



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS**  
**FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS**  
**DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA**

**EVALUACIÓN DE MEDIDAS GEÓLOGO TÉCNICAS PARA EL INCREMENTO DE  
LA PRODUCCIÓN EN EL POZO CANASÍ 2X**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación  
de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

**Mención: Producción de petróleo.**

**Autor: Ing. Ernesto Hernández Cáceres**

**Matanzas**

**2019**



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS  
FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS  
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E  
INGENIERÍA QUÍMICA**



**CENTRO POLITÉCNICO DEL  
PETRÓLEO  
SEDE: HABANA**

**EVALUACIÓN DE MEDIDAS GEÓLOGO TÉCNICAS PARA EL INCREMENTO DE  
LA PRODUCCIÓN EN EL POZO CANASÍ 2X.**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación  
de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

**Mención: Producción de petróleo.**

**Autor: Ing. Ernesto Hernández Cáceres**

**Tutores: Esp. Ing. Aglays Gual Duquesne**

**MSc. Ana Edelys Santana Lantigua.**

**Matanzas**

**2019**

## RESUMEN

En el presente trabajo se realizó una evaluación de las medidas geólogo técnicas propuestas para el incremento de la producción del pozo Canasí 2X. Esto se logra en coordinación con los Grupos de Ingeniería de Yacimiento y de Geología de la EPEP Occidente. Se realizó un análisis bibliográfico donde se tienen en cuenta los estudios geológicos del yacimiento mediante la aplicación conjugada de diferentes herramientas, tales como: registros geofísicos, columnas litológicas, cortes de núcleo, datos de perforación. Además, se estudiaron terminaciones de pozo, régimen de explotación, comportamiento del BSW y de la RGP de pozos, interpretación sísmica del yacimiento, correlación de pozos, entre otras. Los pozos de este campo, cortaron las capas del Grupo Veloz declarado como reservorio y la formación Vega Alta como sello. La correlación de todos ellos y los datos obtenidos durante la perforación (descripciones litológicas), conjuntamente con los resultados de la interpretación sísmica del yacimiento, permitieron obtener una caracterización geológica más precisa. Con la evaluación global del área se logró identificar, caracterizar y describir el comportamiento individual de los pozos, su interrelación e impacto en el yacimiento. Se realizaron trabajos de aislamiento en otros pozos del yacimiento y teniendo en cuenta que el pozo Can-2X produce de dos mantos del Grupo Veloz, se propone la ubicación de dos packers en tándem, para evaluar de forma independiente los intervalos 2440-2375m correspondientes al grupo Veloz 2 y 2217-1945 m del grupo Veloz 1.

El monto total del trabajo asciende a \$ 18.55 MP, incluyendo el costo de los packers inflables, alquiler de equipo de intervención y 10 % planificado para contingencias. A un precio de \$ 186.54 el m<sup>3</sup> y una producción diaria promedio de 29.16 m<sup>3</sup>/d, en 3.4 días se recuperan los gastos incurridos en la inversión.

## SUMMARY

With the present work he/she seeks to be carried out a technical characterization geologist of the wells of the whole field of Canasí; it is a work carried out in coordination with the Groups of Engineering of Location and of Geology of the EPEP West. For the development of the work, firstly he/she left of the geologic study of the location by means of the conjugated application of different tools for their characterization and in second place; they were also studied well terminations, régime of exploitation, characteristic productive of the same ones, etc. All the wells of this field, cut the Speedy Group, the correlation of all them and the data obtained during the perforation (litologic descriptions), jointly with results of seismic interpretation of location, they allowed to obtain a more precise geologic characterization of the location. All the above-mentioned, together to the technological information, allowed making work proposals for the wells. As a result of this geologic investigation you could determine that they exist two heaped belonging to the Speedy Group in the location: As a result final you could determine the prevalence in the location of carbonated rocks and loamy rocks, as well as the presence of siliciclastic rocks, besides the clays that almost conform the whole regional stamp. With the correlation carried out among the wells of the location it was possible to demonstrate the presence of the Speedy Group as reservoir and the formation High Vega as stamp. The reviewing of the whole location allowed to identifier, make a characterization, determinate and describe the behavior of each one of the wells their interrelation and their impact in the Location. We expose the insulation works made in other wells of the location having in account that Can-2X well produces from two capes of Speedy Group, we propose the setting of two packers to evaluate independently the scopes 2440-2375m that belongs to Speedy group 2 and 2217-1945 m that belongs to Speedy group 1.

The total amount of work amounts to \$18.55 MP, including the cost of inflatable packers, rental of intervention equipment and 10% planned for contingencies. At a Price of \$186.54 the  $m^3$  and an average daily production of 29.16  $m^3/d$ , in 3.4 days the expenses incurred in the investment are recovered.

# NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Presidente del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Calificación

---

Ciudad, fecha

## DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, ERNESTO HERNÁNDEZ CÁCERES declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

---

Nombre y Apellidos. Firma

# TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCION.....	1
CAPÍTULO I: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	3
1.1 Aguas subterráneas.....	3
1.2 Sistemas petroleros del archipiélago cubano.....	6
1.3 Proceso de Control del agua.....	13
1.4 Conclusiones parciales del capítulo.....	21
CAPÍTULO II: MATERIALES Y MÉTODOS.....	22
2.1 Descripción del área del yacimiento Canasí.....	22
2.2 Caracterización geológica del área objeto de estudio.....	24
2.3 Correlación regional.....	26
2.4 Modelo Geológico e Imagen Sísmica.....	29
2.5 Mapeo de Superficies 3D y Fallas.....	31
2.6 Análisis productivo del yacimiento Canasí.....	34
2.7 Conclusiones parciales del capítulo.....	38
CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	39
3.0 Trabajos realizados en pozos del yacimiento Canasí, que sirven de referencia para las intervenciones propuestas.....	39
3.1 Aislamiento realizado al pozo Can-3X.....	39
3.2 Aislamiento realizado al pozo Can-4X.....	40
3.3 Reparación capital realizada al pozo Can-7.....	42
3.4 Propuesta de Alternativa Técnica de aislamiento y evaluación de los resultados en pozo Can-2x.....	44
3.4.1 Resultados del Monitoreo del pozo CAN002X por el método de bombeo entre diciembre del 2014 y octubre 2018.....	46
3.4.2 Tarea técnica aislamiento de agua en pozo C-2X.....	49
3.4.3 Propuesta de alternativa de solución para el pozo Can-2X.....	50
3.4.4 Secuencia de trabajos a realizar.....	50
3.5 Análisis de efectividad económica.....	52

3.6 Conclusiones parciales del capítulo.....	54
CONCLUSIONES.....	55
RECOMENDACIONES .....	56
BIBLIOGRAFIA .....	57
ANEXOS.....	60
ANEXO 1.....	60
ANEXO 2.....	61



# INTRODUCCIÓN

El campo Canasí, es uno de los yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados, descubierto en el año 1999 con la perforación del pozo Can-1, actualmente perteneciente a la compañía PETRAF; operado por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente, ha producido un total de 3124280 m<sup>3</sup> de petróleo y 6159449 Mm<sup>3</sup> de gas al cierre de agosto de 2018

La geología de los campos petrolíferos de la Franja Norte de Hidrocarburos de Cuba es muy compleja, tanto desde el punto de vista estratigráfico como estructural. En este trabajo se efectuará un estudio geológico del Yacimiento Canasí teniendo en cuenta los resultados obtenidos por la sísmica así como los obtenidos durante la perforación de los pozos.

Además de la importancia por los volúmenes de petróleo que el mismo aporta, su mayor relevancia radica en su aporte de gas al Sistema Electro Energético Nacional, específicamente por la entrega de gas ácido a ENERGAS. Este hecho tiene la particularidad de que la explotación de petróleo en esta región del país ya no tiene solo como objetivo la extracción de petróleo sino también la explotación del gas acompañante con fines de satisfacer una creciente demanda nacional como combustible doméstico y para la generación de electricidad.

Los pozos del área Canasí se caracterizan por cortar varias capas de reservorio con poca o ninguna presencia de Vega Alta intramantos, con secciones de reservorio a lo largo de los caños de 1400-1600m. Los dos pozos profundos que se perforaron en el área (Can-100 y Can-13W) descubrieron escamas más profundas, las cuales fueron atravesadas a una gran profundidad vertical, detectándose que están saturadas de agua o son muy malos reservorios por estar muy compactados.

El proceso de medición y cálculo de la producción del yacimiento Canasí, se realiza de manera habitual con el fin de optimizar el proceso de extracción y comercialización del petróleo y el gas. Este proceso sirve de base para las alternativas técnicas, tanto para el control de agua como de gas en los pozos, es un dato importante en el momento de buscar soluciones que incrementen la producción de petróleo y gas en los pozos del yacimiento Canasí, el cual presenta alto nivel de inundación que requiere de trabajos de intervención o de perforación.

Es por ello que en el presente trabajo declara como problema científico:

**Problema científico:** ¿Cómo contribuir con el incremento de la producción de petróleo y gas en el pozo Canasí 2X perteneciente al yacimiento Canasí?

Para dar solución al problema científico se plantea la siguiente hipótesis:

**Hipótesis:** Si se logran aislar mecánicamente las zonas inundadas con la ubicación de packers en el pozo Canasí 2x, entonces se incrementará la producción de petróleo y gas.

**Objetivo general:** Evaluar las medidas geólogo técnicas propuestas para el incremento de la producción de petróleo y gas en el pozo Canasí 2X y eliminación de la inundación de agua.

**Objetivos Específicos:**

- 1- Identificar las características de formación de los mantos que conforman el Yacimiento Canasí, partiendo de la información geológica, sísmica y geofísica recopilada por la Empresa.
- 2- Analizar situación tecnológica, reportes de intervenciones y datos históricos de producción de los pozos del yacimiento Canasí.
- 3- Valorar alternativas de solución aplicadas en situaciones similares de saturación de agua, en procesos de extracción de petróleo y gas, en investigaciones anteriores.
- 4- Aplicar modificación de alternativa de solución a la inundación de agua en el pozo Canasí2x.
- 5- Evaluar económicamente la alternativa aplicada.

El trabajo está estructurado en tres capítulos: en el capítulo 1 se describe el comportamiento de las aguas subterráneas, los sistemas petroleros del archipiélago cubano, el proceso de control de las aguas y se exponen los conceptos principales. En el capítulo 2 se presenta un estudio geológico del área Canasí y los métodos utilizados en la investigación. En el capítulo 3 se analizan los resultados alcanzados después de aplicada la alternativa y su valoración económica.

# CAPÍTULO I: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

## 1.1 Aguas subterráneas.

Se conoce que el agua subterránea juega un papel importante en los procesos geológicos. Por ejemplo las presiones del fluido que se acumulan en una falla tienen una influencia determinante en el movimiento de la falla y en la generación de sismos. Por otra parte, los sistemas de flujo en el subsuelo son responsables de la transferencia de calor y de constituyentes químicos a través de sistemas geológicos, y como resultado, el agua subterránea es importante en procesos tales como el desarrollo de sistemas geotermales, en la termodinámica del emplazamiento de plutones, y la génesis de depósitos minerales. En profundidad, los sistemas de flujo subterráneo controlan la migración y acumulación del petróleo. Cerca de la superficie, juegan un papel en procesos geomorfológicos tales como la formación de karst, desarrollo de pendientes naturales y la erosión del lecho del río.

La migración del petróleo se ve como un proceso de dos etapas. El término migración primaria se refiere a los procesos por los cuales el agua y el petróleo son arrastrados y expulsados de los sedimentos que son fuentes de grano fino hacia los acuíferos más permeables de un sistema sedimentario, por tanto es considerada como un resultado del proceso de consolidación que tiene lugar en sedimentos de grano fino recién depositados. (Bredehoeft y Hanshaw, 1968). Se ha demostrado que la influencia de la carga añadida proporcionada por los sedimentos adicionales, que están siendo depositados continuamente en la parte superior de una secuencia sedimentaria en un ambiente de deposición es suficiente para producir una consolidación significativa.

El término migración secundaria, sin embargo, está referido mayormente al movimiento de petróleo y agua a través de los sistemas acuíferos a las trampas estructurales y estratigráficas, donde se forman depósitos de petróleo y gas. La migración secundaria de petróleo se produce por el movimiento de las aguas subterráneas en las rocas del yacimiento proporcionando el medio de transporte para que las gotas de petróleo inmiscibles finalmente se acumulen para formar reservorios de petróleo.

La acumulación de petróleo necesariamente requiere de la interacción favorable de al menos tres procesos: la continua importación de hidrocarburos; la separación y retención preferencial de los hidrocarburos dispersos del agua de transporte y la eliminación continúa del agua descargada de su contenido de hidrocarburos. Los procesos primero y tercero requieren un sistema de flujo adecuado. En el segundo punto, se suele suponer que la separación del petróleo del agua tiene lugar bajo la influencia de cambios de presión, cambios de temperatura o cambios en la salinidad. Cualquiera de estos parámetros y de su conjugación puede conducir a una floculación de las gotas de petróleo arrastradas en acumulaciones puntuales más grandes de petróleo. El hecho de que el petróleo y el gas tienen densidades menores que el agua, hace que ambos se concentren en las partes superiores de los acuíferos que fluyen. Los reservorios de petróleo se presentan donde las estructuras anticlinal o complejidades estratigráficas crean una trampa para el petróleo de baja densidad. El movimiento de petróleo, gas, y agua a través de un medio poroso es un ejemplo de flujo multifásico inmiscible.

El petróleo y el gas natural se formaron a lo largo de millones de años por la descomposición de la vegetación y de organismos marinos, comprimidos bajo el peso de la sedimentación. Al ser el petróleo y el gas más ligeros que el agua, ascendieron y llenaron los huecos creados en estas formaciones superpuestas. El movimiento ascendente cesó cuando el petróleo y el gas alcanzaron estratos densos e impermeables superpuestos o roca no porosa. De esta forma el petróleo y el gas llenaron los huecos de los mantos de roca porosa y los yacimientos subterráneos naturales, como las arenas saturadas, situándose debajo petróleo, más pesado, y encima el gas, más ligero. Originalmente, estos huecos eran horizontales, pero el desplazamiento de la corteza terrestre creó bolsas, denominadas fallas, anticlinales, domos salinos y trampas estratigráficas, donde el petróleo y el gas se acumularon en yacimientos.

La búsqueda de petróleo y gas natural requiere conocimientos de geografía, geología y geofísica. El petróleo suele encontrarse en ciertos tipos de estructuras geológicas, como anticlinales, trampas por falla y domos salinos, que se hallan bajo algunos terrenos y en muy distintos climas. Tras seleccionar una zona de interés, se llevan a cabo diferentes tipos de prospecciones geofísicas y se realizan mediciones a fin de obtener una evaluación precisa de las formaciones del subsuelo, a saber:

- Prospecciones magnetométricas. Las variaciones del campo magnético terrestre se miden con magnetómetros suspendidos de un aeroplano, a fin de localizar formaciones de rocas sedimentarias cuyas propiedades magnéticas son generalmente débiles en comparación con las de otras rocas.
- Prospecciones fotogramétricas aéreas. Las fotografías tomadas con cámaras especiales desde aeroplanos proporcionan vistas tridimensionales de la tierra, que se utilizan para determinar formaciones geológicas en las que puede haber yacimientos de petróleo y gas natural.
- Prospecciones gravimétricas. Como las grandes masas de roca densa aumentan la atracción de la gravedad, se utilizan gravímetros para obtener información sobre formaciones subyacentes midiendo pequeñísimas diferencias de gravedad.
- Prospecciones sísmicas. Las prospecciones sísmicas proporcionan información sobre las características generales de la estructura del subsuelo. Las medidas se obtienen a partir de ondas de choque generadas por detonación de cargas explosivas en agujeros de pequeño diámetro; mediante dispositivos vibrantes o de percusión tanto en tierra como en el agua, y mediante descargas explosivas subacuáticas de aire comprimido. El tiempo transcurrido entre el comienzo de la onda de choque y el retorno del eco se utiliza para determinar la profundidad de los sustratos reflectores. Gracias al uso de superordenadores para generar imágenes tridimensionales, la evaluación de los resultados de las pruebas sísmicas resulta más efectiva para las evaluaciones de formación del subsuelo.
- Prospecciones radiográficas. La radiografía consiste en el uso de ondas de radio para obtener información similar a la que proporcionan las prospecciones sísmicas.
- Prospecciones estratigráficas. El muestreo estratigráfico es el análisis de testigos extraídos de estratos rocosos del subsuelo para ver si contienen trazas de gas y petróleo. Se corta con una barrena hueca un trozo cilíndrico de roca, denominado testigo, y se empuja hacia arriba por un tubo (saca testigos) unido a la barrena. El tubo saca testigos se sube a la superficie y se extrae el testigo para su análisis.

Cuando las prospecciones y mediciones indican la presencia de formaciones de estratos que pueden contener petróleo, se perforan pozos de exploración para determinar si existe o no

petróleo o gas y, en caso de que exista, si es asequible y puede obtenerse en cantidades comercialmente viables.

La exploración de hidrocarburos a escala internacional constituye una tarea muy compleja y costosa para cuya exitosa solución deben ser aprovechados todos los posibles indicios existentes. Tradicionalmente en las áreas litorales, como la que ocupa la atención del presente trabajo, la ubicación de los pozos de exploración se ha basado en información estructural y estratigráfica derivada de datos geofísicos, sobre todo sísmicos. La identificación de anomalías sísmicas análogas puede constituir un valioso elemento informativo adicional para la prospección de hidrocarburos en áreas del litoral cubano.

## **1.2 Sistemas petroleros del archipiélago cubano.**

En Cuba se realiza la exploración petrolera siguiendo la cadena del valor de dicho proceso:

- ✓ análisis y evaluación de cuenca;
- ✓ análisis y evaluación de los sistemas petroleros;
- ✓ análisis y evaluación de los plays;
- ✓ análisis y evaluación de los leads y prospectos;
- ✓ la perforación exploratoria.

Estos puntos en sentido general han sido desarrollados por varios autores (López, 1995, 1997 y 2001; Delgado, 2003 y 2006). Sin embargo, no siempre ha sido posible realizar los análisis y evaluaciones necesarias en cada etapa, por la ausencia de las técnicas necesarias y por consiguiente, de datos específicos que permitan seleccionar alternativas de explotación más eficaces en dependencia de las particularidades de cada pozo.

Las primeras investigaciones referidas a los sistemas petroleros en el archipiélago cubano (López, 1995 y 1997) fueron tratados de forma general y fueron referidos en una misma tabla de eventos que muestran varias rocas madre; por consiguiente fueron agrupados en un solo sistema (Magoon y Beaumont, 1999), para el caso de la provincia petrolífera de la región norte cubana; otro sistema con categoría de hipotética (Magoon y Beaumont, 1999) se asoció a la provincia petrolera sur cubana. Las clasificaciones referidas (López, 1995 y 1997) no lograban entonces explicar por qué en una misma área se descubrían grandes acumulaciones de petróleo con calidades que variaban desde ligeros hasta pesados con el incremento de la profundidad,

así como acumulaciones de medianas a pequeñas con crudos cuya calidad se incrementa con la profundidad.

Según López 2013 el menor riesgo exploratorio para encontrar nuevos yacimientos de petróleo en la región Habana-Corralillo es el área que abarca el límite geográfico del sistema Grupo Veloz-Grupo Veloz, ya que es el sistema petrolero de mayor extensión y potencialidad de carga. El trabajo mencionado se basó en realizar un seguimiento a la cadena de valor del proceso de exploración petrolera. (Fig. 1.1) (Magoon y Dow, 1994 y Magoon y Beaumont, 1999).

