

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PLANIFICACIÓN EN EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO CON BASE A UNA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS EN LOS BLOQUES “M” Y “P” DEL CAMPO ONADO PARA LA BASE DE RECURSOS AÑOS 2006-2017

Tutor académico: Dr. Adafel Rincón

Tutor industrial: Ing. José Vega

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
Optar al título de Especialista en Gerencia Integrada
De Yacimientos de Hidrocarburos
Por la Ingeniera
Sánchez Socorro, Fanny Del Valle

Caracas, Marzo 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PLANIFICACIÓN EN EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO CON BASE A UNA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS EN LOS BLOQUES “M” Y “P” DEL CAMPO ONADO PARA LA BASE DE RECURSOS AÑOS 2006-2017

Tutor académico: Dr. Adafel Rincón

Tutor industrial: Ing. José Vega

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
Optar al título de Especialista en Gerencia Integrada
De Yacimientos de Hidrocarburos
Por la Ingeniera
Sánchez Socorro, Fanny Del Valle

Caracas, Marzo 2006

DEDICATORIA

A Dios por amarme tanto

A mi madre por su amor y comprensión

A mis amores, mis dos José, por ser mi motor y estímulo

A Ti.

AGRADECIMIENTOS

Realmente dar las GRACIAS, es como dar bendiciones a seres muy especiales, que en momentos de angustias, alegrías, triunfos y debilidades te tienden la mano y te hacen sentir muy especial.

Primeramente a la Ilustre Universidad Central de Venezuela.

Alguien que se convirtió en un ángel de la guarda, mi tutor el Dr. Adafel Rincón, quien me tendió su mano y no hubo obstáculo que su palabra no pudiera vencer para darme el apoyo que tanto necesité. Él creyó en mí. Mi agradecimiento no tiene límite.

La constancia siempre ha sido mi guía, pero personas como la Lic. Marines Alvarez, quien me brindó su apoyo y confió en mi capacidad, me alentó a seguir adelante, que no me cansara de esperar y por su Fe que nunca faltó, puede lograr dar mi primer paso, de su mano fui conducida a un segundo escalón.

Allí estaba mi tutor y amigo Ing. José Vega, a quien respeto y admiro por tanta devoción su trabajo, siempre feliz y mirando hacia el futuro progresista de una empresa pequeña en tamaño, pero GRANDE en la calidad de la gente que la integra, me siento orgullosa de haberme sentido parte de la familia C.G.C.

Gente como el Ing. Alfredo León, hombre de geología, quien para mí es el número 1 en calidad y profesionalismo, hicimos una súper llave y logramos visualizar las mejores oportunidades para el trabajo desarrollado. Eres excelente, no cambies.

Aquí encontré una prima, LA YULE, como le digo por cariño, maracucha y Sánchez, se convirtió en una gran aliada, su alegría es contagiosa.

Interactué con personas que no solo aportaban sabios consejos, si no, estaban siempre pendientes de lo mejor para el proyecto, ellos son los ingenieros: YAMELYS LÓPEZ, RAFAEL GUZMÁN, MARÍA BLANCO, HENRY VILLASANA Y SAMER SOUKI.

A las chicas superpoderosas, Burbuja (Alicia Da`silva) y Bellota (Edith López) por que fuimos el mejor equipo en la universidad.

C.G.C. estoy orgullosa de todas las personas que te integran, me voy a sentir feliz cuando te vea crecer.

Gracias...

INDICE

	Página
Constancia de aprobación	
Dedicatoria	iii
Agradecimiento	iv
Lista de figuras	v
Lista de tablas	vii
Resumen	viii
Introducción	1
CAPITULO I. Planteamiento del problema	
1.1 Formulación del problema	3
1.2 Objetivos de la investigación	6
1.3 Objetivos específicos	6
1.4 Justificación de la investigación	6
1.5 Factibilidad del estudio	7
1.6 Limitaciones	8
CAPÍTULO II. Marco Referencial	
2.1 Antecedentes	9
2.2 Ubicación geográfica del Campo	10
2.3 Descripción geológica del Campo	12
Estructura	12
Estratigrafía	17
Ambientes sedimentarios	21
2.4 Problemas operacionales del área	34
2.5 Trabajos a pozos	46

2.6 Planificación	48
CAPÍTULO III. Metodología	
3.1 Nivel de la investigación	53
3.2 Diseño de la investigación	53
3.3 Población y muestra	53
3.3.1 Tipo de muestreo	53
3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	54
3.4.1 Información general de los bloques del estudio	54
3.4.2 Discriminación de las arenas	55
3.4.3 Determinación del tipo de trabajo propuesto por pozo	55
3.5 Técnicas del procesamiento de datos	56
Aspectos Administrativos	57
CAPÍTULO IV. Análisis de los resultados	
4.1 Desarrollo del plan de negocios para las áreas “M” y “P” para los años 2006-2017	59
4.2 Identificación de trabajos de rehabilitación y estimulación a pozos	63
4.2.1 Trabajo de rehabilitación propuesto para el pozo ONM-105E	63
4.2.2 Trabajo de rehabilitación propuesto para el pozo ONV-104	68
4.2.3 Trabajo de estimulación propuesto para el pozo ONV-102X	74
4.3 Identificación de candidatas a perforación	76
4.3.1 Perforación pozo gemelo ONV-101 ^a	77

4.4 Criterios para la ubicación de puntos para pozos exploratorios	84
CONCLUSIONES	87
RECOMENDACIONES	89
APÉNDICES	
Diagramas mecánicos	
Mapas estructurales área “M” y “P”	
Mapas isópacos área “M” y “P”	
Registros eléctricos de pozos	
RESUMEN CURRICULAR	
BIBLIOGRAFÍA	

LISTA DE FIGURAS

Fig No.	Página
1.1 Mapa de las fallas y los campos en el área mayor de oficina	9
1.2 Ubicación geográfica del Campo Onado	10
1.3 Ubicación de los pozos en la subdivisión del Campo Onado	11
1.4 Histórico de producción del Campo Onado	12
1.5 Sección estructural pozos del área “M”	13
1.6 Tectónica de placas para la formación de cuencas	14
1.7 Línea sísmica 1130	15
1.8 Modelo de entrapamiento	17
1.9 Columna estratigráfica del Campo Onado	18
1.10 Cálculo de reservas remanentes para la Formación Merecure	19
1.11 Definición de los cuerpos productivos por formación	20
1.12 Ubicación de los núcleos cortados en el ONV-102	21
1.13 Tipos de ambientes sedimentarios	22
1.14 Ambiente sedimentario tipo continental (fluvial)	22
1.15 Ambiente sedimentario tipo deltaico	23
1.16 Partes de un delta	24
1.17 Llanura deltaica	25
1.18 Canales distributarios	25
1.19 Frente deltaico	26
1.20 Barras de desembocadura	26
1.21 Prodelta	27
1.22 Clasificación de las rocas detríticas siloclásticas en función de la granometría	29
1.23 Visualización teoría general de los componentes de la textura	30
1.24 Registro CBIL pozo ONV-78	34
1.25 Tipo de perforación propuesta para atravesar la Formación Merecure	38
1.26 Influencia en la productividad de pozos según su completación	39
1.27 Mecanismos de producción	41
1.28 Empuje gas en solución	42
1.29 Expansión de la capa de gas	43
1.30 Empuje hidráulico	44
1.31 Clasificación de los yacimientos según el estado de los fluidos	45
1.32 Producción de gas en el área de estudio	45
1.33 Respuestas del pozo ONV-102 luego de estimulación química	47
4.1 Incorporación de pozos en el tiempo	60
4.2 Portafolio de oportunidades	61
4.3 Perfil de producción en el tiempo	62
4.4 Ubicación estructural del ONM-105E	64

4.5 Cálculo de reservas por método de declinación	64
4.6 Histórico de producción del ONM-105E	66
4.7 Ubicación estructural del ONV-104	68
4.8 Registro eléctrico pozo ONV-104	69
4.9 Mapa isópaco Arena S-1 pozo ONV-104	70
4.10 Correlación registros eléctricos de los pozos del área “M” colgados en la Arena R4U	70
4.11 Distribución de los fluidos en pozos del área “M” a nivel de la Arena R4U	71
4.12 Mapa gris de la porosidad a nivel de la Arena R4U	72
4.13 Sección estratigráfica pozos del área “M” colgados en S-1	72
4.14 Interpretación de la respuesta de la amplitud en la zona del ONV-104	73
4.15 Análisis nodal ajustado a la prueba inicial luego de la estimulación del pozo ONV-102	75
4.16 Comportamiento de producción histórica del pozo ONV-102	76
4.17 Ubicación de los pozos propuestos para perforación en las áreas M y P	77
4.18 Ubicación estructural pozo ONV-101 ^a	78
4.19 Sección estratigráfica Arena R-3, R4U	78
4.20 Diagrama mecánico actual pozo ONV-101 ^a	79
4.21 Puntos de presión por R.F.T. al ONV-101 ^a	81
4.22 Sísmica del área de estudio	82
4.23 Interpretación del atributo de amplitud del área del pozo ONV- 101 ^a	83
4.24 Visualización de la falla principal del área “M”	84
4.25 Ubicación propuesta para pozos exploratorios	85
4.26 Atributo de amplitud para soportar ubicación de pozos exploratorios	86
4.27 Ubicación de pozos exploratorios con base a la velocidad sísmica	86

LISTA DE TABLAS

Tabla No.	Página
1.1 Edades Geológicas	17
1.2 Resultados obtenidos del núcleo del ONV-102	20
1.3 Influencia de los parámetros texturales sobre la porosidad y la permeabilidad.	31
1.4 Número de los brazos perforados por pozo	35

Sánchez S., Fanny del V

**PLANIFICACIÓN EN EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN
DE CRUDO CON BASE A UNA CARACTERIZACIÓN
ESTÁTICA DE YACIMIENTOS EN LOS BLOQUES “M” Y “P”
DEL CAMPO ONADO PARA LA BASE DE RECURSOS AÑOS
2006-2017**

Tutor Académico: Dr. Adafel Rincón. Tutor industrial: Ing. José Vega.

Tesis de Postgrado.

**Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de petróleo. Año
2005, No. Páginas 101**

Palabra clave: CAMPO ONADO

Es objeto de este trabajo desarrollar la visión integral (geología-yacimientos-producción-infraestructura-economía) como premisa fundamental para obtener el mejor producto a plasmar en la base de recursos de los años 2006 al 2017

La búsqueda de oportunidades hace que se plantee este trabajo para incrementar la producción de crudo en el Campo Onado, específicamente en las áreas “M” y “P” a través de reentradas, reacondicionamientos, estimulaciones o perforación de pozos nuevos y exploración de áreas nuevas, con la finalidad de maximizar las reservas recuperables y obtener el mayor valor presente neto del proyecto.

El Campo Onado se encuentra localizado en la parte Oeste del Estado Monagas, al Este de la ciudad de Anaco. Para el año de 1997 a través de la tercera ronda de negociaciones, PDVSA, SA otorga el campo mediante un convenio operativo a la Compañía General de Combustibles con la finalidad de reactivar la producción del mismo. El Campo está dividido en tres áreas de producción denominadas “G”, “M” y “P”, y es considerado marginal, debido a los altos costos de perforación (vinculados a la profundidad) y a que fueron muchos los pozos abandonados por baja productividad en algún cuerpo de arena. Sin embargo, cuando C.G.C. comienza sus operaciones de producción se avoca a la búsqueda de oportunidades para el desarrollo económico de esas reservas, detectando zonas no drenadas o mal drenadas que se encuentran en las arenas de la Formación Oficina y Formación Merecure.

INTRODUCCIÓN

El Campo Onado se encuentra localizado en la parte Oeste del Estado Monagas, al Este de la ciudad de Anaco. Su actividad de perforación se inicia en el año 1959 cuando la concesionaria Mobil Oil perfora el pozo ONV-01 sin resultados satisfactorios. Sin embargo, el área no pierde interés y en 1971 es nuevamente reactivado por Mobil Oil hasta el año 1976 cuando pasa a manos de una empresa del Estado llamada Llanoven, que se transforma años más tarde en Corpoven, quien manejó el campo hasta el año 1994 cuando deciden cerrar operaciones. Para el año de 1997 a través de la tercera ronda de negociaciones, PDVSA, SA otorga el campo mediante un convenio operativo a la Compañía General de Combustibles con la finalidad de reactivar la producción del mismo. El Campo está dividido en tres áreas de producción denominadas “G”, “M” y “P”.

EL campo es considerado marginal, debido a los altos costos de perforación (vinculados a la profundidad) y a que fueron muchos los pozos abandonados por baja productividad en algún cuerpo de arena. Sin embargo, cuando C.G.C. comienza sus operaciones de producción se avoca a la búsqueda de oportunidades para el desarrollo económico de esas reservas detectando zonas no drenadas o mal drenadas, que se encuentran en las arenas de la Formación Oficina y Formación Merecure.

Con los precios actuales del crudo muchos proyectos de extracción de crudo se hacen rentables para su implementación en el área de estudio. Es indispensable la captura de información, para de esta manera minimizar los riesgos geológicos y mejorar la economía del proyecto.

La búsqueda de oportunidades hace que se plantee este trabajo para incrementar la producción de crudo en el Campo Onado, específicamente en las áreas “M” y “P” a través de reentradas, reacondicionamientos, estimulaciones o perforación de pozos nuevos y exploración de áreas nuevas, con la finalidad de maximizar las reservas recuperables y obtener el mayor valor presente neto del proyecto.

Es objeto de este trabajo desarrollar la visión integral (geología-yacimientos-producción-infraestructura-economía) como premisa fundamental para obtener el mejor producto a plasmar en la base de recursos de los años 2006 al 2017.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La necesidad de buscar estrategias que permitan el incremento en la productividad de los pozos ha hecho que la compañía General de Combustible, C.G.C., no escape de esta situación, por tal motivo y para sustentar un plan de desarrollo acorde a las exigencias del mercado, se plantea desarrollar un modelo de explotación agresivo y acelerado para drenar las reservas existentes en las áreas “M” y “P” durante los años 2006 hasta el 2017, cuando culmina la contratación del convenio operativo, sin embargo, en la actualidad se está hablando de la creación de empresas mixtas, donde se formaría una sociedad, en la cual el Estado venezolano sería el accionista mayor con un 51% de participación y el otro 49% estaría manejado por el Convenio, lo que indicaría una apertura franca en la exploración de nuevas áreas para la búsqueda de hidrocarburos en zonas cercanas al área asignada, sustentados con sísmica y alguna información de pozos vecinos e incluso de Campos vecinos.

Actualmente el área “M” y “P” en conjunto tienen una producción asociada de 0.8 MBD provenientes de un pozo activo el ONV-102, por lo que la posibilidad de incrementar la producción con base a un estudio del modelo estático hace atractivo el plan de desarrollo que se prevé implementar en este trabajo.

Desde 1997 cuando es otorgado el Campo Onado a la empresa Compañía General de Combustibles (C.G.C.) a través de un convenio operativo de tercera ronda, el mismo tenía cero (0) barriles de producción y desde entonces ha estado en la búsqueda para

incrementar la misma por medio de reparaciones de pozos, reentradas y estimulaciones, mientras que la perforación de pozos nuevos no es considerada una actividad principal para lograr los objetivos de producción estimados en el plan de negocios.

Hasta la fecha sólo han perforado un pozo (ONV-78) y se tiene previsto incrementar la campaña de perforación a partir del año 2006.

En cuanto a la actividad principal generadora de barriles, las reentradas a pozos es considerada la opción más rentable y el plan de desarrollo del Campo así lo demuestra, cuando para el año en curso se han realizado cinco (5) reentradas y ninguna perforación de pozos nuevos, obteniendo unos niveles de producción iniciales alrededor de 2.8 MBD con un costo asociado de 15 MM\$, y están programados dos (2) pozos adicionales, para un total de siete (7) reentradas para el 2005.

Sin embargo, las opciones de reentrada en el área “M” y “P” son escasas, ya que, algunas veces las condiciones mecánicas de los pozos impide este tipo de actividad. Para el desarrollo del área en estudio, la perforación de pozos nuevos constituye el 91% de la actividad para incrementar la producción, mientras que la rehabilitación a pozos es el 7% y el otro 2% restante por estimulaciones a pozos.

El Campo Onado desde el inicio de su explotación en 1959 y hasta junio de 2005 ha acumulado 25,3 MMBls de petróleo, 83 MMPCG y 4.1 MMBls de agua, provenientes de un total de 39 pozos perforados durante toda su vida productiva.

El área total del bloque “M” es de 15.16 Km², donde hasta la fecha se han perforado cuatro (4) pozos, ubicados buzamiento abajo de la estructura, por lo que se estima que

colocando los pozos buscando el alto de la estructura, aseguraría el éxito volumétrico para el drene de las reservas en forma óptima.

Se ha evaluado petróleo comercial en los pozos ONV-104, ONV-102 y ONV-101^a, sin embargo, sus condiciones mecánicas aunado a la posición estructural de los mismos, ha sido determinante en la baja productividad del área, aunque existen otros factores que han influido en los resultados obtenidos en el desarrollo del área “M”, entre los cuales cabe destacar:

- * Mala cementación del revestidor (Canalización del agua)
- * Presencia de acuíferos activos
- * Punzados con cañones pequeños (1-11/16”)
- * Evaluación corta de los intervalos punzados.

Mientras que en el área “P”, solo existe un pozo el ONM-105E, que se encuentra “aislado” en un área de 7.17 Km², ubicado a unos 16.5 Kms de la estación de flujo ONV-2, por lo que para su puesta a producción es necesario pensar la colocación de equipos de pruebas en sitio, mas la utilización de vacum para transportar el crudo, lo que, encarece cualquier proyecto de rehabilitación al pozo. Adicionalmente en la evaluación inicial del pozo, solo se encontró petróleo comercial en la arena R-1 ubicada a +/- 14.200 pies, lo que limita incorporar en las propuestas futuras de perforación otro objetivo de producción.

Es necesario sustentar los trabajos de los pozos desplegados en la base de recursos de los años 2006 hasta 2017 en el área “M” y “P”, con objetivos específicos de incremento en la producción.

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

GENERAL

Planificar el incremento de la producción de crudo con base a una caracterización estática de yacimientos en los bloques “M” y “P” del Campo Onado para la base de recursos años 2006-2017.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- * Desarrollar el plan de negocios para las áreas “M” y “P” para los años 2006 - 2017.
- * Identificar trabajos de rehabilitación y estimulación de pozos.
- * Ubicar la mejor posición estructural para la perforación de nuevas localizaciones
- * Establecer criterios para la selección de puntos para pozos exploratorios.

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Desde 1997 cuando C.G.C. S.A. comenzó sus operaciones para reactivar el Campo, sólo ha perforado un pozo nuevo, el ONV-78 en el bloque “G”. La actividad

básicamente se ha centrado en la realización de reparaciones a pozos y reentradas. Con ello ha logrado un máximo de producción de 6.0 MBD.

La búsqueda de opciones para maximizar las reservas, ha planteado en este trabajo la posibilidad de abrir un abanico de oportunidades para evaluar áreas poco desarrolladas o exploradas o mal evaluadas debido a problemas en la perforación, en la cementación y en las pruebas de producción (mal diseñadas), por lo que, el valor agregado se incrementa al contabilizar las posibles reservas recuperables a obtener, si se recomiendan los trabajos adecuados a cada pozo y por ende al yacimiento.

El área sin explorar es extensa, por lo que un estudio estático donde se visualicen posibles localizaciones, sustentada con información sísmica, información de pozos vecinos, incluso con información de un campo vecino como lo es Campo Aguasay operado por PDVSA, SA ubicado hacia el Oeste de Onado y el Campo Casma, operado por OPEN ubicado hacia el Sur-este de Onado, hacen que el posible aporte de este trabajo signifique el inicio de la exploración de la empresa C.G.C. en búsqueda de nuevos horizontes petrolíferos.

FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

La compañía General de Combustibles (C.G.C.) desde el mes de Marzo del año en curso ha permitido el uso de sus archivos técnicos y ha brindado todas las herramientas necesarias para el desarrollo de este proyecto.

La razón principal es buscar el soporte técnico para abrir las posibilidades de incrementar la producción en las áreas “M” y “P” pocas desarrolladas del Campo Onado.

LIMITACIONES

La información sísmica se encuentra ubicada en Argentina, País donde está ubicada la sede principal de la compañía C.G.C., lo que en ocasiones genera un obstáculo, debido a que por la distancia no se podía dar respuestas rápidas a los planteamientos dados.

Adicionalmente, “software” como el LANDMARK® para la realización de las correlaciones del tipo estratigráfico o estructural, no está disponible en la actualidad en la sede de Maturín.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL

ANTECEDENTES

El Campo Onado se extiende en un área 222.3 Km². Descubierto en el año de 1959 a través de la perforación del pozo ONV-01, por la empresa MOBIL, C.A. cuya evaluación de producción fue económicamente no comercial, sin embargo, el área no perdió su interés comercial, por tal motivo fue perforado quince años más tarde el pozo ONV-51 con resultados satisfactorios.

Debido a la búsqueda de hidrocarburos en toda la cuenca oriental, el área de Onado está ubicado cerca de otras subcuencas con gran atractivo comercial, están separadas por fallas de tipo normal la cual definen la estructura.

En la Fig. 1.1. se observa la ubicación del Campo Onado (delineado en color azul) con respecto al corrimiento de la falla principal que define la cuenca oriental.

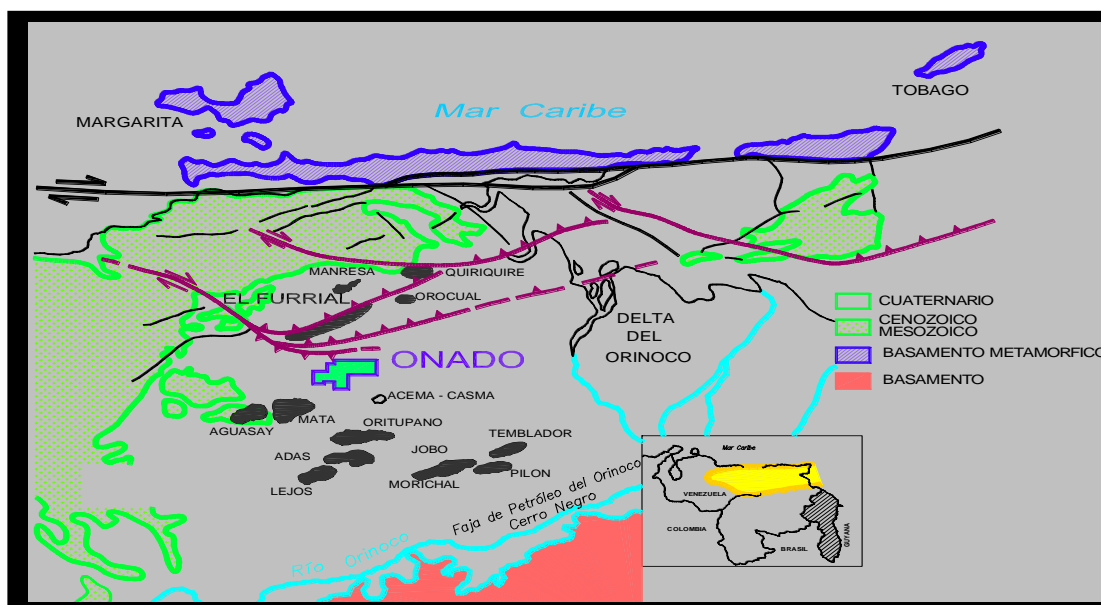


Fig. 1.1 Mapa de las fallas y los Campos en el Área Mayor de Oficina

UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO

El Campo Onado se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela y se extiende en un área de 222,3 Km², ubicados entre Aguasay y Santa Bárbara en el Estado Monagas. En la fig. 1.2 se muestra la ubicación geográfica del Campo.

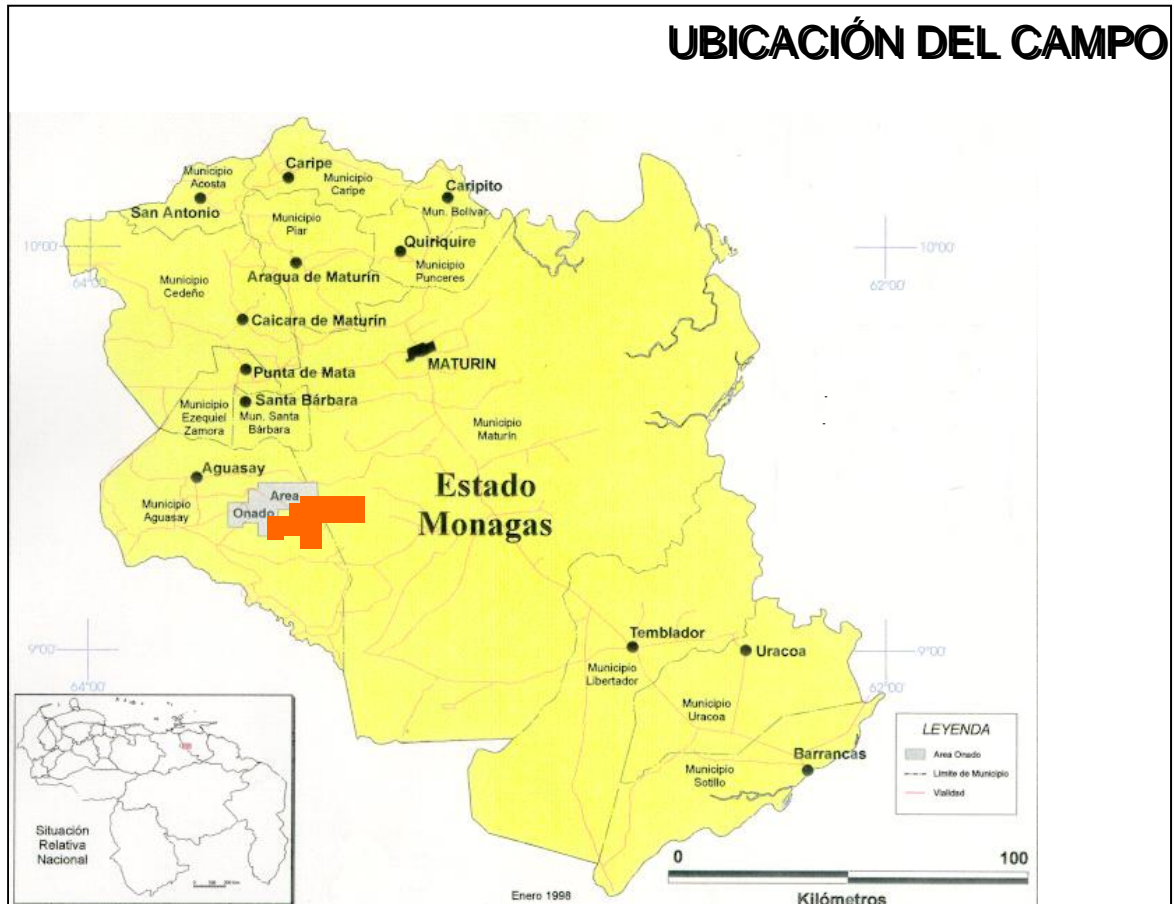


Fig. 1.2 Ubicación Geográfica del Campo Onado

Desde el punto de vista geológico, el campo Onado está situado en la región NE del flanco sur de la cuenca oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín.

El Campo está dividido en 3 sub-areas, Onado "G", Onado "M" y Onado "P".

Desde el inicio de explotación, el área "G" cuenta con el mayor interés a nivel de producción. Allí se encuentra el mayor número de pozos perforados para un total

de treinta y dos (32) y por ende el mayor aporte de crudo. El área “M” cuenta con cuatro (4) pozos perforados, de los cuales tres (3) están suspendidos y uno (1) activo, mientras que en el área “P” sólo se ha perforado un pozo, actualmente suspendido.

