

Figura 4.1. Límites del modelo dinámico

Figura 4.2. Modelo dinámico

Figura 4.3. Sistema de celdas del modelo

Figura 4.4. Modelo 3D luego de aplicar un filtro de 3% de ϕ_{ie} .

Figura 4.5. Detalle del sistema de celdas.

Figura 4.6. Conexión entre arenas.

Figura 4.7. Relación K/PHI

Figura 4.8. Anisotropía

Figura 4.9. Distribución de K_x y K_y

Figura 4.10. Curvas de permeabilidad relativa

Figura 4.11. Relación P_{cw} vs PHIE

Figura 4.12. Condiciones de saturación inicial en la capa G

Figura 4.13. Condiciones de saturación inicial en la capa I2L-3

Figura 4.14. Ajuste del comportamiento de presión, opción "RESV"

Figura 4.15. Ajuste de la producción de gas, opción "RESV"

Figura 4.16. Ajuste de la producción de petróleo Opción RESV

Figura 4.17. Ajuste del comportamiento de presión, opción "LRAT"

Figura 4.18. Ajuste de la producción de petróleo, opción "LRAT"

Figura 4.19. Ajuste de la producción de agua, opción "LRAT"

Figura 4.20. Ajuste de la producción de líquido, opción "LRAT"

Figura 4.21. Ajuste de la producción de gas, opción "LRAT"

Figura 4.22. Mapa oficial del yacimiento I2L-3:P-2 el cual muestra el patrón de inyección para el escenario 2. En flecha azul apuntando hacia abajo se muestran los pozos a inyectar y en rojo los pozos para incluir a potencial.

Figura 4.23. Mapa oficial del yacimiento I2L-3:P-2 el cual muestra el patrón de inyección para el escenario 3. En flecha azul apuntando hacia abajo se muestran los pozos a inyectar y en rojo los pozos para incluir a potencial

Figura 4.24. Mapa ternario del layer 33 mostrando las saturaciones de fluidos para dos fechas diferentes. En verde petróleo, en azul agua y en rojo gas

Figura 4.25. Mapa ternario del layer 34 mostrando las saturaciones de fluidos para dos fechas diferentes. En verde petróleo, en azul agua y en rojo gas

Figura 4.26. Perfil de producción de petróleo o pronóstico de los tres escenarios estudiados para el desarrollo de las arenas I2L-3 y G del Campo

Figura 4.27. Perfil de producción de líquidos totales o pronóstico de los tres escenarios estudiados para el desarrollo de las arenas I2L-3 y G del campo Leona Oeste

Figura 4.28. Perfil de presión para la arena I2L-3 (Escenario 3). Se observa el incremento de energía para la arena I2L-3. No se propone inyectar aún en la arena G

Figura 4.29. Comportamiento de producción Arenas L, M y N

Figura 4.30. Comportamiento histórico de presión

Figura 4.31. Resultado de la evaluación de los pozos P-103 y P-3

Figura 4.32. Mapa de ubicación de los pozos P-104, P-106, LM-52 y LM-57

Figura 4.33. Mapa de ubicación de los pozos P-3 y P-53

Figura 4.34. Sección estratigráfica Oeste-Este

Figura 4.35. Comportamiento de presión de las arenas T-U

CAPITULO I. MARCO TEORICO

1.1. INGENIERIA DE YACIMIENTOS

La caracterización energética de un yacimiento implica la identificación de los mecanismos de producción que impulsan los fluidos hacia los pozos del yacimiento.

La existencia de estos mecanismos se debe al proceso de formación de la roca, a la acumulación de los hidrocarburos, y a las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento. Normalmente existe más de un mecanismo responsable de la producción de los fluidos del yacimiento; pero sólo uno será dominante en un intervalo de tiempo. Durante la vida productiva del yacimiento, varios mecanismos pueden alcanzar la condición de dominante.

1.2. MECANISMOS DE PRODUCCION NATURAL

Los principales mecanismos que contribuyen al recobro de hidrocarburos son:

- Empuje por expansión de la roca y de los fluidos.
- Empuje por gas en solución.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje hidráulico.
- Empuje por gravedad.

La Figura 1.1 muestra en forma comparativa, el comportamiento de yacimientos sometidos a los mecanismos de empuje, en términos de declinación de presión como función del porcentaje de petróleo producido con respecto al petróleo original en sitio [Lake, 1986]. El empuje por expansión de la roca y de los fluidos resulta en los más bajos recobros (1 al 10%), mientras que los mecanismos de segregación gravitacional e influjo de agua en los recobros más altos (35 al 80%), entre estos extremos se encuentran los mecanismos combinados, envolviendo empujes de agua o de capa de gas limitados, condiciones de segregación y procesos gravitacionales.

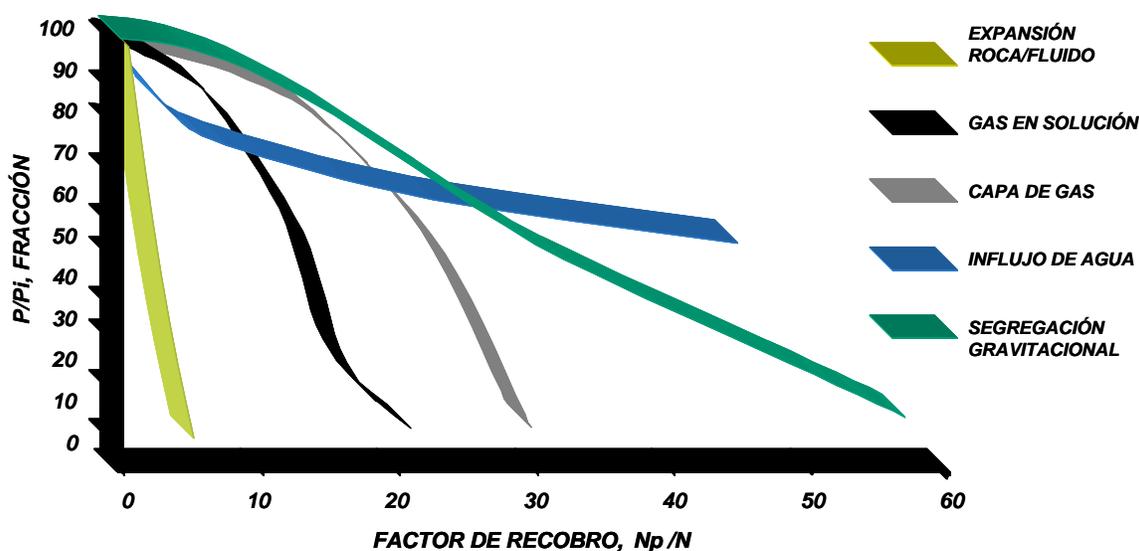


Figura 1.1. Mecanismos de Producción Natural de los Yacimientos

1.2.1. EMPUJE POR EXPANSION DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS

Dadas las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, cualquier descenso de la presión causará una expansión de los fluidos en el mismo y una reducción del volumen poroso.

Las compresibilidades de la roca y de los fluidos se convierten en un mecanismo de expulsión de los hidrocarburos. Al iniciarse la producción del yacimiento y al manifestarse la caída de la presión, se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca produce una disminución del volumen agregado de poros interconectados. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos, la cual causa la caída de presión. Ambos efectos concurren en la expulsión de fluidos del volumen de poros interconectados [Lake, 1986].

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos; pero es más importante en yacimientos sin empuje de agua y en donde la presión es mayor que la presión de burbujeo (yacimientos subsaturados) y, por lo tanto, todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida.

1.2.2. EMPUJE POR GAS EN SOLUCION

Los hidrocarburos que se encuentran en el yacimiento, en condiciones naturales de presión y temperatura, contienen en la totalidad de su composición, una serie de componentes livianos que permanecen en solución en la fase líquida, cuando la presión del yacimiento es elevada.

El mecanismo de empuje depende de la expansión del petróleo y del gas como fuente de energía para mover los fluidos. En un yacimiento subsaturado, la expansión del petróleo y del gas disuelto son los responsables de la producción de fluidos. Cuando la presión cae por debajo de la presión de burbujeo, el yacimiento

llega a ser saturado y el gas liberado reemplaza el petróleo producido en el mismo volumen. Una vez que el gas alcanza una saturación tal que este pueda fluir, el gas es producido con el petróleo, lo cual agota al gas como una fuente de energía. Como resultado, una mayor cantidad de gas en expansión es necesario por unidad de volumen de petróleo producido [Lake, 1986]. La permeabilidad relativa del petróleo es reducida y la relación gas-petróleo producida (RGP) se incrementa rápidamente.

En los yacimientos que producen por debajo de la presión de burbujeo, el aporte de la energía de producción que se obtiene al liberarse el gas en solución es, generalmente, muy importante.

1.2.3. EMPUJE POR CAPA DE GAS

Los yacimientos que originalmente tienen una capa de gas de tamaño significativo, o aquellos en los que la misma se forma de tipo secundario por segregación gravitacional del gas que ha salido de solución, almacenan una fracción significativa de energía en dicha capa a través de la compresibilidad del gas libre presente.

En los yacimientos con capa de gas primaria o secundaria, el gas, por su gran compresibilidad, representa energía acumulada para inducir la producción de hidrocarburos. La capa de gas se expande a medida que se produce el petróleo del yacimiento, lo cual ocurre bajo el tipo de desplazamiento conceptualmente semejante a un pistón [Lake, 1986]. A medida que se reduce la presión en la zona petrolífera, el gas tiende a expandirse y desplaza líquido hacia las zonas de menor presión, donde ocurre la producción.

A diferencia del empuje por gas en solución donde la expansión del gas ocurre en la zona de hidrocarburos líquidos o interna, en este mecanismo dicho efecto puede verse sobre la zona de hidrocarburos líquidos, gaseosos o externa.

La detección de un contacto gas-petróleo (CGP) es un claro indicador de la existencia de este tipo de empuje. El tamaño o proporción del volumen de la capa de gas en relación con el volumen de la zona de petróleo, a condiciones de yacimientos, será un indicador de la importancia de este mecanismo.

1.2.4. EMPUJE HIDRAULICO

En sus condiciones originales, muchos yacimientos de hidrocarburos subsaturados o saturados muestran contacto con un cuerpo de agua o acuífero. Cuando existe suficiente agua para reemplazar el volumen de petróleo producido, el yacimiento tiene un empuje de agua activo.

El acuífero puede presentar diferentes características. Por ejemplo, puede ser un acuífero confinado o cerrado que no tiene contacto con fuente externa alguna, o puede tener un extenso afloramiento que permite que fuentes externas de agua mantengan inalterable su capacidad de aporte de energía expulsiva. La extensión del acuífero puede ser tantas veces más grande que el yacimiento, que puede considerarse infinito [Lake, 1986]. En todos los casos, el agua depositada y acumulada, a presión en el acuífero, es capaz de expandirse, aportar y transmitir parte de esa energía al yacimiento, a lo largo y ancho de la interfase agua-petróleo, al reducirse la presión debido a la producción acumulada de líquidos. La expansión del agua barre o desplaza los hidrocarburos hacia los pozos que drenan al yacimiento.

La identificación de un contacto agua-petróleo (CAP) a través de los registros de pozos establece la existencia de este mecanismo. La importancia de este tipo de empuje sobre el comportamiento del yacimiento está en función del volumen del acuífero y su conductividad ($k \cdot h$).

1.2.5. EMPUJE POR GRAVEDAD

Este tipo de empuje es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento. Este hecho favorece el flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidad. En este tipo de yacimientos es frecuente, con el desarrollo de la explotación, la formación de una capa de gas secundaria. La tasa de segregación de fluido se incrementa en tanto la movilidad del petróleo se acerca a la del gas.

El agotamiento de la capa de gas a través de conificación u otras maneras va en detrimento de la ejecución del yacimiento, ya que el mismo no representa un candidato para la inyección de gas dentro de la capa de gas.

La Tabla 1.1 presenta un resumen de las características más importantes de los mecanismos de producción natural [Thakur, 1994].

Tabla 1.1. Características Resaltantes de los Mecanismos de Producción Natural

Mecanismos	Presión del Yacimiento	RGP	Producción de Agua	Eficiencia	Otros
Expansión de la Roca y de los Fluidos	$P_i > P_b$. Declinación rápida y continua	Permanece baja y constante, similar a la razón gas disuelto-petróleo (R_{si}).	Ninguna, excepto en yacimientos con alta S_w	1 – 10% Promedio 3%	

Gas en Solución	Declinación rápida y continua	Inicialmente baja. Luego, se incrementa hasta un máximo para enseguida declinar	Ninguna, excepto en yacimientos con alta Sw	5 - 35% Promedio 20%	En la fase temprana requiere equipo de bombeo
Mecanismos	Presión del Yacimiento	RGP	Producción de Agua	Eficiencia	Otros
Capa de Gas	Declinación lenta y continua	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	20 - 40% Promedio 25% o más	El gas irrumpe en pozos buzamiento abajo
Influjo de Agua	Declinación suave. La presión es sensible a las tasas de producción	Relativamente baja y cercana al valor de Rsi, si la presión se mantiene alta	Producción temprana en pozos buzamiento abajo y se incrementa a valores altos	35% - 80% Promedio 50%	El POES calculado por BM aumenta cuando el influjo de agua es omitido
Drenaje por Gravedad	Declinación rápida y continua	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	40 - 80% Promedio 60%	k>200 md, ángulo de buzamiento de la formación > 10° y μ_o baja (<5 cp)

En la recuperación primaria de petróleo, la energía natural del yacimiento desplaza el petróleo para producirlo a través del pozo. Muchos métodos que mejoran la producción de petróleo más allá de la recuperación primaria son referidos como recuperación mejorada de petróleo (EOR) por sus siglas en inglés. Los procesos que no envuelven reacciones químicas entre el fluido inyectado y el petróleo en sitio, son llamados métodos de recuperación secundaria. Técnicas de mantenimiento de presión tales como Inyección de Agua y de Gas son los procesos secundarios más ampliamente aplicados.

A continuación se muestra un esquema que presenta los tipos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje (figura 1.2.).

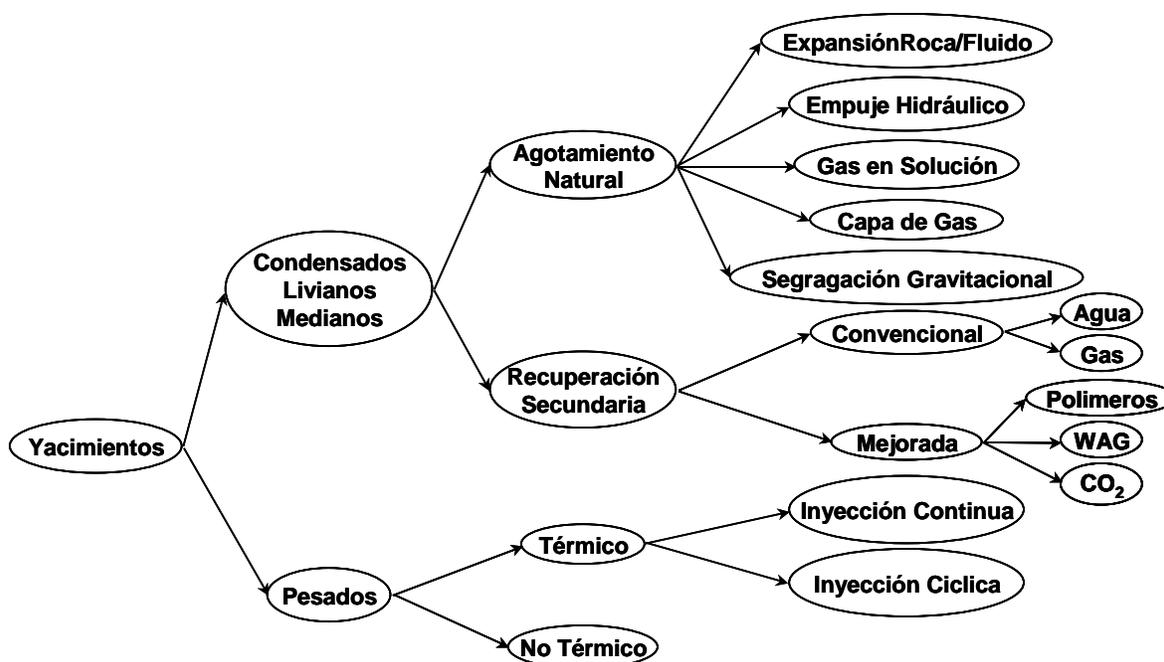


Figura 1.2. Esquema que presenta los tipos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje

1.3. RECUPERACION NATURAL

El comportamiento de los yacimientos durante su explotación está influenciada por las características productivas de la roca, la presencia de flujo multifásico a través del medio poroso, así como el esquema de desarrollo implantado.

La explotación convencional, incluye la recuperación natural ó primaria, que puede ocurrir con flujo natural o bien con sistemas artificiales de producción; y la secundaria, que se aplica para mantener la presión del yacimiento o desplazar los fluidos del yacimiento.

Mientras que para la recuperación Mejorada contempla métodos térmicos químicos y la inyección de gases. En este trabajo se presenta un análisis de inyección de gas amargo como alternativa de explotación bajo un concepto de recuperación secundaria de hidrocarburos para el campo. Debido a que el petróleo es un recurso no renovable, los pozos que se encuentran produciendo van declinando su producción por la pérdida de presión natural del yacimiento. Por lo que se hace necesario instalar la infraestructura adecuada para la recuperación del petróleo, que en la mayoría de los yacimientos representa de un 60 a 70% por recuperar, por lo cual, es conveniente un sistema artificial.

1.4. RECUPERACION PRIMARIA

La producción primaria se define como la recuperación de hidrocarburo asociada a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como expansión de la roca y el fluido, gas disuelto, acuífero activo, casquete de gas o bien drene gravitacional, en yacimientos naturalmente fracturados, adicionalmente se tiene un mecanismo adicional denominado exudación, que consiste básicamente en la

acción combinada de fuerzas capilares y gravitacionales, las cuales originan la expulsión de los hidrocarburos de la matriz a la fractura.

Durante esta etapa el flujo de fluidos dentro del yacimiento, ocurre por energía propia de él. En ocasiones las presiones de fondo de los pozos no son suficientes para llevar los fluidos hasta la superficie, por lo que es necesario diseñar e instalar un sistema artificial de producción que permita recuperar estos hidrocarburos, antes de considerar cualquier proceso de mayor costo y de tecnología sofisticada.

Durante la vida productiva de los yacimientos, la presión tiende a disminuir debido a la explotación del campo, a tal grado que los pozos productores dejan de fluir de forma natural, en variadas ocasiones estas disminuciones de presión pueden ser originadas por daños en los pozos, ocasionados principalmente por la misma operación, generalmente este daño es removido mediante limpieza y estimulaciones.

Cuando no se tiene daño en la formación y el flujo de fluidos no es capaz de llegar a las instalaciones superficiales, es necesario implantar un sistema artificial de producción, acorde a las características del campo. Es necesario efectuar un estudio en el que involucre los diferentes sistemas artificiales, como son: bombeo mecánico, neumático y electrocentrífugo, los cuales permiten ayudar a vencer las caídas de presión y mantener el pozo fluyendo para así mantener la plataforma de producción comprometida.

Si aún así, ya con un sistema de producción implantado, existe una baja aportación de hidrocarburos del yacimiento al pozo, debe analizarse la posibilidad de aplicar un proceso de mantenimiento de presión ,ó bien , de desplazamiento.

Cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, surge la pregunta de ¿qué método debe utilizarse para mantenerlo en producción?. Para el caso de este proyecto se considera la solución de suministrar energía en la forma de gas

para ayudar a elevar los líquidos de la formación por la tubería de producción. En este trabajo se plantea utilizar el bombeo neumático de flujo continuo. El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad de dicho fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido.

1.5. INYECCION DE AGUA

La inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua. Esta técnica no es usada en campos petroleros que tienen un empuje natural de agua. La primera operación conocida de inyección de agua fue efectuada hace mas de 100 años en el área de Pithole City al Oeste de Pennsylvania. Sin embargo, el uso de esta técnica no fue muy usada hasta la década de los cuarenta.

Bajo condiciones favorables, la inyección de agua es un método efectivo para recuperar petróleo adicional de un yacimiento. Los factores que son favorables para una alta recuperación por inyección de agua incluye: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y continuidad del yacimiento. Muchos proyectos de inyección de agua son "patrones de inyección" donde los pozos de inyección y producción son alternados en un patrón regular.

Una de las primeras consideraciones en la planificación de un proyecto de inyección de agua es localizar una fuente accesible de agua para la inyección. El agua salada es usualmente preferida a la agua fresca, y en algunos casos se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca para la inyección.

Se sugieren las características siguientes para el agua de inyección:

1. El agua no debe ser corrosiva. El sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.
2. El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación. El encostramiento (Scale) se puede formar de la mezcla de aguas incompatibles o debido a cambios físicos que causan que el agua se convierta en super saturada. El encostramiento mineral depositado por el agua usualmente consiste de uno o más de los siguientes compuestos químicos: BaSO₄, SrSO₄, CaSO₄ * 2H₂O, CaCO₃, MgCO₃, FeS y Fe₂S₃. El encostramiento mineral dentro del sistema de inyección no solo reduce la capacidad de flujo sino también proporciona un medio para que ocurra corrosión.
3. El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección. Los materiales que pueden estar presentes como material suspendido son los compuestos que forman encostramiento tal como los mencionados en el punto anterior, limo, petróleo, microorganismos y otro material orgánico.
4. El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de esta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos presentes en la formación, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y permeabilidad de la roca.
5. La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación. El agua producida e inyectada debe ser manipulada separadamente, si no son completamente compatibles.

La geometría y continuidad del yacimiento son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua. Si el yacimiento tiene buzamiento, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. La eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la

formación que esta en contacto con el fluido inyectado. La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor es esencial para el éxito de la inyección, y yacimientos muy fallados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección.

La profundidad del yacimiento es otro factor que debe ser considerado en el diseño de una inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción.

La viscosidad del petróleo es la mayor consideración para determinar el comportamiento de la inyección. Si todos los otros factores son los mismos, la recuperación de petróleo para un petróleo ligero será mayor que para un petróleo pesado. La movilidad de un fluido en una roca es definida como la relación de la permeabilidad efectiva a la viscosidad. La movilidad del petróleo es calculada por:

$$\lambda_o = K_o / \mu_o$$

Donde K_o depende de la saturación del fluido y μ_o es la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento. De igual manera la movilidad para el agua es:

$$\lambda_w = K_w / \mu_w$$

La eficiencia de cualquier proceso de desplazamiento es un yacimiento de petróleo es influenciado fuertemente por la relación de movilidad M , definido como la relación de la movilidad del fluido desplazante a la movilidad del fluido desplazado. Esta relación es:

$$M = \lambda_w / \lambda_o$$

La cantidad de petróleo en sitio es directamente proporcional a la porosidad, saturación de petróleo y espesor del yacimiento. La magnitud y la variabilidad de la permeabilidad son consideraciones importantes. Si la permeabilidad es muy

baja no será posible inyectar agua a altas tasas. Capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y productor causarán temprana irrupción del frente de agua en los pozos de producción y dejarán de lado petróleo en zonas de baja permeabilidad. El-Khatib concluyó a partir de un modelo matemático que el flujo cruzado entre capas (crossflow) mejora la recuperación de petróleo para sistemas con relaciones de movilidad favorable ($\lambda_w / \lambda_o < 1$), pero retarda la recuperación de petróleo en sistemas con relaciones de movilidad desfavorables ($\lambda_w / \lambda_o > 1$).

1.6. INGENIERIA DE PRODUCCION

El proceso de producción reviste gran importancia en la fase extractiva del petróleo (levantamiento) y como fase previa e indispensable para poder llevar el crudo extraído de los yacimientos a condiciones tales que permitan su comercialización y refinación.

La *Ingeniería de Producción* se define como la actividad que comprende la operación y diseño de los campos, sistemas de levantamiento, conservación y manejo de instalaciones y plantas. Por consiguiente, el objetivo del Ingeniero de Producción es extraer el petróleo de los yacimientos de manera eficiente y económica; además, son los responsables del desarrollo y de la implementación de los proyectos de recuperación secundaria y terciaria [Economices, 1994].

1.6.1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

La producción de un pozo por energía propia se denomina ***Flujo Natural***. Por lo general, la producción por flujo natural se logra en algunos campos durante la etapa inicial de su desarrollo [Castro, 1990]. En el momento en que los pozos no fluyan por su propia energía es necesario implementar métodos de

levantamiento artificial, que lleven el petróleo del yacimiento hasta la superficie (ver Figura 1.2).

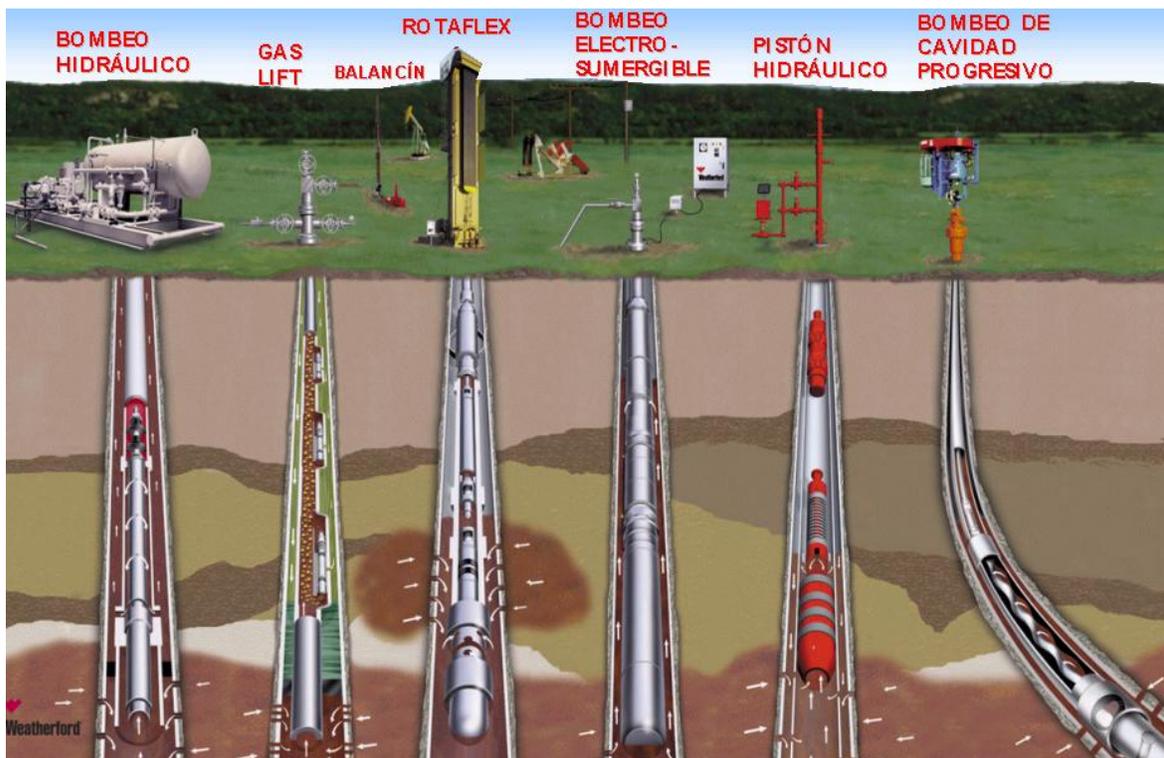


Figura 1.3. Sistemas de Levantamiento

El **Bombeo Mecánico**, no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El *Balancín* de producción imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas o cabillas de succión, la cual mueve el pistón de la bomba colocada en la sarta de producción a cierta profundidad del fondo del pozo, mientras que el *Rotaflex* parte del mismo principio; pero usando una banda elástica que hace las veces de contrapeso.

Por su parte, el **Levantamiento Artificial por Gas** o **Gas Lift** es un proceso de recuperación de petróleo, en el cual se consigue la extracción adicional mediante la inyección de gas natural a los pozos. Esto se hace con la finalidad de reducir el peso de la columna hidrostática en la tubería de producción. Existen dos tipos principales de levantamiento artificial por gas, conocidos como: *Flujo Continuo* y *Flujo Cíclico o Intermitente*. La selección de uno u otro tipo depende tanto de la presión de fondo, de la presión de gas requerida, así como de las características y condiciones del yacimiento.

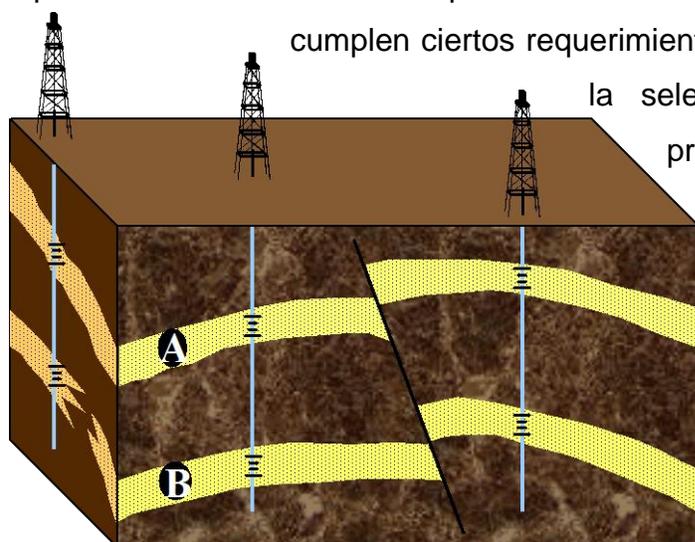
El **Bombeo Hidráulico** actúa como un transformador de la energía del fluido inyectado en energía potencial, la cual origina la presión necesaria para levantar el fluido desde el fondo del pozo. Las presiones de operación usualmente utilizadas oscilan entre 2000 lpc y 4000 lpc. Para el **Bombeo Hidráulico tipo Pistón**, se utiliza el mismo principio de inyección de fluidos, utilizando pistones de desplazamiento positivo [Castro, 1990]. Este método es capaz de trabajar a profundidades que varían entre 1000 pies hasta 18000 pies, con una capacidad de levantamiento de petróleo y agua entre 100 BPD hasta 10000 BPD.

Cuando se desea producir grandes volúmenes de fluidos en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales, el método de levantamiento artificial aplicable es el **Bombeo Electro-Sumergible**, cuyo principio básico es transmitir en forma de presión la energía de uno o varios motores eléctricos sumergidos en el fondo del pozo, causando un efecto de succión para levantar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. Estas bombas pueden tener desde un motor de etapa hasta cientos de ellas, con el fin de cumplir su objetivo.

El principio de la **Bomba de Cavidad Progresiva** fue inventado en el año de 1932 por *René Moineau* y se ha utilizado durante muchos años como bomba de transferencia de fluidos; siendo aplicado en la industria petrolera como técnica no convencional de levantamiento artificial por bombeo.

1.7. PRODUCCION CONJUNTA DE YACIMIENTOS O COMMINGLED

La producción conjunta es una técnica que permite producir varios yacimientos a través de la misma tubería de producción (ver Figura 1.3). Su objetivo básico es adicionar en forma concurrente la productividad de varias zonas para incrementar la tasa de producción de un pozo, lo cual resulta posible si se cumplen ciertos requerimientos mínimos que pueden ayudar en



la selección de los candidatos a ser productores en conjunto. Existen algunos casos, en donde el uso de esta técnica no es recomendable, como resulta por ejemplo, el caso en donde exista incompatibilidad entre los fluidos de los yacimientos.

Figura 1.4. Producción Conjunta de Yacimientos

Por mucho tiempo, la opinión generalizada dentro de la industria petrolera era que el producir en conjunto dos o más zonas deteriora el recobro final de los yacimientos involucrados en el proceso, sobre todo si existe entre ellos un diferencial de presión considerable [Ferrer, 1998]. Sin embargo, esta creencia es imprecisa, ya que esta técnica bajo ciertos criterios de selección ha demostrado ser eficaz para incrementar la productividad de los pozos e incluso sus reservas recuperables.

Los basamentos teóricos que fundamentan esta técnica son la caracterización de las curvas IPR de cada zona involucrada, para luego desarrollar una curva IPR resultante denominada IPR Compuesta. La IPR

Compuesta tiene como objetivo establecer el potencial de producción del pozo, además de prevenir posible flujo cruzado entre zonas, condición ésta usualmente no considerada cuando sólo se adicionan las curvas IPR individuales para obtener la resultante.

1.7.1. APLICACIONES DEL COMMINGLED

Inicialmente se planteó la posibilidad de implantar esquemas de producción conjunta en yacimientos agotados y maduros, en donde las tasas de producción son tan bajas, que los mismos no resultan atractivos económicamente. El análisis de este criterio, mediante un estudio de simulación numérica indicó que el factor de recobro no solo no disminuye, sino que por el contrario se incrementa por el cambio en los límites económicos [Ferrer, 1998]. Estos resultados llevaron a pensar en la posibilidad de extrapolar este esquema a otras situaciones, no aplicable en todos los casos, por lo que se hizo necesario determinar en que situaciones el sistema puede ser implementado.

Entre las situaciones en las cuales el sistema debe funcionar, se pueden mencionar las siguientes:

- En yacimientos agotados donde la explotación secuencial no resulta rentable. En estos casos, la implantación de este tipo de proceso disminuye considerablemente los costos y adicionalmente incrementa la producción de los pozos, por lo que su rentabilidad económica se incrementa. Adicionalmente, se acelera el recobro de las reservas remanentes, debido a que no es necesario esperar el agotamiento de las reservas de cierta zona para iniciar la producción de otra.
- En yacimientos maduros sometidos a procesos de inyección de agua. En estos casos, es posible reducir la tasa de producción por zonas sin sacrificar la tasa total del pozo. Debido a que la tasa individual de las

zonas es menor, la presión de fondo fluyente frente a éstas es mayor y esto permitirá una mayor estabilidad de los frentes de invasión, retardando la ruptura del agua en los pozos productores.

- Yacimientos separados por delgadas capas de lutitas y con mecanismos de producción semejantes, que permitan un comportamiento de presión y producción estables entre todas las zonas. Yacimientos hidráulicamente conectados.
- Zonas de alta capacidad de producción, en donde el uso de equipos especiales de levantamiento (educor de 4½”, bombas electrosumergibles, entre otros.) permitan manejar el flujo de varias zonas simultáneamente. Yacimientos con fluidos pertenecientes a un mismo origen, con compatibilidad comprobada (características físico-químicas similares).

1.7.2. LIMITACIONES DEL COMMINGLED

Existen situaciones en las que debe evitarse la producción en conjunto, o de ser puesta en práctica conviene ser monitoreada con frecuencia, para evitar resultados poco satisfactorios. Entre estas situaciones pueden mencionarse las siguientes:

- Yacimientos en donde los fluidos de las distintas zonas, presenten características físico-químicas que los hagan incompatibles. La puesta en producción conjunta de zonas que no sean compatibles entre sí, puede interferir en la producción del pozo, generando la acumulación o depósito de escamas, asfáltenos y otros elementos indeseables.
- Zonas con considerables diferenciales de presión. Esta situación es especialmente peligrosa cuando existen zonas que toman fluidos de otras zonas con facilidad (zonas ladronas o fracturadas). El problema se

presenta cuando la presión fluyente resultante frente a las zonas de menor presión, es mayor que la presión estática de éstas, lo que produce una inyección indeseable y por lo tanto pérdida de producción en superficie, e incluso de reservas. Sin embargo, si se logra bajar lo suficiente la presión fluyente, mediante el uso de bombas electrosomergibles u otro procedimiento, el problema puede ser controlado.

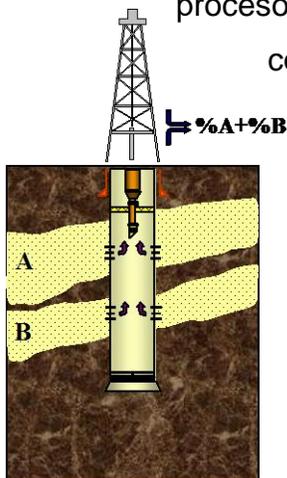
- Zonas con marcadas diferencias de producción de gas y agua, con el fin de evitar aumentos en las presiones de fondo fluyente que perjudiquen el proceso de levantamiento de los fluidos. Es importante destacar que dos yacimientos con diferentes mecanismos de producción pueden tener en un momento dado, condiciones de presión, RGP y corte de agua similares; sin embargo, estas condiciones pueden cambiar en detrimento del proceso.
- Zonas o yacimientos distantes entre sí. Esto ocasionaría cargas de presión fluyente que aumentarían el peso de la columna de líquido sobre las arenas más profundas, dificultando el levantamiento de los fluidos.

La implantación del proceso requiere de un análisis pozo a pozo, que permita establecer las condiciones óptimas de producción de cada caso en particular, así como un continuo monitoreo que permita corregir las posibles desviaciones.

A pesar de que inicialmente pueda pensarse que producir en conjunto no afecta la contabilidad de las reservas, estas sí pueden verse afectadas. Es necesario considerar el riesgo de perder reservas al producir secuencialmente varios yacimientos a través de un mismo pozo. Este riesgo es motivado por la alta probabilidad de que se produzcan daños irreversibles en los pozos, después de un largo tiempo de producción.

1.7.3. MONITOREO DEL COMMINGLED

Uno de los aspectos que tradicionalmente han limitado la implantación de un proceso de producción conjunta es, sin duda, la dificultad de asignar correctamente la producción acumulada de cada yacimiento involucrado en el proceso. Sin embargo, este mecanismo de producción ha sido progresivamente introducido en los campos maduros en la medida que ha sido necesario incrementar su rentabilidad, minimizando los costos. Por consiguiente, para que se logre implementar la producción conjunta resulta indispensable disponer de una herramienta de seguimiento que permita contabilizar las reservas de hidrocarburos remanentes en cada yacimiento y además permita ejecutar cualquier estudio de Balance de Materiales o Simulación Numérica.

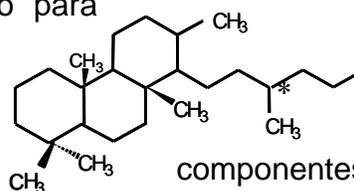


Las herramientas tradicionales para realizar el seguimiento a producciones conjuntas y cuantificar el porcentaje de crudo producido de cada zona abierta son: ***Production Logging Tool (PLT)*** y ***Selective Production Tests (SPT)***. La primera herramienta (PLT) consiste en un instrumento de registro que se baja a lo largo del pozo y calcula el flujo de hidrocarburo producido en cada zona mediante las revoluciones de una propela. Cuando se selecciona el SPT como herramienta de seguimiento, se cierran progresivamente las zonas productoras y se realizan mediciones de presión en las zonas abiertas, así como restauraciones de presión (“Build-Up”) en las zonas cerradas, de tal forma que, haciendo ciertas estimaciones, se pueda calcular la contribución de agua y petróleo.

PLT y SPT tienen una aplicación extensa y son herramientas eficientes para los propósitos de cuantificar hidrocarburos por zonas; pero presentan ciertas limitaciones que deben ser tomadas en cuenta:

- Ambas herramientas son costosas.
- Requieren la intervención del pozo, lo que puede incrementar las posibilidades de daño mecánico.
- El PLT es impreciso en situaciones con más de dos zonas abiertas y en yacimientos trifásicos.
- El SPT requiere la interrupción de la producción.

Recientemente la **Geoquímica Orgánica** ha sido utilizada exitosamente para llevar a cabo dicho seguimiento. Esta técnica utiliza una forma de cromatografía capilar, en la cual se emplea un programa diseñado para procesar los datos de cromatografía cruda, cotejando los cromatogramas y calculando la composición de una mezcla de crudos basada en un análisis previo de sus componentes individuales.



Inicialmente esta tecnología tenía aplicaciones básicamente en el área de exploración, tales como:

- Identificación y caracterización de roca madre.
- Predicción y evaluación de los procesos de generación, expulsión, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos (modelado geoquímico).
- Correlación entre muestras de petróleo y de petróleo con roca madre.
- Medidas de maduración.
- Medición de parámetros cinéticos en la generación de petróleo para el modelaje de cuencas.

En el área de aplicación de ingeniería de yacimientos y producción, se emplea favorablemente con los siguientes propósitos:

- Evaluar la continuidad lateral/vertical de yacimientos.
- Establecer los límites de yacimiento y las direcciones de llenado.
- Definir los Contactos: Agua-Petróleo (CAP) y Gas-Petróleo (CGP).
- Predecir los °API y la viscosidad de crudos pesados.
- Identificar los cambios de composición durante los procesos de recuperación secundaria y el origen del H₂S.
- Identificar fugas en revestidores, tuberías de producción y fallas en adherencia de cemento.
- Identificar zonas de yacimiento no productivas.
- Monitorear las producciones conjuntas - Asignación de producción.

En esta última aplicación, *Kaufman* [Ferrer, 1998] propuso una metodología de seguimiento a producciones conjuntas, con dos zonas abiertas, basada en el análisis químico de los crudos recolectados en el cabezal del pozo. Esta metodología consiste en:

- Analizar químicamente los compuestos livianos de los crudos que contribuyen a la producción conjunta.
- Encontrar diferencias composicionales significativas, normalmente medidas como relaciones de compuestos en los análisis cromatográficos.
- Construir curvas de calibración.

- Encontrar la proporción de crudo proveniente de cada arena analizando el crudo que se produce en conjunto en el cabezal y comparando los resultados con las curvas de calibración previamente construidas.

El principal requisito de la herramienta geoquímica es que la composición de los crudos producidos en cada arena sea diferente y que a su vez, esta diferencia supere al menos en un factor de tres (3) al error instrumental y al de muestreo. Además, debe cumplirse el principio de conservación de la masa y que las concentraciones de compuestos se combinen en forma lineal.

El balance de masas requerido para cerrar las concentraciones de la propiedad química medida en el crudo recolectado, y producido en forma conjunta, acarrea la imposibilidad para cuantificar el porcentaje de agua proveniente de cada zona, en el caso de que hubiese irrupción de aguas en el pozo durante el período de producción [Cigüela, 1989].

Recientemente, se han reportado excelentes calibraciones de la herramienta geoquímica contra resultados de PLT y SPT para los pozos del Campo *Abu Dhabi* en el medio Oriente. Estudios posteriores han permitido extender la metodología a yacimientos de gas y de crudos pesados con producciones conjuntas, que presentan más de dos zonas abiertas.

En el monitoreo de los yacimientos de gas, se utiliza las diferencias de composición en los isótopos estables de la fracción comprendida entre el metano y el pentano. Las muestras deben ser tomadas cuidadosamente en recipientes presurizados. Esta metodología ha sido probada para dos zonas abiertas.

Los crudos pesados en su mayoría carecen de todos los compuestos en el intervalo C_6 - C_{15} y las diferencias químicas se analizan en la fracción C_{22} - C_{29} utilizando los biomarcadores. Los biomarcadores o fósiles moleculares son compuestos altamente específicos para caracterizar crudos y sumamente sensibles al nivel de biodegradación que muestre el crudo pesado. Trabajos

previos han permitido correlacionar varios radios de biomarcadores con la gravedad API y su especificidad ha resultado ser muy valiosa para mostrar diferencias en composición a lo largo de varias zonas productoras.

A continuación se muestran las ventajas y desventajas que presenta el análisis cromatográfico del crudo:

Ventajas

- Bajo costo comparativo.
- El seguimiento puede hacerse mensualmente sin sacrificar la producción.
- No requiere intervención mecánica, se aplica incluso en casos de daño.
- Aplicable a yacimientos de crudos livianos, pesados y gas.

Desventajas

- Los crudos tienen que ser químicamente diferentes.
- Las diferencias tienen que triplicar, al menos, el error instrumental de la técnica.
- Se requiere el análisis de los crudos puros.
- No se puede estimar el porcentaje de agua.

Con la aplicación de la geoquímica orgánica, como herramienta alterna a las tradicionales PLT y SPT, se ha logrado una aproximación simple y económica.

1.8. ESTRATEGGIAS DE EXPLOTACION

Durante la vida productiva de los campos petroleros se desarrollan numerosos planes de explotación y extracción con el fin de drenar de manera óptima la mayor cantidad del petróleo contenido en los yacimientos. Estos planes o metodologías dependen de: (a) las condiciones del yacimiento, (b) condiciones

del crudo, (c) capacidad de producción de los pozos, (d) instalaciones de superficies y (e) de todo un estudio previo de análisis de comunicación de los fluidos de los diferentes yacimientos que conforman el campo; en general, de toda una serie de recursos que son manejados por las distintas compañías y tienen como finalidad obtener la mayor rentabilidad económica, seguridad laboral y preservación del medio ambiente [Schatzinger, 1999].

Los planes de explotación son propuestos por los operadores del campo en función de las metas de producción, y varían según las características de cada campo. La implantación de sistemas de recuperación de hidrocarburos, como eje fundamental de un plan de explotación para un determinado campo, va desde los sistemas más complejos, como son los sistemas de recuperación mejorada, secundaria y la explotación en conjunto de varios yacimientos a través de los conceptos de **Unidades Hidráulicas** y/o **Unidades de Explotación**, hasta los sistemas más básicos, como es el cambio continuo de zonas productivas.

Un plan de explotación acertado traerá como consecuencias, el cumplimiento de las metas y objetivos trazados por la compañía operadora.

1.8.1. UNIDADES HIDRAULICAS

El comportamiento y las formas asumidas por los yacimientos petrolíferos siempre han sido motivo de estudio por su extensa complejidad.

Los análisis integrados de Geología e Ingeniería de Yacimientos han permitido concluir que, en algunos casos, arenas que en principio fueron consideradas como independientes dentro de un yacimiento, demuestran conexión estratigráfica y/o estructural (ver Figura 1.4). En este sentido, se definen las *Unidades Hidráulicas (UH)* como el conjunto de arenas con comunicación de fluidos vertical u horizontal, que por ende, poseen características similares en los

tipos de fluidos, en las declinaciones de presión y en sus comportamientos de producción.

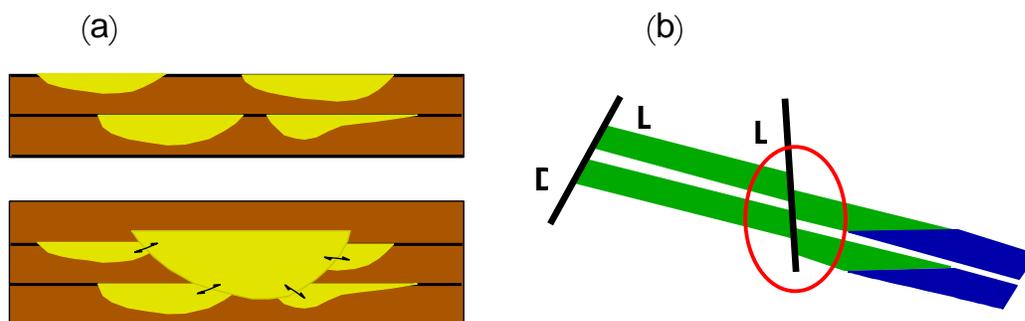


Figura 1.5. Unidades Hidráulicas: (a) Origen Erosivo-Estratigráfico y (b) Origen Estructural

1.8.2. UNIDADES DE EXPLOTACION

Las *Unidades de Explotación* están asociadas a arenas que no presentan comunicación hidráulica; pero que al ser puestas en producción conjunta se logra maximizar el recobro y reducir el costo de producción de lentes que resultarían antieconómicos producir de manera individual.

Los primeros yacimientos sometidos a esquemas de producción en conjunto fueron acumulaciones agotadas con tasas de producción anti-económicas. Los yacimientos maduros con inyección de agua son otra opción recomendable para ser sometidos a estos esquemas. En estos casos, se puede reducir la tasa de producción por zonas, manteniendo una tasa económica a nivel de pozo, con lo que se retarda la irrupción del frente de agua.

En ambas Unidades el objetivo es optimizar la explotación de los yacimientos, en busca de aumentar el factor de recobro final y por ende la rentabilidad de los proyectos.

La mayoría de los yacimientos en Venezuela son explotados bajo un esquema conocido como producción por **Monocapas**, en la cual distintas capas atravesadas por un mismo pozo son producidas secuencialmente en forma individual; por lo que se hace necesario esperar el agotamiento de las reservas de cierta zona para iniciar la producción de otra.

La Figura 1.8 muestra en forma esquemática la diferencia entre los tipos de *Explotación Monocapa* y *Explotación Unidades*, desde el punto de vista estratigráfico.

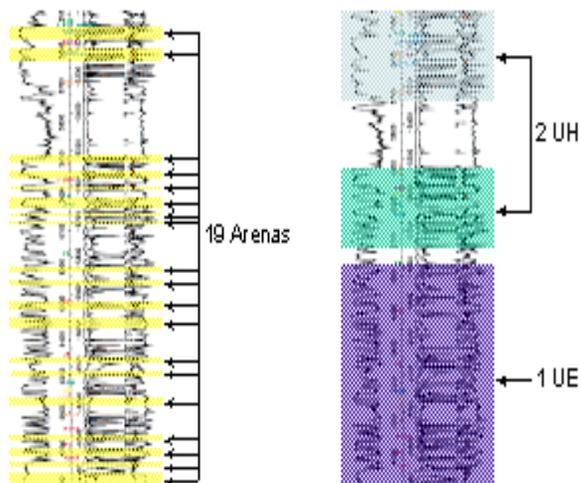


Figura 1.6. Explotación Monocapas – Explotación Unidades

1.9. MANTENIMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Todos los pozos, durante su vida productiva, requieren de mantenimiento y reacondicionamiento.

1.9.1. MANTENIMIENTO DE POZOS

Generalmente, el mantenimiento de los pozos en flujo natural redunda en hacer inspecciones programadas para verificar que el cabezal y sus componentes: manómetros, válvulas, flujoductos, estranguladores, etc., estén en buen estado, para evitar fugas y desperfectos indeseables. Frecuentemente se toman muestras de petróleo en el cabezal del pozo con el objetivo de verificar la gravedad del crudo y el porcentaje de agua y sedimentos producidos. Se observa la presión de flujo y presión en el espacio anular para determinar anomalías [Currie, 1997]. A fechas determinadas se les hacen estudios de presión de fondo (estática y fluyente) y el pozo se pone en prueba especial de producción, a través de la estación de flujo, para determinar su comportamiento.

Igual atención se presta a aquellos pozos que producen por levantamiento artificial por gas. En este caso es importante verificar el estado y funcionamiento de todos los componentes del cabezal. Es esencial cerciorarse que la presión y el volumen de gas, continuo o intermitente, se ajusten a las magnitudes deseadas, y que la producción del pozo y su relación gas-petróleo concuerden con las estimaciones estipuladas. De todas estas observaciones se puede deducir si las válvulas de inyección de gas en la sarta de educación están funcionando adecuadamente, si la descarga de petróleo del yacimiento al pozo no ha sufrido deterioro debido a la reducción de permeabilidad en la periferia de la pared del pozo, arenamiento y/o influjo de agua.

En pozos que producen por bombeo hidráulico, se hacen inspecciones rutinarias para verificar que las instalaciones de superficie, como son: tanques, tuberías, medidores, válvulas, bombas y otros dispositivos funcionen mecánicamente bien. Por otra parte, es importante cerciorarse sobre el estado de calidad, volumen y presión del fluido motriz que hace funcionar el sistema.

Los pozos que producen por bombeo mecánico, tipo balancín, están sujetos a una gran variedad de desperfectos mecánicos que surgen de las características mismas del sistema, tanto en la superficie como en el mismo pozo, desde el cabezal hasta el fondo. Fallas en la fuerza eléctrica o mecánica (motor de combustión interna) que impulsan el balancín para el bombeo, hacen que el tiempo perdido se transforme en merma de la cuota de producción del pozo. Cualquier desperfecto en algunos de los elementos del propio balancín (engranajes, bielas, colgadores, etc.), ocasiona la pérdida de bombeo de petróleo. Desperfectos en el vástago pulido y en el prensa-estopa pueden ocasionar derrames leves o severos de petróleo. Generalmente, las varillas de succión se desajustan o se fraccionan. En ocasiones la sarta de varillas se desenrosca de la bomba. La válvula fija y viajera pueden perder su esfericidad debido a la corrosión de los fluidos o el cacaraño por la arena que se produce con los fluidos del yacimiento y esto merma la eficiencia del bombeo debido al escurrimiento de los fluidos [Currie, 1999].

Los pozos inyectoros de gas, agua o vapor utilizados para la continuidad de producción de hidrocarburos del yacimiento, son también objeto de adecuado mantenimiento. Los elementos de sus respectivos cabezales (válvulas, conexiones, medidores de presión y de temperatura, registros de volúmenes inyectados, etc.), deben funcionar bien para facilitar el seguimiento de las operaciones y detectar fallas que puedan presentarse.

1.9.2. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS RA/RC (WORKOVER)

Las razones por las cuales se propone el *Reacondicionamiento de un Pozo* son muy variadas. Estas razones involucran aspectos operacionales que justifican la continua utilización del pozo en el campo, y por ende las inversiones o costos requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de mayores proporciones y

alcances que el mantenimiento y la estimulación. Puede exigir la utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación.

En ciertas situaciones, se requiere que el estrato productor original sea abandonado y el pozo sea recompletado en un estrato superior o inferior como productor de un yacimiento distinto. También puede darse el caso que al abandonar el pozo en el yacimiento donde fue originalmente completado, no existan posibilidades de una recompletación hoyo arriba y el pozo pueda ser desviado con la finalidad de explorar horizontes desconocidos más profundos o para ser re-completado en yacimientos ya conocidos.

Todas las alternativas antes mencionadas exigen estudios y evaluaciones precisas, que desembocan en inversiones y costos mayores que deben ser justificados técnica y económicamente con miras a la rentabilidad requerida.

Para realizar el reacondicionamiento de los pozos es necesario realizar programas cronológicos de operaciones que describan la selección y ejecución apropiada de una variedad de tareas, ajustadas a una secuencia técnica y seguridad requerida para evitar accidentes.

El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones y estado físico del pozo, y el contenido del programa a seguir. Sin embargo, un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisiones.

Entre la variedad de tareas que pueden componer un programa de reacondicionamiento, sin que la lista que sigue sea exhaustiva, cabe mencionar las siguientes:

- Estudio minucioso del archivo del pozo, para apreciar y dilucidar sobre aspectos: geológicos, perforación original, completación original, historia de producción, trabajos posteriores (estimulación, reacondicionamientos,

otros), estado físico actual, disposición de las sartas y otros complementos en el pozo.

- Proposición y detalles del programa de reacondicionamiento y/o cambio de estado del pozo, que deben incluir:
 - Nuevos objetivos y razones técnicas y económicas que apoyan el programa.
 - Detalles de las operaciones: tipo de equipo requerido, tiempo de las operaciones, inversiones y/o costos, estado físico y condiciones mecánicas dentro del pozo, tipo y características de los fluidos requeridos para el reacondicionamiento o perforación, control del pozo, extracción de sartas y otros aditamentos del pozo, recañoneos, inyección de fluidos, forzamiento de arena, cementación forzada, taponamientos, corte y extracción de revestidor, abandono de la parte inferior del hoyo original, perforación direccional, registros, núcleos, revestidores y cementación, pruebas, entre otras.
- Solicitudes previas de permisos ante los entes gubernamentales, y participaciones, reseñas, notas o informes posteriores sobre el resultado de las operaciones.

1.10. RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Estas reservas se clasifican en: **Reservas Probadas**, **Reservas Probables** y **Reservas Posibles**.

