



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

**Propuesta de medida geólogo - técnica para la
recuperación de la producción de petróleo del pozo VD –
XXX del yacimiento Varadero**

**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. Yaneisis Nuviola Salgado

Matanzas, 2022



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

**Propuesta de medida geólogo - técnica para la
recuperación de la producción de petróleo del pozo
VD – XXX del yacimiento Varadero**

**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. Yaneisis Nuviola Salgado

Tutores: Esp. Ing. Eloisa Correoso Romero

MSc. Ana Edelys Santana Lantigua

Matanzas, 2022

DECLARACION DE AUTORIDAD

Yo, Yaneisis Nuviola Salgado declaro ser la única autora del presente trabajo presentado en opción al título académico de Especialista en Perforación y Extracción en Pozos de Petróleo y Gas. Mención Producción; por lo tanto autorizo para su consulta a profesionales, técnicos y demás personal de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, del Centro Politécnico del Petróleo Habana, Centro Politécnico del Petróleo sede Varadero y de la Universidad de Matanzas, que deseen hacer uso del mismo con el objetivo y finalidad que se estime conveniente siempre que se respete su procedencia.

Yaneisis Nuviola Salgado
Facultad de Ciencias Técnicas.
Universidad de Matanzas

DEDICATORIA

- A la memoria de mi querido abuelo José Salgado Castillo mi persona favorita.

AGRADECIMIENTOS

- A todos los profesores del Centro Politécnico del Petróleo y otros que impartieron clases en la especialidad.
- A mis tutoras Eloisa y Ana Edelys.
- A mi hija amada y mi novio por su apoyo diario.
- A mi abuela y abuelo de manera muy especial que sin sus enseñanzas diarias no sería la persona que hoy soy.
- A mi querida madre
- Al resto de mi bella familia.
- A mis amigos especiales, ellos sabes quienes son.
- A todas las personas que depositaron confianza en mí y me apoyaron para alcanzar esta meta.
- A mi amigo Danilo por los retos que me ha puesto a lo largo de estos años, por su enseñanza, su ejemplo y su ayuda incondicional de conjunto con su esposa Marisol.
- A todos aquellos que me animaron y me apoyaron en esta ardua tarea.

A todos muchas gracias.

RESUMEN

Los pozos petroleros al transcurrir los años por lo general van en declive su producción llegando a producir solo agua o convertirse en surgentes por casquetes de gas, haciéndose necesario recurrir a medida geólogo-técnica para poder recuperar su rendimiento. El trabajo se realiza en el pozo VD- XXX del yacimiento Varadero, en este el contacto agua- petróleo de la formación ha ascendido gradualmente, causando problemas de inundación al pozo, lo que llevó al análisis de las características físico-geográficas y geológicas del área para proponer una solución que permita recuperar su producción, proponiéndose la realización del punzado de una nueva zona y lograr la explotación de esta. Con la ejecución de la medida propuesta se estima vuelva a producir las reservas con que aún cuenta el pozo según los resultados obtenido del análisis del expediente de este, con un costo total de la inversión de \$ 300 000.00, similar al costo de aislamiento de agua y punzado que se realizó en el pozo VD-X2P con características similares al VD-XXX, a un precio de \$ 5 000.00 el m³ de petróleo, que en el estudio de factibilidad realizado se demuestra que la inversión se justifica económicamente, evidenciando a través del cálculo que se efectúa con el software Econ que la inversión es recuperada en un periodo de 3 años y a partir de este ya se inicia la obtención de ingresos.

ABSTRACT

Over the years, oil wells generally decline in production, producing only water or becoming surges due to gas caps, making it necessary to resort to geologist-technical measures in order to recover their performance. The work is carried out in the VD-XXX well of the Varadero field, in this the water-oil contact of the formation has gradually risen, causing problems of flooding to the well, which led to the analysis of the physical-geographical and geological characteristics of the area. to propose a solution that allows to recover its production, proposing to carry out the punching of a new area and achieve the exploitation of this. With the execution of the proposed measure, it is estimated that the reserves that the well still has will return to production according to the results obtained from the analysis of its file, with a total investment cost of \$300,000.00, similar to the cost of water isolation. and drilling that was carried out in the VD-X2P well with characteristics similar to the VD-XXX at a price of \$ 5,000.00 per m³ of oil, which in the feasibility study carried out shows that the investment is economically justified, evidencing through the calculation that is carried out with the Econ software that the investment is recovered in a period of 3 years and from this the obtaining of income begins.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCION	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO	4
1.1 <i>El petróleo, origen, propiedades y su localización</i>	4
1.1.1 <i>Petróleo</i>	4
1.1.2 <i>Propiedades del petróleo en las condiciones de la capa.....</i>	6
1.1.3 <i>Localización</i>	7
1.2 <i>Características petrofísicas de las rocas</i>	7
1.2.1 <i>Porosidad.....</i>	7
1.2.2 <i>Saturación.....</i>	8
1.2.3 <i>Permeabilidad.....</i>	9
1.3 <i>Métodos existentes para identificar la presencia de petróleo.....</i>	9
1.3.1 <i>Métodos Geológicos</i>	9
1.3.2 <i>Métodos Geofísicos.....</i>	10
1.3.3 <i>Registros geofísicos de pozos.....</i>	11
1.4 <i>El proceso de punzado</i>	11
1.4.1 <i>Sistemas de punzados empleados en la industria petrolera.....</i>	12
1.4.2 <i>Penetración contra tamaño del agujero.....</i>	12
1.4.3 <i>Tipo de Cañones y Cargas</i>	13
1.4.4 <i>Cañones bajados con cable.....</i>	14
1.4.5 <i>Cañones bajados con tubería.....</i>	15
1.5 <i>Comportamiento del petróleo, el gas y el agua en la estructura del yacimiento</i>	15
1.6 <i>Tipos de aislamientos mecánicos.....</i>	16
1.6.1 <i>Aislamiento mecánico del gas</i>	16
1.6.2 <i>Aislamiento mecánico del agua</i>	17
1.7 <i>Explotación del petróleo</i>	17
1.7.1 <i>Reservas petroleras</i>	19
1.7.2 <i>Reservas Hidrocarburos producibles.....</i>	20
1.7.3 <i>Indicadores a tener en cuenta</i>	20
CONCLUSIONES PARCIALES.....	22
CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS.....	23
2.1. <i>Breve reseña histórica sobre los inicios de la actividad petrolera en la región.....</i>	23
2.2. <i>Caracterización del Yacimiento Varadero.....</i>	24
2.3. <i>Caracterización del Pozo VD- XXX.....</i>	27
2.4. <i>Materiales y métodos empleados.....</i>	28
2.4.1. <i>Software SAIEP y macro Hist. BD.....</i>	28
2.4.2. <i>Software Wellview para esquema de construcción actual del Pozo VD- XXX.....</i>	29
2.4.3. <i>Registros geofísicos CBL-VDL, para determinación de posibilidad de aislamiento de zona inundada en agua</i>	29
2.4.4. <i>Posibilidad de realizar punzado con análisis de registros geofísicos (CBL, VDL, CCL, CNL, NGS, GR y software RAPIDPETRO).....</i>	29

2.5.	<i>Elementos a considerar para la proposición de la medida geólogo – técnica</i>	30
2.6.	<i>Análisis de la efectividad técnica y económica de la medida propuesta</i>	31
	CONCLUSIONES PARCIALES.....	32
CAPITULO 3: ANÁLISIS Y RESULTADOS		33
3.1.	<i>Característica, comportamiento histórico y estado actual de la producción de petróleo del pozo VD – XXX</i>	33
3.2.	<i>Esquema de construcción actual del Pozo VD- XXX</i>	35
3.2.1.	<i>Datos de construcción del pozo</i>	35
3.2.2.	<i>Intervalos ensayados</i>	35
3.3.	<i>Análisis de la zona inundada en agua en el pozo VD- XXX para aislar</i>	35
3.4.	<i>Análisis para proposición del punzado en el pozo VD- XXX</i>	37
3.4.1.	<i>Resultado de los registros geofísicos corridos en el pozo VD- XXX</i>	37
3.5.	<i>Propuesta de medida geólogo - técnica para la recuperación de la producción de petróleo del pozo VD – XXX del yacimiento Varadero</i>	39
3.6.	<i>Resultados del análisis de la efectividad técnica y económica de la propuesta.</i>	40
3.7.	<i>Análisis de riesgos</i>	41
	CONCLUSIONES PARCIALES.....	42
CONCLUSIONES GENERALES.....		43
RECOMENDACIONES.....		44
BIBLIOGRAFÍA		45
SIMBOLOGÍA.....		50
ANEXOS		51

INTRODUCCION

Producir petróleo es indispensable hoy a nivel mundial por ser la fuente principal de energía (Feal V.J, 2008) y aparejado a ello el desarrollo de la economía. Sin embargo, la explotación de hidrocarburos para la obtención de gas y aceite provenientes de zonas localizadas en tierra y costa fuera en aguas someras o poco profundas, se encuentra en etapa de declinación (SENER, 2008-2017).

La complejidad de la perforación por la explotación de nuevas zonas es relevante en este sector alrededor del mundo, por lo que es necesario la búsqueda de tecnologías cada vez más modernas para lograr los niveles de producción en cada yacimiento, siendo básicos los estudios geológicos y geofísicos.

Las operadoras tratan de producir el crudo bajo recuperación primaria a la temperatura del reservorio dependiente esto de las características del crudo. Muchos reservorios producen de manera eficiente con pozos horizontales. La selección de una estrategia óptima para la producción, requiere del conocimiento de las características del fluido, las propiedades del reservorio y la física de la producción.

Cuba, a pesar de no ser un país petrolero dedica sus esfuerzos en obtener niveles de producción acorde a lo planificado. El yacimiento de Varadero es el más importante del país, comparte su geografía con el mayor polo turístico de la isla, lo que ha llevado a adoptar medidas necesarias para el logro de un desarrollo sostenible y económicamente sustentable. En Cuba y en especial en el yacimiento Varadero, la producción de petróleo experimenta fluctuaciones. Se han realizado estudios petrofísicos que permiten tomar decisiones sobre las acciones a acometer en la vida del pozo, mejorándose los niveles de producción, situación que es necesario analizar en aras de obtener soluciones alternativas para recuperar la producción de petróleo en los pozos.

Son varios los trabajos realizados con el objetivo de mejorar o recuperar la totalidad de la producción del reservorio. Las temáticas abordadas por los trabajos de diploma (Delgado, 2016) y de (Romero, 2018) mantienen su vigencia y constituyen antecedentes a tener en cuenta en la investigación que se realiza.

La explotación del yacimiento Varadero se remonta a junio de 1970, la cual ha ido en ascenso y cuenta con pozos que aún están en perforación y otros recientemente concluidos. En los últimos 50 años de explotación, la parte más envejecida declina su producción y es necesario emplear alternativas de solución que permitan extraer la mayor cantidad de petróleo, aprovechando todas las zonas productivas. El contacto agua- petróleo de la formación ha ascendido, provocando problemas de inundación, situación que se presentó en el pozo VD XXX del yacimiento Varadero.

Este último fue perforado en el año 1986, por lo que su explotación data de alrededor de 35 años, tiempo suficiente para mostrar declinación en los niveles de producción de petróleo. En los estudios realizados durante la vida del pozo, se evidenció en los últimos tiempos un aumento considerable de la relación agua - sedimento por sus siglas BSW, hasta obtener finalmente una inundación de agua total, descendiendo la producción. Para revertir esta situación la autora plantea el siguiente problema científico:

Problema Científico:

¿Cómo recuperar la producción de petróleo del pozo VD XXX del Yacimiento Varadero perteneciente a la Empresa de Producción y Extracción de Petróleo del Centro?

Para dar respuesta al problema planteado se establece la siguiente **Hipótesis:**

Si se proponen medida geólogo - técnica teniendo en cuenta las características del pozo VD XXX del yacimiento Varadero, será posible recuperar su producción de petróleo.

Para dar solución al problema se plantea el siguiente objetivo general:

Objetivo General: Proponer medida geólogo - técnica para la recuperación de la producción de petróleo del pozo VD XXX del yacimiento Varadero.

Objetivos específicos para cumplimentar el objetivo general

1. Evaluar las características colectoras del reservorio y de la zona no explotada, mediante la aplicación de los métodos geofísicos.
2. Demostrar mediante la arquitectura, el flujo tecnológico y los resultados de producción, la posible incorporación del pozo a la producción.
3. Analizar el estado de la inundación existente, con la proyección y los resultados de producción del pozo.

4. Proponer variante de medida geólogo - técnica para la recuperación de la producción de petróleo del pozo VD XXX.
5. Estimar la efectividad técnica y económica de la propuesta.

Lo novedoso de este trabajo consiste en relacionar toda la información disponible en la bibliográfica, la información real obtenida del reservorio en disciplinas como la sísmica, los registros de pozos, la información obtenida de la perforación para definir las características colectoras de la zona de interés y sus perspectivas, realizar la propuesta de trabajo y la forma de explotación. También es novedad, poder extraer reservas económicamente justificables después de abandonar un pozo por la pérdida de su producción y se considera un éxito si es posible restablecer la producción. Es una temática de actualidad y con los resultados que se alcanzan se logra un impacto social y económico, pues el crudo extraído se emplea en la generación de electricidad, producción de lubricantes y otros productos que sustituyen importaciones.

El trabajo cuenta en su estructura con introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos:

Capítulo I: Fundamentación teórica necesaria para los propósitos de la investigación que abarca los principales conceptos y referencias necesarias para poder analizar el objeto de estudio.

Capítulo II: En este capítulo se caracteriza el objeto de estudio, se describe la geología y petrofísica del pozo y se propone la medida geólogo - técnica para recuperar la producción del pozo.

Capítulo 3: Análisis y resultados

En este capítulo se procesan, analizan y presentan los resultados obtenidos en la investigación, con énfasis en la propuesta de medida geólogo - técnica para la recuperación de la producción de petróleo del pozo VD – XXX del yacimiento Varadero y la secuencia a seguir según el comportamiento.

Se incluye también las conclusiones y recomendaciones finales, la bibliografía que se consultó, y anexos como complemento de la presente investigación.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

En este capítulo se aborda la teoría necesaria para los propósitos de la investigación, presenta información importante y novedosa. La bibliografía seleccionada fue extraída de las bibliotecas del Centro Politécnico del Petróleo sede Varadero, de la EPEP-Centro, material de las asignaturas recibidas en los módulos y una búsqueda minuciosa en internet, tesis defendidas por otros autores. Una vez identificada la bibliografía fue consultada y revisada, seleccionando los datos más importante y recientes. El capítulo está conformado por nueve epígrafes donde se aborda información relacionada con aspectos generales del petróleo crudo, su definición y los diferentes métodos que se utilizan para su localización. Además, se presenta una breve reseña sobre la actividad petrolera en la región, las propiedades físicas de las rocas de acumulación, las propiedades del petróleo en las condiciones de la capa, registros geofísicos de pozos e información relacionada con el proceso de punzado.

1.1 El petróleo, origen, propiedades y su localización

1.1.1 Petróleo

La palabra petróleo significa aceite de piedra, pero se le ha designado a lo largo de la historia con diferentes nombres: aceite mineral, nafta, betún, asfalto, entre otros.

ELEMENTOS	(%)
Carbono	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 2
Nitrógeno	0,2

Tabla 1.1: Composición del petróleo

Elaboración propia

Es de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas. Se encuentra bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química (Remigio, 2016). No obstante, cabe aclarar que existen muchas teorías sobre la formación del petróleo, según la teoría orgánica es producto de la transformación de materia orgánica procedente del zooplancton y algas de depósitos en grandes cantidades en fondos anóxicos

de mares o zonas lacustres del pasado geológico, como se muestra en la figura siguiente.
(García Sánchez & Díaz Pino, 2021)

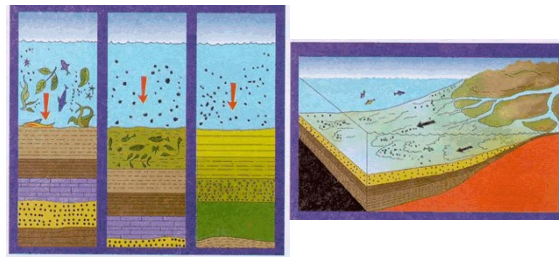


Figura1.1: Origen del Petróleo Tomada (García Sánchez & Díaz Pino, 2021)

Por lo que pueden existir diferentes factores que condicionan la formación del petróleo como son:

Materia orgánica: se deposita de manera continua en las cuencas sedimentarias, como elemento constituyente fundamentales del petróleo.

