



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DE  
CAMPOS DE GAS. CASO VISTOSO**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERA PETROLERA**

**P R E S E N T A:**

**RHAMID HORTENSIA RODRÍGUEZ DE LA  
TORRE**



**DIRECTOR DE TESIS:  
DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO**

**MÉXICO, D.F., ABRIL DEL 2006**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## *AGRADECIMIENTOS*

*Quiero agradecer en primer lugar a nuestro Padre Celestial por estar siempre conmigo y guiarme en todo momento, pero sobretodo, quiero agradecerle por la maravillosa familia que me dio. Este trabajo, la culminación de una ardua etapa de estudios, no es sólo mío, sino de todos nosotros pues somos un equipo. Es por ello que dedico esta tesis a las personas que más quiero: Mi Familia.*

*A mis padres, pues gracias a ellos soy la persona que soy. Ustedes me han dado las herramientas que necesito para defenderme en la vida. Me han dado el mejor legado que me pudieron haber dado, mi educación. Ha llegado el momento de pagarles todo lo que han hecho por mí.*

*A mis hermanas, por su apoyo incondicional y sin quienes esta vida sería triste y gris.*

*A mis sobrinas, por traer alegría a la casa con su presencia.*

*A mis amigos por estar conmigo en las buenas y en las malas y por hacer de la escuela un lugar mucho más interesante.*

*A mis profesores por transmitirme sus conocimientos y por su paciencia al hacerlo. No*

*menciono a alguien en particular pues son muchas las personas a quienes estimo y no me gustaría omitir a alguien al hacerlo.*

*A la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo Integral de Veracruz por el apoyo que me brindó en la elaboración de esta tesis. En especial quiero agradecer al Ing. Rebolledo Domínguez por transmitirme sus conocimientos y por su apoyo en la información de este trabajo.*

*Por último, pero no por ello menos importante, quiero agradecerle a mi padre. Sin ti no hubiera podido llegar hasta aquí, eres mi ejemplo a seguir y mi inspiración. Al principio de la carrera no quería que se supiera mi relación contigo, no por vergüenza, pues estoy muy orgullosa de ser tu hija. Quería ganarme un lugar en la escuela por méritos propios y así demostrar que era digna de ser llamada "tu hija". Espero no haberte fallado. Te quiero mucho papi.*

## ÍNDICE

Capítulo	Contenido	Página
	<b>Resumen</b>	
<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1.1</b>	<b>Planteamiento del Problema</b>	<b>1</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b>	<b>2</b>
<b>1.3</b>	<b>Justificación</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>REVISIÓN DE LA LITERATURA</b>	<b>5</b>
<b>2.1</b>	<b>Introducción</b>	<b>5</b>
<b>2.2</b>	<b>Exploración</b>	<b>9</b>
2.2.1	<i>Métodos Geológicos</i>	10
2.2.2	<i>Métodos Geofísicos</i>	11
	Sísmica	12
<b>2.3</b>	<b>Perforación del Pozo Descubridor</b>	<b>14</b>
<b>2.4</b>	<b>Desarrollo y Explotación de Yacimientos</b>	<b>15</b>
2.4.1	<i>Introducción</i>	15
2.4.2	<i>Perforación de Pozos</i>	17
2.4.2.1	Fases de la Perforación de Pozos de Desarrollo	18
2.4.2.2	Espaciamiento entre Pozos y Número Óptimo de Pozos.	19
2.4.3	<i>Caracterización de Yacimientos</i>	21
2.4.3.1	Recopilación y Validación de la Información	21
2.4.3.2	Aplicación de los Modelos Estratigráfico – Sedimentológico y Estructural en el Desarrollo de los Campos	23
2.4.3.3	Características Petrofísicas y su Aplicación en el Desarrollo de Campos	23
2.4.3.4	Modelo Geológico – Petrofísico	24

2.4.3.5	Estudios de Caracterización de Yacimientos	25
2.4.3.6	Muestreo y Análisis de los Fluidos Recuperados	26
2.4.3.7	Pruebas de Presión	27
2.4.4	<i>Comportamiento de Yacimientos</i>	28
2.4.4.1	Mecanismos Naturales de Producción	29
2.4.4.2	Simulación	30
2.4.5	<i>Reservas</i>	31
2.4.6	<i>Instalaciones Superficiales y Subsuperficiales</i>	32
2.4.7	<i>Evaluación Económica de Proyectos</i>	32
2.4.7.1	Métodos Cuantitativos	33
<u>2.4.7.1.1</u>	<u>Valor Presente Neto o Valor Actual Neto</u>	33
<u>2.4.7.1.2</u>	<u>La Tasa Interna de Retorno</u>	33
<u>2.4.7.1.3</u>	<u>Por Período de Recuperación Descontado</u>	33
<u>2.4.7.1.4</u>	<u>Razón Costo - Beneficio (RC/B)</u>	34
2.4.7.2	Métodos Cualitativos	34
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>ANTECEDENTES</b>	<b>36</b>
<b>3.1</b>	<b>Cuenca Terciaria de Veracruz.</b>	<b>36</b>
<b>3.2</b>	<b>Campo Vistoso</b>	<b>39</b>
3.2.1	<i>Ubicación</i>	39
3.2.2	<i>Geología del Área</i>	40
3.2.3	<i>Sistema Generador: Sistema Mioceno – Mioceno/Plioceno</i>	40
3.2.4	<i>Secuencias del Mioceno – Plioceno</i>	41
3.2.4.1	Secuencia MS – 6.9	43
<u>3.2.4.1.1</u>	<u>Litología</u>	44
<u>3.2.4.1.2</u>	<u>Ambiente de depósito</u>	45
<u>3.2.4.1.3</u>	<u>Calidad de la roca almacén</u>	46
3.2.5	<i>Descubrimiento</i>	47
3.2.5.1	Estudio Sísmico Camaronero 3D	47

3.2.5.2	Interpretación de la sísmica	48
3.2.5.3	Perforación del Pozo Vistoso – 1	53
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DEL CAMPO</b>	<b>56</b>
<b>4.1</b>	<b>Introducción</b>	<b>56</b>
<b>4.2</b>	<b>Perforación y Terminación</b>	<b>62</b>
4.2.1	<i>Diseño de Pozos y Estados Mecánicos</i>	64
4.2.1.1	Diámetros de Tuberías Utilizadas	67
4.2.2	<i>Construcción de las Curvas</i>	68
4.2.3	<i>Terminación de Pozos</i>	69
4.2.4	<i>Tiempos de Perforación y Terminación</i>	69
4.2.5	<i>Problemática y Recomendaciones en la Perforación.</i>	71
<b>4.3</b>	<b>Reservas</b>	<b>72</b>
<b>4.4</b>	<b>Caracterización Dinámica</b>	<b>75</b>
<b>4.5</b>	<b>Simulación Numérica</b>	<b>79</b>
4.5.1	<i>Primera Simulación</i>	79
4.5.2	<i>Segunda Simulación</i>	83
<b>4.6</b>	<b>Producción</b>	<b>90</b>
<b>4.7</b>	<b>Infraestructura</b>	<b>94</b>
<b>4.8</b>	<b>Situación Actual</b>	<b>97</b>
<b>4.9</b>	<b>Programa de los Pozos para los Próximos Años</b>	<b>99</b>
<b>4.10</b>	<b>Deshidratación del Gas</b>	<b>99</b>
<b>CAPÍTULO 5</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>100</b>
<b>5.1</b>	<b>Introducción</b>	<b>100</b>
<b>5.2</b>	<b>Establecimiento de Metas</b>	<b>100</b>
<b>5.3</b>	<b>Formulación del Plan</b>	<b>103</b>
<b>5.4</b>	<b>Implantación del Plan</b>	<b>110</b>
<b>5.5</b>	<b>Monitoreo</b>	<b>114</b>

<b>5.6</b>	<b>Evaluación y Revisión del Plan</b>	<b>118</b>
<b>CAPÍTULO 6</b>	<b>CONCLUSIONES Y PROPUESTAS</b>	<b>120</b>
	<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>124</b>
	<b>LISTA DE TABLAS</b>	<b>127</b>
	<b>NOMENCLATURA</b>	<b>128</b>
	<b>REFERENCIAS</b>	<b>129</b>

## **RESUMEN**

En este trabajo se presenta el caso práctico del desarrollo y explotación de un campo de gas, dentro del contexto de la Administración de Yacimientos. Se trata del Campo Vistoso, perteneciente a la Cuenca Terciaria de Veracruz, a cargo del Activo Integral de Veracruz.

En el primer capítulo se presentan los objetivos que se quieren alcanzar con esta tesis, así como la justificación de los mismos, presentando una breve introducción de la situación del país en cuanto al gas se refiere.

El segundo capítulo abarca conceptos generales de la Administración de Yacimientos, desde su definición, objetivo, así como las etapas que la conforman (formulación del plan, implantación, monitoreo y evaluación). Asimismo, se presenta de manera general el proceso de desarrollo y explotación de un campo (ya sea de aceite o gas, pues el proceso es similar para ambos), desde la exploración que lleva al descubrimiento, seguido por la delimitación del yacimiento, desarrollo del campo, producción por métodos primarios, secundarios y terciarios.

El tercer capítulo incluye la introducción del Campo Vistoso, su ubicación, tanto geográfica como geológica. Se presentan todos los antecedentes que llevaron al descubrimiento del mismo con la perforación del Pozo Vistoso – 1; las disciplinas involucradas, así como la tecnología usada.

El cuarto capítulo trata propiamente del desarrollo y explotación del Campo Vistoso. Se presenta todo lo que ocurrió posterior al descubrimiento del mismo; es decir, la evolución que se ha tenido hasta el día de hoy.

En el capítulo 5 se realiza el análisis de los resultados del desarrollo y explotación del campo, dentro del marco de la Administración de Yacimientos.

Finalmente, en el capítulo 6 se establecen las conclusiones y se hacen propuestas, derivadas del análisis realizado a los puntos más importantes tratados en este trabajo.

## **CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Planteamiento del Problema**

En 1998, la Secretaría de Energía identificó un grave problema que se avecinaba en el mercado de gas natural. De acuerdo a las estimaciones vigentes de esa época, y como consecuencia de diversos cambios dentro de la actividad industrial en el país, tales como reglamentos ambientales más estrictos y el uso de la tecnología de ciclo combinado en la generación de energía eléctrica, se estimaba un crecimiento acelerado de la demanda de gas natural en el mediano y largo plazos, muy superior al crecimiento de la oferta; lo anterior obligó a replantear la política nacional energética, haciéndose necesario tomar acciones encaminadas a disminuir el déficit previsto.

Ante esta situación, Petróleos Mexicanos propuso a las Secretarías de Energía y de Hacienda y Crédito Público la implantación del Programa Estratégico de Gas (PEG), el cual permitiría incrementar en el mediano y largo plazos la oferta nacional de gas natural.

Para ello, Pemex Exploración y Producción identificó, seleccionó y propuso la exploración, así como la optimización de campos en explotación, en las principales cuencas sedimentarias del país con posibilidades de contribuir a la producción de gas.

Una de las principales oportunidades gasíferas detectadas en la Región Norte fue el Proyecto Integral Cuenca de Veracruz, el cual permitía el incremento inmediato de la producción a través de la optimización de los campos en explotación en ese momento. Por otro lado, la exploración representaba una oportunidad para aumentar las reservas de gas y por tanto la producción en el mediano y largo plazos. Es por eso que este proyecto fue el más importante de la Región Norte, que se incluyó en la propuesta del Programa Estratégico de Gas.

Con estos antecedentes, en el año 1999 se realizaron en el área diversos trabajos exploratorios, que permitieron evaluar las oportunidades con posibilidades de encontrar nuevas reservas de gas dentro de la Cuenca de Veracruz.

En abril del 2000, bajo el nombre de Programa Gas 2000, se tuvieron resultados positivos en la Cuenca, a través de perforaciones exploratorias en el área de Playuela, así como la confirmación de otras arenas productoras en el Campo Cocuite, lo cual sirvió de preámbulo para el inicio del Proyecto Integral PEG Cuenca de Veracruz en el año 2001.<sup>1</sup>

El desarrollo y explotación del Campo Vistoso, que es el tema de esta tesis, perteneciente al Proyecto de Incorporación de Reservas Cosamaloapan, es una de las acciones tomadas por el Activo Integral de Veracruz, para contribuir a la producción de gas y así, contribuir a su vez, a cubrir la demanda interna.

## **1.2 Objetivos**

Uno de los objetivos de esta tesis es describir con más detalle y ahora actualizar el procedimiento seguido en el desarrollo y explotación del Campo Vistoso. Se hizo una presentación<sup>2</sup> en el Congreso de la AIPM del año 2004 en Acapulco, Guerrero; sin embargo, por la naturaleza misma de este tipo de foros, no es posible presentar todo con gran detalle. Entonces, se pretende complementar el trabajo presentado en ese congreso, además de dar a conocer las actualizaciones que se han tenido hasta la fecha.

Un segundo objetivo es proporcionar material didáctico a los alumnos que cursan la asignatura “Ingeniería de Yacimientos de Gas” del Nuevo Plan de Estudios, cuyos penúltimo y último capítulos son, respectivamente: Desarrollo Óptimo de Campos de Gas y Casos de Campo.

---

<sup>1</sup> Referencias al final

Además, como parte medular de la tesis, se realiza un análisis de resultados y se presentan conclusiones y propuestas, con el fin de contribuir a mejorar el desarrollo y explotación del Campo Vistoso.

### **1.3 Justificación**

Debido a que México es un país principalmente exportador de aceite, el tema de los campos de gas se conoce muy poco, no sólo en las noticias a nivel nacional, sino también en la Facultad de Ingeniería; cabe aquí citar que en el Plan de Estudios 2006, de la Carrera de Ingeniero Petrolero, ya se incluye la asignatura “Ingeniería de Yacimientos de Gas”, con el objetivo de que los egresados tengan “las habilidades necesarias para la explotación de yacimientos de gas”. México produce diariamente alrededor de 5.056 MMMPC de gas<sup>3</sup> (dato de diciembre del año pasado); sin embargo tiene que importar aproximadamente **1.4 MMMPC<sup>4</sup>** al día para poder satisfacer la demanda nacional. Por tanto, se justifica plenamente dar a conocer con más amplitud el procedimiento que se realiza en el desarrollo y explotación de un campo de gas, para que se comprenda la importancia y complejidad del mismo.

Este campo fue escogido en particular por su singularidad. En tan solo 17 meses se realizó el proceso desde el recibimiento de los datos sísmicos 3D con proceso preliminar para interpretación, hasta la explotación de este campo; así como la construcción de las instalaciones superficiales de producción.<sup>5</sup> Por lo anterior, este caso ha sido presentado en foros, tales como el de la AIPM<sup>2</sup>.

Además, este desarrollo permite dar a conocer las ventajas que se tienen al trabajar con tecnología de punta, como herramientas de interpretación interactiva, atributos sísmicos, modelos geológicos y simulación de yacimientos. Cabe mencionar que el éxito de este proyecto también se ha logrado gracias a que todas las áreas han estado involucradas en el

proceso: Explotación (geofísicos y geólogos), Perforación, Diseño de Explotación (ingenieros de yacimientos, de producción, petrofísicos, etc.), entre otras.

## **CAPÍTULO 2 REVISIÓN DE LA LITERATURA**

### **2.1 Introducción**

La industria petrolera es una industria integral en la que se ven involucradas diversas actividades, así como también distintas disciplinas. No deben tratarse los procesos de desarrollo y explotación de un campo sin mencionar todas las etapas, a partir del descubrimiento, siempre dentro del contexto de la Administración de Yacimientos, debido a la necesidad de asegurar la recuperación de aceite y gas y a la alta competitividad a nivel mundial.

Las reservas a nivel mundial están disminuyendo; aun un pequeño porcentaje en el incremento de la eficiencia de recuperación significará un aumento de reservas adicional muy importante. Lo anterior obliga a realizar mejores prácticas de Administración de Yacimientos.

No se ha encontrado una definición formal de lo que es un campo de gas; aquí se propone la siguiente: Es el conjunto formado por uno o más yacimientos de gas y todas las instalaciones, subsuperficiales y superficiales, incluyendo los edificios, necesarias para su desarrollo y explotación.

Diversos autores difieren en el número de etapas que se deben de llevar a cabo, a partir del descubrimiento, para el desarrollo y explotación del campo<sup>6,7</sup>. Aquí se manejarán dos grandes etapas, de acuerdo con Hernández Soto<sup>6</sup>: la primera es la parte exploratoria y la segunda, la producción; ambas incluyendo subdivisiones importantes. Sin embargo, hay que recordar que la vida de un yacimiento comienza con la exploración que lleva al descubrimiento, seguido por la delimitación del yacimiento, desarrollo del campo, producción por métodos primarios, secundarios y terciarios<sup>8</sup>; pero sin una Administración de Yacimientos, difícilmente se tendrá éxito en las operaciones realizadas.

En este capítulo se tratará brevemente el proceso integral en la industria petrolera, que es el que incluye la Administración de Yacimientos, la cual puede definirse como “el conjunto de decisiones y operaciones mediante el cual, a un yacimiento se le identifica, cuantifica, desarrolla, explota, monitorea y evalúa en todas sus etapas de producción; esto es, desde su descubrimiento, pasando por su explotación, hasta su abandono”.<sup>9</sup>

El objetivo<sup>9</sup> de la Administración de Yacimientos es **planear y ejecutar las operaciones de campo**, aplicando la tecnología **más** avanzada de diferentes ramas de la ingeniería, **sobre** el sistema roca – fluidos, con el fin de lograr un máximo beneficio económico **sobre el campo con un máximo de recuperación al explotar un yacimiento**, en condiciones de seguridad y preservando el medio ambiente (lo que se encuentra en negritas es la contribución que se hace a la definición que aparece en la tesis de Norma Pérez); este objetivo se puede lograr mediante las siguientes etapas, optimizando la recuperación de gas y aceite<sup>8</sup>:

- Identificar y definir todos los yacimientos en un campo y determinar sus propiedades físicas.
- Con base en la historia, deducir los comportamientos pasados de los yacimientos y predecir su comportamiento.
- Eliminar la perforación de pozos innecesarios.
- Definir y modificar (si es necesario) el diseño de los pozos y los sistemas artificiales de producción.
- Controlar las operaciones desde el inicio del desarrollo del campo.
- Considerar todos los factores involucrados en la explotación de los yacimientos, tanto los técnicos, como los humanos, económicos y legales.

El proceso moderno de la Administración de Yacimientos involucra establecer una meta; planear, monitorear, evaluar y revisar los planes. Establecer una estrategia de Administración de Yacimientos requiere conocimiento del yacimiento, disponibilidad de tecnología y conocimiento del negocio, política y ambiente.

Formular un plan de administración involucra estrategias de desarrollo y explotación, adquisición de datos y análisis, modelos geológicos y numéricos, predicciones de producción y reservas, requerimientos de instalaciones, optimización económica y aceptación gerencial. Implantar el plan requiere apoyo gerencial, compromiso del personal de campo, y un equipo de trabajo multidisciplinario integrado. En el desarrollo y la siguiente operación de un campo, se necesitan incluir consideraciones ecológicas y ambientales; así como también deberán satisfacerse restricciones de agencias reguladoras.

El éxito del proyecto depende de monitoreo cuidadosos y evaluación minuciosa y continua de su comportamiento. Comúnmente, las principales áreas de monitoreo, involucrando adquisición de datos y administración de éstos incluyen: 1) producción de aceite, gas y agua, 2) inyección de gas y/o agua 3) presiones de fondo fluyendo y estáticas, 5) perfiles de producción e inyección, y otras que ayuden a monitorear su comportamiento.

Si el comportamiento real del proyecto no está de acuerdo con el comportamiento esperado, el plan original necesita ser revisado, y el ciclo (implantación, monitoreo y evaluación) reactivado. Equipos multidisciplinarios e integrados, promoverán las mejores prácticas de Administración de Yacimientos, asegurando una mayor recuperación de hidrocarburos y maximizando la rentabilidad.<sup>8</sup>

Ninguno de los componentes de la Administración de Yacimientos es independiente de los otros. La integración de todos éstos es esencial para una Administración de Yacimientos exitosa. A medida que datos adicionales están disponibles, el plan de Administración de Yacimientos es refinado e implantado con cambios apropiados. Se desea un plan muy completo y su implantación desde el primer día.<sup>8</sup>

Para formular un plan de Administración se incluyen las estrategias de desarrollo, explotación y agotamiento, adquisición y análisis de datos, estudios de los modelos geológicos y numéricos, pronósticos de producción y de reservas, requerimientos de

instalaciones, optimización económica considerando la recuperación final y aprobación gerencial.<sup>9</sup>

A lo largo de la vida del yacimiento, desde la exploración hasta el abandono, una enorme cantidad de datos de diversa índole, es recolectada. Un programa eficiente de administración de datos consiste de adquisición, análisis, validación y almacenamiento.<sup>8</sup>

El tiempo ideal para empezar a administrar un yacimiento es a partir de su descubrimiento; una temprana iniciación no sólo provee un mejor monitoreo y herramienta de evaluación, sino un menor costo en el largo plazo.<sup>8</sup>

Para una Administración de Yacimientos exitosa se requiere sinergia y ésta se logra con el esfuerzo de un equipo multidisciplinario, **el cual elige el plan de desarrollo y explotación óptimo**, valiéndose de la tecnología más moderna y analizando todos los escenarios de desarrollo y explotación posibles, tomando en cuenta la administración de datos, el modelo de yacimiento integrado, ritmo de producción y predicciones de recuperación y economía. Se requiere obtener toda la información posible de los pozos perforados hasta el momento (si es que los hay en las cercanías o con los que se pueda correlacionar), determinar el tamaño probable del yacimiento, su forma y características; finalmente, su reserva, con la incertidumbre que la acompaña.<sup>6</sup>

El éxito de la Administración de Yacimientos también depende de la confiabilidad y correcta utilización de las tecnologías que son aplicadas en la exploración, perforación y terminación, procesos de recuperación y producción; donde se han hecho muchos avances tecnológicos en geofísica, geología, petrofísica, ingeniería de producción y de yacimientos. Por otra parte se están desarrollando sistemas de manejo de bases de datos integrados durante el ciclo de vida del yacimiento. Asimismo, el uso de supercomputadoras, computadoras personales y estaciones de trabajo se está incrementando de manera acelerada.<sup>8</sup>

En este capítulo se describe el proceso de desarrollo y explotación de un campo petrolero (los pasos son similares, tanto para campos de gas como de aceite) de manera muy general, partiendo de su descubrimiento. El desarrollo consiste en la perforación de los pozos posteriores al descubridor. Estos pozos se perforan dentro de los límites conocidos del yacimiento o a poca distancia, relativamente, de pozos que han sido terminados y calificados como productores y cuyo propósito es extraer hidrocarburos de las zonas productivas del yacimiento.<sup>7</sup> El campo de gas o aceite recientemente descubierto es valorado durante una fase de evaluación; después se establece un plan para explotarlo completa y eficientemente. Usualmente se perforan pozos adicionales.<sup>10</sup>

Por otro lado, la explotación se refiere a la puesta en producción de los pozos. Ambos términos van ligados estrechamente; sin embargo, tienen sus diferencias. La explotación es la fase que ocurre después de una exploración y desarrollo exitosos y durante la cual los hidrocarburos son drenados de un campo de gas o aceite<sup>10</sup>. Se puede desarrollar un campo sin necesariamente ponerlo a explotación de manera inmediata, por ejemplo, por falta de instalaciones superficiales para el manejo de la producción.

Si se desea profundizar en algún tema en particular, se recomienda consultar las referencias que se encuentran al final de este trabajo, que se señalan donde corresponda.

## **2.2 Exploración**

Para decidir si se lleva a cabo un proyecto de exploración, se realizan trabajos preliminares y se recopila toda la información posible: de la literatura o publicaciones de reportes geológicos que se asemejen a las características de la zona a explorar; análisis de fotografías aéreas para ver si revelan estructuras geológicas de interés petrolero; de información de pozos perforados en la provincia petrolera (si es que existen), etc.<sup>7</sup>

Durante la etapa de exploración, en la que se inicia la Administración de Yacimientos, se efectúa un conjunto de actividades para localizar estructuras con posibilidades petroleras comercialmente explotables para, posteriormente, desarrollarlas como campos petroleros. En esta, etapa ingenieros geólogos y geofísicos, auxiliados con equipo y tecnología, buscan localizaciones que cumplan con ciertas características geológicas, que permitan la existencia de hidrocarburos o que presenten manifestaciones de éstos, para que puedan dar paso a estudios más profundos. Trabajos y datos de exploración iniciales definen localizaciones con una gran probabilidad de contenido de hidrocarburos, en las áreas estudiadas.<sup>7</sup>

La localización de nuevos yacimientos que **constituyan** un campo petrolero requiere, en primer lugar, delimitar áreas donde existan rocas con posibilidades de generar hidrocarburos y, en segundo término, localizar estructuras que tienen condiciones geológicas favorables para el almacenamiento de dichos hidrocarburos.<sup>7</sup>

Los métodos que se siguen para desarrollar las actividades de exploración, son estudios tendientes a determinar las condiciones geológicas existentes en el subsuelo de una determinada región. Esto puede hacerse por medio del estudio geológico directo o bien por métodos geofísicos, los cuales aportan información geológica en forma indirecta, que puede ser interpretada y a partir de la cual se deducen los espesores de las capas de la roca, los tipos de formaciones y sus características, la existencia de estructuras geológicas y otras condiciones de interés en la búsqueda de hidrocarburos.<sup>7</sup>

### *2.2.1 Métodos Geológicos*

Cuando se quiere encontrar una localización de petróleo, generalmente se procede de lo conocido a lo menos conocido; esto es, de un estudio de las características geológicas expuestas en la superficie, a las características que se encuentran en el subsuelo. La geología del subsuelo comprende técnicas que permiten extender al subsuelo las

observaciones e interpretaciones realizadas en la superficie. La geología del subsuelo incluye la interpretación e integración de datos obtenidos de diversos estudios geológicos, geofísicos y por investigaciones de diferentes parámetros químicos y, si es el caso, de información proveniente de pozos previamente perforados.<sup>7</sup>

Una vez que se hayan realizado los estudios a los afloramientos de rocas sedimentarias con características específicas y se disponga de una cantidad considerable de información, teniendo un panorama más amplio de la zona en estudio, se procede a una segunda fase. Mediante el control y la utilización de la información proveniente de pozos perforados y de levantamientos geofísicos, se puede llevar a cabo el análisis estructural – estratigráfico del área de interés, la construcción de secciones y planos estructurales, de isopacas, de facies, paleogeológicos y paleogeográficos, en escalas tanto regional como local. Se seleccionan los datos confiables, se interpretan e integran, se llega a conclusiones sobre las posibilidades que tiene una región de desarrollarse en el ámbito petrolero y se programa la perforación para la evaluación de nuevos prospectos favorables dentro de la provincia petrolera.<sup>7</sup>

### *2.2.2 Métodos Geofísicos*

El papel de la Geofísica en la exploración petrolera ha sido más relevante a medida que la tecnología ha ido avanzando.<sup>7</sup>

El planteamiento y la interpretación final de un problema de exploración suelen aplicar métodos geológicos, mientras que el desarrollo del mismo se lleva a cabo por uno o varios métodos geofísicos.<sup>7</sup>

Los levantamientos geofísicos son una forma de mapeo sistemático del subsuelo, realizado desde la superficie. Estos trabajos se efectúan a partir de la medición de parámetros relacionados con diversas propiedades físicas de la roca, que pueden ser transformados a

datos geológicos, proporcionando información relativa a: estructura, estratigrafía, profundidad y posición de las rocas del subsuelo.<sup>7</sup>

Todos los métodos geofísicos de exploración petrolera están encaminados a localizar estructuras geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos con valor comercial; estos métodos no son capaces de encontrar directamente los depósitos. Cuando los hidrocarburos se encuentran en trampas estratigráficas, su localización por geofísica resulta difícil y con frecuencia sin éxito.<sup>7</sup>

### Sísmica

Los métodos sísmicos generalmente se utilizan en zonas donde se quiere afinar la información; es decir, donde se quiere conocer con mayor detalle las condiciones.<sup>7</sup>

Se pueden determinar discontinuidades sísmicas produciendo un movimiento sísmico y detectando los tiempos en los que viajan las ondas producidas en las formaciones geológicas.<sup>7</sup>

El método sísmico de reflexión es el más empleado en la exploración petrolera. Con esta técnica se levanta el mapa de la estructura del subsuelo, haciendo uso de los tiempos que requiere una onda sísmica generada por una explosión o por vibraciones en el suelo, para atravesar las capas de roca y que después es reflejada por las formaciones a la superficie. Las reflexiones son registradas por instrumentos colocados en la superficie del terreno, cercanos al punto de explosión y distribuidos de acuerdo a un plan previamente seleccionado. Las variaciones en los tiempos de reflexión de un lugar a otro de la superficie, representan características estructurales de las formaciones del subsuelo. Las profundidades de las formaciones reflejantes se pueden determinar basándose en los tiempos que tarda en ser reflejada una onda por cierto tipo de formación.<sup>7</sup>

Los registros sísmicos sólo pueden ser leídos en términos de los tiempos requeridos por las ondas sísmicas para propagarse, desde el punto de explosión hasta la formación reflectora y volver hasta un detector en superficie. La estructura deducida de estos tiempos tiene un significado geológico, sólo cuando son convertidos en distancias o profundidades.<sup>7</sup>

La información obtenida a partir de la aplicación de métodos geofísicos es recopilada y corregida por los ingenieros en geofísica para trazar los mapas y perfiles correspondientes, que dependerán del método geofísico aplicado; los mapas y perfiles serán representaciones de mediciones físicas. Una vez preparados los mapas anteriores, el ingeniero geólogo debe realizar su interpretación.<sup>7</sup>

Estudios sísmicos 3D ayudan a identificar reservas. El análisis puede ahorrar costos al minimizar agujeros secos y productores pobres. Con el desarrollo y explotación, los datos son constantemente evaluados para formar la base para localizar pozos de inyección y producción, manejar mantenimiento de presión, realizar mantenimientos, etc. Estas actividades generan nueva información (registros, núcleos, etc.) que cambian mapas, revisan estructura, alteran el modelo estratigráfico del yacimiento, etc.<sup>8</sup>

Datos sísmicos pueden ser usados para apoyar en (1) definir el marco geológico, (2) definición cualitativa y cuantitativa de propiedades de roca y fluido, y (3) vigilancia de flujo. Un estudio sísmico 3D durante la fase de evaluación es usado para ayudar en el diseño del plan de desarrollo.<sup>8</sup>

Robertson de Arco<sup>11</sup> señala que el detalle geológico necesario para desarrollar correctamente la mayoría de los yacimientos, excede con mucho el detalle requerido para encontrarlos. Esta percepción ha acelerado la aplicación del análisis 3D a la Administración de Yacimientos. Un análisis sísmico 3D puede llevar a la identificación de reservas que pueden no producir óptimamente, o tal vez no producidas, con el plan de Administración de Yacimientos existente.<sup>8</sup>

La interpretación inicial de un estudio sísmico 3D afecta el desarrollo original del plan. Con el desarrollo del campo, información adicional es recolectada y es usada para revisar y refinar la interpretación original. La utilidad de un estudio sísmico dura toda la vida del yacimiento.<sup>8</sup>

La interpretación de los geofísicos de los datos sísmicos 3D puede ser combinada con otra información relevante al yacimiento; por ejemplo, trampas, fallas, patrón de fracturas y formas de los depósitos. Los datos sísmicos 3D guían las interpolaciones entre pozos de las propiedades de los yacimientos. El ingeniero de yacimientos puede usar el volumen sísmico para entender los cambios laterales.<sup>8</sup>

### **2.3 Perforación del Pozo Descubridor**

Ninguno de los métodos exploratorios existentes puede mostrar en forma directa la presencia de yacimientos petroleros en el subsuelo; solamente pueden señalar si ocurren o no las condiciones geológicas favorables para la acumulación de los hidrocarburos, siendo la perforación de pozos, el único medio para comprobar la existencia de tales yacimientos.<sup>7</sup>

La perforación de un pozo es el último paso de la interpretación e integración de los datos geológicos y geofísicos de la etapa exploratoria, y **el primero del desarrollo de un campo**. Para llevar a cabo la perforación se requiere de ingenieros petroleros, que se encarguen del diseño y perforación del pozo, así como de la colaboración de especialistas en otras disciplinas, para realizar las operaciones que permitan obtener la información que lleve al descubrimiento de nuevos yacimientos y campos petroleros, **correspondiendo las actividades subsecuentes a la explotación de los mismos**, para lo cual se requiere de la perforación de pozos de desarrollo.<sup>7</sup>

Aunque el objetivo primordial de los pozos exploratorios es encontrar hidrocarburos, siempre es importante recabar toda la información posible para realizar interpretaciones

geológicas del subsuelo y así lograr correlaciones confiables que ayuden en la toma de decisiones.<sup>7</sup>

La exploración petrolera, con todos sus estudios geológicos y geofísicos, debe continuarse en íntimo contacto con las actividades de desarrollo del campo, determinándose por medio de los datos aportados por las perforaciones mismas, las extensiones y características físicas, así como geológicas de las zonas productoras.<sup>7</sup>

## **2.4 Desarrollo y Explotación de Yacimientos**

### *2.4.1 Introducción*

Los procesos de desarrollo y explotación consisten principalmente en la perforación y operación de pozos, los cuales están condicionados por las características de la formación, el tipo de fluidos y su comportamiento en el yacimiento; determinarán cuántos pozos y dónde se deberá perforar, y cómo deberán producir para aumentar las ganancias y maximizar las reservas existentes. Un campo no puede ni debe ser desarrollado a menos que se asegure la rentabilidad dentro de un tiempo razonable.<sup>6</sup>

El desarrollo de campos petroleros se lleva a cabo en buena parte, con los conocimientos de ingeniería de yacimientos y de las técnicas de explotación empleadas en los mismos. Con el estudio de la información recabada durante la exploración y perforación de pozos, se realizan las interpretaciones necesarias y los resultados obtenidos se aprovechan en la elaboración de programas para el desarrollo de los campos que se descubren.<sup>7</sup>

Para el desarrollo de los campos se deben tomar en cuenta los siguientes factores<sup>7</sup>:

- Las dimensiones de la estructura que contiene hidrocarburos.
- Espesor de los estratos productores.
- Características de la formación a explotar.

- Posibilidades de producción, de acuerdo con los resultados obtenidos en los pozos exploratorios.
- El tipo de fluido a producir.
- La estimación del volumen a producir.
- Número de pozos que pueden perforarse y sus localizaciones.
- Construcción de caminos de acceso.
- Condiciones de operación. El nuevo campo puede depender de otro ya existente.
- Suministrar el equipo y material necesarios para la perforación de cada pozo.
- Perforación de los pozos de desarrollo. La técnica de perforación en la que se basan los pozos de desarrollo es la seguida por el pozo exploratorio, pero ahora se tiene bien definido el objetivo de cada pozo, que es producir los hidrocarburos de un yacimiento descubierto.