En la fig. 1.3 se presenta la ubicación de todos los pozos (bloques G, M y P) perforados en el Campo Onado.

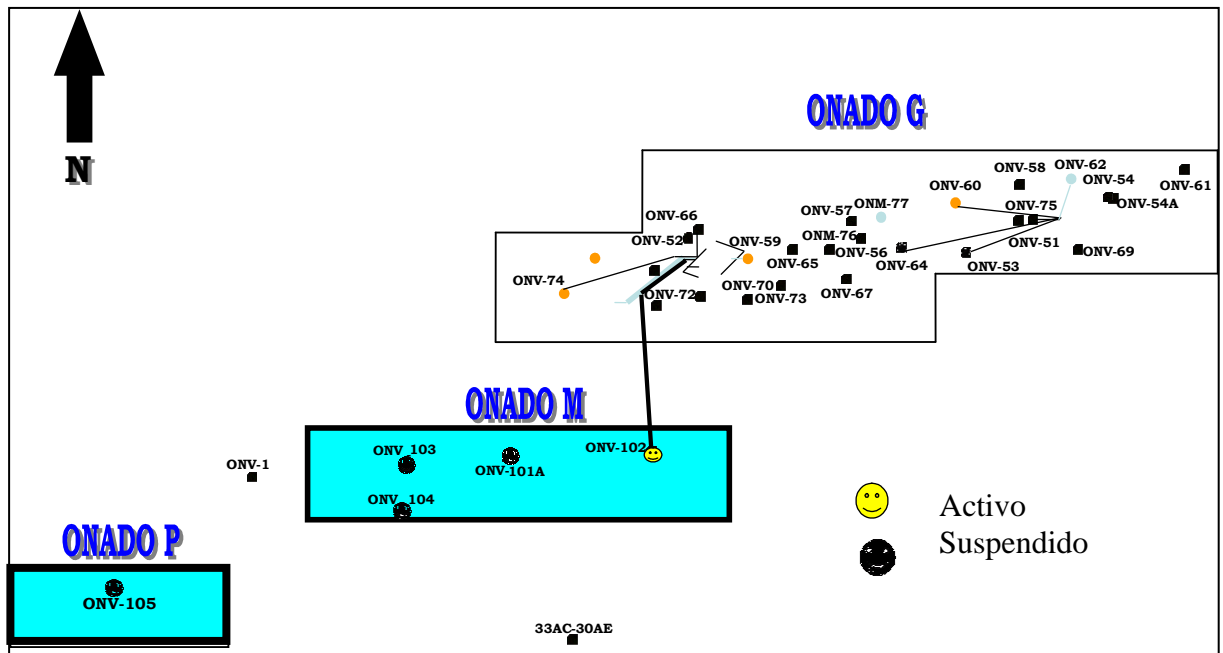


Fig. 1.3 Ubicación de los pozos en la subdivisión del Campo Onado

Los niveles máximos de producción del Campo fue alcanzado durante el año de 1985 cuando era operado por CORPOVEN, S.A. con un aporte de 9.0 MBD.

El Campo fue cerrado en 1994 y entregado en el año 1997 a la Compañía General de Combustibles (C.G.C.), S.A., a través de un convenio operativo de tercera ronda, con la finalidad de reactivar el mismo, es decir, el Campo fue entrado con cero (0) Bls. de producción y su máximo nivel alcanzado ha sido de 6.0 MBD durante el año 2004

Para Julio de 2005 los niveles de producción se ubican en 5.0 MBD provenientes de nueve pozos activos (ONV-53, 55, 59, 60, 63, 68, 75, 78 y 102) éste último perteneciente al área de estudio con un aporte de 0.8 MBD, con un crudo asociado de 22,6° API.

En la fig. 1.4 se observa el comportamiento histórico de producción del Campo desde su inicio de producción hasta la actualidad.

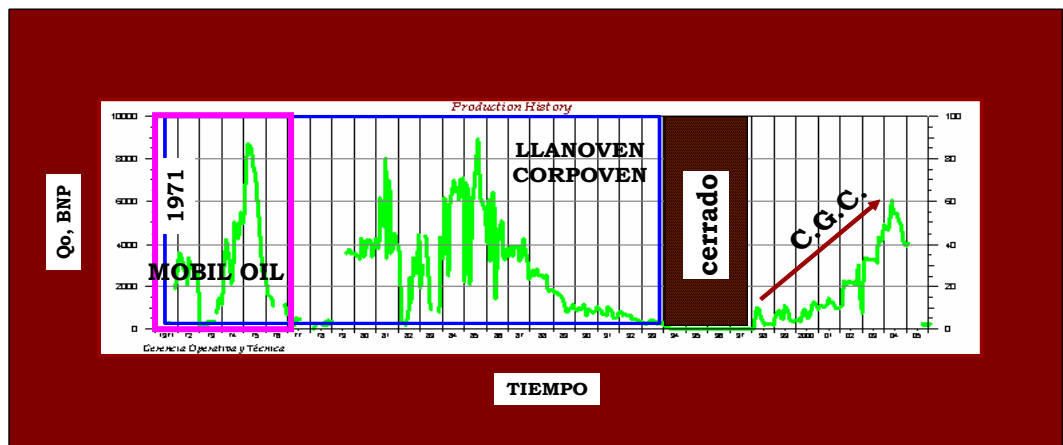


Fig. 1.4 Histórico de producción del Campo Onado.

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO.

Geológicamente el Campo Onado está situado en la Cuenca Oriental Terciaria de Venezuela en la parte Oeste del Estado Monagas. Su principal objetivo de producción proviene de las arenas basales de la Formación Merecure (U4, U3 y U2). Los yacimientos principales pertenecen al intervalo litoestratigráfico de la Formación Oficina.

ESTRUCTURA

La estructura general de la cuenca es asimétrica, con un buzamiento suave de aproximadamente 3° hacia el Norte en su flanco Sur, mientras la cuenca se inclina hacia el Este, en consecuencia la parte más profunda se encuentra ubicada hacia el Noreste.

La fig. 1.5 muestra una sección estructural de los pozos perforados en el área “M”.

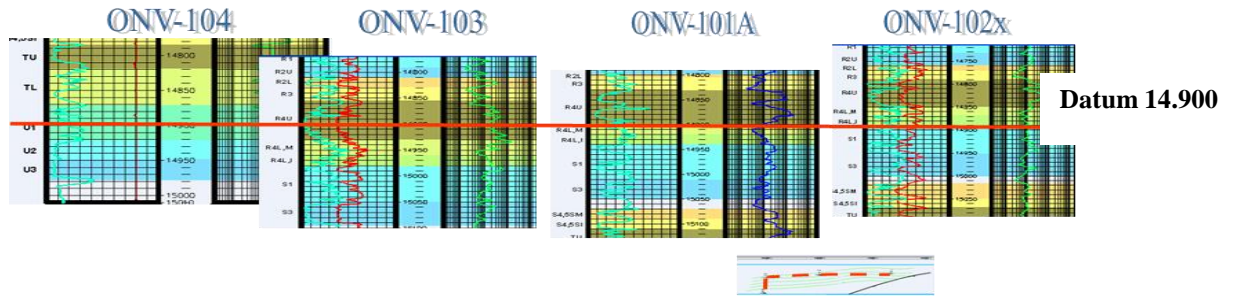


Fig. 1.5 Sección estructural pozos del área “M”

En la sección estructural, no se observa cambios en la ubicación de las arenas a un mismo punto referencial (datum) por lo que la estructura formada es un homoclinal, con suave buzamiento de las capas.

El estilo estructural de la región es el resultado de la colisión oblicua de dos placas corticales, la Caribe y el escudo de Guayana, las que se hallan separadas por una sutura animada de desplazamiento relativo transcurrente y transpresivo.

La expresión regional de esta megatrazza es la Falla El Pilar en el territorio venezolano y la Falla Oca en el norte de Colombia. La actividad colisional tuvo lugar entre los 16 y 10,5 M.A.

Durante ese lapso, el efecto transpresivo de la falla es evidente por el desarrollo de una faja fallada y plegada (FFP) en la zona norte de la cuenca más cercana a ella (Estructuras de El Furrial, Jusepín y Orocuál), el límite sur de la faja de deformación y gran acortamiento termina hacia el sur en la Zona Triangular del frente orogénico Urica-Piritál .

En la fig. 1.6 se puede observar la formación de la cuenca, sus movimientos de placa y dirección de los esfuerzos máximo y mínimos.

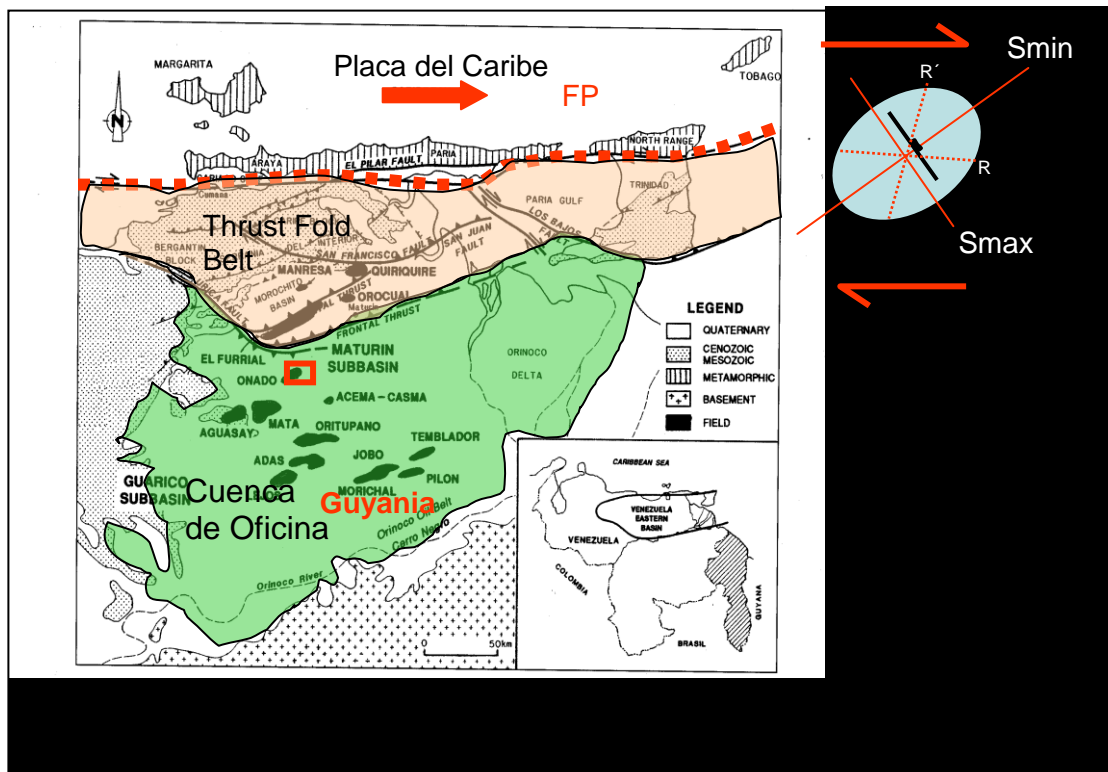


Fig. 1.6 Tectónica de placas para la formación de cuencas

En el área estudiada, la manifestación de esa compresión y deformación de la cobertura se verifica como un notable engrosamiento del espesor de las lutitas de la Fm. Freites, producido por la movilización tectocinética en el frente sobrecorrido

En la fig. 1.7 se observa una línea sísmica donde claramente se definen los topes y bases de las formaciones que se atraviesan al momento de perforar un pozo en le área de Onado.

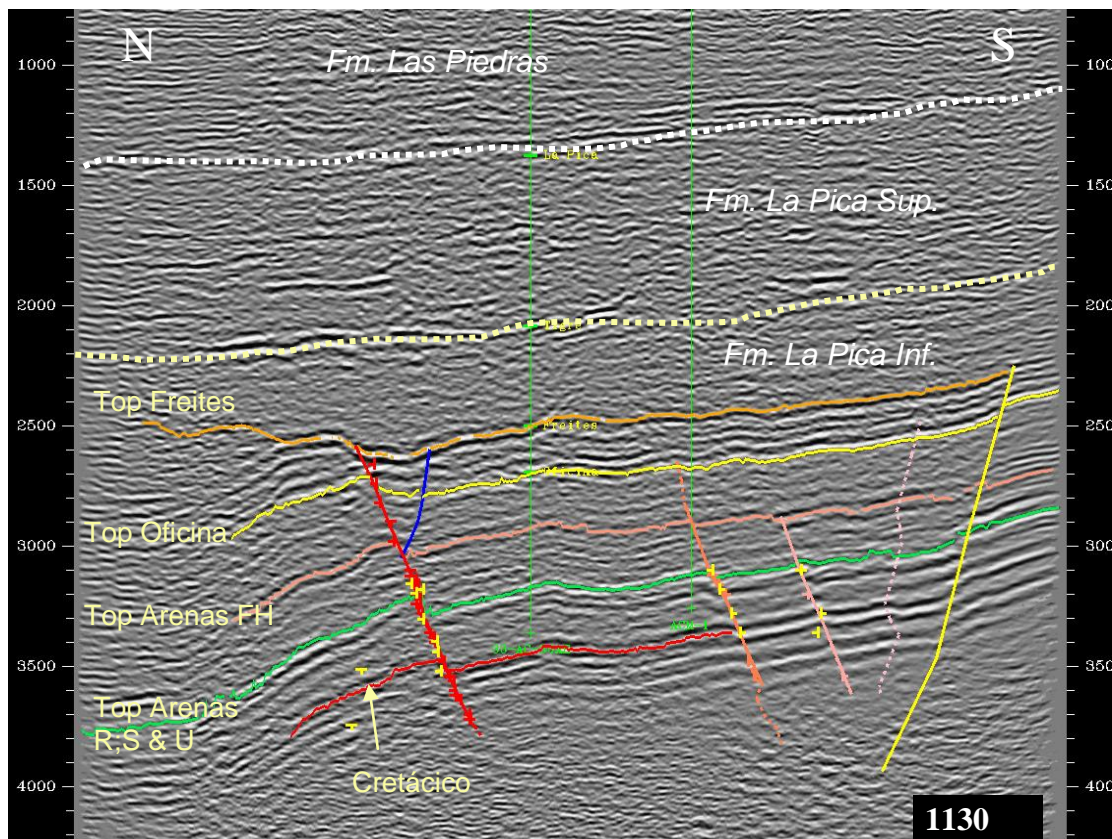


Fig. 1.7 Línea sísmica 1130

En cambio hacia el sur, es decir, hacia la plataforma el efecto del desplazamiento lateral se manifiesta reactivando antiguas líneas de debilidad del basamento rígido, en una típica tectónica de bloques con intersecciones de fallas de distinto rumbo ,originando típicas estructuras *Trap door*, como las que corresponden a las estructuras de Onado G y Onado M y P.

Las fallas presentan una general geometría planar no rotacional y de buzamiento contrarregional. En el área estudiada no se observaron fallas lítricas.

La Fig. 1.8 esquematiza el modelo de entrapamiento de hidrocarburos en el labio levantado de las fallas principales. La yuxtaposición de los yacimientos contra niveles

impermeables, así como el efecto de tapizado de la superficie de falla (smearing) por milonización de pelitas, proveen las condiciones de sello lateral a la migración.

En la cuenca Oriental Venezolana los yacimientos petrolíferos se encuentran generalmente hacia el Norte de las fallas. El entrapamiento se lleva a cabo mediante mecanismos estructurales-estratigráficos caracterizado por:

- a.) Una falla normal al Sur.
- b.) Buzamiento regional hacia el noroeste, y
- c.) Acuñaamiento arenoso lateral.

Las trampas más comunes en Onado son de tipo: estructural y estratigráfica-estructural.

Se define como trampa a cualquier arreglo geométrico de rocas, sin considerar el origen, que permite acumulaciones significantes de hidrocarburos.

Para conformar una trampa efectiva es necesario tener una adecuada roca reservorio, sello.

Los componentes críticos de una trampa son yacimientos, sellos y los arreglos geométricos entre ellos.

Una trampa para ser efectiva debe ser capaz de recibir hidrocarburos y almacenarlos por un tiempo significativo.

No se debe considerar la falta de hidrocarburos como un punto crítico de una trampa.

Tipos de Trampas:

- a.) **Trampa Estructural**, formada por el cierre de contornos estructurales contra una o más fallas. En el área se observan estos cierres contra la falla principal de Onado y muy levemente contra dos fallas hacia el homoclinal suave de 5° hacia el norte.
- b.) **Trampas Estratigráfica-Estructura**, Son aquellas formadas por rasgos estratigráficos que puedan confinar elementos dentro del yacimiento el cual entrampe el hidrocarburo. No debe haber alguna implicación estructural en la evolución y génesis de la trampa, excepto por levantamientos regionales.

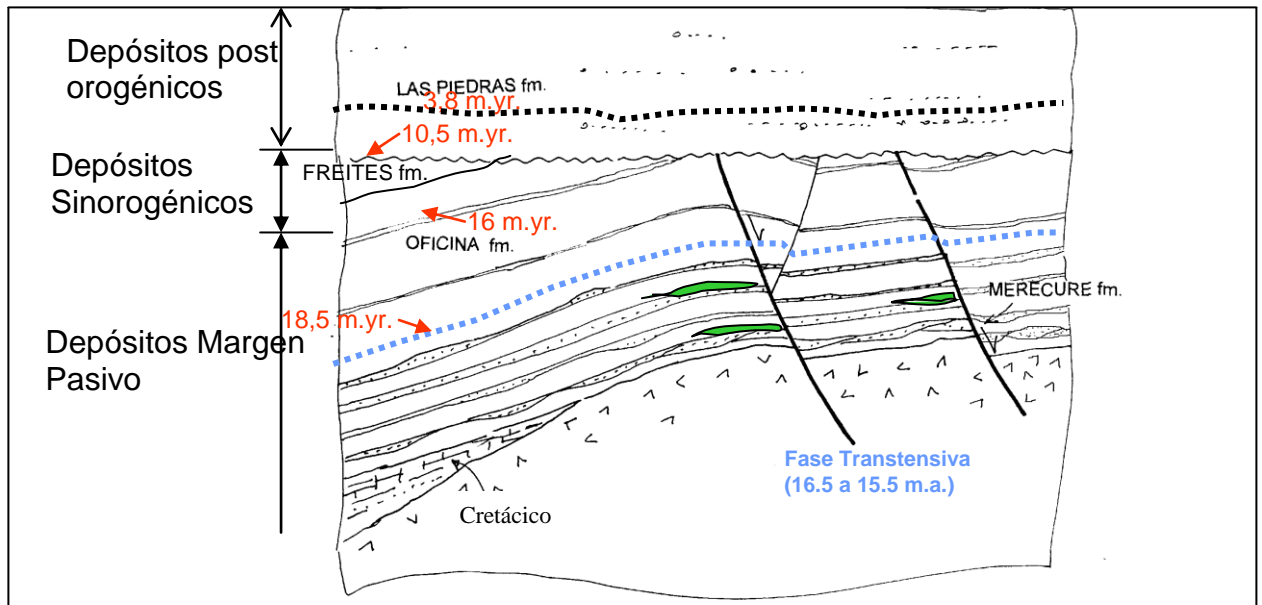


Fig. 1.8 Modelo de entrapamiento

ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica que atraviesan los pozos perforados en Onado pasa por cinco (5) edades y por ende por cinco Formaciones especificadas en la tabla 1.1:

EDAD	FORMACIÓN	ESPEJOR
PLEISTOCENO	MESA	SUPERFICIE-1270'
PLIO-MIOCENO	LAS PIEDRAS	1270' – 5600'
MIOCENO-MEDIO	FREITES	5600' – 13000'
OLIGO-MIOCENO	OFICINA	13000' – 15150'
OLIGOCENO	MEREURE	15150' – 16000'

Tabla 1. Edades geológicas.

Las Formaciones más prominentes con hidrocarburos lo constituye Merecure de ambiente depositacional marino proximal a fluvial y en segundo orden, Oficina de origen marino marginal. Ambas entidades depositadas durante el Oligoceno-Mioceno en una plataforma de moderada tasa de subsidencia. En la fig. 1.9 se especifica la columna estratigráfica que atraviesan los pozos completados en el Campo Onado.

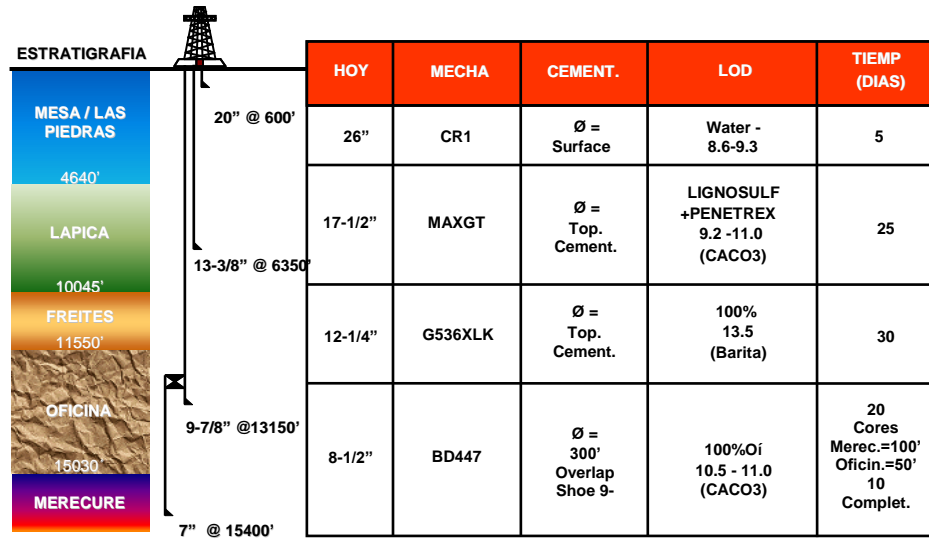


Fig. 1.9 Columna estratigráfica del Campo Onado.

Formación Mesa

De origen continental, esta Formación es la unidad estratigráfica más joven de la Cuenca Oriental.

Su edad se considera del Pleistoceno y litológicamente está constituida principalmente por areniscas gruesas de estratificación cruzada, conglomerados y gravas.

Formación Las Piedras

Depositada en ambiente de aguas salobres, se le asigna una edad que va del Mioceno Superior al Plioceno. La Formación Las Piedras contiene fósiles de plantas y peces,

también grandes cantidades de sedimentos grisáceos, arenas carbonáceas, arcillas, lutitas y lignitos.

Formación Freites

Está conformada por lutitas de grano fino con tonalidades blanquecinas, lutitas grisáceas y arcillas calcáreas ferrosas. Freites en su totalidad es de ambiente marino, en la parte inferior de aguas muy profundas, su parte media de profundidades moderadas y la superior de aguas someras.

Formación Oficina

Está constituida por lutitas parálicas (lagunas, pantanos), arenas con alternancia monótona y abundantes lignitos de poco espesor. La mayoría de los Campo de la Cuenca Oriental producen de esta Formación.

Formación Merecure

Se caracteriza por la presencia de arenas masivas o poco estratificadas, intercaladas con capas duras y delgadas de lutitas carbonáceas. Es la formación más importante del área de Onado, ya que en ella se han producido hasta la fecha 14.9 MMbbls de petróleo, con unas reservas remanentes de 3.1 MMbbls.

Utilizando la herramienta O.F.M.®, se realizó un cálculo por declinación para a determinar las reservas remanentes de la Formación Merecure, dichos resultados son mostrados en la fig. 1.10

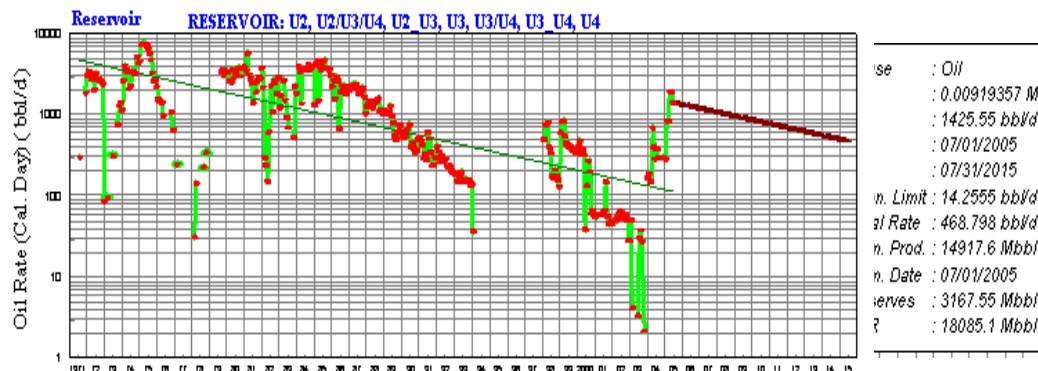


Fig. 1.10 Cálculo de reservas remanentes para la Formación Merecure

La explotación del Campo a través del convenio está limitada no solamente por la delimitación de las áreas asignadas, si no, en la profundización del objetivo productor, es decir, la arena “U4” representa el límite petrolífero permitido.

En muchos de los casos, los pozos por problemas operacionales, no alcanzan la profundidad de la arena U-4, sin embargo, en el único pozo perforado por la empresa C.G.C. S.A., el ONV-78, logró obtener permiso para evaluar la potencialidad de las arenas infrayacentes a U-4, siendo evaluadas la U-8, U-7, U-6 y U-5, mostrando que en esa área, los cuerpos arenosos sólo contienen agua.

En la fig. 1.11 se observa la columna tipo de ONADO y se indican los niveles considerados como objetivos primarios de la evaluación y se los ha referido informalmente como Complejo Arenoso Superior (CAS) e Inferior (CAI) respectivamente.

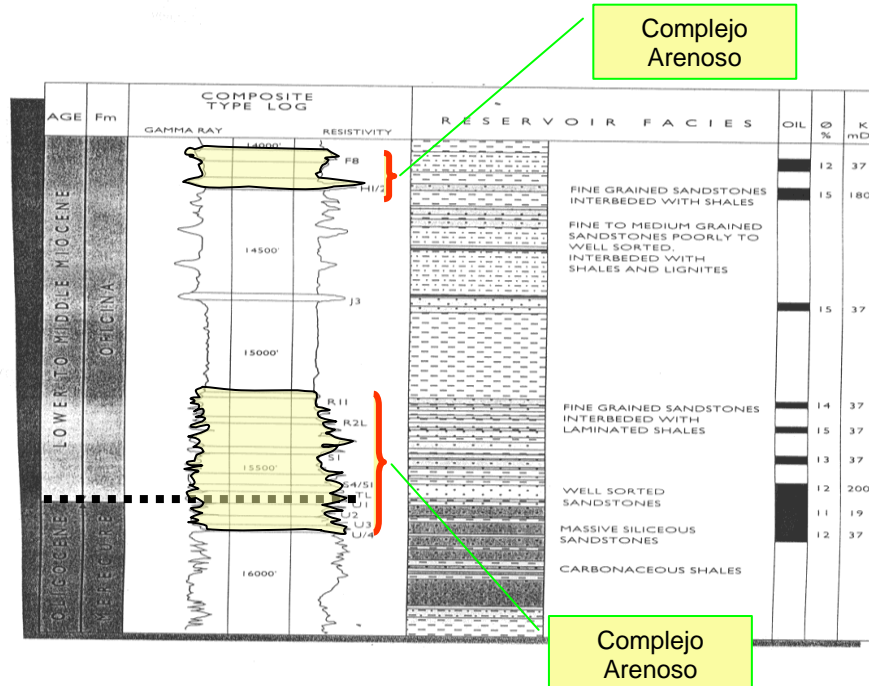


Fig. 1.11 Definición de cuerpos productivos por Formación

AMBIENTE SEDIMENTARIO

La mayor parte de los hidrocarburos en las cuencas petrolíferas de Venezuela, se encuentran en yacimientos de arenisca formada en los ambientes, fluvial, costero y deltaico, y una proporción menor en areniscas originadas en ambiente marino.

