



UNIVERSIDAD DE MATANZAS

FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS

DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**PROPUESTA DE UNA NUEVA ENTRADA EN EL POZO
SANTA CRUZ 200RE PARA LOGRAR UN INCREMENTO
ESTABLE DE LA PRODUCCIÓN.**

**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. Gladys Esther Palazón Herrera

Matanzas

2019



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS

DEPARTAMENTO DE QUÍMICA



CENTRO POLITÉCNICO DEL
PETRÓLEO

SEDE: HABANA

**PROPUESTA DE UNA NUEVA ENTRADA EN EL POZO
SANTA CRUZ 200RE PARA LOGRAR UN INCREMENTO
ESTABLE DE LA PRODUCCIÓN.**

**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. Gladys Esther Palazón Herrera

Tutores: Esp. Aglays Gual Duquesne.

MSc. Santiago Díaz Suárez.

Consultante: Ing. Ricardo Augusto Gálvez Irarragorri

Matanzas

2019

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, GLADYS ESTHER PALAZÓN HERRERA 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

RESUMEN

El yacimiento Santa Cruz perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Occidente (EPEPO), está compuesto por tres ramilletes de pozos que difieren cada uno en su comportamiento. En el ramillete 200s está ubicado el pozo STC – 200Re que se encuentra en producción, el mismo ha presentado disminuciones en la producción de petróleo, así como un incremento considerable del corte de agua. Es por ello que el presente trabajo tiene como objetivo demostrar que una nueva entrada es factible para lograr un incremento estable de la producción del pozo con una variante técnico – económico más eficiente, con disminución o desaparición del corte de agua a partir de sus reservas probadas.

El estudio comienza con el análisis y la reinterpretación de la documentación geólogo – técnica – productiva existente, incluidos los registros geofísicos realizados al pozo STC – 200Re y su vecino STC – 201, de comportamiento más estable. Los métodos de investigación utilizados son teóricos: Análisis y síntesis e Inducción – deducción para concentrar toda la información recopilada y procesar los resultados, además el uso de herramientas computacionales como EPEProd para registrar, calcular y graficar los indicadores de producción y así facilitar la interpretación y presentación de resultados. Continúa, con la evaluación del proyecto geológico ejecutado, en el pozo demostrándose en los resultados, que se incrementa el potencial productivo 3 veces más con una nueva reentrada, ya que se atraviesa un reservorio de gran potencial, lejos del contacto agua/ petróleo, descartándose el incremento del contenido de agua y asegurando una mayor eficiencia productiva. Con la valoración económica se obtiene que la inversión se recupera en 14 meses demostrándose la factibilidad técnico económica de la nueva reentrada.

ABSTRACT

Santa Cruz field belongs to (EPEPO) Oil Drilling and Production Enterprise; it's composed by three well headers, each with different behaviors. In 200s header, we found the well STC-200RE with a producing status, the latter has been showing oil production decrease, as well as an increasing on the water cut. That is the reason why, this work has the objective to demonstrate that a re-entry is feasible in order to obtain a stable increasing of the well production with a more efficient technical-economical variant and a decrease or disappearance of the water cut from the proven reserves.

The research starts with the analysis and reinterpretation of the geological and technical existing production documents, including the geophysical logs done in the well STC-200Re and its closest well STC-201, with a more stable behavior. The research methods used are theoretical: Analysis and synthesis and Induction- deduction to concentrate all the gathered information and process results; besides the use of computing tools such as EPEProd software to log, calculate and represent graphically, the production indicators to make easier the interpretation and presentation of the results.

It continues, with the evaluation of the geological project carried on the well, demonstrating the results, and increasing the potential production 3 times more with the new reentry, since a great potential reservoir it crossed, far from the water/oil contact, discarding water increase content and ensuring a more efficient production. With the economical evaluation its proved that the investment is recovered in 14 months, demonstrating the economic and technical feasibility of the new re-entry.

INDICE

INDICE	7
INTRODUCCION	1
CAPITULO I ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	5
1.1 Origen del Petróleo.	5
1.2 Definición de conceptos básicos.	6
1.3 Características Geológicas generales.....	8
1.3.1 Generalidades.	8
1.3.2 Breve descripción de la evolución regional.....	9
1.3.3 Geología del yacimiento Santa Cruz.	10
1.3.4 Características geológicas de la fuente de aporte y suministro de los fragmentos de las rocas reservorios en el yacimiento.....	11
1.4 Física de las rocas	11
1.5 Estratigrafía.....	12
1.6 Tectónica.	14
1.7 Sísmica.....	15
1.7.1 Sísmica de reflexión	16
1.7.2 Sísmica de pozo.....	17
1.8 Sistema Petrolero	18
1.9 Registros Geofísicos.	19
1.9.1 Tipos de registros	20
1.9.2 Registros radiactivos:	21
1.9.3 Registros eléctricos.....	24
1.9.4 Registros sónicos	26
1.9.5 Registros mecánicos	26
1.9.6 Registros de imágenes	27
1.10 Conclusiones parciales.	28
CAPÍTULO II DISEÑO METODOLÓGICO	29

2.1 Materiales utilizados en la investigación.....	31
2.2 Métodos de investigación Científica utilizados.....	31
2.2.1 La observación.....	31
2.2.2 Métodos Teóricos.....	32
CAPITULO III RESULTADOS Y DISCUSION.....	34
3.1 Antecedentes.....	34
3.2 Resumen de los resultados de la información geológica, estratigráfica y tectónica del área. 35	
3.3 Análisis del Historial Productivo del pozo.	38
3.4 Interpretación de los registros.....	41
3.5 Resultados de la Sísmica.	45
3.6 Definición del Proyecto Geológico del Pozo STC – 200Re2.....	45
3.6.1 Ubicación del pozo.....	47
3.6.3 Perfil geológico propuesto.....	51
3.7 Resultados de los Registros geofísicos del STC – 200Re2.....	52
3.7.1 Correlación de los registros de STC – 200, STC – 200R, STC – 200Re2 y STC – 201.	55
3.8 Construcción del pozo.	57
3.9 Análisis de los resultados productivos.....	58
3.10 Valoración económica de los resultados.	60
3.11 Conclusiones parciales.	61
CONCLUSIONES.....	62
RECOMENDACIONES	63
ANEXOS	66

INTRODUCCION

En la actualidad el desarrollo económico de los países está marcado por la garantía del potencial energético que posean, ello permite el desarrollo sostenible de la industria y otros sectores fundamentales.

La matriz energética actual posee como base el uso de combustibles fósiles, petróleo como producto líder de mercado, lo que da a esta industria una importancia fundamental a nivel no solo del país sino global. La necesidad de aumentar la producción de combustible es de vital importancia para las economías de los países del tercer mundo y en especial para Cuba.

El petróleo es la respuesta a los cambios físico-químicos de la materia orgánica, soterrada en sedimentos, a través del tiempo geológico. El petróleo está compuesto de cuatro fracciones derivadas de la transformación de sustancias orgánicas presentes en el zooplancton, fitoplancton, algas, bacterias y plantas superiores. (LAMELA, 2013).

Esta materia orgánica, a través del tiempo geológico y como respuesta a cambios de presión y temperatura, comenzará a generar hidrocarburos líquidos y gaseosos, que tendrán características diferentes, de acuerdo a la materia orgánica que sirvió como precursora de las mismas. (SAN ROMAN y otros, 2012).

En tal sentido, pueden encontrarse.

- Hidrocarburos de origen marino.
- Hidrocarburos de origen continental.
- Mezclas.

Su color es variable, entre el ámbar y el negro y el significado etimológico de la palabra petróleo es aceite de piedra, por tener la textura de un aceite y encontrarse en yacimientos de roca sedimentaria.

En los primeros años la industria petrolera cubana tuvo un insipiente desarrollo que con el paso de los años fue incrementando de forma paulatina en la medida que se accedía a las nuevas tecnologías que permitieron primeramente identificar las reservas con que contaba el país (estudios sísmicos 2D y 3D), luego los métodos de perforación horizontal y por último los pozos multicaños y las tecnologías de elevación artificial para petróleos viscosos acentuaron un despegue en el potencial productivo con altos niveles de eficiencia.

Hace algunos años el país lleva a cabo una "Revolución Energética", sobre la base de asumir paulatinamente con recursos nacionales el desarrollo industrial y tecnológico del mismo, buscando sustituir el gran volumen de combustible que actualmente se importa. Se ha logrado un discreto avance en fuentes renovables, alternativas y energía considerada limpia, pero sigue siendo la extracción de petróleo y gas acompañante el principal suministro de la matriz energética nacional. Es por ello que la búsqueda del incremento de la producción es el aspecto más importante de los sectores enmarcados en este sector.

La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo y Gas de Occidente "Cap. Jesús Suarez Gayol" (EPEPO), ubicada en la Franja Norte de Crudos Pesados de nuestro país tiene como potencial un grupo de yacimientos gasopetrolíferos, para los cuales ha desarrollado un sistema que define su **Misión** en "Explorar y Explotar yacimientos petrolíferos, para garantizar el incremento de las reservas de hidrocarburos, el crecimiento de la producción, la ampliación de los procesos de tratamiento y transportación de petróleo y gas, ofertando productos con calidad que satisfagan las necesidades del mercado nacional." y una **Visión** que plantea "Convertirse en una organización de alto desempeño, con costos competitivos y un potencial humano competente, orientada a la explotación eficaz de los yacimientos, la ampliación de tecnologías de avanzada y la satisfacción total de clientes y partes interesadas.

Actualmente entre los yacimientos productores, se encuentra Santa Cruz, perforado desde el 2004 con una producción de petróleos pesados que se estimó, en base a las condiciones resultantes de los estudios e interpretaciones iniciales realizadas y que comenzó declinar en el transcurso del tiempo, con marcado énfasis en algunos pozos.

El presente trabajo tiene como base mantener el potencial productivo de este yacimiento partiendo de la necesidad de investigar la existencia de reservas productivas, a partir de

realizar una investigación de la información existente sobre la geología de la zona, la tectónica, la interpretación de los registros geofísicos realizados y el análisis del historial productivo existente. Este yacimiento está dividido en áreas o ramilletes que mantienen comportamientos distintos, por lo que el estudio debe delimitar el área de interés.

La solución de la declinación de la producción de una de estas áreas y del incremento paulatino del contenido de agua en las producciones, constituye la situación a resolver para elevar el potencial productivo del yacimiento.

A partir de esta situación se plantea lo siguiente:

Problema científico:

- ¿Cómo mantener de forma sostenible los incrementos de producción de petróleo, con menor contenido de agua en el pozo SC – 200R?

Hipótesis:

Si se realiza una nueva reentrada en el pozo SC – 200R, se garantizará mantener de forma sostenible los incrementos de producción proyectados, disminuyendo o eliminando los contenidos de agua.

Objetivo general:

Lograr mediante una nueva entrada el incremento estable de la producción del pozo con disminución o desaparición del corte de agua a partir de una variante técnico económica eficiente.

Objetivos Específicos:

Para el cumplimiento de este objetivo, se definen varios objetivos específicos, ellos son:

1. Analizar la información estratigráfica de la zona objeto de estudio.
2. Correlacionar los pozos en cuanto a litología, estratigrafía y parámetros del reservorio.
3. Proponer proyecto de trabajo a partir del análisis realizado.
4. Análisis de los resultados.

5. Evaluación económica.

El presente trabajo titulado "Propuesta de una nueva entrada, en el pozo Santa Cruz 200Re para lograr un incremento estable de la producción ", consta de tres capítulos:

- Capítulo I Análisis Bibliográfico: Marco Teórico de la investigación donde se describen las características geológicas, estratigráficas y tectónicas del yacimiento y del pozo, así como los registros realizados y los antecedentes de los trabajos de mejora.
- Capítulo II: Diseño Metodológico: Se describen materiales y métodos empleados en el diagnóstico y se propone un plan de trabajo.
- Capítulo III: Análisis y Resultados, se reflejan los resultados de la propuesta que se propone implementar con la valoración técnica-económica que la fundamenta.

Además, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos realizados en el mismo.

CAPITULO I ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.

1.1 Origen del Petróleo.

El petróleo es el resultado de un proceso químico muy complicado que atraviesa una serie de reacciones, desde los querógenos hasta los hidrocarburos. El término ‘querógeno’ se utiliza para describir todas las formas de material orgánico insoluble que se encuentra en carbones y rocas sedimentarias (Lysholm, 2011).

Los hidrocarburos se componen de sustancias orgánicas descompuestas y modificadas químicamente. La descomposición comienza inmediatamente después de que un organismo muere. Las bacterias y otros microorganismos atacan la materia orgánica muerta y en condiciones anaeróbicas (anóxicas) producen agua, dióxido de carbono, metano y querógeno. La diagénesis progresiva puede hacer que el querógeno capture petróleo, condensado o más gases. El metano creado por las bacterias en la primera fase de descomposición se denomina gas biogénico.

Los hidrocarburos son productos del material orgánico alterado derivado de organismos microscópicos. Estos son transportados por arroyos y ríos hasta lagos y/o el mar, donde son depositados bajo condiciones lacustres, deltaicas o marinas, junto a sedimentos clásticos finamente divididos. Los ambientes lacustres, deltaicos y marinos, producen la mayor parte de los organismos microscópicos, esencialmente fitoplancton, que son depositados masivamente junto a los materiales orgánicos transportados previamente y simultáneamente por los arroyos y ríos. Mientras tiene lugar la deposición de los materiales orgánicos en los distintos ambientes, aquellos son enterrados por limos y arcillas. Esto previene la descomposición total del material orgánico y permite su acumulación. (Álvarez, 2016)

El petróleo y el gas se forman en sedimentos marinos en cuencas oceánicas generalmente aisladas y protegidas.

1.2 Definición de conceptos básicos.

Para realizar un estudio en los yacimientos donde están ubicados los pozos petrolíferos, se utilizan diversos términos o definiciones propias de la actividad que necesitan ser detalladas para la mejor comprensión del trabajo. Entre ellos se encuentran:

Sistema Petrolero: se considera como un reenfoque de la exploración de hidrocarburos, la geología y la geofísica, por lo que la definición práctica de un sistema eficaz dice: Rocas madre (fuente) que hayan madurado para producir abundante cantidad de petróleo y que dicho petróleo haya migrado desde la roca madre hasta la trampa, que contenga buenos reservorios (roca almacén) que estén accesibles.

Trampa de Hidrocarburos: Toda anomalía geológica, cuyo origen sea tectónico (pliegue anticlinal, flexión, falla), estratigráfico (acuñamiento, arrecife) o litológico (pérdida de permeabilidad) queda al techo del almacén comprendido en su sentido más amplio la zona donde la porosidad y permeabilidad desaparecen, una forma cóncava hacia la base, puede constituir una trampa (Levorsen, 1956).

Reservorio: son rocas que poseen la capacidad de almacenar fluidos y permitir su paso a través de ella. El principal elemento es la permeabilidad. Se clasifican según su porosidad: En Reservorios con porosidad primaria y Reservorios con porosidad secundaria.

Roca sello: El parámetro más importante para definir un sello es su impermeabilidad también su espesor es importante porque es difícil encontrarse las puras. Las rocas sellos más comunes son: arcilla, sal, anhidrita y las rocas densas de diferentes tipos.

Roca de sobrecarga (enterramiento): Son las rocas que cubren y van enterrando a todas las demás rocas en una cuenca para que se creen las condiciones de generación de petróleo (acción biológica y termal).

Registros: 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, realización de cálculos de

reservas del yacimiento; constituyen un elemento básico para el modelaje, la realización de estudios integrados y trabajos de simulación numérica, definir el completamiento del pozo, así como facilitar el conocimiento del estado técnico del caño, las camisas, el cemento por detrás de estas, la determinación de zonas para trabajos de estimulación, reparación, recuperaciones secundarias, etc.

Porosidad Total: Es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca, sin tener en cuenta si los poros están interconectados o no, o sea el volumen total de todos los poros que posee la roca.

$$\emptyset = V_p / V_t \times 100$$

\emptyset = porosidad total

V_p = volumen total de poros

V_t = volumen total de la muestra

Porosidad efectiva: Es la suma de las porosidades conectadas, tanto primaria como secundaria. Es la que permite que los fluidos circulen en los poros. Una influencia considerable en la porosidad, la ejercen la cementación, la compresibilidad, el tamaño de los granos y la presión de los estratos superiores.

Permeabilidad: Capacidad de las rocas para dejar pasar un fluido dentro de ella.

Sísmica: Relativo a las ondas elásticas excitadas natural o artificialmente que viajan por el interior de la Tierra.

1.3 Características Geológicas generales.

1.3.1 Generalidades.

El Yacimiento Santa Cruz se encuentra ubicado en el municipio Santa Cruz del Norte, Provincia Mayabeque, este yacimiento pertenece al Bloque # 7 (Fig.2.1) donde se encuentran los yacimientos gasopetrolíferos de la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP), la parte Norte se encuentra mar afuera y la parte Sur tierra adentro.

Según Alvarez y otros, (1994) en la constitución geológica de la región Habana – Matanzas, toman parte los sedimentos del Jurásico, Cretácico, Paleógeno, Neógeno y Cuaternario. La estructura es en forma de mantos y escamas tectónicas, debido al cabalgamiento de unas secuencias sobre otras incluyendo las rocas del complejo ofiolítico (Terreno Zaza).

Los sedimentos de esta región corresponden a la unidad tectono estratigráfica Placetetas (UTE Placetetas) donde se reconocen varias unidades lito – estratigráficas que de forma general son de composición carbonatada terrígena, carbonatada – silíceo arcillosa, que fueron acumuladas en las cuencas marinas típicas del Margen Continental, en paleoambientes profundos, aunque en algunos casos son de elementos provenientes de fuentes de aporte cercanas (Terreno Zaza) colindante a esta zona.

En el subsuelo se evidencia la superposición de mantos cabalgados de sedimentos de edad (Jurásico – Neocomiano) con repeticiones de diferentes sectores y espesores sedimentarios, el cual en ocasiones alcanza 3000 m o más, pues las rocas presentan altos buzamientos entre 50 y 60° y en ocasiones casi vertical.

Como en todos los yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados, el historial de deposición de las formaciones productivas 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 carbonatos del Grupo Veloz, comprendiendo tanto los carbonatos de aguas someras y profundas de las Formaciones Ronda y Cifuentes. (Aguilar y Marrero, 2006)

En toda la franja, los carbonatos más jóvenes que los carbonatos del Valanginiano de la formación Ronda fueron erosionados durante la formación del levantamiento sintectónico de antipaís (syn – tectonicforelandbulge). Las secuencias que se depositaron seguidamente formadas por sedimentos carbonatados y clásticos del Paleógeno, correspondiente a la Formación Cretas de Canasí, estos sedimentos están dispuestos en forma discordante sobre las rocas reservorios del Grupo Veloz hacia la parte norte y en la parte más al sur sobre las rocas de la Formación Carmita y Santa Teresa, con un gran hiatus erosional entre ellos. Seguidamente se depositaron los sedimentos terrígenos – arcillosos de la Formación Vega Alta. (Según Rios y otros. 2002 – 2003).

1.3.2 Breve descripción de la evolución regional.

La evolución del área a partir del Campaniano y Maastrichtiano Inferior se caracteriza por la deposición al sur de los sedimentos de la Formación Vía Blanca en las cuencas a cuesta o Piggy Back Basin formadas sobre el Terreno Zaza. Comienzan los cabalgamientos de las rocas del margen infrayacente Zaza al sur.