Cuenca sedimentaria: es el lugar para la deposición de los materiales orgánicos en los distintos ambientes, soterrados por limos y arcillas, donde se realiza la descomposición total del material orgánico.

Tiempo geológico: es el tiempo medido en millones de años, durante el cual la acumulación de restos de animales y vegetales acumulados en el fondo oceánico sufre determinados procesos físicos y químicos.

Presión y temperatura: son factores que realizan el proceso de alteración del material orgánico al petróleo, asistido por la presión causada durante el enterramiento que a la vez provoca determinadas alteraciones termales, completando así la degradación final de la materia orgánica contenida en los sedimentos (García Sánchez & Díaz Pino, 2021)

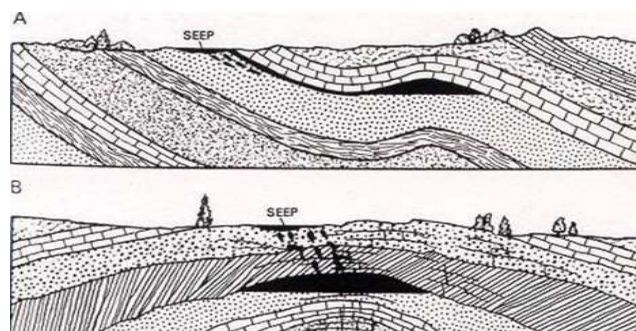


Figura1.2: Factores que condicionan la formación del petróleo Tomada (García Sánchez & Díaz Pino, 2021)

Estas regularidades dan indicios de la existencia del petróleo, por lo que al descubrir un yacimiento se puede decir que: la reserva descubierta se ha originado de algún modo, ese petróleo se ha concentrado en un yacimiento y ha quedado a salvo de la pérdida y la destrucción, a continuación, se muestra la figura 1.4 del proceso de formación del petróleo

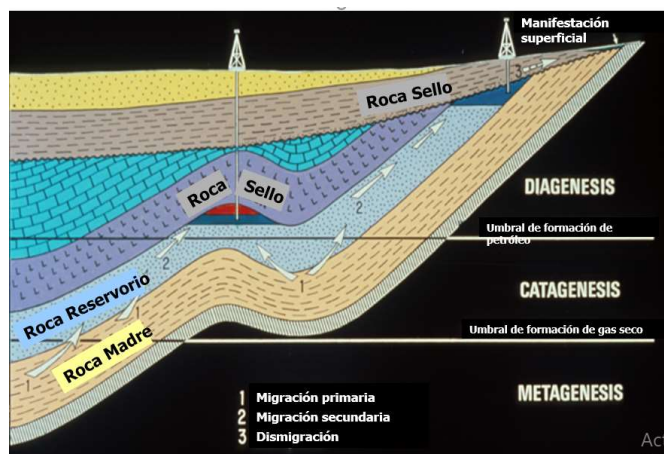


Figura 1.3: Proceso de formación del petróleo Tomado: (García Sánchez & Díaz Pino, 2021)

1.1.2 Propiedades del petróleo en las condiciones de la capa

El petróleo en las condiciones del estrato se encuentra bajo presión y temperaturas altas y contiene una cantidad de gas disuelto. A medida que el líquido sube a la superficie y disminuye la presión, sucede la separación del gas y aumenta el peso específico del petróleo. De esta manera el petróleo en el estrato representa una mezcla de hidrocarburos líquidos y gaseosos, y de acuerdo con las presiones del estrato y la temperatura puede encontrarse en forma de líquido monofásico o dividirse en la fase líquida y gaseosa (Castanedo, 2011)

Las propiedades del petróleo del estrato se determinan mediante la selección y el análisis de muestras tomadas en el pozo a distintas profundidades, para determinar los parámetros básicos del petróleo, como la presión de saturación del petróleo con el gas, el factor gas, el peso específico y volumen específico del petróleo en las condiciones del estrato (Castanedo, 2011); (Mejías, 2007).

1.1.3 Localización

Al ser un compuesto líquido, su presencia no se localiza habitualmente en el lugar en el que se generó, sino que ha sufrido previamente un movimiento vertical o lateral, filtrándose a través de rocas porosas, a veces a una distancia considerable, hasta encontrar una salida al exterior, en cuyo caso parte se evapora y parte se oxida al contactar con el aire, con lo cual el petróleo en sí desaparece, o hasta encontrar una roca sello que le impide la salida. Entonces se habla de un yacimiento. Los tipos más habituales de yacimiento son los siguientes (AOP, 2016).

Estratigráficos: En forma de cuña alargada que se inserta entre dos estratos.

Anticlinal: En un repliegue del subsuelo, que almacena el petróleo en el arqueamiento del terreno.

Falla: Cuando el terreno se fractura, los estratos que antes coincidían se separan. Si el estrato que contenía petróleo encuentra entonces una roca no porosa, se forma la bolsa o yacimiento. En las últimas décadas se ha desarrollado enormemente la búsqueda de yacimientos bajo el mar, los cuales, si bien tienen similares características que los terrestres en cuanto a estructura de las bolsas, presentan muchas mayores dificultades a la hora de su localización y explotación.

Para descubrir los lugares donde existen yacimientos de petróleo no existe un método científico exacto, sino que es preciso realizar multitud de tareas previas de estudio del terreno. Los métodos empleados, dependiendo del tipo de terreno, serán geológicos o geofísicos (AOP, 2016).

1.2 Características petrofísicas de las rocas

Las características fundamentales en una roca reservorio, desde el punto de vista de la ingeniería de yacimiento son: porosidad, permeabilidad específica, saturación (Ferrer, 2010).

1.2.1 Porosidad

En los yacimientos petroleros, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha porosidad determina la capacidad de

acumulación o de depósito de la roca reservorio (Dake, 2004).

La misma se representa por la ecuación que se describe a continuación:

$$\phi\% = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{v_t - v_s}{v_t} \% \quad (1.1)$$

Donde:

ϕ : porosidad

V_p : volumen de poros.

V_s : volumen de del esqueleto mineral.

V_t : volumen total.

Tipos de porosidad.

Porosidad Absoluta: Es el porcentaje del espacio total de la roca, sin tener en cuenta si los poros están interconectados o no, o sea es el volumen total de todos los poros que posee la roca. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no permitir que el fluido fluya, debido a la falta de intercomunicación de los poros. Este es el caso de las arcillas, lava y otras rocas ígneas con porosidad vesicular (Dake, 2004); (Ahmed, 2000).

Porosidad efectiva: Es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca, esta porosidad indica que el fluido se desplaza por los poros (Dake, 2004); (Ahmed, 2000).

1.2.2 Saturación

La saturación de un líquido, en una roca es uno de los parámetros más importantes en el estudio de sus propiedades colectoras, ya que representa la cantidad de líquido acumulado en la roca.

La saturación se define como la fracción de un líquido dado en el volumen del espacio poroso de la roca y se representa por la letra “S” con un subíndice que indica cual es el fluido que atura y se da en porciento o en fracción de la unidad.

Para determinar la saturación del fluido en condiciones de pozo se emplean fundamentalmente los métodos eléctricos, a nivel de laboratorio se emplean otros métodos a partir de analizar los núcleos del yacimiento en cuanto a su contenido de petróleo y agua, los que se mencionan a continuación (Escobar, 2004):

Método de temperatura crítica de la disolución.

Método de trituración.

Método de cloruro.

1.2.3 Permeabilidad

Se define como la facilidad con que los líquidos fluyen a través de los poros conectados o interconectados de la roca. En una determinada muestra de roca con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante, siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca (Ramos, Daniel Conte Sinat, & Tomás Maldonado Ramírez, 2008); (Rivera, 2009).

➤ Tipos de permeabilidad

Permeabilidad Absoluta: Es la medida de la facilidad de un fluido (agua, gas o petróleo) para fluir a través de una formación cuando la misma está totalmente saturada con este fluido, en determinadas condiciones de presión. La permeabilidad medida de una roca saturada con un solo fluido es diferente de la permeabilidad medida a la misma roca saturada con dos o más fluidos (Barandiaran, 2004).

La ecuación de (Darcy, 1853) define la permeabilidad absoluta “K” mediante la fórmula siguiente:

$$K = \frac{Q\mu}{\Delta P} \quad (1.2)$$

Donde:

Q: es el gasto de producción por la sección de superficies

A: es el coeficiente de viscosidad

ΔP : es el decremento de presión asociado al flujo Q de un fluido en movimiento

Permeabilidad Efectiva: Es la medida de la habilidad de un solo fluido para fluir a través de una roca cuando otro fluido está presente en el espacio poroso (Barandiaran, 2004)

1.3 Métodos existentes para identificar la presencia de petróleo

1.3.1 Métodos Geológicos

El primer objetivo es encontrar una roca que se haya formado en un medio propicio para la

existencia del petróleo, es decir, suficientemente porosa y con la estructura geológica de estratos adecuada para que puedan existir estructuras favorables para la acumulación de petróleo. Hay que buscar, luego, una cuenca sedimentaria que pueda poseer materia orgánica enterrada hace más de diez millones de años. Para todo ello, se realizan levantamientos geológicos regionales para buscar afloramientos, morfología de las áreas, correlaciones geológicas entre ellas, litología, manifestaciones de hidrocarburos análisis geoquímicos entre otros, así como análisis en laboratorios, con todos esos datos se realiza la carta geológica de la región que se estudia. Tras nuevos estudios sobre el terreno que determinan si hay rocas petrolíferas alcanzables mediante prospección, la profundidad a la que habría que perforar, entre otros, se puede llegar a la conclusión de si es viable o no realizar un pozo de exploración (AOP, 2016).

1.3.2 Métodos Geofísicos

Cuando el terreno no presenta una estructura igual en su superficie que en el subsuelo (por ejemplo, en desiertos, en selvas o en zonas pantanosas), los métodos geológicos de estudio de la superficie no resultan útiles, por lo cual hay que emplear la Geofísica, ciencia que estudia las características del subsuelo sin tener en cuenta las de la superficie.

Los métodos potenciales: gravimetría y magnetometría, permiten delimitar los espesores sedimentarios, tipo de corteza terrestre y proximidad a la superficie de las rocas magmáticas, por ende, define los lineamientos de fallas, todo esto permite orientar los trabajos sísmicos al sector más prometedor. Por lo que la gravimetría asocia las diferentes variaciones en la distribución de densidades por lo que el tipo de roca, este se estudia con el gravímetro ver Anexo 2.

La magnetometría mide anomalías del campo magnético de la tierra detectando cuerpos geológicos de diferentes diamagnetismos, se estudia con el magnetómetro.

La sísmica de reconocimiento es un método de sísmica de reflexión, que permita mapear espesores sedimentarios, características tectónicas, detectando así las zonas elevadas y deprimidas. Es el más utilizado y generalizado en el mundo. Ver Anexo 3. Aunque la sísmica no solo es mediante explosiones existen otras fuentes como vibradores neumáticos.

Aun así, la presencia de petróleo no está demostrada hasta que no se procede a la perforación

de un pozo (AOP, 2016), (Elegia, 2021)

1.3.3 Registros geofísicos de pozos

Para lograr la evaluación integral del reservorio se utiliza como una de las herramientas, la interpretación de las curvas obtenidas a través de los registros geofísicos de pozos, como es el caso de los registros: Gamma natural y espectral, resistividad, porosidad y FMI, corridos a hueco abierto, así como la interpretación del registro de hidrocarburos, relacionado con la evaluación de la zona más perspectiva de hidrocarburos que se encuentra en el reservorio.

La interpretación de los registros de hidrocarburos, muestran con claridad la identificación de zonas del reservorio de gran perspectiva, así como las zonas de fracturas que pueden asociarse con la presencia de agua (Del Puerto Sánchez, 2007)

Estos registros son corridos en agujero abierto, proporcionando información sobre parámetros tales como el espesor del yacimiento, porosidad, saturación de fluido, litología, ambiente geológico de deposición, presión y permeabilidad (Tarrazona, Hernández Ramírez, & Mercado León, 2010)

Los registros obtenidos por medio de servicios de cable, han sido utilizados extensamente en los pozos para la localización de hidrocarburos. Constituyen una información esencial en cuanto a la determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas y su capacidad de producción. Estas mediciones están basadas principalmente sobre registros de tipo eléctricos, electromagnéticos, nucleares, sónicos y mediciones de fenómenos físicos que ocurren de forma natural en las rocas in situ (potencial espontaneo y gamma natural). Intervienen en varias etapas de la realización de los pozos: Durante su perforación, su terminación y finalmente durante el proceso de producción (Sánchez, Febles Alejaldes, Teruel Díaz, & Marrero García, 2014).

1.4 El proceso de punzado

Los punzados desempeñan un papel fundamental en la producción de hidrocarburos, desde las pruebas de pozos para la evaluación del yacimiento, hasta el completamiento e intervención de remediación o reacondicionamiento del pozo, constituyendo un elemento clave para el éxito de la exploración y explotación, la producción económica del pozo de

petróleo y/o gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos. El punzado es el único modo de establecer túneles de comunicación entre el pozo y la formación. La operación de punzado no es una técnica aislada, debiendo prestarle atención particular en la selección del diámetro de la camisa o tubería de revestimiento, ya que éste condicionará el diámetro exterior de los cañones y los cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a éste. (Escuela Superior Politécnica del Litoral Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra., 2007)

1.4.1 Sistemas de punzados empleados en la industria petrolera

El diseño de los punzados constituye una parte integral del planeamiento del completamiento en el que se tiene en cuenta las condiciones del yacimiento, las características de la formación y las exigencias del pozo. Por tanto, el punzado es la operación más importante para pozos encamisados.

En la industria petrolera, los sistemas de punzado utilizados podemos enmarcarlos en dos grandes grupos: Punzados con Wireline y punzados con cañones transportados por tubería o TCP (Tubing Conveyed Perforating). (Escuela Superior Politécnica del Litoral Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra., 2007)

1.4.2 Penetración contra tamaño del agujero

Al diseñar cualquier carga moldeada puede obtenerse una mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Debido a que una máxima penetración parece ser más importante, con fundamento en los cálculos teóricos de flujo, se han solicitado frecuentemente a la industria petrolera, y se han recibido a menudo, cargas de mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Cuando se perforan tuberías de revestimiento de alta resistencia y de pared gruesa, o formaciones densas de alta resistencia, probablemente se requiera una penetración máxima aun cuando el tamaño del agujero sea reducido hasta 10.3 mm.

1.4.3 Tipo de Cañones y Cargas

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante y portacargas. Esta es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente y puede ser bajado con cable y/o con tubería (Escuela Superior Politécnica del Litoral Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra., 2007), como se muestra en la figura 1.

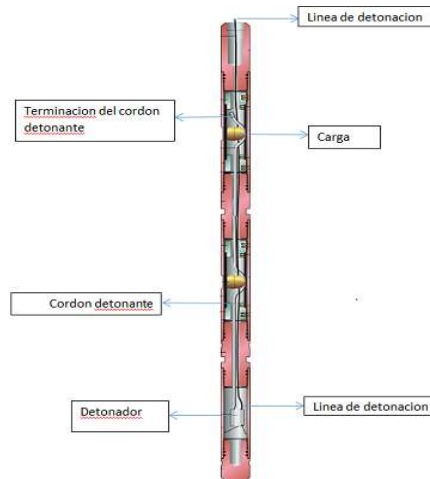


Figura 1: Tren de cargas explosivas Tomando: Documentos de estudio

Cargas explosivas: están diseñadas para generar combinaciones óptimas en lo que respecta al tamaño de los orificios y la penetración, utilizando un mínimo de material explosivo, la mismas constan de cuatros componentes básicos, las que se muestran en la figura 2:

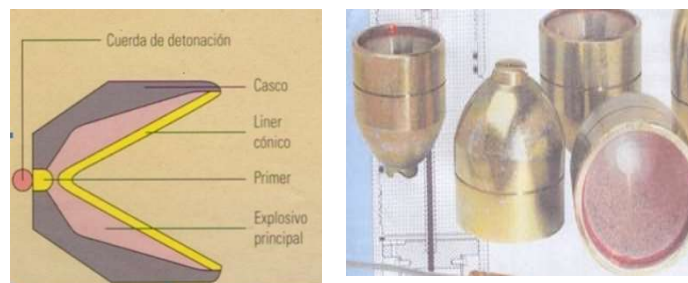


Figura 2: Componentes de una carga explosiva Tomando: Documento estudio

Primer: Es un explosivo de alta sensibilidad y pureza que es activado por las ondas de detonación del cordón detonante e inicia la detonación de la carga.