1.10.1. RESERVAS PROBADAS

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos recuperables de yacimientos conocidos con razonable certeza (recuperación mayor o igual al 90% de los volúmenes originales), desde una fecha determinada en adelante, de acuerdo con la información Geológica y de Ingeniería disponible, y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Aquellas reservas contenidas en yacimientos con producción comercial o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- Las reservas contenidas en yacimientos delimitados estructural y estratigráficamente y/o por contactos de fluidos.
- Las reservas contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas cuando existe una razonable certeza de producción comercial.
- Los volúmenes producibles de áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otros).
- Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto con éxito o en una respuesta favorable a un proyecto experimental instalado en ese yacimiento.

- En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos en donde el análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo del mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

Las reservas probadas se subdividen en:

1.10.1.1. RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Son los volúmenes recuperables de hidrocarburo a través de pozos e instalaciones ya existentes. Éstas incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo relativamente bajo; por ejemplo: operaciones con guaya fina, y no el uso de taladro para la incorporación a producción de estas reservas.

1.10.1.2. RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS

Son los volúmenes recuperables de hidrocarburos que no pueden ser recuperados comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes. Incluyen reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren costos mayores; por ejemplo: utilización de taladro en trabajos de reacondicionamiento y recompletación (RA/RC).

1.10.2. RESERVAS PROBABLES

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas en las cuales la información Geológica, de Ingeniería, Contractual y Económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican con un

grado de menor certeza (con una recuperación igual o menor al 50% de la sumatoria de las reservas probadas más las probables) las reservas probadas que se podrían recuperar.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.
- Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más abajo.
- Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos; pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- Los volúmenes estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados o que están en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de las reservas probadas, que podrían ser recuperadas de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.
- Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulten de la re-interpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc.).

1.10.3. RESERVAS POSIBLES

Son los volúmenes de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información Geológica y de Ingeniería indican con un grado de menor certeza al de las Reservas Probables (con una recuperación igual o menor del 10% de la sumatoria de las reservas probadas, probables y posibles) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales, contractuales y/u operacionales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación; pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- Los volúmenes que podrían existir en formaciones con perfiles de pozos o núcleos de formación con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables, y donde la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.
- Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.

- Los volúmenes adicionales asociados a yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito de ser sometidos a métodos de recuperación suplementaria.
- Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la re-interpretación de parámetros del yacimiento, un posible mejor comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.).

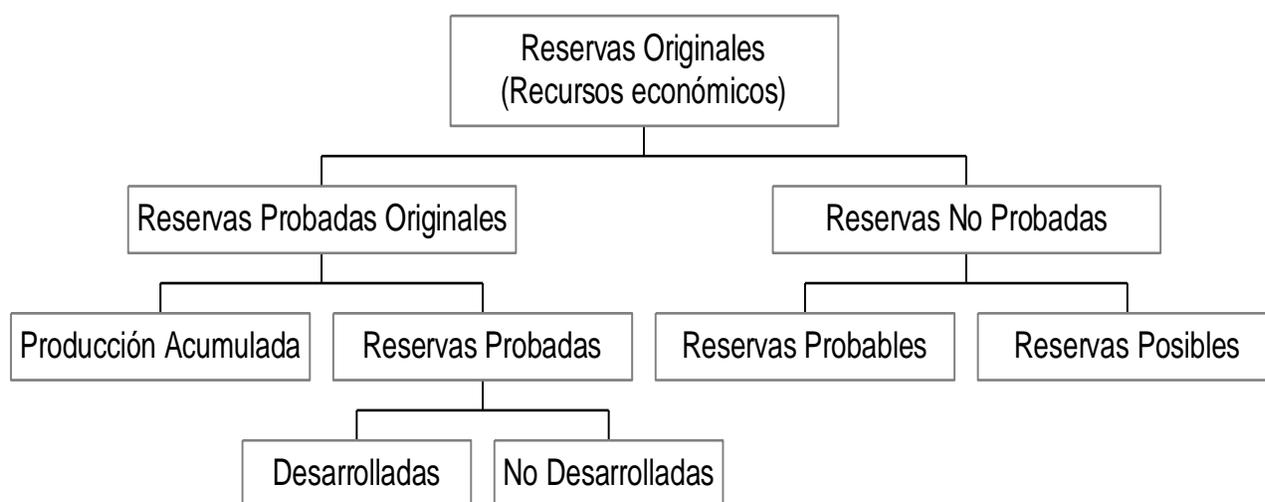


Figura 1.7. Esquema De la Clasificación de las reservas.

1.11. METODOS PARA EL CALCULO DE RESERVAS

Una de las tareas básicas del Ingeniero de Yacimiento es la obtención de un estimado de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos del yacimiento. Este valor representa una de las referencias más utilizadas al momento de clasificar los yacimientos de acuerdo a su tamaño; así como

ranquear proyectos de explotación de yacimientos o definir porcentajes de equidad en caso de la explotación de un yacimiento unificado.

Cuando se relaciona con los volúmenes de hidrocarburos producidos, este ofrece un indicador del grado de agotamiento del yacimiento y de la eficiencia del o los mecanismos de empuje activos.

Los métodos más comunes para la estimación de las reservas de hidrocarburo de un yacimiento son: Método Volumétrico, Balance de Materiales, Curvas de Declinación de Producción, Simulación Numérica y Métodos Probabilísticos.

Debido a la condición de incertidumbre inherente a la estimación de las reservas, éstas necesitan ser revisadas continuamente, a medida que varíen las condiciones técnicas, operacionales y económicas.

1.11.1. METODO VOLUMETRICO

Este método permite la estimación del petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación de los siguientes parámetros: (a) volumen de roca que conforma el yacimiento, (b) capacidad de almacenamiento de la roca y (c) fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. El volumen es determinado de los mapas isopacos del yacimiento, la porosidad promedio y los valores de saturación de los registros eléctricos y de los análisis de núcleos, y el factor volumétrico de formación del petróleo es determinado de las pruebas de laboratorio o correlaciones.

1.11.2. BALANCE DE MATERIALES

El método de *Balance de Materiales* se fundamenta en el principio de conservación de la masa, donde el volumen poroso del yacimiento (volumen de

control) permanece constante o puede ser determinado cada vez que se ocasiona una reducción de la presión del yacimiento como consecuencia de la producción de los fluidos [Lake, 1986]. En este sentido, un balance de los fluidos del yacimiento podría ser expresado de la siguiente manera:

- El volumen de los fluidos presentes en el yacimiento en un momento determinado será igual al volumen de los fluidos iniciales menos el volumen de los fluidos producidos.
- En este balance los volúmenes de los fluidos deben calcularse a una misma condición de presión y temperatura para que tenga validez.

Las suposiciones consideradas para la aplicación de este método son las siguientes:

- El yacimiento es considerado como un tanque, y por esto es visto como un modelo de dimensión cero.
- Las propiedades de los fluidos y las rocas se consideran uniformes.
- Las presiones y saturaciones se distribuyen en forma continua.
- Cualquier cambio en presión y saturación se distribuye en forma instantánea en el yacimiento.

1.11.3. CURVAS DE DECLINACION DE PRODUCCION

Estas curvas representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su característica dinámica proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de

petróleo, por pozo o por yacimiento, para la estimación de sus reservas recuperables [Lake, 1986].

La aplicación del método parte de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y entonces, la predicción del yacimiento se realiza a partir de la extrapolación de dicha tendencia. En general, se analiza un tipo de gráfico donde la tendencia se presente en forma lineal para facilitar su extrapolación. Este procedimiento lleva implícito una suposición básica: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”.

Dado que la aplicación de este método requiere el establecimiento de una tendencia de comportamiento para el pozo o yacimiento, cualquier factor que altere o modifique esta tendencia, limitará la aplicación del método. Entre estos factores se tienen:

- Períodos desiguales de tiempo en las medidas de producción.
- Cambio en la productividad de los pozos.
- Completación de nuevos pozos.
- Interrupción de los programas de producción.
- Veracidad de la información disponible.
- Prorratio.

1.11.4. SIMULACION DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos se basa en la construcción y operación de un modelo, donde se integran todos los resultados generados de geología, petrofísica e ingeniería, capaz de reproducir el comportamiento real del yacimiento. Son simplemente un juego de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales, que

sujetas a ciertas suposiciones, describen los procesos físicos activos en el yacimiento, tales como: transferencia de masa y movimiento de fluidos en medios porosos.

El objetivo de la simulación de yacimientos es la estimación del comportamiento futuro del campo bajo uno o varios esquemas de producción. Este modelo permitirá obtener resultados aproximados de diferentes esquemas de desarrollo y producción lo cual es el principal insumo en la evaluación técnico-financiera de un proyecto [Thakur, 1994]. El modelo deberá ser capaz de reproducir el comportamiento de producción / presión del yacimiento y validar POES / GOES, para garantizar la validez de los resultados.

1.12. RESERVAS RECUPERABLES – FACTOR DE RECUPERACION DE PETROLEO

De todo el volumen de hidrocarburos presente en un yacimiento (POES), sólo una fracción puede ser conducida hasta la superficie, debido a la existencia de fuerzas retentivas de fluidos en el yacimiento (presión capilar). Además, sólo una fracción de esta última puede hacerse en condiciones de rentabilidad económica [Lake, 1986]. El factor que agrupa estas dos fracciones se denomina “Factor de Recuperación de Petróleo” (FRP) y es característico de cada yacimiento.

El factor de recuperación de petróleo o factor de recobro (Fr) es función de las propiedades de las rocas y de los fluidos del yacimiento, de su nivel de presión y del mecanismo de producción dominante y la forma de explotación.

El producto de este factor por el POES, constituyen las reservas recuperables del yacimiento. En términos matemáticos, esto puede representarse de la siguiente manera:

$$\text{Reservas Recuperables} = \text{FRP} \cdot \text{POES}$$

Ec. [1.5]

El factor de recuperación de petróleo es normalmente estimado a través de la predicción del comportamiento futuro del yacimiento, con la utilización de diferentes modelos (curvas de declinación de producción, balance de materiales, simulación).

La estimación de este factor es de gran importancia para evaluar la rentabilidad económica de cualquier proyecto, ya que el mismo permite calcular el volumen de hidrocarburo recuperable.

CAPITULO II. DESCRIPCION DEL CAMPO

2.1. UBICACIÓN GEOGRAFICA

El Campo se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, dentro de la denominada Área Mayor de Oficina (Figura 2.1).



(from 2001 National Geographic Society)

Figura 2.1: Ubicación Relativa del Campo en la Cuenca Oriental de Venezuela

2.2. ESTRUCTURA

El patrón estructural regional consiste en un gran homoclinal afectado por fallamiento normal, el cual es el responsable del entrapamiento de la mayoría de las acumulaciones de hidrocarburos del área. Adicionalmente los yacimientos poseen una fuerte componente estratigráfica la cual se refleja como variaciones laterales de facies generando una variación importante en el espesor de las arenas que definen pinch-out hacia los bordes de los depósitos sedimentarios. En definitiva existe una combinación entre las componentes estructural y estratigráfica las cuales son las responsables de las acumulaciones de petróleo en el Campo.

2.3. ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica regional comprende sedimentos depositados entre el Oligoceno (Fm. Merecure) y el Plioceno-Pleistoceno (Fm. Las Piedras - Mesa). Las unidades productivas son la Fm. Oficina y Fm. Merecure. Las formaciones Freites y Las Piedras no documentan acumulación comercial de hidrocarburos. Se ha establecido que la depositación general de los sedimentos del área ocurrió en una planicie costera-aluvial adyacente a una plataforma marina somera dominada por olas y mareas donde se distinguen todos los sub ambientes relacionados a ella.

La sección productiva en el área tiene un espesor promedio de 2500 pies. Las unidades productoras son la Formación Oficina (Mioceno) y los niveles superiores de la Formación Merecure del Oligoceno-Mioceno. Las formaciones Freites y Mesa - Las Piedras, suprayacentes, no muestran acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Pocos pozos han penetrado la secuencia pre-Oligoceno. No se registran acumulaciones a este nivel.

La Formación Oficina, de edad Mioceno Inferior a Medio, representa la secuencia de mayor interés desde el punto de vista de prospección de hidrocarburos. Dentro de la unidad, se han establecido localmente tres secuencias, claramente diferenciadas:

Secuencia Inferior (Aquitaniense - Burdigaliense): contiene la sección comprendida entre las arenas U1 y las arenas K - L0. Representa la unidad más profunda del sistema. Se diferencian dos ambientes: en la base, predominan los canales distributarios fluviales y en menor proporción, los canales de marea. Los depósitos sedimentarios presentan incisiones amplias y profundas y patrón grano-decreciente, típicos de sistemas de lowstand.

Secuencia Intermedia (Burdigaliense - Langhianiense): comprende las arenas K - L0 a B. Representa un período de avance marino hacia el continente. Los lignitos son más frecuentes, indicativo de un ambiente más restringido, de influencia marina marcada por la acción del oleaje y las mareas. Los depósitos sedimentarios están compuestos por sucesiones alternadas de clásticos, pertenecientes a sistemas transgresivos y por barras y depósitos no acanalados, de sistemas transgresivos tardíos y de highstand.

Secuencia Superior (Serravaliense - Tortoniense): abarca desde las arenas B a las arenas A0. Está constituida por areniscas espesas y lutitas depositadas en un ambiente marino somero. Los cuerpos de arena predominantes son barras de desembocadura, canales distributarios y de marea, de matriz carbonática. Representa la fase de highstand del ciclo de foredeep. Presenta aislados cuerpos arenosos, especialmente hacia el tope y base de la unidad. Constituyen los reservorios de aguas subterráneas más importantes del área. Presenta un espesor promedio de 3000 pies. Conforman una secuencia regresiva inconclusa del ciclo de foredeep.

2.4. PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS

Los principales yacimientos de este Campo pertenecen a la Formación Oficina, cuyo rango de edad comprende el Mioceno Temprano a Medio y tienen aproximadamente unos 1800 pies de areniscas intercaladas con lutitas. Dentro de esta Formación, los yacimientos se concentran en las secciones media e inferior, encontrándose hasta 49 capas con hidrocarburos en la columna estratigráfica y comprenden areniscas de excelentes propiedades petrofísicas con porosidades y permeabilidades promedio de 24% y 380 mD respectivamente, con espesores netos permeables que pueden variar de entre 3 y 50 pies, depositadas en ambientes Fluvio-Deltaicos a Marino someros. Los yacimientos se encuentran limitados por límites estratigráficos y el contacto agua-petróleo. La gravedad API varía de 12 a 33° API

Las arenas más importantes del Campo son: G-I, L-M y T-U.

En la Tabla 2.1, se presentan algunos datos y propiedades de las principales arenas del Campo:

	G	I	L - M	T - U
Porosidad (%)	15 a 25	15 a 25	15 a 25	15 a 25
Permeabilidad (mD)	200 a 600	600 a 2500	150 a 750	100 a 550
Espesor Petrolífero (pies)	10 a 15	15 a 20	25 a 40	40 a 55
Gravedad API	28	27	21 a 24	22
Viscosidad (cp)	0,6 a 1	1 a 3	4,9	1,9 a 3,5
Presión de Burbujeo (Ipc)	2300	2200	2450	2000
POES (MMBbLS)	17,3	44,9	55,2	60,5

Tabla 2.1. Propiedades de los principales arenas

2.5. CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

El mecanismo de producción predominante en los yacimientos es el de empuje hidráulico, y en menor grado el gas en solución. Adicionalmente, algunos yacimientos presentan casquete inicial de gas, cuya expansión contribuye en algún grado al recobro primario. Debido a la fuerte acción de los acuíferos asociados, la mayoría de los yacimientos no presentan un grado avanzado de agotamiento energético, permaneciendo las presiones actuales muy cercanas a las originales. Las arenas que presentan cierto grado de agotamiento, es debido a su limitada extensión areal hacia la zona del acuífero o a su continua explotación.

En general, los yacimientos se explotan bajo la modalidad de “Monocapas”, es decir, por arenas individuales. Algunos pozos producen por flujo natural, con tasas superiores a los 1000 BPPD, y el resto de los pozos se completan con equipo bombeo mecánico. El gas producido es básicamente gas en solución.

2.6. DESCRIPCION DE LAS ARENAS G-I, L-M-N Y T-U

A continuación se hace una breve descripción de las principales arenas del Campo a ser estudiadas: G-I, L-M-N y T-U.

2.6.1. ARENAS G- I

En forma general la trampa es combinada, con cierre estructural contra la falla principal. De acuerdo a lo mostrado por la sísmica 3D, el cierre lo proporciona un gran pliegue de arrastre longitudinal desarrollado sobre el lado levantado de la falla principal. La falla posee un desplazamiento variable entre más de 500 pies hacia el este y menos de 40 pies hacia el oeste. Mas al oeste, la falla pierde salto hasta desaparecer. Estructura arriba y paralelas a la falla principal, se ha identificado una serie de pequeñas fallas de saltos inferiores a 20 pies.

El cierre lateral puede ser estratigráfico, producto del acuñamiento o pinchout de uno o de los dos lentes que conforman la unidad o bien lo proporciona la falla principal, especialmente hacia el sector oeste. Los yacimientos se localizan en el bloque alto de la falla principal del Campo, en prácticamente en toda la extensión del mismo. La producción proviene indistintamente de cualquiera de los lentes. La Figura 2.2 muestra el registro tipo de las arena G e I2-3.

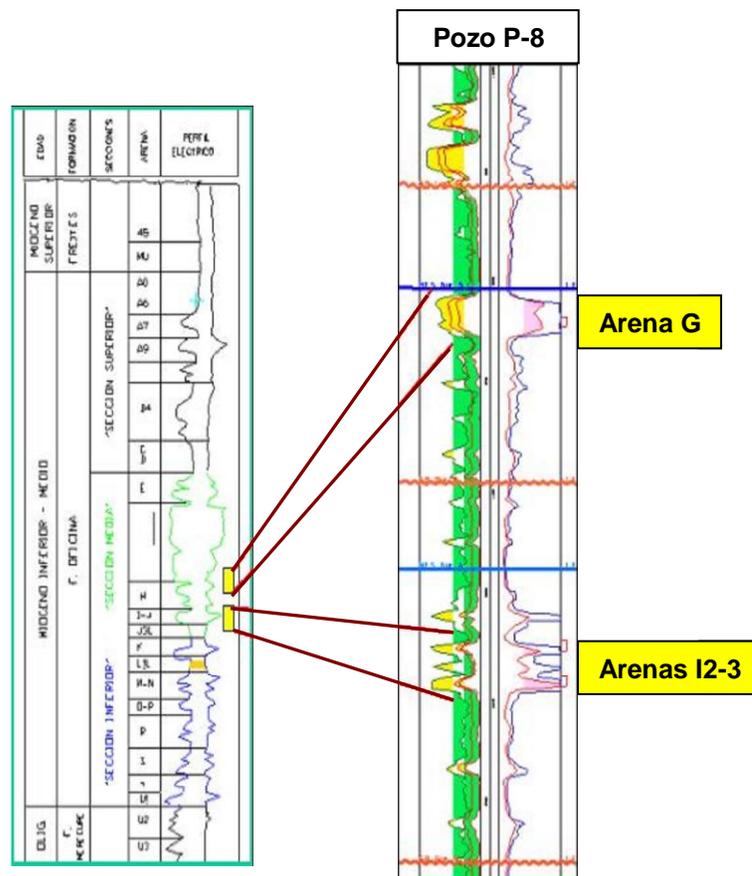


Figura 2.2. Registro tipo arenas G e I2-3

Las figuras 2.3 y 2.4 presentan secciones estratigráficas donde se muestran las características de las arenas G e I2-3

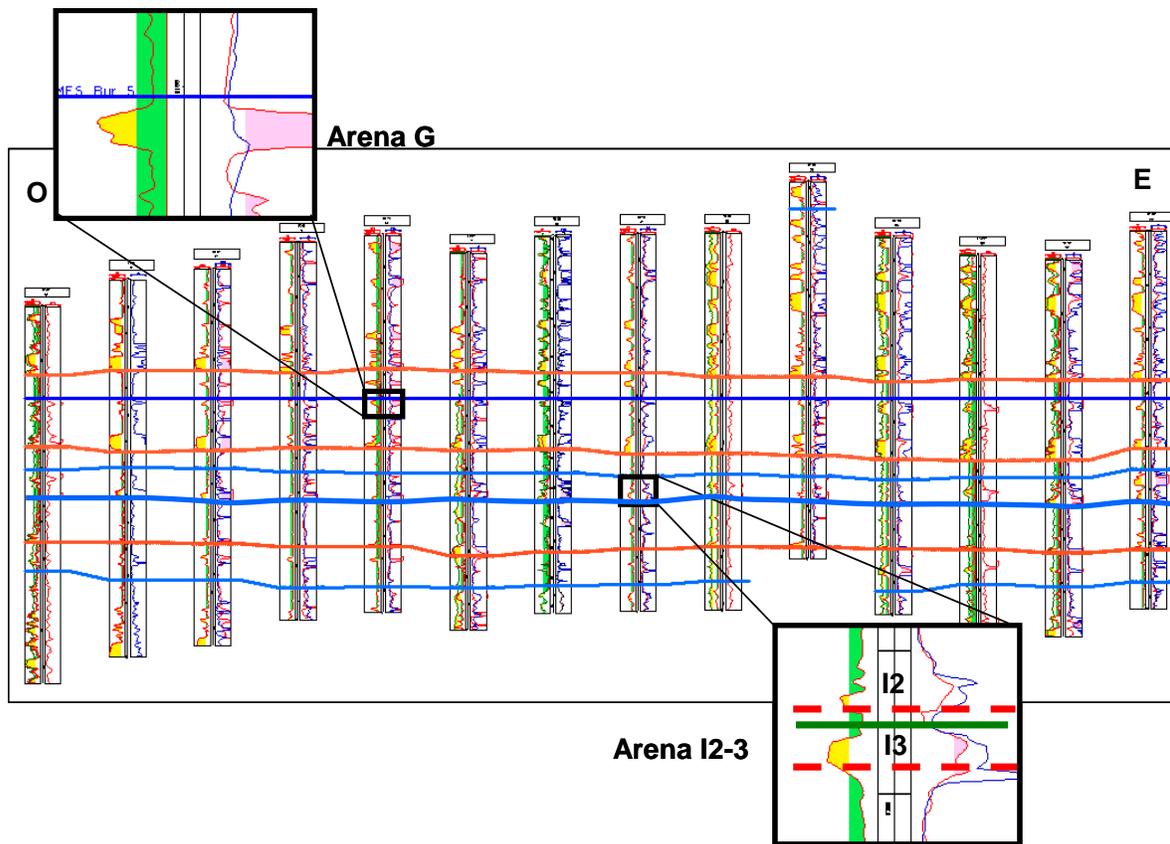


Figura 2.3. Sección estratigráfica Oeste-Este de las arenas G e I2-3

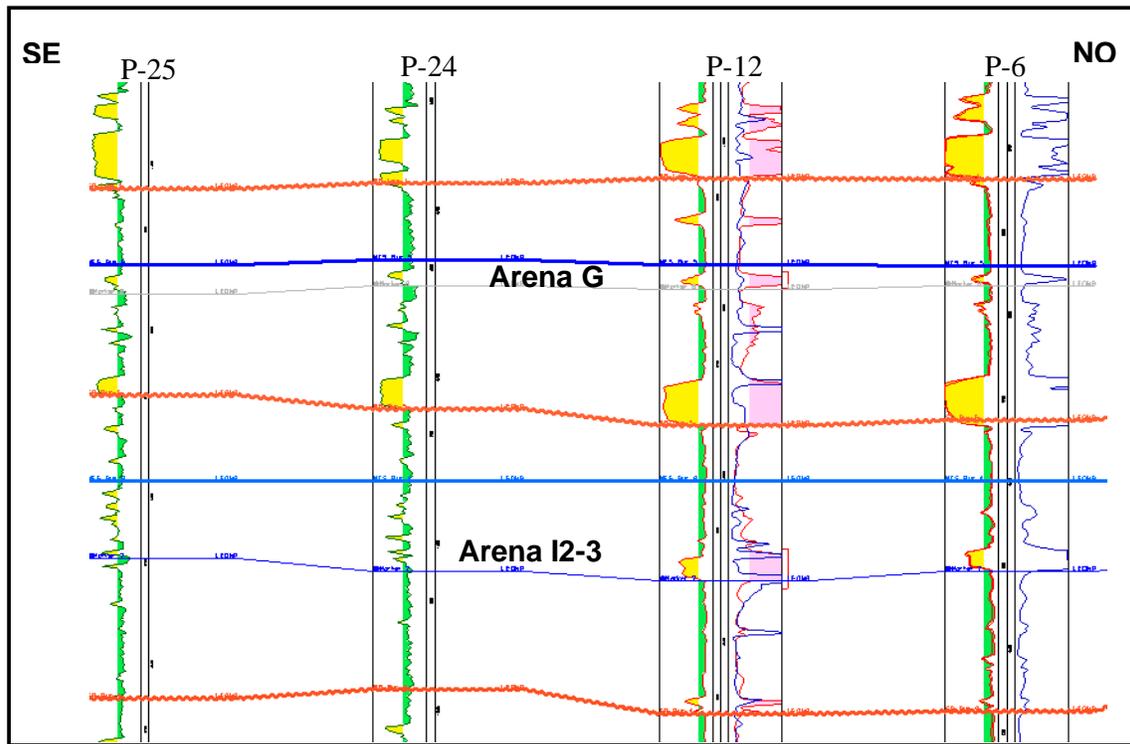


Figura 2.4. Sección estratigráfica Sureste-Noroeste de las arenas G e I2-3

2.6.1.1. Arenas I2-3

Está conformada por dos lentes principales los cuales se extienden por todo el campo y que muestran buena continuidad en sentido oeste-este. Hacia el suroeste la arena parece perder calidad. La Figura 2.5 muestra el mapa oficial altote de la arena I2-3

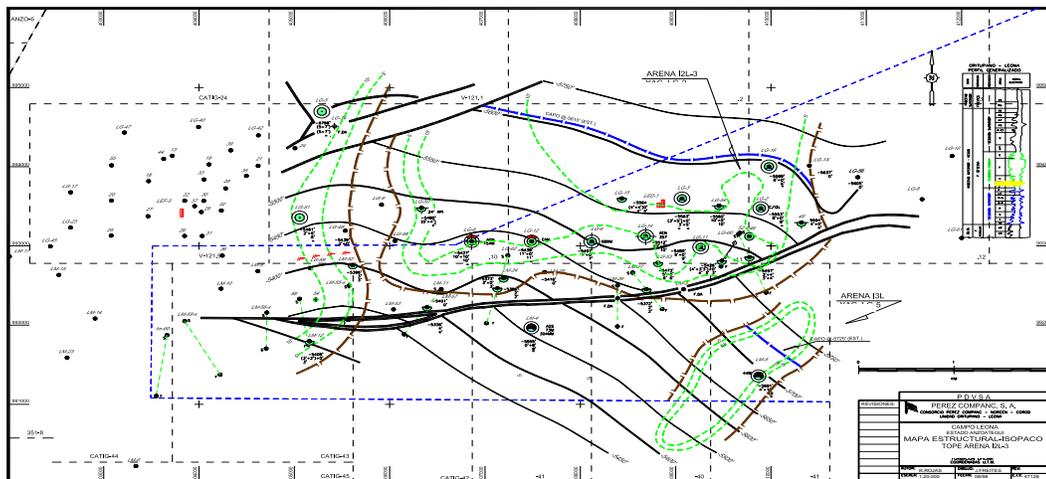


Figura 2.5. Mapa Oficial al tope de la arena I2-3

Suele presentarse en varias facies, desde canales y barras de moderado espesor, hasta depósitos de inundación muy delgados. En ciertos sectores puede hacerse más arcillosa o llega a desaparecer alguno de los lentes (Figuras 2.6 y 2.7). Generalmente, los mejores espesores se asocian a facies de barras, pero en cuyo caso no sobrepasan los 12 pies por lente.

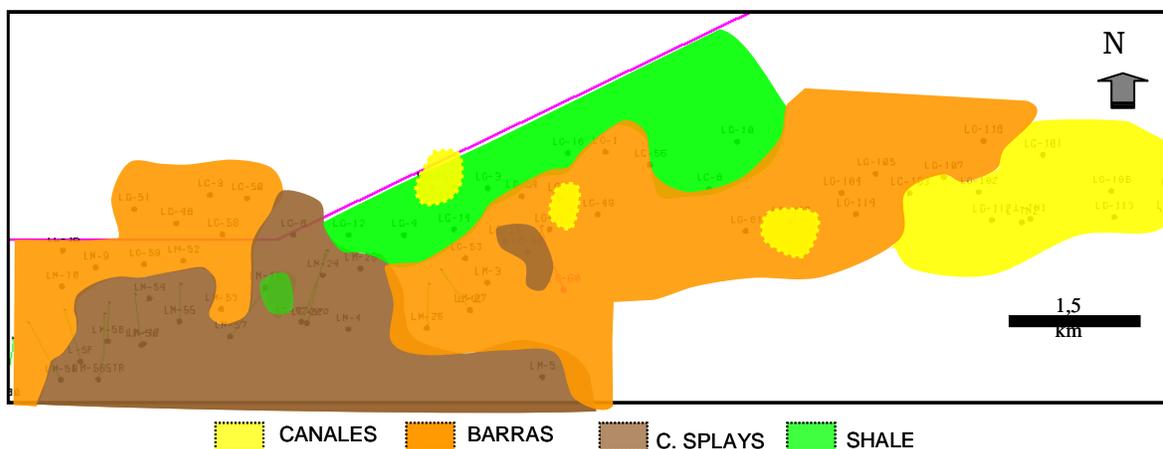


Figura 2.6. Mapa de litofacies arena I2L

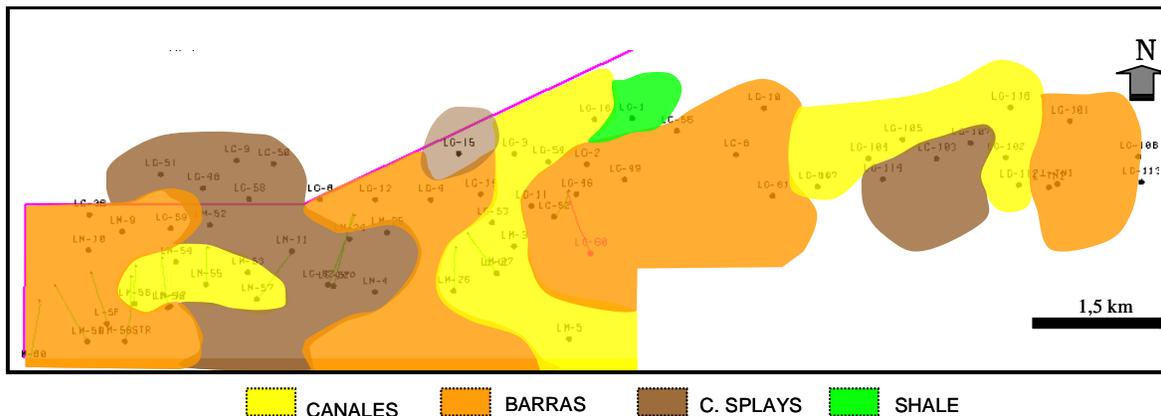


Figura 2.7. Mapa de litofacies arena I3

En el núcleo del pozo P-25 las arenas son descritas como porosas, de grano fino intercaladas con lutitas gris oscuro y arcillitas. Más al este, en el pozo P-116 se recuperaron 60 pies de núcleos en la sección correspondiente a la arena I2L-3. La Figura 2.8 muestra los pozos P-25 y P-116 y la profundidad donde fueron tomados los núcleos.

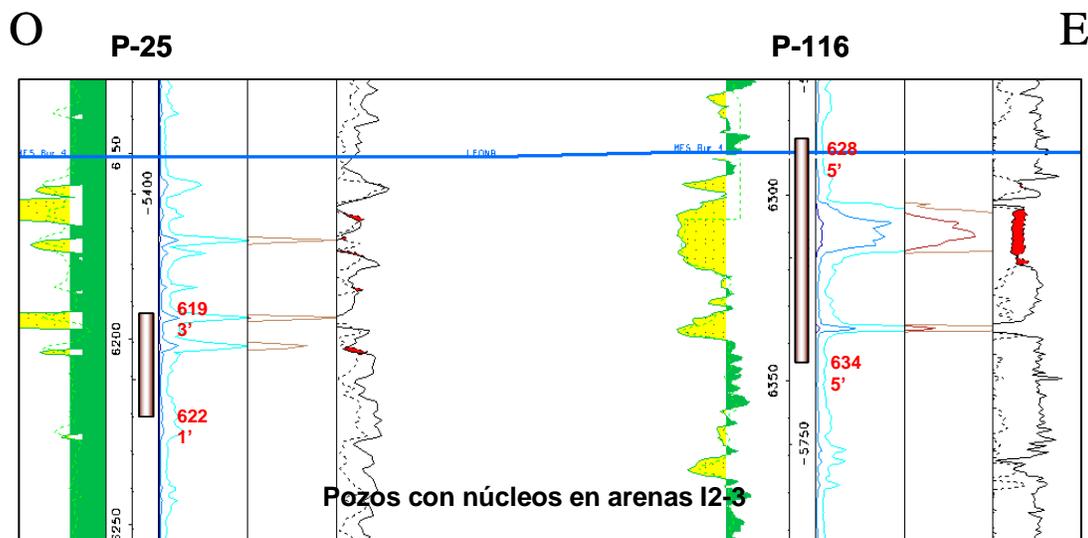


Figura 2.8. Pozos con núcleo en las arenas I2-3

El análisis de núcleos en el pozo P-25, define la arena I2L-3 como parte de un sistema transgresivo dominado por mareas, el cual comprende parasecuencias, a pequeña escala, de grano fino, crecientes hacia arriba, limitadas en su tope por límites de secuencias interfluviales. Superficies transgresivas y de inundación fueron reconocidas en el núcleo.

Las arenas se presentan en pequeños lentes, muestran evidencias de bioturbación y son comunes los mud drapes. Las arcillitas son moteadas, presentan laminación paralela, evidencias de bioturbación y restos orgánicos de raíces. Suelen contener granos aislados de arena o estar intercaladas por delgados lentes arenosos. El ambiente depositacional sugerido por el análisis sedimentológico varía entre costa afuera a transicional, predominantemente.

El núcleo del pozo P-116 comienza en su base con un HST dominado por mareas que comprende parasecuencias progradacionales de miembros superiores muy delgados y poco desarrollados, sellados por una superficie pedógenica e interpretada como un límite de secuencia interfluvial (Figura 2.9). El carbón marca el LST y su tope el inicio de un TST que culmina en una superficie de máxima inundación. El TST está compuesto de un arreglo de parasecuencias grano-crecientes de ambiente de frente costero inferior a transicional-costa afuera. El HST consiste en una parasecuencia progradante de barras mareales a frente costero inferior la cual es truncada por la incisión de canales de marea de lowstand.

Estos canales son limitados al tope por un lignito. La secuencia culmina con depósitos transgresivos que persisten hasta el tope del núcleo.

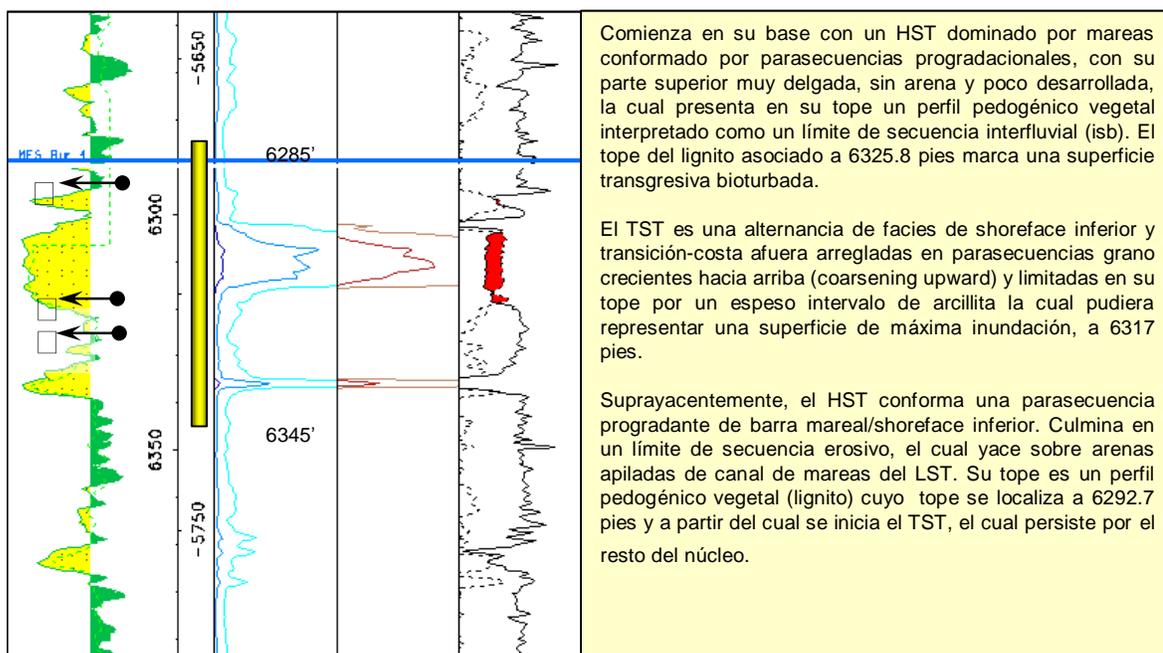


Figura 2.9. Análisis Sedimentológico - Arenas I2-3- Pozo P-116 – Intervalo 6285-6345'

En el pozo P-2, fueron definidas como intercalaciones de arenas con lutitas, arcillitas y limolitas. Las arenas son de grano fino, bien cementadas y friables, interlaminadas con lutitas. Las lutitas son oscuras, duras, carbonáceas, fosilíferas, fisiles y frágiles. Localmente están intercaladas por delgados lentes de arenas y lignitos. Las limolitas son masivas, moderadamente duras, ligeramente lutíticas y glauconíticas.

2.6.1.2. ARENA G

Las arenas G representan el nivel estratigráfico ubicado justo por debajo de una superficie de inundación de gran continuidad y extensión regional, definida como MFS Bur 5, y se localizan en la sección media de la Fm. Oficina. Están constituidas por depósitos siliclásticos de buena distribución en el Campo, aunque muestran mejores desarrollos y espesores hacia el extremo centro-oriental de éste (Figura 2.10).

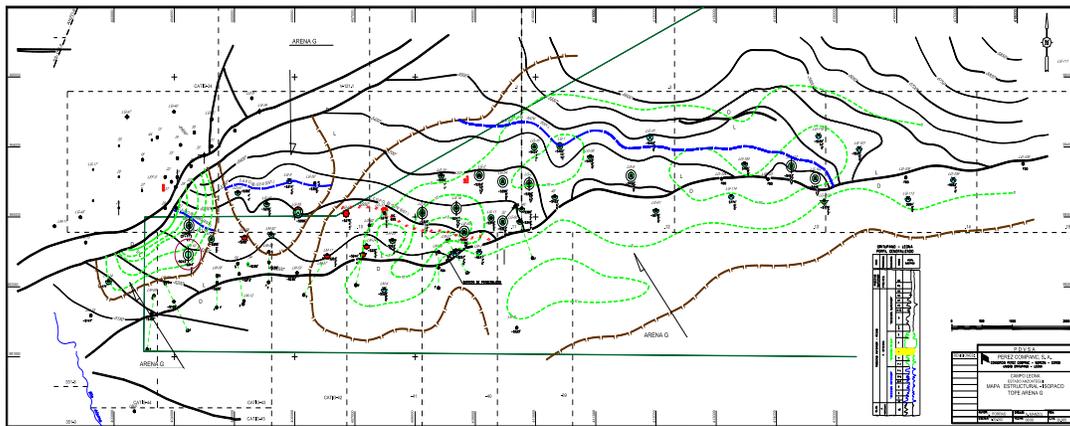


Figura 2.10. Mapa Oficial al tope de la arena G

Presentan variedad de facies en el Campo, desde canales y barras de moderado espesor, hasta depósitos de inundación muy delgados (Figura 2.11). Hacia el oeste la arena tiende a desaparecer haciéndose completamente arcillosa. Generalmente, las barras presentan mejores espesores, llegando incluso a alcanzar hasta 16 pies.

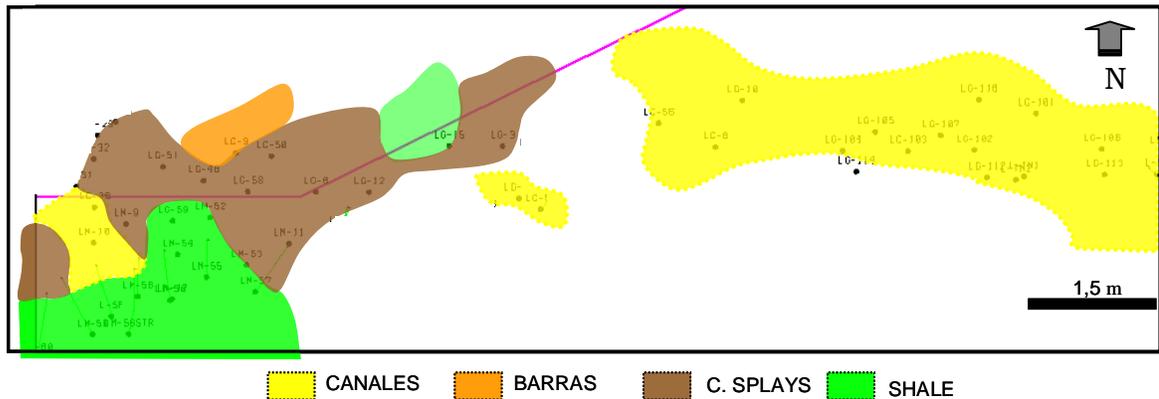


Figura 2.11. Mapa de litofacies arena G

La arena se limita verticalmente por dos cuerpos lutíticos que actúan como sellos. El límite superior es una superficie de inundación de carácter regional, mientras que el segundo es otra inundación de orden mayor pero con excelentes características y de muy buena continuidad en el área.

Estudios de núcleos en el pozo P-25, sugieren que las arenas G, representan depósitos de highstand, conformados por parasecuencias progradantes de frente costero (shoreface). La arena G, ha sido definida en el pozo P-25, sobre la base de estudios de núcleos, como un depósito de highstand, conformado por la parte superior de parasecuencias de frente costero alto, sobre las cuales yacen parasecuencias grano-crecientes de ambientes costa afuera y transicionales a frente costero (Figura 2.12).

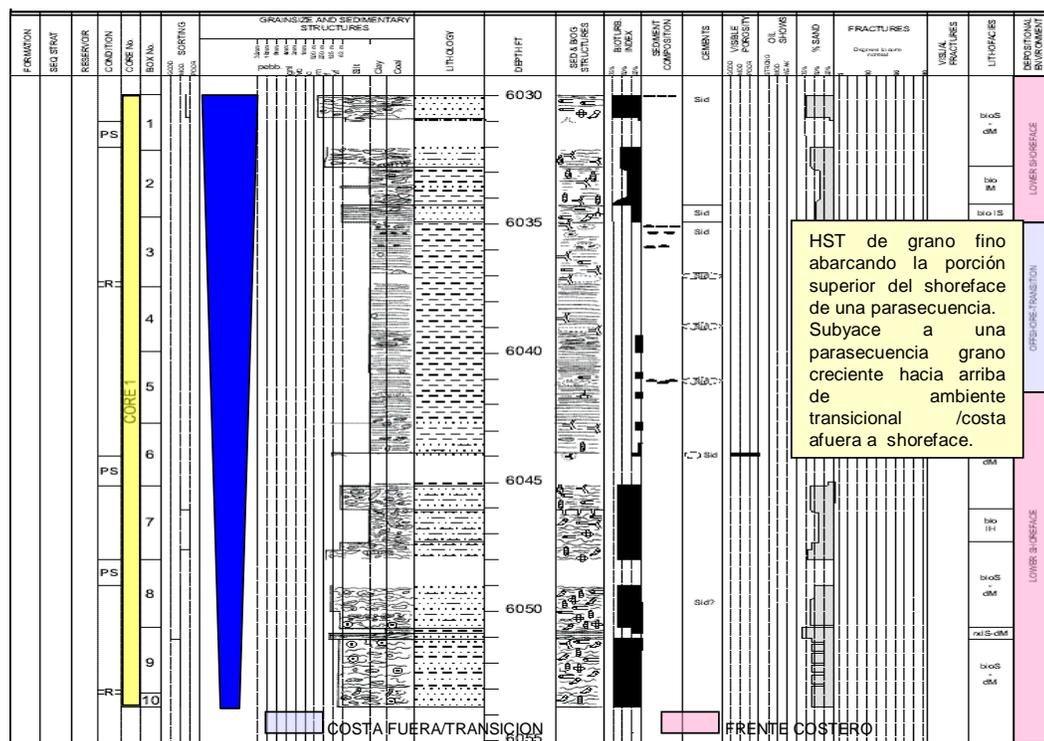


Figura 2.12. Análisis sedimentológico del Pozo P-25 en la arena G

Los clásticos que conforman la unidad, son esencialmente arenas de grano fino, de laminación paralela, arcillosas, con mud drapes y bioturbadas. Se han identificado especies icnofósiles de los géneros *Planolites* isp; *Palaeophycus* isp, *Ophiomorpha* isp, *Zoophycus* isp, *Tallasinoides* isp. y *Teichichnus* isp. Delgadas estratificaciones de nódulos cementados de siderita han sido observadas en las arenas. Las arcillitas presentan laminaciones paralelas, su color es gris oscuro a negro, son ricas en materia orgánica y están intensamente bioturbadas. A menudo presentan delgadas intercalaciones de arenas igualmente bioturbadas.

Los análisis de muestras de pared en el pozo P-1, las definen como arenas de grano fino, bien escogidas y suaves, de muy buena porosidad. En el núcleo

tomado al pozo P-2 son definidas como arenas arcillosas, limosas, de grano fino, pobremente estratificadas y bien escogidas.

2.6.2. ARENAS L - M - N

La Unidad L-M-N esta representada por los intervalos arenosos comprendidos entre las arenas L1 a N2 correspondientes a una facies de llanura deltáica baja con un grado importante de influencia de mareas. Las arenas corresponden a depósitos de canal, de desborde y delgadas barras. Las arenas tienden a ser lenticulares, de bajos espesores, separadas por intervalos lutíticos ampliamente distribuidos en el área. La Figura 2.13 muestra el registro tipo para las arenas de esta unidad.

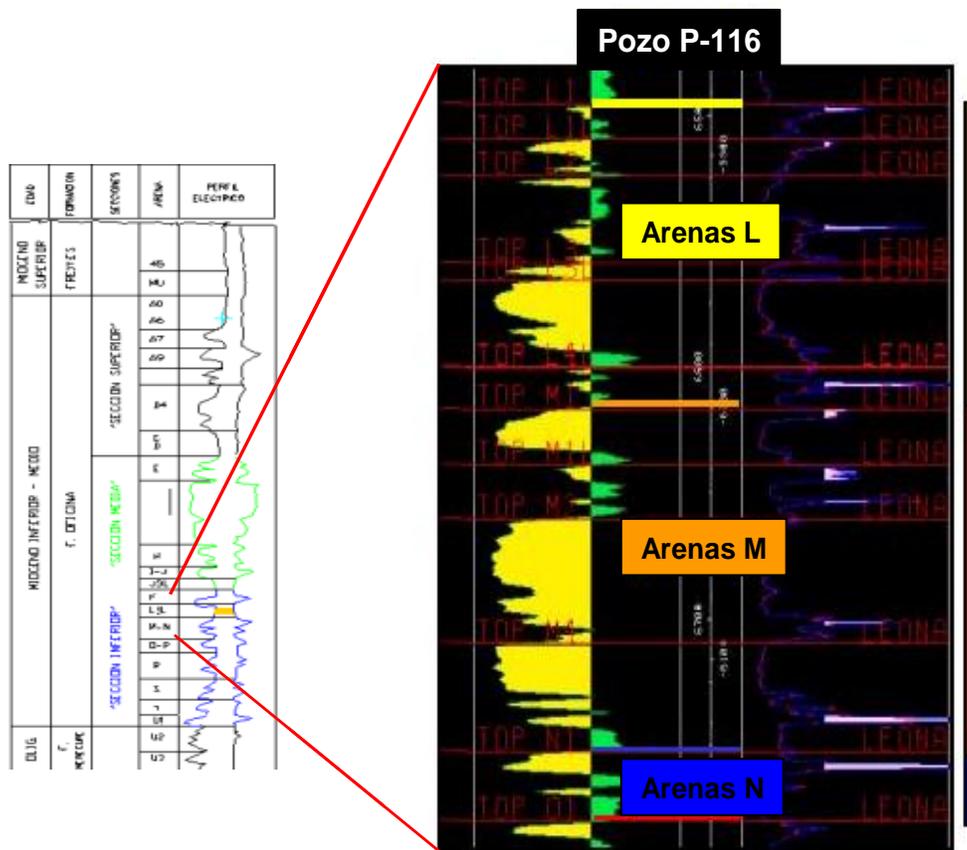


Figura 2.13. Registro tipo arenas L-M-N.

Los espesores útiles por arena varían de un mínimo de 5 a un máximo de 35 pies, con un promedio útil de 10 pies. El rango de porosidad para estos reservorios varía entre 18 y 29 % con un promedio de 22 %.

El entrapamiento es del tipo combinado, estructural-estratigráfico, con cierres estructurales contra la falla principal y lateralmente, por cambios de facies o pinch-outs. Las principales acumulaciones se localizan en el lado levantado de la falla principal del Campo; sin embargo, se han identificado y producido de yacimientos de estructuras menores en roll-overs, ubicadas en el bloque deprimido de la falla. Las Figuras 2.14, 2.15 y 2.16 muestran los mapas oficiales al tope de las arenas L1U, L2U y N2U respectivamente.

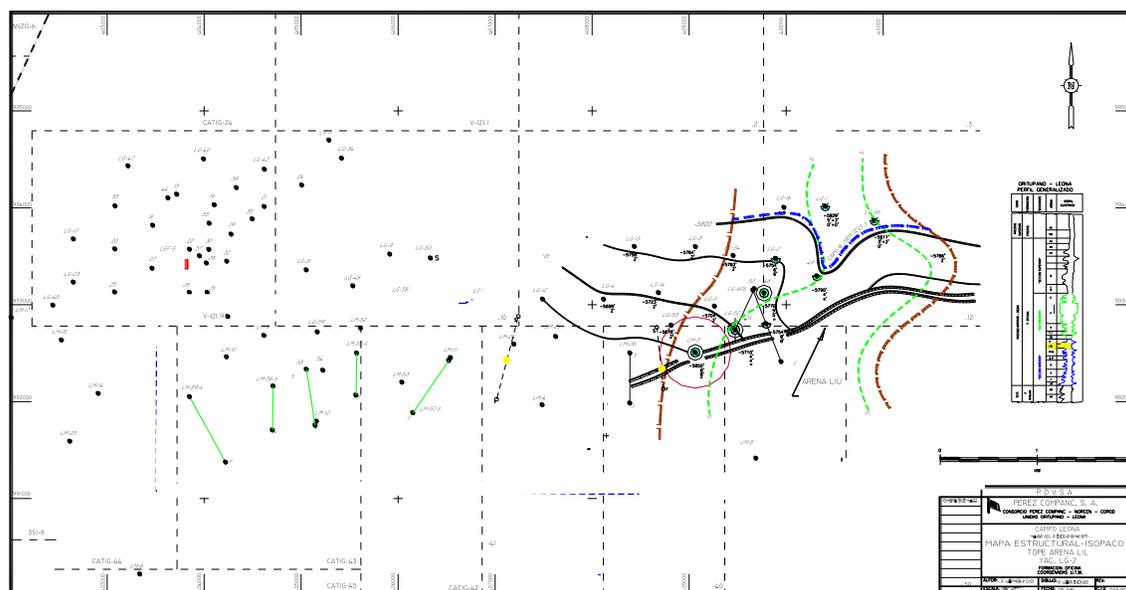


Figura 2.14. Mapa Oficial al tope de la arena L1U.

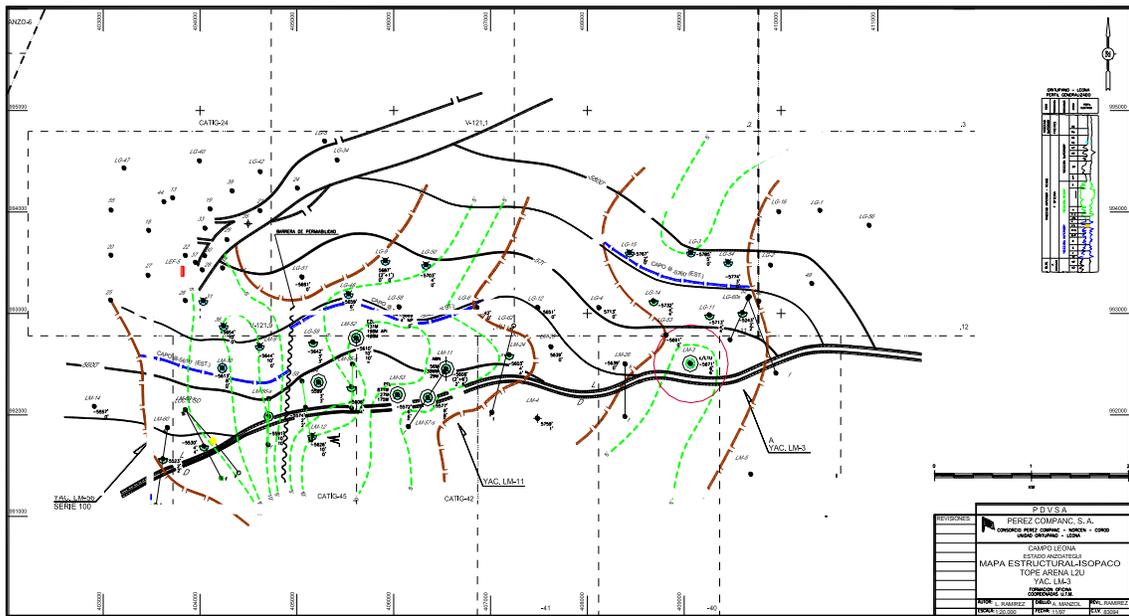


Figura 2.15. Mapa Oficial al tope de la arena L2U.

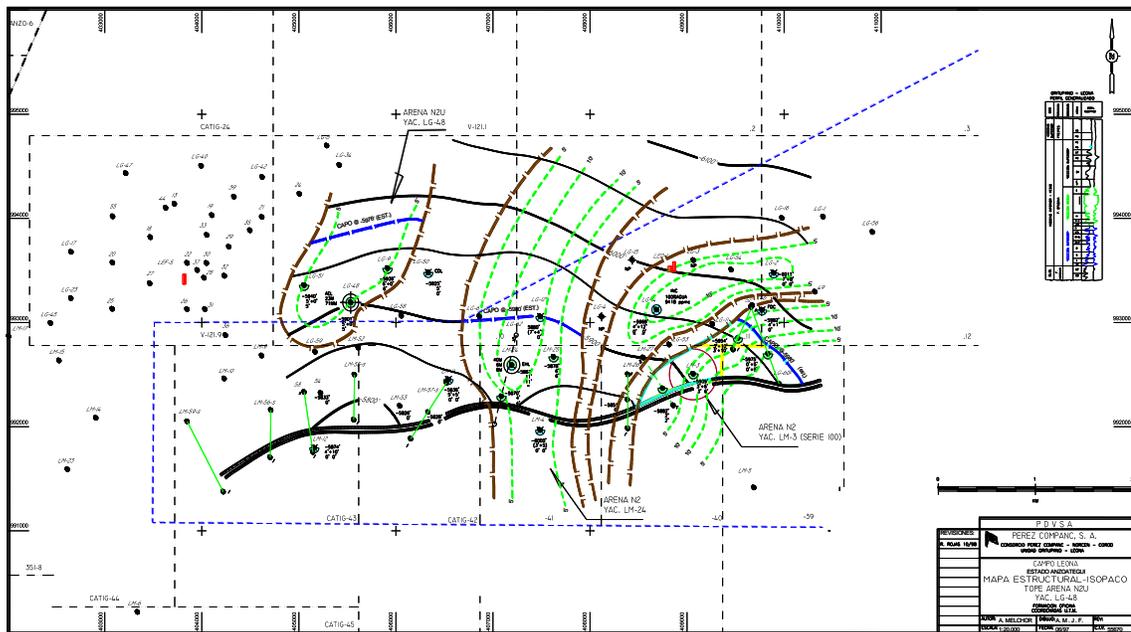


Figura 2.16. Mapa Oficial al tope de la arena N2U.