A fines del Maastrichtiano ocurre el apilamiento probable el mayor tanto de rocas de Zaza como del margen, participando hasta ahora solo las rocas de la parte superior de Placetas (Formaciones Carmita y Santa Teresa); consecuentemente comienza la erosión de las rocas aflorantes y su deposición en la cuenca frontal llamada campestre (Vía Blanca) donde se observan rocas silíceo – clásticas, areniscas y serpentinitas, entre otras, todo en una matriz areno – arcillosa del Maastrichtiano Superior.

Durante el límite Paleoceno – Eoceno Inferior en la región Noroccidental de Cuba existieron pulsos tectónicos relacionados con la colisión de la placa norteamericana con el Arco Volcánico de las Antillas Mayores (Lewis y Draper, 1990).

Estos pulsos tectónicos crearon avalanchas gravitacionales en una sedimentación pelágica profunda de un frente orogénico, donde se formó la Fm. Cretas de Canasí, que en secciones poco deformadas se detallan “slumps”, turbiditasproxmales, distales y “gradedBedding”. (Álvarez y otros, 1998).

Por todo ello es que se observan durante la deposición clastos de diferentes edades comprendidas en el intervalo Jurásico Superior – Cretácico Inferior y Cretácico Superior que degradan en tamaños hacia la cuenca, terminando el ciclo con sedimentos de granulometría más fina, típico de la secuencia (Christiansen, 1977).

1.3.3 Geología del yacimiento Santa Cruz.

El yacimiento se caracteriza por una tectónica alpina de mantos de sobre-corrimientos, en forma de escamas separadas por rampas de cabalgamiento; se revelaron en cuestión un total de siete mantos con topes que varían desde 1500 a 1600mSS. Morfológicamente las escamas describen una forma ondulada en dirección de los ejes de cada una de los mantos.

La dirección del rumbo de la estructura es NW – SE. A partir de los registros de imágenes se concluyó que el azimut de las capas oscila entre 190° – 225°, con un ángulo de buzamiento 50° – 60°.

El reservorio es un colector poroso-fracturado (doble porosidad) y correlaciona con las rocas de la Formación Canasí; presenta variabilidad en sus propiedades, lo cual queda manifestado en los contenidos de arcillas y en las producciones de pozos. Se caracteriza por presentar un espesor efectivo no mayor a 50m, con una porosidad media de 16% y una saturación media de petróleo de hasta 90%. Las permeabilidades varían para cada ramillete: PAD 100 con permeabilidad media de 100mD, el PAD 200 con permeabilidad media de 600mD y el PAD 300 con 250mD. Las trampas están selladas por sedimentos de la Formación Vega Alta.

Según los valores de densidades ($^{\circ}$ API), contenido de azufre, asfaltenos y resinas, los petróleos se clasifican como petróleos pesados (densidad entre 10 y 22 $^{\circ}$ API), altamente sulfurados (porcentaje de azufre superior al 3%) y con alto contenido de resinas (resinas más asfaltenos superior al 15%).

Desde el año 2004 hasta la fecha se han perforado un total de 19 pozos horizontales (como reentrada se perforaron los pozos STC-101R, STC-104R, STC-200R, STC-202R, STC-202R2 y STC-302R). (Rios y otros. 2002 – 2013)

1.3.4 Características geológicas de la fuente de aporte y suministro de los fragmentos de las rocas reservorios en el yacimiento.

Se trata de un corte geológico donde afloran rocas carbonatadas del Grupo Veloz y quizás más a las sur rocas de la Formación Carmita, estos sedimentos estaban cubiertos por rocas jóvenes de edad terciaria (Formación Cretas Canasí) discordantes. De manera general, la deposición de las rocas del reservorio hacia la cuenca ocurrió después del levantamiento tectónico de las rocas de la UTE Placetas. Esta deposición se originó por desplazamiento producto de la caída relativa del nivel del mar, lo que originó el transporte de clastos de diversas dimensiones y génesis que se originaron por la erosión de las rocas de la UTE Placetas hacia la cuenca. Es por ello que dentro de la misma secuencia encontramos primeramente conglobrechas con clastos de diferente génesis y edad, seguidamente conglobrechas y grauvacas intercaladas, más hacia el norte grauvacas y finalmente pedernales intercalados con cretas. Esto indica que los clastos con mayores dimensiones serán segregados al inicio del deslizamiento, mientras que el resto del flujo continuará viaje hacia el interior de la cuenca, descargándose sucesivamente los fragmentos de granulometría menor, típica de los modelos de estratigrafía de secuencias. La mayor abundancia de las rocas de la Formación Canasí en el yacimiento Santa Cruz pudiera explicarse por la mayor competencia al desgaste de estas rocas que para depositarse tuvieron que recorrer una distancia menor. La matriz de estas rocas está compuesta por cretas de cocolitos y sus restos.

1.4 Física de las rocas

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. 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.

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 y el área del yacimiento, y así determinar el volumen.

Para evaluar la productividad del yacimiento, debemos conocer 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.

En resumen, los principales parámetros petrofísicos requeridos para evaluar un depósito son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor efectivo, espesor, área y permeabilidad, además de la geometría, temperatura, y la presión del yacimiento, así como la litología que pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y futuro desarrollo del yacimiento. (Lamela, 2013)

1.5 Estratigrafía.

Estratigráficamente el yacimiento está formado por las rocas de la UTE Placetas, las cuales la mayoría se observan en el subsuelo, por lo que no todas están ubicadas en el mapa geológico de la zona.

Los datos del pozo con depósitos de edad Eoceno Inferior- Medio de la Formación Capdevila, la base de este paquete, en el extremo sur de la sección, está conformado por una discordancia estratigráfica, donde se observan los solapamientos de las secuencias más jóvenes sobre las de un paquete de reflexiones abundantes, cortas y contorsionadas que corresponden a los depósitos sin orogénicos de la formación Vía Blanca (K_2^{m2}), emplazados tectónicamente (sobrecorridos) sobre los depósitos paleógenos de la formación Vega Alta ($P_1-P_2^1$). (Aguilar y Marrero, 2006)

Formación Capdevila. (R. H. Palmer, 1934.) (N₂¹).

Esta formación en el área que nos ocupa está integrada por intercalaciones de conglomerados y grauvacas polimícticos, con matriz de limolita y arcilla. La litología característica es Conglomerado polimíctico con granos de serpentinita, Grauvaca polimíctica de grano grueso-medio, con fragmentos de cuarzo e Intercalaciones de grauvaca y conglomerado polimícticos con fragmentos de granitoides.

Formación Vía Blanca. (P. Brönnimann y D. Rigassi, 1963) (K₂^{cp-m}).

Litológicamente se corresponde con una secuencia Flyschoide constituida por argilitas, limolita, areniscas, calcarenitas, conglomerados polimícticos, de matriz de areniscas y arcillo-arenosa, margas calizas detríticas, arcillas grises crema, conglomerados polimícticos, a veces vulcanomícticos y tufitas. Se depositó en un ambiente inestable, en una cuenca marina de mediana profundidad. Su espesor alcanza 120 m como promedio. Descansa discordante sobre depósitos Pre-Campaniano y está cubierta en contacto irregular por la formación Peñalver, del Maestrichtiano Superior.

Formación Vega Alta (L. Dodekova y V. Zlatarski en: I. Kantchev et al., 1978).(P₁³ – P₂^{1b}).

Es una unidad de sedimentación sintectónica, compuesta en su parte baja por rocas arcilloso-silíceas con un espesor de 100 – 150 m, llegando ocasionalmente a los 300 m, se pueden observar distintos paquetes con presencia de limolita de grano grueso, que en parte transiciona a litoarenita de grano fino, polimícticas, con abundante matriz arcillosa, Claystone limoso, claystone calcáreo limoso, radiolarita arcillosa. El grado de homogeneidad del sello es superior a 0.75 % llegando ocasionalmente a 0.95% por lo que es un buen sello. La parte alta de la unidad (P₂¹) corresponde a un complejo sedimentario caótico de composición conglomerática se pueden observar distintos paquetes con presencia de Conglomerado polimíctico donde predominan los fragmentos de pedernal (rojo ladrillo, anaranjado, verde, blanco, gris, incoloro, subopaco-translúcido), abundante serpentinita y escaso cuarzo, bien redondeados, conglomerado polimíctico donde predominan los fragmentos de bien redondeados serpentinita, limolitapolimíctica con abundante matriz arcillosa y conglomerado

arenoso calcáreo a arenisca calcárea gravosa-guijarrosa, con fragmentos de calizas pardo claro, pardo achocolatado, gris parduzco y gris claro, wackestone a mudstone, finamente recristalizadas, en parte arcillosas, con comunes venillas de calcita espática .

Los olistolitos son de distintos tipos de caliza de diferentes ambientes, areniscas y rocas volcánicas de la asociación ofiolítica (Terreno Zaza), con un espesor que pudiera alcanzar los 300 m. Se depositó en un ambiente de aguas marinas someras, observándose en los bordes de la cuenca los depósitos clásticos más gruesos. La fauna pelágica se observa en depósitos más alejados de las costas. Esta formación se comporta como un sello regional para toda el área.

Formación Cretas de Canasí (J. Hernández, J. Fernandez,2004) (P₁ - P₂¹)

Está constituida por brechas – conglomerados y brechas con fragmentos angulares de distintas calizas y ocasionalmente rocas silíceas. Estos sedimentos se acumularon en un ambiente pelágico a profundidades mayores de 200 m. En el subsuelo se conocen en contacto discordante erosivas sobre las rocas del Neocomiano o Jurásico y están cubiertos por la Formación Vega Alta. Su espesor oscila entre 100 y 300 m. Las rocas de esta formación son el principal reservorio en el yacimiento. Este reservorio se caracteriza por la heterogeneidad de sus propiedades, intercalándose espesores notables de creta poco arenosa, masiva, con elevada microporsidad y baja permeabilidad y cretas arenosas con poca matriz, que se aprecian fuertemente fracturadas en los registros.

1.6 Tectónica.

En cuanto a la tectónica del área, Alvarez, y otros (1994) plantean que presentan un estilo Alpino, formado en un ambiente colisional, en el marco de la interacción convergente entre el Arco Volcánico Cretácico y el Margen Continental Americano, donde los esfuerzos de compresión provenientes del sur, dieron lugar a una complicada estructura geológica de mantos superpuestos con desarrollo de cuencas del tipo "Piggy – back", que avanzaron hacia el norte sobre el antepaís norteamericano. En los sectores meridionales, afloran los mantos provenientes el Arco Volcánico Cretácico y el antiguo mar marginal, por lo que los mantos del Terreno Zaza están ampliamente representados por las secuencias ofiolíticas y las rocas

efusivas del Cretácico, sobrecorridas todas sobre la U.T.E. Placetas, presentándose también un amplio desarrollo de las secuencias orogénicas del (K_2^{cp-m}) representadas por olistostromas.

En el Terreno Zaza se reconocen hasta el momento de Sur – Norte, un conjunto de mantos superpuestos, asociados a yacimientos gasopetrolíferos. En los sectores septentrionales las perforaciones han logrado encontrar los mantos de la U.T.E. Placetas que infrayacen al Terreno Zaza, conociéndose hasta el momento, la presencia de cuatro mantos de la U.T.E. Placetas asociados todos ellos con yacimientos gasopetrolíferos.

La más importante superficie tectónica, por su implicación en la conservación de los yacimientos de hidrocarburos en Cuba, está asociada a secuencias olistostrómicas del Eoceno Inferior – Medio. El basamento cristalino yace a unos 10 – 20km. De profundidad. Los sobrecorrimentos se iniciaron al final del Cretácico Superior y alcanzaron su máxima expresión durante el Paleoceno Eoceno Inferior, para luego cesar bruscamente y dar paso a una etapa de desarrollo tectónico subplataformico desde Eoceno Medio hasta el presente. Según Socorro y otros, (1998) en la región Habana – Matanzas existen dos grandes accidentes disyuntivos: La Falla Cochinos y La Falla Hicacos.

1.7 Sísmica.

La sismología proporciona información sobre las principales capas de la Tierra e importantes pistas sobre su composición y constitución. Del mismo modo, pero a una escala mucho menor, la prospección sísmica proporciona una clara, e incluso en ocasiones detallada imagen de la geología del subsuelo.

Para la exploración de hidrocarburos y que, en relación a esto, el método básico que es estudiado es el de reflexión, ya que el de refracción es mucho menos empleado en este campo.

Muchos de los principios de la sismología son aplicables a la prospección sísmica. Sin embargo, esta última solamente se ocupa de la estructura del subsuelo hasta una profundidad de varios kilómetros como máximo y utiliza fuentes sísmicas artificiales como explosiones, detonaciones neumáticas, vibraciones, etc., cuyas características de localización, ocurrencia y tipos de fuentes están bajo el control directo del geofísico, lo que no ocurre con los terremotos.

La prospección sísmica emplea sofisticados sistemas de registro y técnicas de procesado que serán estudiados durante el desarrollo del presente curso.

Su principal aporte consiste en que la interpretación de sus datos es un factor fundamental para elegir los sitios de ubicación de los costosos pozos de búsqueda de petróleo y planificar las profundidades que deben alcanzar éstos, en las perforaciones que se realizan tanto en tierra firme como en el mar.

Actualmente prevalecen como ya fue señalado, las técnicas de adquisición, procesamiento e interpretación 3D. En épocas pasadas teníamos los cortes sísmicos 2D, algunos pozos y mucha incertidumbre entre las líneas la que era “superada” por nuestra imaginación geológica. Ahora sin embargo, con la sísmica 3D podemos estar más seguros sobre sí la configuración de las estructuras, fallas o arrecifes son correctas, si las trampas existen, etc. De este modo la interpretación 3D proporciona nuevas estrategias interpretativas.

El principal objetivo de la interpretación continúa siendo hoy en día la elaboración de cortes y mapas de profundidades. (Miró, Ruiz y Escartin, 2001).

1.7.1 Sísmica de reflexión

Las ondas sísmicas no son más que ondas elásticas que han sido excitadas artificialmente y que se propagan en profundidad a través del medio geológico, siguiendo la trayectoria de tiempo mínimo, según el principio de Fermat. Cuando estas ondas se encuentran con interfaces o fronteras que poseen suficientes contrastes de impedancia acústica ocurre el fenómeno conocido como reflexión.

La Impedancia acústica (Z) es una magnitud que expresa la resistencia que opone un medio al paso de las ondas sísmicas y resulta del producto entre la velocidad de propagación de la onda y la densidad del medio. Esta es una propiedad intrínseca de las rocas que caracteriza su grado de resistencia a la deformación elástica (Chelotti, Acosta y Foster, 2009).

Cuando la onda incide en una frontera de reflexión la energía se divide en varios rayos, una parte pasa al medio inferior y otra parte se refleja. Este fenómeno, así como las relaciones entre los ángulos y las velocidades de dichos rayos se estudia mediante la Ley de Snell.

El método sísmico de reflexión estudia los tiempos de llegada (en tiempo doble, de ida y de vuelta) en la superficie del terreno de las ondas reflejadas. A partir de estos se calculan las velocidades para las distintas profundidades (Sheriff, 1995). Estas velocidades dependen de la porosidad, litología, tipo de fluido dentro de la roca, saturaciones y otros factores, cuyo conocimiento resulta de utilidad para predecir cambios de dichos parámetros, aunque debe ser visto con cuidado ya que más de uno de estos parámetros puede variar al mismo tiempo dentro del yacimiento (Pdvsa, 2008).

1.7.2 Sísmica de pozo

El Perfilaje Sísmico Vertical (VSP) y el Sismocarotaje integral (Checkshot) se pueden considerar como subconjuntos del método sísmico general. Donde estos difieren es en la posición de los receptores respecto a la superficie de disparo, pues en estos casos los receptores se colocan a lo largo de la pared de un pozo.

Esta configuración permite obtener una descripción definitiva de la respuesta sísmica del subsuelo respecto a la profundidad, siendo mucho más resolutive que la sísmica de superficie (Compagnie, 1998). Sin embargo, estos métodos solo permiten estudiar la respuesta sísmica del subsuelo en las cercanías del pozo.

En este contexto es muy importante definir el concepto de resolución; que es la capacidad de diferenciar dos eventos diferentes. Entonces se entiende como resolución sísmica vertical la menor distancia vertical entre dos interfaces litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente (Sheriff, 1995). En sísmica la resolución vertical concierne al espesor mínimo de una capa, en la cual las reflexiones provenientes de su tope y de su base pueden ser distinguidas.

1.8 Sistema Petrolero

Este concepto de Sistema Petrolero se considera como un reenfoque de la exploración de hidrocarburos, la geología y la geofísica, por lo que la definición práctica de un sistema eficaz dice: Rocas madre (fuente) que hayan madurado para producir abundante cantidad de petróleo y que dicho petróleo haya migrado desde la roca madre hasta la trampa, que contenga buenos reservorios (roca almacén) que estén accesibles. (San Roman y del Puerto, 2012)

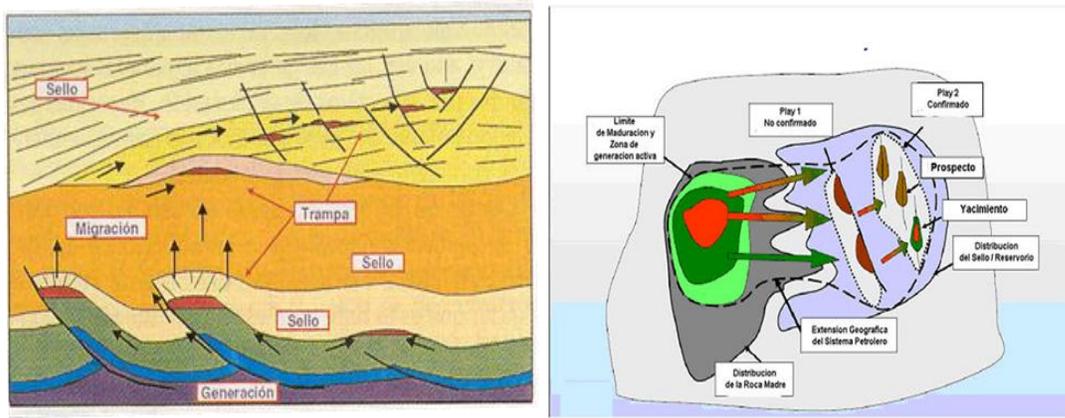


Figura 1.1 Sistema Petrolero.

El Sistema petrolero se constituye en elementos y procesos esenciales, que se resumen a continuación:



Figura 1.2 Sistema Petrolero.