En el área de estudio existe un núcleo tomado en el pozo ONV-102, de los cuales fueron extraídos dos intervalos. Los intervalos cortados fueron los siguientes: desde 15.143' – 15.183' (40'), recuperados 37' (92.5%) pertenecientes a la Formación Oficina (U-1) y desde 15.183' – 15.207' (24') , recuperados 22.58' (94%) pertenecientes a la Formación Merecure U-2.

En la fig. 1.12 gráficamente se representa la ubicación exacta de donde fueron tomados los núcleos en el pozo ONV-102.

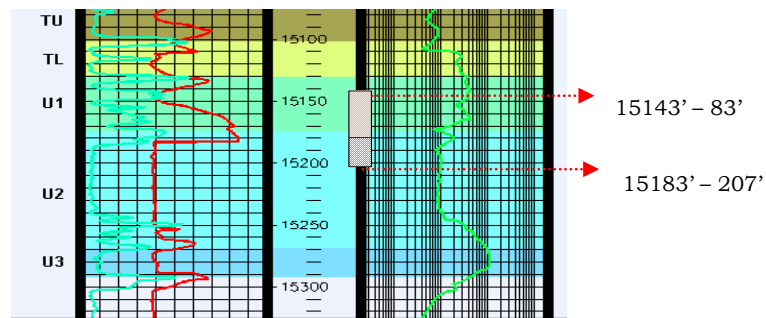


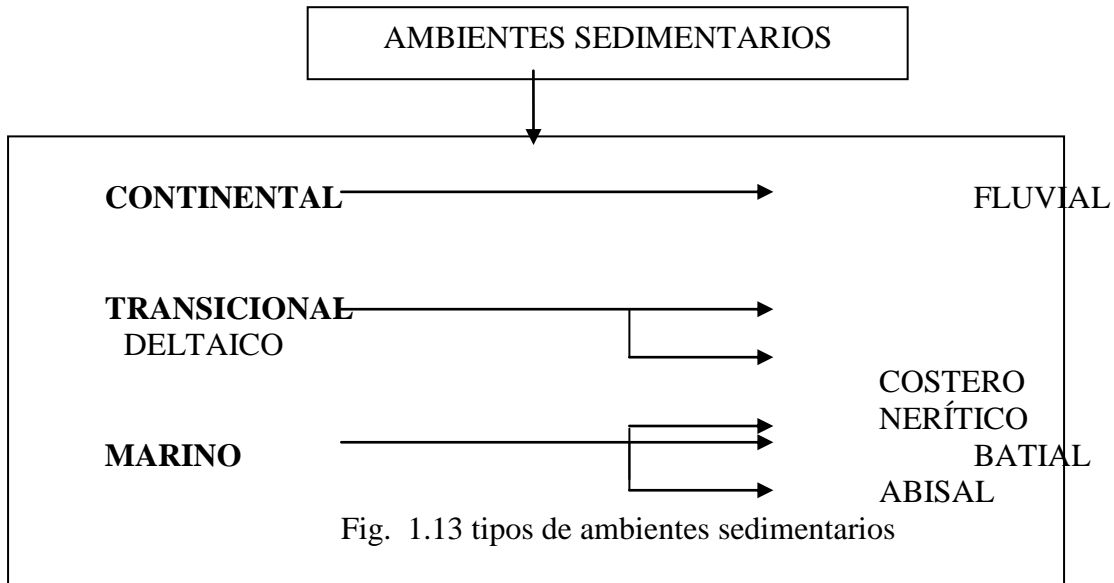
Fig. 1.12 Ubicación de los núcleos cortados en el ONV-102

De estos análisis realizados al núcleo se puede resumir los siguientes puntos de interés:

Tabla 1.2 Resultados obtenidos del núcleo del ONV-102

No.	Intervalo (pies)	Unidad	K (mD)	POROSIDAD		SATURACIÓN DE AGUA (Sw)		DENSIDAD	
				% del núcleo (%)	Ø Efectiva perfil (%)	Sw (núcleo) (%)	Sw (perfil) (%)	Núcleo/Gr/cc	perfil (%)
1	15147-15502	U1	158	11,5	13	16,8	27	2,327	12
2	15153-15187	U1	1,1	4,5	7	30,6	78	2,543	5
3	15164-15168	U1	0,29	5,2	lut + lignito	49,3	indeterminada	2,514	>25
4	15183-15206	U2	527	14,9	16	21,4	45	2,258	17

En la fig. 1.13 se definen los ambientes sedimentarios presentes en la cuenca oriental de Venezuela.



Ambiente Fluvial: comprende el cauce o el canal de un río, la llanura aluvial y los conos de deyección. Este ambiente está representada por el flujo de la corriente y los materiales sedimentarios pueden variar desde bloques hasta arcillas.

Este modelo está presente en parte de la Formación Mesa.

En la fig. 1.14 se describen las características que conforman un ambiente fluvial.

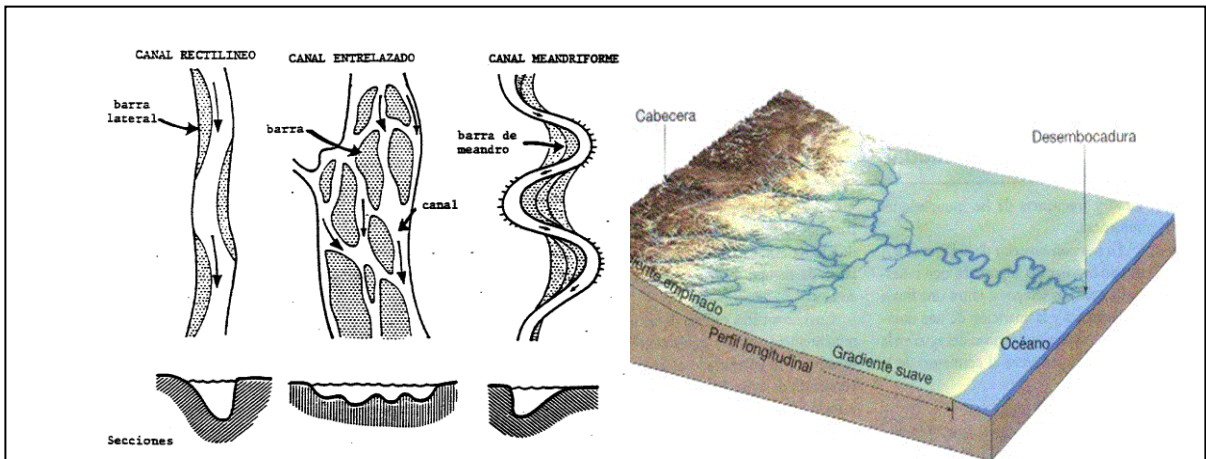


Fig. 1.14 Ambientes sedimentarios tipo Continental (Fluvial)

Ambiente Deltaico.

Los depósitos costeros consisten de sedimentos traídos a la línea de costa por los ríos. En la mayoría de los casos los sedimentos en la desembocadura de un río forman una protuberancia costera *progradante* conocida como delta costero.

En la fig. 1.15 se describen las características que conforman un ambiente deltaico

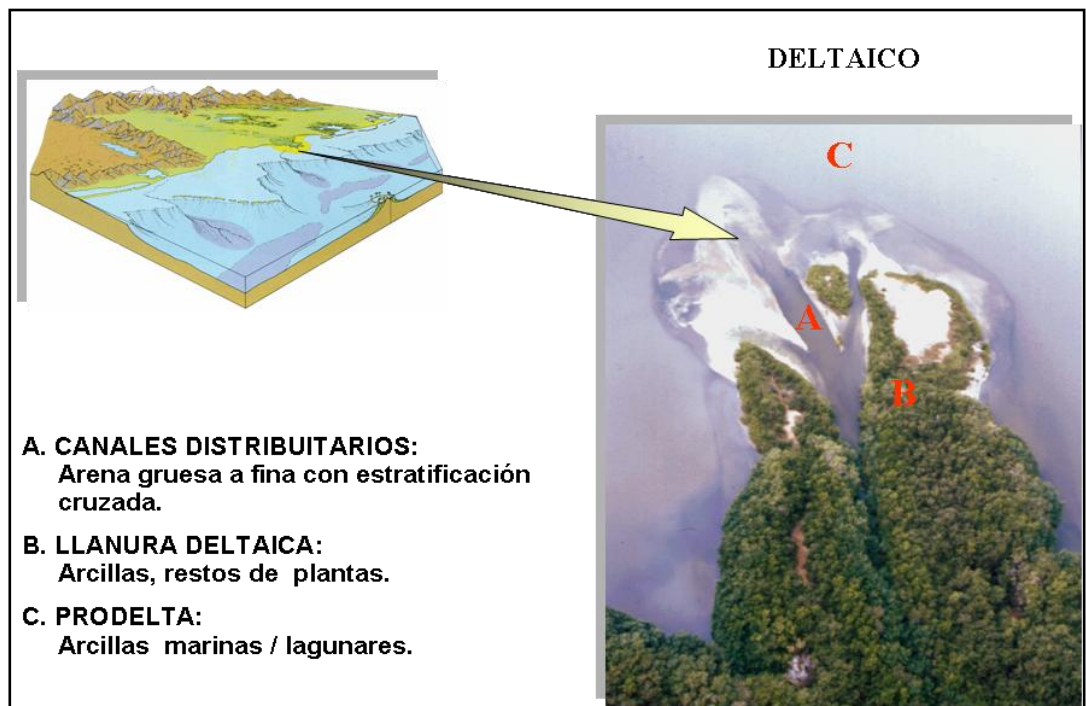


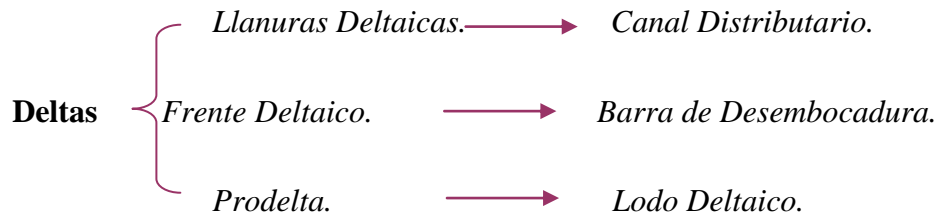
Fig. 1.15 Ambientes sedimentarios tipo Deltaico

Los deltas se forman cuando la tasa de aporte de sedimento fluvial a la costa excede la energía erosiva de las olas y mareas.

Cuando esto pasa, los sedimentos en la desembocadura del río llenan el espacio disponible en la plataforma y *la línea de costa progradada*. Por esto un delta siempre forma un *sistema regresivo*.

Partes del Delta.

Los Deltas están constituidos de las siguientes partes:



En la fig. 1.16 se describen las partes de un delta.

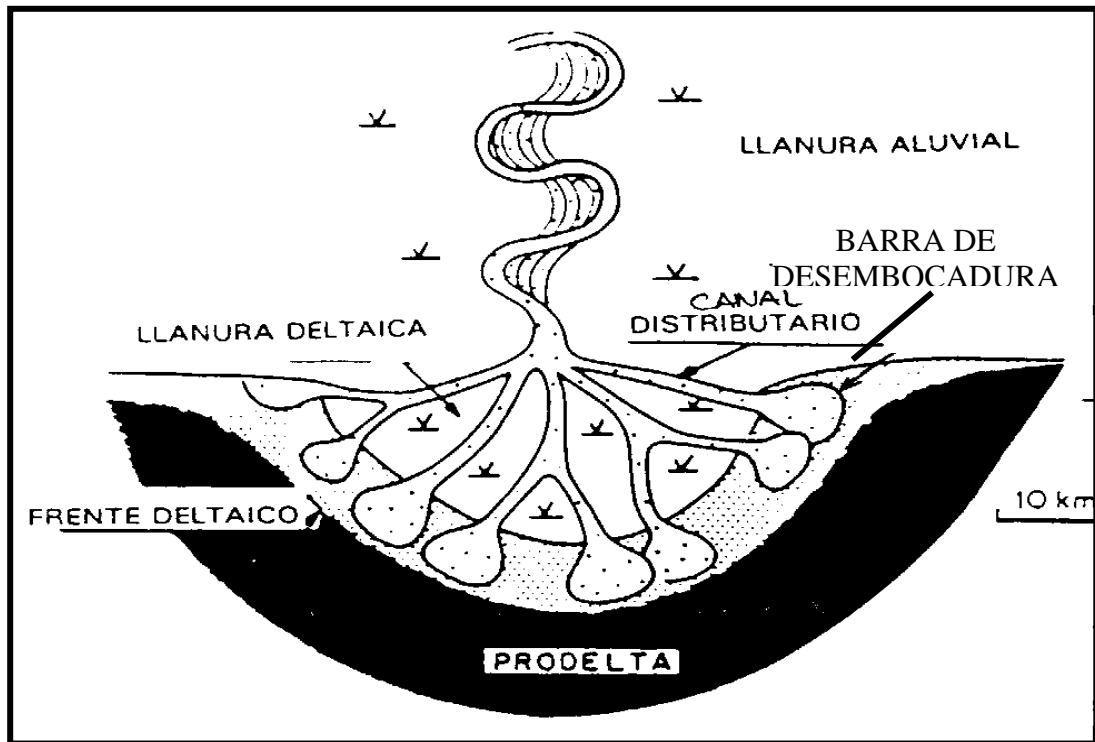


Fig. 1.16 Partes de un delta

La llanura deltaica representa la parte emergente del delta, la cual forma una llanura de inundación plana, sub-aérea y con marismas, se desarrolla después que el delta ha rellenado el espacio disponible en la plataforma.

En la fig. 1.17 se describen las características que definen una llanura deltaica.

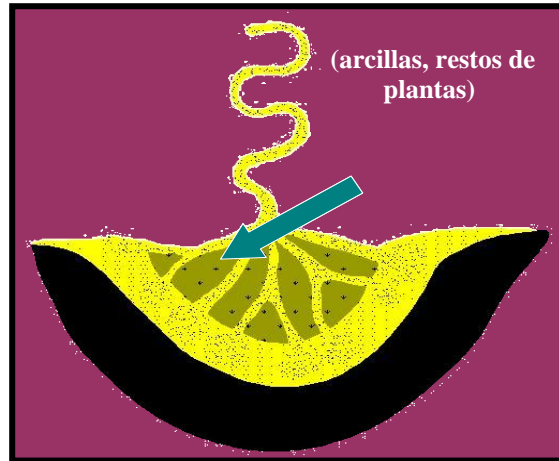


Fig. 1.17 Llanura Deltaica

La llanura deltaica es cortada por los **canales distributarios**, los cuales transportan el agua y los sedimentos del río hasta la línea de costa y el frente deltaico.

En la fig. 1.18 se describen las características que definen los canales distributarios.

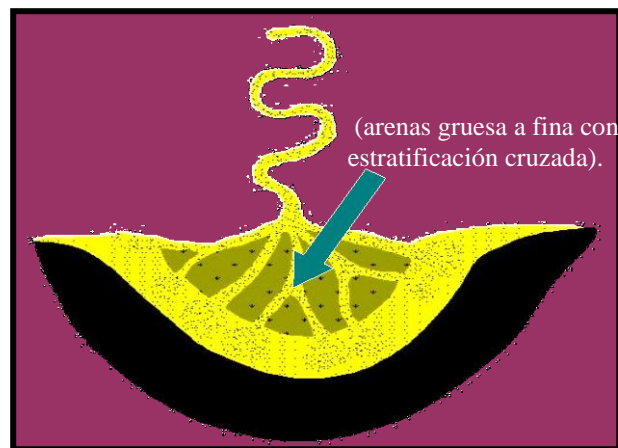


Fig. 1.18 Canales Distributarios

El frente deltaico es la plataforma marina somera que bordea la llanura deltaica.

Comprende depósitos de arenisca bajo la forma de **barras de desembocadura**, las

cuales están formadas por arena fluvial que se acumula en la desembocadura de los canales distributarios.

En la fig. 1. 19 se describen las características que definen un frente deltaico.

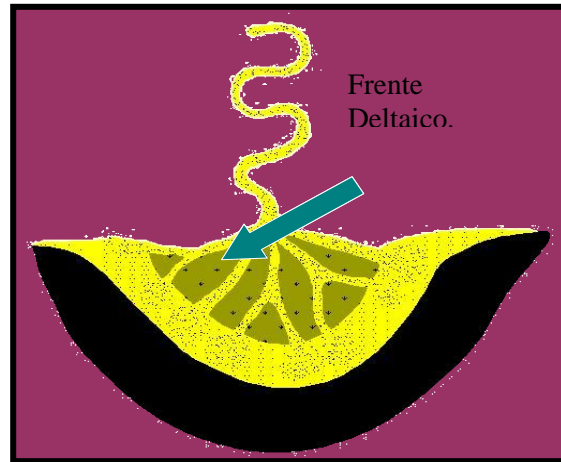


Fig. 1.19 Frente Deltaico

En el **frente deltáico** las **barras de desembocadura** progradan hacia el mar a medida que los **canales distributarios** mantienen un continuo aporte de sedimentos.

En la fig. 1.20 se describen las características que definen las barras de desembocadura.

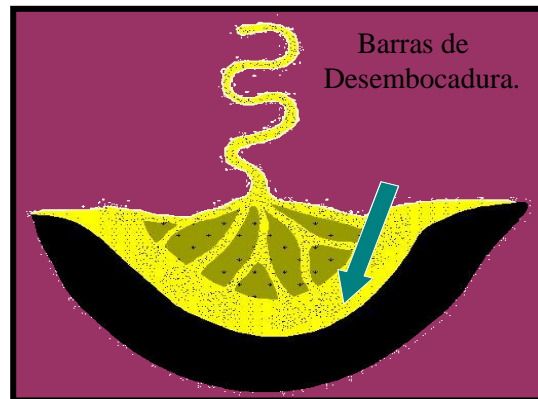


Fig. 1.20 Barras de Desembocadura

El prodelta es una franja que se extiende desde el límite marino del frente deltáico, que es donde termina la sedimentación de arena de la barra de desembocadura.

El prodelta es un sub-ambiente de sedimentación fina, donde se deposita el limo y la arcilla transportados en suspensión por los canales distributarios, luego que la arena de la carga de fondo es dejada en el frente deltáico.

En la fig. 1.21 se describen las características que caracterizan un prodelta.

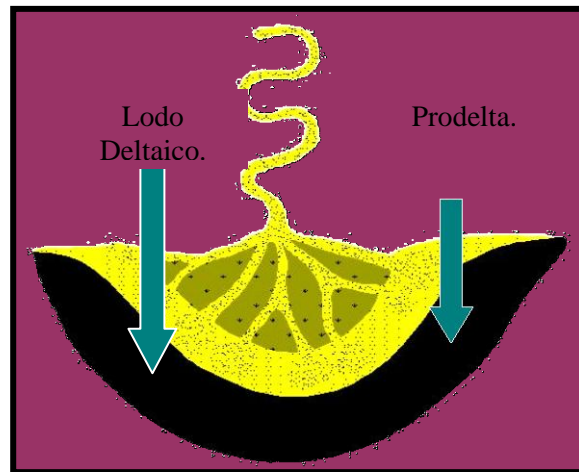


Fig. 1.21 Prodelta

Las arcillas, limos y pelitas son sedimentos clásticos de grano fino agrupados generalmente bajo la denominación común de **fangolita**.

Una **fangolita**, en sedimentos detríticos es “un término general que incluye arcilla, limo, arcilita, pelita y argilita, y que debe usarse cuando las cantidades de arcilla y limo no son conocidas o especificadas o no pueden ser definidas con precisión.

La **arcilla** es un sedimento natural suelto, terroso, de grano extremadamente fino o roca blanda; compuesto primariamente de partículas del tamaño arcilla o coloidales (menores que 1/256 mm) y caracterizado por una elevada plasticidad y por un considerable contenido de minerales de arcilla. Constituye una masa pastosa, plástica, modelable, impermeable y fangosa.

El tamaño de las partículas de arcilla es establecido principalmente por las propiedades de los minerales de arcilla: las partículas de caolinita son más gruesas que las de illita que a su vez son más gruesas que las de montmorillonita.

La **arcillita** es una arcilla consolidada.

El **limo** es un fragmento de roca o una partícula detrítica con diámetro en el rango de 1/256 a 1/16 mm,....., u 8 a 4 unidades Phi, la misma varía considerablemente en composición, pero por lo común tiene un elevado contenido de minerales arcillosos.

La mayoría de los limos contiene en abundancia mica o minerales de arcilla micáceos y clorita asociada con cuarzo, feldespato, minerales pesados como circón, rutilo, turmalina, pero los fragmentos rocosos están virtualmente ausentes, excepto los procedentes de rocas criptocristalinas o trizas vidrio. Las partículas de limo son más angulares que redondeadas.

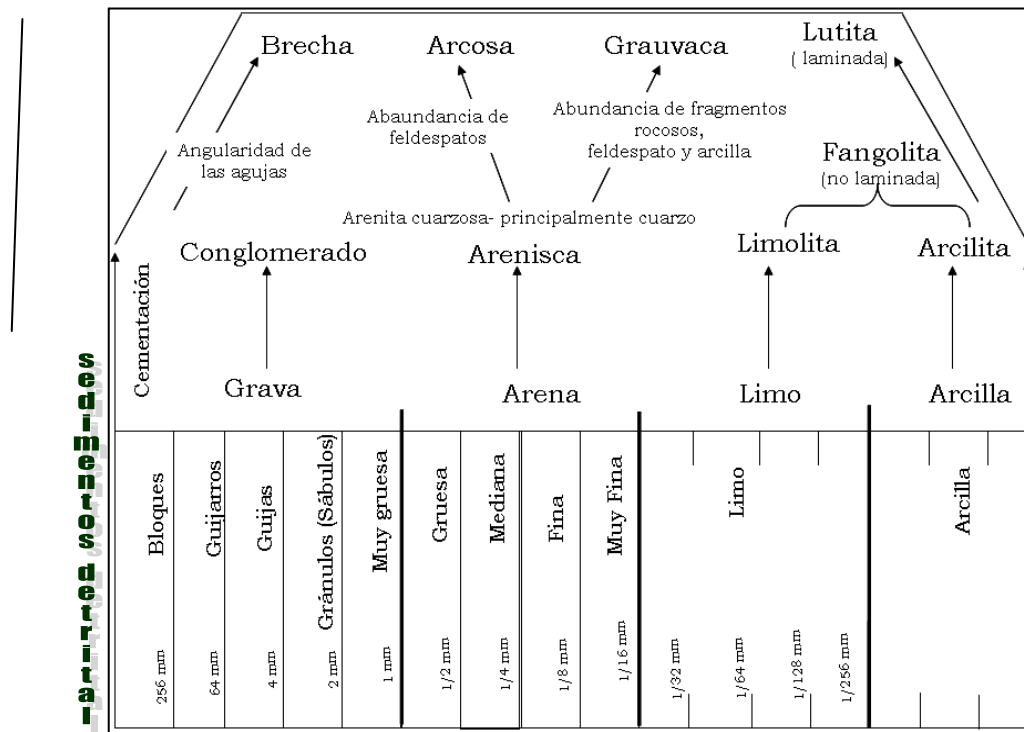
La **limolita** es un limo consolidado, cementado con cemento mineral y en parte simplemente unido por recristalización de los minerales de arcilla componentes.

La **lutita** es una roca sedimentaria de grano fino, detrítica, formada por la consolidación (en particular por la compresión) de arcilla, limo o fango. Está caracterizada por una estructura finamente laminada (espesor de láminas entre 0.1 y 0.4 mm) y/o fisilidad que es aproximadamente paralela a la estratificación.

La **pelita** está compuesta por un contenido apreciable de minerales de arcilla y cuarzo detrítico. Normalmente contiene menos de un 50% de limolita, con un 35% de arcilla o fracción de mica fina y 15% de materiales químicos o autigénicos.

La **argilita** es una roca compacta derivada de fangosita (arcilla o limonita) o bien de pelita, que ha sufrido un grado algo mayor de consolidación, pero la laminación es menos evidente que en la lutita y carece de la filiosidad que esta última presenta.

En la fig. 1.22 se muestra la clasificación de las rocas sedimentarias en relación al tamaño del grano asociado.



Granometría (escala logarítmica)

Fig. 1.22 Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas silicoclásticas en función de la granometría

Distribución de los minerales dentro del sedimento.

Esta distribución puede ser reconocida a través del estudio de la textura y la estructura sedimentaria de la roca.

Textura: es el aspecto físico general o carácter de una roca y la relación mutua entre sus partículas componentes o cristales.

La textura juega un papel muy importante debido a las propiedades petrofísicas de una roca silicoclástica, ya que, su porosidad y permeabilidad dependen esencialmente de los parámetros texturales.

Elementos

Depende de tres componentes fundamentales:

- Partículas o granos
- Matriz: material más fino que rellena los intersticios entre las partículas.
- Cemento: que puede unir partículas y matriz entre sí.

En la fig. 1.23 se observan los componentes de los parámetros de la textura.

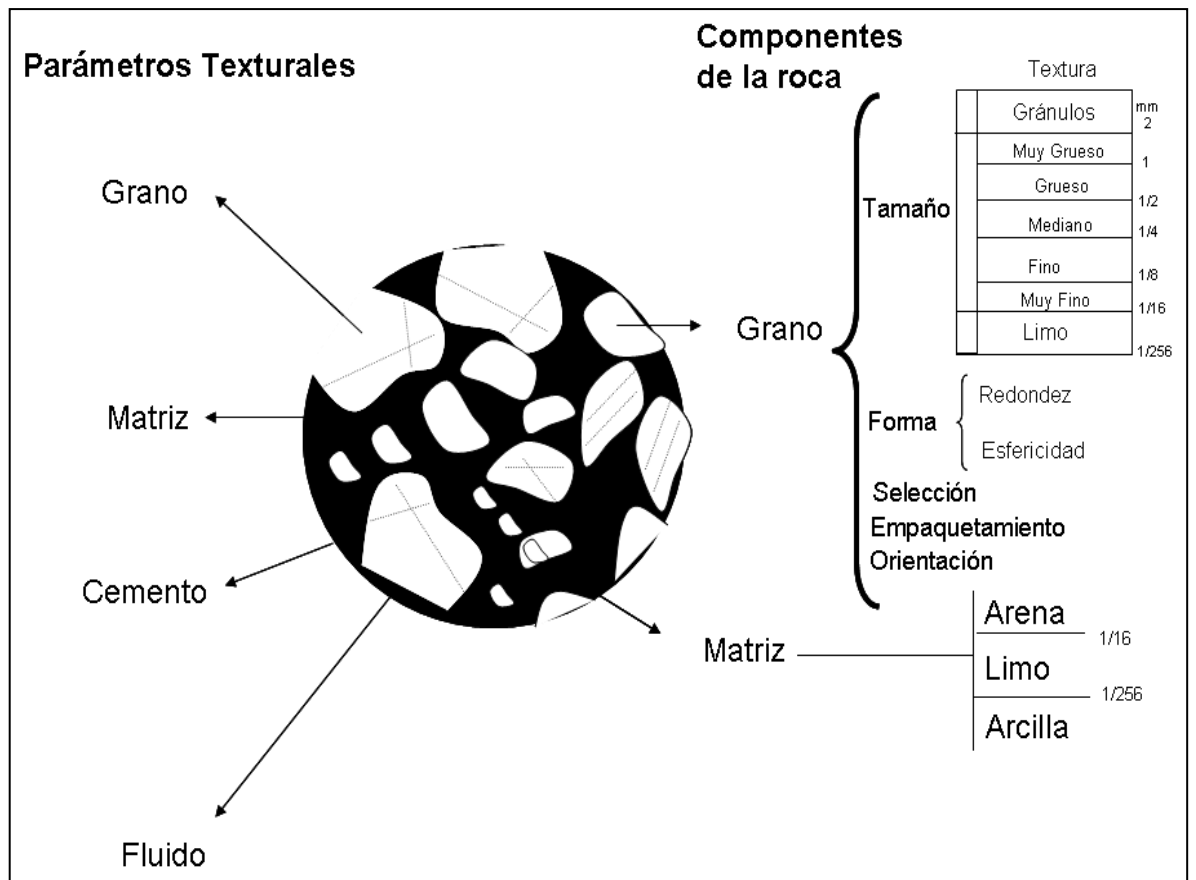


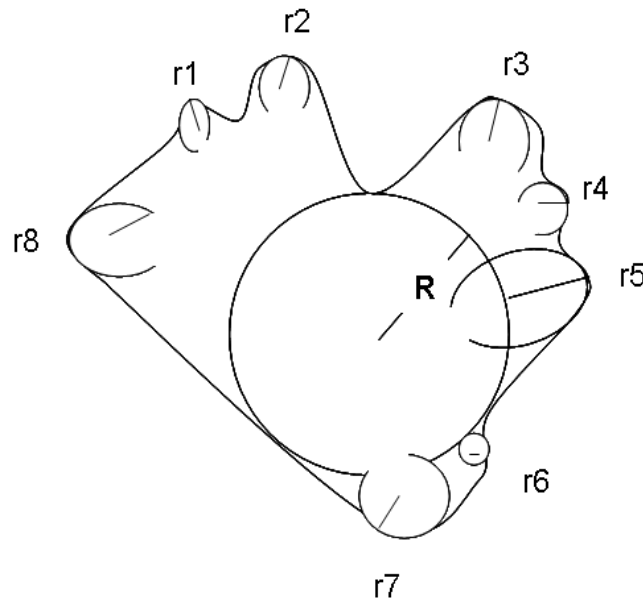
Fig. 1.23 Visualización teórica general de los componentes de la textura

El **tamaño** del grano es un importante elemento textural en rocas clásticas, debido a que está relacionado con las condiciones dinámicas del transporte y sedimentación.