En el pozo P-116 se tomó un núcleo en los intervalos correspondientes a las arenas L y M, esta información junto con los datos de pozo y sísmica 3D, permitió realizar una interpretación cronoestratigráfica del área. La Figura 2.17 muestra un intervalo de donde se tomó el núcleo y de forma esquemática la interpretación de las secuencias y ambientes.

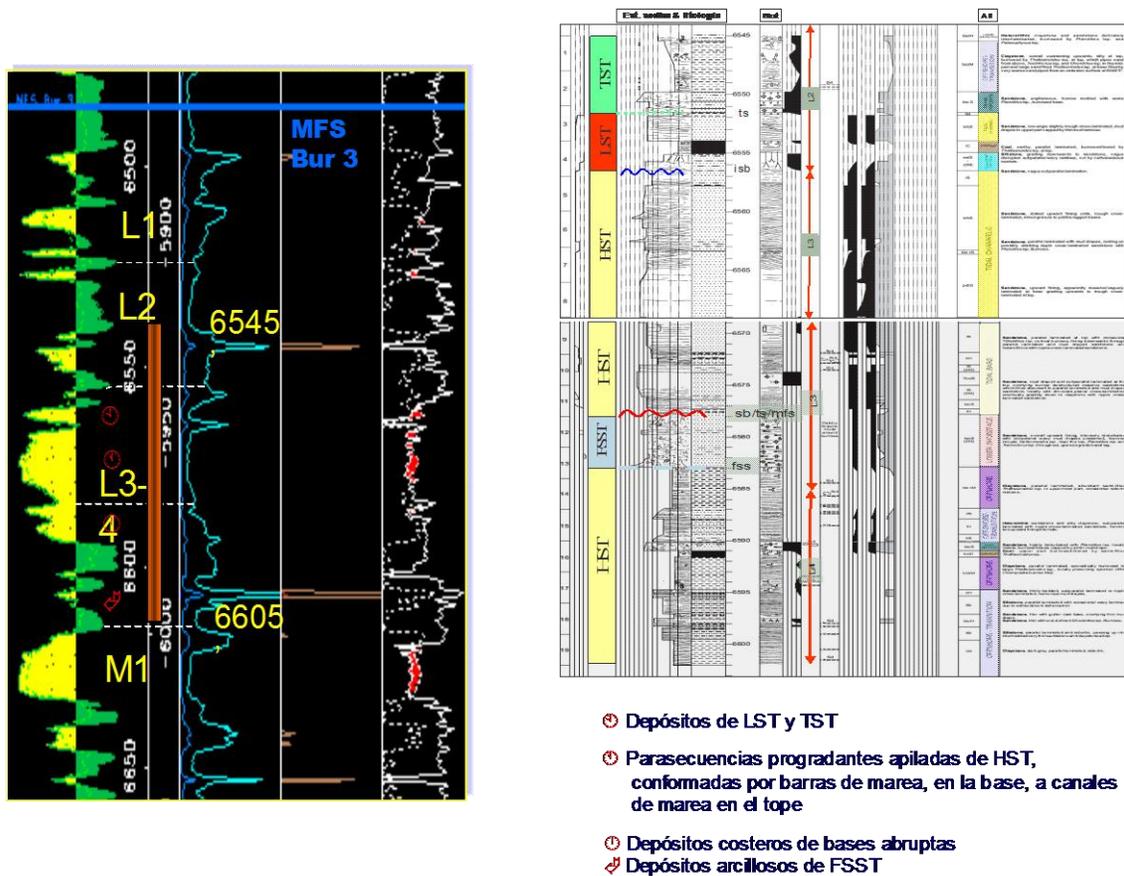


Figura 2.17. Núcleo del pozo P-116 en el intervalo L-M

Los espesores útiles por arena varían de un mínimo de 5 a un máximo de 35 pies, con un promedio útil de 10 pies. El rango de la porosidad para estos reservorios varía entre 18 y 29 % con un promedio del 22 %.

La figura 2.18, muestra una sección estratigráfica Oeste-Este, con pozos del Campo, donde se pueden observar las características sedimentológicas de esta unidad. En ella se define la presencia de arenas de canales delgados y barras de desembocadura separadas claramente por niveles de lutitas, depósitos de inundación o desborde, limolitas y algunos lignitos. En este sistema sedimentario es importante mencionar la importancia que tienen las variaciones laterales de las facies sedimentarias las cuales para las arenas presentes definen pinch-out laterales que limitan el yacimiento.

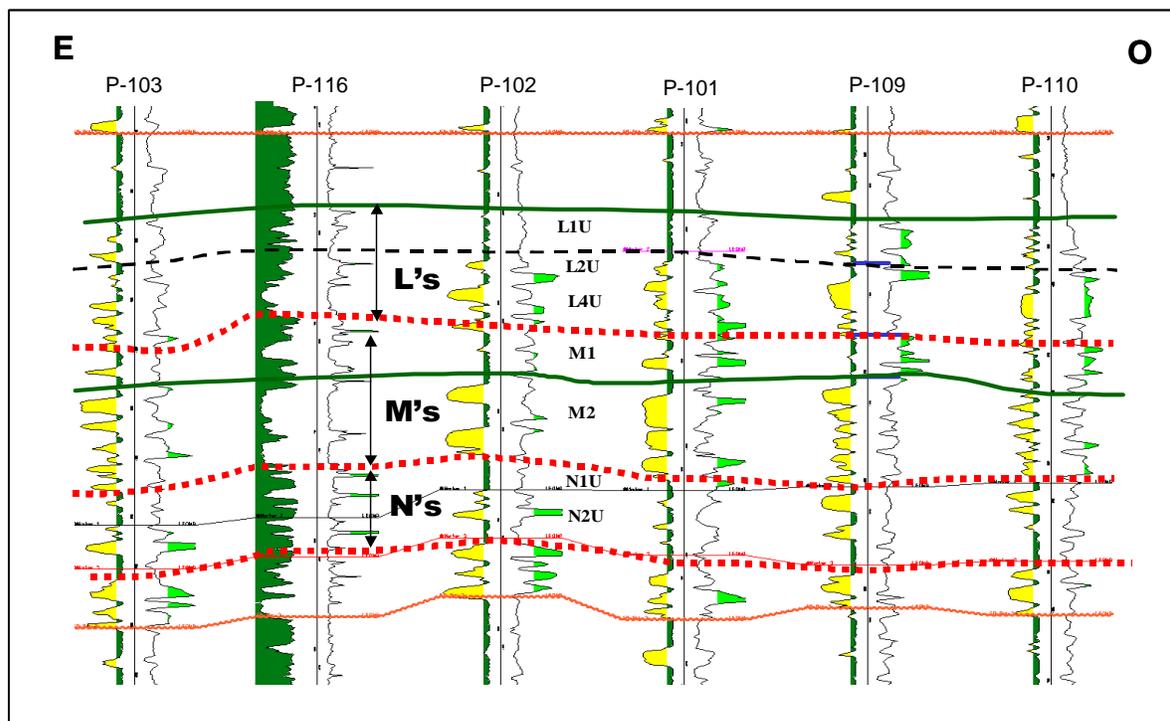


Figura 2.18. Sección estratigráfica Este-Oeste donde se muestran las arenas L, M y N.

2.6.3. ARENAS T - U

La Unidad T-U esta representada por los intervalos comprendidos entre las arenas TU y las arenas U4. El ambiente de sedimentación en la base de intervalo (arenas U) esta definido por un ambiente de marcada influencia continental donde se desarrollan intervalos arenosos masivos intercalados con lutitas compactas, limolitas y pocos lignitos. Las arenas corresponden a canales coalescentes de espesores de hasta 150 pies. Respecto al intervalo superior (arenas T), el mismo está definido por arenas de canal intercaladas con lutitas asociadas a facies de llanura deltáica con influencia de mareas donde se definen desarrollos de lignitos. La Figura 2.19 muestra el registro tipo para las arenas de esta unidad.

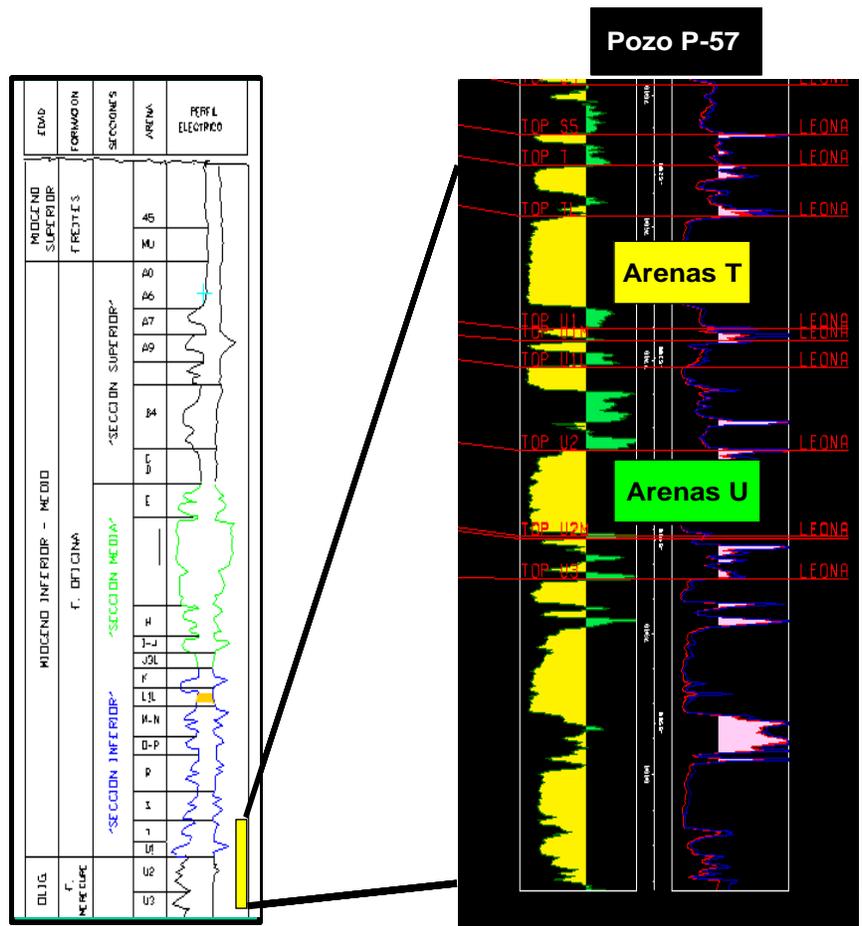


Figura 2.19. Registro tipo arenas T-U.

Las características sedimentológicas de esta unidad vienen dadas por la presencia de arenas masivas intercaladas con lutitas en la base y hacia el tope canales y barras de marea separadas por niveles de lutitas, limonitas y lignitos.

El rango de la porosidad para estos reservorios varía entre 20 y 25 % con un promedio del 23 %.

Los límites de los yacimientos están definidos al sur por la falla principal del Campo, en sentido Oeste y Este los límites se asocian a una disminución de la facie arenosa dentro de cada yacimiento, y al Norte viene dado por el contacto agua-petróleo de cada yacimiento.

Las Figuras 2.20 y 2.21 presentan los mapas oficiales del tope de las arenas TU y U1U respectivamente, donde se puede observar la configuración y límites de estos yacimientos.

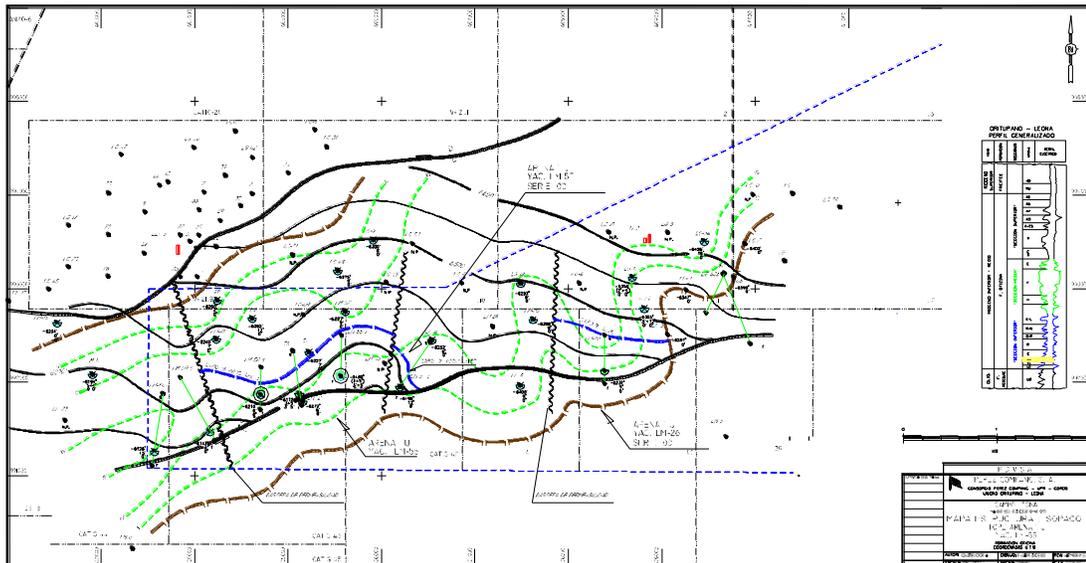


Figura 2.20. Mapa oficial al tope de la arena TU

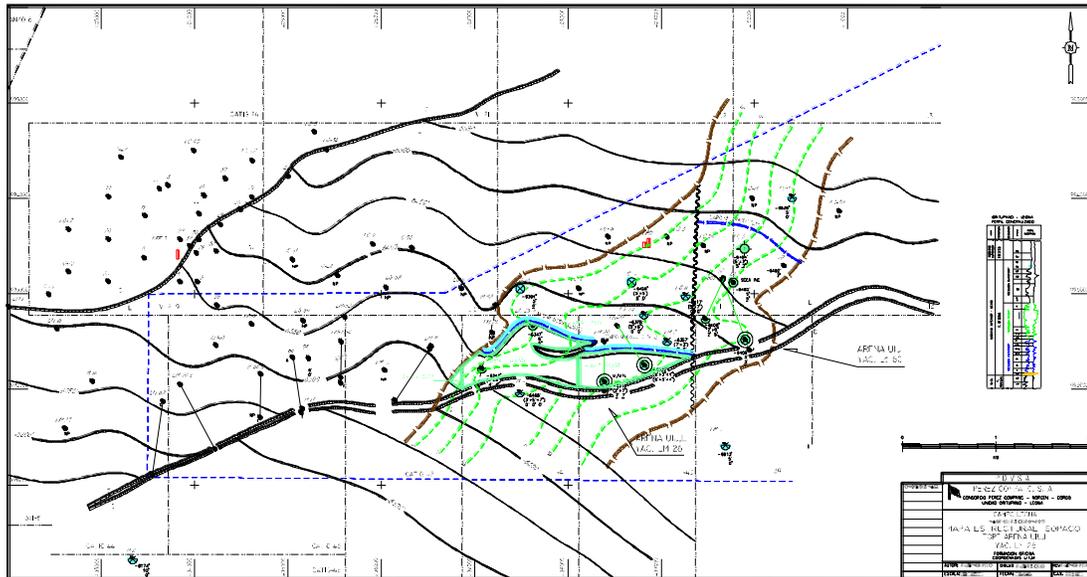


Figura 2.21. Mapa oficial al tope de la arena U1

2.7. ANTECEDENTES SOBRE LA EXPLOTACIÓN BAJO LA MODALIDAD DE UNIDADES DE EXPLOTACIÓN

En un Campo vecino, las arenas E y F se han explotado de manera individual y en conjunto, al igual que las arenas L, M y N. Actualmente, se cuenta con cuatro (4) pozos en cada unidad de explotación propuesta; los que producen bajo la estrategia de la Unidad de Explotación EF y los de la UE LMN.

Estos pozos han evolucionado de manera satisfactoria luego de la optimización del sistema extractivo. Para Febrero del 2005, los pozos completados en en ambas unidades de explotación producían en promedio 200 bls/d de petróleo con 92% de agua.

Cabe destacar que ambas Unidades de Explotación se caracterizan por la producción de altos cortes de agua, argumento que sustenta la explotación de

estas arenas bajo esta modalidad, ya que la producción de una arena individual no genera caudales de petróleo que sean económicamente explotables.

CAPITULO III. MARCO METODOLOGICO

La definición de la mejor estrategia de un explotación de un Campo maduro de la Cuenca Oriental de Venezuela, se realizó bajo una metodología que permitiese cumplir con los objetivos propuestos. La sistemática empleada en este estudio se describe esquemáticamente en la Figura 3.1.

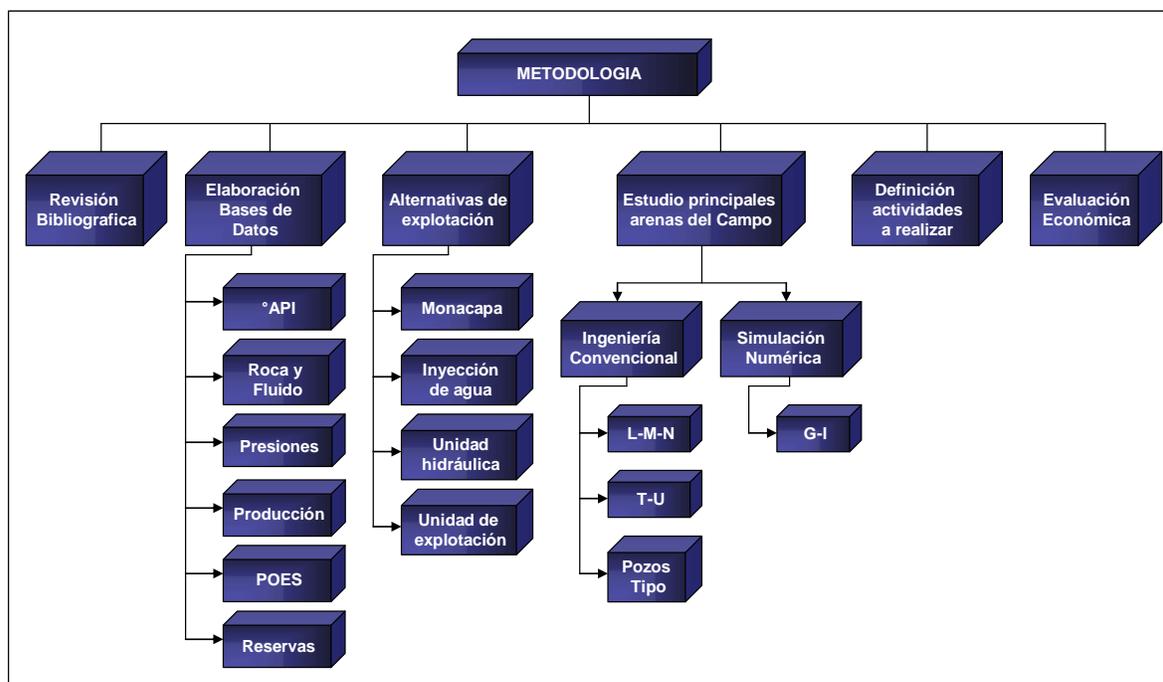


Figura 3.1. Esquema de la Metodología empleada.

A continuación se detallan las actividades y estimaciones involucradas en cada fase.

1. Revisión Bibliográfica
2. Bases de Datos
3. Alternativas de explotación
4. Estudio de las principales arenas del Campo: G-I, L-M y T-U (Estudio convencional y simulación de yacimientos)
5. Actividades propuestas
6. Evaluación económica
7. Limitaciones del estudio

3.1. REVISION BIBLIOGRAFICA

En esta fase inicial se procedió a documentar toda información relativa al trabajo de investigación que sustenta el marco teórico. En este proceso de recopilación bibliográfica se consultaron distintas fuentes de información, entre ellas: artículos de publicaciones técnicas (principalmente de la SPE), páginas web, reportes, informes y trabajos técnicos relacionados con el tema en estudio.

3.2. ELABORACION DE LAS BASES DE DATOS

Para cada una de las Áreas en estudio, se armaron bases de datos de: roca, fluidos, gravedad API, presión, producción, POES y reservas. A dichos datos se les efectuó un proceso de chequeo y validación; mientras que los parámetros sin

mediciones se estimaron mediante las correlaciones desarrolladas para el Oriente de Venezuela, por S.A. Meneven y Total Compagnie Francaise des Petróleo en 1983 (Correlaciones Meneven-Total), las cuales son de uso habitual en campos de la zona.

3.4.1. DATOS °API

Los valores de la gravedad API se tomaron de los análisis de crudo de las diferentes arenas. Dichos datos fueron validados y analizados para cada los tres paquetes de arena en estudio: G-I, L-M y T-U.

En el Anexo 1 se encuentran los pozos a los que se les han tomado muestras de crudo y la gravedad API de los mismos

3.4.2. PROPIEDADES ROCA Y FLUIDOS

Los datos de roca se obtuvieron de los análisis especiales realizados a los núcleos tomados en el Campo: pozos P-116 y P-25, los cuales comprenden parte de la sección inferior (arenas U1 a KL0) y media (arenas KL0 a E1). En la Figura 3.2 se muestra la ubicación de los pozos en el Campo así como los pozos con registros de porosidad.

La información petrofísica se obtuvo de la interpretación de los registros de pozos.

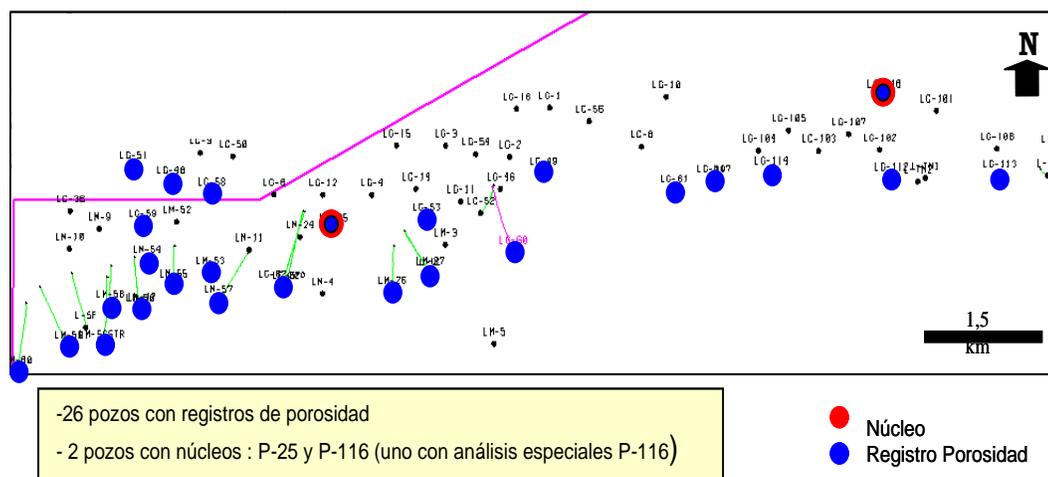


Figura 3.2. Ubicación de los pozos con núcleo.

En cuanto a las características del fluido, no se dispone de análisis PVT para todas las arenas. La fuente de información más importante, la constituyen los análisis de muestras de fluidos de boca de pozo, en los cuales se reportan principalmente la gravedad API del crudo y las viscosidades del petróleo muerto a diferentes temperaturas; razón por la cual se han utilizado las correlaciones desarrolladas para el Oriente de Venezuela, por S.A. Meneven y Total Compagnie Francaise des Petróleo en 1983 (Correlaciones Meneven-Total) para determinar ciertos parámetros, tales como: Presión de Burbujeo, Compresibilidad del Petróleo, Viscosidad del Petróleo, Factor Volumétrico del Petróleo, entre otros.

3.4.3. DATOS DE PRESIONES

Durante el período de explotación de las arenas del Campo, se han tomado mediciones de presión estática y registros RFT “Repeat Formation Tester” o FMT “Formation Multi Tester” en algunos pozos al momento de ser perforados.

Los pasos seguidos para el análisis del comportamiento de presiones fueron:

- Elaboración de una base de datos de presiones actualizadas a la fecha, contentiva de todas las mediciones realizadas con sus respectivos valores de presión y profundidad a la cual fueron medidas.
- Elaboración de los gráficos de presión (psi) versus tiempo.
- Estudio de las tendencias obtenidas en las gráficas para cada grupo de arenas, con el objetivo de analizar el comportamiento de presión entre las arenas.

En el Anexo 2 se presentan las gráficas de comportamiento de presión para las arenas G, I, L-M-N y T-U.

3.4.4. DATOS DE PRODUCCION

Se analizó el comportamiento de producción de los yacimientos en estudio, realizando los gráficos correspondientes para cada grupo de arenas.

Cabe destacar que durante los primeros años de producción del yacimiento existe incertidumbre en cuanto al comportamiento y declinación de producción del mismo, ya que en la base de datos de OFM hasta Diciembre de 1949 solo se dispone del valor de acumulado de producción de petróleo, gas y agua.

En el Anexo 3 se presentan los gráficos de comportamiento de producción.

3.4.5. POES Y RESERVAS

Para cada área se efectuó un inventario de los valores de POES, las reservas probadas y recuperables que se encuentran oficializadas, de todos los

yacimientos de interés en este estudio. En la Tabla 3.1 se presentan los valores de POES y reservas remanentes para las arenas en estudio.

Arena	POES (MMBbls)	Reservas Remanentes (MMBbls)
G	17,318	1,992
I2-3	44.817	2,050
L-M-N	55,229	5,413
T-U	32,051	2,347

Tabla 3.1. Datos de POES y Reservas remanentes

3.3. PROPUESTAS DE ALTERNATIVAS DE EXPLOTACION

Para definir el plan de desarrollo óptimo para el Campo se evaluarán diferentes estrategias de producción, como son: producción de cada arena individual, la posibilidad de unidades hidráulicas y/o de explotación así como proyectos de recuperación secundaria a través de inyección de agua.

La escogencia de estas alternativas se basó en las características y condiciones de las arenas a estudiar: las arenas G-I presentan bajo niveles de presión por lo que se recomienda un proyecto piloto de inyección de agua; para las arenas L-M-N como presentan bajas tasas de producción por arena se recomienda evaluar la factibilidad de poner en producción varias arenas en conjunto; para el caso de las arenas T-U dado que desde el punto de vista geológico presentan comunicación se evaluará la factibilidad de que formen una Unidad Hidráulica.

En las Figuras 3.3, 3.4 y 3.5 se muestran tres posibles alternativas de explotación de acuerdo a las características y condiciones de cada grupo de arenas.

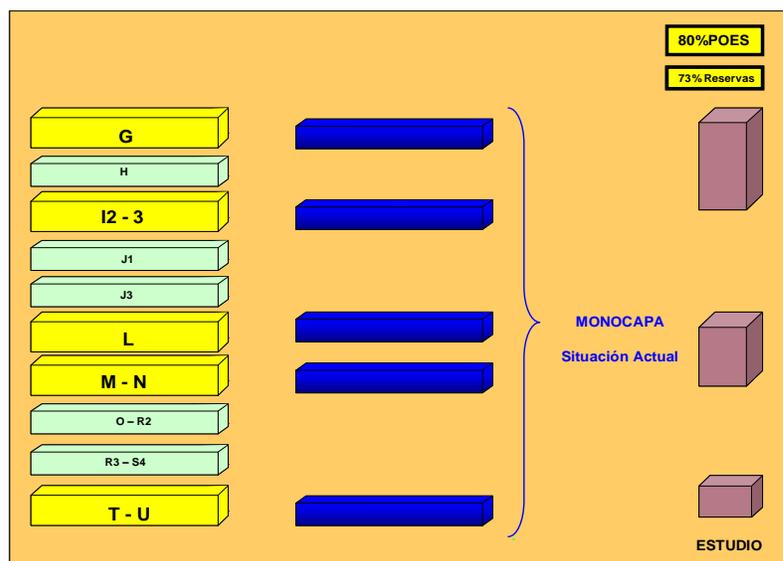


Figura 3.3. Esquema de Explotación 1

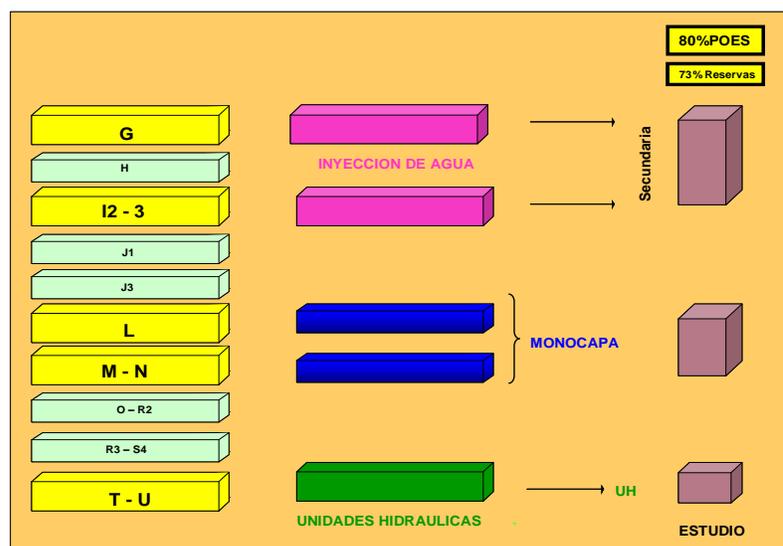


Figura 3.4. Esquema de Explotación 2

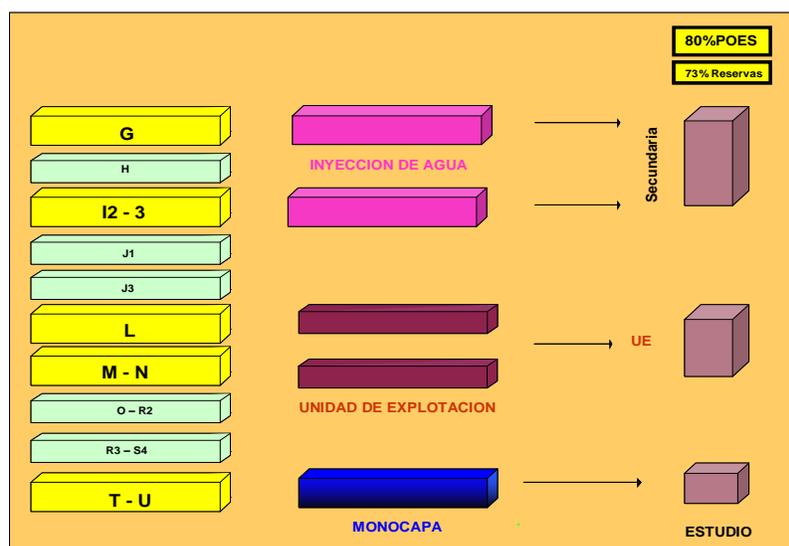


Figura 3.5. Esquema de Explotación 3

3.4. ESTUDIO DE LAS PRINCIPALES ARENAS DEL CAMPO

Las arenas productoras de petróleo del Campo han sido tradicionalmente completadas y explotadas como yacimientos individuales, y en algunos casos debido a la producción se encuentran agotadas y con bajos niveles de presión. Esta estrategia de explotación es, en gran parte, antieconómica para mantener los pozos activos sobre todo si tienen bajas tasas de producción (inferior a los 100 Bbls/d de petróleo).

Debido a esto surgió la necesidad de definir una estrategia de explotación que permita mantener el Campo activo y así poder drenar las reservas remanentes de las principales arenas.

Las arenas G-I, L-M-N y T-U, fueron seleccionadas para ser estudiadas, ya que agrupan el 80% del POES y 73% de las reservas del Campo (Figura 3.6).

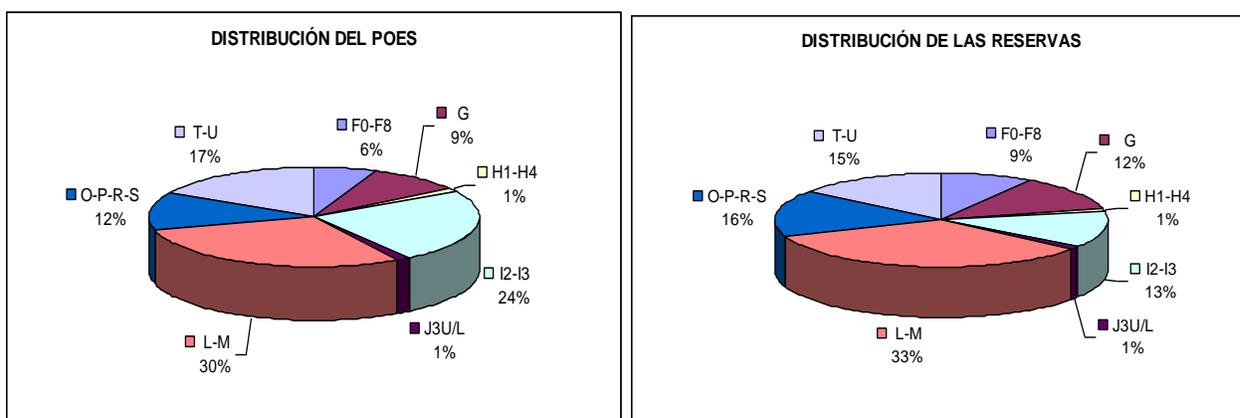


Figura 3.6. Distribución del POES y reservas del Campo

3.4.1. INGENIERIA CONVENCIONAL

Dado que las arenas L-M-N y T-U no poseen suficiente información para realizar un modelo de simulación detallado, estas arenas fueron estudiadas realizando una revisión de los datos de geología, petrofísica, presiones y producción para determinar la estrategia de explotación para las mismas.

Para definir los pronósticos de producción se utilizó la técnica del pozo tipo.

3.4.1.1. POZOS TIPO

Para estimar el comportamiento de los esquemas de producción: Monocapa y Unidad de Explotación, se utilizó el método estadístico del Pozo Tipo, basado en el comportamiento histórico de producción existente a la fecha.

Los Pozos Tipo definidos para cada caso (Monocapas y Unidad de Explotación) se generaron a partir del siguiente estudio:

- Análisis de la curva de producción declinación de la tasa de petróleo en función del tiempo (Q_o vs t).
- Análisis del comportamiento histórico de producción monocapas que constituyen la Unidad de Explotación.

Una vez establecido el caudal bruto (se asume constante) y el comportamiento Relación Agua Petróleo (RAP) vs N_p se determinaron los caudales de petróleo en el tiempo; estableciendo como límites económicos de producción: (1) Relación Agua Petróleo (RAP) de 35 Bbl/bbl y/o (2) tasa de producción neta de 30 Bbls/d. La primera consideración está asociada a un corte de agua del 97% en función de que las arenas presentan un empuje hidráulico y en consecuencia, la producción se presentará con altos cortes de agua.

El Anexo 4 muestra el comportamiento gráfico de los Pozos Tipo definidos para la Unidad de Explotación L-M-N y para el caso monocapa de las arenas T-U.

3.4.2. SIMULACION NUMERICA

Se realizó un modelo estático 3D con distribución geoestadística de porosidad utilizando el programa “Stratamodel” e importado para su simulación numérica en Eclipse.

Se diferencian cuatro etapas principales en la metodología utilizada, para la construcción del modelo tanto estático como dinámico en el Campo:

Una vez realizada la interpretación cronoestratigráfica del Campo, se construye el modelo estructural, basado en dos grillas correspondientes a horizontes interpretados en el cubo sísmico y convertidos a profundidad.

En la segunda se distribuirán ocho electrofacies obtenidas de la combinación de la forma de la curva de los registros y la clasificación en “system traces”.

Durante la tercera etapa se distribuirá la propiedad de porosidad dentro de los volúmenes de facies, utilizando técnicas geoestadísticas.

Una vez obtenida la distribución de porosidad en el modelo se exportó a ECLIPSE para realizar la simulación numérica de las arenas G-I.

El detalle del modelo estático se presenta en el Anexo 5.

3.5. ACTIVIDAD PROPUESTA

En esta fase se trazaron las actividades necesarias para el desarrollo de las arenas G-I, L-M-N y T-U bajo el concepto de la mejor estrategia de explotación para las mismas. Esta actividad está basada en reactivación de pozos inactivos, reconversión de pozos productores a inyectores así como perforación de pozos.

Las actividades consideradas para la puesta en práctica de los proyectos pilotos propuestos son: (a) cambios de zonas productoras a través de camisas disponibles, (b) Workovers y/o Perforación, respetando la secuencia de cada alternativa según la jerarquía de los pozos tipo y realizando sus respectivas declinaciones.

En cuanto a los pozos productores a perforar, el diseño de la completación dependerá del objetivo de cada proyecto y de la historia existente para cada caso; además del tipo de levantamiento artificial según el máximo caudal líquido requerido.

3.6. EVALUACION ECONOMICA

El análisis económico tiene por objetivo determinar la rentabilidad económica de la estrategia de producción actual del Campo (Monocapa) y la generada por los nuevos esquemas de explotación para cada grupo de arenas: G-I, L-M-N y T-U para luego ser comparados entre sí, en función de la rentabilidad de cada uno de ellos. Por consiguiente, la evaluación económica se planteó para los siguientes escenarios posibles: Monocapa, Unidades de Explotación asociadas a trabajos de re-acondicionamiento/recompletación (Unidad de Explotación RA/RC).

Las premisas consideradas para efectuar el cálculo de los indicadores económicos fueron:

- Impuesto Sobre la Renta (ISLR): 50%.
- Regalías: 30%.
- El cálculo de las ventas consideró el siguiente perfil de precios (Tabla 3.2):

Años	WTI (US \$/Bbls)	Precio Venta (US \$/Bbls)
2005	36,8	34,19
2006	31,7	26,68
2007	26,7	23,28
2008	26,7 flat hasta final del contrato (2014)	23,28

Tabla 3.2. Escenarios de precios de venta

- Límite económico por fecha: 2014 (caducidad de los convenios operativos).
- Límites económicos de producción: (a) tasa de abandono de 30 Bbls de petróleo y/o (b) relación agua-petróleo de 34%; parámetros bajo los cuales se generaron las estimaciones de declinación de producción.

3.7. LIMITACIONES DEL ESTUDIO

En la ejecución de este trabajo se manipularon parámetros con cierta incertidumbre que podrían afectar las estimaciones realizadas; por lo que se debe asumir algún riesgo. Entre estos parámetros se tienen:

- Carencia de datos de presiones: presiones de fondo (estáticas); restauración de presión (Build-Up), gradientes estáticos, gradientes dinámicos y medición de presión a la formación (RFT o FMT) a lo largo de la vida productiva del Campo; sólo se disponen de valores de presión en algunos pozos al momento de ser perforados. Es importante mencionar que al solo disponer de valores de presión al inicio de la explotación, se tiene gran incertidumbre sobre el comportamiento de la misma. Estas pruebas deberían ser tomadas con el continuo desarrollo del área para así monitorear las condiciones de presión en las que se encuentran los diferentes yacimientos, con el fin de planificar el desarrollo de algún plan de explotación que mejore las condiciones de producción. La elaboración de mapas isópacos-estructurales que permitan mostrar la ubicación estructural de los pozos con sus respectivas tendencias de presión, son de gran utilidad para indicar la ubicación de posibles nuevos pozos y zonas con utilidad en trabajos de re-acondicionamiento y re-completación (RA/RC), ya que reflejan comportamientos por zonas, tales como:

interferencias, zonas de mayor o menor agotamiento, zonas con presiones anormales y zonas de posible comunicación.

- Limitados análisis de pruebas realizadas a los fluidos de los diferentes yacimientos, tales como: análisis PVT (la mayoría de los parámetros obtenidos de este análisis han sido estimados a través de las correlaciones de uso frecuente en el área), pruebas de compatibilidad de fluidos, gravedad API y análisis físico-químico del agua de formación.
- La existencia de un único núcleo tomado en las arenas G-I,

Estas limitaciones interfirieron en la realización de un informe minucioso y de mayor confiabilidad.

CAPITULO IV. DISCUSION DE RESULTADOS

Tradicionalmente la explotación de hidrocarburos en los yacimientos del Campo ha sido mediante el esquema de producción de arenas individuales, comúnmente conocidas como monocapas. Este esquema no necesariamente es el mas óptimo, ya que en su aplicación intervienen factores como: la capacidad productiva (permeabilidad), el espesor de arena, la porosidad de la roca, los niveles de presión, entre otros; por lo que su aplicabilidad como método de explotación dependerá de las necesidades o políticas de cada empresa.

En yacimientos maduros, las actividades de perforación y reparación de pozos, deben estar enfocadas en la consecución de trabajos que garanticen el desarrollo e incorporación de nuevas reservas y que a su vez, garanticen el rendimiento económico de las inversiones efectuadas. A medida que el tiempo avanza, la búsqueda de dichos trabajos se hace más difícil por lo que se hace necesario recurrir a nuevos estudios que permitan definir estrategias de explotación y desarrollo del campo a la vez que garanticen una normal operatividad y que sean económicamente rentables.

Basado en lo anterior y dado que se necesita la optimización de la explotación del Campo para drenar las reservas remanentes, se realizó estudio técnico e integrado con la finalidad de definir diferentes esquemas de explotación que permitan incrementar las reservas recuperables a la vez de mejorar los costos de producción.

De acuerdo a los resultados obtenidos se concluye que:

Las arenas T y U serán tratadas bajo el esquema de explotación monocapa, ya que no constituyen una Unidad Hidráulica y debido a sus altos caudales de producción es difícil justificar una Unidad de Explotación

Las arenas L, M y N conforman una Unidad de Explotación, dado que el desempeño de los pozos monocapa en estas arenas es pobre, obteniéndose en general rendimientos económicos muy bajos y elevados costos de desarrollo. Al comparar los dos esquemas de explotación, tanto el desempeño físico como el financiero, la Unidad de Explotación es superior al esquema de explotación Monocapa.

Las reservas remanentes de las arenas G e I serán drenadas a través de un proyecto de Inyección de Agua, dado que representa la mejor estrategia.

A continuación se detalla los resultados del estudio para cada grupo de arenas

4.1. ARENAS G-I

4.1.1. MODELO DINAMICO

Se confeccionó un modelo estático 3D, englobando las características estructurales de la Formación Oficina Arenas G /I2L-I3 del Campo, y la distribución de sus propiedades según el ambiente sedimentario de cada arena. Para ello, se recurrió al uso de técnicas de la geoestadística, combinada con la información disponible en cada pozo, y el aporte proveniente de la definición de algunos atributos sísmicos. También se utilizaron datos que provienen de la interpretación de la sísmica 3D, y de los perfiles de pozos muchos de los cuales, por su

antigüedad, han tenido que ser recalculados a través de técnicas para obtener curvas sintéticas, (por ejemplo perfil porosidad sintética).

Se elaboró el modelo geológico 3D y posteriormente exportado para la generación del modelo de simulación, en el que se generó un sistema de celdas confiable y posible para el cálculo numérico (que pueda ser calculado con el simulador Eclipse), y que refleje la complejidad geológica planteada en el modelo 3D inicial.

Se importaron 5 unidades, dos de ellas de interés, y tres de ellas propias del modelo 3D cargado. Particularmente la unidad 3 es necesaria como separación de las dos unidades de interés hidráulicamente independientes, y las unidades 1 y 5, como un espesor relleno desde el tope de G hasta una superficie superior de referencia, y desde la base de I3 hasta otra superficie inferior de referencia, como consecuencia del cubo de interés adoptado en el software de modelado geológico.

Unidad 5	Relleno Superior
Unidad 4	Arena G
Unidad 3	Sello Arenas G e I
Unidad 2	Arena I2-3
Unidad 1	Relleno Inferior

Horizontalmente el modelo geológico tiene un sistema de celdas cuadradas de 100 metros, cartesianas y ortogonales de 130 columnas x 80 filas. Las unidades de interés están subdivididas en capas cuyo espesor varía entre 2,5 pies

a 4 pies, para tratar de representar la gran variabilidad vertical que presentan estas arenas, como consecuencia en la dirección vertical se obtiene una secuencia de 105 capas. De esta forma el modelo geológico exportado posee un total de 1, 092,000 celdas, y que lógicamente debemos reducir para la construcción del modelo dinámico por las razones ya expuestas.

En la Figura 4.1 se puede ver una vista de una “capa” del modelo geológico con su distribución de la propiedad Porosidad.

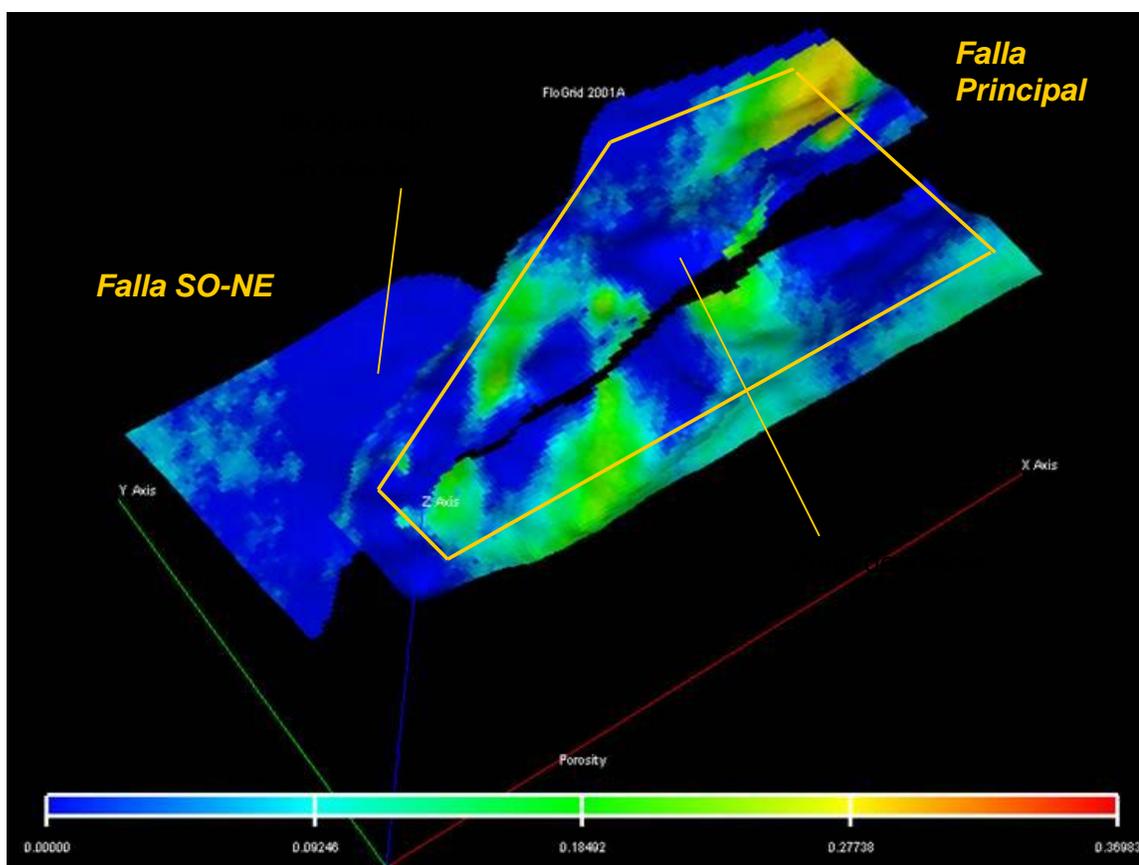


Figura 4.1. Límites del modelo dinámico

En esta imagen se observa claramente la falla principal del Campo, de franca orientación Este-Oeste separando el bloque alto del deprimido en toda su extensión, aunque como se observa, en el extremo oeste, este salto prácticamente desaparece. El entrapamiento más importante de este conjunto de arenas se da en el bloque alto, en el cual se desarrollaron la mayoría de los pozos que producen de estos objetivos, ubicados en el espacio que hay entre esta falla y el contacto agua-petróleo al norte.

También de esta vista se puede advertir la presencia de otra falla al norte de sentido SO-NE que desvincula claramente un bloque al norte, también deprimido, y sin ningún interés como yacimiento en estos objetivos.

Atendiendo a las premisas mencionadas, se procede a realizar el sistema de celdas horizontal, que servirá de patrón para el desarrollo vertical de la mallado contemplando las superficies inclinadas que representan a las fallas del modelo. Primeramente es necesario demarcar el área de trabajo, que en este caso y por lo ya dicho, dejó fuera el bloque deprimido al norte, cubriendo la zona de interés del yacimiento.

En la Figura 4.2 se puede ver el truncamiento al Norte, y el desarrollo de los Campo con los pozos.

Se tomó como línea de control la traza de la falla principal, aunque también se incluyó una segunda falla de menor desarrollo al norte que no alcanza a desconectar bloques, pero es necesaria para que no produzca deformaciones en la mallado en el sentido vertical, ni distorsiones en la zona de desarrollo de los pozos.

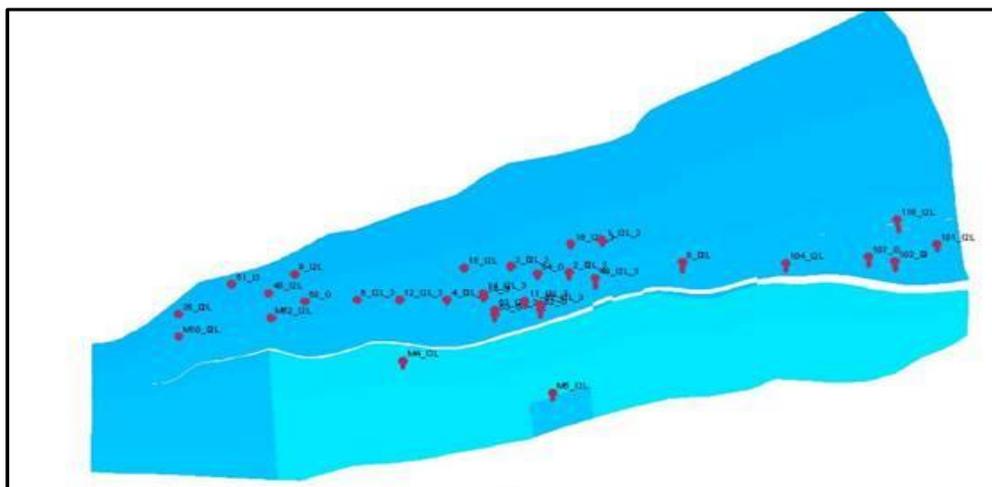


Figura 4.2. Modelo dinámico

Debido a su clara orientación O-E es decir prácticamente horizontal desde una observación en planta, es que no fue necesario rotar la grilla, decidiéndose tomar un sistema de celdas de 170 divisiones en la dirección x (i) y 54 divisiones en la dirección y (j). También para mejorar la eficiencia en tiempo de cálculo, ante un modelo, de por sí muy complicado por su gran variabilidad vertical es que se hizo un agrupamiento de celdas mayor en las zonas de agua y sin interés del bloque bajo, dejando sólo refinada la zona de influencia de los dos únicos pozos que se encuentra en este bloque.

En la Figura 4.2 se observa el sistema de celdas final adoptado, luego de varios intentos, quedando un tamaño medio de celdas de 250 pies x 250 pies

El siguiente paso es la construcción vertical de la mallado de simulación considerando las superficies de las fallas, y es aquí donde toma interés el procedimiento de Upmalladoting, teniendo el doble compromiso, por un lado, lograr un modelo dinámico numéricamente posible, y por el otro, no perder definición de la calidad y distribución de las arenas expresada en la caracterización estática.

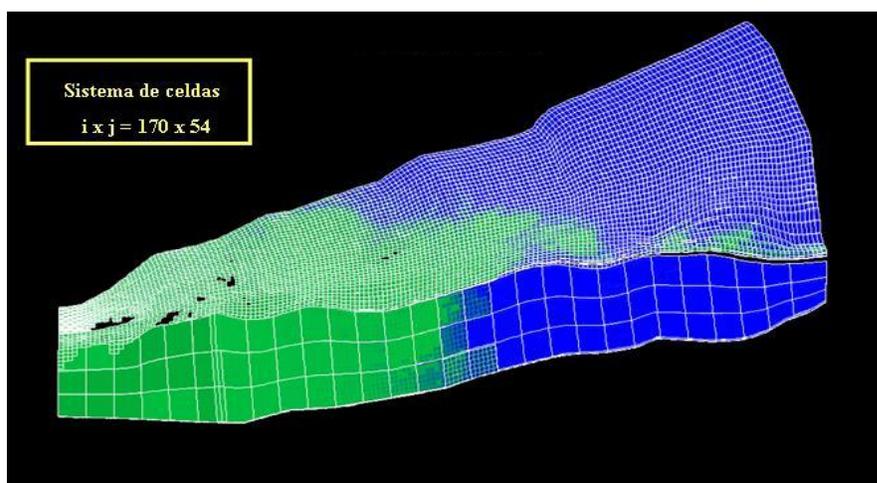


Figura 4.3. Sistema de celdas

En la Tabla 6.1. Se resumen las subdivisiones de cada unidad.

Unidad	Capa	Modelo Geológico	Nº Geo-Celdas	Grilla Eclipse	Nº Celdas	Espesor promedio (ft)
Unidad 5	Relleno Sup	105	1	1	1	1200
Unidad 4	Tope arena G	104	35	2	20	3
	Base Arena G	70		21		
Unidad 3	Tope Sello GI	69	2	22	1	165
	Base Sello GI	68				
Unidad 2	Tope arena I2L-I3	67	66	23	35	2.5
	Base Arena I2L-I3	2		57		
Unidad 1	Relleno Inferior	1	1	58	1	1850

Tabla 4.1. Sistema de celdas

El sistema adoptado de división de celdas fue el proporcional, y en el caso de las unidades sin interés se agruparon en una única capa, y permanecerán inactivas desde el punto de vista del cálculo.

De esta forma se llegó a un sistema de celdas obtenido a partir de Upmalladoding de 170 x 54 x 58 niveles (532,440 celdas), que continua siendo aun muy alto por lo tanto, con el fin de reducir el número de celdas activas, y con la premisa de hacer más eficiente el cálculo, se aplicó una condición de borde para la propiedad porosidad. Es decir, para eliminar celdas de bajo volumen poral, se aplicó un cut-off del 3% haciendo inactivas aquellas celdas cuya POROSIDAD media sea menor a ese valor. De igual modo, como ya se explicó, se desactivaron las celdas correspondientes a las unidades 5, 3 y 1. De esta forma se redujo el número de celdas activas a un valor razonable, considerando los problemas de iteración en el cálculo de este tipo de modelos, quedando aproximadamente 100,000 celdas.

En la 4.3 se observa una vista del modelo 3D, con las dos unidades de interés activas, luego de aplicar la condición umbral del 3 % para la porosidad, por esto se observa ciertas zonas sin celdas.