1.9 Registros Geofísicos.

Los registros de pozo constituyen, desde su introducción en el año 1927, 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 características colectoras del corte, realización de cálculos de reservas; constituyen un elemento básico para el modelaje de yacimientos, la realización de estudios integrados y trabajos de simulación numérica, definir el completamiento del pozo, así como facilitar el conocimiento del estado técnico del caño, las camisas, el cemento por detrás de estas, la determinación de zonas para trabajos de estimulación, reparación, recuperaciones secundarias, etc. (Bisbé, 2011)

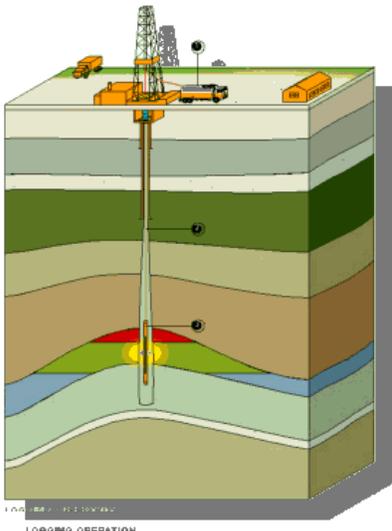


Figura 1.3



Figura 1.4

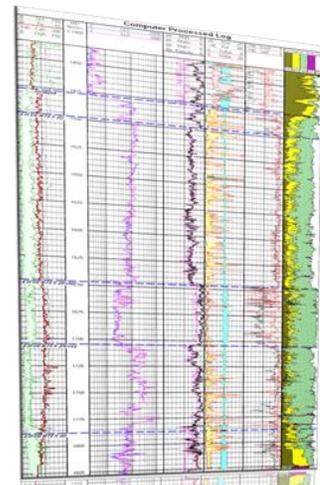


Figura 1.5

Los registros de pozo en la actualidad se pueden realizar en tiempo real utilizando tecnologías de LWD (Logging While Drilling), en las cuales los sensores de la herramienta son colocados en un dispositivo situado detrás de la barrena de perforación y pueden registrar (medir) las diferentes propiedades físicas de las rocas, inmediatamente después de perforadas, lo que tiene como ventajas que se registra en tiempo real y las mediciones se realizan en rocas no afectadas por condiciones ambientales.

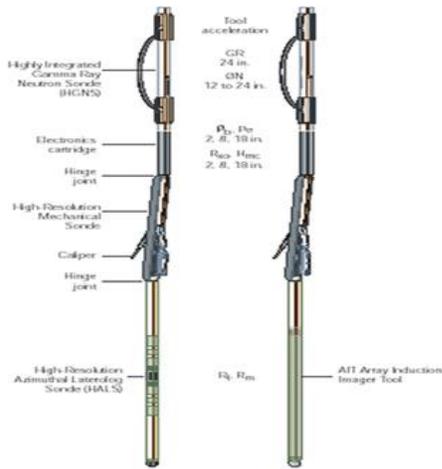


Figura 1.6

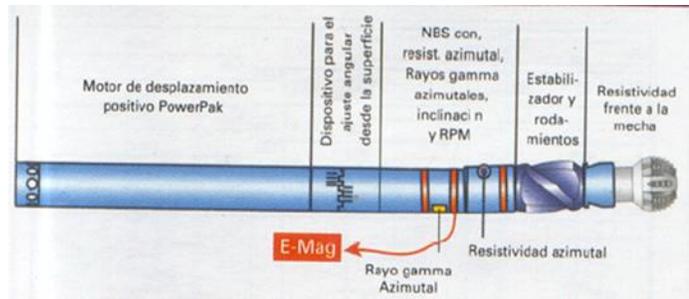


Figura 1.7

Existen también tecnologías de LWT (Logging While Tripping) donde la herramienta de registro se sitúa dentro de la tubería de perforación, registrando con el movimiento de esta. Con este dispositivo es posible correr algunos registros en pozos que, por malas condiciones del caño, peligros de atascamiento, derrumbes, pérdidas, etc. no es posible registrar a cable. En los momentos actuales, en el país, sólo es posible correr los registros de Inducción y Gamma Espectral, se espera en fecha próxima la introducción del registro Neutrón de porosidad.

Para lograr un buen resultado en el procesamiento e interpretación de los registros, es muy importante tener claras las características del reservorio: litología predominante, resistividad del agua de formación, tipo y características del lodo con que se perforó, existencia de zonas de pérdidas de circulación, etc. ya que estos son factores que pueden influir mucho en los resultados. Es por esta razón que el interpretador o analista de registros tiene que trabajar en estrecha cooperación con otros especialistas tales como geólogos, ingenieros de yacimientos, perforadores, ya que mientras mayor sea el volumen de información complementaria que se tenga, mayor será la precisión que se logre en los resultados.

1.9.1 Tipos de registros

Existen diferentes formas de clasificar los registros de pozos, la más general es de acuerdo a:

- Principio de medición

- Su utilización

A continuación, se dará una explicación resumida de esta clasificación y las principales características de las herramientas de registro más comúnmente utilizadas y que fueron utilizadas en el trabajo. (Bisbé, 2011)

1.9.2 Registros radiactivos:

- Registros de radiactividad natural:

- **Gamma Natural**

Con la herramienta convencional de rayos Gamma, se registra la radiación Gamma Natural total. Esta, es de hecho emitida por tres tipos de elementos fuente ^{40}K , ^{232}Th y ^{238}U (y sus productos de descomposición). El registro completo de rayos Gamma, mide la radiactividad natural de las formaciones. En rocas sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de una formación, dado que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcilla y lutitas. Las formaciones limpias, generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad, a menos que tengan componentes radiactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito, o que las aguas de formación contengan sales radiactivas disueltas.

El registro de radiactividad natural mide en unidades API. Las mediciones pueden hacerse a hueco abierto o en pozos encamisados, lo que lo hace muy útil como registro de correlación en operaciones de terminación y reparación de pozos.

Utilización:

- Determinación de zonas arcillosas
- Detección y evaluación de minerales radiactivos
- Registro de correlación
- Espectrometría Gamma Natural

Como se explica anteriormente, la mayor parte de la radiación por rayos Gamma en la tierra se origina básicamente por la desintegración de 3 isótopos radiactivos: Potasio 40 (^{40}K), Uranio 238 (^{238}U) y Torio 232 (^{232}Th). Cada uno de estos elementos al desintegrarse lo hace con un nivel de energía constante y diferente entre sí, lo que permite, ajustando ventanas de energía, determinar la concentración de cada uno de ellos. Esto es muy útil si se tiene en cuenta que al Potasio (K) y al Torio (Th), los encontramos mayoritariamente en las arcillas y lutitas, mientras que generalmente en fracturas, encontramos sales de Uranio, depositadas allí por el movimiento de aguas mineralizadas.

Este registro se presenta comúnmente con 2 curvas: SGR – Gamma Natural Total y CGR – Gamma Natural corregido por Uranio. Esto permite, utilizando la curva de CGR o las de contenido de Th y/o K determinar el volumen de arcilla dentro de la formación con bastante precisión, también se pueden presentar las curvas de relación Torio – Uranio (TURA) o Torio – Potasio (TPRA) que se utilizan generalmente para la clasificación mineralógica de las arcillas.

Su utilización es la misma que el registro Gamma Natural, aumentando la precisión de los resultados, fundamentalmente a lo que se refiere al cálculo de los volúmenes de arcilla (VSh), caracterización de las mismas, siendo además muy útil para valorar la existencia de fracturas.

- Registros de radiactividad provocada por fuentes:

• Registros neutrónicos

A diferencia de los anteriormente mencionados, con esta herramienta, se activa la formación a partir de una fuente de Americio - Berilio (AmBe), situada en la herramienta que “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 27 misma masa que los núcleos de Hidrógeno, lo que produce que al interactuar, produzcan choques casi elásticos lo que provoca que disminuyan su velocidad y luego sean capturados por el detector de la herramienta. Existen dos tipos de detectores: de Gamma y de Neutrones, en el primer caso, se

detectan las radiaciones Gamma (γ) producidas por efecto de las colisiones y en el segundo, los neutrones debilitados por estas.

La herramienta de Neutrón - Neutrón Compensado (CNL) consta de un emisor y dos detectores, con lo cual se compensan los efectos del pozo y se obtiene directamente la porosidad, utilizando una matriz predeterminada (caliza, arenisca o dolomita) en dependencia de la litología presente en el pozo.

- **Registros de densidad (Gamma – Gamma)**

En la naturaleza se conocen más de 10 tipos de fenómenos de interacción de las radiaciones Gamma (γ) con la materia; sin embargo, los de más importancia práctica son:

- Dispersión de Compton (Efecto Compton)
- Absorción fotoeléctrica (Efecto Fotoeléctrico)
- Formación de pares electrón – positrón.

Los dos primeros, ocurren al interactuar las radiaciones Gamma con los electrones de la envoltura de los átomos y juegan un papel muy importante en la determinación de las propiedades físicas de las rocas, siendo los que se aplican en los registros de densidad.

En los registros de densidad, se aplica a la pared del pozo una fuente radiactiva la cual, emite a la formación rayos Gamma de mediana energía. Se puede 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, como se señala anteriormente, se conoce como Efecto Compton. Los rayos Gamma dispersados llegan al detector que está a una distancia fija de la fuente y se contabilizan, este valor, es proporcional a la densidad de la formación.

Con esta herramienta se obtienen los siguientes registros:

- Curva de densidad (RHOB) a partir de la cual, teniendo en cuenta la litología predominante se determina la porosidad
- Curva de Factor Fotoeléctrico (PeF): 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. 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 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.
- Curva de corrección de densidad, 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

1.9.3 Registros eléctricos

• Registros eléctricos de corriente enfocada

Los factores que afectan a los registros convencionales, se minimizan por medio de herramientas que utilizan corrientes de enfoque para controlar la trayectoria que sigue la corriente de medición. Electrodo especiales en las sondas emiten dichas corrientes. De este tipo de herramienta han existido varias variantes, de 3, 7, 8 y más electrodos.

Hasta hace muy poco tiempo el más utilizado era el Doble Laterolog. Su objetivo, al igual que en las restantes herramientas de resistividad, descritas anteriormente, es la medición de la resistividad verdadera de la formación; este dispositivo, consta de dos juegos de electrodos situados a ambos lados de la herramienta, lo cual 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 y así obtener dos valores de resistividad: uno profundo (LLd, correspondiente a la zona virgen) o sea resistividad real de la formación (RT) y otro somero (LLs, correspondiente a la zona invadida).

Herramienta HRLA

La herramienta Platform Express cuenta con una nueva herramienta de resistividad HRLA. (High Resolution Laterolog Array).

Esta herramienta permite resolver la difícil tarea de determinar la Resistividad real de la formación Rt 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 Rt 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.

La herramienta entrega 5 curvas de resistividad, cada una correspondiente con un incremento de la profundidad de investigación; este perfil, conjuntamente con una mayor resolución de las mediciones proporcionan los elementos necesarios para obtener la resistividad real de la formación Rt, la de la zona invadida Rxo y del diámetro de invasión Di.

Aplicaciones:

- Resistividad real de la formación con lodos conductores
- Evaluación de capas finas
- Caracterización de la invasión para indicaciones de la permeabilidad
- Determinación de la Saturación de agua
- Identificación de contactos entre fluidos
- **Registros de microrresistividad**

Los dispositivos de microrresistividad se utilizan para medir la resistividad de la zona lavada (Rxo) y para describir capas permeables por medio de la detección de la costra de lodo. Estos parámetros son importantes por varias razones: cuando la invasión varía de moderada a profunda, conocer Rxo, permite corregir la medición profunda de resistividad, para obtener el valor de resistividad real de la formación, así como la detección de forma cualitativa de la

presencia de colectores y la determinación de la saturación de la zona lavada Sxo, básica para el cálculo de la saturación de hidrocarburos móviles (MOS).

1.9.4 Registros sínicos

En su forma más sencilla, una herramienta sínica consiste en un trasmisor que emite impulsos sínicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sínico es simplemente un registro en función del tiempo t que requiere la onda para atravesar un pie (30.4cm) de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito (Δt); el tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y la porosidad.

Cuando se conoce la litología, esta dependencia hace que el registro sínico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito también son utilizados para interpretar registros sísmicos, confección de sismogramas sintéticos, evaluar la calidad de la cementación, etc.

Aplicaciones:

- Petrofísica:
- Estimación de porosidad
- Litología e identificación de arcillas
- Identificación de gas

1.9.5 Registros mecánicos

- **Cáliper**

La determinación del diámetro del pozo es muy importante para la interpretación de registros; los petrofísicos lo utilizan para el control de calidad de los registros (especialmente cuando se utilizan herramientas con patines) y constituyen un elemento muy utilizado para determinar litologías y zonas fracturadas dentro de intervalos no colectores, así como para hacer correcciones a algunos tipos de registros.

1.9.6 Registros de imágenes

• Imágenes microeléctricas

Estas herramientas permiten una observación continúa detallada de las variaciones laterales y verticales de la formación. Con ella realmente se “ve” la formación; procesando las corrientes eléctricas registradas por microelectrodos se obtienen las imágenes las cuales lucen como fotografías de núcleos, de hecho, en muchos casos se utilizan para orientar estos.

Los echados de los elementos geológicos planares como: la estratificación, fracturamiento, fallamiento, discontinuidades sedimentológicas (discordancias, estilolitas, etc.), se observan en las imágenes como sinusoides.

Los estudios de las imágenes de pozos tienen gran importancia desde el punto de vista geológico y son de gran utilidad en los estudios de prospección de hidrocarburos:

• 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 la ha añadido un alerón (flap) con 24 microelectrodos, lo que da un total de 192, el doble del anterior, con lo que se logra una mayor cobertura del caño del pozo ($\approx 80\%$ en un agujero de 8,5”), una mayor resolución y, por tanto, más información, con mayor grado de detalle que en la anterior.

Aplicaciones:

- Análisis estructurales
 - _ Determinación de la inclinación de las estructuras
 - _ Detección de fallas y fracturas
- Análisis estratigráficos
 - _ Caracterización de depósitos sedimentarios

1.10 Conclusiones parciales.

1. La reinterpretación de la información geológica, tectónica y estratigráfica, permite definir el Sistema Petrolero objeto de estudio y un mejor conocimiento de su roca colectora, acuífero y sellos.
2. Los registros geofísicos son de gran utilidad para evaluar los parámetros que permiten simular el comportamiento de los yacimientos proporcionando opciones de proyectos para mejorar la eficiencia información valiosa en la toma de decisiones técnicas para valorar futuros trabajos.

CAPÍTULO II DISEÑO METODOLÓGICO

La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO) "Capitán Jesús Suarez Gayol" cuyo objeto social es la extracción, recolección y tratamiento de todo el petróleo de Occidente; se asentó inicialmente, en el área de la finca El Caribe, situada en Vía Blanca km 37 ½, municipio Santa Cruz del Norte, actual provincia de Mayabeque; pero fueron edificando instalaciones dentro y fuera del perímetro. Una de las primeras áreas donde comenzaron a construirse estas instalaciones fue el yacimiento "Boca Jaruco", ellas tenían diferentes fines entre los que estaban las actividades técnicas – productivas, de investigación y reparaciones. (Esquivel, 2007).

A partir del año 1995 comienzan los descubrimientos de nuevos yacimientos de la Zona Este de la Franja de crudos pesados, entre los que se encuentra Santa Cruz. El yacimiento Santa Cruz comenzó a producir el 14 de diciembre del 2004 con el pozo STC-100 que descubrió petróleo a la profundidad de 1535 mSS según los registros de corte del pozo (pozo que declara la comerciabilidad del yacimiento). El pozo STC – 200 fue perforado en 2006

El campo petrolífero Santa Cruz está ubicado en la provincia Mayabeque, en la costa septentrional de Cuba, en el Este a 47km. de la provincia La Habana entre los campos petrolíferos Boca de Jaruco y Canasí.

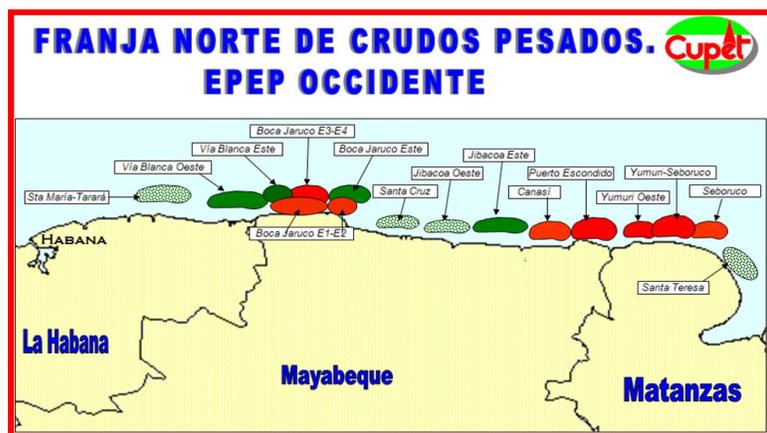


Figura 2.1 –Franja Norte de Crudos Pesados

Geológicamente se encuentra en la región gasopetrolífera norte cubana (Franja Norte de Crudos Pesados) ocupando parte del bloque siete según la división geológica administrativa del territorio cubano. El yacimiento es operado actualmente por CUPET y como gerente lo representa la firma PETRAF.

El yacimiento Santa Cruz presenta una geología muy compleja en la cual la actividad tectónica -fundamentalmente compresiva- fue la responsable de la creación de la trampa en la cual se encuentran los hidrocarburos del yacimiento en particular y la franja norte en general.

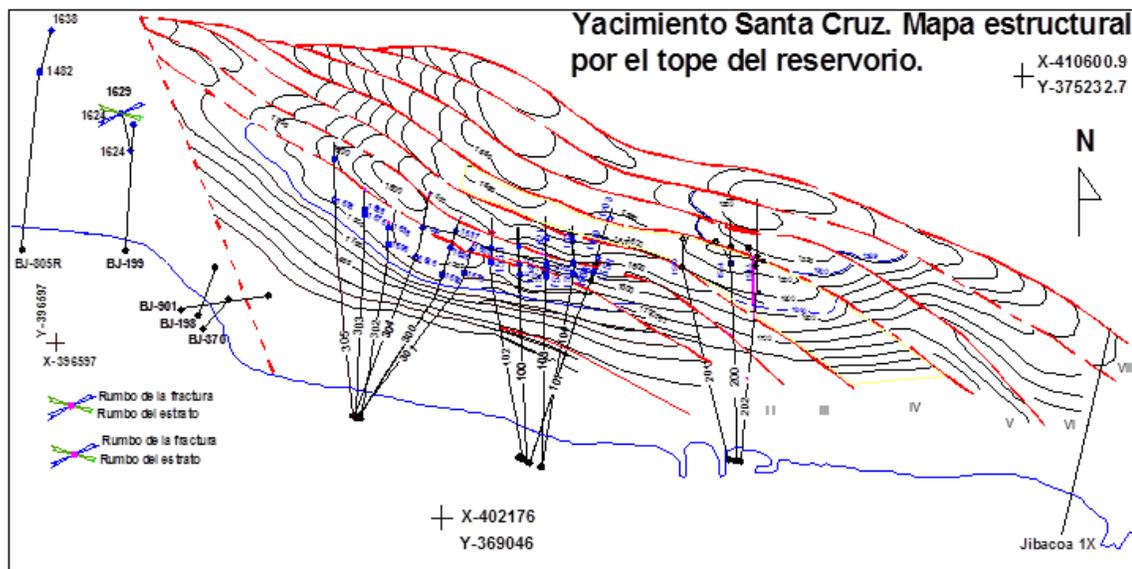


Fig. 2.2 - Mapa estructural por el tope del reservorio. Yacimiento Santa Cruz

De modo general el pozo Santa Cruz-200 cumplió su objetivo geológico, por cuanto logró alcanzar las rocas colectoras hacia la porción oriental del yacimiento. Este flanco se presenta con peores propiedades colectoras a las descritas en otros sectores del mismo, aun teniendo en cuenta que el pozo quedó dañado, desde que fue necesario controlarlo con fluido de perforación (lodo), producía $250 \text{ m}^3 / \text{día}$. (Autores, 2014-2016)

Estudios realizados brindan una información de la existencia de un gran potencial productivo en el área, que se corresponde con el historial productivo del pozo STC – 201, el cual resulta de mayor producción, mayor estabilidad y con muy poca declinación de la presión del reservorio, en comparación con el pozo estudiado. Se realizó un estudio de la litología,

propiedades de reservorio y producción histórica del área y del pozo para dar cumplimiento a los objetivos.