El desarrollo de campos petroleros incluye los siguientes pasos, necesarios para explotar los yacimientos<sup>7</sup>:

- Perforar en el campo tomando en cuenta el tipo de estructura, las características petrofísicas de la formación productora, así como las propiedades de los fluidos contenidos en ella.
- Controlar el movimiento del aceite y gas a los pozos, mediante un adecuado arreglo y espaciamiento entre éstos.
- Controlar y tratar de mantener la energía del yacimiento, para extraer la máxima cantidad de hidrocarburos.

Se recomienda monitorear la producción de los pozos, especialmente los localizados a las orillas del yacimiento y los que se encuentran produciendo en profundidades cercanas a los contactos gas – aceite, agua – aceite y gas – agua, con el fin de evitar producciones considerables de agua o gas, que en un futuro propicien la disminución de la energía del yacimiento y por consiguiente la baja de producción de los demás pozos localizados en el mismo yacimiento<sup>7</sup>.

Se deben aprovechar bien las condiciones naturales de energía presentes en el yacimiento, para obtener la máxima recuperación de hidrocarburos antes de llegar a las condiciones en las que se debe aplicar un método secundario de recuperación, debido a la declinación de la presión del yacimiento. En estas circunstancias, se debe considerar la aplicación de algunos métodos de mantenimiento de presión, mejor conocidos como métodos de recuperación secundaria, tales como inyección de agua o gas a la formación, para mantener la presión en el yacimiento y así extraer parte de los fluidos que no fueron recuperados en la etapa primaria<sup>7</sup>.

#### *2.4.2 Perforación de Pozos*

En la perforación de pozos se presentan problemas relacionados con las formaciones y con las condiciones de almacenamiento de los hidrocarburos. Por lo que el primer paso en la perforación de un pozo es el diseño del mismo, con base en la información recopilada por la exploración y la de otros pozos perforados en áreas cercanas o en el mismo campo o yacimiento. Para lo cual se deben considerar los siguientes aspectos<sup>7</sup>:

- Predicción de geopresiones.
- Profundidad del pozo.
- Geometría del pozo (tipo de revestimiento y diámetro en el que se terminará).
- Trayectoria del pozo.
- Planeación de la terminación.
- Lodos de perforación.
- Selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Diseño de las tuberías de revestimiento.
- Diseño de las sartas de perforación.
- Cementación de tuberías de revestimiento (selección, tipo y cantidad de material).
- Barrenas.
- Corte de muestras.
- Registros geofísicos.

- Pruebas de pozos.
- Selección del equipo de perforación.
- Preparación del lugar en donde se instalará el equipo de perforación.
- Estimación de costos.

#### 2.4.2.1 Fases de la Perforación de Pozos de Desarrollo

Una vez que se ha aprobado la localización en la que se perforará un pozo de desarrollo, se construye el camino de acceso, se transportan los materiales, el equipo y comienza la perforación del mismo. Estas actividades se desarrollan en forma continua y, por lo tanto, se debe trabajar en el pozo desde la iniciación hasta su terminación, siguiendo un programa de perforación previamente aprobado<sup>7</sup>.

En este programa de perforación se toman en cuenta los siguientes puntos principales<sup>7</sup>:

- Información de la etapa exploratoria, del pozo descubridor o de otros pozos ya perforados en el campo.
- Profundidad programada del pozo.
- Profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Programa de lodos de perforación.
- Programa de barrenas.
- Toma de núcleos, en caso de que se requiera.
- Toma de registros geofísicos dentro de los pozos, que proporcionen información sobre el espesor de formaciones productoras y las posibilidades de producción de las mismas, así como datos para seleccionar las profundidades convenientes para cementar las tuberías.

Una vez cementada y probada la última tubería de revestimiento, se procede a poner el pozo en producción, para la cual se realiza la terminación. Una vez que el pozo inicia su producción, se conecta la tubería de descarga con el fin de que conduzca a los

hidrocarburos hacia los equipos correspondientes para su manejo, tratamiento y distribución<sup>7</sup>.

#### 2.4.2.2 Espaciamiento entre Pozos y Número Óptimo de Pozos.

El desarrollo de cada yacimiento incluye un arreglo en la distribución de pozos que serán perforados para explotarlo. El arreglo de la distribución de los pozos es determinado, principalmente por: el tipo de energía del yacimiento, las características geológico – petrofísicas de la formación y las propiedades de los fluidos a producir.<sup>7</sup>

La selección del número de pozos a perforar en un campo petrolero para su desarrollo, dependerá, de la política de explotación, de las propiedades de flujo presentes en los medios porosos, de los fluidos, de la formación, de la geometría de los yacimientos que conforman al campo, etc., tratando de aprovechar al máximo la energía propia del yacimiento y posteriormente de los métodos de recuperación secundaria, en caso de ser necesario.<sup>7</sup>

Uno de los puntos básicos para determinar el espaciamiento entre los pozos es el estudio del comportamiento de las presiones registradas durante las pruebas de interferencia de presión y la aplicación de los datos obtenidos, con el fin de reducir la influencia entre ellos y proporcionar un igual depresionamiento en el fondo del pozo para cada uno, logrando así los mejores resultados en cuanto a la recuperación de los hidrocarburos.<sup>7</sup>

Los campos que tienen varios yacimientos en diferentes capas, requieren de un mayor número de pozos para obtener un mayor volumen de drene, que los yacimientos sencillos (en una sola capa) o los que se encuentran en capas delgadas.<sup>7</sup>

Por otra parte, un yacimiento con porosidad y permeabilidad altas produce un volumen mayor de aceite que un yacimiento con porosidad y permeabilidad bajas, para una cierta caída de presión. También, los espesores y las saturaciones de hidrocarburos en las zonas

productoras son aspectos muy importantes que deben tomarse en cuenta en el estudio económico de recuperaciones. Obviamente, el número de pozos que se debe perforar en el yacimiento puede basarse en el volumen de aceite y/o gas que se obtendrá mediante la producción.<sup>7</sup>

Los aspectos propios del yacimiento que se deben tomar en cuenta para el espaciamiento entre pozos son los siguientes<sup>7</sup>:

- a) Geológicos. Posición, distribución y espesores de las formaciones que contienen a los hidrocarburos.
- b) Propiedades petrofísicas del yacimiento.
- c) Profundidad de las zonas productoras.
- d) Viscosidad del aceite.
- e) Densidad del aceite.
- f) Presión del yacimiento.

Otros aspectos, no propiamente del yacimiento, pero que también influyen en el espaciamiento entre pozos son:

- a) Modelos de espaciamiento hechos en campos vecinos.
- b) Ritmo de producción deseado, demanda del mercado, precio en el mercado, tiempo suficiente en el contrato, etc.
- c) Tiempo de explotación. Se debe definir si se desea explotar al yacimiento a corto o largo plazo.

A partir de estos aspectos, se puede realizar un modelo para establecer el espaciamiento entre los pozos que desarrollarán el campo.<sup>7</sup>

El espaciamiento de pozos en yacimientos de gas es más amplio que el espaciamiento en yacimientos de aceite. Esto se debe a que los hidrocarburos gaseosos poseen mayor movilidad que los hidrocarburos líquidos, por lo que se puede drenar de manera efectiva un mayor volumen por pozo.<sup>7</sup>

El número de pozos por yacimiento dependerá, además, de la ubicación en la estructura y del análisis económico, entre otros factores. En muchos yacimientos se aplica la simulación de los mismos y de los pozos, para determinar el número óptimo y la terminación adecuada que permita obtener los máximos beneficios en la recuperación de hidrocarburos.<sup>7</sup>

### *2.4.3 Caracterización de Yacimientos*

Las características de un yacimiento deben ser definidas: permeabilidad, porosidad, espesor, variaciones areal y vertical, distribuciones areal y vertical de saturaciones de los fluidos y contactos, anisotropía, esfuerzos in –situ, continuidad del yacimiento, conductividad del flujo vertical, y porción del espesor que contiene el volumen de hidrocarburos recuperable.<sup>8</sup>

#### *2.4.3.1 Recopilación y Validación de la Información*

Cuando se perfora el primer pozo exploratorio y resulta productor, se procede a recabar, ordenar y revisar información de registros geofísicos, de análisis de núcleos, de estudios petrofísicos, de aspectos geológicos (estructurales, estratigráficos y sedimentológicos), de geoquímica, de pruebas en pozos, y, en general, de todas las fuentes de información que se requieren para realizar la caracterización del yacimiento.<sup>7</sup>

Los núcleos proporcionan información detallada de litología a niveles macro y microscópico, de las heterogeneidades de las rocas del yacimiento y de las propiedades de flujo de fluidos en las rocas. Los datos de presión capilar permiten definir la distribución de los fluidos en el yacimiento.<sup>7</sup>

Debido a que la información recabada de los núcleos y muestras se obtiene durante la perforación del pozo, el programa de evaluación de la formación, así como la coordinación de la toma de muestras de roca y registros, deben ser planeados inmediatamente después del primer pozo descubridor, con la finalidad de obtener los datos necesarios requeridos para la evaluación del yacimiento.<sup>7</sup>

Las operaciones de recuperación de núcleos tienen un costo elevado, por lo que se ha buscado una manera más económica, pero eficiente, de obtener las características geológico – petrofísicas de una formación o de un yacimiento. La forma más utilizada en la industria petrolera de analizar la formación es por medio de registros geofísicos, de los cuales el registro eléctrico es el más común. La información obtenida de los análisis realizados a los núcleos y muestras, se utiliza además para calibrar la respuesta de los registros geofísicos, con el fin de realizar la correcta caracterización del yacimiento.<sup>7</sup>

El propósito de las diferentes herramientas de registros de pozos es proporcionar mediciones de las que sea posible obtener o inferir las características petrofísicas del yacimiento.<sup>7</sup>

Normalmente, todos los pozos tienen registros geofísicos; sin embargo, un número adecuado de pozos deben ser nucleados para validar los datos de los registros. Mediciones iniciales de presión de fondo deben de hacerse preferentemente en cada pozo y en pozos clave periódicamente. Especialistas encuentran benéfico medir la presión en todos los pozos por lo menos cada dos o tres años para apoyar en la calibración de los modelos de yacimiento.<sup>8</sup>

#### 2.4.3.2 Aplicación de los Modelos Estratigráfico – Sedimentológico y Estructural en el Desarrollo de los Campos

Para construir estos modelos se toma como base el modelo geológico preliminar, definido a partir de la descripción de núcleos y análisis de láminas delgadas en el microscopio petrográfico, lo cual ayuda a definir el marco estratigráfico – sedimentológico, en donde se describen las diferentes litologías que conforman al yacimiento; se interpretan los ambientes de depósito y los procesos diagenéticos más importantes, que establecieron la calidad de las rocas.<sup>7</sup>

Aplicando los resultados de este modelo se definen las unidades de flujo y las capas sello en cada pozo, con la finalidad de correlacionarlas a través del campo y verificar los intervalos con potencial productor.<sup>7</sup>

#### 2.4.3.3 Características Petrofísicas y su Aplicación en el Desarrollo de Campos

Se llevan a cabo análisis de laboratorio a núcleos recuperados de los pozos perforados, para determinar las propiedades petrofísicas de las formaciones; esta determinación es necesaria para el desarrollo de campos, la simulación numérica y para el mejoramiento del diseño de las recuperaciones de los pozos. Adicionalmente, se utiliza la información obtenida de los registros geofísicos de pozos, para confirmar o corregir la información obtenida en otras etapas o con otra fuente de información.<sup>7</sup>

Los modelos petrofísicos se conforman, principalmente, a partir de la interpretación combinada de los datos de los registros geofísicos de pozos y los resultados de análisis especializados de núcleos, con el fin de obtener<sup>7</sup>:

- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Mineralogía.

- Tamaño de grano.
- Tipo y volumen de arcilla.
- Geometría del poro.
- Tamaño de la garganta del poro.
- Propiedades eléctricas de la roca.
- Características de presión capilar.
- Saturaciones de hidrocarburos.

Esto permite definir condiciones apropiadas para extraer hidrocarburos a nivel de pozo, como: porosidad efectiva, permeabilidad, saturación de fluidos y espesor neto impregnado, para posteriormente, correlacionarlas a través del campo y poder predecir zonas porosas y permeables, en las que pudieran ser perforados los pozos.<sup>7</sup>

#### 2.4.3.4 Modelo Geológico – Petrofísico

El modelo geológico – petrofísico se define por la integración de datos sísmicos, geológicos, petrofísicos, de los fluidos y de ingeniería de yacimientos (pruebas de variación de presión en pozos y simulaciones del yacimiento).<sup>7</sup>

El modelo geológico se obtiene al extender las propiedades de los núcleos y mediciones de registros a todo el yacimiento usando muchas tecnologías, tanto de geofísica, mineralogía, ambiente depositacional y diagénesis. El modelo geológico, particularmente la definición de unidades geológicas y su continuidad y compartimentalización, es una parte integral de geoestadística y modelos de simulación de yacimientos.<sup>8</sup>

De sísmica y de geología se obtienen características del yacimiento, tales como su forma y dimensiones, secuencias litológicas, petrográficas y mineralógicas. De datos petrofísicos, de fluidos y de ingeniería de yacimientos se obtienen características, como: porosidad, permeabilidad, saturaciones, radios de drene, etc. Al combinar toda esta información, se

puede obtener el modelo geológico – petrofísico que permite establecer los objetivos y localizaciones de los pozos a perforar para desarrollar el campo, así como los límites y contactos que serán confirmados con la perforación de pozos delimitadores de los yacimientos del campo. El modelo permite crear planos de espesores que contienen hidrocarburos, dando una mejor perspectiva de los yacimientos que **conforman** a un mismo campo.<sup>7</sup>

#### 2.4.3.5 Estudios de Caracterización de Yacimientos

Con el propósito de lograr la explotación eficiente u óptima de los yacimientos, se realizan estudios de caracterización, que se pueden clasificar en dos tipos principalmente<sup>7</sup>:

- (a) Estudios de caracterización inicial. Son aquellos que proporcionan información de los yacimientos que permite emprender, ya sea su desarrollo y/o la toma de información para poder mejorar las perspectivas de producción. Se tiene como objetivo la evaluación del potencial y la detección de áreas de oportunidad.
  
- (b) Estudios de caracterización integral. Son los que permiten conocer y entender a los yacimientos para mejorar la explotación de los mismos, actualizando los planes de desarrollo del campo y lograr las metas de producción comprometidas en el tiempo en el que están programadas. Se tiene como objetivo la optimización de la explotación del sistema yacimiento – pozo – instalaciones superficiales.

La complejidad de los yacimientos de un campo requiere del uso de tecnología que proporcione las características de cada tipo de yacimiento; tal es el caso de sismica 3D. El análisis especializado de núcleos contribuye al conocimiento de la calidad de los yacimientos. El modelo geológico – petrofísico se torna importante para efectuar el cálculo y la validación de los volúmenes del yacimiento, además de ser indispensable para efectuar la simulación del yacimiento, el diseño de pozos, los programas para la intervención de pozos y las técnicas de terminación.<sup>7</sup>

Para determinar el volumen a recuperar por los pozos perforados, se deben determinar los radios de drene efectivos para cada pozo, en cada yacimiento. Los resultados obtenidos deben proporcionar la capacidad de flujo (kh) de cada yacimiento. Esto ayudará a determinar el tiempo requerido para extraer los volúmenes recuperables del yacimiento, con el espaciamiento entre pozos seleccionado.<sup>7</sup>

La presión interna del poro o presión de yacimiento, depende de las diferentes características de la roca y de los fluidos y es de importancia su conocimiento, principalmente en aquellos yacimientos en los que el desplazamiento de los fluidos es por expansión del sistema roca – fluidos.<sup>7</sup>

La aplicación de pruebas de incremento o decremento de presión, así como la diferencia existente entre la presión de fondo cerrado y la de fondo fluyendo, permiten determinar la permeabilidad de la roca y, a partir de ella, planear la intervención del pozo o probar un nuevo intervalo, con el fin de encontrar las condiciones adecuadas que permitan la eficiente recuperación de los hidrocarburos contenidos en las formaciones probadas.<sup>7</sup>

#### 2.4.3.6 Muestreo y Análisis de los Fluidos Recuperados

El comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos depende, en gran medida, del grado y la naturaleza de la energía disponible para el movimiento de los fluidos y de las propiedades de flujo de los sistemas formados por el medio poroso y por los fluidos que contiene (aceite, agua o gas). La explotación racional de hidrocarburos requiere, entre otras cosas, de un entendimiento claro del comportamiento de los fluidos, tanto en el yacimiento, como en el pozo y en las instalaciones superficiales de separación, almacenamiento y transporte<sup>7</sup>. Se llevan a cabo análisis de los fluidos en pruebas de laboratorio, las cuales son diseñadas para obtener propiedades físicas requeridas para la caracterización de los yacimientos.<sup>9</sup>

#### 2.4.3.7 Pruebas de Presión

Con el propósito de conocer con mayor aproximación las características de las formaciones productoras de un campo y disponer de mayores elementos de apoyo para los diversos trabajos, estudios y proyectos que se llevan a cabo en el tiempo de explotación de los yacimientos petroleros, se debe diseñar y planear la realización de pruebas de presión en los pozos perforados.<sup>7</sup>

Algunos ejemplos de aplicación de los datos que se obtienen de las pruebas de variación de presión son los siguientes<sup>7</sup>:

- Conocer la presión inicial del yacimiento
- Conocer el grado de comunicación entre pozos perforados en un mismo yacimiento, a través de las formaciones productoras.
- Identificar las direcciones preferentes de flujo existentes en la formación productora del yacimiento.
- Confirmar la naturaleza de los límites de los yacimientos, así como la comunicación entre las distintas formaciones o estructuras productoras.
- Determinar los distintos patrones de flujo presentes en el yacimiento.
- Determinar la existencia de fracturas y confirmar la presencia de cambios de facie (características generales de una unidad de roca que reflejan su origen y la diferencian de otras que se encuentren alrededor<sup>10</sup>).
- Obtener información de la productividad del pozo.
- Entender los comportamientos estático y dinámico del yacimiento,
- Obtener información sobre los fluidos presentes en el yacimiento.
- Complementar la caracterización de los yacimientos del campo.

Durante las pruebas de presión que se realizan en los pozos, se monitorea el comportamiento del yacimiento mediante los cambios en las condiciones de producción o inyección. Las respuestas de la prueba permiten la interpretación de propiedades del yacimiento. La interpretación de pruebas de pozos se considera un problema inverso, ya

que los parámetros del yacimiento se pueden determinar a partir del análisis de resultados del modelo; es decir, del análisis del comportamiento de la presión.<sup>7</sup>

En la interpretación de pruebas de presión, se aplican modelos matemáticos para relacionar la respuesta de presión con la historia de la velocidad de flujo. Los objetivos principales para los cuales se realizan estas pruebas se pueden dividir en tres grandes categorías<sup>7</sup>:

1. Descripción del yacimiento.
2. Evaluación del yacimiento.
3. Manejo del yacimiento.

#### *2.4.4 Comportamiento de Yacimientos*

La principal actividad de la Administración de Yacimientos involucra<sup>8</sup>:

- Estimación del volumen original de los hidrocarburos en el yacimiento (in – situ).
- Análisis de los comportamientos pasado y presente del yacimiento.
- Predicción del comportamiento bajo las condiciones prevalecientes del yacimiento (reservas y ritmo de producción).
- Estimación de las reservas y ritmos de recuperación, bajo diferentes métodos de producción que son disponibles o que pueden llegar a ser practicados y económicos para el futuro.
- Actualizaciones periódicas de lo realizado previamente, así como la calidad y cantidad de datos para mejorar el modelo durante la vida del yacimiento.

La evaluación de los comportamientos pasado y presente del yacimiento y la predicción de su comportamiento son esenciales en el proceso de la Administración de Yacimientos. Los métodos volumétricos, de balance de materia, análisis de curvas de declinación y simuladores numéricos de alta tecnología (por ejemplo, de aceite negro, composicionales y recuperación mejorada), son usados para analizar el comportamiento del yacimiento y estimar reservas.<sup>8</sup>

El comportamiento del yacimiento debería ser monitoreado cuidadosamente mientras se recolectan datos rutinarios de presión e inyección, incluyendo presiones de yacimiento. Si datos pasados de producción y presión están disponibles, técnicas clásicas de balance de materia y modelado de yacimiento pueden ser muy útiles para validar el volumen original de hidrocarburos, y tamaño del acuífero y empuje.<sup>8</sup>

La Administración de Yacimientos requiere de un monitoreo constante del comportamiento del yacimiento como un todo, para determinar si este comportamiento está de acuerdo al plan.<sup>8</sup>

Aunque los ingenieros de yacimientos son los profesionistas principales involucrados en esta actividad, los geólogos, petrofísicos e ingenieros de producción, son también responsables de participar, proporcionando datos, revisando y verificando resultados del análisis del comportamiento del yacimiento.<sup>9</sup>

#### 2.4.4.1 Mecanismos Naturales de Producción

El comportamiento primario de yacimientos de aceite y gas está regido por<sup>9</sup>:

- (a) La viscosidad de los fluidos.
- (b) La gravedad.
- (c) Fuerzas capilares.

El yacimiento es caracterizado por la variación en la presión, ritmo de producción, relación gas/aceite y agua/aceite, entrada de agua del acuífero y expansión del casquete gaseoso.<sup>9</sup>

Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son<sup>9</sup>:

- Características geológicas.
- Propiedades de los fluidos y de la roca.
- Los mecanismos del flujo de fluidos.

- Instalaciones de producción.

La calidad de la administración del yacimiento es también muy importante, ya que el mismo yacimiento, explotado por diferentes equipos y prácticas de producción, podrá diferir en su comportamiento.<sup>9</sup>

Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del yacimiento son<sup>9</sup>:

Yacimientos de aceite

- Expansión del líquido y de la roca.
- Empuje de gas en solución.
- Empuje por casquete gaseoso.
- Entrada de agua del acuífero.
- Segregación gravitacional.
- Combinación de empujes.

Yacimientos de gas

- Agotamiento o expansión del gas
- Entrada de agua del acuífero.
- Combinación de empujes.

#### 2.4.4.2 Simulación

Los simuladores de yacimientos juegan un papel importante en la formulación de los planes de desarrollo iniciales, ajuste de la historia y optimización de la producción futura, y en planear y diseñar proyectos de recuperación mejorada.<sup>8</sup>

El propósito del desarrollo de sistemas de simulación/modelos de yacimientos es entender el comportamiento presente y predecir el comportamiento de un yacimiento bajo varias

alternativas de explotación, para que se puedan tomar mejores decisiones de Administración de Yacimientos. Es muy importante preparar un modelo de simulación tomando en consideración la geología y otras características del sistema roca – fluidos. Con un modelo de simulación realista se puede hacer lo siguiente<sup>8</sup>:

- Determinar el comportamiento de un yacimiento bajo inyección de agua o gas, o bajo explotación primaria.
- Determinar los efectos de localización de pozos y espaciamiento.
- Estimar el efecto del ritmo de producción en la recuperación.
- Calcular la producción total del gas para un número dado de pozos en localizaciones específicas.

Los modelos geológicos son directamente relacionados con los simuladores de yacimientos, y así el ingeniero de esta especialidad utiliza la descripción compleja del yacimiento dada por el geólogo, para la planeación del desarrollo del campo. El ingeniero de yacimientos rutinariamente actualiza su modelo con nuevos datos o interpretaciones y da mapas consistentes y secciones transversales.<sup>8</sup>

#### *2.4.5 Reservas*

Las reservas de hidrocarburos son definidas como los volúmenes de hidrocarburos económicamente recuperables de un yacimiento a condiciones estándar, considerando la máxima recuperación final y condiciones de seguridad y protección al medio ambiente.<sup>9</sup>

Las reservas se clasifican como probadas, probables y posibles, dependiendo de la certidumbre tecnológica y económica con la cual su recuperación puede llevarse a cabo.<sup>9</sup>

Las técnicas de análisis de comportamiento y estimación de reservas, comúnmente son<sup>9</sup>:

- Volumétricas.
- Curvas de declinación.

- Balance de materia.
- Simulación matemática.

#### *2.4.6 Instalaciones Superficiales y Subsuperficiales*

Estas instalaciones son el enlace físico con el yacimiento; todo lo que se le hace es a través de estas instalaciones, que incluye perforación, terminación, bombeo, inyección, procesado y almacenado. El correcto diseño y mantenimiento de las instalaciones tienen un efecto profundo en la rentabilidad.<sup>8</sup>

#### *2.4.7 Evaluación Económica de Proyectos*

La finalidad de la evaluación económica es informar las decisiones acerca del mejor uso de los recursos limitados. La mayoría de los tipos de evaluación se centran principalmente en los beneficios, pero la evaluación económica, tiene en cuenta tanto los costos como los beneficios de las políticas, con miras a identificar la manera más eficaz en función de los costos, de lograr objetivos de política. La evaluación económica constituye, por otra parte, el punto culminante del estudio de factibilidad, pues mide en qué magnitud los beneficios que se obtienen con la ejecución del proyecto, superan los costos y los gastos para su materialización. El resultado de estas evaluaciones constituye un índice importante para la jerarquización y ordenamiento de los proyectos en correspondencia con su rentabilidad y aporte en divisas a la economía de México.

Existen una serie de indicadores que se utilizan para la evaluación económica de las inversiones; éstos se dividen en cuantitativos y cualitativos, mismos que se explican a continuación:

#### 2.4.7.1 Métodos Cuantitativos

##### 2.4.7.1.1 Valor Presente Neto o Valor Actual Neto

El valor presente neto, también conocido como VPN, mide la utilidad del proyecto a partir de la diferencia entre el valor de un flujo de egreso y el valor actual de un flujo de ingreso.

##### 2.4.7.1.2 La Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) busca un número que sirve para medir los méritos del proyecto. Se calcula determinando la tasa de descuento (td) \* que hace que se igualen los costos con los beneficios del proyecto, es decir busca una tasa de descuento que haga el  $VPN = 0$ .

El número o tasa que se busca no depende del interés que prevalece en el mercado de dinero, es intrínseco al proyecto que se estudia y no depende de otra cosa que no sea el flujo de efectivo del propio proyecto.

##### 2.4.7.1.3 Por Período de Recuperación Descontado

Por Período de Recuperación Descontado se refiere a la cantidad de años que ha de transcurrir para que los beneficios acumulados, resultado del proyecto, se igualen a los costos incurridos.

Se considera la presencia del factor tiempo, de ahí su carácter dinámico. Los flujos acumulados se actualizan según la tasa de descuento que impera en el mercado.

---

\* **Td:** Es el costo de oportunidad del capital; es un estándar de rentabilidad para el proyecto que se utiliza para calcular qué costo podría implicar el uso de la alternativa en estudio

#### 2.4.7.1.4 Razón Costo - Beneficio (RC/B)

La Razón Costo - Beneficio (RC/B) es un índice que se expresa como el valor actual (VA) de las entradas de caja previstas en el futuro, dividido entre inversión inicial.

#### 2.4.7.2 Métodos Cualitativos

Un segundo tipo de análisis son los que utilizan los Métodos Cualitativos, de entre los cuales la "Lista de Control o Criterio de expertos" es el que mayor garantía ofrece, según expertos, a la valoración integral de estudios de factibilidad. Este método se fundamenta en la comunicación directa entre los distintos integrantes de las diferentes fases del proceso de inversión.

Esta comunicación se buscará con el objetivo de buscar diferentes criterios, los cuales pueden ser:

##### 1. Criterios de Factibilidad Comercial (Mercado).

- Precio de venta.
- Poder adquisitivo del consumidor.
- Costo de distribución de los productos y/o servicios.
- Participación en el mercado.
- Niveles de competitividad.
- Canales de distribución.
- Costos de lanzamientos.
- Vida del producto.

##### 2. Criterios de Factibilidad Técnica.

- Aprovechamiento de las capacidades.
- Posible desarrollo futuros.

Efecto medio – ambiente.

Tiempo de desarrollo.

### 3. Criterios de Factibilidad Financiera.

Costos de Investigación y Desarrollo.

Inversión propuesta.

Flujo de caja.

Tasa de interés de rendimiento.

Estructura financiera.

### 4. Criterios de Factibilidad Operacional.

Nuevos procesos requeridos.

Disponibilidad del personal.

Compatibilidad con las capacidades actuales.

Costos y disponibilidad de las materias primas y materiales.

Costo de la mano de obra.

Valor añadido.

### 5. Criterios de Factibilidad Institucionales.

Historial.

Actitud antes del proceso de Innovación.

Actitud antes el Riesgo.

Clima laboral.

Es importante mencionar que la viabilidad económica de un proyecto de recuperación de hidrocarburos, caso que nos compete, es influenciado grandemente por el comportamiento de producción del yacimiento bajo las condiciones de operación actuales y futuras.<sup>8</sup>

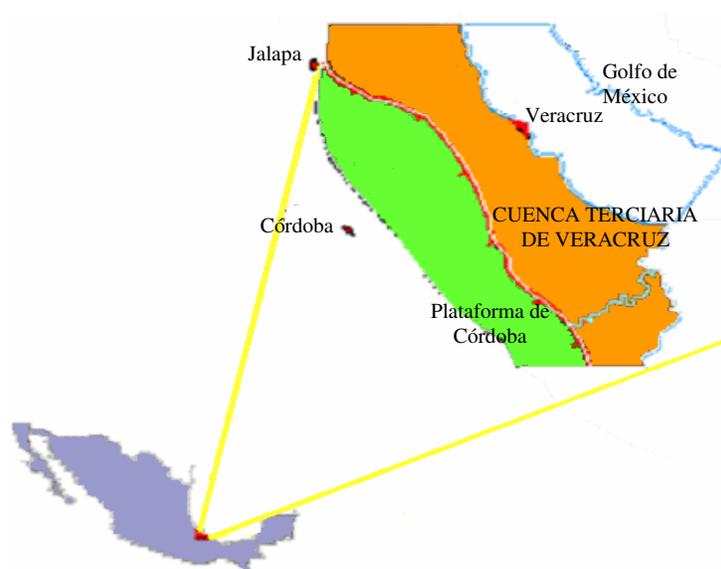
## CAPÍTULO 3 ANTECEDENTES

### 3.1 Cuenca Terciaria de Veracruz.

La producción de hidrocarburos en el área de Veracruz inició en el año 1953, en el Mesozoico, al ser descubierto el Campo Angostura (en la Plataforma de Córdoba), que resultó productor de aceite pesado en la Formación Méndez, del Cretácico Superior. Posteriormente, en 1956, se descubrió el Campo Mirador en depósitos sedimentarios de la Cuenca Terciaria de Veracruz (CTV).

La CTV comprende desde la parte Sur del Eje Neovolcánico hasta la Cuenca Salina del Istmo; parte de esta cuenca corresponde a la Región Norte con una extensión de 8,350 Km<sup>2</sup>,

**Fig. 3.1.**

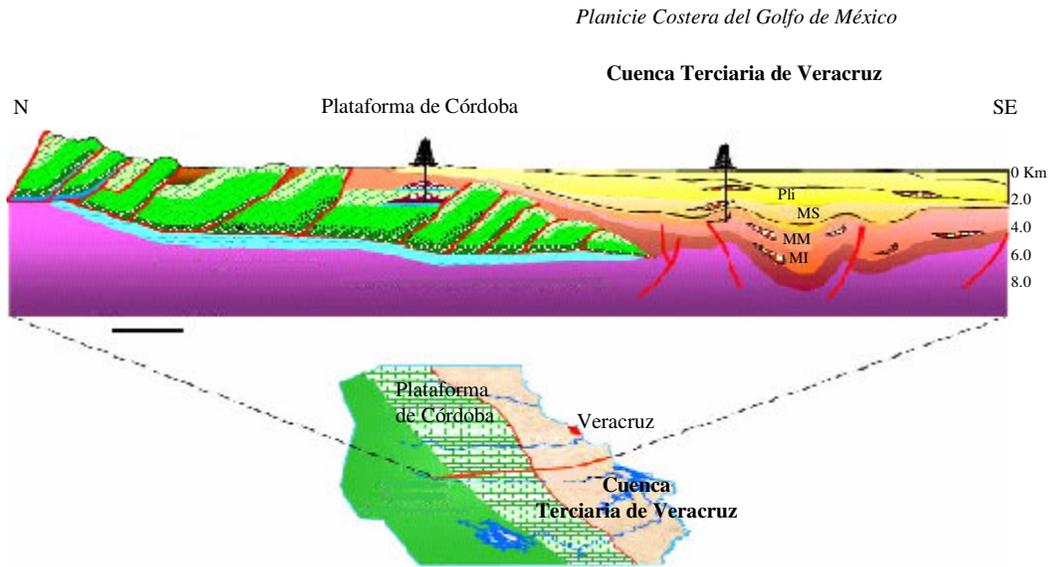


**Fig. 3.1 Ubicación de la Cuenca Terciaria de Veracruz.**

Los “plays” (conjuntos de campos y trampas con características geológicas similares) productores de gas son de edades Eoceno, Mioceno (Mioceno Inferior – MI, Mioceno Medio – MM y Mioceno Superior – MS) y Plioceno (Pli) Inferior, con un rango de profundidades que varía de 1,600 a 3,500 m.

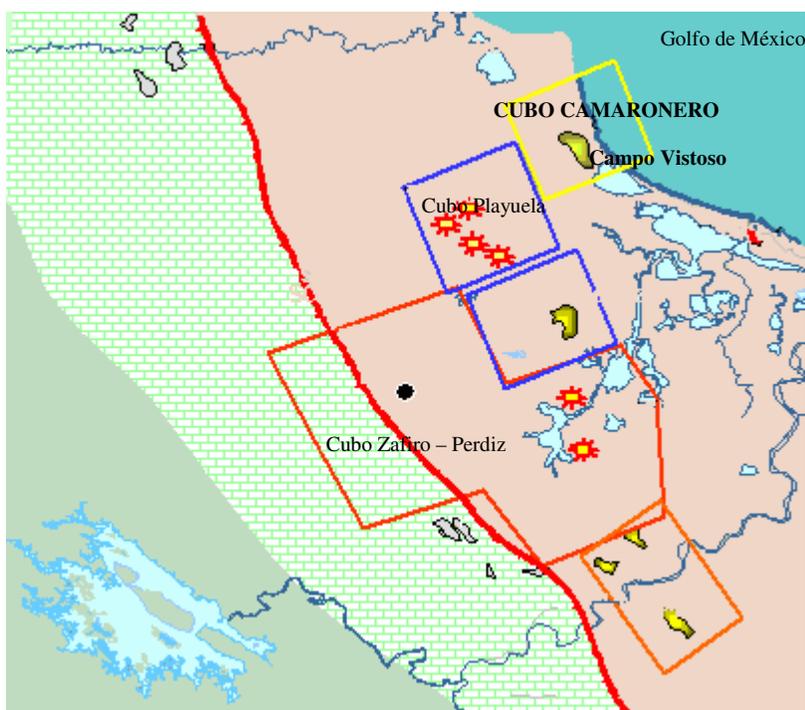
La CTV es una de las dos unidades tectónico – estructurales principales que comprende el Activo Integral Veracruz, ubicada al Oriente del mismo, siendo la otra la Plataforma de Córdoba, **Fig. 3.2**.

