



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

**EVALUACIÓN DE VARIANTES PARA LA RECUPERACIÓN
DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL POZO
CANASÍ N°3.**

**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. Jorge Braulio Pérez Marrero.

Matanzas

2018



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



CENTRO POLITÉCNICO DEL
PETRÓLEO
SEDE: HABANA

EVALUACIÓN DE VARIANTES PARA LA RECUPERACIÓN
DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL POZO
CANASÍ N°3.

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. Jorge Braulio Pérez Marrero.

Tutores: Esp. Armando Cajigal Correa.

MSc. Ana Edelys Santana Lantigua.

Matanzas

2018

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, Jorge Braulio Pérez Marrero 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

SINTESIS

La presente investigación se realizó en el pozo Canasí N° 3 del Yacimiento Canasí, ubicado en la franja norte de crudos pesados, operado actualmente por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO). El reservorio que forman las rocas de Veloz en Canasí N° 3 es considerado muy productivo, pues hasta la fecha ha alcanzado una producción de aproximadamente 415 000 m³ de petróleo y 1000 MMm³ de gas, en la actualidad inundado con agua pero aún con reservas de hidrocarburos. El autor se propone como objetivo, evaluar la factibilidad de recuperación de las reservas no explotadas de hidrocarburos en el pozo Canasi N°3. Para llevar a cabo la investigación se realizó un estudio bibliográfico sobre la geología: la litología, la estratigrafía y la petrofísica, se demostró la correspondencia entre la Geología regional y la del pozo. Se realizó la interpretación cuantitativa y cualitativa de los registros geofísicos los cuales fundamentan las características productivas del colector y de la zona no explotada. Se construyó la proyección real del pozo y se ubicaron las capas por datos sísmicos para ayudar en la toma de decisiones. Se detalló el flujo tecnológico, el sistema de extracción y los datos de producción, demostrando que se garantiza una mayor calidad en la explotación del pozo. Los principales resultados alcanzados en la investigación están relacionados con la selección de la variante idónea, punzar las zonas que pertenecen a la capa C2 de Cifuentes, cuya ejecución ya ofrece resultados positivos y punzar la capa C1 donde se esperan muy buenos resultados y desechar las variantes donde se plantea la prueba en la zona horizontal del pozo y entre los aisladores, pues se encuentran en el mismo nivel de la zona inundada. En el estudio de factibilidad realizado se demuestra que la inversión se justifica económicamente.

ABSTRACT

The present investigation was made in the well Canasí N° 3, from Canasí field in the north fringe of heavy oil, operated for Petroleo's Company of Perforación and Extracción of West (EPEPO). The reservoir that Veloz's rocks in Canasí N° 3 form, is considered very productive, it has reached over 415 000 m³ of oil and more of 1000 MMm³ of gas produced to this date, at the present time flooded with water but still with hydrocarbons supplies, the author sets for himself as objective of the work, evaluating the feasibility of recuperation of the supplies not exploded of hydrocarbons in the well Canasi N°3. For this analysis, it was necessary a detailed study of the available geologic bibliography: the lithology, the stratigraphy and the petrophysic, the correspondence between the regional Geology and that of the well was demonstrated. The quantitative and qualitative interpretation of the Geophysics log was made which base the productive characteristics of the collector and the not exploited area. The real projection of the well was built and the beds were located by seismic data to help in the taking of decisions. It was detailed the technological flow, the extraction system and the production data, demonstrating that a bigger quality is guaranteed in the exploitation of the well. The main results reached in the investigation are related with the selection of the suitable variant, to shoot the areas belonging to the bed C1 of Cifuentes whose execution already offers positive results and to shoot the bed C1 where very good results are expected and to discard the variants where is proposed the test in the horizontal area of the well and among the insulators, because they are in the same level of the flooded area. The feasibility study demonstrates that the investment is economically justified.

TABLA DE CONTENIDOS.

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.	5
1.1 La Geología	5
1.2 Caracterización Geológica de los sistemas de acumulación intramanto.	6
1.3 Estratigrafía.	8
1.4 Características Petrofísicas de las rocas.	12
1.5 Sistema de bombeo, bombas de cavidades progresivas (BCP).	14
1.5.1 Elementos de Superficie.	16
1.5.2 Elementos sumergidos en el pozo.	17
1.5.3 Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas.	20
CAPÍTULO 2: DISEÑO METODOLÓGICO	22
2.2 Métodos Geofísicos utilizados para la investigación.....	22
2.2.1 Registro radiactivo Gamma Natural.....	24
2.2.2 Registros de radiactividad provocadas por fuentes neutrónicas.	25
2.2.3 Registros de radiactividad provocadas por fuentes gamma o registro de densidad Gamma-Gamma, también conocido como registro de litodensidad.....	26
2.2.4 Registros Eléctricos.	27
2.2.5 Registros Sónicos.....	29
2.2.6 Otros registros Geofísicos.	30
2.3 Perforación, arquitectura del pozo y Características del flujo tecnológico y el proceso productivo.	31
2.3.1 Etapa de Perforación.	31

2.3.2 Arquitectura de bombeo.	32
2.3.3 Características del flujo tecnológico y el proceso productivo.	33
CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.	37
3.1 Resultados de la estratigrafía y la tectónica comprobada en el pozo.....	37
3.2 Resultados de la interpretación cuantitativa de los registros Geofísicos.	41
3.3 Resultados de la interpretación cualitativa de los registros Geofísicos.	42
3.4 Análisis de la Producción.....	44
3.5 Resultados obtenidos de realizar la proyección real del pozo.	46
3.6 Presencia de gas en la parte superior de la trampa.	47
3.7 Variantes propuestas para la reparación y punzado del pozo.	48
3.8 Factibilidad económica para la última variante.	53
CONCLUSIONES	56
RECOMENDACIONES.....	57
BIBLIOGRAFÍA.	58
ANEXOS	59

INTRODUCCIÓN

Los resultados de la exploración y desarrollo de las estructuras de la Franja Norte de crudos pesados, conjuntamente con la aplicación de tecnologías de avanzada, han permitido un crecimiento notable de la producción de petróleo y gas asociado. La empresa petrolera EPEP Occidente desde el año 2001, mantiene una producción por encima del millón de toneladas extraídas. La Organización Superior de Desarrollo Empresarial (OSDE) Cupet, cuenta con dos empresas petroleras, La EPEP Occidente y La EPEP Centro y asociadas otras empresas de servicio que soportan todos los trabajos especializados como la Empresa de Servicios Petroleros (Emserpet), Empresa de Transportación de crudo (Transcupet), Empresa de Reparaciones Capitales (Empercap), Centro de Investigaciones del Petróleo (Ceinpet), Empresa de Ductos, Empresa Comercializadora de Matanzas, entre otras.

Entre sus mayores consumidores se encuentra la Unión Eléctrica, Energas, la Industria del Cemento, la población de La Habana que consume el gas para uso doméstico. A la empresa EPEP Occidente le corresponde suministrar sus productos para el consumo en el mercado nacional, por lo que el 100% de la producción de petróleo y gas está dirigida a estos fines.

La perforación horizontal en Puerto Escondido dio inicio a una nueva etapa del desarrollo petrolero, dando paso al descubrimiento de los yacimientos Yumurí, Canasí y Seboruco, campos que son la base de la producción actual. Conjuntamente se han introducido nuevas tecnologías en diferentes partes del proceso, como son:

- Construcción de plantas de tratamiento de crudo capaces de procesar y vender el petróleo en el rango de los parámetros de calidad pactados con el cliente, contribuyendo al ahorro de tiempo y energía.
- Construcción de ductos para la transportación de petróleo y gas. Lo que trae consigo una reducción de costos del transporte y aumento de la seguridad.
- Mejoras del sistema de bombeo con la introducción de bombas de cavidad progresiva, lo que ha permitido un aumento de la productividad por pozo.

- La posibilidad del uso del gas acompañante en la generación de energía eléctrica, la construcción de los Energas Puerto Escondido y Energas Boca de Jaruco contribuye a evitar la contaminación del medio ambiente que era común en la época en que se quemaba el gas y los residuales iban a la atmósfera.

El yacimiento Canasí descubierto en el año 2000 cuando se perforó el pozo Canasí N°1, fue perforado y explotado por Cupet en asociación con la compañía Peberco, en el año 2008 esta última decide retirarse y el gobierno cubano da la propiedad del bloque 7 a Petraf SA, donde se incluye el yacimiento de Canasí.

La EPEP Occidente consta como el operador en todas las actividades a realizar para Petraf SA en el bloque 7, ya sea la perforación, la extracción, el tratamiento del crudo y la venta.

En 2017 los organismos superiores realizan un llamado al sector petrolero donde se pide, explotar todos los pozos que pudieran aportar al cumplimiento de los planes, mejorando la eficiencia para obtener mayores volúmenes de petróleo y así evitar el incumplimiento de los acuerdos y negociaciones con empresas de la República Popular China. Esto hizo que se dirigiera la atención a pozos como el Canasí N° 3, del cual se conocían sus aportes productivos.

En otros yacimientos se han realizado estos trabajos como por ejemplo, el pozo Canasi N° 8, donde los resultados alcanzados no fueron los mejores por la rápida inundación y en el Canasi N° 12, los resultados fueron buenos, pues se mantiene produciendo todavía. La propuesta de explotar la zona no drenada, en la parte superior de la capa productora del pozo Canasi N° 3, tiene una mayor expectativa, pues existe la posibilidad de volver a obtener la producción de gas perdida en años anteriores y extraer un volumen de petróleo económicamente justificable, en un espesor del reservorio no drenado.

El trabajo de investigación tiene el propósito de explorar y explotar los hidrocarburos que se encuentran impregnando las rocas fracturadas que forman el reservorio en su parte superior, la cúpula que forma el anticlinal y que constituye la trampa petrolera. La información sísmica y los registros geofísicos reflejan que debe estar saturada en petróleo y no debe estar inundada con agua y aún queda la posibilidad de obtener altas producciones de gas acompañante si se tiene en consideración que este debe provenir de zonas más profundas como plantean muchos especialistas.

Por la situación antes planteada se declara como **Problema científico:**

¿Cómo recuperar las reservas de hidrocarburos no explotadas en el pozo Canasi N°3, del bloque 7, en la Franja Norte de crudos pesados?

Para dar solución a la problemática existente se plantea la siguiente **Hipótesis:**

Si se realiza la evaluación de las características colectoras a través de la interpretación geológico-geofísica, se seleccionan correctamente las nuevas zonas a punzar evitando la inundación y se aplica un régimen de bombeo, extracción y tratamiento adecuados, entonces se podrá recuperar la producción de hidrocarburos en el pozo Canasí N° 3.

Para dar respuesta a la hipótesis planteada se propone el siguiente **Objetivo General:**

Evaluar variantes para la recuperación de las reservas no explotadas de hidrocarburos del pozo Canasi N°3.

Objetivos Específicos:

Se trazan como objetivos específicos los siguientes:

1. Demostrar la correspondencia entre la Geología Regional y la del pozo objeto de estudio.
2. Evaluar las características colectoras del reservorio y de la zona no explotada, mediante la aplicación de los métodos geofísicos.
3. Analizar el estado de la inundación existente, con la proyección y los resultados de producción del pozo.
4. Demostrar mediante la arquitectura, el flujo tecnológico y los resultados de producción, la posible incorporación del pozo a la producción.
5. Proponer variantes para la reparación y punzado del pozo.
6. Realizar el estudio de factibilidad económica para la puesta en producción del pozo.

La novedad de este trabajo consiste en relacionar toda la información disponible en la bibliográfica, la información real obtenida del reservorio en disciplinas como la sísmica, los registros de pozos, la información obtenida de la perforación y de la litología descrita en el corte para definir las características colectoras de la zona de interés y sus perspectivas, realizar la

propuesta de trabajo y la forma de explotación, también es novedad poder extraer reservas económicamente justificables después de abandonar un pozo por la pérdida total de su producción y se considera un éxito si es posible restablecer la producción de gas.

El trabajo está estructurado en tres capítulos, un primer capítulo con el Análisis Bibliográfico donde se caracteriza la Geología, la Estratigrafía, Las características de los sistemas de acumulación intramantos, las características petrofísicas de las rocas y los sistemas de bombeo con bombas de cavidades progresivas. El segundo capítulo con el Diseño Metodológico en el que se describen los métodos empleados para desarrollar la investigación y un tercer capítulo donde se presenta la Propuesta para recuperar la producción del pozo y evaluación técnico económica, se analizan los principales resultados alcanzados y la secuencia a seguir según el comportamiento. Además consta de Conclusiones, Recomendaciones, Bibliografía y Anexos.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.

1.1 La Geología

La Geología comprende un conjunto de "ciencias geológicas", así conocidas actualmente desde el punto de vista de su pedagogía, desarrollo y aplicación profesional. Ofrece testimonios esenciales para comprender la Tectónica de placas, la historia de la vida a través de la Paleontología, y cómo fue la evolución de ésta, además de los climas del pasado. En la actualidad la geología tiene una importancia fundamental en la exploración de yacimientos minerales (Minería) y de hidrocarburos (Petróleo y Gas Natural), y la evaluación de recursos hídricos subterráneos (Hidrogeología). También tiene importancia fundamental en la prevención y entendimiento de desastres naturales como remoción de masas en general, terremotos, tsunamis, erupciones volcánicas, entre otros. Aporta conocimientos claves en la solución de problemas de contaminación medioambiental, y provee información sobre los cambios climáticos del pasado. Juega también un rol importante en la Geotecnia y la Ingeniería Civil. También se trata de una disciplina académica con importantes ramas de investigación. Por extensión, han surgido nuevas ramas del estudio del resto de los cuerpos y materia del sistema solar o geología planetaria. (García, 2003)

La Geología comprende distintas ciencias o disciplinas: Estratigrafía, Geología del petróleo, Geofísica, Petrología, Sismología, etc.

La estratigrafía es la rama de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias estratificadas, y de su identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal; cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas. (García, 2003)

En la geología del petróleo se combinan diversos métodos o técnicas exploratorias para seleccionar las mejores oportunidades o "plays" para encontrar hidrocarburos (petróleo y gas).

La geofísica estudia la Tierra desde el punto de vista de la física y su objeto de estudio está formado por todos los fenómenos relacionados con la estructura, condiciones físicas e historia evolutiva de la Tierra. Al ser una disciplina experimental, usa para su estudio métodos cuantitativos físicos como la física de reflexión y refracción, y una serie de métodos basados en la medida de la gravedad, en los campos electromagnéticos, magnéticos o eléctricos y de fenómenos radiactivos. En algunos casos dichos métodos aprovechan campos o fenómenos

naturales (gravedad, magnetismo terrestre, mareas, terremotos, tsunamis, etc.) y en otros son inducidos por el hombre (campos eléctricos y fenómenos sísmicos). (Schlumberger, 2005)

La petrología es la ciencia geológica que estudia las propiedades físicas, químicas, mineralógicas, espaciales y cronológicas de las asociaciones rocosas y de los procesos responsables de su formación. La petrografía, disciplina relacionada, trata de la descripción y las características de las rocas determinadas por examen microscópico con luz polarizada. (Segura Sotto, 1973)

1.2 Caracterización Geológica de los sistemas de acumulación intramanto.

El yacimiento Canasí – Puerto Escondido, ubicado en el litoral norte de la provincia de Mayabeque, al este de la Capital, La Habana, se forma como una estructura de pliegues fallados, sistemas Dúplex, sellados por arcillas no permeables. Hasta el momento todos los pozos perforados en el área han penetrado capas desde E0 hasta E4 según denominaciones de los geólogos cubanos y a las que se les denominan E1, E2, E3 en Puerto Escondido y C1, C2, C3 y C4 en Canasi. Estas capas en su totalidad son productoras de hidrocarburos. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

El área del Yacimiento Canasi - Puerto Escondido abarca rocas del margen continental y su cobertura sinorogénica de la Unidad Tectónica Estratigráfica (UTE) Placetas. La descripción estratigráfica en el yacimiento se refiere a las rocas del Grupo Veloz, que comprende a la formación Cifuentes, la formación Ronda y a las rocas de la formación Vega Alta. La zona de principal interés en el Yacimiento Canasí – Puerto Escondido está representada por rocas del Grupo Veloz comprendidas en las edades entre el Jurásico Superior y el Cretácico Inferior. Dentro de este grupo las rocas de las Formaciones Ronda y Cifuentes constituyen los principales reservorios productores de hidrocarburos. (Valladares, 1998)

Según Rios Montano, J. y otros, (2002-2003), se plantea que “el historial de deposición de las formaciones productivas de la franja Norte de hidrocarburos de Cuba está ligado a fenómenos de transgresiones marinas bajo condiciones poco estables, durante el Jurásico Medio. Un aumento gradual del corte de agua hace posible la deposición o sedimentación de los carbonatos

del Grupo Veloz, comprendiendo los carbonatos de aguas someras y profundas de la formación Ronda. Los carbonatos que sean más jóvenes que aquellos del Velanginiano de la formación Ronda fueron erosionados durante el levantamiento sintectónico de antepaís y se depositaron seguidamente los sedimentos carbonatados, arcillosos y clásticos del Paleógeno correspondientes a la formación Vega Alta”, el autor considera que constituye un sello impermeable de carácter regional que caracteriza los yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados y es un elemento indispensable en la formación de las trampas.

La historia geológica de este yacimiento es muy parecida a la del yacimiento Boca de Jaruco.

Según Alvarez Castro J., Barceló G. y otros, (1994) se plantea que “En este tipo de yacimientos se observan trampas estructurales limitadas por fallas, cuya migración principal es la primaria, ya que las rocas madres demostradas son a su vez los mejores reservorios, por tanto predomina la migración lateral sobre la migración vertical. La generación comienza después de iniciarse los sobrecorrimientos del ($K_2^{cp} - P_2^2$) Cretácico Superior Campaniano hasta el Eoceno medio del Paleógeno, cuando las rocas madres sufren la acción de las rocas suprayacentes que les permiten alcanzar la temperatura y presión adecuadas para el comienzo de la generación de hidrocarburos”. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

En el análisis realizado se estima que el primer ciclo de generación de hidrocarburos, no maduros, de relevancia y la migración lateral ocurren después de la deposición del sello regional de Vega Alta ($P_1 - P_2^1$) entre el Paleoceno Inferior Daniano Montiano y el Eoceno Inferior Ypreciano Lutesiano, el cual impidió la fuga del petróleo hacia las capas superiores. La migración lateral dentro de la roca madre se observa dentro del mismo paquete de rocas y pasando de una escama a otra entre los distintos paquetes de rocas, esta migración ocurre a través de las fallas abiertas que las separan, se deduce que en el tiempo estas fallas se sellaran con bitumen producto del paso de hidrocarburos pesados y aparezcan las escamas separadas en la actualidad como distintas unidades hidrodinámicas con diferentes gradientes. (Rios Montano, y otros, 2003)

Esta migración se puede clasificar de forma particular en el yacimiento Canasí como migración lateral intramanto, el petróleo asociado es de tipo pesado con altos contenidos de azufre. La

migración vertical ocurre a través de los propios mantos de sobrecorrimientos y en épocas postorogénicas.