2.1 Materiales utilizados en la investigación.

Para mayor comprensión del tema objeto de estudio, se emplearon los siguientes materiales:

- Los mapas y los perfiles sísmicos existentes.
- Columna litoestratigráfica teniendo en cuenta las formaciones presentes en el área y dentro de ellas la formación reservorio (Formación Cretas de Canasí).
- Hoja de cálculo con los datos de producción de los pozos del Yacimiento Santa Cruz, registrados en los softwares TWM, SAFIR y que actúan como sistema automatizado de Gestión de Datos, el EPEProd que es el sistema informativo de la empresa para registrar, calcular y graficar los indicadores de producción. En EPEProd se lleva la historia completa de los yacimientos de Occidente, datos geológicos y geofísicos, datos de producción, reparación, investigaciones hidrodinámicas, propiedades de los fluidos y otros datos de interés.

2.2 Métodos de investigación Científica utilizados.

Se realiza un estudio del corte geológico, las tablas de topes y bases del STC – 200, STC – 202R y STC – 201, haciendo énfasis en la localización del Contacto Agua Petróleo. Para reinterpretar los registros geofísicos de los pozos citados se revisaron los informes realizados por (Bisbé y otros, 2016), sobre la interpretación de los registros del pozo y pozos aledaños (STC – 201) y se intercambia con especialistas del Departamento de Yacimiento durante la revisión de los datos y registros digitales del Archivo Central de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo (EPEPO). (Autores, 2004 – 2018)

2.2.1 La observación

La observación se utiliza como herramienta y como método clásico de investigación científica para recolectar los datos necesarios para el análisis, además, es la manera básica por medio de

la cual obtenemos información para así determinar el comportamiento de los indicadores en el estudio exploratorio, antes y después de la aplicación del mismo. Se realiza una búsqueda investigativa de archivo de toda la información necesaria, que incluye la ubicación dentro del mapa estructural de los pozos SC – 200, SC – 200Re y SC – 201 y la terminación de los mismos.

2.2.2 Métodos Teóricos.

Los métodos teóricos que se emplean son:

Análisis y síntesis buscando examinar y concentrar toda la información obtenida sobre el tema, para el razonamiento lógico y detallado de todos los eventos que se llevaron a cabo en la aplicación del trabajo, análisis de los informes de los equipos de trabajo multidisciplinarios que analizaron la terminación de los pozos del PAD y el comportamiento de la estructura.

Inducción - deducción para procesar el resultado de la herramienta utilizada. Se tabulan y se grafican los principales indicadores, logrando así visualizar y analizar su comportamiento a través del tiempo, análisis de los históricos de producción, así como el comportamiento de los parámetros como presión, contenido de agua (BSW) y la influencia de gas (RGP). Estos métodos se complementan, inductivo es el método para investigar, el deductivo lo complementa como proceso de demostración o comprobación de lo investigado.

Teniendo en cuenta los antecedentes descritos, sobre la base de los objetivos trazados inicialmente se decide aplicar una estrategia, para la cual el trabajo se dividió en diferentes etapas:

1. Resumen de los resultados de la revisión bibliográfica, atendiendo a:
 - Información geológica, estratigráfica y tectónica del área: Yacimiento Santa Cruz (STC)
2. Análisis de los registros geofísicos y su correlación, así como de los registros productivos de los pozos Santa Cruz 200, 200Re y 201.

- A partir de los mapas y perfiles sísmicos se selecciona la nueva información, donde poder ubicar un nuevo trazado del pozo
 - Se confecciona una nueva propuesta de columna litoestratigráfica según el trazado.
 - Se grafican de forma comparativa todos los perfiles existentes de los pozos estudiados, localizando los reservorios en cada uno de ellos, para analizar específicamente la ubicación de cada uno. (Tipo de reservorio y profundidad en que aparecen)
3. Propuesta de trabajo a realizar a partir de los resultados de la investigación.
4. Valoración económica de los resultados.
- Para el análisis económico se utilizó una valoración de la relación costo – beneficio, a partir de los gastos en que se incurre para la realización de la propuesta de trabajo y el impacto económico que se logra con los resultados obtenidos. Para ello se tomaron las tarifas recogidas en las fichas de costo con las que opera EPEPO y el precio del petróleo crudo aprobado.

CAPITULO III RESULTADOS Y DISCUSION.

Este capítulo expone los resultados obtenidos a partir de la metodología seguida en el capítulo 2 que nos permitió arribar a una propuesta, implementarla y evaluarla para lograr el incremento estable en el potencial productivo del pozo.

3.1 Antecedentes.

La productividad de Santa Cruz ha estado por debajo de las expectativas por varias razones: problemas mecánicos de roca, como colapsos de las zonas de caño desnudo, intervalos del yacimiento con malas propiedades colectoras y problemas de producción, tales como el avance del agua y el gas.

El régimen de trabajo en el yacimiento está dado por gas disuelto ya que, si estuviera dado por un acuífero activo, los espacios porosos, producto de la extracción de hidrocarburos serían ocupados por el agua y el sistema mantuviera la energía con pocas variaciones.

Como la energía está almacenada sobre todo en el gas originariamente comprimido y disuelto en el petróleo, la declinación de la presión es aproximadamente proporcional a la cantidad de gas y petróleo extraído. A medida que disminuye la presión en el reservorio, también disminuye el ritmo de producción porque no hay energía disponible para restablecer el valor original de la presión de reservorio.

Este comportamiento no se cumple para todo el yacimiento. En el caso del PAD-200 existe el pozo STC-201 desde que entró en su etapa productiva en febrero del año 2007 y hasta la actualidad presenta invariabilidad en sus producciones evidenciando un mantenimiento de la presión de capa (declinación histórica 1%, sin intervenir en el pozo). Las presiones de superficie han mantenido estabilidad en los rangos Pt-5-7atm, Pc-78 – 79atm. Lo expuesto anteriormente indica la presencia de un mecanismo de empuje por agua. Por esta razón se realiza un levantamiento del área observándose que los dos pozos restantes (STC-200Re y STC-202Re2) a pesar de registrarse un mantenimiento de la presión de capa en los mismos, no

tienen la tasa de producción del pozo STC-201 concluyendo que la diferencia radica en la orientación de la trayectoria en los pozos del PAD. (Gálvez y otros, 2015)

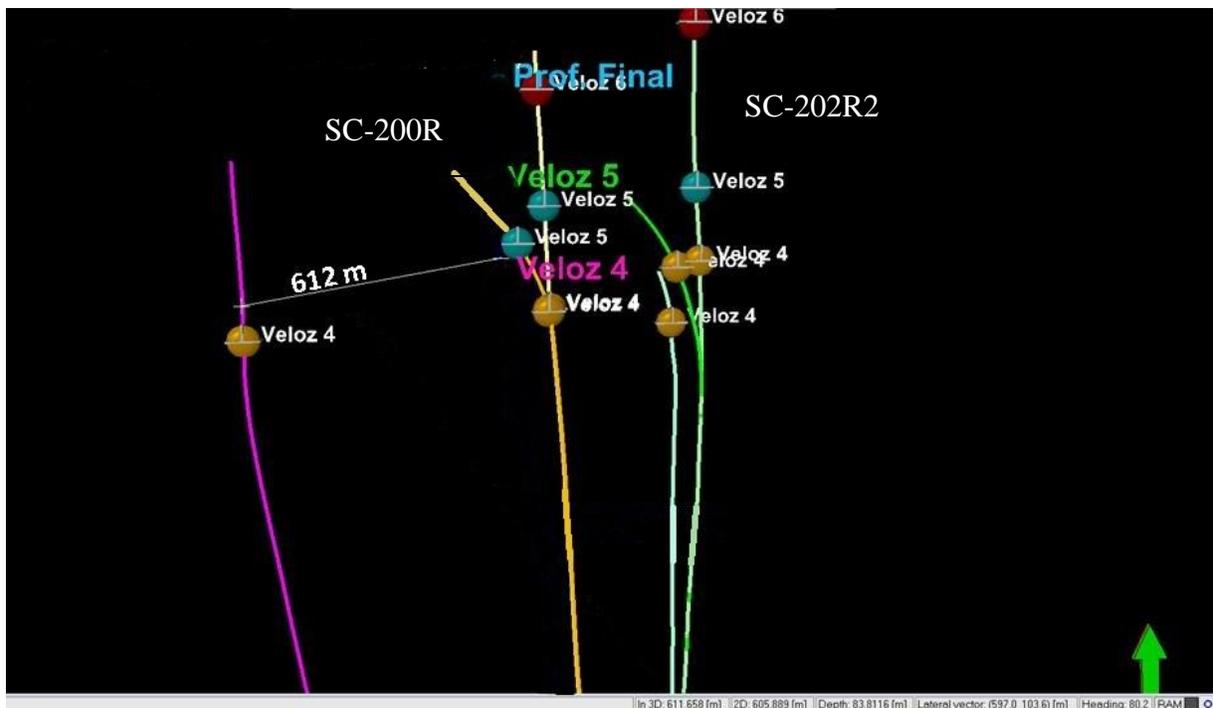


Fig. 3.1 - Mapa de ubicación de los pozos. Yacimiento Santa Cruz PAD 200

3.2 Resumen de los resultados de la información geológica, estratigráfica y tectónica del área.

Es característico en la zona, la existencia de un conjunto de rocas de ambientes tectónicos inestables, típico para la cuenca de antepaís cubana. En éste conjunto se presentan las rocas sellantes y los reservorios de los yacimientos. Las rocas sellantes están constituidas por la Formación Vega Alta, formadas como consecuencia de la profundización significativa de la cuenca debido al acercamiento desde el sur de los mantos de cabalgamientos, probablemente fuera de secuencias de las ofiolitas a finales del paleoceno e inicio del eoceno. Los reservorios por su parte, lo constituyen las rocas paleogénicas de la denominada Fm. Cretas Canasí, compuesta por secuencias conglobrechosas con matriz de cretas de cocolitos. El tamaño de los clastos varía desde granos muy grueso (guijas) hasta tamaño arena, los cuales siempre tienden a hacerse más finos en los pozos horizontales hacia la parte distal de la cuenca. Todas estas

rocas se depositaron en las cuencas formadas en el frente de los cabalgamientos y en ambientes marinos, en las que la profundidad del mar sobrepasaba los 500 m (Valladares y otros, 2005).

En el pozo Santa Cruz -200, se aprecian todos los aspectos planteados en los párrafos anteriores, relacionado con la complejidad de la geología y las características muy variables de los reservorios. Se pudo determinar en las imágenes FMI el carácter clástico de las secuencias colectoras, así como el buzamiento predominante de los planos de estratificación, apreciable además en la imagen sísmica. En ocasiones se presentan ritmos de estratificación fina y en otras con un aspecto más bien masivo, en las que se desarrolla un mayor grado de fracturación. Es notable además la presencia de pliegues y micropliegues, que indica el elevado grado de deformación que presentan las rocas, independientemente que existen pliegues sedimentarios que tienen un origen completamente distinto y que pudieran en ocasiones ser confundidos con los formados como consecuencia de la tectónica.

En la Fig. 3.2 se presenta el perfil geológico por el pozo se puede apreciar la forma en que se encuentran relacionadas las diferentes unidades. Se interpretan en total tres pliegues escamas determinados fundamentalmente por la imagen sísmica por el pozo (la primera se queda por debajo). Los sellos internos descritos se interpretan como variaciones faciales dentro del reservorio con incremento notable del contenido de arcillas, por cuanto en las imágenes FMI no es notable en la zona de contactos entre las facies reservorios y sellos indicios de actividad tectónica que indiquen las fallas de cabalgamientos.

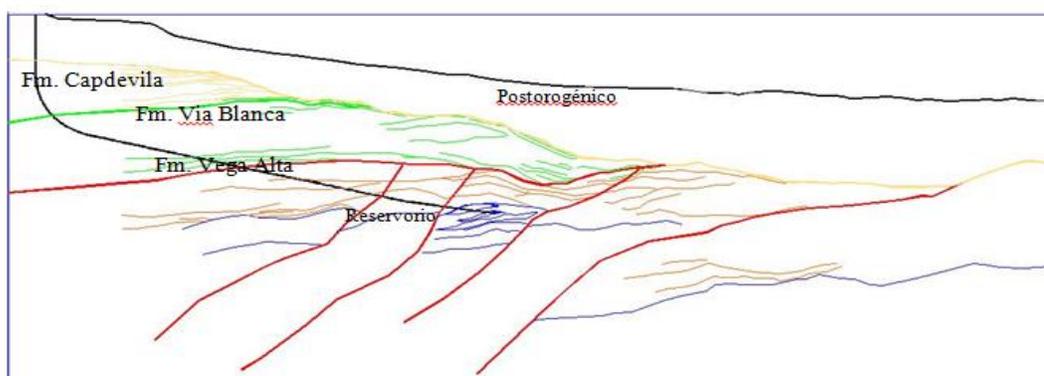


Fig. 3.2 Perfil geológico por el pozo SC-200.

Además, se muestra a continuación, la tabla de topes y bases de los pozos consultados, el STC – 200, 200R y 201.

Tabla 3.1 Tabla de topes y base STC – 200, STC – 200Re y STC - 201

POZO	R4		VA5		R5		VA6		R6	
	TOPE	BASE								
STC-200	3624,00	3839,50	3839,50	3867,00	3867,00	4088,50	4088,50	4141,00	4141,00	4225,00
	1533,50	1566,69	1566,69	1570,99	1570,99	1604,61	1604,61	1610,68	1610,68	1623,96
STC-200R	3621,00	3756,00	3756,00	3798,00	3798,00	4022,50				
	1537,18	1569,88	1569,88	1575,48	1575,48	1586,50				
STC-201	3704,00	4082,50								
	1591,55	1610,67								

3.3 Análisis del Historial Productivo del pozo.

El pozo STC 200 es el 5^{to} pozo perforado en el yacimiento Santa Cruz, fue puesto en producción el día 13 de Julio 2006 durante 6 días, STC 200 ,fue el primer pozo perforado en el PAD 200 (fig. 1), encontrando Veloz 4, 5 y 6. Debido a un alto contenido de agua se ubica un packer a 4036 abandonando Veloz 6. El pozo en sus inicios tiene una producción promedio de 60 m³/d.

Tabla 3.2 Producciones iniciales.

Mes Año	Promedios mensuales						
	Qfluido	Qpet	Qgas	BSW	RGP	Pt	Pc
	(m3/d)	(m3/d)	(m3/d)	(%)	(m3/m3)	(atm)	(atm)
Jun-06	351,3	336,0		4		34	12,8
Jul-06	87,7	67,7	2109,959	23	31,172	11	5,9
Ago-06	84,8	62,9	4903,902	26	78	41	10,3
Sep-06	77,3	56,0	4326,3	28	77,255	37	10
Oct-06	72,8	51,2	4098,871	30	80,058	14	10
Nov-06	68,4	49,0	3519,774	28	71,808	14,9	10
Dic-06	70,3	47,2	3756,506	33	79,508	14,8	10,1
Ene-07	75,2	51,3	3570,475	32	69,589	21,5	14,5
Feb-07	61,5	44,1	3295,067	28	74,767	22	14
Mar-07	52,7	39,4	2431,887	25	61,77	22	10
Abr-07	42,8	32,8	2360,133	23	71,924	5	1

Tras acumular una producción de 13813 m³ el pozo colapsa, se realiza una reentrada en marzo del 2008, muy cerca del caño antiguo, pero con muy bajos resultados productivos (Qp 20 m³/d) desde que se puso en producción esta reentrada del pozo presentó problemas, la mayoría

por arrastre de sedimentos y un elevado corte de agua. Por lo que se aloja un packer @ 3810, reduciéndose notablemente la producción de agua.

Tabla 3.3 Producciones alcanzadas con la reentrada.

Mes	Año	Promedios mensuales						Ø	mm
		Qfluido (m3/d)	Qpet (m3/d)	Qgas (m3/d)	BSW (%)	RGP (m3/m3)	Pt (atm)		
Ene-13		9,2	8,9	2066,0	2,7	232		2	12
Feb-13		7,4	7,2	2791,8	2,0	385	3	3	12
Mar-13		6,2	6,0	4101,0	2,5	684		1	12
Abr-13		5,7	5,6	861,8	2,6	155		1	12
May-13		7,3	7,1	857,7	2,5	121		1	12
Jun-13		9,0	8,7	816,6	2,8	94		1	12
Jul-13		8,7	8,5	817,0	2,6	96		1	12
Ago-13		7,3	7,1	760,6	2,5	107		1	12
Sep-13		7,9	7,7	838,8	2,7	110		1	12
Oct-13		8,9	8,7	848,0	3,1	98		1	12
Nov-13		7,4	7,22	848,1	3,0	114	1	1	12
Dic-13		12,0	11,7	1226,9	3,0	105	1	2	12
Ene-14		7,2	7,0	880,0	3,0	126		1	12
Feb-14		9,3	8,9	700,0	3,2	78		1	12
Mar-14		10,4	10,1	904,4	3,3	90		1	12
Abr-14		8,8	8,6	1353,0	3,1	158	1		12
May-14		10,6	10,2	972,1	3,2	95		1	12
Jun-14		3,8	3,5	927,5	7,8	265	4	8	12
Jul-14		10,0	9,7	916,1	2,8	94		1	12
Ago-14		9,2	8,9	1191,7	2,9	134		1	12
Sep-14		10,7	10,4	814,2	3,2	79		1	12
Oct-14		9,8	9,4	758,2	3,4	80		1	12
Nov-14		9,8	9,5	521,6	3,2	55		1	12
Dic-14		11,4	11,1	1839,1	2,9	166	1		12
Ene-15		9,1	8,9	782,5	2,3	88	1		12
Feb-15		10,0	9,7	750,5	3,0	78	1		12
Mar-15		9,3	9,1	674,4	2,8	74		1	12
Abr-15		9,5	9,2	623,8	2,7	68		1	12
May-15		9,1	8,8	588,2	2,7	66		1	12
Jun-15		11,9	11,5	600,2	3,4	52		1	12
Jul-15		9,7	9,4	636,6	3,1	68		1	12

En la tabla anterior se puede apreciar que, aunque el corte de agua (BSW) disminuye significativamente entre el pozo original y la primera reentrada, los valores de producción alcanzados no son representativos, si se toma como base el pozo más estable del PAD, el STC – 201 que su producción oscila aproximadamente en los 80 m³/día.

A continuación, se analiza el historial de pozo mediante el gráfico de producción STC - 200Re.