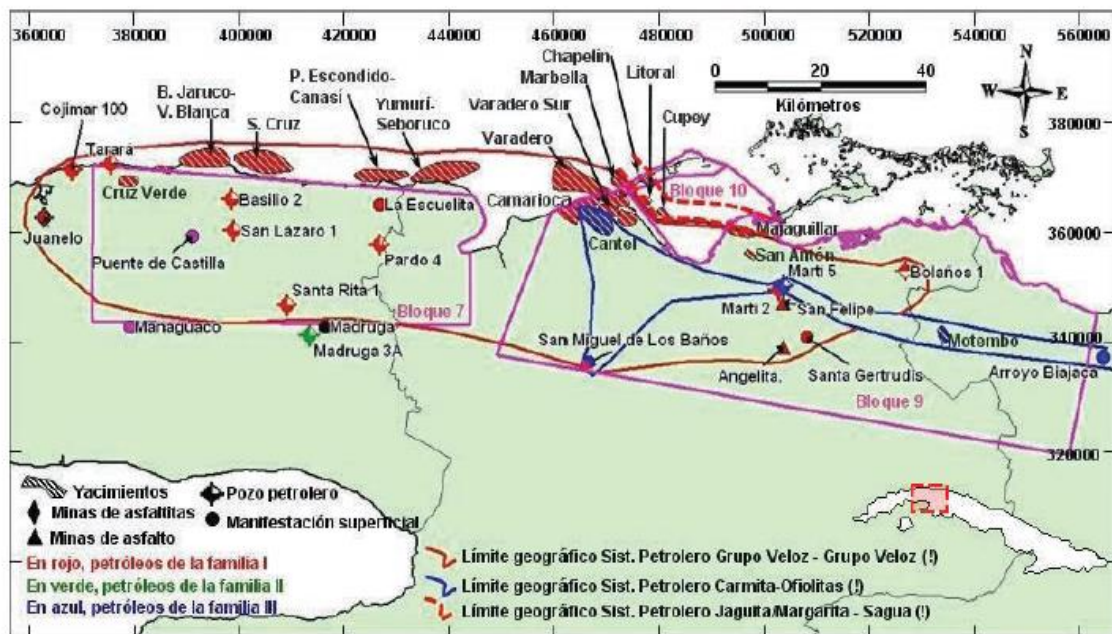


**Figura 1.1 Fases o etapas de la exploración petrolera.**

La metodología aplicada se consideró la más apropiada para emplear en la zona en cuestión, ya que resultaba necesario profundizar en la cantidad de sistemas petroleros que generaron los petróleos de la Familia I en la región Habana-Corralillo, así como en los factores que determinan las calidades comerciales de los hidrocarburos que almacena cada uno de los plays presentes en dicha región. El trabajo se apoyó en estudios de biomarcadores y de propiedades físico- químicas de los petróleos de los yacimientos, pozos y manifestaciones de la región Habana-Corralillo. Estos estudios permitieron en primer lugar la determinación de la familia genética a que pertenece; y en segundo lugar el conocimiento de las calidades comerciales de los petróleos en cada reservorio de los yacimientos y pozos de la región.

En los bloques 7, 9 y 10, se han encontrado hasta la fecha dos tipos genéticos de hidrocarburos (Familias I y III de crudos cubanos, Figura 1.2). La presencia de dos tipos genéticos de hidrocarburos en el área indicaría la existencia de dos sistemas petroleros, uno relacionado a cada familia. Sin embargo, las correlaciones petróleo- rocas madre establecidas en Cuba (Delgado, 2003) (Figura 1.3) indican que varias de las rocas madre conocidas en el área pueden generar petróleos de la Familia I. Ellas son las formaciones del Grupo Veloz

(Cifuentes, Ronda y Morena) de la Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetas y las formaciones Jaguita y Margarita de la UTE Camajuaní. Estos datos señalan la presencia de al menos dos sistemas petroleros diferentes que generaron petróleos de la Familia I, uno relacionado con la UTE Placetas y otro con la UTE Camajuaní. Estas nuevas consideraciones difieren de lo planteado por Delgado, 2003 al considerar un solo sistema para todas las manifestaciones de la Familia I



**Figura 1.2 Tipos genéticos de petróleo y límites geográficos de los sistemas petroleros presentes en los bloques exploratorios 7, 9 y 10.**

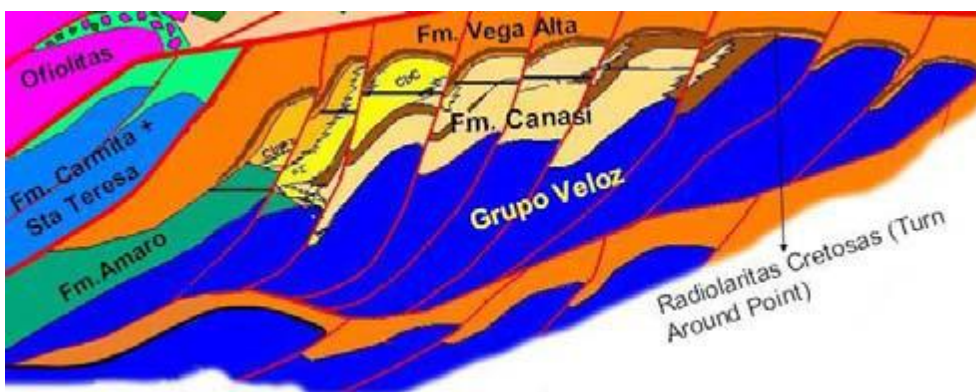
En el bloque 10 existen 2 sistemas petroleros que generaron hidrocarburos de la Familia I de crudos cubanos (López, 2013).

Como conclusión general del estudio de López, 2013 se plantea: La migración secundaria en la región Habana-Corralillo ocurre de sur a norte y los mantos tectónicos actúan como sistemas hidrodinámicos independientes; solo existen evidencias de que petróleos (Familia I) del manto tectónico J3-K1 de la Unidad Tectono-Estratigráfica (UTE) Placetas escapen al manto del Cretácico de la propia UTE.

Otros estudios realizados posteriormente reportan la existencia y ubicación de los sedimentos terciarios, a los que denominaremos aun informalmente Fm. Cretas Canasí, la cual conforma una unidad litoestratigráfica: Conglobrechas cretosas, Creta arenosa y Cretas con ausencia o



escasez de clastos y proporciones variables de pedernal o arcillas de edad Paleoceno – Eoceno Inferior constituye el principal reservorio en varios yacimientos gasopetrolíferos de la Franja Norte Cubana, presentando buenas características por poseer un tipo de porosidad mixta donde se combinan procesos diagenéticos y tectónicos que dan origen a la fracturación, vórgulos y corrosión que le aportan al reservorio una excelente permeabilidad y una porosidad que oscila entre 10 – 20%, aunque poseen una micro porosidad debida a su matriz de creta de cocolitos, sin embargo, la matriz también estaba afectada por procesos secundarios, o sea, no es totalmente impermeable. Esta secuencia presenta un modelo petrofísico definido de doble o triple porosidad con el cual trabajan los petrofísicos para determinar sus propiedades colectoras, así como, su relación espacial con las secuencias del Grupo Veloz y de la Fm. Vega Alta. En el caso de los reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados se incluyen los de mayor productividad, desarrollo y constituyen los principales yacimientos de Cuba, Varadero, Boca de Jaruco, Puerto Escondido, Canasí, Seboruco, Yurumí, Santa Cruz, Guanabo. Como resultado de este estudio realizado por Valladares, 2012 se plantea que los reservorios carbonatados que se encuentran en el reservorio principal de Edad Jurásico-Eoceno Inferior son los de mayor importancia en la exploración y explotación de petróleo y gas en la actualidad.



**Figura 1.3 Estilo estructural de los yacimientos de la FNCP donde se incluyen las rocas carbonatadas del Grupo Veloz y las de la Fm. Cretas Canasí.**

Se plantea además que estos reservorios se formaron en ambientes sedimentarios diferentes, pero los procesos diagenéticos que le imparten sus propiedades como reservorios son los mismos ocurriendo en tres etapas diferentes, pero la de mayor importancia relacionada con el carsismo es la diagénesis tardía que ocurre durante la etapa post orogénica que comienza en el

Eoceno Medio Parte Alta. Igualmente se destaca en este estudio que el tipo de porosidad en todo el paquete carbonatado es mixto con abundantes vórgulos, fracturas y porosidad interpartícula, intrapartícula e intercrystalina. La mayor importancia para el flujo lo imparte el sistema de fracturas por el cual el reservorio llega a tener valores de permeabilidad del orden de los Darcys.

Para definir el potencial de un yacimiento los parámetros petrofísicos necesarios en su estudio son la porosidad efectiva (PHIE), la saturación de agua ( $S_w$ ) y la permeabilidad ( $K$ ). Estos parámetros no se obtienen de manera directa sino que se deducen a partir de las características de la formación medidas directamente con las herramientas de registros geofísicos. A continuación se tratan los conceptos de estas propiedades petrofísicas: porosidad, saturación y permeabilidad.

**Porosidad:** Es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación. La porosidad se define como el coeficiente que resulta de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de rocas. (Schlumberger, 1998)

La porosidad puede ser primaria o secundaria. En una arena limpia, la matriz de la roca se compone de granos individuales de arena, con una forma más o menos esférica y apiñada de manera que los poros se hallan entre los granos. Esta porosidad ha existido desde el momento de depositación y se le llama porosidad primaria, intergranular, sucrosica o de matriz.

La porosidad secundaria se debe a la acción de las aguas de formación o fuerzas tectónicas en la matriz de la roca después del depósito. Por ejemplo, las aguas de infiltración ligeramente ácidas pueden crear o agrandar los espacios porosos al desplazarse a través de los canales de interconexión en las calizas. También los caparzones de pequeños crustáceos pueden disolverse y formar cavidades. Se pueden presentar tensiones en la formación causando redes de grietas, fisuras o fracturas que se agregan al volumen de los poros.

**La porosidad total (PHIT)**, es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado; y como porosidad efectiva (PHIE) la relación del volumen poroso interconectado con el volumen total de roca.

**Saturación:** La saturación de una formación es el porcentaje del volumen poroso ocupado por el fluido en consideración. Por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. La saturación de petróleo o gas es la

fracción del volumen poroso que contiene petróleo o gas. Los poros deben saturarse con algún fluido. (Schlumberger, 1998)

De esta manera la suma de saturaciones de los diferentes fluidos contenidos en la roca es igual al 100%.

$$S_w + S_h = 1 \quad (1.1)$$

Donde:

**S<sub>w</sub>**: Saturación de agua.

**S<sub>h</sub>**: Saturación de hidrocarburos (petróleo y gas).

La saturación de agua en una formación puede variar de un 100% hasta un valor muy pequeño; sin embargo, muy rara vez es nula. Sin importar que tan rica sea la roca del yacimiento de petróleo o gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el petróleo no puede desalojar, generalmente dicha saturación se conoce como saturación de agua irreducible (S<sub>wi</sub>).

**Agua de barrido**: es la que proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo en el yacimiento.

**Agua buena**: es el agua producida dentro del pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación petróleo/agua (RAP).

**Agua mala**: se define como el agua que es producida dentro del pozo, que no produce petróleo o que provoca que el proceso de producción de petróleo no resulte suficiente para compensar el costo asociado al manejo de esta agua, o sea, el agua producida se encuentra por encima del límite económico de la RAP.

**Permeabilidad**: La permeabilidad es la medida de la facilidad con que los fluidos fluyen a través de una formación. La unidad de permeabilidad es el Darcy que se define como: la cantidad de flujo que pasa a través de 1 cm<sup>2</sup> de área de formación en un segundo, bajo la acción de una atmósfera de presión, teniendo el fluido a una unidad de viscosidad. Si el fluido que pasa es 1 cm<sup>3</sup> se dice que la permeabilidad es de un Darcy. Comúnmente se usa el milidarcy (md) ya que el darcy es una unidad muy grande (Schlumberger, 1998).

Para ser permeable una roca debe tener poros interconectados o fracturas. Existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Por lo general, una porosidad mayor se acompaña de una mayor permeabilidad. Sin embargo, esto no es una regla. Las lutitas y ciertas

clases de arena tienen altas porosidades, pero baja permeabilidad debido a que sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de fluidos son escasos y tortuosos. Otras formaciones como las calizas pueden tener baja porosidad, pero la presencia de pequeñas fracturas o fisuras de gran extensión les otorgan una alta permeabilidad (Schlumberger, 1998).

La permeabilidad de la matriz, por constituir un parámetro dinámico, no puede estimarse directamente a través de mediciones estáticas derivadas de los registros. Sin embargo, ésta puede estimarse a partir de la porosidad y los volúmenes de fluidos. La dificultad con el análisis volumétrico reside en el hecho de que existen muchas más incógnitas que mediciones.

**Facies:** Se define facies como una unidad estratigráfica mapeable distinguible lateralmente de los intervalos adyacentes basado en particularidades litológicas como las características mineralógicas, las petrográficas y paleontológicas, relacionadas con la apariencia, textura o composición de la roca (Rushing, 2008). Similares tipos de rocas también se definen como facies geológicas o sencillamente facies.

**Electrofacies:** Conjunto de las respuestas de los perfiles que caracteriza a un estrato y permite distinguirlo de otros. Por lo tanto, las componentes de las electrofacies representan todas las respuestas de los perfiles (eléctricos, nucleares, acústicos, de buzamientos, etc.) que indican los aspectos cuantitativos (valores) y los cualitativos (características de las curvas) (Serra, 1985).

**Paquete:** Abarca una o más facies en una sucesión litológica coherente, donde en el intervalo del corte a escala reducida (no de detalle) se puede apreciar que las características del registro muestren contrastes marcados entre estos, y que no necesariamente se asocian a una facies .

**Correlaciones:** Las correlaciones se establecen combinando los elementos anteriores (paquetes y facies), ya que según la escala de trabajo, pueden seguirse paquetes, que pueden estar formados por una o varias electrofacies. Si se correlacionan formaciones, estas pueden estar formadas por paquetes. Las correlaciones también pueden hacerse para sellos y/o reservorios. Lo más importante es saber lo que se quiere seguir, identificar, rastrear.

La caracterización sísmica 3D de los reservorios del Terciario Inferior en la franja septentrional petrolera cubana fue realizada por Domínguez, 2014 como resultado del análisis de muestras de canal obtenidas durante la perforación de los pozos horizontales en el área Canasí-Puerto Escondido en el año 2002, quedó demostrada la existencia y ubicación de sedimentos terciarios, antes datados como correspondientes al Cretácico - Jurásico. Al ser

identificada esta formación, como el principal reservorio en varios yacimientos gasopetrolíferos de la Franja Norte Cubana (Boca de Jaruco - Vía Blanca, Santa Cruz, Canasí- Puerto Escondido y Yumurí- Seboruco), se concluyeron importantes datos acerca de su origen, litofacies principales, características como reservorio, modelo petrofísico y su relación espacial con las secuencias del Grupo Veloz y de la Formación Vega Alta.

El mencionado reservorio fue identificado en el área mediante la respuesta de los métodos geofísicos tanto de pozos como de superficie, resaltando entre estos últimos la *sísmica de reflexión*. Los patrones cualitativos establecidos permiten diferenciar la imagen sísmica del complejo litoestratigráfico, delimitando sus fronteras superior e inferior, atendiendo al análisis integrado de los datos sísmicos.

### **1.3 Proceso de Control del agua**

El agua afecta todas las etapas del proceso petrolero, desde la etapa de exploración, el contacto agua-petróleo (CAP) es un factor fundamental para determinar la calidad del petróleo en una determinada zona e incluso hasta para determinar el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Indudablemente cuando se extrae petróleo de un yacimiento, el agua proveniente de un acuífero subyacente o de pozos inyectores se mezcla y es producida junto con el petróleo. El flujo de agua a través de un yacimiento, invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie, por último el agua se extraen y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión en el yacimiento, (Ciclo del agua) Figura 1.4.

> Ciclo del agua. El transporte del agua a través del campo comienza con el flujo en el yacimiento, prosigue con la producción y luego con su procesamiento en la superficie. Por último, el agua se desecha en la superficie o se inyecta para su eliminación o para mantener la presión del yacimiento.

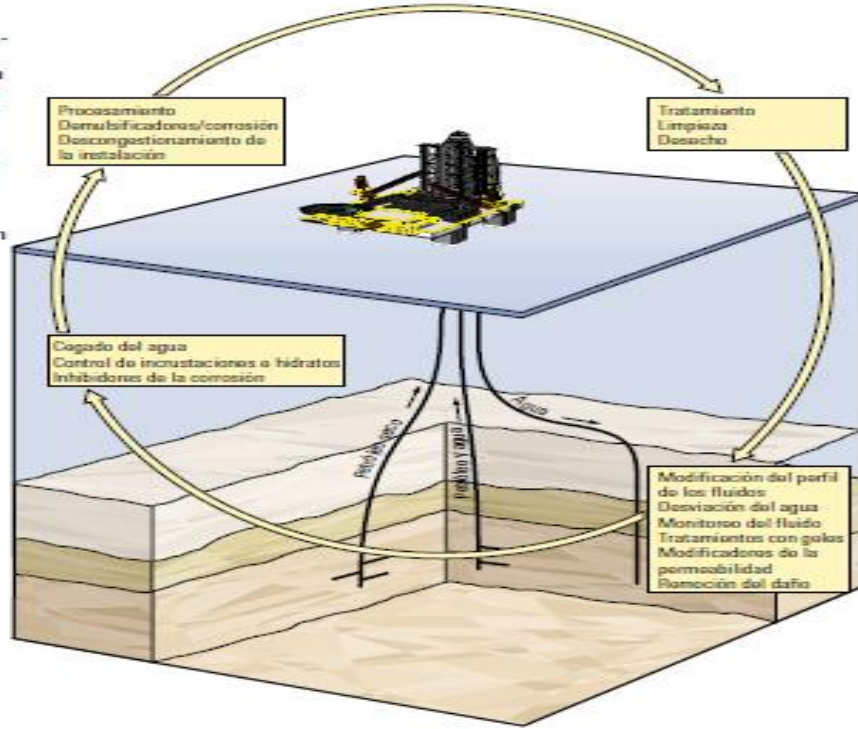
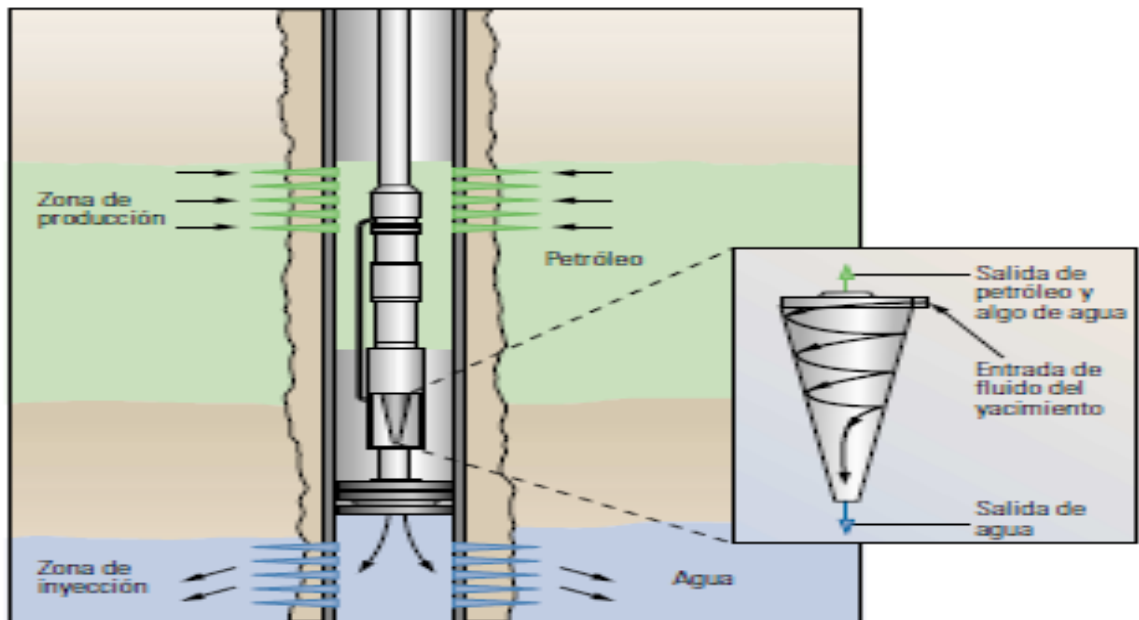


Figura 1.4 Ciclos del agua a través del campo en un yacimiento de extracción de petróleo. Tomado de Control de Agua (2000) Oilfield Review.