Explosivo principal: Es la masa del explosivo de la carga, este explosivo puede ser de diferentes composiciones, a base de RDX, HMX, PYX, HNB.

Liner cónico: Permite alinear el chorro y en función de su composición generar chorros de diferentes características y penetración.

Casco: Es la cápsula o recipiente donde se vierte el explosivo principal.

1.4.4 Cañones bajados con cable

El sistema de disparo bajado con cable (wireline) puede usarse antes de introducir la tubería de producción, o después de introducir la tubería de producción.

La ventaja de efectuar el disparo previo a la introducción del aparejo es que se pueden emplear cañones de diámetro más grande, generando un disparo más profundo.

Los componentes explosivos son montados en un portacargas el cuál puede ser un tubo, una lámina o un alambre. Los portacargas se clasifican en:

Recuperables: En los sistemas recuperables (no expuestas), los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo. En este sistema no están expuestos los explosivos a la presión y ambiente del pozo, lo hace más adecuado para ambientes hostiles.

Desechables: En los cañones desechables, los residuos de las cargas, cordón, estopín y el sistema portador (Lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura. Una ventaja es que al no estar contenidas las cargas dentro de un tubo, pueden ser de mayor tamaño con lo que se obtiene una mayor penetración. La principal desventaja es que los componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del pozo, por lo que, normalmente, este sistema está limitado por estas condiciones.

Semi-desechable: es similar al desechable con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, ya que se recupera el portacargas.

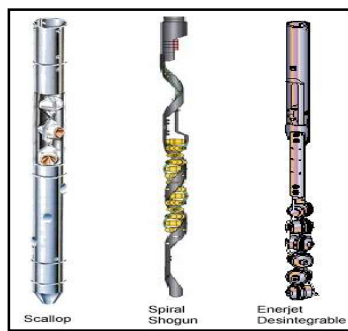


Figura 3: Tipos de cañones

Tomando: Documento estudio

1.4.5 Cañones bajados con tubería

En el sistema de Disparo Bajado con Tubería (TCP), el cañón es bajado al intervalo de interés con tubería de trabajo. A diferencia de los cañones bajados con cable, en este sistema solo se utilizan portacargas entubados, además la operación de disparos puede ser efectuada en una sola corrida, lo cual favorece la técnica de disparos bajo balance.

El objetivo fundamental de este sistema es crear agujeros profundos y grandes favoreciendo la productividad del pozo. También este sistema es recomendado (si las condiciones mecánicas lo permiten) cuando se dispara en doble tubería de revestimiento, esto con la finalidad de generar una penetración adecuada del disparo. (Escuela Superior Politécnica del Litoral Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra., 2007)

1.5 Comportamiento del petróleo, el gas y el agua en la estructura del yacimiento

La magnitud de la presión de saturación depende de las propiedades del petróleo y el gas. El petróleo más pesado tiene la presión de saturación más baja; en tal petróleo, el gas se disuelve menos que en los petróleos ligeros. (Correa Cajigal, 2015).

Existe un crecimiento continuo de la relación gas-petróleo del reservorio, individualmente ese crecimiento se acentúa más en pozos localizados en la parte superior de la estructura. Son comunes las intervenciones en esos pozos para la corrección de la relación gas-petróleo. (Correa Cajigal, 2015).

La recuperación de petróleo es función del caudal de producción. Dependiendo de las condiciones de temperatura y presión iniciales del reservorio, la mezcla de hidrocarburos se puede presentar con las fases de líquido y vapor en equilibrio. La fase vapor (gas libre), por ser menos densa que el líquido, se acumula en las partes más altas del medio poroso, formando lo que se denomina “capa de gas”.

La existencia de esa zona de gas en la parte superior de la estructura contribuye a la producción de petróleo por medio del mecanismo de capa de gas.

En un reservorio con ese tipo de estructura, la zona de petróleo se coloca en producción, mientras que la zona de gas se preserva, ya que la principal fuente de energía para la

producción está en la capa de gas. El mecanismo funciona de la siguiente manera: la zona de petróleo se coloca en producción, lo que conlleva a una reducción en su presión debido a la extracción del fluido.

Esa caída de presión se transmite hacia la capa de gas, que se expande, penetrando gradualmente en la zona de petróleo. El gas de la capa va ocupando espacios que anteriormente eran ocupados por el petróleo. Como el gas tiene una compresibilidad muy alta, su expansión ocurre sin que haya caída sustancial de la presión.

El efecto de la gravedad es un agente responsable por la mejoría del desempeño de los mecanismos de producción. La gravedad hace que ocurra la segregación de fluidos, es decir, los fluidos tienden a ubicarse dentro del reservorio de acuerdo con sus densidades.

La segregación gravitacional puede mejorar, por ejemplo, el mecanismo de gas disuelto. El gas, en vez de expandirse dentro del reservorio desplazando el petróleo hacia fuera del medio poroso, es producido conjuntamente con el petróleo. Sin embargo, con la actuación de la gravedad sobre los fluidos, una gran parte del gas que sale de la solución, migra hacia la parte más alta de la estructura, provocando el apareamiento de la llamada capa de gas secundaria. (Correa Cajigal, 2015).

1.6 Tipos de aislamientos mecánicos

1.6.1 Aislamiento mecánico del gas

Cuando el gas se canaliza hacia la zona productora de petróleo aumentando la relación gas petróleo hasta valores que afectan el factor de recobro, es decir, valores por encima del límite permisible, se recurre a realizar diagnósticos para dar soluciones al pozo, de modo que se limite la entrada de gas manteniendo en lo posible la producción de crudo, en ocasiones se utilizan herramientas tipo Packer PosiSet, que incluye un tapón mecánico, el cual se puede transportar a la zona de gas con tubería o cable. Esta herramienta utiliza tecnología que ya ha sido probada en el campo y garantiza el cegado del hueco tanto en pozos con huecos revestidos como en huecos desnudos. (Schlumberger, 2017).

1.6.2 Aislamiento mecánico del agua

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde el inicio de la explotación hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo.

El control de la producción de agua constituye un importante desafío para los ingenieros de Yacimiento y Producción. Para reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo se utilizan diversas técnicas. La clave para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo. (Schlumberger, 2017).

El agua está presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en el campo. Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua mala (o excesiva), el agua buena (aceptable). (Schlumberger, 2017).

Agua de barrido: proviene de un pozo inyectado de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del Yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

Agua buena: es la producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación Agua-Petróleo (RAP). La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación.

Agua mala: es el agua dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP.

En la mayoría de los casos los Yacimientos se encuentran asociados a rocas saturadas con agua, comúnmente conocidas con el nombre de acuífero, que pueden actuar como límites parciales o totales del Yacimiento.

1.7 Explotación del petróleo

Todos estos elementos se deben estudiar y tener en cuenta para la extracción del petróleo, a través de la perforación de pozos, esto consiste en perforar las distintas capas de roca, tierra

y otros elementos orgánicos hasta llegar a la profundidad en donde se encuentra el yacimiento de los hidrocarburos, para ello se utilizan además de equipos y específicos, sustancias contaminantes y agresivas para la perforación de las capas de suelo (Hernández Pinto & Pradas Avellaneda, 2018). Las técnicas utilizadas para la perforación a nivel mundial cada vez son más complejas, ha tenido grandes avances científicos – técnicos, que van a la par de las complejidades y profundidades de los yacimientos descubiertos.

En el proceso de perforación surgen eventos que dañan las formaciones colectoras, diferenciándose cuatro zonas con características que dependen de la litología de la formación y el fluido de perforación, las que mencionamos a continuación:

Formación de costra o revoque

Zona lavada

Zona de transición o mezcla

Zona virgen o no alterada

Como se muestra en la Figura 1.4:

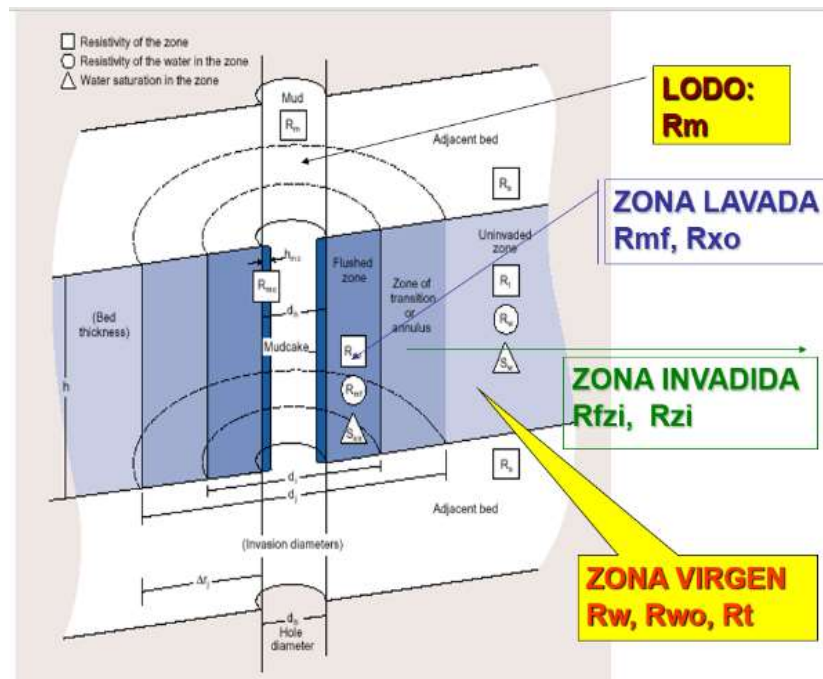


Figura 1.4: Zonas presentes en formaciones colectoras (García Sánchez & Díaz Pino, 2021)

Pero estos procesos no escapan de impactar negativamente al medio ambiente, siendo este uno de los problemas más importantes y difíciles de resolver, una de las premisas fundamentales

para llegar a este desarrollo es que el uso que se realice de los recursos naturales no supere la tasa de renovación de los mismos, con esto se lograría no solo preservar el medio ambiente, sino permitir que estos recursos estén disponibles para las generaciones futuras, situación que es aún más inminente por la cercanía del yacimiento al Polo Turístico Varadero, no solo impacta al ambiente en los procesos de perforación, extracción, colección y transportación así como aquellos procesos que emplean este y sus derivados como materia prima por ejemplo en la fabricación de medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas, textiles y para generar electricidad por lo que no se debe perder su control estricto de vista (Franco, 2016).

1.7.1 Reservas petroleras

Son aquellas cantidades de petróleo o gas que se anticipa, pueden ser recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas sobre la base de la información y los datos disponibles. Según el acuerdo internacional desarrollado de forma conjunta por la Asociación Americana de Geólogos Petroleros, la Sociedad de Ingenieros de Petróleo y el Consejo Mundial de Petróleo es el que más se utiliza en todo el mundo para cuantificar los recursos y reservas petroleras en el subsuelo.

El sistema toma en consideración la incertidumbre en el cálculo de recursos que se encuentran profundamente en el subsuelo. A pesar de lo complejo, dificultoso y delicado del cálculo, su evaluación es indispensable, pues todos los esfuerzos que se hacen en la rama de Exploración & Producción tienen como fin incrementar las reservas. (Verrier Castro & Colectivo de autores, 2015).

Estas deben satisfacer cuatro criterios:

- ✓ Descubiertas
- ✓ Recuperables
- ✓ Comerciales
- ✓ Remanente

Son caracterizadas por el estado del desarrollo y la producción en:

Probadas: son aquellas que pueden ser estimadas con un alto grado de certeza

Probables: son aquellas reservas adicionales con menos certeza de ser recuperadas que las

reservas probadas

Posibles: son aquellas reservas adicionales que se pueden estimar a partir del análisis de los datos geológicos, geofísicos y de ingeniería, pero tienen mayor incertidumbre que las reservas probables.

Las reservas se calculan en condiciones de superficie, aunque los recursos se pueden calcular en superficie o en condiciones de yacimiento y a continuación se muestra cómo hacerlo.

1.7.2 Reservas Hidrocarburos producibles

Recursos: Hidrocarburos in situ dentro del yacimiento

$$\text{Reservas} = A \cdot h_e \cdot \Phi \cdot S_o \cdot R \quad (1.3)$$

$$\text{Recursos} = A \cdot h_e \cdot \Phi \cdot S_o \quad (1.4)$$

Donde:

A= Área

he= Espesor

Φ = Porosidad

So= Saturación de petróleo

R= Coeficiente de Recobro

$$R = \text{Reservas} / \text{Recursos} \quad (1.5)$$

Para gestionar el proceso de producción orientado a extraer estas reservas, se elabora el proyecto de producción con todos los requerimientos de calidad necesarios para trazar los planes de producción y llevarlo a la práctica de la manera más eficiente posible. (Colectivo de autores NC 1006, 2007)

1.7.3 Indicadores a tener en cuenta

Para realizar una correcta ejecución del proyecto de recuperación es necesario aplicar una política de explotación eficiente y racional de los yacimientos en base a los indicadores del programa 2020-2030, cumplir con el Programa de desarrollo tecnológico, así como con los coeficiente de explotación de los pozos operados, el coeficiente de utilización y el de aprovechamiento, sin dejar de tener en cuenta el cumplimiento de la calidad del petróleo

crudo pactada y de las materias primas fundamentales que se incorporan al proceso productivo, previéndose el cumplimiento de Programas de mejoras tecnológicas.

A continuación, se muestra como se determinan los coeficientes:

Coeficiente de explotación: Es la relación entre las horas trabajadas por los pozos activos y las horas calendarios correspondientes a estos pozos.

Coeficiente de utilización del fondo de pozos de explotación: Es la relación entre la cantidad de pozos activos y el total de pozos correspondiente al fondo de explotación.

Aprovechamiento del fondo de pozos de control: Es la relación entre la cantidad de pozos de este fondo utilizados en el año y la cantidad total de pozos en dicho fondo y se expresa en %.

Las presiones competitivas globales han provocado que las organizaciones busquen formas de mejorar la satisfacción y las necesidades de sus clientes, reducir costos, e incrementar productividad. Mejorar un proceso, significa hacerlo más efectivo, eficiente y adaptable, qué cambiar y cómo cambiar depende del enfoque específico del proceso.

El mejoramiento continuo es una conversión en el mecanismo viable y accesible, al que las empresas de los países en vías de desarrollo cierran la brecha tecnológica que mantienen con respecto al mundo desarrollado. (Romero, 2018)

Los requisitos para el mejoramiento de la calidad son un propósito común y conocimiento de conceptos y métodos de tal forma que el cambio se traduzca en mejora. La meta principal es la mejora continua en cada actividad.

Cada actividad y cada trabajo es parte de un proceso y puede mejorarse. Se espera hacer coincidir los productos o servicios del sistema con las necesidades del cliente, las cuales se traducen en características de calidad. (Imai, 1986).

Indicadores: Son mediciones del funcionamiento de un proceso, estos pueden ser de Eficacia, Eficiencia o Efectividad, tanto globales o de resultado del proceso, como auxiliares o de proceso. Ellos nos indican cómo marcha el proyecto. (Colectivo de Autores NC 9001, 2015)

Indicadores de Eficacia: Miden lo bien o lo mal que un proceso cumple con las expectativas de los clientes del mismo.

Indicadores de Eficiencia: Son los que miden el consumo de recursos del proceso.

Indicadores de Efectividad: Son los que miden el grado de cumplimiento de los objetivos que se han planificado.

Indicadores de resultados: muestran que ha ocurrido, salidas de un proceso, la información es a posterior.

Indicadores de proceso: Informan de lo que pasa (proceso en marcha). Mide lo que está pasando, la información se obtiene a priori. Los indicadores de proceso son inductores de los indicadores de resultados. (González Arias, 2017).

