



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

Propuesta de abandono de zona de agua y ampliación del pozo VD – L19 para recuperar la producción de petróleo

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: Jorge Luis Morua Marrero

Matanzas, 2023



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

**Propuesta de abandono de zona de agua y ampliación del
pozo VD – L19 para recuperar la producción de petróleo**

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: Jorge Luis Morua Marrero

Tutores: Esp. Ing. Silvia Blanco Martínez

M. Sc. Dainerys Amaro Prieto

Matanzas, 2023

NOTAS DE ACEPTACION

Calificación: _____

Presidente del Tribunal

Firma

Miembro del Tribunal

Firma

Miembro de Tribunal

Firma

Miembro de Tribunal

Firma

Dado en la ciudad de Matanzas a los ____ días del mes de Diciembre del año 2023.

DECLARACION DE AUTORIDAD

Yo, Jorge Luis Morua Marrero declaro ser el único autor 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.

Jorge Luis Morua Marrero
Facultad de Ciencias Técnicas.
Universidad de Matanzas

DEDICATORIA

- A mis familiares
- A mis amigos.

AGRADECIMIENTOS

- A todos los profesores del Centro Politécnico del Petróleo y otros que impartieron clases en la especialidad.
- A mis tutores
- A todas las personas que depositaron confianza en mí y me apoyaron para alcanzar esta meta.
- A todos aquellos que me animaron y me apoyaron en esta ardua tarea.

A todos muchas gracias.

RESUMEN

Este trabajo se realiza en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C), por la necesidad del país de incrementar la producción de petróleo y por el aumento del ritmo de declinación de la producción de petróleo del Yacimiento Varadero en los últimos años, con el objetivo de evaluar la posibilidad de abandono de la zona de agua y de la realización de punzado al pozo VD-L19 en la formación Carmita, con lo que se espera recuperar la producción de petróleo de este pozo cerrado en conservación en espera de solución. Se actualiza y se revisa toda la información disponible sobre el pozo objeto de estudio, se caracteriza el mismo, se analiza el comportamiento actual de los principales indicadores de producción. Se construye esquema actual del pozo por el programa Wellview, se evalúa la factibilidad técnico - económica de abandono de zona de agua y de realización de punzado donde se hace análisis geológicos - petrofísicos y se propone el programa de trabajo. Con la implementación de esta propuesta se pronostica un incremento de producción de aproximadamente 23, 45 m³/d.

ABSTRACT

This work is carried out at the Central Oil Drilling and Extraction Company (EPEP-C), due to the country's need to increase oil production and the increase in the rate of decline in oil production from the Varadero Field in the years, with the objective of evaluating the possibility of abandoning the water zone and drilling the VD-L19 well in the Carmita formation, with which it is expected to recover the oil production of this closed well under conservation in waiting for solution. All available information on the well under study is updated and reviewed, it is characterized, and the current behavior of the main production indicators is analyzed. The current scheme of the well is built by the Wellview program, the technical-economic feasibility of abandoning the water zone and carrying out drilling where geological-petrophysical analyzes are carried out is evaluated and the work program is proposed. With the implementation of this proposal, an increase in production of approximately 23, 45 m³/d.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	3
1.1 Características del petróleo.....	3
1.2 El petróleo en las condiciones de la capa.....	4
1.3 Distribución del petróleo, el gas y el agua en la estructura del yacimiento	4
1.3.1 Aislamiento mecánico del Agua	6
1.4 Características petrofísicas de las rocas reservorios.....	7
1.5 Técnicas utilizadas para la extracción de petróleo.....	9
1.5.1 Porosidad.....	10
1.5.2 Saturación.....	11
15.4 Comportamiento del petróleo en las condiciones de la capa.....	12
1.6 Utilidad de los registros geofísicos de pozos	12
1.7 Papel del punzado en la producción de petróleo.....	13
1.7.1 Punzados empleados en la industria petrolera.....	14
1.7.2 Penetración contra tamaño del agujero	14
1.7.3 Cañones y cargas.....	14
1.7.4 Cañones bajados con cable.....	16
1.7.5 Cañones bajados con tubería.....	17

1.8 Definición de reservas petroleras	18
1.8.1 Indicadores de calidad que se deben a tener en cuenta en el proceso de producción de petróleo	19
1.9 Impacto medio ambiental de la actividad petrolera	21
1.10 Conclusiones parciales del Capítulo I	22
CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS	23
2.1 Caracterización del Pozo VD-L19	23
2.2 Esquema de terminación y completamiento actual del pozo	25
2.3 Historia de producción de petróleo del pozo VD-L19.....	25
2.4 Análisis de efectividad técnico - económica de las propuestas.....	26
2.4.1 Análisis de posibilidad de aislar zona inundada en agua.....	26
2.4.2 Analizar posibilidad de realizar punzado	26
2.4.3 Cálculo de potencial del pozo VD-L19	27
2.4.4 Análisis económico	28
2.5 Propuesta de Programa de trabajo para el aislamiento de agua y punzado al pozo VD – L19	28
2.6 Análisis de riesgos	29
2.7 Conclusiones parciales del Capítulo II.....	29
CAPITULO 3: ANÁLISIS Y RESULTADOS	31

3.1 Resultados de construcción del esquema de terminación y completamiento actual del pozo VD- L19	31
3.1.1 Datos de construcción del pozo	31
Diámetro	31
Diámetro	31
3.1.2 Intervalos ensayados	32
3.2 Análisis de la historia de producción de petróleo del pozo VD-L19.....	33
3.3 Resultados del análisis de la efectividad técnico - económica de realizar aislamiento de agua y realizar punzado en el pozo VD-L19.	35
3.3.1 Resultados del análisis de posibilidad de aislar zona inundada en agua en el pozo VD- L19.....	35
3.3.2 Resultados del análisis de posibilidad de realizar punzado en el pozo VD-L19.	37
3.3.3 Resultados del cálculo de potencial del pozo VD-L19.....	42
3.3.4 Resultados del análisis económico.....	42
3.4 Resultados de la propuesta del programa de trabajo para el aislamiento de agua y punzado al pozo VD-L19.	44
3.5 Resultados del análisis de riesgos	45
3.5.1 Principales riesgos de las propuestas.....	46
3.6 Conclusiones parciales del Capítulo III	47
CONCLUSIONES GENERALES	48
RECOMENDACIONES	49

BIBLIOGRAFIA	50
SIMBOLOGÍA	53
ANEXOS	54

INTRODUCCIÓN

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 (Elegia, 2021).

La selección de una estrategia óptima para la producción requiere del claro 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 grandes esfuerzos para obtener los mejores niveles de producción en cada yacimiento, siendo el de Varadero el más importantes del país, que 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.

La producción de petróleo del yacimiento Varadero experimenta una fluctuación de tendencia descendente en los últimos años. Se realizan estudios petrofísicos que permiten tomar decisiones sobre las acciones a acometer en los diferentes momentos de la vida del pozo, mejorándose los niveles de producción, situación que se analiza en aras de recuperar la producción de petróleo en los pozos cerrados por alto volumen de agua, como es el caso de pozo VD-L19, el cual aumentó repentinamente el agua hasta alcanzar 100 %.

Problema científico

¿Cómo recuperar la producción de petróleo del pozo VD-L19 perteneciente al Yacimiento Varadero de la Empresa de Producción y Extracción de Petróleo del Centro?

Como posible respuesta al problema planteado se establece la siguiente **Hipótesis**:

Si se abandona la zona de agua y se realiza el punzado al pozo VD-L19 entonces se podrá recuperar su producción de petróleo.

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

Objetivo General: Evaluar posibilidad de abandono de zona de agua y de punzado al pozo VD-L19.

Objetivos específicos para cumplimentar el objetivo general

1. Caracterizar el pozo VD –L19.
2. Construir esquema de terminación y completamiento actual del pozo.
3. Analizar la historia de producción de petróleo del pozo VD-L19.
4. Analizar efectividad técnico - económica de las propuestas.
5. Proponer programa de trabajo para recuperar la producción de petróleo del pozo VD-L19.

Objeto de investigación: Pozo VD–L19.

Campo de acción: Recuperación de la producción.

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

Capítulo I: Este capítulo aborda el marco teórico necesario para el desarrollo de la investigación y contiene información relevante que concierne a la problemática de la misma, la bibliografía disponible se consulta, se revisa y se seleccionan las más importantes con el objetivo de profundizar en el tema.

Capítulo II: En este capítulo se caracteriza el objeto de estudio y se explican los materiales y métodos empleados para el desarrollo de los objetivos específicos.

Capítulo 3: Análisis y resultados

En este capítulo se procesan, analizan y discuten los resultados obtenidos en la investigación, con énfasis en la propuesta de abandono de zona de agua y punzado al pozo VD-L19 para recuperar su producción de petróleo y se incluye también las conclusiones y recomendaciones finales.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

Este capítulo aborda el marco teórico necesario para el desarrollo de la investigación y contiene información relevante que concierne a la problemática de la misma, la bibliografía disponible se consulta, se revisa y se seleccionan las más importantes con el objetivo de profundizar en el tema.

1.1 Características del petróleo

Los factores de porosidad, permeabilidad, presión y mecanismo natural de producción determinan el comportamiento de un yacimiento, mientras que la densidad y la viscosidad del petróleo determinan el perfil de producción para una compañía petrolera. La etimología de la palabra petróleo, petro = roca y óleum = aceite, gramaticalmente significa aceite de roca. Si este aceite se analiza para verificar su constitución química-orgánica, por contener el elemento carbono (C) en sus moléculas, se encuentra una extensa variedad de compuestos formados con el hidrógeno (H) denominados hidrocarburos. (Colectivos de autores, 2019).

Los hidrocarburos son gaseosos, líquidos, semisólidos y sólidos, como aparecen en sitios de la superficie terrestre, o gaseosos y líquidos en las formaciones geológicas en el subsuelo. (González, 2018).

Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: tipo parafínico, tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono. Contiene parafina y muy poco o ningún material asfáltico. Es apto para obtener gasolina de bajo octanaje y de él se produce parafina y aceites lubricantes de alta calidad. Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. Contiene poca o ninguna parafina, pero si material asfáltico en grandes cantidades y se obtienen aceites lubricantes como resultado de su refinación. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos. (Thomas, 2001).

La viscosidad puede variar significativamente con la temperatura, mientras que la densidad varía poco con la temperatura, y ésta se ha convertido en el estándar más común usado en los campos de petróleo para categorizar los petróleos crudos. (Fernández, 2018).

Los petróleos pesados se producen con técnicas convencionales; sin embargo, es importante definir algunas características de estos petróleos. El petróleo pesado se define como petróleo de gravedad entre 15 y 18 °API y los petróleos extra pesados con gravedad entre 11 y 15 °API. Recientes estudios de compañías que operan costa afuera denominan los “petróleos viscosos” a aquellos que tienen una viscosidad entre 10 y 50 cP a 20 °C; “petróleo extra viscoso” a los que tienen entre 50 y 400 cP; “petróleo muerto” a aquellos que tienen entre 400 y 5000 cP a 20 °C; y “petróleo muerto extra viscoso” a aquellos entre 5000 y 50000 cP a 20 °C. (Fernández, 2018).

El contenido de azufre define a los crudos como “dulces” si éstos tienen un contenido de 0,5 % en peso o menos y “ácidos” si el contenido es mayor al 1,0 %. (Colectivo de autores, 2022).

1.2 El petróleo en las condiciones de la capa

El petróleo en las condiciones del yacimiento se encuentra bajo presión y temperaturas altas. Con la presión alta, el petróleo en las condiciones del Yacimiento contiene una cantidad de gas disuelto. A medida que el fluido 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 yacimiento representa una mezcla de hidrocarburos líquidos y gaseosos, y de acuerdo con las presiones del estrato y la temperatura puede encontrarse en forma de fluido monofásico o dividirse en la fase líquida y gaseosa. (Fernández, 2018).

1.3 Distribución 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, 2018).

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, 2018).

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. (Correa, 2018).

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. (Correa, 2018).

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. (Correa, 2018).

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. (Correa, 2018).

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, se produce 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, 2018).

1.3.1 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 se conocen con el nombre de acuífero, que pueden actuar como límites parciales o totales del yacimiento. En la tabla 1.1 se muestran las características de los yacimientos que se encuentran asociados a un acuífero activo.

Tabla 1.1 Características de un acuífero

Parámetros	Características
Presión del yacimiento	Tiende a mantenerse
Relación Gas Petróleo	Permanece constante
Relación Agua-Petróleo	Alta
Producción de agua	Comienza temprano y aumenta gradualmente
Pozos	Fluyen hasta irrumpir el agua
Recobro	De (10 a 15) % yacimiento de Crudo pesado

1.4 Características petrofísicas de las rocas reservorios

Toda la producción de petróleo y gas en la actualidad se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas de los yacimientos o de las rocas reservorios que actúan como almacén de petróleo, formados generalmente por areniscas, calizas y dolomitas, aunque pueden aparecer en otros tipos de litologías tales como vulcanógenos sedimentarios y ofiolitas. La cantidad de petróleo y/o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. (Fernández, 2018).

Además de la porosidad y de la saturación de hidrocarburos, se requiere del volumen de la formación que contiene estos. Para calcular las reservas totales y determinar si estas son comerciales, es necesario conocer el espesor efectivo y el área del Yacimiento, y así determinar el volumen. (Fernández, 2018).