La **forma** o contorno de una partícula involucra varios conceptos geométricos separados pero relacionados entre sí.

- **Esfericidad:** es el grado según el cual una partícula se aproxima al tamaño de una esfera., ella controla parcialmente el comportamiento de la partícula durante el transporte y la sedimentación. Partículas laminares (hojas de mica), con una superficie de unos pocos mm², se depositarán con partículas esféricas de tamaño limo o arcilla. Hojas más grandes se depositarán con granos de arena.
- **Redondez:** expresa el grado de abrasión de una partícula clástica en función de la agudeza de sus aristas y esquinas.

La redondez está definida por la siguiente ecuación matemática:



$$P = \frac{\sum (r_j / N)}{R}$$

Donde
P = Redondez
r_j = Radio de cada saliencia individual
N = Número de saliencias o esquinas medidas
R = Radio del círculo máximo

Empaquetamiento está definido como la manera de la disposición o espaciamento de las partículas sólidas en un sedimento o una roca sedimentaria.

Expresa el tipo de disposición de los granos en un sedimento detrítico. El grado de empaquetamiento puede ser definido como las relaciones espaciales mutuas entre los granos de un sedimento.

La densidad de las partículas también puede afectar la saturación de agua irreducible que no sólo depende del tamaño de los granos y de los poros, sino también de la mojabilidad de cada componente de la roca.

Influencia de los elementos texturales sobre las características petrofísicas de las rocas




Conocer la composición de las rocas es necesario para obtener parámetros iniciales muy someros para definir los posibles valores iniciales de porosidad y permeabilidad en forma **cualitativa**, con base a algún parámetro textural específico.

En la tabla 1.2 muestra cualitativamente la influencia de los parámetros texturales con el efecto ejercido a la porosidad y permeabilidad de la roca.

Tabla 1.2 Influencia de los parámetros texturales sobre la porosidad y la permeabilidad

PARÁMETROS TEXTURALES		POROSIDAD	PERMEABILIDAD k
PARTÍCULAS O GRANOS	Granometría →	→	↗↗
	Esfericidad →	↘ ?	?
	Redondez →	↘ ?	?
	Selección →	↗↗	↗↗
	Empaquetamiento (Efecto de la compactación) →	↘	↘
Matriz Porcentaje de matriz →	↘	↘	
Cemento Porcentaje de cemento →	↘	↘	

Donde la dirección de las flechas indican

-  Alta
-  No tiene variación
-  Disminuye

??? Se desconoce su efecto en los parámetros de porosidad y permeabilidad.

Propiedades Petrofísicas del área “M” y “P”.

Con base al núcleo tomado en el pozo ONV-102, la información obtenida no puede extrapolarse a todas las arenas, ni a toda el área del estudio, por eso, que la estimación real de estos parámetros se deben determinar a través de registros a pozos modernos, como lo son el resonancia magnética, densidad-neutrón y sísmico dipolar.

Sin embargo, los valores de porosidad oscilan entre los 8 y 12% y la permeabilidad se ubica en el rango de 20 mD a 520 mD.

La arena U-2 presenta mayores valores de permeabilidad por encontrarse fracturas naturales dentro de la arena.

En la fig. 1.24 pertenece a un registro de imágenes corrido en el pozo ONV-78 donde se observan las fracturas naturales que presenta la Arena U-2

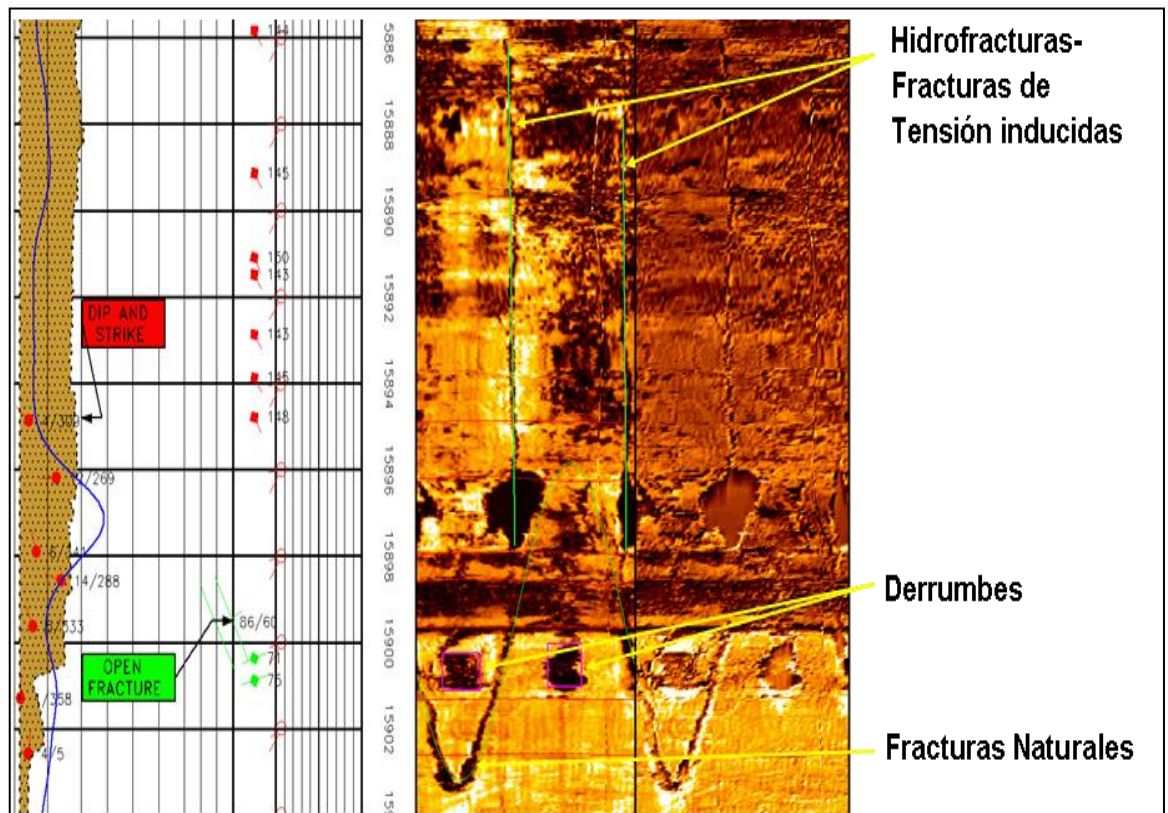


Fig. 1.24 Registro CBIL pozo ONV-78

Cabe destacar que el pozo ONV-78 no pertenece al área de estudio, sin embargo, los problemas operacionales cuando se interviene un pozo, es el común denominador en todas las áreas del Campo, cuando tratan de perforar la Arena U-2.

PROBLEMAS OPERACIONALES DEL ÁREA.

La planificación y ejecución de pozos de reentrada se ha convertido en la piedra de tranca en este tipo de proyecto, que la Compañía General de Combustible ha tenido que afrontar para obtener el éxito volumétrico que se ha planteado.

Entre los problemas encontrados se tienen:

Pérdida de circulación:

Frecuentemente, se presenta al momento de cruzar la zona represurizada de las lutitas de Freites y consiste en la invasión del lodo de perforación en forma abrupta hacia la Formación y se debe principalmente, a que en el área de Onado existen zonas muy permeables reactivas con el agua de los fluidos de perforación. La consecuencia más grave es la posible pérdida del hoyo perforado, ya que, se gestaría la posibilidad de un entrapamiento de la tubería y generaría operaciones de pesca no contempladas en el presupuesto inicial del trabajo.

A nivel de yacimientos, este tipo de eventos genera a la arena productora un daño que se verá reflejado en la producción futura del pozo.

- **Derrumbe de Lutitas:**

Las secciones de lutitas penetradas en Onado contienen materiales bentoníticos u otras arcillas hidratables que absorben continuamente agua, luego se desprenden y caen dentro del pozo ocasionando obstrucción en la tubería, concentración de sólidos en el fluido de perforación y el taponamiento del hueco por el asentamiento de desperdicios.

- **Fluidos de perforación No adecuados:**

Los fluidos de perforación tienen acción directa en el daño a la formación, pues ocasionan principalmente hinchamiento de las partículas arcillosas e invasión de partículas del lodo de perforación. En particular para el tipo de secciones encontradas en el área de Onado deben darse especificaciones especiales para el lodo en cuanto a: densidad, viscosidad y tipo de lodo a usarse. La densidad del lodo de perforación debe de ser lo suficientemente alta para poder suministrar una presión hidrostática adecuada, que evite la entrada de algún fluido indeseado en forma incontrolada que pondría en riesgo el hoyo perforado. Con respecto a la viscosidad del lodo, debe ser acorde a la densidad requerida, sin embargo, se debe tomar en cuenta la generación de presión en las bombas. El tipo de lodo debe utilizarse según la zona a perforar, ya que,

las lutitas se hinchan fácilmente, por lo que el tipo de lodo juega un papel importante en el diseño de los pozos.

- **Presencia de zona con presiones anormales.**

Entre 6000 y 13000 pies, específicamente al atravesar las lutitas de la Formación Freites, en el área de Onado, causa dificultades utilizar lodo base agua, ya que, las mismas se hinchan provocando problemas al momento de la perforación de los pozos, la pega diferencial se agudiza y las lutitas poseen altas presiones por retención de agua salada.

Otra zona “problemática” es durante la perforación de las lutitas de Oficina encontradas entre 14.300 y 16.000 pies, ya que la formación posee alta permeabilidad y baja presión, por lo que la densidad de lodo a utilizar es de vital importancia, ya que se genera pérdidas de circulación severas y sin control, podrían perderse los pozos.

Considerando que entre los años 2004 y 2005 se han construido las reentradas de seis (6) pozos y se han presentado los diversos problemas operacionales descritos anteriormente, las estadísticas demuestran que se debe ir a un estilo de perforación diferente, que asegure la culminación de los pozos en los objetivos de producción inicial propuestos, ya que, el potencial comprometido dependerá del éxito de perforación alcanzado.

En el siguiente cuadro se muestra el número de pozos realizados y los brazos perforados para llegar al objetivo de producción inicialmente propuesto.

Tabla No. 1.3 Número de brazos perforados por pozo

Pozo	No. de Brazos	Observación
ONV-65		no alcanzó el objetivo de producción Colapsó pozo al entrar en U-2
ONV-74	2	llegó a objetivo
ONV-59	3	llegó a objetivo
ONV-75	3	llegó a objetivo
ONV-54	2	aun perforando
ONV-68	3	no alcanzó el objetivo de producción

Por estos resultados, se ha comenzado a realizar una integración Yacimientos-Perforación con la finalidad de diseñar un proyecto de perforación de pozos “Slim Hole” para producir en conjunto toda la Formación Merecure.

Como lo indica la figura 1.25, el diseño inicial consiste en colocar un revestidor antes de entrar en la Arena U-2, es decir, justo en la base de la U-1. Con esta acción se aseguraría que el pozo ya está construido y de ocurrir pérdida de circulación por la presencia de las fracturas naturales al entrar a U-2, no ocasionaría la pérdida total del pozo.

La Arena U-2 podría quedar perforada sin ningún tipo de control de arena (rejillas o liner) por lo que la zona productora estará a hoyo desnudo con la ventaja que el Campo Onado, no presenta problemas de producción de arena y/o migración de finos, los niveles de producción esperados superan las expectativas.

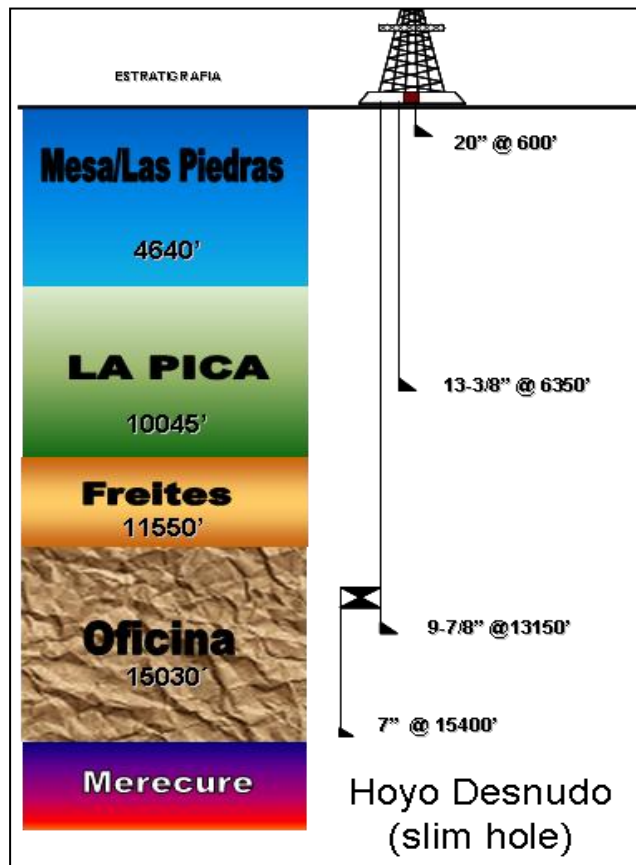


Fig. 1.25 Tipo de perforación propuesta para atravesar la Formación Merecure

Perforación Tipo “Slim hole”:

Es aquella donde el diámetro de la mecha es de 5-1/2”, es también llamada perforación no convencional, ya que, el equipo utilizado es exclusivamente diseñado para abrir hoyos de un diámetro específico.

Inicialmente, fue concebido el concepto para realizar pozos del tipo estratigráfico, es decir, con objetivos “exploratorios” para definir patrones y conocer las formaciones que se estaban atravesando, también para toma de núcleos, asegurando así la estabilidad del hoyo.

El concepto de perforar a hoyo desnudo tipo “slim hole”, en la Formación Merecure, aseguraría “POZO”, ya que, estarán revestidos las arenas U-1 hasta las R, S y T. Adicionalmente, se ha demostrado que este tipo de completación favorecería la productividad de los pozos, por no generar un diferencial de presión alto comparado con otro tipo de completación, mejorando notablemente su índice de productividad.

En la fig. 1.26 se puede observar que cuando se construye un pozo a hoyo desnudo la caída de presión en la cara de la arena es muy pequeña, por lo que, el delta de presión (presión estática – presión de fondo) es pequeño, incrementando así el índice de productividad del pozo y por ende los barriles a producir.

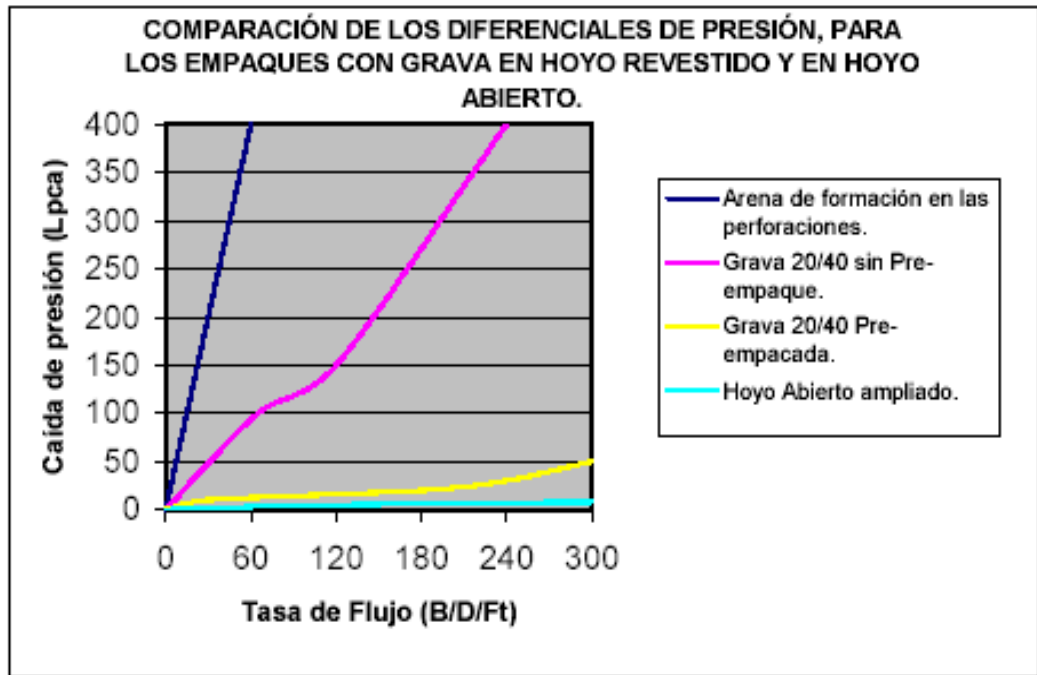


Fig. 1.26 Influencia en la productividad de pozos, según su completación

Índice de Productividad:

Está definida como la relación que existe entre la tasa de producción con respecto a su caída de presión y está representada por la siguiente ecuación numérica

$$IP = \frac{Q_o}{\Delta P}$$

Donde:

IP = índice de productividad en Bls/lpc.

Qo = tasa de petróleo por día, Bls

Delta P = diferencial de presión estática – la presión fluyente, lpc.

Existe una clasificación cuantitativa para definir si un pozo es buen productor, regular o malo según su índice de productividad:

Si $IP \geq 1$ esto implica que se está en presencia de un buen pozo.

Si $IP < 1$ esto implica que se está en presencia de un pozo pobre o malo.

Conocer la presión estática de un yacimiento, es fundamental para el desarrollo futuro del mismo, al igual que la presión de fondo fluyente para futuras propuestas de incremento y mejoras en la productividad.

Mecanismos de producción

Se clasifican según la relación entre la eficiencia de recobro y la relación entre presiones iniciales y actuales, generándose así patrones que definen cuál es el mecanismo de producción por yacimiento.

Existen cinco (5) mecanismos comúnmente encontrados en los yacimientos, mostrados en la fig. 1.27 y ellos son:

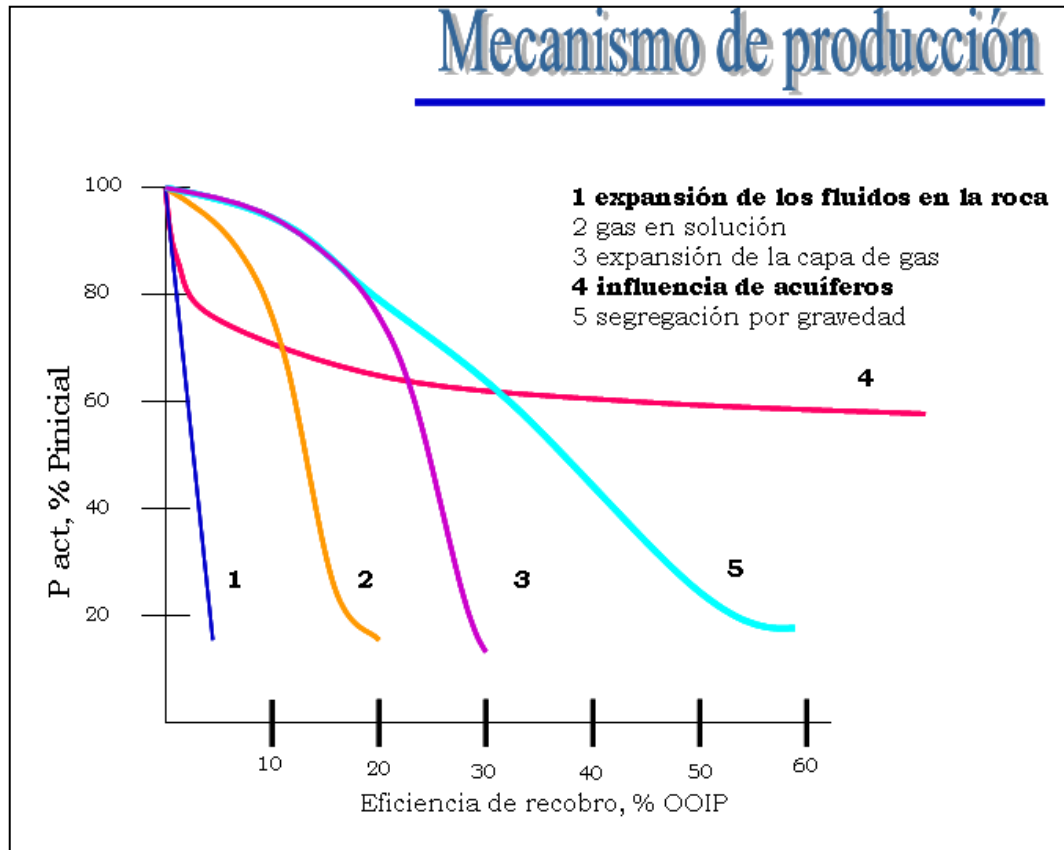


Fig. 1.27 Mecanismos de Producción

- **Expansión de los fluidos en la roca:**

Ocurre en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no sale hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo. Mientras ocurra esa reducción, la producción será debida a la expansión del líquido en el yacimiento.

- **Gas en solución:**

Es el mecanismo más corriente y generalmente contribuye a la producción de la gran mayoría de los yacimientos. Cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de la presión, la cual

origina una expansión de los fluidos, liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo (gas) y ocupando el lugar del fluido producido.

En la fig. 1.28 se observa como es la distribución de fluidos dentro del yacimiento cuando el mecanismo de producción es gas en solución.

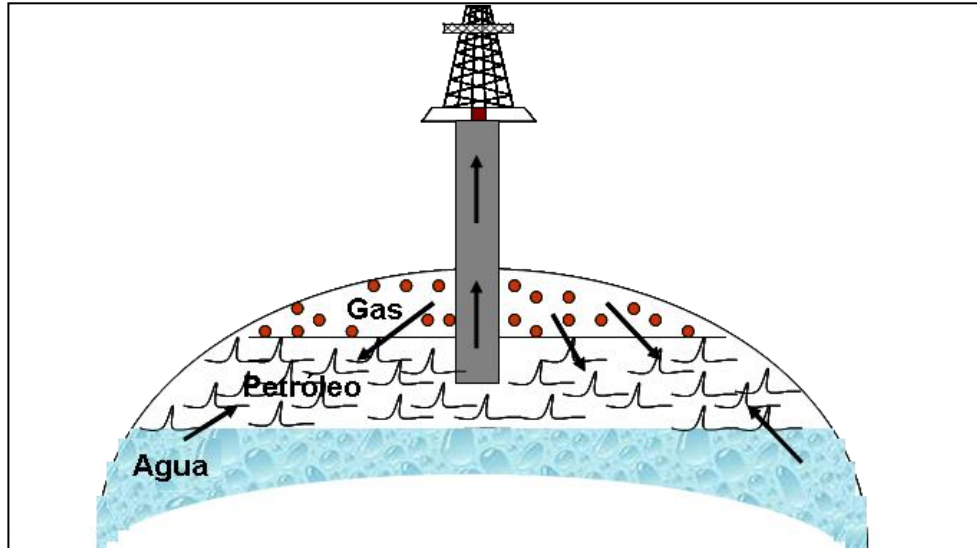


Fig. 1.28 Empuje Gas en Solución

- **Expansión de la capa de gas:**

Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la de burbujeo. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores.

En la fig. 1.29 se observa como es la distribución de fluidos dentro del yacimiento cuando el mecanismo de producción es expansión de la capa de gas.

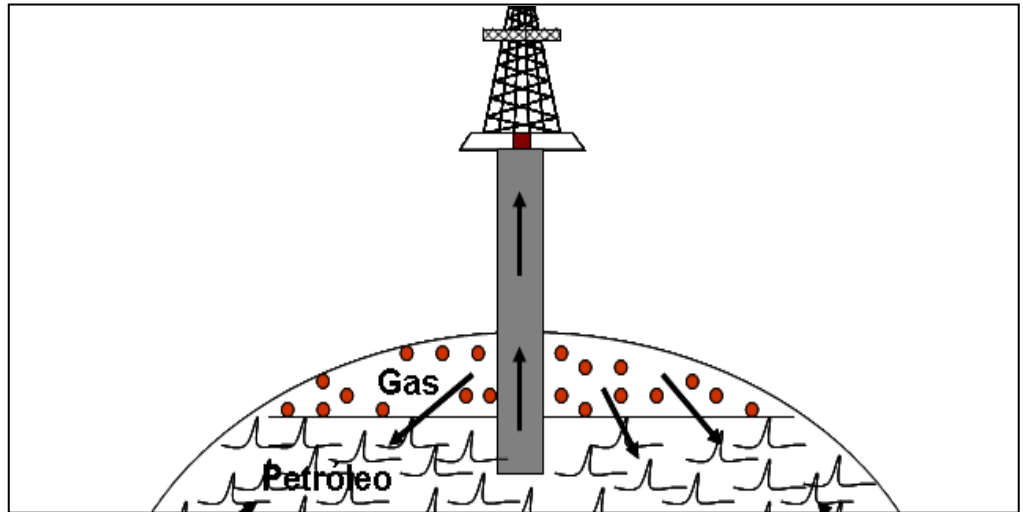


Fig. 1.29 Expansión de la capa de Gas

- **Influencia de los acuíferos (Empuje Hidráulico):**

El cual produce cuando la disminución de la presión de yacimientos, origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. El empuje puede ser activo o parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero al yacimiento; y lateral o de fondo, según la posición del acuífero en la estructura del yacimiento.

En la fig. 1.30 se observa como es la distribución de fluidos dentro del yacimiento cuando el mecanismo de producción es empuje por agua.