Conclusiones parciales

- I. Se determinó que, en un reservorio, la zona de petróleo se pone a producir y se preserva la zona de gas, porque en la capa de gas esta la principal fuente de energía para la producción.
- II. Cuando es canalizado el gas o el agua hacia la zona productora de petróleo y estos llegan a alcanzar valores por encima de los límites permisibles, se recurre a realizar diagnóstico para solucionar el problema dado con el pozo.
- III. Para lograr la evaluación integral de un pozo se utiliza como una de las valiosas herramientas, la interpretación de las curvas obtenidas a través de los registros geofísicos de pozos.
- IV. Los punzados desempeñan un papel fundamental en la producción de hidrocarburos, ya que es el único modo de establecer túneles de comunicación entre el pozo y la formación, siendo un elemento clave para el éxito de la producción económica, la productividad y la recuperación eficiente del pozo.
- V. Recuperar hidrocarburos de los campos viejos es hoy la fuente más segura y confiable para mantener y en ocasiones incrementar la producción de crudo.

CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo se caracteriza el objeto de estudio, se expone la metodología aplicada en el trabajo de investigación, especificando las características de la investigación, así como los instrumentos de recolección de datos, que permitieron el desarrollo del trabajo. Además, se describe la geología y petrofísica del pozo.

2.1. Breve reseña histórica sobre los inicios de la actividad petrolera en la región

En la provincia de Matanzas fue donde se inició la explotación petrolera por primera vez en 1872, en esta provincia se han desarrollado hace décadas los mayores yacimientos petroleros del país en la zona de Varadero - Cárdenas, y se han detectado importantes acumulaciones de hidrocarburos en rocas asfálticas en el municipio de Martí. Antes de los descubrimientos de los importantes yacimientos en la zona costera del norte de la provincia, se perforaron numerosos pozos de búsqueda en varios municipios, incluyendo algunos en la porción sureña (Cala, García Delgado, Delgado López, López Rivera, & Strazhevich, 2011).

En los inicios de la actividad petrolera existía en la región, gran contaminación por la emisión de gases contaminante a la atmósfera durante la recolección en tanques abiertos, y durante la transportación por la contaminación atmosférica por emisiones de gases tóxicos como:

- ✓ Hidrocarburos gaseosos,
- ✓ Sulfuro de Hidrógeno,
- ✓ Dióxido de Azufre,
- ✓ Dióxido de Nitrógeno,
- ✓ Contaminación de los suelos, aguas superficiales y subterráneas
- ✓ Dióxido de Carbono.
- ✓ Monóxido de Carbono.
- ✓ Alteración al paisaje.
- ✓ Afectaciones a la flora y la fauna.

Para poder convivir en armonía con el entorno, se toman una serie de medidas técnico - organizativas que comienzan con la hermetización del sistema de recolección del crudo, construyendo en 1981 en primer Centro Colector inaugurado por el comandante en Jefe Fidel Castro Ruz (Sanabria, 2013) que almacenaría el petróleo del Yacimiento Varadero.

2.2. Caracterización del Yacimiento Varadero

Ubicado en la zona central de la Franja Norte Cubana está el Yacimiento Varadero. Es un yacimiento en rocas carbonatadas fracturadas de crudo pesado y extrapesado, con densidades de 9-10 °API y viscosidades en condiciones de yacimiento de alrededor de 160-200 cP. (Becerra, Gala , Eduardo, & González, 2014). Es descubierto alrededor del año 1971, siendo su mayor auge productivo en el período de los 90. La sísmica en 3D, confirman que aún existe potencialidad en este Yacimiento, pero la misma requiere un estudio profundo y reajuste en cuanto al uso de táctica de explotación racional y modernización tecnología para alcanzar una óptima recuperación, por lo que es inminente realizar propuestas de mejoras, para disminuir el costo de producción y hacerlo más atractivo desde el orden económico. (Socorro Trujillo & Juara Zulueta, 2010)

El Yacimiento Varadero se divide convencionalmente en 4 sectores: Este, Central, Oeste y Oeste Nuevo.

Su explotación se ha iniciado paulatinamente, encabezando desde el Este y extendiéndose hacia el Oeste. Considerado el sector Este el más “viejo” y el de peores propiedades colectoras, alto nivel de agotamiento y bajo % de recobro. Durante el año 2017 se realiza un estudio en el sector Este para el contorneo de su modelo geológico, el cual arroja como resultados, que no existe nuevas estructuras perforables al Norte de esta zona del yacimiento. La producción del Yacimiento proviene de sedimentos carbonatados de edad K1 - J3th del tipo de porosidad de fractura y la permeabilidad está determinada por la densidad de fractura y la situación de los pozos en relación a zonas de intenso tectonismo. (Becerra, Gala , Eduardo, & González, 2014). Esta producción se controla por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro).

La empresa fue creada en 1976, se encuentra ubicada en Finca “La Cachurra”, Guásimas, Cárdenas, Matanzas. La producción del Yacimiento representa alrededor del 90 % del total de la Empresa. Con una distribución de pozos de la siguiente manera: pozos por régimen de bombeo y por surgencia natural, en conservación (algunos de ellos por problema tecnológico, por alta Relación Gas Petróleo {RGP} y por alto % de agua), pozos que se están preparando para control de presión de capa, los que se han liquidado, ya sea porque no producen, o por

encontrarse en zonas que ya se han ido poblando, existen pozos en espera de liquidación y se otros en procesos perforación en el sector VD- Nuevo. (Colectivos de autores, 2017).

Es recolectada la producción de los pozos de petróleo de forma hermética por una red de oleoductos que los comunican a los Centros colectores con los pozos. Estos tienen la función de recolectar y separar mecánicamente el gas acompañante del petróleo del fluido producido. La producción de los pozos es una mezcla de agua, sedimentos orgánicos, metales pesados y gas natural; la relación de cada uno de los componentes del fluido es aleatoria, la misma depende de las características de la capa productora y el nivel de explotación del yacimiento. Este campo es uno de los mayores del país y las características de su ubicación, tanto desde el punto de vista geográfico como ambiental, han determinado que parte de su explotación se realice mediante pozos direccionales, que al principio tenían ligeros desplazamientos y en la actualidad su perforación es casi horizontal.

Una característica de este campo es su compleja estructura geológica con una orientación noroeste-sudeste, complicada con fallas, que cubre un área en desarrollo de 20-22 km².

En la figura 2.1 se muestra la ubicación satelital del Yacimiento Varadero.

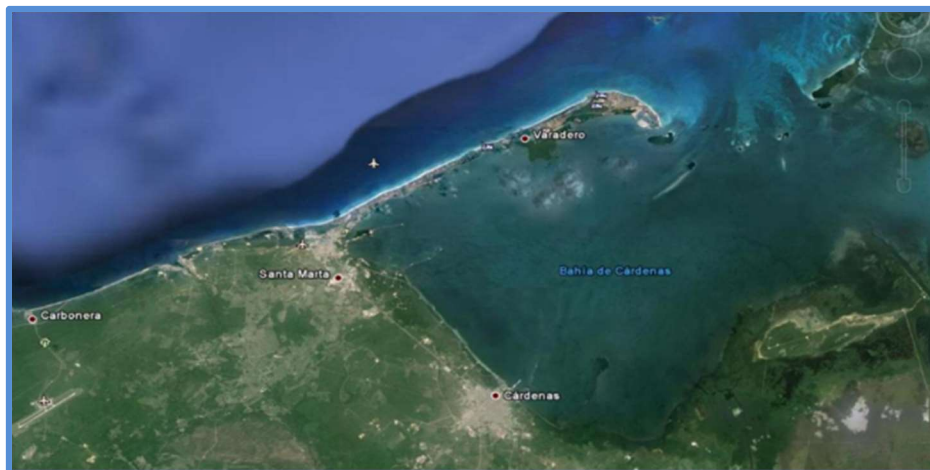


Figura 2.1 Mapa de ubicación satelital del Yacimiento Varadero Fuente (Romero, 2018)

El procesamiento integral de la sísmica se contrata en septiembre/2000 para la realización de las construcciones estructurales correspondientes, que argumentaran la proyección de nuevos pozos, tanto de exploración como de desarrollo, en la continuación del Yacimiento Varadero Oeste y así planificar nuevos incrementos de producción para los años futuros.

En la búsqueda de nuevas estructuras, se reinterpreta y se contornea un alto estructural al norte del Yacimiento Varadero, ratificando la existencia de esta estructura, determinada en trabajos anteriores y que se le atribuye a la UTE Colorados. (Berger Brill , 1992).

En el 2017 se llevan a cabo dos investigaciones muy importantes sobre el Yacimiento Varadero desarrollada en la Universidad Estatal de Petróleo y Gas de Moscú “Iván M. Gubkin”. Sobre los siguientes temas:

- a. Evaluación petrofísica de los reservorios carbonatados de la Franja Norte de crudo pesado de Cuba (FNCPC), específicamente sobre el Yacimiento Varadero, donde se pudo corroborar por la interpretación petrofísica de varios pozos del área, que estos reservorios presentan buenas propiedades colectoras en cuanto a saturación de petróleo, porosidad, permeabilidad, % de arcilla, saturación de agua, resistividad de las rocas y movilidad. (Martínez Montalvo, 2017)
- b. Métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) para aplicar en el sector Central - Este del Yacimiento Varadero. Se construyen gráficos de pertenencia para cada uno de los parámetros de yacimiento usando la lógica difusa y los criterios de aplicabilidad de los métodos de recuperación mejorada de petróleo. Se obtiene como resultado que los métodos térmicos son los que mejor se aplican a este sector, específicamente la inyección de vapor in –situ. (González Arias, 2017).

Desde el 2014 se ha venido avanzando en el contrato del sector Central y Este de Varadero con la compañía rusa “Rosneft”. En el 2017 se seleccionan un grupo de pozos con posibilidades de hacer trabajos que de conjunto se revisan y se conforman posibles programas de intensificación de la producción. (Colectivos de autores, 2017).

Dentro de la fase del Proyecto Experimental Industrial (PEI) se planifican para el 2018 y hasta el 2020 diferentes tipos de trabajos como:

- Tratamiento de fondo de pozo (TFP): Consistente en suministro de desemulsionantes en la zona de succión de la bomba con el fin de reducir viscosidad de las emulsiones en el caño del pozo y tratamiento con ácido para la limpieza de la zona del fondo.
- Intensificación de la producción de petróleo (IPP): Instalación de bombas de cavidad progresiva (BCP).
- Perforación de reentradas (PRE).

Se calculan por la compañía los indicadores tecnológicos de desarrollo para las fases del proyecto experimental Industrial (PEI) y de desarrollo a gran escala de las actividades Geólogo-técnicas (AGT) y se recomienda la toma de decisiones sobre la implementación a gran escala del proyecto luego de haber concluido la fase del análisis del (PEI). (Colectivos de autores, 2017).

Por las particularidades geográficas del Yacimiento, este se desarrolla de Este a Oeste, de modo que mientras los sectores más orientales se encuentran en fase de agotamiento natural, los sectores más occidentales aún están en la meseta de producción. Así la búsqueda, desarrollo y aplicación de nuevas estrategias de producción resultan impostergables para la continuidad de la producción en los sectores orientales, considerando la existencia de una infraestructura de producción disponible en estos sectores.

Para llevar adelante esta investigación se realiza un estudio detallado de la situación del fondo de pozos del Yacimiento Varadero, de donde se selecciona el pozo involucrado en las propuestas de mejoras para incrementar la producción de petróleo.

2.3. Caracterización del Pozo VD- XXX

El pozo VD-XXX atraviesa una brecha de conglomerado carcáreo e intercalaciones de calizas pelitomorfa organógena, atraviesa la formación neautoctono la cual se describe litológicamente como una caliza pelitomórfica, margas bituminosas; Carmita- Santa Teresa es calizas pelitomorfas; Vega Alta es gravelita polimórficas, pedernal, calizas arcillosas, areniscas, aleurolitas; las formaciones Morena y Ronda presentan micritas gris y biomicritas bituminosas gris oscuro con calcarenita e intercalaciones de margas, la Morena está a la profundidad de 2740 m por el largo de instrumento y la Ronda a 2895 m por el largo de instrumento; Cifuentes es caliza pelit bandeada con relictos organógenos recristalizados, pedernal interestratificado, caliza radiolárica clara, bitumen en capillas. (Romero, 2018)

Fecha de inicio de la perforación del pozo X: 7/1986.

Fecha de terminación de la perforación del pozo X: diciembre/1986

Profundidad final: 1850 metros

Profundidad vertical: 1725 metros

En la figura 2.1 se muestra la ubicación satelital del pozo VD-1001.



Figura 2.1 Mapa de ubicación satelital del Pozo VD-1001 (Colectivo de autores, 2018)

2.4. Materiales y métodos empleados

2.4.1. Software SAIEP y macro Hist. BD

Este software brinda como información el análisis del comportamiento histórico y el estado actual de la producción del petróleo del pozo VD – XXX, se tabulan y se grafican los principales indicadores del pozo, para visualizar y analizar su comportamiento a través del tiempo, que permite recolectar los datos de investigación por uno de los materiales utilizando como lo es la base de datos por el software SAIEP (Colectivo de autores, 2022), se genera una hoja de cálculo para copiar los datos de producción del pozo, estos datos se procesaron en una macro Hist. BD de la biblioteca digital de software del departamento de Ingeniería de yacimientos. (Tavares Noa , Biblioteca digital de Softwares de Ingeniería en Yacimientos de petróleo y Gas, 2022).

2.4.2. Software Wellview para esquema de construcción actual del Pozo VD- XXX

Se incluye el esquema del pozo elaborado por el Software Wellview (en idioma inglés), donde se analizan las complejidades tecnológicas del pozo, se le introducen todos los datos de construcción, camisas, tubería, punzados, bomba, cemento, fondos artificiales, horizontes productivos y otros datos según las facilidades que me ofrece el Software.

2.4.3. Registros geofísicos CBL-VDL, para determinación de posibilidad de aislamiento de zona inundada en agua

Para este análisis se determinó el contacto agua petróleo {CAP}, donde se tuvo en cuenta la correlación geológica detallada del pozo de los cortes atravesados por el pozo y su vecino más próximo, se analiza el gráfico de producción y el comportamiento productivo de los pozos vecinos, tomándose para ello, un área que se ajustara lo más posible a las condiciones reales de donde ellos se ubican, luego se analiza la calidad del cemento y se valora la posibilidad de aislamiento, además del análisis de la interpretación cualitativa de los registros geofísicos CBL-VDL.

2.4.4. Posibilidad de realizar punzado con análisis de registros geofísicos (CBL, VDL, CCL, CNL, NGS, GR y software RAPIDPETRO)

Para proponer el punzado se propuso correr un set de registros geofísico:

GR: Rayo Gamma

CBL: Registro de adherencia del cemento

VDL: Registro de Densidad Variable

CCL: Localizador Collar Magnético

CNL: Registro Neutrón Neutrón Compensado

NGS: Registro Espectrometría Gamma Natural

CGR: Registro Gamma Compensado

SGR : Registro de Rayos Gamma Espectral

El software RAPIDPETRO permite realizar una interpretación de los registros utilizando y así obtener las propiedades del reservorio y proponer las posibles zonas a punzar, el flujo de corrida e interpretación de los registros siguientes: (Tavares Noa, 2014) (Pérez Marrero, 2018)

- a. La interpretación cualitativa del CBL se ejecuta para inspeccionar la integridad del cemento de sellado de la envoltura y la formación (esto garantizará que los fluidos de la formación fluirán en la cubierta cuando la zona productiva este perforada y no hacia la parte exterior del casing), y el VDL que permita valorar como positiva la calidad de la cementación y así la posibilidad de abandonar con éxito los intervalos inundados.
- b. El GR permite realizar la corrección de profundidad del registro a hueco abierto para determinar si la formación es arcillosa o no y si es reservorio o no, ejecutado en este caso por Schlumberger, posteriormente es necesario correr la suite CNL- NGT, estableciéndose la corrección de profundidad entre los registros a hueco abiertos (rusos) y a la suite CNL-NGT [8.5 m], para crear un registro mezcladora que permita reprocesar los registros a hueco abierto sustituyendo el GR- ruso total por la suite CGR- SGR del NGT, para evidencia la calidad del ajuste de profundidad entre los registros a caño desnudo y los registros del pozo encamisado.
- c. Realizar el amarre gamma (una vez se tiene el ajuste de profundidad), para entonces proponer el intervalo a punzar, tomándose en consideración los siguientes parámetros:
 - ✓ Propiedades del reservorio según la interpretación del registro mezclado procesado por el software RAPIDPETRO.
 - ✓ Preparación del pozo para eventual necesidad de anclar packers para aislar agua y /o gas o tirar tapón de cemento.
 - ✓ Calidad aceptable de una sección de cementación entre los intervalos abandonados y los nuevos punzados.