^ Separador de fondo. La separación del agua en el fondo reduce los costos de levantamiento del agua excedente. Los separadores más comunes tienen un 50% de eficiencia. El agua excedente se inyecta en otra formación.

Figura 1.5 Separador de fondo.

Es por ello que los productores de petróleo buscan las formas más económicas para mejorar la eficiencia en la extracción de petróleo y los servicios de control de agua de manera que estos resulten más rápidos y menos costosos para reducir los costos operativos y aumentar la producción de hidrocarburos en forma simultánea. Con respecto a la producción de crudo, es importante diferenciar entre el agua de barrido, el agua buena aceptable y el agua mala o excesiva. El Agua de barrido constituye un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

Agua buena es una consecuencia directa del flujo de agua a través del yacimiento y no se puede eliminar sin perder parte de la reserva. Otra vía de la formación de esta agua “buena” proviene de las líneas de flujo convergentes dentro del hueco. La invasión del agua ocurre entonces en la línea de flujo más corta, mientras el petróleo se produce aun en las líneas de flujo más lentas. Por lo general esta agua se considera aceptable, dado que no es posible cegar determinadas líneas de flujo mientras se permita la producción de otras. La forma ideal de eliminación de esta agua es mediante “separador de fondo”, (Figura 1.5).

Estos dispositivos junto con las bombas electro sumergibles llegan a separar hasta el 50% e inyectarlas en el fondo, con lo que se eliminan los costos de levantamiento y de la separación del agua.

Las dificultades básicas del agua en los procesos de extracción de petróleo abarcan desde las más sencillas y fáciles de resolver hasta las más complejas, cuyas alternativas de solución son más complicadas y costosas. Los principales problemas de la aparición de agua en los pozos de extracción de petróleo pueden ser:

**Filtraciones en el revestido, tuberías de producción o empacadores**, estas permiten que el agua proveniente de la zona y que no producen hidrocarburos ingresen en la columna de producción. En estos casos la detección de las filtraciones y la aplicación de las soluciones corresponden fundamentalmente a la configuración del pozo. Las soluciones más comunes en estos casos incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el segado mecánico por medio de tapones, cemento o empacadores. En estos casos lo más usual es utilizar tecnologías de aislamiento de agua dentro de la camisa que es la alternativa menos costosa.

**Flujo canalizado detrás del revestidor**, estas se corresponden principalmente con la aparición de fallas en la cementación primaria lo que puede ocasionar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos, de esta forma los canales permiten que el agua fluya detrás del revestidor e invada el espacio anular. También el origen de este tipo de flujo de agua puede deberse a la creación de un “vacío” detrás del revestidor cuando se produce arena. Por lo general estos flujos se detectan mediante los registros de temperatura o los registros WFL (Registros del flujo de agua) basados en activación de oxígeno.

**Contacto dinámico agua-petróleo**, si el contacto del agua con el petróleo asciende uniformemente hacia una zona abierta del pozo, durante la producción normal por empuje de agua, entonces ocurre una producción de agua indeseada, por lo general esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. Sin embargo, si el flujo del agua asciende muy lentamente, puede estar relacionada con “permeabilidades verticales intrínsecas” que son sumamente bajas (menos de 0,01mD). En pozos ya con permeabilidades verticales mayores ( $K_v > 0,01 K_h$ ) resulta más probable hallar conificación de agua conjuntamente con otros problemas. En pozos verticales estos problemas se pueden resolver fácilmente por abandono del pozo desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado en el medio de cable de acero. En estos casos si ocurre que el RAP se desplaza muy por encima de la parte superior del tapón resulta recomendable hacer un segundo tratamiento. En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del hueco se debe extender en varias direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua horizontal supere los límites del tratamiento y retardar la invasión del agua. En estos casos se debe valorar como alternativa la desviación de la trayectoria una vez que RAP resulte intolerable desde el punto de vista económico.

**Capa inundada sin flujo transversal**, este problema es habitual en la producción proveniente de capas múltiples se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo está inundada. En estos casos la fuente de agua puede provenir de un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Por lo general en estos casos la capa inundada presenta un nivel de permeabilidad muy elevado, al no existir flujo transversal en el yacimiento, la problemática suele resolverse fácilmente mediante la aplicación de fluidos de aislamiento rígidos o de



aislamiento mecánico ya sea en el inyector o el productor, la decisión de si se utiliza un método u otro depende del conocimiento previo del cuál es el intervalo inundado, para ello se pueden utilizar fluidos selectivos. Los pozos horizontales completados en una sola capa, por lo general no son proclives a este tipo de problemas.

**Fracturas o fallas entre inyector o productor**, en las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, puede que el agua inyectada invada rápidamente el pozo productor. Este hecho se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso o se encuentra fisurado lo que ocurre generalmente por el rompimiento o fractura de gran tamaño en la roca, este tipo de fracturas se puede confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos o pruebas de presión transitoria. En los pozos horizontales pueden también ocurrir estas fracturas cuando el pozo intercepta una o más fallas conductoras o tienen fracturas conductoras asociadas.

**Fracturas o fallas de una capa de agua** que interceptan una zona de agua más profunda. En estos casos los expertos recomiendan que las fracturas sean tratadas con gel, siempre que las fracturas no lleguen a afectar la producción de petróleo. En estos casos los volúmenes de tratamiento deben ser lo suficientemente grandes como para lograr cegar las fracturas a una distancia considerable del pozo. En estos casos por lo general resulta difícil determinar el volumen de tratamiento porque se desconoce el volumen de la fractura, como el tratamiento puede también cegar las fracturas de producción de petróleo, resulta recomendable efectuar el tratamiento con sobre desplazamiento, para garantizar la productividad cerca del hueco. Se sugiere también que si se utiliza un fluido gelificado este deberá ser capaz de resistir el flujo de retorno posterior al tratamiento.

En los casos de fracturas localizadas, se recomienda cegar cerca del hueco, en especial si los pozos se encuentran revestidos y cementados. No obstante, se debe tener en cuenta que cuando las fracturas hidráulicas penetran una capa de agua se produce necesariamente un deterioro en la producción de petróleo. Se conoce que en muchos yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos separados por grandes distancias, en especial esto ocurre en zonas de dolomita, por lo que es poco probable que estas fracturas intercepten un hueco vertical.

No obstante es importante conocer que estas fracturas se observan con frecuencia en pozos horizontales donde la producción del agua frecuentemente ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero. En estos casos se recomienda también el bombeo de un fluido gelificado.

**Conificación o formación de cúspide (cussing)**, por lo general en un pozo vertical se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente alta. En tales casos se propone colocar una capa de gel encima del contacto agua petróleo estacionario, sin embargo, es necesario destacar que este método no asegurará detener la conificación ya que se necesitaría un gran volumen de gel para garantizar una reducción significativa del RAP. Por lo general cuando se realiza un tratamiento para estos casos con un volumen menor, por lo general se produce una rápida reinvación del agua, a menos que el gel se logre poner en contacto con láminas de lutitas. Otra alternativa de solución recomendada en estos casos es en lugar de inyectar un gel, se recomiendan perforar uno o más huecos laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al CAP y la disminución de la caída de presión, con ello se logra disminuir el efecto de conificación. En los pozos horizontales, esta situación se puede asociar con la formación de una duna, en estos casos se ha podido retardar la formación de cúspides con una operación de cegado cerca del hueco que se extienda lo suficientemente hacia arriba y hacia abajo, como un CAP ascendente.

**Barrido areal deficiente.** Muchas veces el agua subyacente de un acuífero o de un pozo inyector de agua en la zona productiva provoca un barrido areal deficiente, esto ocurre fundamentalmente por anisotropía areal de la permeabilidad lo que resulta sumamente complejo en los depósitos de canales de arena. En estos casos la solución que se propone es desviar el agua inyectada fuera de los espacios de los poros que ya han sido barridos por el agua. Para ello se requiere un tratamiento con gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso, lo que generalmente llega resultar poco económico. En los pozos horizontales también puede ocurrir este tipo de barrido al atravesar zonas con diferentes valores de permeabilidad y presión dentro de una misma capa, provocando un barrido areal deficiente; también en estos casos el fenómeno puede ocurrir a consecuencia de la proximidad del pozo a la fuente de agua. En ambos casos se recomienda para solucionar el problema del

agua con una alternativa de cegado en las cercanías del hueco y con una extensión vertical lo suficientemente amplia respecto del agua.

**Segregación gravitacional** esta ocurre por lo general en los yacimientos que existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical, la segregación gravitacional puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo en producción. En estos casos ya sea que el agua provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre solo la parte inferior del yacimiento. No obstante cuando ocurre una relación desfavorable petróleo-agua el problema puede agravarse, incluso más en las formaciones con texturas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba, dado que los efectos viscosos junto con la segregación gravitacional fomentan el flujo en la base de la formación. En estos casos se ha podido comprobar que el tratamiento basado en el inyector para cegar los disparos inferiores lograra solo un efecto secundario en el barrido de un mayor volumen de petróleo antes que la segregación gravitacional vuelva a ser dominante. Se ha podido comprobar que los tramos laterales de drenaje pueden resultar efectivos para alcanzar hidrocarburos no barridos y los fluidos de inyección viscosos y gelificados, también pueden mejorar el proceso de barrido vertical.

**Capa inundada con flujo transversal** este tipo de flujo de agua puede ocurrir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables, esta falla es similar al de una capa inundada sin flujo transversal, pero se diferencia en la ausencia de barreras para detectar el flujo en el yacimiento. Se ha podido comprobar que los intentos realizados para modificar los perfiles de producción o de inyección cerca del hueco no funcionan de manera positiva en la solución de la problemática del agua, debido a la existencia de flujos transversales lejos del hueco. Es por ello que en estos casos se hace necesario determinar antes de aplicar alternativas de solución, si existe flujo transversal en el yacimiento. En algunos casos se han podido lograr soluciones exitosas para este tipo específico de flujo de agua, colocando un gel muy penetrante y en forma económica en la capa permeable ladrona, siempre que esta sea delgada y tenga una alta permeabilidad comparada con la zona de petróleo y en otros casos se ha logrado perforando uno o más tramos laterales de drenaje para lograr alcanzar las capas no drenadas.

Anteriormente se consideraba que el control del agua no era más que la simple colocación de un tapón acompañado de un proceso de cementación, o por un tratamiento con un gel en un pozo, sin embargo, se reconoce actualmente que la razón fundamental por la que la industria petrolera no pudo hallar un método adecuado de controlar el agua en los pozos de petróleo por un largo periodo se debió fundamentalmente a la falta de conocimientos sobre las particularidades específicas en cada caso de las causas de la presencia de agua en exceso en el proceso de extracción de petróleo y por consiguiente muchas de las soluciones aplicadas resultaron a lo largo del tiempo inapropiadas. Actualmente se reconoce que el factor clave para lograr aplicar soluciones efectivas en este campo, es el diagnóstico específico de la problemática en el pozo objeto de análisis, de manera que permita localizar el punto de entrada de agua en el pozo y seleccionar a partir de esta información el método de control de agua más adecuado.

## 1.4 Conclusiones parciales del capítulo.

- 1- Las aguas subterráneas juegan un papel importante en los procesos geológicos, en la termodinámica del emplazamiento de plutones y la génesis de depósitos minerales. En los sistemas de flujo subterráneo controlan la migración y acumulación del petróleo. El movimiento de petróleo y agua a través de los sistemas acuíferos hacia las trampas estructurales y estratigráficas, da lugar a la formación de depósitos de petróleo y gas.
- 2- El agua afecta todas las etapas del proceso petrolero, desde la etapa de exploración, el contacto agua-petróleo es un factor fundamental para determinar la calidad del petróleo en una determinada zona e incluso hasta para determinar el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. El factor clave para lograr soluciones efectivas en este campo, es el diagnóstico específico de la problemática en el pozo objeto de análisis, de manera que permita localizar el punto de entrada de agua.
- 3- La exploración de hidrocarburos constituye una tarea muy compleja y costosa para cuya exitosa solución se aprovechan todos los indicios existentes. La ubicación de los pozos de exploración se basa en la información estructural y estratigráfica derivada de datos geofísicos y sísmicos.

## CAPÍTULO II: MATERIALES Y MÉTODOS

### 2.1 Descripción del área del yacimiento Canasí.

En el área de Canasí se perforaron 12 pozos en el período 1999-2003, todos fueron productores de petróleo, excepto el Canasí-13W, con una proyección mucho más profunda que el resto y concebido para inyectar agua. Todos estos pozos fueron productores en el apilado superior de los mantos-escamas de Veloz, con terminación horizontal y poco desplazamiento. Posteriormente, con el objetivo de explorar la continuidad del apilado profundo, productor de petróleo en el área contigua de Puerto Escondido, se perforó el pozo Canasí-100 en el 2007. Los resultados de este último pozo no fueron positivos, a pesar de tener manifestaciones de petróleo durante su perforación, y los registros de pozo acusaron saturación de petróleo, lo que fue ensayado en varios niveles con entrada de agua.

Los últimos pozos perforados fueron el Can-12, pozo de relleno en área de reservas probadas, que resultó productor industrial de petróleo, aunque con alto corte de agua y el otro pozo fue el Can-11, exploratorio a un nuevo apilado, que durante el ensayo arrojó solo producciones de agua y que tiene pendiente trabajos de ensayo, teniendo en cuenta malas cementaciones de sus camisas.

En la Tabla 2.1 se resumen las características generales de cada pozo:

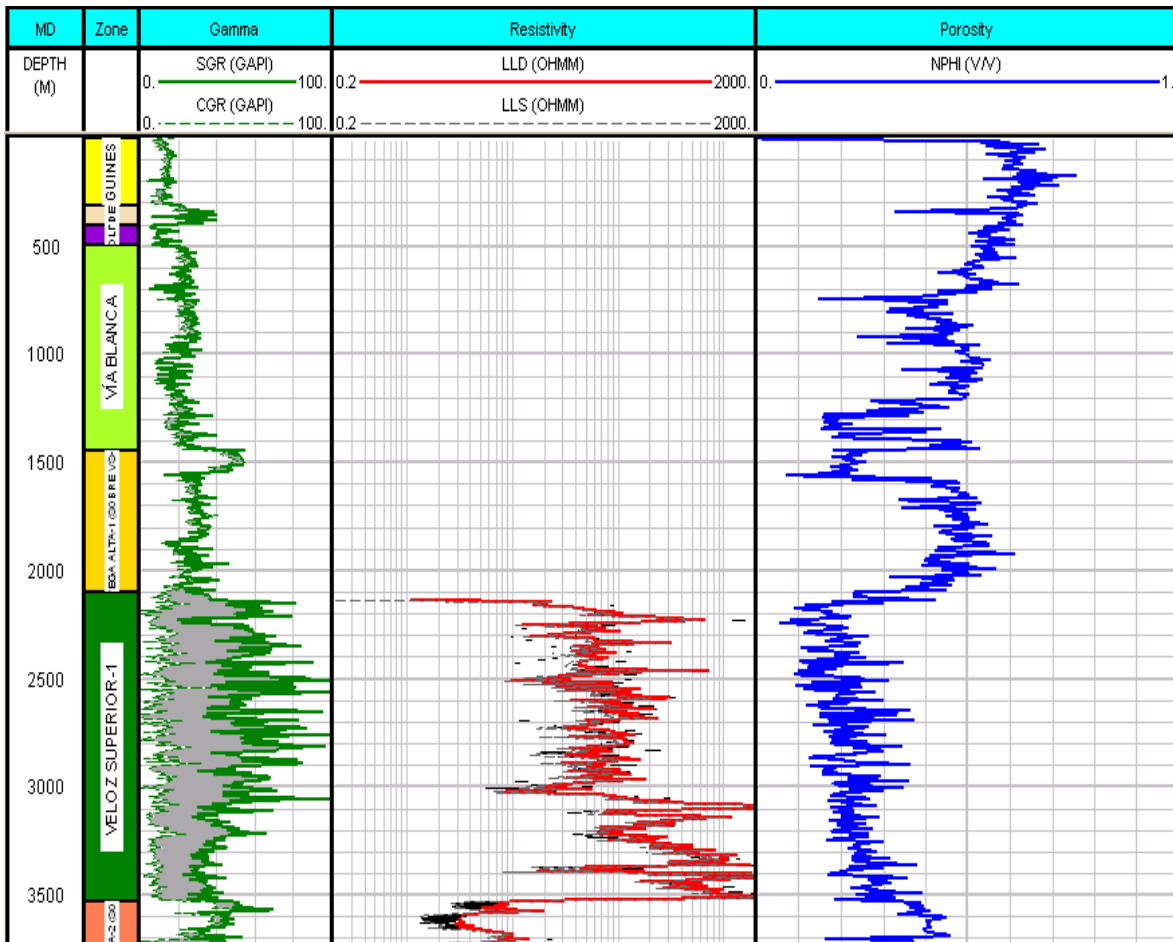
**Tabla 2.1 Características generales de cada pozo:**

POZO	CONCLUSIÓN DE PERFORACIÓN	MD / TVD	DESPLAZAM. / INCLINACIÓN	OPERÓ	RESULTADO
Can-1	Mayo-2001	2556m / 1346m	1750m / 86,40°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-2	Junio-1999	2832m / 1334m	1459m / 89,35°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-3	Abril-2001	3650m / 1314m	2873m / 89,40°	PEBERCO	Productor de petróleo

Can-4	Sept-2001	3760m / 1328m	2925m / 88,05°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-5	Diciem-2001	3705m / 1322m	2854m / 86,91°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-6	Mayo-2002	3745m / 1319m	2923m / 88,89°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-7	Julio-2002	3670m / 1319m	2839m / 89,19°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-8	Sept-2002	3787m / 1372m	2886m / 90,56°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-9	Marzo-2003	3570m / 1371m	2633m / 91°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-10	Sept-2006	3250m / 1448m	2314m / 85,10°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-11	Mayo-2016	4881m / 1895m	3741m / 77°	Cupet	Agua
Can-12	Abril-2015	3546m / 1336m	2536m / 87,99°	Cupet	Productor de petróleo
Can-13W	Febr-2003	3056m / 2168m	1380m / 87°	PEBERCO	Inyector de agua
Can-14	Jun-2003	2655m / 1602m	1689m / 54,94°	PEBERCO	Productor de petróleo
Can-100	Nov-2007	5090m / 2392m	3442m / 84,40°	SHERRITT	Productor de agua

## 2.2 Caracterización geológica del área objeto de estudio.

El área de Canasí tiene la misma constitución geológica que la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba, con numerosas escamas que conforman un tren de estructuras en dirección aproximada Este-Oeste, buzando hacia el sur con ángulos abruptos de más de 50-60°. Para esta área, después de la revisión de varias descripciones de pozos, así como el análisis micropaleontológico de algunos de ellos, se establece la columna geológica generalizada, la cual se muestra en la Figura 2.1.



**Figura 2.1** Columna geológica general del yacimiento Canasí.

De este análisis de registros y descripciones litológicas y micropaleontológicas se confeccionó la tabla de topes del área, para algunos pozos se establecieron los topes a partir del reservorio, en otros con mayor información se asumió la columna completa, desde la boca del pozo.



Al integrar los datos estratigráficos del área, los registros de pozo, la imagen sísmica, el comportamiento regional de campos vecinos y de acuerdo al objetivo esencial del trabajo, se definieron dos apilados o “trends” de estructuras: uno superior y uno inferior. Estos apilados, siguiendo una nomenclatura informal aceptada por los especialistas petroleros desde el año 2007, se llamaron Veloz Superior (VS) y Veloz Inferior (VI), cada uno de los cuales se subdividió en dos niveles: Veloz Superior 1 y 2, y Veloz Inferior 1 y 2.