Para evaluar la productividad del yacimiento, se debe conocer con qué facilidad puede fluir un líquido a través del medio poroso. Esta propiedad de la roca, que depende de la manera en que los poros están interconectados es la permeabilidad. (Fernández, 2018).

En resumen, los principales parámetros petrofísicos que se requieren para evaluar un depósito son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor efectivo, espesor, área y permeabilidad, además de la geometría, temperatura, y la presión del yacimiento, así

como la litología que pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y futuro desarrollo del Yacimiento. (Thomas. 2001).

La selección de una estrategia óptima para la producción requiere del claro conocimiento de las características del fluido, las propiedades del reservorio y la física de la producción. El crudo que se extrae se trata de producir en su mayor cantidad bajo recuperación primaria a temperatura de reservorio dependiendo de las características del hidrocarburo. (Fernández, 2018).

En aquellos campos petrolíferos en los cuales no es posible producir por métodos convencionales se hace necesario utilizar la recuperación mejorada. Dentro de esta recuperación se encuentran varios métodos disponibles, entre ellos el punzado y la acidificación. Estas técnicas pueden lograr factores de recuperación entre 20 y 40%.(Fernández, 2018).

Tabla 1.2 Porosidades de algunas rocas reservorio (Fernández, 2018).

MINERAL	POROSIDAD
Carbonatos densos	Casi nula
Evaporitas	Casi nula
Areniscas consolidadas	(10 – 15) %
Arenas no consolidadas	Hasta 30 %
Arcillas o Lutitas	Mayor 40 %

La porosidad encontrada en reservorios de petróleo o en rocas en sentido general puede ser clasificada como:

- Porosidad intergranular de la matriz (Primaria)
- Porosidad Vugular (Secundaria)
- Porosidad por fractura (Secundaria)

- Porosidad total (PHIT): Total de huecos de las rocas, o sea la suma de las porosidades primaria y secundaria

1.5 Técnicas utilizadas para la extracción de petróleo

La extracción de petróleo se realiza 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, 2018). Las técnicas que se utilizan para la perforación a nivel mundial cada vez son más complejas y tienen 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 cuales se mencionan a continuación: formación de costra o revoque, zona lavada, zona de transición o mezcla y zona virgen o no alterada.

El proceso de perforación, extracción, colección y transportación de petróleo impacta negativamente al medioambiental, siendo este uno de los problemas más difíciles de resolver, también impactan negativamente 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 de vista su control estricto (Franco, 2016).

En el proceso de producción de petróleo también se tiene en cuenta las propiedades físicas de las rocas reservorio, las características fundamentales de estas rocas, desde el punto de vista de la ingeniería de yacimiento son: porosidad, permeabilidad específica y saturación. (Ferrer, 2010).

1.5.1 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:

$$\phi\% = \frac{V_p}{V_t} * 100 = \frac{V_t - V_s}{V_t} \% \quad (1.1)$$

Donde:

ϕ : porosidad (%)

V_p : volumen de poros (m³)

V_s : volumen del esqueleto mineral (m³)

V_t : volumen total (m³)

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 (Ahmed, 2000); (Dake, 2004).

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 (Ahmed, 2000); (Dake, 2004).

1.5.2 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 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.

15.3 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, 2008); (Rivera, 2009).

Ejemplos de diferentes 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 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 (m³)

A: es el coeficiente de viscosidad (m²)

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

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).

15.4 Comportamiento 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. (Correa y Cajigal, 2018).

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. (Correa y Cajigal, 2018).

1.6 Utilidad de los registros geofísicos de pozos

Para lograr la evaluación integral del reservorio se utiliza como una de las valiosas herramientas, la interpretación de las curvas que se obtienen 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. (Sánchez, 2014).

Los registros que se obtienen 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 espontáneo 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, 2014).

Estos registros se realizan en agujero abierto y proporcionan información sobre parámetros tales como el espesor del yacimiento, porosidad, saturación de fluido, litología, ambiente geológico de deposición, presión y permeabilidad (Terrazona, Hernández y León, 2010).

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. (Elegia, 2021).

1.7 Papel del punzado en la producción de petróleo

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, 2017).

1.7.1 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. (Elegia, 2021).

En la industria petrolera, los sistemas de punzado que se utilizan se pueden enmarcar 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).

1.7.2 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 se reduzca hasta 10,3 mm. (Elegia, 2021).

1.7.3 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, como se muestra en la figura 1.1. (Escuela Superior Politécnica del Litoral Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2017).

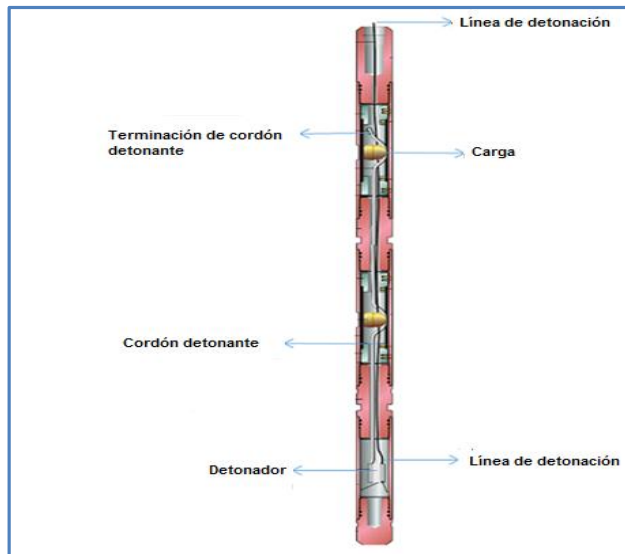


Figura 1.1: Tren de cargas explosivas

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 1.2:

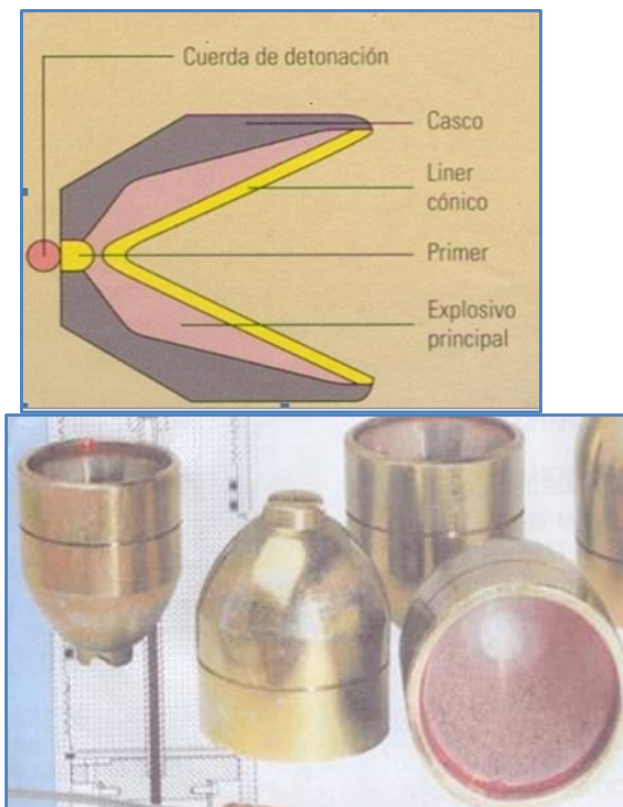


Figura 1.2: Componentes de una carga explosiva

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.

1.7.4 Cañones bajados con cable

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 una porta cargas el cual puede ser un tubo, una lámina o un alambre. La porta cargas 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.

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. Las presiones de impacto hacen que el acero, el cemento, la roca y los fluidos de los poros fluyan de forma plástica hacia afuera. En la figura 1.3 se muestran imágenes de cargas explosivas para realizar punzados. (Klotz, 1974).

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 la porta cargas.

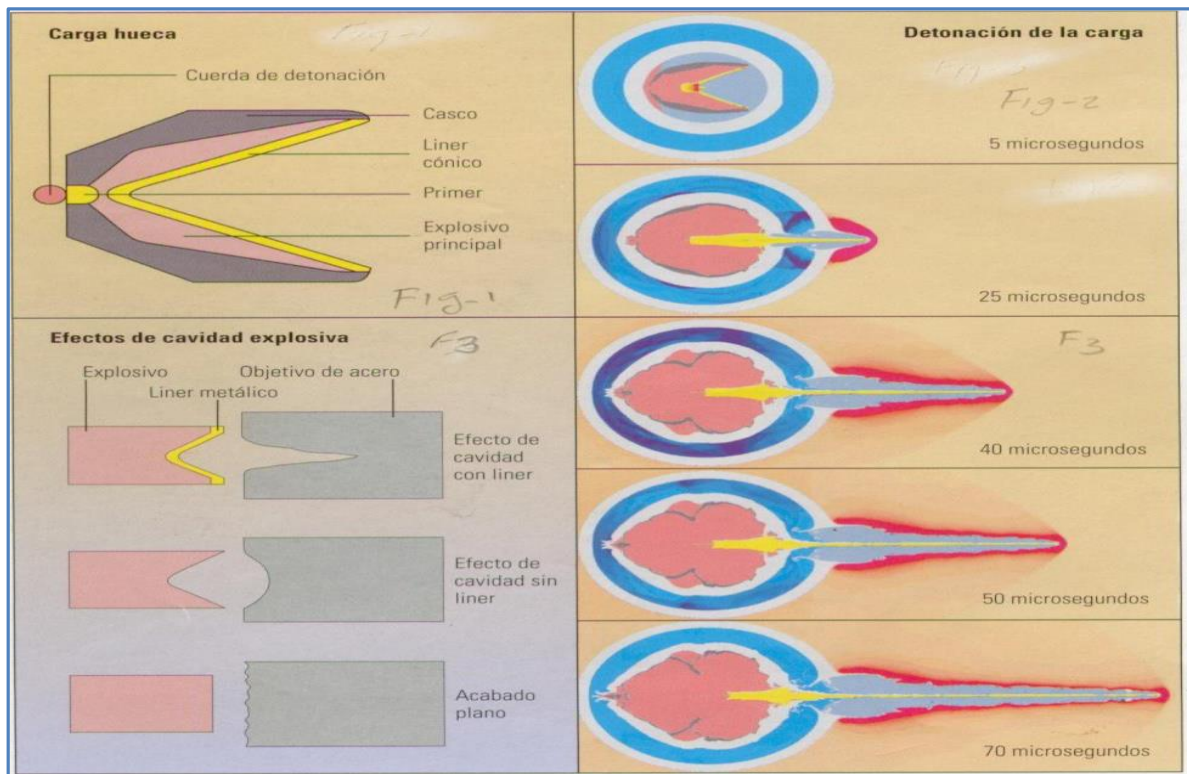


Figura 1.3: Imágenes de cargas explosivas

1.7.5 Cañones bajados con tubería

En el sistema de Disparo Bajado con Tubería (TCP), el cañón se baja al intervalo de interés con tubería de trabajo. A diferencia de los cañones que se bajan 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. (Elegia, 2021).

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, 2017).

1.8 Definición de reservas petroleras

Las 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. (Verrier, 2019).

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 y Producción tienen como fin incrementar las reservas. (Verrier, 2019).

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.

Reservas: Hidrocarburos producibles.

Recursos: Hidrocarburos in situ dentro del yacimiento.

$$\text{Reservas} = A * h_e * \Phi * S_o * R = m^3$$

(1.3)

$$\text{Recursos} = A * h_e * \Phi * S_o = m^3$$

(1.4)

Dónde:

$$A = \text{Área} = m^2$$

$$h_e = \text{Espesor efectivo} = m$$

$$\Phi = \text{Porosidad} = \text{frac}$$

$$S_o = \text{Saturación de petróleo} = \text{frac}$$

$$R = \text{Factor de Recobro} = \%$$

$$\text{Reservas} = \text{Recursos} * \text{Factor de recobro} / 100 \quad (1.5)$$

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, 2019).

1.8.1 Indicadores de calidad que se deben a tener en cuenta en el proceso de producción de petróleo

Para realizar una correcta ejecución del proyecto de recuperación de las reservas es necesario aplicar una política de explotación eficiente y racional de los yacimientos en base a los indicadores de calidad, así como un correcto manejo 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. (Colectivos de autores, 2018).

A continuación, se muestra como se determinan los coeficientes: (Colectivos de autores, 2018).

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. (Correoso, 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).

Existen indicadores de eficiencia que hay que tener en cuenta en el proceso de producción de petróleo, tales como: (Colectivos de autores, 2018).

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 indican cómo marcha el proyecto. (Colectivos de autores, 2018).

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. (Colectivos de autores, 2018).

1.9 Impacto medio ambiental de la actividad petrolera

El medio ambiente es el sistema de elementos abióticos, bióticos y sociales con los que interactúa el hombre, a la vez se adapta al mismo, lo transforma y lo utiliza para satisfacer sus necesidades. (Colectivo de autores, 2018).

Impacto ambiental se refiere a cualquier cambio en el medio ambiente, sea adverso o beneficioso, total o parcialmente resultante de las actividades, productos o servicios de una organización. (Correoso, 2018).

El riesgo es la probabilidad o posibilidad de ocurrencia de un daño a las personas, al medio ambiente o a las instalaciones. (Correoso, 2018).