La estructura en forma anticlinal que representa el depósito es reflejada y puede observarse en el relieve del fondo marino vista como chichones que se presentan en los fondos marinos de Canasí, Puerto Escondido, Boca de Jaruco, Yumurí y Seboruco, este es un reflejo de la estructura de los yacimientos. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

El anticlinal sellado con las rocas impermeables de la formación Vega Alta forman la trampa de hidrocarburos, tal y como se observa en el área de los pozos aledaños al pozo de estudio, los pozos Canasí N° 1x, Canasí N° 2, Canasí N° 4 y Canasí N° 5 cortan las estructuras de esta trampa y correlacionan entre ellos, ver **Anexo No 1** (Correlación geológica de los pozos de Canasí).

1.3 Estratigrafía.

Se presentan en el subsuelo como en superficie, rocas que pertenecen a diferentes dominios, pero solo se relacionan las que corresponden a la Unidad Tectónica Estratigráfica UTE Placetas.

Según Álvarez Castro J.; y otros, (1994), la estratigrafía de la región, específicamente en el bloque # 7 está representado por las rocas del Jurásico al Cretácico Inferior Neocomiano y se encuentran en el segundo, tercero y sucesivos mantos de la UTE Placetas y están constituidas por las siguientes formaciones:

Formación Constancia (J3^{ox - k}) Jurásico Superior Oxfordiano Kimmeridgiano.

Representada por micritas grises bandeadas con argilita pizarrosa negra y sustancia orgánica singenética con pirita diseminada, esquistos arcillosos filíticos, biomicritas y micrita arenosa con granos de plagioclasa y cuarzo y areniscas cuarcíferas. El paleoambiente responde a ambientes marinos neríticos, con gran influencia de sedimentos continentales (restos de vegetales). El espesor es variable, oscila alrededor de los 100 m. (Álvarez Casto, y otros, 1994) (Furrasola, y otros, 1985)

Esta formación aunque productora, se presenta como un mal colector con una porosidad de 8 % según la interpretación de los registros geofísicos. Ha sido perforada en el tercer manto de Boca de Jaruco y en el segundo y tercer mantos de Yumurí.

Grupo Veloz. Aquí se agrupan las rocas de tres formaciones muy cercanas por su composición carbonato – silíceo – terrígena, semejantes en sus condiciones de sedimentación, además presentan características favorables como rocas madres y buenas propiedades colectoras de petróleo, y aunque no tienen altas porosidades se encuentran muy fracturadas en las condiciones en que se encuentran. Estas son las **Formaciones Cifuentes, Ronda y Morena.** (Furrasola, y otros, 1985)

Formación Cifuentes (J₃th) Jurásico Superior Titoniano. Son biomicritas laminadas y calcilulitas de color gris a negro con finas intercalaciones de argilitas bituminosas, en capas finas. Abunda el bitumen singenético a lo largo de los planos de estratificación, además de pirita singenética dispersa. (Álvarez Casto, y otros, 1994) (Segura Sotto, 1973)

Las rocas de la formación Cifuentes presentan un espesor aparente de unos 400 m y además de ser rocas madres son un magnífico reservorio por la carcificación presente y un altísimo grado de fracturación, que prácticamente las convierte en rocas detríticas. Esta formación es la más representada en los cortes del pozo Canasí N° 3.

Formación Ronda (K₁^{ne-a}) Cretácico Inferior Berriasiano - Valanginiano. Está constituida por micritas y bioesparitas laminares de color pardo a gris oscuro, ricas en materia orgánica, con intercalaciones color pardo a negro, a veces dolomitizadas.

Esta formación constituye un buen colector, además de presentar características de roca madre. Ha sido perforada en el tercer manto de Boca de Jaruco, el tercer y cuarto manto de Puerto Escondido – Canasí y en el segundo y tercer manto de Yumurí. Su espesor es aproximadamente de unos 150 m. (Álvarez Casto, y otros, 1994) (Furrasola, y otros, 1985)

Formación Morena (K₁^{ne-b}) Cretácico Inferior Hauteriviano - Barremiano. Son micritas y biomicritas bituminosas de color pardo gris a oscuro, con algunas intercalaciones de pedernal, a veces con calizas dolomitizadas, el bitumen se encuentra en las fracturas y en los planos de estratificación. Se depositaron en un ambiente marino relativamente profundo. Por lo general estos sedimentos están más o menos erosionados y se encuentran sobre la formación Ronda por lo que no se observan en el pozo de estudio. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

Formación Amaro (K₂^{cp-m}) Cretácico Superior Campaniano Maestrichtiano. Está presente en el segundo manto de la UTE Placetas, está constituida por brechas, conglomerados y brechas

con fragmentos angulares de distintas calizas y ocasionalmente rocas silíceas. Estos sedimentos se acumularon en un ambiente nerítico externo a profundidades menores de 100 m. Se conoce en contacto discordante erosivo sobre rocas del Neocomiano o Jurásico y cubiertas por rocas de la Formación Vega Alta. Las rocas de la Formación Amaro son colectoras y forman yacimientos. No aparecen en el área de Canasí.

El sello para los mantos de la UTE Placetas lo constituyen los sedimentos del Paleoceno – Eoceno Inferior de la Formación Vega Alta, el cual se presenta con carácter regional para la Franja Norte de Crudos Pesados. (Álvarez Casto, y otros, 1994) (Furrasola, y otros, 1985)

Formación Vega Alta (P₁-P₂¹) Paleoceno Inferior Daniano Montiano al Eoceno Inferior a Medio Lutesiano. Es una unidad de sedimentación sintectónica, compuesta en su parte baja (P₁) por rocas arcillosas y arcillosas – carbonatadas con un espesor de 100-150 m, llegando ocasionalmente a los 300 m, el grado de homogeneidad del sello es superior a 0.75 y puede llegar hasta 0.95 por lo que se considera un buen sello. La parte alta de la unidad (P₂¹) corresponde a un complejo sedimentario caótico de composición carbonato – arcilloso – arenoso débilmente cementado. Los olistolitos son de distintos tipos de calizas de diferentes ambientes, areniscas y rocas volcánicas de la asociación ofiolítica Terreno Zaza, con un espesor que puede alcanzar los 300 m. Se depositó en un ambiente de aguas someras, observándose en los bordes de la cuenca los depósitos clásticos más gruesos. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

Formación Santa Teresa y Formación Carmita. En el yacimiento Puerto Escondido – Canasi los pozos no han cortado las rocas de las Formaciones Santa Teresa y Carmita, debiendo estar presentes más al Sur de estos yacimientos.

En la parte superior del primer manto de la UTE Placetas hacia parte Norte se desarrolla la Formación Bacunayagua.

Formación Bacunayagua (K₂^{cp}) Cretácico Superior Campaniano. Está compuesta de limonitas, areniscas y conglomerados finos de carácter arcósico, areniscas cuarcíferas y arcillosas con material carbonoso, siendo el cemento de tipo carbonato – arcilloso, con espesores de 200 m; representa un reservorio interpartícula e interpartícula–fracturado. Estas rocas se formaron en condiciones batiales, en una depresión paralela a la zona emergida y que en ella afloraban granitos, rocas volcánicas, cuarcitas y carbonatos. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

Las rocas de la Formación Bacunayagua se encuentran en los cortes del Yacimiento Canasí – Puerto Escondido.

Formación Vía Blanca (K₂^{cp-m}) Cretácico Superior Campaniano Maestrichtiano.

Litológicamente se corresponde con una secuencia flyschoides constituida por argilitas, limonitas, areniscas, calcarenitas, conglomerados polimícticos, margas, calizas detríticas, arcillas grises, gravelitas y tufitas. Se depositó en ambiente inestable, en una cuenca marina de mediana profundidad. Su espesor alcanza los 120 m como promedio. Descansa discordantemente sobre depósitos pre-Campanianos. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

El Flysch Los Mangos constituye la parte alta de la Formación Vía Blanca y está constituido por capas alternas de arena y limo de grauvacas.

Terreno Zaza: A este grupo corresponden las rocas del arco insular volcánico Cretácico y de la corteza oceánica, con un complejo ofiolítico desplazado en dirección al Norte a lo largo de las fallas de sobrecojimiento. Por lo general, tanto en el subsuelo como en la superficie, las rocas corresponden a los complejos de ultramafitas serpentinizadas, gabros, gabrodiabasas y diabasas formando una serie de escamas tectónicas pertenecientes a mantos cabalgados entre el Cretácico Superior y el Eoceno Medio. (Furrasola, y otros, 1985)

El melange de los mantos sobrecojidos sobre las rocas carbonatadas Mesozoicas, son cuerpos de harzburgitas serpentinizadas, gabroides, diabasa y dioritas, todas intensamente dislocadas y fracturadas, por lo que constituyen buenos colectores. Se depositó en aguas profundas con oscilaciones en la profundidad de la cuenca. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

En el Coniaciano – Santoniano se produce un hiatus en la UTE Placetas, sin embargo en Terreno Zaza en ese tiempo se acumulaban rocas volcánicas que hoy forman parte de las escamas tectónicas del área. Estas son las rocas del **Grupo Chirino** y del **Grupo La Trampa**.

Grupo Universidad (P₂^{1a}-P₂²) Eoceno Inferior Ypreciano al Eoceno Medio Lutesiano. Ya estas constituyen formaciones postorogénicas, se divide en dos miembros:

En la parte inferior se encuentra el miembro **Toledo** compuesta por margas de color claro hasta gris con intercalaciones de calizas silicificadas, que llegan hasta pedernales. Presentan espesor de unos 20 m.

La parte superior está constituida por el miembro **Príncipe**, formado por calizas organógenas, calizas arcillosas y margas. Se observan nódulos de asfalto disperso irregularmente y escasas impregnaciones de bitumen. El espesor alcanza los 15 m. Se depositó en ambiente batial. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

Formación Cojímar (N₁^{2a}) Mioceno Medio Helveciano. La litología característica son las margas de colores claros, cremas y grises que se alternan con calizas arenosas, calizas organógenas y calizas arcillosas descansa discordantemente sobre rocas de diferentes edades, unas veces sobre las rocas del Grupo Universidad y en otros casos sobre unidades del Grupo Madruga. Se depositó en la zona infralitoral profunda y parte alta del talud del shelf. (Álvarez Casto, y otros, 1994)

1.4 Características Petrofísicas de las rocas.

Las rocas son los libros que revelan la historia de la tierra, pero la aplicación más importante la encuentra la petrografía, ciencia que estudia las rocas (Segura Sotto, 1973).

Las Rocas como grandes unidades que componen la corteza terrestre, son cuerpos sólidos constituidos por uno o varios minerales. Ejemplos: Caliza, roca monomineral, compuesta por calcita; Granito roca polimineral compuesta por cuarzo, feldespatos, plagioclasas y micas.

Los materiales que componen la corteza terrestre están representados por rocas y éstas pueden ser: ígneas, sedimentarias y metamórficas. (Segura Sotto, 1973)

- **Ígneas:** Son las primeras que se forman desde el origen del planeta, debido a la cristalización del magma.

Las rocas ígneas, son duras, cristalinas, no fosilífera, no estratificadas, masivas. Ejemplo: Plagioclasa, Granito, andesita, basalto, olivino.

- **Sedimentarias:** Se forman debido a los procesos de meteorización de la corteza terrestre fundamentalmente la erosión y deposición de los sedimentos.

Casi toda la producción de petróleo y gas en la actualidad se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas de los yacimientos, constituidos generalmente por areniscas, calizas y dolomitas, aunque pueden aparecer en otros tipos de litologías tales como vulcanógenos sedimentarios y ofiolitas. (Cajigal, 2006)

La cantidad de petróleo y/o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. Ejemplo: Conglomerado, arenisca, limonita, arcilita, brechas. (Álvarez Castro, y otros, 2012)

- **Metamórficas**: Rocas que se forman debido a los procesos de reajuste de la corteza terrestre, a partir de rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas las cuales son sometida a nuevas condiciones de presión y temperatura y sufren transformaciones que en ocasiones destruyen la textura de la roca original. Ejemplo: Pizarra gris. Sericita, clorita, carbonatos, cuarzo, grafito, magnetita y esquistos.

Las propiedades físicas de las rocas y los minerales dependen de su composición química, estructura, condiciones de formación e historia geológica. (García, 2003)

Las tres características consideradas de interés en una roca reservorio desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos son: porosidad, permeabilidad, saturación y permeabilidad específica. (Pirson Silvain, 1965)

La porosidad es la propiedad física más importante en las rocas almacenadoras de hidrocarburos y en el caso de las rocas carbonatadas, adquiere una gran complejidad como resultado de los procesos de sedimentación, diagénesis y tectonismo. (Valladares, 1998).

La mayoría de las rocas carbonatadas son de escasa porosidad. Esta porosidad es estimada a través de mediciones directas con el análisis de núcleos en el laboratorio y en forma indirecta a través de los registros eléctricos. (Valladares, 1998).

Los tipos de porosidad más comunes encontrados en rocas carbonatadas son: intergranular, intragranular, intercristalina, móldica, vugular y de canal, brechoide, en fracturas, cavernosa y múltiple. (Valladares, 1998)

Además de la porosidad y de la saturación de hidrocarburos, se requiere del volumen de la formación que contiene estos. Para calcular las reservas totales y determinar si estas son comerciales, es necesario conocer el espesor efectivo, el área del yacimiento y así determinar el volumen.

La permeabilidad es la capacidad de las rocas para dejar pasar un fluido dentro de ella. Es absoluta cuando se refiere a los fluidos presentes en los poros y efectiva cuando permite que los fluidos circulen con facilidad a través de las formaciones geológicas (Pirson Silvain, 1965)

Para evaluar la productividad del yacimiento, es importante valorar con qué facilidad puede fluir un líquido a través del medio poroso. Esta propiedad de la roca, que depende de la manera en que los poros están interconectados es la permeabilidad. (Pirson Silvain, 1965)

Resumiendo, los principales parámetros petrofísicos requeridos para evaluar un depósito son entonces: litología, volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de hidrocarburos, espesor efectivo, área y permeabilidad, además de la geometría, temperatura, y la presión del yacimiento que pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y futuro desarrollo del mismo.

En la revisión de la bibliografía también se debe tratar el tema técnico, en este caso el relacionado con el sistema de bombeo que permite la extracción del crudo o sea las bombas de cavidades progresivas.

1.5 Sistema de bombeo, bombas de cavidades progresivas (BCP).

Las bombas de cavidades progresivas representan un método de levantamiento artificial de crudos pesados, medianos y livianos que ofrece una amplia versatilidad, alta eficiencia y bajo costo. La geometría simple de este tipo de bombas constituidas principalmente por un rotor metálico y un estator elastomérico le confieren al sistema tales ventajas. (Hirschfeldt, 2008)

Una BCP es una bomba rotativa de desplazamiento positivo, clasificada como un tipo especial de bomba de tornillo. Estas se caracterizan por ofrecer un caudal constante (teóricamente) aunque se varíe la presión de descarga de la misma, lo que representa una de las mayores ventajas de este tipo de bombas. Adicionalmente mediante la tecnología de cavidades progresivas se pueden bombear fluidos con contenidos de agua, arena y parafinas. (Cajigal, 2010)

Los esfuerzos realizados en la investigación y desarrollo de las bombas de cavidades progresivas han permitido desarrollar sistemas con elevada capacidad de producción y levantamiento. Es fundamental que se realice una adecuada selección del material elastomérico para garantizar un buen desempeño de la bomba por lo que este método de levantamiento artificial depende

considerablemente de la disponibilidad de materiales elastoméricos para manejar fluidos de diversa naturaleza química.

Un sistema BCP consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo, la cual es engranada en forma espiral y sus componentes principales son un rotor metálico y un estator cuyo material es elastómero generalmente.

El crudo es desplazado en forma continua entre los filamentos de tornillo del rotor y desplazado axialmente mientras que el tornillo rota. (Hirschfeldt, 2008)

El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor.

El rotor va roscado a las cabillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está formado, por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento la bomba de cavidades progresivas.

Otro elemento importante en este tipo de instalación es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo pues, de lo contrario, no existiría acción de bombeo. En vista a esto, debe conocerse la tensión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y mala operación del sistema.

El niple de asentamiento o zapato, en el que va instalado y asegurado el sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario.

Los equipos de superficie de una BCP deben proveer la energía requerida por el sistema, esto significa que deben ser capaces de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, entregar la torsión requerida y rotar las cabillas a la velocidad requerida y prevenir la fuga de fluidos en la superficie. (Cajigal, 2010)

1.5.1 Elementos de Superficie.

Cabezal de rotación.

El cabezal de rotación está diseñado para manejar las cargas axiales de las cabillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de freno y la potencia necesaria del sistema.

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.

Sistema de transmisión

Como sistema de transmisión se conoce el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria hasta el cabezal de rotación. (Cajigal, 2010)

Para la transmisión de torsión de una máquina motriz a una máquina conducida, existen al menos tres métodos muy utilizados: Transmisión con engranajes, correas flexibles de caucho reforzado y cadenas de rodillos.

Dependiendo de la potencia, posición de los ejes, relación de transmisión sincrónica, distancia entre ejes y costo; se seleccionará el método a utilizar.

En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 rpm, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas rpm, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

Sistema de Freno.

Si el sistema se para repentinamente, la sarta de cabillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida por el movimiento tratando de igualar los niveles de fluido en la tubería de producción

y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de marcha inversa, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas.

Al perder el control de la marcha inversa, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea del cabezal. (Cajigal, 2010)

Freno de accionamiento hidráulico: Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj. Al ocurrir la marcha hacia atrás, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada. Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvula de drenaje, embragues mecánicos, entre otros.

También se pueden adaptar frenos de accionamiento por fricción: Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 HP.

1.5.2 Elementos sumergidos en el pozo.

Tubería de producción

Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo. Si no hay ancla de torsión, se debe ajustar la columna con la torsión máxima, para prevenir el desenrosque de la tubería de producción.

Sarta de cabillas

Es un conjunto de cabillas unidas entre sí por medio de cuplas formando la mencionada sarta, se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, utilizándose

diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, que no raspe la tubería de producción.

Las sartas de varillas se emplean para transmitir el movimiento rotacional del sistema motriz de superficie al rotor de la bomba de profundidad. Las fuerzas ejercidas sobre las cabillas son diferentes a las del bombeo mecánico convencional y consisten en:

- Una carga axial que en vez de ser cíclica es constante.
- Un torque que transmite el movimiento rotacional y es también constante.

Estas fuerzas se combinan para inducir tensión en las cabillas. Dicha tensión debe ser mantenida por debajo de un valor máximo permisible para prevenir fallas. El valor máximo se alcanza en la parte superior de la columna de varillas y es donde más roturas se presentan. (Hirschfeldt, 2008).

La cabilla superior se denomina Varillón Pulido y es el que sirve para hermetizar en el porta preses e impide la salida del fluido en la cabeza del pozo.

Estatore

Un estatore es un cilindro de acero revestido internamente con un elastómero sintético moldeado en forma de dos hélices adherido fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso especial. Este se baja al pozo con la tubería de producción (bombas tipo tubular) o con la sarta de cabillas (bombas tipo insertable). En el estatore se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciado del mismo.

Elastómero

El elastómero constituye el elemento más delicado de la bomba de cavidades progresivas y de su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación.

El elastómero reviste internamente al estatore y es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estatore la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba. (Hirschfeldt, 2008).