Hacia la parte Este del campo es difícil definir los límites entre Veloz Superior 1 y 2, mientras que hacia la parte central y oeste, a pesar de estar más hundidas las escamas, se observa una mejor configuración de Veloz Superior-2, incluso se puede interpretar, de acuerdo a la imagen sísmica, un Vega Alta intramanto. La evidencia más infalible es el comportamiento del registro en el pozo Can-13W.

En Can-13W se observa una clara separación de los mantos Veloz Superior 1 y 2, con un espesor bien definido de arcillas, el cual, considerando la geometría de los pliegues-escamas en el subsuelo cubano, debe aumentar hacia el norte. Los registros de este pozo ilustran claramente este hecho que se muestra en la Figura 2.2.

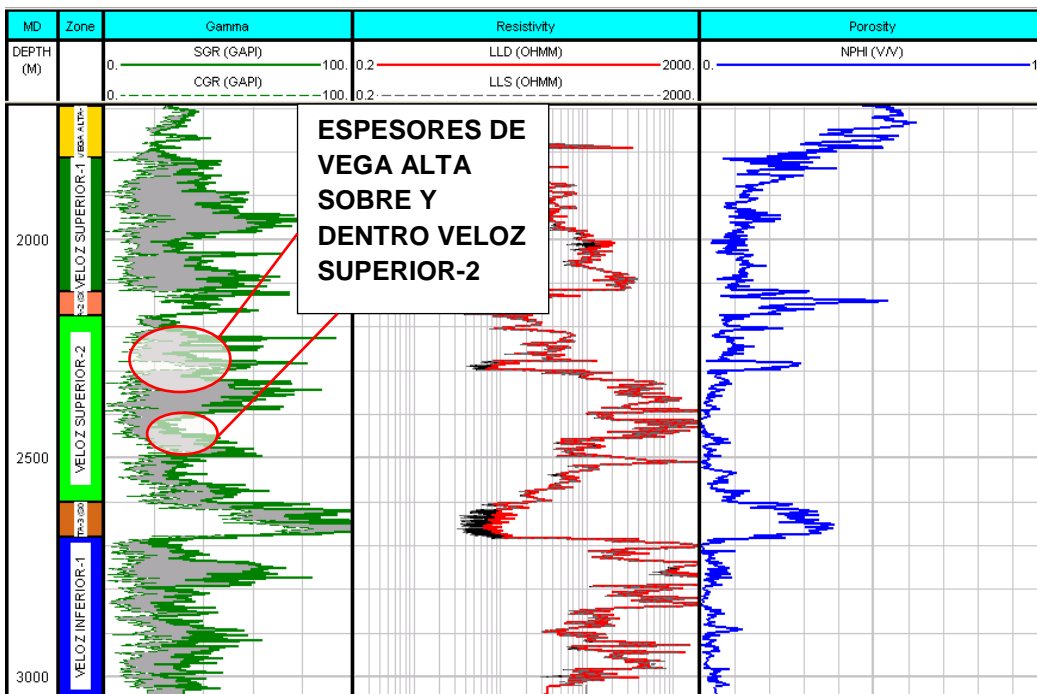


Figura 2.2 Registro del pozo Can-13W.

En la Tabla 2.2 se recogen los topes (MD) utilizados en cada pozo del yacimiento Canasí.

**Tabla 2.2 Topes (MD) utilizados en cada pozo del yacimiento Canasí.**

Pozo	MD	V0	VA-1	VS1	VA-2	V2	VA-3	V3	VA-E3-1	V3-1	VA-V3-2	V3-2	VA-4
	TVDSS												
CAN-001	2556,00			2137,00		2227,00							
	1347,82			1342,90		1344,10							
CAN-002	2831,00		1201,00	1946,50	2217,00	2375,00		2663,50					
	1334,45		931,80	1282,00	1334,80	1333,50		1333,10					
CAN-003	3636,00			2025,00		2136,00				2544,50	3248,50	3265,50	3550,00
	1310,05			1218,50		1259,40				1311,30	1310,50	1310,10	1310,90
CAN-004	3760,00			2064,00		2236,00				2574,00		3392,00	3529,50
	1328,87			1301,60		1327,00				1327,90		1325,90	1327,00
CAN-005	3705,00			2131,50		2243,50				2542,50		3182,50	
	1322,13			1286,00		1313,80				1321,80		1319,80	
CAN-006	3745,00			2022,00		2160,00				2590,50		3474,00	3561,00
	1318,92			1233,80		1282,20				1318,40		1319,40	1317,50
CAN-007	3670,00			1958,50	2133,00	2143,00				2560,50		3341,50	3600,50
	1319,97			1302,10	1318,60	1319,00				1320,00		1319,60	1318,90
CAN-008	3787,00		1691,50	2046,00	2303,00	2320,00				2583,50		3514,50	3694,00
	1327,85		1219,80	1322,50	1366,10	1367,50				1366,60		1373,50	1372,60
CAN-009	3570,00			2336,50	2464,00	2490,00				2720,00		3285,00	3465,50
	1371,15			1339,10	1362,00	1365,40				1371,90		1369,90	1372,20
CAN-010	3250,00		2024,00	2360,00	2405,00	2438,00				2695,00		3000,00	
	1448,23		1330,90	1368,90	1373,30	1376,50				1404,20		1436,30	
CAN-011	4881,00		1795,00	2150,00	3813,00	4050,00	4573						
	1879,70		1255,60	1355,30	1786,90	1810,40	1837,40						
CAN-012	3546,00			1862,00	2080,00	2529,00		2915,00					
	1319,10		1251,14	1278,59		1294,20		1302,60					
CAN-013	3056,00	1812,50		1855,50	2118,00	2173,00	2616,50	2683,00					
	2168,26	1617,40		1653,00	1878,40	1926,00	2159,80	2165,80					
CAN-014	3640,00			1996,50		2159,00							
	1315,44			1277,20		1317,80							
CAN-100	5090,00		900,00	1642,00									
	2376,99												

La nomenclatura utilizada para estos topes es la siguiente:

VA-1 – Vega Alta-1

VS-1 – Veloz Superior-1

VA-2 – Vega Alta-2

VS-2 – Veloz Superior-2

VA-3 – Vega Alta-3

VI-1 – Veloz Inferior-1

VA-4 – Vega Alta-4

VI-2 – Veloz Inferior-2

## 2.3 CORRELACIÓN REGIONAL.

Para la correlación a lo largo del área se incluyeron los pozos con mayor información: Can-2, Can-4, Can-8, Can-9, Can-13W y Can-100. En el **Anexo-1** se incluye una correlación de estos pozos, tomada como base para seguir la distribución areal de los niveles mapeados.

Para la correlación entre los pozos se tuvieron en cuenta primeramente las características peculiares de cada paquete determinado en los pozos. Se verificaron los topes y las bases a las que llegaban los pozos y los paquetes que se lograron identificar en cada uno de ellos.

El análisis se realiza de Oeste a Este hasta llegar a la correlación de 12 pozos. El pozo C-1 posee información de registro solamente en dos paquetes: Sello 1 y R1, y este último carece de información de registro en el tramo de 3154,5-3188m de profundidad por instrumento. En los pozos C-2, C-3 y C-4 se pudieron identificar los dos paquetes de sello y los tres de reservorio.

Debido a que el C-5 no alcanzó a perforar el Sello 2 y el C-7 no completó la medición de los registros no se le pudo dar continuidad a este paquete entre los pozos C-4, C-6 y C-8.

En los tres pozos más cercanos al extremo Este del yacimiento no hay presencia del Sello 2 al final de sus trayectorias, por tanto conocer su continuidad hacia esta zona se hace imposible. Entre estos pozos el C-11 topa solamente con los paquetes Sello 1, R1 y R2.

En la Figura 2.3 se muestra una correlación entre tres pozos: el C-2 que representa el extremo Oeste, el C-8 ubicado entre los pozos centrales y el C-12 perteneciente a la zona Este del yacimiento. Con la correlación de estos tres se tiene una visión generalizada de la continuidad de los paquetes en todo el reservorio.

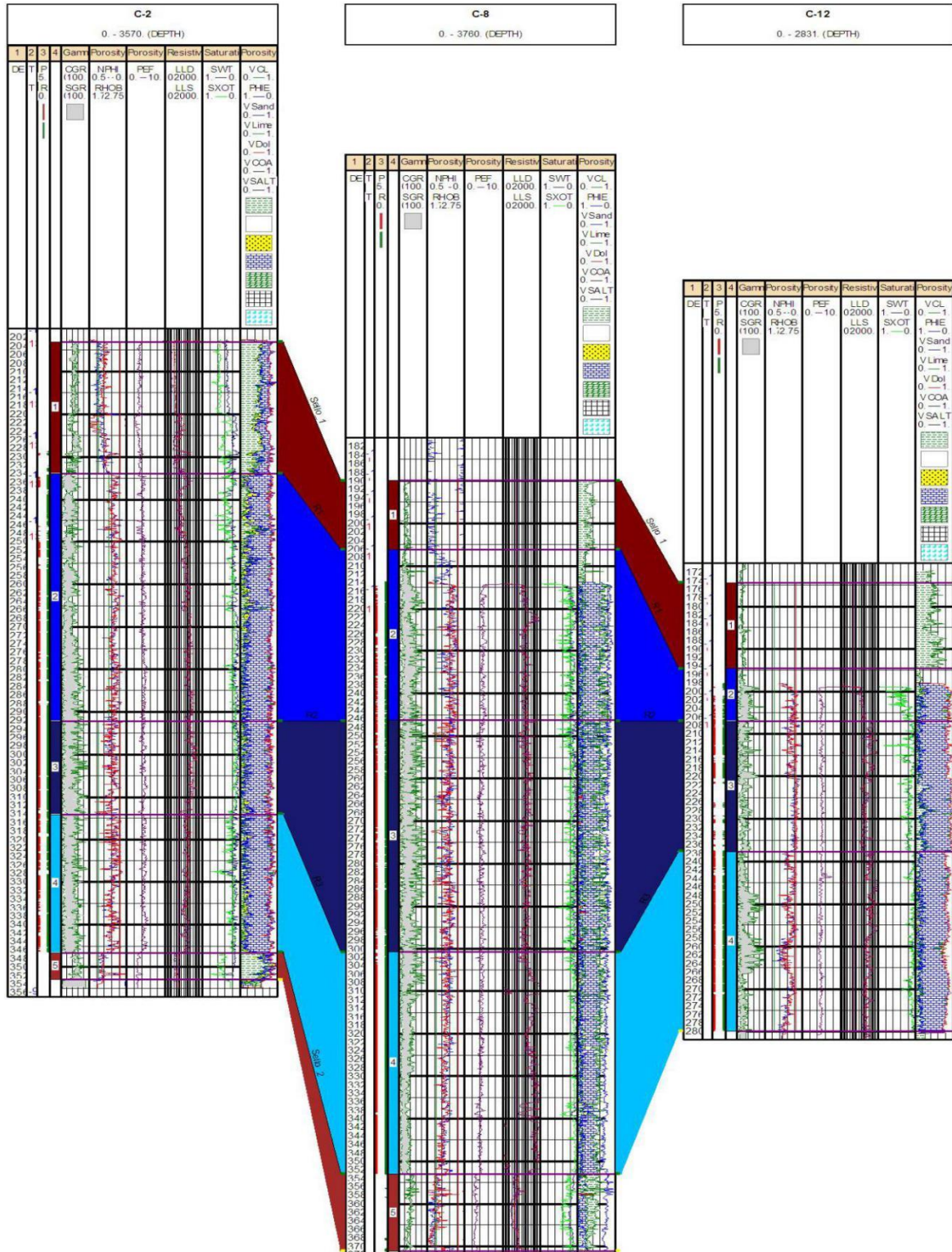


Figura 2.3 Correlación de paquetes entre los pozos C-2, C-8 y C-12.

## 2.4 Modelo Geológico e Imagen Sísmica.

Los dos pozos profundos del área de Canasí demuestran que además del apilado superior que produce por encima de los 1500m TVD, existen otras escamas más profundas que no han resultado productoras de hidrocarburos, ya sea por estar completamente saturadas de agua, o por haber sido perforadas en posiciones estructurales desfavorables. En la Figura 2.4 se muestra una interpretación a lo largo del pozo Canasí-100. Este pozo entró a la estructura de Veloz Inferior a 2173m TVD, saliendo de ella casi a los 2400m TVD, a lo largo de todo el intervalo hubo manifestaciones de petróleo, en cambio los ensayos arrojaron entrada de agua. En la Figura 2.5 se muestra el esquema de correlación de los pozos principales del yacimiento Canasí, que incluye el registro del pozo Can-100.

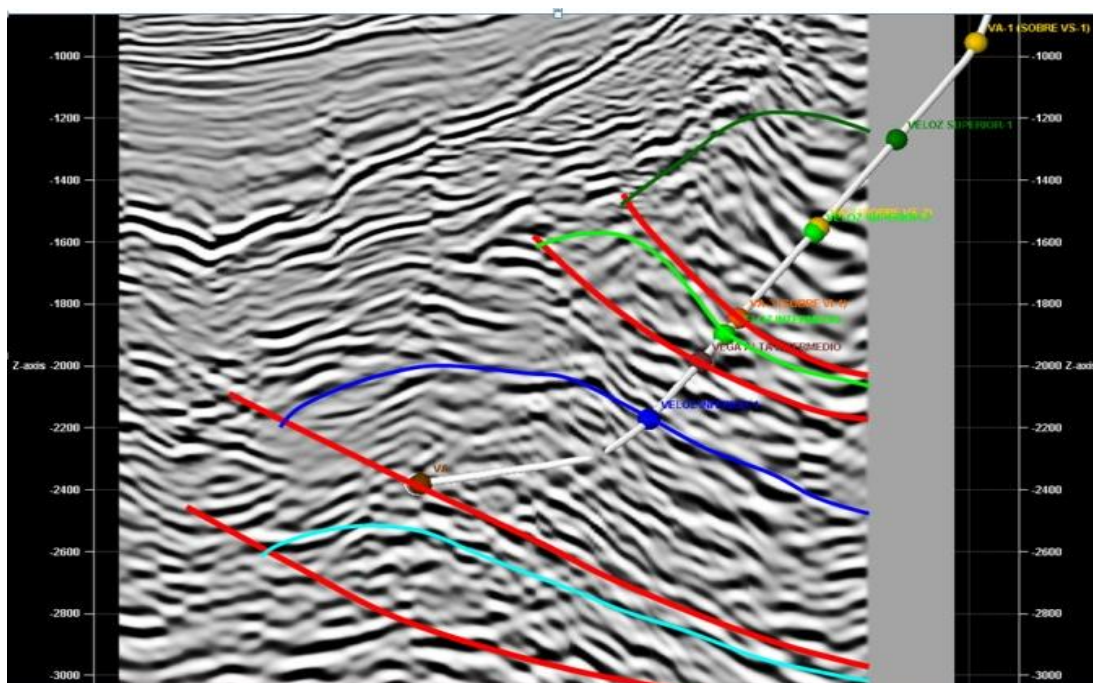


Figura 2.4 Perfil sísmico con trayectoria del pozo Can-100.

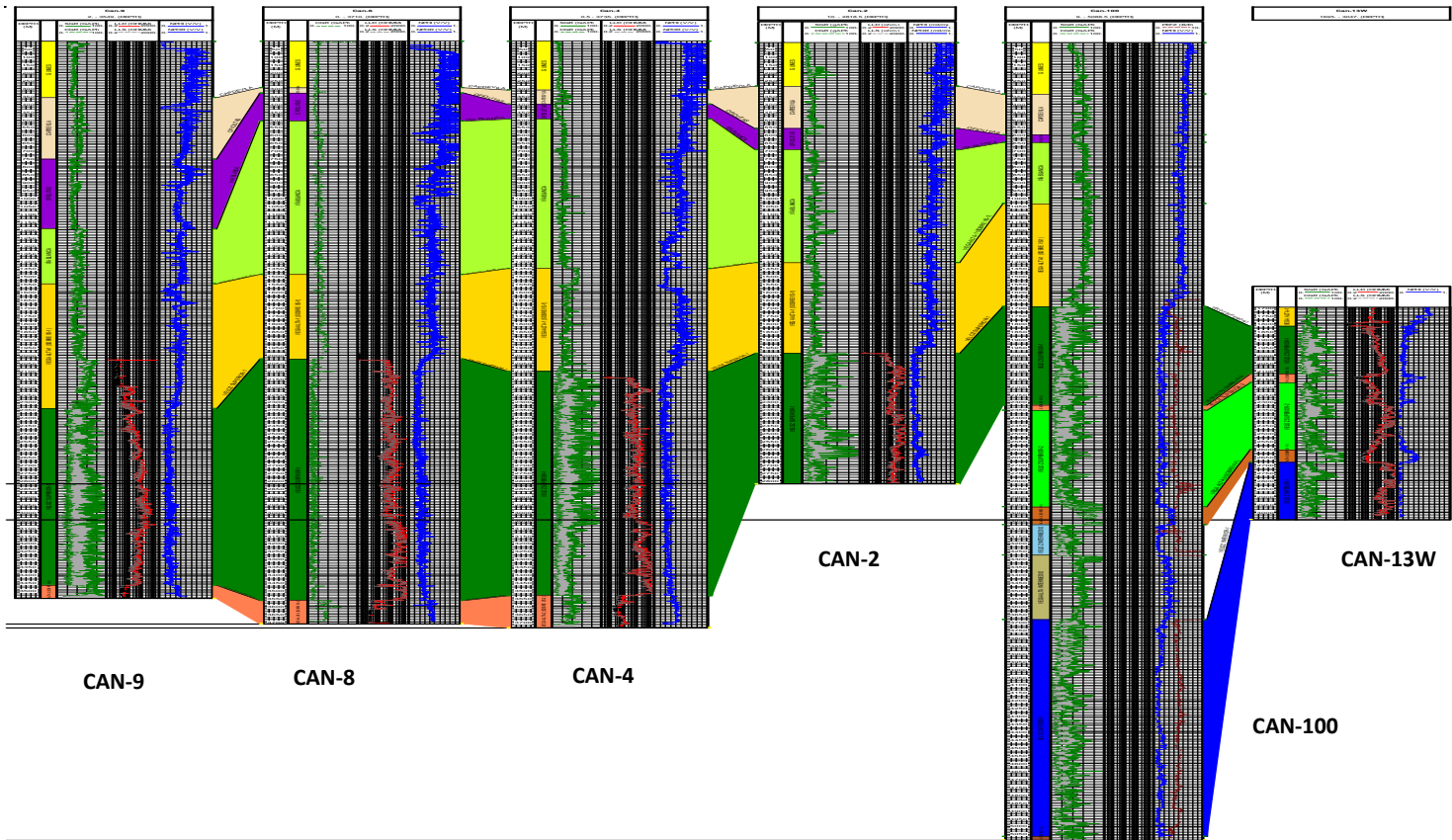
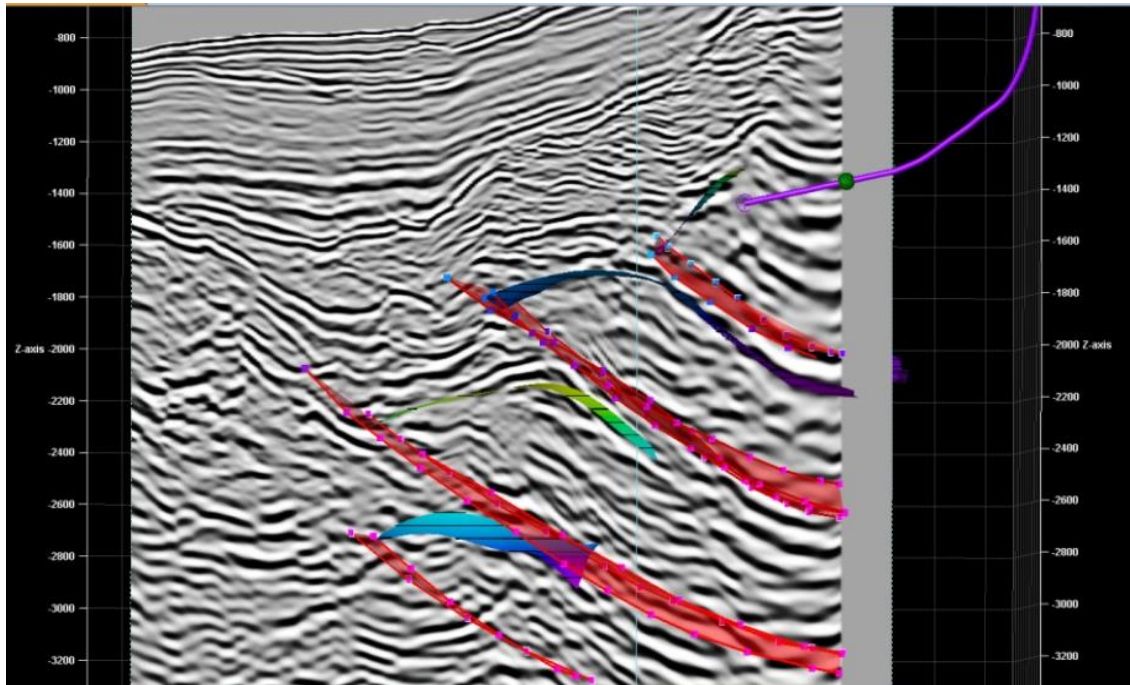


Figura 2.5 Esquema de correlación de los pozos principales del yacimiento Canasí.