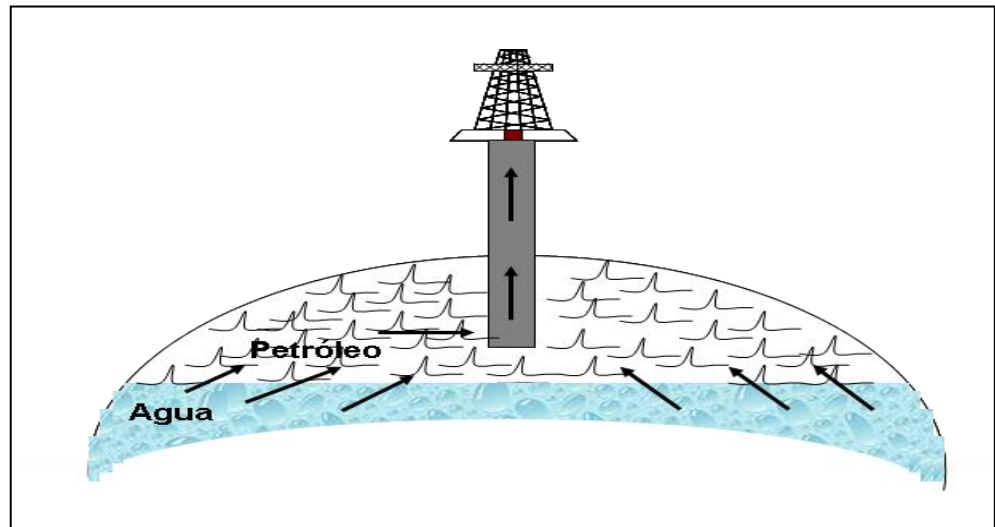


Fig. 1.30 Empuje Hidráulico

- **Segregación por gravedad (Empuje por gravedad)**

Ocurre únicamente bajo condiciones especiales, en las cuales el yacimiento tiene alto buzamiento y favorece a la segregación por gravedad del petróleo y gas. Esta segregación es un flujo contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad.

Clasificación de los yacimientos de acuerdo al Estado de sus Fluidos:

Los fluidos en un yacimiento consisten en una mezcla de diferentes tipos de hidrocarburos, que dependen de la composición de la mezcla y de las condiciones de presión y temperatura existente en el yacimiento. Para una composición fija de mezcla, un diagrama de presión-temperatura como el mostrado en la figura 1.31 permite clasificar los yacimientos en:

- **Saturados:** Cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de burbujeo.

- **Sub-saturados:** cuando la presión de yacimientos es mayor que la presión de burbujeo.
- **Condensado retrógrado:** el ubicado entre el punto crítico y el cricondentérmico en estado gaseoso a condiciones iniciales.
- **Gas (seco y/o húmedo):** existen en estado gaseoso a cualquier presión, pero a temperaturas mayores que la crítica.

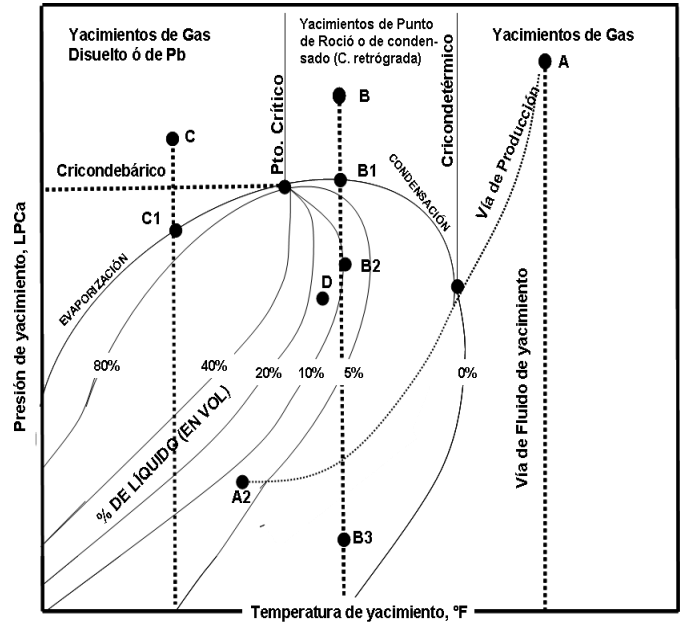


Fig. 1.31 Clasificación de los yacimientos según el estado de los fluidos.

En el caso de los yacimientos del área “M” y “P”, actualmente se encuentran saturados, es decir, la presión actual del yacimiento está por debajo de la presión de burbujeo, sin embargo, un PVT real aun no ha sido tomado, pero el comportamiento de producción así lo indica, ya que, la liberación de gas es evidente, considerando que sólo existe un pozo en producción para estos momentos, demostrado gráficamente en la fig. 1.32

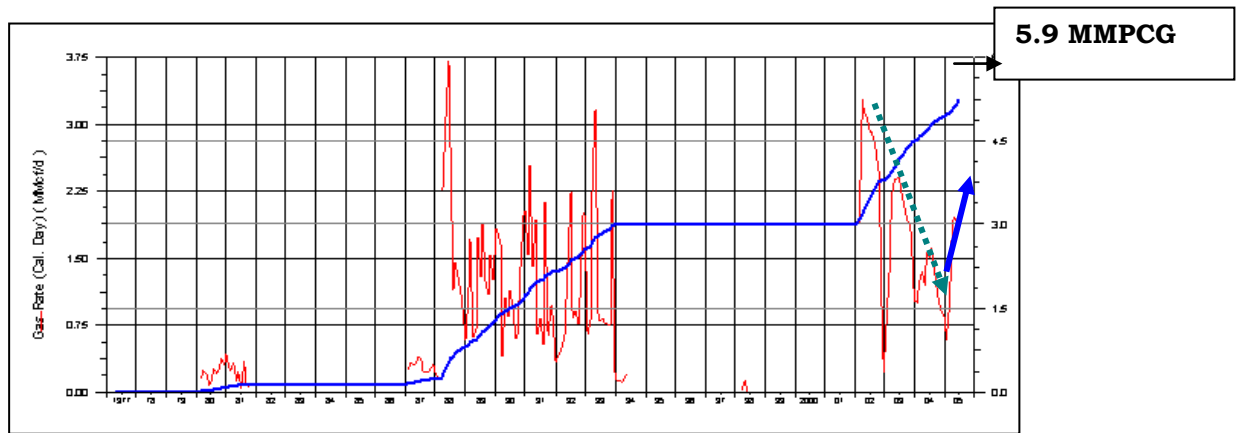


Fig. 1.32 Producción de gas en el área de Estudio

TRABAJOS A POZOS

Considerando el número de pozos que están involucrados en el estudio (5), se ha realizado un estudio exhaustivo para determinar la mejor recomendación de trabajos futuros a cada uno de ellos.

Dichos trabajos se basan en la visión de ponerlos inicialmente en producción y en otro, en el mantenimiento de la misma.

Estos trabajos se pueden clasificar como:

- **Reacondicionamientos permanentes:** los cuales consisten en buscar cambios de horizontes y/o intervalos productores a los pozos.

Se consiguió un candidato para este tipo de trabajo (**ONV-104**)

- **Estimulaciones Químicas:** son aquellos trabajos que se realizan con la finalidad de aumentar o restablecer la producción en los pozos. Por ejemplo:

- Acidificaciones.
- Fracturamientos hidráulicos.
- Lavado de perforados

Se consiguió un candidato para este tipo de trabajo (**ONV-102**), basado, en los resultados obtenidos en marzo-2005, donde fue sometido a una estimulación con ácido, obteniendo un incremento en la producción de más de 1.0 MBD.

En la fig. 1.33 se muestra el comportamiento histórico de producción del pozo ONV-102 desde que fue puesto en producción en la Arena R4-U y se destaca el trabajo de estimulación donde la producción se incrementa en forma vertiginosa.



Fig. 1.33 Respuesta del pozo ONV-102 luego de estimulación Química.

- **Pozos reemplazos y/o gemelos:** consiste en perforar un pozo justo al lado, del pozo a ser reemplazado, con la finalidad de utilizar la localización, estimándose un ahorro de unos 300 MMBs. por lo que incrementa la rentabilidad de cualquier proyecto y evitar que se desvíen los objetivos de producción propuestos, ya que, los mismos serán ubicados a la misma profundidad del pozo original, que por motivos operacionales no puede ser trabajado.

En el estudio realizado se propone realizar una perforación de un pozo gemelo en el **ONV-101^a**

- **Reparaciones de pozos:** en este tipo de trabajo el yacimiento sufre ningún tipo modificación alguna, es decir, sus condiciones permanecen intactas, solo es solventado algún problema mecánico, es decir, sustitución de instalaciones de subsuelo, cambio de empaques, calibración o cambio de válvulas de gas lift, reemplazo de estranguladores de fondo desgastados que pueda presentar el pozo.

Se consiguió un candidato para este tipo de trabajo (**ONM-105**)

- **Abandono de pozos:** esta actividad consiste en desactivar un pasivo ambiental, que represente inicialmente un peligro o simplemente que no presente algún objetivo prospectivo de producción.

Se consiguió un candidato para este tipo de trabajo (**ONV-103**)

Con base a estos proyectos fue planificado el plan de desarrollo propuesto para el área “M” y “P”

PLANIFICACIÓN: La planificación es un proceso de evaluación sistemática de la naturaleza de un negocio, definiendo los objetivos a largo plazo, identificando metas y objetivos cuantitativos, desarrollando estrategias para alcanzar dichos objetivos y localizando recursos para llevar a cabo dichas estrategias.

La planificación cumple dos propósitos principales en las organizaciones: el protector y el afirmativo. El propósito protector consiste en minimizar el riesgo reduciendo la incertidumbre que rodea al mundo de los negocios y definiendo las consecuencias de una acción administrativa determinada. El propósito afirmativo de la planificación consiste en elevar el nivel de éxito organizacional. Un propósito adicional de la planificación consiste en coordinar los esfuerzos y los recursos dentro de las organizaciones.

Se ha dicho que la planificación es como una locomotora que arrastra el tren de las actividades de la organización, la dirección y el control. Por otro lado, se puede considerar a la planificación como el tronco fundamental de un árbol imponente, del que crecen las ramas de la organización, la dirección y el control. Sin embargo, el propósito fundamental es facilitar el logro de los objetivos de la empresa. Implica tomar en cuenta la naturaleza del ámbito futuro en el cual deberán ejecutarse las acciones planificadas.

La planificación es un proceso continuo que refleja los cambios del ambiente en torno a cada organización y busca adaptarse a ellos.

Uno de los resultados más significativos del proceso de planificación es una estrategia para la organización

Clases de planificación y Características.

Existen diversas clasificaciones acerca de la planificación. Según Stoner, los gerentes usan dos tipos básicos de planificación. La planificación estratégica y la planificación operativa. La planificación estratégica está diseñada para satisfacer las metas generales de la organización, mientras la planificación operativa muestra cómo se pueden aplicar los planes estratégicos en el quehacer diario. Los planes estratégicos y los planes operativos están vinculados a la definición de la misión de una organización, la meta general que justifica la existencia de una organización. Los planes estratégicos difieren de los planes operativos en cuanto a su horizonte de tiempo, alcance y grado de detalle.

La planificación estratégica es planificación a largo plazo que enfoca a la organización como un todo. Muy vinculados al concepto de planificación estratégica se encuentran los siguientes conceptos: a) estrategia, b) administración estratégica, c) cómo formular una estrategia.

- **Estrategia:** es un plan amplio, unificado e integrado que relaciona las ventajas estratégicas de una firma con los desafíos del ambiente y se le diseña para alcanzar los objetivos de la organización a largo plazo; es la respuesta de la organización a su entorno en el transcurso del tiempo, además es el resultado final de la planificación estratégica. Asimismo, para que una estrategia sea útil debe ser consistente con los objetivos organizacionales.
- **Administración estratégica:** es el proceso que se sigue para que una organización realice la planificación estratégica y después actúe de acuerdo con dichos planes. En forma general se piensa que el proceso de administración estratégica consiste en cuatro pasos secuenciales continuos: a) formulación de la estrategia; b) implantación de la

estrategia; c) medición de los resultados de la estrategia y d) evaluación de la estrategia.

- **Cómo formular una estrategia:** es un proceso que consiste en responder cuatro preguntas básicas. Estas preguntas son las siguientes: ¿Cuáles son el propósito y los objetivos de la organización?, ¿A dónde se dirige actualmente la organización?, ¿En que tipo de ambiente está la organización?, ¿Qué puede hacerse para alcanzar en una forma mejor los objetivos organizacionales en el futuro?

La planificación operativa consiste en formular planes a corto plazo que pongan de relieve las diversas partes de la organización. Se utiliza para describir lo que las diversas partes de la organización deben hacer para que la empresa tenga éxito a corto plazo. Según Wilburg Jiménez Castro la planificación puede clasificarse, según sus propósitos en tres tipos fundamentales no excluyentes, que son:

- * Planificación Operativa,
- * Planificación Económica y Social,
- * Planificación Física o Territorial. Según el período que abarque puede ser:
a) de corto plazo, b) de mediano plazo, c) de largo plazo.

Planificación Operativa o Administrativa: se ha definido como el diseño de un estado futuro deseado para una entidad y de las maneras eficaces de alcanzarlo (R. Ackoff, 1970).

Planificación Económica y Social: puede definirse como el inventario de recursos y necesidades y la determinación de metas y de programas que han de ordenar esos recursos para atender dichas necesidades, atinentes al desarrollo económico y al mejoramiento social del País.

Planificación Física o Territorial: podría ser definida como la adopción de programas y normas adecuadas, para el desarrollo de los recursos naturales, dentro de los cuales

se incluyen los agropecuarios, minerales y la energía eléctrica, etc., y además para el crecimiento de ciudades y colonizaciones o desarrollo regional rural.

Planificación de corto plazo: el período que cubre es de un año.

Planificación de mediano plazo: el período que cubre es más de un año y menos de cinco.

Planificación de largo plazo: el período que cubre es de más de cinco años" (W. Jiménez C., 1982).

Según Cortés, los planes se pueden clasificar también de acuerdo al área funcional responsable de su cumplimiento: Plan de Producción, Plan de Mantenimiento, Plan de Mercadeo, Plan de Finanzas, Plan de Negocios.

Según el alcance, los planes se pueden clasificar como:

1. Intradepartamentales, si se aplican a un departamento. Ejemplo: plan de mantenimiento mecánico.
2. Interdepartamentales, si afectan a más de un departamento, ejemplos: plan de seguridad industrial.
3. Para toda la organización. Ejemplo: Presupuesto.
4. También pueden ser considerados como planes las políticas, los procedimientos, las normas y los métodos de trabajo. Las políticas son líneas generales o directivas amplias que establecen orientación para la toma de decisiones. Ejemplo: promoción interna del personal.

Los procedimientos son reglas que establecen la forma convencional de organizar actividades para cumplir una meta. Ejemplo: cierre de un ejercicio comercial.

Los métodos son formas sistemáticas y estructuradas para realizar actividades en forma eficiente.

Las normas son regulaciones estrechas que definen con detalle los pasos y acciones para realizar actividades repetitivas.

Pasos del proceso de planificación.

El proceso de planeación incluye cinco pasos principales (Cortés, 1998):

- 1) Definición de los objetivos organizacionales;
- 2) Determinar donde se está en relación a los objetivos;
- 3) Desarrollar premisas considerando situaciones futuras;
- 4) Identificar y escoger entre cursos alternativos de acción;
- 5) Puesta en marcha de los planes y evaluar los resultados.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 Nivel de investigación.

El estudio desarrollado está basado en una investigación del tipo descriptiva, ya que, este tipo de estudio busca “Especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que sea sometido a análisis.” (Dankhe, 1986, tomado del Sampieri, 1994).

Al inicio del trabajo fue necesario realizar una revisión de las carpetas de pozos, allí fueron encontrados los trabajos anteriores, llámese reacondicionamientos, estimulaciones, inducción a producción por suabidura, análisis de los fluidos, algún estudio granulométrico y cualquier información necesaria para armar los “expedientes” de cada pozo, con la finalidad de diagnosticar las posibles fallas y/o causas del estado actual que presenta cada uno de ellos.

Con base a toda la información manejada, se procedió a elaborar una recomendación por pozo.

3.2 Diseño de la investigación.

La estrategia de investigación adoptada para la realización de este estudio está basada en una investigación del tipo DOCUMENTAL, ya que, la misma recopila los análisis de datos provenientes de las carpetas de los pozos y todos las propuestas e informes de los trabajos propuestos y realizados a los mismos.

3.3 Población y muestra

La muestra y población del estudio, lo conforman las áreas “M” y “P” del Campo Onado. Allí se encuentran cuatro (4) pozos: ONV-101^a, ONV-102, ONV-103, ONV-104 en “M” y un (1) pozo ONM-105E en “P”.

A pesar que la población del estudio es pequeña, es de gran interés para la Compañía General de Combustibles, C.G.C., obtener un resultado cónsone a las expectativas de reservas que esperan ser desarrolladas en su plan de negocios.

3.3.1 Tipo de Muestreo:

El muestreo que se determinó en el estudio fue del tipo AZAR SIMPLE, ya que, los cinco (5) pozos que conforman el estudio tienen la misma probabilidad de ser seleccionados al momento de emitir un diagnóstico de reactivación de los mismos.

3.4 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.

La recolección de los datos, fue basada en el llenado de una ficha de pozo donde se recopilaba la información básica de los trabajos ejecutados en los mismos, desde su perforación hasta su producción.

Su diseño de perforación, tipo de lodo utilizado para perforar, tipo de evaluación al que fue sometido, cañones utilizados, registros eléctricos corridos, tipo de completación bajada, intervalos abiertos a producción, muestreos de los fluidos que aportaba el pozo, su producción inicial, entre otros.

3.4.1 Información General de los bloques del estudio

Se utilizó el archivo técnico con que cuenta la compañía, con la finalidad de conocer en forma detallada la historia de los pozos, comenzado desde la propuesta del mismo, hasta pasar por la perforación, completación y evaluación de los mismos para de una manera resumida visualizar todas las operaciones realizadas en los pozos de los bloques “M” y “P” del Campo Onado.

Allí, se pudo determinar por pozo cuáles arenas que fueron probadas y cuales fueron completadas, abandonadas y la razón por la cual se procedió a ello.

Esta actualización en los intervalos de producción, permitió que la información arrojada fuese validada en el programa de análisis de producción y yacimientos, O.F.M.®.

3.4.2 Discriminación de las arenas.

Con los registros eléctricos, se procedió a ver con base a la evaluación inicial de las mismas, cuál podría ser su potencial, si tenían aun reservas por drenar y cuáles deberían ser descartadas, por considerarse antieconómicas o con bajo o ningún potencial.

Cabe destacar que en el Campo Onado con base a las respuesta de los registros eléctricos frente a las arenas contentivas de hidrocarburos, existe un cutoff histórico y comprobado a través de cañoneos, que para producir petróleo la resistividad mostrada, debe ser mayor o igual a 70 Ω/m , ya que, por debajo de este valor, lo obtenido por cañoneo es agua.

Los mapas isópacos realizados para las arenas presentes en “M” y “P”, se basan en este “cutoff” de resistividad, por lo que es muy fácil definir los cuerpos arenosos contentivos de posible hidrocarburo.

3.4.3 Determinación del tipo de trabajo propuesto por pozo.

Al momento de procesar la información, fue necesario verificar cuáles eran las causas del porque los pozos no estaban activos y a su vez visualizar la mejor manera de reactivarlos, considerando básicamente la experiencia obtenida en trabajos similares aplicados en el Campo.

En general, para la reactivación de las áreas, los trabajos propuestos se basan en perforación de pozo gemelo, reacondicionamientos, estimulación matricial y abandono del activo.

Considerando que existe un área bastante extensa no explotada, se visualizaron puntos de drenajes adicionales, considerados básicamente, por la continuidad de las unidades de flujo, ya que, por sísmica se confirma la suavidad en el buzamiento y las fallas que existen no son detectadas por la

misma y/o son muy pequeñas, por lo que asegura la extensión de las arenas de interés en el área de estudio.

3.5 Técnicas de procesamiento y análisis de datos.

Con la información recopilada de las carpetas de los pozos, se procedió a utilizar las herramientas de análisis que la compañía ofrece y se procedió a la interpretación y elaboración de estrategias de explotación señaladas para cada yacimiento involucrado.

El uso del Oil Field Manager (O.F.M.®) de la empresa Schlumberger, permitió realizar un análisis de declinación para determinar las reservas existentes por yacimientos, basados en su histórico de producción, igualmente se realizaron cálculos del área de drenaje por pozo y la ubicación de puntos de drenajes adicionales fueron colocados tomando en cuenta los parámetros anteriormente mencionados.

Al definir el tipo de trabajo requerido por pozo, se incorporó esa información a una tabla Excel para definir el futuro perfil de producción con diferentes escenarios planteados para las áreas “M” y “P”.

Para la creación de los perfiles de producción de petróleo a lo largo de 12 años de actividad (2006 – 2017), se tomó en cuenta la declinación de los yacimientos involucrados y el potencial asignado para cada arena propuesta a cañonear, basados en los resultados de producción obtenidas en arenas cañoneadas en otros pozos vecinos, considerando además, la evaluación primaria de las mismas.

Las áreas no exploradas incrementan la incertidumbre debido al desconocimientos del comportamiento de los fluidos a encontrar, sus propiedades, presión de yacimiento, por lo que genera un nivel de riesgo mayor, ya que, para definir un posible potencial, resulta comprometedor, sabiendo que no existen elementos notorios que pudiesen dar las pautas para definir el mismo.

La economía juega un papel importante en cualquier proyecto de perforación exploratoria, sin embargo, la base del desarrollo para la Compañía General de Combustible, se sustenta básicamente en la PERFORACIÓN DE POZOS NUEVOS,

ya que, abre la posibilidad de crecimiento y búsqueda de nuevos horizontes de explotación comercial.

4.- Aspectos Administrativos

Este proyecto de planificación de la base de recursos para las áreas “M” y “P” fue desarrollado en las oficinas de la Compañía General de Combustibles, en la ciudad de Maturín, Edo. Monagas, en un lapso de seis (6) meses continuos.

4.1 Recursos Necesarios

Recursos Humanos: La integración con el equipo de geociencias (el personal de geología, perforación y yacimientos) fueron la clave principal para lograr el desarrollo de los objetivos planteados del proyecto.

Además del asesoramiento continuo del tutor académico y el industrial.

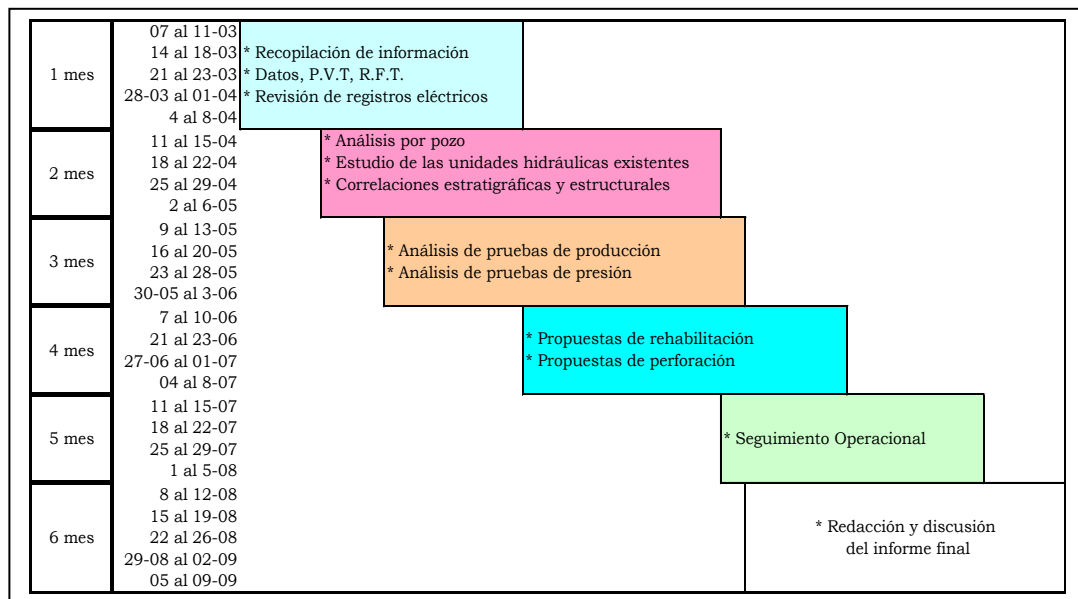
Recursos Financieros: Por la envergadura del proyecto, la Compañía General de Combustible, asumió los gastos generados por el estudio durante el tiempo de desarrollo del proyecto.

Recursos Materiales y Bibliográficos: de los archivos de de la compañía General de Combustibles S.A. (CGC), fue recopilada toda la información necesaria para el estudio realizado.

4.2 Cronograma de actividades

Desde el inicio del trabajo en marzo-05 hasta septiembre del mismo año (6 meses), se realizó un programa de actividades que permitiera en ese lapso cristalizar la culminación del proyecto y considerando el número de pozos involucrados (cinco en total), dicho cronograma fue cumplido al 100%.

Desde la revisión de los datos, carpetas e informes previos hasta las propuestas realizadas, las cuales fueron presentadas a la gerencia del Consorcio Onado, contó con el tiempo suficiente para dar el mejor de los productos.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El objetivo principal del trabajo fue planificar el incremento de producción de crudo maximizando las reservas de las áreas “M” y “P” del Campo Onado, por tal motivo, se plasmó en un portafolio de oportunidades las mejores opciones dadas por pozo para así lograrlo.

4.1 Desarrollo del plan de negocios para las áreas “M” y “P” para los años 2006 - 2017.

Con base al estudio por pozo y la visualización de la sísmica del campo, se logró realizar un portafolio de oportunidades “agresivo”, sustentado principalmente en perforación de pozos nuevos, con la finalidad de buscar nuevas oportunidades de producción y así conocer mejor el área poco explotada y explorada.

Se contempla:

- La perforación de siete (7) pozos de desarrollo
- La perforación de tres (3) pozos exploratorios
- La perforación de un (1) pozo gemelo
- Dos (2) reacondicionamientos
- Una (1) estimulación química.

La producción base en las áreas del estudio se ubican para la fecha en 0.8 MBD, por lo que se visualiza llevar dicha producción a unos niveles máximos de 11.8 MBD alcanzados, según lo estimado para el año de 2010, y para el momento del cierre del convenio, estaría produciendo unos niveles de crudo de alrededor de unos 5.0 MBD.

En la fig. 4.1, 4.2 y 4.3 se plasman los resultados obtenidos en el tiempo de todas las actividades planificadas a los pozos, que incluye la perforación de pozos como principal actividad generadora de barriles de petróleo, en segundo lugar, la reparación de pozos y por último y no menos importante, la estimulación química de pozos.