El Elastómero debe presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión. (Cajigal, 2010)

Rotor.

El rotor es la única pieza que se mueve en la bomba, está fabricado con acero de alta resistencia y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión. Se conecta a la sarta de cabillas las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie. Este consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, torneada a precisión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.

Niple de paro

Es un tubo de pequeña longitud el cual se instala bajo el estator (bombas tubulares) y cuya funciones principales son:

- Servir de punto tope al rotor en el momento del espaciamiento, para que el rotor tenga el espacio suficiente para trabajar correctamente.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera de permitir la libre elongación de la sarta de cabillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las cabillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como anclas de gas o de torsión, filtros de arena, etc.

Los más usuales son los de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torsión o cualquier otro elemento.

Ancla antitorque.

Cuando al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la tubería también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de su desenrosque. A esto se suman las vibraciones producidas en la tubería por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son

tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería de producción, el ancla de torsión evita este problema. Cuanto más la tubería tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Este equipo se conecta debajo del niple de paro.

1.5.3 Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas.

Las bombas de cavidades progresivas destinadas a la producción de petróleo y gas se clasifican en:

- Bombas tubulares
- Bombas tipo insertables

Bombas tubulares

En este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción, debajo de él se conecta el niple de paro, anclas de torque, anclas de gas y otros, sobre él se instala la tubería de producción. En cuanto al rotor, este se conecta y se baja al pozo con la sarta de cabillas. En general esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe sacar toda la sarta de tubos. (Hirschfeldt, 2008)

Bomba Insertada

En este tipo de bombas, a pesar de que el estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados de manera de ofrecer un conjunto único el cual se baja en el pozo con la sarta de cabillas hasta conectarse en una zapata o niple de asentamiento instalada previamente en la tubería de producción. Esta bomba tiene el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción (ya que su diámetro está limitado al diámetro interno de la tubería de producción) pero ofrece la versatilidad de que para su remplazo no es necesario recuperar la tubería de producción con el consiguiente ahorro en tiempo, costos y producción diferida. (Hirschfeldt, 2008)

A finales de los años 90 se introducen estas técnicas en el país y ya se ha generalizado el uso de las bombas de cavidades progresivas, por la eficiencia, el ahorro energético y las características técnicas que propician las mismas. El uso apropiado de este sistema de bombeo repercute

positivamente en la producción de hidrocarburos, hoy casi todos los pozos operados por EPEP Occidente son dotados de este tipo de bombas.

Conclusiones parciales del capítulo.

Las conclusiones derivadas del análisis bibliográfico constituyen fundamentos en los cuales se basa el autor para la realización de este trabajo. El estudio de las características litológicas y petrofísicas de las rocas, que permiten identificarlas en el macizo de rocas presentes en el yacimiento, y el conocimiento aportado por Geólogos y Geofísicos relacionadas con la estructura y formación de los pliegues de sobrecorrimiento de las rocas del grupo Veloz y el sello de arcillas de Vega Alta que conforman el yacimiento, las condiciones en que se formaron y la posibilidad de ser depósitos de hidrocarburos son los rudimentos bibliográficos utilizados en este trabajo. Se concluye que:

- Las características de la geología y la estratigrafía estudiada en la bibliografía son un reflejo regional visto en el área de estudio, con el mismo estilo.
- Las características petrofísicas de las rocas expuestas en el estudio bibliográfico deben corresponder con las obtenidas durante la adquisición de información del pozo.
- Los datos obtenidos de los registros geofísicos de pozos y de la información sísmica preliminar deben confirmar las características litológicas, estructurales y petrofísicas mencionadas y deben aportar la información necesaria para validar la posibilidad de encontrar hidrocarburos en las zonas de interés.
- Entre las técnicas de bombeo, la más acertada es el uso de bombas de cavidades progresivas, es la más extendida en los yacimientos actuales por todas las características que se exponen en esta sección de análisis bibliográfico.

CAPÍTULO 2: DISEÑO METODOLÓGICO

2.1 Ubicación del pozo objeto de estudio.

El pozo Canasí No 3 se encuentra en el yacimiento Canasí del bloque No 7 en el kilómetro 69 de la Vía Blanca en la localidad de Palmarejo, en su porción norte, en el municipio Santa Cruz del Norte provincia de Mayabeque, al este de La Habana.

La Batería de Canasí es la instalación petrolera que recibe y procesa el petróleo y el gas provenientes de este pozo y pertenece a la UEB de Producción de la EPEP Occidente.

El pozo se encuentra en el ramillete Este y las zonas de interés económico se encuentran a una profundidad entre los 1200 m y 1315 m por la vertical y entre los 2000 m y 3600 m por el recorrido del instrumento. Consta de una cúpula seccionada en dos partes con cresta semiplana que tiene rumbo Este-Oeste. Cuenta con 13 pozos perforados con inclinación hacia el norte hasta buzar los 90 grados. El pozo Canasí No 13W es para la inyección de agua residual.

En el yacimiento se utiliza el método de levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas en la mayoría de los pozos y los pozos Canasí No 6 y Canasí No 14 producen por surgencia propia.

El pozo Canasi No 3 como todos los pozos perforados actualmente, tiene una construcción cuya proyección es horizontal, logra un ángulo de 90 grados y un desplazamiento de 2870 metros bajo el nivel del mar con dirección N 13 E, buscando la estructura ya descubierta con los pozos Canasi No 1x y Canasi No 2 y que es la continuidad hacia el lado Oeste de la estructura en explotación en el yacimiento Puerto Escondido.

2.2 Métodos Geofísicos utilizados para la investigación.

Los registros de pozo constituyen una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones y como apoyo a la perforación y el control de la producción. A partir de la medición de diferentes propiedades físicas, se determinan los parámetros necesarios para evaluar las propiedades colectoras del corte y la realización de cálculos de reservas del yacimiento; constituyen un elemento básico para el modelaje, para la realización de estudios integrados y

trabajos de simulación numérica, para definir el completamiento del pozo, así como facilitar el conocimiento del estado técnico del caño, las camisas, el cemento por detrás de camisas, la determinación de zonas para trabajos de estimulación, reparación, recuperaciones secundarias y fundamentalmente para definir las zonas productoras que aportaran la producción del hidrocarburo. (Valladares, 1998).

El objetivo fundamental del paquete de registros utilizados para investigar este pozo, es determinar las características geológicas, la litología, las propiedades mecánicas de las rocas, la porosidad, la resistividad, la permeabilidad y el tipo de fluido que presenta.

Las condiciones del pozo, los problemas ocasionados por la pérdida de varios caños y la imposibilidad de bajada del complejo de registros geofísicos utilizando el método a cable debido al ángulo alcanzado, hizo que se usara la variante del método Tough Logging Condition (TLC), mediante el cual la herramienta de registro se ensambla a la sarta de perforación y es bajada con ésta al pozo hasta una determinada profundidad, donde el cable se baja a través de una ventana situada en la tubería de perforación y se conecta ayudado por bombeo de lodo a la cabeza de la herramienta situada en la punta de la tubería; posteriormente la ventana es fijada y se continúa la bajada de los equipos en el hueco abierto conjuntamente con el cable de registro ya conectado, siempre evitando que el cable salga al hueco abierto y manteniendo una total sincronización entre el movimiento de la sarta de perforación y el cable para evitar que este se desconecte o se dañe. Es condición indispensable que exista un tramo de pozo encamisado mayor que el intervalo de registro, ya que el cable no puede salir al agujero desnudo.

La configuración del paquete de registros diseñados para este pozo por la compañía Schlumberger, asegura la medición de las propiedades físicas necesarias para realizar la interpretación de las características colectoras de las rocas cortadas por este pozo, así se puede apreciar la realización de los registros: Rayos Gamma (GR), Espectrometría Gamma Natural (NGS), Neutrón Neutrón Compensado (CNL), Lithodensidad (LDL), Registros Eléctricos Enfocados Doble Laterolog (DLL), Registro Eléctrico de Microperfilaje (MSFL), Potencial Espontáneo (SP), Registro Sónico Compensado (BHC), Caliper, Registro de Inclínometría (Dev) y el Registro de Imágenes Microeléctricas (FMI).

2.2.1 Registro radiactivo Gamma Natural.

Entre los métodos radiactivos utilizados se encuentra de forma obligatoria el de Rayos Gamma, Gamma Ray. Como su nombre lo indica, miden la radiactividad natural de las rocas, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla ya que los elementos radiactivos (Thorio y Potasio) tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas, mientras el Uranio es característico de las rocas con contenidos fósiles, así se obtiene la curva de (GR) gamma Natural. (Schlumberger, 2005)

El registro Gamma Espectral, mide al igual que el anterior la radiactividad natural de las rocas; la diferencia entre ambos viene dada por el hecho de que en la variante espectral no sólo se registra la radiactividad total, sino que se mide además el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno, lo cual permite determinar las concentraciones de Potasio, Thorio y Uranio radiactivos en la formación. (SGR) Registro Gamma total de la sonda de espectrometría gamma y (CGR) Gamma Corregido por Uranio son las curvas obtenidas en este método. (Schlumberger, 2005).

En el registro obtenido en el pozo Canasi N° 3, se observa que en las rocas de la formación Vega Alta con alto contenido de arcillas, se obtienen valores altos de SGR y CGR, y estos valores se corresponden entre si ya que no existe el Uranio, cuando se discrimina en función de la energía en los umbrales del Thorio, Potasio y el Uranio, la radioactividad es provocada por las concentraciones de Thorio y Potasio.

Esta formación se puede observar después de la entrada en camisa, utilizando el argot de los técnicos Geofísicos ya que los registros se obtienen desde el fondo hacia arriba en el pozo, según el largo del instrumento por encima de los 2000 m y también se aprecia a partir de los 3550 m hasta el fondo del pozo o el punto donde la herramienta no bajo más.

Desde los 2022 m, zapato de la camisa, hasta los 3550 m, el registro muestra una zona con alto contenido de Uranio, las curvas de SGR y CGR se separan, el registro de rayos Gamma Espectral es mucho mayor que el registro de rayos Gamma Compensado, por lo que estamos en presencia de un buen colector, en presencia de rocas con contenido de restos fósiles y con posibilidades de la existencia de hidrocarburos lo que se demostró con la producción acumulada de este pozo una vez que se puso en explotación.

2.2.2 Registros de radiactividad provocadas por fuentes neutrónicas.

Una fuente emisora de Neutrones de Americio Berilio (AmBe), situada en la herramienta “bombardea” la formación con neutrones los cuales pasan a través del caño del pozo interactuando (chocando) con los núcleos de Hidrógeno presentes en los poros de la roca, formando parte de los fluidos que estas contienen, los neutrones tienen aproximadamente la misma masa que los núcleos de Hidrógeno, por lo que se producen choques casi elásticos, lo que disminuye su velocidad antes de ser capturados por el detector de la herramienta. Existen dos tipos de detectores: de radiaciones Gamma y de Neutrones; en el primer caso, se detectan las radiaciones Gamma producidas por efecto de las colisiones, se le conoce como método neutrón gamma (NG) y en el segundo caso, se detectan los neutrones debilitados por estas colisiones y se le conoce como método neutrón compensado (CNL), del cual se obtiene la curva de porosidad por neutrón (NPHI).

La cantidad de Neutrones o radiaciones Gamma detectadas, son proporcionales al contenido de Hidrógeno en la formación y por tanto de su porosidad. (Bisbé York, 2011)

Esta herramienta determina el contenido de Hidrógeno contenido en los poros, el cual es proporcional a la porosidad total y esto es lo que permite calcular con bastante precisión el valor de la misma. (Schlumberger, 2005) .

La escala utilizada para este registro es de 0 a 0.5 V/V, y representa la porosidad volumétrica de la roca en por ciento.

En el pozo Canasi N° 3 el registro muestra valores de porosidad altos para las arcillas de la formación Vega Alta, sobre todo detrás de la camisa por encima de los 2000 m, no tan altos en Vega Alta por debajo de los 3550 m con una porosidad de 20 a 30 V/ V.

En las rocas de Cifuentes de este pozo se aprecian zonas con mayor porosidad que otras y se corresponden con rocas menos densas, más fracturadas y por tanto con mayores perspectivas de ser colectoras, se aprecian rocas con porosidad del orden entre 10 % y 23 % dando una visión bien acertada de las zonas donde se pueden esperar mejores acumulaciones.

2.2.3 Registros de radiactividad provocadas por fuentes gamma o registro de densidad Gamma-Gamma, también conocido como registro de litodensidad.

Estos registros son conocidos como registros radiactivos de densidad, donde una fuente radiactiva aplicada a la pared del pozo, emite a la formación rayos Gamma de mediana energía. Se pueden considerar a estos rayos como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones de la formación. Con cada choque, los rayos Gamma pierden algo de su energía, aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida. Esta clase de interacción se conoce como Efecto Compton, el cual depende de la densidad electrónica de la materia interactuante (roca del pozo). Los rayos Gamma dispersos llegan al detector que está a una distancia fija de la fuente y se cuentan, este valor, que es proporcional a la densidad electrónica de la roca, es equivalente a su densidad mineralógica. (Schlumberger, 2005). Los detectores son cristales de Ioduro de Sodio activado con Talio.

Con esta herramienta se obtiene:

- La curva de densidad, a partir de la cual y teniendo en cuenta la litología predominante se determina la porosidad.
- La curva de Factor Fotoeléctrico, es extremadamente útil para la determinación de la litología y sus variaciones, independientemente de la porosidad, ya que cada roca cuenta con su valor del factor fotoeléctrico bien definido. (Schlumberger, 2005) . También es usada para valorar cualitativamente el daño causado en la formación por la utilización de Barita (BaSO_4) en el lodo de perforación; ya que esta presenta un valor de Factor Fotoeléctrico (PEF) anómalamente alto (266.8 barn/e), mientras que las litologías más comunes: caliza, dolomita y arenisca tienen 5.08, 3.14 y 1.01 barn/e respectivamente.
- La curva de densidad corregida, corrección automática que se hace a los valores de densidad cuando se procesa el registro durante su adquisición, en dependencia de las variaciones del diámetro del pozo.

En el registro utilizado de Litodensidad o (LDL) se obtiene la curva de densidad RHOB en g/cm^3 , con escala entre 1.75 g/cm^3 y 2.75 g/cm^3 . Esta curva de densidades superpuesta con la curva de porosidad por neutrón/neutrón, constituyen una herramienta cuantitativa para

determinar las características volumétricas de las rocas, y caracterizar sus capacidades colectoras, además son una ayuda en la interpretación y delimitación de las electrofasias.

A partir del registro (LDL) se obtiene la curva del Factor Fotoeléctrico (PEF) muy útil para definir litología en el corte, se puede obtener la curva de porosidad por densidad (DPHI) y la curva de corrección de densidad (HDRA). (Schlumberger, 2005)

La posibilidad de utilizar la curva de efecto fotoeléctrico facilita la interpretación del corte geológico, se definen claramente las capas de acillas de Vega Alta y se aprecia la conformación de las rocas de Cifuentes, se observan las diferencias entre las zonas más o menos densas del corte.

2.2.4 Registros Eléctricos.

Consisten en enviar corriente a la formación, por medio de electrodos de corriente y medir la diferencia de potencial entre los electrodos de medición. A partir de los voltajes medidos, se determina la resistividad al paso de la corriente de cada corte geológico. Se conocen dos arreglos básicos de electrodos: Normal y Lateral. De acuerdo al espaciamiento entre los electrodos de corriente (A y B) y los de medición (M y N), será la profundidad de investigación; en la herramienta normal, el punto de medición es el punto medio entre los electrodos A y M mientras que en la lateral, será el punto medio entre los electrodos M y N. En este sondeo eléctrico lateral es posible la obtención de las resistividades de las rocas a distintas profundidades, desde las más cercanas al caño del pozo hasta las más alejadas pertenecientes a la zona virgen. (Valladares, 1998)

Los registros eléctricos son definatorios en la diferenciación de las capas de un corte geológico, en la determinación de la saturación y la invasión del lodo. (Schlumberger, 2005)

Entre los registros eléctricos también encontramos los registros de corriente enfocada, el Laterolog y el Doble Laterolog, que consta de dos juegos de electrodos situados a ambos lados de la herramienta. Este arreglo proporciona un enfoque al flujo de la corriente que lo obliga a penetrar en la formación sin desviarse hacia arriba y hacia abajo en el caño del pozo, así como proporcionar dos valores de resistividad: uno profundo (correspondiente a la zona virgen) o sea resistividad real de la formación (RT) y otro somero (correspondiente a la zona invadida). (Bisbé York, 2011).

La herramienta (HRLA) permite resolver la difícil tarea de determinar la Resistividad real de la formación (R_t) en capas finas y profundamente invadidas, mediante 5 mediciones de resistividad activamente enfocadas con una alta resolución y ajuste en profundidad que proporcionan un valor de R_t más preciso, elemento clave para la identificación y estimación de reservas. El arreglo espacial está optimizado para obtener el mayor grado de información referente al perfil de invasión. (Schlumberger, 2005).

La escala que normalmente se utiliza para representar la resistividad de las sondas del Laterolog es logarítmica y va desde 0.2 ohm hasta 2000 ohms. Es muy práctico el análisis de la superposición del Laterolog profundo y el Laterolog somero, que nos aporta con claridad las zonas invadidas, observándose el LLD con valores de resistividad superiores al LLS, la resistividad de la zona virgen superior a la resistividad de la zona lavada.

En el **Anexo N° 2** (Complejo de registros geofísicos entre los 3600 y 3000 m), se muestran zonas donde existe invasión, el Laterolog de investigación profunda LLD es mayor que el Laterolog de investigación somera LLS, la resistividad real es mayor que la resistividad de la zona lavada. La invasión es un índice de la permeabilidad de las rocas, en este **anexo** y en los **anexos N° 3 y N° 4** se señalan zonas con diferentes resistividades obtenidas por Laterolog y se señalizan las zonas con invasión y por tanto con buenas perspectivas de ser colectoras, en estos anexos esta resumida la interpretación cualitativa realizada al corte geológico.

Existen los registros de microrresistividad cuyos dispositivos se utilizan para medir la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) y para describir capas permeables por medio de la detección de la costra de lodo. Estas mediciones son importantes por varias razones, una de ellas es cuando la invasión varía de moderada a profunda, conocer R_{xo} , permite corregir la medición profunda de resistividad, de acuerdo a la resistividad real de la formación, y la otra es que nos permite de forma cualitativa detectar los colectores.

Otro de los registros eléctricos es el Potencial Espontáneo, la curva de Potencial espontáneo (SP), es al igual que el Gamma Natural un registro de fenómenos físicos naturales que ocurren en las rocas in situ. La curva de SP registra la diferencia de potencial eléctrico (voltaje) originado por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas y arcillas). (Bisbé York, 2011)

Para las arcillas el potencial correcto es potencial cero y se coloca a la derecha en los registros, mientras que las calizas tienen potencial a la izquierda, es un registro muy utilizado que permite determinar los límites de las capas, la evaluación del volumen de las arcillas es un indicador de la permeabilidad y nos permite diferenciar sellos y reservorios, en los registros obtenidos en el pozo se observa claramente la entrada en la arcilla de Vega Alta en el fondo del pozo.