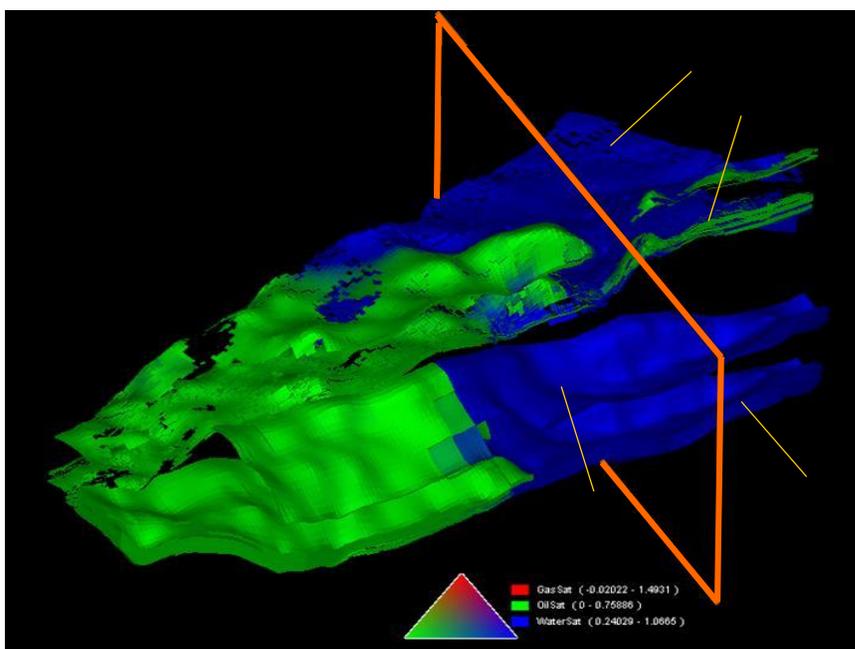


Figura 4.4. Modelo 3D luego de aplicar un filtro de 3% de porosidad.

Al hacer un corte se puede observar el grado de detalle vertical y la distribución vertical, de las celdas activas (Figura 4.4). Esta sección corresponde a la columna J=82 aproximadamente en la zona central del yacimiento, y se puede ver el grado de detalle alcanzado en las celdas, el rechazo de la falla principal entre bloques, y cómo el bloque deprimido de la arena G tiene cierto contacto con el bloque alto de la arena I2L-I3. Este hecho tendrá particular interés durante el ajuste, y podría explicar cierto comportamiento de algunos pozos en el bloque alto.

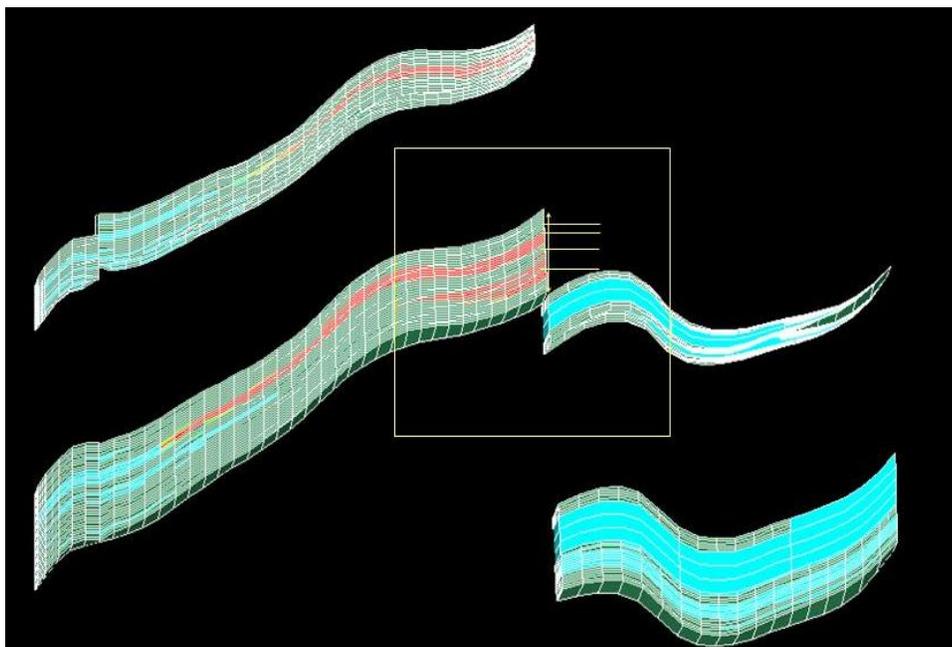


Figura 4.5. Detalle del sistema de celdas.

Otro aspecto importante que se puede apreciar en esta imagen es el grado de pérdida de espesor permeable frente al total, situación que al ser de gran variación también en el sentido horizontal, ha provocado en algunos casos problemas de iteración en los cálculos de flujo entre celdas.

La Figura 4.6 muestra la continuidad de las arenas G e I2-3

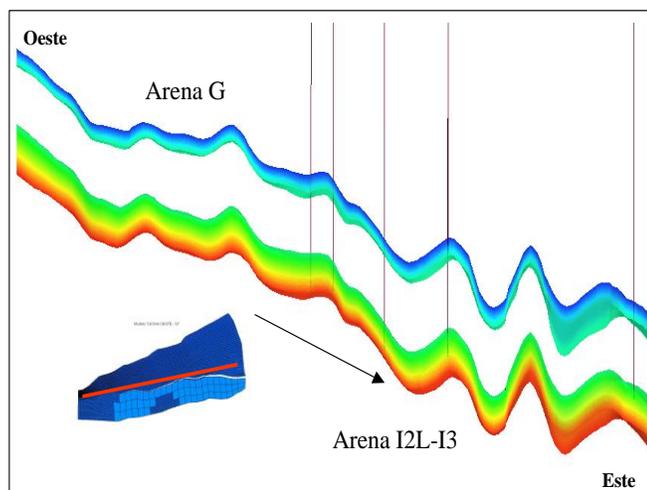


Figura 4.6. Conexión entre arenas.

4.1.2. ESCALAMIENTO DE LAS PROPIEDADES

Para la construcción del modelo dinámico, se asignaron valores de porosidad a las celdas a través de un upscaling del modelo geológico de propiedades. Se destaca que no se cargó un único modelo, sino que se hicieron varias sensibilidades, con los diferentes modelos obtenidos desde la geoestadística e identificados con percentiles (P10, P20, P30 y P40), para analizar el valor del POIS (Petróleo Original In Situ). Finalmente luego de varias cargas del modelo estático, es que se decidió la combinación P10 y P15 para las arenas G e I2L-I3 respectivamente, con un corte del 3% para la porosidad, por ser el valor más cercano al valor obtenido por volumetría y cálculo de balance de materiales oficial, y por mostrar una distribución más razonable de las distintas facies (barras y canales) de las arenas. Valores de percentiles más altos (más pesimistas) han generado una distribución muy pobre de las arenas, resultando muy bajos volúmenes porales útiles, y mostrando luego, la imposibilidad de lograr la producción histórica alcanzada en estos pozos.

Como ya se mencionó sólo se dispone de un único núcleo en la arena I2L (P-116), por lo cual se adoptó la ley K-porosidad en condiciones de fondo de dicho núcleo como referencia.

En la figura 4.7 muestra como se pobló el modelo con la permeabilidad absoluta a través de la ley log-Ka vs. Porosidad. Con esta ley se calculó dicha variable para todas las arenas. También durante el ajuste fue necesario estimar el valor de las componentes de Kx y Ky para las celdas, en función de las direcciones principales de sedimentación de las arenas.

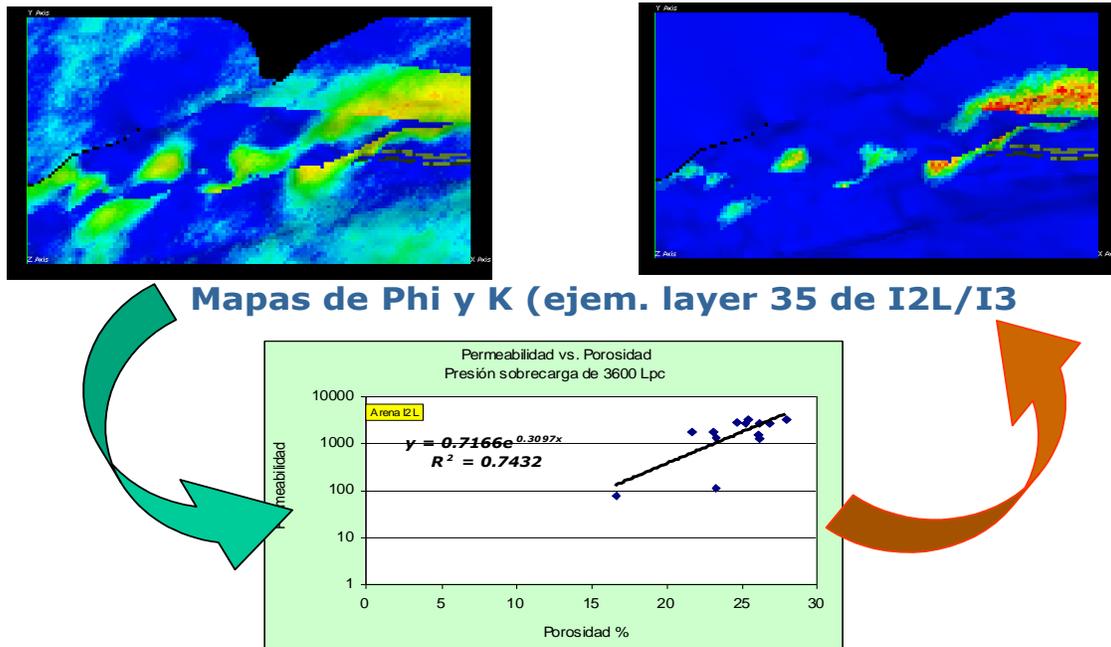


Figura 4.7. Relación K/PHI

Para esto una vez propagada la propiedad permeabilidad absoluta, se definieron relaciones de anisotropía que siguen las siguientes ecuaciones:

$$R_{xy} = K_x / K_y$$

$$K_a = \sqrt{(K_x * K_y)}$$

Pudiéndose despejar los valores de K_x y K_y en la forma siguiente:

$$K_x = \sqrt{K_a * (R_{xy})}$$

$$K_y = K_x / R_{xy}$$

Se correlacionó la relación de anisotropía con la porosidad, de modo que a valores bajos no tenga efecto pero a medida que la porosidad crece en la zona de canales con orientación NE-SO, aumenta la relación de modo que se acerca a $K_y = 2 K_x$ (Figura 4.8)

En la figura 4.9. Se observa la diferencia para una misma capa (capa 45) de la arena I2L, de las componentes K_x y K_y .

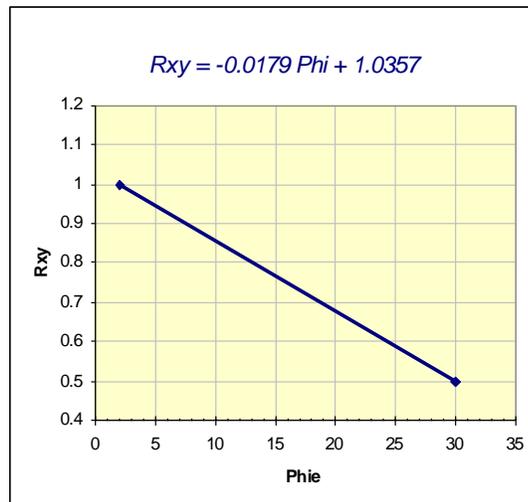


Figura 4.8. Anisotropía

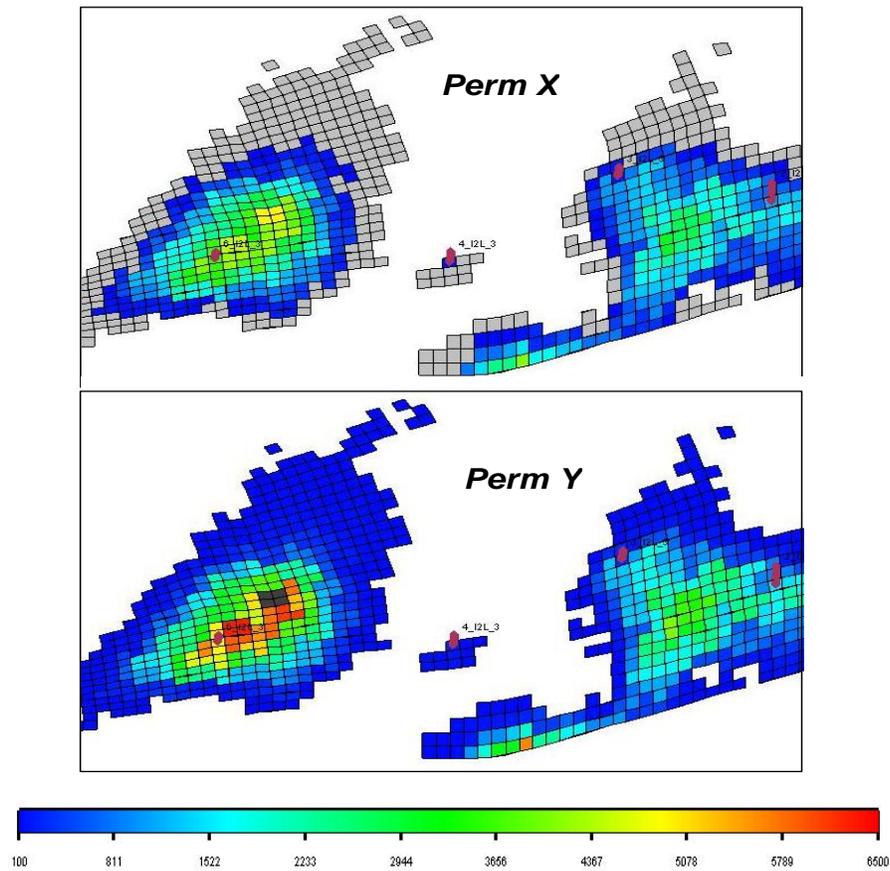


Figura 4.9. Distribución de Kx yKy

Se hicieron sensibilidades a la permeabilidad vertical, como una fracción fija de la permeabilidad absoluta, variando de 0.5 a 0.05 de K_a . Obteniéndose mejores resultados para una $K_v=0.07 K_a$.

4.1.3. PERMEABILIDADES RELATIVAS Y PRESION CAPILAR

En cuanto a las permeabilidades relativas, se inicializó el modelo con un juego de curvas de permeabilidades relativas representativas para cada arena, basado en la información de puntos extremos medidos en otras arenas análogas, por no disponer de ensayos especiales en el núcleo P-116.

El sistema cargado corresponde al característico para un sistema inicial bifásico (agua-petróleo), con un mecanismo de drenaje principal de empuje por gas disuelto, más un aporte de empuje por expansión de un pequeño acuífero al norte. Bajo estas condiciones es necesario ingresar, para el cálculo, curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo y gas petróleo para el rango de saturaciones $SG = 1 - S_{wi} - S_{or}$.

En la tabla 4.2 se enumera los puntos extremos utilizados. Con el ajuste histórico fue necesario ingresar algunas zonas con permeabilidades relativas distintas en cuanto a la curvatura (cambios de la forma de la curva de flujo fraccional), aunque no fue necesario modificar los puntos extremos planteados al inicio.

Arena	Sistema Agua-Petróleo					Sistema Gas-Petróleo-Swi		
	S_{wi} %	S_{orw} %	kr_{wmx} fracción	k_{rowm} fracción	P_{cwo} psi	S_{gc} %	S_{org} %	kr_{gmx} fracción
G	25.00	23.00	0.55	0.95	18.00	2.00	23.00	0.80
I2I_I3	25.00	23.00	0.45	0.90	30.00	2.00	23.00	0.80

Tabla 4.2. Sistema de celdas

Para la generación de las curvas se utilizó las correlaciones del modelo de Willie, y las ecuaciones de Pirson y Corey, generando distintas curvaturas sobre la base de cambios en los exponentes. En general se han aplicado cambios globales

en las regiones de saturación a nivel de capas, y sólo excepcionalmente fue necesario el uso de una región más localizada en algunos pozos (Figura 4.10).

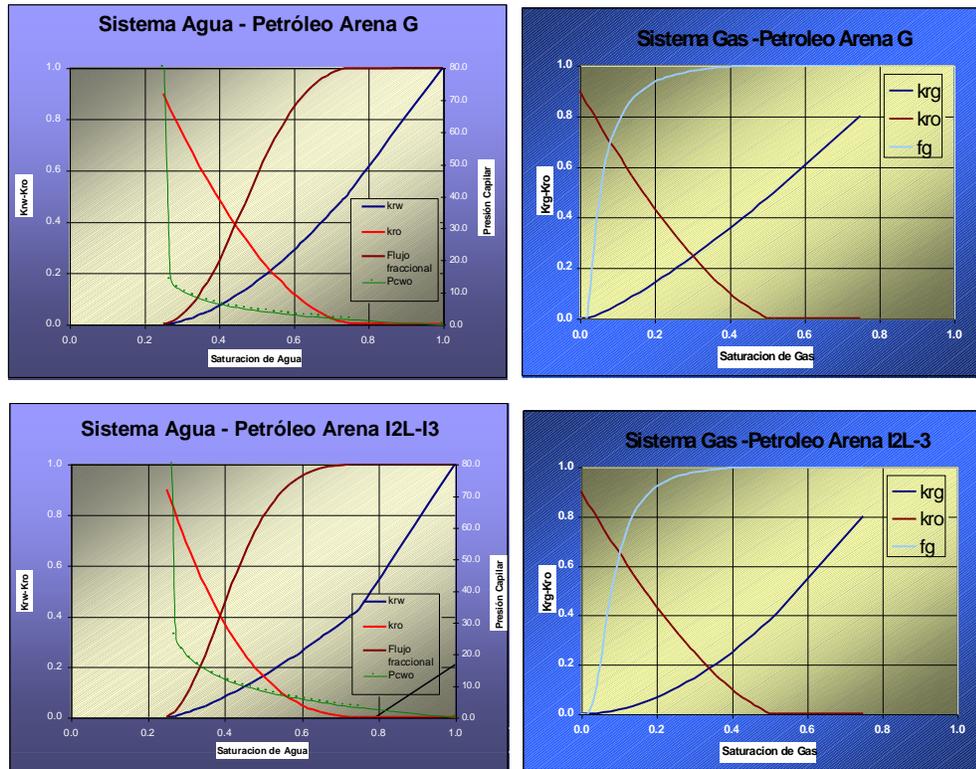


Figura 4.10. Curvas de permeabilidad relativa

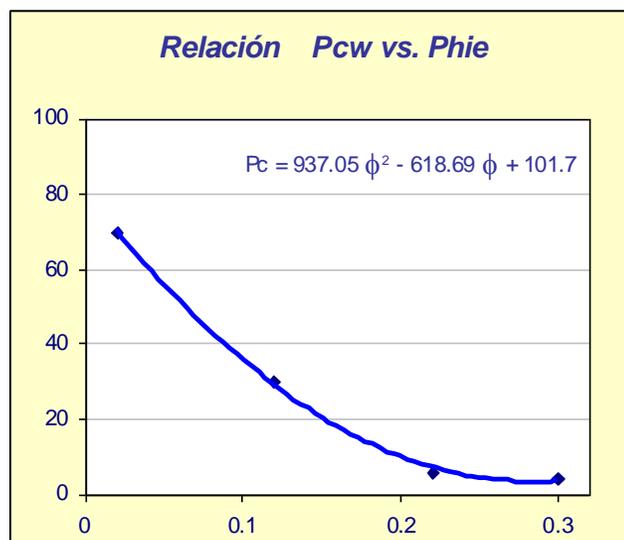
Los exponentes utilizados se enumeran en la tabla 4.3 (las regiones marcadas son las que cubren la mayoría del modelo).

Regiones	Sistema Agua-Petróleo			Sistema Gas-Petróleo	
	Nw	No1	No2	Ng	Nog
Curva 1	1.7	1.8	30.0	1.3	1.5
Curva 2	1.1	2.5	30.0	1.8	1.5
Curva 3	6.0	1.6	40.0	1.2	1.5
Curva 4	6.0	1.2	40.0	1.8	1.5
Curva 5	1.4	1.6	40.0	1.1	1.5
Curva 6	1.1	2.0	40.0	1.4	1.5
Curva 7	1.2	1.7	40.0	1.2	1.5
Curva 8	1.2	1.9	60.0	2.0	1.5

Tabla 4.3. Valores de los exponentes para construir las curvas de permeabilidad relativa.

Respecto a la presión capilar, se escogió la misma relación que vincula el máximo valor de PCW con la porosidad del facie. Como se sabe, la PC puede ser vista como un índice de calidad de roca desde el punto de vista de su capacidad como yacimiento. Así para rocas cuyas gargantas porales son grandes y bien comunicadas, la presión capilar tiende ser en general baja, y a medida que por diversos motivos este parámetro disminuye (contenido de arcillas, cementación, taponamientos por finos, mojabilidad, naturaleza de la roca etc.) la presión capilar aumentará.

En este modelo la propiedad clave y que más identifica la calidad y la tendencia de variación de la misma, es la distribución de la porosidad efectiva en las celdas, observándose gran variabilidad vertical y horizontal de la misma. Así es que se decidió escalar los valores máximos de las curva de Presión Capilar cargada en cada región de saturación en función de los valores de porosidad, aumentando el valor de la misma en celdas con bajo valor de porosidad y viceversa (Figura 4.11).

Figura 4.11. Relación P_{cw} vs POROSIDAD

De esta manera la zona de transición es variable y depende de la calidad de la roca, permitiendo plantear en condiciones iniciales valores de saturaciones de agua mayores a la irreducible (S_{wi}), y por lo tanto móvil en zonas elevadas de la estructura, pudiéndose reproducir, en algunos casos, la realidad histórica de la producción de agua en estadios iniciales de vida de los pozos, independientemente de la llegada del frente de agua proveniente por la intrusión del acuífero.

4.1.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Se realizó un análisis PVT de una muestra de fluidos tomados en el separador perteneciente al pozo LG-16, completado en la arena I2L-3, y reconstituidos a condición de fondo con una RGP de 490 PCN/BN. La gravedad API medida del líquido obtenido del separador fue de 27° API, y la temperatura de fondo del yacimiento fue de 182° F, concordando con el gradiente geotérmico de la zona.

La fecha de muestreo del líquido y gas fue en enero de 1980, siendo la acumulada del yacimiento al cual pertenece este pozo, 4473 MBN de petróleo, 462 MBN de agua y 4370 MPCN de gas.

El factor de recuperación a esa fecha es de 17,5 %, indicando un vaciado importante, siendo el valor promedio de la presión del yacimiento en ese tiempo alrededor de 1700 Psi, por lo que se considera que el análisis PVT realizado sobre esta muestra de fluido, podría no estar en condiciones iniciales. La presión de burbujeo para el fluido sobre el que se hizo el muestreo y recombinación, medida en laboratorio es 2205 Psi

Ahora bien, estamos en presencia de un crudo pesado con gran contenido de metano, y se puede asumir que conociendo las condiciones iniciales de disolución del gas es posible reproducir la composición inicial del fluido, debido a que no hay grandes cambios en las composiciones de las fases separadas. El valor obtenido de presión de burbuja en laboratorio no es ilógico para un hidrocarburo de este tipo, y fue corroborado con correlaciones para black oil.

Para una primera estimación se usaron los datos de dicho PVT, para las dos unidades, y debido a falta de coherencia en la etapa de cotejo de la historia de producción, fue necesario el uso de correlaciones acorde a cada unidad hidráulica y al tipo de fluidos presentes en el yacimiento.

Se ha determinado por mediciones físicas en el campo las siguientes características de los fluidos (Tabla 4.4):

		ARENA - G	ARENA I2L-3
Gas en Solución	stcf/stb	600	500
Densidad del Gas(Aire=1)		0.7	0.685
Densidad del Petróleo	°API	34.5	26
Temperatura de fondo	°F	181.2	182
Presión de saturación	psia	2095	2365
Factor de volumen	rb/stb	1.324	1.267
Visc. Oil Muerto (@ T=Tr)	cpoise	2.1	3.9

Tabla 4.4. Características de los fluidos de las arenas G e I.

Con esta información se preparó un PVT sintético, empleando correlaciones de Standing, en los gráficos siguientes se presenta las curvas utilizadas (Anexo 6).

4.1.4. INICIALIZACIÓN DEL MODELO

Las dos arenas funcionan como unidades separadas hidráulicamente, y por lo tanto tienen contactos Agua–Petróleo diferentes, y establecidos en cada caso por mediciones directas sobre registros de pozos que las atraviesan. También dentro de la unidad I2L-3 existen verticalmente dos contactos agua-petróleo distintos, por lo que fue necesario generar dos regiones de equilibrio. Por otra parte el bloque bajo para esta unidad también se comporta con equilibrio independiente. Como ya se expuso, se trata de un modelo de petróleo subsaturado por lo que no existe contacto gas–petróleo original. Respecto a las presiones iniciales, y en función de las pocas mediciones en los estadios iniciales, fue posible estimarlas en condiciones originales. En la Tabla 4.5. Se pueden ver los parámetros de equilibrio básicos para cada región.

Región de Equilibrio	Datum [ftbnm]	Presión Inicial [psia]	Profundidad del Contacto Agua-Petróleo [ftbnm]	Saturación Irred. de Agua %	Relación Gas Disuelto Inicial	Arena
1	5350	2295	5495	24	600	G
2	5550	2450	5695	25	500	I2L_I3
3	5550	2450	5640	25	500	I2L_I3
4	5550	2450	5720	25	600/500	bloque bajo

Tabla 4.5. Parámetros de equilibrio para el modelo G-I.

Las Figuras 4.12 y 4.13 muestra la saturación inicial de agua para ambas unidades en el bloque alto: arena G e I2L-3 respectivamente.

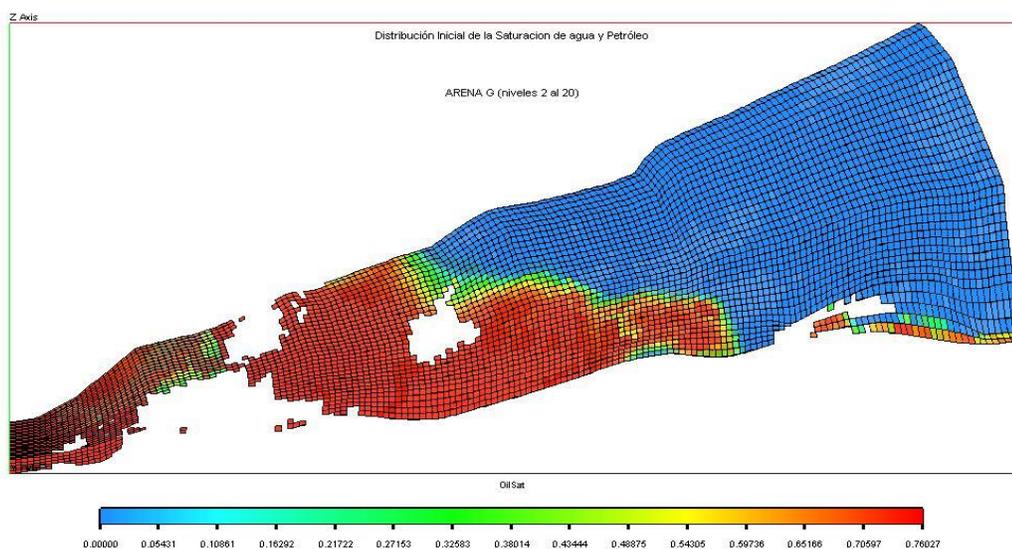


Figura 4.12. Condiciones de saturación inicial en la capa G

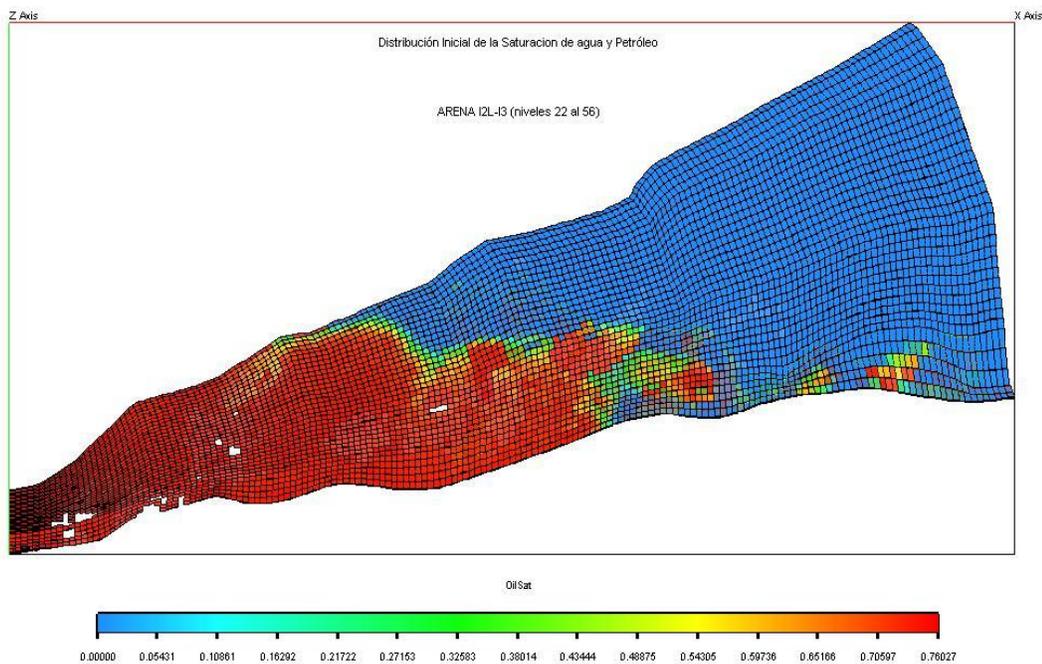


Figura 4.13. Condiciones de saturación inicial en la capa I2L-3

Bajo estas condiciones es posible calcular el valor del petróleo original en sitio, como resultado de la conjunción en el modelo de las condiciones de inicialización, las propiedades petrofísicas, las propiedades del fluido, y las profundidades del contacto agua -petróleo.

En la Tabla 4.6 se muestran los valores obtenidos a condiciones iniciales:

Región FIPNUM	Petróleo (Mstb)	Agua (Mstb)	Gas Disuelto (MMscf)	Observaciones
1	11152	60975	7249	Bloque alto G
2	38145	118670	19075	Bloque alto I2L-I3
3	11935	32322	7750	Bloque bajo G
4	33357	87979	16678	Bloque bajo I2L-I3

Tabla 4.6. Valores obtenidos a condiciones iniciales

Es necesario destacar que las regiones 3 y 4 del bloque bajo, no tienen suficiente información como para considerar estos valores volumétricos como probados.

Se comprobó que es necesario permitir a través de la falla, una comunicación entre los bloques alto y bajo, entre las arenas I2L-3 y G respectivamente, aportando principalmente petróleo hacia el bloque alto. Existe un flujo a abril de 2006 de 2,8 MMBN de la región 3 hacia la región 2.

Respecto a la actividad de los acuíferos se confirmó en el modelo, lo representado en el ajuste de las presiones por balance de materiales. Se trata de un acuífero muy pequeño (relación Acuífero-Yacimiento menor a la unidad) con muy baja intrusión de agua en el tiempo (finito y sin recarga). Se lo caracterizó a

través de acuíferos numéricos conectado directamente en el borde norte del sistema de celdas (Anexo 7).

A abril de 2006 el aporte por expansión del acuífero ha sido sólo de 0.59 MMBN para la arena G, y de 0.56 MMBN para la arena I2L-I3.

4.1.5. COTEJO HISTORICO

Seguidamente a la fase de inicialización comienza el cotejo histórico, fase considerada primordial en las etapas de la simulación numérica, ya que en ella se trata de reproducir los mecanismos de producción presentes en el yacimiento.

Esta etapa consta en tratar de ajustar los volúmenes de fluido producidos históricamente realizando modificaciones en los parámetros del modelo con la finalidad de obtener la mejor aproximación al comportamiento real del yacimiento. Para ello se realizó un análisis previo de la incertidumbre de cada una de las variables involucradas ya que estas serán aquellas que se modifiquen en orden de prioridad para obtener un cotejo aceptable.

Al iniciar todo cotejo de yacimiento la primera variable que debe ser simulada es la presión del yacimiento, ya que ésta indica la energía que posee el modelo que se ha inicializado; y dependiendo de la misma el modelo será capaz de producir o no los fluidos reportados. Posteriormente se consideró el cotejo global de las variables del yacimiento tales como presión, producción de petróleo, gas y agua acumulada, para luego seguir con los pozos individualmente. Esto, debido a la dificultad que existe en tratar de cotejar simultáneamente el yacimiento y los pozos ya que se encuentran involucradas un sin número de variables que interactúan.

Una vez obtenido un buen cotejo histórico, el modelo puede ser utilizado para generar las predicciones del comportamiento bajo diferentes esquemas de explotación.

4.1.5.1. ESTRATEGIA PARA EL COTEJO HISTÓRICO

Cabe resaltar que la producción de las arenas G e I se inició en el año 1941, y los datos históricos confiables se encuentran desde 1959, año en el que aparece un acumulado para los pozos que han producido antes de esta fecha. Por esta razón existe incertidumbre en la tasas de producción de petróleo, agua y gas desde 1942 hasta 1959. Igualmente no se tiene confianza en las mediciones de gas realizadas en campo, razón por la cual se hará el mejor ajuste posible a este parámetro.

El cotejo histórico de las arenas G e I del Campo se realizó en dos etapas: en la primera se utilizó el controlador “RESV” (Reservoir Voidage) para verificar si los volúmenes de fluidos producidos son consistentes al lograr reproducir el comportamiento histórico de presión

En la segunda etapa se utilizó la opción “LRAT” orientada a lograr reproducir la tasa de líquido. Para ello, es necesario hacer cambios globales en el yacimiento con la finalidad de prevenir la producción temprana del gas libre. Las variables a sensibilizar durante esta etapa son las transmisibilidades en dirección X, Y y Z; el ajuste de la presión promedio del yacimiento está enfocado en el cotejo de la producción de gas y las dimensiones del acuífero, así como las saturaciones críticas de los fluidos. En este caso, las variables a sensibilizar en orden de mayor a menor incertidumbre son transmisibilidad, saturación de gas crítica y curvas de permeabilidad relativa.

4.1.5.2. COTEJO HISTORICO OPCION “RESV”

Con el controlador Vaciamiento del Yacimiento (RESV) se obliga al modelo a reproducir el total de los fluidos producidos e inyectados del yacimiento. El volumen total fluido a condiciones de yacimiento viene dado por la siguiente ecuación:

$$\text{Producción Total} = N_{px}B_o + W_{px}B_w + (G_p - N_{px}R_s) \times B_g$$

La opción RESV permite verificar si los fluidos producidos e inyectados reproducen el comportamiento histórico de presión del yacimiento. Esta alternativa permite fijar la tasa de extracción de los fluidos producidos a nivel de yacimiento logrando de esta forma representar los niveles de presión reales, concluyendo que la compresibilidad del fluido y el volumen poroso, cargados al modelo, están en el rango esperado. Para lograr el ajuste de la presión de yacimiento se realizaron diferentes cambios en la relación K vs $-\phi$ al modelo (con la que se tenía cierta incertidumbre) con la finalidad de proporcionar al modelo la energía suficiente y así producir los fluidos previstos.

Inicialmente se había cargado al modelo la siguiente relación K vs $-\phi$

$$K = 0,7166 \cdot e^{(0,3097 \cdot \phi)}$$

Debido a que el modelo lo podía representar las presiones ni los fluidos, se agrego una nueva relación K vs $-\phi$:

$$K = 8,5 \cdot e^{(0,248 \cdot \phi)}$$

Con este cambio se obtuvo un cotejo satisfactorio en esta etapa de la simulación logrando reproducir los mecanismos casi en su totalidad como se

muestra en la Figura 4.14, obteniendo un nivel de energía ajustado para los últimos años de producción, finalizando la presión de yacimiento para la arena G en 1000 Psi y para la arena I en 1200 Psi.

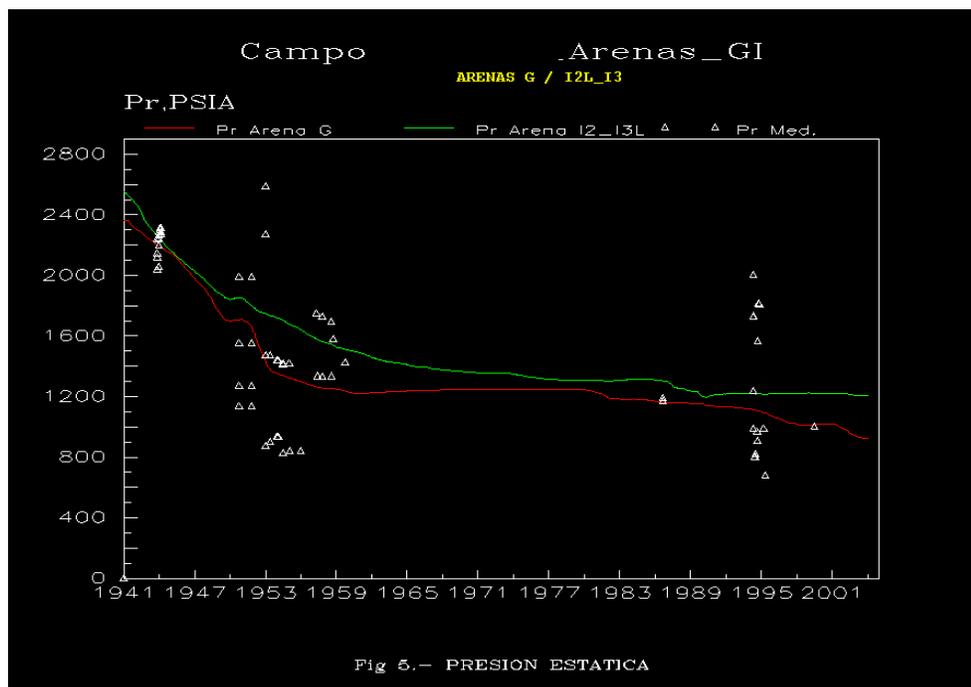


Figura 4.14. Ajuste del comportamiento de presión, opción “RESV”

Por otra parte, el cotejo del gas de producción es bastante aceptable, ya que las mediciones de campo de este parámetro tienen bastante incertidumbre. En la Figura 4.15 se presenta el ajuste obtenido de la tasa de gas simulada versus la real, donde se puede observar que la obtenida por el simulador se encuentra por debajo de la real, pero manteniendo la misma tendencia. El gas acumulado final real es de 18 MMM de PCN y el simulado es de 16 MMMPC de gas

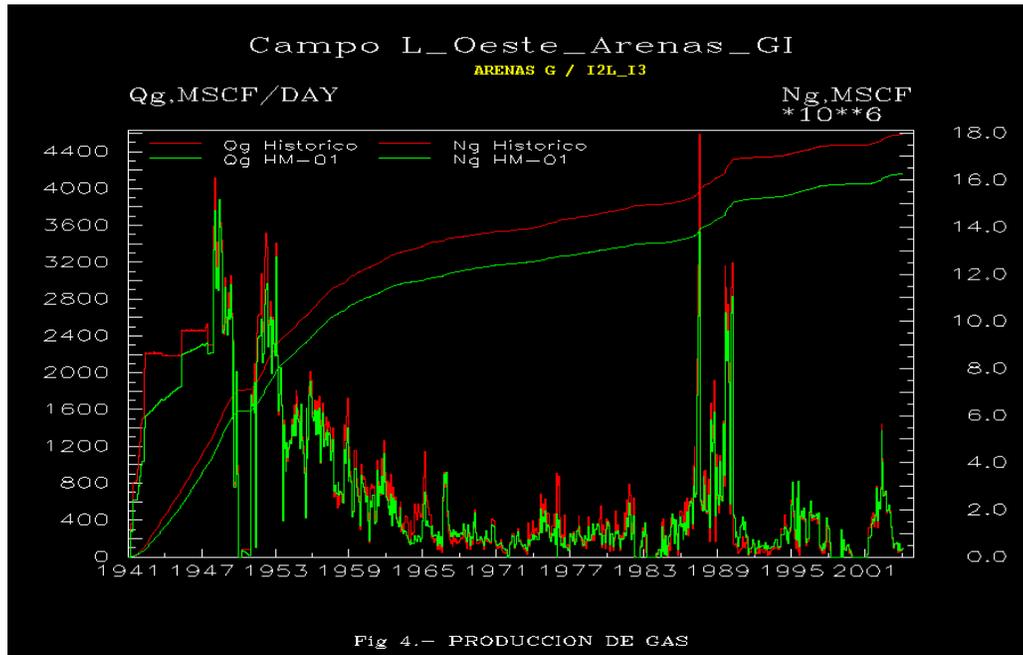


Figura 4.15. Ajuste de la producción de gas, opción “RESV”

La Figura 4.16 muestra el cotejo de la producción de petróleo con la opción “RESV”. El ajuste de petróleo fue satisfactorio, observándose que el modelo tiene la capacidad de producir el petróleo (la simulación produce un millón y medio de barriles de petróleo por encima que el comportamiento real). Adicionalmente se puede observar que durante los primeros años de producción el modelo no ajusta bien con la realidad y esto se debe a la incertidumbre en los datos durante los primeros años.

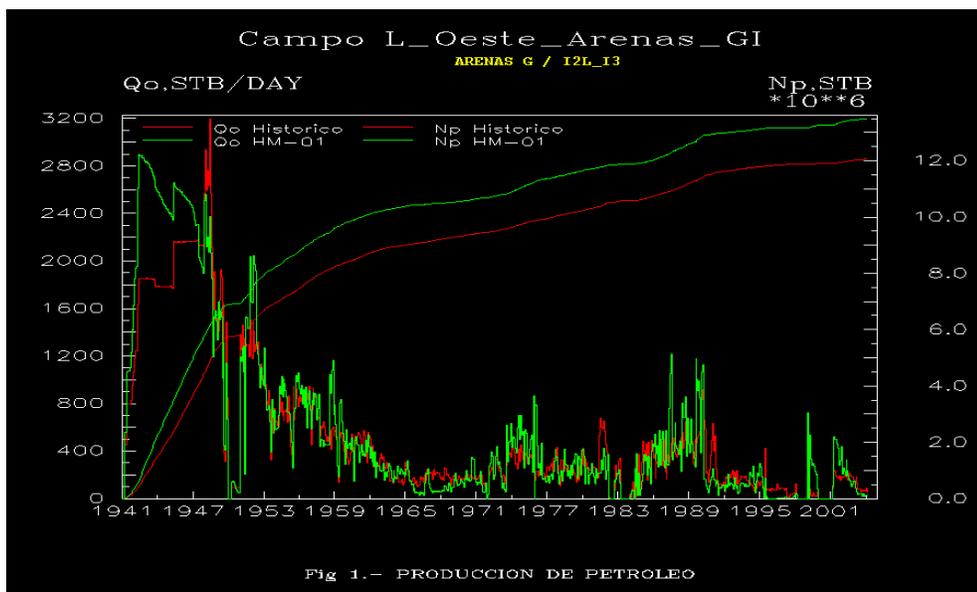


Figura 4.16. Ajuste de la producción de petróleo Opción RESV

4.1.5.3. COTEJO HISTORICO OPCION "LRAT"

A continuación se procedió el cotejo cambiando a la opción "LRAT" (Liquid Rate, Tasa de Líquido o también llamado Tasa Bruta), ya que esta variable permite fijar la producción de líquido y calcular los volúmenes de petróleo, agua y gas. Esta alternativa se recomienda porque la tasa de crudo y agua posee menor incertidumbre en la medición real y proporciona un grado mayor de confiabilidad para las predicciones, objetivo básico de una simulación.

La primera modificación realizada al modelo proveniente del cotejo con RESV fue el cambio en las transmisibilidades en las direcciones X y Y, primeramente a lo largo de toda la arena G e I.

Se realizaron cambios en la compresibilidad de la roca, con el objetivo de conocer el efecto de esta variable sobre el modelo, sobre todo en la producción de

gas. Se modificó dicha compresibilidad desde $1,3 \times 10^{-5}$ Psi-1, $1,45 \times 10^{-5}$ Psi-1 y $1,55 \times 10^{-5}$ Psi-1, observándose que para el valor de $1,55 \times 10^{-5}$ Psi-1 de compresibilidad se obtenía un mejor ajuste en el comportamiento de producción, sobre todo en la de gas, por lo que se pudo concluir que esta variable afectaba sobre todo en la producción de gas.

Se realizaron ajustes de las curvas de permeabilidad relativa con la finalidad de plasmar en el modelo el movimiento correcto de los fluidos, es decir, proporcionar menor movilidad tanto al agua como al gas para que se mantuviera la presión en el yacimiento y poder reproducir el nivel adecuado de energía en la acumulación. Inicialmente se establecieron dos regiones de saturación: uno en la arena G y la otra en la arena I. Con estos dos juegos de curvas de permeabilidad relativa no pudo representar la producción de fluidos, ya que existían zonas con mayor producción de agua que otras. Por esta razón se definieron siete regiones de saturación: 3 a nivel de la arena G y 4 a nivel de la arena I y en cada una de ellas se le asignó un juego de curvas de permeabilidad relativa y presión capilar con la finalidad de reproducir mejor la producción de los fluidos en las diferentes regiones. La diferencia entre estas regiones está en la modificación de los end points como la forma de las curvas para permitir el avance del fluido de manera adecuada en la medida que incrementa la saturación de dicho fluido

Todas estas modificaciones realizadas al modelo de simulación de las arenas G e I de, permitieron un ajuste satisfactorio tanto del comportamiento de presión mostrado en la Figura 4.17 así como en el cotejo de los fluidos. Petróleo, agua, bruta, y gas que se presentan en las figuras 4.18, 4.19, 4.20 y 4.21. Como se puede observar en estas últimas figuras durante los años 1941 a 1959 no se obtiene un buen ajuste debido a la incertidumbre en los datos de producción históricos.

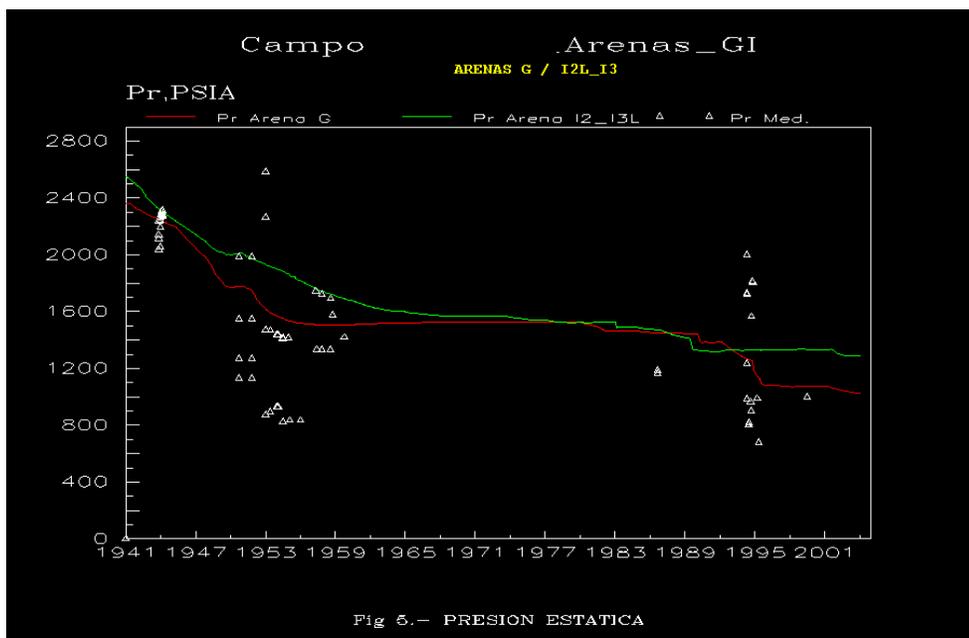


Figura 4.17. Ajuste del comportamiento de presión, opción “LRAT”

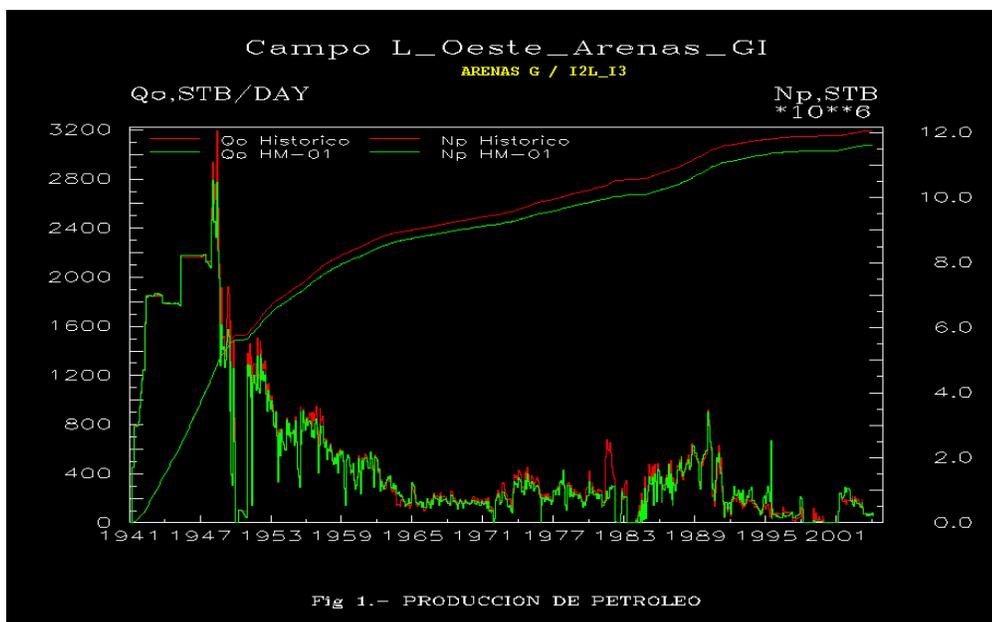


Figura 4.18. Ajuste de la producción de petróleo, opción “LRAT”

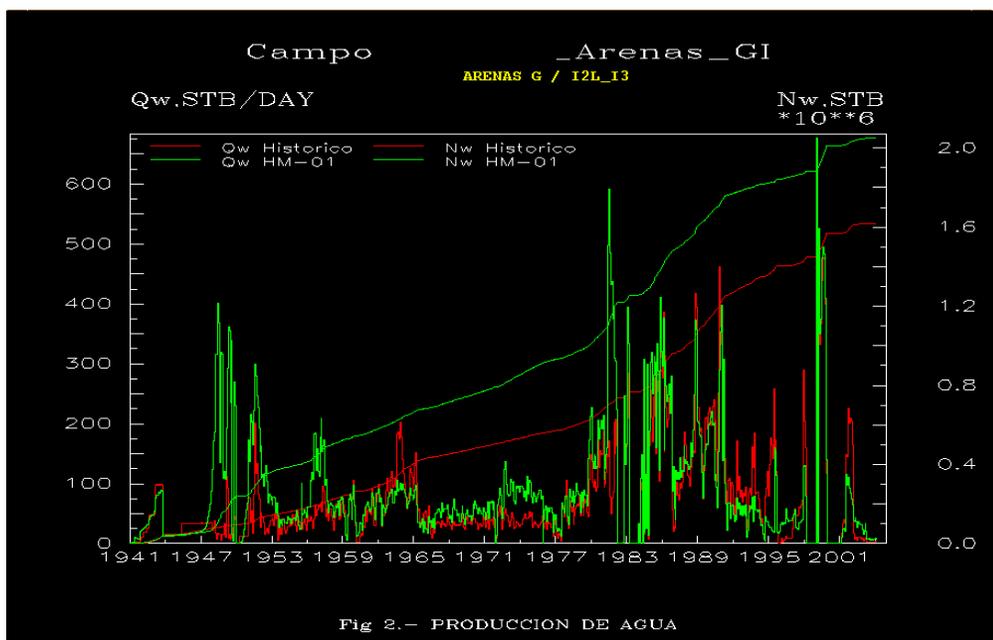


Figura 4.19. Ajuste de la producción de agua, opción “LRAT”

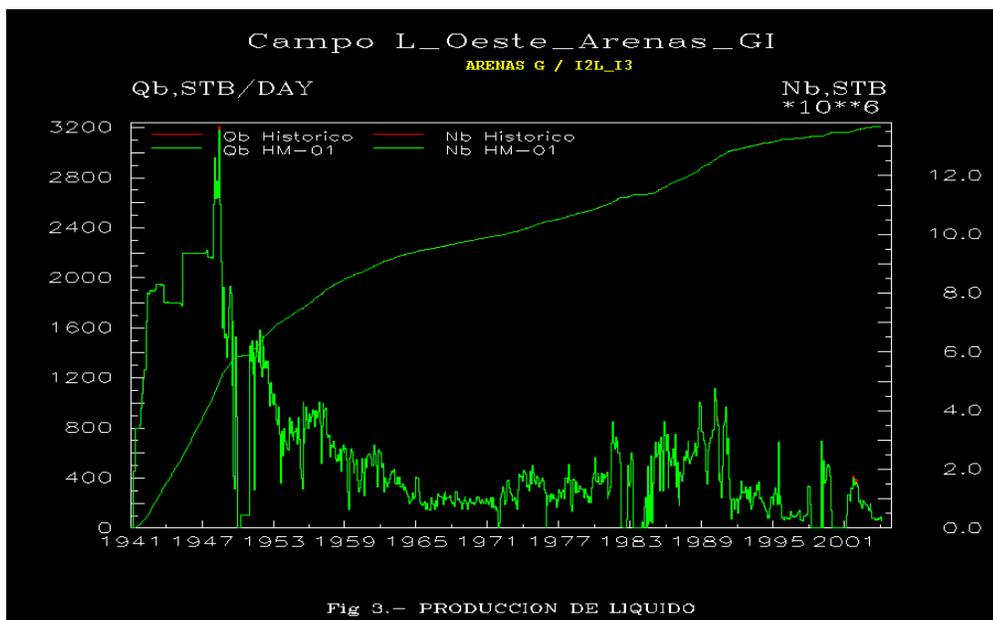


Figura 4.20. Ajuste de la producción de líquido, opción “LRAT”

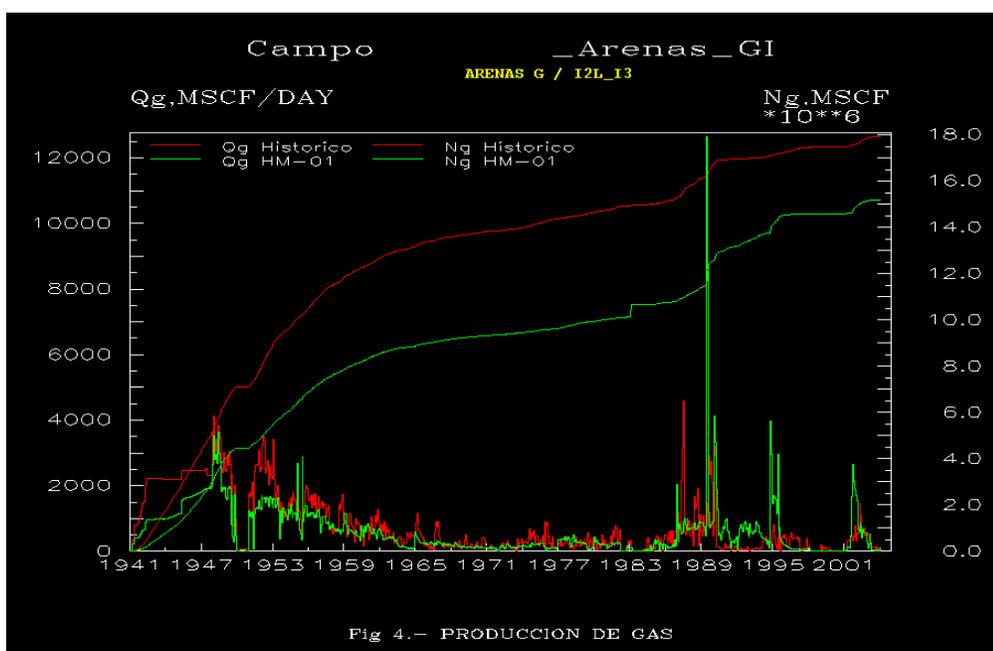


Figura 4.21. Ajuste de la producción de gas, opción “LRAT”

El ajuste final obtenido es bastante satisfactorio, considerando que el modelo presenta que algunas variables que están afectando directamente el comportamiento de producción y de que estas presentan cierto grado de incertidumbre:

- La distribución de permeabilidades y saturaciones iniciales.
- La extrapolación de las propiedades petrofísicas, debido a que estas arenas son de poco espesor
- Los volúmenes de producción de gas.
- La compresibilidad de la roca

Un cotejo aceptable a nivel de yacimiento no es suficiente como para asegurar que en los pozos la distribución de los fluidos representa la historia real de producción. Por lo tanto, la etapa siguiente y última del proceso consistió en el cotejo de detalle alrededor de los pozos.