La actividad petrolera influye negativamente sobre el medio ambiente en cuanto a: Contaminación atmosférica por emisiones de gases tóxicos, hidrocarburos gaseosos, sulfuro de hidrógeno, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono, óxidos de carbono, contaminación de los suelos aguas superficiales y subterráneas, alteración al paisaje, afectaciones a la flora y la fauna, es por eso que ante la confección de cualquier proyecto de mejoras en la industria petrolera se debe tener en cuenta la reducción de este impacto medio ambiental, tomando las medidas pertinentes. (Correoso, 2018).

1.10 Conclusiones parciales del Capítulo I

1. Cuando se canaliza el agua hacia la zona productora de petróleo hasta alcanzar valores por encima de los límites permisibles, se recurre a cerrar el pozo hasta realizar diagnóstico para solucionar el problema.
2. 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.
3. El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, por lo que su control constituye un importante desafío para los ingenieros de yacimiento y producción.
4. Recuperar hidrocarburos de los campos viejos constituye 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 y se explican los materiales y métodos empleados para el desarrollo de los objetivos específicos.

2.1 Caracterización del Pozo VD-L19

Para caracterizar el pozo VD-L19 se tomó datos geológicos, petrofísicos y de producción del expediente y del archivo digital del pozo, por ser esta información clasificada se codifica el pozo original con el nombre de VD-L19 y los demás pozos que intervienen en el estudio también se codifican con el nombre de VD-L80, VD-L00, VD-LT-9 y VD-L04, LT-9.

El pozo se perforó en el extremo este del yacimiento Varadero amparado en el proyecto técnico económico # 1054, se perfora inicialmente con el nombre de LT-9, pues según el modelo geológico existente en aquel entonces su ubicación lo situaba en el yacimiento Litoral, una vez concluida la perforación en el año 1987 y que se obtienen los datos geológicos del corte atravesado, más los datos de los pozos cercanos (VD-L80, VD-L00), se comprueba que los mismos no pertenecían al yacimiento Litoral, sino al extremo este del yacimiento Varadero, por lo que se confecciona un nuevo modelo geológico para que los mismos estructuralmente formaran parte del yacimiento Varadero. Por las razones que se explican anteriormente, se toma la decisión de cambiarle el nombre por VD-L19 en lugar de LT-9.

El pozo entra en producción en Agosto de 1989 de la formación Ronda correspondiente al manto Morena, logrando acumular hasta la fecha en que se inunda en Abril del 2022 un total de 33289 m³ de petróleo.

Esta producción se controla por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro (EPEP-Centro), creada en 1976, ubicada en la finca “La Cachurra”, poblado de Guásimas, municipio de Cárdenas, en la provincia de Matanzas y se recolecta de forma hermética por una red de oleoductos que comunican al centro colector con el pozo. En el centro colector ocurre la primera etapa de separación del gas con el fluido que produce el pozo, el gas se envía directamente a través de un gasoducto a la planta Energas Varadero,

el fluido se recolecta y se bombea, hacia la planta de procesamiento de crudo para recibir su tratamiento final y ser vendido.

El fluido que se obtiene de los pozos es una mezcla de hidrocarburos con agua, sedimentos 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 pozo.

El reservorio de este pozo se caracteriza por rocas carbonatadas y silíceas perteneciente al pliegue central (PLC) del horizonte V1 (Ronda Morena). En la tabla 2.1 se muestran los límites geológicos del pozo.

Tabla 2.1 Límites geológicos

Pozo	Horizonte	Tope (m)		Desplazamiento (m)	Manto
		MD	TVD		
VD-L19	C	740	738	27	PLC
	D	1543	1417	427	PLC
	V1	1830	1641	605	PLC

En la tabla 2.2 se muestran los intervalos actualmente abiertos en el pozo VD-L19 en el horizonte V1 (Ronda Morena).

Tabla 2.2 Intervalos actualmente abiertos

LI	TVD	Horizonte
1940-1920	1738-1720	V1(Ronda Morena)
1905-1860	1707-1667	V1(Ronda Morena)

La tabla 2.3 muestra los parámetros de producción del VD-L19 desde inicio de explotación hasta el momento en que se deja en conservación por alto % de BSW en abril del año 2022, con el método de explotación empleado, tubería, tipos de bombas y régimen de trabajo utilizado para lograr la producción acumulada.

Tabla 2.3 Parámetros de producción

Fecha mm/aaaa	Método	Tubería		Bomba		Régimen		
		mm	H m	Tipo	Profundidad de Anclaje (m)	N g/m	S m	rpm
08/1989	Surgente	88,9	1931					
02/1990	Bombeo	88,9	1305	NGV-1-38	1305	6,5	1,8	
12/1993	Bombeo	88,9	1250	NGV-1-38	1250	6,5	1,8	
01/1999	Bombeo	88,9	1505	NGV-1-38	1505	6	1,5	
01/2005	Bombeo	88,9	1505	Ing-44,5 mm	1505	6	1,5	
10/2013	Bombeo	88,9	1504	Ing-38,1	1504	6	1,5	
05/2020	Bombeo	88,9	1504	Ing-38,1	1504	6	1,5	
08/2020	Bombeo	88,9	1504	Ing-50,8	1504	6	1,5	
04/2022	Bombeo	88,9	1504	Ing-50,8	1504	6	1,5	

2.2 Esquema de terminación y completamiento actual del pozo

Se elabora el esquema de terminación y completamiento actual del pozo por el programa Wellview, ver figura A3.1, donde se analizan las complejidades tecnológicas del pozo, se le introducen todos los datos de construcción, camisas, tubería, punzados, bomba, cemento, fondos artificiales y horizontes productivos.

2.3 Historia de producción de petróleo del pozo VD-L19

Para analizar la historia de producción del pozo se tabulan y se grafican los principales indicadores de producción, caudal de petróleo (Q.pet m³/d), el % de BSW (agua y sedimento en el fondo por sus siglas en inglés), relación gas petróleo (RGP m³/m³), presión de capa (PC atm), presión de fondo (PF atm), y se analiza el comportamiento de los mismos a través del tiempo.

Para recolectar los datos de la investigación, se genera una hoja de cálculo que permite copiar los datos de los indicadores de producción del pozo mencionado anteriormente, registrados en los programas SIE (Sistema Informativo de Extracción), ver figura A1.1, Based y SAIEP en la figura A2.1, estos programas actúan como sistema automatizado de gestión de datos, en Based y SAIEP se recogen los datos mensuales de producción, se migran automáticamente del SIE a Based y SAIEP donde se lleva la historia completa del

pozo, datos geológicos, geofísicos, de producción, reparación, investigaciones hidrodinámicas y propiedades de los fluidos. (Tavares, 2022).

2.4 Análisis de efectividad técnico - económica de las propuestas

Para el análisis de la efectividad técnico - económica de realizar aislamiento de agua y punzado, se analiza posibilidad de abandono de la zona inundada y posibilidad de realizar punzado en el horizonte Carmita, se calcula el potencial del pozo y se realizan los cálculos económicos correspondientes a las propuestas, a continuación, se explica cómo se hacen los análisis que mencionamos anteriormente.

2.4.1 Análisis de posibilidad de aislar zona inundada en agua

Para analizar la posibilidad de abandono de la zona de agua se tiene en cuenta el comportamiento histórico del pozo hasta el momento de su inundación para determinar las causas que provocaron esta inundación y el contacto agua petróleo (CAP) del pozo y de la zona donde se encuentra ubicado el pozo, se realiza una correlación geológica petrofísica del pozo y sus vecinos para ver el comportamiento del % agua y el nivel de extracción de las reservas de petróleo del área, se analiza las condiciones técnicas del pozo y de la zona donde se podría colocar el packer de aislamiento de zona de agua para asegurar efectividad del trabajo, se determinan las zonas a aislar y la profundidad del *packer*.

2.4.2 Analizar posibilidad de realizar punzado

Se realiza análisis geológico integral del pozo VD-L19, para ver posibilidad de punzar las zonas superiores en la formación Carmita, se tiene en cuenta la situación actual que presenta el pozo VD-L19, se analiza una serie de materiales, entre los cuales se puede mencionar el corte lito-geofísico atravesado por el pozo, se hace una correlación con los pozos vecinos (VD-L04, y VD-L80), y se estudia los principales eventos geológicos que ocurren durante la perforación, zonas de pérdidas y gasificaciones.

Una vez que se analizan los materiales antes mencionados de forma cualitativa, se divide el corte del pozo, para su interpretación geofísica, por el método de INTER-GEO, ver figura A4.1, para corroborar las posibles zonas de interés.

Los espesores efectivos se calcularon con el programa HeFectivo, ver figura A5.1 y los parámetros estadísticos de porosidad y saturación se calcularon con el programa *PostProcessing*. Los valores de porosidad se corrigen por la fórmula 2.1 que se incluye en el programa.

$$(\text{PorEfect_corr} = 0.000398 + 0.0061 * \text{PorTotal}) \quad (2.1)$$

Donde:

PorEfect_corr = Porosidad efectiva corregida %

PorTotal = Porosidad Total %

2.4.3 Cálculo de potencial del pozo VD-L19

Se calcula el potencial del VD-L19 por entrada de petróleo por metro punzado (EPMP), tomando como referencia la (EPMP) de la zona productora del pozo VD-L04, el cual produce del horizonte Carmita que es la zona que se propone punzar en el VD-L19, se utiliza la ecuación (2.2). (Correoso, 2018):

$$EPMP = \frac{Qp}{Eef} \quad (2.2)$$

Donde:

EPMP = Entrada de petróleo por metro punzado (m³/d/m).

Qp = Caudal de petróleo (m³/d)

Eef = Espesor efectivo de capa Punzada (m)

2.4.4 Análisis económico

Se realiza el análisis económico utilizando el programa Econ ver figura A6.1, **para** procesar los datos económicos, funciona como hojas de cálculos vinculadas entre sí, donde se tiene en cuenta el gasto y el costo de operación del pozo, el costo de la inversión, pronóstico de producción, declinación y precio por unidad de producción del petróleo.

En los cálculos para determinar de la efectividad técnico-económica de abandono de zona de agua y punzado al pozo VD-L19 para recuperar la producción de petróleo, se incluyen los incrementos productivos esperados una vez implementadas las propuestas en el pozo y los costos, por concepto de contratación del servicio, gastos financieros, adquisición de equipos y los costos de la inversión. También se tiene en cuenta el potencial calculado, con una declinación estimada por historia de explotación de un 10 %.

El incremento de producción anual es el potencial pronóstico m³/d, multiplicado por los días trabajados en el año, expresado en miles de m³, el cual se afecta por el coeficiente de declinación a partir del año 2023 y así sucesivamente hasta el año 2032. 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 asigna a pagar en el año y en el acumulado se descuenta a partir del 2023 el costo de la inversión y se va sumando este acumulado por año hasta lograr la ganancia total acumulada, las ecuaciones para estos cálculos están incluidas en el programa Econ.

2.5 Propuesta de Programa de trabajo para el aislamiento de agua y punzado al pozo VD – L19

Se elabora el programa de trabajo para abandono de zona de agua y punzado al pozo VD-L19 para recuperar su producción de petróleo, donde se tiene en cuenta los datos de construcción actuales del pozo y la secuencia de trabajos a realizar. (Figuras A7.1, A7.2).

2.6 Análisis de riesgos

Para el análisis de riesgos se utilizan informaciones que ya existen en trabajos de tesis anteriores donde se ha trabajado el tema de producción de petróleo las cuales están referidas en la bibliografía con los autores, (Correoso, 2018) y (Franco, 2017). Se revisa la existencia de las señales necesarias para dar a conocer los tipos de riesgos que están presentes y evitar que los trabajadores tengan accidentes. Se analizan los principales riesgos en los que se puede incurrir con la propuesta de aislamiento de agua y punzado para lograr recuperar la producción de petróleo del pozo VD-L19, con sus medidas, seguimiento y responsables. Se analizan riesgos ambientales por cercanía del pozo con el polo turístico de Varadero.

2.7 Conclusiones parciales del Capítulo II

- 1- Para caracterizar el pozo se analiza su ubicación geográfica, límites geológicos, tiempo de vida útil, tipo de reservorio de donde proviene su producción, intervalos actualmente abiertos, así como las formas y métodos de explotación.
- 2- Se utilizan los programas SIE y Based – SAIEP como base para la obtención de datos geológicos, geofísicos, de producción, reparación, investigaciones hidrodinámicas y propiedades de los fluidos y el programa *Wellview* se utiliza para elaborar el esquema de terminación y completamiento actual del pozo.
- 3- Para el análisis de propuesta de aislamiento de zona de agua, se tuvo en cuenta el contacto agua petróleo (CAP) del pozo y para la propuesta de punzado el contacto gas petróleo (CGP).
- 4- Para la propuesta de punzado se utiliza la información del corte lito-geofísico atravesado por el pozo, se interpretan los registros geofísicos, se calcula el espesor efectivo y se calculan los parámetros estadísticos de porosidad y saturación.
- 5- Se utiliza el programa Econ para el procesamiento de datos económicos que utiliza como base de cálculo los incrementos productivos esperados una vez

recuperada la producción del pozo VD-L19 con aislamiento de zona de agua y punzado, además se obtiene la producción incrementada, ingresos y acumulado de petróleo desde el año 2023 - 2032.