El registro de Potencial Espontáneo es uno de los registros que se obtiene con grandes dificultades dentro de la gama de registros eléctricos y es por la escala tan pequeña y por las condiciones que se requieren para hacer que el electrodo de tierra funcione correctamente.

En las rocas de Cifuentes el potencial espontáneo no presenta diferencias acentuadas.

2.2.5 Registros Sónicos.

Una herramienta sónica consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo t que requiere la onda para atravesar un pie (30.4 cm) de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito (Δt); el tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. (Schlumberger, 2005).

Las rocas más densas son las que tienen mayor velocidad de propagación de la onda acústica a través de ellas, por lo que el tiempo de propagación es menor, mientras pasa lo contrario en las rocas menos densas. El tiempo es proporcional a la porosidad de la roca atravesada. (Valladares, 1998)

El equipo de registro sónico compensado (BHC) proporciona las curvas tiempo de tránsito (DT) y porosidad por sónico (SPHI), con escala entre 0 y 0.5 decibelios. Esta porosidad es muy importante en la interpretación cuantitativa y cualitativa de las formaciones. En el registro que se muestra en el **Anexo N° 2**, específicamente la información obtenida de las curvas PHIT y PHIE es muy característica de un colector fracturado, se debe observar como la porosidad efectiva es menor pero casi igual a la porosidad total, concluyendo que la permeabilidad de estas rocas depende fundamentalmente de los esfuerzos tectónicos y la fracturación que ellos provocaron. Se aprecia también que en las arcillas de Vega Alta se separan estas curvas, la porosidad total de las arcillas es mucho mayor que la porosidad efectiva y esto es muy lógico porque las arcillas son rocas impermeables.

2.2.6 Otros registros Geofísicos.

Caliper, registro del diámetro de pozo.

La determinación del diámetro del pozo es muy importante para la interpretación de registros; los Geofísicos lo utilizan para el control de calidad de otros registros (especialmente cuando se utilizan herramientas con patines) y constituyen un elemento muy utilizado para determinar litologías y zonas fracturadas, también para definir zonas arcillosas y en el control técnico de caño del pozo es una herramienta muy útil. (Bisbé York, 2011).

En la actualidad, las herramientas más utilizadas constan de 4 o 6 brazos, los cuales se abren o cierran de acuerdo al diámetro del pozo en diferentes direcciones, esta apertura o cierre, provoca cambios de resistencia en un puente de Wheastone, el movimiento de los brazos después de calibrados responden a una variación específica del diámetro. De esta forma es posible no sólo determinar con exactitud el diámetro del pozo, sino también la geometría del mismo; que puede estar completamente deformada en comparación con el diámetro de barrena encargada de abrir el agujero.

Los diámetros de pozo obtenidos con esta herramienta y que son menores que el diámetro de la barrena con que se perforó indican zonas donde existe revoque del lodo o sea zona fracturada y permeable, esta característica se puede observar en algunas partes del colector dentro de la formación Cifuentes. Cuando existen diámetros de pozo muy grandes respecto al diámetro de la barrena con que se perforó estamos en presencia de zonas arcillosas deleznable o en presencia de cavernas y se observa a partir de 3550 m de profundidad a la entrada de Vega Alta.

Los diámetros de pozo que se corresponden con el diámetro de barrena llamados diámetros nominales son característicos de rocas duras poco fracturadas e impermeables. (Bisbé York, 2011)

Registros de Imágenes: Microbarredor de formaciones (FMS)

Esta herramienta consta de 4 brazos articulados en cada uno de los cuales hay un patín de goma con 24 microelectrodos, que se corren simultáneamente pegados a la pared del pozo, con lo cual se obtienen 96 curvas de microrresistividad. Estas curvas son procesadas obteniéndose la imagen de la pared del pozo, en esta imagen se aprecia claramente la litología, cambios

estructuro faciales y eventos tectónicos tales como pliegues, fallas y fracturas, de los cuales es posible determinar el ángulo y azimut.

En el pozo Canasi N° 3 la orientación de las fracturas es predominantemente vertical, por eso la migración también lo es, en este registro se pueden observar las zonas de fallas que se presentan en el pozo entre C4 y C3, separando C3-2 de C3-1 y dentro de C2.

Microimágenes de la formación (FMI)

Es una herramienta más avanzada que la anterior, constituye la última generación de la serie de imágenes eléctricas. Esta herramienta tiene un diseño muy similar al FMS descrito anteriormente; en este caso, a cada uno de los brazos se le ha añadido un alerón (flap) con 24 microelectrodos, 192 microelectrodos en total, con lo que se logra una mayor cobertura del caño del pozo superior al 80 % en un agujero de 8.5", se logra mayor resolución y por tanto más información, con mayor grado de detalle que en la anterior. Las imágenes obtenidas por este método son de altísima calidad.

La imagen obtenida de la zona colectora en el pozo Canasi N° 3 es indiscutiblemente muy fracturada, se aprecian fracturas con dirección vertical fundamentalmente y el mayor por ciento de la porosidad es debido a las fracturas.

2.3 Perforación, arquitectura del pozo y Características del flujo tecnológico y el proceso productivo.

2.3.1 Etapa de Perforación.

Según, (Fernández Garrido, 2014). En el diseño para la perforación de un pozo desde tierra se deben planificar los diámetros de barrenas y las camisas de revestimiento, para cada sección a perforar.

El pozo Canasi N° 3 terminado de perforar a las 23 horas del 28 de febrero del 2001, comenzó a perforarse con barrena de 17 1/2" con una composición adecuada para mantener el ángulo en cero grados, una perforación lo más vertical posible, sin tubería conductora, con un lodo natural como fluido, perforando hasta los 311 metros con pérdidas parciales a causa de las cavernas. Se

bajó camisa de 13 ^{3/8}” 339.7 mm (Surface casing) hasta los 311 m con zapato y centralizadores, se cementó hasta la boca del pozo.

A partir de los 311 m y hasta los 413 m se perforó con barrena de 12 ^{1/4}” o sea 311mm. Esta sección es completamente vertical, después de los 413 m y hasta los 1268 m se utiliza barrena 12 ^{1/4}” 311 mm Commander III con motor de fondo (Power Drive) para comenzar a inclinar el pozo, y se lleva desde cero grados hasta 69 grados de inclinación.

Desde los 1268 m hasta la profundidad de 2061 m se utilizó otra barrena también de 12 ^{1/4}” 311 mm Commander III con motor de fondo para 1.83 grados, a esta profundidad se traba la herramienta, después de varios esfuerzos se partió a 2009 m que fue el punto de pesca, se tiró tapón de cemento y se comenzó a perforar el caño N° 1 (Sidetrack N° 1), abandonando el tramo perforado.

Se sigue la perforación y a la profundidad de 2101 m se parte la herramienta quedando en el fondo parte de ella, se tira tapón de cemento hasta los 2030 m y se baja la camisa intermedia de 9 ^{5/8}” 245 mm hasta los 2022 m, donde queda el zapato de la camisa, con 4 centralizadores, después se cementa la camisa y se comienza a perforar el segundo caño (Sidetrack N° 2). A través de este caño se continuó la perforación, a partir de la profundidad de 2022 m se perforó con barrena 8 ^{1/2}” 215.9 mm hasta los 3650 m, donde aparecen las arcillas de Vega Alta, se atravesó el apilado de sobrecorrimiento con las cuatro escamas de la formación Cifuentes y se decide terminar la perforación. En este intervalo es donde se obtienen las mayores inclinaciones y se logró el objetivo de la perforación una vez que se pudo navegar con la inclinación deseada por la capa productora.

2.3.2 Arquitectura de bombeo.

Terminada la perforación se baja tubería de producción con bomba para ensayar el pozo, se instala el cabezal del pozo y se cambia lodo por petróleo ligero, el pozo se manifiesta y comienza a fluir. Los volúmenes de gas obtenidos durante el ensayo obligan a bajar un liner de 7” 177.8 mm hasta 2462 m, colgado de la camisa intermedia con los Tie Back, este liner tiene tres packer inflables contra la formación para aislar la zona. Ver **Anexo N° 5**. (Gráfico de Arquitectura del pozo Canasí N° 3).

Desde el zapato del liner a 2462 m hasta la profundidad de 3650 m quedó el caño desnudo, zona responsable de la producción del pozo desde el año 2003 y que para el año 2014 ya acumulaba 410714 m³ de petróleo y más de 1000 MM m³ de gas. La interpretación geólogo-geofísica pronosticó de forma acertada las características productoras de este pozo en la zona a caño desnudo.

El sistema de bombeo utilizado es con Bombas de Cavidades Progresivas. El cabezal de rotación utilizado en Canasi N° 3 es de la firma NESCHT, este Driver está diseñado para proveer la energía requerida por el sistema, esto significa que debe ser capaz de suspender la sarta de cabillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, entregar la torsión necesaria, rotar las cabillas a la velocidad requerida y prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

Dentro del pozo se encuentra:

- El Ancla Antitorque (No Turn Tool) de 244.5 mm de diámetro, 0.83 m de longitud está ubicada a la profundidad de 1093.8 m. Evita el desenrosque de la tubería.
- El Niple de flujo es un tramo de tubería ranurado, de 88.9 mm EUE con 1.15 m de largo y está ubicado a 1073 m de profundidad.
- El niple de paro (Tag Bar Nipple) de 88.9 mm con rosca EUE y con 0.5 m de longitud se encuentra a la profundidad de 1073 m, sirve de punto tope al rotor en el momento del espaciamento.
- La Bomba tubular KUDU OB96 1300 con 11.8 m de longitud, ubicada a 1061 m de profundidad, con estator elastomérico.
- La tubería utilizada es de 88.9 mm EUE, 111 m de largo y sostiene la bomba, a su vez está colgada del tubing hanger de 279.4 mm x 88.9 mm EUE.
- La cabilla que sostiene el rotor de la bomba consta de 123 unidades de 25.4 mm de diámetro roscada con calas grado D, y termina con el barillón pulido de 38.1 mm que se ajusta al preense.

2.3.3 Características del flujo tecnológico y el proceso productivo.

Existen en el yacimiento ocho pozos que producen por levantamiento artificial, dos de ellos utilizan bombas convencionales y seis producen con bombas de cavidades progresivas BCP, los pozos Canasi N° 6 y Canasi N° 14 producen por surgencia propia.

En superficie se distinguen dos grupos de pozos, los del Este y los del Oeste, tomando como centro la Planta de tratamiento de crudo. Los pozos del Este producen con líneas de producción individual cada uno hasta el manifold de entrada a la planta, donde es posible seleccionar si su producción se mide en el separador de medición V-100 o simplemente pasa al separador de grupo o de entrada V-200. Los pozos del lado Oeste producen hacia el manifold del Colector Oeste, este colector posibilita separar el gas producido por los pozos Canasi N° 6 y Canasi N° 14 y enviarlo directamente a Energas Puerto Escondido y para ello cuenta con el Vortex V-1600 con capacidad de separación de hasta 1 000 000 m³/día de gas, su funcionamiento es automatizado, con instrumentación de control neumático y electrónico, la emulsión desde el colector Oeste fluye hacia la Planta de Tratamiento a través de una línea de grupo de 20" de diámetro. En el manifold del Oeste también se puede seleccionar el pozo a medir, desde allí hasta el Separador de medición en la Batería se extiende una línea de 12".

El separador de Grupo V-200 es un separador bifásico con alta eficiencia en la separación del gas, cuenta con 7 vortex internos para esta función y por diseño tiene una capacidad de flujo de 1 500 000 m³/d de gas, durante el año 2004 trabajó a su máxima capacidad cuando los tres pozos productores por surgencia propia del yacimiento estaban en su esplendor. Este separador trabaja con una cajuela de reboso al centro del nivel de la bala, haciendo que la superficie de contacto gas emulsión sea la máxima posible, esto también es un elemento importante para la separación del gas. El funcionamiento del Separador V-200 es de control dual, neumático y electrónico. En todos los recipientes y mecanismos de la instalación, los sensores miden rangos de voltajes entre 4 y 20 mv, que traducidos en el PLC, a través del sistema Allan Bradley como interface, pasan al monitor del operador, expresado en temperatura, presión, flujo, nivel u otra característica que puede ser controlada en el accionar de la instalación. La presión de trabajo en este equipo se ajusta entre 350 Kpa y 450 Kpa, con dos válvulas de control de presión, así se asegura que a la entrada del separador la presión con que fluyen los pozos sea de 500 Kpa.

Para conocer la producción de cada pozo, se utiliza el separador de medición V-100, construido sobre cuatro celdas de peso y con uniones flexibles para poder pesar la emulsión producida por el pozo. El desequilibrio del puente de Winston, diseñado entre las cuatro celdas de peso, se traduce en el peso medido. De forma automática se abren y cierran las válvulas de entrada y salida, permitiendo la entrada de la emulsión al recipiente. Cuando se alcanza el peso

programado (15 – 20 ton) se cierra la válvula de entrada y se registra la medida del peso. Durante este tiempo también se mide el gas producido por el pozo, con ayuda de un equipo medidor de flujo para gas con plato orificio tipo Daniel.

El otro dato importante en la medición es el tiempo durante el cual el pozo está fluyendo por el recipiente y lo determina, el tiempo entre la apertura y cierre de la válvula de entrada. Este proceso está automatizado y se generan paquetes de 6 mediciones. El operador puede desechar aquellas mediciones, cuyos valores, estén fuera del rango estadístico de las mediciones anteriores. En ocasiones pueden ocurrir desviaciones, provocadas por la lejanía del pozo o por medir emulsiones con alta producción de gas el día anterior.

El último dato de interés es el BSW medido del pozo, con este se calcula el aporte de agua y petróleo de la emulsión medida. Conocer el aporte de cada pozo durante la medición permite prorratear la producción diaria, la producción total de la instalación es la venta diaria por Oleoducto más menos la diferencia de inventarios en tanques. Conociendo por medición, el porcentaje de aporte, se sabe diariamente cuanto produce cada pozo dentro de la producción total del día.

El gas que se separa en los recipientes V-100 y V-200, pasa por el Scrubber V-050 que sirve de trampa para los condensados líquidos que van junto al gas. Después de ser medido como venta en un flujómetro de 12” de diámetro tipo Daniel, es enviado por el gasoducto hacia la planta Energas ubicada en Puerto Escondido.

La emulsión desde el tanque Tk-700, se bombea hacia los tratadores V-400 y V-500, pasa a través de los intercambiadores de calor E-300A y E-300B (emulsión-petróleo tratado), para aumentar la temperatura a 70 °C aproximadamente, antes de entrar al tratador. El petróleo tratado sale a 140 °C, transfiere su calor a la emulsión y disminuye su temperatura a 65 °C y pasa a los tanques de venta para ser bombeado por oleoducto a la Comercializadora Matanzas.

Los intercambiadores de calor propician un ahorro energético considerable, disminuyen el consumo de gas combustible en los quemadores de los tratadores y se asegura una llama reducida que alarga la vida útil de los tubos de fuego. (PDVSA, 1995)

Los tratadores V-400 y V-500 están diseñados para tratar el petróleo proveniente de los pozos, cuya emulsión puede tener entre 15 y 35 % del agua. Tienen como objetivo romper la emulsión

agua-petróleo y como resultado, obtener un petróleo de mayor calidad con menos de 1.5 % de agua.

El tratamiento consiste en aumentar la temperatura del petróleo, aplicar productos químicos desemulsionantes y someter el fluido a un movimiento forzado a través de los baffles del tratador, estos tienen diferentes formas que actúan cambiando el curso laminar del movimiento por un curso de caída, que eleva la probabilidad de contacto entre las partículas. El aumento de la temperatura hasta 135 °C, provoca un movimiento desordenado de las partículas de agua, aumenta la frecuencia de colisión entre ellas, se unen y forman una de mayor peso que facilita su precipitación. El aumento de la temperatura genera el desprendimiento del gas atrapado en el petróleo, formándose dentro del tratador tres capas, en la parte superior gas, intermedia petróleo y en el fondo agua.

El sistema de recolección de gas, es cerrado, no permite escape a la atmósfera, protegiéndose de esta forma, el medio ambiente. Por otra parte, en las instalaciones de tratamiento del agua acompañante del petróleo, se garantiza que esta cumpla con las normas de calidad para verterla al mar y que no se afecte el ecosistema marino.

Con la información descrita en el epígrafe, el autor concluye que tecnológicamente existen las condiciones para poner en producción el pozo Canasi N° 3, las disciplinas de Perforación, Arquitectura y Tratamiento del petróleo, muestran las garantías tecnológicas para la explotación del pozo.

CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

3.1 Resultados de la estratigrafía y la tectónica comprobada en el pozo.

La estratigrafía encontrada en el pozo:

Toda la secuencia estratigráfica comprobada en el pozo se corresponde con la secuencia que se menciona en la estratigrafía a nivel regional, se puede apreciar como entre las rocas que corta este pozo aparecen las mismas formaciones que describen los especialistas en otros yacimientos de la franja norte de crudos pesados, con características petrofísicas y en condiciones tectónicas iguales.

A continuación se presentan las características estratigráficas que se obtuvieron durante el muestreo realizado a los cortes de la perforación en el pozo.

Entre las rocas que corta este pozo se encuentran las de la **Formación Vía Blanca**, rocas de edad (K_2^{cp-m}) Cretácico Superior Campaniano-Maestrichtiano, son rocas que pueden ser colectoras pero no son el objetivo de este pozo, están compuestas por una secuencia flyschoides constituidas por argilitas, limonitas, areniscas, calcarenitas, conglomerados polimícticos con matriz de areniscas y arcillo arenosa, margas, calizas detríticas, arcillas, gravelitas polimícticas y tufitas. Estas rocas se depositaron en ambiente inestable, en una cuenca marina de mediana profundidad.

Otro de los cortes atravesados por este pozo son las rocas de la **Formación Bacunayagua**, que data del (K_2^{cp}) Cretácico Superior Campaniano, se formó en un ambiente de condiciones batiales, en una depresión paralela a la zona emergida. Se describen en el corte las limolitas, areniscas y conglomerados finos de carácter arcósicos areniscas cuarcíferas y arcillosas. Es reservorio interpartícula e interpartícula fracturado, durante la perforación no hubo evidencias de hidrocarburos en esta capa.

Las rocas de la **Formación Vega Alta**, que forman un paquete de gran espesor y que sirve de sello a los yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados, también son el sello en el

Yacimiento Canasí, son rocas impermeables de edad ($P_1 - P_2^1$), Paleoceno Inferior al Eoceno Inferior, formadas en ambientes de aguas marinas someras, observándose en los bordes de la cuenca los depósitos clásticos más gruesos. La parte baja (P_1) compuesta por rocas arcillosas y arcillosas carbonatadas, su parte alta (P_2^1) corresponde a un complejo sedimentario caótico de composición carbonato-arcilloso-arenoso débilmente cementado. (Rios Montano, y otros, 2003)

Los olistolitos son de distintos tipos de calizas, areniscas y rocas volcánicas de la asociación ofiolítica. Vega Alta no posee propiedades colectoras pues el grado de homogeneidad es superior a 0.75 llegando en ocasiones a 0.95 por lo que es un buen sello.

El colector fundamental en el pozo Canasi N° 3 lo constituyen las rocas de la **Formación Cifuentes**, en los cuatro paquetes de rocas en que normalmente se presenta.