2.5.Elementos a considerar para la proposición de la medida geólogo – técnica

Para proponer las medida geólogo – técnica al pozo VD – XXX, se debe tener en cuenta los siguientes aspectos: . (Tavares Noa, 2014)

- ✓ Las características del pozo desde el punto de vista geológico, petrofísico y de producción.
- ✓ Analizar el BSW del pozo (Basic sediment and wáter: método para medir ciertas impurezas en el crudo, o sea su contenido de agua libre y sedimentos importante su valor sea bajo, la mejor prueba en cuanto a precisión el mediante el método de arrastre de vapor o sea destilación)
- ✓ Su esquema de construcción.
- ✓ Comportamiento histórico de sus indicadores de producción.
- ✓ Potencial del pozo.
- ✓ Reservas extraídas en el área.
- ✓ Contacto agua petróleo.
- ✓ Correlación con pozos vecinos.
- ✓ Resultados de los registros geofísicos y propiedades del reservorio.
- ✓ Plan de trabajo a proponer para la ejecución de la medida.

2.6. Análisis de la efectividad técnica y económica de la medida propuesta

Como base de datos económicos, se utiliza la estructura de costo y gasto del sector Este del Yacimiento Varadero.

El Software Econ se utiliza para realizar cálculo de efectividad técnica - económica de las mejoras que se proponen para lograr incremento de producción de petróleo, funciona como hojas de cálculos vinculadas entre sí, donde se tiene en cuenta el costo de operación del pozo, el costo de la inversión, pronóstico de producción, declinación y precio por unidad de producción del petróleo.

El incremento de producción anual es el potencial pronosticado m^3/d , multiplicado por los días trabajados en el año, expresado en miles de m^3 , el cual se afecta por el coeficiente de declinación a partir del 2023 y así sucesivamente hasta el 2033. El ingreso se afecta por el precio del petróleo y por el coeficiente de costo, es decir, se le va restando por año el costo de operaciones que se le asignó a pagar en el mismo, descontándose en el acumulado a partir del 2023 el costo de la inversión y se va sumando este por año hasta lograr la ganancia total acumulada.

Conclusiones parciales

- I. Se proponen método a utilizar para la medida geólogo – técnica.
- II. Se propone utilizar las informaciones de los archivos digitalizados, empleándose los métodos de análisis históricos del pozo.
- III. Con el empleo de las herramientas propuestas permitirá tabular los principales indicadores para su análisis e interpretación.
- IV. Emplear como base de cálculo económico la estructura de costo y gasto con el software ECON para la obtención de la producción incrementada, ingresos y acumulado.

CAPITULO 3: ANÁLISIS Y RESULTADOS

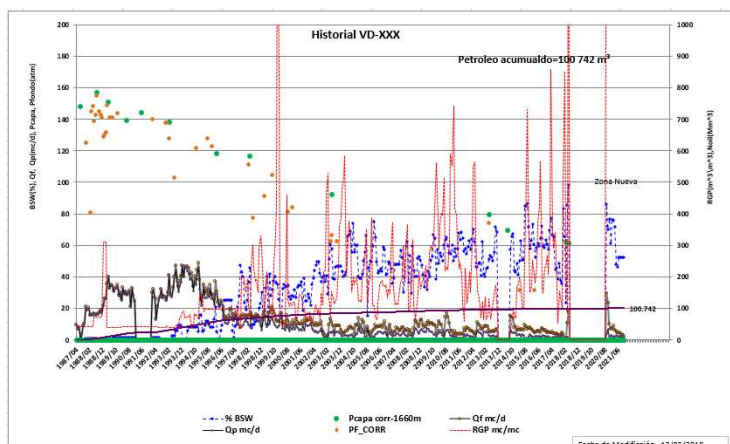
En este capítulo se procesan, analizan y presentan los resultados obtenidos en la investigación, con énfasis en la medida geólogo - técnica propuesta para recuperar la producción de petróleo del pozo VD – XXX del yacimiento Varadero.

3.1. Característica, comportamiento histórico y estado actual de la producción de petróleo del pozo VD – XXX

En la Figura 3.1 se muestra como fue la explotación del pozo comenzó en marzo de 1987, con 0 % BSW y caudal de fluido entre 20-40 mc/d. A partir del año 1993 el % BSW comienza a aumentar paulatinamente y a partir de finales de 1994 el crecimiento en la producción de agua comenzó a provocar simultáneamente una disminución del caudal de petróleo diario. Desde el año 2002 el crecimiento del % BSW se acentuó manteniendo este comportamiento en un amplio rango que va desde 40 a 70% y el caudal de fluido del pozo oscila entre 4-10 mc/d. En octubre de 2013 el pozo fue cerrado por falta de unidad de bombeo. (Colectivo de autores, 2013)

Luego de punzadas las zonas (1796-1789; 1746-1724) el pozo comenzó a producir 35 m³/día, aproximadamente desde hace 1 año se comenzaron a obtener los picos más altos de BSW, es decir, comenzó a aumentar considerablemente la relación agua sedimentos, realizándose medidas geológicas técnicas sencillas para controlar este indicador. A finales de 2020 se produce la inundación total del pozo VD-XXX y se hace necesario definir otra medida geólogo - técnica que permita recuperar la producción del pozo aún existente.

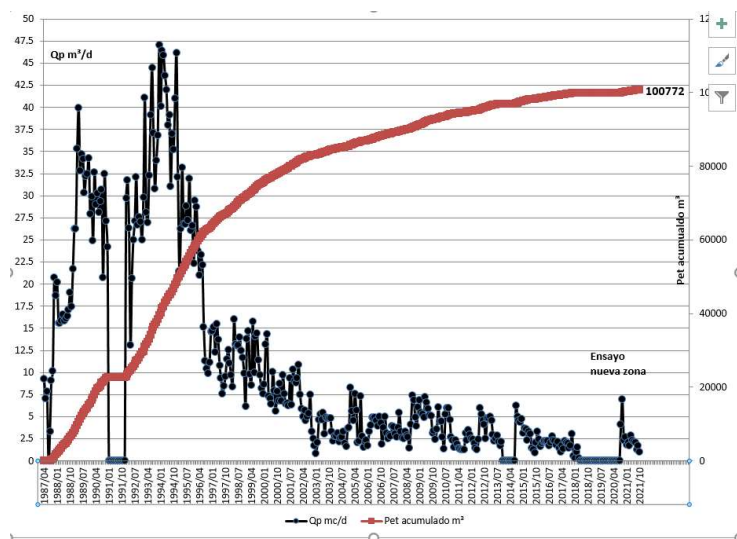
Figura 3.1: Historial de BSW del VD-XXX



En la figura 3.2 se muestra el gráfico donde se refleja el comportamiento de los principales indicadores petróleo acumulado en m³ y el Qp (Caudal de producción) en m³/d, desde el inicio de la explotación del pozo se escoge como caudal de producción más de 47 m³/d, luego se observa que no se mantiene en el tiempo y va este llevándolo a su declinación de producción, observándose que por un año se encuentra cerrado el pozo, es punzada una zona anterior, aumentando la producción hasta llegar a un Qp de 7.5 m³/d como máxima producción y vuelve a declinar.

Extraído de la base de datos del software SAIEP (Ver Anexo 1) y construido por la macro Hist. BD.

Figura 3.2: comportamiento de los principales indicadores del pozo VD – XXX



3.2. Esquema de construcción actual del Pozo VD- XXX

3.2.1. Datos de construcción del pozo

En la tabla 3.1 se muestran los datos de la construcción del pozo camisas, diámetros, profundidades y anillo de cemento.

Tabla 3.1 Construcción del pozo

Tipo de camisa	Diámetro(”)	Profundidad mbbp		Tope de anillo de cemento mbbp
Tranque de agua	13 3/4	0	300	30
Técnica	9 5/8	0	1094.26	292
Explotación	5 3/4	0	1825.94	534

3.2.2. Intervalos ensayados

En la tabla 3.2 se muestran los intervalos ensayados en el pozo y que están actualmente inundados en agua. (Colectivo de autores, 2013).

Tabla 3.2 Intervalos ensayados

Profundidad punzados mts		Intervalos	Fecha	Tipo de Punzado	Fluido utilizado para punzar
MD	TVD				
1796-1789	1677-1670	1628-1607	3/09/1987	Pk-103- a 20 o/m	Lodo
1746-1724	1628-1607				

Mostrándose esta gráfica como esquema de construcción del pozo VD- XXX por modelación del software Wellview en el Anexo 2.

3.3. Análisis de la zona inundada en agua en el pozo VD- XXX para aislar

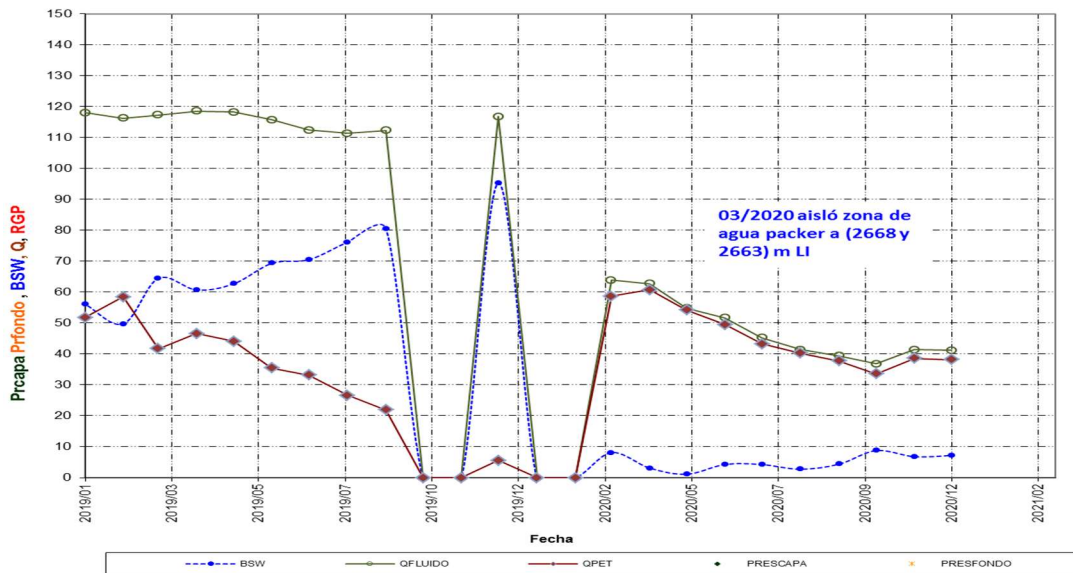
Para determinar posibilidad de aislar zona inundada se realizó análisis del contacto agua petróleo (CAP) del pozo para lo cual se realizó una correlación detallada de los cortes atravesados por el pozo VD-XXX y su vecino más próximo, pudiéndose comprobar que, aunque los dos inicialmente produjeron de la misma formación Cifuentes, no estaban en los mismos horizontes (VD-XXX en

V2 y VD-XX en I1, este último con mejores propiedades colectoras según la interpretación que el pozo VD-XXX en V2. (Tavares Noa, Cruz Ávila, & Ramos Amador, 2013)

También fue analizado el gráfico de producción de la figura 3.1, donde si bien no se observa simuladamente cambios bruscos en su historial, aparentemente el caudal inicial escogido de $\sim 40 \text{ m}^3/\text{d}$ puede haber influido en el rápido avance del CAP en el pozo a pesar de estar en TVD el punzado más bajo 1677-1670 m, alejado teóricamente a unos 70 m del CAP inicial de este sector, sin embargo tal vez ese caudal pudo crear una depresión que comunicara el contacto con la zona punzada, ya que aparentemente el pozo por su posición estructural parece estar en una zona limitada en cuanto a las reservas, pues el comportamiento del pozo VD-XX y su vecino más próximo, permite comprobar que aún y cuando este está punzado más bajo en TVD (1686-1696m), las producciones de este casi duplica la del VD-XXX, el VD-XX alcanza $214\,919 \text{ m}^3$ y $100\,742 \text{ m}^3$ para el VD-XXX, sin embargo el pozo VD-XXX se inundó completamente y el VD-XX después de haber producido casi $215\,000 \text{ m}^3$ apenas tiene ahora un 40% de BSW, un valor aceptable para la producción acumulada. Por último para corroborar todo lo anteriormente dicho, se realizó un cálculo de reservas para cada uno de ellos por separado (VD-XXX y VD-XX), tomándose un área que se ajustara lo más posible a las condiciones reales de donde ellos se ubican y el resultado obtenido en los ensayos por los pozos vecinos, del mismo se obtuvo que del área escogida para el pozo VD-XXX, si dividimos la producción acumulada ($100\,742 \text{ m}^3$) entre ellos arroja que el pozo había recuperado un 10% de los recursos, superior que el utilizado inicialmente en el modelo geológico del área, lo que indica que las reservas prácticamente estaban ya agotadas o casi agotadas, de ahí el resultado obtenido en los intervalos punzados superiores recientemente. De todo lo anterior se puede inferir que el CAP actual para el pozo VD-XXX, está en un punto entre la parte alta del último ensayo realizado en este pozo 1746-1724m (1628-1607m TVD), y la base del punzado realizado durante la ampliación 1688-1673m (1571-1557m TVD), por lo que pudiera situarse aproximadamente a 1580 m actualmente para el pozo VD-XXX, tomando para ello la distancia que existe en TVD entre ambos punzados. (Colectivo de autores, 2013)

A continuación, se muestra un ejemplo de caso positivo de aislamiento de agua en la zona del pozo VD-XXX, que fue el aislamiento realizado al pozo VD-XYZ en marzo del 2020 en la figura 3.3, ahí se aisló agua y se logró recuperar la producción del pozo el cual se encontraba cerrado por alto % de agua (BSW), desde Diciembre/2019, con un aporte de $14\,385 \text{ m}^3$ de petróleo desde Marzo/2020 hasta Marzo/2021, aportando aproximadamente \$ 5 357 100.

Figura 3.3 Ejemplo positivo de aislamiento de agua en el pozo VD- XYZ



3.4. Análisis para proposición del punzado en el pozo VD- XXX

Se propuso correr un set de registros geofísico de CBL, VDL, CCL, CNL, NGS, para su interpretación y de ahí proponer las posibles zonas a punzar.

3.4.1. Resultado de los registros geofísicos corridos en el pozo VD- XXX

En la tabla 3.3 se muestran los registros corridos en el pozo, tipos, intervalos y escala vertical

Tabla 3.3 Registros geofísicos

Tipo de Registros	Intervalos (m MD)	Escala vertical
CBL -VDL-CCL	0-1720	1: 200
*CNL_NGS	1350-1720	1: 200 1: 1000

Se realizó el registro CBL–VDL desde 1000 m MD hasta 1728 m MD para abarcar el intervalo de la camisa técnica de 5 3/4" por debajo del nivel de líquido en el pozo y la profundidad hasta la cual fue escariada la camisa. Este registro se realizó con el objetivo de evaluar la calidad de la cementación de esta camisa y establecer la posibilidad de canalización del agua de los intervalos abiertos en producción ya inundados, y la seguridad de la no canalización en los posibles intervalos a punzar, ver tabla 3.4 donde se muestra la calidad de la cementación del pozo VD-XXX y se observa buen sellaje en el intervalo (1575 a 1720) m LI.