CAPITULO 3: ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo se procesan, analizan y discuten los resultados obtenidos en la investigación, con énfasis en la propuesta de abandono de zona de agua y punzado al pozo VD-L19 para recuperar su producción de petróleo.

3.1 Resultados de construcción del esquema de terminación y completamiento actual del pozo VD- L19

Se elaboró el esquema de terminación y completamiento del pozo VD- L19 desde que inicia su explotación hasta su estado actual, por el programa *Wellview*. En total se bajan 3 camisas en el pozo para cumplir los objetivos previstos en el proyecto del pozo, la camisa tranque de agua se baja a 382 metros por el largo del instrumento (m LI), la técnica a la profundidad de 1849 m LI y la camisa de explotación hasta la profundidad final de 1982 m LI. La altura del anillo de cemento, se obtiene por los registros de temperatura que era el método que se usaba en la etapa en que se perfora el pozo, luego se comenzó a usar la cementometría que es un método más preciso, pero en aquel momento no existía. También aparecen los intervalos ensayados y la composición de bombeo en la tubería de producción.

3.1.1 Datos de construcción del pozo

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

Tabla 3.1 Construcción del pozo

Descripción	Diámetro (pulgadas)	Diámetro (mm)	Profundidad (LI)	Tipo Acero/peso)/espesor	Altura del cemento (LI)
T. agua	16 3/4	426	382	D-11	130 m
Técnica	9 5/8	245	1849	D-8,9-10-12	47
Explotación	5 3/4	146	1982	D-8,5	261 m

3.1.2 Intervalos ensayados

En la tabla 3.2 se muestran los intervalos ensayados en el pozo y que están actualmente inundados en agua. (Colectivos de autores, 2022).

Tabla 3.2 Intervalos ensayados

Profundidad Intervalos punzados (m)		Fecha	Tipo de Punzado	Fluido utilizado para punzar
MD	TVD			
1970-1950	1764-1747	29/07/87	PK-103-20	Ferro cromo 1,20
1940-1920	1738-1720	6/8/89	PK-80-12	Ferro cromo 1,20
1905-1860	1707-1667	18/6/96	PK-105-12	Agua

En la figura 3.4 se muestra el esquema del pozo VD-L19 por el programa *Wellview*, ver Figura A3.1.

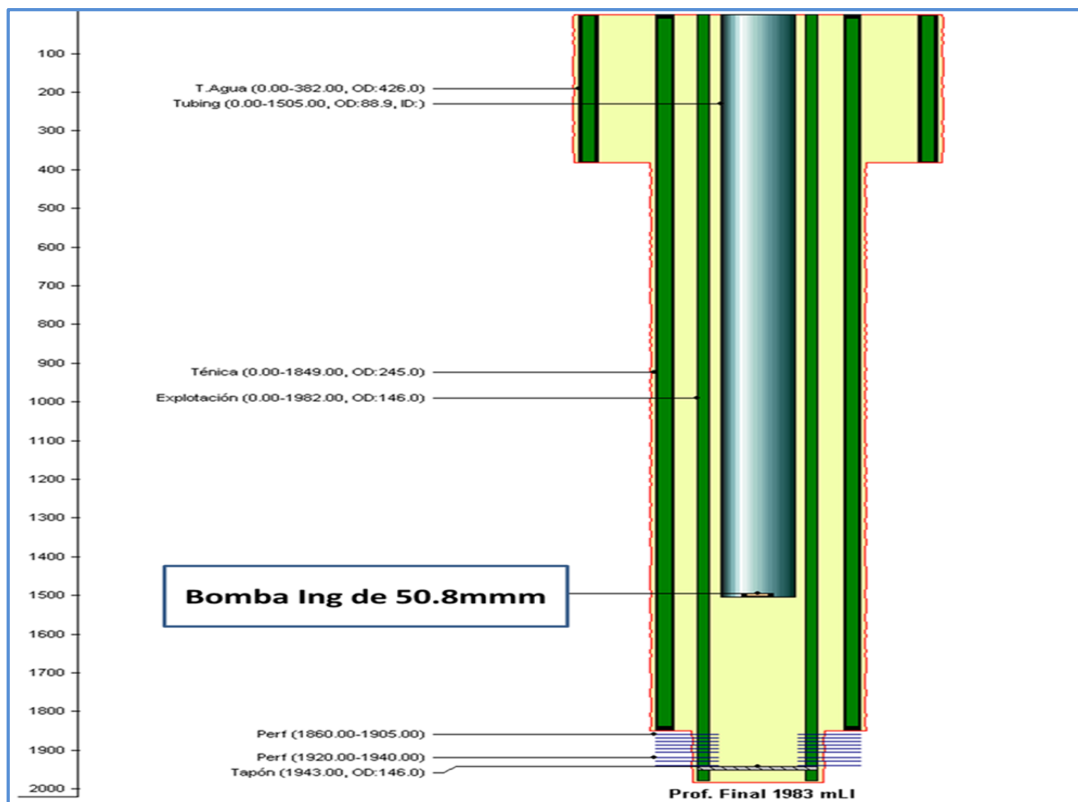


Figura 3.1 Esquema de terminación y completamiento actual del pozo VD-L19 por software *Wellview*.

3.2 Análisis de la historia de producción de petróleo del pozo VD-L19

En la figura 3.1 se muestra el gráfico donde se refleja la historia de producción del pozo VD-L19 desde sus inicios hasta la actualidad, la presión de capa, presión de fondo, el caudal de petróleo y el % de BSW.

El pozo estuvo trabajando estable hasta diciembre del 2008 con BSW entre (10-18) %, luego comienza a aumentar provocando pérdida de eficiencia en el bombeo, en junio del 2021 el pozo se deja en conservación por problema tecnológico, en diciembre del 2021 se realiza un nivel estático con el cual se calcula la presión de capa arrojando un valor de 96 atm a la profundidad de 1675 m TVD y en enero del 2022 se cambia cabilla partida, se recupera la producción del pozo pero se intensifica el aumento del agua hasta alcanzar el 100 % , motivo por el cual se cierra y se deja en conservación en espera de solución o para su liquidación, de ahí que se decide analizar posibilidad de recuperar la producción del pozo.

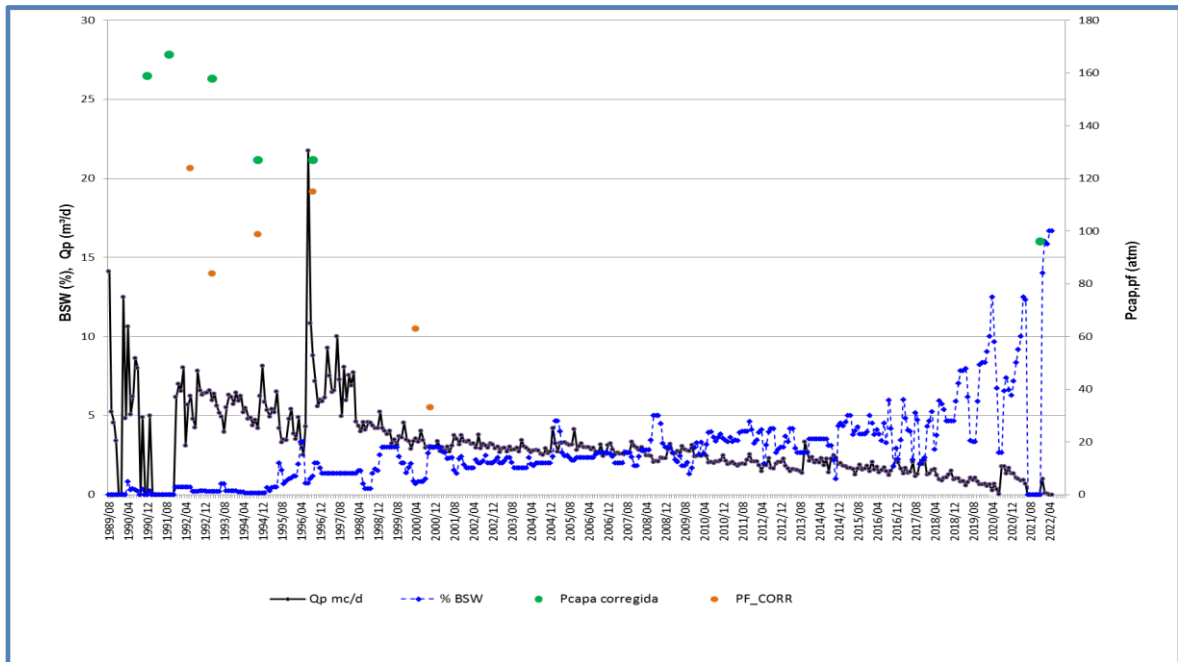


Figura 3.2 Comportamiento de la historia de producción pozo VD-L19

En la figura 3.2 se muestra el comportamiento de la relación gas petróleo (RGP) del pozo, donde se puede apreciar el aumento de este indicador de $(40 \text{ a } 436) \text{ m}^3/\text{m}^3$ a partir de abril del 2007 con la declinación de la producción de petróleo, manteniéndose en el orden de los $363 \text{ m}^3/\text{m}^3$ en los últimos años y hasta el momento de su cierre.

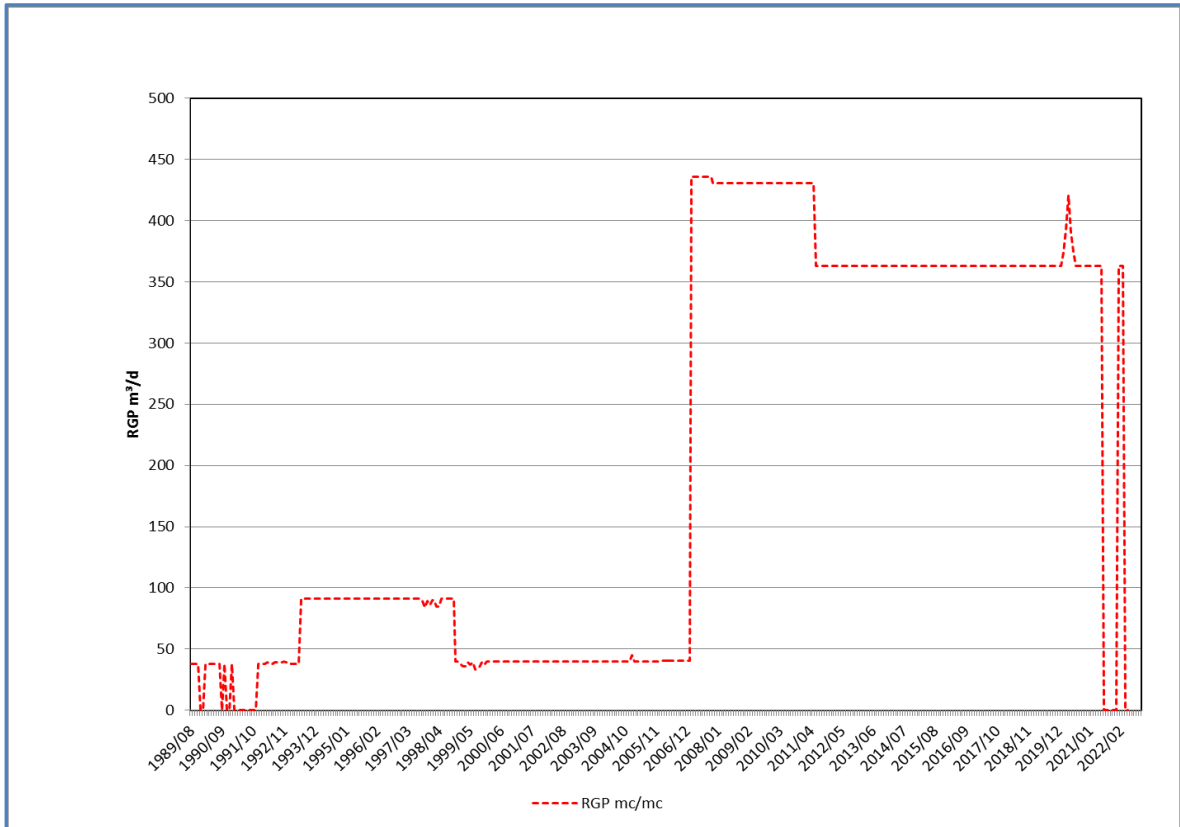


Figura 3.3 Comportamiento histórico del indicador relación gas petróleo (RGP) del pozo VD-L19.

A continuación se muestra la figura 3.3 con el historial del pozo vecino VD-L04 con el acumulado de petróleo que tiene, correspondiente a la formación Carmita, zona que se pretende punzar en el VD-L19, el VD-L04 ha acumulado $218\,866 \text{ m}^3$ de petróleo de la capa Carmita es por eso que se muestra como caso ejemplo de resultados positivos de producción de petróleo en esta formación o capa Carmita.