4.1.5.4. COTEJO HISTORICO OPCION “ORAT” POR POZO

La situación una vez realizado el ajuste global de las arenas G e I era la siguiente:

- El Líquido: Perfectamente reproducido. Se debe mencionar que para la tasa de petróleo histórica se ajustó con lo producido en las arenas G e I, por ende se ajustaron los pozos con la opción de “LRAT”.
- El Petróleo: prácticamente quedó ajustado. El modelo produjo un total de 11,6 MMBN de petróleo mientras que la realidad las arenas G e I acumularon un total de 12 MMBN de petróleo para Abril de 2004, lo que representa un error de 3,5%. Cabe destacar que en los años 2000 a 2004 el modelo representa la producción real.
- El Agua: en la producción de agua se observa que durante los primeros años de producción (1941 a 1951) el modelo no logra ajustar el agua obteniéndose volúmenes superiores a los reales con un error de 28%. El modelo de simulación produce un total de 2,05 MMBN de agua mientras que en la realidad es de 1,6 MMBN.
- El Gas: esta es una de las variables que no pudo ser bien representada, debido a la incertidumbre en las mediciones del gas. Para poder reproducir la producción de gas se modificaron los endpoints y la forma de las curvas de permeabilidad relativa gas-

petróleo de las diferentes regiones de saturación. Con éste cambio mejoró el gas en los pozos

Al iniciar el ajuste por pozo, se detectó que algunos no producían toda la bruta, debido a que las celdas donde se encontraban presentaban permeabilidades muy bajas por lo que se tuvo que aumentar la permeabilidad tanto en la dirección X como Y de algunos pozos, donde el factor multiplicador es de 2 y 3. Los pozos en los que se tuvo que hacer este cambio son: P-15-I2L-3, P-102-I3, P-104-I2L, P-10-G. En el Anexo 8 se presenta el ajuste de algunos pozos del Campo.

Los pozos P-1 y P-16 en la arena I2L-3 se encuentran buzamiento abajo respecto al resto de los pozos completados en esta arena y muy cercanos al Contacto agua petróleo. Estos pozos se caracterizan por haber acumulado un total de más de 800 MBN y 1,4 MMBN de petróleo respectivamente y presentar muy baja producción de agua (20 MBN de agua el pozo P-1-I2L-3 y 400 MBN de agua el pozo P-16-I2L-3). En el modelo de simulación estos pozos comenzaron a producir agua y al final de la corrida reportaban mucha mas agua que el acumulado real. Para disminuir la producción de agua se tuvo que colocar un box disminuyendo la permeabilidad en la zona entre los pozos y el acuífero (Anexo VIII).

En el ajuste del pozo P-1 I2L-3, se puede observar que la bruta se ajusta perfectamente, sin embargo con el petróleo el modelo produce 100 MBN menos respecto a la producción total y 100 MBN más de agua respecto a la producción real.

Para los pozos Para los pozos P-12 I2L-3, P-49 I2L-3, P-52 I2L-3 y P-53 I2L-3 se obtuvo un ajuste bastante bueno y los mismos se consideran como

candidatos a trabajos de RA/RC para productores en un posible proyecto de inyección de agua.

4.1.5.5. PRONOSTICO DE PRODUCCION

Los resultados generales obtenidos son como sigue:

Como se discutió anteriormente el drenaje en las arenas G e I2L-3 ha propiciado una caída en la presión de los yacimientos hasta niveles promedio de 1025 Psi y 1380 Psi para las arenas G e I2L-3 respectivamente. Esto evidencia que los acuíferos asociados a estos dos paquetes de arenas, no son lo suficientemente grandes para suplir la energía necesaria para el total drenaje de las reservas de estas arenas.

Después de un cotejo histórico de la producción se ha planteado como alternativa debido a la baja presión promedio la de inyección de agua para suplementar la energía natural de las formaciones. Se confeccionaron esquemas de inyección/producción para las arenas de forma de tratar de barrer el petróleo dejado atrás de la forma más eficiente posible, ya que todos los pozos en superficie son comunes a ambas arenas y la producción/inyección en forma conjunta no está permitida, al menos por el momento.

Se planteó la inyección en los pozos P-54, P-1 y P-16; y la producción en los pozos P-14, P-8, P-6 y P-24 para la arena G, y; la inyección en los pozos P-2, P-3, P-15 y P-50; y la producción en los pozos P-4, P-11, P-12, P-49, P-53, P-52 y P-52 para la arena I2L-3. El perfil de producción de petróleo desde Abril del 2004 hasta Enero del 2015 se muestra en la siguiente figura:

Se observa que las reservas remanentes para ambas arenas son de 1,74 MMBN de petróleo.

La cantidad de agua de inyección asciende a 28,11 MMBN de agua. Esta cantidad de agua sería necesaria, de acuerdo a la respuesta del simulador, para llevar la presión promedio de las arenas a valores de 2745 Psi para la arena G y 2595 Psi para la arena I2L-3.

El petróleo original en sitio (POES) estimado del simulador para las arenas G E I2L-3 es de 45400 MBn. La producción acumulada a la fecha (Febrero del 2004) para el conjunto de ambas arenas es de 11622 MBN de petróleo. De acuerdo a los datos previos el factor de recobro actual es de 25,6 %.

El petróleo adicional a recuperar hasta Diciembre del 2014 (7 meses posteriores a la finalización del contrato de servicios) como se mencionó antes es de 1740 MBN. El factor de recobro adicional es de 3,83 %; y con el mismo se llegaría a un factor de reobro final a la fecha de 12-2014 de 29,43% para el conjunto de las dos arenas.

4.1.5.6. PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA

Se establecieron 3 escenarios para el desarrollo de las arenas G E I. El primero de ello contempla la producción tal cual como la del presente, o sea continuidad de operaciones que involucra solo reservas primarias; mientras que el resto de escenarios son para la implementación de recuperación asistida de los yacimientos.

La siguiente tabla resume los escenarios propuestos para las arenas G é I:

Escenario	Pozos Productores	Pozos Inyectores	Np – adicional (MBN)	Wp – adicional (MBN)	Wi (MBN)
1	P-36	No contempla	63	7	No contempla
2	P-4, P-11, P-12, P-49, P-52 y P-53	P-2, P-3, P-15 y P-16	835	2013	7276
3	P-4, P-11, P-48, P-49, P-52, P-53 y P-52	P-2, P-3	797	4878	12755

4.1.5.6.1. Restricciones y escenarios

Para todos los escenarios se establecieron en el simulador las siguientes restricciones:

- Caudal mínimo de petróleo de 10 BN/d
- Máximo corte de agua en los pozos de 98 %
- Máxima relación gas – petróleo de 4000 PCN/BN
- Fecha tope: Enero del 2015

Escenario 1:

Se refiere a la continuidad de operaciones. En la actualidad un solo pozo (P-36 G) se encuentra activo con aproximadamente 68 BPPD, 9,7 % de corte de agua y 444 PCN/BN de RGP. Con este caso no se lograrían drenar las reservas

remanentes de la arena G, debido a que drena de un yacimiento localizado de dicha arena y además la presión de las arenas I2-3 y G es muy baja impidiendo el movimiento natural de los fluidos dentro del yacimiento y/o su levantamiento.

Escenario 2:

Este escenario contempla la inyección de agua para asistir la energía primaria (Presión); la cual en la actualidad se encuentra en niveles de 1388 Psi para la arena I2L-3 y 1612 Psi para la arena G. La inyección de agua se plantea que inicie para Enero del 2005 para este escenario. Un esquema dentro del yacimiento se muestra en la Figura:

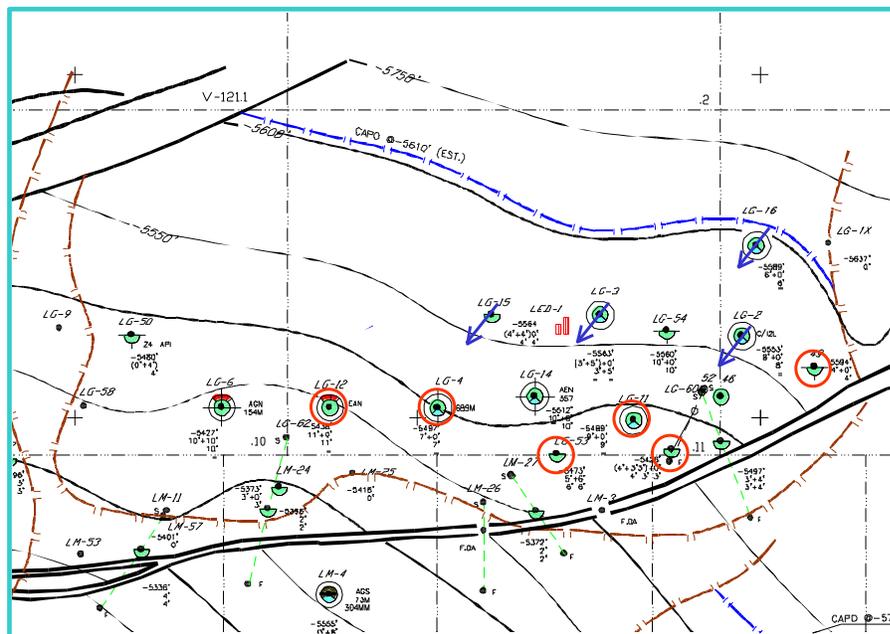


Figura 4.22. Mapa oficial del yacimiento I2L-3:P-2 el cual muestra el patrón de inyección para el escenario 2. En flecha azul apuntando hacia abajo se muestran los pozos a inyectar y en rojo los pozos para incluir a potencial.

La secuencia de implementación para este escenario es la siguiente:

- Corrida de continuidad de operaciones con pozos activos a Abril del 2004
- En Enero del 2005 el pozo P-16 inyecta 500 BN/d
- En Febrero del 2005 el pozo P-15 inyecta 500 BN/d y se abren P-12 y P-4
- En Marzo del 2005 el pozo P-2 inyecta 500 BN/d y se abren P-11 y P-53
- En Abril del 2005 P-3 inyecta 500 BN/d y se abren P-49 y P-52

Escenario 3:

La inyección de agua resultaría mucho más económica que en el caso 2 dado que se evitan en lo posible de hacer conversiones de pozos que generan desembolsos considerables. Un esquema dentro del yacimiento se muestra en la Figura 4.23.

De igual manera se muestra el mapa ternario (Figura 4.25.) para el capa 34 en el cual se observa también el barrido de petróleo y la redisolución del gas en el petróleo; libre debido a la baja presión promedio de las arenas.

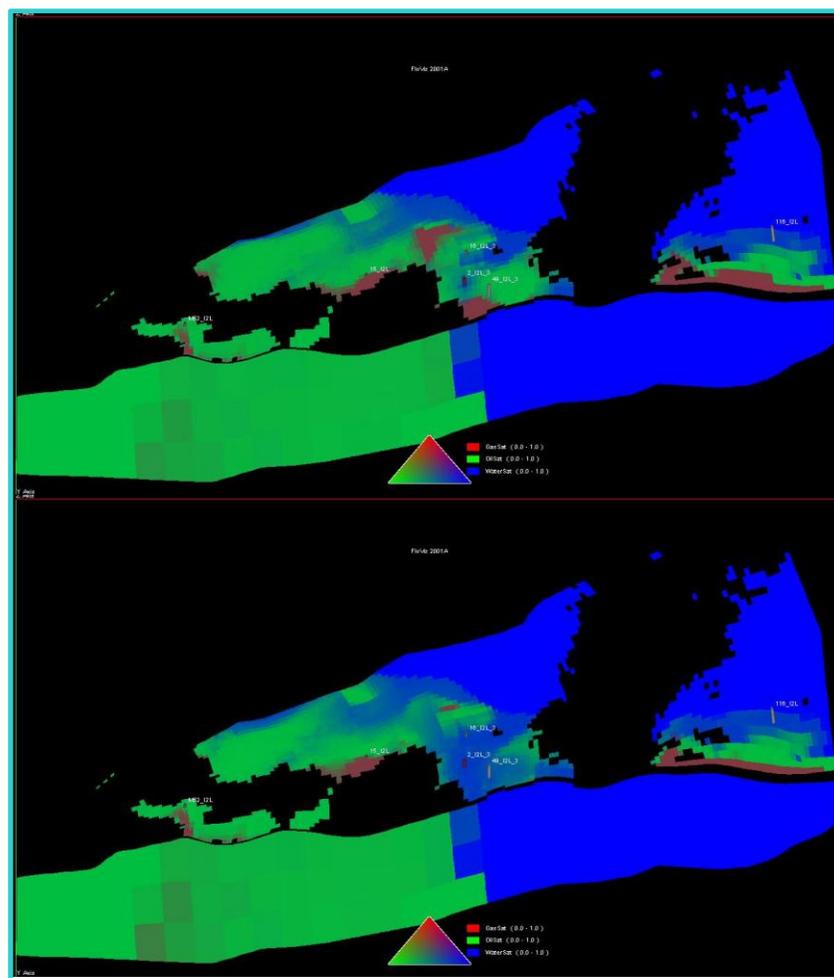


Figura 4.25. Mapa ternario del capa 34 mostrando las saturaciones de fluidos para dos fechas diferentes. En verde petróleo, en azul agua y en rojo gas

4.1.5.6.2. Pronósticos de producción

El perfil de producción de petróleo para los tres escenarios indica que los casos para inyección de agua son viables para producir las reservas no drenadas por mecanismos primarios. Para el caso 2 el recobro final es mayor, sin embargo los niveles de inyección que esos pozos tienen actualmente en arenas acuíferas difícilmente podría ser alcanzado por la arena I2L-3 debido a que los espesores no lo permiten.

La Figura 4.26. muestra el perfil de producción.

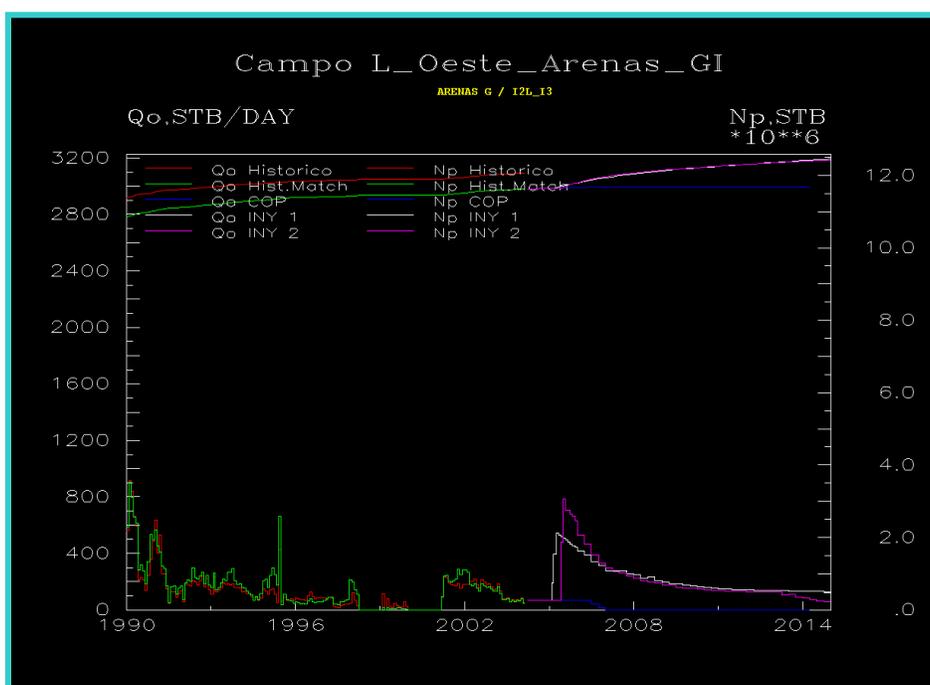


Figura 4.26. Perfil de producción de petróleo o pronóstico de los tres escenarios estudiados para el desarrollo de las arenas I2L-3 y G del Campo

De igual manera se muestran los perfiles de producción de caudal de líquido para los tres casos (Figura 4.27).

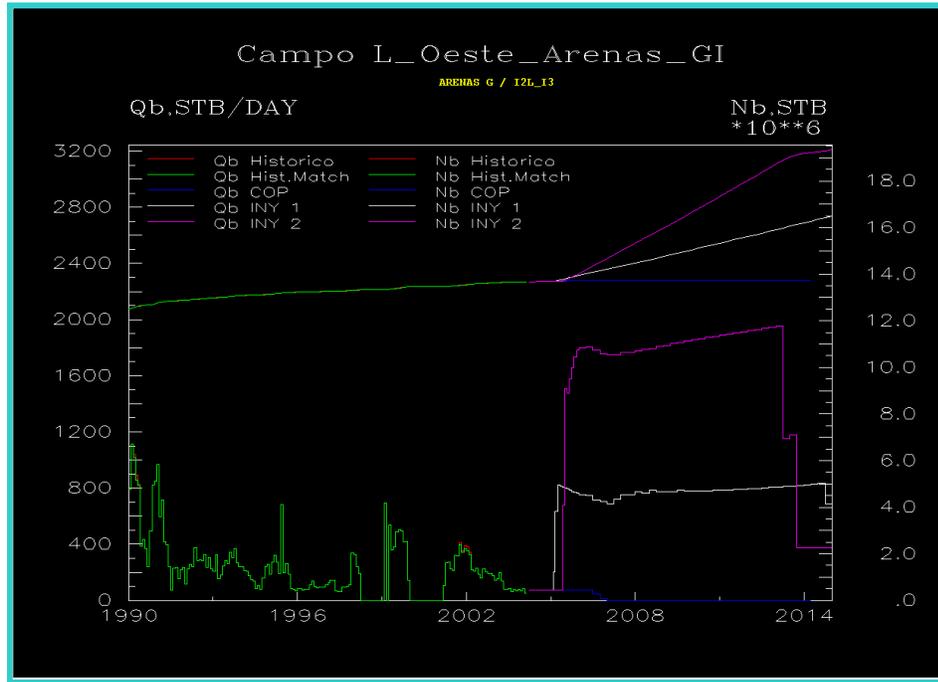


Figura 4.27. Perfil de producción de líquidos totales o pronóstico de los tres escenarios estudiados para el desarrollo de las arenas I2L-3 y G del campo



Figura 4.28. Perfil de presión para la arena I2L-3 (Escenario 3). Se observa el incremento de energía para la arena I2L-3. No se propone inyectar aún en la arena G

4.1.5.6.3. Implementación del proyecto piloto

Las operaciones que se proponen resultarían bastantes sencillas de implementar ya que se sugiere no convertir pozos a inyector sino usar los ya existentes (Inyectan en otras arenas) de manera de hacer más económico y viable técnicamente el proyecto. Los pozos candidatos a productores se encuentran actualmente inactivos o produciendo de otras arenas de forma no económica; los cuales en el pasado ya han sido productores en las arenas I2L-3.

El escenario seleccionado es el N° 3 debido a que los pozos seleccionados (P-2 y P-3) para inyectar tienen poca influencia sobre la red de aguas efluentes, mientras que el escenario N° 2 involucra al pozo P-15 quien es el pozo con mayor caudal de inyección dentro de la red. Se quiere recuperar las reservas de las

arenas I2L-3 y G, pero sin afectar considerablemente la red de inyección actual de la cual dependen el resto de los pozos productores.

4.1.5.6.4. POES y reservas de petróleo

El petróleo original en sitio (POES) estimado del simulador para las arenas G e I2L-3 es de 8604 MBN y 36796 MBN respectivamente. La producción acumulada a la fecha (Febrero del 2004) de la arena G es de 2540,8 MBN y para la arena I2L-3 es de 9080,1 MBN de petróleo. De acuerdo a los datos previos el factor de recobro actual para la arena G es de 29,53 % y para la arena I2L-3 es de 24.68 %.

El esquema planteado de explotación para estas unidades es a través de continuación de operaciones (1 pozo productor, P-36) para la arena G; hasta tanto no obtener resultados de la inyección de agua para re – presurizar las arenas de manera de suplir la energía necesaria para el drenaje del petróleo dejado debido a la baja presión promedio de la arena I2L-3.

El petróleo adicional a recuperar en la arena G hasta fin de contrato es de 47,43 MBN lo que representa un factor de recobro adicional de 0,55 %; y 1143,8 MBN de petróleo para la arena I2L-3 resultando en un factor de recobro adicional de 3,11 %.

4.1.5.6.5. Estado actual y propuesto de los pozos del proyecto piloto

Como se mencionó antes el escenario 3 fue el seleccionado para piloto de la inyección de agua en la arena I2L-3 y el mismo consta de 2 pozos inyectoros y 6 pozos productores. El diagrama mecánico así como las arenas propuestas para los pozos del proyecto piloto se presentan.

4.1.6. ANALISIS ECONOMICO

Se tomó como base el escenario tres (3) para realizar el análisis económico del proyecto. Este corresponde al proyecto piloto de inyección específicamente del yacimiento P-2 de la arena I2L-3, el cual pudiera extenderse a los otros yacimientos de esa arena y a los yacimientos de la arena G. Las inversiones estimadas para el análisis económico del escenario 3 se establecieron en función de los trabajos a realizarse en cada uno de los pozos a intervenir con costos actualizados (Julio del 2004). Las reservas asociadas al escenario seleccionado ascienden a 1,51 MMBN de petróleo. Los indicadores económicos del proyecto se muestran en la siguiente tabla:

Datos	
Reservas de Petróleo	1,51 MMBN
Reservas de Gas	-
Inversión	7,39 MMUS\$
Lifting Cost	2,01 US\$/BN
Costo de Desarrollo	4,9 US\$/BN

Indicadores Económicos del Proyecto	
Estipendio por servicio	20,43 MMUS\$
Flujo de Caja Nominal	6,07 MMUS\$
VAN (12,5%)	1,54 MMUS\$
VAN (15%)	1 MMUS\$
TIR (%)	21,13
Tiempo pago	4,9
Máxima exposición	(4,8 MMUS\$)

Tabla 4.6. Resultados evaluación económica proyecto piloto de inyección Arenas G-I

De acuerdo a la tabla anterior se puede notar la viabilidad económica de realizar el proyecto piloto de inyección en una de las pocas arenas donde se tiene certidumbre de declinación de la presión estática por lo que se sospecha se haya dejado petróleo sin barrer por la no presencia de un acuífero ó la presencia de uno no muy activo que no permita mantener la energía de las arenas altas para un eficiente drenaje de los hidrocarburos.

Todos los indicadores económicos muestran valores razonables que permiten la implementación del proyecto piloto.

4.2. ARENAS L-M-N

Las arenas L, M y N se caracterizan por presentar bajas tasas de producción con altos cortes de agua (promedio de 80%) lo que origina altos costos de levantamiento y causa que muchos pozos alcancen el límite económico de producción sin haber logrado drenar las reservas estimadas. Esto trae como consecuencia, que la producción de una arena individual no resulte económica. Este argumento sustenta el planteamiento de la Unidad de Explotación en las arenas L-M-N, como una estrategia de explotación que permite una recuperación técnica y rentable de petróleo en yacimientos que presentan alta saturación de agua, y donde los pozos se completaran en las arenas prospectivas.

Los yacimientos en general presentan contactos agua-petróleo individuales que los limitan.

En la Tabla 4.9 se presenta un resumen de las características de las arenas

	ARENAS		
	L	M	N
°API	19 - 20	20 - 21	21
Porosidad (%)	17 - 19	20 - 23	21 - 24
Espesor petrolífero (pies)	5 - 35	5 - 25	5 - 20
Viscosidad (cP)	5 - 8	6 - 9	4 - 8
POES (MMBbls)	28,5	14,8	4,5
Producción Acumulada (MMBbls)	3,2	0,5	0,2
Reservas Remanentes (MMBbls)	1,1	2,7	0,4

Tabla 4.9. Características y propiedades de las Arenas L, M y N

4.2.1. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION

Las acumulaciones de hidrocarburos asociadas a estas arenas producen a lo largo del campo. Hasta la fecha se documenta una producción acumulada de petróleo de 3,98 MMBN. Actualmente se encuentran 3 pozos activos de estas arenas que son: P-106, P-3 y P-53. La Figura 4.29 muestra el comportamiento de producción

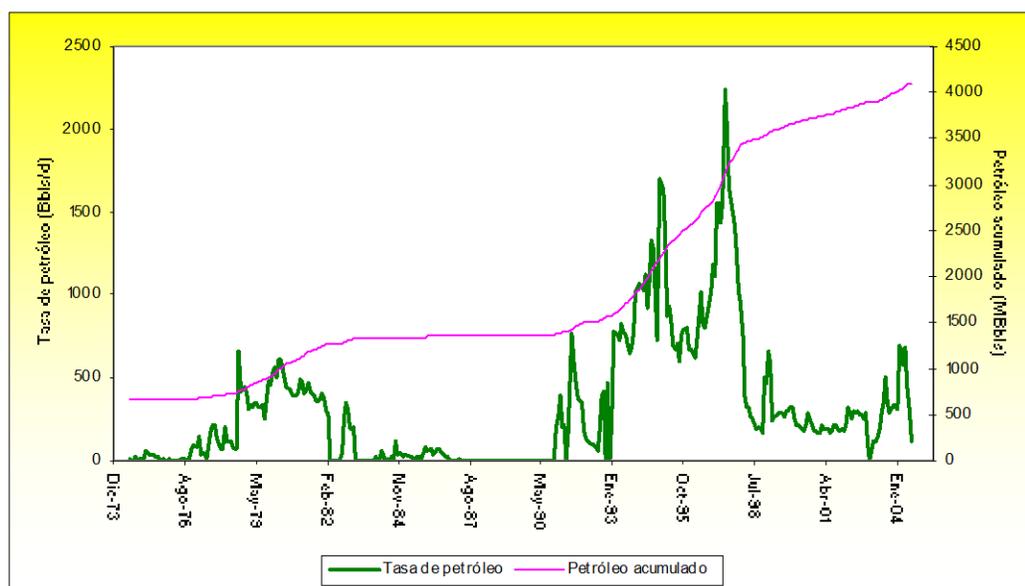


Figura 4.29. Comportamiento de producción Arenas L, M y N

4.2.2. COMPORTAMIENTO DE PRESION

En la Figura 4.30 se puede observar el comportamiento de presión histórico de las arenas L, M y N desde el inicio de producción de estas arenas, a pesar de que hubo un repunte de la producción en el período comprendido desde el año 1993 hasta el presente (con un acumulado de petróleo de 3,5 MMBN) las arenas muestran los niveles de presión similares y poca declinación de la misma, esto se debe a que estas arenas están asociadas a acuíferos de

grandes dimensiones que hacen que la presión de yacimiento permanezca prácticamente constante. La presión promedio actual se encuentra en 2300 psi.

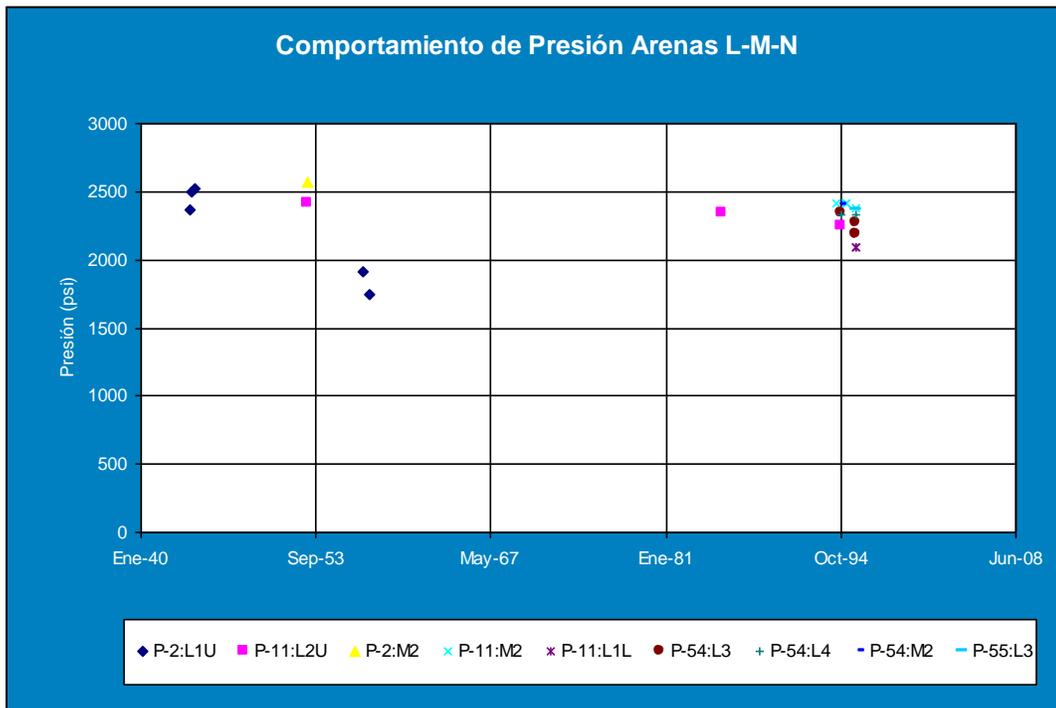


Figura 4.30. Comportamiento de presión Arenas L, M y N

4.2.3. PROYECTO PILOTO UNIDAD DE EXPLOTACION

Las arenas L, M y N se caracterizan por presentar bajas tasas de producción con altos cortes de agua (promedio de 80%) lo que origina altos costos de levantamiento y causa que muchos pozos alcancen el límite económico de producción sin haber logrado drenar las reservas estimadas. Esto trae como consecuencia, que la producción de una arena individual no resulte económica. Este argumento sustenta el planteamiento de la Unidad de Explotación en las arenas L, M y N, como una estrategia de explotación que

permite una recuperación técnica y rentable de petróleo en yacimientos que presentan alta saturación de agua, y donde los pozos se completaran en las arenas prospectivas.

Los objetivos del proyecto piloto de completación de arenas en conjunto, además de reactivar pozos inactivos productores de las arenas L, M y N, tiene como principal objetivos:

- Producir económicamente de arenas de potencial marginal, consideradas antieconómicas para ser producidas individualmente.
- Lograr la recuperación de un volumen de reservas remanente, las cuales no hubieran sido recuperadas de dichas arenas marginales por ser antieconómicas.
- Incrementar el recobro final de las reservas al reducir la tasa de abandono individual de cada arena.
- Simplificar las completaciones para minimizar la complejidad y riesgos mecánicos, además de reducir los costos de materiales, operación y administración.
- Mejorar el levantamiento del fluido en el pozo, minimizando los requerimientos de bomba.
- Incrementar la producción, incrementando también el flujo de caja y el valor presente.

En el año 1996 se solicitó el permiso al MENPET para producir dos pozos bajo el esquema de producción en conjunto. Estos pozos fueron el P-103 y el P-3, cuyos resultados se muestran a continuación (Figura 4.31):

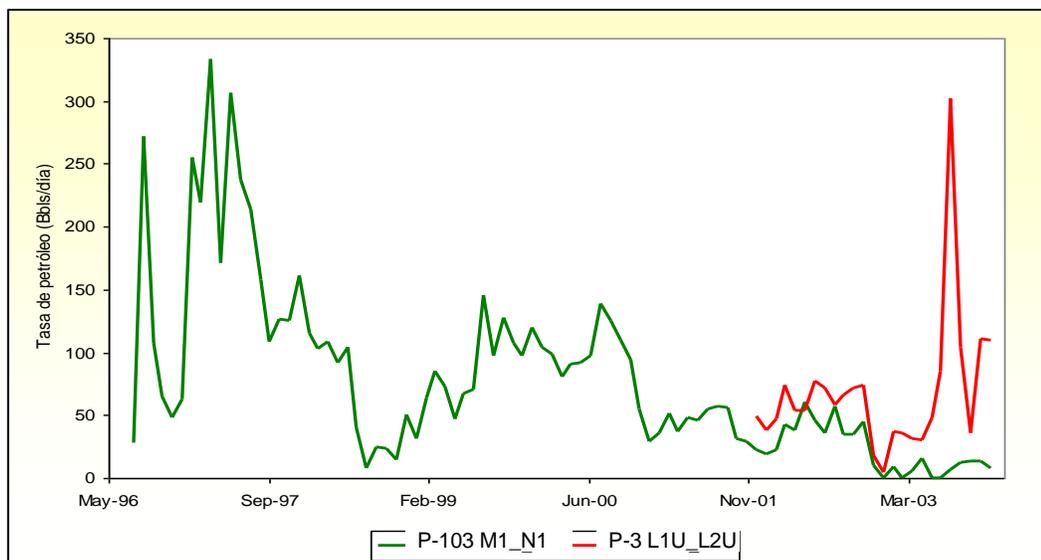


Figura 4.31. Resultados de la evaluación de los pozos P-103 y P-3, pozos completados con dos arenas en conjunto

4.2.4. PROYECTO PILOTO: POZOS CANDIDATOS

Las arenas L, M y N se caracterizan por ser lenticulares y con intercalaciones de lutitas, esto hace que estas arenas no se encuentren prospectivas a lo largo del Campo, por lo que los pozos se completarían en las arenas que se consigan y prospectivas dentro del grupo LMN. En la Tabla 4.10 se muestran los pozos candidatos y las arenas a cañonear en cada uno, como se puede apreciar en los pozos P-52 y P-53 solamente se encuentran las arenas L y M, y en el pozo P-57 solamente se encuentra la arena L, ya que las arenas M y N se encuentran mojadas

Pozo	Unidad de Explotación	Arenas a cañonear
P-104	LMN	L1U, L1L, M1, M2, N2
P-106	LMN	L1L, L2U, L2M, N1
P-3	LMN	L1U, L2U, M1U, N2
P-52	LM	L2U, M2
P-53	LM	L2U, M2
P-57	L	L2U, L2ML

Tabla 4.10. Pozos candidatos y arenas a cañonear por pozo

En el Anexo X se encuentran los diagramas mecánicos actuales y propuestos para los pozos al proyecto piloto, así mismo se coloca el registro eléctrico señalando las arenas a cañonear.

Como Proyecto Piloto para la evaluación de la Unidad de Explotación en el Campo, se propone la realización de seis trabajos de RA/RC. Los pozos propuestos son los siguientes:

- **P-52:** Pozo inactivo. Se propone cañonear las arenas L2U y M2, completar estas arenas en conjunto (Unidad de Explotación LM).
- **P-57:** Pozo inactivo. Se propone cañonear las arenas L2U y L2M-L, completar estas arenas en conjunto (Unidad de Explotación L)
- **P-106:** Pozo inactivo. Se propone cañonear las arenas L1L, L2U y L2M (Unidad de Explotación L), y completar sencillo selectivo en las arenas B3L, H3L y en la UE L.

- **P-104:** Pozo inactivo. Se propone cañonear las arenas L1L, L2U, M1U, M2 y N2 (Unidad de Explotación LMN), y completar sencillo selectivo en las arenas H3L, J3 y en la Unidad de Explotación LMN.
- **P-53:** Pozo activo, de la arena L2U. Se propone cañonear la arena M2, completar junto con la arena L2U (Unidad de Explotación LM).
- **P-3:** Pozo activo, se encuentra produciendo de las arenas L1U y L2U en conjunto. Se propone cañonear las arenas M2 y N2, completar estas arenas en conjunto junto con las arenas L1U y L2U (Unidad de Explotación LMN)

4.2.5. POZO TIPO

La curva tipo para el caso Monocapa se basó en el comportamiento histórico de producción y acumulados de los pozos completados en el campo. El volumen de petróleo a drenar por pozo es de 112 MBN de petróleo correspondientes a dos arenas.

El pozo tipo para el caso de la Unidad de explotación se basó en el comportamiento de producción de petróleo de los pozos P-103 y P-3, los cuales han sido completados en dos arenas en conjunto y presentan hasta la fecha acumulados de producción de 211 MBN y 73 MBN de petróleo respectivamente. La Figura 12 muestra las tasas de petróleo de los pozos P-3 y P-103.

De acuerdo a los resultados de los pozos mencionados anteriormente se definió el pozo tipo para la Unidad de Explotación con dos arenas y un pozo tipo para el caso de tres arenas.

En el Anexo IV muestra la comparación de la producción de petróleo del caso Monocapa selectivo respecto a la Unidad de Explotación con dos arenas en conjunto. Para el caso Monocapa selectivo el pozo llega acumular 112 MBN

de petróleo (dos arenas Monocapas) con una tasa inicial de petróleo de 65 BN/d, mientras que para el caso de la Unidad de Explotación con dos arenas los pozos tienen una tasa inicial de 198 BN/d de petróleo y acumulan 248 MBN de petróleo, dos veces más comparado con el caso Monocapa selectivo. Cabe destacar que con la explotación Monocapa los pozos alcanzan el límite económico mucho más rápido comparado con el caso de la Unidad de Explotación

En el Anexo IV se presenta la comparación de la producción de petróleo para el caso Monocapa selectivo respecto a la Unidad de Explotación con tres arenas o más en conjunto. Para el caso Monocapa selectivo el pozo llega a acumular 142 MBN de petróleo (dos arenas más la apertura de una tercera arena, todas produciendo de forma individual selectiva) con una tasa inicial de petróleo de 65 BN/d, mientras que para el caso de la Unidad de Explotación con tres arenas o más el pozo tiene una tasa inicial de 286 BN/d de petróleo y acumula 380 MBN de petróleo, tres veces más comparado con el caso Monocapa selectivo.

Para el caso de la Unidad de Explotación, se tendría el aporte de varias arenas en conjunto, lo que permitiría tener tasas iniciales mayores que para el caso Monocapa.

4.2.6. EVALUACION ECONOMICA

El objetivo es evaluar y comparar la rentabilidad de un pozo Monocapa selectivo y el de un pozo completado bajo el esquema de Unidad de Explotación con dos arenas en conjunto y con tres arenas o más.

Para efectos de comparación entre los dos tipos de explotación, Monocapa Selectivo y Unidad de Explotación, se consideró la inversión asociada al trabajo de RA/RC para cada esquema. Para el caso del pozo en

Unidad de Explotación, la evaluación económica se realizó considerando dos esquemas diferentes de completación: el pozo completado de forma selectiva y el segundo con todas las arenas en conjunto, la diferencia en ambos casos está en el costo de las empacaduras de la completación selectiva.

Para el caso en el que un pozo quede completado en más de tres arenas en conjunto para la evaluación económica se utilizó el pozo tipo de tres arenas, el cual es conservador para efectos de los resultados tanto desde el punto de vista de producción como de los indicadores económicos.

Para cada pozo se consideró la producción asociada a cada pozo tipo y las inversiones inherentes a los mismos. La evaluación se realizó hasta el 2014 y considera dos intervenciones menores por año con un costo de 50 MUS\$ para cada pozo.

En las Tablas 4.11. y 4.12. muestran los resultados de la evaluación económica para el caso de completar el pozo en Unidad de Explotación con dos arenas y para el caso de completar el pozo en Unidad de Explotación con tres arenas o más.

Datos	UE CONJUNTO	UE SELECTIVO	SENCILLO SELECTIVO
Reservas Petróleo (MMBbl)	0,266	0,266	0,112
Inversión (MMUS\$)	0,415	0,480	0,480
Indicadores Económicos			
VPN @10% (MMUS\$)	0,735	0,677	0,073
TIR (%)	> 100	> 100	14,0
Tiempo de pago (años)	0,52	0,70	4,84
Eficiencia de la inversión	1,8	1,4	0,2

Tabla 4.11. Resultados de la evaluación económica para el caso Monocapa selectivo y Unidad de Explotación con dos arenas

Los resultados muestran que en el caso de un pozo competado como unidad de explotación presenta una rentabilidad superior al 100% respecto al caso Monocapa selectivo el cual tiene un TIR de 14% y un valor presente neto de 73 MUS\$, esto hace que esta estrategia de explotación no sea rentable (la rentabilidad mínima requerida para un proyecto es de 10% según lineamientos de Petrobras).

Adicionalmente se realizó la comparación para el caso de completar el pozo bajo el esquema de Unidad de Explotación en conjunto y selectivo. Las inversiones por pozo son de 415 MUS\$ para el caso de la Unidad de Explotación en conjunto y 480 MUS\$ para el caso de la Unidad de Explotación selectivo (la diferencia en ambos casos esta en el costo de las empacaduras), para ambos casos se obtiene una rentabilidad superior al 100%, sin embargo para el caso de la Unidad de Explotación en conjunto tiene un VPN de 735 MUS\$ el cual es superior al caso de completar el pozo bajo el esquema de Unidad de Explotación selectivo (VPN es de 677 MUS\$) y presenta menor complejidad mecánica.

Datos	UE CONJUNTO	UE SELECTIVO	SENCILLO SELECTIVO
Reservas Petróleo (MMBbl)	0,384	0,384	0,142
Inversión (MMUS\$)	0,461	0,530	0,530
Indicadores Económicos			
VPN @10% (MMUS\$)	1,187	1,125	0,028
TIR (%)	>100	>100	11,1
Tiempo de pago (años)	0,26	0,39	5,54
Eficiencia de la inversión	2,6	2,1	0,1

Tabla 4.12. Resultados de la evaluación económica para el caso Monocapa selectivo y Unidad de Explotación con tres arenas o más

Los resultados muestran que en el caso de un pozo completado como Unidad de Explotación presenta una rentabilidad superior al 100% respecto al caso Monocapa selectivo el cual tiene un TIR de 11% y un valor presente neto de 28 MUS\$, esto hace que esta estrategia de explotación no sea rentable (la rentabilidad mínima requerida para un proyecto es de 10% según lineamientos de Petrobras).

Adicionalmente se realizó la comparación para el caso de completar el pozo bajo el esquema de Unidad de Explotación en conjunto y selectivo. Las inversiones por pozo son de 461 MUS\$ para el caso de la Unidad de Explotación en conjunto y 530 MUS\$ para el caso de la Unidad de Explotación selectivo (la diferencia en ambos casos esta en el costo de las empacaduras), para ambos casos se obtiene una rentabilidad superior al 100%, sin embargo para el caso de la Unidad de Explotación en conjunto tiene un VPN de 1187 MUS\$ el cual es superior al caso de completar el pozo bajo el esquema de Unidad de Explotación selectivo (VPN es de 1125 MUS\$) y presenta menor complejidad mecánica.

Para los pozos que se encuentran actualmente activos y que son candidatos a RA/RC para el año 2005 (P-53 en la arena L2U y P-3 arenas L1U-L2U) la evaluación económica de cada pozo consideró el pozo tipo menos la producción acumulada, esto con la finalidad de evaluar la producción incremental por el aporte de las arenas en conjunto, incluyendo la arena actualmente en producción. Los resultados de la evaluación económica muestran que la completación bajo el esquema de UE sigue siendo rentable.

4.3. ARENAS T-U

La Unidad T-U esta representada por los intervalos comprendidos entre las arenas TU y las arenas U4. El ambiente de sedimentación en la base de intervalo (arenas U) esta definido por un ambiente de marcada influencia continental donde se desarrollan intervalos arenosos masivos intercalados con lutitas compactas, limolitas y pocos lignitos. Las arenas corresponden a canales coalescentes de espesores de hasta 150 pies. Respecto al intervalo superior (arenas T), el mismo está definido por arenas de canal intercaladas con lutitas asociadas a facies de llanura deltáica con influencia de mareas donde se definen desarrollos de lignitos. El rango de la porosidad para estos reservorios varía entre 20 y 25 % con un promedio del 23 %.

La figuras 4.32, 4.33 y 4.34 muestran secciones estratigráficas con pozos del Campo, donde se pueden observar las características sedimentológicas de esta unidad. En ella se define hacia la base, la presencia de arenas masivas intercaladas con lutitas y hacia el tope canales y barras de marea separadas por niveles de lutitas, limonitas y lignitos. En la base del intervalo (arenas U) se observan canales de espesores importantes que se cortan entre sí permitiendo la comunicación hidráulica dentro de dicha unidad sedimentaria.

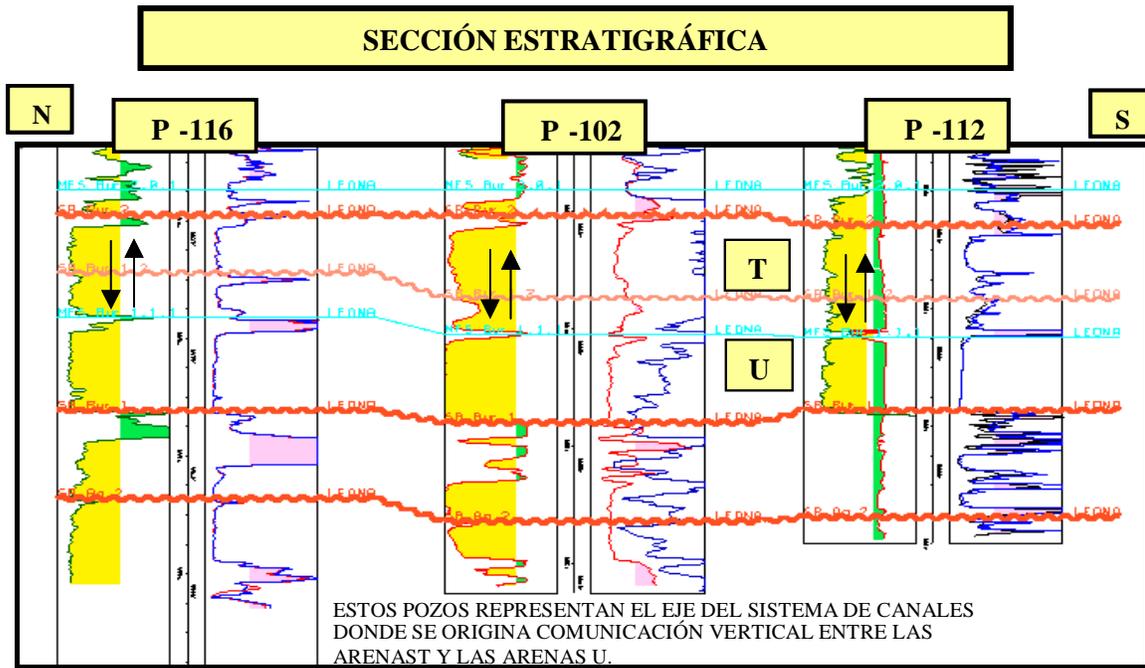


Figura 4.32. Sección estratigráfica Norte-Sur

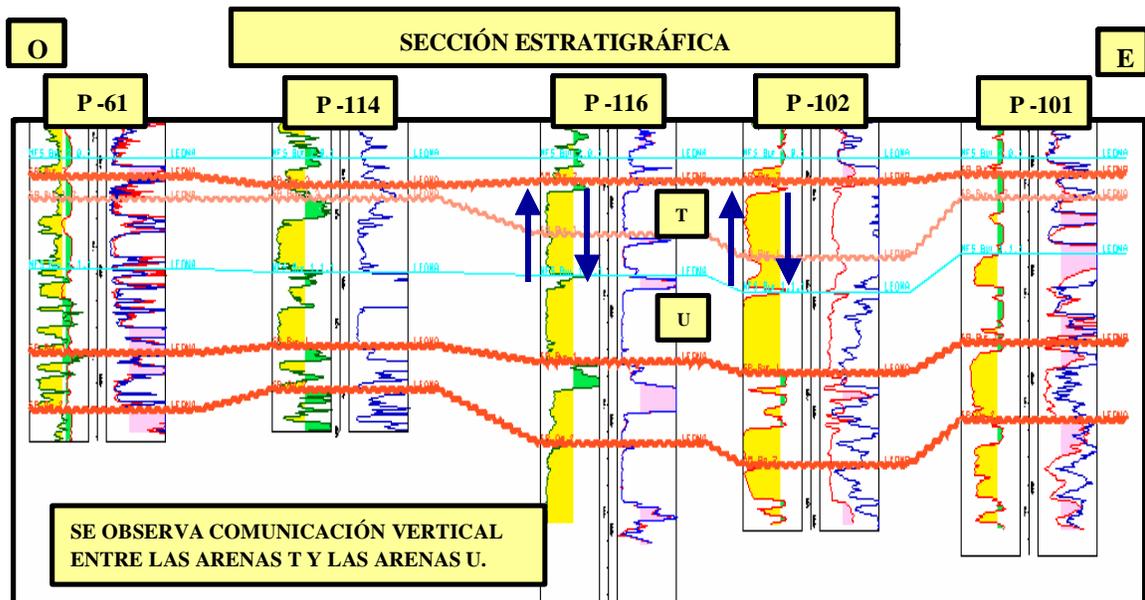


Figura 4.33. Sección estratigráfica Oeste-Este

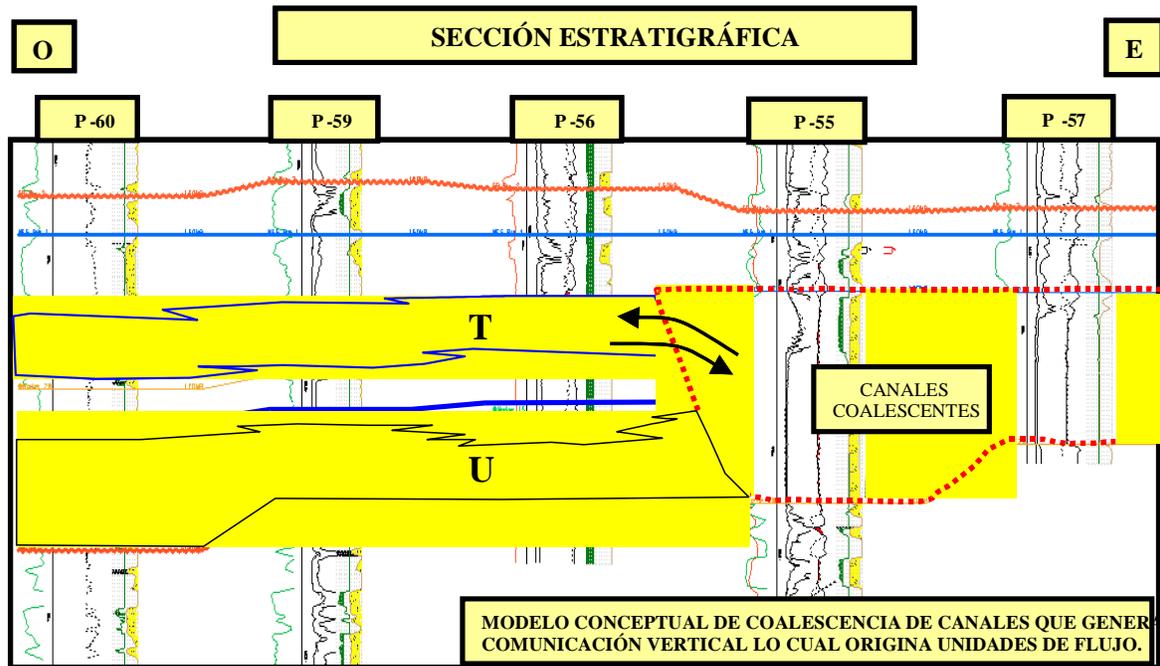


Figura 4.34. Sección estratigráfica Oeste-Este

4.3.1. HISTORIA DE PRESIONES

La información de presión para los yacimientos de la sección T-U del campo es pobre (Figura 4.35). Las pocas presiones que existen son de reciente fecha y tomadas en yacimientos nuevos. Para tener un dato de presión inicial para cada yacimiento se usaron las correlaciones de Meneven – Total desarrolladas para el área mayor de Oficina. Estas correlaciones están basadas únicamente en la profundidad bajo el nivel del mar a la cual se establece el datum de los yacimientos. Las correlaciones son las siguientes:

$$P_i = 0.44 * p_{bnm} - 51.36$$

$$Temp = 0.0167 * p_{bnm} + 95.668$$

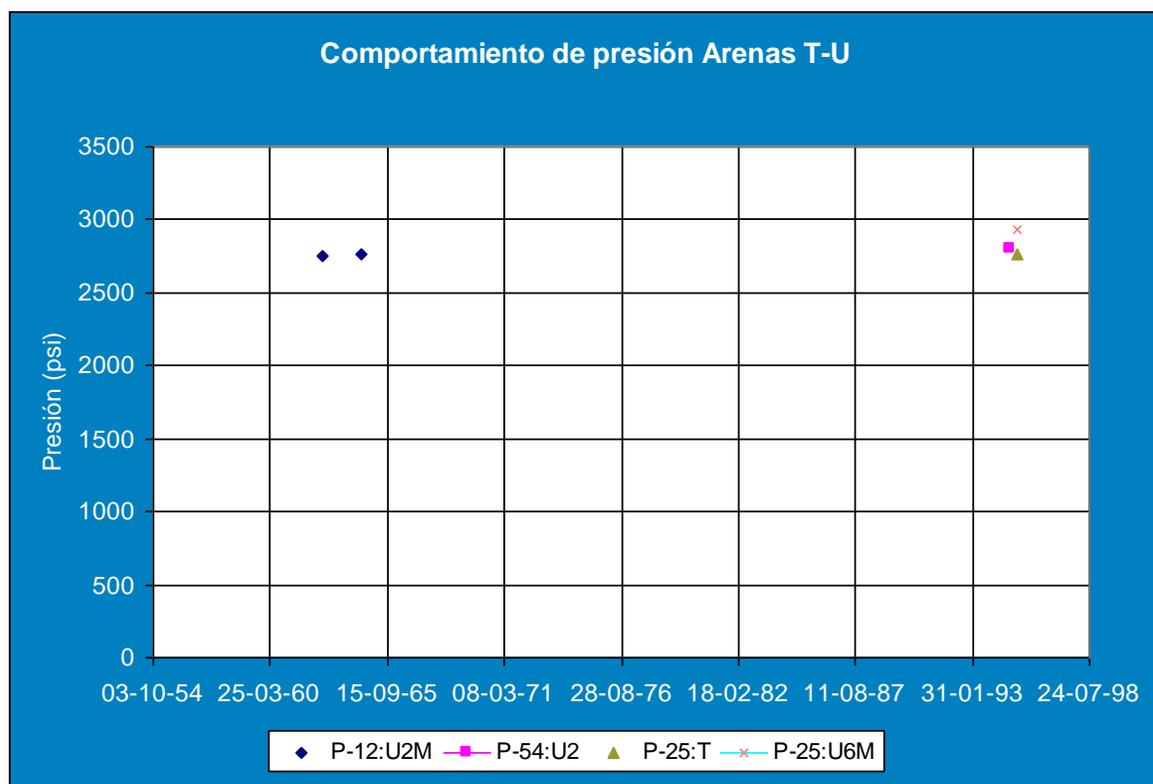


Figura 4.35. Comportamiento de presión de las arenas T-U

Desde el punto de vista de presiones, los datos medidos en los años 60 difieren de los años 90 en solo 234 Psi. Se podría considerar unidad hidráulica.