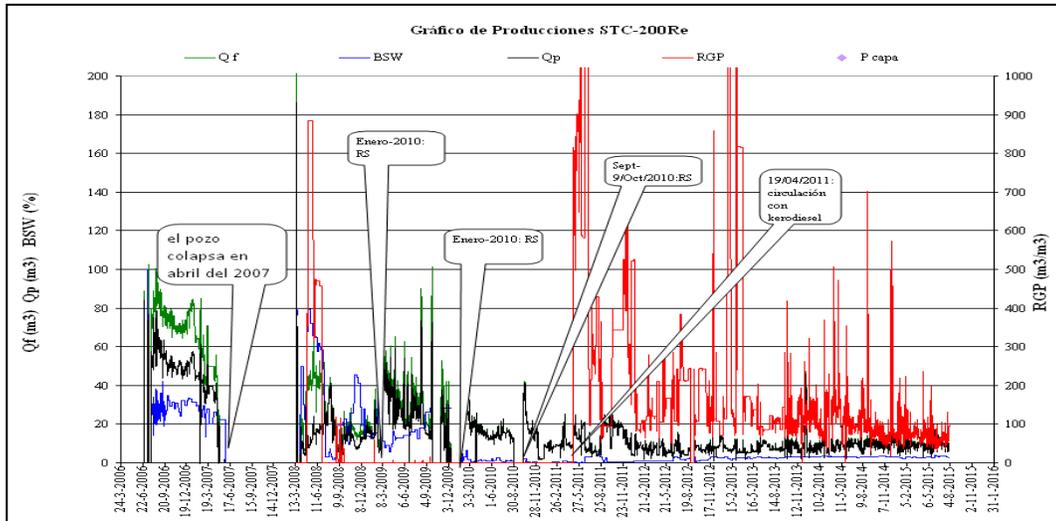


Fig. 3.4 Gráfico de Producción STC - 200Re.

En toda su historia el pozo alcanza una producción acumulada de **Qp** 62887 m³, **Qg** 13052359,1 m³ y **Qa** 19174m³.

Realizando un análisis comparativo con el pozo STC-201 podemos observar en la zona todavía existe un alto potencial productivo y más teniendo en cuenta las distancias entre estos pozos. Punto más cercano 507 m, que no produce desde que se realizó la re-entrada por aislamiento con packer y el punto más alejado 700 m.

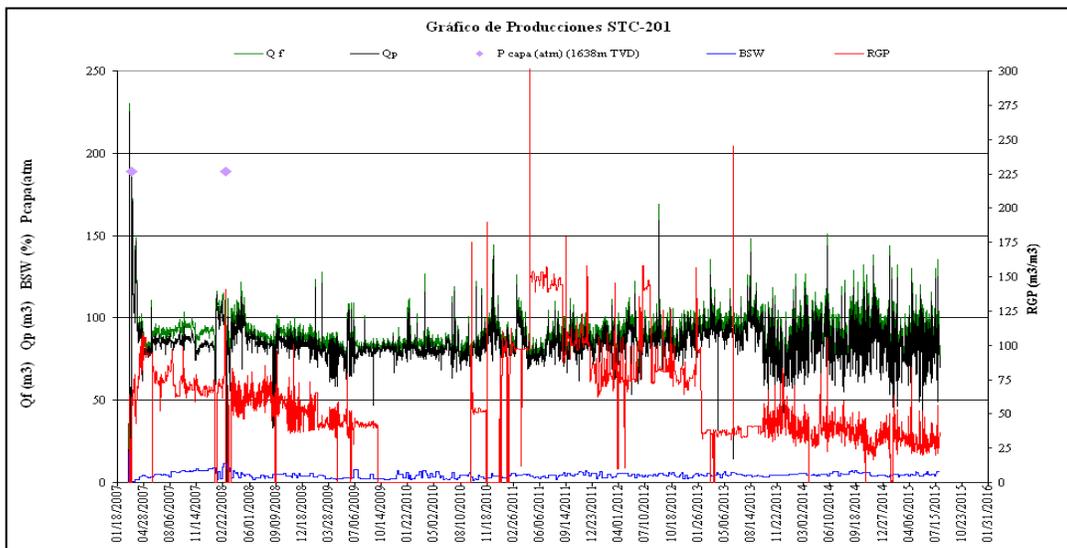


Fig. 3.5 Gráfico de Producción STC - 201.

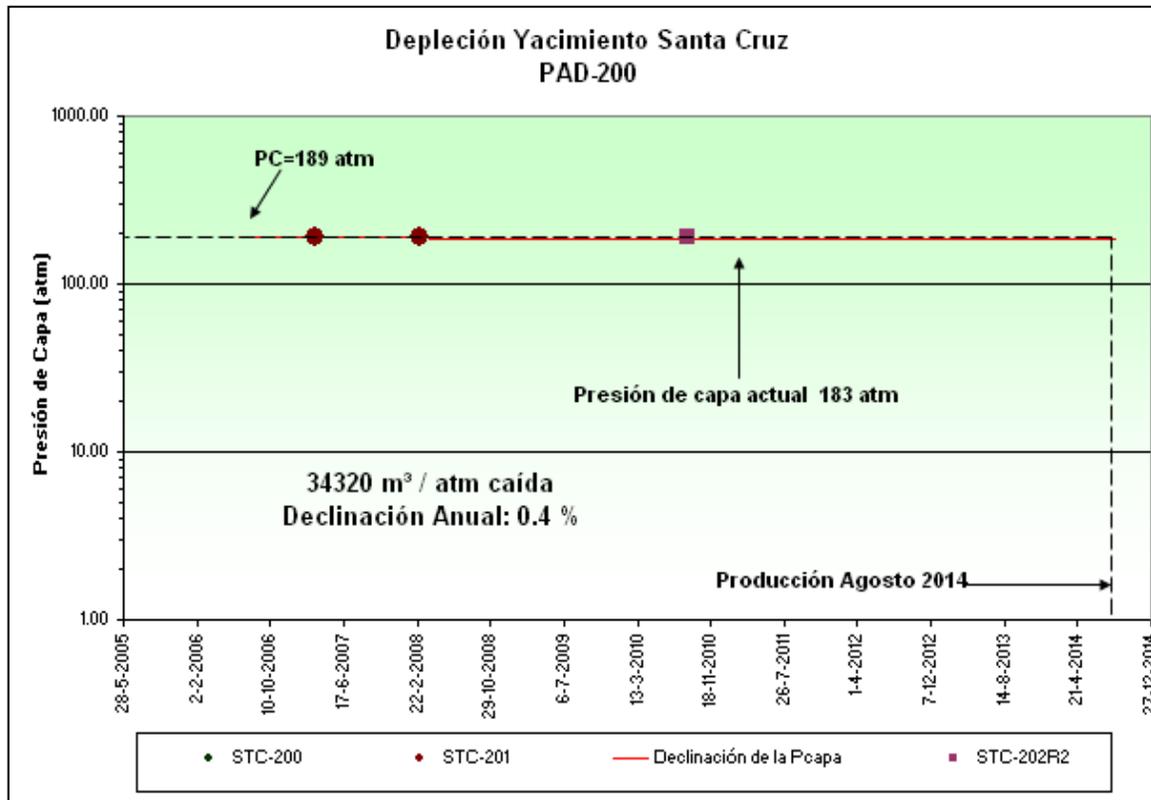


Fig. 3.6 Gráfico de Presiones PAD-200

Como se puede observar en toda la historia del PAD-200 la presión de capa apenas ha caído, lo que pudiera representar un acuífero activo que conserva la energía en el yacimiento.

Del análisis de la producción se obtiene que la nueva posición del pozo si mejora los indicadores, pero no cumple las expectativas de un reservorio de gran potencial que pueda mantener un incremento estable y eficiente. Esta afirmación sirve de base para reinterpretar los registros, considerando una nueva ubicación, valorando los horizontes productivos que presenta el pozo SCT – 200Re.

3.4 Interpretación de los registros.

En el análisis fueron tomados en cuenta los registros de STC – 200 y STC -200Re para su reinterpretación y así poder realizar el análisis de los Horizontes productivos presentes en cada uno de ellos.

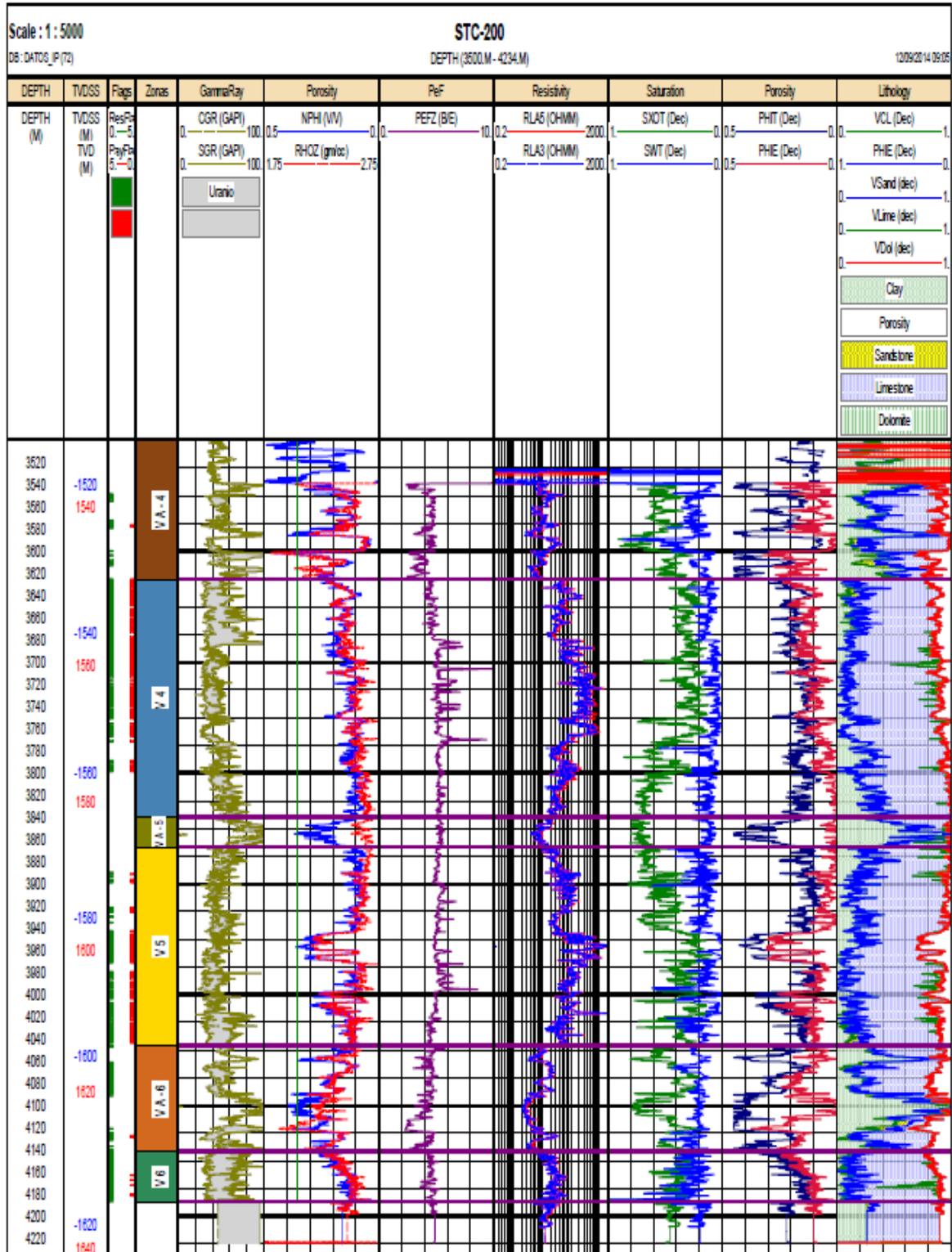
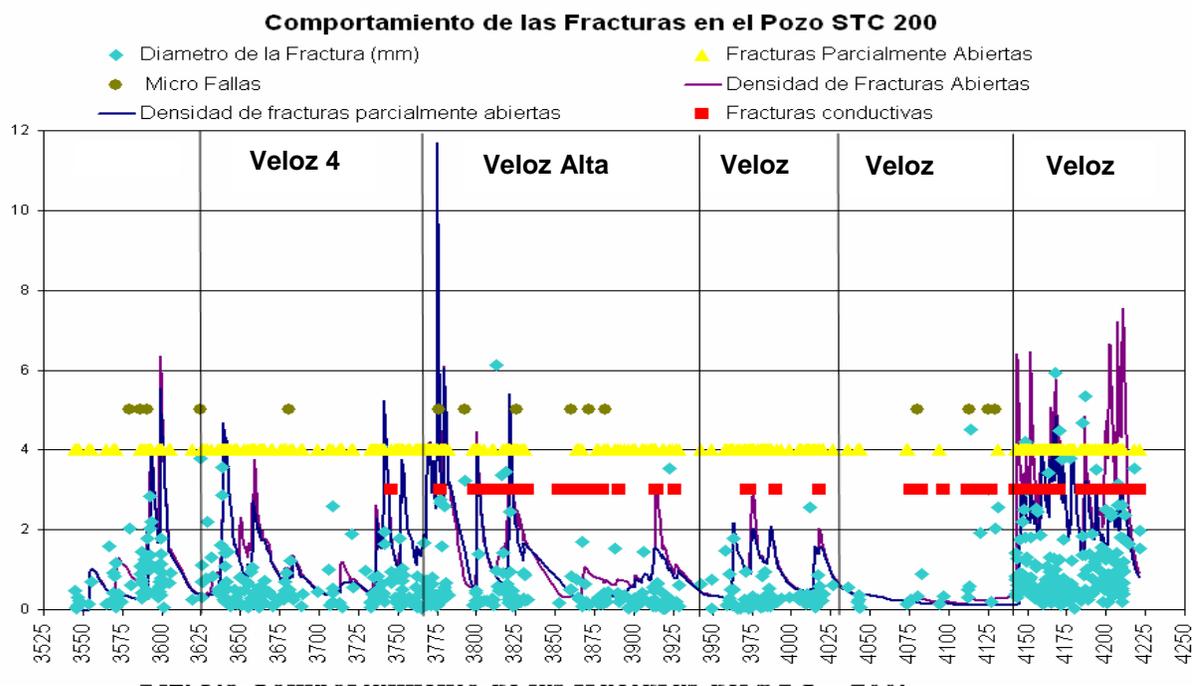


Fig. 3.7 Registros del STC – 200.

Las saturaciones de agua en los registros petrofísicos oscilan entre 10-20 % en las zonas productoras, donde único se observa un ligero incremento del agua es en Veloz 6, de ahí que en nuestra propuesta este apilado no aparezca. También se observan buenas saturaciones de petróleo, así como una alta intensidad de fractura y las porosidades oscilan entre 15-20 %.

Estudio de las fracturas. (Registros FMI)



Las fracturas juegan un papel primordial dentro del sistema petrolero debido a que la producción obtenida en los pozos es a través de las mismas. La figura 3.8 muestra para el pozo SC 200 fracturas activas obtenidas a partir de los registros FMI y la figura 3.8 a representa todo el sistema de fracturas del yacimiento donde se aprecia el alto grado de fracturación del mismo. Esta condición nos permite asegurar que el mayor aporte a la producción obtenida en estos pozos proviene de sus sistemas de fractura.

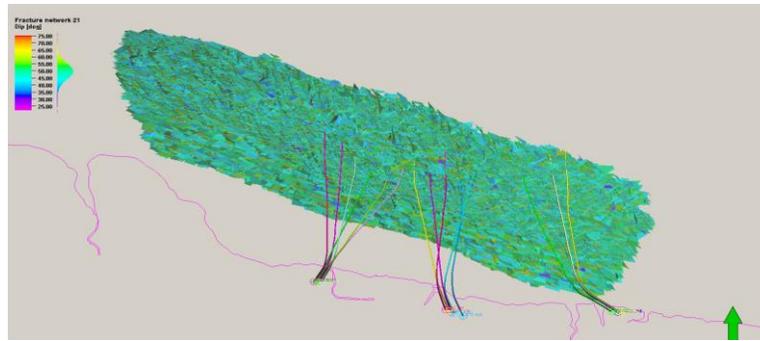


Fig. 3.8 a Imagen del sistema de fracturas existente en el yacimiento.

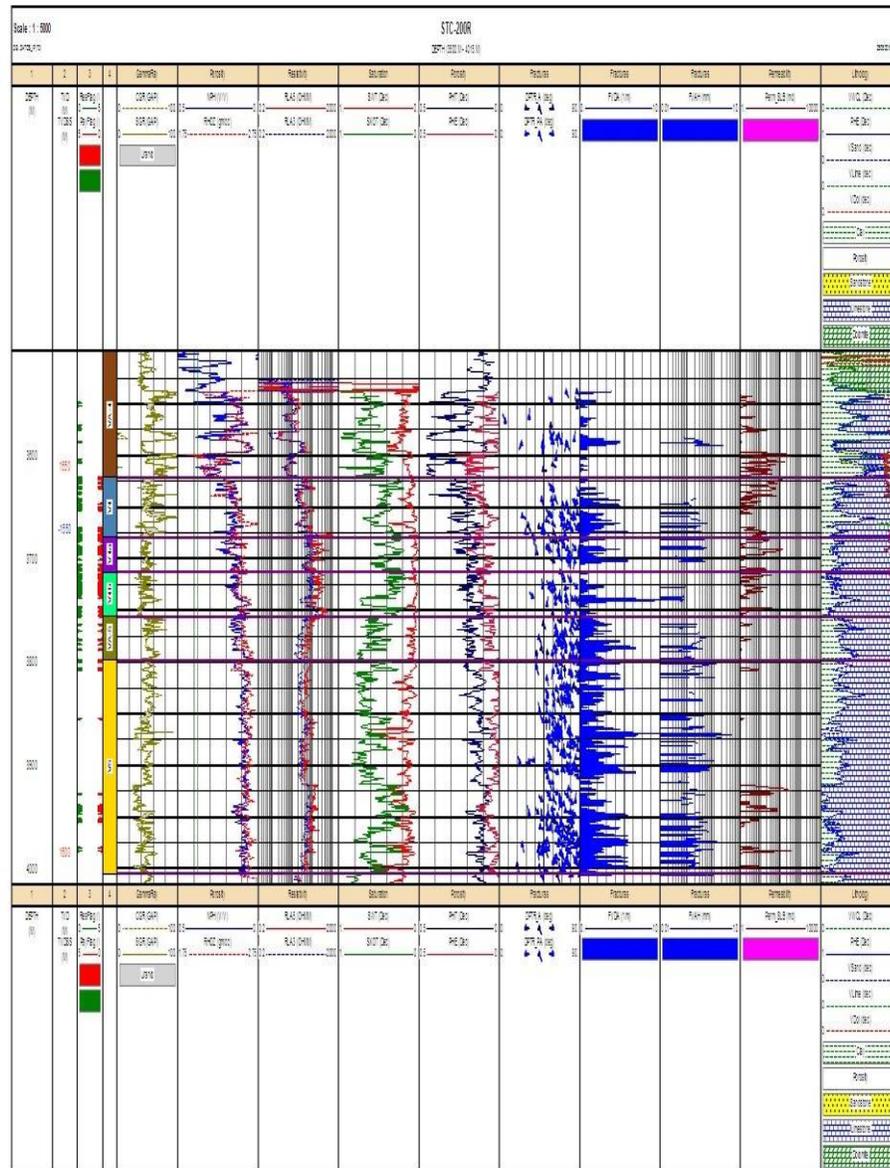


Fig. 3.9 Registros del STC – 200Re.