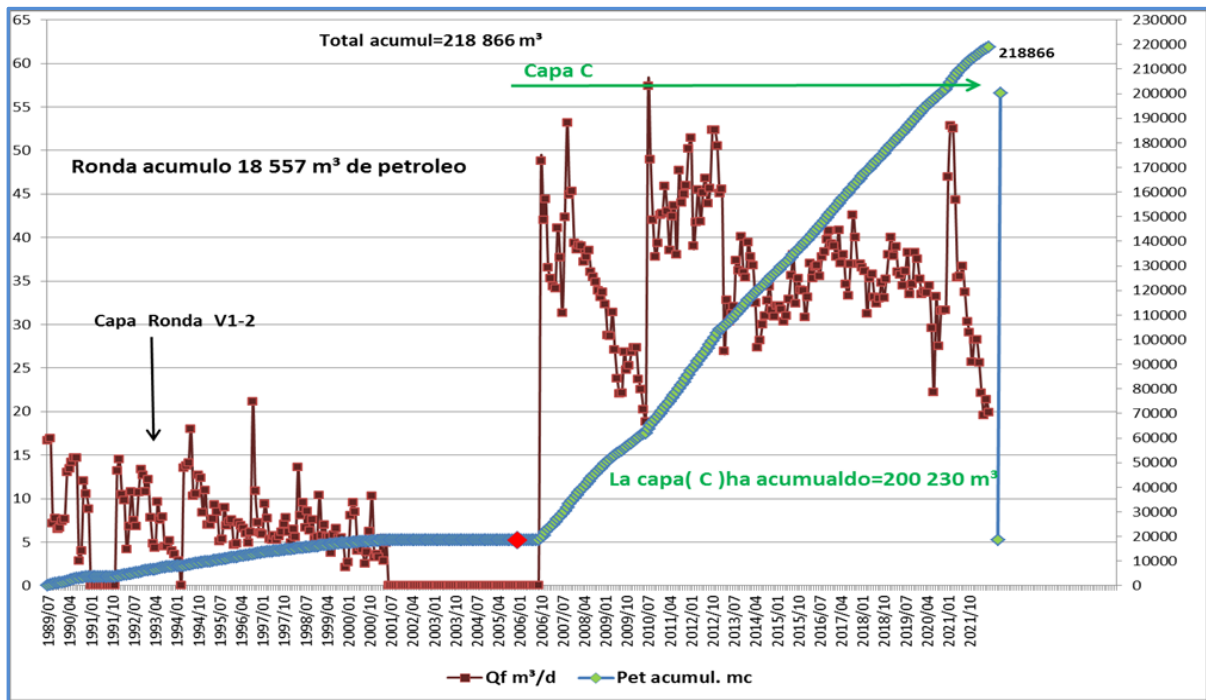


Figura 3.4 Historial del pozo vecino VD-L04 con el petróleo acumulado en la formación Carmita.

3.3 Resultados del análisis de la efectividad técnico - económica de realizar aislamiento de agua y realizar punzado en el pozo VD-L19.

Para este análisis se tiene en cuenta el esquema de terminación y completamiento del pozo desde su inicio de explotación hasta la actualidad, la historia de producción del pozo, la posibilidad de realizar aislamiento de agua y de punzado en el horizonte Carmita, el potencial del pozo y los resultados económicos de la propuesta.

3.3.1 Resultados del análisis de posibilidad de aislar zona inundada en agua en el pozo VD- L19.

Primeramente, se analiza la correlación geológica del pozo con relación a los pozos vecinos según se muestra en la figura 3.5, donde aparecen las zonas productoras de cada uno, el petróleo acumulado en la capa Carmita (C) y zona propuesta a punzar en el VD-L19. Donde se puede observar que la capa Carmita tiene potencial, por la cantidad de petróleo acumulado en los pozos VD-L16 (17173 m³), VD-L04 (200230 m³) y las

manifestaciones que se muestran en el VD-L80 de 0,9 m³/d en el ensayo de la zona Carmita. Por lo que el punzado en el VD-L19 puede resultar efectivo.

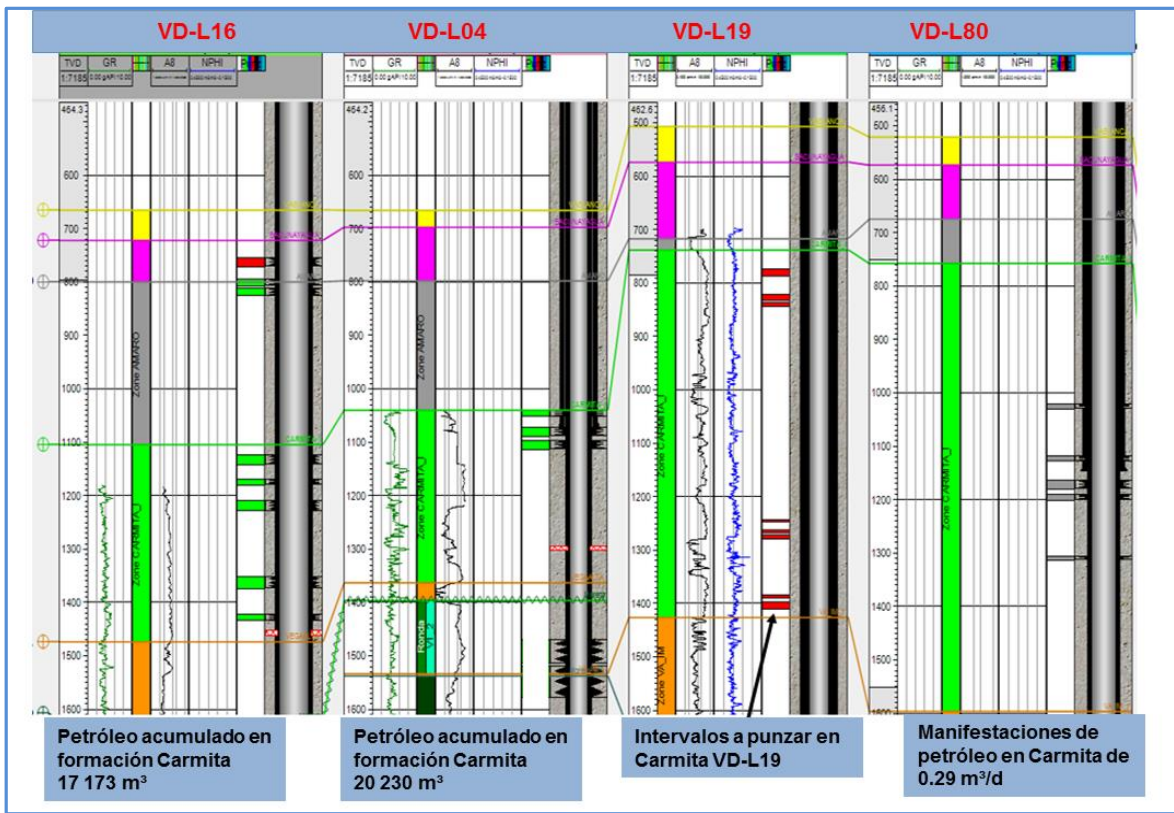


Figura 3.5 Correlación por la Vertical entre los pozos VD-L16, VD-L04, VD-L19 y VD-L80

3.3.1.1 Resultados del análisis del Contacto agua petróleo (CAP) VD-L19

Como en el VD-L04 nunca ha habido altos BSW (0 – 1,6) % y ya tiene un acumulado del orden los 218 866 m³ de petróleo, no se puede hablar de CAP, sino de límite inferior petrolífero cuya base del punzado es 1187 m LI y 1112 m vertical. Tampoco se ha podido precisar CAP inicial en el VD-L16 que producen en este horizonte superior y cuyo límite inferior petrolífero es 1432 m vertical. En el caso del VDD-L80 solo presentó pequeña entrada de petróleo por niveles en las zonas (1311-1020) m Vertical por lo que tampoco se puede hablar de CAP en este pozo. La inundación completa del pozo VD-L19 se debe a la elevación del límite inferior petrolífero por el estado avanzado de explotación del pozo, con 33 años de vida útil y el alto índice de extracción en el área.

3.3.2 Resultados del análisis de posibilidad de realizar punzado en el pozo VD-L19.

A continuación, se ofrece una breve descripción y principales características de los intervalos que pudieran ser potencialmente productores de hidrocarburos, por las propiedades que presentan según la interpretación geofísica, así como los eventos ocurridos en ellos durante la perforación, gasificaciones y zonas de pérdidas de circulación: (1270-1355) m LI (1212-1279) m tvd y (1445-1557) m LI (1346-1426) m tvd.

3.3.2.1 Características de los intervalos que pudieran ser potencialmente productores de petróleo.

Primer intervalo estudiado que pudieran ser potencialmente productor:

- 1- (1270-1355) m LI (1212-1279 m tvd).

Desde el punto de vista geólogo-geofísico este intervalo presenta características propias de la formación Carmita, caracterizada litológicamente por carbonatos principalmente, resistividades de medias a altas (por registro parecen más bajas por el lodo usado de ferrocromo). Los parámetros petrofísicos que se obtienen son. $\Phi = 15 \%$, la $S_{pg} = 93 \%$ y el $H_{ef} = 20 \%$.

A ello se debe agregar que si bien durante la perforación no se reportan eventos de gasificaciones ni pérdidas, si aparece reportados una gasificación a la profundidad de 1416 m LI que bien pudo ser de este intervalo, pues a la profundidad a que se reporta por registro es una zona más bien arcillosa, lo que hace pensar realmente que no sea de ahí propiamente.

- 2- (1445-1557) m LI (1346-1426) m tvd).

Desde el punto de vista geólogo-geofísico presenta características muy parecidas al anterior, propias de la formación Carmita, donde se observan resistividades de medias a

altas por el alto contenido de carbonatos. Una vez realizado la interpretación petrofísica se pudo conocer que la misma presenta las mejores características para realizar un posible ensayo, pues si bien su $\Phi = 15 \%$, la $S_{pg} = 94 \%$ fue muy parecido al intervalo anterior, no fue así con el $H_{ef} = 40 \%$ ni tampoco su comportamiento durante la perforación, donde ocurrieron eventos que a continuación se describen:

En favor de este intervalo que aparentemente es el de mejores características como reservorio, hay que agregar que durante la etapa de la perforación en ella ocurrieron gasificaciones durante la perforación, ya que teniendo una profundidad de 1506 m LI se gasifica con peso de lodo de $1,46 \text{ g/cm}^3$, a los 1532 m LI se vuelve a gasificar con idéntico peso de lodo, estas gasificaciones ocurrieron propiamente dentro del horizonte que se pretende ensayar, sin embargo a las profundidades de 1688 m se gasifica y hay entrada de petróleo con lodo de 1.60 g/cm^3 lo bajó a $1,28 \text{ g/cm}^3$, se continúa perforando y a los 1718 m LI, 1749 m LI, 1762 m LI, 1805 m LI y 1817 m LI se sigue gasificando con lodo de $1,60 \text{ g/cm}^3$.

Estas gasificaciones a partir de la profundidad de 1688 m LI, si bien es cierto que ocurrieron en la formación Vega Alta por las profundidades reportadas, bien pudieron ser del propio intervalo carbonatado que se pretende ensayar, pues ya en él había ocurrido gasificaciones parecidas y además cuando observamos el registro a las profundidades a que se reportaron a partir de los 1688 m LI, el corte del pozo es prácticamente muy arcilloso, lo que hace suponer que pudieron ser como se dice anteriormente del propio horizonte carbonatado.

Después que se obtienen los resultados petrofísicos de los posibles intervalos a ensayar, se traza un polígono por separado para cada uno de los horizontes estudiados, el cual abarca la posible área a drenar por cada uno, y así realizar el cálculo de reservas por el método volumétrico. Del mismo se obtienen los siguientes resultados:

1- Intervalo: (1270-1355) m (1212-1279 m tvd)

De este intervalo se escogieron para ser punzados las siguientes zonas.

(1308-1313) m LI (1242-1247 m tvd)....total 5 m

(1333-1339) m LI (1262-1267 m tvd)....total 5 m

(1345-1350) m LI (1272-1275 m tvd) total 6 m

Total a punzar = **16 m**

Parámetros petrofísicos obtenidos de la interpretación. Los datos tomados para el cálculo de recursos y reservas son estimados por ser estos datos confidenciales.

$\Phi = 15 \%$ $S_{pg} = 93 \%$ $H_{ef} = 20 \text{ m}$

Área del polígono = 55 191 m²

Recursos = 152458 m³

Reservas = 10672 m³

Utilizando un coeficiente de recobro de 7 %.

2- Intervalo: (1445-1557) m (1212-1279 m tvd)

De este intervalo se escogieron para ser punzados en caso de que se realice el trabajo las siguientes zonas.

(1498-1505) m LI (1384-1389 m tvd), total 7 m

(1516-1533) m LI (1397-1409 m tvd), total 17 m

Total a punzar = **24 m**

Parámetros petrofísicos obtenidos de la interpretación. Los datos tomados para el cálculo de recursos y reservas son estimados por ser estos datos confidenciales.

$\Phi = 15 \%$ $S_{pg} = 94 \%$ $H_{ef} = 40 \text{ m}$

Área del polígono = 117321 m²

Recursos = 655139 m³

Reservas = 45860 m³

Utilizando un coeficiente de recobro de 7 %.

Total de recursos y reservas para ambos intervalos.

Recursos = 807597 m³

Reservas = 56532 m³

3.3.2.2 Resultados del análisis del Contacto gas petróleo (CGP) VD-L19.

No se ha establecido CGP en Carmita en esta área.