La Cuenca Terciaria de Veracruz tiene un depocentro, que es el espesor máximo de los sedimentos en una cuenca, de rocas terrígenas del Terciario.



**Fig. 3.2 Sección transversal de la Cuenca Terciaria de Veracruz y de la Plataforma de Córdoba.<sup>1</sup>**

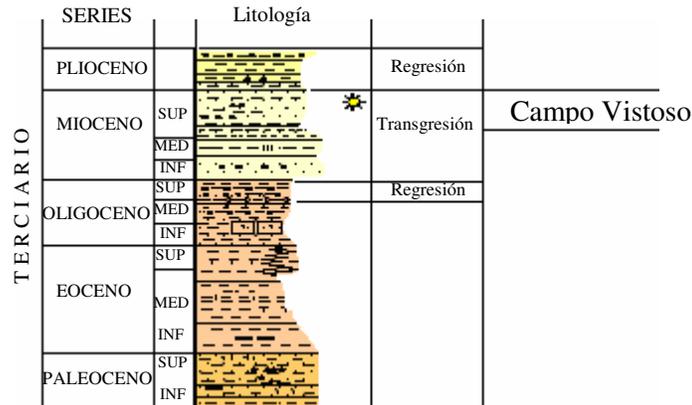
A partir del año 1998 se ha adquirido información sísmica 3D para apoyar la exploración, desarrollo y caracterización de los yacimientos en la Cuenca Terciaria de Veracruz. Tal es el caso de los cubos sísmicos Playuela, Camaronero, Zafiro-Perdiz entre otros, **Fig. 3.3.<sup>5</sup>**



**Fig. 3.3 Cubos sísmicos.**<sup>5</sup>

La CTV está formada por una secuencia alternante de lutitas, areniscas y conglomerados. Es una cuenca con una columna sedimentaria superior a los 9000 m de espesor, iniciando su relleno en el Paleoceno y continuando hasta la actualidad. Los sedimentos son turbiditas y flujos de escombros de aguas profundas depositados desde el talud, pie de talud y piso de cuenca.

La CTV produce principalmente gas seco, en trampas de tipo combinado (estructural – estratigráfico) y estratigráficas, con sello de lutitas, teniendo producción en el Mioceno – Plioceno, **Fig. 3.4.**



**Fig. 3.4 Estratigrafía de la Cuenca Terciaria de Veracruz.<sup>1</sup>**

Se han analizado muestras de gases de diversos pozos del área (CTV), cuyos resultados permiten definir la presencia de gas seco biogénico (a profundidades muy someras, durante la diagénesis sólo se genera gas metano, o gas de pantano, por la acción de la bacteria anaeróbica; también se tiene que tomar en cuenta la temperatura; por lo general, el gas biogénico se genera a menos de 60 ° C) en yacimientos del Mioceno Tardío –Plioceno Temprano, como es el caso del Campo Vistoso.

### 3.2 Campo Vistoso

#### 3.2.1 Ubicación

El Campo Vistoso se localiza en la planicie costera del Golfo de México, 25 Km al Sureste del Puerto de Veracruz, en la porción Oriental de la Cuenca Terciaria de Veracruz, **Fig. 3.5.**<sup>13</sup>



**Fig. 3.5 Ubicación del Campo Vistoso.<sup>1</sup>**

### *3.2.2 Geología del Área*

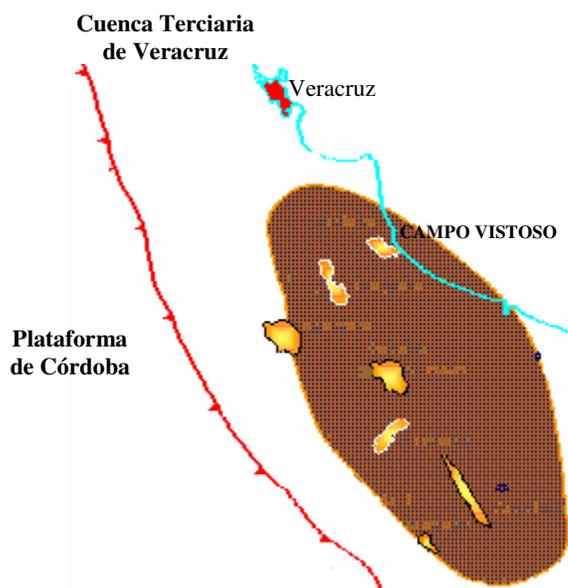
A nivel del Mioceno Superior (MS), el Campo Vistoso se localiza sobre el flanco Poniente de la estructura anticlinal Camaronero, con rumbo NW – SE, cuyo eje mayor tiene una longitud de 5 Km y el menor 1.5 Km, aproximadamente.<sup>1</sup>

La columna litológica está conformada por una secuencia de lutitas – areniscas y arenas de grano fino a muy fino, en edades geológicas que van del Reciente al Paleoceno.<sup>3</sup>

### *3.2.3 Sistema Generador: Sistema Mioceno – Mioceno/Plioceno*

Las rocas generadoras de este campo están constituidas por lutita gris ligeramente arenosa y calcárea, con delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino en matriz arcillo – calcárea, con un espesor neto generador probable de 500 m.<sup>1</sup> La información geoquímica (evaluación de una cuenca que se realiza para saber si la materia orgánica acumulada en cantidades suficientes ha sido expuesta a condiciones de presión y temperatura, tales que

generen aceite o gas<sup>7</sup>) muestra Kerógeno (materia orgánica insoluble predecesora de hidrocarburos) tipo III; se sabe que estas facies son generadoras del gas biogénico que se genera a temperaturas menores de 60 ° C, profundidades menores a 1000 m, en ambientes con alta tasa de sedimentación. Es generado y almacenado sincrónicamente en el Mioceno Superior – Plioceno, cuya migración es casi insitu, primordialmente lateral ascendente y por las superficies discordantes del Mioceno (plays del Mioceno Superior – Plioceno Inferior), **Fig. 3.6.**<sup>1</sup>



**Fig. 3.6 Sistema Petrolero Mioceno – Mioceno / Plioceno.**<sup>1</sup>

#### 3.2.4 Secuencias del Mioceno – Plioceno

A continuación se presenta una figura, **Fig. 3.7** donde se muestran las secuencias geológicas de la Cuenca Terciaria de Veracruz abarcando desde el Mioceno, hasta el Plioceno, mostrando su nombre, así como el sistema de depósito predominante en cada secuencia.

Edad	Límite de la Sección Deposicional	Nombre de la Unidad	Sistema de Depósito	Unidad Productora
RECIENTE				
PLIOCENO	MSI_PI_04_20	PI-R-4		
	MSI_PI_05_00	PI-5		
MIOCENO SUPERIOR	LS_MS_05_73	MS-PI-5.7	Secuencia Progradante	Canales Meándricos
	MSI_MS_06_00	MS-6		Piso de Cuenca
	LS_MS_06_98	<b>MS-6.9</b>		Canales Meándricos y Abanicos de Piso de Cuenca
	MSI_MS_07_08	MS-7		Piso de Cuenca
	LS_MS_09_26	MS-9	Abanicos de Cuenca	Abanicos Piso de Cuenca con Aporte Múltiple
	MSI_MM_11_20	MS-11.2		Piso de Cuenca
MIOCENO MEDIO				Abanicos Piso de Cuenca Regionales, Aporte Múltiple
	LS_MM_11_70	MM-11.7		
				Última etapa de Relleno de Cañones
	LS_MI_16_38	MM-16		
MIOCENO INFERIOR			Desarrollo de Cañones	Abanicos de Pie de Talud Abastecidos por Cañones y Flujos de Escombros
	LS_MI_17_34	MI-17		
	LS_OL_24_36	MI-24		

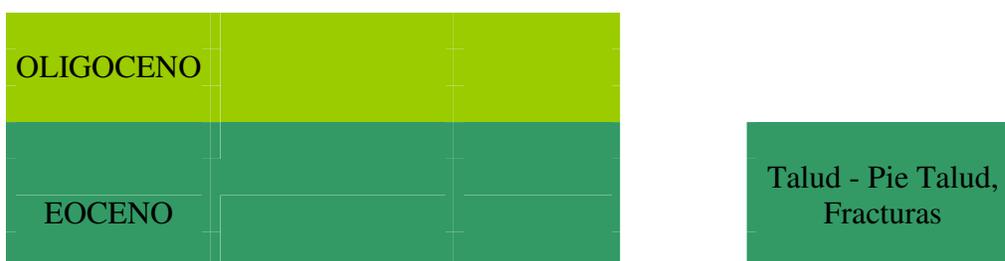


Fig. 3.7 Secuencias depositacionales del Mioceno.<sup>1</sup>

### 3.2.4.1 Secuencia MS – 6.9

El rango de edades establecido para esta secuencia es de 6 a 6.98 millones de años del Mioceno Superior; de ahí su nombre MS – 6.9, **Fig. 3.8**.

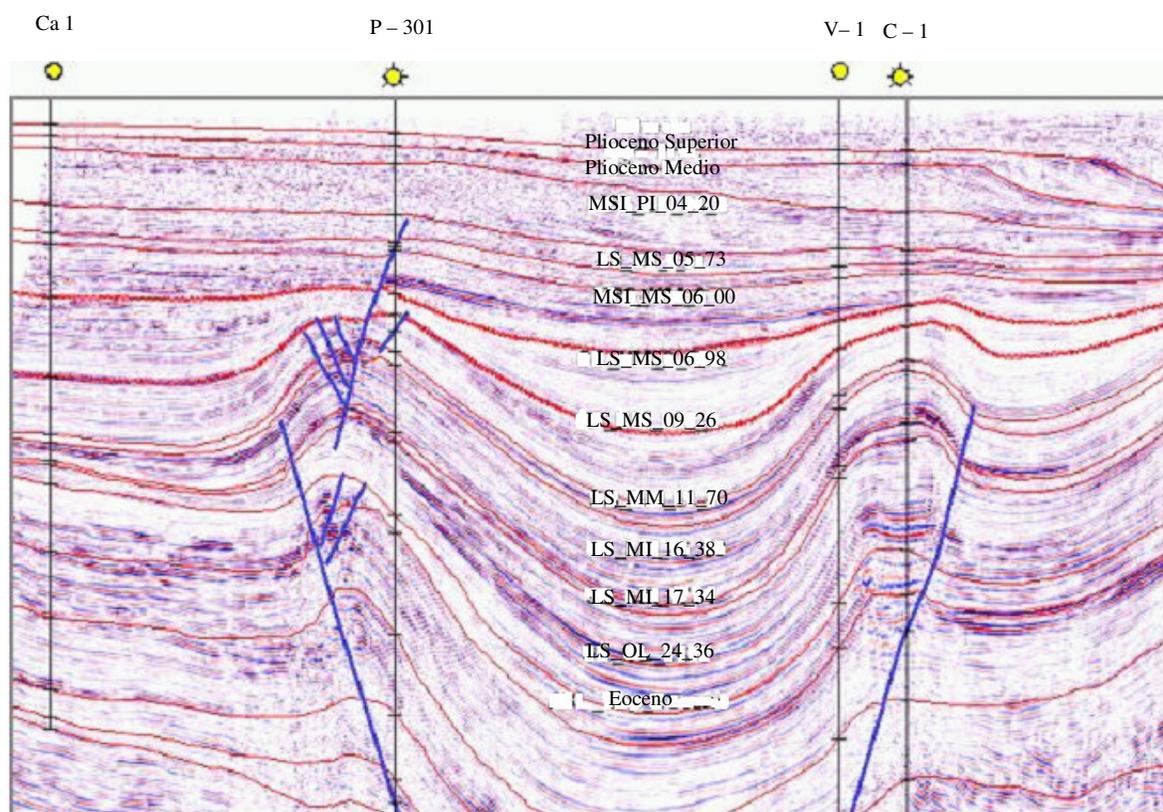
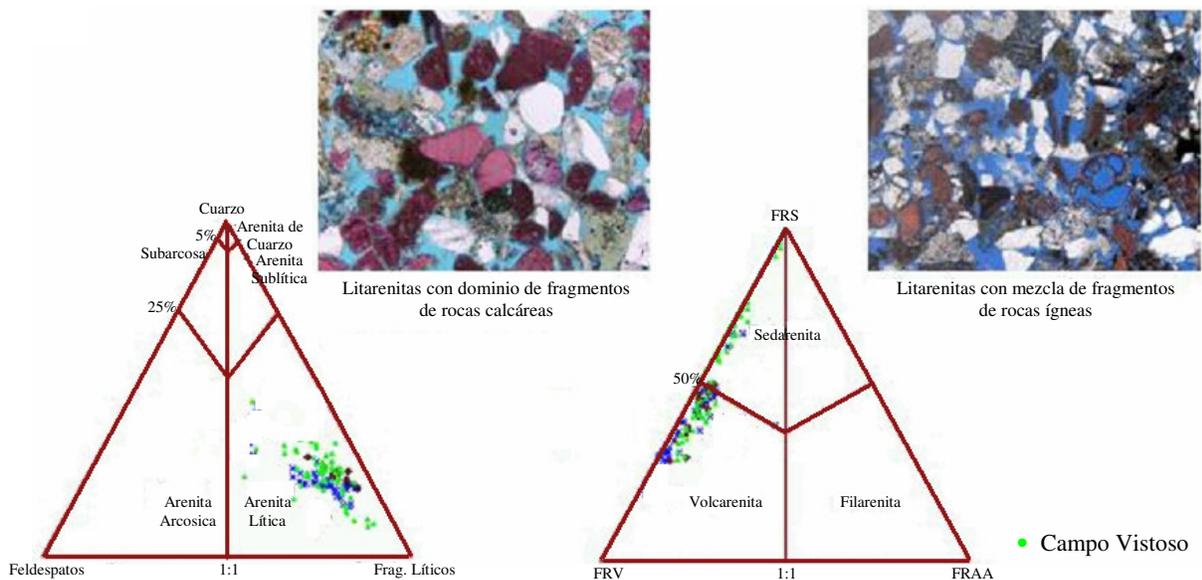


Fig. 3.8 Sección sísmica E – W representativa, Secuencia MS – 6.9.<sup>1</sup>

Esta secuencia está formada por depósitos que representan la transición de abanicos de piso de cuenca de amplio desarrollo lateral, a abanicos dominados por canales, por lo cual está compuesta por una interdigitación de canales meándricos y abanicos de piso de cuenca.

### 3.2.4.1.1 Litología

Las areniscas de esta secuencia se clasifican como litarenitas, las cuales presentan una mezcla de fragmentos de rocas sedimentarias (calizas) y fragmentos de rocas volcánicas en una proporción 1:1, por lo cual se presentan dos subclasificaciones: sedarenitas y volcanoarenitas. La fuente de procedencia de estos sedimentos, posiblemente ubicada al NW, está formada por rocas basálticas, las cuales se encuentran mezcladas con rocas calcáreas de plataforma en una amplia distribución lateral, **Fig. 3.9**.

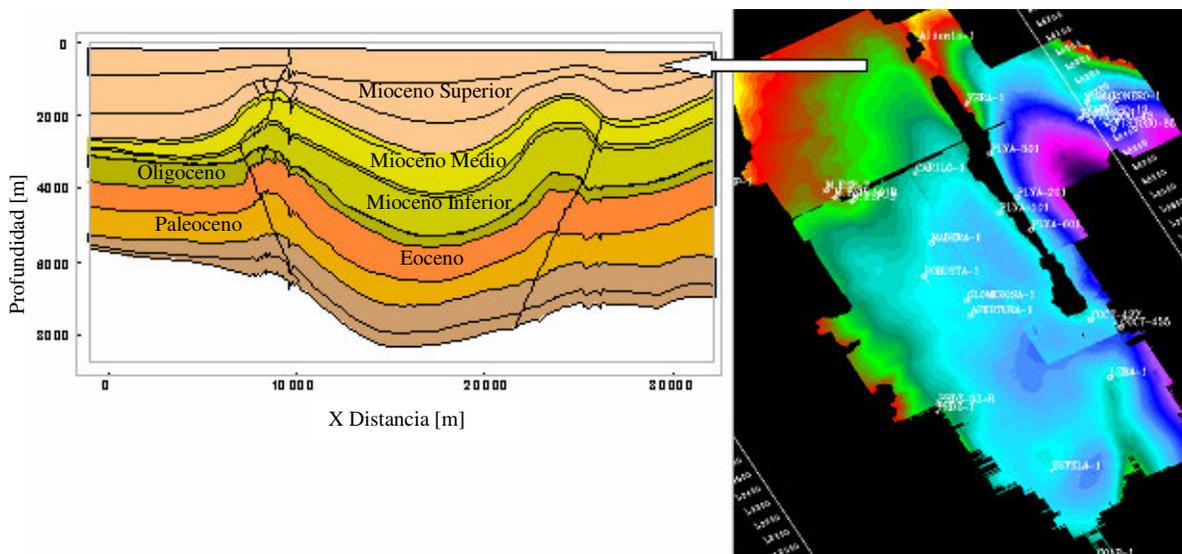


**Fig. 3.9 Composición de las areniscas de la Secuencia MS – 6.9.<sup>1</sup>**

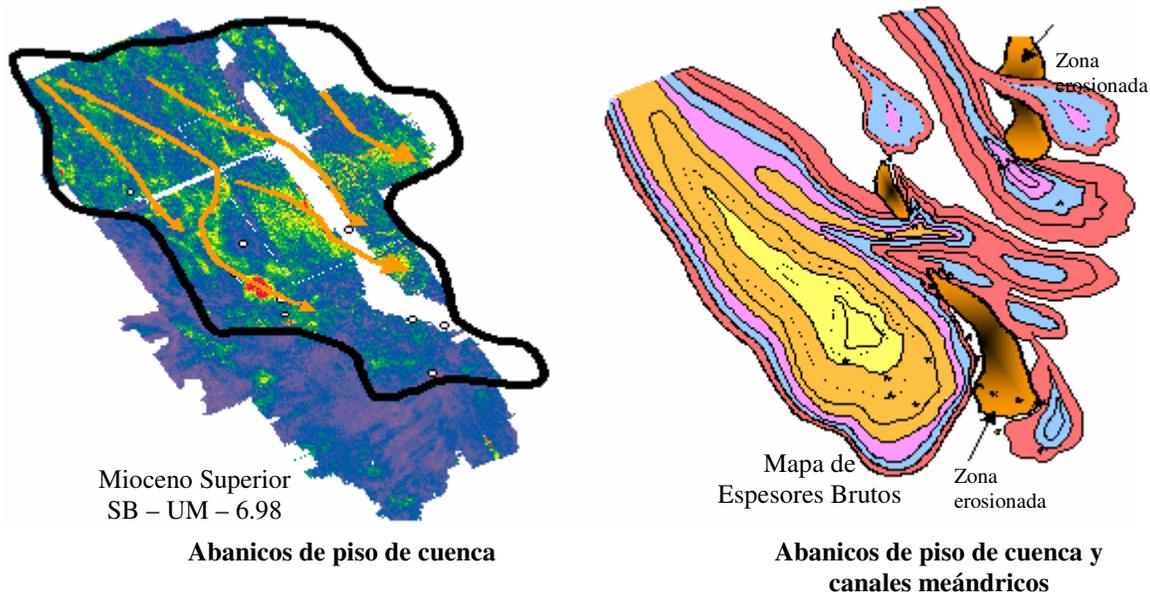
### 3.2.4.1.2 Ambiente de depósito

La cuenca presenta dos depresiones, que son rellenadas gradualmente por abanicos submarinos de piso de cuenca procedentes del NW, **Fig. 3.10**.

La deformación es incipiente, presentándose con orientación NW – SE, limitada al Norte por un talud producto de la progradación (es la acumulación de secuencias por deposición en la cual los estratos son depositados sucesivamente hacia la cuenca<sup>10</sup>) de esta secuencia y al Occidente, por taludes producto de la deformación. La sedimentación ocurre por medio de flujos de escombros.



**Fig. 3.10 Distribución de la Secuencia MS-6.9.<sup>1</sup>**



**Fig. 3.11** Abanico de piso de cuenca dominado por lóbulos y canales.<sup>1</sup>

En la **Fig. 3.11** se muestra el mapa de amplitudes de la secuencia MS - 6.9, donde se observa la distribución lateral del abanico. Del mapa de amplitudes y los espesores brutos se observan 2 depocentros. El depocentro oriental es rellenado por un grupo de abanicos submarinos, que están produciendo en el Campo Vistoso.

#### 3.2.4.1.3 Calidad de la roca almacén

La MS - 6.98 es la segunda mejor secuencia de la cuenca, con un máximo 32% de porosidad y 795 md de permeabilidad.

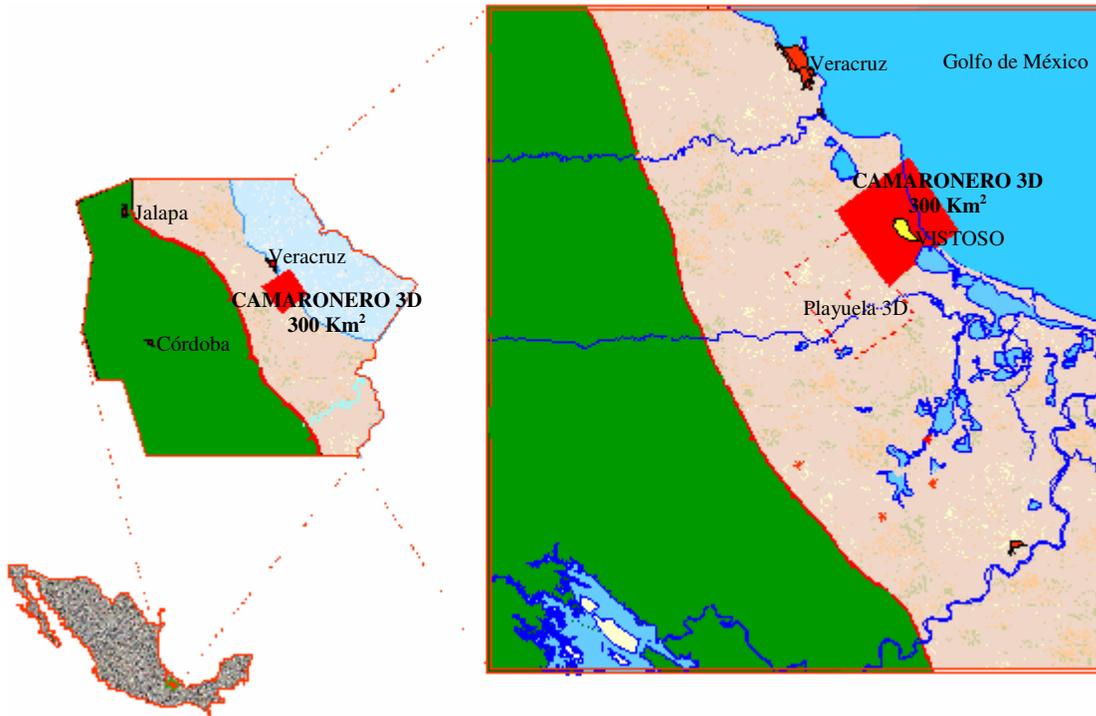
### *3.2.5 Descubrimiento*

El Campo Vistoso fue descubierto con la perforación del Pozo Vistoso – 1, el cual se encuentra comprendido en el cubo Sísmico Camaronero 3D; estructuralmente se encuentra entre los alineamientos regionales Novillero – Víbora – Chachalacas y Antón Lizardo.<sup>1</sup>

#### *3.2.5.1 Estudio Sísmico Camaronero 3D*

Para definir los posibles yacimientos dentro de la estructura denominada Camaronero, con el apoyo geológico, líneas sísmicas 2D del área, datos de pozos que incluían manifestaciones importantes de gas y de la sísmica de los cubos como Playuela y Cocuite, se programó el cubo sísmico transicional Camaronero – 3D, siendo el primero en su tipo en la Región Norte. Adicionalmente, se tenía el antecedente de los pozos perforados en la cima de la estructura: Camaronero – 1 y Camaronero – 1A; que a pesar de resultar improductivos por problemas mecánicos se registraron numerosas manifestaciones de gas con altas presiones.<sup>5</sup>

El cubo sísmico, realizado del 2000 al 2002, se desarrolló a 18 Km al SE de la ciudad de Boca del Río, Veracruz abarcando un área de 300 Km<sup>2</sup>, teniendo por objetivo el Terciario, dividida en dos porciones: la terrestre que cubre 210 Km<sup>2</sup> y la marina, de 90 Km<sup>2</sup>, **Fig. 3.12**. Dicho cubo colinda al Norte por la Laguna de Mandinga, al Sur con la Laguna Camaronero, al Este con el Golfo de México y al Oeste con el Cubo Playuela.<sup>1,13</sup>



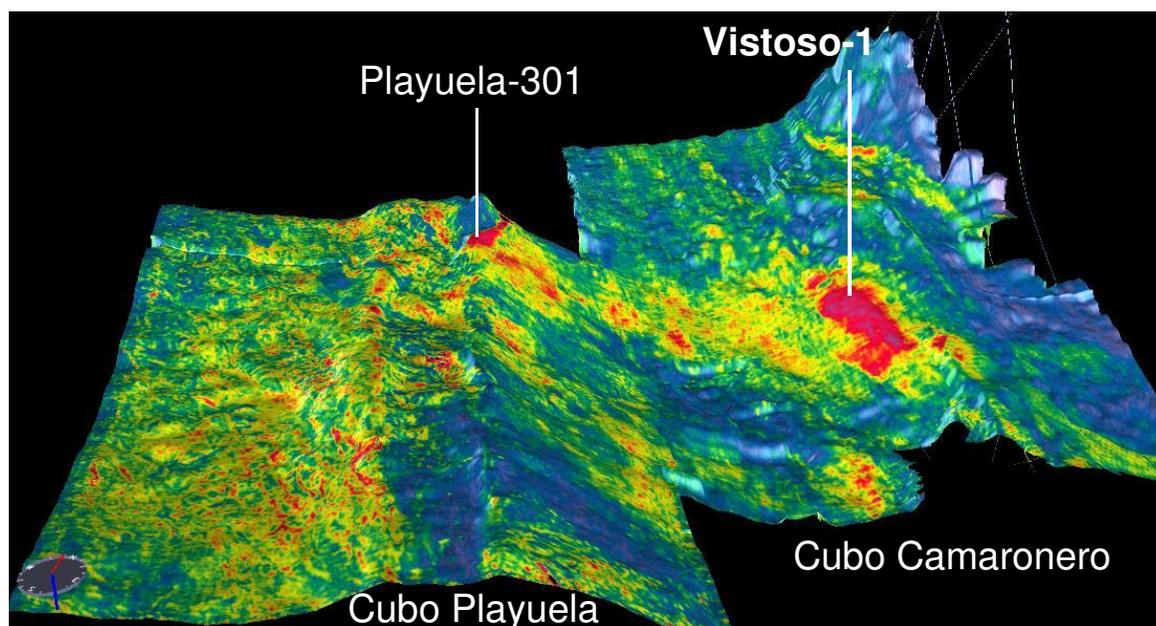
**Fig. 3.12 Ubicación de la Cuenca Terciaria de Veracruz y del Cubo Camaronero.<sup>1</sup>**

### 3.2.5.2 Interpretación de la sísmica

En el análisis del estudio sísmológico Camaronero 3D, se detectaron anomalías potencialmente atractivas a diferentes profundidades; con la perforación de los Pozos Camaronero – 1 y Camaronero – 1A, se confirmó la existencia de arenas almacenadoras de gas. Con la información obtenida del cubo sísmico Playuela 3D se perforó el Pozo Playuela – 1, siendo el descubridor de ese campo. A partir de este descubrimiento se calibraron las anomalías observadas en la sísmica tridimensional con los datos de producción y con la interpretación de los registros eléctricos, para llevar a cabo la perforación de los Pozos Playuela – 201 y Playuela – 301, resultando productores de gas seco.

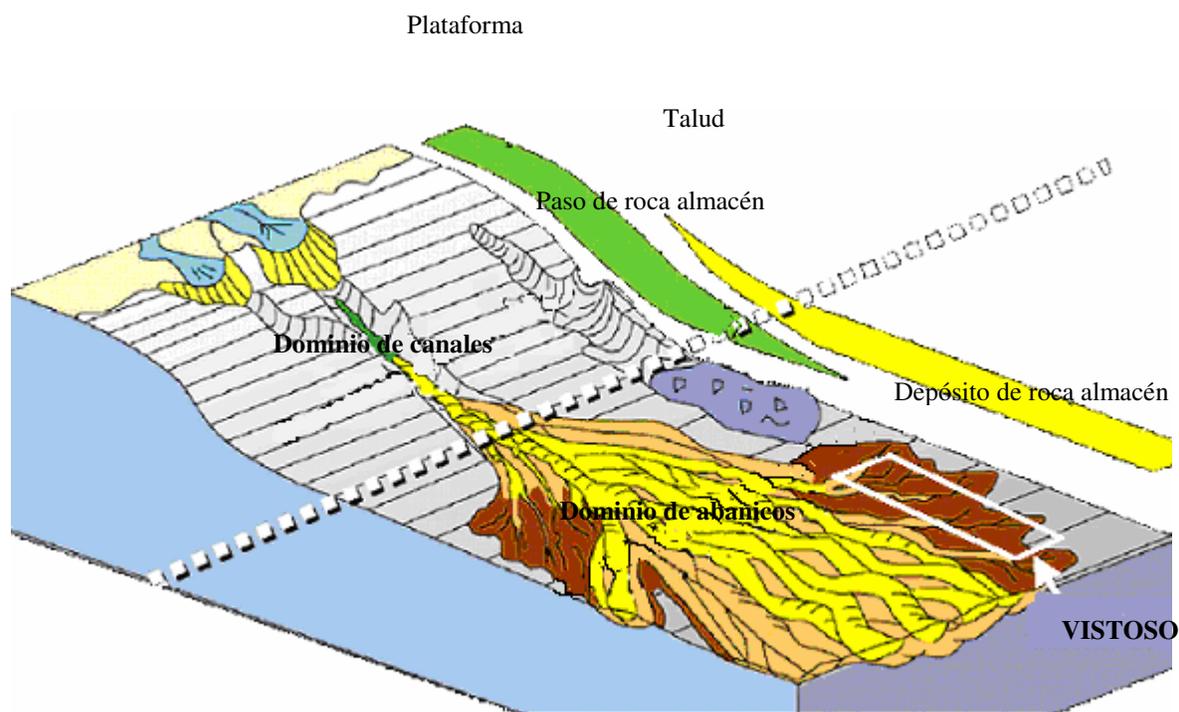
Debido a que superficialmente el Cubo Playuela se traslapa lateralmente en el extremo SW al Cubo Camaronero, se procedió a unir ambos cubos para correlacionar los horizontes. Así

se trabajó con el nivel productor de los Pozos Playuela – 301 y Playuela – 201, ya que a estos niveles estratigráficos se visualizaron anomalías interesantes en los flancos de la estructura de Camaronero, **Fig. 3.13**.



**Fig. 3.13** Correlación del nivel productor, Pozos Playuela – 301 y Vistoso – 1.<sup>1</sup>

Para definir y entender las anomalías sísmicas visualizadas, se trabajó sobre la correlaciones estructural y estratigráfica, la cual ya tenía un buen avance en los Campos Playuela y Cocuite. Con el análisis estratigráfico y sedimentológico, así como los datos de los pozos Camaronero – 1A, Víbora – 1 y Antón Lizardo – 1, se afinó el modelo geológico, el cual se trata de abanicos y canales de piso de cuenca del Mioceno Superior, **Fig. 3.14**.



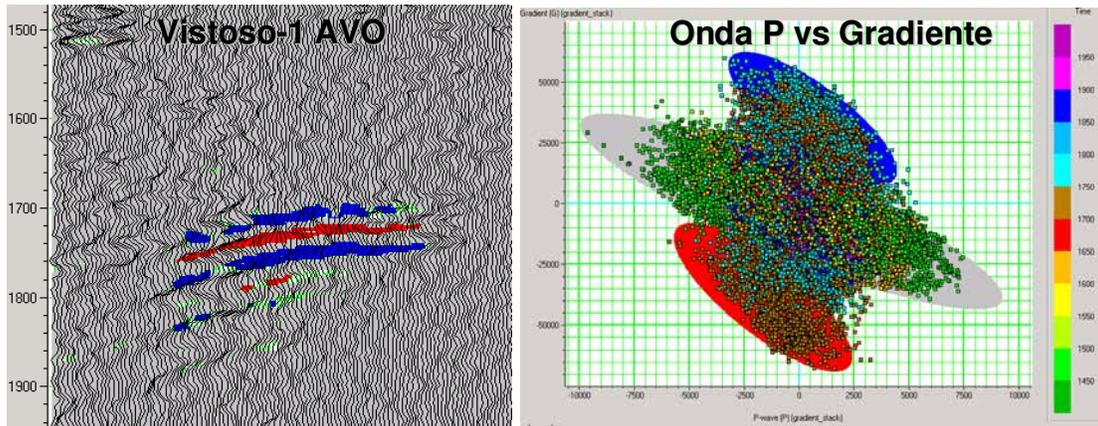
**Fig. 3.14 Modelo Depositacional del Mioceno – Plioceno Inferior.<sup>1</sup>**

Dentro del rango de profundidades, donde se sitúan los “plays” productores, la secuencia sedimentaria predominante es la alternancia de lutitas y areniscas en los “plays” someros y lutitas y areniscas conglomeráticas a conglomerados, para los más profundos, que principalmente están asociados al Mioceno Medio, Inferior y Eoceno.

Esta alternancia de rocas con características de almacén, con potentes espesores de rocas arcillosas, favorecen a los yacimientos al contar como sellos.

Se trabajó inicialmente con sísmica preliminar, para lo cual se requirió de la intervención de especialistas, software y centros de visualización tridimensional; con el procesado sísmico final, se verificaron las oportunidades visualizadas, además de aplicarse técnicas avanzadas, tales como el análisis de la Variación de la Amplitud con el Desplazamiento (o también conocido como análisis AVO, es una técnica mediante la cual los geofísicos tratan de determinar el espesor, porosidad, velocidad, litología y contenido de fluidos de las

rocas), que de manera preliminar señaló un muy fuerte gradiente AVO (Amplitude Variation with Offset; es la variación en amplitud de un reflector sísmico con el cambio en la distancia entre el punto de tiro y el receptor, que indica diferencias en la litología y contenido de fluidos en rocas que están por encima y por debajo del reflector<sup>10</sup>) definiendo una anomalía clase 3 (esta clase tiene contrastes muy negativos de impedancia y el gradiente negativo resulta en un incremento de la amplitud con el ángulo<sup>10</sup>), **Fig. 3.15**.