Son secuencias carbonatadas con predominio de las microfacies mudstone calcáreo que transiciona gradualmente a wackestone bioclástico, el ambiente de sedimentación es la causa que permite dividir, en cuatro paquetes, esta formación.

El paquete I o Superior de Cifuentes tiene edad (J_3^{th}) Jurásico Superior Titoniano, formado en ambiente pelágico a profundidad mayor a los 200 metros.

El paquete II o medio de Cifuentes tiene edad (J_3^{th}) Jurásico Superior Titoniano, sedimentado en ambiente nerítico externo a batial, también a profundidades mayores a los 200 metros.

El paquete III o inferior de Cifuentes tiene edad (J_3^{th}) Jurásico Superior Titoniano , depositado en ambiente nerítico externo a profundidad mayor de 200 metros, y fue dividido en dos secciones.

Estos tres paquetes desde el punto de vista petrográfico están formados por Wackestone bioclástico, Mudstone calcáreo muy fracturados y pedernal. (Rios Montano, y otros, 2003).

El paquete IV es de mayor edad (J_3^{km}) Jurásico Superior Kimmeridgiano, Mudstone calcáreo, argilita, micritas y bioesparitas todas ricas en materia orgánica, depositados en ambiente nerítico de plataforma restringida de aguas someras.

La Tectónica del Yacimiento Canasí.

Las estructuras que sirven de trampas a los hidrocarburos están representadas por pliegues sobrecorridos que se adicionan o imbrican unos con otros y son el reflejo de lo que ocurre a nivel regional, están formados principalmente por rocas carbonatadas de las Formaciones Cifuentes y Ronda de edad Jurásico y Cretácico. (Valladares, 1998).

Cada uno de estos pliegues fue fallado y sobrecorrido con una dirección predominante Sur-Norte. Cada una de estas secuencias son corridas en forma de “piggy-back”, formando un fuerte sistema compresivo. Los yacimientos están delimitados Este y Oeste por fallas laterales del tipo “strike-slip”, con una orientación Suroeste-Noreste, que 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 a ser activas hasta la actualidad.

Los hidrocarburos de Ronda-Cifuentes están atrapados estructuralmente debido a un evento compresional durante el terciario, creando apilamientos duplex y anticlinales como resultado de los sobrecorrimientos entre los estratos del Mesozoico y del Cenozoico. (Rios Montano, y otros, 2003).

Un análisis de las capas realizado con ayuda de los registros FMS/FMI, muestran una dirección de las mismas que oscilan entre los 246° hasta los 248° en casi todo el yacimiento.

Un promedio del esfuerzo tectónico muestra una orientación general del yacimiento Este Oeste, desde la cresta de la estructura parece ser casi horizontal para toda el área probada.

Los estudios de Ingeniería de Yacimiento determinaron que el factor primario dominante en la movilidad del petróleo en todo el yacimiento Canasí es la presencia de fracturas abiertas. Solamente fracturas muy largas pueden ser observadas o identificadas por los registros de FMI y especialmente el de FMS. El esfuerzo dominante de estas fracturas es sub-paralelo al esfuerzo de las capas provocando alta permeabilidad. 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. (Rios Montano, y otros, 2003).

En la figura 3.1 se muestra la historia paleogeográfica de Cuba y se puede observar cómo se corresponde con la historia tectónica del yacimiento Canasí.

Desde el comienzo de la orogenia en Cuba se ve como las rocas de la corteza oceánica obducen sobre las rocas de la placa continental, en el norte ocurre la deposición de arcilla en la cuenca de antepaís, originando sellos locales que llegan hasta el Eoceno en todo el margen Continental. Este material provenía de la erosión de las rocas plegadas y cuencas sinorogénicas del Terreno Zaza y en Canasí se conoce como formación Vega Alta. (Rios Montano, y otros, 2003).

Los sobrecorrimientos son de capas finas, aunque también se conocen imbricaciones de tipo duplex y múltiples, por lo que estos mantos no avanzan mucho uno sobre otro y a medida que ocurre el proceso las fallas de cabalgamiento se sub horizontalizan.

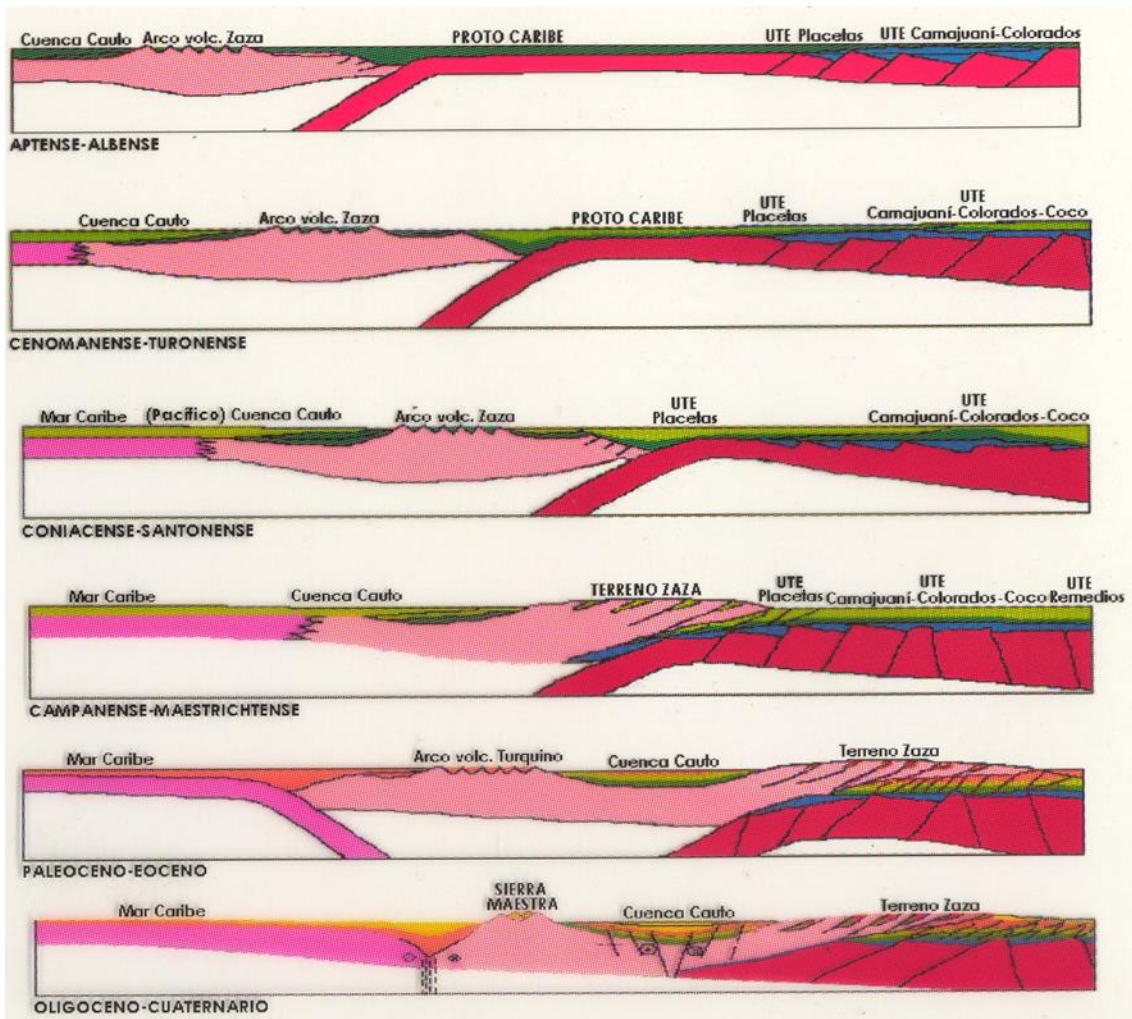


Figura 3.1. Acción tectónica entre el cretácico inferior hasta el cuaternario.

En esta figura se aprecia como las rocas de la UTE Placetas que en el Cretácico Inferior estaban aflorando fueron sobreempujadas por debajo de las rocas de Terreno Zaza en el paleoceno.

El autor concluye que los cuatro paquetes de Cifuentes son rocas madres y un magnifico reservorio por la carcificación presente y un altísimo grado de fracturación debido a las condiciones tectónicas de compresibilidad y a su vez facilita el flujo de los hidrocarburos por la roca al tener mayor permeabilidad, sobreyaciendo estas rocas existe un sello regional de rocas arcillosas de la formación Vega Alta, elemental para formar la trampa estructural por ser impermeables. Las rocas que se observan en el corte estratigráfico del pozo se corresponden con las rocas que a nivel regional forman los diferentes yacimientos y la tectónica es muy parecida en toda el área, se aprecian los mantos de sobrecorrimiento con rocas de la UTE Terreno Zaza sobre las rocas de la UTE Placetas. Queda demostrado que el yacimiento Canasí es representativo de las características geológicas, estratigráficas, tectónicas y colectoras de la región, con similitud a los yacimientos de Boca de Jaruco, Puerto Escondido, Yurumí y Seboruco.

3.2 Resultados de la interpretación cuantitativa de los registros Geofísicos.

En la siguiente tabla se muestran los datos obtenidos de la interpretación cuantitativa de las diferentes capas que fueron seleccionadas, el criterio de selección de las capas fue basado en el análisis en conjunto de los diferentes registros superpuestos unos y otros, sobre todo se hizo hincapié en aquellos que determinan las diferencias entre un macizo de rocas y otras, los que definen las diferentes litologías, como el caso del registro de litodensidad a través de la curva de Efecto Fotoeléctrico.

Resultados de la interpretación geofísica cuantitativa.

	C 1	C 2	C 3-1	C 3-2	C 4
Intervalo Tope	2025	2138	2540	3035	3258
Intervalo Base	2138	2540	3030	3250	3550
Espesor (m)	113	402	490	215	292

Espesor Efectivo (m)	95	360	410	180	240
Espesor Efect / Espesor Total (%)	84.07	89.55	83.67	83.72	82.19
Volumen de arcilla (%) Vsh	14.03	13.04	12.61	12.36	13.32
Porosidad Efectiva (%) PHIE	14.5	14.39	15.97	19.14	17.07
Porosidad Efectiva Corregida (%) PHIEC	10.15	10.08	11.18	13.40	14.19
Saturación de Agua (%) Sw	18.63	13.54	9.77	7.88	13.59
Porosidad Secundaria (%) PHI2	1.21	0.85	0.94	0.68	0.66
Porosidad de la Matriz (%) PMAT	8.94	9.23	10.23	12.72	13.54

Tabla 3.1 Resultados de la interpretación cuantitativa de las capas de Canasi N° 3.

Aunque para la interpretación cuantitativa C3 se divide en dos, se cortaron los cuatro mantos de Cifuentes que están presentes en este pozo, C1, C2, C3, C4. Todos se presentan como buenos colectores y con buenas características productoras de hidrocarburos, unos con mayores perspectivas que otros, con zonas de invasión, muy fracturados, con fallas interiores y entre escamas, pero no existen intercalaciones de la Formación Vía Blanca entre los diferentes mantos de sobrecorrimiento como ocurre en la mayoría de los yacimientos de la zona norte de crudos pesados a la que pertenece este yacimiento.

Los datos que muestra la porosidad efectiva medida en el pozo en las diferentes capas entre 14.5 y 19.1 % son índice de muy buena permeabilidad y de alto grado de fracturación.

3.3 Resultados de la interpretación cualitativa de los registros Geofísicos.

Las zonas de arcillas de la formación Vega Alta son de muy fácil determinación, se pueden observar por debajo de los 3550 m donde la resistividad de las curvas del Laterolog y otras curvas de resistividad disminuyen considerablemente, hasta valores de 2 o 3 ohm, aumenta el diámetro de pozo que muestra el Caliper, el Potencial Espontáneo se torna hacia el lado derecho donde se encuentran las arcillas, se puede ver como se igualan las curvas de Rayos Gamma Espectral Total con la curva de Rayos Gamma Corregido, por la ausencia de Uranio. También

se puede observar como la Porosidad Total PHIT obtenida por métodos sónicos es mayor que la porosidad Efectiva PHIE.

En C4 la escama más baja de Cifuentes, se encontró una zona entre 3405 m y 3550 m donde el Laterolog profundo (LLD) es mayor que el Laterolog somero (LLS), la resistividad de la zona virgen es superior a la resistividad de la zona lavada $R_t > R_{xo}$ y esto es representativo de una zona invadida, muy fracturada, presenta valores de 25 % de porosidad y valores bajos de saturación de agua. Esta zona tiene muchas perspectivas de ser buen colector y saturado en hidrocarburos. Ver **Anexo N° 2** (Complejo de registros geofísicos entre los 3600 y 3000 m).

Dentro de esta misma capa aparece una zona entre 3300 m y 3400 m donde se igualan las resistividades del Laterolog profundo y el somero, o sea no existe invasión, la porosidad es de 20 %, tiene alta resistividad pero menor que la resistividad de la zona anterior y mayor saturación de agua, por estas razones se considera con menos perspectivas de acumular hidrocarburos que la zona anterior, aunque todo el macizo se presenta como buen colector y fracturado, se observa como PHIT es casi igual a PHIE, o sea la porosidad efectiva es casi igual a la porosidad total.

C4 se separa de C3-2 por una zona de fallas, en C3-2 se observan dos zonas que son las réplicas de las zonas anteriores en C4, una con mejores perspectiva para encontrar hidrocarburos entre 3150 m y 3250 m y otra con menores perspectivas entre 3035 m y 3150 m. Tienen las mismas características y por eso decimos que todas son rocas de Cifuentes en las distintas escamas en que se presenta.

C3-2 y C3-1 también se separan por una falla, ya en C3-1 aparece una sección de 65 m entre 3027 m y 2960 m donde el Laterolog profundo (LLD) es mayor que el Laterolog somero (LLS), la resistividad de la zona virgen es superior a la resistividad de la zona lavada $R_t > R_{xo}$ y esto es representativo de una zona invadida, muy fracturada, presenta valores de 20 % de porosidad y valores bajos de saturación de agua. Esta zona tiene muchas perspectivas de ser un buen colector y saturado en hidrocarburos, que además tiene alta porosidad efectiva, muy cercana a la porosidad total, esta característica es un índice de ser una roca muy fracturada y permeable.

A partir de 2960 m hasta 2540 m, o sea el resto de C3-1 es un colector con alta resistividad, alto contenido de Uranio, muy homogéneo y también con perspectivas de ser productor, aunque no

tiene la misma permeabilidad de intervalos anteriores ya que no aparece la invasión de la zona lavada. Ver **Anexo N° 3** (Complejo de registros geofísicos entre los 3000 y 2470 m)

En 2540 m aparece la capa C2, homogénea hasta la profundidad de 2290 m, con altas resistividades, alto contenido de Uranio, porosidad entre 15 % y 18 %, se presenta como buen colector, a partir de 2290 m hasta la falla que aparece en 2260 m hay 30 m con mejores características para la presencia de hidrocarburos y constituye una de las zonas propuestas a punzar. Sobre la falla y hasta 2200 m se observa una zona de 50 m de espesor con mejores características colectoras, intercalaciones de alta resistividad y baja saturación de agua. Esta zona también es de las propuestas para punzar. Sobre los 2200 m hasta los 2134 m se presenta una zona con altas resistividades, porosidad entre 15 % y 18 %, con alto contenido de Uranio, pero con mayor saturación de agua. Constituye una zona colectora con perspectivas de acumulación de hidrocarburos.

C1 comienza en los 2134 m y tiene características muy similares a la zona descrita anteriormente, con una pequeña zona de 25 m entre 2050 m y 2075 m propuesta para punzar por tener mayor porosidad (20 %) y la saturación de agua es menor. La capa cierra en 2022 m con la entrada en camisa, aquí comienzan a verse las rocas de la formación Vega Alta. Ver el **Anexo N° 4** (Complejo de registros geofísicos entre los 2470 y 1980 m)

Los resultados obtenidos con la interpretación geofísica cuantitativa y cualitativa, demuestran con claridad que el reservorio es un buen colector y que la nueva zona a explotar también lo es, así se cumple el segundo objetivo específico.

3.4 Análisis de la Producción.

En su etapa inicial 2001, el pozo se ensayó con bombas, pero después produjo por surgencia propia durante un largo período de tiempo. La producción de gas era de 400 000 m³ aproximadamente, cada 24 horas, en aquel momento no estaban creadas las condiciones para su aprovechamiento y se quemaba en el flare de la instalación, emitiendo a la atmósfera un volumen elevado de gas contaminante producto de la combustión. La producción de petróleo ascendió a 400 m³ diarios con BSW de 0.3 %, se trasladaba en camiones cisternas hacia la Comercializadora de Matanzas. A mediados del 2003, el BSW ascendió a 2.0 % y fue necesario tratar este petróleo en la batería de Puerto Escondido

Una vez construida la Batería de Canasí, se mide con fidelidad la producción del pozo, y se eliminan las instalaciones anteriores por no contar con las condiciones adecuadas, desde este momento la producción procesada se envía a Comercializadora Matanzas por oleoducto. En el **Anexo N° 6** (Gráfico de producción del pozo Canasi N° 3 desde Abril 2001 hasta Agosto 2007), se puede observar que desde el año 2001 hasta el año 2003, la producción de agua fue insignificante, aportando más de 200 m³ de petróleo diario y unos 200 000 m³ de gas como promedio.

A finales del año 2003 se aprecia un incremento en la producción de agua y disminuye la producción de petróleo. En el 2004, el pozo producía 100 m³ de petróleo diario y 25 m³ de agua. El gas producido para esa fecha ascendía a 450 000 m³ diarios, por lo que la relación gas/petróleo se elevó a 4500 m³/ m³. Se toma la decisión de cerrar el pozo en el período octubre 2004 y agosto 2005.

En agosto del 2005, se construyeron las instalaciones de limpieza del gas y generadoras de energía eléctrica de Energas Puerto Escondido y Energas Boca de Jaruco y por la demanda de gas del país, nuevamente se pone en servicio el pozo. Para ello, se le instaló una bomba, ver **Anexo N° 5** (Gráfico de Arquitectura del pozo Canasí N° 3) y con ella produjo en el primer estadio sin gas, después que disminuyó la presión hidrostática sobre la capa el pozo se gasificó y comenzó su producción de gas, se paró la bomba y nuevamente por surgencia propia el pozo produjo entre 200 000 m³/d y 400 000 m³/d de gas, una producción de petróleo de 100 m³/d y producción de agua de 100 m³/d hasta el año 2007.

En la explotación de este pozo se utilizó un choque muy superior al choque óptimo. Desde el año 2006, produce con 32 mm de choque a través del casing, una forma de explotación donde no se conserva la energía del yacimiento, se extrae mayor volumen de petróleo en un periodo de tiempo corto, pero a largo plazo la recuperación de petróleo es menor que cuando se explota el pozo con el choque óptimo, es decir, de manera racional.

La producción de agua fue creciendo con el tiempo de explotación, se observó desde el año 2007 que el BSW aumentó hasta alcanzar para el año 2013, el 90 %, produciendo por encima de los 220 m³/d de agua y el petróleo a su vez disminuyó paulatinamente. La producción de gas desde el año 2007 hasta el año 2011, promedió entre los 300 000 y 380 000 m³/d de forma

estable, a partir de esta fecha comienza a disminuir por el alto contenido de agua. Durante el año 2013 y hasta mayo del año 2014, el BSW aumentó por encima del 90 %, a partir de esta fecha, el BSW se elevó hasta el 96 % y para producir 15 toneladas de petróleo, era necesario tratar 225 m³ de agua. Ver **Anexo N° 7**. (Gráfico de producción entre los años 2010 y 2018).