El VD-L04 en el corte superior nunca ha tenido alta RGP, pues después de acumular más de 200 230 m³ de petróleo está en el orden de (50-67) m³/m³.

En el caso del VD-L16 mientras estuvo abierto solo Carmita la RGP no fue superior a 120 m³/m³, pero después que se punzó Amaro + Bacunayagua en 12/2014 la RGP creció hasta 296 m³/m³ y actualmente está en (520-530) m³/m³ con todo abierto, o sea Carmita + Amaro + Bacunayagua, lo que indica que al parecer la mayor cantidad de gas proviene del corte superior ensayado.

De aquí se puede afirmar que no hay gas libre en la parte superior hasta la fecha, pues los volúmenes no superan los 880 m³/d en el VD-L16 y (1900-2100) m³/d en el VD-L5.

3.3.2.3 Resultados del análisis petrofísico en el VD-L19.

Los parámetros petrofísicos que aparecen en la tabla 3.3, son el resultado de la interpretación realizada al corte superior del pozo (formación Carmita), el mismo se realiza teniendo en cuenta los datos existente de los registros rusos corridos en el pozo en el año 1989, lo que limita considerablemente el uso de nuevas herramientas de interpretación precisamente por la falta de algunos datos, los datos exitentes a pesar de no ser tan precisos como los que se obtienen con las herramientas actuales, se consideran confiables para el estudio que se realiza en el pozo.

Tabla 3.3 Parámetros petrofísicos en el VD-L19.

Intervalo m LI	Intervalo m TVD	Espesor efectivo (m)	Porosidad %	Saturación de petróleo %
1498-1505	1389-1384	7	16	79
1516-1533	1409-1397	17	15	75
1308-1313	1242-1247	5	14	76
1333-1339	1262-1267	6	14	76
1345-1350	1272-1275	5	14	75

777-789	774-786	12	15	80
825-835	821-830	10	16	80
840-845	835-840	5	16	80
total		67		

En la figura 3.6 se muestra el gráfico de la interpretación petrofísica donde aparecen las zonas que se pretenden punzar con sus características petrofísicas, saturación de agua, saturación de petróleo y espesor efectivo, cuyos resultados aparecen en la tabla 3.3.

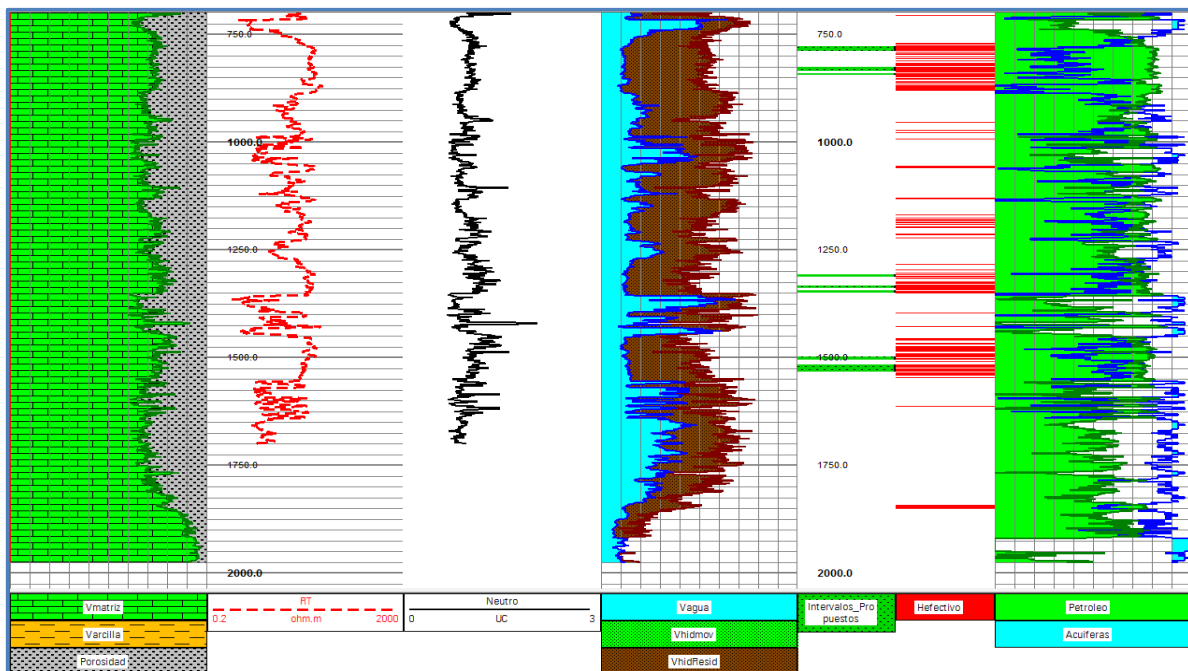


Fig 3.6 Resultado de la Interpretación del pozo VD-L19.

3.3.2.4 Zonas propuestas a punzar según interpretación actual.

Los intervalos propuestos a punzar que aparecen en la tabla 3.4, se harán por separado, o sea se punzará los dos primeros (1498-1505) m, (1516-1533) m y se evaluarán y en dependencia de los resultados se pasará al segundo grupo (1308-1350) m y luego al tope con los intervalos (777-789) m, (825-835) m y (840-845) m.

También llegado el momento se pudiera considerar la pertinencia o no de punzar en conjunto los dos últimos intervalos (1308-11313) m, (1333-1339) m y (1345-1350) m,

más (777-789) m, (825-835) m y (840-845) m, y se puede acidificar toda esa zona en conjunto.

Espesor total a punzar $24 + 16 + 27 \text{ m} = 67 \text{ m}$ en los 8 intervalos propuestos.

3.3.3 Resultados del cálculo de potencial del pozo VD-L19

Con la propuesta de aislamiento de agua y punzado al pozo VD-L19 se pretende devolver la producción al mismo desde intervalos superiores de producción para ello se hace necesario calcular el potencial del pozo utilizando la fórmula 2.2 ($EPMP = \frac{Qp}{Eef}$)

$$EPMP \text{ VD-L04} = 21 \text{ m}^3/\text{d}/60 \text{ m} = 0,35 \text{ m}^3/\text{d}/\text{m}$$

$$Qp \text{ potencial VD-L19} = 0,35 \text{ m}^3/\text{d}/\text{m} * 67 \text{ m} = 23,45 \text{ m}^3/\text{d}$$

3.3.4 Resultados del análisis económico

Con el aislamiento de la zona de agua y el punzado que se propone para recuperar la producción del pozo VD-L19, se pronostica un incremento de 23,45 m³/d de petróleo, con una declinación estimada por historia de explotación de un 10 %.

Se estima un costo total de la inversión de \$ 300000,00 similar al costo de aislamiento de agua y punzado que se realizó en el pozo VD-L04 con características similares al VD-L19 a un precio de \$ 5000,00 el m³ de petróleo

En la tabla 3.3 se muestra el comportamiento de los ingresos desde el 2023 con el incremento de producción de petróleo que se logra con el aislamiento de la zona de agua y el punzado que se propone, es decir se parte del incremento de producción (23,45 m³/d) y se declina esta producción hasta el 2032 para realizar pronóstico en m³/d y en miles de m³ como incremento anual y acumulado, así como los ingresos acumulados hasta el año 2032 en \$.

Tabla 3.4 Pronóstico del comportamiento de los ingresos desde el 2023 hasta el 2032.

AÑOS	Costo	OPEX	TOTAL	Informacion		Produc.		INGRESOS		Efectividad
	Reparac.			Qoil	Incr.anual	Precio	Ingresos	Descuento	Acuml.	Acuml.
	\$	\$	\$	m ³ /d	Mil m ³	\$/m ³	\$	\$	\$	Mil m ³
	300000		300000					-300000	-300000	
2023		129838	129838	23.45	8.559	5000	42795000	42665162	42365162	8.559
2024		131136	131136	21.22	7.421	5000	37105019	36973882	79339044	15.980
2025		132448	132448	19.20	6.721	5000	33603010	33470562	112809607	22.701
2026		133772	133772	17.37	6.086	5000	30430982	30297210	143106817	28.787
2027		135110	135110	15.72	5.512	5000	27557905	27422795	170529612	34.298
2028		136461	136461	14.22	4.991	5000	24955657	24819195	195348807	39.290
2029		137826	137826	12.87	4.520	5000	22598757	22460931	217809739	43.809
2030		139204	139204	11.64	4.093	5000	20464117	20324913	238134652	47.902
2031		140596	140596	10.54	3.706	5000	18530815	18390219	256524871	51.608
2032		142002	142002	9.53	3.356	5000	16779895	16637893	273162764	54.964

El impacto positivo que posee esta inversión se ve directamente reflejado en el incremento de la producción de petróleo crudo del pozo de 23,45 m³/d con el aislamiento de la zona de agua y el punzado que se propone a partir del año 2023, luego a esta producción incrementada se le aplica una declinación de un 10 % para realizar pronóstico hasta el 2032, es por eso que se observa esa pendiente de declinación de la producción a partir del primer año de implementación de la propuesta y se comienza a obtener ganancia desde el primer año una vez que se paga el costo de la inversión, según se muestra en el gráfico de la figura 3.7.

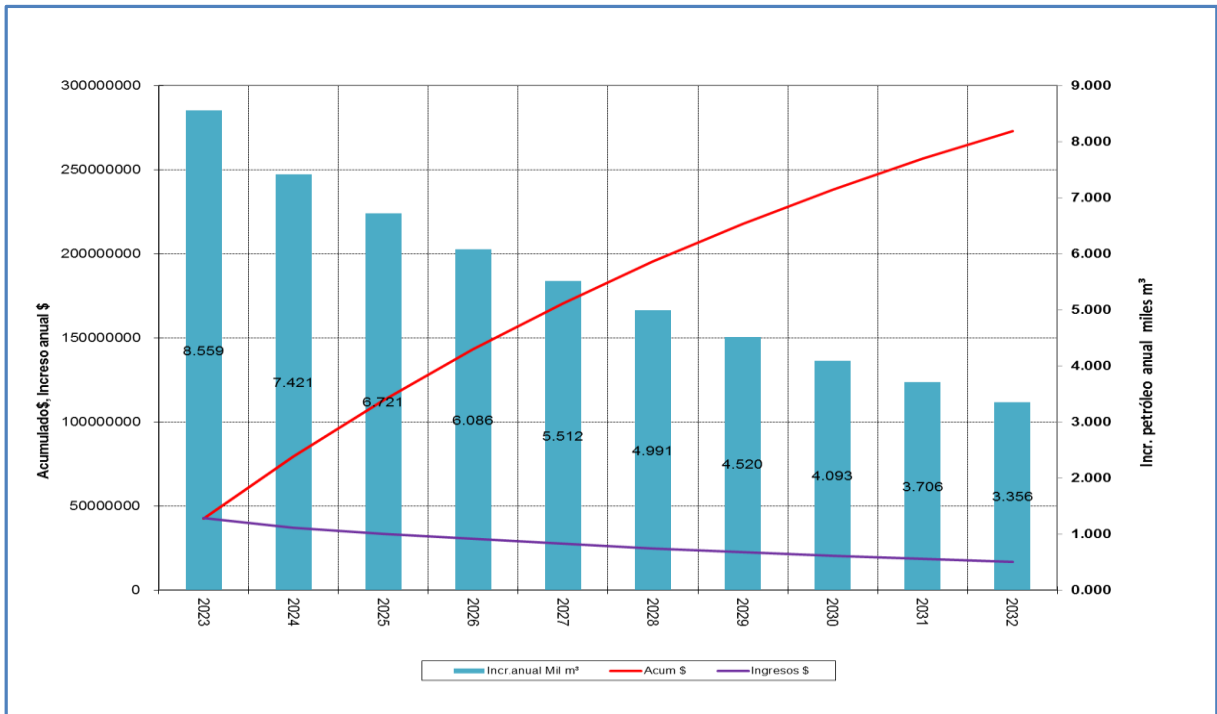


Figura 3.7 Comportamiento de los indicadores de evaluación de efectividad técnico - económica con las propuestas

Luego que se analiza la alta relación costo beneficio de esta inversión se procede a elaborar la propuesta de programa para su ejecución.

3.4 Resultados de la propuesta del programa de trabajo para el aislamiento de agua y punzado al pozo VD-L19.

Se elabora el programa de trabajo para la propuesta de aislamiento de agua y punzado al pozo VD-L19 para incrementar la producción de petróleo (figuras A7.1, A7.2), con las siguientes secuencias de trabajos a realizar:

- 1- Controlar pozo con agua de capa. Sacar bomba y tubería.
- 2- Pasar registros CBL –VDL para determinar el estado de la cementación y registro locator para detectar cala y punzados viejos desde el fondo (1943 m) a la boca.
- 3- Pasar registro CNL para determinar porosidad y registro GR para precisar intercalaciones arcillosas desde (1550 a 700) m LI.
- 4- Interpretación de los registros.

- 5- Anclar retenedor a 1550 m y abandonar intervalos inferiores con cemento a presión. para evitar canalización del agua de la zona inferior.
- 6- Punzar las zonas según tabla 3.5 y acidificar selectivo con receta Ceinpet.