Portafolio de oportunidades 2006-20017 Área M y P

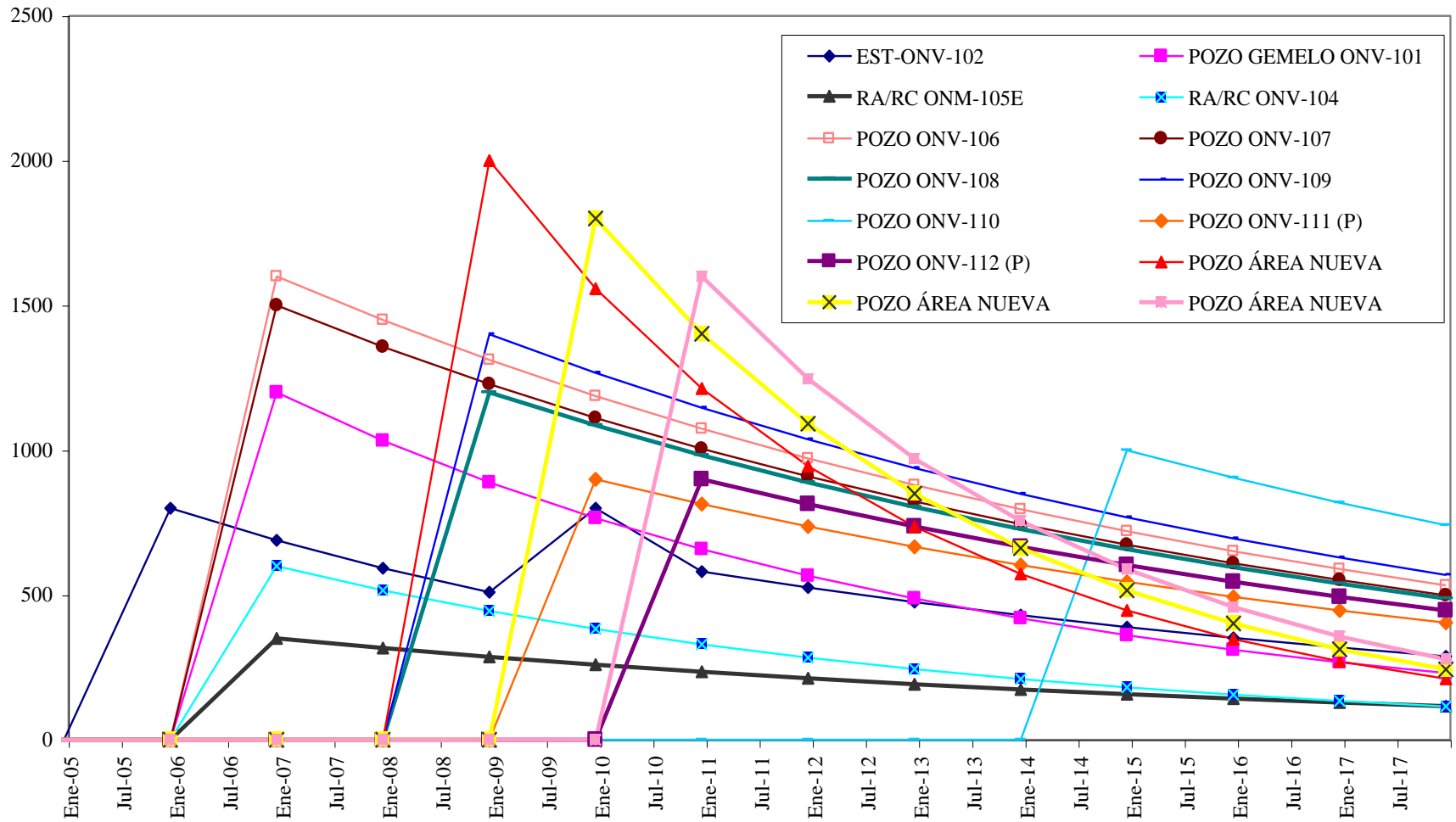


Fig. 4.1 Incorporación de pozos en el tiempo

PERFIL DE PRODUCCIÓN PETRÓLEO
PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES 2006-20017
ÁREAS "M" y "P"

	12/31/2005	12/31/2006	12/31/2007	12/31/2008	12/31/2009	12/31/2010	12/31/2011	12/31/2012	12/31/2013	12/31/2014	12/31/2015	12/31/2016	12/31/2017
<i>Producción Histórica</i>	0.80	0.69	0.59	0.51	0.44	0.38	0.33	0.28	0.24	0.21	0.18	0.15	0.13
<i>ONV-102 (EST. QUÍMICA)</i>	0	0	0	0	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
ONV-101A	0	1.20	1.03	0.89	0.77	0.66	0.57	0.49	0.42	0.36	0.31	0.27	0.23
Pozo ONV-104	0	0.60	0.52	0.44	0.38	0.33	0.28	0.24	0.21	0.18	0.16	0.13	0.12
Pozo ONM-105E	0	0.35	0.30	0.26	0.22	0.19	0.17	0.14	0.12	0.11	0.09	0.08	0.07
Pozo ONV-106 (M)	0	1.60	1.45	1.31	1.19	1.07	0.97	0.88	0.79	0.72	0.65	0.59	0.53
Pozo ONV-107 (M)	0	1.50	1.36	1.23	1.11	1.01	0.91	0.82	0.74	0.67	0.61	0.55	0.50
Pozo ONV-108 (M)	0	0	0	1.20	1.09	0.98	0.89	0.80	0.73	0.66	0.60	0.54	0.49
Pozo ONV-109 (M)	0	0	0	1.40	1.27	1.15	1.04	0.94	0.85	0.77	0.70	0.63	0.57
Pozo ONV-110 (M)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.00	0.90	0.82	0.74
Pozo ONV-111 (P)	0	0	0	0	0.90	0.81	0.74	0.67	0.60	0.55	0.49	0.45	0.40
Pozo ONV-112 (P)	0	0	0	0	0	0.90	0.81	0.74	0.67	0.60	0.55	0.49	0.45
ONV-CGC-1X	0	0	0	2.00	1.56	1.21	0.94	0.74	0.57	0.45	0.35	0.27	0.21
ONV-CGC-2X	0	0	0	0	1.80	1.40	1.09	0.85	0.66	0.52	0.40	0.31	0.24
ONV-CGC-3X	0	0	0	0	0	1.60	1.25	0.97	0.76	0.59	0.46	0.36	0.28
TOTAL (BOPD)	800.00	5,938.57	5,248.17	9,240.93	10,916.67	11,893.79	10,181.00	8,758.28	7,570.72	7,574.53	6,639.59	5,842.11	5,158.71
TOTAL (Bbl/M)	24,800	166,279.86	162,693	277,228	338,417	356,814	315,611	271,507	227,122	234,810	199,188	181,105	
ACUMULADO AÑO	24,800	191,079.86	353,773	631,001	969,418	1,326,231	1,641,842	1,913,349	2,140,471	2,375,281	2,574,469	2,755,574	
ACUM. Trimestral			353,773			972,458			814,239			615,104	

Fig. 4.2 Portafolio de Oportunidades

**Pronóstico de Producción de Petróleo
Portafolio de Oportunidades 2006-2017
Áreas M y P**



Fig. 4.3 Perfil de Producción en el tiempo

Es importante resaltar que de la fig. 4.3 podemos concluir que la producción máxima que se podría alcanzar en los bloques “M” Y “P” de cumplirse todas las actividades aquí planteadas, es de 11.890 Bls de petróleo, por lo que se les considera las áreas del futuro para el crecimiento de la corporación Consorcio Onado.

4.2 Identificación de trabajos de rehabilitación y estimulación a pozos.

Se detectaron dos oportunidades de reacondicionamiento a los pozos ONM-105E y el ONV-104 con la finalidad reactivarlos a producción a menor costo.

4.2.1 Trabajo de rehabilitación propuesto para el pozo ONM-105E

OBJETIVO DEL TRABAJO:

Reactivar a producción a través de la utilización de una unidad de “snubbing” para remover una obstrucción a nivel de la tubería de producción ubicada @ 11.750’, que desde el año 2001 mantiene en estado SD-AM (suspendido por razones mecánicas) y así poder drenar las reservas remanentes de la arena R1 del bloque “P” en el Campo Onado. Cabe destacar que este pozo está solo en la estructura, por lo que el número de reservas asociadas a él, se ve subestimadas, ya que, existe un límite arbitrario que las disminuyen notablemente.

En la fig. 4.4 se observa la ubicación del pozo en un mapa estructural con tope de la Arena R-1

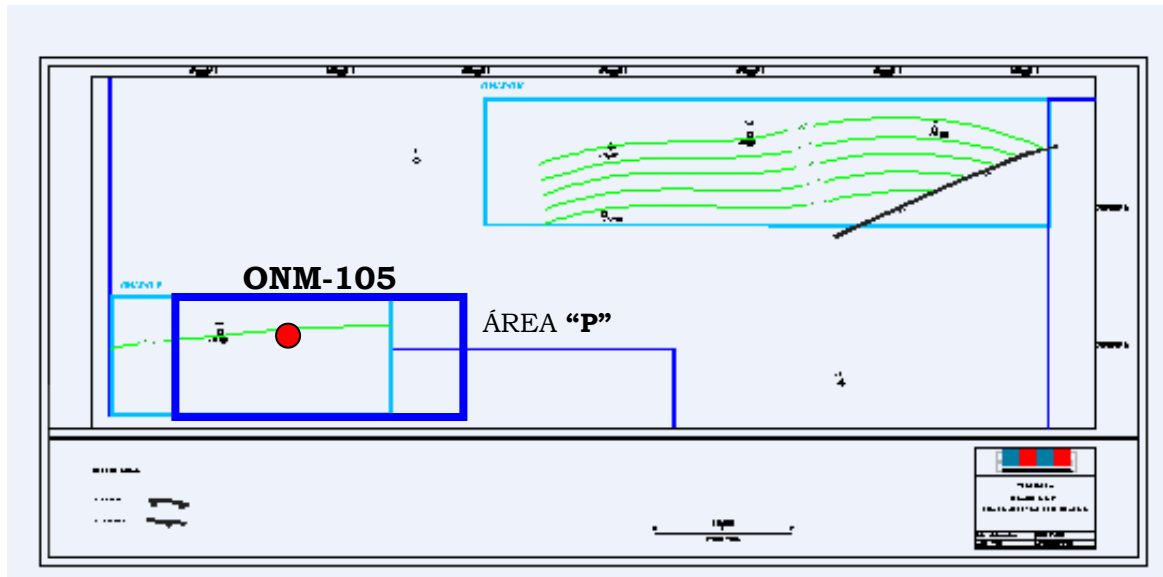


Fig. 4.4 Ubicación Estructural del ONM-105E

Según el análisis de declinación del pozo, estas reservas remanentes están en el orden de los 55 MBls. El área de drenaje es de 98 metros, por lo que la geología juega un papel fundamental en esta propuesta.

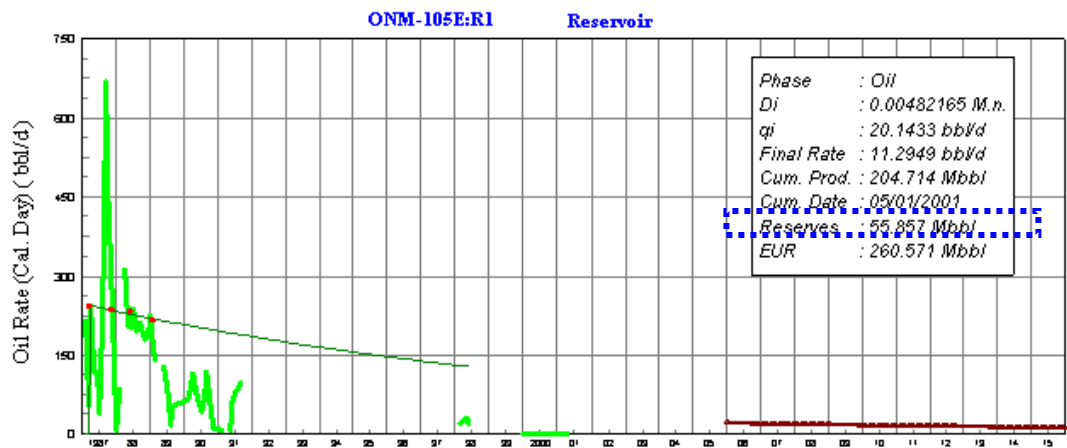


Fig. 4.5 Cálculo de reservas por método de declinación

Historia de Producción:

El pozo fue perforado en 1986 con la finalidad de evaluar las arenas inferiores de **S-1**, cañoneando inicialmente el intervalo 15.060' – 15.090' (30') a través de un DST. probando 100% agua, por lo que fue abandonado con tapón de hierro.

Siguió la evaluación hasta el intervalo **R-4** de 14.332' – 14.346' (14') y no fluyó. Fue abandonado con tapón de hierro (TDH) @ 14.320'.

Evaluó el intervalo **R-3** en el intervalo de 14.296' – 14.310' donde se evidenció una comunicación “tubing- casing” por lo que al ser inducida a producción resultó 100% agua. Se colocó un retenedor @ 14.270' y procedió a aperturar el intervalo 14.234' – 14.244' (10') en **R-2** sin retorno de fluidos. Fue aislada con THD @ 14.225'

La última arena a evaluar era la **R-1** siendo abierto a producción el intervalo de 14.194' – 14.208' (14') y completado con válvulas de gas lift, arrojando los siguientes:

Qo (bnpd)	RGP (PCN/BN)	RED (PULG)	Pc (PSI)	°API	%AyS
951	671	1-/2	340	21,3	0,8
695	743	3-/8	600	24,3	0,8

Según el gráfico de producción Vs. Tiempo mostrado en la Fig. 4.6, se observa que la máxima producción de petróleo obtenida fue de 420 BPD, por lo que el potencial a comprometer oscila entre los 300 a 350 BPD.

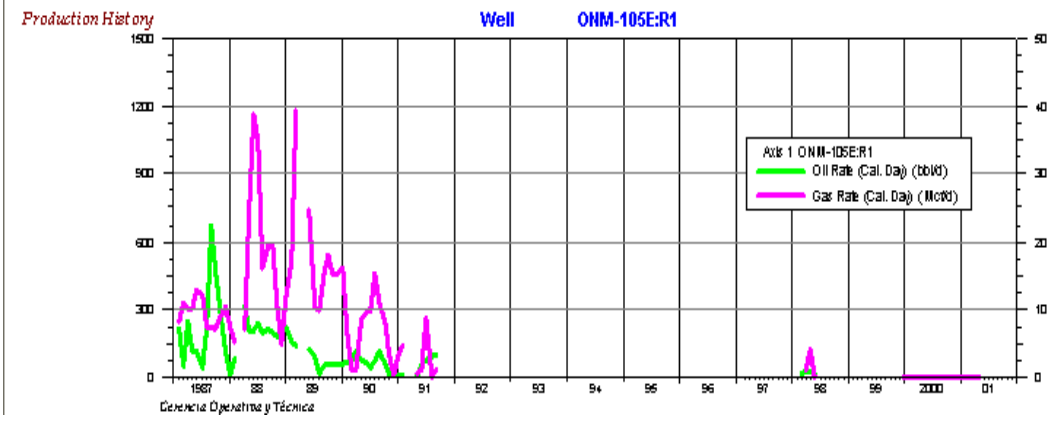
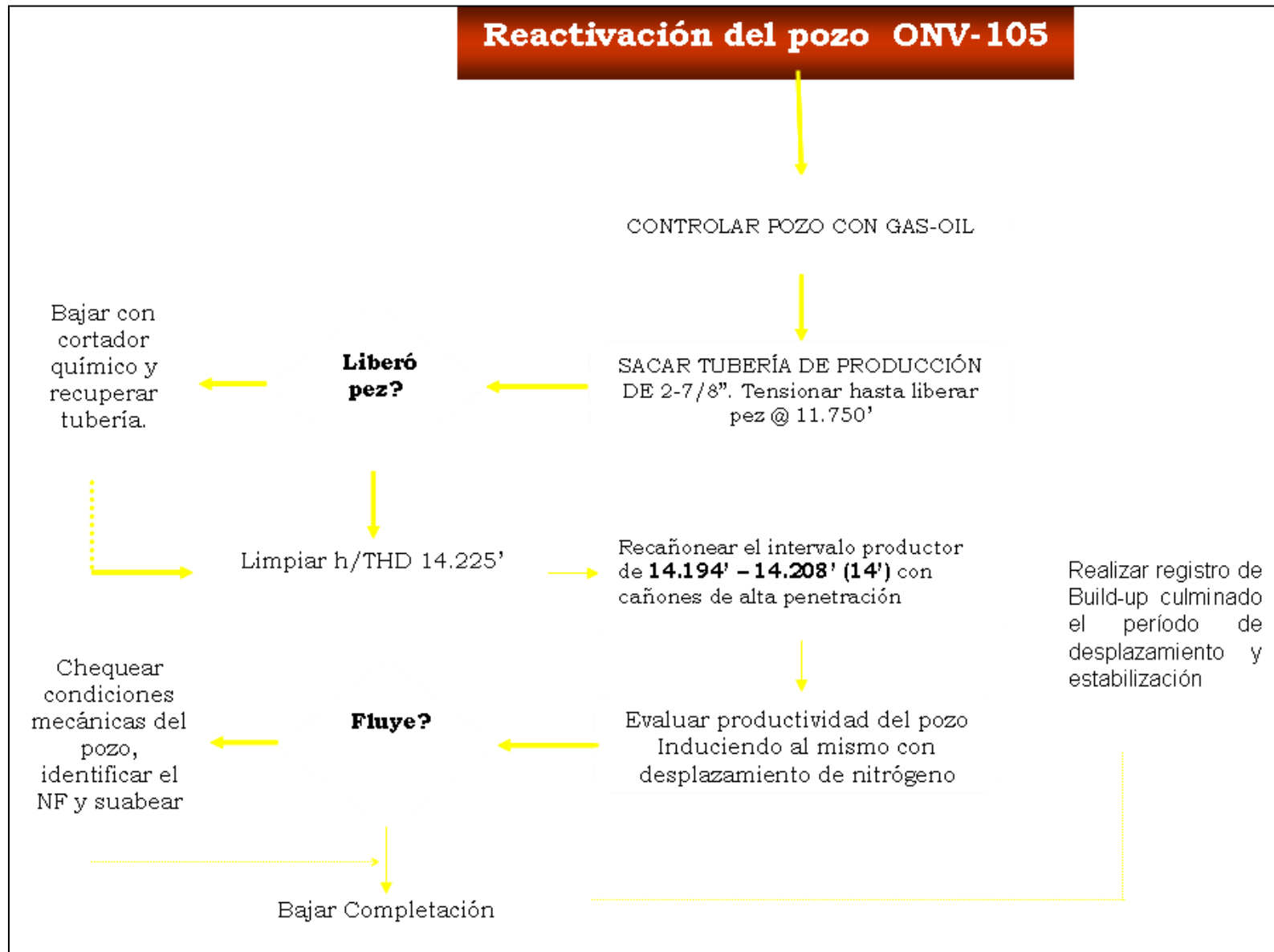


Fig. 4.6 Histórico de producción del ONM-105E



4.2.2 Trabajo de rehabilitación propuesto para el pozo ONV-104

El pozo ONV-104 está ubicado en el norte del área “M”, estructuralmente más alto que los demás pozos que integran el bloque y aunque presenta buen desarrollo de arenas y desde su inicio de producción, la mala cementación fue determinante para sustentar los resultados negativos obtenidos.

En la fig. 4.7 se ubica el pozo ONV-104 en un mapa estructural al tope de la Arena R4-U

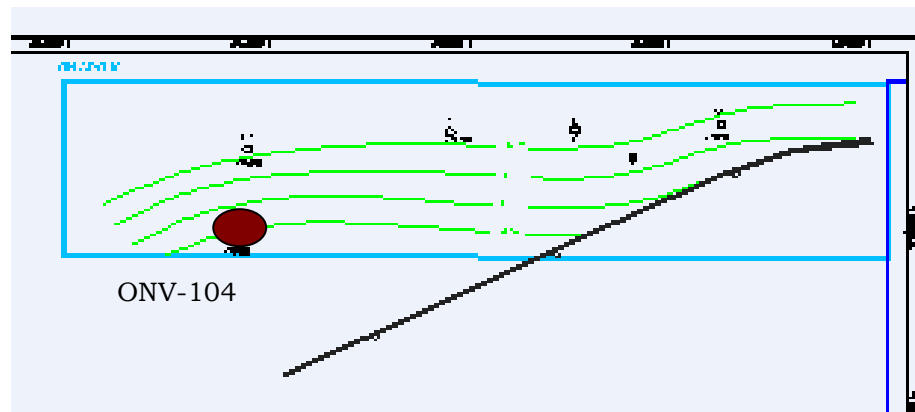


Fig. 4.7 Ubicación estructural del pozo ONV-104

El pozo fue perforado en el año 1983 como un pozo de avanzada con el objetivo primario de drenar las arenas T-1-2-3 de la Formación Oficina y Mer-D (Merecure) y como objetivo secundario las arena R-3, Mer-A (Fm. Oficina) y Mer-B (Merecure).

Durante la evaluación de producción fueron punzados los siguientes intervalos:

Arena **TL** 14.850' a 14.860' (10') recuperando agua con trazas de petróleo.

Arena **S4,5SI** 14.772' a 14.782'(10') recuperando agua con 6500 ppm CL.

Arena **R4U** 14.586' – 14.593' (7') y 14.566' – 14.574' (8') no hubo manifestación alguna de entrada de fluido, el pozo fue inducido con nitrógeno sin respuesta.

OBJETIVO:

Esta propuesta de rehabilitación tiene como objetivo primario buscar la arena R4U, que se considera mal evaluada, debido a que, fueron realizados dos forzamientos de cemento, justo por encima de las arenas productoras.

Estos squeeze de dos pies c/u, a nivel de 14.564' a 14.566' y 14.576' a 14.578' causaron un daño a la formación por invasión a la misma, aunado a que el pozo fue cañoneado con 4 TPP, limitando el área de flujo.

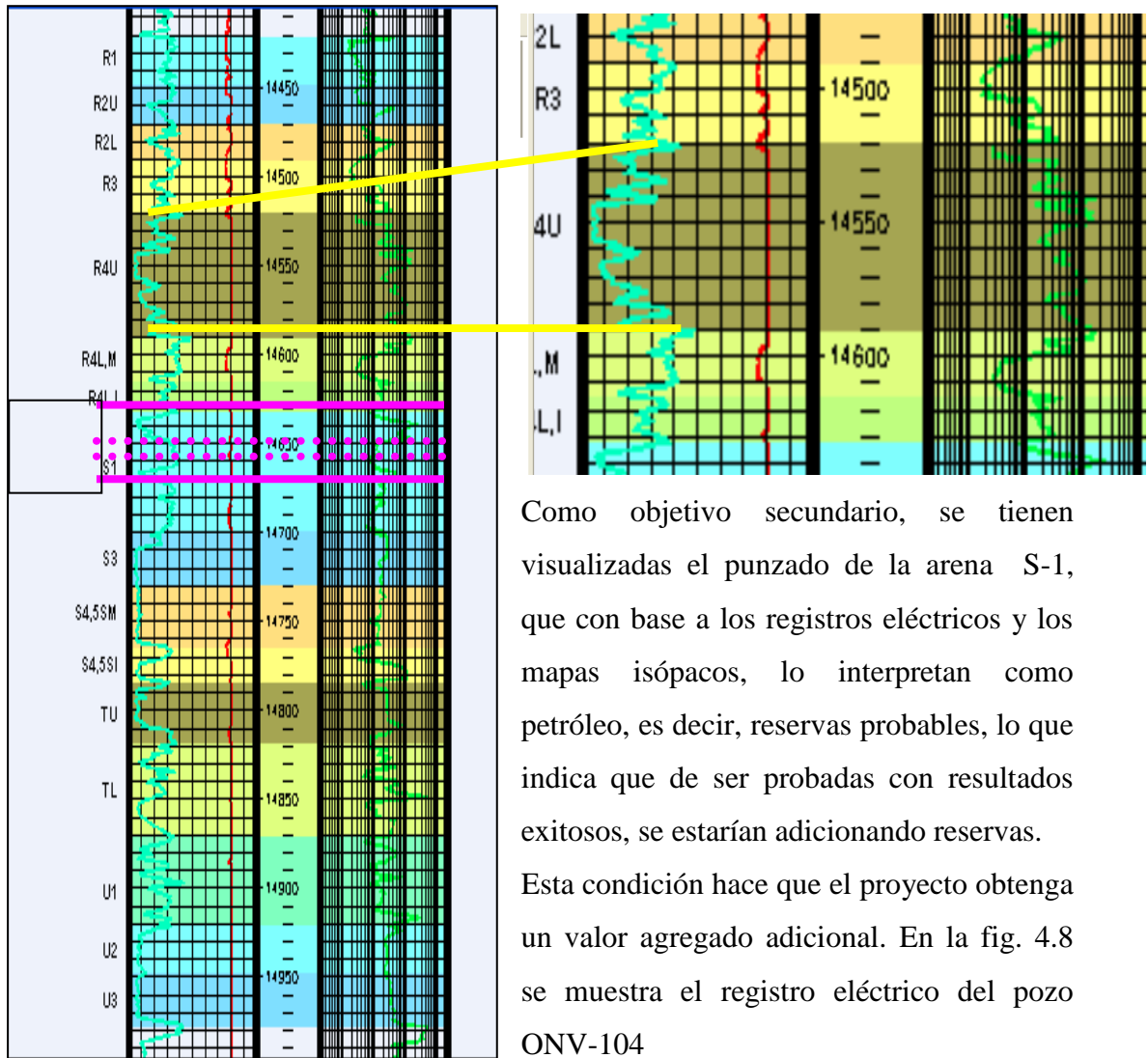


Fig. 4.8 Registro Eléctrico pozo ONV-104

La interpretación de los mapas isópacos, mostrados en la fig. 4.9 a nivel de la Arena S1, interpretada como petróleo posible, avalan éste trabajo propuesto.

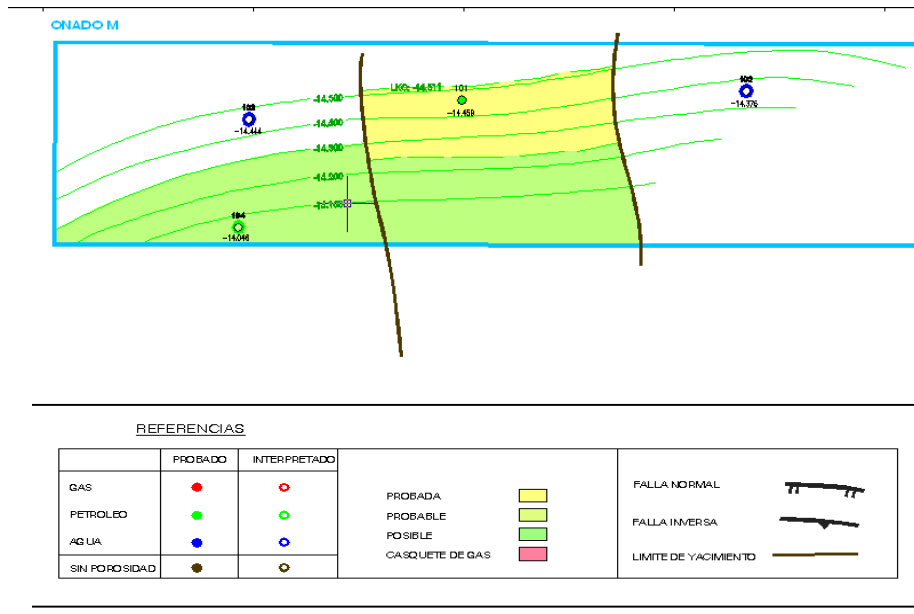


Fig. 4.9 Mapa Isópaco Arena S1 área pozo ONV-104

Al observar la correlación estratigráfica presentada en la fig. 4.10, se concluye que la arena R-4U, tiene un continuidad lateral y buen espesor, por lo que, colocar un punto de drenaje adicional para drenar las reservas asociadas a la R4U es muy prometedor.

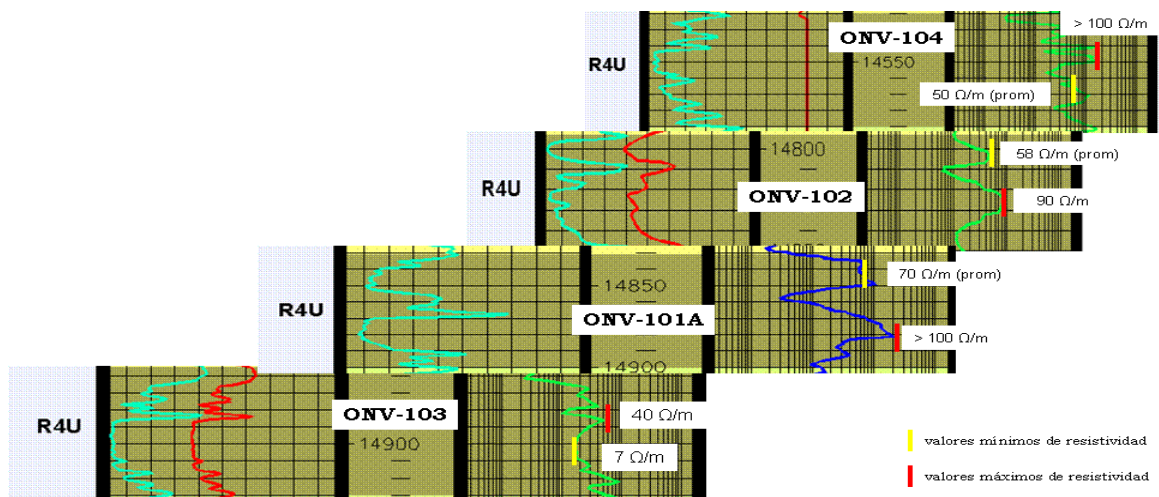


Fig. 4.10 Correlación registros eléctricos de los pozos del área "M" colgados de la Arena R4U

El único pozo que drena las arena R-4 y R-3 es el ONV-102x, por lo que en feb-05 fue tomado un registro de presión “build-up” y en 3 días que duró la misma, no fue observada ningún límite o falla que limitara el yacimiento, por lo que lo definen homogéneo infinito. Adicionalmente, el área de drenaje es de 326 mts y considerando la distancia entre los pozos, se descarta la posible interferencia entre ellos.