4.3.2. CONTACTOS AGUA-PETROLEO

Se hizo una revisión de cada uno de los contacto agua-petróleo originales de los yacimientos que conforman la sección T-U (Tabla 4.13), de lo cual se obtuvo lo siguiente:

- Los yacimientos en general presentan contactos agua-petróleo individuales que los limitan
- De acuerdo a esto se puede concluir que a pesar de la coalescencia y amalgamiento de las arenas en algunas partes del Campo, lo que permite la comunicación vertical entre las mismas, desde el punto de vista hidráulico no se observa esta comunicación, ya que los yacimientos tiene contacto agua-petróleo diferentes

Arena	Datum (pbnm)	Presión estática (Psi)	Contacto agua-petróleo (pbnm)
T	6200	2768	6235
T	6215	2667	6245
T	6415	2550	6255
T	6475	2575	6470
T	6566	2615	6355
U	6215	2683	6260
U	6345	2762	6408
U	6350	2765	6277
U	6375	2753	6390
U	6425	2782	6510

Arena	Datum (pbnm)	Presión estática (Psi)	Contacto agua- petróleo (pbnm)
U	6425	2775	6460
U	6520	2817	6650
U	6555	2810	6457
U	6570	2805	6608
U	6600	2820	6450
U	6550	2800	6585
T	6450	2700	6105
U	6600	2800	6180

Tabla 4.13. Tabla que muestra los datos de equilibrio para los diferentes yacimientos dentro de las arenas T-U

De acuerdo a los resultados obtenidos de la interpretación de los datos de las arenas T-U, se concluye que estas arenas no muestran comunicación hidráulica ya que cada yacimiento presenta Contactos agua-petróleo diferentes. Adicionalmente no se dispone de suficiente información de datos de fluidos y presiones. Para estas arenas se recomienda seguir produciendo bajo el esquema monocapa.

CONCLUSIONES

- De acuerdo a los resultados del estudio se determinó que la mejor estrategia de explotación para el Campo es mediante la combinación de los esquemas de producción que incluyen unidades de explotación, recuperación secundaria y la producción de arenas individuales (monocapa).
- Se definió para cada una de las secuencias los siguientes esquemas de explotación:
 - Las reservas remanentes de las arenas G e I serán drenadas a través de un proyecto de Inyección de Agua, dado que representa la mejor estrategia.
 - Las arenas L, M y N conforman una Unidad de Explotación, dado que el desempeño de los pozos monocapa en estas arenas es pobre, obteniéndose en general rendimientos (TIR) muy bajos y elevados costos de desarrollo. Al comparar los dos esquemas de explotación, tanto el desempeño físico como el financiero, la unidad de Explotación es superior al esquema de explotación Monocapa.
 - Las arenas T y U serán tratadas bajo el esquema de explotación monocapa, ya que no constuyen una Unidad Hidráulica y debido a sus altos caudales de producción es difícil justificar una Unidad de Explotación
 - El resto de las arenas del Campo las cuales no han sido estudiadas, seguirán siendo producidas como monocapas.

- Para el caso del proyecto de inyección de agua de las arenas G-I se evaluaron diferentes escenarios que contemplan tanto el caso base, que no es más que la situación actual de producción, y diferentes escenarios que dependiendo del caso consideraban:
 - La inyección de agua y la sensibilidad en cuanto a los parámetros de inyección y número de pozos productores e inyectores.

- Cabe destacar que todos los esquemas de explotación evaluados contemplan la realización del mayor número de trabajos de RA/RC y un menor número de perforaciones, esto con la finalidad reactivar el mayor número posible de pozos inactivos y minimizar la inversión.

- Esta estrategia de explotación incrementará el recobro de petróleo y permitirá una operación más eficiente del campo; la reactivación de pozos e incrementará el índice de productividad de los pozos

RECOMENDACIONES

- Implementar el piloto de inyección de agua aquí propuesto, que contempla la reconversión de 2 pozos inyectores y 6 productores.
- Diseñar una campaña de medición de presiones durante el seguimiento del piloto de inyección de agua.
- Realizar los trabajos de RA/RC en los pozos P-104, P-106, P-52, P-57, P-3 y P-53 como parte del proyecto piloto de unidades de explotación
- Se propone realizar los trabajos de RA/RC en los pozos propuestos
- Tomar muestras de crudo cada tres meses con la finalidad de elaborar el modelo geoquímico de las arenas
- Se recomienda la elaboración de campañas de toma de información a fin de gestionar mejor estudios de yacimientos y toma de decisiones desde el punto de vista técnico.
- Estimar el POES y las reservas volumétricamente de los yacimientos que aún no han sido oficializados.
- Se recomienda continuar con el esquema de explotación actual tanto para las arenas T-U ya que la implementación de unidades hidráulicas no es factible para los yacimientos estudiados.
- Establecer la compatibilidad entre los fluidos contenidos por las diferentes arenas involucradas, para evitar posteriores problemas de producción.
- Realizar el monitoreo continuo de la composición relativa de las mezclas mediante la toma periódica de muestras de producción conjunta para su posterior análisis cromatográfico. En caso de existir diferencias reconocibles en la huella geoquímica de los crudos, utilizar esta técnica

para monitorear la contribución de cada zona. También se recomienda tomar muestras de crudo de las arenas que estarían involucradas en la nueva unidad de explotación antes de que la misma sea implementada; de tal forma que se puedan realizar comparaciones antes y después de la implementación.

REFERENCIAS

- [Abreu, 2001] Abreu V, Savini R.R., Azalgará C., Picarelli A., Grosso S. and Vallejo E. (2001). "Sequence stratigraphic evolution of the Miocene of Eastern Venezuela Basin: Interplay of Eustatic Cycles and Foredeep Tectonics", 2001 AAPG Annual Meeting Abstracts, Denver, Colorado, AAPG Bulletin, V. 85, No. 13.
- [Bailey, 2000] Bailey, Bill (ed). Control del agua. 2000. Houston, Oil Field Review
- [Castro, 1990] Castro, Ana; Escalona, Victor; Padilla, José R.: "Manual de Ingeniería de Producción". 1990
- [Cigüela, 1989] Cigüela, S.: "Guía para la Estimulación de Pozos Productores e Inyectores". Marzo, 1989. PDVSA-INTEVEP
- [Currie, 1997] Currie, P.K.: "Managing Technology Development for Productivity Enhancement". 1997. SPE 38393.
- [Di Croce, 1995] Di Croce J.: "Eastern Venezuelan Basin: Sequence Stratigraphy and Structural Evolution", 1995, PHD Thesis, Rice University, 225 p.
- [Economides, 1994] Economides, Michael J., and A. Daniel Hill: "Petroleum Production Systems". 1994. USA: PTR Prentice-Hall Inc.
- [El Pozo Ilustrado, 2001] El Pozo Ilustrado: Producción. Capítulo 4. Quinta Edición, Ediciones FONCIED, Caracas. 2001.
- [Ferrer, 1998] Ferrer, Fernando J. / PDVSA Exploración y Producción. "Commingled Production Wells: Experiences in Lake Maracaibo, Venezuela", 1998, SPE Paper 49311.

- [Haq, 1998] Haq B.U., Hardenbol J. y Vail P.: "Mesozoic and Cenozoic Chronostratigraphy and Cycles of Sea-Level Changes, in Wilgus et. al. (eds), Sea-Level Changes: An Integrated Approach", 1998, SEPM Special Publication No. 42, p. 71-108.
- [Hedberg, 1947] Hedberg H.D., Sass L.C. & Funkhouser H.J.: "Oil Fields of Greater Oficina Area Central Anzoátegui. Venezuela", 1947, AAPG Bulletin, V. 31, No. 12, p. 2089-2169
- [Graciansky, 2000] Graciansky, P.-C., Hardenbol, J., Jacquin, T., and Vail, P.R., eds.: "Mesozoic and Cenozoic Sequence Stratigraphy of European Basins". 2000. SEPM Society of Sedimentary Geology Special Publication 60, Tulsa, p. 3 - 14, charts 1 - 8.
- [Isaaks, 1989] Isaaks E., Srivastava R.: "Applied Geostatistics", 1989, Oxford University Press.
- [Lake, 1986] Lake L., Carroll B.: "Reservoir Characterization". 1986, Academic Press Inc.
- [Mitchum, 1977] Mitchum R.M., Vail P.R. and Thompson S.: "Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 2: The Depositional Sequence as a Basic Unit for Stratigraphic Analysis in Payton Ch." (eds). 1977 , AAPG
- [Parnaud, 1995] Parnaud F., Pascual J.C., Truskowsky I., Gallango O., Pasalacqua H. y Roure F.: "Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuelan Basin, in Tankard et al. (eds), Petroleum Basins of South America". 1995, AAPG Memoir 62, p. 741-756.
- [Picarelli, 2000] Picarelli, A.T., Savini, R.R., and Selva, C: "Tectonic and eustatic controls on reservoir architecture on the distal zone of foreland basins: shallow-marine Cenozoic sediments in eastern and western Venezuela". 2000 AAPG/SEPM Meeting Abstracts, New Orleans, V. 84, No.13

-
- [Schatzinger, 1999] Schatzinger R, Jordan J.: "Reservoir Characterization Recent Advances". 1999, AAPG Memoir 71.
- [Selva, 2001] Selva C, F. Aminzadeh, M. Diaz, and J. Porras: "Using Geostatistical Techniques For Mapping A Reservoir In Western Venezuela". Presented at the 7th International Congress Of Geophysics (SEG), Salvador, Brazil, October 2001.C.
- [Selva, 2002] Selva C, E. Mendoza and J. Porras.: "Simulating a Detailed Geostatistical Model in Eastern Venezuela". 2nd Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, November, 2002
- [Sneider, 1990] Sneider R, Massell W, Mathis R, Loren D and Wichmann: "The Integration of Geophysics, Petrophysics and Petroleum Engineering in Reservoir Delineation, Description and Management". Proceedings of the 1st Archie Conference held October 22-25, 1990, in Houston, Texas, U.S.A.
- [Swan, 1995] Swan A, Sandilands M.: "Introduction to Geological Data Análisis". 1995, Blackwell Science.
- [Thakur, 1994] Thakur, G. C. y Abdus S.: "Integrated Petroleum Reservoir Management". Copyright, 1994, págs. 101 – 140.
- [TOTAL, 1982] TOTAL 1982. "Correlaciones PVT para Crudos del Oriente de Venezuela".
- [Vail, 1977] Vail P.R., Mitchum R.M., Todd R.G., Widmier J.M., Thompson S., Sangree J.B., Bubb J.N. and Hatlelid W.G.: Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, in Payton Ch. (eds) Seismic Stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration. 1977, AAPG Memoir 26, p. 49-212.
- [Yarus, 1994] Yarus J, Chambers R.: "Stochastic Modeling and Geostatistics". 1994, AAPG Computer Application in Geology N° 3.

- [Yoris, 1997] Yoris F. y Ostos M.: “Geología de Venezuela, Cuencas Petrolíferas, Schlumberger Oilfield Services”, 1997, WEC Venezuela - Evaluación de Pozos.
- [Van Everdingen, 1953] Van Everdingen, A.F.: “The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well”. 1953. Trans. AIME. pags 171-176.

NOMENCLATURA

AEB	Pozo Abandonado por Razones Económicas
AMB	Pozo Abandonado por Razones Mecánicas
AWN	Pozo Abandonado por Alta Relación Agua-Petróleo
BBPD	Barriles de Bruta por Días
BM	Balance de Materiales
BPPD	Barriles de Petróleo por Días
CAP	Contacto Agua-Petróleo
CE	Camisa Existente
CGP	Contacto Gas-Petróleo
CZ	Cambio de zona
EH	Pozo Cerrado por alta Relación Gas-Petróleo
EMB	Pozo Esperando por Servicio de Reparación Menor de Subsuelo
EOR	Enhance Oil Recovery
ERB	Pozo Esperando por Servicio de Reparación Mayor de Subsuelo
EWB	Pozo Cerrado por Alta Relación Agua-Petróleo
EXB	Pozo Cerrado por Investigación
EZB	Pozo Aislado Selectivamente por Mangas
IP	Índice de Productividad
MD	Mesure Depth
NF	Nivel de Fluido
NR	No Reportado
OFM	OilField Manager
PBB	Reservas Probables
pbnm	Pies Bajo el Nivel del Mar
PCP	Edo. de los Pozos que producen con Bomba Tornillo
PD	Reservas Probadas Desarrolladas en Producción

PDNP	Reservas Probadas Desarrolladas No Produciendo
PGB	Edo. de los Pozos que producen con Bombeo Mecánico
PLT	Production Login Tool
PND	Reservas Probadas No Desarrolladas
POS	Reservas Posibles
PRB	Reservas Probadas
PRB	Edo. de los Pozos que Producen con Bombeo Electrosumergible
PTL	Edo. de los Pozos que Producen con Levantamiento Artificial por Gas Lift
PTN	Edo. de los Pozos que Producen en Flujo Natural
Pwf	Presión de Fondo Fluyente
Q_{lT}	Caudal Líquido Total
S_{gc}	Saturación de Gas Crítica
TVD	True Vertical Depth
TVDSS	True Vertical Depth Sub-Sea
UE	Unidad de Explotación
UH	Unidad Hidráulica

GLOSARIO DE TERMINOS

Acuífero.- Roca permeable saturada con agua a presión. En su estado natural un acuífero puede ser la zona de agua de un reservorio de petróleo o gas, proporcionando el empuje para hacer llegar el petróleo al pozo.

Agua Intersticial.- Conocida también como agua connata. Es el agua retenida en el espacio poral o intersticios de una formación desde que fue creada.

Angulo de buzamiento o inclinación (angle of dip).- El ángulo al cual una formación buza o se inclina hacia abajo a partir de una horizontal.

API.- American Petroleum Institute, formada en 1917 para organizar la industria a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobiernos y otros.

Barril (Barrel).- Medida del volumen para productos hidrocarburos. Un barril es equivalente a 42 galones US o 0.15899 metros cúbicos (9,702 pulgadas cúbicas). Un metro cúbico es igual a 6.2897 barriles.

Bombeo Artificial.- Técnicas aplicadas a los pozos para que continúen produciendo económicamente cuando ya no tienen energía suficiente para hacerlo por surgencia natural.

Borehole pressure.- Es la presión total ejercida sobre el pozo por una columna de fluido y cualquier presión (o contra presión) impuesta en la superficie.

Bottomhole pressure.- Es la presión al fondo del pozo. Es causada por la presión hidrostática del fluido dentro del pozo y cualquier presión (o contrapresión) en la superficie, tal como ocurre cuando el pozo está cerrado con un BOP (blowout preventers). Cuando el lodo está siendo circulado, la bottomhole pressure es la

presión hidrostática mas la presión de circulación requerida para mover el lodo por el anular.

2.-Es la presión en un pozo, en un punto inmediatamente opuesto a la formación productiva, la cual es registrada por un medidor de presión.

Bottomhole pressure test.- Es una prueba que mide la presión del reservorio, obtenida a una profundidad determinada. Una "flowing bottomhole pressure test" mide la presión mientras el pozo continúa fluyendo; una "shut-in bottomhole pressure test" mide la presión inmediatamente después que el pozo ha sido cerrado por un período determinado de tiempo.

Bottomhole.- La parte mas profunda de un pozo. Referente al fondo del pozo.

Campo.- Area que consiste de un solo yacimiento o múltiples yacimientos, todos agrupados alrededor de o vinculados a la misma característica geológica estructural individual y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o más yacimientos en un campo que están separados verticalmente por estratos herméticos intermedios, o lateralmente por barreras geológicas locales o por ambos.

Cañoneo.- Técnica que permite que disparos controlados desde la superficie abran orificios dentro del pozo para comunicar este con el yacimiento.

Completación.- Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hueco abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento. Otra definición.- Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.

Coning.- Irrupción de fluidos hacia zonas superiores o inferiores, de la formación productiva del pozo, debido a una gran disminución de la presión fluyente. El agua o el gas tienden a elevarse cerca al pozo y forman un cono.

Cuenca Sedimentaria.- Nombre dado a un gran depósito creado hace muchos millones de años en la cual se han acumulado sedimentos que pueden consistir de fragmentos de roca de varias dimensiones, remanentes o productos de animales o plantas, productos de acción química o por evaporación o mezcla de estos. Los sedimentos tiene espesores que alcanzan entre 2,000 a 30,000 metros. En el Perú se han identificado 18 cuencas sedimentarias.

Deplección.- Reducción del contenido de un pozo, reservorio o campo. Cuando los hidrocarburos se han agotado, se dice que la deplección es física; cuando los costos de extracción superan el valor de lo producido, la deplección es económica. La deplección natural resulta si el mecanismo de empuje natural no es reforzado o complementado por ejemplo con recuperación secundaria. Otra Definición.- Condición de menor presión a la que llega un reservorio debido a su producción.

Desarrollo.- Es la perforación, profundización, reacondicionamiento y completación de pozos, así como el diseño, construcción e instalación de equipos, tuberías, tanques de almacenamiento y otros medios e instalaciones y la ejecución de cualquier otra actividad apropiada para la producción de hidrocarburos, después del descubrimiento comercial de un yacimiento.

Empuje por gas en solución o gas disuelto.- Esta técnica hace uso de la expulsión gradual del gas a partir del petróleo saturado como consecuencia de la reducción en la presión a medida que el petróleo es producido. El método es efectivo cuando está ausente el empuje por agua, aun cuando exista agua presente.

Exploración.- Planeamiento, ejecución y evaluación de todo tipo de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros, así como la perforación de pozos

exploratorios y actividades conexas necesarias para el descubrimiento de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos confirmatorios para la evaluación de los reservorios descubiertos.

Explotación (producción).- Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento.

Factor de Compresibilidad (compressibility factor).- la relación del volumen actual de gas a una temperatura y presión dadas a un volumen de gas cuando es calculado por la Ley de Gases ideales.

Factor de recuperación.- Porcentaje del petróleo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo.

Falla.- Es una fractura de la corteza terrestre causada por un violento movimiento, en tal magnitud que los estratos a ambos lados de la falla se desplazan.

Fingering.- Irrupción de fluidos a través de zonas de alta permeabilidad en una formación.

Formación.- Se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

Grado API.- Clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad. Numéricamente el valor es obtenido de la fórmula:

$$[141.5 / \text{Grav. Espec. a } 16^\circ \text{ C}] - 131.5$$

Hidrocarburo Líquido.- Petróleo y Condensado.

Permeabilidad Absoluta (absolute permeability).- Es la medida de la facilidad de un fluido (tal como agua, gas o petróleo) para fluir a través de una formación cuando la formación está totalmente saturada con este fluido. La permeabilidad medida de una roca saturada con un solo fluido es diferente de la permeabilidad medida a la misma roca saturada con dos o más fluidos.

Permeabilidad Efectiva (effective permeability).- Es la medida de la habilidad de un solo fluido para fluir a través de una roca cuando otro fluido está presente en el espacio poroso.

Petróleo Crudo.- Mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas mas o menos elevadas.

Los petróleos crudos pueden ser de base parafínica, asfáltica o mixta.

Los crudos de petróleo, según la densidad, se clasifican en:

- a) Pesados (10° a 23,3° API).
- b) Medios (22,3° a 31,1° API).
- c) Livianos (superiores a los 31,3° API).

El grado API se fija mediante una escala adoptada por el American Petroleum Institute para medir la densidad de los petróleos brutos. La escala varía generalmente entre 10° (equivalente a una densidad de 1,0000) y 100° (equivalente a una densidad de 0,6112) con relación al agua a 4° C de temperatura. La clasificación anterior, no incluye gases disueltos, lutitas petrolíferas o "tar" semi-sólidos.

Porosidad.- Porcentaje del volumen total de una roca constituido por espacios vacíos.

Porosidad efectiva (effective porosity).- El porcentaje del volumen de una roca que esta compuesta de espacio poroso interconectado que permite el paso de los fluidos a través de ella.

Pozo.- Denominación dada a la abertura producida por una perforación. Los pozos, en el lenguaje administrativo, generalmente se designan por un conjunto de letras y de cifras relativas a la denominación de los lugares en los que se

encuentran y al orden seguido para su realización. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, de avanzada y de explotación.

Pozo abandonado.- Pozo cuyas reservas accesibles están exhaustas.

Pozo cerrado.- Pozo cuya producción está temporalmente suspendida para realizar operaciones complementarias, en espera de reparación o en estudio del comportamiento del mismo.

Pozo de avanzada.- Es el que se perfora cerca de otro ya productor para determinar los límites del yacimiento.

Pozo de exploración.- Es el que se perfora en un área nueva.

Pozo de desarrollo.- Es el que se perfora en un yacimiento ya delimitado.

Pozo de inyección.- Pozo a través del cual se inyecta agua para mantener la presión de un yacimiento en la operación de recuperación secundaria.

Pozo descontrolado.- El descontrol del pozo consiste en la erupción violenta e incontrolada de los hidrocarburos líquidos o gaseosos, producida a consecuencia de la pérdida del control de un pozo durante las operaciones de perforación o por fallas durante la explotación.

Pozo seco.- Pozo que no ha encontrado reservas de hidrocarburos económicamente explotables y que con frecuencia se inunda con agua subterránea.

Pozo terminado.- La terminación del pozo es el conjunto de operaciones que se realiza luego de la perforación para hacer posible su puesta en explotación, mediante la colocación de los equipos permanentes de producción.

Presión de Abandono (abandonment pressure).- Es la presión promedio del yacimiento a la cual no permite una operación económica continua.

Recuperación primaria.- Afluencia natural del petróleo o del gas desde el seno del yacimiento a la superficie por la diferencia de las presiones. La circulación del fluido puede ser natural (pozo surgente) o a través de métodos de levantamiento artificial (bombeo, gas lift, etc).

Recuperación secundaria.- Operación que consiste en inyectar agua en el yacimiento con la finalidad de desplazar mayores volúmenes de petróleo a la superficie. Esta operación también incluye la combustión "in situ" de los petróleos pesados. El método permite recuperar hasta un 25% mas de petróleo.

Recuperación terciaria.- Los tipos de procedimientos de recuperación terciaria consisten en inyectar en los yacimientos disolventes miscibles, gases hidrocarbonados o gas carbónico como también agua con sosa, tensoactivos o polímeros hidrosolubles.

Relación Gas/Petróleo.- Volúmen de gas producido simultáneamente por un pozo con relación a cada barril de petróleo.

Reservas de hidrocarburos.- Son los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos existentes en el subsuelo y que han sido objetos de evaluación.

Reservas posibles.- Son las situadas en áreas en las que no se ha encontrado hidrocarburos luego de llevar a cabo pozos de exploración. No obstante, las características geológicas permiten presumir la presencia de los hidrocarburos.

Reservas probables.- Reservas cuya presencia en una zona determinada están claramente demostradas pero que las condiciones técnicas y económicas actuales impiden extraerlas, ya sea por el alto costo de extracción o por la poca fluidez de los petróleos.

Reservas probadas.- Volúmenes de hidrocarburos recuperables de un yacimiento, de una cuenca, de una provincia o de un país con tecnología disponible y las condiciones económicas actuales.

Reservoir Management (Gerencia de Yacimientos).- Es la acción de maximizar el valor económico de un yacimiento por optimizar la recuperación de hidrocarburos mientras se minimiza la inversión de capital y gastos operativos.

Saturación.- Volúmen de petróleo o de gas en una roca con respecto al volumen de agua.

Saturación Irreducible.- Porcentaje del espacio poroso ocupado por agua intersticial inmóvil, ubicada sobre la zona de transición agua/petróleo o gas/petróleo y que no está disponible para ser ocupada por petróleo o gas.

Yacimiento de petróleo o gas.- Formación geológica continua de roca porosa y permeable por la que pueden circular los hidrocarburos, agua y otros gases. Un mismo depósito puede estar constituido por diversas clases de rocas, predominantemente areniscas y calizas. Los yacimientos son acumulaciones comerciales de petróleo o gas que ocupan un depósito independiente sometido a un único sistema de presión. Existen también yacimientos mixtos con diversas relaciones de gas/petróleo.

Anexos

ANEXO I

Datos de Gravedad API

Arenas G-I

Arenas L-M-N

Arenas T-U

ANEXO II

Gráficos de Comportamiento de Presión

Arena G

Arena I2-3

Arenas L-M-N

Arenas T-U

ANEXO III

Graficos comportamiento de Producción

De todo el Campo

Arenas G - I

ANEXO IV

Pozos Tipo

Arenas L-M-N

ANEXO V

Modelo Estático Arenas G-I

ANEXO VI

PVT Sintético Arenas G e I

ANEXO VII

Balance de Materiales Arenas G-I

ANEXO VIII

Gráficos Ajustes de Producción por Pozo

Pozo P-1 I2L-3

Pozo P-49 I2L-3

Pozo P-53 I2L-3

Pozo P-52 I2L-3

Pozo P-12 I2L-3

Pozo P-102 G

Pozo P-104 I2L

Pozo P-16 I2L-3

ANEXO IX

Pozos candidatos al Proyecto de Inyección de Agua en las Arenas G-I

Pozo P-2 (Inyector)

Actualmente se encuentra como inyector de aguas efluentes en la arena A7U. Las condiciones actuales de inyección se muestran en la tabla de la página 40. La producción acumulada de las arenas que han producido a través de este pozo se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	FECHA	PETROLEO ACUM (MBbls)	AGUA ACUM. (MBbls)	GAS ACUM. (MMPCN)	ESTADO ACTUAL
F3U	04/1987	207.756	191.049	87,432	AWL
G	12/1988	725.989	148.826	505,187	AWL
I2L-3	12/1959	91.780	96	62,618	AWL
L1U	12/1959	304.010	183.474	305,164	AWL
M2	12/1959	87.770	38.361	36,069	AWL

Fuente: Base de datos OFM

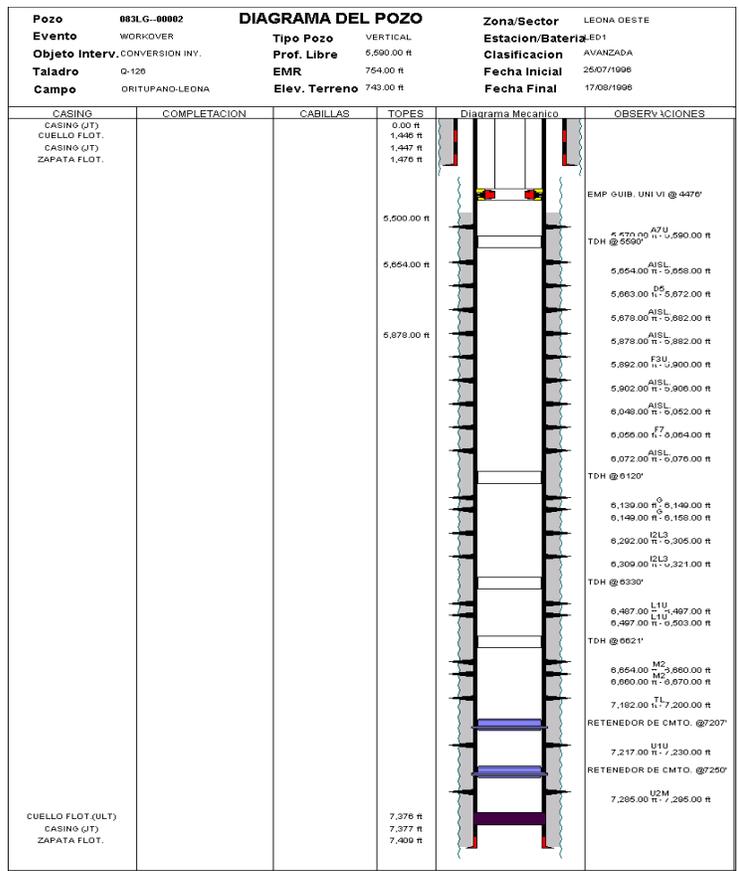


Diagrama mecánico del pozo P-2.

Se propone inyectar agua en la arena I2L-3. Para ello se debe realizar un reacondicionamiento permanente; retirando la tubería de inyección actual, fresando empacadura GUIB. UNI VI a 4476' y TDH's a 5590' y a 6120', cañoneando arena I2L-3 (6292'-305' / 6309'-21'), bajando nuevamente completación para inyectar en la arena I2L-3.

Pozo P-3 (Inyector)

Actualmente se encuentra como inyector de aguas efluentes en las arenas A11, A13 y B1-3. Las condiciones actuales de inyección se muestran en la tabla de la página 40. La producción acumulada de las arenas que han producido a través de este pozo se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	FECHA	PETROLEO ACUM (MBbls)	AGUA ACUM. (MBbls)	GAS ACUM. (MMPCN)	ESTADO ACTUAL
G	07/1992	24.089	15.613	26,193	CON
I2L-3	07/1987	749.994	50.844	524,164	EZN

Fuente: Base de datos OFM

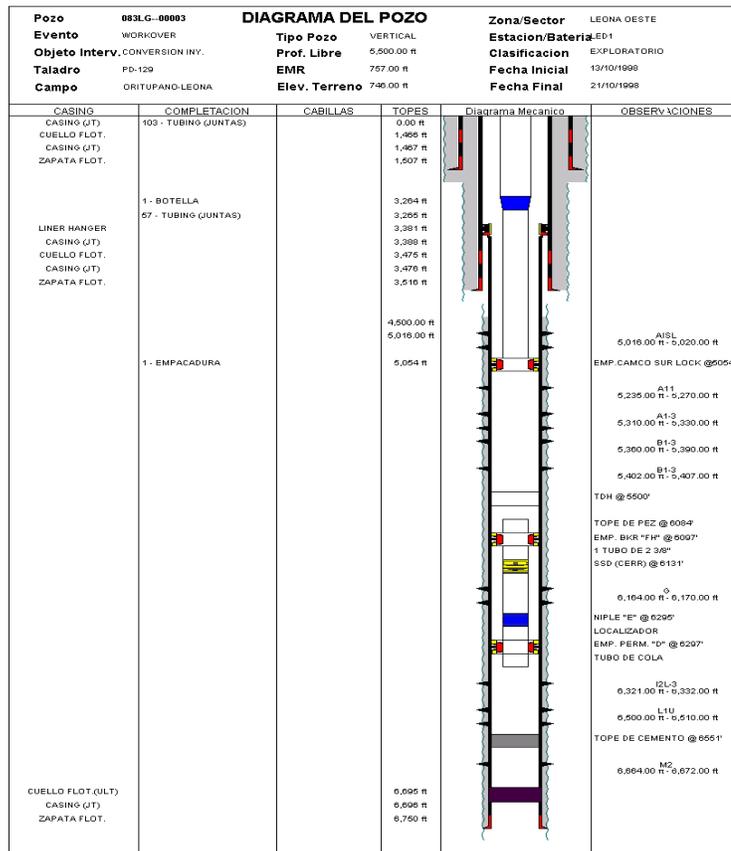


Diagrama mecánico del pozo P-3.

Se propone inyectar agua en la arena I2L-3. Para ello se debe realizar un re acondicionamiento permanente; retirando la tubería de inyección actual, fresando TDH a 5500', retirando pez a 6084', recañoneando arena I2L-3 (6321'-32'), colocando THD para aislar la arena L1U (aunque está cementada) bajando nuevamente completación para inyectar en la arena I2L-3.

Pozo P-4 (Productor)

Actualmente se encuentra abandonado con tapón de cemento en la superficie y tapones de hierro entre arenas. La producción acumulada de las arenas que han producido a través de este pozo se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	FECHA	PETROLEO ACUM (MBbls)	AGUA ACUM. (MBbls)	GAS ACUM. (MMPCN)	ESTADO ACTUAL
G	01/1961	756.168	1.880	1676,954	AEN
I2L-3	12/1960	689.181	2.195	906,102	ERN

Fuente: Base de datos OFM

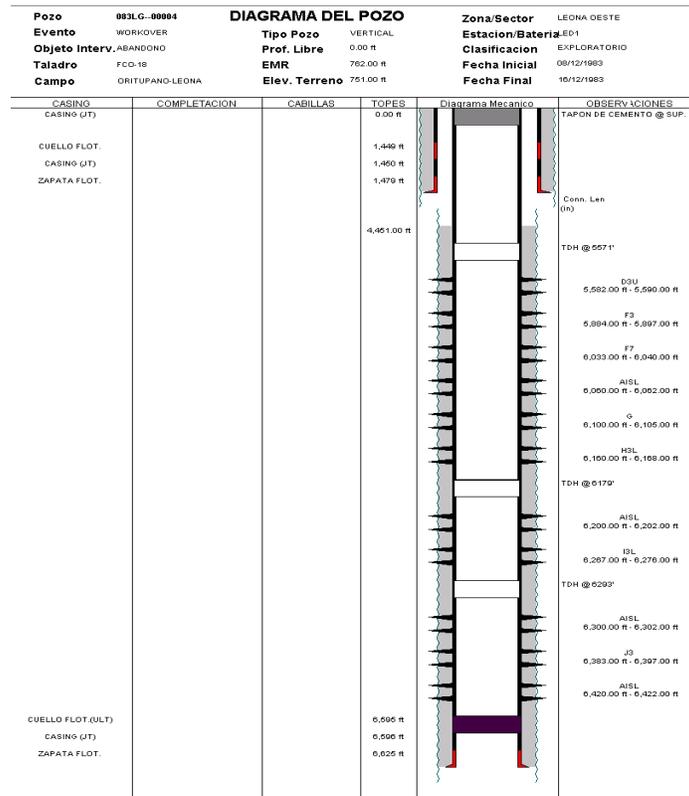


Diagrama mecánico del pozo P-4.

Se propone producir de la arena I2L-3 del pozo P-4. Para ello se debe activar nuevamente al pozo; fresando todos los tapones hasta la arena I2L-3, recañoneando la arena I2L-3 (6267'-76'), bajando nuevamente completación para producir la arena I2L-3.

Pozo P-11 (Productor)

Actualmente se encuentra inactivo. La producción acumulada de las arenas que han producido a través de este pozo se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	FECHA	PETROLEO ACUM (MBbls)	AGUA ACUM. (MBbls)	GAS ACUM. (MMPCN)	ESTADO ACTUAL
I2L-3	11/1993	341.276	137.754	460,908	EZB
L1U	04/1987	306.990	89.126	201,147	EZL
M2	04/1995	5.585	7.007	9,850	EWB
U1L	12/1959	630.923	109.163	203,997	AWN
U2M	07/1974	573.556	242.310	482,797	AEN

Fuente: Base de datos OFM

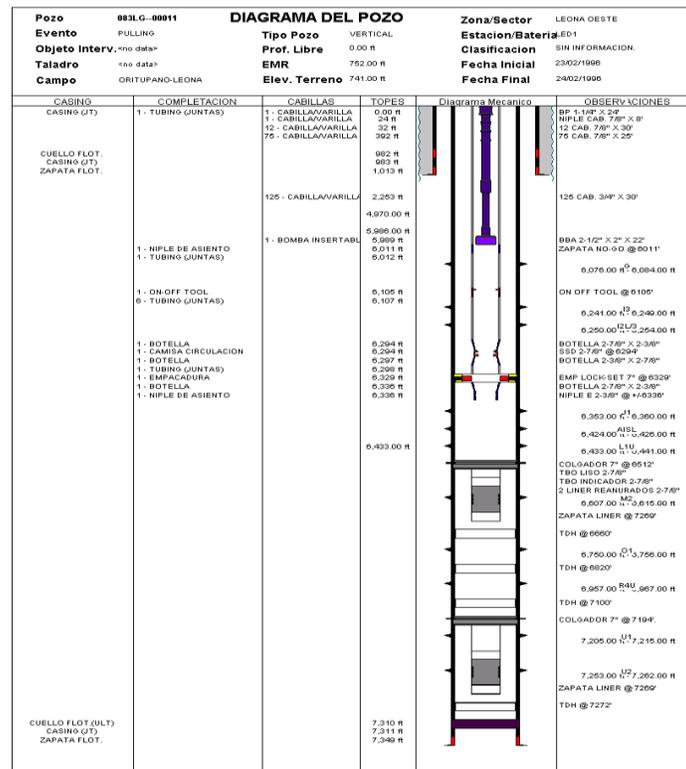


Diagrama mecánico del pozo P-11.

Se propone producir de la arena I2L-3 del pozo P-11. Para ello se debe realizar una reparación al pozo; retirando la completación actual, colocando TDH para aislar la arena I2L-3 del resto, recañoneando arena I2L-3 (6241'-49' / 6250'-54'), bajando nuevamente completación para producir la arena I2L-3.

Pozo P-48 (Productor)

Actualmente se encuentra inactivo. La producción acumulada de las arenas que han producido a través de este pozo se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	FECHA	PETROLEO ACUM (MBbls)	AGUA ACUM. (MBbls)	GAS ACUM. (MMPCN)	ESTADO ACTUAL
I2L	12/1974	97	594	3,801	ERN
J3U	09/2002	76.107	236.609	164,829	EWB
N2U	08/1979	22.981	1.080	70,753	AEN

Fuente: Base de datos OFM

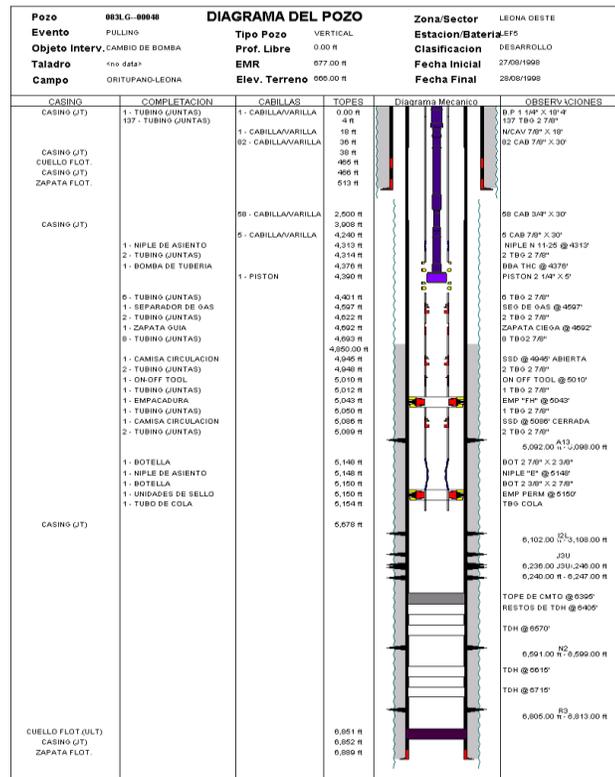


Diagrama mecánico del pozo P-48.

Se propone producir de la arena I2L-3 del pozo P-48. Para ello se debe realizar un re-acondicionamiento al pozo; retirando la completación actual, fresando empacadura permanente, re-cañoneando arena I2L-3 (6102'-08'), bajando nuevamente completación para producir la arena I2L-3.

Pozo P-49 (Productor)

Actualmente se encuentra inactivo. La producción acumulada de las arenas que han producido a través de este pozo se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	FECHA	PETROLEO ACUM (MBbls)	AGUA ACUM. (MBbls)	GAS ACUM. (MMPCN)	ESTADO ACTUAL
F0	01/1980	1.966	1.122	8,059	EAN
I2L-3	04/1995	351.201	41.327	524,592	EWN
M1U	07/1974	462	12	23,389	AGN
TU_L_L1L	02/1998	49.500	197.011	121,668	EWL

Fuente: Base de datos OFM

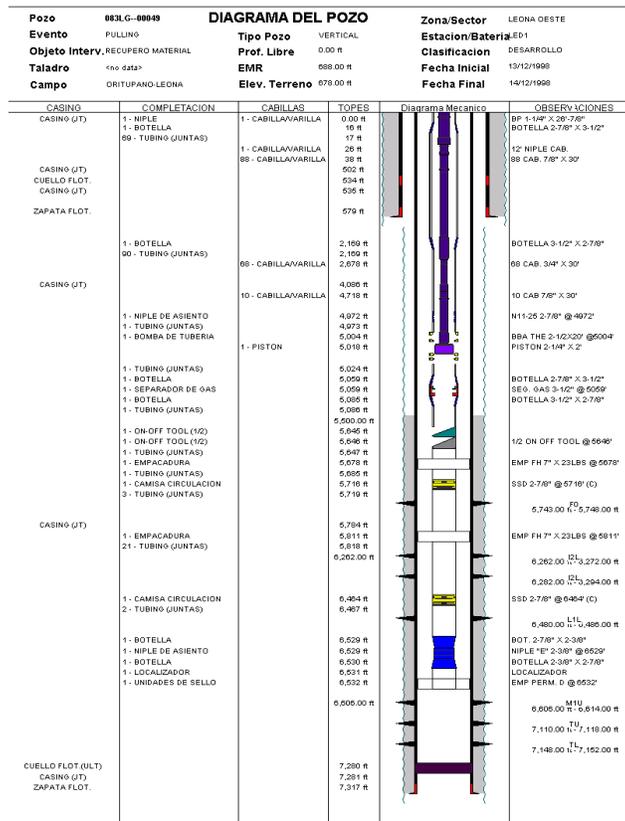


Diagrama mecánico del pozo P-49.

Se propone producir de la arena I2L-3 del pozo P-49. Para ello se debe realizar un reacondicionamiento al pozo; retirando la completación actual, fresando empacadura permanente, recañoneando arena I2L-3 (6262'-72' / 6282'-94'), bajando nuevamente completación para producir la arena I2L-3.

Pozo P-52 (Productor)

Actualmente se encuentra inactivo. La producción acumulada de las arenas que han producido a través de este pozo se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	FECHA	PETROLEO ACUM (MBbls)	AGUA ACUM. (MBbls)	GAS ACUM. (MMPCN)	ESTADO ACTUAL
G	11/1994	106.311	14.843	60,935	EWL
I2L-3	12/1991	216.612	6.142	452,570	EZN
L1U	05/1986	221.843	80.422	219,164	AWN
U1L	01/1986	2.269	5.296	6,679	AWN

Fuente: Base de datos OFM

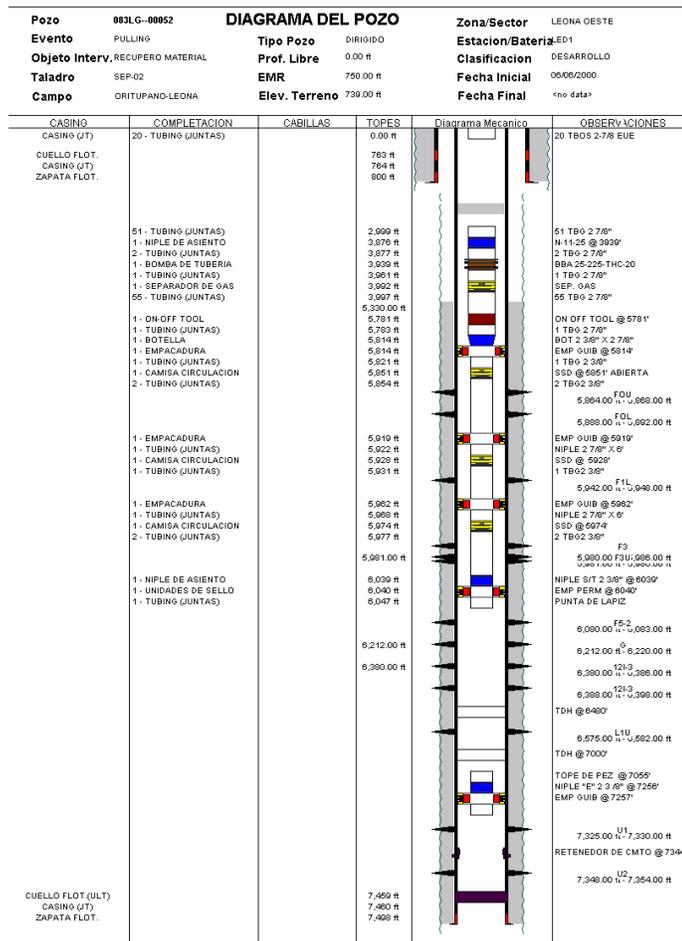


Diagrama mecánico del pozo P-52.

Se propone producir de la arena I2L-3 del pozo P-52. Para ello se debe realizar un reacondicionamiento al pozo; retirando la completación actual, fresando empacadura permanente, recañoneando arena I2L-3 (6380'-86' / 6388'-98'), bajando nuevamente completación para producir la arena I2L-3.

Pozo P-53 (Productor)

Actualmente se encuentra inactivo. La producción acumulada de las arenas que han producido a través de este pozo se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	FECHA	PETROLEO ACUM (MBbls)	AGUA ACUM. (MBbls)	GAS ACUM. (MMPCN)	ESTADO ACTUAL
G	04/1995	17.094	13.838	48,617	EWN
I2L-3	08/1994	313.895	157.724	560,017	EAN
R3	02/1984	2.071	172	2,175	AWN

Fuente: Base de datos OFM

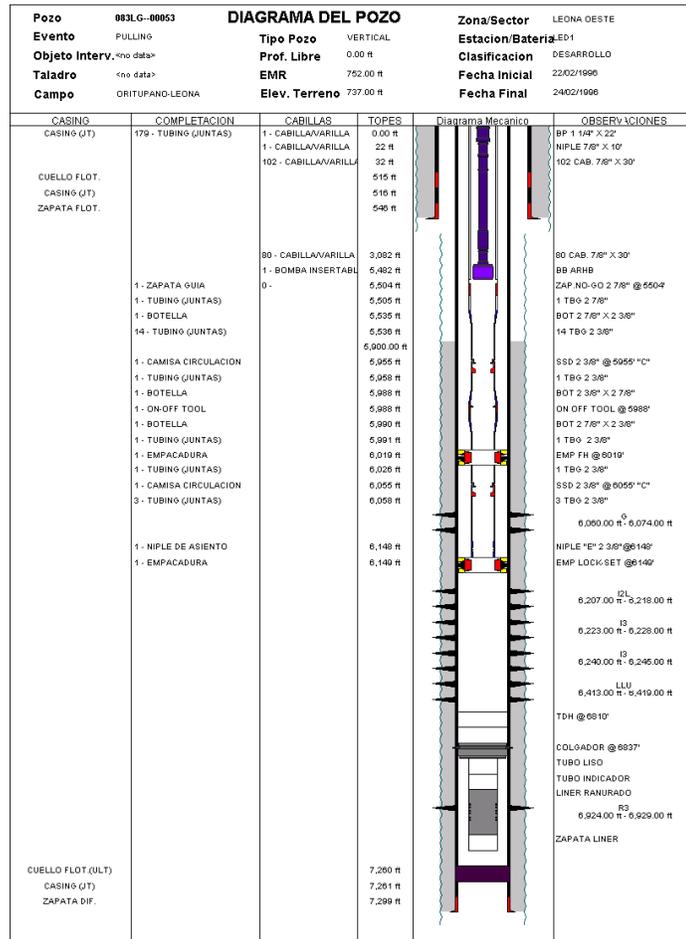


Diagrama mecánico del pozo P-53.

Se propone producir de la arena I2L-3 del pozo P-53. Para ello se debe realizar una reparación al pozo; retirando tubería de producción actual, lavar perforaciones de la arena I2L-3 (6207'-18' / 6223'-28' / 6240'-45'), bajando nuevamente tubería de producción con equipo de bombeo mecánico.

Pozo P1-52 (Productor)

Actualmente se encuentra inactivo. La producción acumulada de las arenas que han producido a través de este pozo se muestra en la siguiente tabla:

ARENA	FECHA	Np (MBbls)	Wp (MBbls)	Gp (MMPCN)	ESTADO ACTUAL
H4	08/1993	17	0.002	0,682	CON
I2L	10/1987	5.504	1.997	22,222	EZN
L2U	01/1986	131.445	148.104	128,202	

Fuente: Base de datos OFM

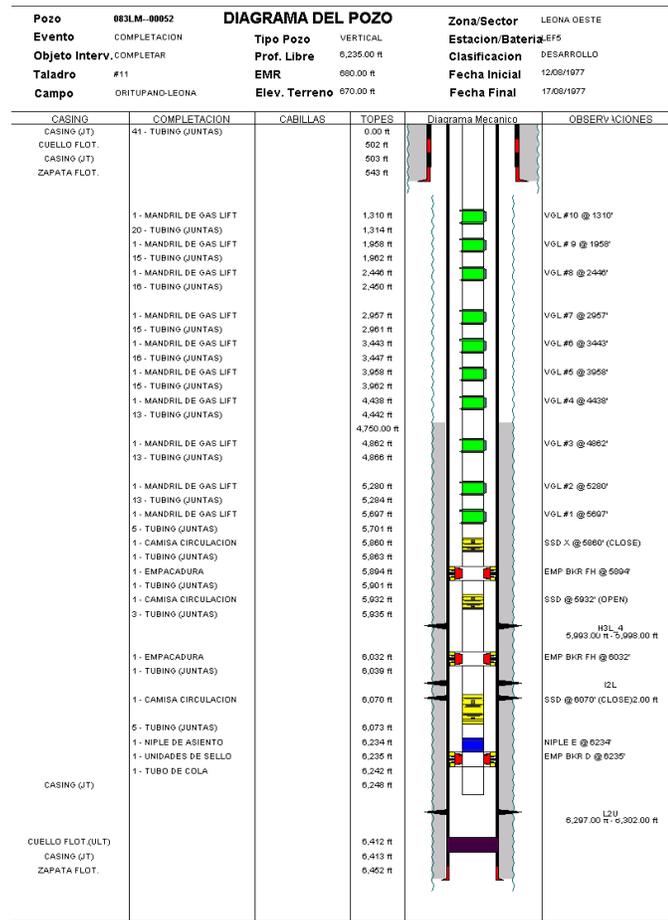


Diagrama mecánico del pozo P1-52.

Se propone producir de la arena I2L-3 del pozo P1-52. Para ello se debe realizar una reparación al pozo; retirando tubería de producción actual, lavar perforaciones de la arena I2L (6064'-72'), bajando nuevamente tubería de producción con equipo de bombeo mecánico.