Tabla 3.4 Calidad de la cementación del pozo VD- XXX (Colectivo de autores, 2018)

Evaluación de la calidad del anillo de cemento		
Intervalo m MD	Adherencia cemento - camisa	Sellaje cemento formación
1575-1720	La adherencia camisa – cemento muestra por intervalos anillos con BI~0.8 de entre 5-6 m, pero sin mucha continuidad. La presencia de huellas del casing pudieran estar determinadas por microanillos, sobre todo frente al yacimiento.	Buen sellaje cemento – formación, asegurando el aislamiento en las secciones BI>~0.8 y parcialmente en las secciones con punzado donde pudiera haber cierta canalización si el BI>0 no es provocando por el microanillo.
1550-1575	Mejora relativamente la adherencia camisa-cemento con lecturas del CBL asegurando mejor sellaje cemento-camisa	Buen sellaje cemento – formación, asegurando el aislamiento en las secciones de BI>~0.8.
1330-1550	CBL con lecturas de BI>~0.8 asegurado, lo que evidencia un buen sellaje camisa - cemento a lo largo de toda la sección.	Buen sellaje cemento – formación, asegurando el aislamiento en las secciones de BI>~0.8.
1100-1330	La adherencia camisa – cemento con lecturas del CBL del orden de 5 mV cercano al BI 0, asegurando aceptable sellaje cemento – camisa.	Buen sellaje cemento – formación, asegurando el aislamiento aun en las secciones de BI<0.8
1100	Tope anillo de cemento ok	
Bueno		
Regular		
Malo		
7 Microanillos		

De la interpretación cualitativa de la calidad de la cementación del pozo y su integración con la información del control geológico en tiempo real se puede concluir que:

- Se puede evaluar la calidad del sellaje con la cementación como buena, pues existen suficientes secciones de BI > = 80 % para asegurar la no comunicación por detrás de la camisa que provoque la canalización del agua del fondo hacia los nuevos intervalos a punzar.
- No obstante, ante la duda de la existencia de micro anillos o calidad dudosa del sellaje camisa-cemento se propone abandonar el intervalo con tope a 1724 m MD, cementando con retenedor a 1720 m MD y colocando un pequeño tapón de cemento sobre el retenedor. Ver figura 3.5 donde se propone colocar packer a 1720 m MD encima del intervalo inundado (1724-1746) m MD.

En el Anexo A4.1 se muestra la imagen del registro de cementometría CBL-VDL en la cercanía del intervalo inundado. (Colectivo de autores, 2018).

Tabla 3.5 Propuesta de los intervalos a punzar

Profundidad			
MD		TVD	
Tope	Base	Tope	Base
m	m	m	m
1610	1635	1496	1520
1665	1680	1549	1563

Se conoce que la propuesta de punzado superior está a profundidades donde no se encuentra ningún pozo del sector, pero resulta de interés evaluar el grado de drenaje de los horizontes V1, así como el grado de comunicación vertical, en más de un 1km E-W este horizonte no ha sido explotado en ningún pozo, dados los riesgos a la alta RGP todos los punzados fueron ubicados en V2-I o en la parte baja de los horizontes V1.

En el Anexo- A7.1 se muestra el amarre gamma en profundidad de los registros a hueco abierto más los punzados propuestos (cuadros en fondo azul), las flechas rojas son los picos de GR a utilizar como referencia para ubicar los punzados propuestos.

3.5. Propuesta de medida geólogo - técnica para la recuperación de la producción de petróleo del pozo VD – XXX del yacimiento Varadero.

Para la realización de la medida geólogo – técnica una vez analizado los datos previamente expuestos, se debe proceder de la siguiente manera:

- ✓ Aislar la zona productora que hoy está inundada, cementando con retenedor a 1720 m MD y colocando un pequeño tapón de cemento sobre el retenedor. Ver figura 3.4 donde se propone colocar packer a 1720 m MD encima del intervalo inundado (1724-1746) m MD.
- ✓ Posteriormente se punzan las zonas identificadas, y luego se realiza baño de ácido para limpiar zona circundante al punzado y luego se acidifica para estimular la producción de la nueva zona permitiendo el aumento de la porosidad.
- ✓ Se procede a evaluar el pozo y dependiendo de la respuesta del mismo se pone en producción.

Para la ejecución de la medida geólogo - técnica se debe realizar la siguiente secuencia de operaciones:

- 1- Controlar pozo con agua de capa.
- 2- Sacar bomba y tubería.

- 3- Pasar Registros CBL –VDL y Locator desde el fondo (1720 m) a la boca, correr CNL-CGR-SGR) con SLB desde 1720 a 1350 m para su Interpretación.
- 4- Anclar retenedor a 1720 m y abandonar intervalos inferiores con cemento.
- 5- Punzar zonas (1680-1665) (1635-1610) m Ht=40 m y hacer acidificación selectiva con receta de CEINPET a R=1 m³/m.
- 6- Poner en bombeo para evaluar

Nota se hace necesario la intervención de un equipo de reparación de pozos y de swab, de una unidad de registro y de la brigada de punzado.

Resultados esperados

- Q esperado estimado por los pozos vecinos = 15 m³/d
- Nivel dinámico estimado por los pozos vecinos ± 634 m
- P_{capa} en el área ± 70 at 1550 m
- Depression ±15 at IP ± = 0.8 m³/at-d

Elementos necesarios:

- Acido para acidificar según última receta que se ha aplicado
- Unidad de bombeo ya que el pozo no tiene U/B.

3.6.Resultados del análisis de la efectividad técnica y económica de la propuesta.

Con la propuesta de medida geólogo – técnica al pozo VD-XXX se proyecta devolver la producción al mismo desde intervalos superiores de producción.

Esto tiene un impacto positivo desde el punto de vista social, ya que repercute en la producción de energía eléctrica porque el diésel de producción nacional es mayoritariamente empleado en las termoeléctricas.

Con la implementación de la medida geólogo – técnica que se proponen, se pronostica un incremento de 15 m³/d de petróleo, teniendo en cuenta los resultados productivos de los pozos vecinos que producen de la misma zona que se propone punzar en el pozo VD-XXX, con una declinación estimada por historia de explotación de un 5 %.

Se estima un costo total de la inversión de \$ 300 000.00, similar al costo de aislamiento de agua y punzado que se realizó en el pozo VD-X2P con características similares al VD-XXX a un precio de \$ 5 000.00 el m³ de petróleo.

En la figura 3.5 se expone la hoja de cálculo que se emplea por el Software Econ que se utiliza para realizar cálculo de efectividad técnica – económica y que se emplea para el cálculo de factibilidad en este pozo:

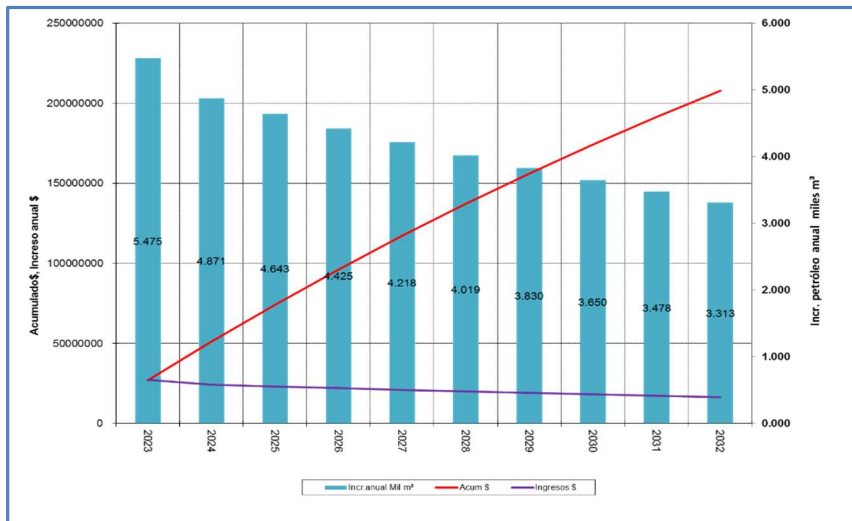
Figura 3.5: Hoja de cálculo que se emplea por el Software Econ para calcular factibilidad del pozo VD – XXX

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA Pozo VD - XXX Varadero (Pronostico)

AÑOS	Costo	OPEX	TOTAL	Informacion		Produc.		Indicad.		Economicos			INGRESOS		Efectividad
	Reparac.			Qoil	Incr.anual	Precio	Ingresos	CostOil	ProfitOil	TOTAL	%	Actual	Discount.	Acuml.	Acuml.
	\$	\$	\$	m³/d	Mil m³	\$/m³	\$	\$	\$	\$		\$	\$	\$	Mil m³
	300000		300000									-300000	-300000	-300000	
2023		129838	129838	15.00	5.475	5000	27375000	27375000	0	27375000	1	27245162	27245162	26945162	5.475
2024		131136	131136	14.27	4.871	5000	24355218		24355218	24355218	1	24224082	24224082	51169244	10.346
2025		132448	132448	13.57	4.643	5000	23214762		23214762	23214762	1	23082314	23082314	74251558	14.989
2026		133772	133772	12.91	4.425	5000	22126285		22126285	22126285	1	21992513	21992513	96244071	19.414
2027		135110	135110	12.28	4.218	5000	21087532		21087532	21087532	1	20952422	20952422	117196493	23.632
2028		136461	136461	11.68	4.019	5000	20096337		20096337	20096337	1	19959876	19959876	137156370	27.651
2029		137826	137826	11.11	3.830	5000	19150619		19150619	19150619	1	19012793	19012793	156169163	31.481
2030		139204	139204	10.57	3.650	5000	18248380		18248380	18248380	1	18109176	18109176	174278339	35.131
2031		140596	140596	10.05	3.478	5000	17387703		17387703	17387703	1	17247107	17247107	191525446	38.608
2032		142002	142002	9.56	3.313	5000	16586748		16586748	16586748	1	16424746	16424746	207950192	41.922

En la figura 3.6 se muestra el comportamiento de los ingresos desde el 2023 con el incremento de producción petróleo que se logra con las medidas geólogo – técnicas que se proponen, así como los ingresos acumulados hasta el año 2032.

Figura 3.6 Comportamiento de los Indicadores de evaluación de efectividad técnica - económica de la medida geólogo – técnica propuesta



3.7. Análisis de riesgos

El área presenta todas las señales necesarias para dar a conocer los tipos de riesgos que están presentes y evitar que los trabajadores tengan o provoquen accidentes, en caso de que ocurra una

emergencia por explosión, derrames, incendio, salideros, entre otros. En la tabla 3.6 aparecen los principales riesgos en los que se puede incurrir con la propuesta de mejora, con sus medidas, seguimiento y responsables.

Tabla 3.6 Principales riesgos de esta propuesta de medida geólogo – técnica.

Riesgos	Medidas	Seguimiento	Responsables
Afectaciones de origen natural o fuerza mayor (climatológicas)	Seguir el Plan contra catástrofes y las orientaciones de la Defensa Civil.	Plan contra catástrofes	Esp. Seguridad y salud en el trabajo.
Afectaciones por causas físicas: explosiones, incendios de los equipos, derrame, salideros	Cumplir con las normas de seguridad industrial y con los planes de seguridad y protección.	Control diario de las condiciones de seguridad en las instalaciones	Jefe de centros colectores,
			Esp. Seguridad y Protección
			Esp. Seguridad y Salud.

Conclusiones parciales.

- I. Se identificaron las características del pozo y estas se corresponden con las características geológicas, estratigráficas, litológicas y tectónicas de la región, existiendo mucha similitud entre este y otros del mismo yacimiento.
- II. Se pudo identificar el declive de la producción de petróleo del pozo VD-XXX por inundación de agua de la zona productora.
- III. Se emplearon los métodos y herramientas procedentes y se demuestra con claridad que el reservorio es buen colector y que la nueva zona a explotar también lo es.
- IV. La propuesta de medida geólogo – técnica al pozo VD-XXX proyecta devolver la producción al mismo desde intervalos superiores de producción.
- V. Se realiza un análisis de factibilidad técnica y económica de la medida propuesta y la producción que se prevé recuperar.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Se propuso la medida geólogo - técnica teniendo en cuenta las características del pozo, que hiciera posible la recuperación de la producción de petróleo del pozo VD XXX del yacimiento Varadero.
2. La especializada bibliografía permitió realizar un análisis a fondo de los temas vinculados a la investigación para permitir el análisis de las características geológicas y petrofísicas del objeto de estudio.
3. En la investigación se pudieron determinar las causas que provocaron el declive de la producción de petróleo del pozo VD -XXX y analizar la situación del mismo para proponer acciones pertinentes para recuperar la producción.
4. Se aplicaron herramientas que permitieron realizar una propuesta de medida geólogo – técnica para la recuperación de la producción de petróleo del pozo VD -XXX del yacimiento Varadero
5. Teniendo en cuenta las características del pozo VD-XXX se propuso como medida geólogo – técnica para la recuperación de su producción, el abandono de los intervalos productores actualmente inundado en agua y el punzado de la zona superior del pozo perteneciente al intervalo (1610 – 1680) m LI.
6. Con la medida geólogo – técnica que se proponen, se espera un incremento de producción de 15 m³/d de petróleo y se pronostica un acumulado de 5 475 m³ e ingresos de \$ 26 945 162 en el año 2023 y un acumulado total de 41 922 m³ de petróleo y \$ 207 950 192 hasta el año 2032.
7. La medida que se proponen tienen un impacto positivo desde el punto de vista económico y social, ya que repercute en la producción de energía eléctrica por ser empleado en las termoeléctricas.

RECOMENDACIONES

- 1- Tomar en cuenta las acciones abordadas en la investigación para analizar situaciones semejantes en otros pozos.
- 2- Diseñar un programa de trabajo del pozo siguiendo la propuesta de medidas geológico-técnicas que se proponen.
- 3- Mantener el control sistemático del pozo con muestreos y mediciones periódicas una vez que se realicen las medidas que se proponen.

Bibliografía

- Ahmed, T. (2000). *Reservoir Engineering handbook*. Texas . Gulf Professional Publishing.
- Asociación Española de Opreadores de Productos Petroliferos. (2016). *AOP*. Retrieved from <http://www.aop.es>
- Barandiaran, L. C. (2004). *Definiciones Basicas de Ingeniería de Reservorios*. Venezuela.
- Becerra, O., Gala , M., Eduardo, M., & González, J. (2014). Informe interno CUPET. *Optimización de la producción en el yacimiento Varadero*. Cuba.
- Berger Brill , D. (1992). *Petróleo Moderno*?. USA. Penn Well Publishing Company. USA.
- Cala, E. L., García Delgado, D. E., Delgado López, O., López Rivera, J. G., & Strazhevich, V. (2011). *Yacimientos y manifestacione de hidrocarburos de la República de Cuba*. La Habana.
- Castanedo, P. C. (2011). Propuestas de mejora de la producción en los pozos con mayor potencial productivo pertenecientes al Grupo Periféricos de la EPEPC , . Matanzas.
- Castellanos, F. H. (1998). *Explotación de yacimientos de petróleo y gas* . La Habana: Pueblo y Educación.
- Colectivo de autores. (2013). *Expediente del pozo*. Yacimiento EPEP-C, Cárdenas.
- Colectivo de autores. (2018). Archivo digitalizado de pozos del Yacimiento Varadero. Cuba: Departamento de Yacimiento. EPEP-C.
- Colectivo de autores. (2022). Software SAIEP. *Base de datos*. Cuba.

- Colectivo de autores NC 1006. (2007). NC ISO 1006:2007 Directrices para la Gestión de la Calidad en los Proyectos. Cuba.
- Colectivo de Autores NC 9001. (2015). NC ISO. *NC ISO 9001:2015 Sistema de gestión de la Calidad. Requisitos para su implementación*. Cuba.
- Colectivos de autores. (2017). *Informe anual del Yacimiento Varadero*. Cárdenas, Cuba: Departamento de Yacimiento. EPEPC.
- Correa Cajjal, A. (2015). Certificación internacional de operadores. *Certificación internacional de operadores de producción de petróleo y gas*. Cárdenas, Matanzas, Cuba: Centro Politécnico del Petróleo Varadero.
- Corso, M. Z. (2020). *Bases para la elaboración del diseño teórico-metodológico de la investigación que toma las consideraciones del DrC. Enrique Soto*, . Cárdenas.
- Crosby, A. (2005). Querétano San Juan del Río. 210-07 (467). Qro México, 5 CKm 5 Carr Amealco.
- Dake, L. (2004). *The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier Developments in Petroleum Science*. Pág. 62. (Segunda edición ed.). Amsterdam .
- Darcy. (1853).
- Del Puerto Sánchez, J. A. (2007). *Análisis del método de modelos discriminantes para la obtención de resultados de predicción en los pozos Varadero 732, 720, 722"*. . I. , Sociedad Cubana de Geología,, La Habana,. Retrieved Febrero 2021
- Delgado, Y. S. (2016). Análisis de las zonas de interés productivo en el Pozo ME, para el incremento de la producción de hidrocarburos, aplicando las técnicas de estimulación (Operaciones de punzado). Matanzas, Matanzas, Cuba.
- Elegia, E. (2021). *Tema 13: Prospección petrolera*. Cárdenas.