**Figura 2.6 Vista 2D de una sección sísmica sobre el pozo Can-10.**

En la Figura 2.6 se muestra una sección arbitraria sobre el pozo Can-10, como VS-2 está ligeramente adelantado hacia el norte, con sismo facies encima que pudieran ser vinculadas con Vega Alta, hecho que no se observa con claridad en la parte este del campo.

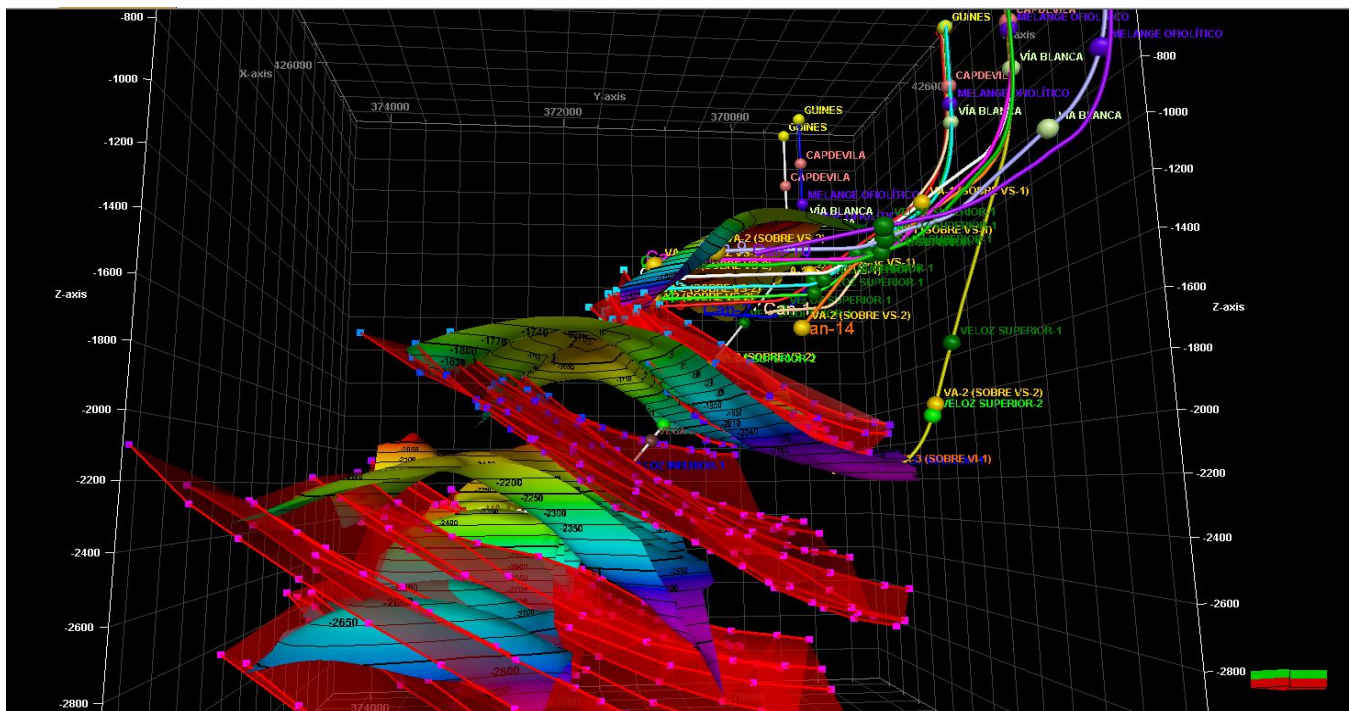
En la parte central del campo ya el límite de estos mantos comienza a definirse mejor, incluso los cabalgamientos tienen una expresión en la cuenca frontal del Terciario y Neógeno.

## **2.5 Mapeo de Superficies 3D y Fallas.**

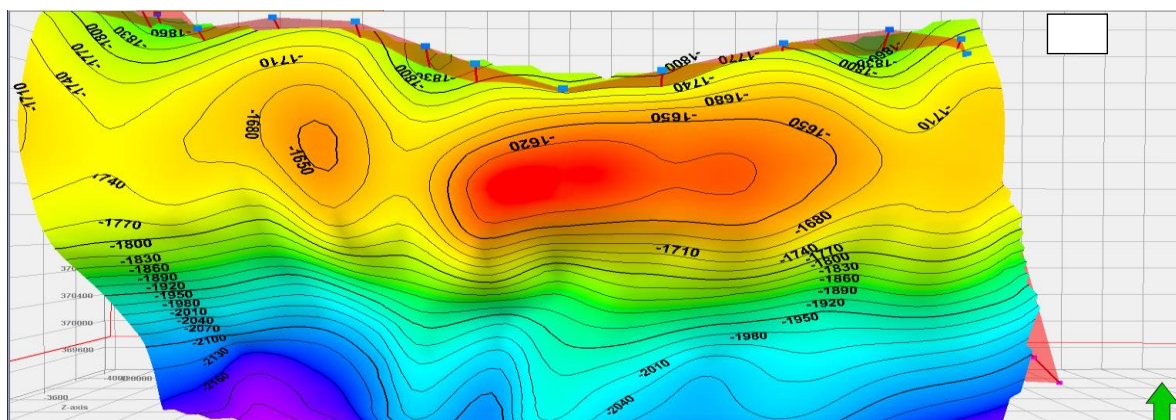
Considerando que el área Canasí es relativamente pequeña, con menos de 4 km entre los pozos extremos, para hacer las superficies 3D sobre cada manto se tuvieron en cuenta líneas arbitrarias sobre cada pozo, así como crosslines intermedias, sólo se emplearon algunas inlines a modo de calibración, ya que en ellas la imagen sísmica no mostraba la misma calidad. De esta manera, para un mejor amarre, se partió de los pozos profundos: Can-100 y Can-13W;

mapeando entonces las superficies de mayor expresión sísmica y control por pozos (VS-1 y VI-1). Es de destacar que el manto VI-2, productor de hidrocarburos en Puerto Escondido, al parecer está más hundido en el área de Canasí, y este se observa como el núcleo inferior de la estructura grande de VI-1.

Las Figuras 2.7; 2.8 y 2.9 muestran el modelo obtenido del mapeo de las superficies 3D y los mapas estructurales de los mantos VS-1 y VS-2, VI-1 y VI-2, respectivamente.

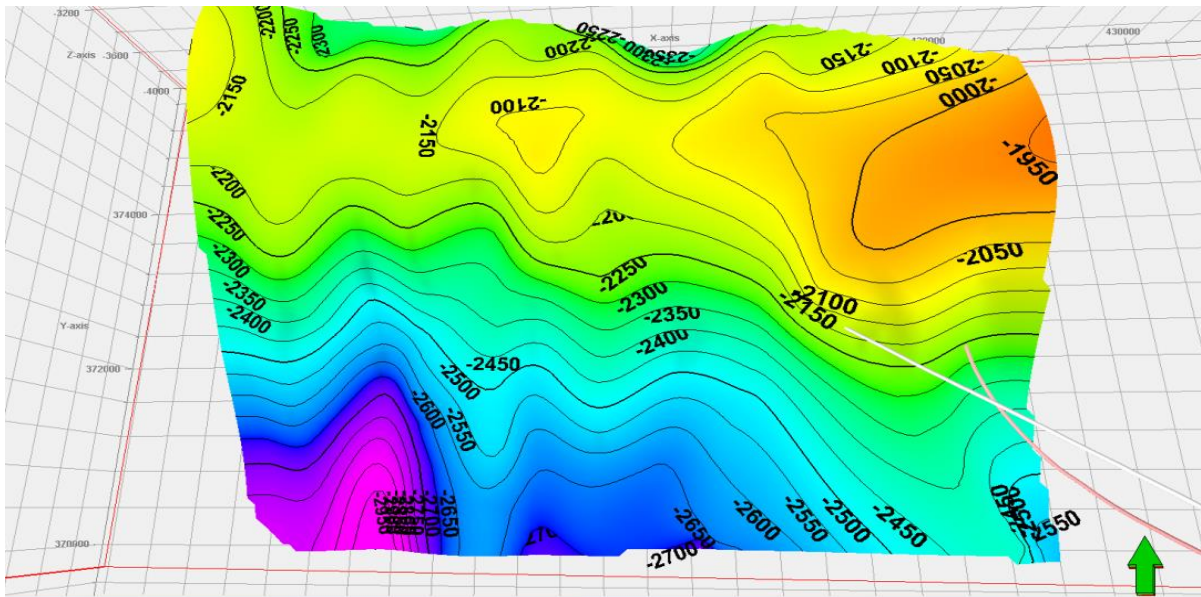


**Figura 2.7 Modelo de las superficies 3D del área del yacimiento Canasí.**



**Figura 2.8 Mapa estructural de los mantos Veloz Superior.**





**Figura 2.9 Mapa estructural de los mantos Veloz Inferior.**

**Del trazado de estas superficies por encima de cada uno de los horizontes se concluye:**

1. Veloz Superior-1 tiene un comportamiento regular a través de todo el campo de Canasí, pueden existir algunos cabalgamientos internos dentro de la estructura, pero con poco espesor de arcilla, por lo que es poco probable que haya posibilidad de tener alguna acumulación de hidrocarburos.
2. Veloz Superior-2 a lo largo de todo el campo se levanta hasta los 1600-1700m, los registros de pozo y la imagen sísmica demuestran que al este del campo es más probable que tenga alguna conexión con VS-1, aumentando el riesgo de saturación de agua. Al oeste del campo la estructura, aunque más hundida, se encuentra más desplazada hacia el norte y separada de VS-1, lo que da mayores oportunidades de saturación de petróleo. Veloz Superior-2 no tiene buena calibración con pozo, ya que el Can-13W (donde se ven claramente niveles de Veloz separados por Vega Alta) se encuentra fuera del cubo sísmico.
3. Veloz Inferior-1 se observa claramente cómo se hunde hacia el oeste a medida que se aleja del pozo Can-100, así que la exploración de este manto debe ser cercana a este

pozo. Esta estructura, a diferencia de VS-2, tiene buena calibración con pozos, con buenos espesores de reservorio en los pozos Can-100 y PE-119.

4. Veloz Inferior-2 constituye el núcleo inferior del gran pliegue VI-1, por sus pequeñas dimensiones es muy difícil de seguir en el campo Canasí, con una clara tendencia a hundirse por debajo de los 2400m a medida que nos alejamos de Puerto Escondido, aunque en aquel campo es un objetivo ya demostrado, que su exploración en el área Canasí es muy riesgosa.

## 2.6 Análisis productivo del yacimiento Canasí.

La capa productiva en el Yacimiento Canasí yace entre 1200-1500 metros y posee una red de explotación compuesta por 13 pozos horizontales, de los cuales 10 están en producción y 3 en conservación por su grado de inundación. Además, fue perforado un pozo (Can-13) para la inyección de agua residual del proceso de tratamiento del petróleo.

Las producciones iniciales en algunos pozos llegaron a superar los 400 m<sup>3</sup>/d, e incluso mayores, Can-6, por ejemplo llegó a promediar en el año 2002 más 600 m<sup>3</sup>/d de petróleo sin agua. A medida que se fueron explotando los pozos, comenzaron problemas con el incremento del gas y con la inundación del yacimiento, como se muestra en el gráfico de la Figura 2.10.

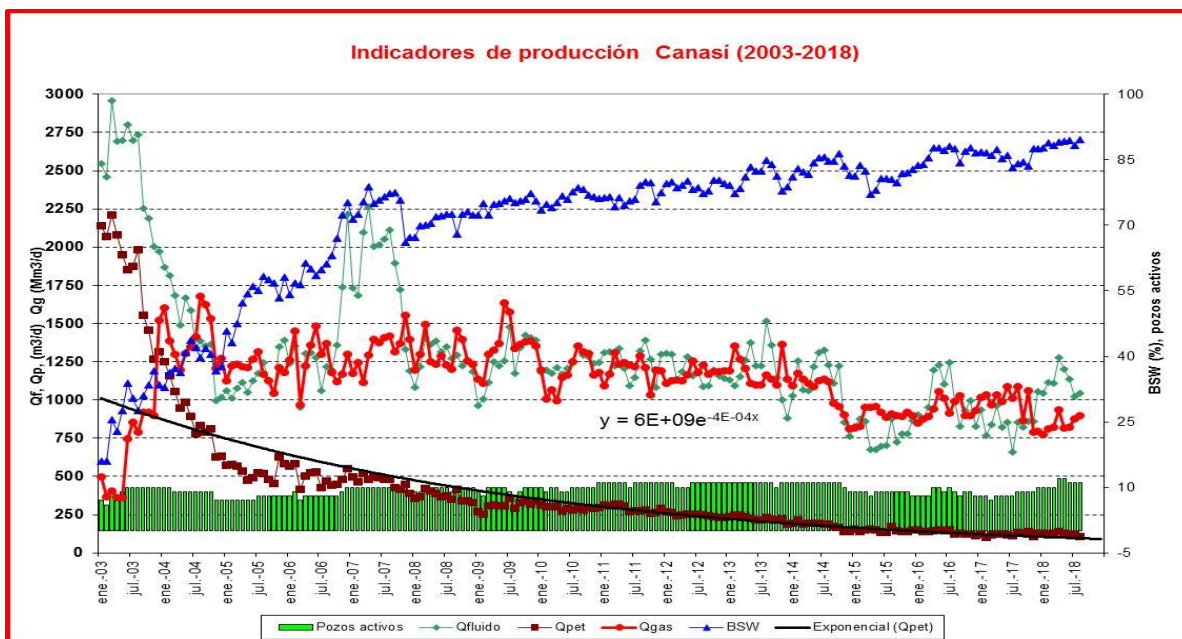


Figura 2.10 Indicadores de producción del yacimiento Canasí.

La geología de los campos petrolíferos de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba es muy compleja, tanto desde el punto de vista estratigráfico como estructural. Las estructuras que sirven de trampas a los hidrocarburos están representadas por pliegues sobrecorridos que se adicionan o imbrican unos con otros, formados principalmente por rocas carbonatadas de las formaciones Cifuentes y Ronda de edad Jurásico y Cretácico. Varios tipos de porosidad están presentes, pero con predominio para la migración y producción del petróleo, aquella ligada directamente a las fracturas.

Cada uno de estos pliegues fue fallado y sobrecorrido con una dirección predominante sur-norte. A su vez estas secuencias son corridas en forma de “piggy-back”, formando un fuerte sistema compresivo.

Los depósitos están delimitados al este y oeste por fallas laterales del tipo “strike-slip”, con una orientación SO - NE, las cuales fueron probablemente activadas durante los movimientos que originaron las fallas que hicieron posible la formación de las estructuras en forma de pliegues y que ocasionalmente continuaron siendo activas hasta el día de hoy.

Los hidrocarburos de Ronda-Cifuentes están atrapados estructuralmente debido a un evento compresional durante el Terciario, creando apilamientos de dúplex y anticlinales como resultado de los sobrecorrimientos entre los estratos del Mesozoico y aquellos del Cenozoico.

Estas trampas estructurales están selladas por arcillas, pedernales, calizas y sedimentos de granos finos del Terciario (Paleógeno) de formación Vega Alta; la cual recubre casi siempre los sedimentos del Grupo Veloz.

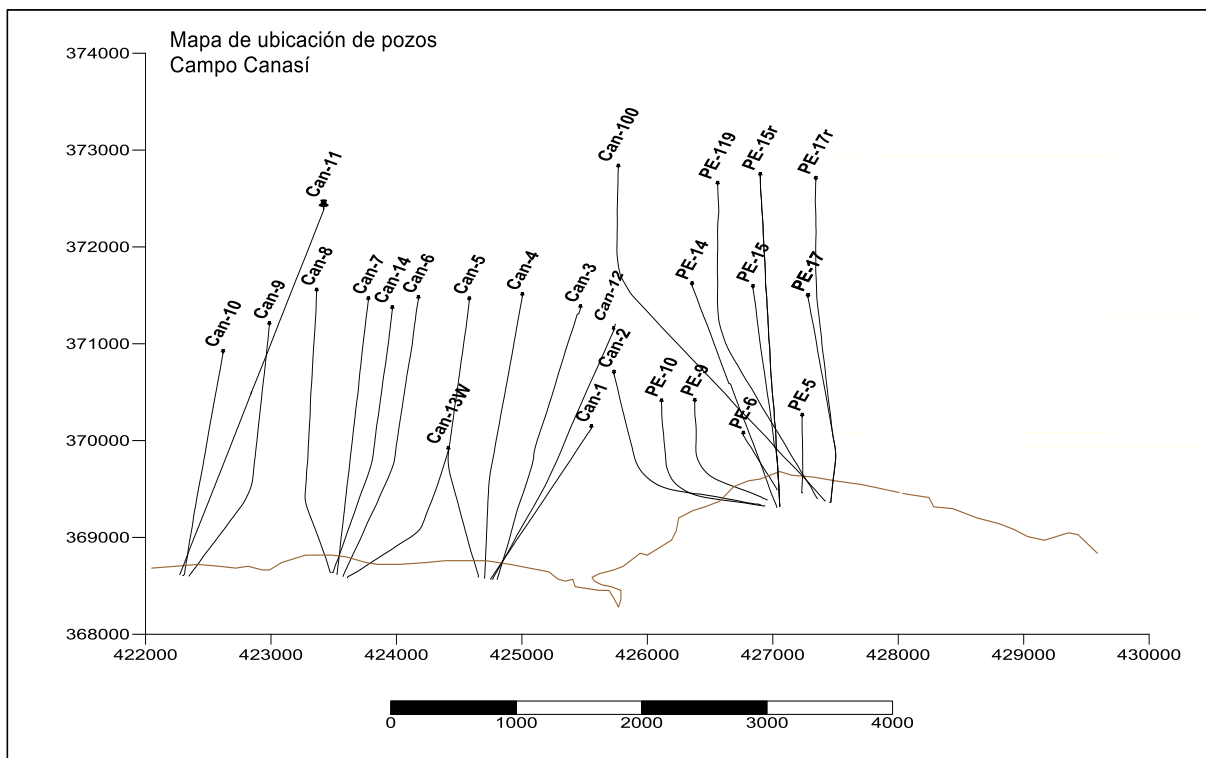
El análisis de las capas realizado a partir de los registros de imágenes (FMS/FMI), muestran una dirección de las mismas que oscila entre los 246° hasta los 248° en casi todo el yacimiento.