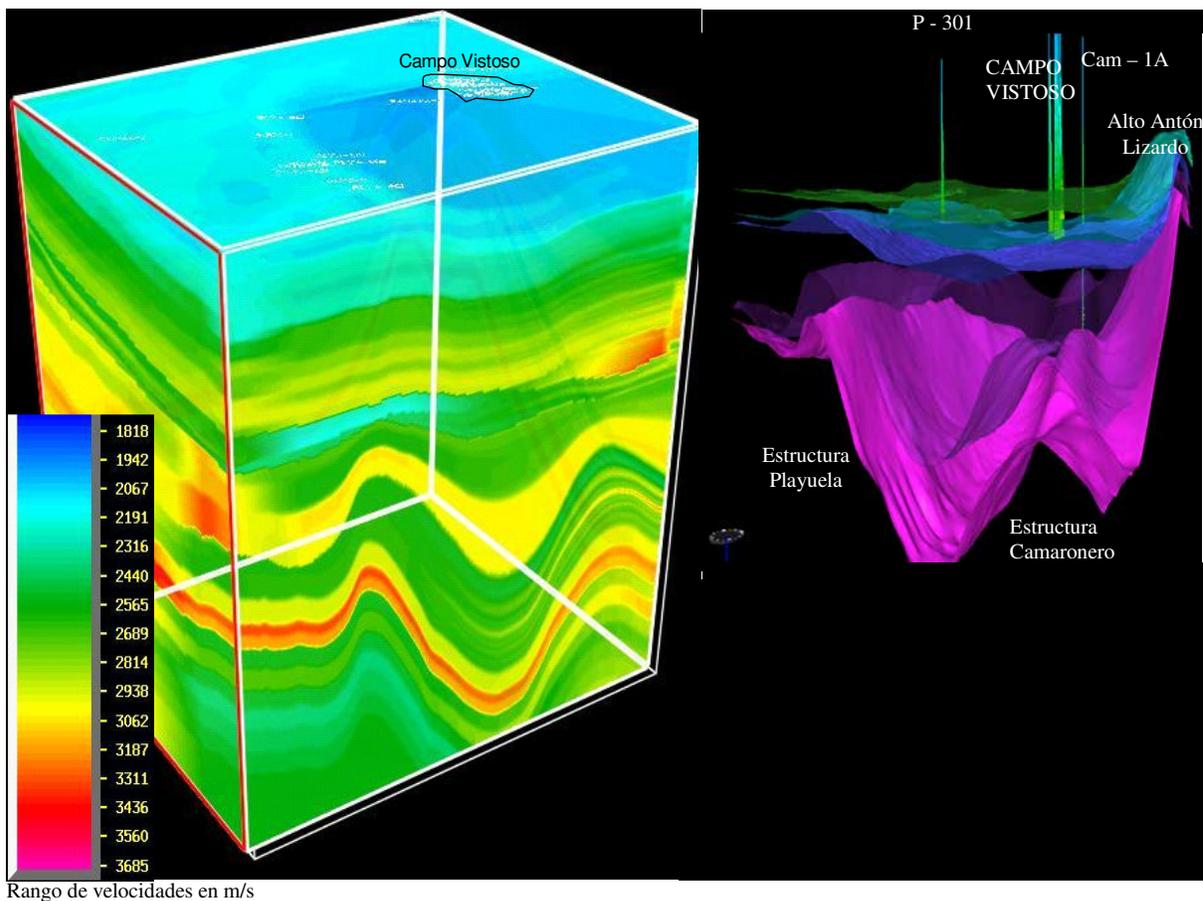
**Fig. 3.15 Anomalía AVO, clase 3. Azul y rojo indicadores directos de hidrocarburos.<sup>1</sup>**

Adicionalmente se trabajó con el software Seisclass (es un software de la Compañía Schlumberger que identifica variaciones en litología con mapas sísmicos de facies<sup>10</sup>), para apoyar en la discriminación de la litología de los modelos planteados.

El evento sísmico relacionado a la arena productora de gas es tan fuerte que enmascara otras anomalías (propiedad que difiere de lo esperado, o la medida de la diferencia entre valores observados y esperados de una propiedad física<sup>10</sup>) sísmicas, que resultaron ser intervalos con potencial gasífero en diferentes niveles estratigráficos.

Para poder proponer la perforación de la primera localización del Campo Vistoso se llevó a cabo el control y calibración de velocidades para determinar la profundidad a la cual se propondría encontrar el objetivo, su posible espesor y la profundidad total programada. Esto se debe a que los datos sísmicos obtenidos e interpretados se encuentran en el dominio

del tiempo, a partir de 3 Perfiles de Velocidades Sísmicas (Vertical Seismic Profile, cuyas siglas son VSP; es un tipo de perfil sísmico vertical en donde la fuente esta localizada a cierta distancia horizontal del equipo de perforación durante la adquisición; permite tener “imágenes a cierta distancia del pozo”<sup>10</sup>) y 10 Tiros de Velocidades (checkshots, los cuales son un tipo de estudios sísmicos realizados en el pozo, diseñado para medir el tiempo de viaje de la onda sísmica, de la superficie a una profundidad conocida<sup>10</sup>) de pozos cercanos al área, así como registros sísmicos calibrados con cimas identificadas. Se construyó un cubo de velocidades para la conversión directa de horizontes, líneas y/o subvolúmenes de sísmica de tiempo a profundidad, **Fig. 3.16**.



**Fig. 3.16** Cubo de velocidades calibrado con pozos y VSP's.<sup>2</sup>

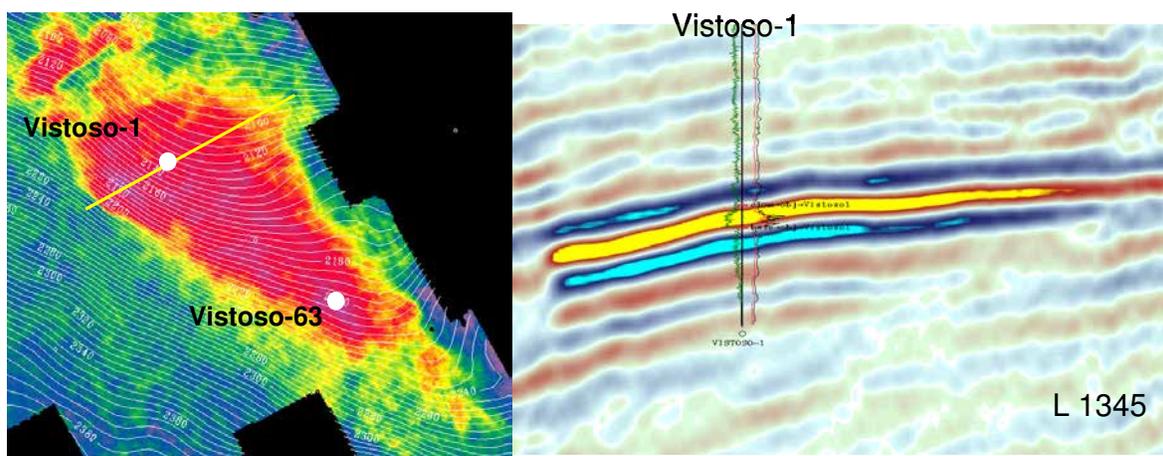
Las primeras propuestas resultantes que se documentaron fueron Vistoso y Anura, siendo aprobadas en octubre de 2002. La primera se planteó como un tipo de trampa estratigráfica, con la característica que se acuña contra el flanco poniente de la estructura anticlinal Camaronero, mientras que la segunda propuesta se planteó con predominio estratigráfico, culminando hacia la misma estructura por su flanco Oriental.<sup>5</sup>

### 3.2.5.3 Perforación del Pozo Vistoso – 1

El área que se determinó para la primera localización fue de 14 Km<sup>2</sup>, con un recurso potencial medio de 45 MMMPC; una profundidad programada al objetivo de 2100 mbnm y 2300 mvbmr de profundidad total. La información fue obtenida con el mapeo de las anomalías de amplitud y con los datos de los pozos vecinos como Playuela – 301, Camaronero – 1 y Camaronero 1 A.

La segunda propuesta a pesar de haberse aprobado, daba la impresión que la información sísmica a nivel del objetivo, estaba afectada por el efecto de frontera tierra-mar, por lo cual requirió de un análisis más profundo y a la espera de resultados de pozos que probasen la existencia de las arenas esperadas.<sup>1</sup>

Por ser más atractiva la anomalía sísmica en Vistoso, una vez aprobada la localización se procedió a perforarse<sup>5</sup>, ubicándosele en la parte superior de la anomalía principal<sup>13</sup>, descubriendo así el primer yacimiento al que se le denominó MS1, **Fig. 3.17**.



**Fig. 3.17 Anomalia de amplitud sísmica en el Pozo Vistoso-1, Arena MS – 1.<sup>1</sup>**

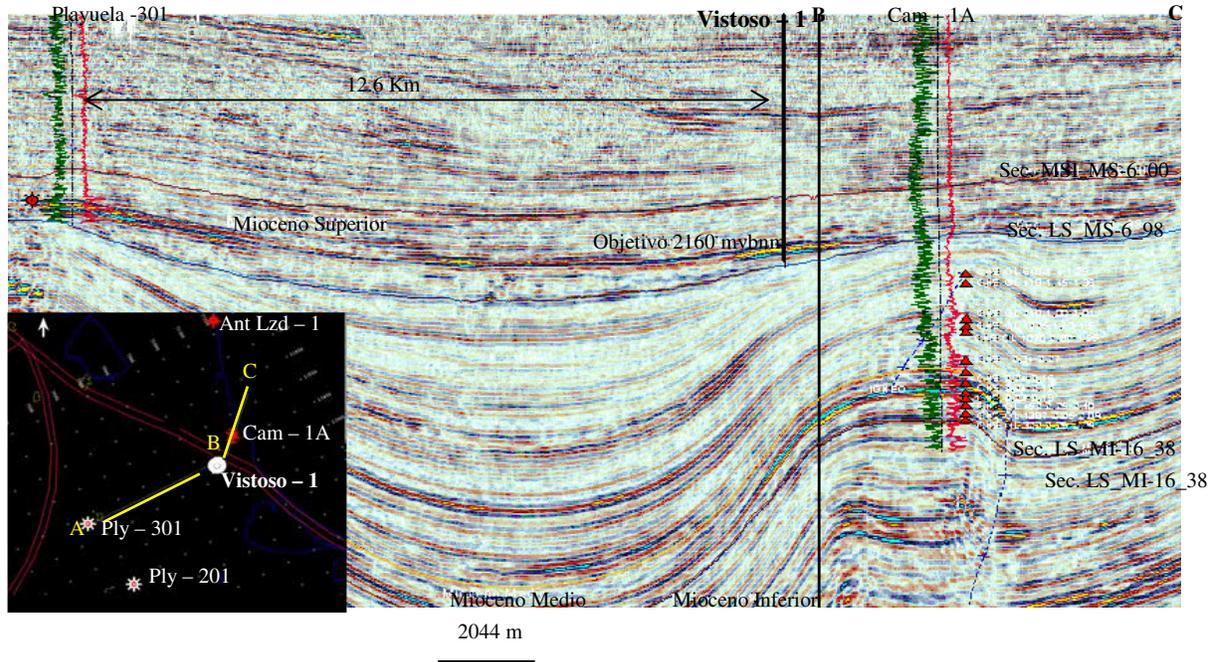
Previo a la perforación del pozo se realizaron los trabajos para la construcción de la macropera en un tiempo aproximado de un mes. La perforación inició el 14 de diciembre de 2002 y terminó con Tubing – less de 3½”, el 30 de enero de 2003, tardando un total de 48 días la perforación y terminación del pozo, alcanzando una profundidad total de 2,300 mvbmr.

El Pozo Vistoso – 1 está localizado en el cruce de la línea 1,385 y la traza 981 del estudio sísmico terrestre Camaronero 3D, a una distancia de 12.6 Km al NE del Pozo Playuela – 301.<sup>1</sup>

La columna geológica que cortó el pozo fue principalmente lutita gris claro, gris verdoso y en ocasiones arenosa calcárea. Se cortó el núcleo No. 1 en el intervalo 2,155 a 2,164 m, donde se obtuvo 100% arenisca gris claro de grano fino a medio; posteriormente se continuó con una columna compuesta principalmente de lutita, hasta llegar a la profundidad programada de 2,300 m.

En base al análisis cuantitativo y cualitativo de los registros eléctricos, a la información litológica, a la evaluación petrofísica y a las numerosas gasificaciones en el Play Mioceno

Superior, se seleccionó el intervalo 2,160 – 2,164 mvbmr, **Fig. 3.18**, constituido por sedimentos arenosos, para evaluar su potencial económico, resultando productor de 5.276 MMPCD de gas seco del tipo biogénico, estrangulado por ¼” y con presión fluyendo en TP de 2800 psi.<sup>1,13</sup>



**Fig. 3.18 Sección sísmica integral.<sup>2</sup>**

El objetivo de la perforación fue incorporar reservas de gas acumuladas en cuerpos arenosos del Mioceno Superior, esperando encontrar características similares a las del Campo Playuela.<sup>13</sup>

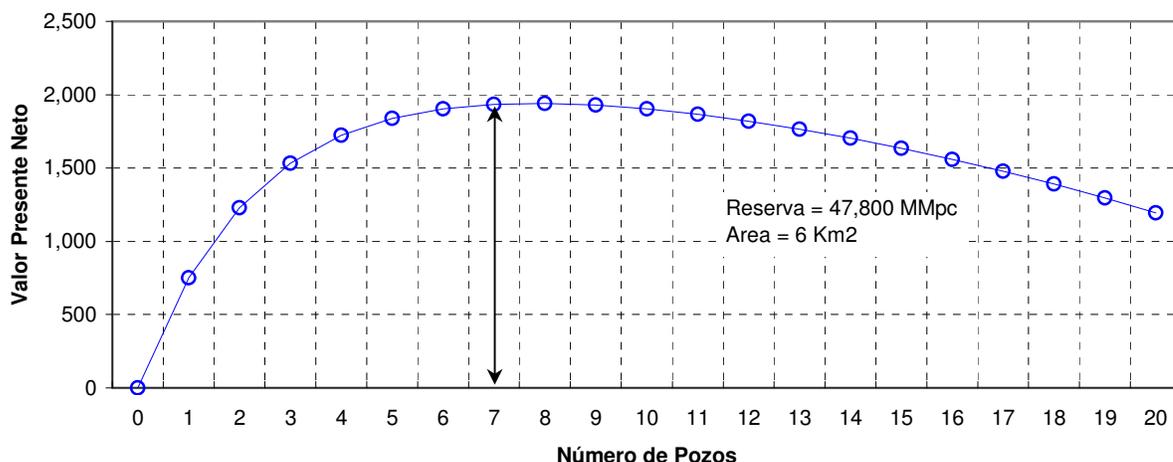
La descripción del núcleo (2155 – 2164 m) clasifica la roca como una litarenita de color gris verdoso, con intraclastos y sedimentos volcánicos (10%) en matriz arcillo-calcárea, con buena porosidad y deleznable; los datos paleontológicos lo sitúan con una edad Mioceno Superior y de ambiente de depósito batial.

## **CAPÍTULO 4 DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DEL CAMPO**

### **4.1 Introducción**

Con el resultado obtenido del Pozo Vistoso – 1, siendo la anomalía sísmica en Vistoso mas atractiva, se propuso la localización del Pozo Vistoso – 101 para delimitar el campo echado abajo, aprobándose en marzo de 2003 y perforándose en abril del mismo año, en el límite de la anomalía principal, resultando productor de gas seco.<sup>1</sup> Por cuestiones presupuestales y administrativas se le renombró Pozo Vistoso – 63 (de desarrollo). Además de cortar al Yacimiento MS1, atravesó otro yacimiento al que se le nombró MS3. Cabe mencionar que previo a la perforación de este pozo, ya se había identificado una anomalía secundaria que recibió el nombre de MS2; por esta razón, al yacimiento descubierto por el Pozo Vistoso – 63 se le llamó así, en lugar de MS2.

Con el resultado de los Pozos Vistoso – 1 y Vistoso – 63, se procedió a desarrollar el campo en el área redefinida de 7.2 Km<sup>2</sup> (se había definido de 14 Km<sup>2</sup> con la perforación del Pozo Vistoso – 1), con una reserva certificada de 45 MMMPC para las arenas MS – 1 y MS – 2<sup>13</sup>. Para ello, en su primera etapa correspondiente a los Yacimientos MS1 y MS2, se determinó el número óptimo de pozos en función de la reserva, el área, gastos de producción iniciales así como el costo de perforación, entre otras variables, resultando la propuesta de 5 pozos adicionales<sup>1</sup> (Vistoso – 13, Vistoso – 31, Vistoso – 43, Vistoso – 11 y Vistoso – 12). Previamente, se habían determinado 7 pozos, de acuerdo al método de la gráfica de Valor Presente Neto contra Número de Pozos, como se muestra en la **Fig. 4.1**<sup>14</sup>, pero finalmente se observó que con 5 era suficiente para recuperar la reserva.



**Fig. 4. 1 Cálculo del número óptimo de pozos**

Como parte del desarrollo de la anomalía principal, se perforó el Pozo Vistoso – 13, resultando productor de gas seco. De manera simultánea, se perforó el Pozo Vistoso – 31, el cual confirmó producción en la anomalía que previamente se denominó MS2, que se encuentra a la misma profundidad que la anomalía MS1.

Continuando con el desarrollo del Yacimiento MS1, en los siguientes meses se perforaron los Pozos Vistoso – 43, Vistoso – 11 y Vistoso – 12.

El 31 de julio del 2003 se terminó la perforación del Pozo Vistoso – 83, con el objetivo de desarrollar el Yacimiento MS3 y delimitar el Yacimiento MS1. Los resultados confirmaron la continuidad del Yacimiento MS3 y el límite del Yacimiento MS1, resultando éste invadido de agua salada, con base en los registros eléctricos.

Para la segunda etapa, correspondiente a los yacimientos MS – 3, MS – 4 y MS – 5, se perforó el Pozo Vistoso – 67, resultando productor de gas seco en el Yacimiento denominado MS4, estando al mismo nivel de los Yacimientos MS1 y MS2. Por los resultados obtenidos hasta la fecha, el Yacimiento MS4 se considera un área aislada,

perteneciente a otra anomalía. Este mismo pozo perforó la parte superior del Yacimiento MS5, confirmando producción en esta arena, con una extensión de 4.2 km<sup>2</sup>.<sup>1</sup>

El Pozo Vistoso – 65 atravesó tres cuerpos: el MS1, donde se definió un contacto a 2477 md (metros desarrollados) (2208 mv (metros verticales) ); el MS6, que se ubica al mismo nivel del Yacimiento MS3, pero afuera de la anomalía; y un cuerpo adicional, el cual se pensó que se trataba del Yacimiento MS5.

El 9 de diciembre del 2003 se terminó la perforación del pozo exploratorio Anura – 1, en las inmediaciones del Campo Vistoso desde la Macropera 3, teniendo como objetivo principal el de incorporar producción en una nueva anomalía, a la que se le nombró MS7; sin embargo, dicha anomalía resultó invadida de agua salada, quedando productor de gas seco en el Yacimiento MS5 del Campo Vistoso, formando así parte del desarrollo del mismo.

Se perforó el Pozo Vistoso – 87 con doble objetivo: MS4 y MS5, resultando exitoso.

Posteriormente, el 28 de febrero del 2004 se concluyó la perforación del Pozo Vistoso – 85, cuyo objetivo era el de desarrollar el Yacimiento MS5. Además de cortar a este yacimiento, presentando buena saturación de gas, cortó al Yacimiento MS7, resultando productor de gas en el intervalo 2337 – 2343 m.

Se perforaron los Pozos Vistoso – 33 y Vistoso – 35, desarrollando el Yacimiento MS2.

El 29 de abril del 2004 se terminó la perforación del Pozo Vistoso – 27R, el cual es una reentrada que inició como Pozo Vistoso – 27, mismo que resultó con gas sin presión en el objetivo inicial. Esta re – entrada se orientó para desarrollar el Yacimiento MS6, resultando productor de gas seco. En la parte superior, este pozo cortó al Yacimiento MS7.

Los siguientes pozos fueron perforados para concluir el desarrollo de los Yacimientos MS3 (Pozo Vistoso – 82), MS5 (Pozos Vistoso – 127 y Vistoso – 69) y MS1 (Pozos Vistoso – 15 y Pozos Vistoso – 47), perforándose un total de 21 pozos productores, entre los cuales se encuentran dos “side track” (Pozo Vistoso – 15 por accidente mecánico, y Pozo Vistoso – 27R por pozo seco).

A continuación se presenta una tabla mostrando los datos anteriores.

**Tabla 4.1 Pozos perforados.**

Pozo	Yacimientos Atravesados	Formación	Fecha de Terminación	Macropera
Vistoso - 1	MS1	Mioceno Superior	30-Ene-03	1
Vistoso - 63	MS1 y MS3	Mioceno Superior	07-May-03	2
Vistoso - 13	MS1	Mioceno Superior	05-Jun-03	1
Vistoso - 31	MS2	Mioceno Superior	06-Jun-03	1
Vistoso - 43	MS1	Mioceno Superior	15-Jun-03	2
Vistoso - 11	MS1	Mioceno Superior	26-Jun-03	1
Vistoso - 12	MS1	Mioceno Superior	07-Jul-03	1
Vistoso - 83	MS3	Mioceno Superior	31-Jul-03	2
Vistoso - 67	MS4 y MS5	Mioceno Superior	13-Ago-03	2
Vistoso - 65	MS1, MS5 y MS6	Mioceno Superior	10-Sep-03	2
Anura - 1	MS5	Mioceno Superior	09-Dic-03	3
Vistoso - 87	MS4 y MS5	Mioceno Superior	09-Ene-04	3
Vistoso - 85	MS7	Mioceno Superior	28-Feb-04	3
Vistoso - 35	MS2	Mioceno Superior	27-Mar-04	1
Vistoso - 27R	MS6	Mioceno Superior	29-Abr-04	2
Vistoso - 33	MS2	Mioceno Superior	29-Abr-04	1
Vistoso - 82	MS3	Mioceno Superior	19-May-04	2
Vistoso - 127	MS5	Mioceno Superior	27-May-04	3
Vistoso - 69	MS5	Mioceno Superior	11-Jun-04	3
Vistoso - 15	MS1	Mioceno Superior	30-Jun-04	1
Vistoso - 47	MS1	Mioceno Superior	31-Jul-04	2

La **Fig. 4.2** muestra la distribución de las anomalías perforadas, mostrando algunos de los pozos perforados.

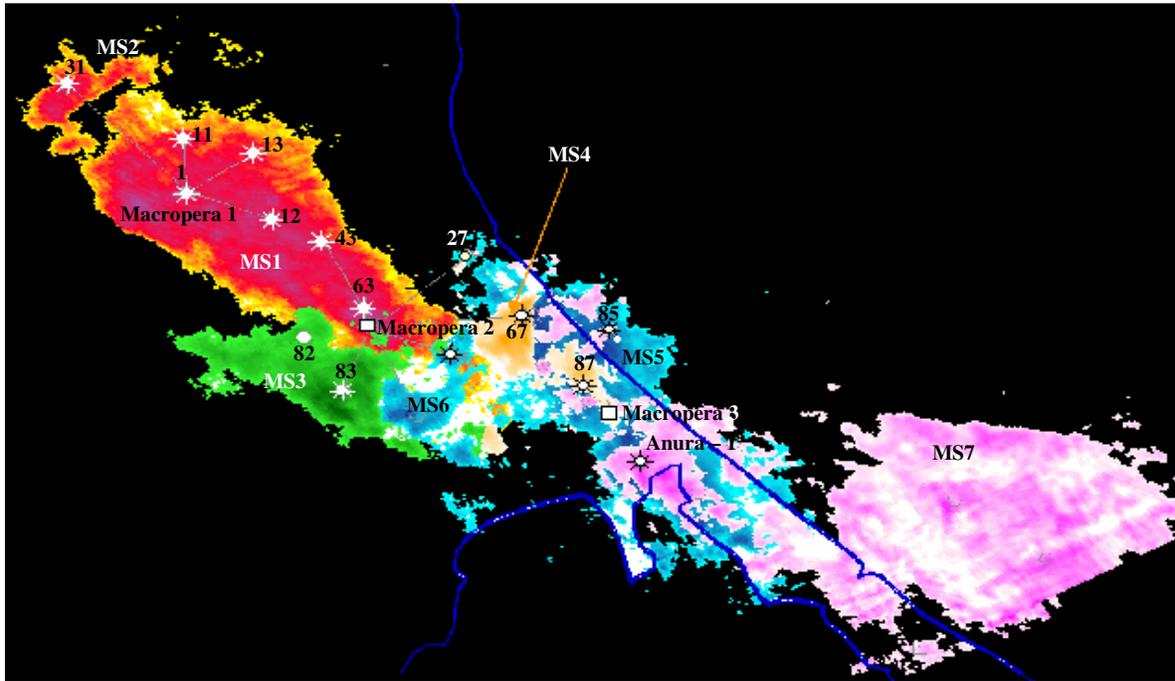
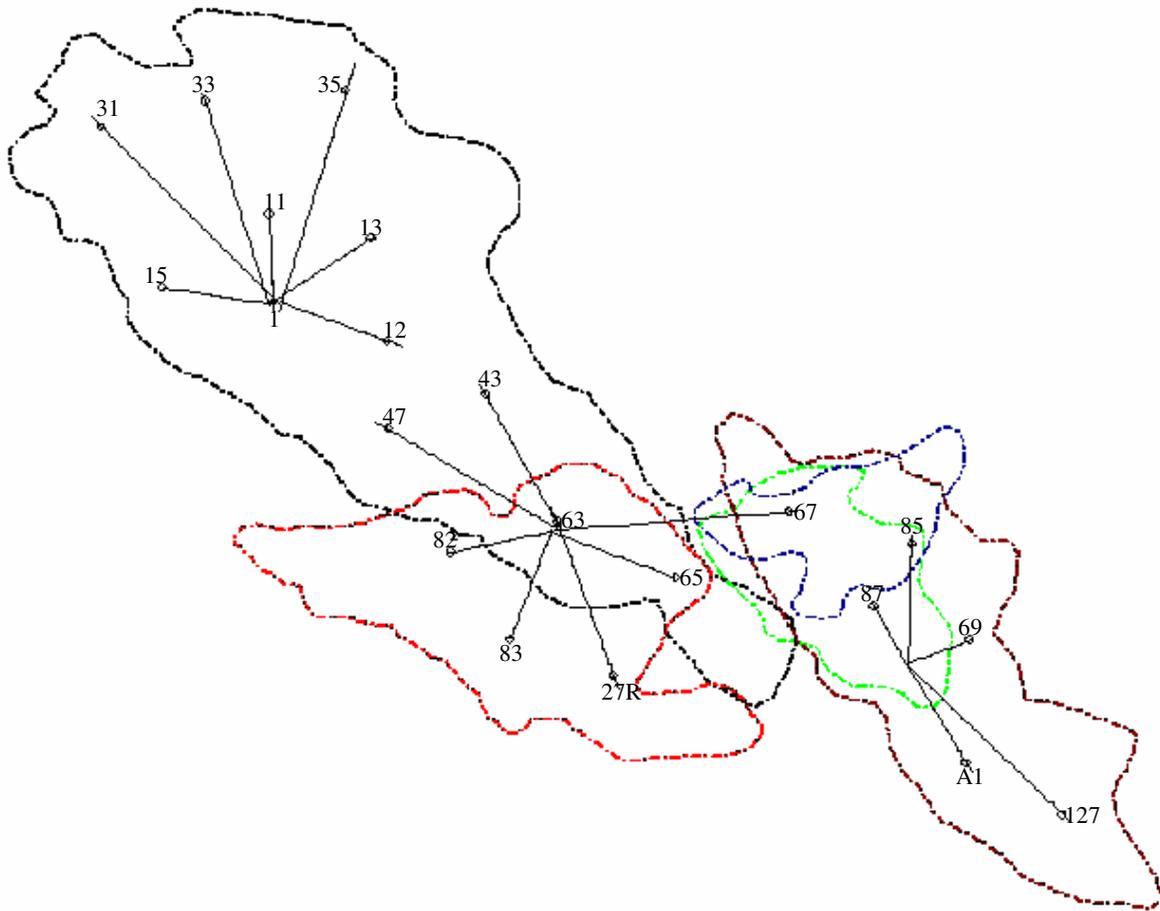


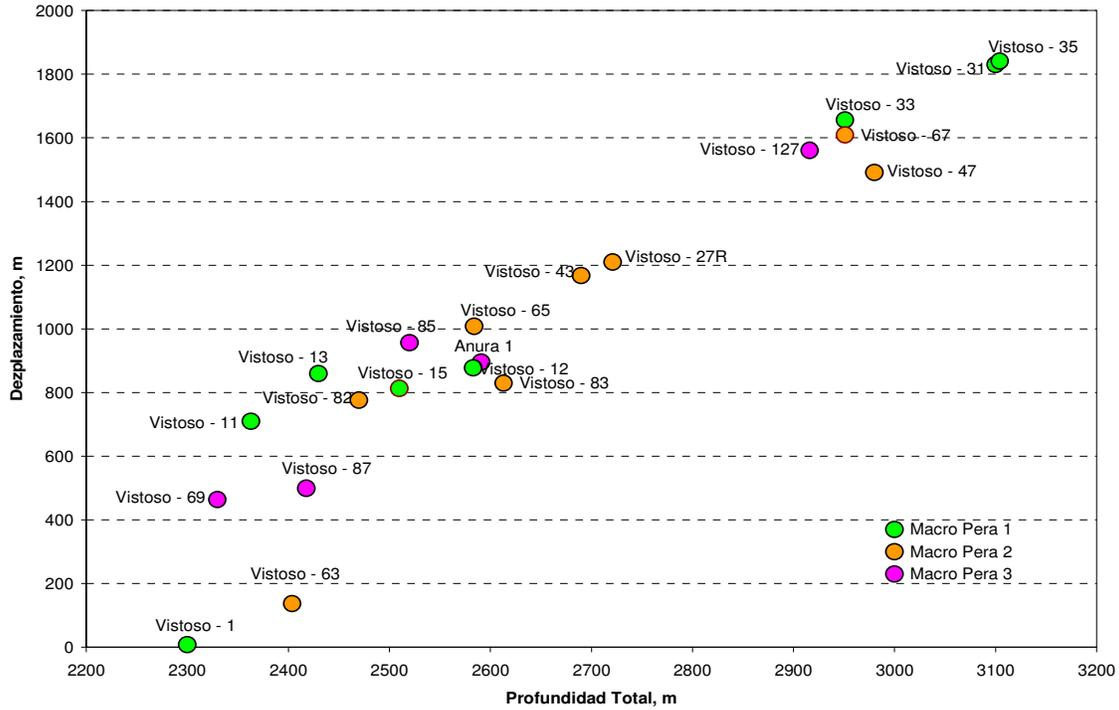
Fig. 4.2 Distribución de anomalías.<sup>2</sup>

En la **Fig. 4.3**, se muestra una gráfica de profundidad total contra desplazamiento, mostrando que sólo existe un pozo vertical.



**Fig. 4.3** Distribución de pozos en las anomalías.

En la **Fig. 4.4**, se muestra una gráfica de profundidad total contra desplazamiento, mostrando que sólo existe un pozo vertical.



**Fig. 4.4 Profundidad total versus desplazamiento.**

## 4.2 Perforación y Terminación

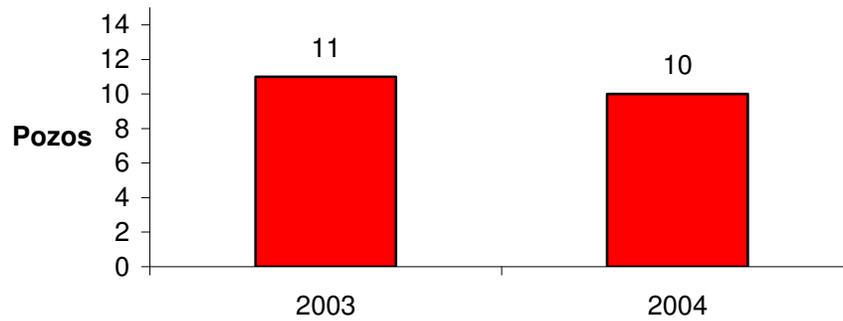
La perforación de los 21 pozos del Campo Vistoso se realizó desde 3 macroperas, las cuales fueron recubiertas con tapetes para protección ecológica de poliuretano de alta densidad, cuya función es proporcionar un suelo estable que facilite la instalación del equipo de perforación y el acceso a todo tipo de vehículos a la localización; desde el punto de vista ecológico, permiten contener cualquier derrame de diesel o fluidos de perforación<sup>1</sup>, reduciendo el impacto al medio ambiente.

A continuación se presenta la cronología de los pozos perforados, en los yacimientos que actualmente producen (ya con la actualización de los 4 yacimientos que se tienen identificados):

**Tabla 4.2 Cronología de pozos perforados.**

Pozo	Intervalos probados [m]		Yacimientos	Fecha de Disparo	Observaciones
	Cima	Base			
Vistoso – 1	2160	2164	MS1	30-Ene-03	Productor
Vistoso – 63	2235	2243	MS1	07-May-03	Aislado
	2157	2163	MS3	21-Dic-05	Productor
Vistoso – 13	2335	2340	MS1	05-Jun-03	Productor
Vistoso – 31	2964	2972	MS1	06-Jun-03	Productor
Vistoso – 43	2517	2525	MS1	15-Jun-03	Productor
	2527	2539	MS1	29-Nov-03	Productor
Vistoso – 11	2270	2274	MS1	26-Jun-03	Productor
Vistoso – 12	2346	2358	MS1	07-Jul-03	Productor
	2365	2371			Productor
Vistoso – 83	2455	2457	MS3	31-Jul-03	Productor
Vistoso – 67	2814	2817	MS4	13-Ago-03	Productor
Vistoso – 65	2471	2473	MS1	10-Sep-03	Aislado
	2388	2394	MS3	01-Feb-05	Productor
Anura – 1	2393	2396	MS3	09-Dic-03	Productor
Vistoso – 87	2302	2307	MS4	09-Ene-04	Aislado
	2233	2237	MS3	22-Dic-05	Productor
Vistoso – 85	2337	2343	MS7	28-Feb-04	Productor
Vistoso – 35	2832	2840	MS1	27-Mar-04	Productor
Vistoso – 27TR	2534	2540	MS3	29-Abr-04	Productor
Vistoso – 33	2736	2745	MS1	29-Abr-04	Productor
Vistoso – 82	2326	2333	MS3	19-May-04	Productor
Vistoso – 127	2805	2812	MS3	27-May-04	Productor
Vistoso – 69	2217	2221	MS3	11-Jun-04	Productor
Vistoso – 15	2365	2377	MS1	30-Jun-04	Productor
Vistoso – 47	2810	2827	MS1	31-Jul-04	Productor

El tiempo promedio de perforación de cada pozo fue de 23 días a un costo promedio de 13 millones de pesos. En la **Fig. 4.5** se presenta el número de pozos perforados por año.