Una parada total de la planta de tratamiento de crudos de Canasí por solo unos minutos, produjo la ocurrencia de una avería en la línea de producción de este pozo, exactamente en un cambio de diámetro de 3" a 8" que complicó su reparación, la demora de unas 6 horas para reponer en servicio este pozo, ocasionó la pérdida total de la producción. Durante el tiempo de parada, la presión de la columna hidrostática en el caño del pozo fue mayor que cuando se mantenía fluyendo y la gasificación del fluido propiciaba menor peso de la columna, de esta forma se rompe la hidrodinámica del pozo y desde esa fecha no fluye por surgencia propia, se perdieron los 200 000 m³/d de gas de un día para otro. Para disminuir el peso en la columna y gasificar el fluido dentro del caño del pozo se puso en servicio la bomba, pero después de muchos días de intentos con la bomba trabajando al máximo caudal con 300 rpm, solo produjo agua, desde esa fecha el pozo quedó abandonado, hoy se propone poner en producción nuevamente.

Con la información descrita en el epígrafe, el autor muestra los resultados productivos del pozo hasta la fecha en que quedó abandonado.

3.5 Resultados obtenidos de realizar la proyección real del pozo.

Para construir el gráfico de proyección real del pozo no solo se utilizan datos obtenidos de los registros de inclinación y azimut del caño del pozo, se construye una tabla donde aparecen la profundidad vertical, la profundidad a través de la herramienta, el desplazamiento horizontal, el ángulo y el azimut, de esta información inicialmente se construye la proyección en planta del desplazamiento del pozo y se ejecuta sobre un mapa de la información sísmica, así a cada coordenada se le determina la profundidad a que se encuentra el tope de la capa mapeada por la sísmica. (Álvarez Castro, y otros, 2012) .

El próximo paso es graficar la trayectoria en profundidad ploteando las coordenadas obtenidas a partir del ángulo para crear la imagen vertical del pozo. Quedaría la imagen de la profundidad vertical, con el desplazamiento horizontal y la profundidad por el largo de la herramienta.

Por último, sobre esta proyección se dibujan las capas de la formación Cifuentes y se hace utilizando los datos de profundidad del tope de las capas obtenidos de la proyección en planta sobre la información sísmica. En el **Anexo N° 8** (Proyección real del pozo), se puede ver esta información graficada, pero además se colocó información adicional como la entrada en camisa, la posición del liner de 7", las zonas donde se encuentran los ASP, las zonas punzadas y las propuestas.

Construir este gráfico permite observar la diferencia de profundidad entre la zona horizontal del pozo, o sea la que está a caño desnudo e inundada con agua, respecto a la profundidad a que se encuentran los ASP, y las zonas propuestas a punzar.

El zapato del liner está a la misma profundidad que la zona inundada con agua, 1315 m, es por ello que el autor concluye que:

- Los ASP están a la profundidad de 1315 m o sea a la profundidad del caño horizontal del pozo y de la inundación, por tanto, la propuesta del departamento de ingeniería en yacimiento de punzar entre los ASP no se acepta.
- Las primeras dos zonas propuestas a punzar se encuentran a solo 8 y 12 m por encima de la zona horizontal del pozo, por esta razón la producción que se puede obtener de ellas no es abundante y rápidamente puede llegar la inundación total a este nivel.
- La última zona propuesta a punzar es la más elevada, a unos 70 m sobre la zona horizontal del pozo, es donde mayores reservas se pueden extraer y la inundación tardaría en llegar.

El autor asume que estas conclusiones permiten definir la variante a utilizar para hacer producir el pozo, en función de evitar la inundación presente en la zona a caño desnudo.

3.6 Presencia de gas en la parte superior de la trampa.

En Canasí la trampa productora tiene una cúpula semiseccionada en dos y está provista de un volumen inusual de gas, para los Geólogos y para la Oficina Nacional de Recursos Minerales (ONRM), la producción de gas en este yacimiento debió agotarse hace varios años, pero los volúmenes de producción, en los pozos Canas N° 6 y Canasi N° 14, se mantienen en la actualidad y en ocasiones aumentan su producción, por eso se plantea que la producción de gas, en el

yacimiento es anómala. Muchos especialistas plantean la posibilidad de que el gas proviene de zonas más profundas de la capa y migra por las fracturas verticales, pues desde la fecha en que se perforaron, han producido más de 5584 MMm³ y mantienen el mismo flujo. Este volumen de gas a la presión de la capa productora, es mayor que la capacidad de los poros en la zona no inundada de la trampa, por esta razón se plantea que está migrando desde las profundidades.

Se decide reparar el pozo en el año 2017, porque detrás del liner de 7 pulgadas, queda aislada la zona superior de la estructura geológica productora y existe la posibilidad de encontrar todavía, un volumen significativo de hidrocarburos, de esta forma se puede recuperar el gas de las capas superiores.

En el análisis de los datos de las mediciones del pozo, se ve como aumenta la producción de gas, cuando se aumenta el régimen de bombeo, siempre que aumenta el volumen de líquido extraído, también aumenta el volumen de gas, hasta valores de 7 000 m³/d. Este es un indicio de la posibilidad de obtener grandes producciones de gas, si se logra disminuir el peso de la columna hidrostática. El gas tiene menor peso específico que el petróleo y el agua, por lo que siempre queda atrapado en la parte superior sobre el petróleo, cuando migra también se cumple este principio, es por eso que se plantea, que la capa C1 debe ser la que permite la migración y es el lugar donde el autor propone punzar.

En el análisis de la producción de gas del pozo se observa como en Septiembre del año 2014 la producción desaparece bruscamente desde 200 000 m³/d a cero en solo unas horas, cuando se esperaba que la tendencia de decrecimiento fuese regular, este constituye un indicio que queda gas atrapado.

3.7 Variantes propuestas para la reparación y punzado del pozo.

Se proponen cuatro variantes para la reparación y punzado del pozo, el análisis para la ejecución de estas variantes conduce a los resultados expuestos.

Primera Variante Propuesta: Para extraer el petróleo de la zona a caño desnudo (2462-2350) se debe realizar el aislamiento y ensayo de las zonas con perspectivas de producción. Se proponen los diferentes intervalos a ensayar por considerar que el agua se produce por determinadas fracturas conectadas al acuífero, además trabajos de aislamiento realizados en

pozos de este yacimiento y de otros yacimientos han demostrado que no todo el espesor cortado, se encuentra inundado, existen ejemplos en los pozos Canasí N° 4 y Canasí N° 7.

Se comienza con la evaluación del fondo hacia el tope de las capas porque también está demostrado que en ocasiones la inundación está relacionada con los topes, por ser el lugar donde mayor es el efecto de las depresiones. (Autores, 2004)

El programa de trabajo considera en una primera etapa el aislamiento con packers de las zonas que por la investigación geofísica pudieran ser las causantes de la inundación con agua del colector, en la siguiente progresión:

1. Colocar packer a 3250 m para aislar el intervalo correspondiente a la capa productora más profunda del pozo, que corresponde a Cifuentes 4 (C4), en dependencia del grado de inundación que se obtenga de explotar el reservorio por encima de 3250 m, se mantendría la explotación de ese intervalo o se pasaría a la evaluación del intervalo 2462-3250 m Cifuentes 3 y 2 (C3 y C2).

2. En dependencia del comportamiento de la prueba en el intervalo de las capas C3-C2, se pudieran hacer nuevas operaciones con packer, situándolos a 3030 m para evaluar 3250-3030 m Cifuentes 3 (C3). En dependencia del grado de inundación que se obtenga de explotar el reservorio por encima de 3030 m, se mantendría la explotación de ese intervalo o se pasaría a la evaluación del intervalo (C1-C2), Cifuentes 1 y 2.

Primer resultado: La zona a caño desnudo se caracteriza por ser muy buena productora de petróleo y gas, pero ya no existen posibilidades de continuar su explotación por la inundación alcanzada. A este resultado se llega, después de reinterpretar los registros Geofísicos de forma cuantitativa y cualitativa. Además, se analizó la producción obtenida del 2001 hasta el 2014 donde se muestran altas producciones de petróleo y gas. Estas fueron mermando por el aumento del corte de agua, hasta alcanzar la inundación total. El pozo produjo durante más de 5 años, un promedio de 210 m³ diarios de agua. Teniendo en cuenta que esta zona es completamente horizontal, se concluye que el colector a este nivel producirá solamente agua.

Para dar solución a la extracción del petróleo que está bajo el liner de 7", se proponen tres variantes:

Segunda Variante Propuesta:

Se proponen punzar tres zonas entre los ACP debajo del liner de 7" para evaluar las capas C2 y C1, ubicando packer de aislamiento de la zona desnuda antes de la salida del liner.

Secuencia de trabajos para realizar el punzado:

1. Intervenir con el equipo, desmontar el arbolito de surgencia, sacar tubería y preparar condiciones en el pozo para la bajada del packer, tapón a ubicar en 2441m (frente a ACP).
2. Pasar registro de amarre gamma, llenar pozo con agua.
3. Proceder al punzado de los intervalos 2454-2445 m, 2439-2430 m y 2418-2416 m todos de (C2) en el liner de 7", con cargas hiperjet a 13 orificios/m, en busca de petróleo con alto contenido de gas, que se aisló en la etapa inicial del pozo.
4. Bajar bomba y evaluar la producción en la zona punzada.

En el **Anexo N° 9** (Ubicación de las zonas a punzar entre los ACP), se puede observar la ubicación de las tres zonas propuestas a punzar y se pueden apreciar las características de buen colector que demuestran las curvas de los registros geofísicos, para todo el corte. A la profundidad de 2424 m hasta 2430 m, aparece una sección con permeabilidad muy alta que no se propone punzar por tener menor resistividad y mayor saturación de agua.

Antes de aplicar esta secuencia de trabajos, para realizar el punzado, se hizo la proyección del pozo y la ubicación de las capas presentes, para eso el autor se apoyó, en el mapa de la estructura sísmica del área. (Ver **Anexo No 9**. Proyección del pozo Canasí N° 3). Los tres intervalos propuestos, por el largo de la herramienta, están distanciados de la zona productora inundada, visto en la proyección vertical, están a la misma profundidad que el colector inundado a 1308 m, por lo que se decidió seleccionar intervalos a menos profundidad por la vertical, más arriba en la proyección del pozo, evitando la inundación ya presente en esta zona.

Tercera Variante Propuesta:

Colocar packer a 2441 m frente al ACP para aislar el intervalo desnudo evitando que el agua suba a las nuevas zonas a punzar. Los nuevos intervalos propuestos a punzar son 2294-2286 m, 2276-2264 m y 2223-2214 m, que serían punzados con cargas hiperjet a 13 orificios/m.

Los primeros dos punzados estarían por debajo de una falla en C2 y el tercer punzado estaría a una profundidad por encima de la falla, en una zona más segura con respecto a la inundación de agua según se aprecia en la proyección real del pozo, ver **Anexo No 5** (Proyección del pozo Canasí N° 3).

Las características fundamentales que se aprecian en los registros son las siguientes:

- La resistividad de la zona virgen es superior a la resistividad de la zona lavada, muestra que existe invasión y es una zona fracturada.
- La permeabilidad es alta, con baja saturación de agua y porosidades en el orden entre los 12 y 16%.
- Existe presencia de Uranio.

Todo esto indica que se está en presencia de un buen colector con buenas perspectivas para la acumulación de petróleo.

La ejecución de esta variante no se cumplió en su totalidad, solo se punzaron las dos zonas inferiores por debajo de la falla que presenta C2. La producción de petróleo obtenida de los intervalos punzados hasta el 10 de octubre 2018, es de 4 132 ton o 27 600 barriles, unos 620 000 dólares, el gasto para realizar la tarea de punzado y puesta en bombeo, fue de 255 000 dólares. Hasta la fecha el pozo se mantiene produciendo de estas zonas punzadas.

Cuarta Variante Propuesta:

En esta variante se propone comunicar la parte superior de la trampa en la capa C1 con el caño del pozo. Punzar con cargas hiperjet a 13 orificios/m sin colocar packer, que no es útil, pues el liner de 7" tiene packer frente al ACP y no está cementado por detrás, cualquier variante para cementarlo sería infructuoso por la inclinación del mismo. Independientemente de este aspecto negativo la propuesta es válida una vez que se espera surgencia propia de esta capa.

La zona propuesta es: desde 2050 m hasta 2075 m en C1.

La zona superior de la trampa en C1, (2050 m - 2075 m) presenta alta resistividad, también tiene baja saturación de agua, una porosidad aproximada de (20 %) y grandes perspectivas de encontrar hidrocarburos e igualmente tiene valores de PHIT similares a PHIE por lo tanto la porosidad efectiva es casi igual a la porosidad total, el grado de fracturación es alto y mayor permeabilidad, está más alejado de la zona inundada, a 75 m.

Este intervalo por su posición en la estructura puede tener entrampado un volumen de gas no determinado e impredecible de calcular si se tiene en cuenta que pozos como Canasí N° 6 y Canasí N° 14 han sobrepasado dos veces el volumen de gas que pudiera haber estado entrampado en el anticlinal cúpula oeste.

Esta posibilidad de encontrar una producción de gas inesperada, obliga a incorporar otras tareas a la variante actual.

- Primero, si emana gas por surgencia propia se deben controlar las presiones, y se debe hacer, utilizando un choque pequeño que se ajustará posteriormente buscando la apertura óptima para evitar que el pozo deje de producir. No se debe utilizar un choque muy grande donde el pozo produzca mucho inicialmente y después descienda rápidamente, tampoco se debe usar uno muy pequeño que impida mantener gasificado el caño del pozo e impida la surgencia.
- Segundo, si no emana gas por surgencia propia, entonces se debe estimular la surgencia utilizando el método de producción por SWAT o pistoneo, y para ello, se utilizaría la variante de mayor carga posible para de una sola vez extraer un volumen grande de fluido del caño del pozo y hacer disminuir bruscamente la presión hidrostática.
- Tercero, si las tareas anteriores no surten efecto, entonces se debe activar el sistema de bombeo BCP y con régimen lento hacer producir el pozo. En este caso no se obtendrán producciones de gas, solo se obtendrá líquido y se tratará de mantener el pozo produciendo por un tiempo largo a bajos caudales.

Esta última zona a punzar es la más alejada de la zona inundada, a más de 70 metros de la anterior zona punzada y es la última producción esperada en este pozo. Cuando se inicie el bombeo en el pozo debe ser con un régimen suave para poder extraer el máximo de petróleo antes que se inunde completamente el reservorio.

Con esta aplicación práctica quedaría demostrado que técnicamente se puede cumplir el objetivo principal, por una parte, una de las zonas propuestas cuando se eligió hacer este trabajo ya fue punzada y se han obtenido resultados positivos en la producción, a pesar de ser la de menores perspectivas, por la profundidad, menor reserva posible a extraer y que se puede afectar por la inundación. La otra zona propuesta tiene mayores perspectivas, mayores reservas a extraer y un tiempo mayor de extracción, antes de ser inundada y con seguridad la que puede aportar mayores resultados económicos.

Segundo resultado: La zona del pozo bajo el liner de 7" entre 2022 m y 2462 m tiene buenas perspectivas para la acumulación de petróleo y gas entrampado, se debe realizar punzado desde 2050 m hasta 2075 m en C1, técnicamente es factible poner en producción esta zona del pozo.

3.8 Factibilidad económica para la última variante.

Tarea a realizar: Punzado desde 2050 m hasta 2075 m en C1.

El estudio de la factibilidad económica de un reservorio petrolero puede realizarse mediante el cálculo por el método volumétrico. (Yacimientos, 2006)

Según el esquema de la estructura anticlinal existen 1400 m de desplazamiento hacia el norte, ver **Anexo N° 5**, una zona no drenada de 50 m a cada lado del pozo o sea 100 m de ancho, aplicables si se considera la fracturación y permeabilidad del reservorio y la posición de los pozos aledaños y un espesor de 70 m desde la zona punzada inferior a esta.

Volumen Total = Largo x Ancho x Espesor = 1400 m x 100 m x 70 m = 9 800 000 m³.

Esto representa un volumen total de 9 800 000 m³.

Para calcular el volumen de fluido que puede ocupar el 10.1 % de Porosidad Efectiva Corregida, que es la menor de las porosidades entre las diferentes capas y se corresponde con la calculada para las capas C1 y C2.

Volumen de fluido = Volumen Total x PHIEC

Volumen de fluido = 9 800 000 m³ x 10.1 % = 989 800 m³

PHIEC: Porosidad efectiva corregida (%).

Se convierten los m³ de fluido en toneladas aplicando la densidad característica del petróleo de Canasi de 0.9882 g/cm³

Ton = m³ x densidad.

989 800 m³ x 0.9882 g/cm³ = 978 120 ton.

Aplicando un 3 % de recuperación promedio según información obtenida de especialistas del CEINPET, el petróleo que se puede esperar es:

978 120 ton x 3% = 29 343 ton.

Según el precio actual del crudo Cubano de 150 dólares la tonelada, este petróleo representa:

29 343 ton x 150 dólares = 4 401 450 dólares.

En el punzado anterior en el mes de diciembre, en la capa C2, propuesto en la tercera variante, los gastos incurridos durante la reparación del pozo, teniendo en cuenta el equipo de intervención, todos sus gastos asociados y los gastos de la brigada de geofísica durante el punzado, sumaron 255 000 dólares.

La actividad de punzado a realizar por la brigada de geofísica, para los 25 m a punzar en la zona propuesta de la capa C1, en la cuarta variante propuesta, representa un gasto de 200 000 dólares. El uso del equipo Service Rig por seis días de trabajo, representa un gasto de 70 000 dólares y el equipo de swuat durante diez días de trabajo 50 000 dólares. La suma total de los gastos es de 320 000 dólares.

Con una producción diaria de 25 toneladas, cada día se recuperan 3750 dólares, para recuperar los 320 000 dólares de gastos totales se necesitan 85 días. El aporte neto de la inversión es de 4.081 000 dólares, por lo que se considera una propuesta factible.

Utilizando un sistema de bombeo sellado, un sistema de recolección y tratamiento cerrado sin emanación de gas a la atmósfera y sistema de venta por oleoducto donde no hay derrames como los que ocurren durante la transportación por camiones, se puede concluir que esta variante se considera factible y su aplicación no afecta el medio ambiente.

Es de suma importancia el aporte económico que representa la recuperación de los hidrocarburos de este pozo, el uso del petróleo como combustible que hoy es todavía un privilegio, el aporte

en la generación eléctrica y en el consumo doméstico que pudiera representar la producción de gas de este pozo, son razones que hacen socialmente factible este trabajo.