Con base a las resistividades presentes de R-4U en los pozos del área, cobra fuerza la teoría que la distribución de fluidos se encuentra de esta forma ilustrada en la siguiente figura 4.11.

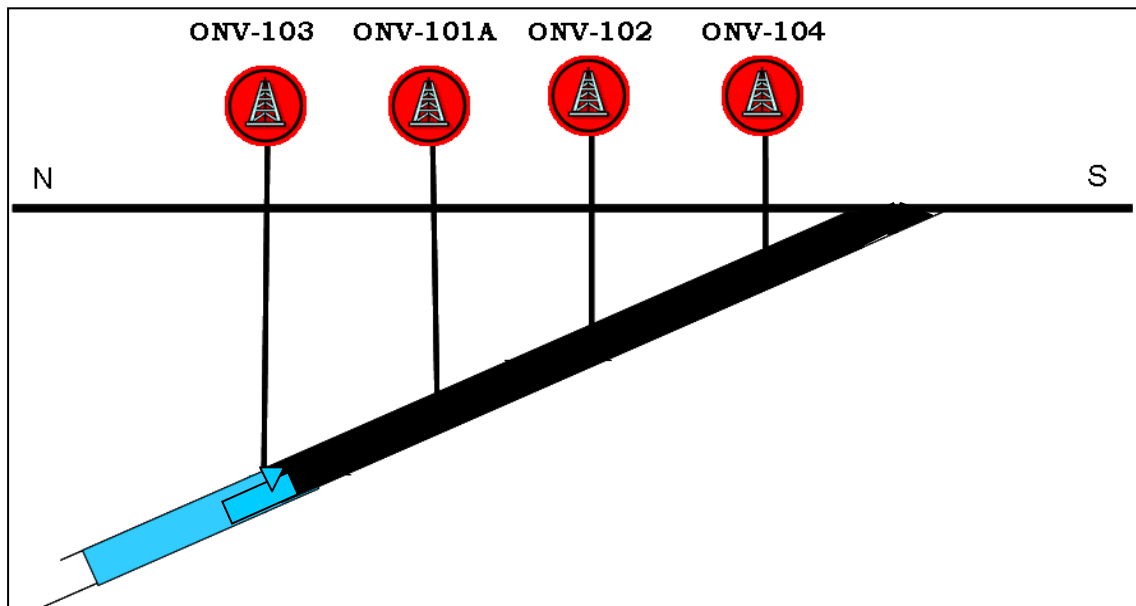


Fig. 4.11 Distribución de los fluidos en pozos del área “M” a nivel de la Arena R4U

Con la utilización de O.F.M., se realizó unos mapas llamados “GRID”, mostrada en la fig. 4.12, con la finalidad de visualizar la porosidad del pozo ONV-104 a nivel de R4U y según los resultados, la misma se encuentran en el orden del 11%, superando los valores de sus pozos vecinos.

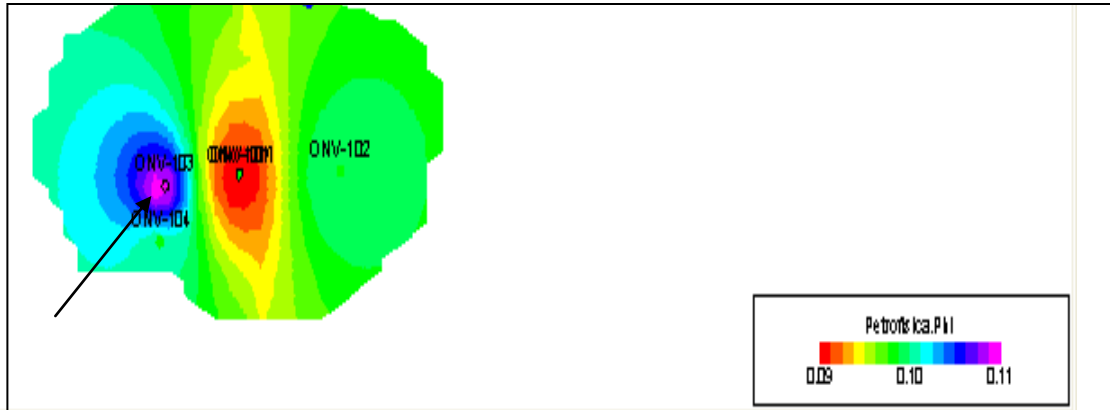


Fig. 4.12 Mapa grid de porosidad a nivel de la Arena R4U

La arena S-1 propuesta como objetivo secundario, tiene un buen desarrollo y continuidad a lo largo del área “M”, presente en todos los pozos, siendo probada únicamente en el pozo ONV-101^a ubicado estructuralmente 400 pies mas abajo con respecto al ONV-104, es decir, que la desde el punto de vista geológico y considerando la depositación de sedimentos con dirección Norte-Sur y la posición del ONV-104 cerca de la falla principal de Onado M, hace que la posibilidad de encontrar hidrocarburos en la arena S-1 aumenten. En la fig. 4.13 se observan la continuidad de los cuerpos de arena.

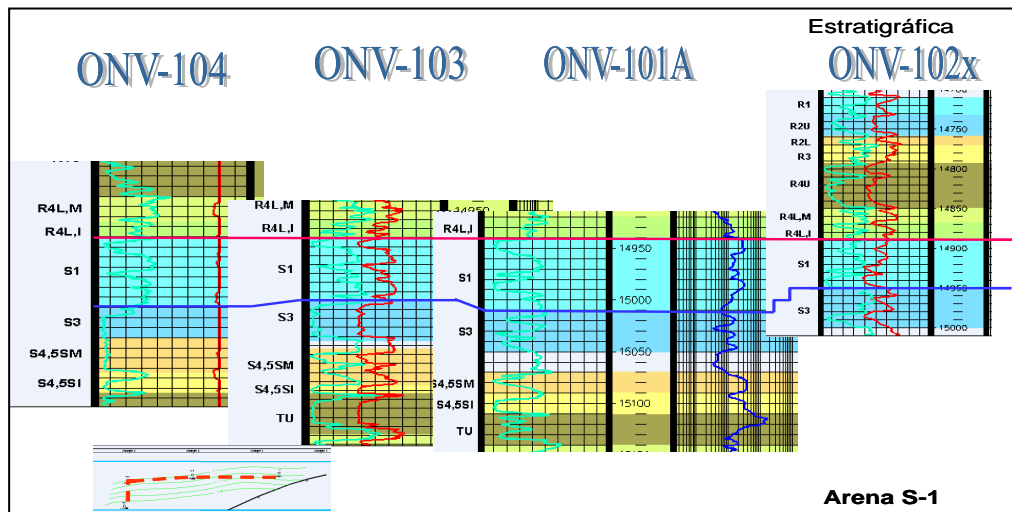


Fig. 4.13 Sección Estratigráfica pozos área “M” colgados en S-1

Reservas asociadas:

Arena	Yacimiento	API	ESP (PIE)	Area (Acres)	Volumen (Ac-p)	Porosidad (%)	S _e w (%)	Merma. (%)	POES Bls/Ac-p	POES (MBO)	Fact. Recobro (%)	Recobro Bls/Ac-p	Reservas (MBO)
R4U	ONV104	24,0	7,9	487,3	3840	10,00	25,00	0,625	364	1397	23,6	86	330
S1	ONV104	27,0	3	162,1	486,3	14,00	30,00	0,625	475	231	23,6	112	55

SOPORTE SÍSMICO

En el estudio geofísico realizado en el año 2001 para el área “M”, se puede visualizar la zona donde se encuentra el pozo ONV-104. A través de la interpretación de amplitudes en la fig. 4.14, se realizó un “zoom” al área de estudio y se puede llegar a la conclusión que el pozo ONV-104 se ubica en una zona del círculo delineado de color rojo, que según la barra de colores lo define como la mejor zona.

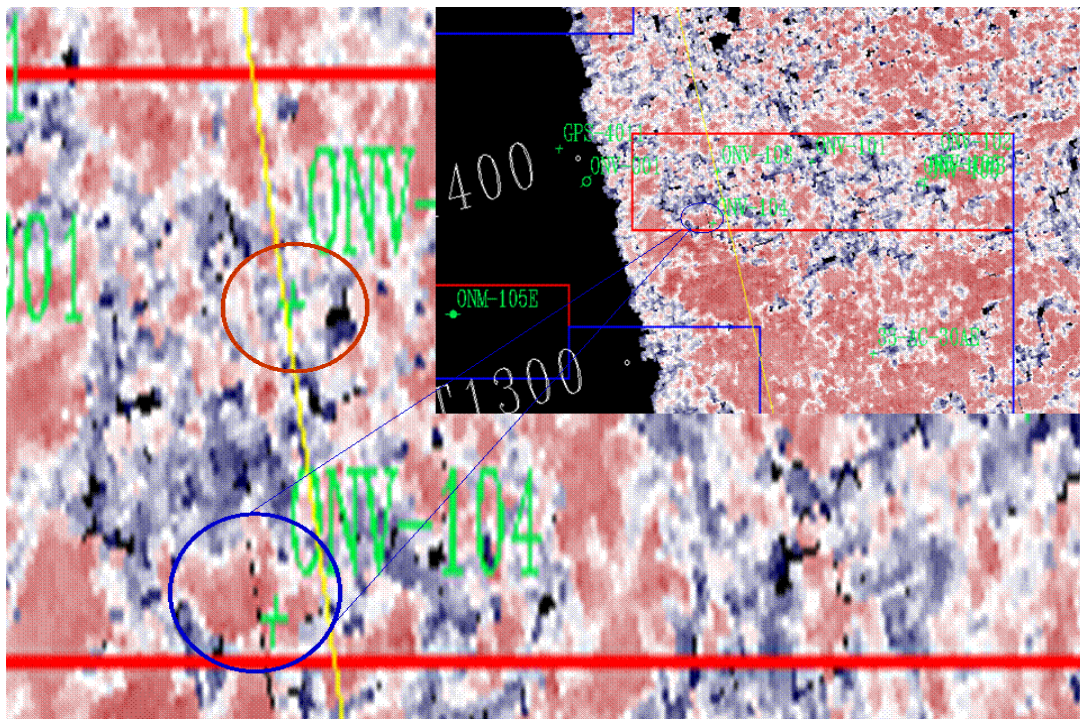
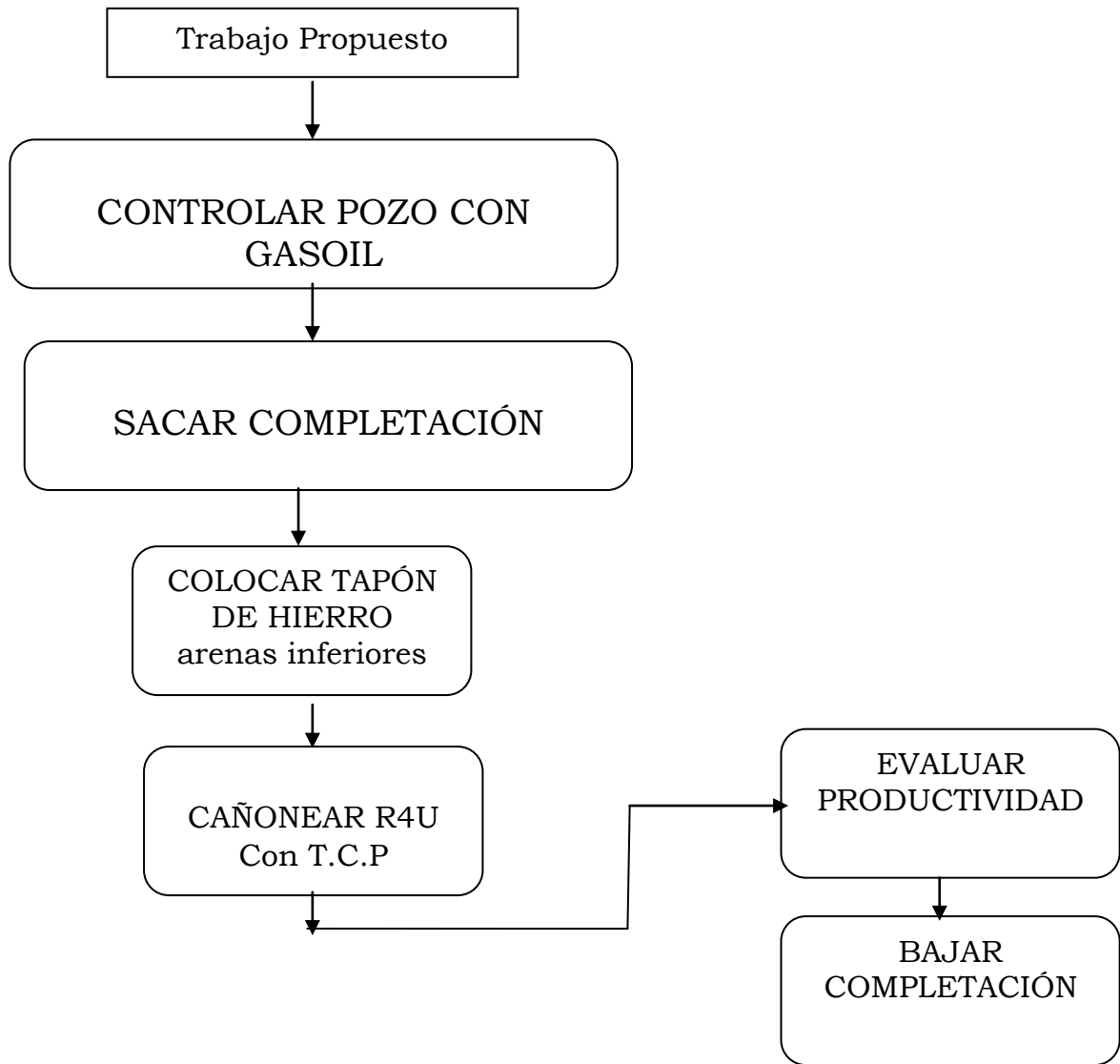


Fig. 4.14 Interpretación de la respuesta de la Amplitud en la zona del ONV-104

Potencial esperado: 0.3 MBD



4.2.3 Trabajo de Estimulación para el pozo ONV-102

En Marzo de 2005, fue realizada una estimulación química basada en un tratamiento llamado “Organic Clay Acid” (OCA) ® de Schlumberger diseñada para disolver carbonatos y así remover el daño existente a la altura de la arena R4-U.

Los resultados obtenidos superaron las expectativas de producción, por lo que el diseño de penetración para la remoción del daño, fue el correcto.

El efecto de daño medido a través de una prueba de presión tipo build-up indicaba que estaba en el orden de 7, por lo que con la estimulación logró pasar la zona del daño y el mismo disminuyó a 2.

En la fig. 4.15 muestra el análisis nodal ajustado con la producción real luego de realizado el tratamiento químico.

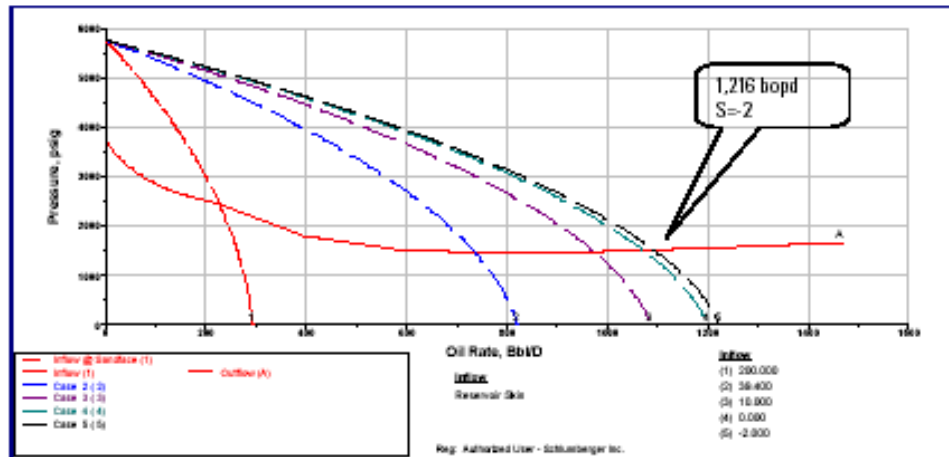


Fig. 4.15 Análisis nodal ajustado a la prueba inicial luego de la Estimulación del pozo ONV-102

Al observar el comportamiento histórico de producción, mostrado en la fig. 4.16, el pozo inicialmente produjo unos 1500 Bls y venía declinando en forma natural, hasta que en marzo de 2005 los niveles de producción alcanzaron el orden de los 200 bls de petróleo neto, por lo que al realizar la estimulación química, se obtuvo un delta de producción de 1.0 MBD adicional, lo que demostró que este tipo de tratamiento es efectivo para yacimientos que contengan carbonatos.

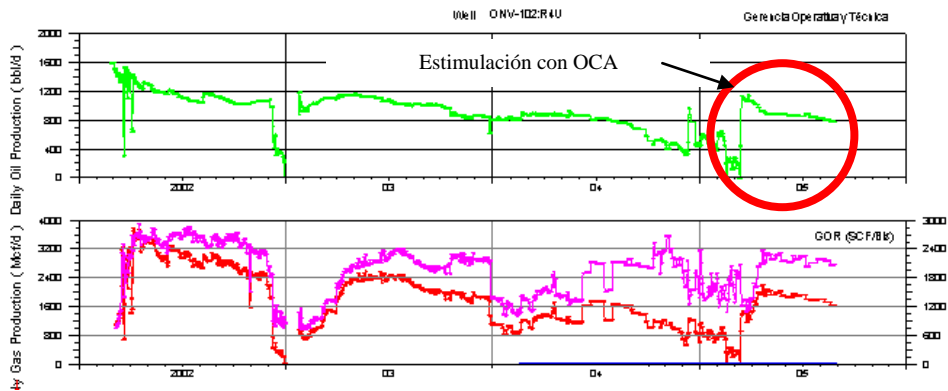


Fig. 4.16 Comportamiento de producción histórica del pozo ONV-102

Es por ello, que basados en estos resultados, se visualiza realizar nuevamente este tipo de estimulación con un radio de penetración mayor y así asegurar un incremento de producción de 0.2 MBD adicionales, con la finalidad de restablecer la potencialidad del pozo.

Este trabajo se encuentra plasmado en la base de recursos para el año 2009

4.3 Identificación de Candidatos a Perforación

Se detectó una oportunidad de perforar un pozo gemelo (ONV-101^a) y ubicar siete (7) puntos de drenaje adicionales ubicando cinco (5) en el área “M” y dos (2) en el área “P”.

La perforación de nuevos puntos de drenaje es vital para oxigenar el proyecto de producción futura para el Campo Onado, ya que, existe una extensa área sin “explorar” y de esta manera abriría la oportunidad de identificar los espacios correctos para puntos de drenaje necesarios, considerando las reservas existentes por yacimientos.

En la fig. 4.17 se plasma en un mapa general del campo, la ubicación de los pozos del área “M” y “P” con el trabajo recomendado para cada uno de ellos.

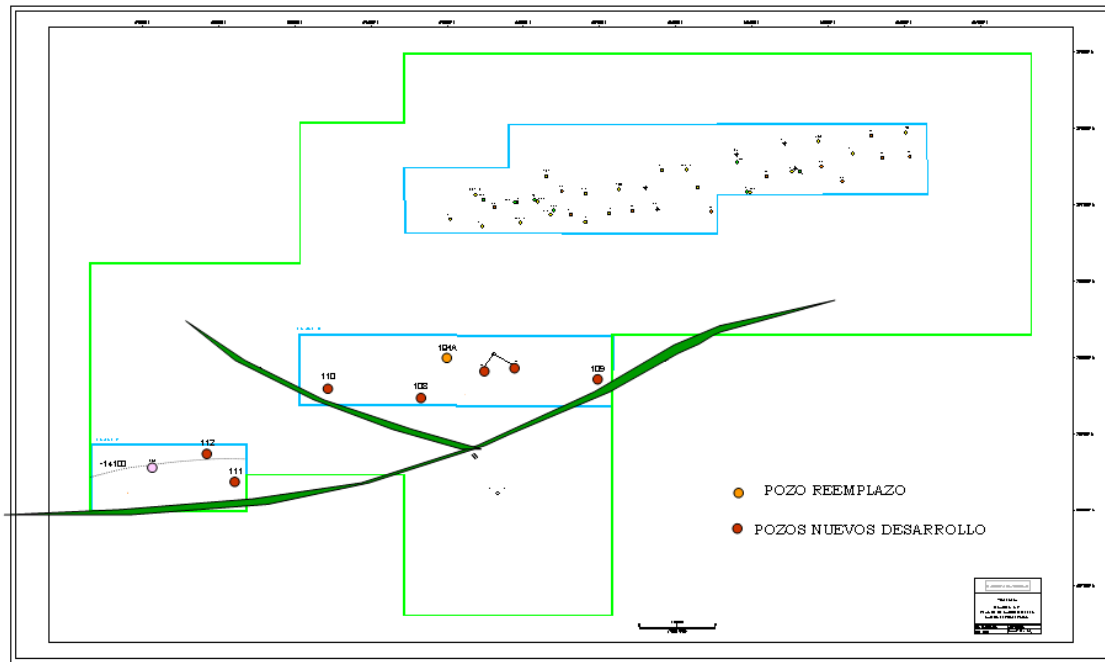


Fig. 4.17 Ubicación de los pozos propuestos para perforación en las áreas “M” y “P”

4.3.1 Perforación Pozo Gemelo ONV-101^a

El pozo ONV-101^a está ubicado en el norte del área “M”. Perforado en el año de 1974 como pozo reemplazo del ONV-101 abandonado por problemas operacionales, el pozo tenía como objetivo primario drenar las arenas basales de la Formación Merecure “U1” siendo cañoneado el intervalo de 15.205’ – 15.217’ con un aporte inicial de crudo de 396 BPD, 107 RGP, 30% AyS y 16.2 API. La evaluación del pozo, fue realizada con taladro en sitio, ya que, se pudieron evaluar las arenas U-2, U-1, T-3, S-1, R-4U y R-3, siendo U-2, S-1 y R-4U las que poseen mayor prospectividad y por ende las mejores propiedades petrofísicas.

En la fig. 4.18 se ubica el pozo ONV-101a en un mapa estructural al tope de la Arena R4-U

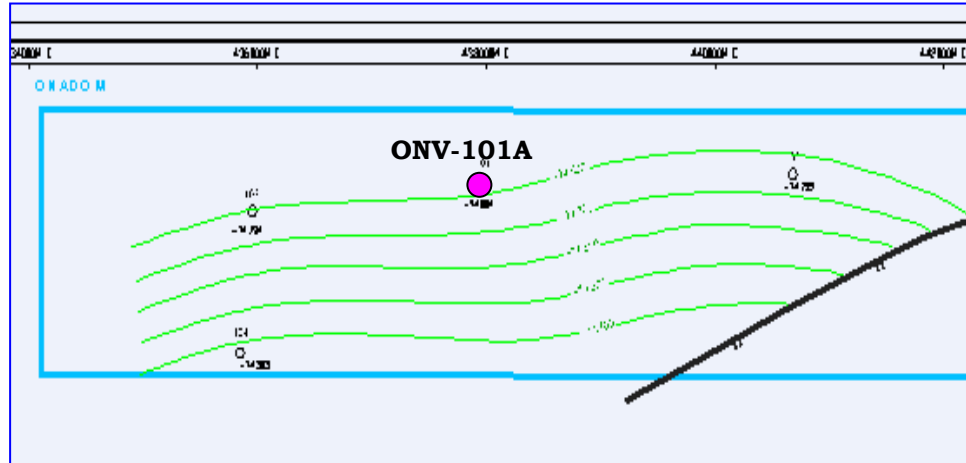


Fig. 4.18 Ubicación estructural pozo ONV-101A

En el año 2002 se intentó sacar la completación para aislar la arena inferior U-1 en el intervalo 15.205' – 15.211' (6') y abrir a producción las arenas 14.835' – 14.845' (10' - R-3) y 14.870' – 14.880' (10' – R-4), debido a que las mismas fueron abiertas en el pozo vecino ONV-102x con resultados satisfactorios, pero el objetivo no fue logrado, ya que, por problemas operacionales fue suspendido.

Al observar la correlación estratigráfica mostrada en la fig. 4.19, se concluye que la arena R-3, R-4, tiene un mejor desarrollo que en los pozo vecinos, por lo que, pensar en perforar un nuevo pozo para drenar arenas como la R-4 es muy prometedor.