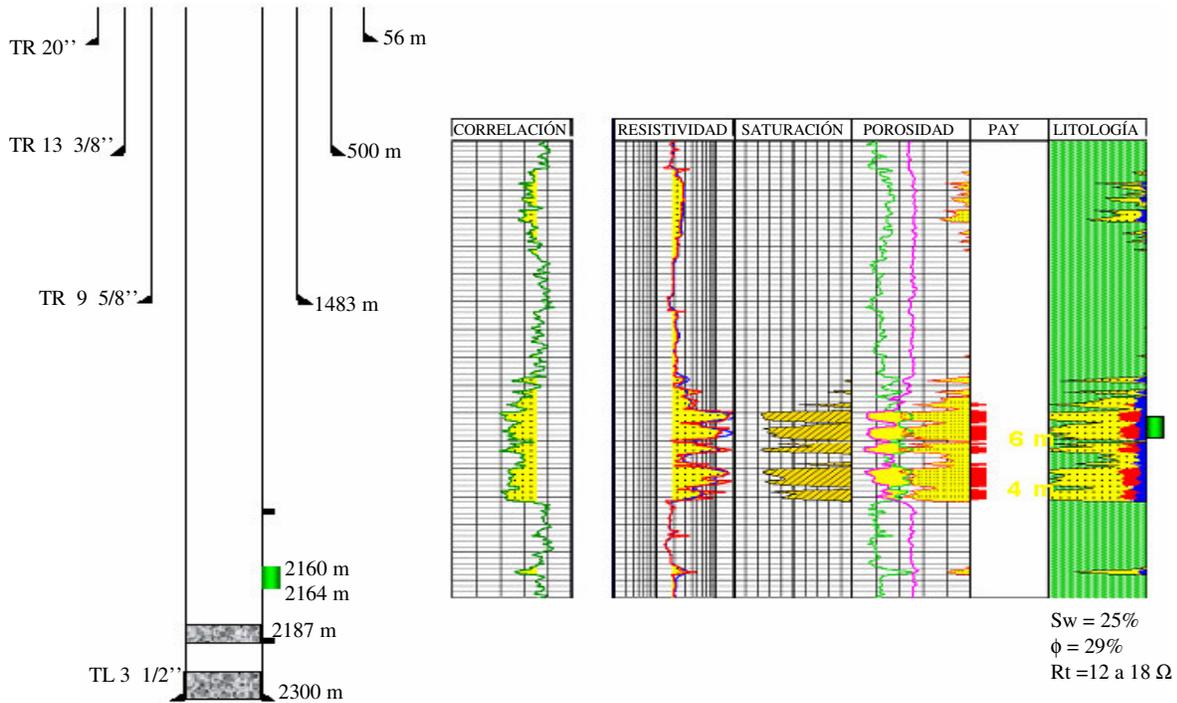


**Fig. 4.5** Número de pozos perforados.

La profundidad de los pozos varía entre los 2300 y 3100 md, dentro del Mioceno Superior.

#### *4.2.1* Diseño de Pozos y Estados Mecánicos

El Pozo Vistoso – 1 se perforó con una geometría de 20”, 13 3/8”, 9 5/8” y 3 1/2”, dado su carácter exploratorio, **Fig. 4.6**.

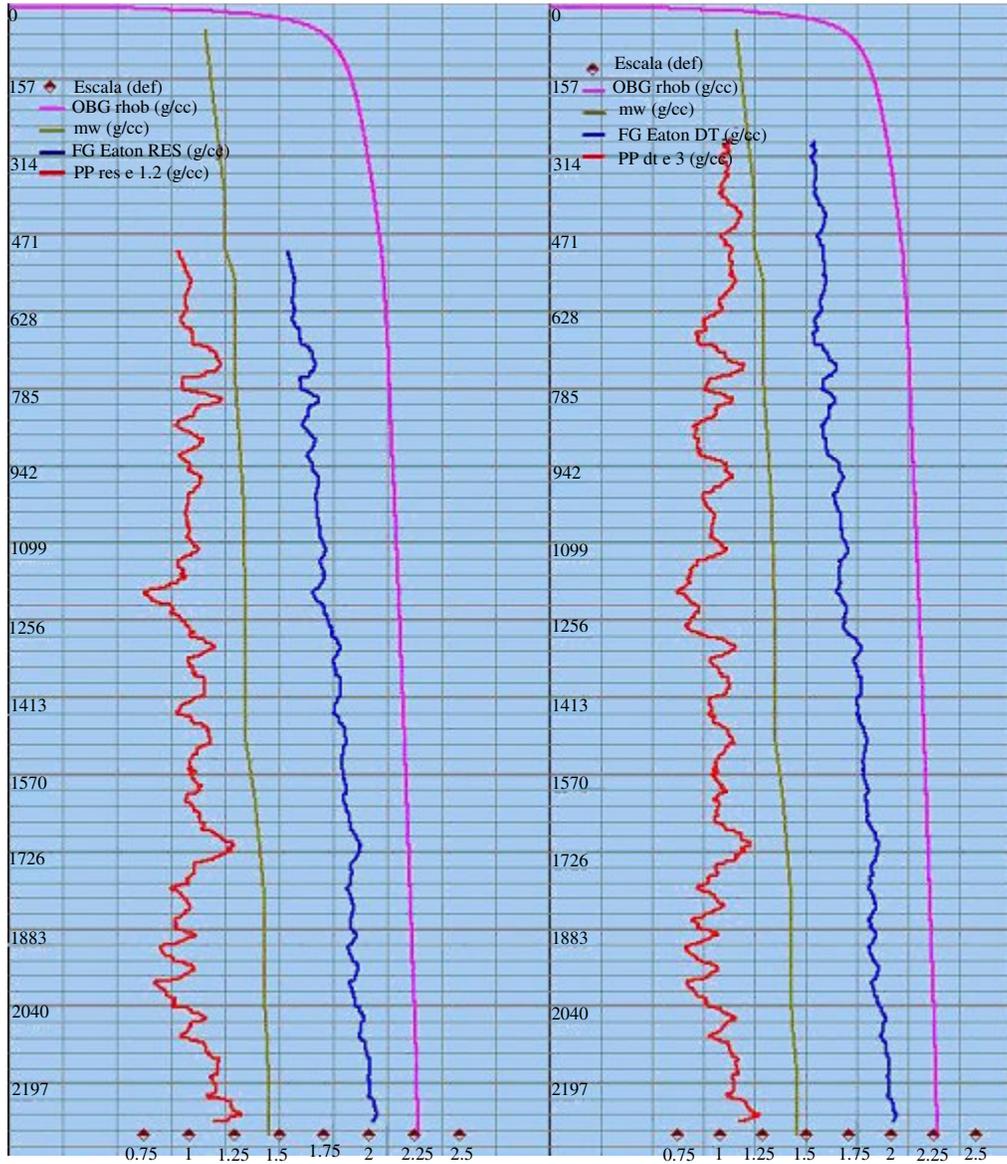


**Fig. 4.6 Estado mecánico del Pozo Vistoso – 1 y registro Arena MS – 1.<sup>1</sup>**

Una vez perforado el Pozo Vistoso – 1, se realizó un análisis de estabilidad de la formación, presiones de poro y fractura, para el rediseño de los pozos siguientes, pasando de una geometría robusta a una geometría esbelta de 9 5/8'', 7'' y 3 1/2'', con lo que se redujeron los tiempos de perforación en un 50%, permitiendo la puesta en explotación en un tiempo considerablemente corto.

Se perforaron 2 pozos verticales y 19 direccionales, alcanzando el Pozo Vistoso – 31 una inclinación de aproximadamente 60° y 1828 m de desplazamiento. La última etapa se perforó utilizando fluido de emulsión inversa, con una densidad máxima de 1.4 g/cc.

La determinación de los gradientes de poro y de fractura se hizo en función de los registros de resistividad y sínicos, tomados en el Pozo Vistoso – 1, **Fig. 4.7**. A medida de que se iba contando con mayor información de los siguientes pozos perforados, se continuó ajustando el perfil de presiones para el campo, a fin de determinar las profundidades de asentamiento de las tuberías.



**Fig. 4.7** Perfiles de los gradientes de presión del campo, determinados de los registros de resistividad (Izquierda) y de tiempo de tránsito (Derecha).

Del análisis se observa que el campo no tiene zonas de presiones anormales (condición en el subsuelo en donde la presión de formación es mayor o menor que la esperada<sup>10</sup>)

considerables. A partir de 1100 y hasta 1280 mv se nota un depresionamiento, presentándose también a partir de 1750 y hasta 2060 mv.

El gradiente de presión de poro a 2100 mv es de 1.08 g<sub>f</sub>/cc, mientras que el gradiente de la presión de fractura a la misma profundidad es de 1.93 g<sub>f</sub>/cc, representado una ventana operacional adecuada para la perforación. La densidad máxima empleada en los pozos del Campo Vistoso es de 1.46 g/cc.

Las características de este campo, tales como la ausencia de presiones anormales, la consolidación de las formaciones perforadas, el tipo de litología y la composición molecular del gas, y apoyándose en la realización del análisis nodal del campo, permitieron simplificar los estados mecánicos de los pozos para producir con el diámetro óptimo.

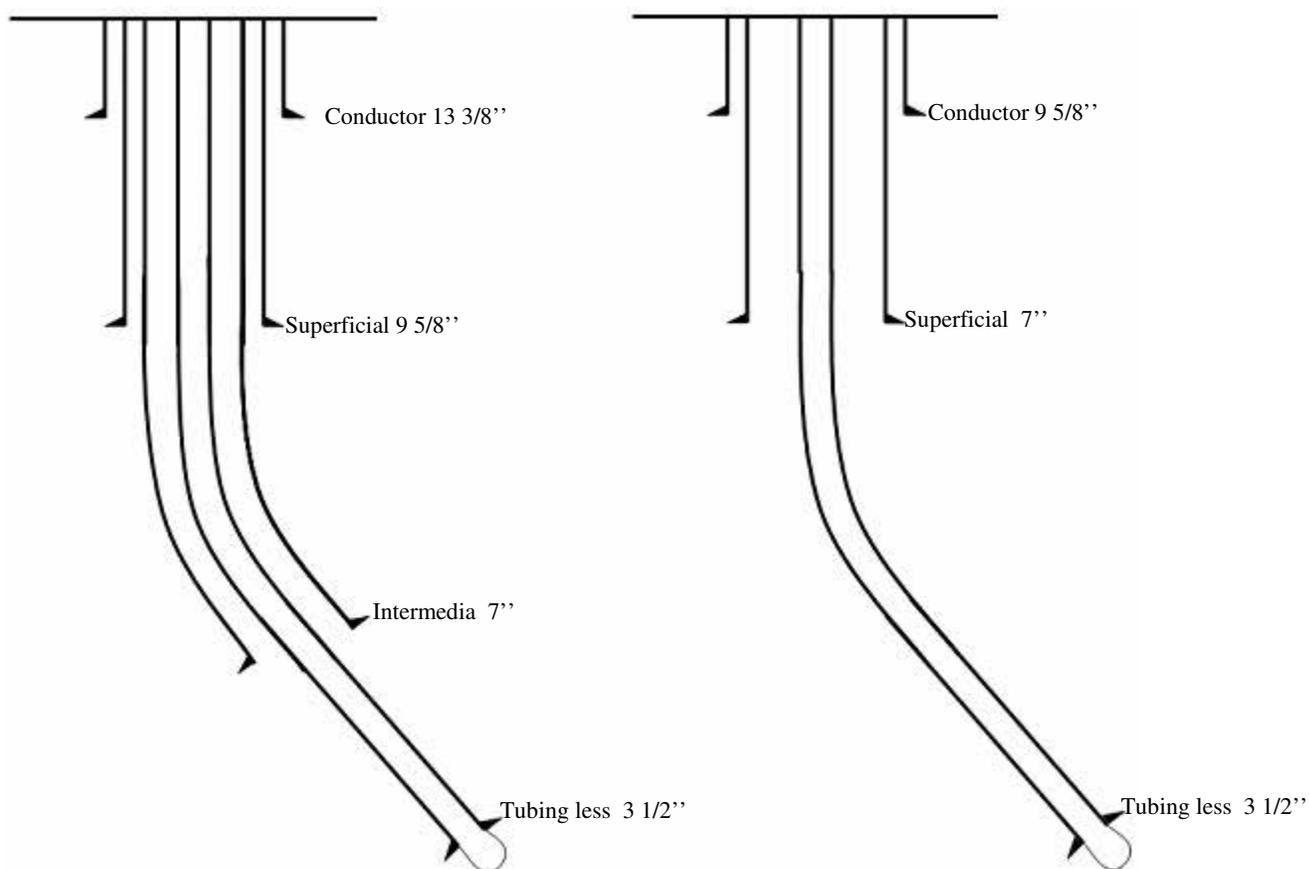
#### 4.2.1.1 Diámetros de Tuberías Utilizadas

Las geometrías más utilizadas en este campo son:

**Tabla 4.3 Diámetros de tuberías utilizadas en este campo.**

<i>Tubería</i>	<i>Diseño 1</i>	<i>Diseño 2</i>
Conductora	13 3/8	9 5/8
Superficial	9 5/8	7
Intermedia	7	
Terminación	Tubing Less 3 1/2	Tubing Less 3 1/2

La **Fig. 4.8** muestra la distribución de las Tuberías de Revestimiento:



**Fig. 4.8 Diseños utilizados en el campo (Tipo "J") con terminaciones en Tubing Less.<sup>1</sup>**

#### 4.2.2 Construcción de las Curvas

Durante la perforación se le dio seguimiento a la operación para garantizar que la trayectoria del pozo fuera lo más cercana a la programada, mediante un MWD (Measurement While Drilling, que es la evaluación de las propiedades físicas, usualmente incluyendo presión, temperatura y trayectoria del pozo, mientras se perfora el pozo<sup>10</sup>) y la comparación del "survey" (registro de desviación de un pozo) programado con el real. El pozo con mayor ángulo, es el Pozo Vistoso – 31 con 57.92°.

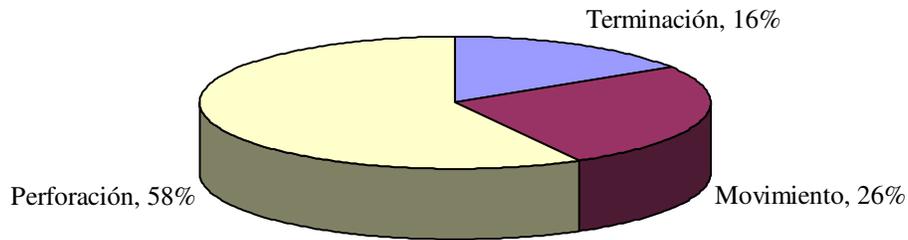
#### *4.2.3 Terminación de Pozos*

Los pozos del Campo Vistoso producen al disparo, con lo que se evitaron estimulaciones e inducciones para su producción.

#### *4.2.4 Tiempos de Perforación y Terminación*

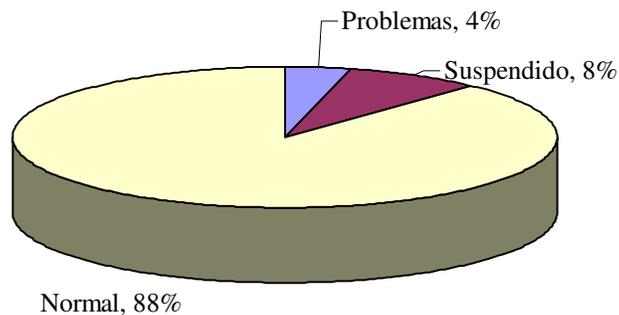
La utilización de los motores de fondo, hidráulica y densidades equivalentes de circulación óptimas, lograron una disminución en los tiempos de perforación al principio del desarrollo del campo. Posteriormente, el factor que más influyó para la reducción de tiempos fue la implantación de la técnica de Casing Drilling (proceso en el cual se perfora con la tubería que va a quedar como TR de explotación conocida con el nombre de Tubing Less). Cabe mencionar que esto pudo ser posible después de analizar las propiedades petrofísicas y el análisis nodal del campo, ya que el diámetro óptimo para explotarlo es de 3 ½". En la **Fig. 4.9** se muestran los tiempos que se dedicaron para el movimiento, perforación y terminación, donde se puede observar que la perforación es la de mayor tiempo.

Las barrenas utilizadas en la perforación permitieron bajar los tiempos de perforación, teniendo en promedio de 1 metro por minuto.

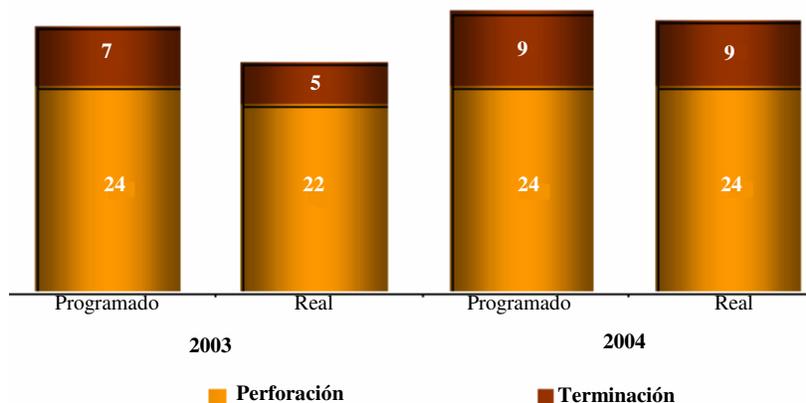


**Fig. 4.9** Tiempo utilizado desde el movimiento del equipo hasta la terminación del pozo.<sup>1</sup>

Como se puede observar en la **Fig. 4.10**, los tiempos muertos e improductivos son mínimos, haciendo de este campo uno de los menos problemáticos del Activo Integral de Veracruz. Asimismo, se puede observar que los tiempos programados, tanto para perforación como para terminación, son muy similares a los reales, resultando en algunos casos, inclusive menores tiempos reales, **Fig. 4.11**.



**Fig. 4.10** Estadística de la perforación.<sup>1</sup>



**Fig. 4.11 Perforación y terminación programadas contra reales, en días.<sup>1</sup>**

#### 4.2.5 Problemática y Recomendaciones en la Perforación.

El Campo Vistoso, por sus características en general, no presenta problemas durante la perforación. Sin embargo, al perforar el Pozo Vistoso – 15, se presentó un problema debido a un mayor ritmo de penetración y una acumulación de recorte, teniéndose que efectuar un “side – track” (perforar un segundo agujero apartado del original, ya sea debido a un accidente o por diseño<sup>10</sup>) por sarta atrapada.

Dentro de las lecciones aprendidas se tienen los siguientes aspectos:

- El uso de barrenas PDC en este tipo de litologías representa un mayor ritmo de penetración.
- Tener limpieza adecuada para ritmos de penetración altos.
- Correr y optimizar la hidráulica para obtener un buen porcentaje de limpieza y acarreo de recortes del pozo.<sup>1</sup>

### 4.3 Reservas

Como resultado de la perforación del Pozo Vistoso – 1, que es productor de gas seco en el intervalo 2160 – 2164 m, se firmó el Acta Protocolaria de las reservas de hidrocarburos en diciembre de 2003, siendo el primer valor oficial de reservas que se tuvo del campo.<sup>15</sup>

Las reservas de hidrocarburos estimadas, en sus diferentes categorías que fueron protocolizadas, se presentan en la **Tabla 4.4**.

**Tabla 4.4 Reserva original.**

Pozo	Probada	Probable	2P	Posible	3P
VISTOSO – 1	MMMPC	MMMPC	MMMPC	MMMPC	MMMPC
	77.64	2.94	80.58	2.97	83.55

Estos valores fueron integrados al sistema de información de reservas de hidrocarburos (MERAK), pasando a ser parte del inventario de las reservas de hidrocarburos del Activo Veracruz, perteneciente a la Región Norte.

Como producto del avance del desarrollo del campo, donde a la fecha (1° de enero del 2004) se habían perforado 11 pozos, se dieron de alta las siguientes reservas, las cuales se encontraban divididas en 6 yacimientos, **Tabla 4.5**.

**Tabla 4.5 Información general del Campo Vistoso, con la que se dio de alta la reserva de este campo al 01 de enero del 2004.<sup>16</sup>**

Yacimiento	$p_{yi}$ psia	$T_y$ °F	Dens. Rel. Gas	$B_{gi}$ adim.	Área Km <sup>2</sup>	Espesor Neto m	$\phi$ %	Sw %
MS1	3313	159.0	0.559	0.00492	6.77	14.53	22.71	33.98
MS2	3313	159.0	0.559	0.00492	0.93	7.22	25.90	26.00
MS3	3313	159.0	0.559	0.00492	3.00	6.05	21.37	32.75
MS4	3313	159.0	0.559	0.00492	0.93	17.38	22.00	35.00
MS5	3313	159.0	0.559	0.00492	4.34	4.37	22.13	35.44
MS6	3313	159.0	0.559	0.00492	1.00	5.07	25.60	33.10

Yacimiento	OVIP*	Fr	Reserva Orig.	Gp	Reserva Actual
	MMPC	%	MMPC	MMPC	MMPC
MS1	105,844.9	54.40	57,570.7	2,390.0	55,180.7
MS2	9,204.6	47.00	4,322.8	160.0	4,162.8
MS3	18,747.1	49.90	9,348.2	197.0	9,151.2
MS4	16,544.3	52.80	8,742.8	180.0	8,562.8
MS5	19,435.3	69.70	13,555.7		13,555.7
MS6	6,218.3	72.70	4,518.1		4,518.1
	175,994.5	55.72	98,058.3	2,927.0	95,131.3

Los periodos de actualización de reservas son anuales y se realizan al 1° de enero de cada año. Sin embargo, como producto de la explotación del campo, se observó que algunos yacimientos estaban comunicados y se descubrieron otros; además, algunos valores de los parámetros se ajustaron. Por lo anterior, se presentan los datos que se tuvieron al 1° de julio del 2004, **Tabla 4.6**.

**Tabla 4.6 Información general del Campo Vistoso. Reserva de este campo al 01 de julio del 2004.<sup>16</sup>**

Yacimiento	p <sub>yi</sub>	T <sub>y</sub>	Dens. Rel.	B <sub>gi</sub>	Área	Espesor Neto	φ	Sw
	psia	°F	Gas	adim.	Km <sup>2</sup>	m	%	%
MS1	3313	160.4	0.559	0.00494	9.87	12.22	23.47	32.11
MS2	Se integra al yacimiento MS1							
MS3	3350	160.9	0.559	0.00489	3.74	5.68	22.70	33.05
MS4	3322	164.3	0.559	0.00497	1.69	8.97	21.04	39.49
MS5	3330	160.4	0.559	0.00492	4.33	3.94	22.54	32.79
MS6	Se integra al yacimiento MS3							
MS7	3300	156.6	0.559	0.00491	1.18	3.10	18.80	41.50

\* Original Volume in Place, standard conditions

<b>Yacimiento</b>	<b>OVIP</b>	<b>Fr</b>	<b>Reserva Orig.</b>	<b>Gp</b>	<b>Reserva Actual</b>
	<b>MMPC</b>	<b>%</b>	<b>MMPC</b>	<b>MMPC</b>	<b>MMPC</b>
MS1	137,571.1	65.64	90,298.5	12,656.0	77,642.5
MS2					
MS3	23,340.5	66.90	15,615.2	1,799.7	13,815.5
MS4	13,715.1	68.71	9,424.2	1,032.7	8,391.5
MS5	18,569.4	67.09	12,458.6		12,458.6
MS6					
MS7	2,888.6	66.80	1,929.7		1,929.7
	<u>196,084.8</u>	<u>66.16</u>	<u>129,726.3</u>	<u>15,488.4</u>	<u>114,237.9</u>

Como se puede observar, el Yacimiento MS2 se integró al Yacimiento MS1, y el Yacimiento MS6 al Yacimiento MS3.

Continuando con la estimación de reservas anuales para los siguientes años se tiene<sup>12</sup>, **Tablas 4.7 y 4.8:**

**Tabla 4.7 Información general del Campo Vistoso. Reserva de este campo al 01 de enero del 2005.<sup>16</sup>**

<b>Yacimiento</b>	<b>p<sub>yi</sub></b>	<b>T<sub>y</sub></b>	<b>Dens. Rel.</b>	<b>B<sub>gi</sub></b>	<b>Área</b>	<b>Espesor Neto</b>	<b>φ</b>	<b>Sw</b>
	<b>psia</b>	<b>°F</b>	<b>Gas</b>	<b>adim.</b>	<b>Km<sup>2</sup></b>	<b>m</b>	<b>%</b>	<b>%</b>
MS1	3313	160.4	0.559	0.00494	9.87	12.22	23.47	32.11
MS3	3350	160.9	0.559	0.00489	8.39	5.82	22.78	32.81
MS4	3322	164.3	0.559	0.00497	1.69	8.97	21.04	39.49
MS5	Se integra al Yacimiento MS3							
MS7	3300	156.6	0.559	0.00491	2.22	3.88	20.50	36.56

<b>Yacimiento</b>	<b>OVIP</b>	<b>Fr</b>	<b>Reserva Orig.</b>	<b>Gp</b>	<b>Reserva Actual</b>
	<b>MMPC</b>	<b>%</b>	<b>MMPC</b>	<b>MMPC</b>	<b>MMPC</b>
MS1	137,571.1	71.53	98,407.4	23,738.3	74,669.1
MS3	53,945.1	65.50	35,332.5	5,732.5	29,600.0
MS4	13,715.1	68.33	9,370.8	2,121.7	7,249.1
MS5					
MS7	8,037.9	69.55	5,590.0	508.4	5,081.6
	<u>213,269.1</u>	<u>69.72</u>	<u>148,700.7</u>	<u>32,100.9</u>	<u>116,599.8</u>

En esta etapa, se aprecia que el Yacimiento MS5 pasó a formar parte del Yacimiento MS3.

Finalmente, para enero del presente año, se tienen los siguientes datos:

**Tabla 4.8 Información general del Campo Vistoso. Reserva de este campo al 01 de enero del 2006.<sup>16</sup>**

Yacimiento	$p_{yi}$ psia	$T_y$ °F	Dens. Rel. Gas	$B_{gi}$ adim.	Área Km <sup>2</sup>	Espesor Neto M	$\phi$ %	Sw %
MS1	3313	160.4	0.559	0.00494	9.87	12.22	23.47	32.11
MS3	3350	160.9	0.559	0.00489	8.39	5.82	22.78	32.81
MS4	3322	164.3	0.559	0.00497	1.69	8.97	21.04	39.49
MS7	3300	156.6	0.559	0.00491	2.22	3.88	20.50	36.56

Yacimiento	OVIP MMPC	Fr %	Reserva Orig. MMPC	Gp MMPC	Reserva Actual MMPC
MS1	137,571.1	78.28	107,686.6	47,270.7	60,415.9
MS3	53,945.1	80.73	43,548.0	21,262.3	22,285.7
MS4	13,715.1	74.76	10,253.7	3,564.3	6,689.4
MS7	8,037.9	80.41	6,463.3	2,751.6	3,711.7
	213,269.1	78.75	167,951.5	74,848.9	93,102.7

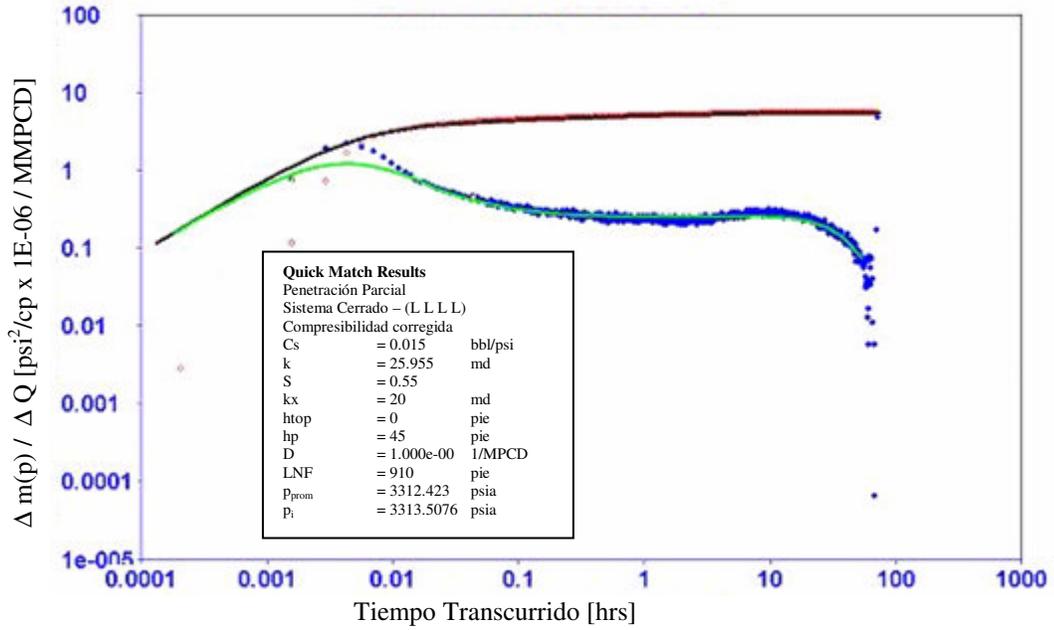
#### 4.4 Caracterización Dinámica

Para evaluar las condiciones de flujo en el yacimiento y su potencial, se realizó el aforo del Pozo Vistoso – 1 en el intervalo 2160 – 2164 m, fluyendo gas, **Tabla 4.7**. Las mediciones obtenidas son las siguientes:

**Tabla 4.9 Resultados de la prueba de variación de presión en el Pozo Vistoso – 1.<sup>1</sup>**

$\phi_t$ pg	$p_{wh}$ psia	$q_g$ MMPCD	$p_{wf}$ psia	$\Delta p$ psi
1/8	2850	1.5	3295	18
3/16	2840	2.5	3276	37
1/4	2800	5.8	3229	84

El 29 de enero del 2003, se realizó una prueba de incremento de presión en el Pozo Vistoso – 1, obteniéndose los resultados que se muestran en la **Fig. 4.12**, usándose para ello el software Pan System (software de la Compañía eP para el análisis de pruebas de presión<sup>17</sup>).

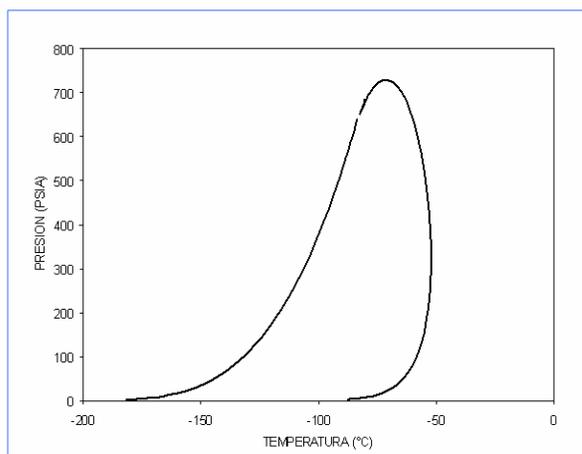


**Fig. 4.12 Curva de variación de presión, Pozo Vistoso – 1.<sup>1</sup>**

En la **Fig. 4.13** se presenta la composición de una muestra de gas tomada en superficie y su envolvente de fases, donde se observa que se trata de un yacimiento de gas seco. La temperatura para entrar a la zona de dos fases es de 53 °C bajo cero, la cual no se alcanza nunca en el sistema de producción.

**Composición Gas**  
(% molar)

C <sub>1</sub>	99.445
C <sub>2</sub>	0.122
C <sub>3</sub>	0.106
iC <sub>4</sub>	0.03
nC <sub>4</sub>	0.008
iC <sub>5</sub>	0.015
nC <sub>5</sub>	0.004
C <sub>6+</sub>	0.015
N <sub>2</sub>	0.135
CO <sub>2</sub>	0.119



Densidad relativa del gas:  
0.558

**Gas Seco**

**Fig. 4.13 Composición de una muestra de gas y su diagrama p – T.<sup>1</sup>**

Aplicando la metodología establecida por Cinco Ley<sup>18</sup>, conocida como Caracterización Dinámica de Yacimientos, la cual consiste en integrar la información de presión y producción de la vida de uno o varios pozos, desde el inicio hasta la fecha actual, con el objeto de reproducir el comportamiento de presión – producción hasta ajustarlo y de esta manera, obtener parámetros del yacimiento y de sus límites, se pudo definir el área de drene asociada, incluyendo la siguiente información:

$$p_{yi} = 3313 \text{ psia}$$

$$k = 26 \text{ md}$$

$$\text{Área de drene} = 0.3 \text{ Km}^2$$

$$T_y = 70 \text{ °C}$$

$$S = 0.5$$

Una vez que entraron en producción los pozos, se efectuaron pruebas de presión, que incluyeron los Pozos Vistoso – 1, Vistoso – 43, Vistoso – 63 y Vistoso – 83. En estas pruebas se determinó la presencia de la frontera en los Pozos Vistoso – 1, Vistoso – 31 y Vistoso – 67; no así para los restantes, que presentaron solamente flujo radial. La presión

inicial del yacimiento es de 3300 psia en promedio y los valores de permeabilidad van de 26 a 163 md; todos los pozos presentan daño mayor o igual a 1, debido principalmente a penetración parcial, **Tabla 4.10**.

**Tabla 4.10 Resultado de la curva de variación de presión en el Campo Vistoso.<sup>1</sup>**

<b>Pozo</b>	<b>Intervalo [m]</b>	<b>k [md]</b>	<b>S</b>	<b>p<sub>i</sub> [psia]</b>
1	2160 – 2164	26	1	3313
11	2270 - 2274	71.8	4	3326
12	2346 - 2358 2365 - 2371	131.5	1	3299
13	2335 - 2340	163	1.3	3312
31	2964 - 2972	162.5	1	3303
63	2235 - 2243	73	5	3350
67	2814 - 2817	97	2.45	3322
83	2455 - 2457	47	3.8	3346

Posteriormente, se realizaron pruebas de variación de presión a los demás pozos del campo. En la **Tabla 4.11** se presenta un resumen de las fechas y los resultados de dichas pruebas.

**Tabla 4.11 Resultados de las pruebas de presión en el Campo Vistoso<sup>19</sup>.**

<b>Pozo</b>	<b>Fecha dd/mm/aa</b>	<b>Intervalo (mbmr)</b>	<b>p<sub>i</sub> (psia)</b>	<b>k (md)</b>	<b>S</b>
Vistoso - 1	02-Ago-04	2160/64	3319.32	21.90	2.50
Vistoso - 11	05-Ago-04	2270/74	3320.32	59.50	5.10
Vistoso - 12	16-May-04	2365/71	3294.36	100.00	-2.52
Vistoso - 13	12-May-04	2335/40	3308.34	310.00	8.50
Vistoso - 15	29-Jun-04	2365/77	2967.82	92.35	19.80
Vistoso - 27	12-May-04	2534/40	3232.45	59.20	2.00
Vistoso - 31	24-Jun-04	2964/72	3298.35	380.00	1.25
Vistoso - 33	06-Jul-04	2736/45	3066.68	450.00	1.4
Vistoso - 35	26-Jun-04	2832/40	3085.65	200.00	-3.00
Vistoso - 43	28-May-06	2527/39	3309.34	22.30	-2
Vistoso - 47	03-Oct-04	2810/27	2913.90	76.60	14.5
Vistoso - 63	30-May-04	2157.5/61	3338.30	72.50	4.63
Vistoso - 65	24-Ago-04	2471/73	3341.29	35.90	10.15
Vistoso - 67	21-Ago-04	2814/17	3317.33	42.23	-2.71
Vistoso - 69	25-Sep-04	2217/21	3185.51	160.80	11.50
Vistoso - 82	03-Oct-04	2326/33	3143.57	107.10	8.9
Vistoso - 83	29-May-04	2455/57	3345.29	54.50	3.80
Vistoso - 85	01-Oct-04	2337/43	3330.31	66.70	1.50
Vistoso - 87	30-Sep-04	2302/07	3256.41	45.00	-3.30
Vistoso - 127	01-Oct-04	2805/12	3233.45	68.80	7.60
Anura - 1	05-Jun-04	2393/96	3326.32	109.00	7.90

#### 4.5 Simulación Numérica

Se han realizado dos estudios de simulación en el Campo Vistoso. Se presentan los procedimientos y resultados de cada uno de ellos.