- Escobar, F. H. (2004). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. (Primera ed.). Guadalupe, México.
- Escuela Superior Politécnica del Litoral Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. (2007). *Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción*. México.
- Feal V.J. (2008). El mundo actual del petróleo. (303), ISSN 0213-6864.
- Ferrer, M. (2010). *Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Astro Data S.A Venezuela.
- Franco, J. L. (2016, 1 4). *Curso técnico de la industria petrolera*. Retrieved from Oilwatch. Bogotá Colombia: <http://oilwacht.com>
- García Sánchez, R., & Díaz Pino, E. (2021, 12 14). Geología del Petróleo. *Geología del petróleo para la Especialidad de ingeniería petrolera*. Cárdenas, Matanzas, Cuba.
- González Arias, G. (2017). “Métodos de recuperación mejorada de petróleo para aplicar en el sector Central - Este del Yacimiento Varadero”. . *En opción del título de Master en Yacimientos de pozos de petróleo y Gas*. Moscú, Rusia.
- Hernández Pinto, D. J., & Pradas Avellaneda, S. Á. (2018). Identificación de los pasivos ambientales generados por la explotación de Hidrocarburos en el campo Palaya, Finca El Desquite, Puerto Boyacá - Fase 1. Santander, Bucaramanga.
- Imai, K. M. (1986). Random House. New York.
- Laffita, A. L. (2021). *Taller de metodología de la investigación*. Cárdenas.
- Martínez Montalvo, Y. (2017). Tesis en opción del título de Master en Negocio de petróleo y Gas . “*Evaluación petrofísica de los reservorios carbonatados de la Franja Norte de crudo pesado de Cuba (FNCPC), específicamente sobre el Yacimiento Varadero*”. Moscú, Rusia.

- Mata, M. (1989). Manual de Producción . Lagoven.
- Mejías, M. T. (2007). Propuestas de optimización de los pozos de los Centros Colectores 7 y 9. Cárdenas, Matanzas.
- Pérez Marrero, J. B. (2018). Tesis en Opción de la Especialidad en Perforación de Pozos de Petróleo. Mención Producción de Petróleo. *RECUPERACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL POZO CANASÍ NO3*. Cárdenas: CPP.
- Ramos, H. R., Daniel Conte Sinat, & Tomás Maldonado Ramírez. (2008). *Registros geofísicos en México*. México.
- Remigio, M. d. (2016). Propuestas de mejoras en el sistema de producción de una selección de pozos operados por CUPET. Matanzas , Cuba.
- Rivera, J. L. (2009). *Análisis Nodal y explotación de petróleo*. La Habana.
- Rodríguez, R. G. (2007). Propuestas de optimización en los pozos con mayores posibilidades del Centro Colector # 4. . Varadero, Cárdenas.
- Romero, E. C. (2018). Propuestas de mejoras al proyecto de producción de petróleo y gas del Yacimiento Varadero para aumentar producción. Matanzas.
- Sanabria, J. X. (2013, Abril 1-5). Implementación de buenas prácticas ambientales en la industria petrolera hacen posible convivir en armonía con la industria turística.
- Sánchez, J. A., Febles Alejaldes, D., Teruel Díaz, E., & Marrero García, E. (2014, Septiembre - Diciembre). *Revista Cubana de Ingeniería*, V(3), 13-24. Retrieved 2021
- Schlumberger. (2017). Revista de Control de agua y gas. *Revista Control de agua y gas*, 5.
- SENER, S. d. (2008-2017). *Prospectiva del mercado de petróleo crudo*. México.

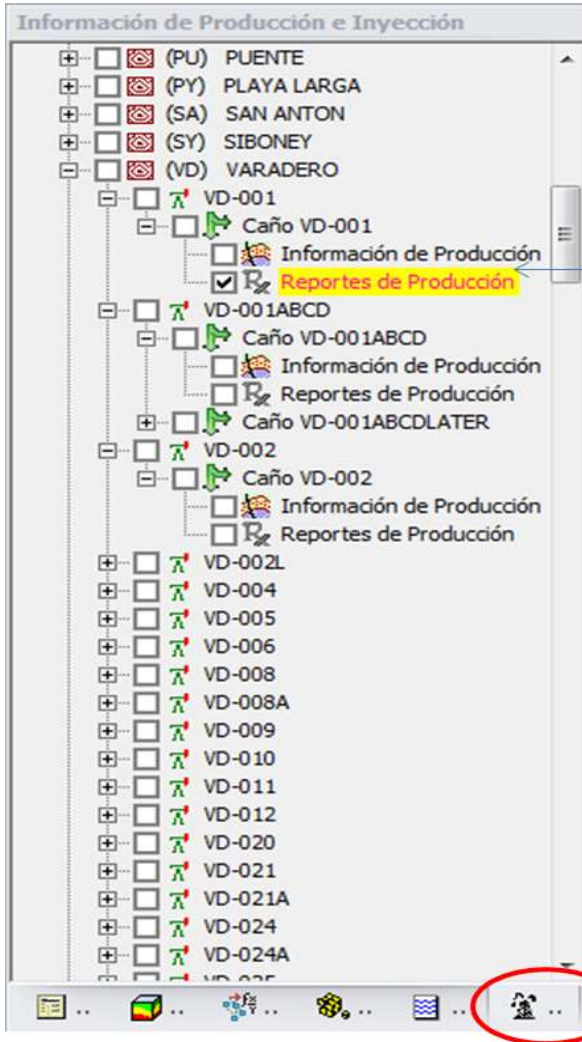
- Socorro Trujillo, R., & Juara Zulueta, M. (2010). Reporte sobre la interpretación de la sísmica 2D y 3D del área de Varadero. Cuba.
- Tarrazona, D. J., Hernández Ramírez, J., & Mercado León, L. A. (2010, Mayo). Modelado del cubo de fracturas para simulación en el Campo Sen, área sur de México". *Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A. C.*, L(5), 17-32.
- Tavares Noa , D. (2022). *Biblioteca digital de Softwares de Ingeniería en Yacimientos de petróleo y Gas.*
- Tavares Noa, D. (2014). Metodología de diagnóstico para la recuperación de la producción de pozos en conservación. EPEP-Centro. Cárdenas, Matanzas, Cuba.
- Tavares Noa, D. (2016). Biblioteca digital de software de Ingeniería de Yacimientos de Petróleo y Gas. Varadero EPEPE-Centro. Cárdenas, Matanzas, Cuba.
- Tavares Noa, D., Cruz Ávila, U., & Ramos Amador, L. (2013). Proyecto de producción de petróleo Y gas. *Informe Final. Proyecto de producción de petróleo Y gas. Yacimiento Varadero.* Cárdenas, Cuba: Departamento de yacimiento, EPEP-C.
- Thomas, J. E. (2001). *Fundamentos de Ingeniería del Petróleo* (Segunda ed.). Brasil.
- Verrier Castro, J. M., & Colectivo de autores. (2015). Revista de Ciencia y Técnica de la EPEPC. (EPEPC, Ed.) *Revista de Ciencia y Técnica de la EPEPC.*

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Significado
IP	Índice de productividad ($m^3/d/atm$)
Pc	Presión de capa (atm)
Pf	Presión de fondo (atm)
ΔP	Depresión (atm)
RGP	Relación Gas Petróleo (m^3/ m^3)
BSW	Agua y sedimento en el fondo (por sus siglas en inglés) (%)
Qp	Caudal de petróleo (m^3/d)
Qf	Caudal de fluido (m^3/d)
Qg	Caudal de gas (m^3/d)
CSG	Casquete Secundario de Gas
mc	Metro cúbico
m^3	Metro cúbico
m^3/d	Metro cúbico por día
mm	Milímetro
km	Kilómetro
m	Metro
MD	Milidarcy
cP	Centipoise
s	Segundo
Mm^3	Miles de metros cúbicos
atm	atmósfera
J3	Jurásico Superior
m	Cretácico Superior Maescristiano
K1	Cretácico inferior Turomaniano
MD (LI)	Measured depht (Mide la distancia por largo del Instrumento)
TVD	True Vertical Depht (mide la distancia vertical)
UTE	Unidad Tectono-Estratigráfica
Fm	Formación
VD	Varadero

ANEXOS

Anexo 1



Cada pozo que no sea multicaño tiene dos botones :

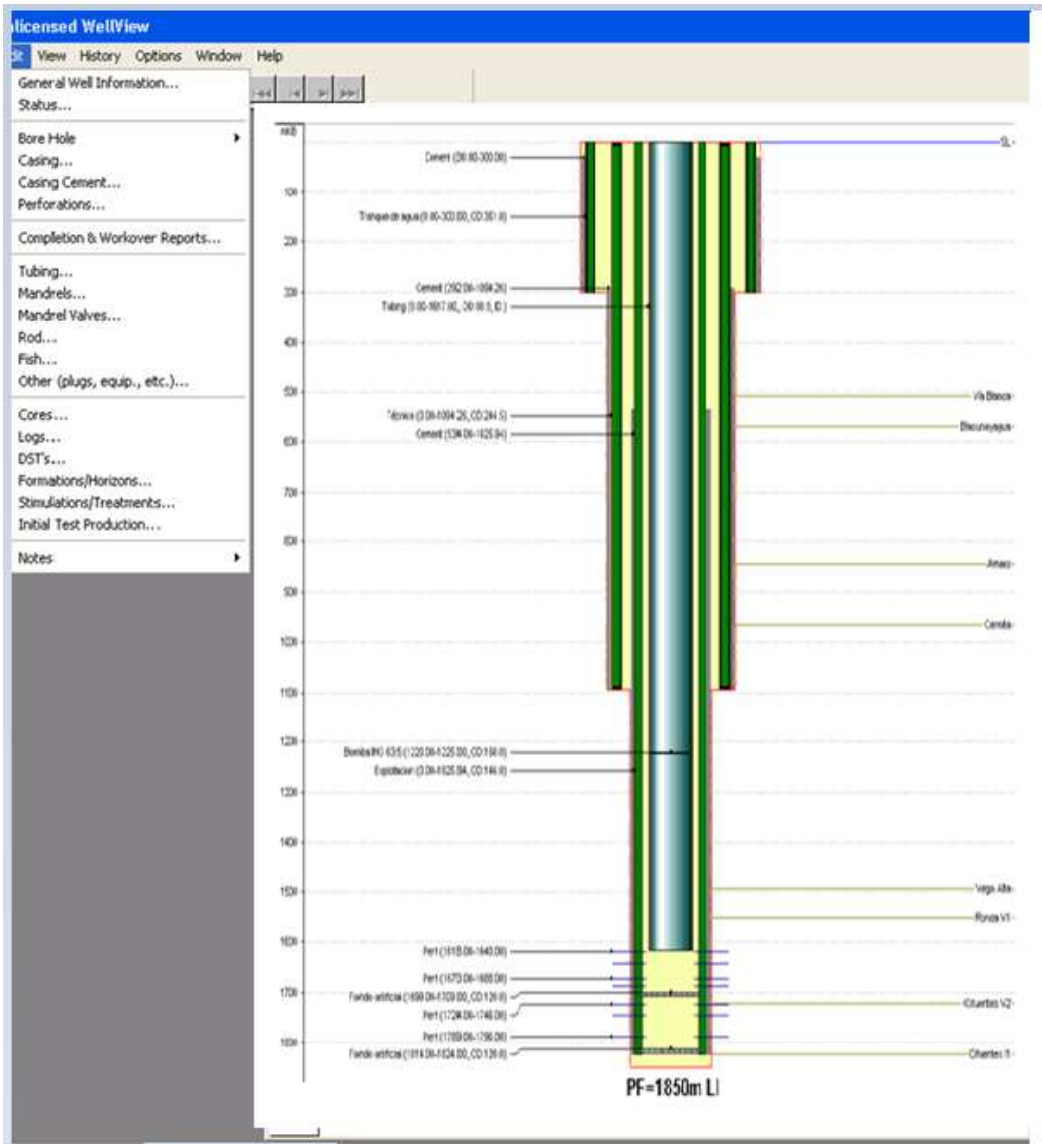
- Reporte de producción recoge toda la información del pozo que se recupera directo del SISPRD - SIE
- Información de producción aquí se habilita la entrada de los datos que deben ser actualizados manualmente

!! Atención en los pozos multicanos la información de producción estará en el cano -F

Botón que activa el árbol de producción

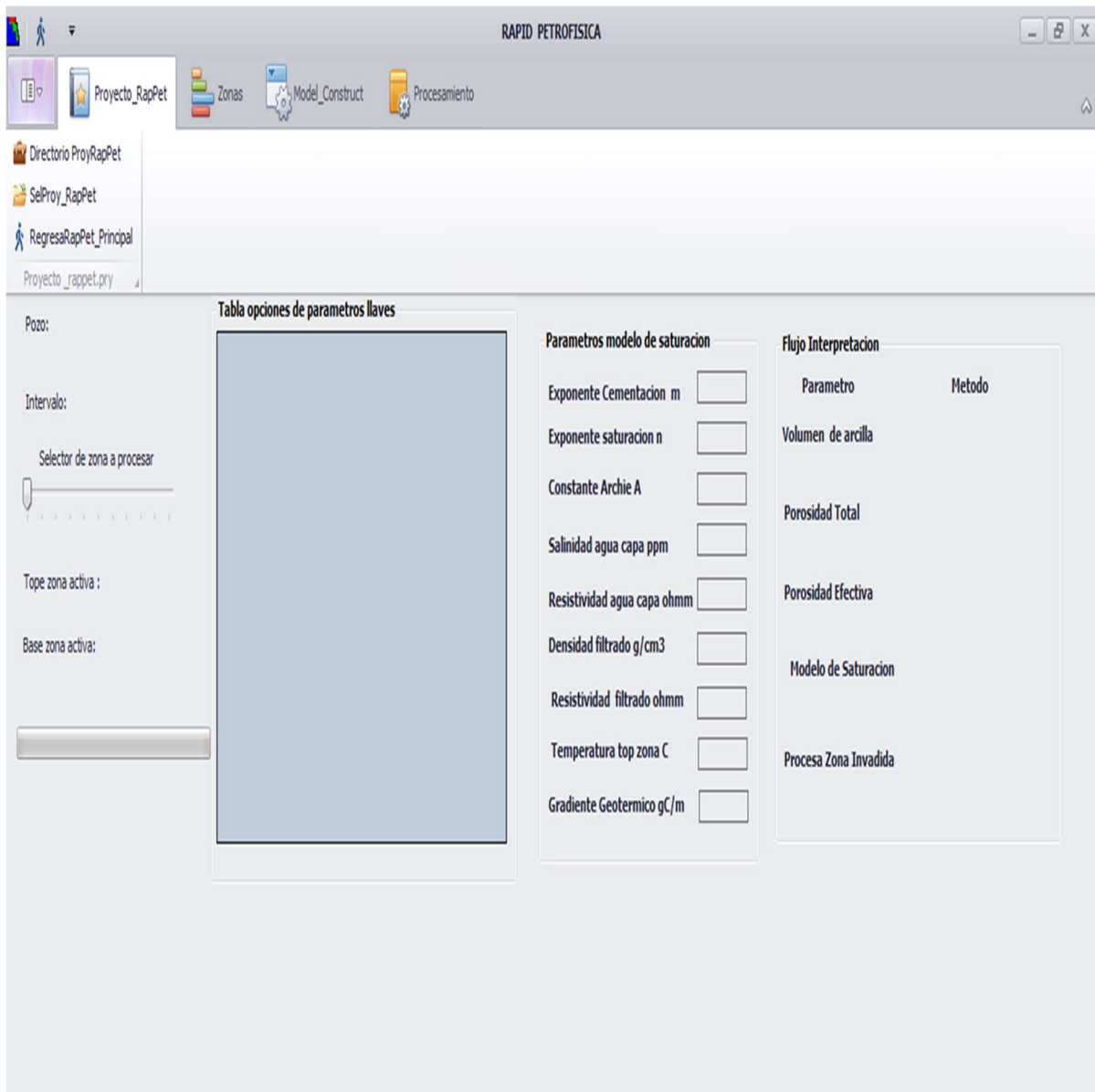
**Presentación de la base de datos de producción por el software SAIEP.
(Colectivo de autores, 2022)**