El promedio del esfuerzo tectónico muestra una orientación general del yacimiento este-oeste, con un buzamiento constante de 4° a 6° hacia el este, desde la cresta de la estructura parece ser casi horizontal para toda el área probada del yacimiento. Otros componentes tectónicos profundos pueden haber tenido influencia en la distribución espacial de la estructura en Canasí.

Generalmente estas fracturas son las más importantes en el flujo de los hidrocarburos y por consiguiente, con la realización de un mapeo de estas fracturas en todo el yacimiento, se puede construir un modelo de yacimiento.

En algunos pozos existen grupos de fracturas que frecuentemente presentan una inclinación vertical.

El estudio o interpretación de las fracturas que componen estos grupos, arroja que éstas son el resultado de un proceso de fracturación ligado con la iniciación de las fallas laterales (strike-slip faults). Se ha constatado que existe una falla strike slipe entre los campos Puerto Escondido y Canasí que a pesar de ser abierta juega un rol muy importante desde el punto de vista de las propiedades de las rocas que vienen en contacto en ambos yacimientos, ya que existe una diferencia entre los objetivos que se pueden separar en Canasí con relación a los de Puerto Escondido. En la Figura 2.11 se muestra el mapa de ubicación de los pozos del yacimiento Canasí.



**Figura 2.11 Mapa de ubicación de los pozos del yacimiento Canasí.**

El campo se fue desarrollando de este a oeste, ubicando pozos a 400m a profundidad de capa; se probó disminuir esta distancia perforando el Can-14, a 200m de sus vecinos 6 y 7 y por la manifiesta interferencia entre los tres, se mantuvo red de explotación a 400m.

Casi todos los pozos en un inicio concluyeron a caño desnudo, es decir, llevaban camisa de 9'' hasta el tope de la capa productiva, se emboquillaron en los mismos y el resto a caño desnudo, en lo cual influyó que normalmente no existe Vega Alta Intramantos. Posteriormente, por dictados de la explotación, en algunos pozos fue necesario bajar liner, bien para combatir gas o agua.

## **2.7 Conclusiones parciales del capítulo.**

- 1- Hacia el este del campo Canasí, los dos mantos de Veloz Superior se encuentran en contacto con mínima separación entre ellos por arcillas de Vega Alta, dificultando incluso la definición de las fronteras.
- 2- Hacia el oeste y centro se observa una clara separación de los dos mantos de Veloz Superior, con buenos espesores de arcillas del sello, evidentes en los registros de pozo.
- 3- Hacia el este del campo existe una probabilidad mayor de que los mantos estén comunicados, aumentando el riesgo en saturación de agua.

## CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

### 3. Trabajos realizados en pozos del yacimiento Canasí, que sirven de referencia para las intervenciones propuestas.

#### 3.1 Aislamiento realizado al pozo Can-3X.

La perforación del pozo Can-3X fue a una profundidad vertical de 1230-1308 m, a unos 400 m al Oeste del Can-001, atravesando el corte completo del campo Canasí, por lo que sus producciones provenían de todos los mantos. Este pozo fue cerrado en Octubre 2004 por alta RGP cuando había acumulado 250000 m<sup>3</sup> de petróleo y un BSW de 22%. En Julio 2005 fue abierto de nuevo y acumuló más de 420000m<sup>3</sup> de petróleo y algo más de 1000 MM m<sup>3</sup> de gas, en que se inundó. En la Figura 3.1 y Tabla 3.1 se muestran el gráfico de historial de producción y resultados productivos posterior al aislamiento del pozo Can-3X, respectivamente.

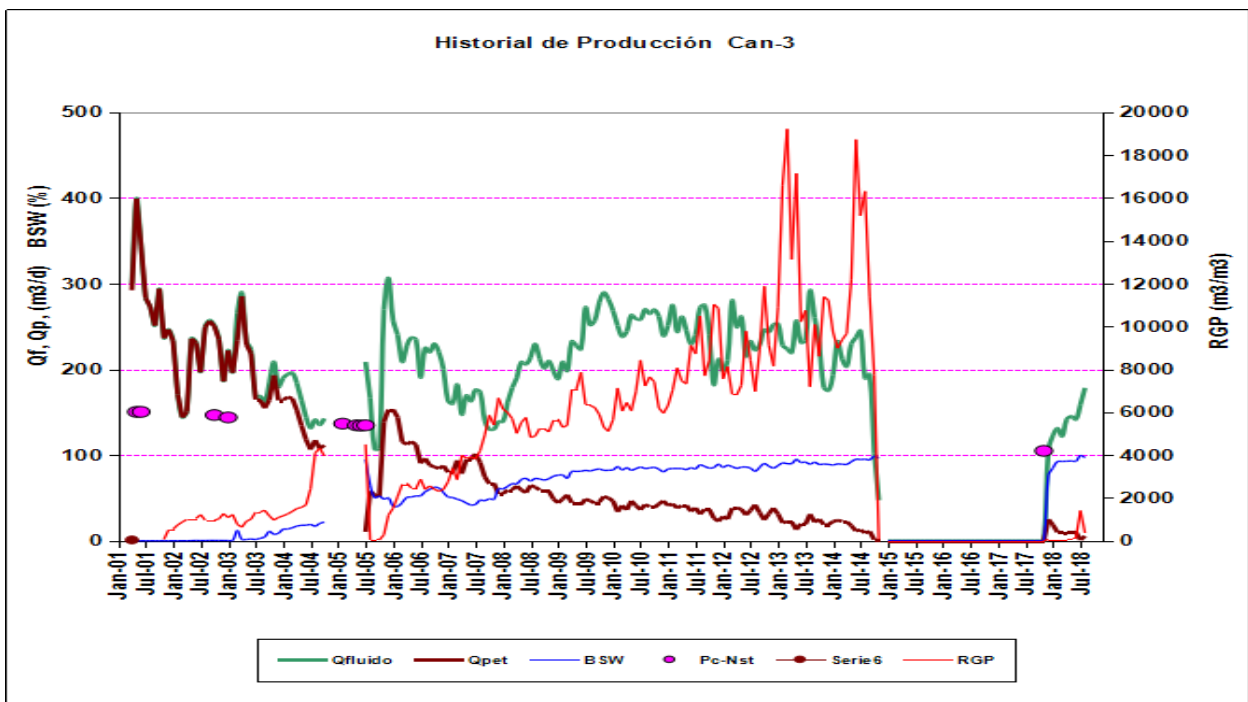


Figura 3.1 Gráfico de historial de producción del pozo Can-3X

En Diciembre del 2017 se le colocó packer a 2439 m y punzó en los intervalos 2294-2214m de forma selectiva, con muy buenos resultados; aunque se esperaba produjera grandes volúmenes de gas, comenzó produciendo algo más de 40m<sup>3</sup>/d de petróleo, con baja relación gas petróleo y un corte de agua de 70%. En la actualidad está produciendo a razón de 6 m<sup>3</sup>/d de petróleo, 2000 m<sup>3</sup>/d de gas que se aprovecha para satisfacer demandas nacionales y con un 92% de inundación.

**Tabla 3.1 Resultados productivos del pozo CAN-3X posterior al aislamiento.**



### Extracción Diaria de Líquido, Petróleo, Gas y Agua por Pozo Prorrateada

Can-0003X  
2018

Mes	Peso Especifico		% Agua	Líquido			Petróleo			Agua			Gas			RGP			Tiempo		
	g/cm <sup>3</sup>	API		m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	tm	m <sup>3</sup>	Sm <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	HrsT	HrsR	HrsA									
Enero	1,0067	9,06	75,70	3938,04	573,32	577,16	3.364,72	30168,27	52,62	744,00	0,00	0,00									
Febrero	1,0067	9,06	87,76	3465,82	275,73	277,58	3.190,09	6234,07	22,61	672,00	0,00	0,00									
Marzo	1,0067	9,06	89,67	3781,10	276,94	278,80	3.504,16	11939,30	43,11	744,00	0,00	0,00									
Abril	1,0067	9,06	90,12	4316,46	300,60	302,62	4.015,85	22055,45	73,37	713,00	0,00	7,00									
Mayo	1,0067	9,06	92,37	4624,42	310,31	312,39	4.314,11	39170,89	126,23	744,00	0,00	0,00									
Junio	1,0067	9,06	91,34	4351,14	306,39	308,45	4.044,75	34390,80	112,24	720,00	0,00	0,00									
Julio	1,0067	9,06	99,22	4510,46	25,95	26,13	4.484,50	36338,18	1400,21	654,00	0,00	90,00									
Agosto	1,0067	9,06	95,52	5556,30	167,00	168,12	5.389,30	60860,98	364,43	725,00	0,00	19,00									
Septiembre	1,0067	9,06	87,83	3569,17	340,12	342,40	3.229,05	97907,98	287,86	703,00	0,00	17,00									
Octubre	1,0067	9,06	90,20	644,77	48,56	48,89	596,21	22981,58	473,25	151,00	0,00	113,00									
Can-0003X	1,0067	8,97	93,23	38.757,67	2.624,93	2.642,52	36.132,74	362047,50	137,93	6570,00	0,00	246,00									

### 3.2 Aislamiento realizado al pozo Can-4X.

El pozo Can-4X fue concluido a caño abierto entre 3760-2144m, de donde producía del Gpo Veloz, desde septiembre del 2001; en marzo del 2004, cuando acumulaba 100000m<sup>3</sup> de petróleo, se le realizó el primer cierre por inundación, se abrió nuevamente en noviembre del 2006 y aportó unos 16000m<sup>3</sup> de petróleo cerrándose nuevamente por agua en noviembre del



2007. Se coloca un packer a 2503 y se repone en producción en diciembre 2010 del intervalo 2503-2144m, que comienza nuevamente a producir, a razón de 30 m<sup>3</sup>/d con el BSW en trazas; de esta zona produce actualmente a razón de 13 m<sup>3</sup>/d de petróleo, 1300m<sup>3</sup>/d de gas con 73% de inundación. En la Figura 3.2 y Tabla 3.2 se muestran el gráfico de historial de producción y resultados productivos posterior al aislamiento del pozo Can-4X, respectivamente.

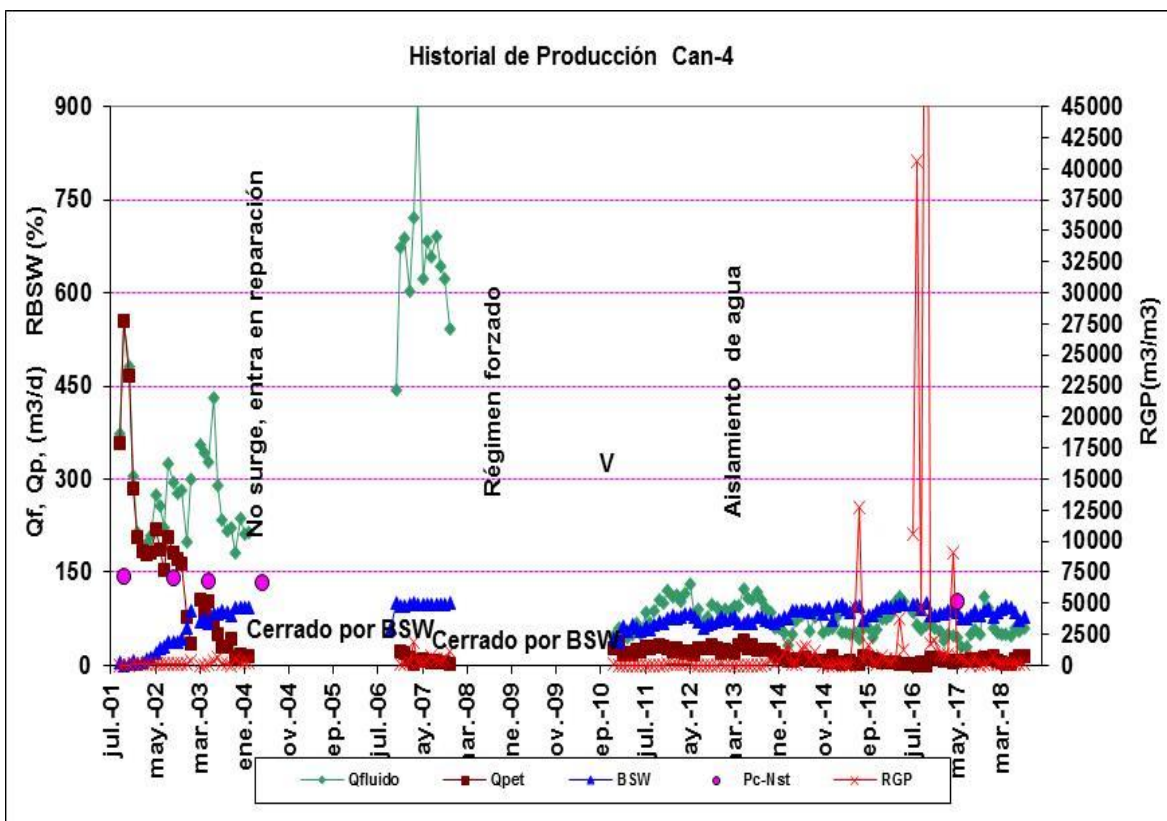


Figura 3.2 Gráfico de historial de producción pozo Can-4X.

**Tabla 3.2 Resultados productivos del pozo CAN-4X en el 2018.**



**Extracción Diaria de Líquido, Petróleo, Gas y Agua por Pozo Prorrateada**

Mes	Peso Específico		% Agua	Líquido	Petróleo		Agua	Gas	RGP	Tiempo		
	g/cm³	API		m³	m³	tm	m³	Sm³	m³/m³	HrsT	HrsR	HrsA
Enero	1,0108	8,49	66,46	1881,82	425,74	430,34	1.456,07	306818,93	720,67	744,00	0,00	0,00
Febrero	1,0108	8,49	79,88	1415,98	197,17	199,30	1.218,81	22618,51	114,72	672,00	0,00	0,00
Marzo	1,0108	8,49	87,93	1553,33	137,81	139,29	1.415,53	11579,67	84,03	744,00	0,00	0,00
Abril	1,0108	8,49	92,92	1486,17	74,25	75,06	1.411,92	11026,34	148,49	704,00	0,00	16,00
Mayo	1,0108	8,49	93,40	1540,69	91,18	92,17	1.449,50	11248,35	123,36	744,00	0,00	0,00
Junio	1,0108	8,49	81,05	1863,67	268,14	271,03	1.595,54	22289,49	83,13	718,00	0,00	2,00
Julio	1,0108	8,49	67,65	1798,11	491,03	496,33	1.307,09	28864,73	58,78	744,00	0,00	0,00
Agosto	1,0108	8,49	70,86	1947,40	428,42	433,05	1.518,98	40806,42	95,25	743,00	0,00	1,00
Septiembre	1,0108	8,49	73,19	2037,37	450,69	455,56	1.586,68	43660,58	96,88	720,00	0,00	0,00
Octubre	1,0108	8,49	74,80	719,62	165,62	167,41	554,00	16069,11	97,03	264,00	0,00	0,00
Can-0004X	1,0108	8,40	83,19	16.244,15	2.730,04	2.759,53	13.514,11	514982,13	188,64	6797,00	0,00	19,00

**3.3 Reparación capital realizada al pozo Can-7X.**

El pozo Can-7X tenía semejante corte y terminación del Can-4X, en este caso lo que ocurrió fue derrumbe cuando el mismo acumulaba más de 400000m<sup>3</sup> de petróleo. Originalmente terminaba a caño desnudo de 3670-1987m, como resultado del derrumbe se le bajó liner 41/2'' de 2646 a 1861 con filtro en los intervalos 2632-2553, 2516-2463, 2402-2318, 2246-2190, 2141-2127 y 2031-1976, quedando 3670-2462.

Posterior a la reparación, se logró recuperar su producción y se mantiene produciendo hasta la actualidad con 5m<sup>3</sup>/d de petróleo, 1500m<sup>3</sup>/d de gas y una inundación del 92%. En la Figura 3.3 y Tabla 3.3 se muestran el gráfico de historial de producción y resultados productivos posterior a la reparación del pozo Can-7X, respectivamente.

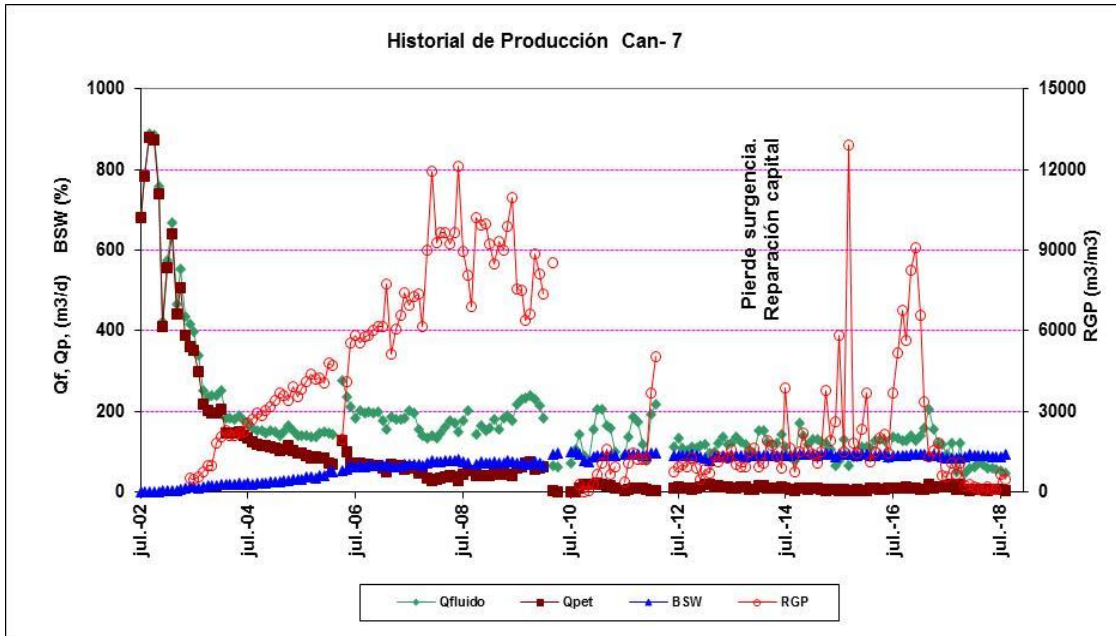


Figura 3.3 Gráfico de historial de producción pozo Can-7.

Tabla 3.3 Resultados productivos del pozo CAN-7 durante el 2018.