##### 4.5.1 Primera Simulación<sup>1</sup>

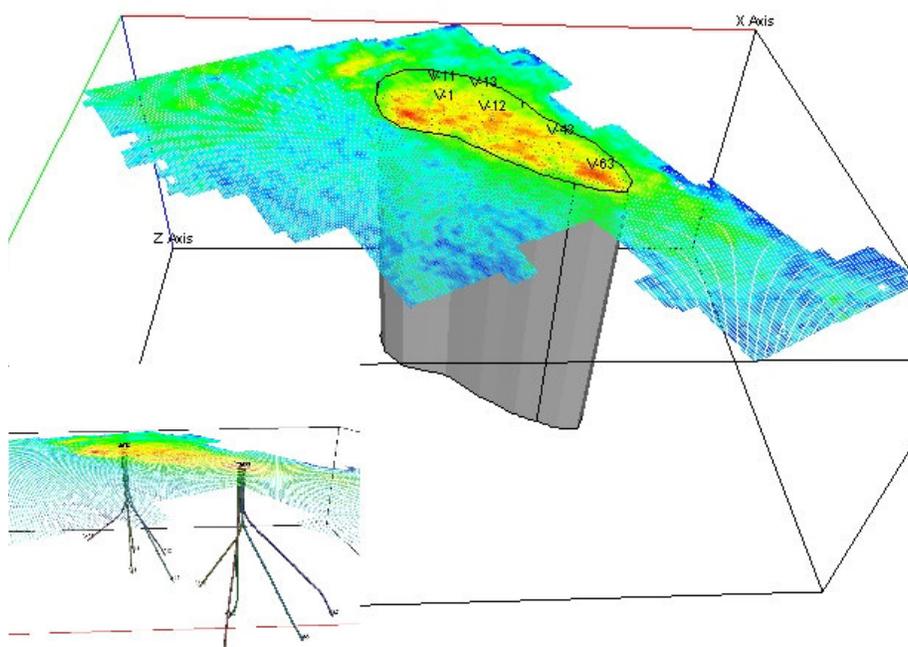
Con la finalidad de definir el mejor desarrollo posible del Yacimiento MS1, se generó un modelo de simulación numérica para el Yacimiento MS1, utilizando información de los Pozos Vistoso – 1, Vistoso – 63, Vistoso – 13 y Vistoso – 31. El Pozo Vistoso – 31,

ubicado en el Yacimiento MS – 2, fue utilizado para generar con mayor aproximación las superficies del modelo. Este modelo de simulación numérica se creó integrando información de diferentes fuentes, tales como desviación de pozos, marcadores (cima y base de la arena MS1), mapas de anomalías, permeabilidades relativas, presión capilar, pruebas de presión, registros geofísicos, datos de reservas, entre otros.

El procedimiento fue el siguiente: Se creó el marco estructural, la malla de simulación; se asignaron los valores a la malla con las propiedades petrofísicas; se cargaron los datos de los intervalos disparados; así como los datos pVT del Pozo Vistoso – 1.

Para crear el marco estructural se ajustaron los marcadores en los pozos, cimas y bases, y se crearon dos superficies, una para la cima y otra para la base.

Debido a que se tenía un mapa de anomalías, se creó la frontera del yacimiento, contorneando el área donde la anomalía es más contrastante, **Fig. 4.14**.

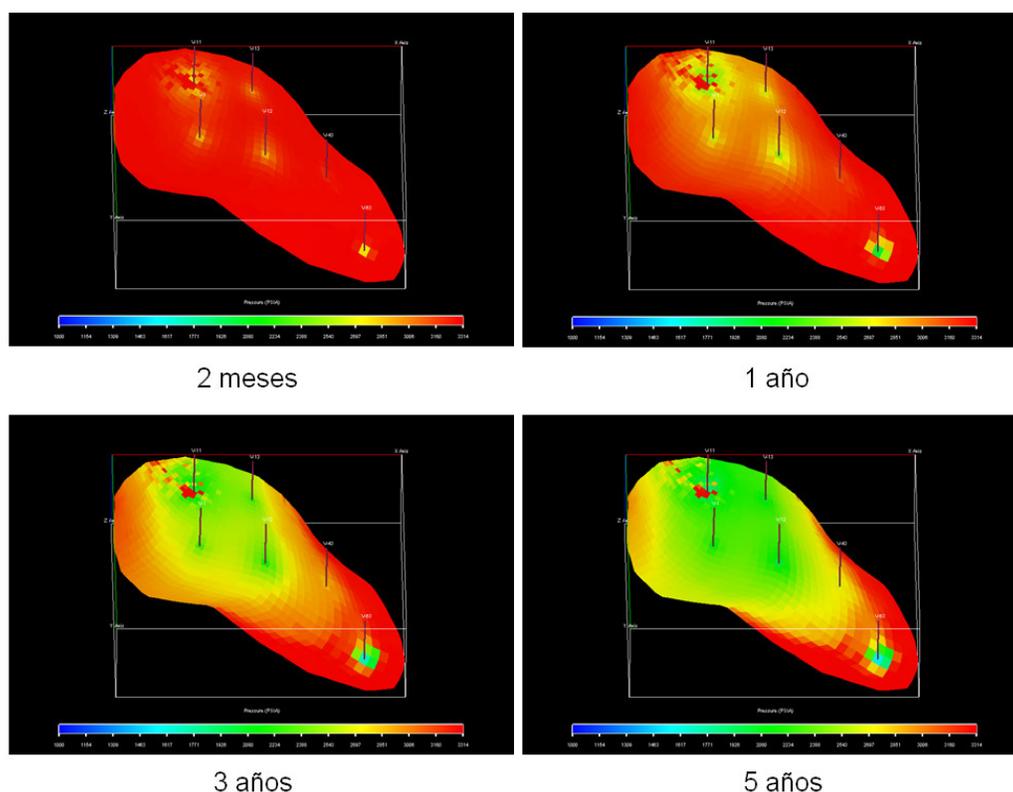


**Fig. 4.14 Creación de la frontera del yacimiento.**

Para establecer un modelo detallado se decidió crear una malla de 30 x 40 x 60 celdas, en las direcciones x, y, z, respectivamente, para un total de 72,000 celdas, siendo las medidas correspondientes de 68 x 65 x 0.39 m. La definición en el sentido vertical se debe a la presencia de intercalaciones arena – arcilla, con el fin de reproducir de una forma más cercana a la realidad el flujo de fluidos en el yacimiento. En este y en cualquier estudio de simulación numérica, es necesario generar las distribuciones de porosidad con base en la sísmica, relacionando la amplitud, la impedancia o alguna otra propiedad, con la porosidad. Para definir la malla de permeabilidad, se utilizó la información de permeabilidades de núcleos y se correlacionó para calcular la permeabilidad a partir de la porosidad. Ésta se aplicó a las permeabilidades en  $k_x$  y  $k_y$ , y para  $k_z$  se consideró el 10% de la horizontal. No se contaba con suficiente información, pero por experiencia en yacimientos de la zona, se tiene una relación de  $k_v/k_h = 0.1$ , de ahí que se haya usado este valor (actualmente se sabe que la relación es más alta). La malla de saturación se definió con un valor constante de 0.4. Se procedió con la volumetría, calculando volumen de roca, poros, de agua y de gas en el yacimiento, obteniéndose valores del mismo orden al calculado por métodos determinísticos durante el proceso de estimación de reservas. El volumen de gas calculado fue de 398.7 MMPC @ c.y. Utilizando el  $B_{gi}$  promedio para el campo de 0.0049, se tiene un volumen de 81.31 MMMPC @ c.s. que es similar al valor de Reserva 3P que se registró en el Acta Protocolaria.

El modelo final se definió con el simulador de aceite negro, Eclipse 100 (a pesar del nombre, no sólo simula el flujo de aceite, sino también de gas; este simulador considera que la composición no varía a través del tiempo), malla cartesiana corner point, para sistema gas – agua, opción equilibrio vertical con solución totalmente implícita.

El comportamiento de presión, una vez iniciada la explotación para los primeros 5 años, se presenta en la **Fig. 4.15**.



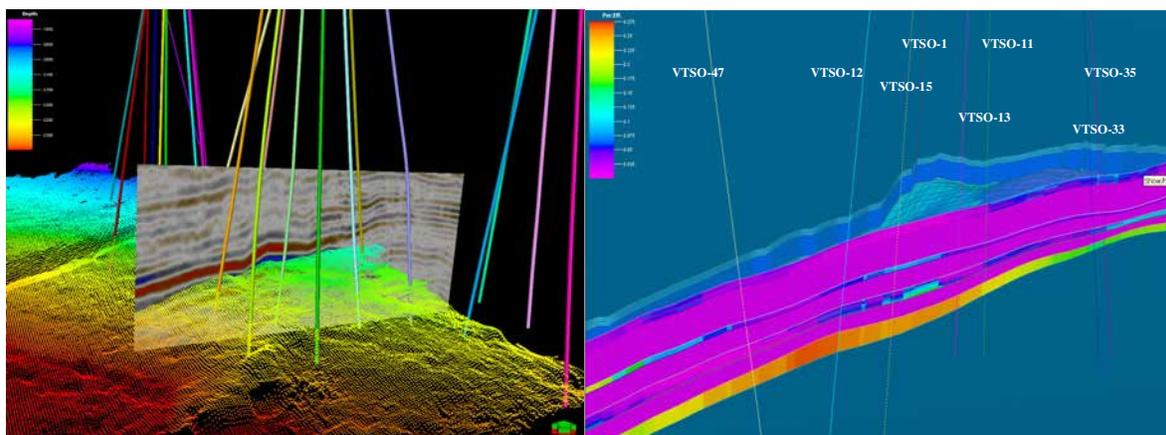
**Fig. 4.15 Comportamiento de presión.**

Con la finalidad de reducir las caídas de presión, se tiene definido un programa de ampliación de intervalos. Otro factor a considerar, es el daño que se determinó en las pruebas de presión y que no es válido establecer comparación entre pozos; así por ejemplo, el Pozo Vistoso – 83 presenta caídas de presión de 180 psi a 6 MMPCD, con un daño de 3.8; sin embargo, el Pozo Vistoso – 11, con un daño de 4, presenta caídas de presión de 110 psi. Lo anterior indica que cada pozo debe analizarse individualmente, sobre todo si se trata de actividades de estimulación y fracturamiento. La realización de un “Frac Pack” (es una técnica utilizada para el control de arena, en donde se realizan “gravel packs”) en formaciones permeables, con una presión lo suficientemente grande para causar fracturas y llenarlas con arena<sup>20</sup>, debe tomarse con reserva.

#### 4.5.2 Segunda Simulación<sup>21</sup>

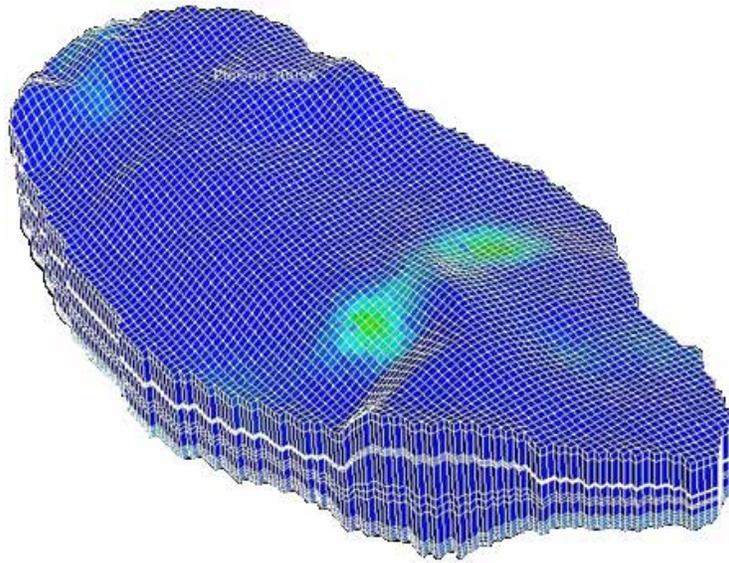
El objetivo de la segunda simulación realizada al campo fue establecer las fechas de compresión.

Se generó un modelo estático de los cuatro yacimientos (MS1, MS4, MS5 y MS7), integrando información de desviación de pozos, marcadores, horizontes interpretados, atributos sísmicos, registros geofísicos y evaluaciones petrofísicas. Primero se construyó el marco estructural y se generó la malla de 102x49x21, con un total de 104,958 celdas; luego se realizó un análisis de facies generando un modelo arena – arcilla. Finalmente, se asignaron los valores correspondientes al modelo con las propiedades petrofísicas, mediante análisis geoestadístico y correlación sísmica, para cada tipo de facie. Ver **Fig. 4.16**.

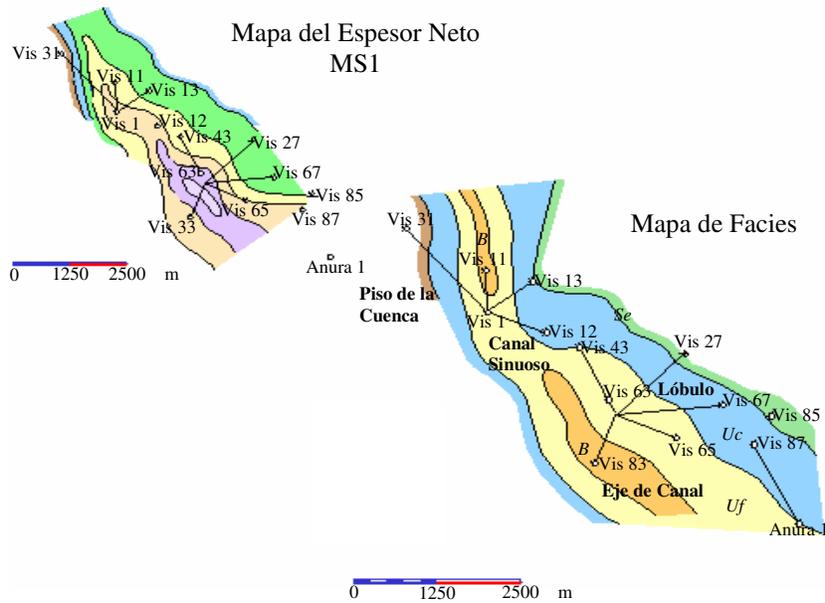


**Fig. 4.16 Integración de información geofísica y de pozos.**

Para la construcción de la malla de simulación del Campo Vistoso, se utilizó el último modelo estático. Una de las primeras correcciones fue la de reorientar la malla, tomando en consideración el modelo sedimentológico, **Figs. 4.17 y 18**, ya que inicialmente las celdas estaban orientadas en dirección Norte – Sur.



**Fig. 4.17 Malla orientada.**



**Fig. 4.18 Modelo sedimentario.**

Se importaron en el modelo las propiedades de porosidad, permeabilidad y “Net To Gross” (es un porcentaje usado para convertir de espesor bruto o espesor neto); adicionalmente se redimensionó la malla, conservando la distribución de propiedades del modelo estático,

tomando en cuenta los cuatro yacimientos que componen el modelo. Las subdivisiones verticales y el tamaño de las celdas se seleccionaron tomando en cuenta las correlaciones de pozos, el número de pozos y volúmenes iniciales de gas por yacimiento, así como la ubicación de los pozos en los límites del modelo, ya que se observó que manteniendo el tamaño original de las celdas (100 m x 100 m), algunos pozos cercanos a los límites del yacimiento quedaban fuera del modelo al cargar los archivos de desviación y trayectorias, obteniendo así finalmente una malla de  $N_x = 57$ ,  $N_y = 119$  y  $N_z = 13$ , para un total de 88179 celdas. El tipo de malla seleccionado fue cartesiano de puntos de esquina (corner point).

Se contó con análisis especiales de permeabilidad relativa para 4 pozos pertenecientes a las arenas MS1 y MS3, los dos yacimientos de mayor importancia en cuanto a número de pozos y volúmenes iniciales, así como con 7 pozos con análisis de curvas de presión capilar, para los Yacimientos MS1, MS3 y MS4.

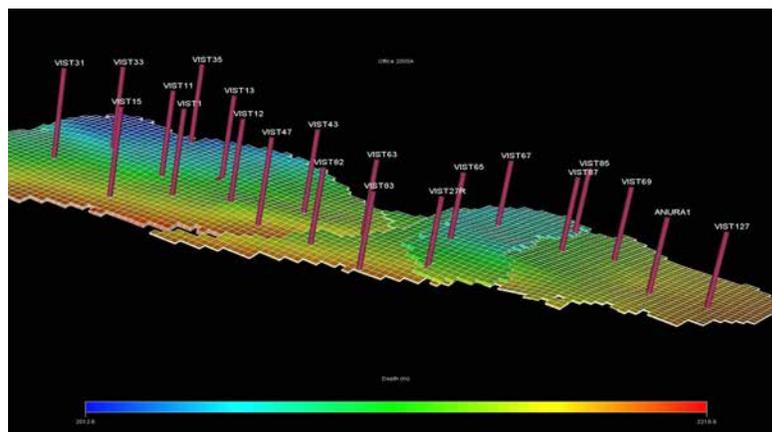
Se analizaron las curvas y se obtuvieron promedios por yacimiento. En el caso de la arena MS7, se utilizaron las curvas del Yacimiento MS3, de características petrofísicas y de calidad de grano similares. Cabe destacar que por el volumen inicial y la cantidad de pozos que producen en el yacimiento, esta suposición no es de gran impacto en los resultados finales.

El modelo de simulación se realizó con el Software Eclipse 100. Las consideraciones generales del modelo fueron:

- Inicio de la simulación: 1 de octubre de 2003.
- Dimensiones de la malla: 57, 119, 13.
- Tipo de Malla: Cartesiana, Corner Point.
- Fluidos: Gas y Agua.
- Tipo de solución: Completamente implícita.

Toda la información fue integrada definiendo las propiedades por yacimiento, así como la asignación de curvas de permeabilidad relativa, presión capilar, pVT y datos de producción,

**Fig. 4.19.**



**Fig. 4.19 Modelo de simulación.**

Para la inicialización del modelo se establecieron las condiciones iniciales del campo, profundidad de referencia, así como la profundidad de los contactos, los cuales se identificaron y definieron en los Yacimientos MS1 y MS4.

Los valores utilizados para definir las zonas de equilibrio por yacimiento fueron:

- Presión inicial: 3330 psia.
- MS7. Profundidad de referencia: 2030 m.
- MS3. Profundidad de referencia: 2130 m.
- MS4. Profundidad de referencia: 2173 m.  
Contacto Gas-agua: 2196 m.
- MS1. Profundidad de referencia: 2100 m.  
Contacto Gas-agua: 2206 m.

El primer cálculo de los volúmenes iniciales se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 4.12 Volúmenes iniciales.**

	OGIP	
	MMmc	MMMPC
MS7	241.46	8.53
MS4	1358.38	47.97
MS3	312.02	11.02
MS1	4650.9	164.24
Vistoso	6562.76	231.76

El modelo obtenido ajustó el gasto de gas en todos los casos; en cuanto al ajuste de producción de agua, la comparación de resultados de simulación vs datos de producción de agua no se realizó con la confiabilidad deseada, debido a las deficiencias en los reportes de producción de agua, para los pozos del campo. Sin embargo, la producción de agua en general del campo es baja, alrededor de 150 bls provenientes de 3 pozos. Debido a que el modelo reprodujo la producción de fluidos del campo, el ajuste en general se reduce al ajuste de presión.

El ajuste histórico de presión por yacimiento se concentró en los yacimientos con mayor cantidad de reservas y pozos (Yacimientos MS1 y MS3; ambos tienen aproximadamente un 91 % de las reservas).

Cabe destacar que se buscó un ajuste con preferencia en las fechas cercanas al inicio de las predicciones, ya que es donde comienza la etapa de predicción para el establecimiento de las etapas de compresión.

En total se logró un ajuste aceptable en 19 de 21 pozos (90.5%); los pozos en los que no se logró este ajuste fueron el Vistoso – 85, único pozo perteneciente al Yacimiento MS7, que no posee suficiente información, y el Pozo Vistoso – 83, que al estar ubicado según el modelo en los límites del yacimiento, presenta problemas para el ajuste en la presión de fondo, pudiéndose corregir esto con una revisión de los límites del yacimiento.

Concluida la etapa de ajuste histórico, se procedió con la etapa de predicciones, con el objetivo de establecer la primera etapa de compresión. Para esto se tomó en cuenta el dato de contrapresión de los sistemas de superficie, establecido en 1200 psia, tomando como premisa que cuando los pozos lleguen a esta presión en la cabeza, deberán cerrarse.

Adicionalmente, se mantuvieron los gastos que se tenían cuando se realizó la simulación (agosto 2005) con un promedio del campo de 120 MMPCD.

Cuando se realizó la revisión por pozo, se observó que estos comenzaban a cerrarse desde julio 2006, como el Pozo Vistoso – 27R, y los últimos pozos en alcanzar el cierre, lo hacían en febrero 2007, como el Pozo Vistoso – 12.

Esto se debe a que son de diferentes yacimientos, con diferentes comportamientos de presión y que se manejan con las mismas instalaciones de superficie.

Para corregir la diferencia en las fechas de cierre de los pozos, se realizaron corridas con sensibilidades en los gastos, buscando alcanzar cierres en fechas no mayores a dos meses de diferencia, justificado técnicamente ante la necesidad del manejo de gastos a futuro debido a la diferencia de presiones en los distintos yacimientos.

La fecha para la primera etapa de compresión se estableció en septiembre de 2006; es decir, debería establecerse la compresión antes de esta fecha para evitar el cierre de pozos y la pérdida de producción.

Para establecer la segunda etapa de compresión se siguió la misma metodología utilizada para la primera etapa, tomando como contra presión del sistema 600 psia, una producción total del campo de 80 MMPCD y manteniendo el control en los gastos, obteniéndose, según estas premisas, establecer la segunda etapa de compresión para mayo de 2008.

Luego para la etapa final de las predicciones, hasta el abandono, se estableció un gasto promedio del campo de 50 MMPCD hasta una presión de abandono en los yacimientos de 400 psia.

Las tablas comparativas de volúmenes acumulados, factores de recuperación y presiones de fondo estáticas se muestran a continuación:

**Tabla 4.13 Valores comparativos.**

	<b>Sin Compresión</b>	<b>Primera Etapa</b>	<b>Segunda Etapa</b>
<b>Prod. Acum. [MMMPC]</b>	127.58	154.59	195.32
<b>p<sub>ws</sub> [psia]</b>	1580	1000	400
<b>Fr [%]</b>	57.95	70.22	88.73

Volumetría:

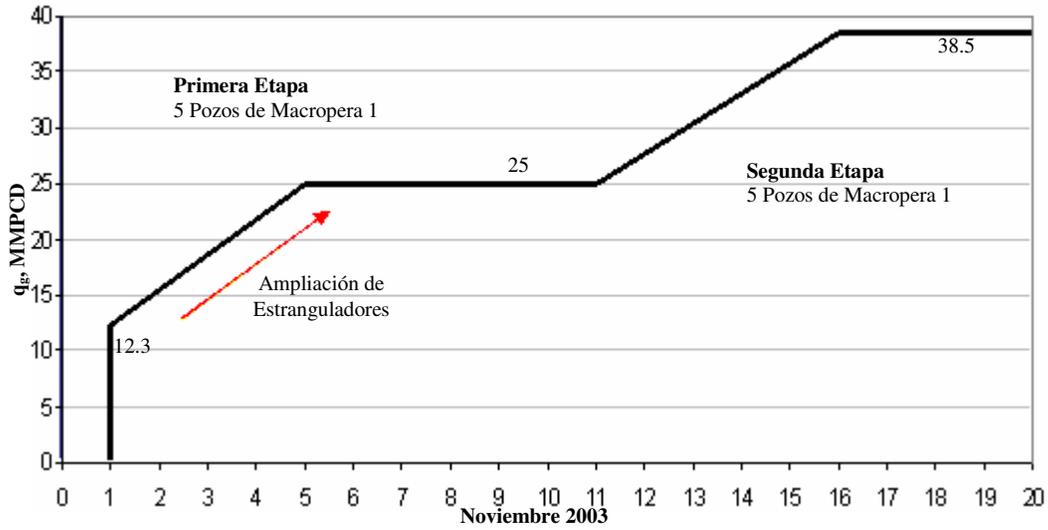
**Tabla 4.14 Tabla comparativa.**

	OGIP		
	Modelo PETREL MMMPC	Oficiales BCF	Simulación BCF
<b>MS7</b>	8	8.04	8.54
<b>MS4</b>	13.17	13.72	10.98
<b>MS3</b>	44.7	53.94	53.53
<b>MS1</b>	158	137.57	147.1
<b>VISTOSO</b>	224.4	213.27	220.14

De la tabla comparativa de volúmenes acumulados y factores de recuperación de los escenarios evaluados (sin compresión, con una etapa y con dos etapas), se concluye la necesidad de establecer la primera y segunda etapas de compresión antes de septiembre 2006 y mayo 2008, respectivamente. Esto con base en la comparación de volumen de gas recuperado al final de cada caso, observando un incremento del factor de recuperación del 31 % entre el escenario sin compresión y el escenario con 2 etapas de compresión, hasta el abandono. Adicionalmente, se recomienda el manejo y control de gastos a futuro debido a las diferencia de presiones en los yacimientos.

#### 4.6 Producción

El programa inicial de explotación consideraba dos fases la primera consistía en abrir a producción los Pozos Vistoso – 1, Vistoso – 11, Vistoso – 12, Vistoso – 13 y Vistoso – 31 de la Macropera 1, con un gasto inicial de 12.3 MMPCD que se iría incrementando por ampliación de estranguladores hasta 25 MMPCD el cual se mantendría durante 10 días. La segunda fase contemplaba la apertura de los pozos de la Macropera 2, Vistoso – 43, Vistoso – 63, Vistoso – 65, Vistoso – 67 y Vistoso – 83, hasta alcanzar una producción de 38.5 MMPCD, Fig. 4.20.



**Fig. 4.20 Programa para puesta a producción.**

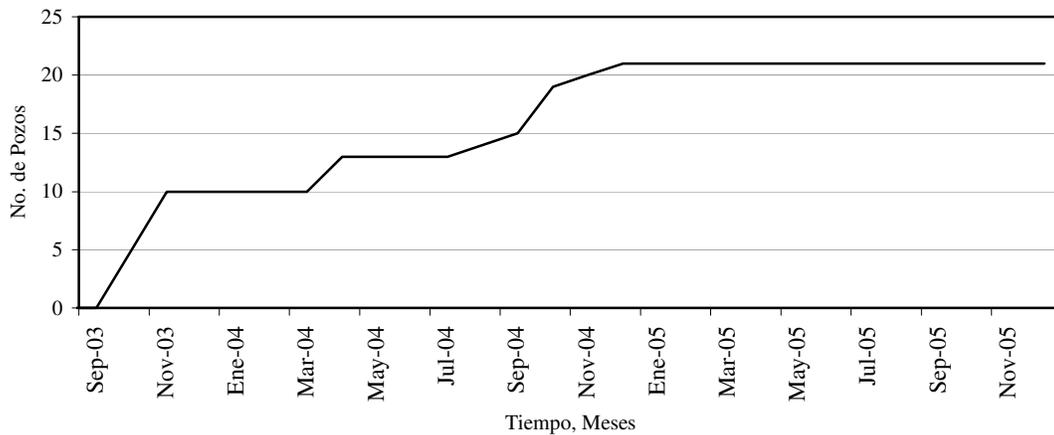
El 31 de octubre del 2003, nueve meses después del descubrimiento, inició la explotación comercial de gas natural con 5 pozos de la Macropera 1 (Vistoso – 1, Vistoso – 11, Vistoso – 12, Vistoso – 13 y Vistoso – 31) <sup>13</sup>, produciendo 9.5 MMPCD (ese día).

El 17 de noviembre del 2003 entraron a producción los pozos Vistoso – 63, Vistoso – 65, Vistoso – 67, Vistoso – 83 y Vistoso – 43, de la Macropera 2; el campo produjo 46.86 MMPCD.

Con la incorporación de la producción de este campo se llegó al máximo histórico de producción del Activo Integral de Veracruz hasta esa fecha (noviembre 2003), alcanzando 254 MMPC diarios.<sup>5</sup>

Posteriormente, el programa de explotación comprendió realizarse en tres etapas; la primera en la incorporación de 10 pozos productores, la segunda en la incorporación de 7 pozos y la tercera en 4 pozos, para un total de 21 pozos productores de gas, esperando alcanzar el máximo ritmo de producción a finales del 2004.<sup>5</sup> El Campo alcanzó su máximo de producción en noviembre del 2005 (121 MMPCD); en diciembre del 2004 tuvo una producción de 100.96 MMPCD.

En la siguiente figura, **Fig. 4.21**, se muestra el número de pozos que han estado en operación desde su inicio.



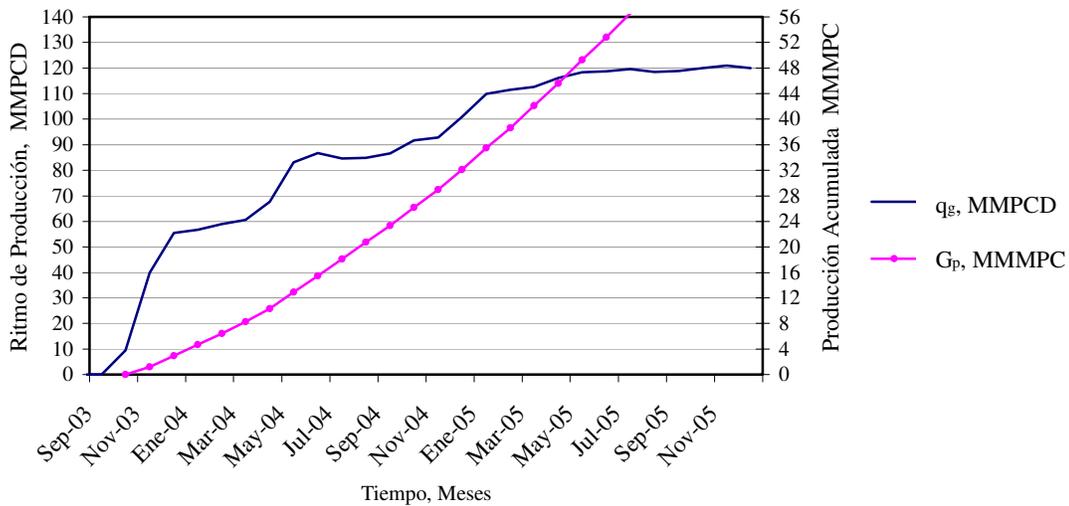
**Fig. 4.21 No. de pozos operando.**<sup>24</sup>

Se puede observar que en octubre del 2003 entraron 5 pozos a producción; para noviembre, otros 5; abril del 2004, 3; agosto, 1; septiembre, 2; octubre, 4; noviembre, 1; y diciembre, 1; dando un total de 21 pozos. La Macroperera 1, la más cercana a la batería, inició operaciones antes debido a que la infraestructura fue concluida con anticipación. Una vez concluida la

infraestructura para la explotación de los pozos de la Macropera 2, entró en operación. Para esta fecha, todavía no se tenía la Macropera 3. Los siguientes pozos entraron conforme fueron terminados.

El Campo Vistoso actualmente tiene una producción de 120.0 MMPCD, la cual proviene de 21 pozos, mismos que se encuentran produciendo en cuatro diferentes yacimientos hasta ahora identificados, siendo el Yacimiento MS1 el más importante, de acuerdo a las reservas hasta hoy estimadas y al número de pozos productores, 10. El Yacimiento MS3 se encuentra en segundo orden de importancia, por su reserva con 8 pozos productores; en tercer lugar se ubica el Yacimiento MS4 con dos pozos, y finalmente se tiene al Yacimiento MS7 con un solo pozo y la reserva más pequeña.<sup>23</sup>

La producción acumulada del campo hasta el 1 de enero de 2006 es de 74.849 MMMPC. De esta producción les corresponde a los Yacimiento MS1, 47.271 MMMPC; MS3, 21.262 MMMPC; MS4, 3.564 MMMPC; MS7, 2.752 MMMPC. Ver **Figs. 4.22** y **4.23**.



**Fig. 4.22 Historia de producción del Campo Vistoso.**<sup>24</sup>

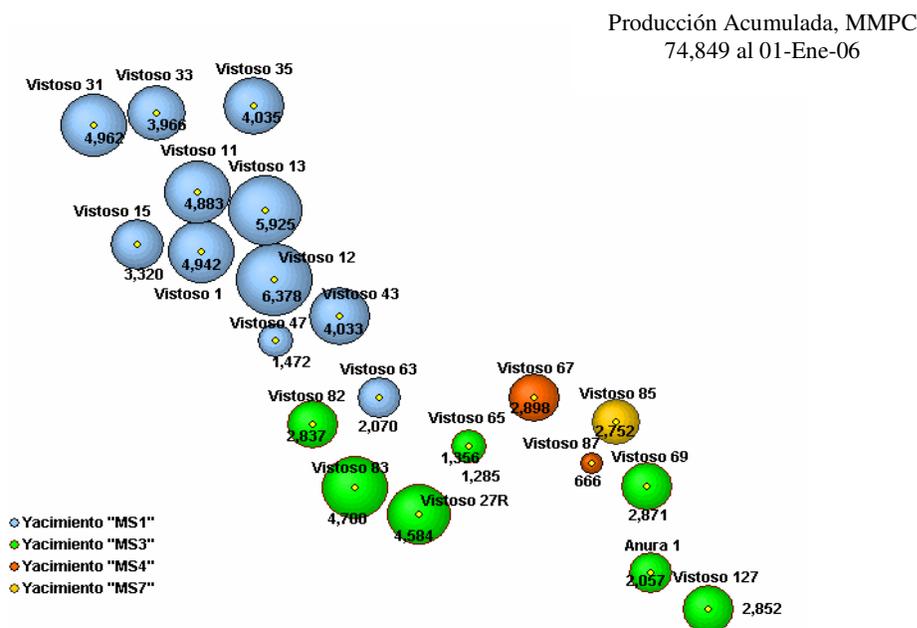


Fig. 4.23 Producción acumulada por pozo.<sup>24</sup>

En la **Tabla 4.15** se presentan los indicadores más importantes de la evaluación económica, en donde se consideraron los costos de 10 pozos perforados, las instalaciones de producción y la recuperación de una reserva de 44.9 MMMPC para el año 2013.<sup>1</sup> Estos resultados son previos a la perforación del Pozo Anura-1.