CONCLUSIONES

1. Es posible recuperar producción de petróleo y gas en el pozo Canasí N° 3, según la evaluación de las características colectoras, la proyección de las zonas a punzar evitando la inundación y las condiciones de extracción y tratamiento existentes.
2. Las características del colector y del yacimiento se corresponden con las características geológicas, estratigráficas, litológicas y tectónicas de la región, existe mucha similitud entre los yacimientos.
3. Los resultados obtenidos con la interpretación geofísica cuantitativa y cualitativa, demuestran con claridad que el reservorio es un buen colector y que la nueva zona a explotar también lo es.
4. Después de analizar los datos de producción y realizar la proyección real del pozo se demuestra que la zona horizontal a caño desnudo está totalmente inundada.
5. Tecnológicamente existen las condiciones para poner en producción el pozo Canasi N° 3, las disciplinas de Perforación, Arquitectura, Tratamiento del petróleo y el análisis de la producción, muestran las garantías tecnológicas para la explotación del pozo y sus cualidades productivas, tanto en petróleo como en gas.
6. Se proponen ejecutar cuatro variantes para la recuperación de la producción del pozo, se decide no aceptar la primera y segunda variantes por el estado de la inundación, se ejecutó la tercera variante con buenos resultados y se propone aplicar la cuarta variante por tener buenas características colectoras y menos probabilidades de afectación por la inundación.
7. Punzar y extraer las reservas de petróleo que aún quedan en el pozo Canasi N° 3 bajo el liner, es una tarea factible desde el punto de vista técnico y económico, probada en la zona que ya fue punzada, con un aporte de 620 000 dólares. La nueva zona a punzar aportaría 4.4 millones de dólares.

RECOMENDACIONES.

Se recomienda:

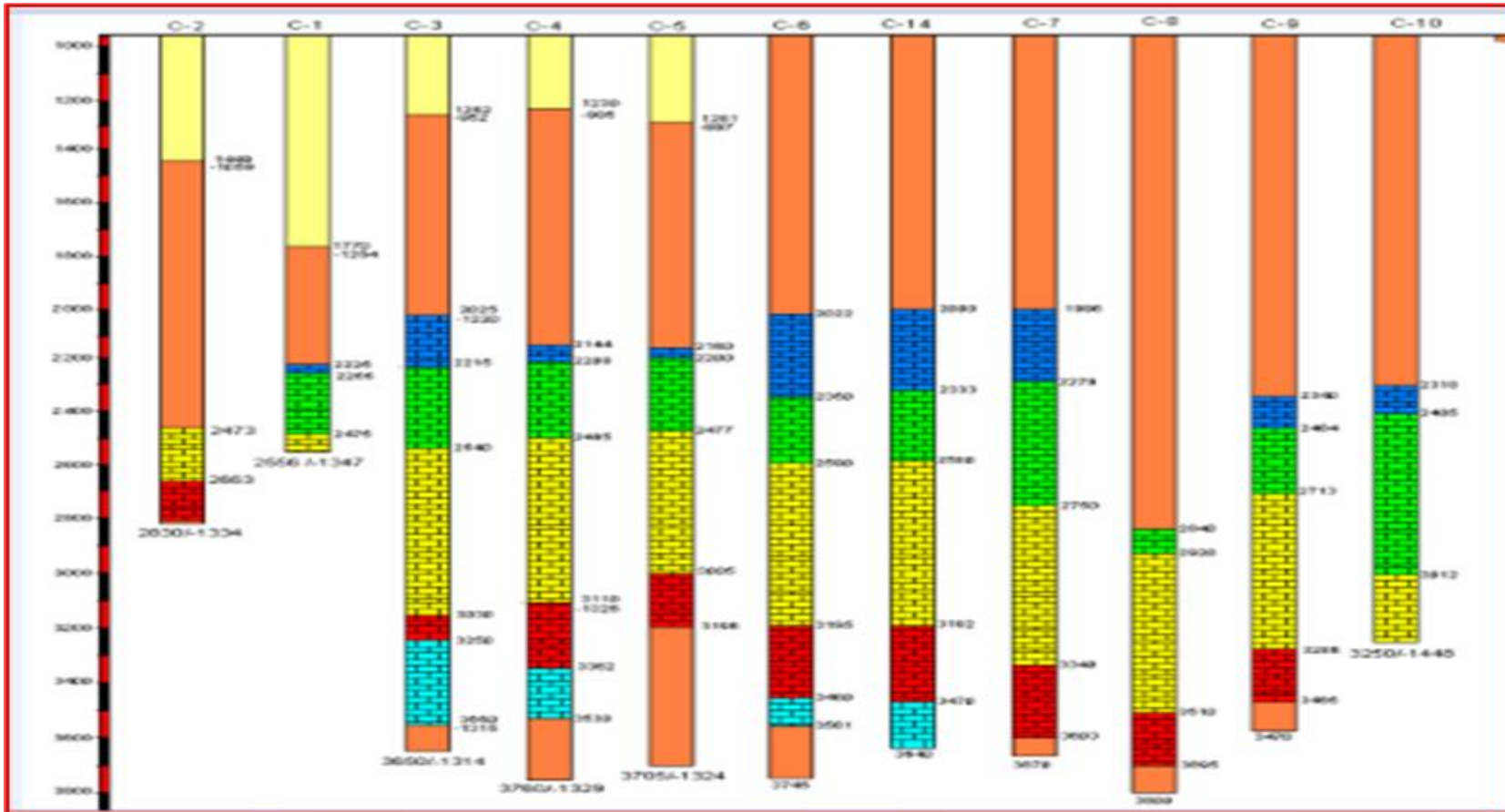
1. Realizar un estudio integral de todos los pozos de la EPEP Occidente, donde se puedan aplicar los resultados de la presente investigación.
2. Exponer los resultados de la investigación en eventos del Fórum de la rama petrolera.
3. Generalizar esta experiencia a otras empresas productoras.

BIBLIOGRAFÍA.

1. ÁLVAREZ CASTRO, J. y GÁRCIA SANCHEZ, R. 2012. *Geología del Petróleo*. La Habana : s.n., 2012.
2. ÁLVAREZ CASTRO, J. y OTROS. 1994. *Evaluación del potencial de exploración del Bloque 7 Region Habana - Matanzas*. La Habana : CIDP, Archivo EPEPO, 1994.
3. AUTORES, COLECTIVO. 2004. *Estado de explotación de los Yacimientos operados por EPEPO*. La Habana : EPEPO, 2004. 35.
4. BISBÉ YORK, E. M. 2011. *Elementos Básicos de Geofísica de Pozos*. La Habana : EPEPO, 2011. 16.
5. CAJIGAL, A. 2010. *Bombas de Cavidad Progresiva*. La Habana : s.n., 2010.
6. CAJIGAL, A. 2006. *Produccion de Petróleo y Gas*. La Habana : Centro Politécnico del Petróleo, 2006.
7. FERNÁNDEZ GARRIDO, R. 2014. *Perforación de pozos petroleros en tierra*. La Habana : Centro Politécnico del Petróleo, 2014.
8. FURRASOLA, G. y OTROS. 1985. *Generalizacion Estratigráfica de la Región Occidental de Cuba*. La Habana : s.n., 1985.
9. GÁRCIA, R. 2003. *Geología General y Estratigrafía*. la Habana : CEINPET, 2003.
10. HIRSCHFELDT, M. 2008. *Manual de bombeo de Cavidades Progresivas*. Argentina : s.n., 2008.
11. PDVSA. 1995. *Intercambiadores de tubo y carcaza*. Caracas, Venezuela : s.n., 1995. MDP-05-E-02.
12. PIRSON SILVAIN, J. 1965. *Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Barcelona : Omega, 1965.
13. RIOS MONTANO, J. y OTROS. 2003. *Informe Final de los estudios integrados para el Yacimiento Puerto Escondido - Canasi. (Modelo Estatico)*. La Habana : CEINPET-EPEPO, 2003.
14. SCHLUMBERGER. 2005. *Principios y aplicaciones de la interpretacion de Registros*. Mexico : s.n., 2005.
15. SEGURA SOTTO, R. 1973. *Introducción a la Petrografía*. La Habana : s.n., 1973.
16. VALLADARES, S. 1998. *Reservorios Carbonatados pertenecientes a la UTE Placetas*. La Habana : Archivo CEINPET, 1998.
17. YACIMIENTOS, GERENCIA INTEGRADA DE. 2006. *Taller de Evaluación Económica*. La Habana : EPEPO, 2006. 48.

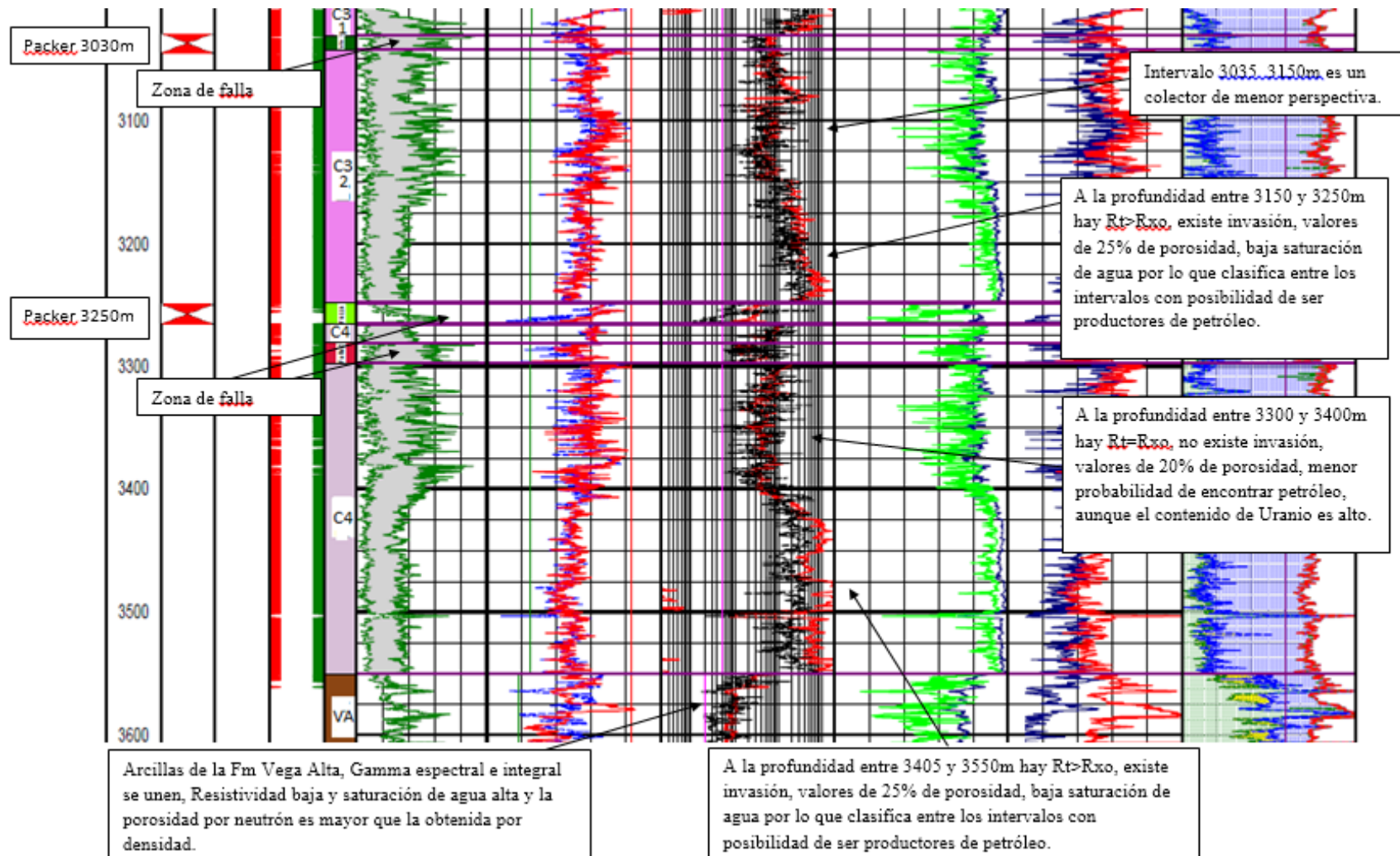
ANEXOS

Anexo N° 1.



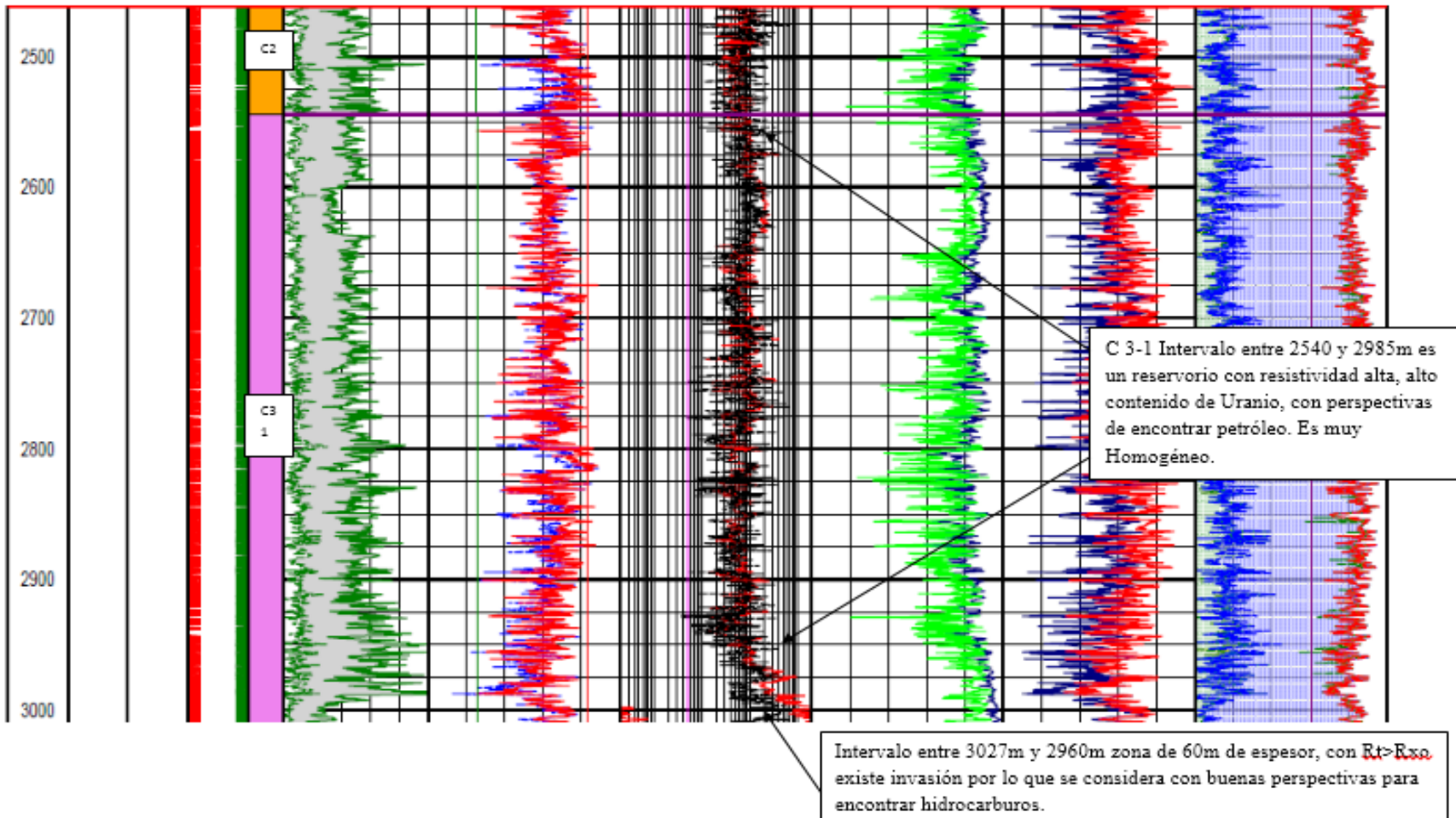
Anexo N° 1: Correlación Geológica de los pozos de Canasí (Vega Alta – Grupo Veloz).

Anexo N° 2.



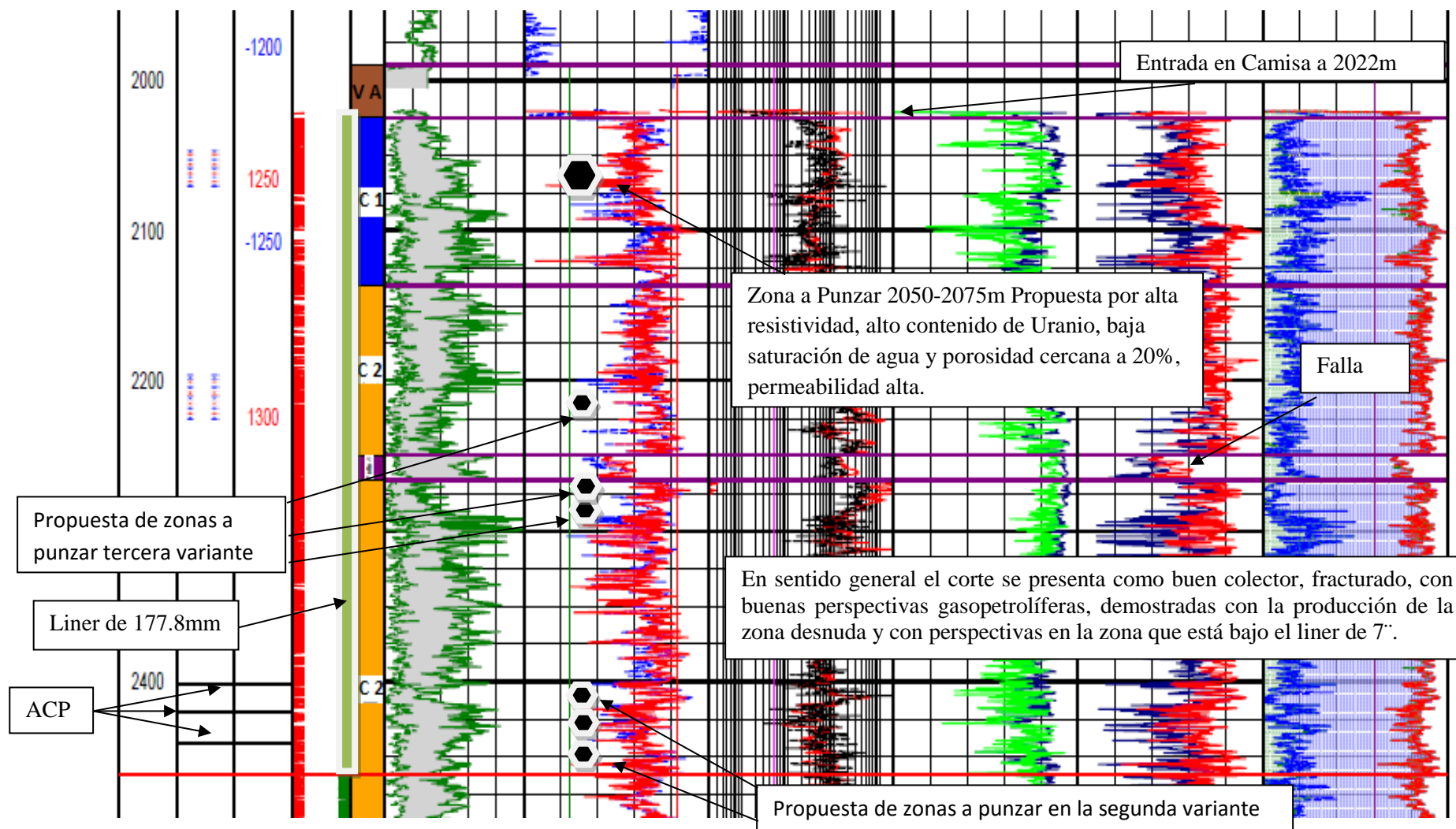
Anexo N° 2: Complejo de Registros Geofísicos entre los 3600 y 3000 m.