ANEXO X

Pozos candidatos al Proyecto de Unidad de Explotación Arenas LMN

Datos de Gravedad API Arenas G-I

Pozo	Fecha	Arena	Tipo	°API
P-3	Ago-87	I2L_3	CRUDO	25,8
P-4	May-41	I3L	CRUDO	20,6
P-6	Ago-41	I3L	CRUDO	24,8
P-8	Jul-42	I2L_3	CRUDO	32
P-8	Nov-82	I2L_3	CRUDO	28
P-8	Nov-90	I2L_3	CRUDO	27,2
P-9	Feb-42	I2L	CRUDO	29
P-9	Jul-63	I2L	CRUDO	28,6
P-9	Abr-73	I2L	CRUDO	28
P-9	Ene-78	I2L	CRUDO	28,5
P-11	Feb-42	I2L_3	CRUDO	29,9
P-12	May-42	I2L_3	CRUDO	24,9
P-15	Abr-42	I2L	CRUDO	23,6
P-15	May-55	I2L	CRUDO	28
P-16	Jun-42	I2L_3	CRUDO	29,4
P-16	Jul-59	I2L_3	CRUDO	28
P-16	Feb-80	I2L_3	CRUDO	26,8
P-36	Oct-51	I2L	CRUDO	27,7
P-36	Oct-51	I3L	CRUDO	23,9
P-36	Abr-54	I2L	CRUDO	28,9
P-48	Jun-74	I2L	CRUDO	28
P-49	Jun-74	I2L_3	CRUDO	29,2
P-49	Oct-75	I2L_3	CRUDO	28,9
P-49	May-92	I2L_3	CRUDO	26,7
P-14	Dic-86	I3L	CRUDO	18
P-14	Sep-91	I3L	CRUDO	19,6
P-51	Jul-77	I3L	CRUDO	19,5
P-52	Sep-86	I2L_3	CRUDO	29,5
P-53	Feb-85	I3L	CRUDO	25
P-101	Mar-50	I2L	CRUDO	22,5
P-102	Oct-50	I2L	CRUDO	31,9
P-102	Feb-95	I2L	CRUDO	30
P-102	May-89	I3L	CRUDO	28,5
P-18	May-42	I2L_3	CRUDO	29,9
P-10	Oct-42	G	CRUDO	22
P-5	Abr-42	G	CRUDO	24,6
P-2	May-51	G	CRUDO	27,2
P-16	Jun-42	G	CRUDO	29,4
P-116	Jul-59	G	CRUDO	28
P-106	Feb-80	G	CRUDO	26,8
P-54	Oct-51	G	CRUDO	27,7
P-53	Oct-51	G	CRUDO	23,9

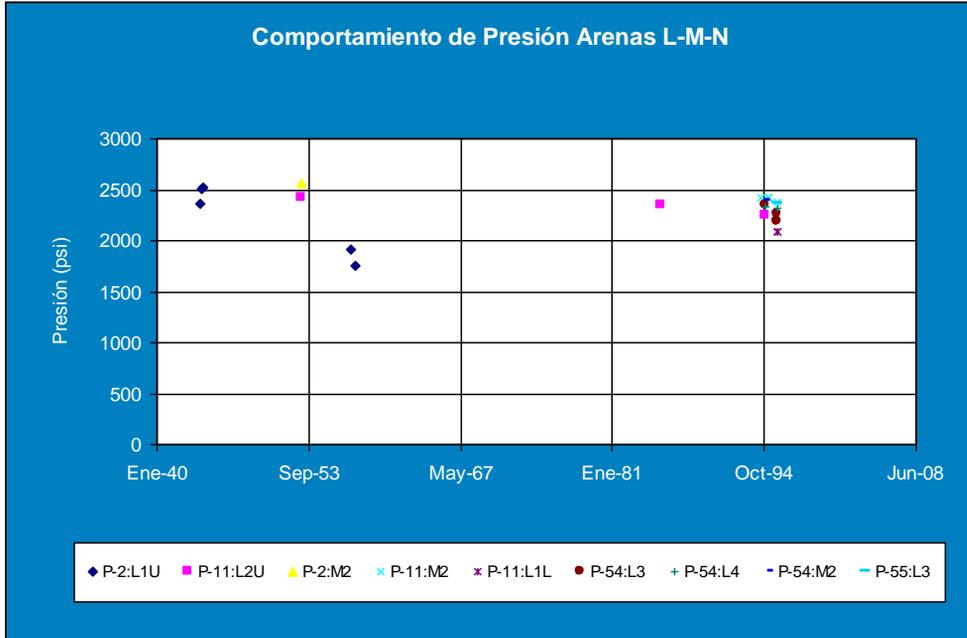
Datos de Gravedad API Arenas L-M-N

Pozo	Fecha	Arena	Tipo	°API
P-106	Jun-96	L2U	CRUDO	28,3
P-24	Oct-95	M2	CRUDO	13,5
P-53	Nov-94	L2U	CRUDO	22,24
P-53	Jul-97	L2U	CRUDO	15,5
P-54	Nov-94	L3	CRUDO	23,71
P-54	Sep-95	L3	CRUDO	14
P-54	Jul-95	L3	CRUDO	13,4
P-54	Mar-95	L3	CRUDO	14,2
P-54	Mar-95	L3	CRUDO	13,9
P-56	Feb-96	M2	CRUDO	21
P-56	Feb-96	L2U	CRUDO	23,7
P-57	Oct-96	L2U	CRUDO	21,3
P-10	Abr-95	L3	CRUDO	17,2
P-3	Sep-01	L1L y L2U	CRUDO	26

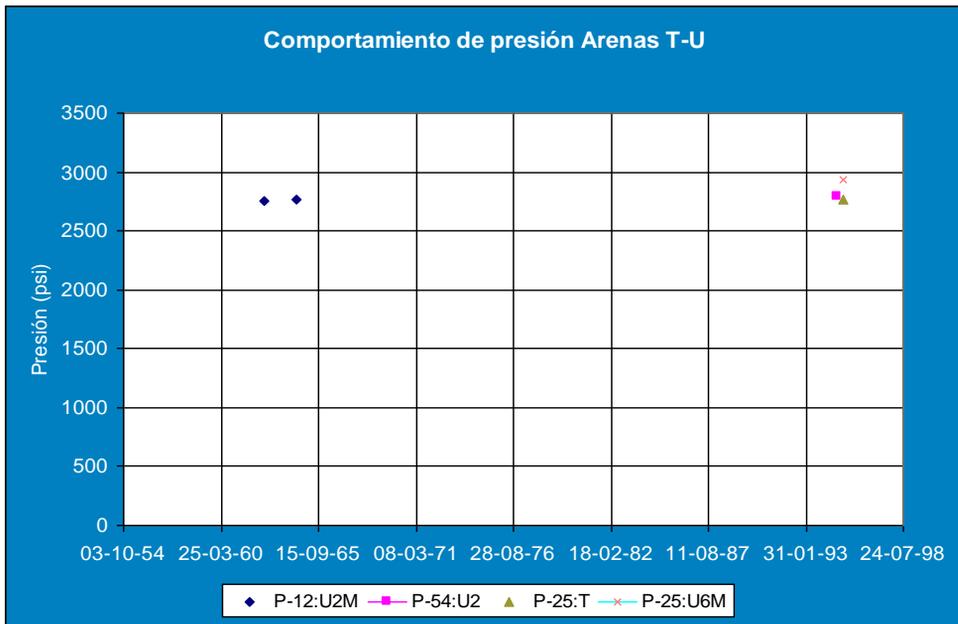
Datos de Gravedad API Arenas T-U

Pozo	Fecha	Arena	Tipo	°API
P-105	Jun-96	TU	CRUDO	28,3
P-48	Oct-95	U1	CRUDO	18,2
P-60	Nov-94	U1U	CRUDO	22,24
P-52	Jul-97	TU	CRUDO	19,8
P-50	Nov-94	TL	CRUDO	23,71
P-49	Feb-96	U1U	CRUDO	21
P-54	Feb-96	TU	CRUDO	23,7
P-60	Oct-96	TL	CRUDO	21,3
P-30	Abr-95	U2	CRUDO	21,5
P-25	Sep-01	U1	CRUDO	23,4

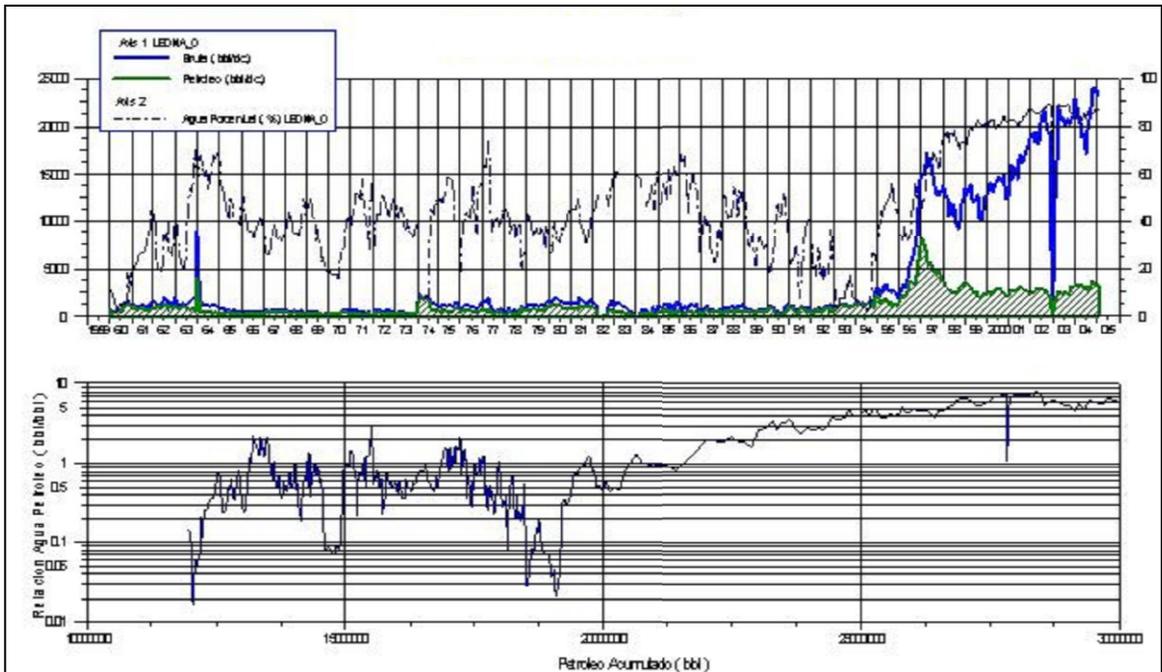
Comportamiento de presión Arenas L-M-N



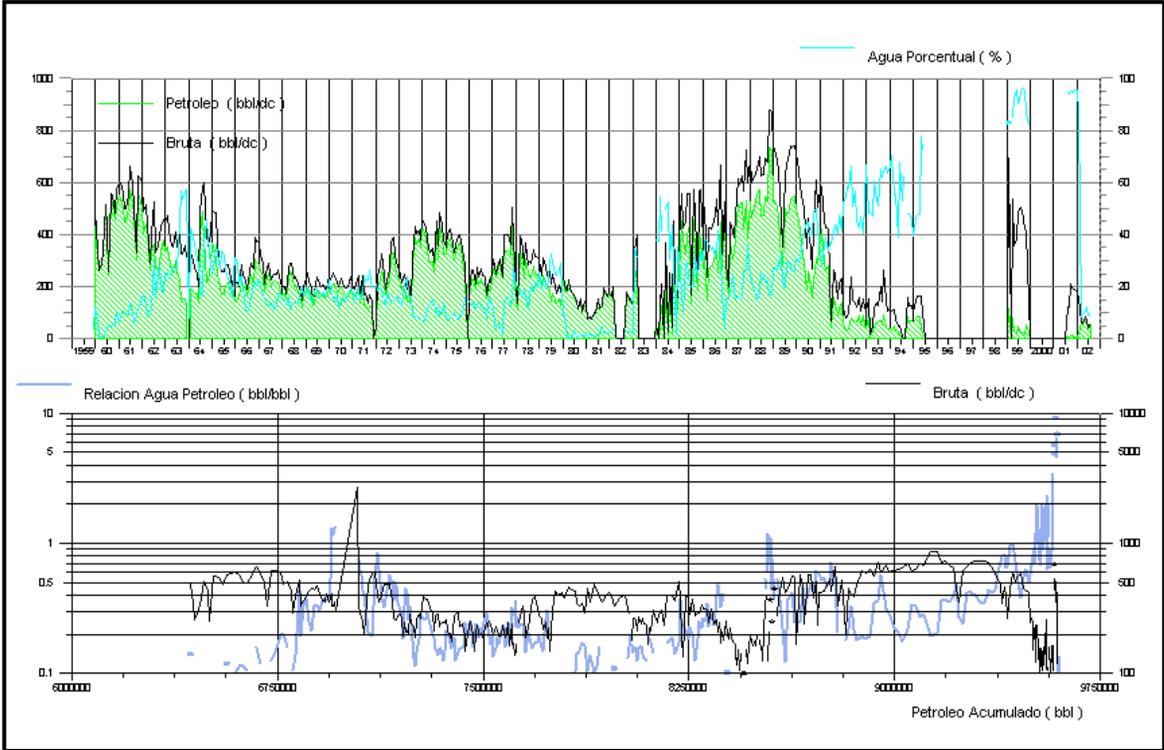
Comportamiento de presión Arenas T-U



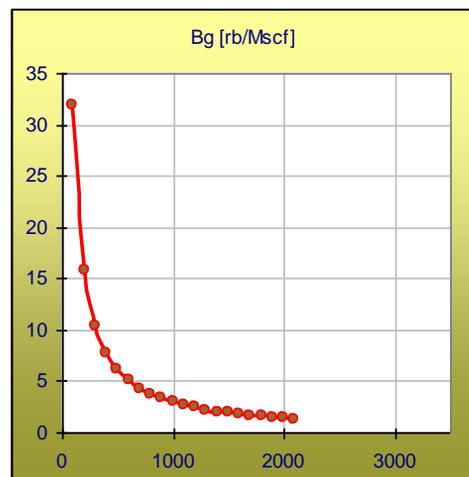
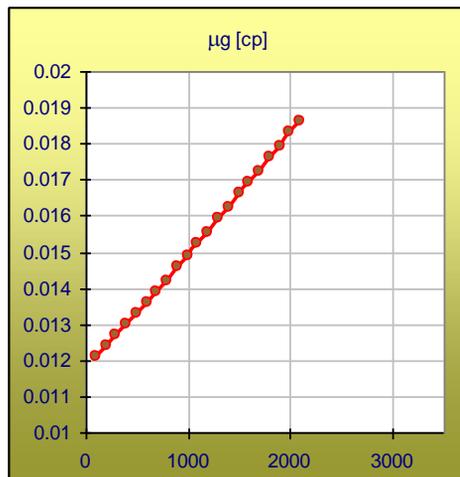
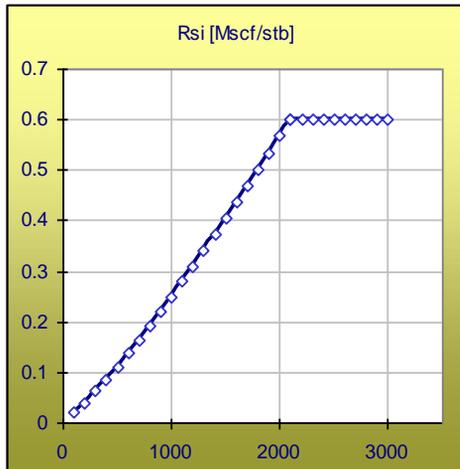
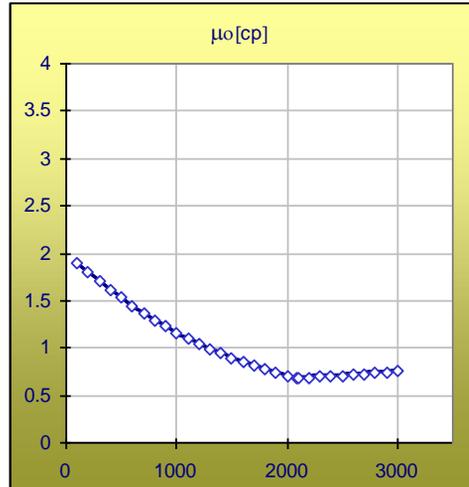
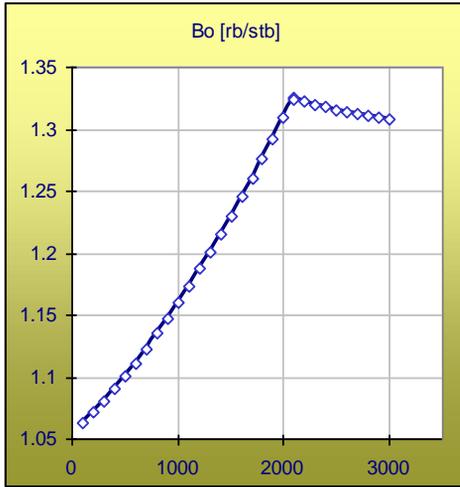
Comportamiento de producción del Campo



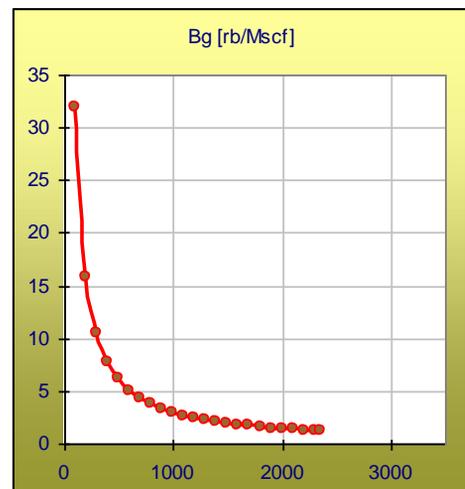
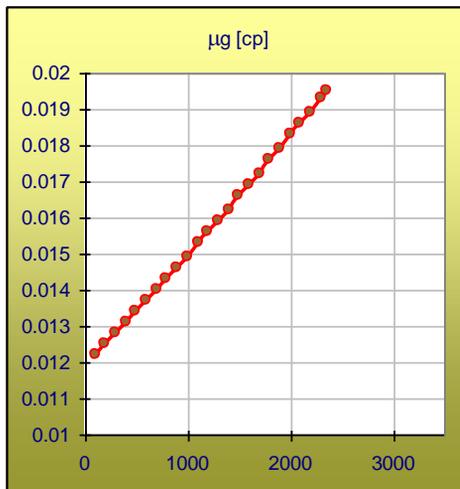
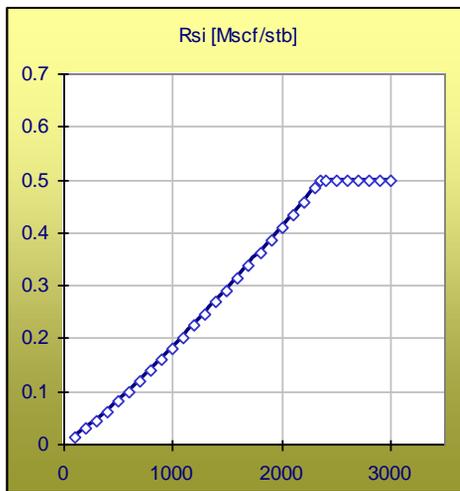
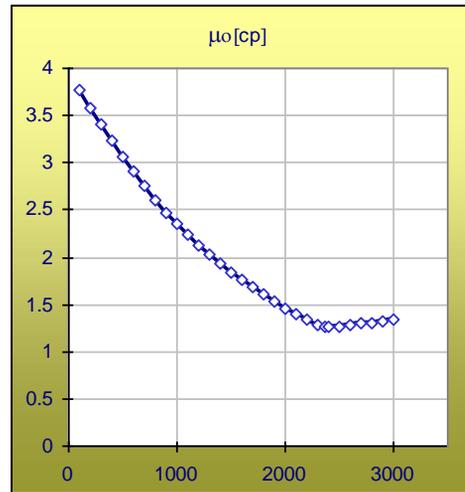
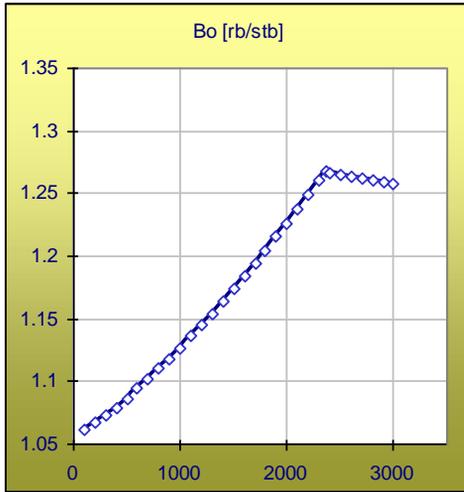
Comportamiento de producción Arenas G e I2-3

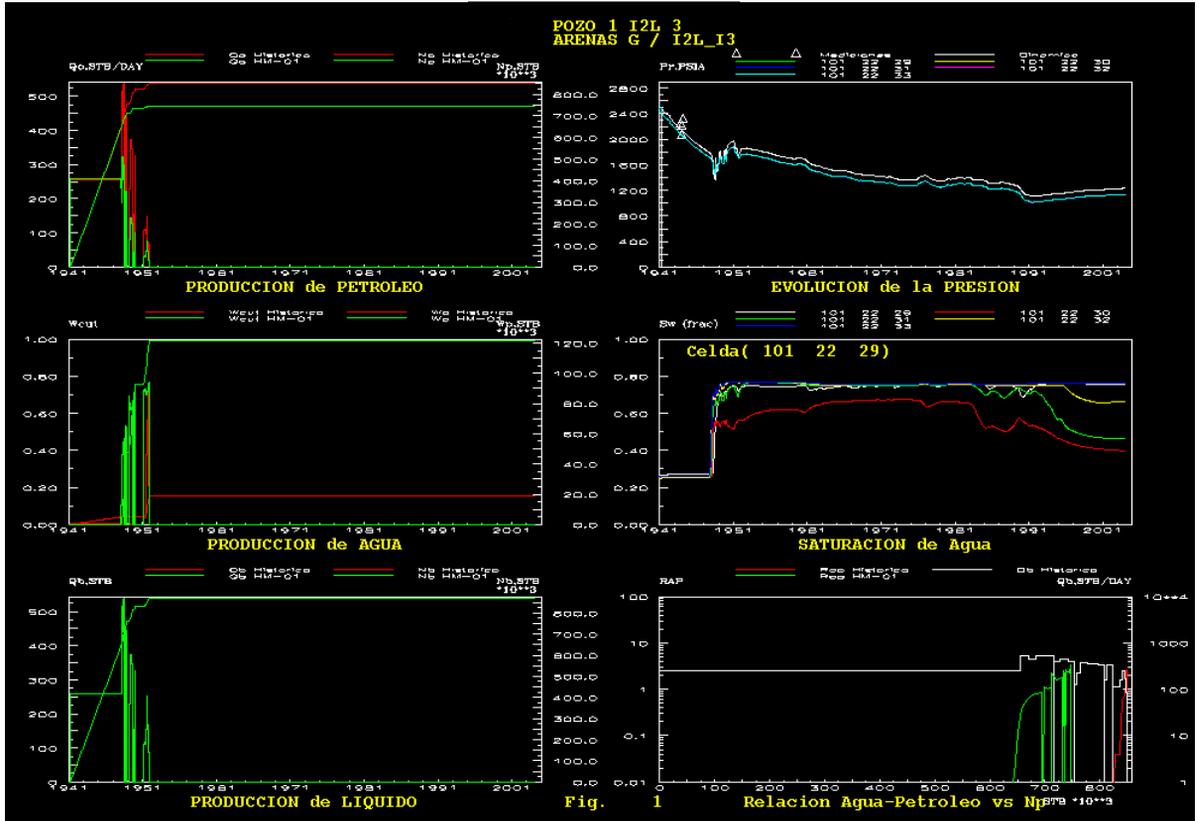


PVT ARENA G

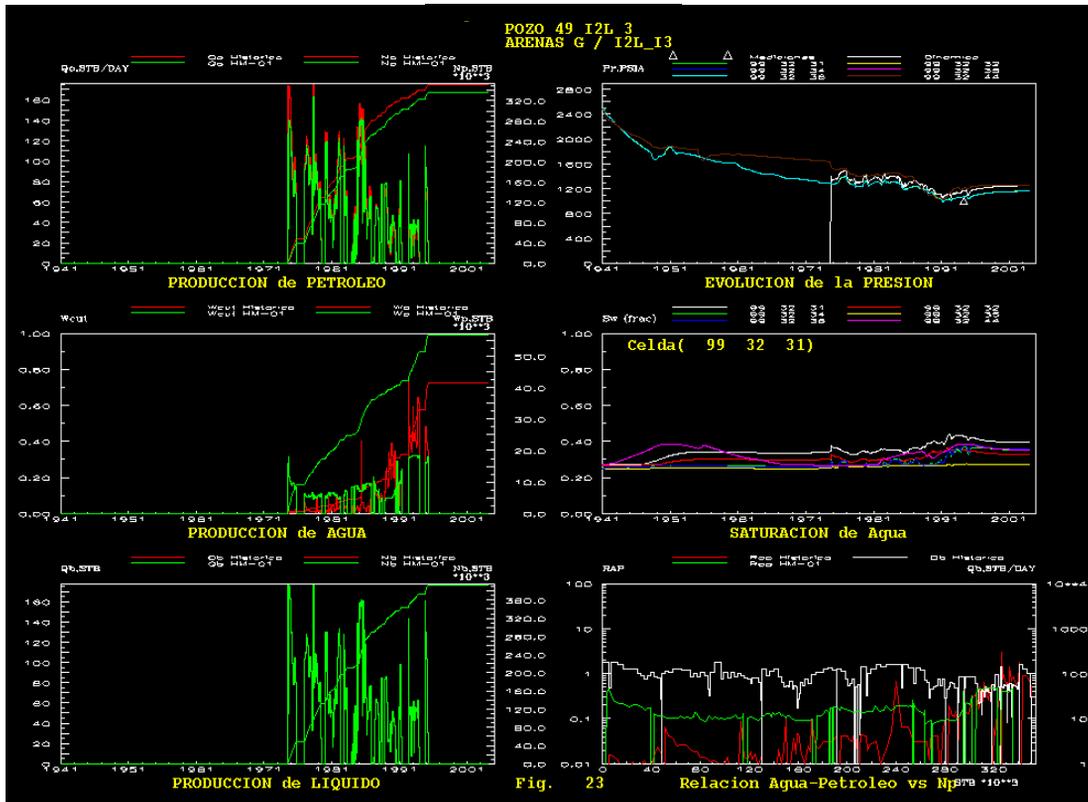


PVT ARENA I2L_3

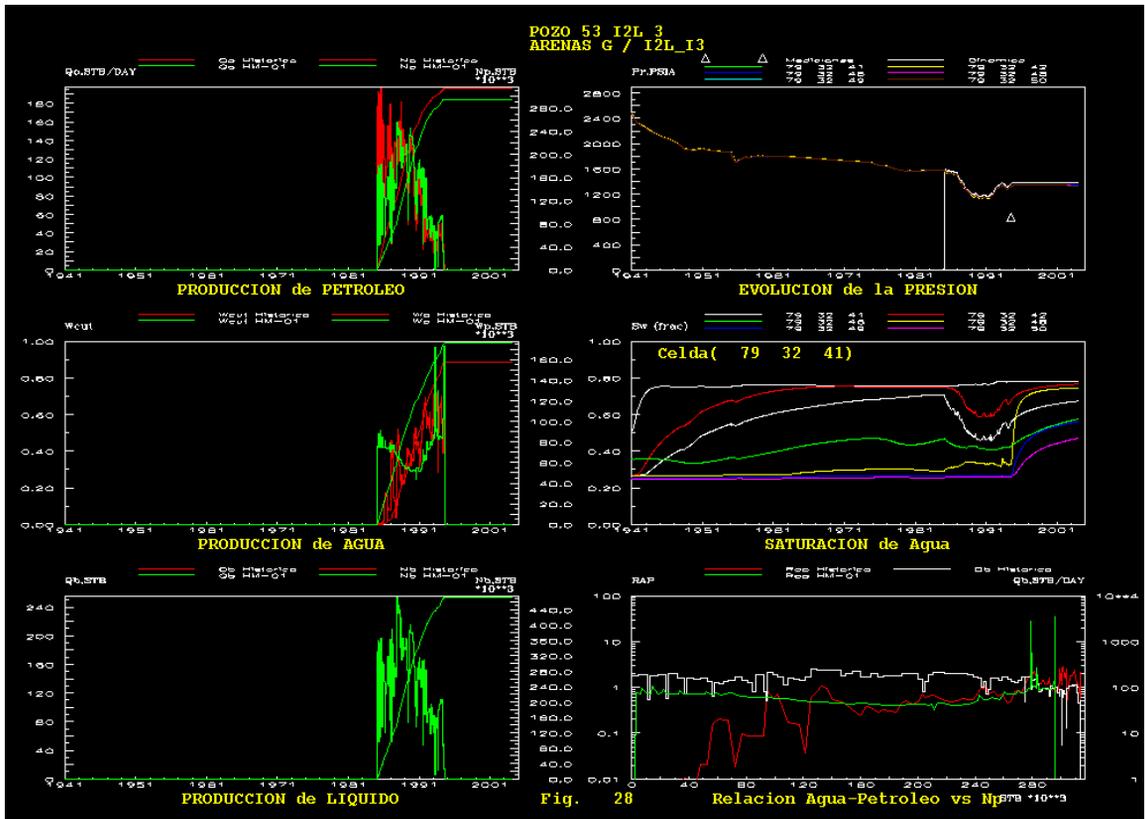




Ajuste de producción del pozo P-1 I2L-3.



Ajuste de producción del pozo P-49 I2L-3.



Ajuste de producción del pozo P-53 I2L-3.

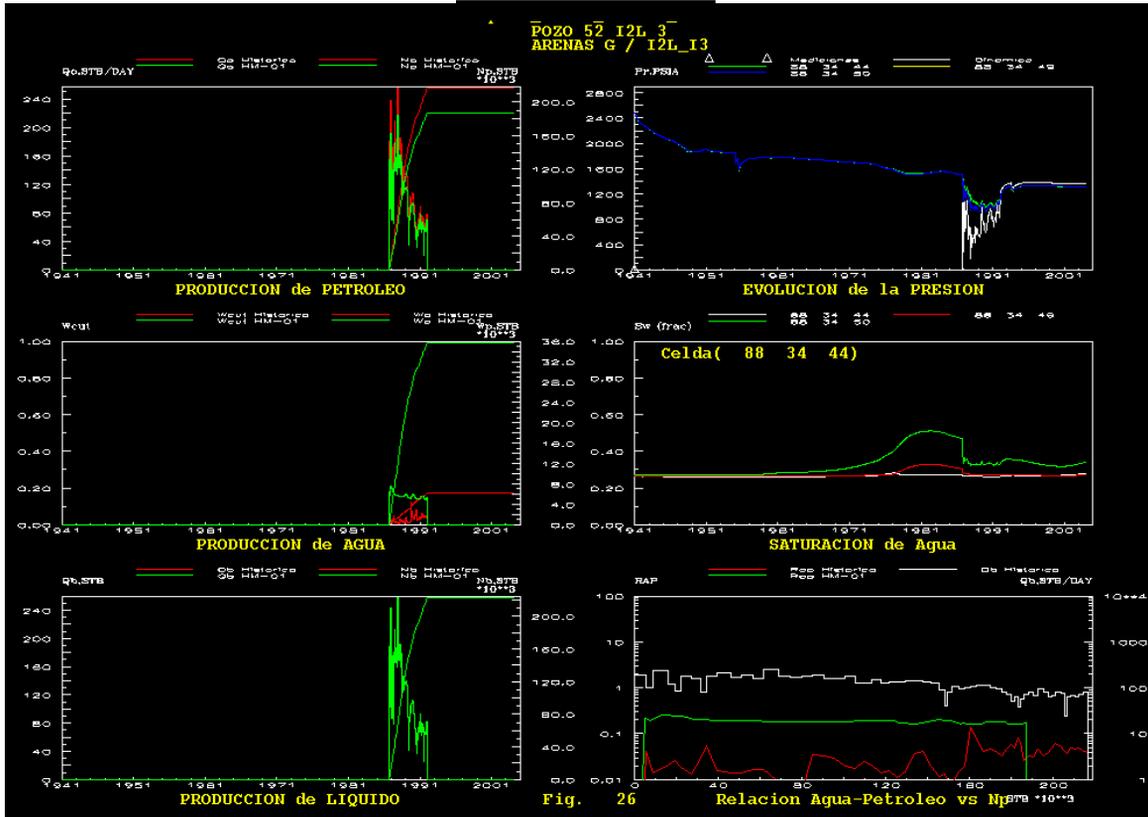
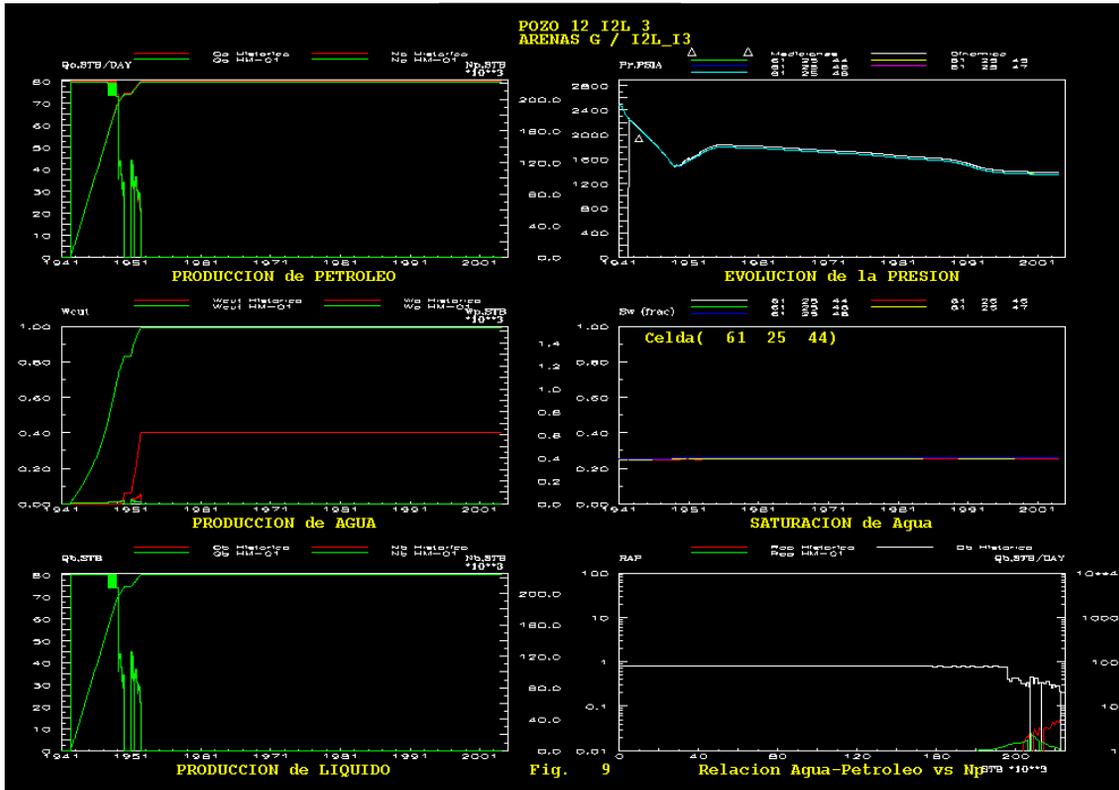
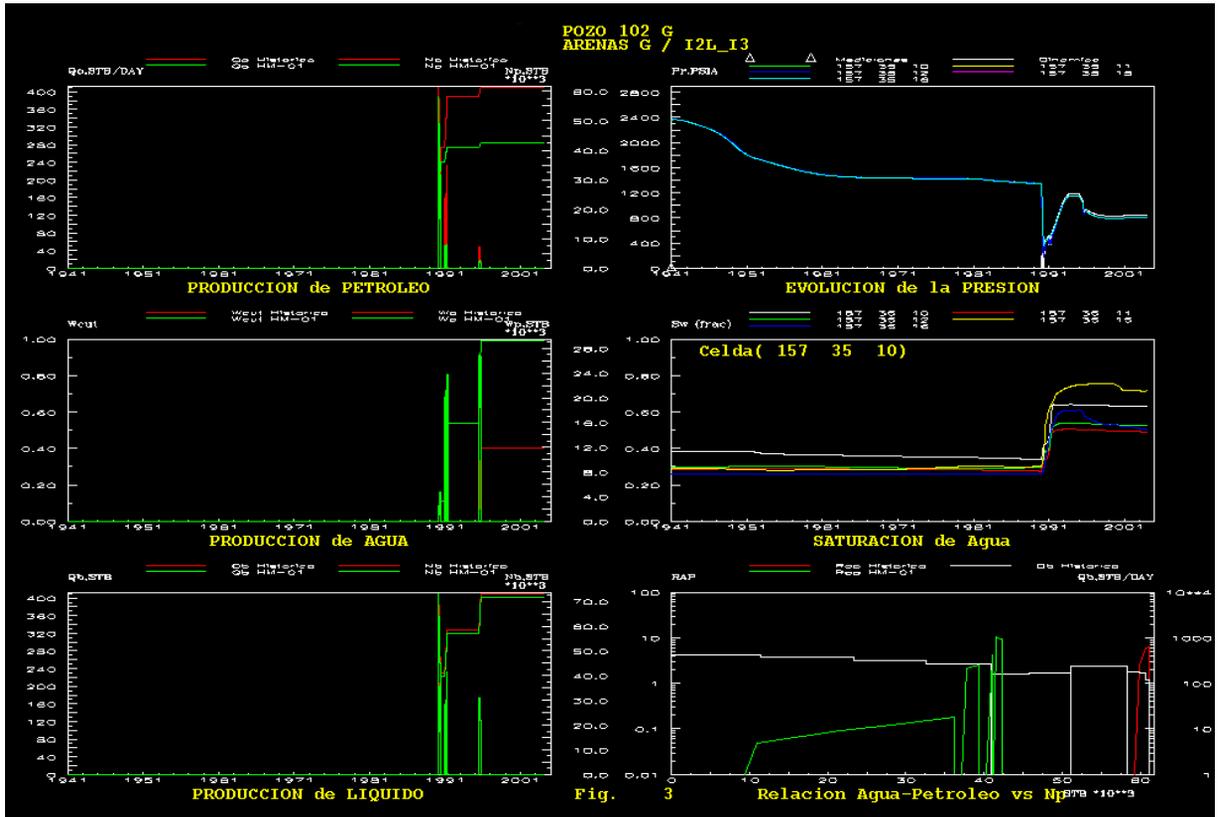


Fig. 26

Ajuste de producción del pozo P-52 I2L-3.



Ajuste de producción del pozo P-12 I2L-3.



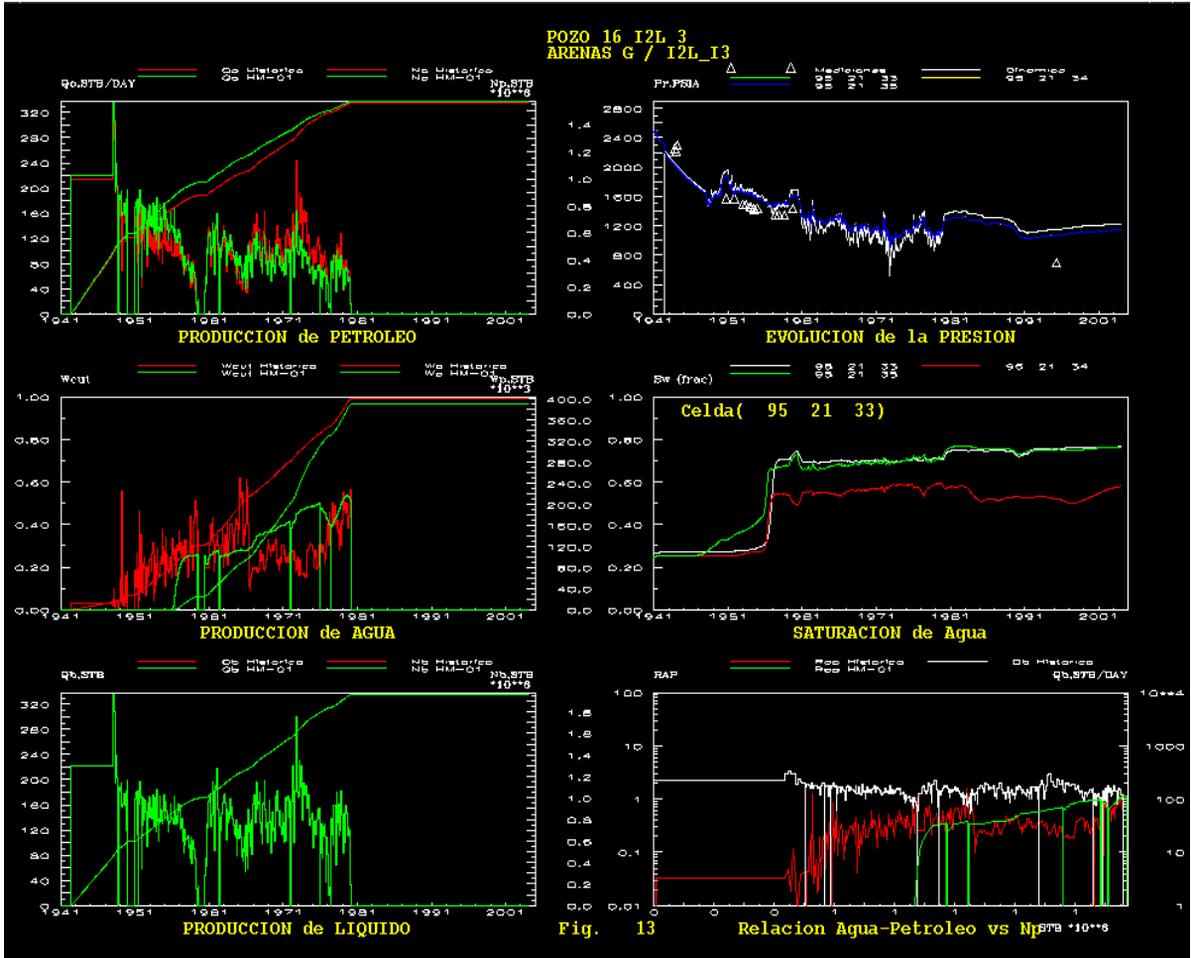
Ajuste de producción del pozo P-102 G.

POZO 104 I2L
ARENAS G / I2L_I3

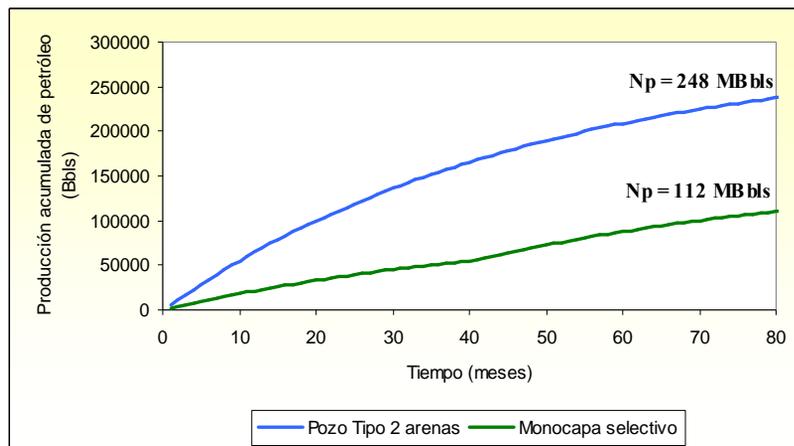
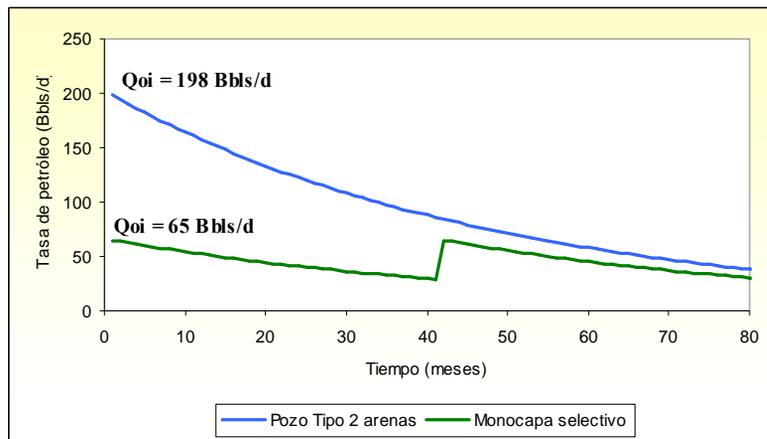


Fig. 5

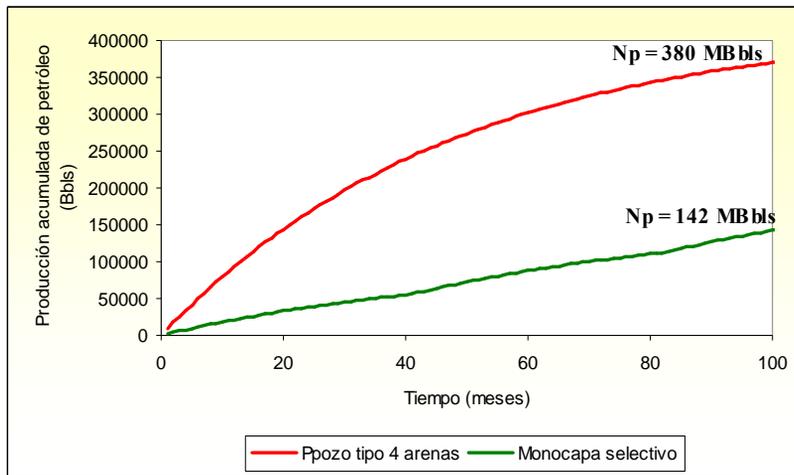
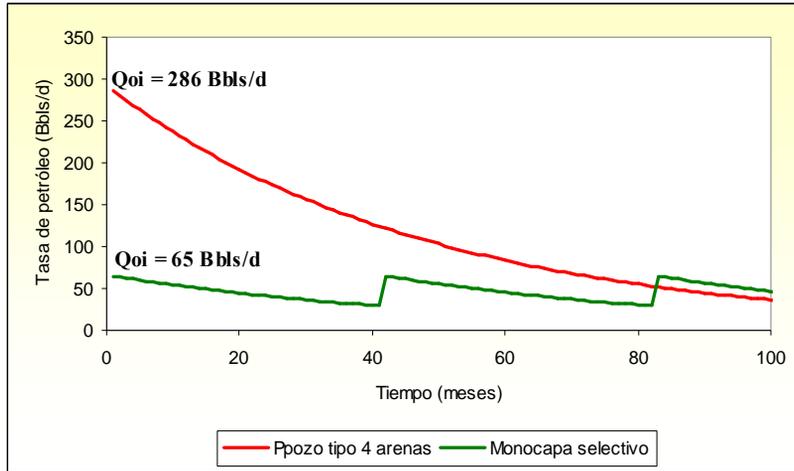
Ajuste de producción del pozo P-104 I2L.



Ajuste de producción del pozo P-16 I2L-3.

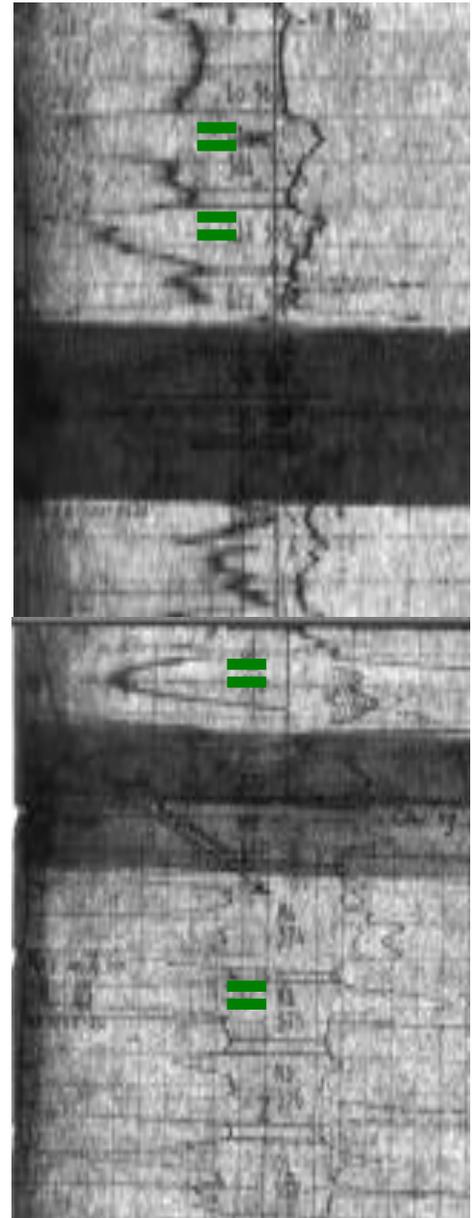
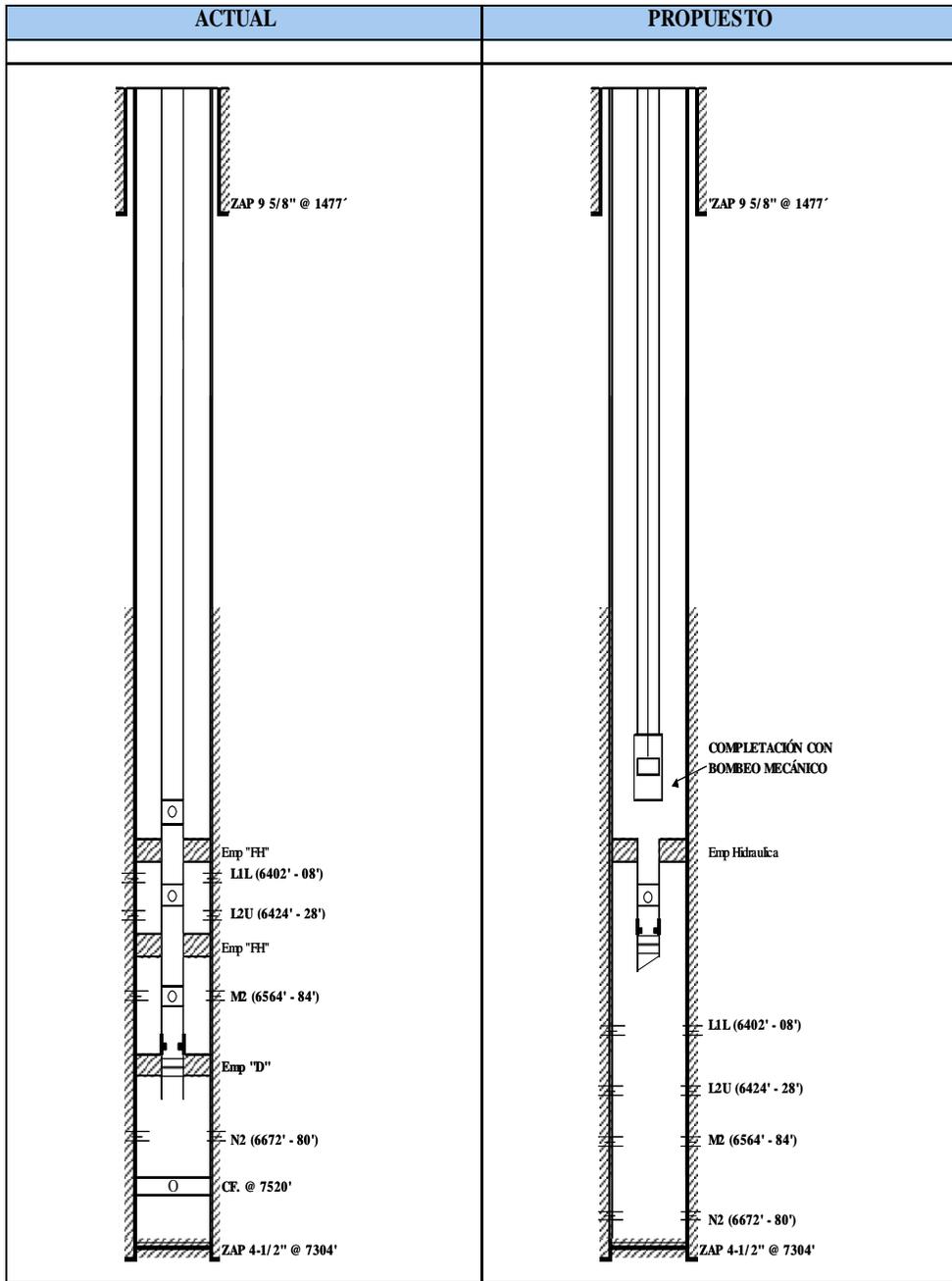


Comparación del pozo tipo Monocapa selectivo y la Unidad de Explotación con dos arenas en conjunto (tasa y acumulado de petróleo)

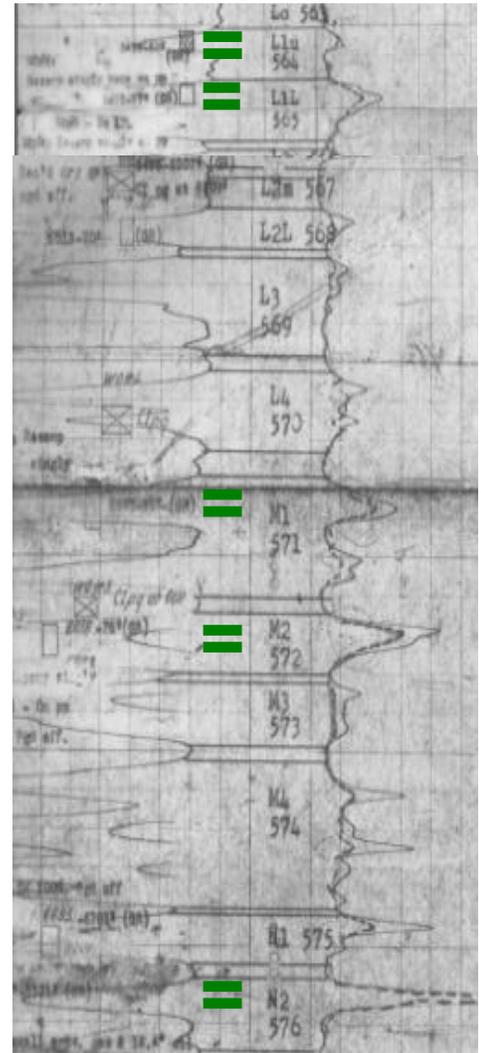
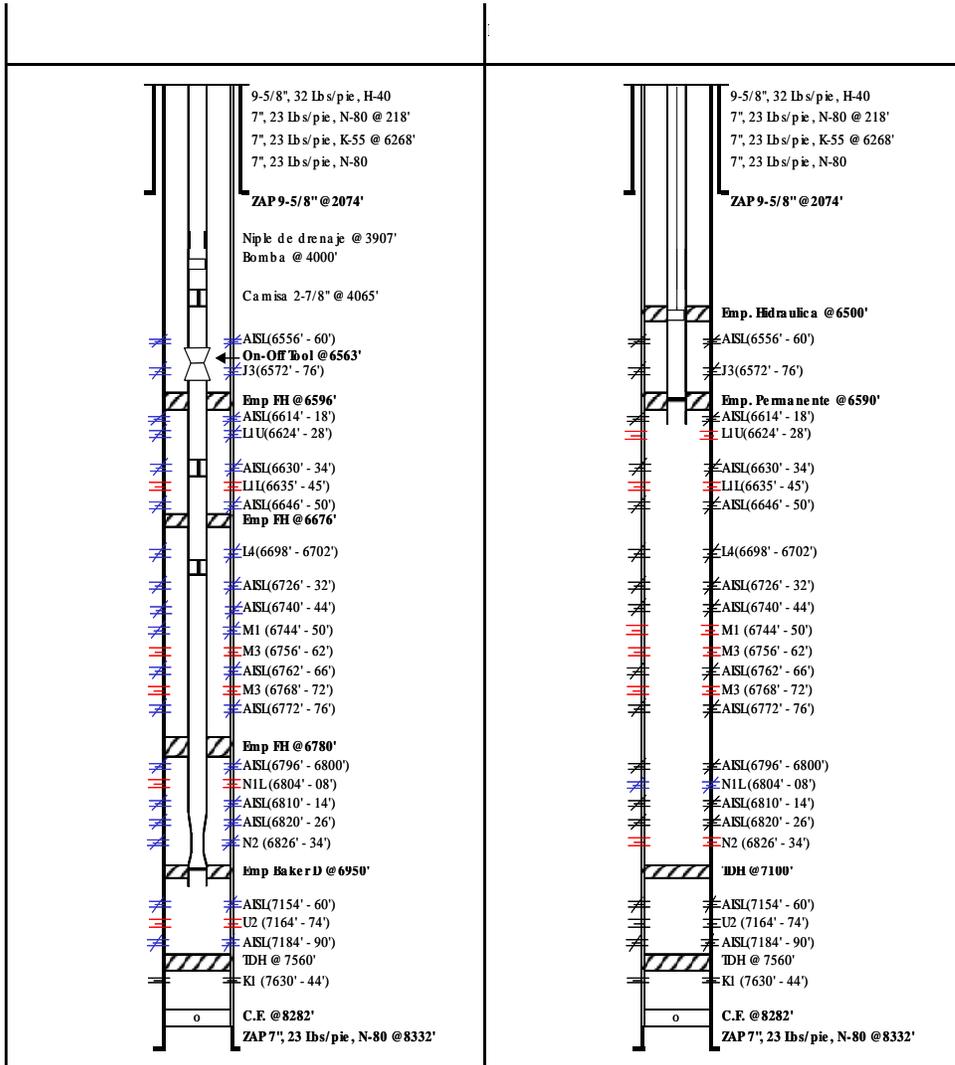


Comparación del pozo tipo Monocapa selectivo y la Unidad de Explotación con tres arenas o más en conjunto (tasa y acumulado de petróleo)

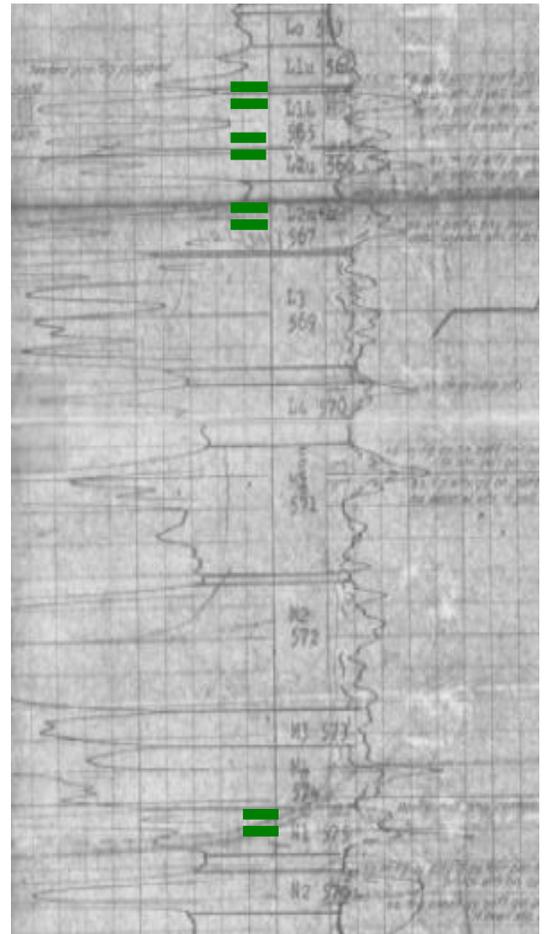
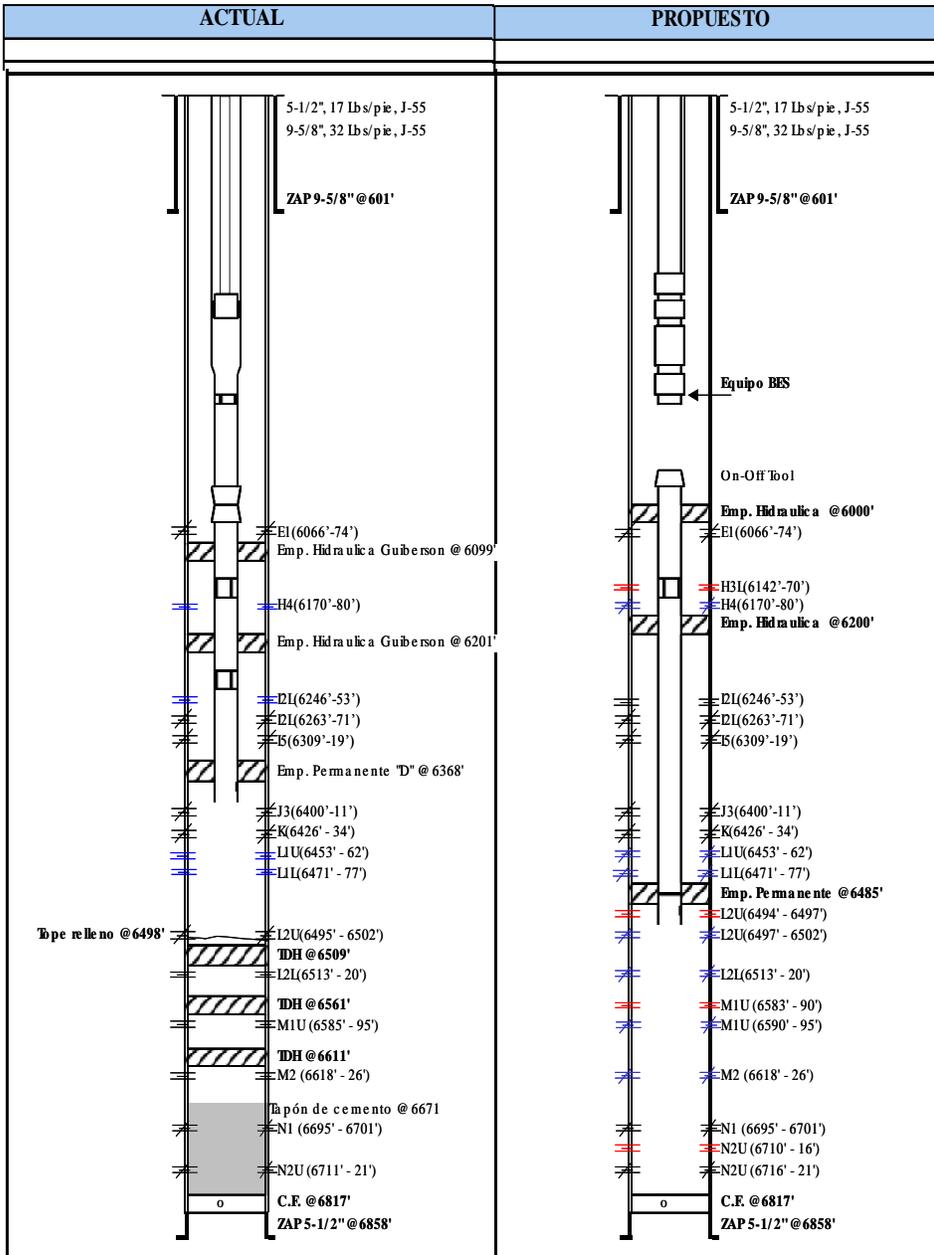
POZO P-3