El pozo posee similares propiedades colectoras como era de esperarse, debido a que esta re-entrada fue realizada al primer manto muy próximo al caño anterior, solo que varía la proyección del mismo, abandonando el sistema de fracturas secundario provocando una pérdida en el tributo fractura – caño.

3.5 Resultados de la Sísmica.

Después de consultar los resultados de los estudios sísmicos realizados por varias compañías, se selecciona una vista 3D del yacimiento Santa Cruz, donde se ubican los 3 PAD que lo componen (PAD STC – 300, 100 y 200) por el orden que ocupan dentro del apilado (Fig. 3.10). Se comprueba de esta forma porque cada uno de ellos difiere en su comportamiento ya que ocupan diferentes posiciones y altura en el mismo.

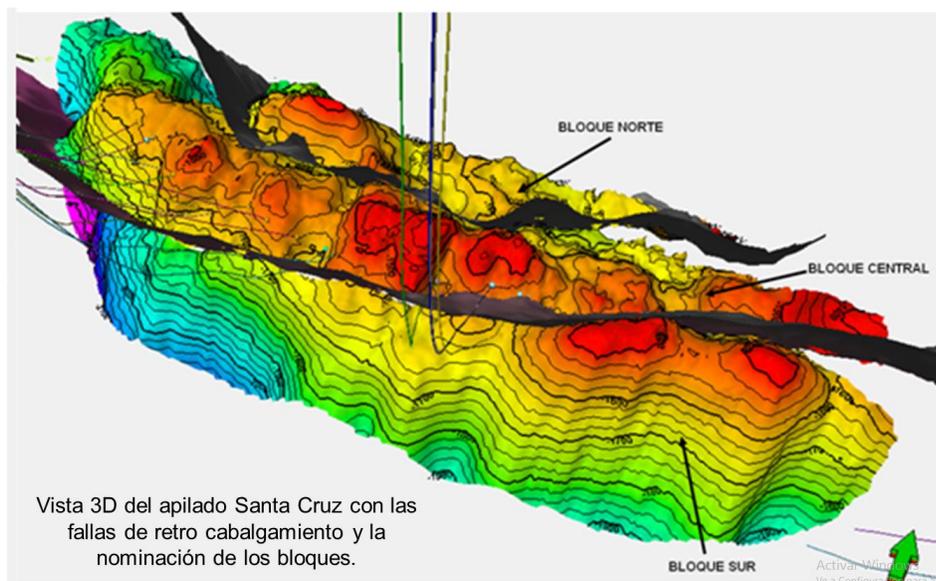


Fig. 3.10 Vista de imagen sísmica 3D del apilado Santa Cruz.

3.6 Definición del Proyecto Geológico del Pozo STC – 200Re2.

El análisis de toda la información, arroja preliminarmente que la reentrada realizada al no contener el sistema de fracturas secundario, redujo la posibilidad de incremento de producción, por lo que una nueva entrada a partir de abrir una ventana de desvío, alrededor de

2005mbmr, por ser este un punto de buena cementación, ubicado aproximadamente en el punto medio de dos calas en la camisa 9 5/8", para cambiar la perpendicularidad del pozo, es decir, una salida más arriba en la estructura, que permite proyectar el pozo más bajo, alejando del contacto agua petróleo. Para ello se debe liquidar el caño del pozo con cemento y preparar el mismo para desvío según se explicó con anterioridad.

La nueva trayectoria que se propone, Sur – Norte permite atravesar los dos sistemas de fractura primario y secundario, brindando la posibilidad de alcanzar mayor potencial productivo ya que el sistema de aporte al pozo es mayor, lo que garantizaría la sostenibilidad del incremento proyectado.

Para definir el proyecto fue necesario conciliar entre el Departamento de Perforación, Departamento de Exploración Producción, Ingeniería de Yacimientos y demás partes involucradas. La propuesta tenía como objetivo lograr el aumento del potencial productivo del pozo STC – 200Re partiendo de la investigación y análisis de toda la documentación reinterpretada que permitió determinar que:

- Existen zonas sin explotar entre el pozo STC-201 y STC-200Re, debido a la distancia existente entre estos, según la reinterpretación de los registros, mapas estructurales, las imágenes sísmicas y los informes recogidos en los Expedientes de los pozos.
- El pozo STC-201 cuadruplica la producción acumulada del STC-200 sin apenas declinar la producción en toda su historia (1%), según los historiales productivos y los datos contenidos en EPEProd.
- En el PAD-200 es apreciable la conservación de la energía. (Mantenimiento de la presión de capa). Aspecto que se aprecia en la interpretación de las mediciones e investigaciones contenidas en los expedientes de los pozos consultados.
- Se esperan producciones que oscilen entre 40 y 60 m³/d. Pronóstico obtenido del análisis comparativo realizado con el pozo SC 201 y que aparece resumidos en la figura 3.5 y 3.6.

- La única diferencia que se observa entre el Pozo STC-200R y STC-201 es su geometría, según la interpretación de los registros de ambos pozos y su posición en los mapas estructurales.

El objetivo del proyecto geológico es de un pozo de relleno para producir de los mantos V4 y V5, en un área de categoría de reservas probadas. Su trayectoria principal se proyecta entre los pozos STC – 201 y STC – 200R.

Teniendo en cuenta la posición estructural del STC – 200R con una baja producción, se adopta un perfil a 400 m del STC – 201 y similar al mismo con el objetivo de incrementar su producción. Se debe entrar en Veloz 4 a -1568 mbnm y continuar la perforación con un ángulo de ~ 87. 34° hasta alcanzar la profundidad final a -1580 mbnm. El liner de 7" debe cubrir el intervalo de Vega Alta. Los mantos V4 y V5 serán cubiertos por liner ranurado de 4 ½ " y liner liso con ACP para el futuro aislamiento según sea necesario.

3.6.1 Ubicación del pozo.

El siguiente mapa estructural muestra la nueva ubicación para el pozo (STC – 200Re2)

	Coordenadas Lambert		
	X	Y	Z
Veloz 4	406276,34	372682,51	-1521
Veloz 5	406259,38	372891,95	-1539
Fondo del pozo	406281,98	373115,51	-1560

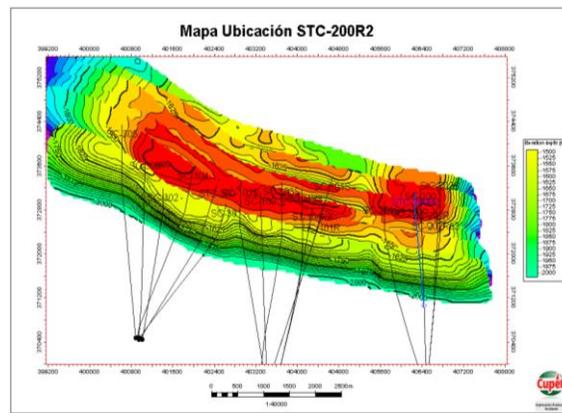


Fig. 3.11 Mapa de ubicación del STC – 200Re2.

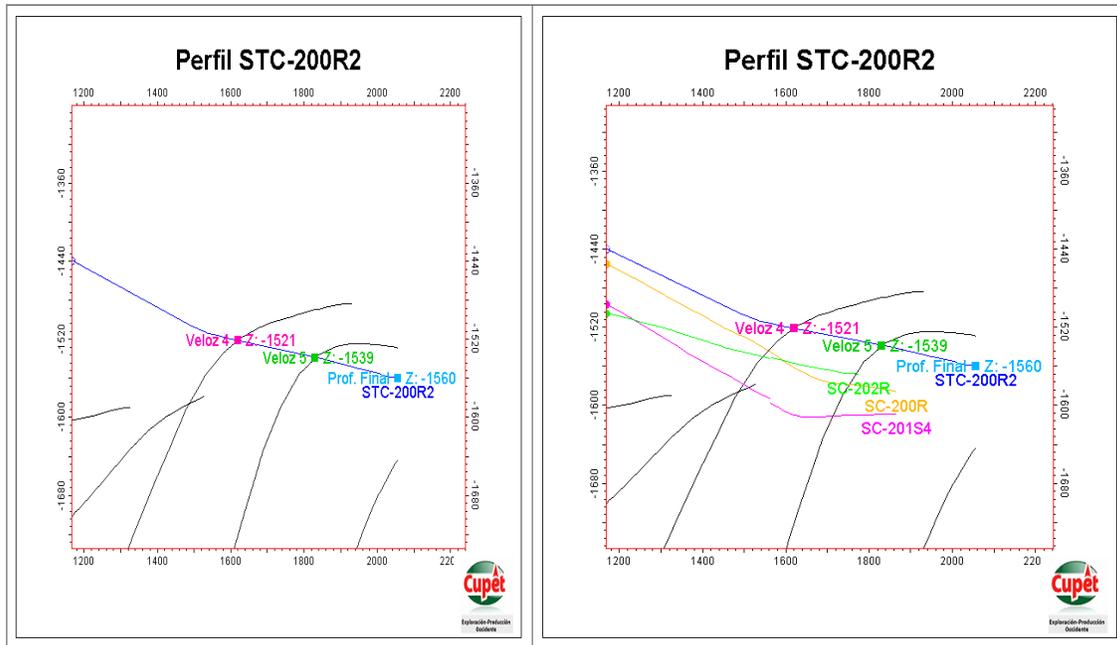


Fig. 3.12 Perfil del STC – Re2.

Fig. 3.13 Perfiles comparativo del PAD 200.

En la Fig. 3.12 aparece el perfil propuesto para el SC 200Re2 y en la 3.13 se muestra la nueva trayectoria, donde se aprecia un pozo más alto que corta la estructura 5 con diferente ángulo.

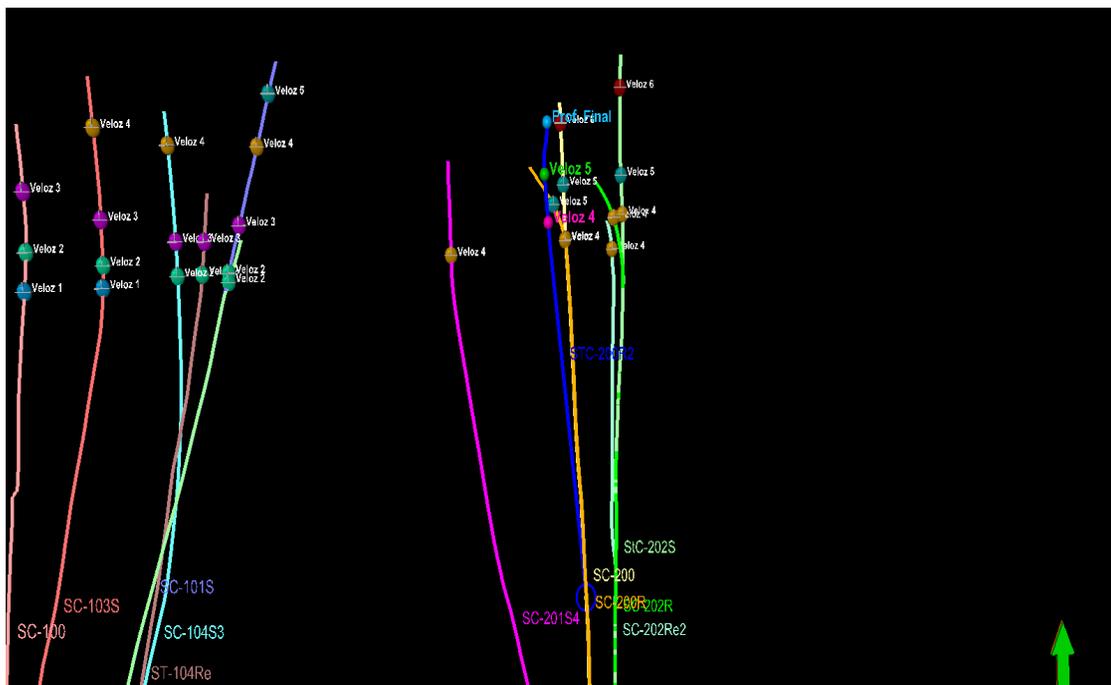


Fig. 3.14 Distancias entre el PAD 100 y PAD 200.

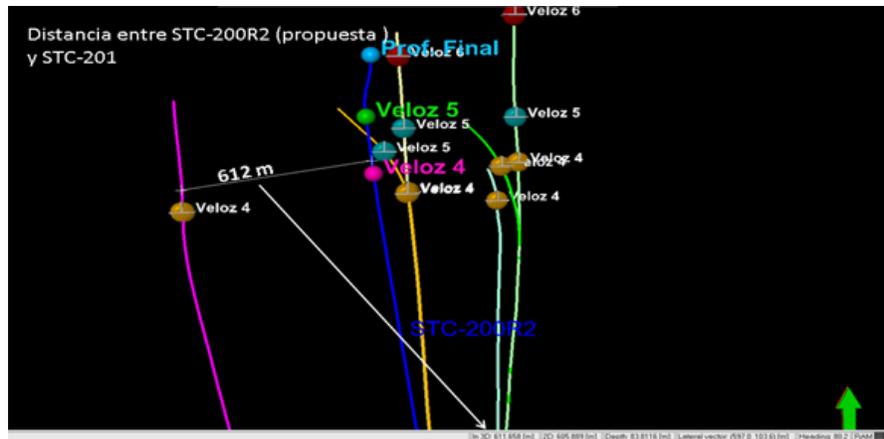


Fig. 3.15 a Distancias medidas desde el pozo propuesto hacia los pozos vecinos

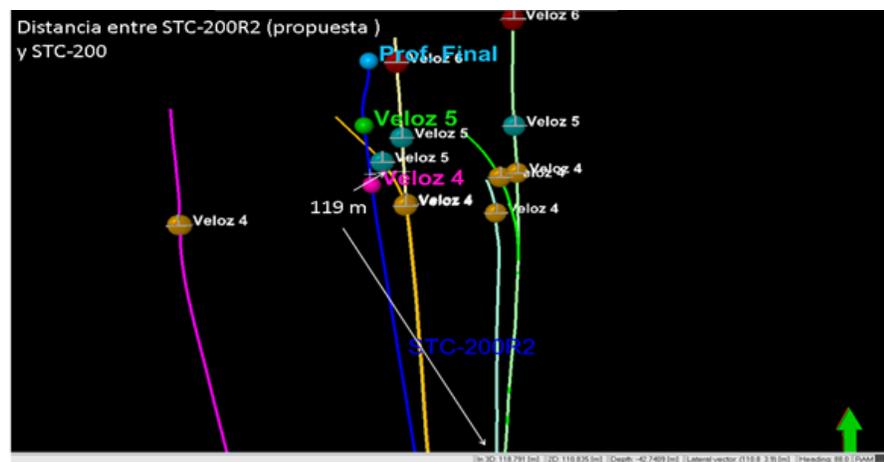


Fig. 3.15 b Distancias medidas desde el pozo propuesto hacia los pozos vecinos

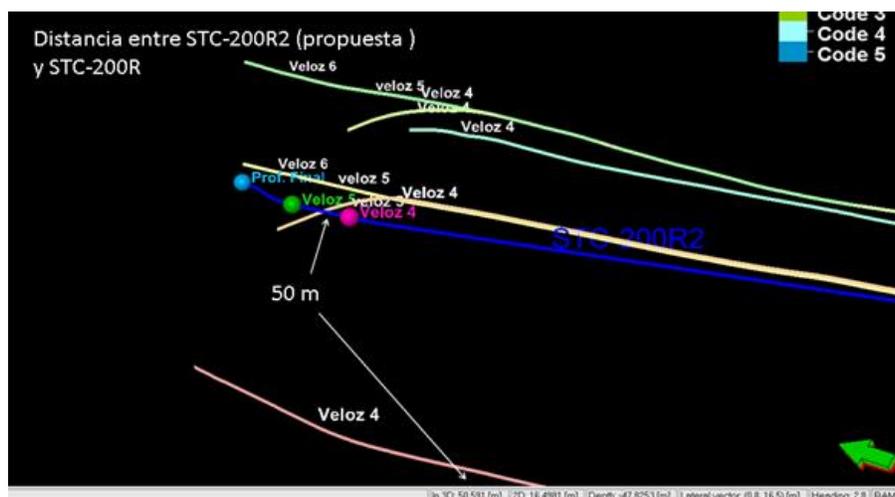


Fig. 3.15 c Distancias medidas desde el pozo propuesto hacia los pozos vecinos

El análisis de las distancias entre pozos mostrado en las figuras 3.14, 3.15 a, b, c asegura la no interferencia de la trayectoria propuesta con el resto de los pozos dando a la producción que se obtenga la garantía de ser incremento de producción propia.

3.6.2 Columna estratigráfica.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la información geológica, se propone trayectoria que responde a una columna estratigráfica y un corte geológico para el SCT – 200 Re2 similar al STC-201 para alcanzar el reservorio correspondiente a Veloz 4, ya que la distancia entre los pozos permite esta variante sin afectación de la producción existente Figura 3.16.