**Tabla 4.15** Indicadores económicos.

<b>VPN</b>	<b>1,100 MM Pesos</b>
<b>VPI</b>	<b>330 MM Pesos</b>
<b>TIR</b>	<b>174%</b>
<b>Beneficio / Costo</b>	<b>3.73</b>
<b>VPN / VPI</b>	<b>3.3</b>
<b>PR</b>	<b>1 Año</b>

**10 Pozos Perforados e Instalación de Producción**

**Reserva de 44.9 MMMPC a recuperar al año 2013**

**Bajo costo de transporte por cercanía a ducto 48’’**

**Incrementa Producción Activo 17% (de 225 a 263.5 MMPCD)**

**Futuro desarrollo zona Anura**

Durante el desarrollo del proyecto se efectuaron diferentes evaluaciones económicas, todas indicando su alta rentabilidad. Con los resultados hasta ahora obtenidos, se puede hacer un análisis del proyecto.

#### **4.7 Infraestructura**

Una vez definidos los resultados de los Pozos Vistoso – 1 y Vistoso – 63, se inició la construcción de la infraestructura necesaria para el desarrollo del campo. En febrero del 2003 se iniciaron los trabajos para la construcción de la infraestructura.<sup>13</sup>

De manera simultánea al desarrollo del campo, se llevaron a cabo los trabajos para la construcción de la estación de recolección (ERG), las líneas de descarga y la construcción del gasoducto de 10’’ que une la ERG al gasoducto de 48’’ Cactus – San Fernando, cuya interconexión se realiza en el Injerto Playuela.<sup>13</sup>

En la **Fig. 4.24** se presenta un esquema de la red de gasoductos del área Playuela – Vistoso.

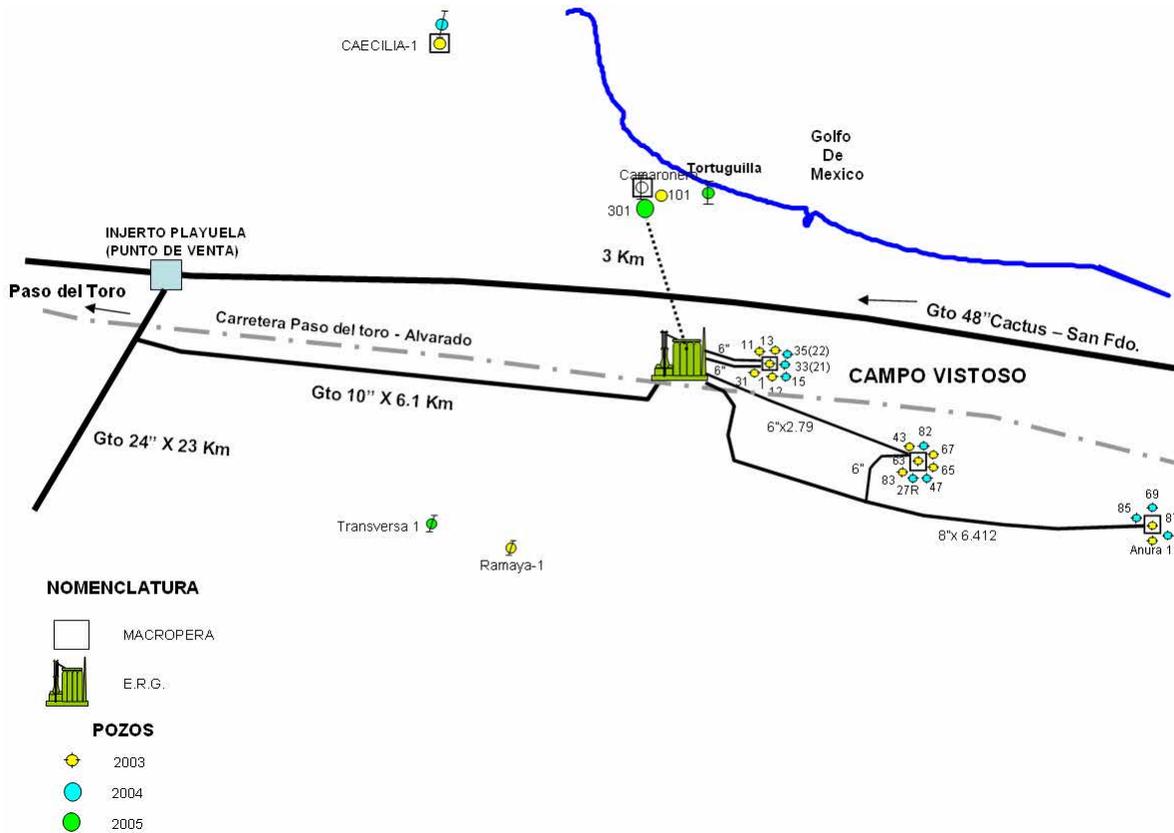


Fig. 4.24 Esquema de red de gasoductos.<sup>25</sup>

El detalle se muestra en la **Fig. 4.25**, donde se aprecian los pozos de cada macropera, para los que se construyeron 2 gasoductos de 6", uno de 5 Km y otro de 3 Km. Las características de la estación de recolección de gas son: capacidad de manejo de 70 MMPCD, modular para fácil mantenimiento, sin cierre de producción con capacidad de expansión, alta seguridad y fácil operación construidas bajo normas API.<sup>5</sup>

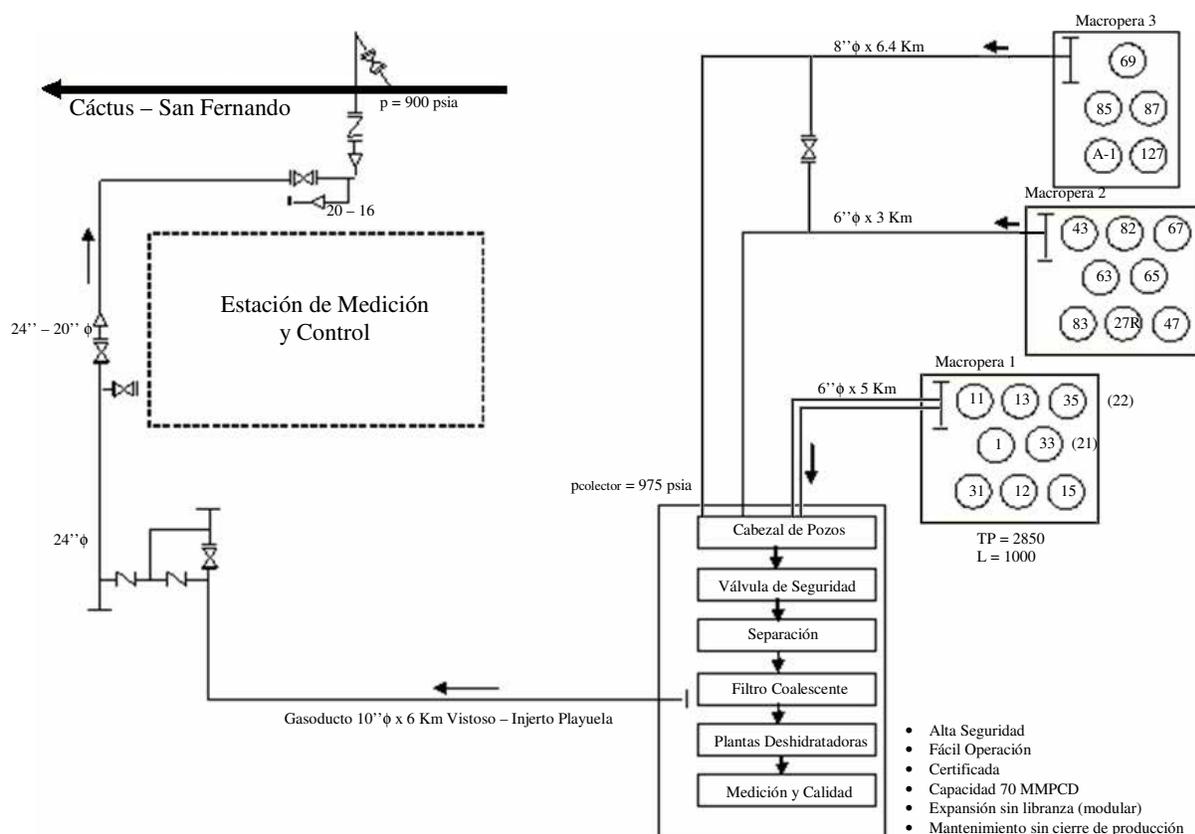


Fig. 4.25 Detalle de instalaciones de macroperas.<sup>26</sup>

La infraestructura de producción con la que cuenta el Campo Vistoso es similar a la del resto de los campos de la Cuenca Terciaria de Veracruz, productores de gas seco. Se coloca un patín recolector de cinco pozos localizados en una sola macropera. De este cabezal sale un oleogasoducto que transporta la producción hasta la estación de proceso de gas; esta estación es de tipo modular con capacidad de 50 MMPCD. El tren de proceso incluye<sup>1</sup>:

- Patines de recolección de pozos
- Línea de transporte de diferentes diámetros 4", 6", 8" y 10" y 24".
- Cabezales de recolección
- Separadores verticales ciclónicos
- Filtros coalescentes
- Plantas deshidratadoras de gas
- Tanques de almacenamiento

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada y utilizada de las instalaciones de producción<sup>1</sup>:

**Tabla 4.16 Capacidades de instalación.**

<b>Instalación</b>	<b>Capacidad instalada (MMPCD)</b>	<b>Capacidad procesada (MMPCD)</b>	<b>Capacidad utilizada %</b>
ERG* Vistoso	100	120	100

#### **4.8 Situación Actual**

La presión original del campo en promedio fue de 3300 psia; la presión ha disminuido y actualmente tiene un valor promedio de 2100 psia.

Como resultado del estudio de simulación numérica de yacimientos que se efectuó al campo, se obtuvieron los perfiles de explotación bajo diferentes escenarios: a) sin compresión, b) con una etapa de compresión, c) con dos etapas de compresión y d) con tres etapas de compresión, esperando obtener un factor de recuperación final de 88.73%, para dar cumplimiento a los compromisos de producción en el futuro. Se le solicitó a la Coordinación de Mantenimiento Equipo Dinámico y Sistemas Auxiliares, hacer las gestiones necesarias para iniciar la primera etapa de compresión en el Campo Vistoso en mayo del 2004, con un gasto de producción de gas estimado del orden de 80 a 90 MMPCD y de acuerdo con las características del equipo con una presión de succión de 400 a 600 psia.<sup>23</sup>

La **Tabla 4.17** presenta las presiones de fondo de cada pozo que se han registrado en el año 2005, así como la presión en la cabeza en diciembre.

---

\* Estación de Recolección de Gas

**Tabla 4.17** Tabla de presiones de los diferentes pozos del Campo Vistoso.

<b>Pozo</b>	<b>pwf [psia] Feb-05</b>	<b>pwf [psia] Jul-05</b>	<b>pwf [psia] Dic-05</b>	<b>pwh [psia] Dic-05</b>
Vistoso - 1	2562.97	2301.73	1956.56	1632.20
Vistoso - 11	2558.17	2302.75	2023.04	1724.59
Vistoso - 12	2595.36	2406.99	2094.47	1719.84
Vistoso - 13	2569.91	2293	2010.56	1696.87
Vistoso - 15	2555.3	2343.47	2007.69	1657.06
Vistoso - 31	2579.62	2316.44	1994.17	1622.14
Vistoso - 33	2581.94	2345	2019.23	1646.81
Vistoso - 35	2588.99	2322.03	2048.81	1729.27
Vistoso - 43	2607.72	2384.09	2131.89	1649.16
Vistoso - 47	2613.83	2346.37	2061.53	1566.47
Vistoso - 63	2612.55	-	2025.48	1686.97
Vistoso - 65	2633	2243.18	1973.64	1641.57
Vistoso - 27TR	2761.59	2312.22	1972.5	1682.13
Vistoso - 69	2708.41	2309.54	1998.68	1709.22
Vistoso - 82	2734.08	2304.31	2002.1	1704.52
Vistoso - 83	2706.91	2254.31	1951.76	1667.03
Vistoso - 127	2657.34	2272.65	1983.55	1690.37
Anura - 1	2781.26	2375.12	2041.75	1629.41
Vistoso - 67	2669	2446.84	2243.62	1669.34
Vistoso - 87	2494.16	-	2043.54	1559.29
Vistoso - 85	2537.59	2270.21	1883.52	1599.99

Los Pozos Vistoso – 63 y Vistoso – 87 se encuentran cercanos al contacto agua – gas.

Comenzaron a producir agua antes de lo esperado; por lo que tuvieron que ser taponados en el intervalo en el que se encontraban produciendo y ser redisparados en otro (son pozos con doble objetivo).

Si bien no se tiene una medida exacta de la producción de agua, sí se reportan los pozos que más o menos la producen. En la mayoría de los casos coincide que los pozos cercanos al contacto producen una mayor cantidad de agua y de esta manera se tiene una idea de cómo avanza el contacto.

**Tabla 4.18 Reservas originales y producción acumulada.**

	<b>Arena MS1</b>	<b>Arena MS3</b>	<b>Arena MS4</b>	<b>Arena MS7</b>	<b>Total</b>
<b>Pozos</b>	1,11,12,13,15, 31,33,35,43,47	27R,63,65,69, 82,83,87,127, A -1	67	85	21
<b>OGIP</b>	107,686.6	43,548	10253.7	6463.3	167951.5
<b>GP al 31/dic/05</b>	47270.7	21262.3	3564.3	2751.6	74848.9
<b>RR*</b>	60415.9	22285.7	6689.4	3711.7	93102.7

#### 4.9 Programa de los Pozos para los Próximos Años

Se meterá compresión al Campo Vistoso, en base a los resultados obtenidos en la segunda simulación del campo. Se están iniciando las obras de construcción y se espera que se inicie la compresión en mayo de este año.

#### 4.10 Deshidratación del Gas

Uno de los procesos de acondicionamiento del gas es la deshidratación. Ésta se realiza mediante plantas deshidratadoras<sup>1</sup>.

---

\* Reserva Remanente

## **CAPÍTULO 5 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

### **5.1 Introducción**

Los hidrocarburos son la principal fuente de energéticos, por lo cual se requiere incrementar sus reservas, ya sea mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos o mejorando sustancialmente la explotación de los ya desarrollados. Lo anterior ha causado investigación y desarrollo tecnológico constantes durante los últimos años y constituye el punto de partida de la Administración de Yacimientos.

En este capítulo se presenta el análisis de los resultados del desarrollo y explotación del Campo Vistoso, dentro del contexto de la metodología de la Administración de Yacimientos, a partir de las etapas que la conforman.

### **5.2 Establecimiento de Metas**

El proyecto de exploración que llevó al descubrimiento del Campo Vistoso, no se decidió al azar; se basó en trabajos y resultados previos en la Cuenca Terciaria de Veracruz (CTV), que es donde se encuentra ubicado este campo. A partir del año 1998 se ha adquirido información sísmica 3D para apoyar la exploración, desarrollo y caracterización de los yacimientos en la CTV.

El estudio sísmico 3D, que dio lugar al descubrimiento del Campo Vistoso, fue resultado de profundizar el estudio mediante el cual se encontró la estructura denominada Camaronero, de la sísmica de los cubos Playuela y Cocuite y la confirmación de la existencia de arenas almacenadoras de gas de los Pozos Camaronero – 1 y Camaronero – 1A.

Se programó el cubo sísmico transicional Camaronero – 3D, para definir los posibles yacimientos dentro de la estructura. Es importante resaltar que fue el primer cubo de su tipo (transicional) en la Región Norte, demostrándose con esto que se usó tecnología de punta, como es la recomendación de la Administración de Yacimientos.

En el análisis del estudio sísmológico Camaronero 3D, se detectaron anomalías potencialmente atractivas, a diferentes profundidades.

Se trabajó con información de pozos existentes con fines de correlación, afinando el modelo geológico, tratándose de abanicos y canales de piso de cuenca del Mioceno Superior.

Se aplicaron métodos avanzados, análisis del AVO y tecnología de punta, software y centros de visualización tridimensional, para verificar las oportunidades detectadas.

Para proponer la perforación de la primera localización del Campo Vistoso, se llevó a cabo el control y calibración de velocidades, para determinar la profundidad a la cual se propondría encontrar el objetivo, su posible espesor y la profundidad total programada. Se usaron datos de Perfiles de Velocidades Sísmicas y Tiros de Velocidades de pozos cercanos al área, así como registros sísmicos calibrados con cimas identificadas. Se construyó un cubo de velocidades para la conversión directa de horizontes, líneas y/o subvolúmenes de sísmica de tiempo a profundidad.

Las primeras propuestas resultantes que se documentaron fueron Vistoso y Anura, siendo aprobadas en octubre de 2002. La primera se planteó como un tipo de trampa estratigráfica, con la característica de que se acuña contra el flanco Poniente de la estructura anticlinal Camaronero, mientras que la segunda propuesta se planteó con predominio estratigráfico, culminando hacia la misma estructura por su flanco Oriental.<sup>8</sup>

Cabe resaltar que los análisis de sísmica que se realizaron se utilizan principalmente en yacimientos de gas. Hasta hace unos años sólo se buscaba aceite, en trampas estructurales; el gas carecía de importancia. Esta práctica está cambiando; se está dejando de buscar trampas puramente estructurales, que son las más fáciles de distinguir, y se comienzan a buscar trampas combinadas o estratigráficas, que por ser más difíciles de localizar, se tiene que recurrir a tecnología de punta para encontrar áreas geológicas con potencial de hidrocarburos.

El área que se determinó para la primera localización fue de 14 Km<sup>2</sup>, con un recurso potencial medio de 45 MMMPC; con una profundidad programada al objetivo de 2100 mbnm y 2300 mvbmr de profundidad total. La información fue obtenida con el mapeo de las anomalías de amplitud y con los datos de los pozos vecinos, como Playuela – 301, Camaronero – 1 y Camaronero 1 A; para correlacionar y obtener las profundidades del objetivo.

La industria petrolera implica muchos riesgos, pero se busca tener el menor riesgo posible. Se decidió posponer la perforación en el área de Anura, porque tenía mayor incertidumbre y se quería evitar tener un pozo seco. Se decidió esperar por más información, decidiendo perforar primero la anomalía de Vistoso.

Con base en los datos recabados de la perforación del Pozo Vistoso – 1, análisis cuantitativo y cualitativo de los registros eléctricos, información litológica, evaluación petrofísica y a las numerosas gasificaciones en el Play Mioceno Superior, se seleccionó el intervalo 2,160 – 2,164 mvbmr.

El objetivo de la perforación fue incorporar reservas de gas acumuladas en cuerpos arenosos del Mioceno Superior, esperando encontrar características similares a las del Campo Playuela; con esto se busca estar alineados con los intereses nacionales, que requieren incrementar reservas y satisfacer la demanda nacional.

Todas las áreas y disciplinas estuvieron involucradas; sin embargo, no se nombró ningún equipo multidisciplinario, y mucho menos un líder de proyecto. El proyecto pertenecía a la Coordinación de Explotación, pero después de haber perforado 10 pozos, el Campo Vistoso quedó a cargo del Ing. Rebolledo Domínguez, de la Coordinación de Diseño de Explotación. Es por ello que se ven cambios de nombres en algunos pozos de acuerdo a como se establece a nivel Pemex: Pozo Vistoso – 63, antes Pozo Vistoso – 101; Pozo Vistoso – 33, antes Pozo Vistoso – 21, y Pozo Vistoso – 35, antes Pozo Vistoso – 22. Existe una normatividad en Petróleos Mexicanos, de arreglos hexagonales para el desarrollo de los campos; esta plantilla se utiliza a partir del pozo descubridor para la asignación del número de los pozos que se plantean para el desarrollo del campo, de acuerdo a las características del yacimiento.

No existe una base de datos común a la que puedan acceder los ingenieros para modificarla a medida que se va obteniendo nueva información. Existe lo que se llama @ditep, que es una base de datos a nivel Pemex, administrada por una compañía. Esta base de datos, al no ser directamente manejada por los ingenieros involucrados en el proceso, no es actualizada, a veces, de manera inmediata, como por ejemplo, ocurre con los estados mecánicos. A fin de tomar decisiones, no es posible basarse del todo en los datos contenidos en esta base; se tiene que corroborar con los ingenieros involucrados en el proceso.

### **5.3 Formulación del Plan**

Formular un plan de administración involucra estrategias de desarrollo y explotación. Para establecer una estrategia de Administración de Yacimientos, se requiere conocimiento del yacimiento, disponibilidad de tecnología y conocimiento del negocio, política y ambiente.

Se requiere de la adquisición de datos y análisis, modelos geológicos y numéricos, predicciones de producción y reservas, requerimientos de instalaciones, optimización económica y aceptación gerencial.<sup>18</sup>

El plan completo sobre el desarrollo y explotación del Campo Vistoso se iba formulando de acuerdo al avance de los datos obtenidos. Resulta obvio que éste no podía ser determinado a partir de una fuerte anomalía en los datos sísmicos. Primero se planeó y programó la perforación del Pozo Vistoso – 1, en base a los datos disponibles y a lo que parecía más conveniente (la localización de Anura se pospuso).

A partir de los resultados obtenidos del Pozo Vistoso – 1, que determinaron que se trataba de un yacimiento de gas seco (Yacimiento MS1), y al mapa de anomalías de amplitud, se propuso la localización del Pozo Vistoso – 101, para delimitar el campo echado abajo.

Los datos obtenidos del Pozo Vistoso – 1 fueron utilizados para realizar un análisis de presiones de poro y fractura, para el rediseño de los pozos siguientes, pasando de una geometría robusta a una geometría esbelta de 9 5/8", 7" y 3 1/2". A partir del análisis de las presiones de formación, fractura y de sobrecarga, se determinó que el campo no tiene zonas de presiones anormales considerables. A partir de 1100 y hasta 1280 mv se nota un depresionamiento, presentándose también a partir de 1750 y hasta 2060 mv.

Las características de este campo, tales como la ausencia de presiones anormales, la consolidación de las formaciones perforadas, el tipo de litología, entre otras, y apoyándose en la realización del análisis nodal del campo, permitieron simplificar los estados mecánicos de los pozos para producir con el diámetro óptimo. En la medida que se fue desarrollando el campo, se fueron haciendo cambios en los programas de perforación, con el objeto de hacer pozos más económicos. Es importante mencionar que las tuberías de revestimiento (TR's) elevan los costos de un pozo de manera considerable, por lo que un pozo con un menor número de TR's, garantizando la integridad del mismo, se traduce en un ahorro importante.

Después del descubrimiento de los Yacimientos MS1 y MS3 (con los Pozos Vistoso – 1 y Vistoso – 63), incrementando las reservas, se determinó el número óptimo de pozos en

función de la reserva, el área, gastos de producción iniciales así como el costo de perforación, entre otras variables, resultando la propuesta de 5 pozos adicionales (Vistoso – 13, Vistoso – 31, Vistoso – 43, Vistoso – 11 y Vistoso – 12). El número de pozos se había determinado usando un programa en Excel del M. I. Luzbel Napoleón Solórzano<sup>14</sup> donde se traza el Valor Presente Neto (VPN) contra número de pozos y se escoge aquél que tenga el mayor VPN, determinando un número de 7 pozos; sin embargo, se observó que con 5 era suficiente para recuperar la reserva, con un alto VPN.

Se definió una segunda etapa, correspondiente a los Yacimientos MS – 3, MS – 4 y MS – 5, gracias a los resultados del Pozo Vistoso – 67, siendo descubridor de los Yacimientos MS4 y MS5, con una extensión de 4.2 Km<sup>2</sup>.

El número de pozos fue cambiando conforme se iban perforando más pozos e iba incrementando la reserva con el descubrimiento de nuevos yacimientos. No se podía establecer desde un principio que el número óptimo de pozos para desarrollar todo el campo sería de 21. Se llegó a este número de acuerdo al avance de las perforaciones y viendo que se necesitaba la perforación de más pozos conforme se iban descubriendo nuevos yacimientos e incrementando la reserva.

Es importante mencionar que varios pozos tienen más de un objetivo para explotación (doble objetivo, siendo los Pozos Vistoso – 63, Vistoso – 65, Vistoso – 67 y Vistoso – 87), siempre produciendo del intervalo más profundo, al más somero. Se decidió que los pozos serían terminados en las arenas más profundas, con la opción de producir las arenas superiores cuando se agotaran las primeras, reconociendo que la perforación de intervalos seleccionados maximizarían la recuperación de gas.

El programa de explotación ha sufrido cambios con el tiempo, dependiendo de varios factores, tales como fechas de terminación de la construcción de instalaciones, descubrimiento de yacimientos, entre otros

La simulación es una parte importante del proceso de Administración de Yacimientos, pues muchas de las veces, el plan de desarrollo se basa en los resultados arrojados por él. Hasta la fecha, se han realizado dos simulaciones.

Para la primera, sólo se simuló el Yacimiento MS1, usando además algunos datos del Yacimiento MS2 (del Pozo Vistoso – 31). Esta simulación tuvo por objetivo definir el mejor desarrollo posible del Campo Vistoso. El modelo de simulación numérica se creó integrando información de diferentes fuentes, tales como desviación de pozos, marcadores (cima y base de la arena MS – 1), mapas de anomalías, permeabilidades relativas, presión capilar, pruebas de presión, registros geofísicos, datos de reservas, entre otros.

Con la finalidad de reducir las caídas de presión se definió un programa de ampliación de intervalos y la aplicación de Frac Pack. Los intervalos inicialmente disparados, en la mayoría de los casos, se pudieron haber ampliado; sin embargo, sólo se efectuó ampliación en los Pozos Vistoso – 43 y Vistoso – 12, debido a la alta permeabilidad vertical.

Durante el inicio de la explotación del campo, el Pozo Vistoso – 31 presentó un incremento acelerado de la producción causada por el desgaste interno del estrangulador debido a corrosión por arena. De ahí que se haya planteado el uso de Frac Pack en algunos pozos para controlar la producción de arena. Los pozos a los que se les ha hecho esta operación son: Vistoso – 31, Vistoso – 33, Vistoso – 35, Vistoso – 65 y Vistoso – 67.

Se esperaba que a los 5 años de explotación se tendría una presión aproximada de 2080 psia; actualmente, el campo tiene una presión promedio de 2100 psia.

Es importante mencionar que esta primera simulación surgió a raíz de un taller de Eclipse; para ilustrar el manejo del software se utilizó el Campo Vistoso como ejercicio. Cuando éste se efectuó, se tenía poca información, el desarrollo del campo no se había concluido, y los pozos estaban cerrados. Lo anterior justifica el porqué los resultados de dicha simulación no estuvieron del todo correctos; además de que hay que señalar que los

resultados de una simulación se tienen que tomar con reservas y estar conscientes de que pueden haber cambios a medida que se vaya obteniendo nueva información.

El programa inicial de explotación consideraba dos fases: la primera consistía en abrir a producción los Pozos Vistoso – 1, Vistoso – 11, Vistoso – 12, Vistoso – 13 y Vistoso – 31 de la Macropera 1, con un gasto inicial de 12.3 MMPCD que se iría incrementando por ampliación de estranguladores hasta 25 MMPCD el cual se mantendría durante 10 días. La segunda fase contemplaba la apertura de los pozos de la Macropera 2, Vistoso – 43, Vistoso – 63, Vistoso – 65, Vistoso – 67 y Vistoso – 83, hasta alcanzar una producción de 38.5 MMPCD.

Posteriormente, el programa de explotación comprendió realizarse en tres etapas; la primera en la incorporación de 10 pozos productores, la segunda en la incorporación de 7 pozos y la tercera en 4 pozos, para un total de 21 pozos productores de gas, esperando alcanzar el máximo ritmo de producción a finales del 2004.<sup>5</sup>

El objetivo de la segunda simulación fue la de establecer las fechas de compresión al campo, a fin de evitar el cierre de los pozos.

Se generó un modelo estático de los cuatro yacimientos (MS1, MS4, MS5 y MS7), integrando información de desviación de pozos, marcadores, horizontes interpretados, atributos sísmicos, registros geofísicos y evaluaciones petrofísicas.

Para la construcción de la malla de simulación del Campo Vistoso, se utilizó el último modelo estático. Una de las primeras correcciones fue la de reorientar la malla, tomando en consideración el modelo sedimentológico. No se puede dar por hecho que los datos que se reciben estén del todo bien. Hay que validarlos y usarlos de manera en la que se ahorre tiempo y que se obtengan los mejores resultados; si entra basura, la computadora arroja basura.

Sólo se mencionarán los aspectos relevantes de esta simulación; si se desea consultar algún punto en específico, se recomienda revisar la sección 4.5.2 de esta tesis.

Existió un problema en el ajuste de la producción del agua, debido a las deficiencias en los reportes de los pozos del campo. Se sabe que ésta proviene de los pozos que se encuentran produciendo cerca del contacto agua – gas. En el Activo se maneja que el máximo de agua que se puede producir es de 0.5 bl por cada millón de pies cúbicos. A pesar de que el agua no se vende, es importante cuantificarla y saber de qué pozos proviene a fin de lograr tener una buena caracterización de los yacimientos.

Los ajustes, tanto de presión como producción, se concentraron en los yacimientos con mayor cantidad de reservas y pozos (Yacimientos MS1 y MS3; ambos tienen aproximadamente un 91 % de las reservas).

Se logró un ajuste aceptable en 19 de 21 pozos (90.5%); los pozos en los que no se logró este ajuste fueron el Vistoso – 85, único pozo perteneciente al Yacimiento MS7, que no posee suficiente información, y el Pozo Vistoso – 83, que al estar ubicado según el modelo en los límites del yacimiento, presenta problemas para el ajuste en la presión de fondo, pudiéndose corregir esto con una revisión de los límites del yacimiento.

Concluida la etapa de ajuste del comportamiento histórico, se procedió con la etapa de predicciones, con el objetivo de establecer la primera etapa de compresión.

Cuando se realizó la revisión por pozo, se observó que los primeros pozos comenzaban a cerrarse desde julio 2006, como el Pozo Vistoso – 27R, y los últimos pozos en alcanzar el cierre, lo hacían en febrero 2007, como el Pozo Vistoso – 12.

Esto se debe a que se trata de diferentes yacimientos, con diferentes comportamientos de presión y que se manejan con las mismas instalaciones de superficie. En la Administración de Yacimientos se recomienda que los yacimientos sean manejados de manera individual; así si cada yacimiento tuviera sus propias instalaciones, se tendría un mejor control sobre el mismo y se traduciría en una mejor recuperación. Sin embargo, en estos casos, la parte

técnica no sólo tiene que ser tomada en cuenta, sino también una evaluación económica y encontrar un equilibrio entre ambas. Si cada yacimiento tuviera sus propias instalaciones se traduciría en un costo muy alto.

Para corregir la diferencia en las fechas de cierre de los pozos, se realizaron corridas con diferentes gastos, buscando alcanzar cierres en fechas no mayores a dos meses de diferencia.

La fecha para la primera etapa de compresión se estableció en septiembre de 2006; es decir, debería establecerse la compresión antes de esta fecha para evitar el cierre de pozos y la pérdida de producción.

Para establecer la segunda etapa de compresión, se siguió la misma metodología utilizada para la primera etapa; obteniéndose que se tenía que comenzar en mayo de 2008.

Luego para la etapa final de las predicciones, hasta el abandono, se estableció un gasto promedio del campo de 50 MMPCD hasta una presión de abandono en los yacimientos de 400 psia.

La similitud de valores de las reservas calculadas por diferentes métodos (ver **Tabla 4.14**) es un indicio de que los datos obtenidos son confiables y representativos del campo, pudiéndose concluir que se ha tenido una buena administración de éstos.

De la tabla comparativa de volúmenes acumulados y factores de recuperación de los escenarios evaluados (sin compresión, con una etapa y con dos etapas), **Tabla 4.14**, se concluyó la necesidad de establecer la primera y segunda etapas de compresión antes de septiembre 2006 y mayo 2008, respectivamente. El establecer una segunda etapa de compresión se traduce en un incremento del factor de recuperación del 31 % entre el escenario sin compresión y el escenario con 2 etapas de compresión, hasta el abandono. Adicionalmente, se recomendó el manejo y control de gastos, a fin de lograr que los pozos entraran en fechas similares a compresión.

Como resultado de esta simulación, se solicitó a la Coordinación de Mantenimiento de Equipo Dinámico y Sistemas Auxiliares, hacer las gestiones necesarias para iniciar la primera etapa de compresión en el Campo Vistoso en mayo del 2006, con un gasto de producción de gas estimado del orden de 80 a 90 MMPCD y de acuerdo con las características del equipo, con una presión de succión de 400 a 600 psia.

#### **5.4 Implantación del Plan**

Implantar el plan requiere apoyo gerencial, compromiso del personal de campo, y un equipo de trabajo multidisciplinario integrado. En el desarrollo y la siguiente operación de un campo, se necesitan incluir consideraciones ecológicas y ambientales; así como también deberán satisfacerse restricciones de agencias reguladoras.

Para evaluar las condiciones de flujo en el Yacimiento MS1 y su potencial, se realizó el aforo del Pozo Vistoso – 1 en el intervalo 2160 – 2164 m, fluyendo gas. Con las mediciones se determinó el IPR y el potencial absoluto del pozo, el cual es de 25 MMPCD, dada la alta permeabilidad de la formación

El Pozo Vistoso – 101 se aprobó en marzo de 2003 y se perforó en abril del mismo año, en el límite de la anomalía principal, resultando productor de gas seco, en los Yacimientos MS1 y MS3.

Con la perforación de Vistoso – 1, se había determinado un área de 14 Km<sup>2</sup>, pero con la perforación del Pozo Vistoso – 63 (Pozo Vistoso – 101) se redefinió a 7.2 Km<sup>2</sup>, demostrando que a medida que se van recabando nuevos datos, se va ajustando la información que se tiene.

Una vez definidos los resultados de los Pozos Vistoso – 1 y Vistoso – 63, se inició en febrero del 2003 la construcción de la infraestructura necesaria para el desarrollo del campo.

De manera simultánea al desarrollo del campo, se llevaron a cabo los trabajos para la construcción de la estación de recolección (ERG), las líneas de descarga y la construcción del gasoducto de 10’’ que une la ERG al gasoducto de 48’’ Cactus – San Fernando.

Con los resultados de los Pozos Vistoso – 1 y Vistoso – 63, se procedió a desarrollar el campo, perforándose cinco pozos adicionales (Vistoso – 13, Vistoso – 31, Vistoso – 43, Vistoso – 11 y Vistoso – 12).

A pesar de que en el mapa de anomalías, el área de Anura se veía atractiva, el pozo que la perforó, resultó invadido de agua. Lo anterior demuestra que no hay todavía un método que precise la localización de hidrocarburos y que a pesar de minimizar los riesgos (se quiso documentar más sobre la zona antes de perforar el pozo), no hay manera de saber sino hasta después de perforar el pozo. Sin embargo, no fue un fracaso la perforación del Pozo Anura -1, pues quedó productor de gas seco en el Yacimiento MS – 5. Además, hay que señalar que el yacimiento relacionado a la anomalía de Anura (Yacimiento MS7), sí fue encontrado por el Pozo Vistoso – 87.