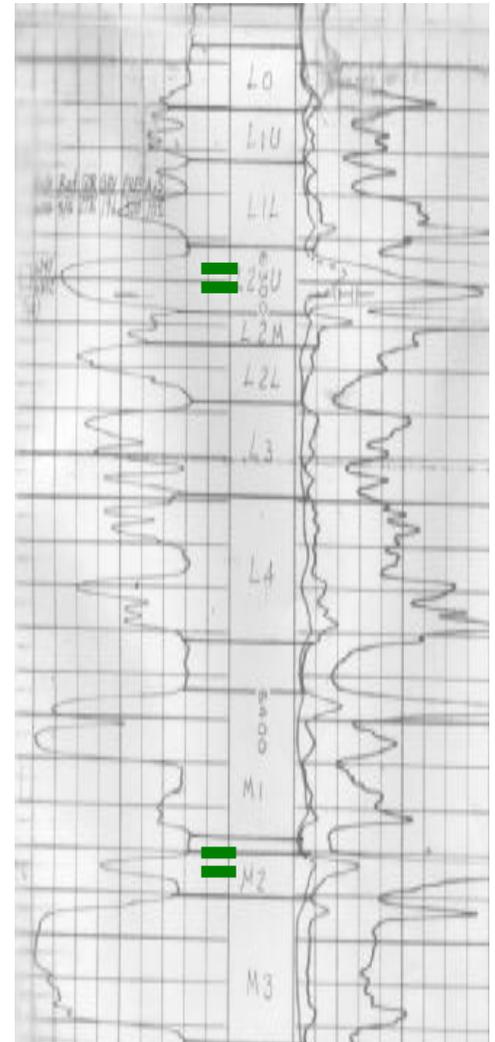
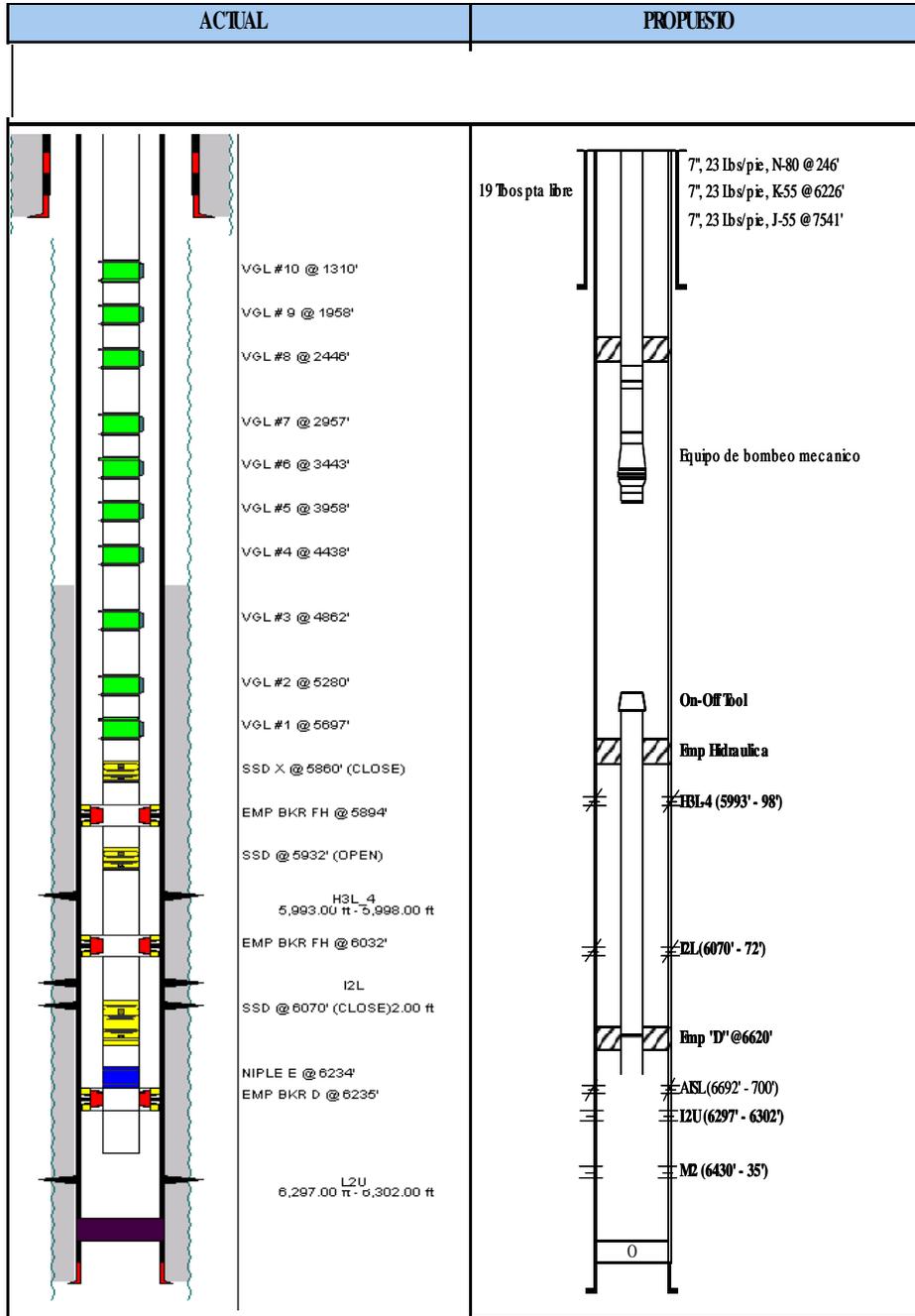
POZO LG-104



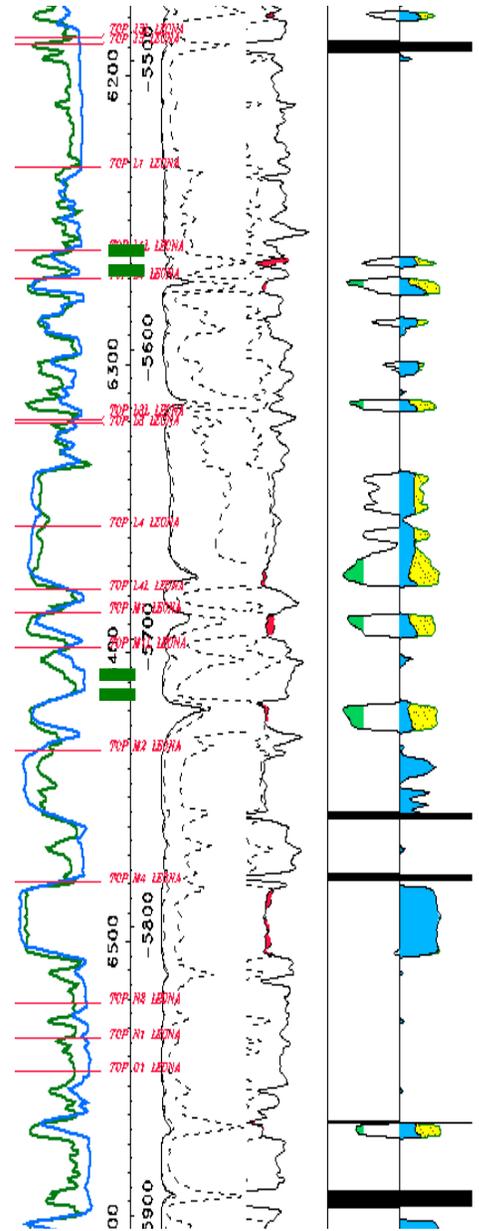
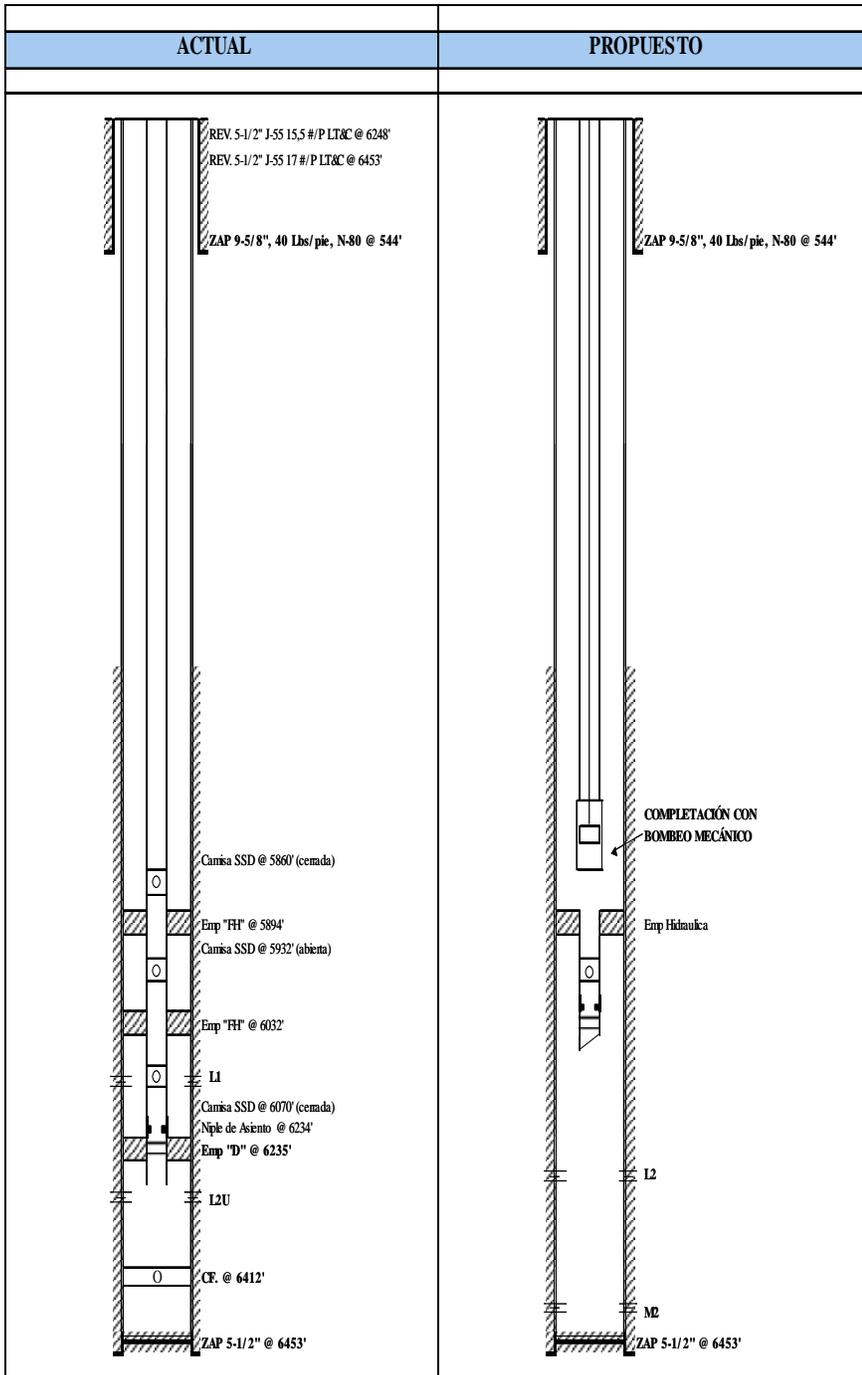
POZO P-106



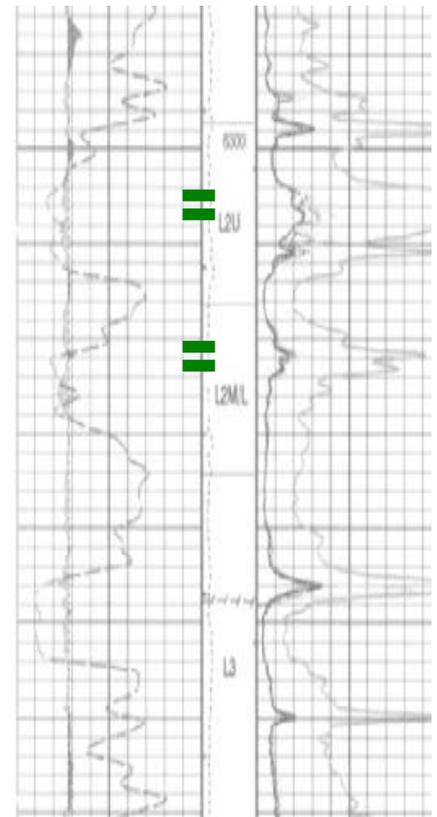
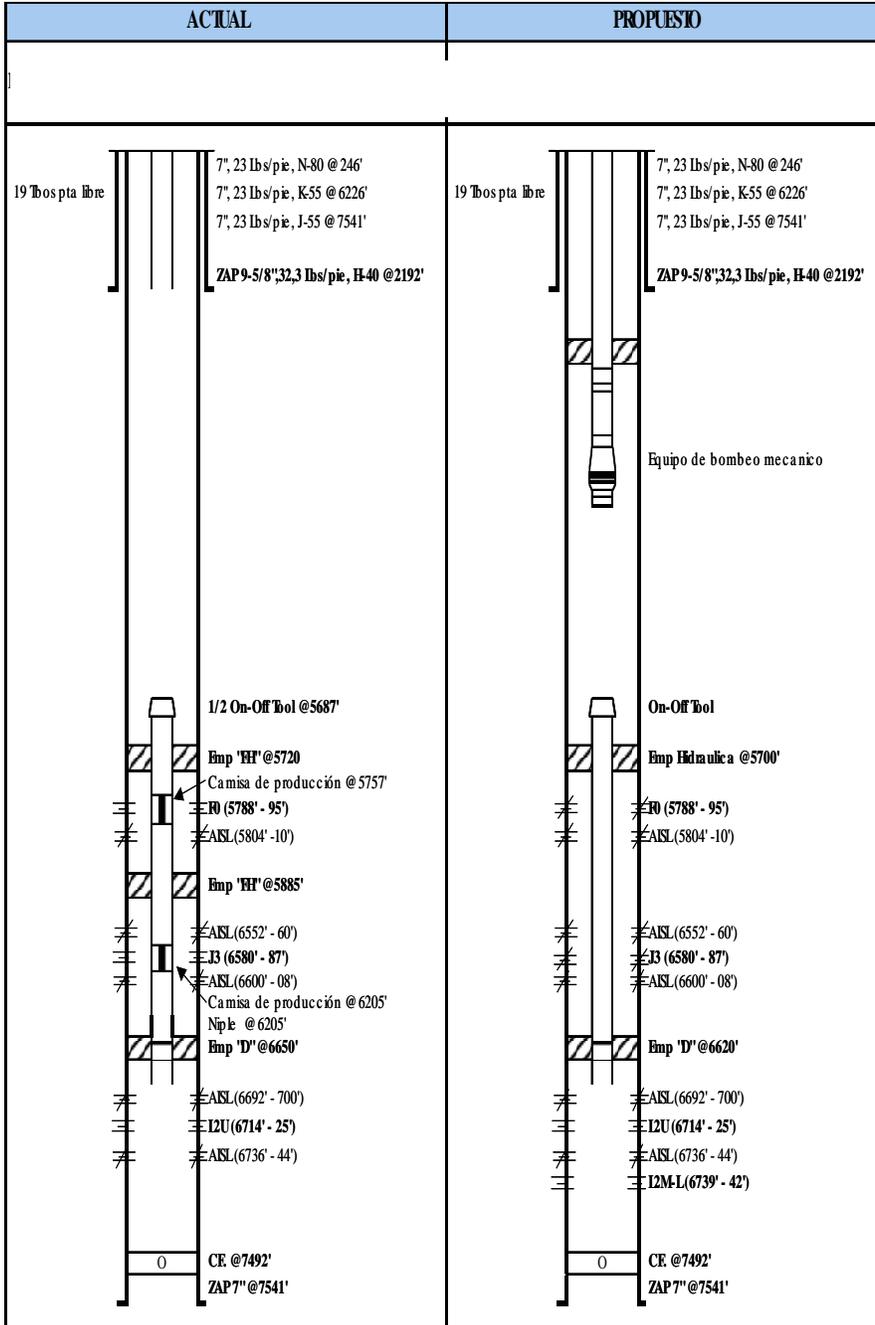
POZO P-52



POZO P-53



POZO LM-57



V. MODELO ESTÁTICO

V.1. METODOLOGÍA

Se realizó un modelo estático 3D con distribución geoestadística de porosidad utilizando y posteriormente fue importado para su simulación numérica.

Se diferencian tres etapas principales en la metodología utilizada, para la construcción del modelo estático del Campo. En la primera se construye el modelo estructural, basado en dos mallas correspondientes a horizontes interpretados en el cubo sísmico y convertidos a profundidad. En la segunda se distribuirán ocho electrofacies obtenidas de la combinación del “log shape” y la clasificación en “system traces”. Durante la tercera etapa se distribuirá la propiedad porosidad dentro de los volúmenes de facies, utilizando técnicas geoestadísticas.

V.2. MODELO ESTRUCTURAL

Las mallas estructurales utilizadas son las que corresponden a las superficies MFS Bur 2 y MFS Bur4. Estas superficies son continuas en la información sísmica y de correlación segura en los perfiles de pozo. Las mallas fueron generadas a partir de la interpretación sísmica de información 3D y amarradas a los “picks” de correlación en todos los pozos del modelo.

Es muy importante seleccionar superficies de máxima inundación para construir el modelo, por su naturaleza continua en el registro sísmico, que en la posición en la cuenca de nuestros campos tienden a ser subparalelas y la capacidad potencial de actuar como sellos, separando unidades de flujo.

El modelo contiene 16 mallas de fallas, todas directas e inclinadas. Estas fallas que a su vez, fueron identificadas en los perfiles de pozo, son parte del ajuste del tiempo profundidad realizado y llevan la misma nomenclatura en los pozos y en la sísmica. La grilla principal recorre el modelo en sentido E-W en una distancia aproximada de 30 km. Con un rechazo vertical variable y creciente hacia el W.

El sistema de celdas fue construido utilizando un tamaño de 100m x 100m horizontales y una discriminación vertical que es proporcional dentro de cada secuencia.

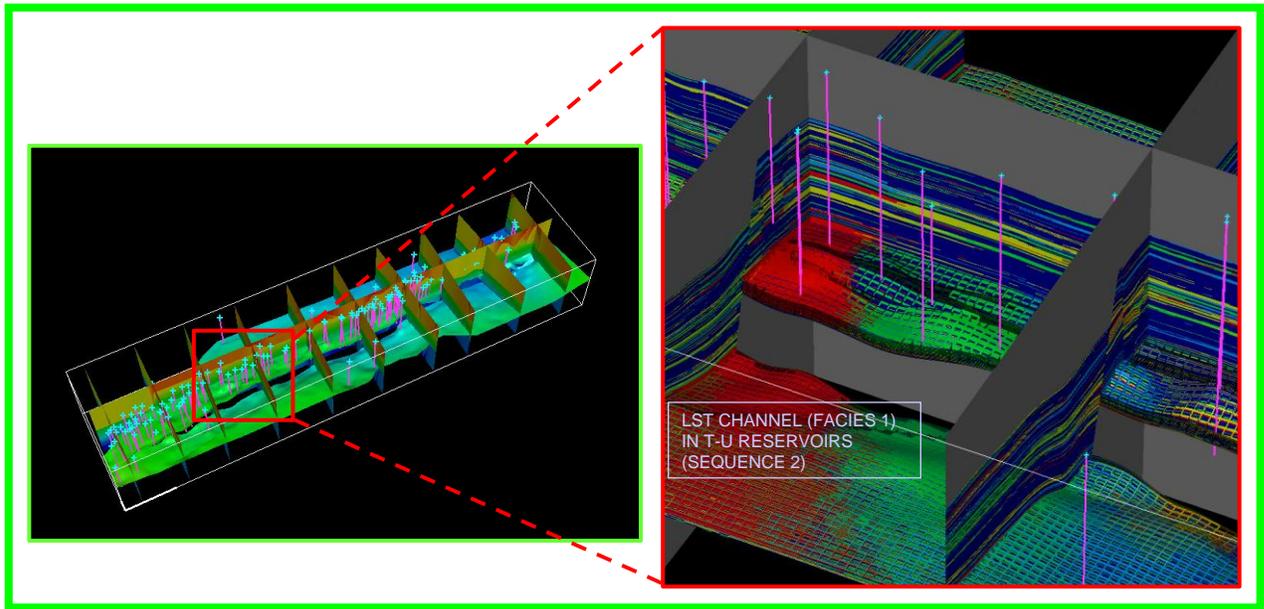
De este modo el espesor de cada capa varía entre 5' y 7' en las zonas de interés. Este espesor es considerado suficiente pero está cerca del límite inferior de lo aceptable al tiempo de distribuir propiedades en capas delgadas. El número de celdas en el modelo estático es de 5.8 millones.

V.3. MODELO DE FACIES

Se utilizaron dos criterios independientes para identificar facies en cada pozo, luego estas fueron combinadas en un conjunto de facies final. Esta interpretación se realizó en el intervalo a ser modelado, entre las arenas U y G. El primer criterio seleccionado fue la discriminación en "system traces" de 4to orden: "Lowstand ST", "Transgressive ST" y "Highstand ST".

Esta es la segunda utilización importante de secuencia estratigráfica en el modelo, la anterior fue la presencia de cuerpos canalizados; "coarsening upwards" para cuerpos arenosos de grano creciente, generalmente asociados a cuerpos de barra; "blocky" cuerpos arenosos de granulometría homogénea, sin una tendencia muy definida, estos pudieran relacionarse con centros de canal, como en el caso de los cuerpos principales en la secuencia S-T, donde el pozo P-116 presenta las típicas facies de canal del "lowstand" de las arenas T-U. Para cada facies identificada en los pozos se realizaron variogramas espaciales, ocho horizontales en otras tantas direcciones y uno vertical.

En realidad son dos distribuciones disponibles, una para cada curva de facies generada. Esta distribución es exclusivamente de datos de pozo, dos curvas discretas en un caso entre 1 y 3 y en el otro entre 1 y 5.



Volumen de facies en el modelo Campo

Mediante la realización de variogramas se obtuvo la elipse que describirá la distribución espacial de cada facie, con esta información se realizaron 30 realizaciones de “kriging” para cada una de las facies. Cada una de ellas será una distribución tridimensional estadísticamente correcta, será en este sentido equivalente a la demás, pero todas ellas serán diferentes entre sí. Entonces el volumen final de facies será el valor más probable en cada celda, donde hay 30 valores provenientes de otras tantas realizaciones. Al tratarse de valores discretos no podemos utilizar la media como valor más probable, ya que un promedio de valor 2.3 por ejemplo, no tendría sentido ya que no es ninguna facies del modelo, donde los valores en la curva de facies son entre 1 y 3 o 1 y 5 en valores enteros.

El indicador de tendencia central utilizado es la Moda, que simplemente es el valor de mayor frecuencia en cada celda. Luego de la identificación anteriormente descrita se realizó una combinación de criterios. Simplemente se consideró una facie de lutita, otra “serrated” y facies de canal y barra para cada “system tract”, es decir ocho facies finales a ser distribuidas en todo el modelo.

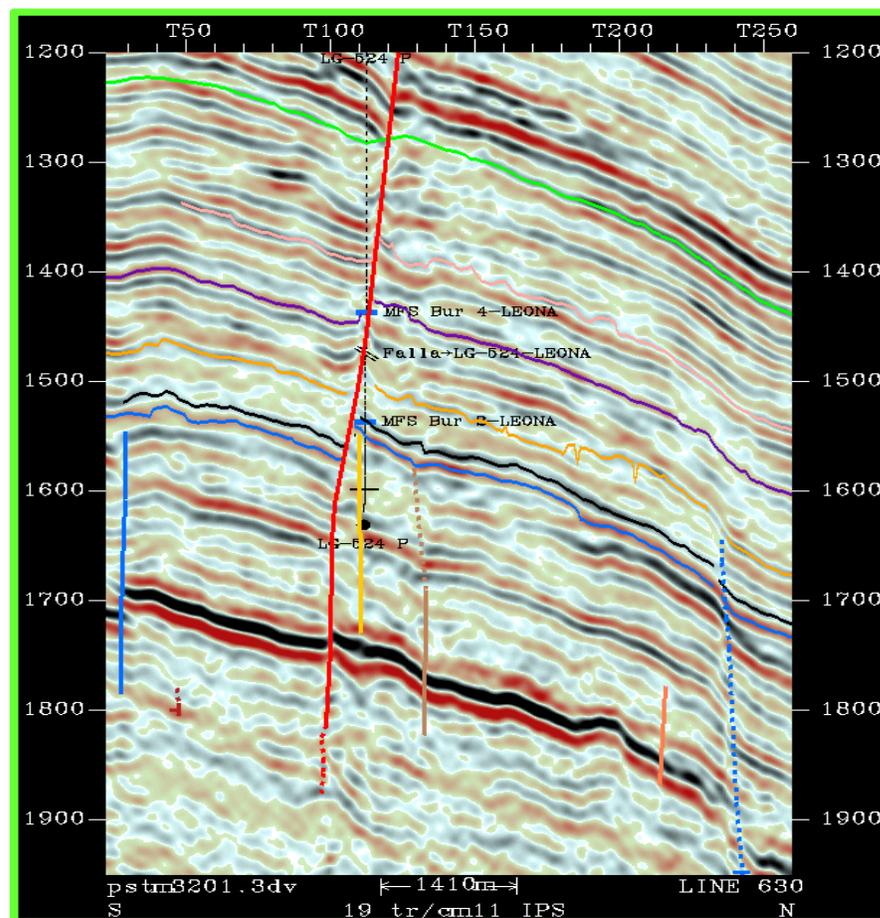
Cada facie descrita será un subvolumen dentro del volumen original del Campo, que podrá ser poblado con propiedades y datos.

La operación final es la adición de todas las facies y subvolúmenes del modelo, para reconstruir el modelo original completo, poblado con una facie particular en cada celda.

V.4. DISTRIBUCIÓN DE PROPIEDADES

El punto más importante en la construcción de un modelo estático detallado es la distribución de propiedades en cada una de las celdas.

El dato duro del modelo es la información de pozos, de núcleos, de laboratorios, etc. El dato blando es la información sísmica en sus diferentes presentaciones de amplitud u otros atributos.



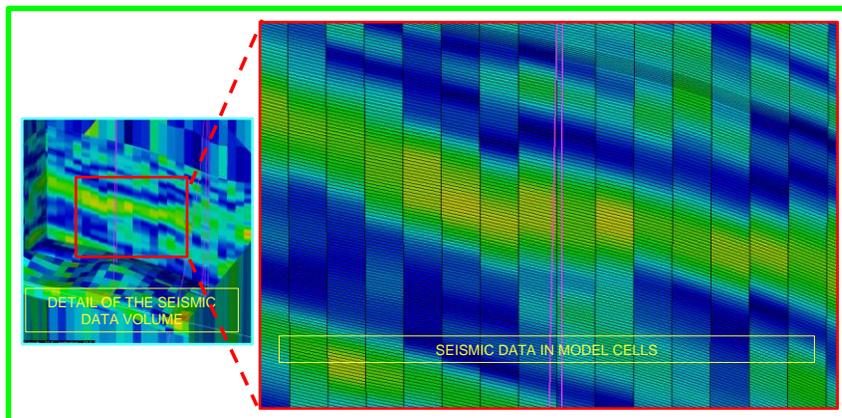
Amarre tiempo profundidad

El problema de adjudicar valores entre pozos es el más importante a la hora de hacer cualquier mapa o construir cualquier volumen. Es usual observar mapas contruidos por interpolación de la información sísmica y extrapolación de datos desde los pozos existentes.

Erróneamente se suele considerar esos mapas, esas distribuciones, como “normales o verdaderas”. Existe otra enorme gama de opciones no determinísticas disponibles a la hora de ensayar la distribución de cualquier variable en el espacio. En nuestro caso y en gran parte orientado por la disponibilidad de software, utilizamos un cálculo probabilístico con “cokriging”. Se realizaron 30 realizaciones de todos los volúmenes considerados y luego se obtuvo el P50 como la distribución más probable.

V.5. ATRIBUTOS SÍSMICOS.

La información sísmica es el dato blando del estudio geoestadístico. Su fortaleza es su extensión areal y continuidad, su debilidad la resolución vertical.



Información sísmica dentro del cubo.

El primer punto para intentar cualquier correlación entre información sísmica y de pozos es confirmar el amarre tiempo profundidad. El segundo punto en el uso de la información sísmica es la resolución del modelo. Aquí hay un elemento importante a considerar que consiste en la diferencia entre el cubo sísmico verdadero y el cubo

sísmico disponible. La resolución de la información sísmica está dada por una serie de parámetros de adquisición y de propiedades del terreno, pero la resolución dentro del modelo, construido sobre el dato anterior, dependerá del tamaño de las celdas. Cada celda tendrá un valor promedio del dato sísmico en el volumen considerado.

Se construyeron siete volúmenes de atributos, derivados del cubo original, seleccionados entre una gran cantidad de atributos disponibles. En general todos los atributos se pueden agrupar en cuatro categorías: los de amplitud, los de frecuencia, los de fase y los combinados a partir de cualquiera de los anteriores. Fueron utilizados dos atributos de amplitud.

A continuación se presenta un breve resumen de cada uno de ellos de acuerdo al software utilizado, ya que el mismo concepto adopta nombres diferentes según el que se considere:

a. **Amplitud Instantanea**: también denominado “Reflection Strength”, es la raíz cuadrada de la energía total de la señal en un momento determinado de tiempo, es en otras palabras la envoltura de la traza sísmica. De acuerdo a la bibliografía, y en un modo general, se puede decir que los cambios laterales en este atributo pueden estar asociados con cambios litológicos importantes o acumulaciones de hidrocarburo.

Se quiere llamar la atención sobre la figura anterior: primero sobre la dimensión de las celdas del modelo en relación al dato sísmico. Puede verse que la discriminación vertical utilizada permite diferenciar varias capas dentro del cuerpo de arena y que la dimensión horizontal de 100m de lado permite la identificación de zonas con diferentes familias de valores. En segundo término se debe que las relaciones entre variables son fundamentalmente empíricas, y que la utilidad o no en término de distribución de otras propiedades relacionadas debe ser investigada estadísticamente. Lo que se juzga como un hecho muy favorable, en esta etapa preliminar del estudio, es que se observe anisotropía en la distribución de atributos sísmicos en la escala a la que se construye el modelo.

b. **Amplitud Absoluta**: es un atributo de los llamados matemáticos, ya que simplemente reemplaza todas las muestras de amplitud con su valor absoluto. Es comúnmente utilizado para hacer más visibles las zonas de altos valores de impedancia acústica.

V.6. INTEGRACIÓN SÍSMICA – POZO.

La búsqueda de relaciones entre dos tipos diferentes de información es usualmente el punto más difícil en todo estudio geoestadístico. Si el resultado es positivo, la integración de los datos es muy delicada.

El método utilizado, que fue en algún sentido exploratorio ya que se estuvo aplicando por primera vez y desarrollándolo durante el avance del trabajo, consistió en varias etapas. La primera fue realizar la correlación de cada atributo con el volumen total del modelo para explorar su relación en general.

a. Porosidad vs. Amplitud Instantanea

Este es el atributo básico entre todos los seleccionados. Considerando que todo valor de C_c cercano o superior a 0.40 es apto para obtener buenos resultados con cokriging, se observa que son varias las facies que muestran buenas perspectivas. En general el coeficiente de correlación se incrementa al mejorar la discretización litológica, es decir, se puede observar que en las facies combinadas es mejor que en las electrofacies donde, a su vez, es mejor que para los “system traces”, que en este caso demuestran ser muy generales, sin una buena discretización entre arenas y arcillas.

En el sentido vertical, de las secuencias, el análisis no es claro, si bien en este caso hay una tendencia a mostrar mejor correlación en las secuencias superiores.

ATTRIBUTE/ZONE	G	H	I
Dom. Freq.			
systrack 1	0.01	-0.03	-0.22
systrack 2	-0.29	-0.06	-0.19
systrack 3	0.01	0.15	-0.18
stacking 1	-0.12	-0.03	-0.12
stacking 2	-0.64	-0.04	-0.11
stacking 3	0.32	0.01	0.14
stacking 4	-0.16	0.35	-0.18
stacking 5		0.53	0.54
facies 1	0.24	-0.08	0.15
facies 2	-0.42	0.30	-0.48
facies 3	0.19	0.21	-0.37
facies 4	-0.19	-0.16	-0.29
facies 5	0.52	-0.08	-0.11
facies 6	-0.61	0.02	-0.53
facies 7	-0.39	0.59	-0.02
SEQUENCE	11	10	9

Cc para porosidad vs. Amplitud Instantanea

b. POROSIDAD vs. Amplitud Absoluta

En comparación con los Coeficientes de correlación utilizando Amplitud Instantanea se observa un incremento en las facies 5, 6 y 7 de la secuencia 10, como también un deterioro en los valores de las facies 1 hasta la 4 en la secuencia 7, también menores valores en las secuencias 2 y 3.

ATTRIBUTE/ZONE	G	H	I
Dom. Freq.			
systrack 1	-0.04	0.02	0.03
systrack 2	0.08	0.14	0.07
systrack 3	-0.25	0.17	-0.40
stacking 1	-0.09	0.01	0.01
stacking 2	-0.50	-0.32	-0.06
stacking 3	-0.19	0.19	-0.32
stacking 4	0.09	-0.11	-0.05
stacking 5		-0.33	-0.47
facies 1	0.03	0.06	-0.26
facies 2	-0.37	0.20	0.30
facies 3	0.22	0.29	0.42
facies 4	0.10	-0.08	-0.42
facies 5	-0.56	-0.14	-0.03
facies 6	-0.37	0.07	-0.40
facies 7	0.02	-0.36	0.06
SEQUENCE	11	10	9

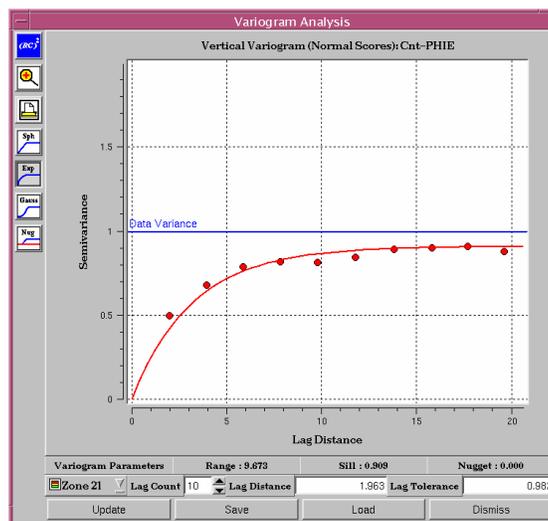
Cc para porosidad vs. Amplitud Absoluta

El método utilizado para la distribución de propiedades, es:

- Cálculo de porosidad con datos de perfiles eléctricos.
- En este caso no se realizó la distribución de facies en atención al pequeño espesor de los yacimientos.
- Cálculo de variogramas vertical y horizontal de cada secuencia.
- “Crossplot” con atributos sísmicos.
- Realización de la Simulación Secuencial (30 realizaciones) de “cokriging” entre porosidad y un atributo.
- Estimación de los percentiles de la distribución (P50, P40, P30, P20 y P10).
- Preparación de un archivo del modelo, que es el nexo con el modelo dinámico.

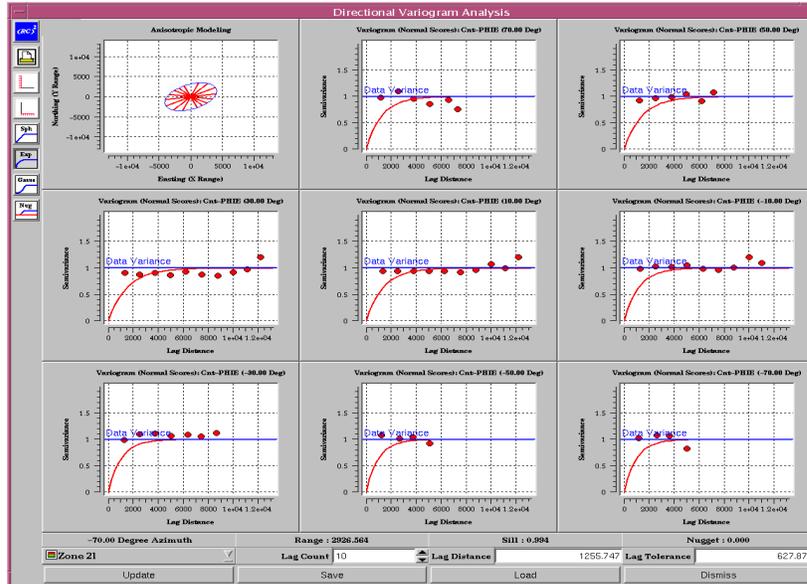
A continuación se presentan algunos aspectos y resultados del trabajo realizado en la descripción de las arenas G-I mediante la construcción del modelo geocelular 3D.

La figura presenta el variograma vertical de las secuencias G-I, con un rango menor a 10 pies, lo que indica el rango de espesores de las arenas.



Variograma vertical

Los variogramas en ocho direcciones para las mismas arenas muestran una orientación principal de sentido E-NE (azimuth 70°) y un rango de 2900 pies



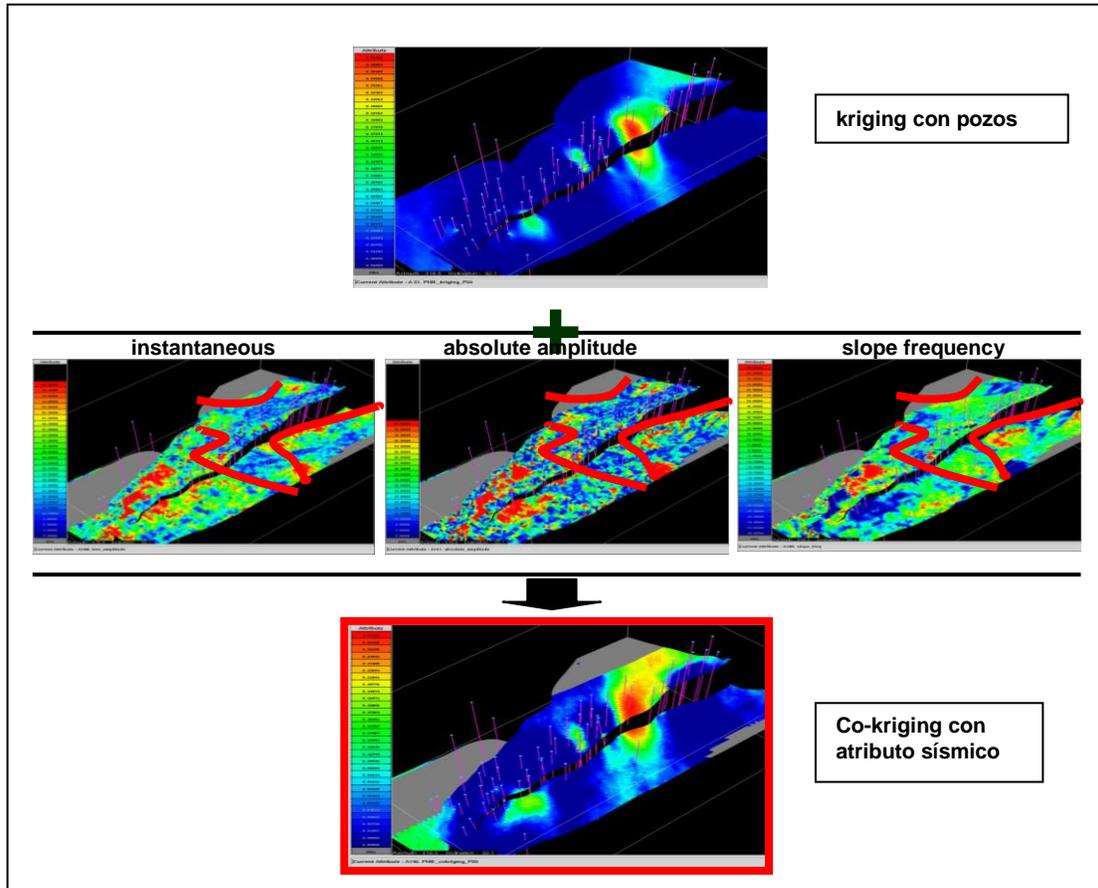
Variograma direccional

El siguiente paso en la metodología utilizada en este proyecto es la distribución de porosidad en el volumen del modelo. Se hicieron tres distribuciones para luego compararlas y sacar conclusiones que permitan seleccionar la opción que mejor represente las arenas.

En este punto juega un papel el intérprete que debe elegir la mejor opción o modificar alguno de los resultados hasta estar satisfecho desde un punto de vista geológico.

El primer ejercicio es siempre una distribución de mínimos cuadrados, que permite incorporar una dirección preferencial.

El segundo ejercicio es un realizar un “kriging” utilizando los variogramas obtenidos para las arenas en cuestión. En este caso el kriging no es muy valioso porque son pocos los pozos que atravesaron estos yacimientos, de un desarrollo muy local por lo que el resultado es realmente muy similar al anterior.



Obtención de la distribución de porosidad con co-kriging

Un criterio adicional muy valioso e independiente del punto de vista puramente geológico para seleccionar la mejor distribución de porosidad es utilizar los resultados de la inicialización del modelo de simulación. En el caso del mapa de kriging el POES obtenido es insuficiente para intentar una simulación numérica, hecho que obliga a buscar otra opción.

La tercera realización consiste en el “co-kriging” de porosidad con un atributo de amplitud. En la figura anterior se muestra la distribución de los tres atributos considerados en la misma capa del mapa de porosidad. Se observa que los tres presentan valores característicos (baja amplitud en un caso y valores altos de “slope” en el otro) que confirman la correlación encontrada previamente. El efecto del “cokriging” en la distribución es claro: amplía la zona de buenos valores de porosidad hacia el

Norte y NE; extiende en sentido E-W el ancho del cuerpo arenoso, todo lo cual permite incrementar el POES de la región y aproximar mejor la simulación numérica.

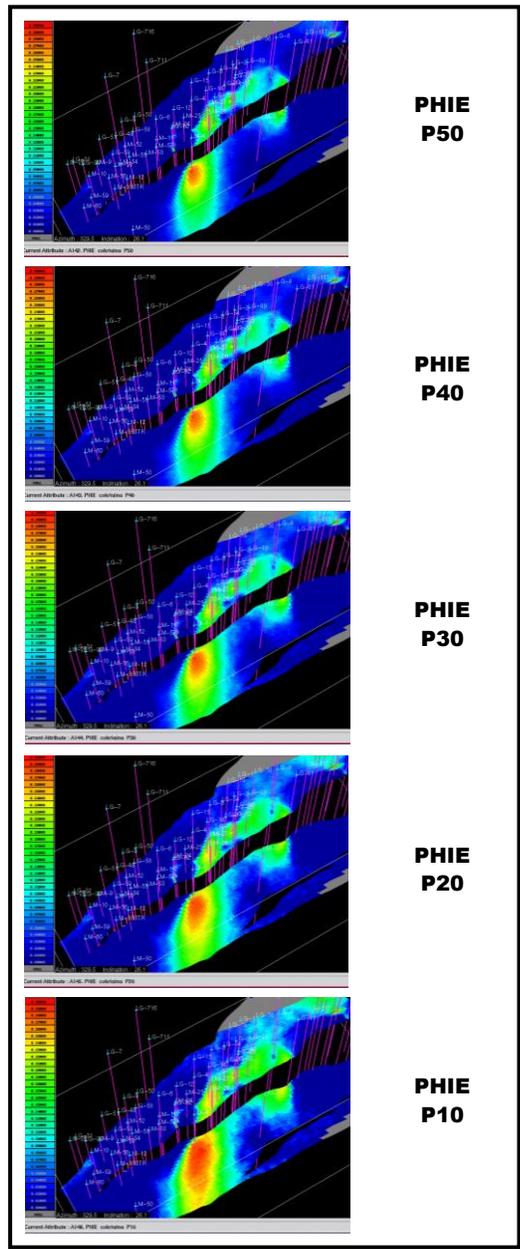
Utilizando el criterio anterior se realizó la simulación secuencial del “cokriging” con 30 realizaciones estadísticamente equivalentes que utiliza los variogramas que se presento anteriormente antes y un “crossplot” con el atributo de amplitud con un coeficiente de correlación en el orden de 0.35, una correlación moderada, algo débil, muy frecuente en el caso de arenas delgadas.

El procedimiento normal con estos resultados es calcular el P50 y utilizar esa distribución como la más probable.

Estadísticamente el criterio es correcto, el P50 es el valor estadísticamente más probable en toda distribución. En este punto se quiere introducir un concepto diferente como es el de geológicamente más probable. Si estos no coinciden se debe al tipo de distribución de datos (en este caso de pozos) y el tipo de cuerpos que se necesita describir (en este caso cuerpos muy discontinuos). El algoritmo de “kriging” honra los datos de pozo y extiende la influencia de los datos medidos a través de los variogramas areales, esto es una gran virtud práctica del método. Su parte conflictiva es cuando tiende al promedio de los datos lejos de la influencia de los pozos, lo que es un valor muy conservador, en especial si hablamos de porosidad.

Tratando de obtener la mejor solución posible se calcularon los percentiles de la distribución para obtener valores de porosidad entre los interpozos que sean similares a los documentados en los pozos. La idea es que el cálculo de percentiles se hace a partir de la estimación de la desviación standard, que es cero en las celdas con datos de pozo y es máxima a medida que se aleja de ellos. El incremento del valor de porosidad para los distintos percentiles será cero en celdas con pozos y aumentará en función de la variabilidad de los variogramas y de la distancia a los puntos de control.

En la Figura se presenta un ejemplo en una capa de la arena I3L, en la misma se puede ver un incremento del volumen poral significativo en el P10 respecto a la distribución P50, si bien se honran los datos en los pozos. En el caso de este modelo se consideró que la distribución P10 es la que mejor representa la distribución de porosidad de acuerdo a las necesidades del modelo dinámico para su ajuste histórico.



Distribución de los percentiles de porosidad

Este es un caso extremo donde se puede estar forzando al máximo la distribución geoestadística para obtener valores de POES aceptables, en vista de la dificultad de representar acertadamente estos yacimientos tan delgados. Cabe destacar que en arenas de espesores delgados implican, a su vez, una extensión areal limitada y poca continuidad.

ANEXO VII. BALANCE DE MATERIALES

Para verificar el valor volumétrico de petróleo original en sitio (POES) del yacimiento, se utilizó el método de balance de materiales, esto con la finalidad de validar el POES reportado en el Libro Anual de Reservas y para tener mayor certeza en el momento de inicializar el modelo de las arenas G-I.

Además del método tradicional de balance, se calculó el influjo necesario para ajustar la ecuación con la historia de producción y de presiones del yacimiento y también se calculó el POES requerido para ajustar dicha historia.

El balance de materiales se realizó con los datos de presión medidos durante la fase productiva de las arenas. Cabe destacar que previamente se realizó una validación de los datos de presión.

Los gráficos con el resultado del balance de materiales, calculado en los diversos puntos históricos de presión, se presentan en las Figura 1 a la 4

El primer gráfico representa el método tradicional de calculo de POES a través de Balance de Materiales; la Figura 2 muestra el error obtenido en el Balance de Materiales para obtener el POES que se ajusta con los parámetros e historia del yacimiento; las Figuras 3 y 4 presentan el ajuste de presión y el influjo de agua necesario para ajustar la ecuación con la historia de producción y presión.

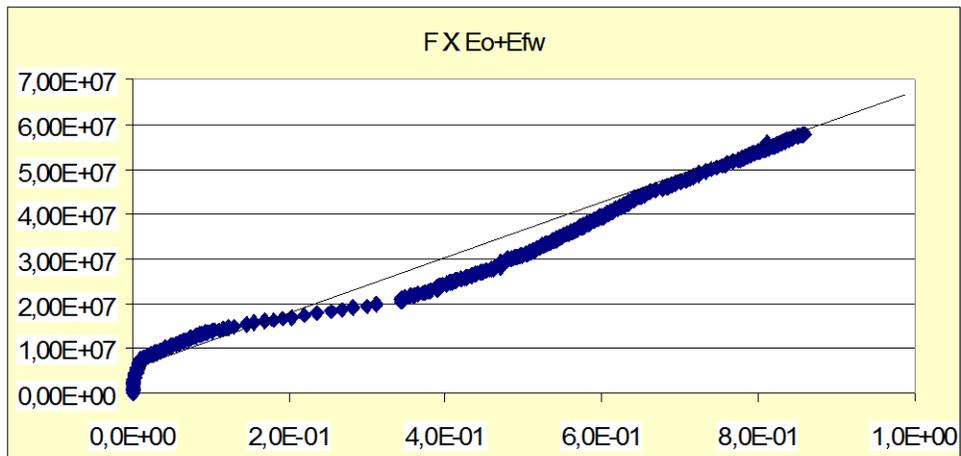


Figura 1. Método tradicional del balance de materiales

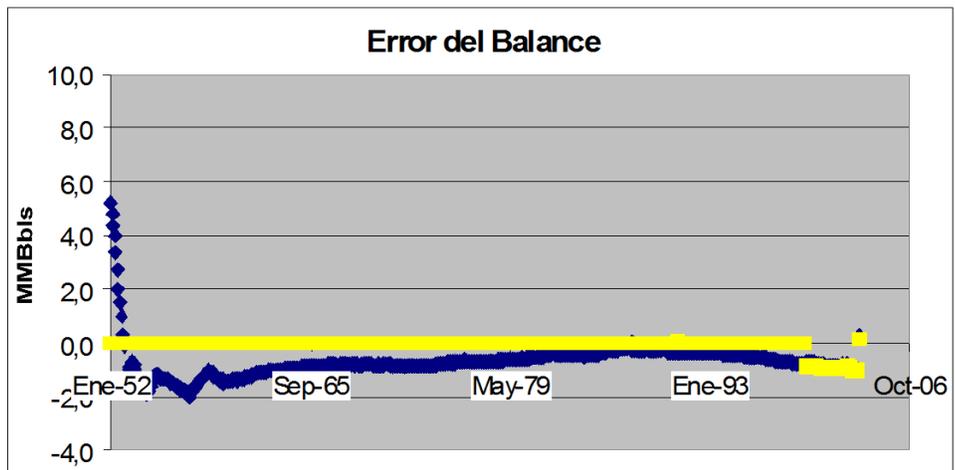


Figura 2. Error obtenido en el balance de materiales para ajustar el POES.

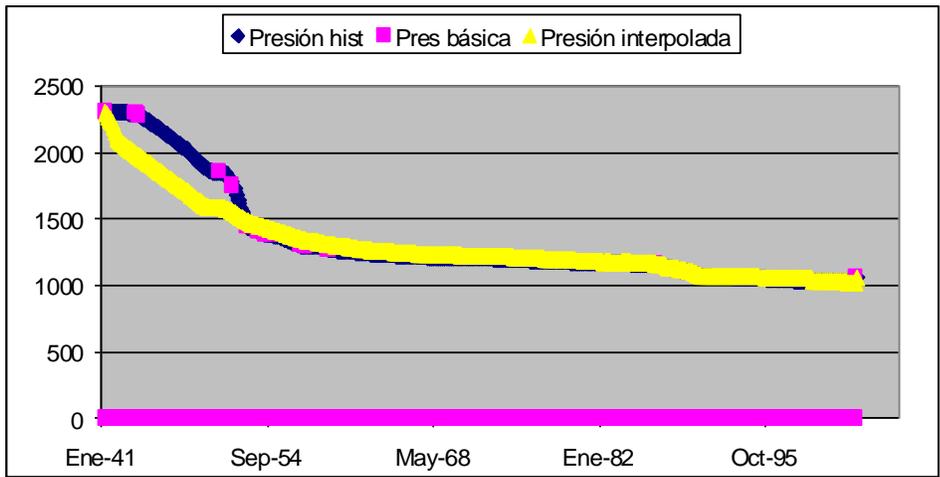


Figura 3. Ajuste de la historia de presiones y las interpoladas para el ajuste del POES.

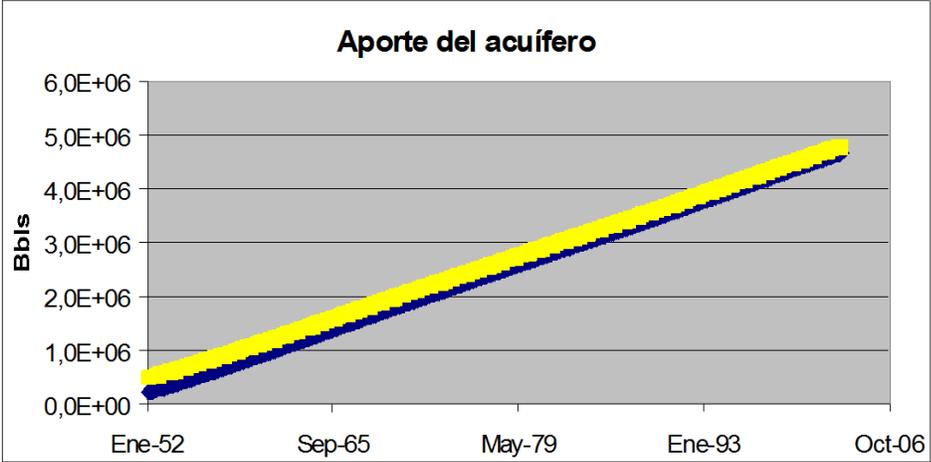


Figura 4. Aporte del acuífero.

Cabe destacar que durante los primeros años de producción del yacimiento existe incertidumbre en cuanto al comportamiento y declinación de producción del mismo, ya que en la base de datos de OFM hasta Diciembre de 1949 solo se dispone del valor de acumulado de producción de petróleo, gas y agua. Por esta razón no se obtiene un

mayor error en el cálculo de balance de materiales durante los años de 1941 a 1949 al igual que en el ajuste de la presión.

Como resultado de la metodología aplicada, se valida el POES volumétrico de 63 MMBNP, utilizándose este valor para el presente proyecto.