Tabla 3.5 Intervalos propuestos a punzar en el horizonte Carmita

Intervalo m LI	Intervalo TVD	Espesor efectivo (m)
1498-1505	1389-1384	7
1516-1533	1409-1397	17
1308-1313	1242-1247	5
1333-1339	1262-1267	6
1345-1350	1272-1275	5
777-789	774-786	12
825-835	821-830	10
840-845	835-840	5
total		67

Poner en bombeo para evaluar y medir nivel, en dependencia del comportamiento se decidirá hacer curva de recuperación de nivel (CRN) o curva de recuperación de presión (CRP) para calcular presión de capa.

3.5 Resultados del 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 y salideros. En la tabla 3.6 aparecen los principales riesgos en los que se puede incurrir con esta inversión, con sus medidas, seguimiento y responsables.

La cercanía del pozo VD-L19 al polo turístico de Varadero, no solo impacta negativamente al medio ambiente en los procesos de perforación, extracción, colección y transportación, también impacta de forma negativa en 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, 2017).

3.5.1 Principales riesgos de las propuestas.

- 1- Disminución en los pronósticos de incremento de producción del pozo a partir del aislamiento de agua y el punzado en el VD-L19 por bloqueo de la capa productora.
- 2- Aumento de los costos de producción.

Se encuentran confeccionados los planes de seguridad laboral, donde se plasman las medidas para eliminar los riesgos laborales o minimizarlos en su totalidad y proteger presurosamente la seguridad de los trabajadores. En la tabla 3.6 aparecen otros riesgos con sus medidas, seguimiento y responsables.

Tabla 3.6 Otros riesgos de las propuestas. (Correoso.2018)

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 Industrial
Afectaciones por causas físicas: explosiones, incendios de los equipos, derrames, 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.

3.6 Conclusiones parciales del Capítulo III

- 1- El pozo VD-L19, productor en la formación Ronda correspondiente, después de acumular 33 289 m³ de petróleo, está totalmente inundado (100 % de BSW).
- 2- Debido a la alta inundación que presenta el pozo, se propone el abandono de la zona inferior productora, y en su lugar evaluar el corte superior correspondiente a la formación Carmita.
- 3- Teniendo en cuenta los resultados de la interpretación petrofísica del horizonte Carmita, se propone punzar 8 posibles intervalos, los que representan un espesor efectivo total de 67 m.
- 4- Con el aislamiento de la zona de agua y el punzado que se propone para recuperar la producción del pozo VD-L19, se pronostica un incremento de 23.45 m³/d de petróleo, con una declinación estimada por historia de explotación de un 10 %.

CONCLUSIONES GENERALES

- 1- Se propone la recuperación de la producción del pozo VD-L19, mediante el aislamiento de la zona de agua con retenedor de cemento a 1550 m LI y punzado de 8 intervalos en la formación Carmita, equivalente a 67 m de espesor efectivo.
- 2- Con el aislamiento de agua y el punzado que se propone se espera un incremento de producción de 23,45 m³/d de petróleo y se pronostica un acumulado de 8559 m³ e ingresos de \$ 42365162 en el año 2023 y un acumulado total de 54964 m³ de petróleo y \$ 273162762 hasta el año 2032.
- 3- Las medidas que se proponen para recuperar la producción del pozo VD-L19 resultan de gran efectividad desde el punto de vista económico y social, ya que se logra una alta relación costo beneficio, este petróleo puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica, gas licuado y azufre.
- 4- Se elabora el programa de trabajo con la secuencia de trabajo a llevar a cabo para recuperar la producción del pozo VD-L19 con el aislamiento de agua y el punzado que se propone.

RECOMENDACIONES

- 1- Aplicar el programa de trabajo que se propone para la recuperación de la producción del pozo VD-L19.
- 2- Mantener el control sistemático del pozo con muestreos y mediciones periódicas una vez que se realice el aislamiento de agua y el punzado en el VD-L-19.
- 3- Realizar estudio a otros pozos cerrados en conservación por alta RGP o por alto contenido de agua para ver posibilidad de recuperar su producción.

BIBLIOGRAFIA

1. Ahmed, T. (2000). Reservoir engineering handbook. Texas. Gulf Professional Publishing.
2. Barandiaran, L. C. (2004). Definiciones Básicas de Ingeniería de Reservorios. Venezuela.
3. Berger Brill, D. (1992). Petróleo Moderno”. USA. Penn Well Publishing Company. USA.
4. Colectivos de autores. 2018. “Informe anual del Yacimiento Varadero”. Departamento de Yacimiento. Varadero. EPEP-C. Cuba.
5. Colectivo de autores. 2022. “*Archivo digitalizado de pozos del Yacimiento Varadero*”. Departamento de Yacimiento. EPEP-C. Cuba.
6. Castellanos, F. H. (1998). Explotación de yacimientos de petróleo y gas. La Habana: Pueblo y Educación.
7. Colectivo de autores. 2019. “*Introducción a la Industria Petrolera*”. Cuba.
8. Colectivo de autores. (2022). Software SAIEP. Base de datos. Cuba.
9. Colectivo de autores. (2022). Software SIE. Sistema digitalizado de gestión de datos. Cuba
10. Colectivo de Autores NC 9001. (2018). NC ISO. NC ISO 9001: Sistema de gestión de la Calidad. Requisitos para su implementación. Cuba.
11. Correa, Cajigal Armando. 2018. “Certificación Internacional de operadores de producción de petróleo y gas. Varadero”. Centro Politécnico del Petróleo. Cuba.
12. Correoso Romero Eloisa. 2018. “*Propuesta de mejoras al proyecto de producción de petróleo y gas del Yacimiento Varadero para aumentar producción*”. En opción del título de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Mención: Producción de petróleo. Cuba.
13. Crane Co. 1986. “Flow of Fluids through valves, fitting, and pipe”, N.Y, U.S.A.
14. Dake, L. (2004). The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier Developments in Petroleum Science. Pág. 62. (Segunda edición ed.). Amsterdam.
15. Escobar, F. H. (2004). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. (Primera ed.). Guadalupe, México.
16. Elegia, E. (2021). Tema 13: Prospección petrolera. Cárdenas. Cuba
17. Escuela Superior Politécnica del Litoral Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. (2017). Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. México.
18. Fernández Garrido, Rolando. 2018. “*Perforación de pozos petroleros en tierra*”. Cuba.

19. Ferrer, M. (2010). Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Astro Data S.A Venezuela.
20. Franco, J. L. (4 de 1 de 2016). Curso técnico de la industria petrolera. Obtenido de Oilwatch. Bogotá Colombia: <http://oilwacht.com>.
21. González Julio, Becerra Oscar, Gala Miguel, Pérez Eduardo. 2018. "*Optimización de la producción en el yacimiento Varadero*". Informe interno CUPET. Cuba.
22. García Sánchez, R., & Díaz Pino, E. 2021. Geología del Petróleo. Geología del petróleo para la Especialidad de ingeniería petrolera. Cárdenas, Matanzas, Cuba.
23. Howard B. Bradley.1992. "*Petroleum Engineering Handbook*", Society of Petroleum Engineers Richardson, Third Printing, TX, U.S.A.
24. 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.
25. Imai, M. Kaizen, Random House. 1986. New York.
26. Klotz JA, Krueger RF y Pye DS. 1974. "*Effect of Perforation Damage on Well Productivity*"
27. Mejías, M. T. (2007). *Propuestas de optimización de los pozos de los Centros Colectores 7 y 9. Cárdenas, Matanzas.*
28. Ramos, H. R., Daniel Conte Sinat, & Tomás Maldonado Ramírez. (2008). *Registros geofísicos en México. México.*
29. Rivera, J. L. (2009). *Análisis Nodal y explotación de petróleo. La Habana.*
30. Sánchez, J. A., Febles Alejaldes, D., Teruel Díaz, E., & Marrero García, E. (Septiembre - Diciembre de 2021). *Revista Cubana de Ingeniería, V (3), 13-24.*
31. Schlumberger. (2017). *Revista de Control de agua y gas. Revista Control de agua y gas, 5.*
32. Tavares Noa David. 2022. *Departamento de Yacimiento. "Biblioteca digital de Softwares de Ingeniería en Yacimientos de petróleo y Gas". Varadero. EPEP-C. Cuba.*
33. Tavares Noa, D. (2022). Reinterpretación de registros TDT en el pozo VD-Y-6 ZO VD-Y-6. Varadero EPEPE-Centro. Cárdenas, Matanzas, Cuba.
34. Tarrazona, D. J., Hernández Ramírez, J., & Mercado León, L. A. (Mayo de 2010). *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.*

35. Thomas José Eduardo. 2001. *“Fundamentos de Ingeniería del petróleo”*, 2da edición. Brasil.
36. Verrier Castro José miguel. 2019. *“Revista de Ciencia y Técnica de la EPEPC”*. 5ta Edición. Cuba.

SIMBOLOGÍA

Pc-----	Presión de capa (atm)
Pf-----	Presión de fondo (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)
mc -----	Metro cúbico.
m^3 -----	Metro cúbico
m^3/d -----	Metro cúbico por día
mm-----	Milímetro
m-----	Metro.
Mm^3 -----	Miles de metros cúbicos
atm-----	atmósfera
cP-----	Centipoise
s-----	Segundo
°C-----	Grado Celsius
°API-----	(abreviatura de American Petroleum Institute)
MD (LI) -----	Measured depth (Mide la distancia por largo del Instrumento).
TVD-----	True Vertical Depth (mide la distancia vertical).
VD-----	Varadero.

ANEXOS

Anexo 1

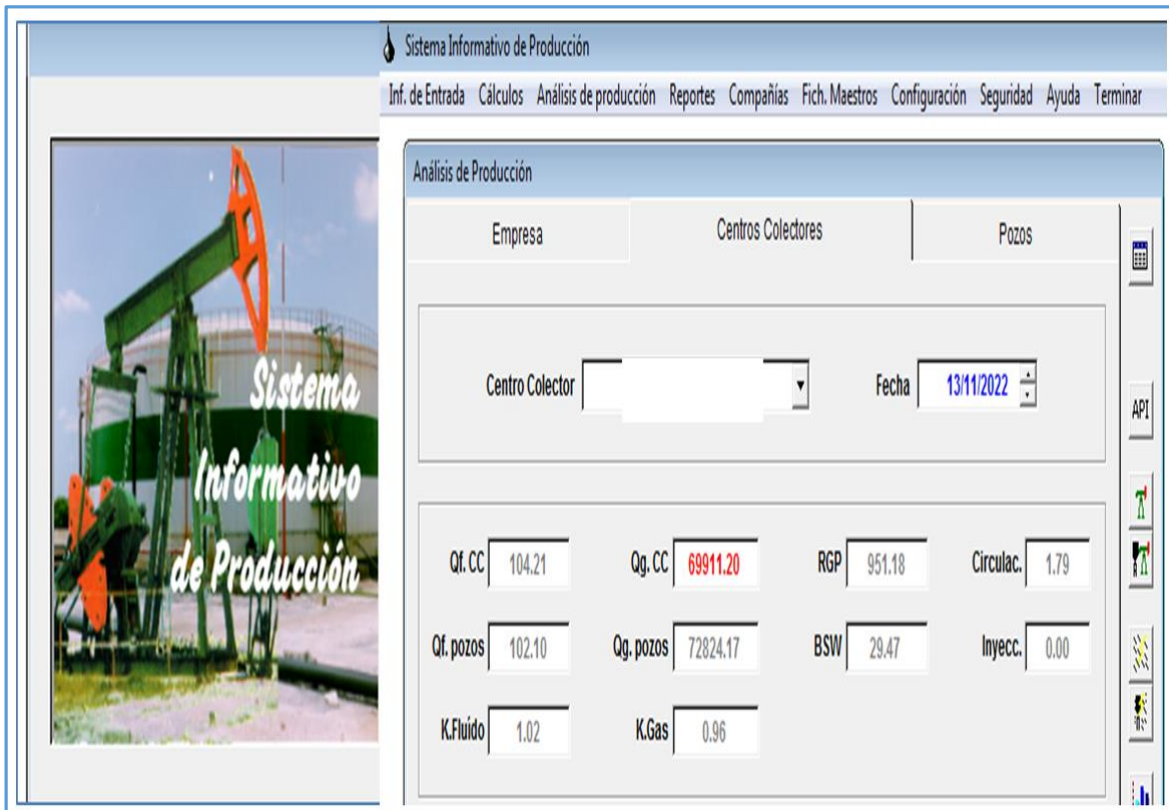
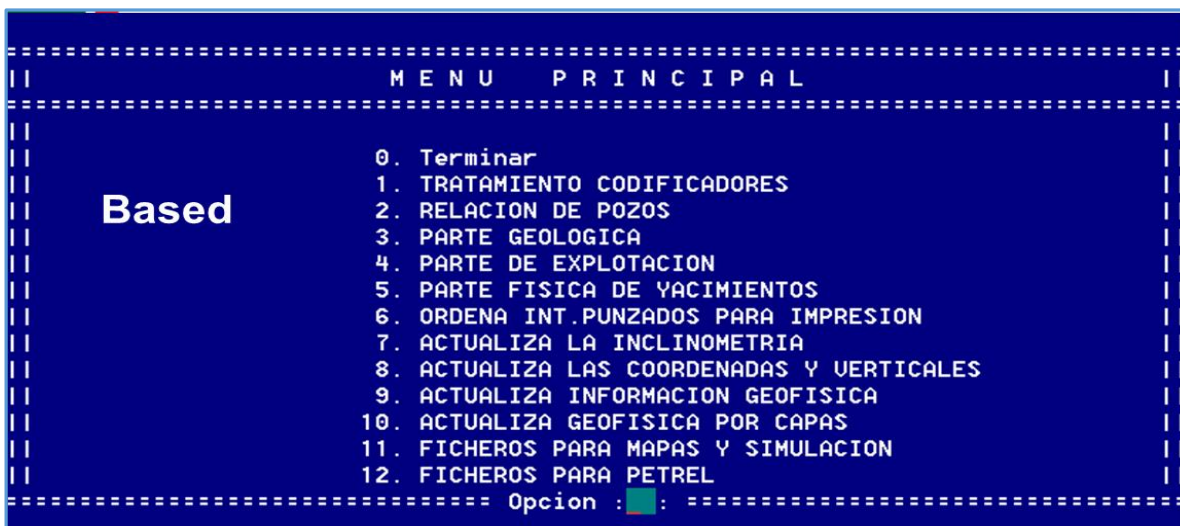


Figura A1.1 Presentación del software Sistema informativo de producción (SIE). (Colectivo de autores, 2022).