CARTA GEOLOGO TECNICA POZO STC - 200R												
Municipio Santa Cruz del Norte, Provincia La Habana, Cuba												
Coordenadas Superficie: X=406466.75 Y=369851.5 Z=6.25m												
Construcción pozo	Lodo	Formación	Capa	TVD	mbmm	Litología	Prof LI	Descripción	Complejidades	Grd Presion	Registros geofisicos	
D=1.05g/cm3		F. Vega Alta Superior	Secuencia Conglomerática	1234	-1218		2207	Conglomerado polifásico donde predominan los fragmentos de basaltos redondeados compactos, finos calizas (lentic, y alto clavo, gris claro, rubicón y volcánicos) y Conglomerado arenoso calcáreo a arenoso calcáreo grueso-guajonero, con fragmentos de basaltos, calizas, pedregal y volcánicos, gres pardos y azules.	Estratificación	Fcap=1.15Ph	CNL - NGS - CBL	
				1505	-1489		3240					
				1559	-1543		3510					
				1569	-1553		3630					
				1585	-1560		3975					
		F. Vega Alta Inferior	Secuencia arcillosa silíceo		1586	-1570	3997	Arcilla silicea, con fragmentos de calizas, Clastos finos, que a partir transición a arena.	Estratificación y derrumbes			
					1597	-1580	4230					
					Reservorio Veloz 4		1585			-1560	3975	Posibles pérdidas porcales de circulación
					VA		1586			-1570	3997	
					Veloz 5		1597			-1580	4230	

Fig. 3.16 Columna Estratigráfica

3.6.3 Perfil geológico propuesto.

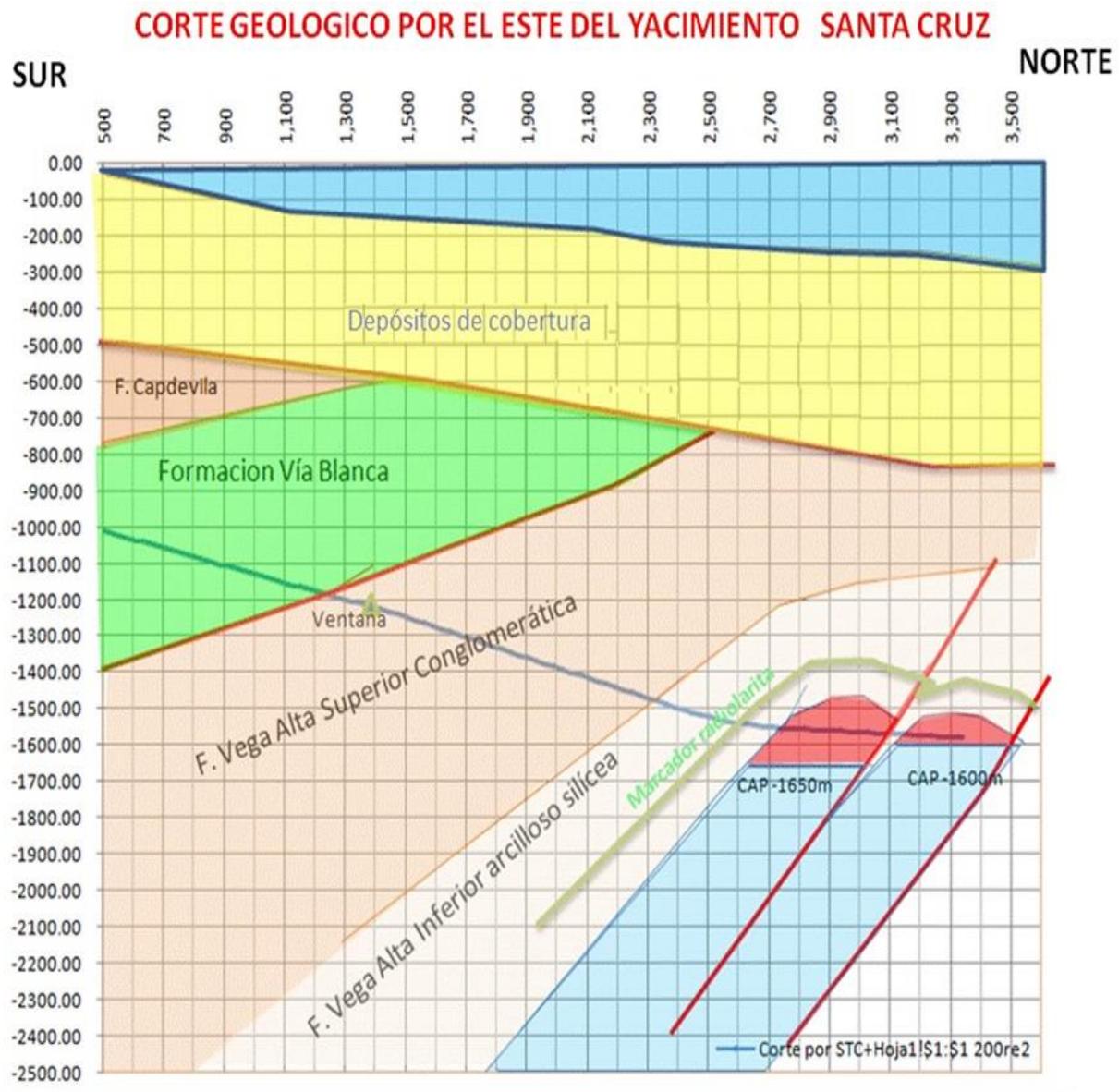


Fig. 3.17 Corte geológico de la trayectoria STC – 200Re2

Las formaciones geológicas que atraviesa la trayectoria geológica propuesta para el pozo SC 200Re2, se pueden observar en la Fig. 3.17, incluyendo la ventana a partir de la cual se produce el desvío para lograrla. Además muestra a la nueva trayectoria por encima del Contacto Agua – Petróleo (CAP).

3.7 Resultados de los Registros geofísicos del STC – 200Re2

De los informes de interpretación de los registros geofísicos realizados por Bisbé y otros, 2016 se obtuvo los siguientes resultados:

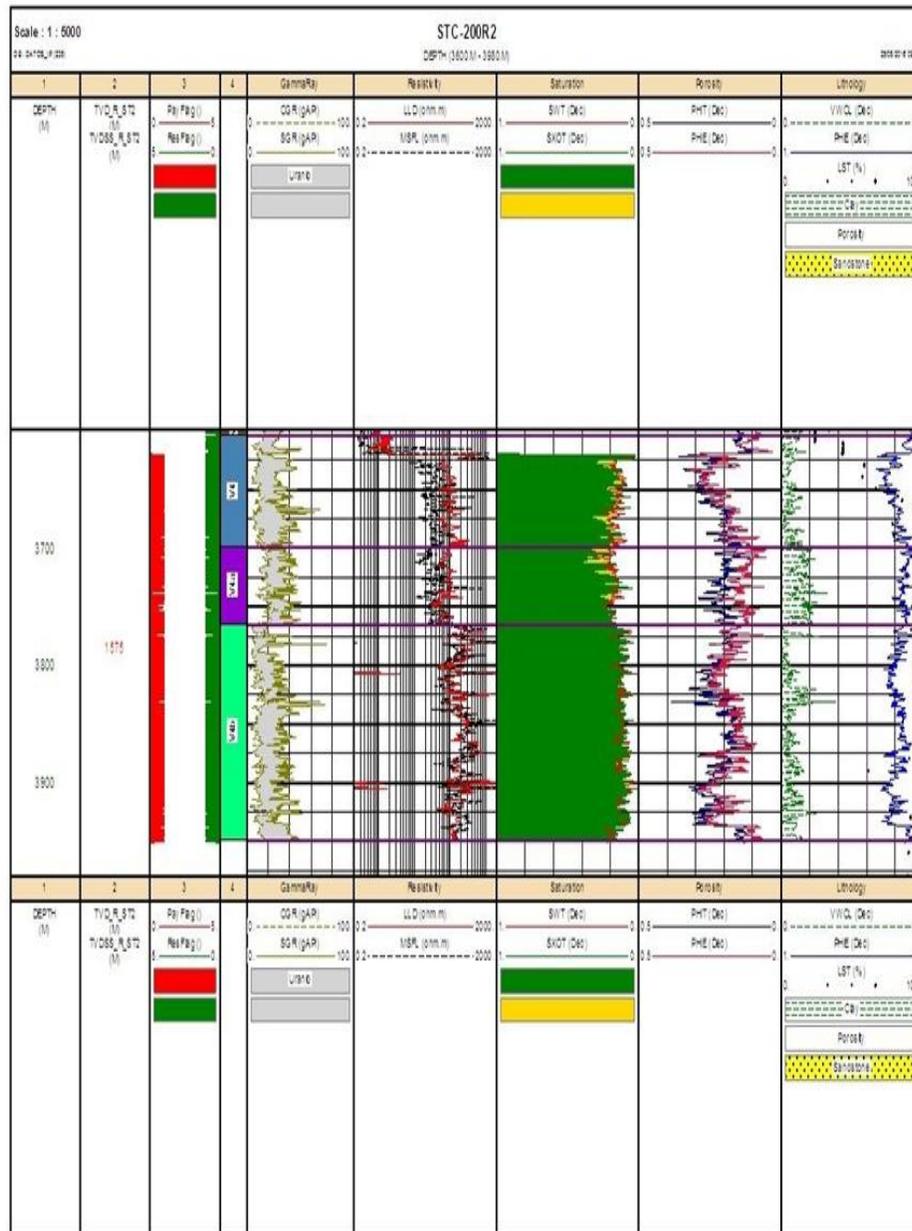


Fig. 3.18 Registros del STC – 200Re2.

Registros del Pozo STC – 200Re2

Registros corridos:

REGISTRO	INTERVALO	ESCALA
SpectraLog (SL)	3990 - 1950	1:1000 / 1:200
Dual Laterolog (DLL)	3990 - 3624	1:1000 / 1:200
Micro Spherically Focused log (MSFL)	3990 - 3624	1:1000 / 1:200
High Resolution Acoustic (HRAS)	3990 - 3624	1:1000 / 1:200
CBL - VDL	3630 – 2100	1:200

Valoraciones:

- Los registros CNS y ZDL no se corrieron debido a problemas en el traslado de las cápsulas radiactivas.
- Los registros se realizaron con la calidad requerida.
- Como complemento de la interpretación se utilizaron además datos de: ROP, calcimetría y lecturas de gases.
- Para precisar mejor el trabajo de interpretación, se dividió el reservorio en tres partes, de acuerdo a sus características.

Análisis de los resultados de la interpretación:

- Desde el zapato de la camisa de 7" hasta el fondo registrado, todo el intervalo se corresponde con rocas de reservorio.
- Se confirma la posición del tope de V4 (Ver Tabla No. 3.4 de Topes y bases)
- Para los cálculos de la Porosidad Total (PHIT), Porosidad Efectiva (PHIE), Saturación de la zona lavada (Sxo) y Saturación de agua (Sw), se utilizaron los valores del registro Sónico (DT), los cuales están afectados por la presencia de gas en el lodo, lo cual altera

los resultados, además de no reflejar la Porosidad Total real, solamente porosidad de matriz, por lo cual estos se deben tomar con mucho cuidado.

- El estado del cemento por detrás de la camisa de 7" es bueno
- Según los resultados de los registros, el pozo correlaciona satisfactoriamente con el STC – 201.

Se recomienda terminar el pozo con:

- Tubería filtro hasta la profundidad de 3764mbmr,
- Caño desnudo: 3764 – 3980mbmr

Tabla No. 3.4 a Topes y bases

POZO	VA4		R4		VA5		R5		VA6		R6	
	TOPE	BASE										
STC-200			3624,00	3839,50	3839,50	3867,00	3867,00	4088,50	4088,50	4141,00	4141,00	4225,00
			1533,50	1566,69	1566,69	1570,99	1570,99	1604,61	1604,61	1610,68	1610,68	1623,96
STC-200R			3621,00	3756,00	3756,00	3798,00	3798,00	4022,50				
			1537,18	1569,88	1569,88	1575,48	1575,48	1586,50				
STC-200Re2	3436,50	3619,00	3619,00	3980,00								
	1540,40	1553,40	1553,40	1567,81								
STC-201			3704,00	4082,50								
			1591,55	1610,67								

Tabla No. 3.4 b Estratigrafía

STC-200R2									
HTE	PROYECTO			GEOLOGÍA			REGISTROS		
	MD	TVD	TVDSS	MD	TVD	TVDSS	MD	TVD	TVDSS
VA-4	3240,00	1505,00	-1489,00	2207,00	1234,00	-1218,00	1966,00	1180,10	-1164,10
V4	3630,00	1569,00	-1553,00	3630,00	1569,00	-1553,00	3604,00	1568,90	-1552,90
VA-5	3975,00	1585,00	-1569,00						
V5	3997,00	1586,00	-1570,00						

La tabla muestra la propuesta realizada (Proyecto) y los resultados alcanzados.

3.7.1 Correlación de los registros de STC – 200, STC – 200R, STC – 200Re2 y STC – 201.

Al realizar una correlación de los registros obtenidos en todas opciones del pozo STC 200 se puede observar como es el STC – 200Re2 es el que correlaciona con el STC – 201 (mejor productor del área) distante unos 410m hacia el Oeste, teniendo unas características similares en el Veloz 4 del Yacimiento con las siguientes características:

Tabla 3.5 Valores de las propiedades Obtenidos.

Volumen de Arcilla	En general menor al 201
Caract. por acústico	Similares valores de porosidad con STC- 201
Valores de resistividad	Valores similares de saturación de petróleo en general con resistividad >100ohmm
Profundidad vertical	Pozo 200re2 (1561.5 m vertical)-201 (1600.5m vertical)

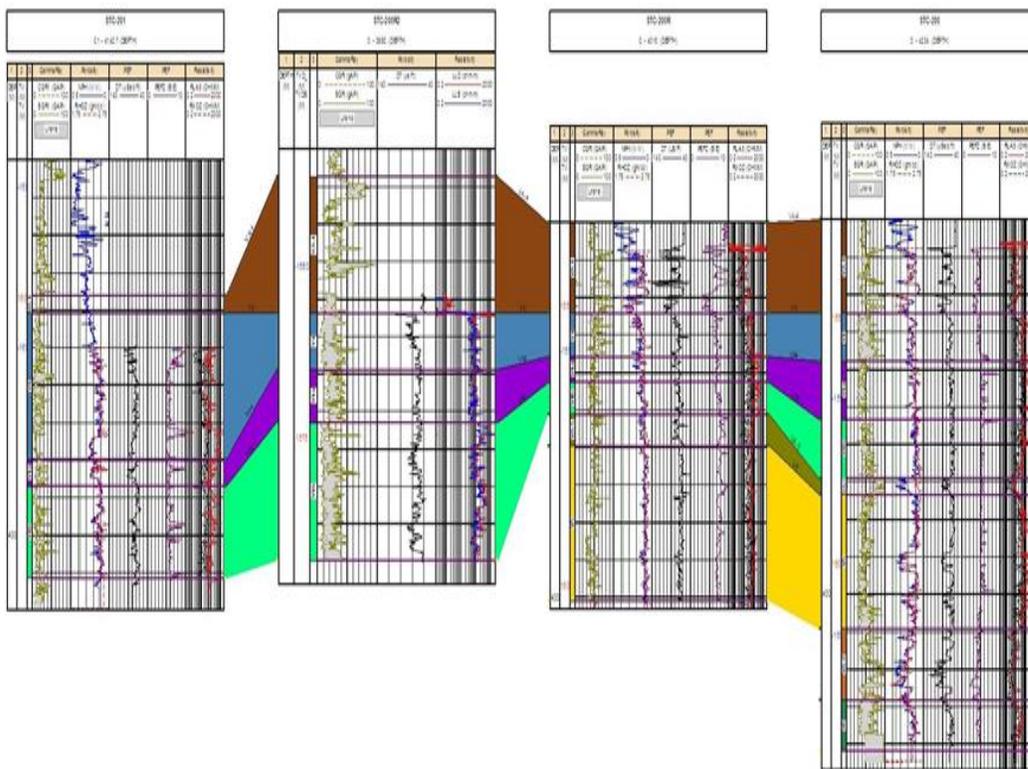


Fig. 3.18 Correlación de los pozos STC – 201, 200, 200Re y 200Re2

Se valora por los especialistas que dadas las características similares de los dos pozos STC – 200Re2 y STC – 201 (pozo de referencia) y que además el pozo STC – 201 produce desde marzo 2007 con una terminación de caño desnudo ha producido más de 260000m³ de petróleo y actualmente produce cerca de 80 m³/día de petróleo. La trayectoria obtenida no solo confirma la presencia de Veloz 4 como en los otros casos, sino que asegura el corte adecuado de los sistemas de fractura.

Por todo lo anterior se aprueba terminar el pozo a hueco abierto o caño desnudo, para lo cual se haría de la siguiente forma:

1. Bajar al fondo y situar RH-4 hasta el zapato de 7”.
2. Sacar a la superficie.
3. Bajar con tubería de 3 ½” con niple flujo y sensores permanentes.
4. Cambiar lodo por agua y acondicionar y provocar entrada.

Se evaluaría el pozo por surgencia según programa que pasará con posterioridad el grupo de ingeniería de yacimientos.

3.8 Construcción del pozo.

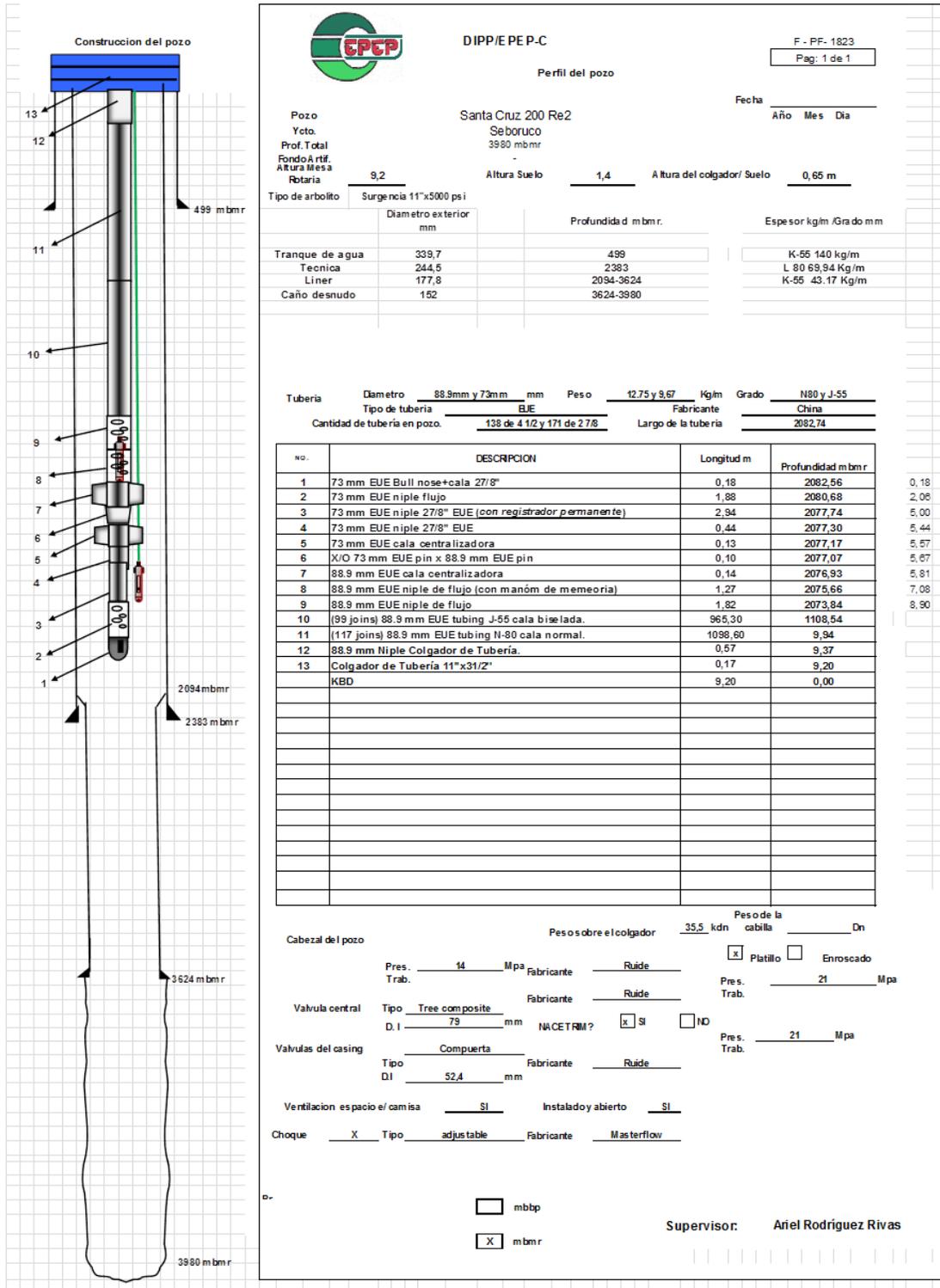


Fig. 3.19 Esquemático del pozo STC 200 – Re2

3.9 Análisis de los resultados productivos.

Al concluir la perforación del pozo, este se reincorpora como pozo productor mediante el método de surgencia natural. Los resultados obtenidos se corresponden con los esperados, como puede apreciarse al comparar los resultados con el pozo tomado como de referencia para el trabajo.