Anexo N° 3.



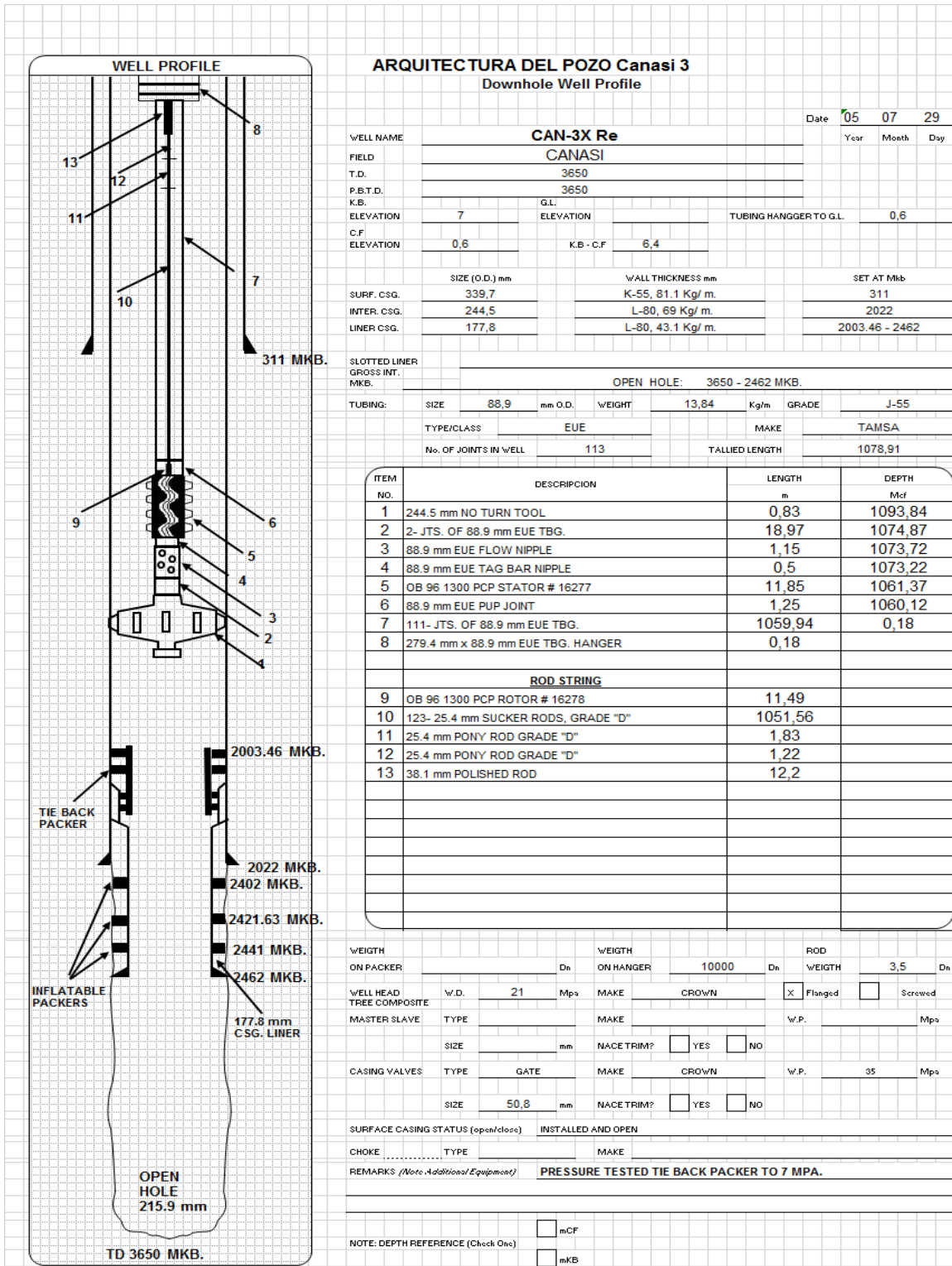
Anexo N° 3: Complejo de Registros Geofísicos entre los 3000 y 2470 m.

Anexo N° 4.



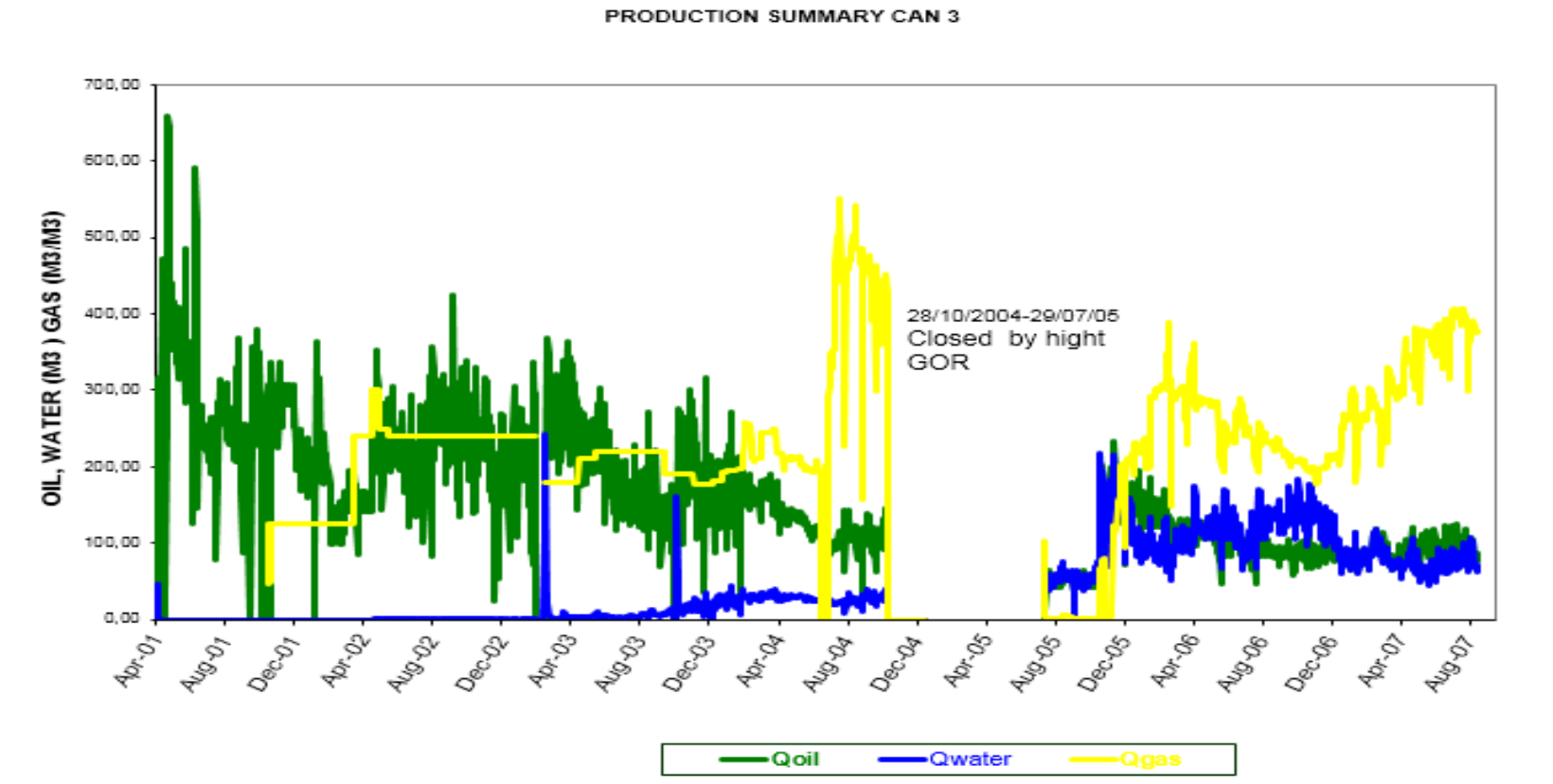
Anexo N° 4: Complejo de Registros Geofísicos entre los 2470 y 1980 m.

Anexo N° 5.



Anexo No 5: Arquitectura del Pozo Canasi N° 3.

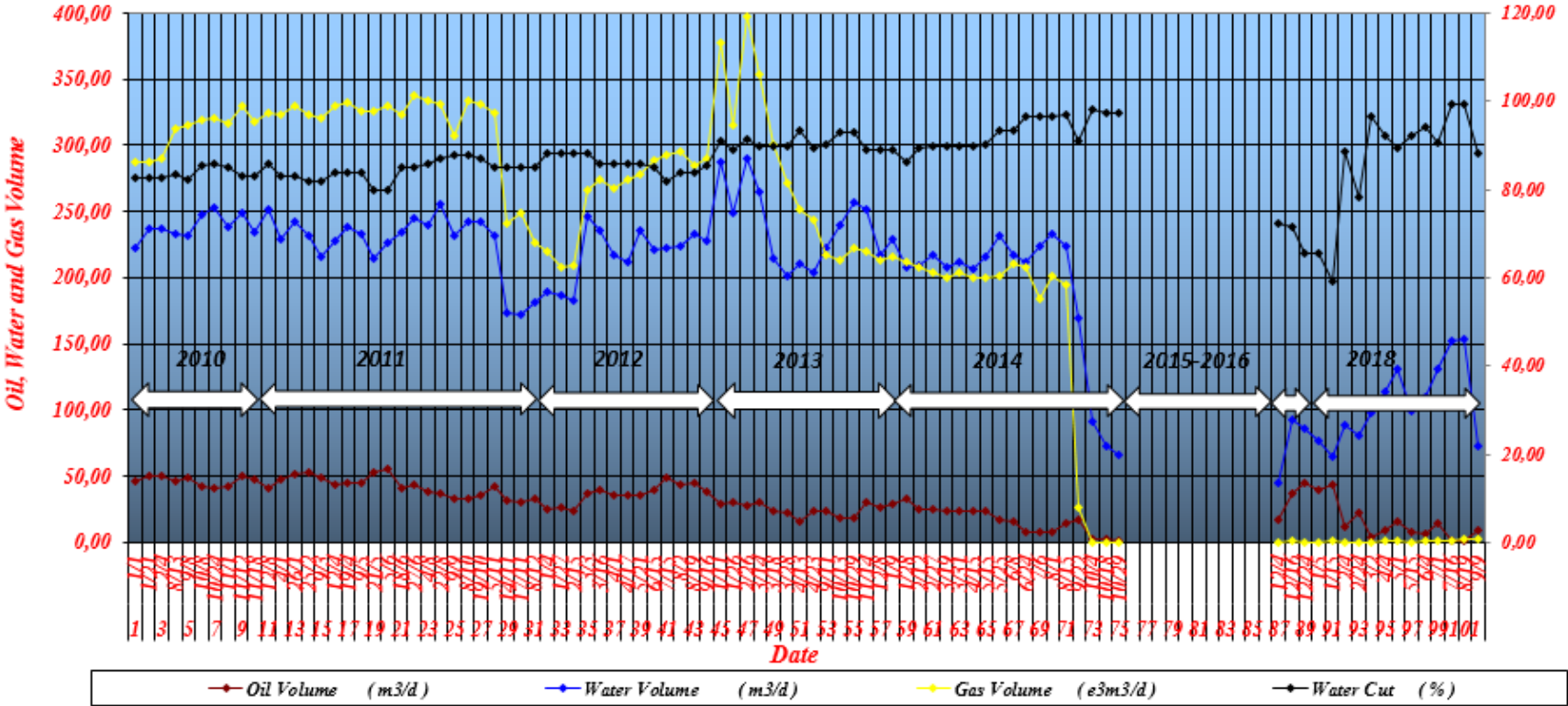
Anexo N° 6.



Anexo N° 6: Gráfico de producción de Canasí N° 3 desde Abril 2001 hasta Agosto 2007.

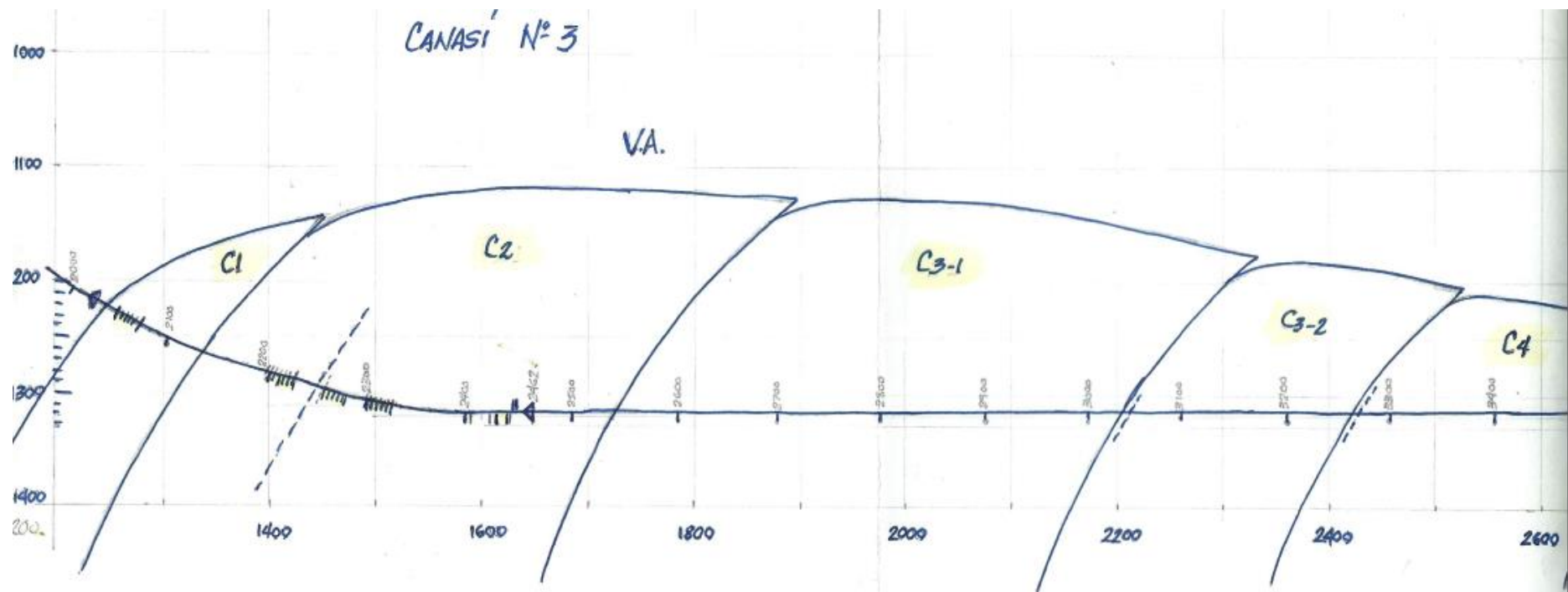
Anexo N° 7.

CAS-3 Test Data



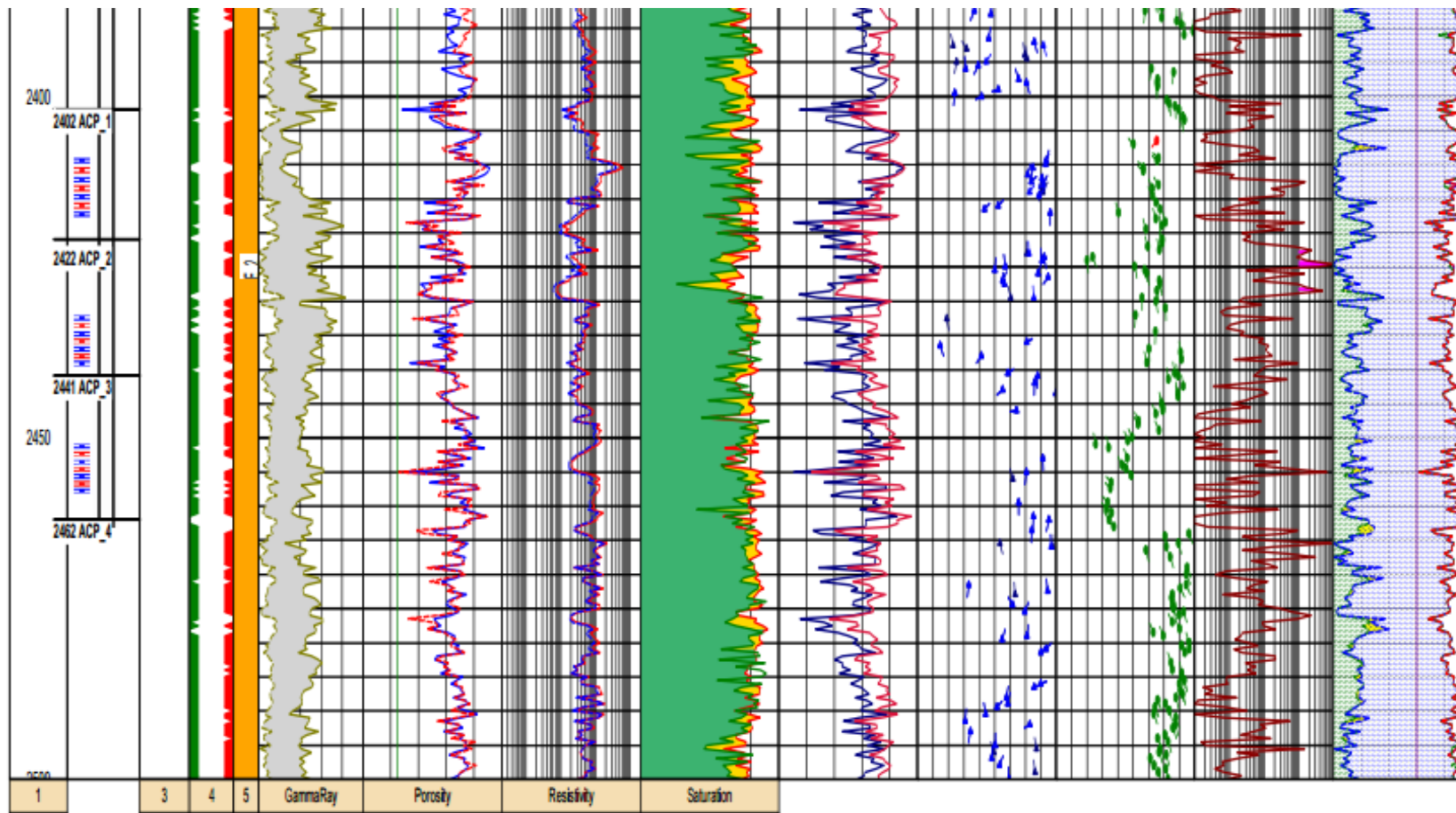
Anexo N° 7: Gráfico de producción del pozo Canasí N° 3 del 2010 al 2018.

Anexo N° 8.



Anexo N° 8: Proyección del pozo Canasí N° 3.

Anexo N° 9.



Anexo No 9: Ubicación de las zonas a punzar en la Segunda Variante.