Anexo 2



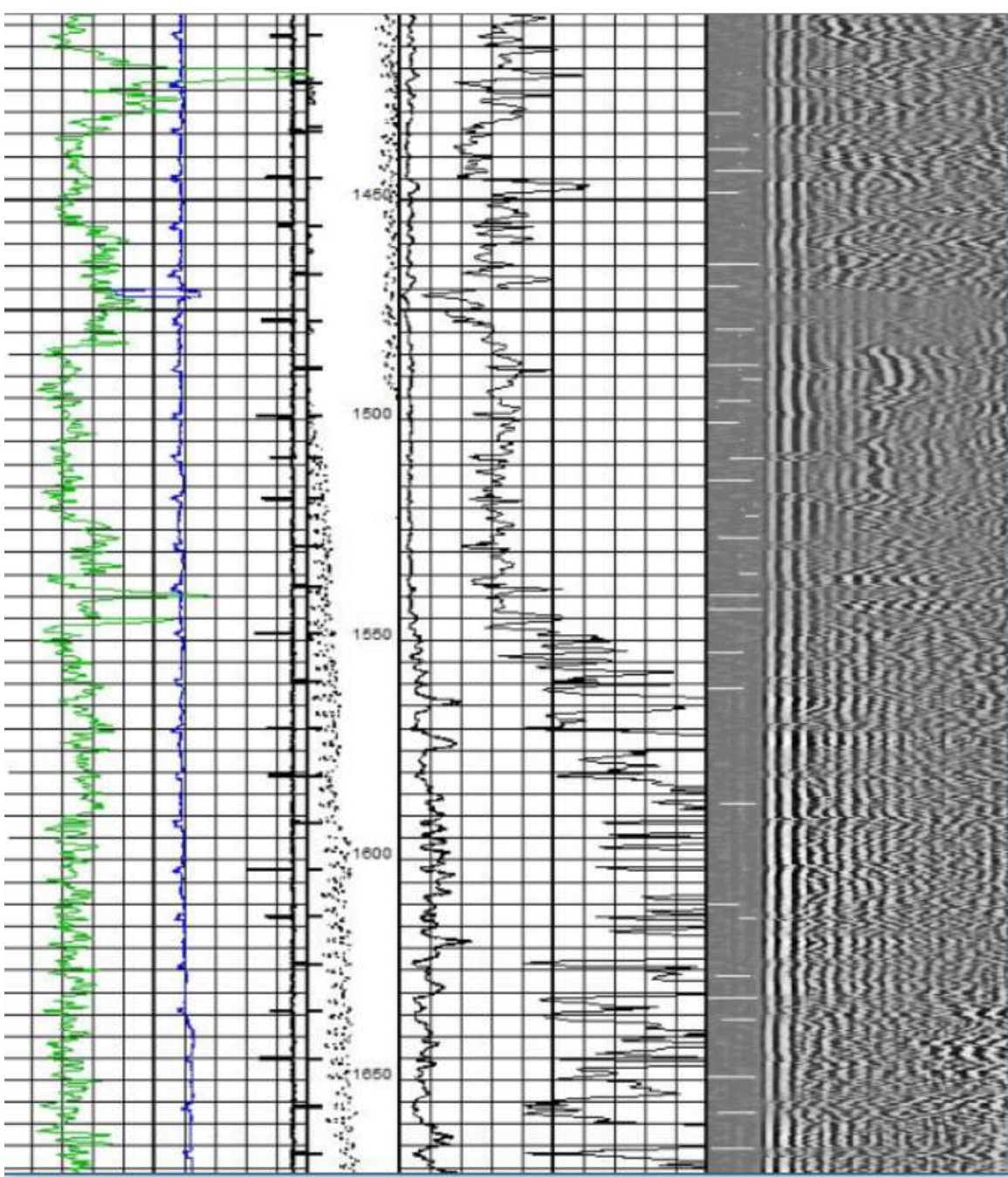
Esquema por el software Wellview del pozo VD-XXX. (Colectivo de autores, 2013)

Anexo 3



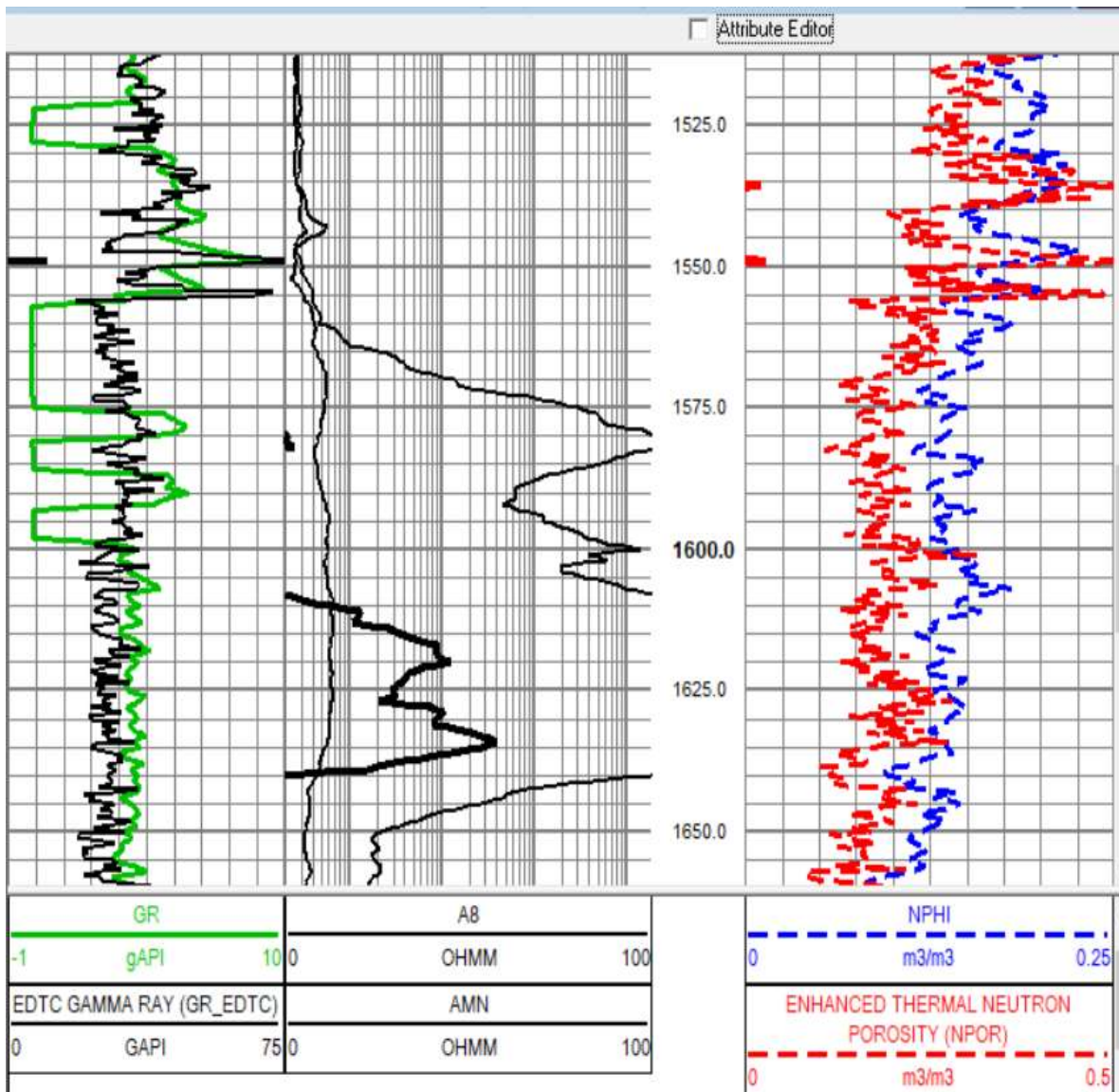
Flujo de procesamiento de registros geofisicos Software RAPIDPETRO.

Anexo 4



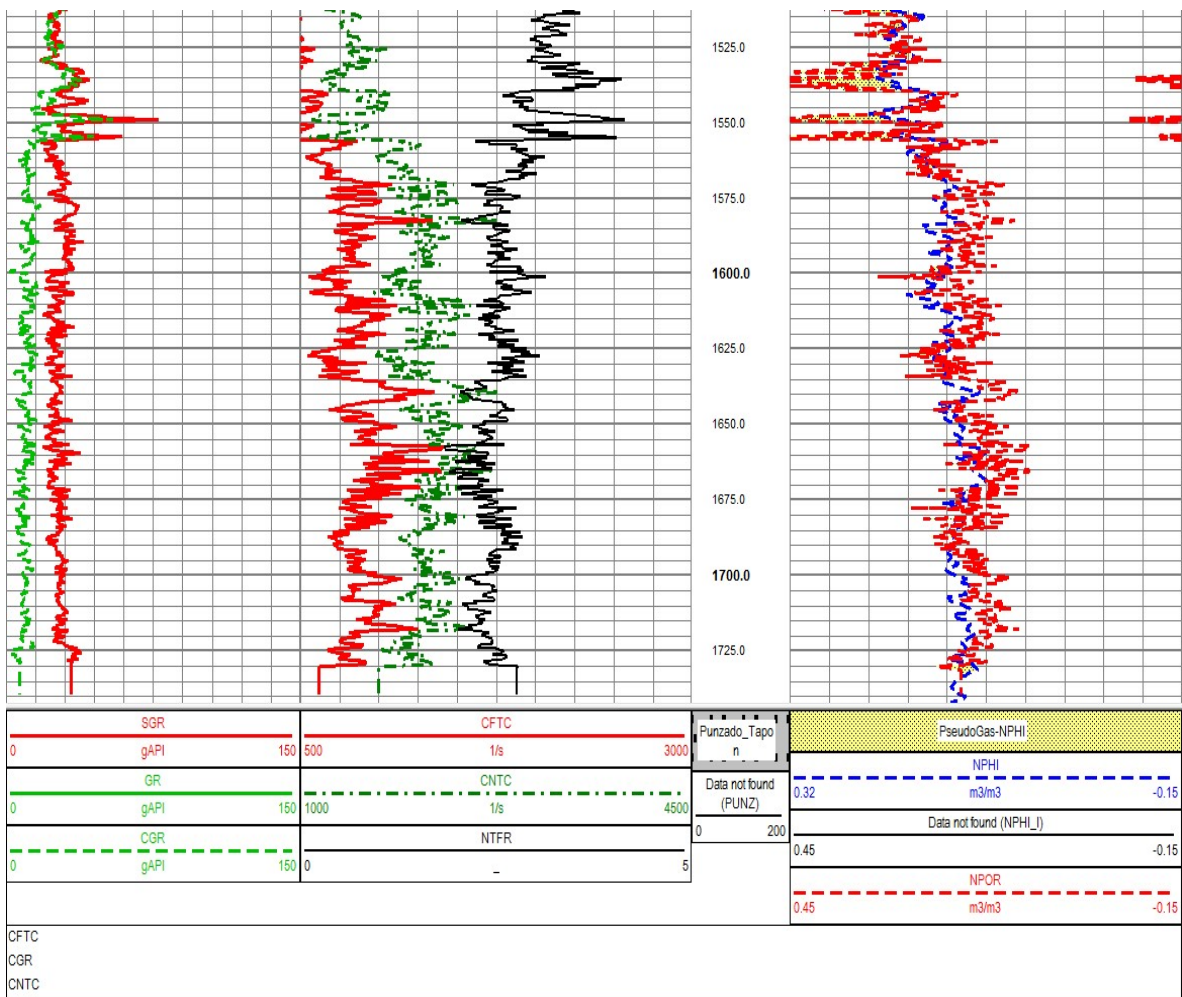
Ejemplo de registros CBL-VDL (Colectivo de autores, 2013)

Anexo 5



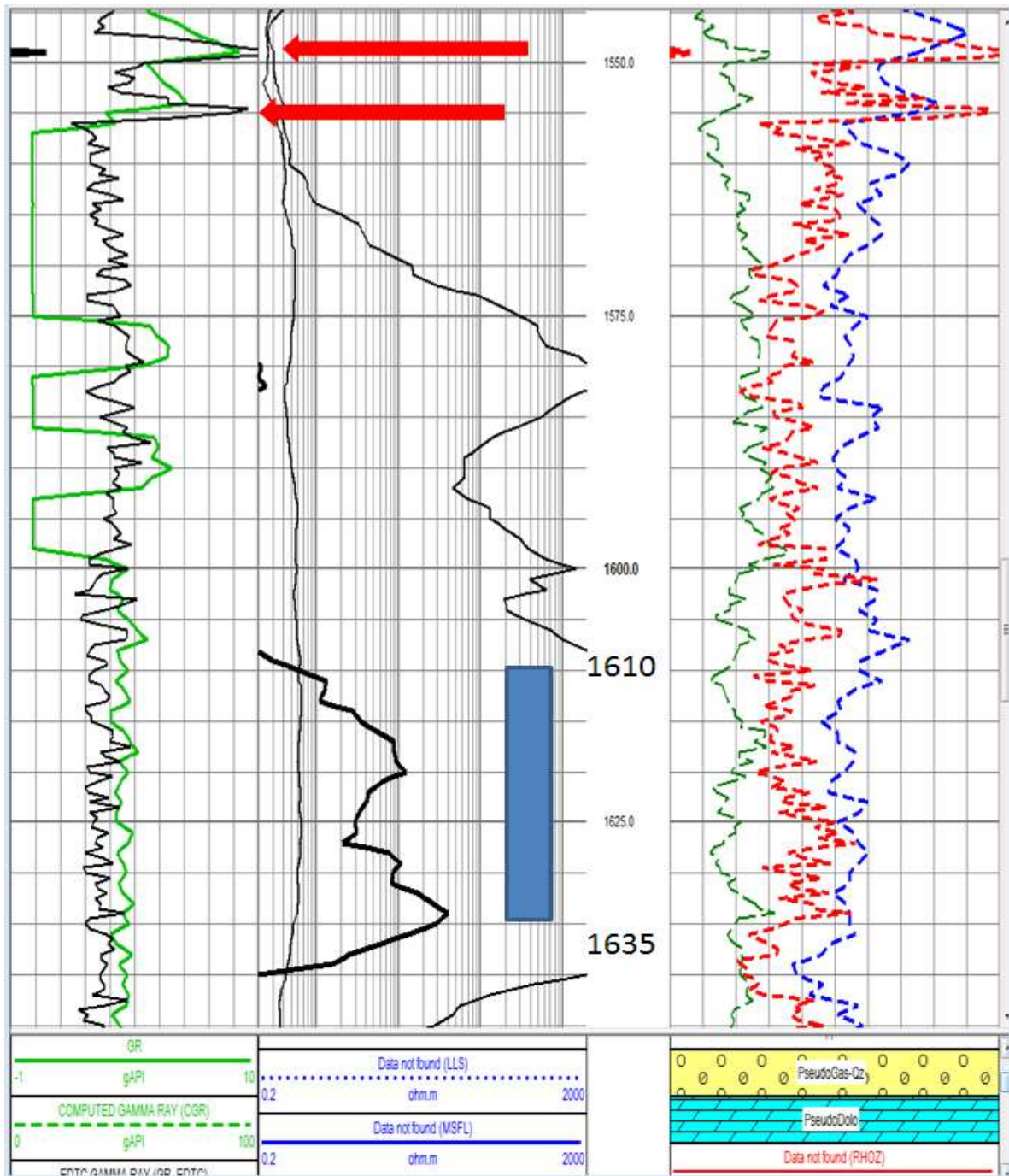
Calidad del ajuste de profundidad entre los registros a caño desnudo y los registros del pozo encamisado. (Colectivo de autores, 2013).

Anexo 6



Correlación por análisis del registro gamma. (Colectivo de autores, 2013)

Anexo 7



Amarre gamma en profundidad de los registros a hueco abierto más los punzados propuestos. (Colectivo de autores, 2013)