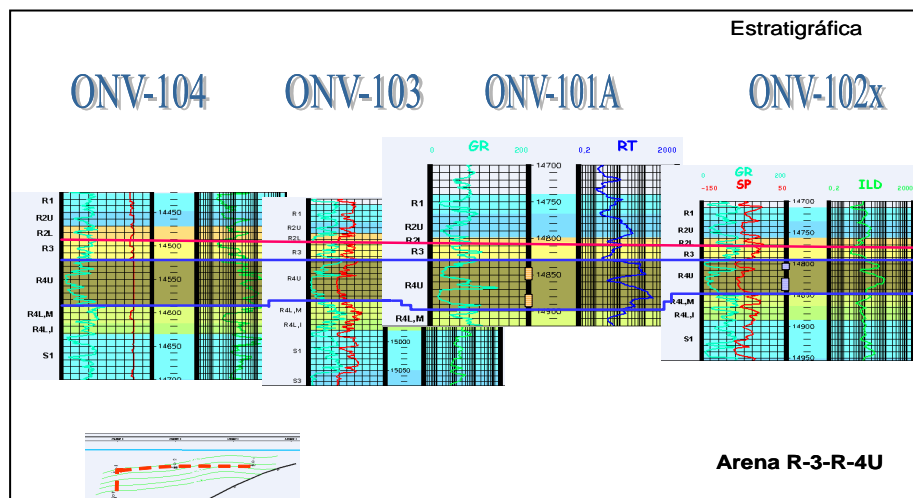


Fig. 4.19 Sección estratigráfica arena R3-R4U

Con el objeto de mantener bajos los costos de producción por barril, C.G.C. desde su inicio de operaciones en el año de 1997, sólo ha perforado un pozo (ONV-78) y se ha avocado a realizar reentradas, ya que, el costo oscila entre los 2 a 3 MM\$, en comparación con un pozo nuevo que va desde los 8.0 a 10 MM\$, sin embargo, la propuesta de perforar un pozo gemelo al ONV-101^a lo sustenta las condiciones mecánicas actuales, como lo muestra la fig. 4.20

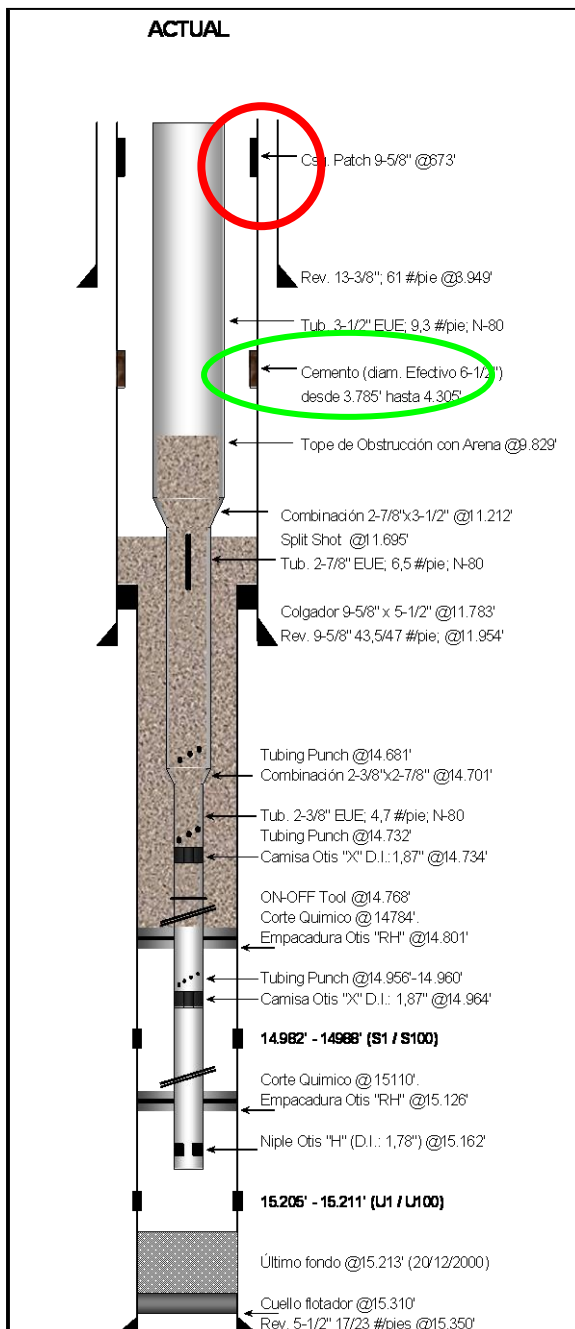


DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL

Desde la perforación original del pozo, el mismo presentó severos problemas con filtraciones a lo largo del revestidor de 9-5/8” por lo que se debió a proceder a reparar los mismos a través de cementaciones localizadas @ 4.168’ y a 4.043’. Se procedió a realizar el forzamiento de cemento. Probó nuevamente con 1500 lpc y filtró nuevamente. El proceso de “squeez” fue realizado nuevamente, probaron con 1200 lpc detectando fuga. Por tercera vez prueba integridad del revestidor, detectando un hoyo entre 4.040’ y 4.080’, el cual fue reparado a través de cementación forzada sin éxito.

Se realiza un nuevo intento para corregir filtración mezclando 150 sacos de cemento clase “A”, de los cuales 125 entraron a la formación con

Fig. 4.20 Diagrama mecánico actual pozo ONV-101^a

una presión de 3000#, esperó fraguado, limpió cemento y probó nuevamente, encontrando filtración. Ya en un último intento volvió a realizar una operación de “squeeze” resultando exitosa, probada con 1200 lpc. Por lo que, la filtración o rotura fue corregida.

Al momento de estar corriendo registros eléctricos, se procedió a repasar hoyo y no pasó de 834', determinándose una comunicación entre el revestidor de 13-3/8" y el de 9-5/8", siendo corregido a través de un “casing match”, y corrigió nueva filtración ubicada @ 4.148'. La misma fue cementada.

Luego de evaluado y completado el pozo, fue detectado nuevamente una fuga a nivel de 4085' y aunque fue reparado, la integridad del revestidor de 9-5/8" no es confiable para realizar un trabajo adicional de reentrada o reacondicionamiento, por lo que perforar un pozo gemelo cobra mayor fuerza para ser tomada en cuenta como primera opción.

La actividad de RA/RC desarrollada en el año 2002, la cual consistía en sacar la completación existente no logró sus objetivos, debido a los diversos intentos de controlar el pozo y circular sin éxito. Durante seis días de operaciones se realizaron dos (2) “tubing punch” para tener retorno de fluido de control en superficie s/e. Se decide suspender el trabajo y el pozo quedó con un relleno de arena @ 9.829', y con dos (2) corte químicos, por lo que la tubería de producción no está en condiciones para ser usada nuevamente.

La arena se prevé proceda de la rotura en el revestidor de 9-5/8”.

4.3.1.1 Consideraciones para pozo reemplazo:

- 1.- Se descarta la posibilidad de realizar una reentrada en el revestidor de 9-5/8”, ya que el revestidor tiene un “casing pach” @ 673', lo que limita su integridad.
- 2.- La zona productora estaría en el revestidor de 7” para no limitar el flujo de fluido.
- 3.- Estructuralmente el pozo está ubicado en una zona más alta con respecto a su vecino el ONV-103

Basados en los resultados de producción pozo vecino ONV-102 en la arena **R-4**, - **R-3** se contemplaría como objetivo secundario del pozo propuesto y con la finalidad de drenar las reservas remanentes en la unidad **S-1**, se propone éste como objetivo primario estimando una producción de 900 BPND.

Sin embargo, con la finalidad de optimizar la productividad del pozo, se propondrá la toma de un R.F.T. con la finalidad de verificar la diferencia de presiones entre las arenas **S-1** y **R-4** y si se determina que la diferencia de presiones no excede las 500 lpc. se cañonea R-4 para lograr una producción total de 1.5 MBD de crudo de 30° API promedio.

Cabe destacar que el pozo vecino ONV-101^a se le tomó un registro de presión tipo R.F.T. arrojando los siguientes resultados mostrados en la fig. 4.21:

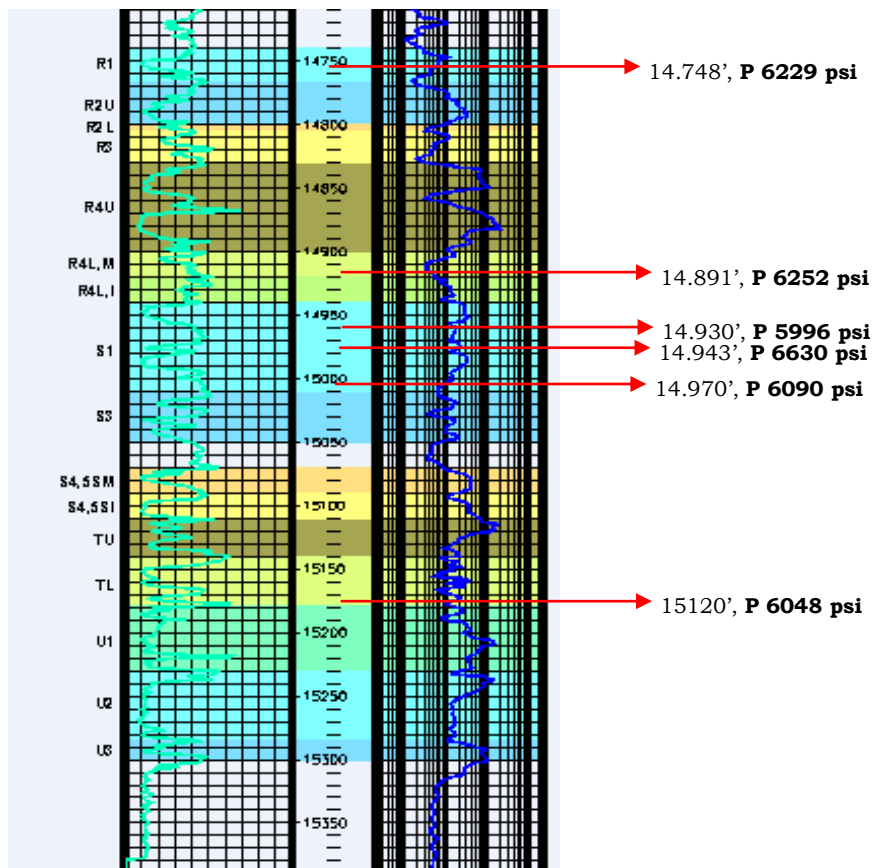


Fig. 4.21 Puntos de presión tomados por R.F.T. al ONV-101^a

Considerando que las reservas en los cuerpos de arenas evaluados permanecen intactas excepto en R-4U, que está siendo drenada actualmente por el ONV-102x y la diferencia de presiones entre ellas no excede las 500 lpc permitidas para considerarlas yacimientos diferentes, afianza mas la teoría de producir en conjunto las arenas R y S propuestas en este trabajo.

Otro punto a favor lo representa la densidad del lodo utilizado durante la perforación, el cual no presentó variación, es decir, no fueron atravesadas zonas ni agotadas ni represurizadas.

El único pozo que drena las arena R-4 y R-3 es el ONV-102x, por lo que en feb-05 fue tomado un registro de presión “build-up” y en 3 días que duró la misma, no fue observada ningún límite o falla que limitara el yacimiento, por lo que lo definen homogéneo infinito. Adicionalmente, el área de drenaje es de 326 mts y considerando la distancia entre los pozos, se descarta la posible interferencia entre ellos.

SOPORTE SÍSMICO

Con base al estudio geofísico del área “M” realizado en el año 2001, el resultado del mismo, es mostrado en la fig. 4.22, donde se pueden visualizar zonas muy prospectivas que sustentan la propuesta del Gemelo al 101ª.

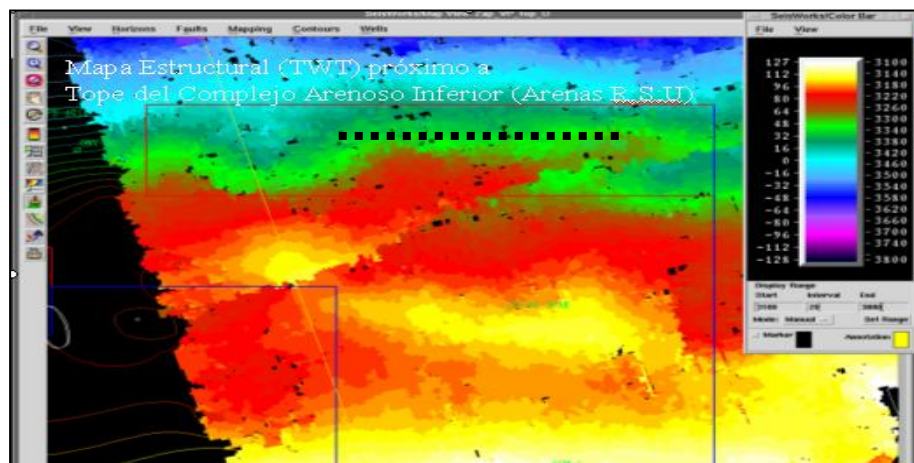


Fig. 4.22 Sísmica del área de estudio

En la fig. 4.23 se muestra un mapa estructural del tope de las arenas R, S y U, donde claramente se observa que las arenas del ONV-101^a se ubican en el mismo nivel del pozo ONV-102x cuyo potencial ha sido probado.

A través de la interpretación de amplitudes en la siguiente figura, se realizó un zoom al área de estudio y se puede llegar a la conclusión que el pozo ONV-101^a se ubica en una zona de color rojo, que según la barra de colores lo define como la mejor zona.

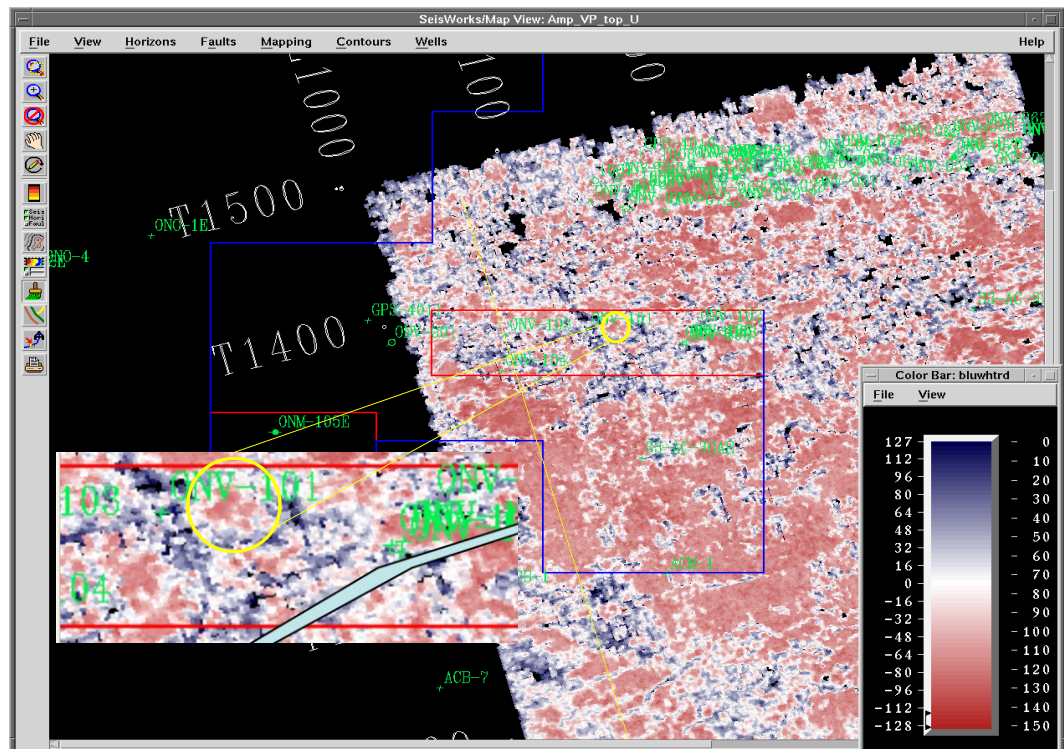


Fig. 4.23 Interpretación del atributo de amplitud del área del pozo ONV-101^a

4.4 Criterios para la ubicación de puntos para pozos Exploratorios.

El criterio inicial para la colocación de puntos en las áreas fuera de la zona asignada, fue basado en el estudio geológico-geofísico realizado para el año 2003 en el bloque “M” del Campo Onado.

La empresa VP Consulting fue la encargada de convalidar la información de líneas sísmica y adicionó atributos de impedancia y amplitud sísmica, que permitió visualizar posibles trampas y de allí la ubicación posible de nuevos pozos.

Para la interpretación se utilizó el cubo 3D, registrado y procesado en 1992 por Geco-Prakla, posteriormente reprocesado por VERITAS en 1994 (Cubo Acema-Onado3D), mostrado en la fig. 4.24

Para el presente trabajo se escogieron tres (3) puntos con base a criterios estáticos, ya que, por su condición de pozos exploratorios, se desconocen tanto las características de roca como de fluidos, lo que el riesgo del proyecto se incrementa por esta condición.

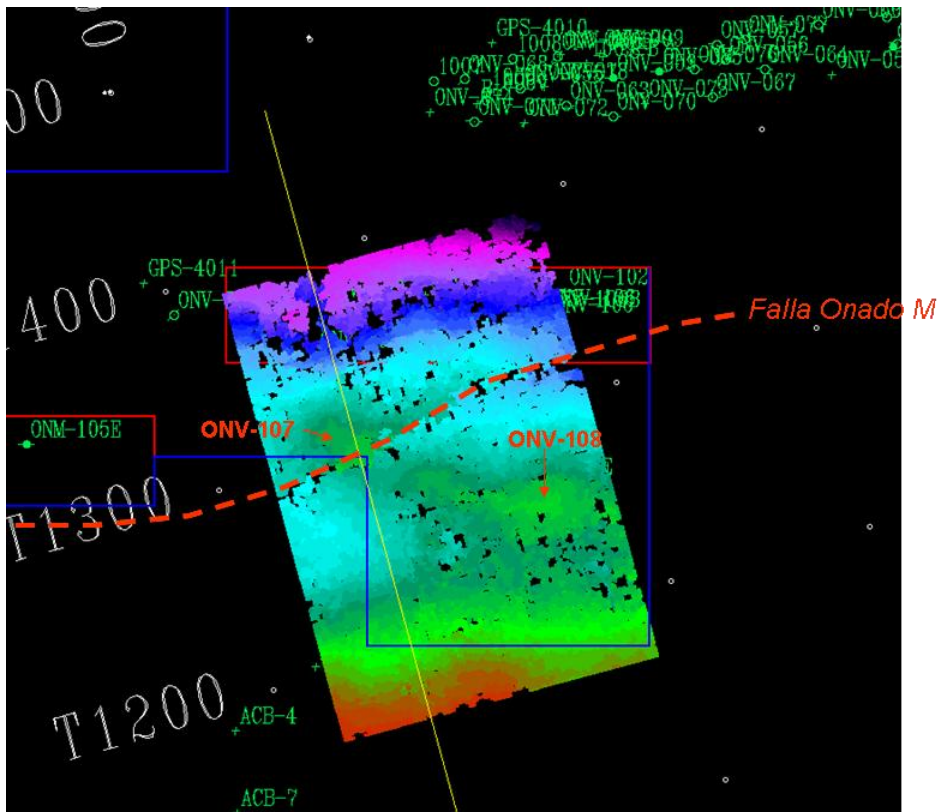


Fig. 4.24 Visualización de la falla principal del área “M”

Sin embargo, sólo dos puntos coinciden con la selección inicial del trabajo realizado en el 2003, ya que, con la finalidad de buscar hacia el Este del pozo ONV-102, fue sustentado un punto a perforar, amarrados con atributos sísmicos que lo soportan. En la fig. 4.25 se plasma en un mapa general del campo, la ubicación de los pozos exploratorios para el área.

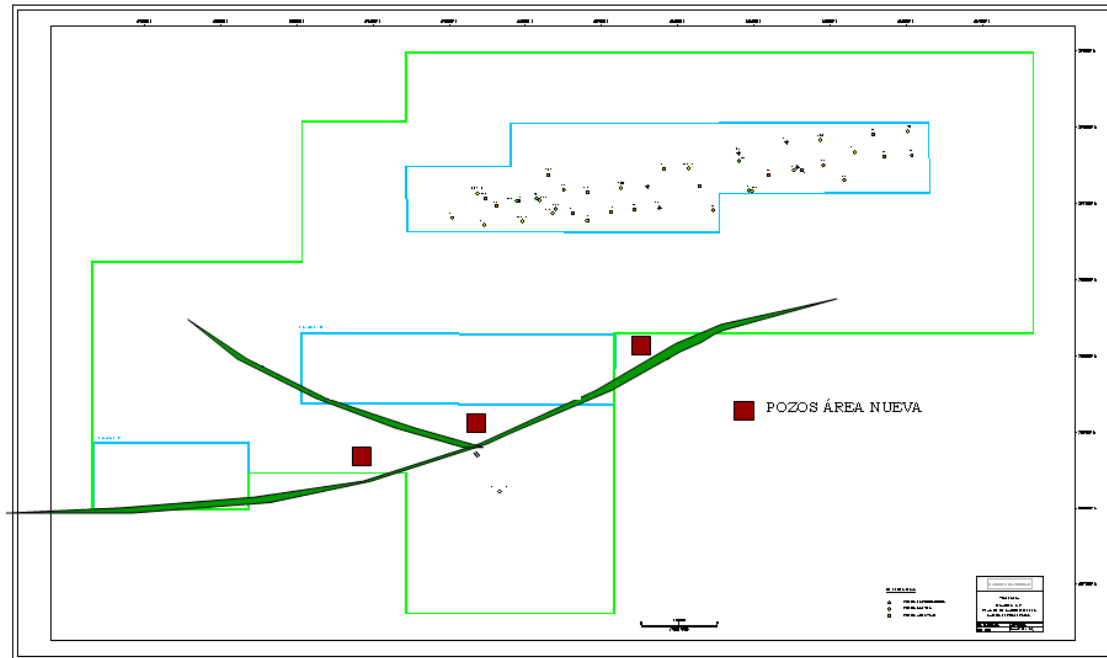


Fig. 4.25 Ubicación propuesta para pozos Exploratorios

La mejor posición estructural para ubicar un pozo, siempre se ha visualizado colocarlo contra la falla, y al observar las figs. 4.26 y 4.27, se muestran que son precisamente esas zonas donde hay la posibilidad de encontrar atrapado el hidrocarburo y adicionalmente, se recomienda buzamiento arriba de la estructura, para de esta manera los estratos con esta posición, apuntarían a encontrar mayor espesor de la misma, por lo que incrementaría las posibilidades de obtener un pozo productor, descubridor de nuevas áreas y muy posiblemente de nuevos yacimientos. Las arena de los miembros superiores (F y H) no se desarrollan en los pozos perforados del área “M”, ya que, como se dijo al principio, no están ubicados en la

parte arriba del buzamiento, por lo que apuntar a la búsqueda de estas arenas, abriría oportunidades de desarrollo de estas posibles reservas de petróleo.

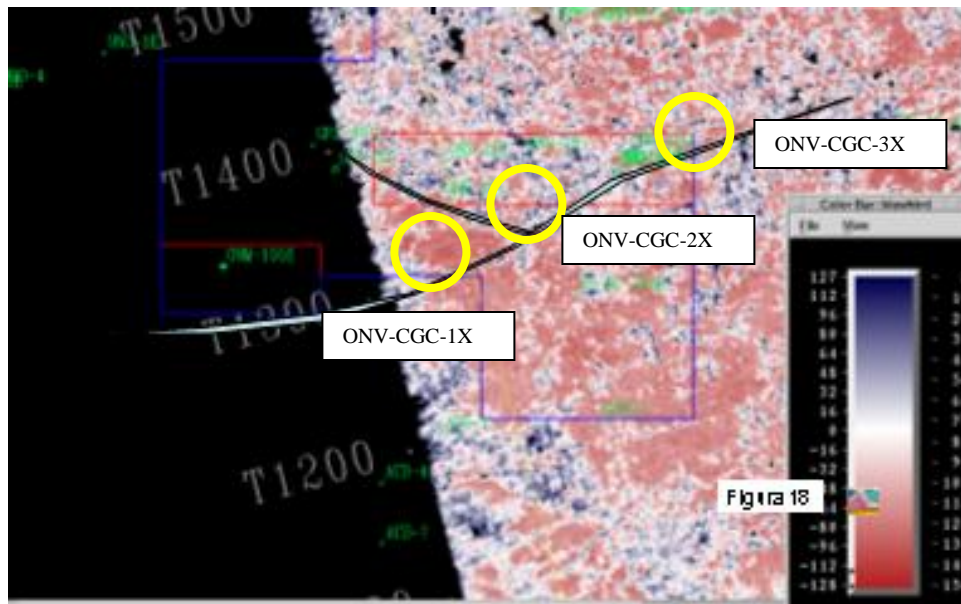


Fig. 4.26 Atributo de Amplitud para soportar ubicación de pozos exploratorios

La amplitud indica que a medida que se consigan tonalidades rojizas, se pudiese conseguir arenas, mientras que las tonalidades azules indican la carencia de las mismas, de igual manera, la velocidad sísmica de igual forma, permite visualizar las áreas mal altas (amarillas) hasta las más profundas (moradas) por lo que, representa otro soporte adicional a los puntos indicados.

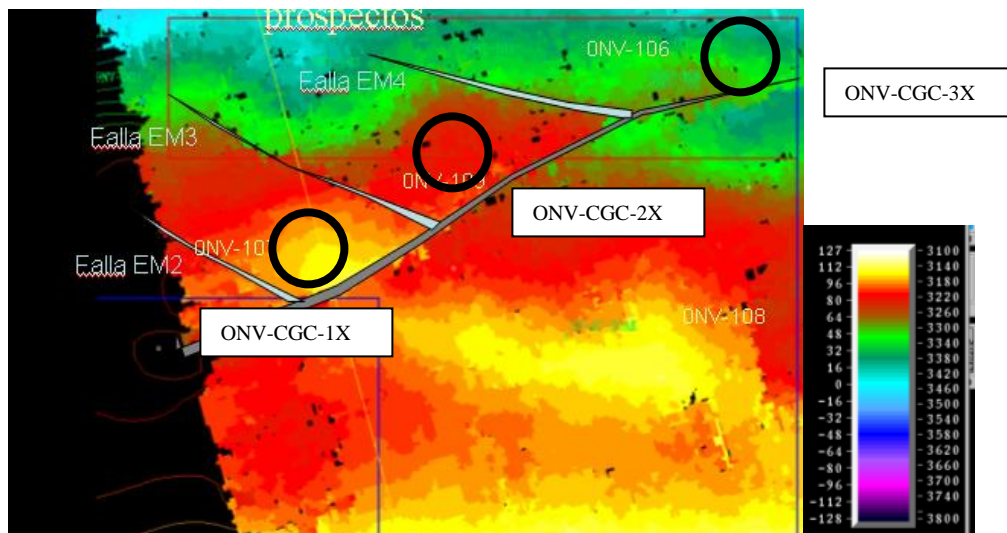


Fig. 4.27 Ubicación de pozos exploratorios con base a la velocidad sísmica

CONCLUSIONES

- Se plasmaron en el plan de negocios 2006-2017 del Campo Onado, la perforación de ocho (8) pozos de desarrollo, ubicando dos (2) en el área “P” y seis (6) en el área “M”.
- La sísmica aportó el sustento para la colocación de los pozos exploratorios, ubicándolos en el alto estructural. Se planificaron tres (3) pozos de éste tipo.
- Es importante desarrollar el potencial de las arenas de los miembros inferiores (U-2, U-3 y U-4), debido a que las reservas remanentes superan los 3 MMBIs
- El uso de OCA® como tratamiento para estimulación matricial en pozos que contienen carbonatos, como fue el caso del pozo ONV-102x, definió el tipo de trabajo a realizar en caso baja productividad en pozo con estas mismas características mineralógicas.
- La realización del reacondicionamiento del pozo ONM-105E considerando la colocación de equipos de producción en locación es rentable, considerando el precio actual de la cesta venezolana y la producción a obtener, que superan los 300 BPD.
- Es de vital importancia que sea corrido el registro VSP en el pozo ONM-105E, ya que, permitirá definir la ubicación de nuevas localizaciones en el área “P”.
- La sísmica procesada en el año 2003 sustenta la perforación de los pozos exploratorios y disminuye el riesgo, ya que, se observa la extensión de los cuerpos de arenas.

- La máxima producción alcanzada en este portafolio, es de unos 12.000 bls, el cuál, el 91% de la misma proviene por la actividad de perforación.
- El crecimiento de la empresa está basado en la perforación de pozos nuevos.

RECOMENDACIONES

- Realizar evaluación económica que justifique la construcción de una subestación de producción próxima a la locación del pozo ONM-105E, ya que, el potencial comprometido es de fácil recuperación.
- Realizar registro VSP al pozo ONM-105E durante su reacondicionamiento, para calibrar la sísmica existente y sustentar las localizaciones propuestas en el área “P”.
- Perforar los pozos exploratorios con la finalidad de contactar nuevas áreas a explotar e incrementar las expectativas de crecimiento de la empresa.
- Los pozos de desarrollo planteados en “M” y “P” permitirán la consolidación de producción necesaria para el crecimiento del Campo Onado.
- Comenzar la ingeniería básica para la construcción de una estación de flujo que maneje la producción tanto del área “M”, como el área “P”.
- Tomar registro de presión tipo R.F.T., con la finalidad de que sea autorizado ante el Ministerio de Energía y Petróleo la producción en conjunta de varias arenas con la finalidad de incrementar la recuperación de la inversión en menor tiempo, haciendo el proyecto económicamente mas atractivo.
- Monitorear el comportamiento de presión-producción de la Arena R4-U en el pozo ONV-102x, luego de poner en producción al pozo ONV-106, completado en ese mismo objetivo de producción.

- Realizar las gestiones necesarias para colocar en las oficinas de C.G.C.-Maturín, el “software” Landmark®, para que la integración del modelo estático y dinámico puede actualizarse en forma continua.

- Proceder a abandonar el pozo ONV-103, ya que, no tiene ningún atractivo comercial de petróleo y así, eliminar un pasivo ambiental.