Anexo 2



[Datos del pozo]		Profun. Final		Fecha Terminación		KOP		Comentarios	
Pozo	Caño	2070.00		07/06/1990 12:00:00 z		0.00		C.guía 426 mm a 75 m	

[Mediciones]									
Fecha	Medido x ...	Presión F...	Prof. R...	Nivel Din...	Pres.Casing Niv....	Pres.Tubing Niv.Diná...	Tiempo Cierr...	Comentario	
01/09/1990	<input type="checkbox"/>	0.0	1598.00	0	0.0	0.0		Ensayo	
01/11/1990	<input type="checkbox"/>	0.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/06/1991	<input type="checkbox"/>	149.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/08/1991	<input type="checkbox"/>	148.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/11/1991	<input type="checkbox"/>	165.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/12/1991	<input type="checkbox"/>	155.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/02/1992	<input type="checkbox"/>	154.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/03/1992	<input type="checkbox"/>	154.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/04/1992	<input type="checkbox"/>	154.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/07/1992	<input type="checkbox"/>	148.0	1572.00	0	0.0	0.0			
01/09/1992	<input type="checkbox"/>	145.0	1572.00	0	0.0	0.0			
01/11/1992	<input type="checkbox"/>	147.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/03/1993	<input type="checkbox"/>	149.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/05/1993	<input type="checkbox"/>	0.0	1598.00	0	0.0	0.0			
01/07/1993	<input type="checkbox"/>	136.0	1598.00	0	7.5	0.0		NB	
01/08/1993	<input type="checkbox"/>	103.0	1598.00	0	7.0	0.0		NB	
01/09/1993	<input type="checkbox"/>	123.0	1598.00	0	3.5	0.0			
01/11/1993	<input type="checkbox"/>	161.0	1598.00	0	5.6	0.0		NB	

Figura A2.1 Presentación de las bases de datos de producción por el software Based - SAIEP. (Colectivo de autores, 2022).

Anexo 3

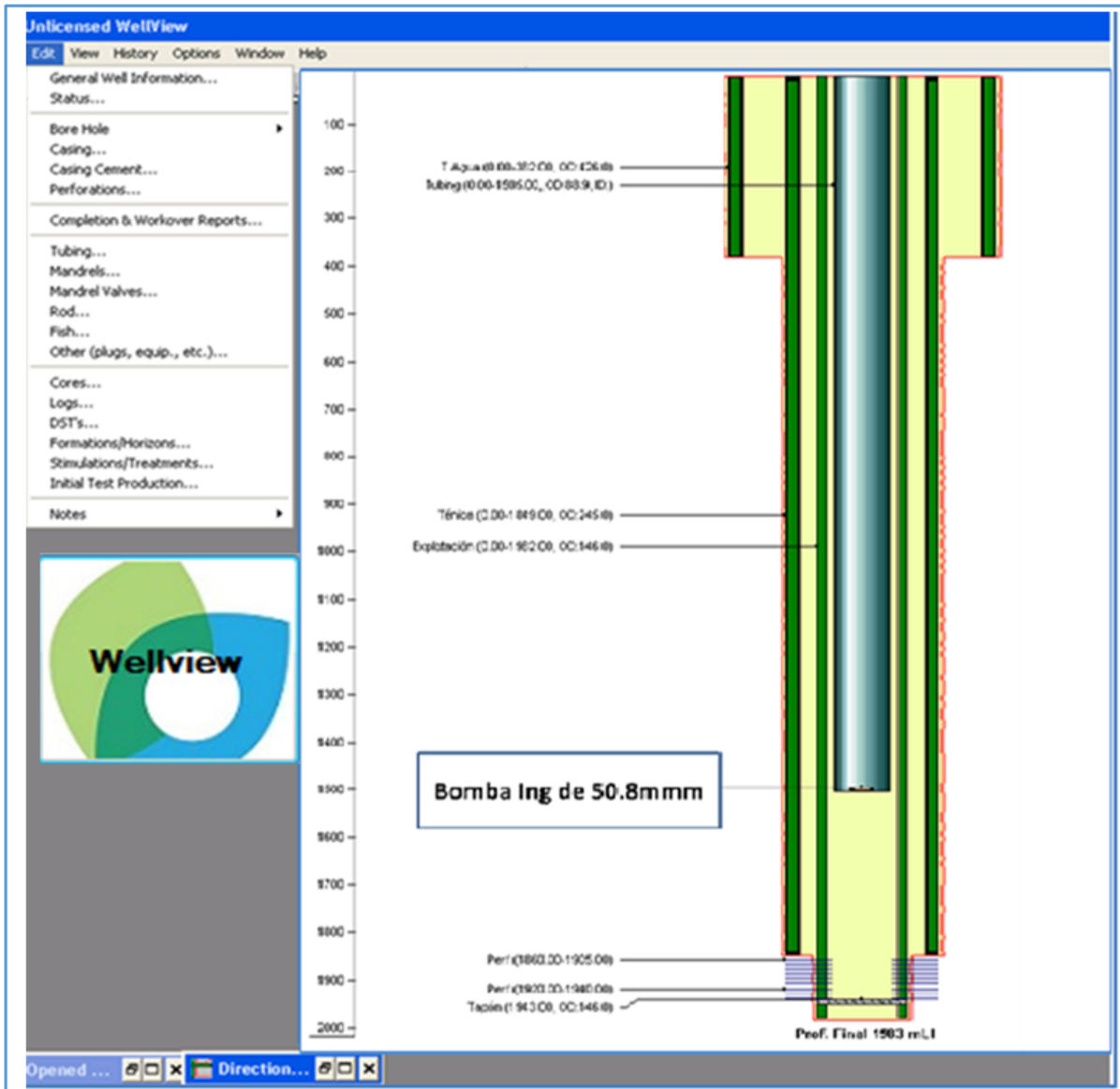


Figura A3.1 Esquema por el software *Wellview* del pozo VD-L19.

Anexo 4



Figura A4.1 Interpretación de registros geofísicos por Software INTGEO. (Tavares, 2022).

Anexo 5



Figura A5.1 Presentación del Software H-EFECTIVO para el cálculo de espesor efectivo. (Tavares, 2022).

Anexo 6

PRODEXTRA

POZO... Varadero (Pronostico)

Horizonte _____	Pliegue _____	Yacimiento <u>VARADERO</u>	
Dens Red _____	hazpozo _____	Rgeologica _____	Miles mc
Delta N actual CNW <u>0</u>	Miles mc	Produccion _____	Miles mc
Presion capa _____	atm	Acum antes _____	
Pres saturacion _____	atm		
Hreferencia _____	mts		
Delta Z CAP _____	mts		
<i>ENTOS</i>	<i>DE</i>	<i>EN</i>	<i>PRODUCCION INCREMENTADA</i>
Oil base <u>1</u>	mcf/d	Incremento inicial <u>22.45</u>	mcf/d
Dec antes CNW <u>0.12</u>		Declino despues CNW <u>0.1</u>	

(los declinos son exponentes anuales)

INDICADORES	PRONOSTICOS
Tiempo @base@RCNW	-157.7 años
Incremento total al tiempo Teq	-101157559230.1 mc
Produccion sin CNW @ Teq	-505788205862.9 mc
Produccion con CNW @ Teq	-606945765093.0 mc
	petroleo
	petroleo

SOFT YAC 1994 ECONOMIC EVALUATIONS

FILE :ECONOMIC1

C U P E T

E P E P...Centro Dpto Yacimientos

Evaluacion de Indicadores Economicos

Pozo... Varadero (Pronos Pozo Desnudo)

Costo inicial de la reterminacion	<input type="text" value="0"/> US\$
Costo adicional de la reterminacion	<input type="text" value="0"/> US\$
OPEX Costo de operacion anual	<input type="text" value="129838"/> US\$
Produccion Declino Anual	<u>5</u> %

PRECIOS

Densidad crudo	10 API	Precio (1994US\$/bbl)	27
Crecimiento anual del precio crudo	0 %	Cost recovery %	100
Share profit oil	100 %		
Ritmo inflacion	1 %		

PRINCIPALES INDICADORES TECNICO ECONOMICOS

Incremento inicial de produccion	1 mcf/d
Payout time	1.5 años
NPV	US\$ Miles
DPI	#¡REF! US\$/US\$

SOFTYAC 1994 DPTO YACIMIENTOS EPEP CENTRO

Figura A6.1 Presentación del software ECON utilizado en los cálculos de efectividad técnico - económica. (Colectivo de autores, 2022)

Anexo 7

PROGRAMA DE TRABAJO POZO VD-L19

Fecha: 16 de Noviembre de 2022

I – Datos del pozo

Fecha conclusión de Perforación: 20/07/1987

Profundidad final: 1983 m LI 1775 m Vertical

Fondo artificial: 1943 m LI Tapón de Cemento), 1737 m TVD

Tabla 1.1 Construcción del pozo

Descripción	Diámetro (pulg.)	Diámetro (mm)	Profundidad (LI)	Tipo Acero/peso)/espesor	H. cemento (LI)
T. agua	16 3/4	426	382	D-11	130 m
Técnica	9 5/8	245	1849	D-8.9-10-12	47
Explotación	5 3/4	146	1982	D-8.5	261 m

Tabla 1.2 Resumen Intervalos punzados

Profundidad Intervalos punzados mts		Fecha	Tipo de Punzado	Fluido utilizado para punzar	Observaciones
MD	TVD				
1970-1950	1764-1747	29/07/87	PK-103-20	Lodo 1.20	Entrada de pet por Niveles
1940-1920	1738-1720	6/8/89	PK-80-12	Ferro cromo 1.20	Entrada Industrial de pet
1905-1860	1707-1667	18/6/96	PK-105-12	Agua	Entrada Industrial de pet

Tabla 1.3 intervalos abierto actualmente

LI	TVD	Horizonte	Observaciones
1940-1920	1738-1720	V1(Ronda Morena)	
1905-1860	1707-1667	V1(Ronda Morena)	

Figura A7.1 Programa de trabajo para abandono de zona de agua y punzado en el pozo VD-L19. (Colectivo de autores, 2022).

II- Datos de Producción

Método de producción actual: Pozo en conservación por alta inundación (BSW=100%)

Tabla II.1 parámetros de producción antes del cierre por inundación

Tipo Bomba	anclaje (m)	Recorrido (m)	Golpes g/min	Choque (mm)	Observaciones
Ing. 50.8	1504				

Tubería a: 1505 m LI Diámetro: 88.9 mm

Tabla II. 2 Parámetros de Producción antes del cierre

Qf (m ³ /d)	Qp (m ³ /d)	BSW (%)	RGP (m ³ /m ³)	Pcapa (atm)	Pf (atm)	Prof Ref. (m)	Pet acumulado m ³
		100					

III. Objetivos del trabajo: Abandonar intervalo actual inundado y punzar nuevas zonas en la formación Carmita.

III. 1 Secuencia de trabajos a realizar:

- 1- Controlar pozo con agua de capa. Sacar Bomba y tubería.
- 2- Pasar registros CBL –VDL y locator desde el fondo (1943 m) a la boca.
- 3- Pasar CNL y GR desde 1550 m a 700 m.
- 4- Interpretación de los registros.
- 5- Anclar retenedor a 1550 m y abandonar intervalos inferiores con cemento a presión. para evitar canalización del agua de la zona inferior.
- 6- Punzar las siguientes zonas y acidificar selectivo con receta Ceinpet.

Tabla III.3 Intervalos propuesto a punzar

Intervalo m LI	Intervalo TVD	Espesor efectivo (m)
1498-1505	1389-1384	7
1516-1533	1409-1397	17
1308-1313	1242-1247	5
1333-1339	1262-1267	6
1345-1350	1272-1275	5
777-789	774-786	12
825-835	821-830	10
840-845	835-840	5
Total		67

- 7- Poner en bombeo para evaluar y medir nivel, en dependencia del comportamiento se decidirá hacer curva de recuperación de nivel (CRN) o curva de recuperación de presión (CRP) para calcular presión de capa.

Figura A7.2 Programa de trabajo para abandono de zona de agua y punzado en el pozo VD-L19. (Colectivo de autores, 2022).