### Extracción Diaria de Líquido, Petróleo, Gas y Agua por Pozo Prorrateada

Can-0007X  
2018

Mes	Peso Específico		% Agua	Líquido			Petróleo			Agua		Gas	RGP	Tiempo		
	g/cm³	API		m³	m³	tm	m³	Sm³	m³/m³	HrsT	HrsR			HrsA		
Enero	1,0108	8,49	85,97	2035,20	179,75	181,69	1.855,45	39986,38	222,45	744,00	0,00	0,00				
Febrero	1,0108	8,49	83,53	1921,77	212,57	214,86	1.709,20	29749,89	139,95	672,00	0,00	0,00				
Marzo	1,0108	8,49	88,23	2165,92	190,17	192,22	1.975,75	8862,28	46,60	744,00	0,00	0,00				
Abril	1,0108	8,49	88,62	1808,74	144,96	146,52	1.663,78	28091,72	193,79	707,00	0,00	13,00				
Mayo	1,0108	8,49	86,60	1897,92	232,94	235,45	1.664,98	23195,17	99,58	744,00	0,00	0,00				
Junio	1,0108	8,49	84,55	1782,04	229,65	232,13	1.552,39	25845,69	112,54	720,00	0,00	0,00				
Julio	1,0108	8,49	84,00	1578,44	206,32	208,55	1.372,12	139420,64	675,75	699,00	0,00	45,00				
Agosto	1,0108	8,49	91,35	1554,88	94,86	95,88	1.460,02	44505,23	469,17	744,00	0,00	0,00				
Septiembre	1,0108	8,49	90,71	1829,76	133,50	134,94	1.696,27	47272,98	354,11	720,00	0,00	0,00				
Octubre	1,0108	8,49	88,80	627,77	63,09	63,77	564,68	17176,98	272,25	264,00	0,00	0,00				
<b>Can-0007X</b>	<b>1,0108</b>	<b>8,40</b>	<b>90,19</b>	<b>17.202,44</b>	<b>1.687,80</b>	<b>1.706,03</b>	<b>15.514,64</b>	<b>404106,95</b>	<b>239,43</b>	<b>6758,00</b>	<b>0,00</b>	<b>58,00</b>				

### **3.4 Propuesta de alternativa Técnica de aislamiento y evaluación de los resultados en pozo Can-2x.**

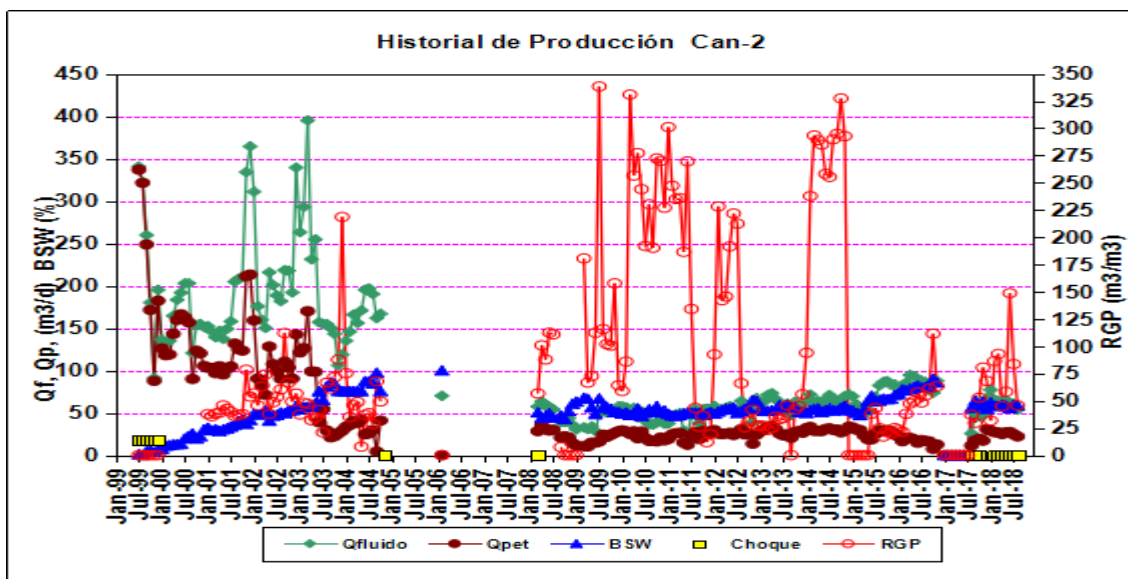
El pozo Can-2x se ubica en superficie en el sector oeste de Puerto Escondido donde también fueron perforados los pozos horizontales PE-5, PE-6, PE-9 y PE-10 , de ellos el pozo PE-5 atravesó completamente R1 y penetró parcialmente en el tope de R2, el pozo PE-6 penetró solo parcialmente en R1, los pozos PE-9 y PE-10 penetraron en R1 y R2 y el pozo Can-2x perforó R1 y R2, además de atravesar la falla abierta que divide Puerto Escondido de Canasi, penetrando unos 350 m en este último, produce a una profundidad de 1333-1281m y atraviesa un corte similar a los pozos PE-9 y PE-10, pero con un desplazamiento mayor, que le permitió alcanzar el sector Canasí.

En Julio de 2004 cuando este pozo acumulaba unos 190000m<sup>3</sup> de petróleo, alcanzó más de 75% de inundación, fue preciso su cierre total. Justificado por los problemas que el gran volumen de agua ocasionaba en la instalación y la posibilidad de continuar su explotación, luego de un estudio del grado de fracturamiento del corte, se definió que a partir de la profundidad de 2480m se incrementa la intensidad de fracturamiento y número de fracturas verticales que pueden tener conexión con el acuífero, se ubicaron dos packers en tándem a 2480 y 2462m (Figura 3.5 B). En Enero de 2008, con esta nueva terminación el pozo comenzó a producir, el agua en aquel entonces comenzó con 40-44%, con producciones de petróleo de unos 30 m<sup>3</sup>/d y gas de 1500 m<sup>3</sup>/d.

En Diciembre de 2016 luego de alcanzar una producción de 258823m<sup>3</sup> de petróleo ocurrió nuevamente su inundación, con 91 % de agua. Después de varios meses de cierre total comenzaron a subir las presiones en la cabeza del pozo y se toma la decisión de ponerlo en explotación en Agosto de 2017, iniciando con 50.78 % de BSW, producción de petróleo de 22.43 m<sup>3</sup>/d y gas de 502 m<sup>3</sup>/d. Actualmente tiene una producción de petróleo de 24,40 m<sup>3</sup>/d y gas de 1452 m<sup>3</sup>/d, con 56,25 % de BSW. En la Figura 3.4 se muestra el gráfico de historial de producción del pozo Can-2X.

Este pozo corta zonas de muchas fracturas, algunas abiertas y comunicadas con el acuífero, además de la referida falla principal que divide Puerto Escondido de Canasí, que entre otras

podiera ser la causante de su inundación, pues en los registros iniciales no se apreció presencia de agua o de contacto agua petróleo. Por el tiempo de explotación cabe la posibilidad de que los packers no estén cumpliendo con su función, por ello se propone ubicar un nuevo packer por encima de los anteriores y evaluar por separado lo que resta de Veloz 1 y Veloz 2.



**Figura 3.4 Historial de Producción Pozo Can- 2X.**

Las estructuras que sirven de trampas a los hidrocarburos en el Yacimiento PE-Canasí, están representadas por pliegues sobrecorridos que se adicionan o imbrican unos con otros, formados principalmente por rocas carbonatadas de las formaciones Cifuentes y Ronda, de edad Jurásico y Cretácico. En el caso de Canasí los cuatro primeros objetivos fueron denominados C1, C2, C3 y C4 (también llamados R1, R2, R3 y R4 o V1, V2, V3 y V4) en un gran paquete, más abajo aparece un paquete denominado E3 (Tabla 3.4), que tiene su desarrollo fundamentalmente en el sector Puerto Escondido.

**Tabla 3.4 Resumen Geológico de la Trayectoria del Pozo Can-2X**

Pozo	Capa	Tope			Cordenadas		Base			Cordenadas	
		TMD	TVD	Desp	X	Y	TMD	TVD	Desp	X	Y
Can 2	E1	1945	1281	485	425897	369823	2216	1334	742	425848	370080
	A1	2216	1334	742	425848	370080	2375	1334	899	425818	370236
	E2	2375	1334	899	425818	370236	2663	1333	1182	425766	370520
	E3	2663	1333	1182	425766	370520	2815	1334	1331	425737	370669

### **3.4.1 Resultados del Monitoreo del pozo CAN002X por el método de bombeo entre diciembre del 2014 y octubre 2018**

En la Tabla 3.5 se muestra el comportamiento de la producción de petróleo y gas, % de inundación (% BSW) y producción de agua y los parámetros de trabajo de este pozo en los últimos 5 años.

En el Anexo 2 se presentan los Resultados del Monitoreo del pozo Can-2X por el método de bombeo entre enero del 2011 y octubre 2018 se muestra el comportamiento de la producción de petróleo y gas, % de inundación (% BSW) y producción de agua y los parámetros de trabajo de este pozo.

**Tabla 3.5 Monitoreo del pozo Can-2X**



**Monitoreo de Pozos**

Can-0002X

Método: Bombeo

Fecha	Qf (m <sup>3</sup> /d)	Qp (m <sup>3</sup> /d)	Qa m <sup>3</sup> /d)	Qg (m <sup>3</sup> /d)	BSW (%)	RGP (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	P.Tubing (atm)	P.Casing (atm)	P.Linea (atm)	P.Sep (atm)	Tiempo Medido (hrs)	Choque	RPM	Observación
10/10/2018	55,77	24,40	31,37	1452,00	56,25	59,51	5,86	4,99	5,34	3,20	2	10	115	
11/09/2018	55,04	24,77	30,27	2026,00	55,00	81,80	6,00	5,00	6,00	4,00	24	10	115	
	55,04	24,77	30,27	2026,00	55,00	81,80	5,90	4,80	5,60	4,00	24	10	115	
05/02/2018	61,00	22,27	38,74	1118,00	63,50	50,21	6,00	5,00	5,00	4,00	14	10	115	
25/12/2017	64,20	30,82	33,38	909,00	52,00	29,50	5,50	5,50	5,50	3,80	2	50	115	
21/11/2017	60,91	24,43	36,48	754,00	59,89	30,87	5,50	4,40	5,20	3,90	2	10	115	
24/08/2017	45,57	22,43	23,14	502,00	50,78	22,38	4,60	4,30	4,50	3,60	24	10	115	
10/08/2017	13,01	7,88	5,13	319,00	39,44	40,50	4,00	1,50	4,00	3,60	9	10	115	
17/03/2016	86,15	18,35	67,80	576,00	78,70	31,39	7,00	6,00	5,00	4,50	24	10	115	
04/01/2016	77,03	19,18	57,85	282,00	75,10	14,70	7,00	6,00	5,50	4,50	27	10	115	
24/12/2015	80,99	18,10	62,89	241,00	77,65	13,31	7,00	6,00	55,00	44,00	25	10	115	

23/12/2015	80,99	18,10	62,89	241,00	77,65	13,31	7,00	6,00	55,00	44,00	25	10	115	
19/11/2015	80,13	29,81	50,32	1500,00	62,80	50,32	7,00	6,00	5,00	44,00	25	10	115	
18/11/2015	80,13	29,81	50,32	1500,00	62,80	50,32	7,00	6,00	5,00	44,00	25	10	115	
13/08/2015	87,67	28,88	58,79	1790,00	67,06	61,98	7,00	6,00	5,00	49,00	25	10	115	
12/08/2015	87,67	28,88	58,79	1790,00	67,06	61,98	7,00	6,00	5,00	49,00	25	10	115	
17/06/2015	83,55	27,57	55,98	238,00	67,00	8,63	8,00	6,00	5,50	4,90	3	10	115	
11/06/2015	64,60	21,25	43,35	1800,00	67,10	84,69	6,00	6,00	0,00	4,00	25	10	115	
19/03/2015	61,06	32,58	28,48	1800,00	46,65	55,26	6,00	6,00	5,00	4,60	24	10	115	
17/03/2015	64,60	33,61	30,99	1800,00	47,97	53,55	6,00	6,00	0,00	4,00	25	10	115	Se actualiza medición aprobada el 2/2/2015
13/01/2015	61,16	27,89	33,27	3673,50	54,40	131,71	6,00	6,00	5,00	4,50	22	10	115	
18/12/2014	61,16	30,70	30,46	3673,50	49,80	119,64	6,00	6,00	6,00	4,50	4	10	115	Se mide en 5 rpm



Actualmente el pozo se encuentra en explotación con un discreto incremento de producción de petróleo, la producción de gas la ha triplicado, el % de inundación va en aumento. Teniendo en cuenta este comportamiento y el cierre total del pozo en dos ocasiones se propone la siguiente tarea Técnica para controlar la inundación y mantenerlo produciendo.

### 3.4.2 Tarea Técnica de aislamiento de agua en pozo Can-2X.

Fecha inicio perforación: 27/07/2001                      Fecha de terminación: 8/09/2001

Profundidad Final: 2831m MD                                      1313m TVD

Fondo artificial: n/t

Coordenadas Y-368566,33                      X- 424803,27                      Z-8,85I

**Tabla 3.6 Datos de la construcción del pozo Can-2X.**

Tipo	Diámetro (mm)	Profundidad (m)	Espesor (mm)
<b>T.Agua</b>	339,7	336	25JTS, K-55, 101,2Kg/m
<b>Intermedia</b>	244,5	1988-0	159JTS, L-80.69,9Kg/m
<b>Caño desnudo</b>	215,9	2831-1988	

**Tabla 3.7 Parámetros de los intervalos abiertos del pozo Can-2X.**

Intervalo LI (m)	TVD (m)	Fecha inicio producción	Resultados	Estado actual
HA: 2462-1988	1313-1315	Abril/2001	Entrada industrial de petróleo y gas	En explotación, Bombeo por PCP.

**Tabla 3.8 Datos actuales de Producción del pozo Can-2X.**

Qfl mc/d	BSW, %	RGP m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Qgas mc/d	Choque mm	P.capa atm	P.fondo atm	Prof.refvert mts
55,77	56,25	59,51	1452	10			

**Tabla 3.9 Características del método de producción actual de Bombeo por BCP del pozo Can-2X.**

Diam. Tubería de Producción (“-mm)	Prof. (m)	Bomba PCP	Comentarios
88,9	1320	80K	

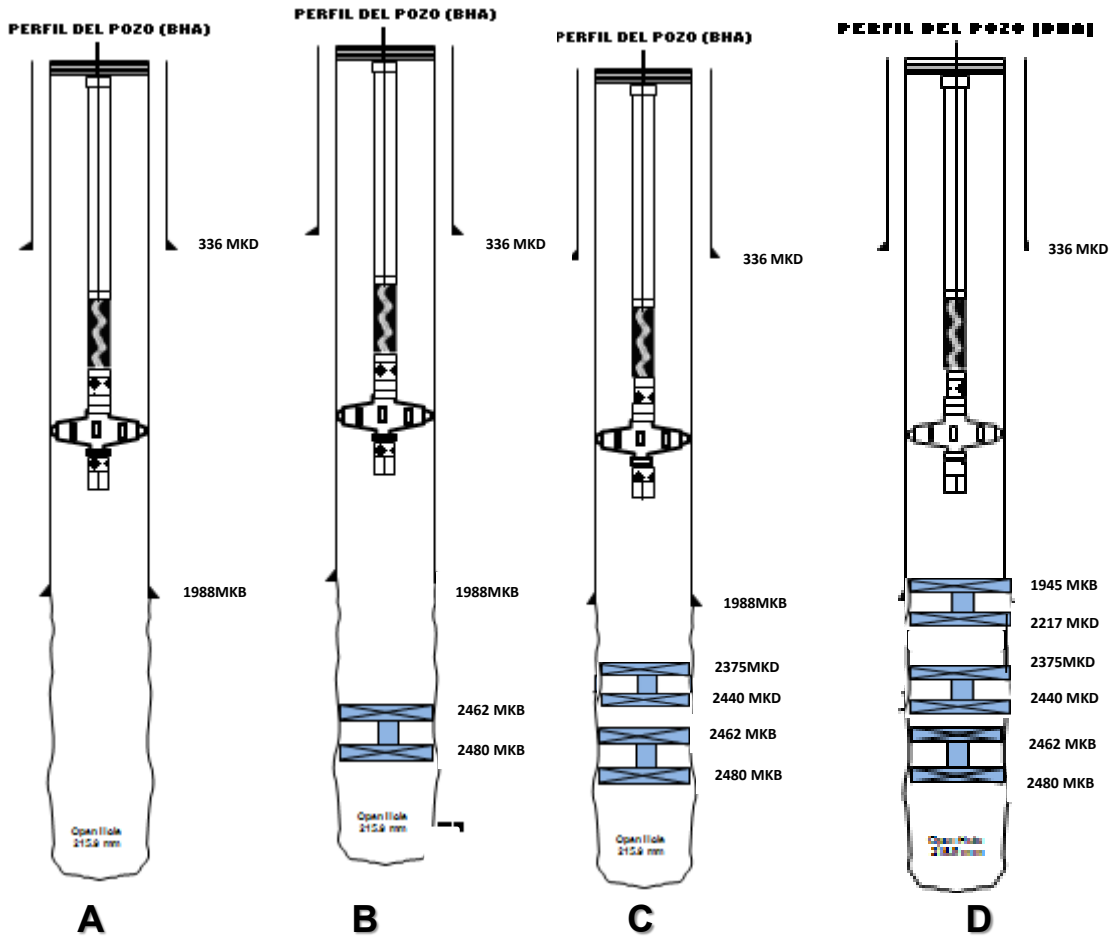
### 3.4.3 Propuesta de alternativa de solución para el pozo Can-2

Teniendo en cuenta que el pozo produce de dos mantos del Gpo Veloz, se propone con ayuda de dos packers en tándem, evaluar de forma independiente los intervalos 2440- 2375m correspondientes al grupo Veloz 2 y 2217-1945 m al grupo Veloz 1.

#### 3.4.4 Secuencia de trabajos a realizar:

1. Intervenir con equipo, desmontar arbolito de surgencia, sacar tubería, contactar fondo;
2. Preparar condiciones para bajada de dos packers en tándem a ubicar en 2440- 2375 y proceder a evaluación de este intervalo, correspondiente a Veloz 2 (Figura 3.5 C)
3. Evaluar resultados y en base a comportamiento de nivel de inundación en producción, se mantendrá en explotación.

4. Como segunda opción en caso que incremente nivel de inundación, preparar condiciones para bajada de dos packers en tándem a ubicar en 2217-1945 m para la evaluación de este intervalo, correspondiente a Veloz 1.



- A: Esquema Pozo CAN002 originalmente.**
- B: Esquema Pozo CAN002 actualmente**
- C: Esquema del Pozo CAN002 con propuesta de Variante 1**
- D: Esquema del Pozo CAN002 con propuesta de Variante 2**

Figura 3.5 Esquemas del pozo CAN002 original y con las propuestas de intervención

### 3.5 Análisis de la efectividad económica

En este trabajo se valora económicamente el método propuesto para incrementar la producción del pozo Can-2X, el montaje de 2 packers una vez que haya disminuido la producción, luego de haber alcanzado 95 % de inundación.

El inversionista es la compañía PETRAF que es el propietario del yacimiento y dispone de liquidez económica y facilidad para la compra rápida en el mercado internacional de los recursos requeridos.

La ejecución del trabajo la realiza una empresa de Cupet, EMPERCAP la cual cuenta con fuerza calificada y calidad demostrada de su trabajo para ejecutar el proyecto.

En la etapa de planificación y desarrollo del programa de trabajo, se valoró el beneficio que ofrece la recuperación de la producción del pozo y el perjuicio que provocaría en caso que no fuera efectivo el trabajo. Se estima realizar la bajada de los dos packers en tándem al pozo en 5 días.

El monto total del trabajo es de \$ 18,55 MP, incluye el costo de los packers inflables y alquiler de equipo de intervención. Se planificó 10 % para contingencias.

Está prevista la supervisión detallada de la ejecución de los trabajos y constituirán registros todos los documentos que reflejen datos de las incidencias objetivas del trabajo

Con la implementación de las medidas de mejoras que se proponen se logra una alta relación costo – beneficio.

$$\text{Utilidades} = \text{Ingreso} - \text{Gastos} (1)$$

Para la determinación de los costos de inversión total se necesita conocer el costo de cada packer y el costo por su instalación. Según el departamento de economía de la EPEPO, el precio de un packer inflable de 8 ½" es de \$ 5350 y el costo de instalación del mismo es de \$ 880 día, en cinco días de operaciones asciende a \$ 4400. El total de gastos tendría un valor de \$ 18550, teniendo en cuenta que se realiza la instalación de dos packers el costo del aditamento se duplica , el alquiler de equipo se prolonga en dos días más y se planificó 10 % para contingencias.

En la Tabla 3.10 se muestran los gastos de la reparación del pozo Can-2X en la bajada de los 2 Packers Inflables de 8 ½”.

**Tabla 3.10 Gastos de la reparación del pozo Can-2X.**

Descripción	UM	Cantidad	Total (MP)
Packer Inflable de 8 ½”.	U	2	10,70
Servicios de alquiler de equipo, herramientas y albergamiento	MP	1	6,16
Contingencia (10%)	MP	-	1,69
<b>Total</b>			<b>18,55</b>

Producción diaria promedio: 29.16 m<sup>3</sup>/d

Producción promedio mensual: 874.8 m<sup>3</sup>

Para poder obtener los ingresos por ventas anuales, se necesitan conocer las siguientes informaciones (VÉLEZ, 2002):

- El precio de un m<sup>3</sup> de petróleo es de \$ 186,54, valor obtenido del departamento de economía de la EPEPO en el mes de octubre de 2018.
- La EPEPO trabaja los 365 días del año.