Tabla 3.6 Comparación de los indicadores antes y después de la reentrada.

Indicador	STC - 201	STC – 200Re2	STC – 200Re
Q pet (m ³ /d)	85	77	10
Q gas (Mm ³ /d)	2,2	4,3	0,6
BSW (%)	5	1,3	3,2
RGP (m ³ / m ³)	30	56	58
Pc (atm)	78	8	1
Pt (atm)	5	1	0
° API	14		
Régimen Trabajo	Surgente	Surgente	Surgente
Observaciones: Pc = 189 atm (2012)	Referencia	Después del trabajo	Antes del trabajo

La producción de petróleo (Q pet) obtenida es de 77 m³/d superior al pronóstico realizado que se encontraba de 40 – 60 m³/d y ligeramente inferior al pozo de referencia SC 201 estos resultados se consideran muy buenos, se puede observar la diferencia de 67 m³/d con relación al pozo con la trayectoria anterior.

La producción de gas acompañante Q gas (M m³/d) es mayor pero se corresponde con el incremento de la producción de petróleo, ya que la relación gas – petróleo (RGP) obtenida es

menor que la del pozo que existía aunque no logra los valores del SC 201, pero se considera el resultado satisfactorio ya que el gas contribuye a mantener la energía de este yacimiento.

El comportamiento de las presiones de superficie está en correspondencia con los resultados productivos, que establece la energía del yacimiento en régimen de gas disuelto y un mantenimiento de la presión de capa del mismo.

El Historial productivo del pozo para realizar un análisis integral de la efectividad obtenida con la reentrada aparece en el siguiente gráfico:

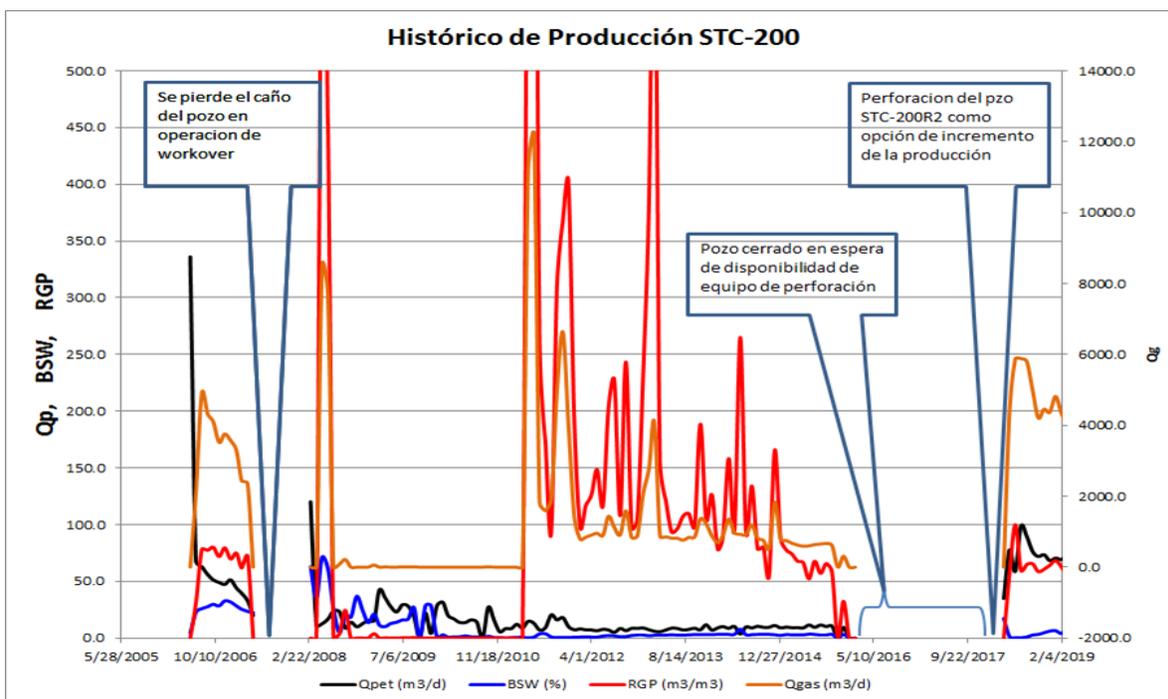


Fig. 3.20 Histórico de producción STC 200

El incremento obtenido en la producción de petróleo (Q_p) del pozo es de $67 \text{ m}^3/\text{d}$ y de la producción de gas (Q_g) de $3,7 \text{ Mm}^3/\text{d}$. Además, se logra una disminución del contenido de agua (BSW) obteniendo en la actualidad 1.3%. Estos resultados se consideran muy acertados ya que se logró localizar un potencial productivo capaz de incrementar la producción del pozo con reducción en el agua y estabilidad en su producción.

3.10 Valoración económica de los resultados.

El análisis económico de este trabajo se realiza a partir del comportamiento de la relación costo beneficio. Se valora económicamente la decisión técnica ejecutada de realizar la reentrada al pozo, lo que se considera una inversión. El inversionista es la compañía PETRAF y el ejecutor CUPET a través de la Dirección de Perforación perteneciente a la EPEP Centro, que cuenta con la fuerza calificada, entrenada y con calidad demostrada en la ejecución de trabajos de perforación.

Cumplido los objetivos del proyecto el monto total de ejecución de la inversión, en moneda total fue de 8,7 MMP, de los cuales 2,5 MMP correspondieron a moneda libremente convertible por concepto de: 1,5 MMP en Registros Petrofísicos y 1,0 MMP de importación de las camisas empleadas en el pozo. Los 6,2 MMP restantes corresponden a Operaciones y Renta de Equipos (según los precios que establecen las Resoluciones aprobadas por la Unión CUPET, organismo rector para esta actividad en el país).

El establecimiento de la relación costo beneficio parte de la siguiente relación, (CRUZ, 2016):

$$\text{Utilidades} = \text{Ingreso} - \text{Gastos}$$

Para el cálculo económico se utilizaron los siguientes aspectos:

- Monto total de la inversión: 8,7 MMP
- Tiempo de trabajo total: 125 días
- Precio de referencia del petróleo (según Departamento de Economía de EPEPO):
279,90 \$/m³
- Producción de petróleo obtenida acumulada (Producción base + Incremento): 27098 m³
(Cierre de abril 2019).

Resultados obtenidos:

- Hasta 30 de abril 2019 se han recuperado \$ 7 584 79.36

- Falta por recuperar \$ 1 115 280,64
- Tiempo de recuperación total de la inversión: 1 año y 2 meses.
- Incremento de producción: 67 m³/día; 2010 m³/mes
- Impacto económico: 18753 \$/día; 562 599 \$/mes

En la producción del pozo se recupera además un importante volumen de producción de gas de 3,7 M m³/día, que incrementa el impacto económico por el concepto de petróleo equivalente, ya que por su valor calórico es utilizado como combustible doméstico y para la generación de energía eléctrica.

Considerando el valor del impacto económico 562 599 \$/mes, el tiempo de recuperación ligeramente superior a un año, se considera en el corto plazo a partir del cual solo se obtendrán utilidades netas.

3.11 Conclusiones parciales.

- Se logra un incremento en la producción de petróleo.
- Es económicamente factible ya que la inversión se recupera en un 1 año y 2 meses y a partir de este momento las ganancias obtenidas tienen un resultado significativo por lo que los beneficios son altos y se mantienen en el tiempo sin declinación apreciable, lo que hace sostenible.

CONCLUSIONES

1. Se logra mediante una nueva reentrada (Pozo STC – 200Re2), el incremento de la producción de petróleo del pozo en 67 m³/d, la producción de gas acompañante en 3,7 M m³/d con una disminución en el corte (BSW) de agua hasta 1,3%.
2. El estudio de la información estratigráfica confirma la presencia del horizonte productivo Veloz 4 como potencial productivo del área.
3. La correlación de los pozos teniendo en cuenta la litología, estratigrafía y parámetros del reservorio, permite identificar una nueva trayectoria que garantizara un mayor aporte del horizonte productivo Veloz 4, al poder utilizar los dos sistemas de fractura, el sistema primario y secundario.
4. La elevada porosidad secundaria originada por la fracturación, origina una mejora en la calidad del reservorio.
5. Se define y ejecuta un proyecto de inversión, nueva reentrada, que garantiza los resultados productivos propuestos.
6. La inversión se recupera en catorce meses, lo que garantiza que la misma es técnico económicamente eficiente.

RECOMENDACIONES

1. Generalizar el trabajo al resto de los pozos del área con bajo potencial productivo.

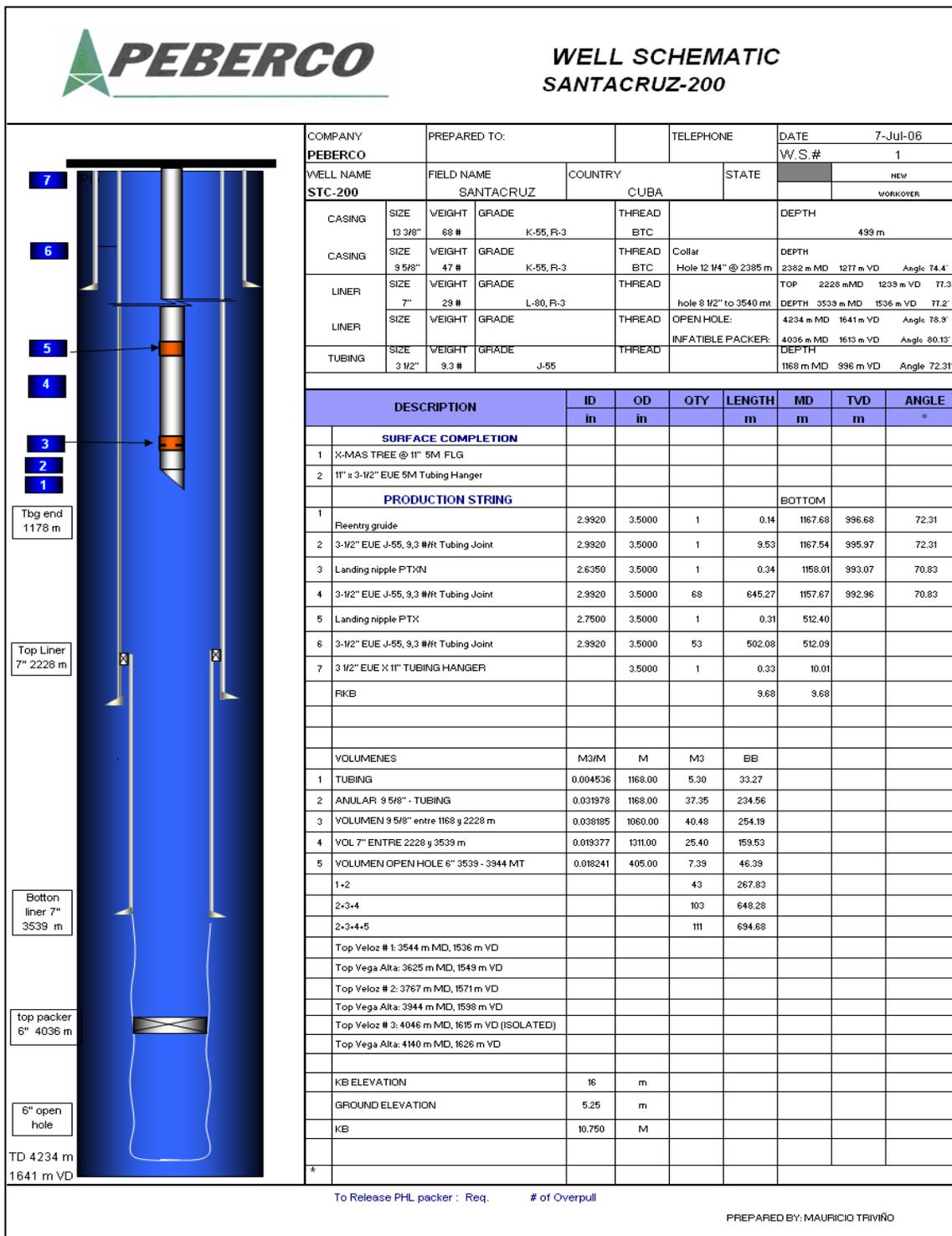
BIBLIOGRAFÍA

1. ACOSTA HERNÁNDEZ, 2007. *Tesis sobre Propuesta de desarrollo del yacimiento Puerto Escondido en dirección Este*. Pinar del Rio, Cuba: Universidad de Pinar del Rio, 2007.
2. ÁLVAREZ CASTRO, Dr. J. y otros, 1994. *Evaluación del potencial de exploración del Bloque # 7 Región Habana - Matanzas, (CIDP)*. La Habana, Cuba : Archivo EPEPO , 1994
3. ÁLVAREZ CASTRO, Dr. J. 2016. *Geología General y Estratigrafía (curso de Postgrado)*. [Digital] La Habana, Cuba: Centro Politécnico del Petróleo, 2016.
4. ÁLVAREZ CASTRO, Dr. J. y GARCÍA SÁNCHEZ, R. 2012. *Geología del petróleo*. La Habana, Cuba: ISPJAE, 2012.
5. AGUILAR Y MARRERO, 2006. *Tesis de Estudios Geólogo – Geofísicos para el cambio de objetivo a Prospecto del Primer Manto de la UTE Placetas en la región Habana – Matanzas*. Pinar del Rio, Cuba: Universidad de Pinar del Rio, 2007.
6. AUTORES, COLECTIVO DE. 2014-2018. *Expedientes de los pozos STC-200, 200Re, 201*. Santa Cruz, Mayabeque : EPEPO, 2014-2018
7. BISBÉ YORK, E. 2011. *Elementos Básicos de Geofísica de pozos*. [Digital] La Habana, Cuba: EPEPO, EPEPO, 2011. 16p.
8. BISBÉ YORK, E. y otros 2018. *Elementos Básicos de Geofísica de pozos*. [Digital] La Habana, Cuba: EPEPO, EPEPO, 2011. 16p.
9. COMPAGIE G.G., 1988 *Curso VSP Basic Principles*. 1998.
10. CHELOTTI L.; N. ACOSTA y M. FOSTER., 2009. *Sismología e Interior Terrestre*. Chubut (Argentina), 2009.

11. CRUZ TOLEDO, MSc R. 2016. *Economía de la Exploración y Producción de Petróleo*. [Digital] La Habana, Cuba: Centro Politécnico del Petróleo, Centro Politécnico del Petróleo, 2016. s.n.
12. EPEPO. 2018. *Informe final de la perforación del pozo STC-200R2*. Santa Cruz, Mayabeque: EPEPO, 2018.
13. ESQUIVEL, 2007. *Libro " HISTORIAL DE LA EMPRESA "*. [Digital] Santa Cruz, Mayabeque: EPEPO, 2007
14. LAMELA HERNÁNDEZ, MSC V. 2013. *Introducción a la Industria Petrolera, apuntes de clases*. La Habana: Centro Politécnico del Petróleo, 2013.
15. LAMELA HERNÁNDEZ, MSC V. 2013. *Introducción a la Industria Petrolera, apuntes de clases*. La Habana: Centro Politécnico del Petróleo, 2013.
16. LYSHOLM, SAXE 2011. *Introducción a la Geología del Petróleo*. Noruega: Norwegian Petroleum Academy, 2011. 326p.
17. MIRO G.; J. RUIZ y E.R. ESCARTÍN. "Elaboración y empleo de trazas sintéticas para la calibración geológica de los datos sísmicos de reflexión". *Minería & Geología*, vol. 18, núm. 2, 2001
18. RÍOS MONTANO, JESÚS y otros, y. 2002-2003. *Informe Final de los estudios integrados para el yacimiento Puerto Escondido- Canasí*. La Habana, Cuba: CEINPET-EPEPO, 2002-2003.
19. SAN ROMAN GONZÁLEZ, R y DEL PUERTO SÁNCHEZ, M.Sc J. 2012. *Geología del Petróleo*. La Habana: ISPJAE, 2012. 57p.
20. VALLADARES, SILVIA. 1998. *Reservorios Carbonatados pertenecientes en la UTE Placetas*. La Habana, Cuba: CEINPET, 1998

ANEXOS

Anexo No.1 Esquemático del pozo STC – 200



Anexo No.2 Esquemático del pozo STC – 200Re

WELL PROFILE

494 MKB

5

4

3

2

TOP 7" LINER
2228 MKB

2383 MKB

1

3080.76 m

TOP LINER
3498 MKB

ECP
364.59 MKB

3539 MKB

3676.26

NO INFLATED
ECP
374.04 MKB

3753.04

ECP
381.06 MKB

3867.55

3892.77

3983 MKB

OPEN HOLE
152.4 m m

TD - 4015 MKB

SHERRITT INTL. OIL & GAS. CUBA

Downhole Well Profile

Date: 2010 / 10 / 09
Year Month Day

WELL NAME: **STC-200**

FIELD: **Santa Cruz**

T.D: 4015 mkb

P.B.T.D: 4015 mkb

K.B: G.L.

ELEVATION: 5.90 ELEVATION: TUBING HANGER TO G.L.: 0.75

C.F. ELEVATION: 0.75 K.B - C.F: 5.15

	SIZE (O.D.) mm	WALL THICKNESS mm	SET AT (mCF/mKB)
SURF. CSG.	339.7	42 js, K-55, 101.1 Kg/m	499
INTER. CSG.	244.5	202 js, K-55, 89.9 kg/m	2383
INTER. CSG. LINER	177.8	111 js, L-80, 43.16 kg/m	2228-3539
PROD. LINER	114.3	L-80, 17.26 kg/m	3498-3983
LINER RANURADO	(3982.77-3867.55), (3753.04-3676.26) m kb		
OPEN HOLE	152.4 m m FROM 4015 TO 3989 MKB		

TUBING: SIZE 88.9 mm O.D. WEIGHT 13.84 Kg/m GRADE J-55, N-80

TY PE CLASS EUE MAKE

No. OF JOINTS IN WELL TALLIED LENGTH

ITEM NO.	DESCRIPTION	Count U	LENGTH m	DEPTH MCF
TUBING STRING BOTTOM LANDED @				
1	Zapato de Ø 2 3/8"	1	0.10	
2	Tbg de Ø 2 3/8"	64	594.48	594.56
3	X/O Ø 2 3/8" x 2 7/8"	1	0.10	594.66
4	X/O Ø 2 7/8" x 3 1/2"	1	0.12	594.78
5	Tbg de Ø 3 1/2"	264	2485.98	3080.76
Log Total de la sarta de tubería				3080.76
BHA				

WEIGHT ON PACKER ON HANGGER 22000

WELL HEAD TREE COMPOSITE 1 1/2" x 3 1/8" 3MT MAKE CROWN Flanged Screwed

MASTER SLAVE TYPE MAKE W.P. Mpa

SIZE mm NACETRM? YES NO

CASING VALVES TYPE GATE MAKE CROWN W.P. 35 Mpa

SIZE 50.8 mm NACETRM? YES NO

SURFACE CASING STATUS (open/close) **INSTALLED AND OPENED**

CHOKE TYPE MAKE

REMARKS (Note Additional Equipment)

NOTE: DEPTH REFERENCE (Check One) mCF mKB

SUPERVISOR: A FLEITA S