De acuerdo al volumen original de cada yacimiento, se determinó concluir el desarrollo del campo, ya que se había alcanzado a cubrir todos los yacimientos con un número adecuado de pozos. Es importante mencionar que el número de pozos aumentó debido al incremento del número de yacimientos.

Determinar un número de pozos fijo para el desarrollo del campo fue complicado, ya que la reserva se va incrementando a medida que se van descubriendo yacimientos. De acuerdo a las características de los yacimientos (de gas seco y con presión normal), y a la experiencia para hacer más rentable la explotación de los mismos, se estableció una relación de 10 MMMPC de volumen original por pozo, esperando lograr recuperar hasta un 86% de este volumen por pozo en tres etapas de compresión, en el mediano plazo. Actualmente se tiene calculado un volumen original de 213,269.1 MMPC, que da un resultado de 20 – 21 pozos.

Se efectuaron pruebas de variación de presión para los Pozos Vistoso – 1, Vistoso – 11, Vistoso – 12, Vistoso – 13, Vistoso – 31, Vistoso – 63, Vistoso – 67 y Vistoso – 83. En estas pruebas se determinó la presencia de la frontera en los Pozos Vistoso – 1, Vistoso – 31 y Vistoso – 67; no así para los restantes, que presentaron solamente flujo radial. La presión inicial del yacimiento es de 3313 psia en promedio y los valores de permeabilidad van de 26 (en el Pozo Vistoso – 1) a 163 md (en el Pozo Vistoso – 31); todos los pozos presentan daño mayor o igual a 1, debido principalmente a penetración parcial.

Posteriormente, se realizaron pruebas a los demás pozos. Se tiene un rango de permeabilidad de 21 a 450 md en el campo; registrando solamente en tres pozos permeabilidades menores a 50 md (se considera una buena permeabilidad de 50 md en adelante): Vistoso – 1, Vistoso – 43 y Vistoso – 65.

La perforación de los 21 pozos del Campo Vistoso se realizó desde 3 macroperas, las cuales significan un gran ahorro, debido a que no se tienen que realizar todos los trámites ni todas las obras por cada pozo, ya que son varios localizados en un solo lugar. La existencia de las Macroperas se debe en parte a que se usa tecnología de punta; es decir, los pozos direccionales permiten llegar a los objetivos, aun sin que se esté localizado directamente por encima del área geológica de interés. Además, las Macroperas significan protección al medio ambiente y a la comunidad en general, pues en un solo punto están concentradas las operaciones relacionadas a los pozos, utilizándose, además, tapetes para protección ecológica de poliuretano de alta densidad, para proporcionar un suelo estable que facilitara la instalación del equipo de perforación y el acceso a todo tipo de vehículos a la localización; desde el punto de vista ecológico, permiten contener cualquier derrame de diesel o fluidos de perforación.

De los 21 pozos perforados sólo 1 es vertical (Pozo Vistoso – 1) y los demás direccionales. Los pozos exploratorios tienen, por lo general, una geometría esbelta (el diámetro de las

tuberías de revestimiento son los usados en este campo) y son verticales a fin de conocer la columna geológica, sobretodo si no se conoce el área.

En general la perforación de los pozos fue exitosa, siendo los 21 pozos productores. Sólo existen dos side – tracks: la del Pozo Vistos – 27, por encontrar gas sin presión, teniéndose que reorientar para desarrollar el Yacimiento MS6; y la del Pozo Vistoso – 15, en donde hubo un mayor ritmo de penetración al esperado, y por lo tanto no se tuvo cuidado en tener una mejor limpieza a fin de evitar tener una sarta atrapada.

Se quería perforar fuera de la anomalía correspondiente al Yacimiento MS6, para delimitarla, por lo que se propuso la perforación del Pozo Vistoso – 27, el cual resultó con gas sin presión. Finalmente, fue reorientado hacia otra zona con mayor amplitud, renombrándosele Pozo Vistoso – 27R.

La utilización de los motores de fondo, las barrenas utilizadas (que permitieron reducir los tiempos de perforación, teniendo un promedio de 1 metro por minuto) hidráulica y densidades equivalentes de circulación óptimas, lograron una disminución en los tiempos de perforación al principio del desarrollo del campo. Posteriormente, el factor que más influyó para la reducción de tiempos fue la implantación de la técnica de Casing Drilling, pudiéndose perforar los pozos en tiempo relativamente corto, siendo el promedio de 18 días a un costo promedio de 13 millones de pesos. Cabe mencionar que esto pudo ser posible después de analizar las propiedades petrofísicas y el análisis nodal del campo, ya que el diámetro óptimo para explotarlo es de 3 ½”.

Además de significar un ahorro en tiempo, también significó un ahorro en dinero, pues con diámetros menores de tubería, se requirió menos acero, y el acero es la parte más cara de la perforación (además de que la etapa de perforación es la parte más cara de todo el proceso del desarrollo y explotación de un campo). Sin embargo, el ahorro no sólo se debió a la disminución en la compra de tuberías, sino también en estimulaciones e inducciones para su producción, ya que los pozos del Campo Vistoso producen al disparo.

El 31 de octubre del 2003, nueve meses después del descubrimiento, inició la explotación comercial de gas natural con 5 pozos de la Macropera 1 (Vistoso – 1, Vistoso – 11, Vistoso – 12, Vistoso – 13 y Vistoso – 31)<sup>13</sup>, produciendo 9.5 MMPCD.

El 17 de noviembre del 2003 entraron a producción los pozos Vistoso – 63, Vistoso – 65, Vistoso – 67, Vistoso – 83 y Vistoso – 43, de la Macropera 2; el campo produjo 46.86 MMPCD.

Con la incorporación de la producción de este campo se llegó al máximo histórico de producción del Activo Integral de Veracruz hasta esa fecha (noviembre 2003), alcanzando 254 MMPC diarios.<sup>5</sup>

El Campo alcanzó su máxima producción en noviembre del 2005 (121 MMPCD); en diciembre del 2004 tuvo una producción de 100.96 MMPCD, rebasando las expectativas que se tenían. Actualmente se tienen una producción promedio de 120 MMPCD.

Para noviembre del 2003, se tenían 10 pozos en explotación; para abril del 2004, 13; en agosto, 14; septiembre, 15; octubre, 19; noviembre, 20 y diciembre, 21. A pesar de que en julio del 2004, ya se tenían los 21 pozos perforados no se pusieron a explotación de manera inmediata. El programa de explotación dependió principalmente de la terminación de la construcción de las instalaciones. Los primeros pozos entraron hasta octubre del 2003 porque hasta esa fecha se terminaron de construir las instalaciones superficiales que manejarían su producción; de manera similar sucedió para los demás pozos; es decir, conforme estuviera lista la infraestructura, iban entrando los pozos a producción.

## **5.5 Monitoreo**

El éxito del proyecto depende de monitoreo cuidadosos. Comúnmente, las principales áreas de monitoreo involucrando adquisición de datos y administración de éstos incluyen: 1) producción de aceite, gas y agua, 2) inyección de gas y agua 3) presiones de fondo fluyendo

y estáticas, 5) perfiles de producción e inyección, y otros que ayuden a monitorear su comportamiento.

En diciembre del 2003 se firmó el Acta Protocolaria, a partir de los datos del Pozo Vistoso – 1, dando de alta una reserva probada de 77.64 MMMPC.

Para enero del 2004, ya considerando los pozos que se habían perforado para esa fecha (en total 11 pozos), se calcularon 98.058 MMMPC de reserva original, incrementando en un 20.42% con respecto a la del valor registrada en el Acta Protocolaria. Para cada yacimiento se usaron los valores promedio del campo de presión, densidad relativa, factor de volumen de gas inicial y temperatura; para los valores de área, espesor neto, porosidad y saturación se usaron los de cada yacimiento. Al ser diferentes yacimientos, es lógico observar que tienen distintos valores para los parámetros antes mencionados.

Por estar cercana la fecha a la primera evaluación en el sistema Merak, se tomaron valores promedio de los diferentes parámetros (presión, densidad relativa, factor de volumen de gas inicial y temperatura); posteriormente, se asignó de manera individual a cada yacimiento.

Una de las características de los yacimientos de gas que tienen una presión inicial normal, o que cuentan con un gradiente normal de presión, es que, en general, tienen un comportamiento volumétrico (la gráfica de  $p/Z$  vs  $G_p$  da una línea recta). Algunos yacimientos tienen acuíferos, pero no son activos. El factor de recuperación inicial para este tipo de yacimientos se obtiene con la siguiente ecuación:

$$FR_i = 1 - \frac{p_i(Z_{ab})}{p_{ab}(Z_i)},$$

donde

$p_i$ : Presión inicial

$p_{ab}$ : Presión de abandono

$Z_i$ : Factor de desviación inicial

$Z_{ab}$ : Factor de desviación a condiciones de abandono

En este caso, los yacimientos del Campo Vistoso son del tipo volumétrico. Las condiciones de operación que se tienen actualmente son tales que en las líneas de descarga se tiene una presión de descarga de 1100 psia.

Para la fecha de enero del 2004, todavía no se había descubierto el yacimiento MS7 y no se habían puesto a producción los Yacimientos MS5 y MS6. Para los tres meses en los que se habían puesto a producir, ya se habían explotado aproximadamente 3 MMMPC, representando un 3% de la reserva original.

Los periodos de actualización de reservas son anuales y se realizan al 1° de enero de cada año. Sin embargo, como producto de la explotación del campo, se observó que algunos yacimientos estaban comunicados (por análisis de presiones en los pozos) y se descubrieron otros; además, algunos valores de los parámetros se ajustaron. A medida que se va obteniendo nueva información se van modificando los datos, ocurriendo lo anterior para julio del 2004. Se consideró la presión de cada yacimiento, así como el  $B_{gi}$  y la temperatura. Los valores de espesor y área variaron, así como los de porosidad y saturación de agua.

La reserva original obviamente se vio modificada, aumentando en un 33.3%. Este valor, a primera vista parece un tanto exagerado, ya que si se suman las reservas de ambos yacimientos (Yacimientos MS1 y MS2), no da un valor tan grande; este aumento se debió también a que el área que existía entre ambos yacimientos resultó productora, formando parte del Yacimiento MS1. Hasta esa fecha se había explotado un 11.2% de la reserva, en tan sólo 8 meses.

Para enero del 2005, se volvieron a hacer cambios; se puso en explotación el Yacimiento MS7. La reserva total original aumentó en 14.6%, explotando un 21.6% de la reserva para esta fecha.

Para enero de este año, la reserva aumentó en 12.9% (lo que se busca en esta industria es restituir las reservas que se van explotando, a fin de seguir contando con hidrocarburos para satisfacer las necesidades de la nación). Para esta fecha, se tenía explotado el 44.5% de la reserva original. Aunque los valores de los demás parámetros, como espesores y área, casi no variaron, se siguen actualizando, pero las diferencias ya no son tan grandes a comparación de los primeros datos que se tenían.

En la medida en que se redujo el número de yacimientos en el campo, se hizo menos complicada la Administración de Yacimientos, desde la toma de información, análisis de ésta y forma de explotarla.

El Campo Vistoso actualmente tiene una producción de 120.0 MMPCD, la cual proviene de 21 pozos, mismos que se encuentran produciendo en cuatro diferentes yacimientos hasta ahora identificados, siendo el Yacimiento MS1 el más importante, de acuerdo a las reservas hasta hoy estimadas y al número de pozos productores, 10. El Yacimiento MS3 se encuentra en segundo orden de importancia, por su reserva con 8 pozos productores; en tercer lugar se ubica el Yacimiento MS4 con dos pozos, y finalmente se tiene al Yacimiento MS7 con un solo pozo y la reserva más pequeña.

La producción acumulada del campo hasta el 1 de enero de 2006 es de 74.849 MMMPC. De esta producción les corresponde a los Yacimiento MS1, 47.271 MMMPC; MS3, 21.262 MMMPC; MS4, 3.564 MMMPC; MS7, 2.752 MMMPC.

Los Pozos Vistoso – 63, Vistoso – 65 y Vistoso – 87 fueron cerrados por alta producción de agua en los intervalos de los Yacimientos MS1 y MS4; siendo redispuestos en el Yacimiento MS3. Se estuvo monitoreando cómo se iba moviendo el contacto, y se vio más de cerca cuando ya estaba muy próximo.

## **5.6 Evaluación y Revisión del Plan**

Si el comportamiento real del campo no está de acuerdo con el comportamiento esperado, el plan original necesita ser revisado, y el ciclo (implantación, monitoreo y evaluación) reactivado.

Los tiempos muertos e improductivos en la perforación son mínimos, haciendo de este campo uno de los menos problemáticos del Activo Integral de Veracruz. Los tiempos programados, tanto para perforación como para terminación, son muy similares a los reales, resultando en algunos casos, inclusive menores. Se tuvo un promedio aproximado de 23 días de perforación por pozo; en terminación ocurrió lo mismo, con un promedio de 8 días. El contar con buena información, se refleja en la calidad de los resultados, pudiendo decir que cuando lo programado y lo real son similares, se tiene un buen plan.

La curva de variación de presión realizada al Pozo Vistoso – 1 el día 29 enero del 2003, indica que hay una penetración parcial; sin embargo, al hacer una reinterpretación, se distingue un contacto agua – gas. Al final de la gráfica de la derivada se tiene una pendiente de  $-1$ , lo que significa un contacto gas – agua. Se usó el software Pan System para el análisis de pruebas de presión.

Hay un punto que es importante resaltar, que aunque no ocurrió en el caso del Campo Vistoso, no hay que perder de vista. La aplicación de tecnología de punta no siempre quiere decir que sea lo mejor. Hay que partir de lo que necesita el yacimiento y seleccionar lo que es mejor. La tecnología cuesta caro, y si por ejemplo, hay un problema que se puede resolver con Excel, no hay que dejarse llevar que por ser sencillo, no dé buenos resultados.

El número de pozos óptimo para el desarrollo del campo fue cambiando conforme se fueron descubriendo yacimientos.

El comportamiento de presión una vez iniciada la explotación para los primeros 5 años que se simuló no concuerda con lo real; se esperaba tener una presión de 2080 psia al término

de este tiempo. En este año se cumplen 3 años de la explotación y a diciembre del 2005 se tenía una presión promedio en el Yacimiento MS1 de 2034.8 psia. Lo anterior se debió a que en el momento de hacer dicha simulación se contaba con poca información del campo (no había concluido el desarrollo del campo) y a la falta de experiencia en el manejo del software.

En la primera simulación se recomendó la ampliación de intervalos a fin de evitar las caídas de presión; sólo se realizó en los Pozos Vistoso – 12 y Vistoso – 43. De los resultados de esta simulación se sugirió que se tomara con cautela la realización de un Frac Pack. Éste se llevó a cabo en los Pozos Vistoso – 31, Vistoso – 33, Vistoso – 35, Vistoso – 65 y Vistoso – 67.

El programa de explotación varió, como se señala en la sección de 5.3 de esta tesis. Lo anterior se debió a que los pozos fueron entrando a producción conforme se fueron terminando las instalaciones superficiales para el manejo de la producción.

En cuanto a reservas se refiere, el valor de éstas se fue modificando a lo largo del proceso; debido al descubrimiento de nuevos yacimientos y a las nuevas interpretaciones que se iban realizando conforme se iba actualizando la información del campo. Falta por explotar el 55.43% de las reservas originales, y ya para mayo próximo se pondrá en operación el sistema de compresión.

Durante el desarrollo del campo, se efectuaron diferentes evaluaciones económicas; todas indicando la alta rentabilidad del proyecto. Actualmente, con los resultados hasta ahora obtenidos, se puede hacer un análisis del proyecto.

## **CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y PROPUESTAS**

El desarrollo y explotación del Campo Vistoso, perteneciente al Proyecto de Incorporación de Reservas Cosamaloapan, forma parte de la estrategia gasífera del país. Tiene por objeto incorporar reservas adicionales de gas y así incrementar la producción de gas natural, a fin de contribuir a satisfacer la demanda nacional.

En esta tesis se presenta un caso práctico nacional del desarrollo y explotación de un campo de gas, Caso Vistoso, resumiendo la evolución del proyecto a 2 años y medio de su puesta en producción; se examina su estado actual y se incluyen sus principales logros y problemas, desde el punto de vista de la Administración de Yacimientos.

El Campo Vistoso, productor de gas seco, es el tercer campo en importancia del Activo Integral de Veracruz, aportando, aproximadamente, el 17% de la producción del Activo. Su producción comenzó el 31 de octubre del 2003 y hasta el día de hoy se han producido 74,848.9 MMPC, representando el 44.6% de las reservas originales de este campo.

El campo ha pasado por varias etapas, cambiando en muchos aspectos desde su presentación en el Congreso de la AIPM en Acapulco, en abril del 2004. Por ejemplo, el Yacimiento MS2 se integró al Yacimiento MS1 (incrementando considerablemente las reservas), y los Yacimientos MS5 y MS6, al MS3. Se observó que algunas de las predicciones de la primera simulación realizada al campo no son del todo correctas, pero se debió a la falta de información y a la falta de experiencia en el manejo del software; sin embargo, no todo fue perdido, algunas cosas sí se aplicaron y se aprendió de los errores cometidos. Se realizó una segunda simulación, que tuvo por objetivo determinar las fechas de compresión para evitar el cierre de pozos, teniendo resultados confiables.

Al inicio del 2004, las reservas probadas se estimaron en 98,058.3 MMPC; faltaba por incorporar la reserva del Yacimiento MS7, y reinterpretar las demás arenas. Para enero de este año, se tiene estimada una reserva original de 167,951.5 MMPC.

Una larga experiencia en la zona y herramientas técnicas avanzadas han generado un rico acervo de conocimientos sobre el Campo Vistoso. El Activo Integral de Veracruz cuenta con modelos de caracterización y simulación de este campo que le permite prever su comportamiento.

En forma natural, la explotación del Campo Vistoso durante este tiempo redujo la presión promedio del campo. Ésta cayó en casi 64% de su valor original. Para contrarrestar este proceso, se implantará un sistema de compresión a partir de mayo del presente año, pudiendo llegar a recuperar hasta un 89% de la reserva original, en contraste con un 58% de factor de recuperación, si no se implantara.

En el caso presentado en esta tesis, el desarrollo y explotación del Campo Vistoso, se puede apreciar claramente el proceso de la Administración de Yacimientos: se estableció una meta; se planificó, se monitoreó y sigue siendo monitoreado, fue y sigue siendo evaluado, y se han revisado los planes a lo largo de la vida de este campo, modificándose cuando ha sido necesario, pasando por varios ciclos. Hay que señalar que la Administración de Yacimientos se llevó desde el inicio de la vida del campo.

Lo anterior también demostró que el plan resultó ser bastante flexible, adecuándose cuando existía nueva información que revelaba que eran necesarios ciertos cambios, en las interpretaciones, por ejemplo, y todo lo que conlleva.

Este campo superó las expectativas de las personas involucradas en el proceso de su desarrollo y explotación; tanto que las instalaciones superficiales que se construyeron fueron diseñadas para manejar una producción de 100 MMPCD, y se produce actualmente un promedio de 120 MMPCD. Sin embargo, este éxito se traduce en un problema al mismo tiempo, al no tenerlo contemplado, está acarreado que algunos pozos tengan problemas con la producción de agua.

También es claro que ninguna de las etapas es independiente de las otras, lo que hace difícil en algunos momentos distinguir una de otra; es decir, no se puede establecer dónde termina una etapa y dónde comienza la otra. Se interrelacionan y mezclan entre sí.

Todas las etapas del proceso de Administración de Yacimientos deben llevarse a cabo mediante el trabajo en equipo, con una interacción continua entre todos sus integrantes. En este caso no se integró un equipo, pero sí es un hecho que todas las áreas estuvieron involucradas en el proceso: Exploración (geofísicos y geólogos), Perforación, Diseño de Explotación (ingenieros de yacimientos, de producción, petrofísicos, etc.), entre otras.

Se tuvo una buena administración de datos, tratando de tomar la mayor cantidad de información, tanto para la parte de planeación del proyecto, como para el monitoreo del mismo. Por ejemplo, en la segunda simulación del comportamiento de los yacimientos, se obtuvieron resultados similares para los volúmenes originales calculados por diferentes métodos, demostrando que existe una buena certidumbre en los datos que se tienen. Cabe resaltar que no sólo se tuvo una buena administración de datos, sino que también se integraron los datos recabados de todas las áreas; de nada serviría tener una base de datos de todas las áreas si no se les usa como uno solo; es decir si no se integran los estudios hechos.

Como resultado del monitoreo continuo, se determinó que este campo tiene cuatro yacimientos, y no siete, como en un principio se interpretó. Lo anterior facilita la administración de datos.

En todo momento se usó tecnología de punta, permitiendo el desarrollo rápido de este campo, al menor costo posible; desde la exploración con la sísmica 3D, siendo el primer estudio de su tipo en la Región Norte, hasta la perforación (pozos direccionales, tubing less, macroperas, etc).

Se propone tener una base de datos que los propios ingenieros involucrados en el proceso puedan modificar directamente, a fin de tener información actualizada conforme se van obteniendo nuevos datos, para usarla con toda confianza, en los casos de toma de decisiones (así se recomienda para tener una buena Administración de Yacimientos). Significará un esfuerzo extra por parte de los ingenieros involucrados, pero al final se ahorrará tiempo valioso al evitar tratar de reunir toda la información nuevamente.

Asimismo, se propone cuantificar la producción del agua, que aunque carece de valor en el mercado, es esencial para una mejor caracterización de los yacimientos.

## **LISTA DE FIGURAS**

	<b>Página</b>
<b>Capítulo 3</b>	
<b>Fig. 3.1</b>	<b>Ubicación de la Cuenca Terciaria de Veracruz.</b> <span style="float: right;"><b>36</b></span>
<b>Fig. 3.2</b>	<b>Sección transversal de la Cuenca Terciaria de Veracruz y de la Plataforma de Córdoba.</b> <span style="float: right;"><b>37</b></span>
<b>Fig. 3.3</b>	<b>Cubos sísmicos.</b> <span style="float: right;"><b>38</b></span>
<b>Fig. 3.4</b>	<b>Estratigrafía de la Cuenca Terciaria de Veracruz.</b> <span style="float: right;"><b>39</b></span>
<b>Fig. 3.5</b>	<b>Ubicación del Campo Vistoso.</b> <span style="float: right;"><b>40</b></span>
<b>Fig. 3.6</b>	<b>Sistema Petrolero Mioceno – Mioceno / Plioceno.</b> <span style="float: right;"><b>41</b></span>
<b>Fig. 3.7</b>	<b>Secuencias depositacionales del Mioceno.</b> <span style="float: right;"><b>43</b></span>
<b>Fig. 3.8</b>	<b>Sección sísmica E – W representativa, Secuencia MS – 6.9.</b> <span style="float: right;"><b>43</b></span>
<b>Fig. 3.9</b>	<b>Composición de las areniscas de la Secuencia MS – 6.9.</b> <span style="float: right;"><b>44</b></span>
<b>Fig. 3.10</b>	<b>Distribución de la Secuencia MS – 6.9.</b> <span style="float: right;"><b>45</b></span>
<b>Fig. 3.11</b>	<b>Abanico de piso de cuenca dominado por lóbulos y canales.</b> <span style="float: right;"><b>46</b></span>
<b>Fig. 3.12</b>	<b>Ubicación de la Cuenca Terciaria de Veracruz y del Cubo Camaronero.</b> <span style="float: right;"><b>48</b></span>
<b>Fig. 3.13</b>	<b>Correlación del nivel productor, Pozos Playuela – 301 y Vistoso – 1.</b> <span style="float: right;"><b>49</b></span>
<b>Fig. 3.14</b>	<b>Modelo Depositacional del Mioceno – Plioceno Inferior.</b> <span style="float: right;"><b>50</b></span>
<b>Fig. 3.15</b>	<b>Anomalía AVO, clase 3. Azul y rojo indicadores directos de hidrocarburos.</b> <span style="float: right;"><b>51</b></span>
<b>Fig. 3.16</b>	<b>Cubo de velocidades calibrado con pozos y VSP's.</b> <span style="float: right;"><b>52</b></span>
<b>Fig. 3.17</b>	<b>Anomalía de amplitud sísmica en el Pozo Vistoso-1, Arena MS-1.</b> <span style="float: right;"><b>54</b></span>
<b>Fig. 3.18</b>	<b>Sección sísmica integral.</b> <span style="float: right;"><b>55</b></span>

## Capítulo 4

<b>Fig. 4.1</b>	<b>Cálculo del número óptimo de pozos</b>	<b>57</b>
<b>Fig. 4.2</b>	<b>Distribución de anomalías.</b>	<b>60</b>
<b>Fig. 4.3</b>	<b>Distribución de pozos en las anomalías.</b>	<b>61</b>
<b>Fig. 4.4</b>	<b>Profundidad total versus desplazamiento.</b>	<b>62</b>
<b>Fig. 4.5</b>	<b>Número de pozos perforados.</b>	<b>64</b>
<b>Fig. 4.6</b>	<b>Estado mecánico del Pozo Vistoso – 1 y registro Arena MS – 1.</b>	<b>65</b>
<b>Fig. 4.7</b>	<b>Perfiles de los gradientes de presión del campo, determinados de los registros de resistividad (Izquierda) y de tiempo de tránsito (Derecha).</b>	<b>66</b>
<b>Fig. 4.8</b>	<b>Diseños utilizados en el campo (Tipo "J") con terminaciones en Tubing Less.</b>	<b>68</b>
<b>Fig. 4.9</b>	<b>Tiempo utilizado desde el movimiento del equipo hasta la terminación del pozo.</b>	<b>70</b>
<b>Fig. 4.10</b>	<b>Estadística de la perforación.</b>	<b>70</b>
<b>Fig. 4.11</b>	<b>Perforación y terminación programadas contra reales, en días.</b>	<b>71</b>
<b>Fig. 4.12</b>	<b>Curva de variación de presión, Pozo Vistoso – 1.</b>	<b>76</b>
<b>Fig. 4.13</b>	<b>Composición de una muestra de gas y su diagrama p – T.</b>	<b>77</b>
<b>Fig. 4.14</b>	<b>Creación de la frontera del yacimiento.</b>	<b>80</b>
<b>Fig. 4.15</b>	<b>Comportamiento de presión.</b>	<b>82</b>
<b>Fig. 4.16</b>	<b>Integración de información geofísica y de pozos.</b>	<b>83</b>
<b>Fig. 4.17</b>	<b>Malla orientada.</b>	<b>84</b>
<b>Fig. 4.18</b>	<b>Modelo sedimentario.</b>	<b>84</b>
<b>Fig. 4.19</b>	<b>Modelo de simulación.</b>	<b>86</b>
<b>Fig. 4.20</b>	<b>Programa para puesta a producción.</b>	<b>90</b>

<b>Fig. 4.21</b>	<b>No. de pozos operando.</b>	<b>91</b>
<b>Fig. 4.22</b>	<b>Historia de producción del Campo Vistoso.</b>	<b>92</b>
<b>Fig. 4.23</b>	<b>Producción acumulada por pozo.</b>	<b>93</b>
<b>Fig. 4.24</b>	<b>Esquema de red de gasoductos.</b>	<b>95</b>
<b>Fig. 4.25</b>	<b>Detalle de instalaciones de macroperas.</b>	<b>96</b>

## **LISTA DE TABLAS**

	<b>Página</b>
<b>Capítulo 4</b>	
<b>Tabla 4.1 Pozos perforados.</b>	<b>59</b>
<b>Tabla 4.2 Cronología de pozos perforados.</b>	<b>63</b>
<b>Tabla 4.3 Diámetros de tuberías utilizadas en este campo.</b>	<b>67</b>
<b>Tabla 4.4 Reserva original.</b>	<b>72</b>
<b>Tabla 4.5 Información general del Campo Vistoso, con la que se dio de alta la reserva de este campo al 01 de enero del 2004.</b>	<b>72</b>
<b>Tabla 4.6 Información general del Campo Vistoso. Reserva de este campo al 01 de julio del 2004.</b>	<b>73</b>
<b>Tabla 4.7 Información general del Campo Vistoso. Reserva de este campo al 01 de enero del 2005.</b>	<b>74</b>
<b>Tabla 4.8 Información general del Campo Vistoso. Reserva de este campo al 01 de enero del 2006.</b>	<b>75</b>
<b>Tabla 4.9 Resultados de la prueba de variación de presión en el Pozo Vistoso – 1.</b>	<b>75</b>
<b>Tabla 4.10 Resultado de la curva de variación de presión en el Campo Vistoso.</b>	<b>78</b>
<b>Tabla 4.11 Resultados de las pruebas de presión en el Campo Vistoso.</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 4.12 Volúmenes iniciales.</b>	<b>87</b>
<b>Tabla 4.13 Valores comparativos.</b>	<b>89</b>
<b>Tabla 4.14 Tabla comparativa.</b>	<b>89</b>
<b>Tabla 4.15 Indicadores económicos.</b>	<b>93</b>
<b>Tabla 4.16 Capacidades de instalación.</b>	<b>97</b>

<b>Tabla 4.17</b>	<b>Tabla de presiones de los diferentes pozos del Campo Vistoso.</b>	<b>98</b>
<b>Tabla 4.18</b>	<b>Reservas originales y producción acumulada.</b>	<b>99</b>

## **NOMENCLATURA**

<b>AIPM</b>	<b>Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C.</b>
<b>AVO</b>	<b>Variación de la amplitud con el desplazamiento.</b>
<b>CTV</b>	<b>Cuenca Terciaria de Veracruz</b>
<b>ERG</b>	<b>Estación de recolección.</b>
<b>MMMPC</b>	<b>Miles de millones de pies cúbicos.</b>
<b>OVIP</b>	<b>Volumen original a condiciones estándar.</b>
<b>PEG</b>	<b>Programa Estratégico de Gas.</b>
<b>Plays</b>	<b>Conjuntos de campos y trampas con características geológicas similares.</b>
<b>RC/B</b>	<b>Razón costo-beneficio</b>
<b>Td</b>	<b>Tasa de descuento.</b>
<b>TIR</b>	<b>Tasa interna de retorno.</b>
<b>VPN</b>	<b>Valor Presente Neto.</b>
<b>VSP</b>	<b>Perfiles de velocidades sísmicas.</b>
<b>3D</b>	<b>Tridimensional o tridimensionales.</b>

## **REFERENCIAS**

1. Activo Integral de Veracruz (PEP e IMP): “Plan de Desarrollo Integral, Activo Veracruz, Diciembre – 2005”. Programa Gerencia Integrada de Activos, Activo Integral Veracruz, Región Norte. Documento de Word. Fecha de Modificación: 18 de noviembre del 2005.
2. Vázquez, B. R., Valdivieso, R. V., Ramírez, C. R., Peláez, S. R., Caraveo, M. R., Rebolledo, D. J., Solís, F. A., Aguilar, R. R. y Montero, D. J.: “Descubrimiento, Desarrollo y Explotación del Campo de Gas Seco Vistoso de la Cuenca de Veracruz, México”. XLII Congreso Nacional AIPM Acapulco, abril del 2004.
3. Documento de Word titulado: “POT IV 2005 v09\_10”. Fecha de última modificación: enero del 2006. Consultado: 23 de febrero del 2006
4. Rangel, G. E. R: Comunicación Personal. Secretaría de Energía, 2005.
5. Documento de Word titulado: “Vistoso\_AIPM\_Acapulcov4.doc”, que es el trabajo escrito en formato digital del trabajo que se presentó en el XLII Congreso Nacional AIPM, Acapulco 2004.
6. Hernández, S. R.: Desarrollo de Campos Petroleros. Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2003.
7. Ramos, G. N. y Zavala, R. J.: Aspectos Importantes para el Desarrollo de Yacimientos o de Campos Petroleros. Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, marzo del 2001.

8. Thakur, G. y Setter, A.: “Integrated Reservoir Management”. International Petroleum Conference & Exhibition in Mexico, Society of Petroleum Engineers, Sección México, Villahermosa, Tab., febrero del 2000.
9. Pérez, S. N.: Apuntes de la Asignatura de Administración de Yacimientos. Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, abril del 2000.
10. <http://www.glossary.oilfield.slb.com>. Glosario de la Compañía Schlumberger, página consultada el 27 de febrero del 2006.
11. Robertson, J. D.: “Reservoir Management Using 3 – D Seismic Data,” *Geophysics: The Leading Edge of Exploration* (Feb. 1989) 25 – 31.
12. Baca, U. G.: *Evaluación de Proyectos*. Editorial Mc Graw Hill, México, 1995, p.p. 339.
13. Región Norte, “Récord en el Inicio de la Explotación de un Campo de Gas Seco a Partir de su Descubrimiento”. Reporte de Pemex, noviembre del 2004.
14. Documento de Word: “NOP Vistoso nuevo”. Fecha de última modificación: 19 de agosto del 2004. Consultado: 23 de marzo del 2006.
15. Documento de Word: “Acuerdo Protocolario de Certificación Interna de Reservas de Hidrocarburos”. Fecha de última modificación: 17 de diciembre del 2003. Consultado: 1 de marzo del 2006.
16. Archivo de Excel generado por el Ing. Rebolledo: “Evolución de las Reservas del Campo Vistoso”. Fecha de última modificación: 9 de febrero del 2006. Consultado: 9 de febrero del 2006.

17. [www.ep-solutions.com/Solutions/EPS/PanSystem.htm](http://www.ep-solutions.com/Solutions/EPS/PanSystem.htm). Página consultada el 10 de marzo del 2003.
18. Cinco, L. H. y Robbins, M. R.: “Caracterización Dinámica de Yacimientos”. Documento de Aspetrol en conjunto con el Departamento de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, mayo de 1997.
19. Documento de Word generado por la Ing. Norma Pérez Salas, titulado: “re\_pvp(tabla resumen total)”. Fecha de última modificación: 27 de enero del 2006. Consultado: 23 de marzo del 2006
20. <http://www.well-flow.com/fracpack.htm>. Página consultada el 22 de marzo del 2006.
21. Documento de Word generado por la Compañía SCHLUMBERGER en conjunto con Pemex, titulado: “Modelo de simulación\_Vistoso”. Fecha de última modificación: septiembre del 2005. Consultado: 20 de febrero del 2006.
22. Simulation Software Manuals 2005A. Simulation: Eclipse: Technical Description.
23. Documento interno emitido por parte de la Coordinación de Diseño de Explotación hacia la Coordinación de Mantenimiento. Equipo Dinámico y Sistemas Auxiliares.
24. Archivo de Excel generado por el Ing. Rebolledo: “His Prod Vistoso 01Ener06”. Fecha de última modificación: 10 de marzo del 2006. Consultado: 10 de marzo del 2006.
25. Documento de Power Point generado por el Ing. Martín Aldama Flores: “Exploratorios”. Fecha de última modificación: Consultado: 1 de marzo del 2006.

26. Documento de Word: “Figuras”. Fecha de última modificación: 6 de noviembre del 2003. Consultado: 12 de marzo del 2006.