Los ingresos mensuales son de \$ 163,19 MP y anuales de \$ 1985,42 MP. En 3.4 días se recuperan los gastos de la inversión.

### **3.6 Conclusiones parciales del capítulo.**

- 1- La ubicación de packers es la medida geólogo técnica más aplicada y efectiva para el aislamiento de las zonas productivas e incremento de la producción de petróleo y gas del yacimiento Canasí.
- 2- Con la ubicación de 2 packers en tándem en el pozo Can-2X se logra el aislamiento de las zonas productivas de los grupos Veloz 2 y Veloz 1 de las zonas más profundas con alto nivel de inundación y se alcanza un incremento de la producción de petróleo y gas de dicho pozo.
- 3- Es económicamente factible la ejecución del trabajo, teniendo en cuenta que los gastos para la ejecución de la medida geólogo técnica al Pozo Can-2X se recuperan en solo 3.4 días.

## CONCLUSIONES

- 1- Con la ubicación de packers en tandem en el pozo Canasí 2x, se logra incrementar la producción de petróleo y gas en las capas productoras Veloz 1 y Veloz 2, mediante el aislamiento mecánico de las zonas inundadas.
- 2- Las características que se determinan en el yacimiento son los carbonatos, las rocas arcillosas y los carbonatos arcillosos los predominantes, y la presencia de rocas siliciclásticas y las arcillas que conforman casi todo el sello regional. A partir de la correlación entre los pozos del yacimiento se logra determinar la presencia del Grupo Veloz como reservorio y la formación Vega Alta como sello.
- 3- Al analizar la situación tecnológica, reportes de intervenciones y datos históricos de producción de los pozos del yacimiento Canasí, se evidencia incremento progresivo del nivel de inundación y declinación de la producción de petróleo y gas.
- 4- Se evalúa el efecto del control de agua en el pozo Can-2X con la colocación de packers a diferentes niveles y ubicarlos en aquellas posiciones donde se logran mayores resultados.
- 5- Con la ubicación de 2 packers en tándem se logra el aislamiento de las zonas productivas correspondientes al grupo Veloz 2 y Veloz 1 de las zonas más profundas con alto nivel de inundación y se alcanza un incremento de la producción de petróleo y gas del pozo Can-2X.
- 6- Es económicamente factible la ejecución del trabajo, teniendo en cuenta que los gastos para la ejecución de la medida geológica técnica al Pozo Can-2X se recuperan en solo 3,4 días.

## RECOMENDACIONES

1- Mantener el análisis de la situación tecnológica, los reportes de intervenciones y los datos históricos de producción de los pozos del yacimiento Canasí para controlar el incremento del nivel de inundación y declinación de la producción de petróleo y gas.

2- Se propone la utilización del método de control de agua empleado en el pozo Can-2X con la colocación de packers a diferentes niveles, ubicándolos en aquellas posiciones donde se logran mayores resultados productivos y económicos en otros pozos del yacimiento Canasí con alto nivel de inundación.



## BIBLIOGRAFÍA

1. *Análisis de Pozos con Alta Producción de Agua*. 2015. (Parte II), consultado en <http://perfob.blogspot.com/2015/01/analisis-de-pozos-con-alta-19.html>
2. BAILEY, B; 2000, Tyrie,J; Elphick,J; Kuchuk,F; Romano, C; Roodhart, Crabtree. Control de Agua. Oilfield Review.
3. BREDEHOEFT, JD, 1968, Hanshaw, BB. *On the maintenance of anomalous fluid pressures. Thick sedimentary sequences*. Geol. Soc. America Bull. V. 79. No 9.
4. CASTIBLANCO, LF, 2017. *Tesis sobre Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: Alternativas Tecnológicas para los Campos de los Llanos Orientales*. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía. Medellín, Colombia.
5. CRUZ, TT, 2017. *Análisis petrofísico del Grupo Veloz del Yacimiento Canasí*.VI Congreso de Petróleo y Gas. (PETROGAS´2017) Exploración de Petróleo y Gas.
6. DELGADO, LO, 2003. *Geoquímica de los Sistemas Petroleros presentes en Cuba Occidental*. Tesis de MSc, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echevarría, La Habana, Cuba, 147 p.
7. DELGADO, LO, 2006. O. Pascual, J.G. López, J.O. López, E. Linares y C. Sosa. *Actualización de la información geoquímica y del potencial de hidrocarburos en Cuba para el año 2006*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana (Informe Interno), 171 p.
8. LÓPEZ, JG, 2013, Delgado-López, O., Pascua O., López J.O. Y Domínguez, Z. *Sistemas petroleros en la región Habana-Corralillo*. Anuario de la Sociedad Cubana de Geología, No1, 2013, ISSN 2310-0060.
9. DOMÍGUEZ, AH, 2012. *Aplicación de la sísmica 3D en depósitos someros de petróleos extra pesados de la Franja Septentrional Petrolera Cubana*. XXXIII Convención Panamericana de Ingenierías, La Habana, Cuba, 2012, ISBN-978-959-247-094-1.

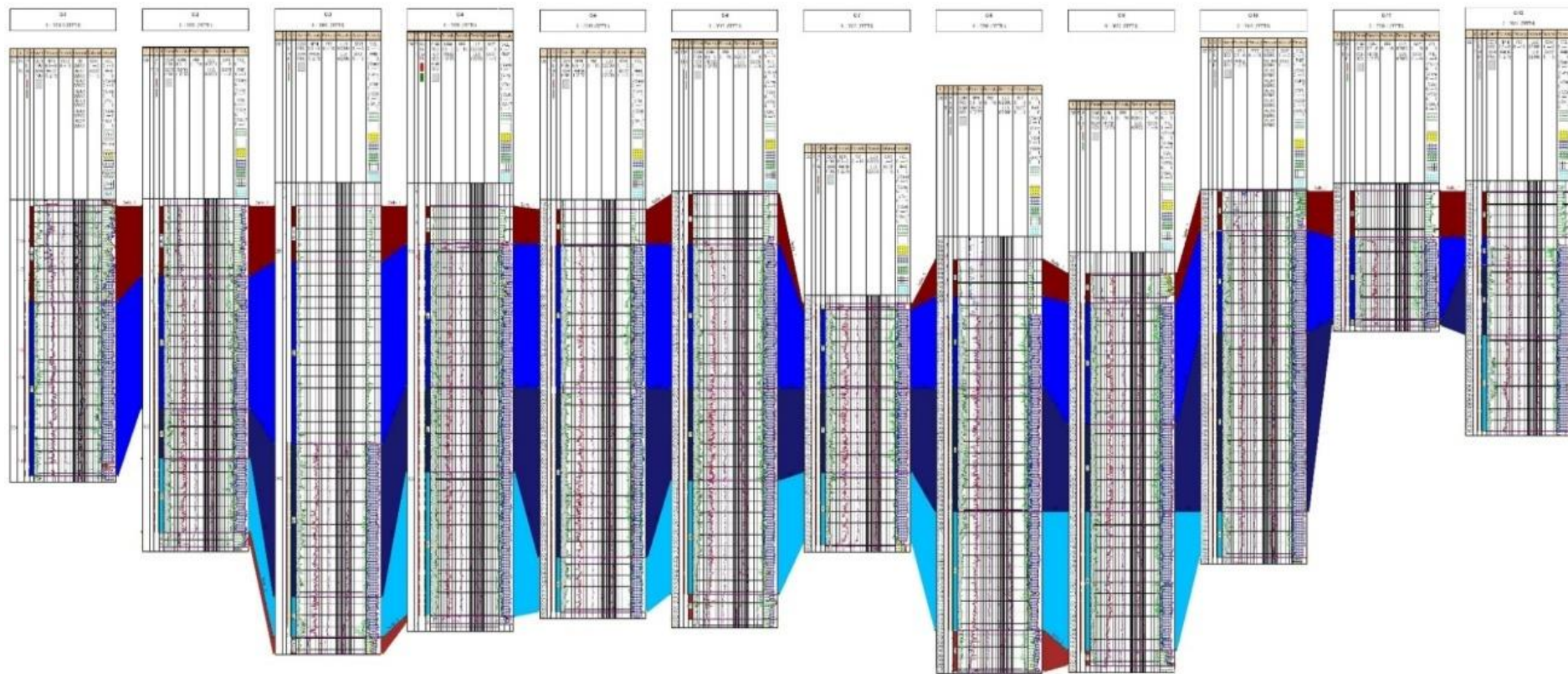
- .
10. DOMÍGUEZ, AH, 2014. *Metodología para la interpretación sísmica 3d estructural en La Faja Septentrional Cabalgada de Cuba*. Anuario de la Sociedad Cubana de Geología, No 2, págs. 51- 58, ISSN 2310-0060.
  11. FERNÁNDEZ, E, 2002, González, G. *Ingeniería Económica para Ingenieros Químicos*.
  12. HERNÁNDEZ, J, 2016. *Informe de Campo Pozo Canasí 11*. Centro de Investigaciones y Desarrollo del Petróleo.  
La Habana, Cuba.
  13. LÓPEZ, RJG., 1995, Echevarría, G., Tenreyro, J.R. Sánchez, R. Socorro, J.O. López, J.; Álvarez, S. y R. Segura. *La geología de los sistemas petrolíferos de Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana (Informe Interno).
  14. LÓPEZ, RJG., 1997, Tenreyro, J.R; López, J.; Navarrete, L. E ;Valladares, S. y Álvarez, J. *Escenarios y sistemas petroleros para la exploración en Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana (Informe Interno).
  15. LÓPEZ, RJG., 2001, Pascual, O; López J.O; Delgado O; Domínguez, Z. y Sosa, C. *Calidad de los petróleos en los yacimientos de Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana (Informe Interno).
  16. MAGOON, LB., 1999, Beaumont, E.A. *Petroleum Systems*. Beaumont, E.A. y N.H. Foster. Exploring for Oil and Gas Traps. American Association of Petroleum Geologist. Oklahoma, 3.1 - 3.34.
  17. MAGOON, LB., 1994, Dow, WG. *The Petroleum System*. In: Magoon, L.B. and Dow, W.G., Eds., *The Petroleum System—From Source to Trap*.
  18. MARRERO, E., 2017; Linares, L. *Caracterización estratigráfica del sector Bacuranao – Tarará de la franja Norte de crudos pesados de Cuba*. VI Congreso de Petróleo y Gas (PETROGAS´2017) Exploración de Petróleo y Gas.
  19. MORALES, C., 2017, López, S., Castro, M., y Hernández, E. *Caracterización de la porosidad de rocas sellos a través de valoraciones sortométricas*. VI Congreso de Petróleo y Gas (PETROGAS´2017) Exploración de Petróleo y Gas.
  20. NEIRA, D., 2018. *Tesis sobre Simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en yacimientos a diferentes temperaturas*.

Universidad Estatal Península de Santa Elena. Facultad de Ciencias de la Ingeniería  
Carrera de Ingeniería en Petróleo.

21. RODRÍGUEZ, JX; 2014, Cabrera, E.A y Condo, L.B, *Tesis Factores que inciden en la alta producción de agua en campos petroleros del oriente ecuatoriano y posibles soluciones*. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Guayaquil – Ecuador.
22. RODRÍGUEZ, G., 2002. *Los criterios de decisión para la evaluación de inversiones. Algunas reflexiones*. 1. La Habana : Economía y Desarrollo, 2002.
23. RUSHING, JA, 2008, Newsshsm, KE., Blasingame,TA. *Rock Typing: Keys to Understanding Productivity in Tight Gas Sands, SPE Unconventional Reservoirs*. Conference. Society of Petroleum Engineers, Keystone, Colorado.
24. SCHLUMBERGER, 1998. *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*.
25. SCHLUMBERGER, 2009. *Log interpretation charts*.
26. SERRA, O., 1985. *The interpretation of logging data, developments in Petroleum science* (15B). Fundamentals of well-log interpretation-2.
27. VALLADARES, S., 2007. *Contribución al conocimiento geológico – petrolero de la Franja Norte de crudos pesados cubana. Aportados por la FM. Cretas Canasí*. Memorias de la Segunda Convención Cubana de Ciencias de la Tierra.
28. VALLADARES, S., 2012. *Reservorios gasopetrolíferos fracturados de Cuba. Caso de estudio: Reservorios carbonatados en la Franja Norte de Crudos Pesados*. XXXIII Convención Panamericana de Ingenierías, La Habana, Cuba. ISBN-978-959-247-094-1.
29. VÉLEZ, I., 2002. *Decisiones de inversión*. 3ra ed. Bogotá, Colombia : s.n., 2002. s.n.

## ANEXOS

**ANEXO 1. Correlación de paquetes entre los 12 pozos analizados según su ubicación geográfica de este a oeste.**



**ANEXO 2. Resultados del monitoreo del pozo can-2x por el método de bombeo entre enero de 2011 y noviembre de 2018.**



**Monitoreo de Pozos**  
Can-0002X  
*Método: Bombeo*

Fecha	Qf (m³/d)	Qp (m³/d)	Qa (m³/d)	Qg (m³/d)	BSW (%)	RGP (m³/m³)	P.Tubing (atm)	P.Casing (atm)	P.Linea (atm)	P.Sep (atm)	Tiempo Medido (hrs)	Choque	RPM	Observación
25/11/2018	52.66	23.44	29.23	1193.00	55.50	50.91	5.51	4.66	5.51	3.40	2	10	115	
10/10/2018	55.77	24.40	31.37	1452.00	56.25	59.51	5.86	4.99	5.34	3.20	2	10	115	
11/09/2018	55.04	24.77	30.27	2026.00	55.00	81.80	6.00	5.00	6.00	4.00	24	10	115	
	55.04	24.77	30.27	2026.00	55.00	81.80	5.90	4.80	5.60	4.00	24	10	115	
05/02/2018	61.00	22.27	38.74	1118.00	63.50	50.21	6.00	5.00	5.00	4.00	14	10	115	
25/12/2017	64.20	30.82	33.38	909.00	52.00	29.50	5.50	5.50	5.50	3.80	2	50	115	
21/11/2017	60.91	24.43	36.48	754.00	59.89	30.87	5.50	4.40	5.20	3.90	2	10	115	
24/08/2017	45.57	22.43	23.14	502.00	50.78	22.38	4.60	4.30	4.50	3.60	24	10	115	
10/08/2017	13.01	7.88	5.13	319.00	39.44	40.50	4.00	1.50	4.00	3.60	9	10	115	
17/03/2016	86.15	18.35	67.80	576.00	78.70	31.39	7.00	6.00	5.00	4.50	24	10	115	
04/01/2016	77.03	19.18	57.85	282.00	75.10	14.70	7.00	6.00	5.50	4.50	27	10	115	
24/12/2015	80.99	18.10	62.89	2410.00	77.65	133.14	7.00	6.00	55.00	44.00	25	10	115	
23/12/2015	8099.00	1810.13	6288.87	241.00	77.65	0.13	7.00	6.00	55.00	44.00	2 485	10	115	
19/11/2015	80.13	29.81	50.32	1500.00	62.80	50.32	7.00	6.00	5.00	44.00	25	10	115	
18/11/2015	80129.00	29807.99	50321.01	1500.00	62.80	0.05	7.00	6.00	5.00	44.00	248	10	115	
13/08/2015	87.67	28.88	58.79	1790.00	67.06	61.98	7.00	6.00	5.00	49.00	25	10	115	
12/08/2015	87673.00	28879.49	58793.51	1790.00	67.06	0.06	7.00	6.00	5.00	49.00	25	10	115	
17/06/2015	83.55	27.57	55.98	238.00	67.00	8.63	800.00	600.00	550.00	4.90	3	10	115	
11/06/2015	64.60	21.25	43.35	1.80	67.10	0.08	6.00	6.00	0.00	4.00	25	10	115	
19/03/2015	61.06	32.58	28.48	1800.00	46.65	55.26	6.00	6.00	5.00	4.60	24	10	115	
17/03/2015	64.60	33.61	30.99	1.80	47.97	0.05	6.00	6.00	0.00	4.00	25	10	115	Se actualiza medicion aprobada el 2/2/2015
13/01/2015	61.16	27.89	33.27	3673.50	54.40	131.71	6.00	6.00	5.00	4.50	22	10	115	
18/12/2014	61.16	30.70	30.46	36.74	49.80	1.20	6.00	6.00	6.00	4.50	4	10	115	se mide en 5 gpm
	61.16	30.70	30.46	0.00	49.80	0.00	6.00	6.00	6.00	4.50	24	10	115	
02/06/2014	66.20	32.93	33.27	2789.00	50.25	84.68	6.00	6.00	5.00	4.10	21	10	115	
01/06/2014	64.60	32.14	32.46	1.80	50.25	0.06	6.00	6.00	0.00	4.00	25	10	115	
	66.20	32.93	33.27	2789.00	50.25	84.68	6.00	6.00	5.00	4.10	21	10	115	
	66.20	32.93	33.27	2789.00	50.25	84.68	6.00	6.00	5.00	4.10	21	10	115	
11/12/2013	66.20	33.08	33.12	2789.00	50.03	84.31	6.00	6.00	5.00	-	-	-	-	
13/04/2012	57.78	26.29	31.49	2.79	54.50	0.11	6.50	5.80	4.50	4.30	21	10	115	
25/01/2012	59.18	30.75	28.42	3.25	48.03	0.11	7.00	6.00	4.50	4.30	20	10	115	
24/12/2011	66.50	30.79	35.71	0.96	53.70	0.03	7.50	6.50	4.50	4.20	22	10	115	
24/11/2011	60.20	31.79	28.41	0.12	47.20	0.00	6.00	7.00	4.50	4.10	21	10	115	
23/10/2011	68.87	36.36	32.51	0.20	47.20	0.01	6.00	7.00	4.50	4.20	20	10	115	



## Monitoreo de Pozos

Can-0002X

Método: Bombeo

Fecha	Qf (m <sup>3</sup> /d)	Qp (m <sup>3</sup> /d)	Qa (m <sup>3</sup> /d)	Qg (m <sup>3</sup> /d)	BSW (%)	RGP (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	P.Tubing (atm)	P.Casing (atm)	P.Linea (atm)	P.Sep (atm)	Tiempo Medido (hrs)	Choque	RPM	Observación
24/09/2011	65.20	32.14	33.06	0.70	50.70	0.02	6.00	7.00	0.00	4.10	0	17.9	115	
01/09/2011	36.40	18.49	17.91	0.20	49.20	0.01	6.00	7.00	0.00	4.10	22	22.2	60	
04/08/2011	72.10	34.97	37.13	0.46	51.50	0.01	7.50	7.00	4.50	4.12	26	10	115	
11/07/2011	64.20	34.03	30.17	0.10	47.00	0.00	6.00	6.00	0.00	4.10	0	10	115	
10/07/2011	64.30	34.08	30.22	0.10	47.00	0.00	6.00	6.00	0.00	4.10	9	10	115	
09/07/2011	66.20	35.09	31.11	0.00	47.00	0.00	6.00	6.00	0.00	4.10	14	10	115	
05/05/2011	22.60	10.92	11.68	0.20	51.70	0.02	6.00	7.00	0.00	4.10	36	10	115	
24/02/2011	62.60	32.74	29.86	2.10	47.70	0.06	6.00	6.00	0.00	4.60	11	10	115	
15/02/2011	55.40	28.97	26.43	2.00	47.70	0.07	6.00	6.00	0.00	4.20	19	10	115	
20/01/2011	68.30	37.98	30.33	1.90	44.40	0.05	6.00	7.00	0.00	4.10	21	10	115	
15/01/2011	64.60	35.79	28.81	1.80	44.60	0.05	6.00	6.00	0.00	4.00	25	10	115	