



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

**Propuesta de tareas técnicas para la recuperación de la
producción de petróleo del pozo VD–Y6 del Yacimiento
Varadero**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo
Mención: Producción de petróleo**

Autor: MSc. Daymi Sánchez Rangel

Matanzas, 2022



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

**Propuesta de tareas técnica para la recuperación de la
producción de petróleo del pozo VD-Y6 del Yacimiento
Varadero**

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: MSc. Daymi Sánchez Rangel

Tutores: Esp. Ing. Renier Rodríguez González

MSc. Irina Pedroso Rodríguez

Matanzas, 2022

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Daymi Sánchez Rangel declaro ser la única autora del presente trabajo presentado en opción al título académico de Especialista en Perforación y Extracción en Pozos de Petróleo y Gas. Mención Producción; por tanto autorizo para su consulta a estudiantes y profesores de la Universidad de Matanzas y de los Centros Politécnicos del Petróleo, a técnicos y profesionales de las empresas petroleras a hacer uso del mismo con el objetivo y finalidad que se estime pertinente, siempre que se respete su autoría.

Daymi Sánchez Rangel
Facultad de Ciencias Técnicas
Universidad de Matanzas

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de investigación a las personas que me inspiran cada día, mis hijas Amalia y Amanda.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en la realización de la investigación:

- ✓ A mi mamá siempre dispuesta a apoyar en mi superación y en todos los aspectos de la vida.
- ✓ A mis hijas por ser tan especiales y permitirme emplear parte del tiempo que les debo dedicar, a mi superación.
- ✓ A mi esposo por su dedicación y amor.
- ✓ A mi amiga Yaneisis por su apoyo y preocupación constante.
- ✓ A la compañera Eloisa Correoso Romero por su apoyo incondicional en la realización de la investigación.
- ✓ A mis tutores Irina y Renier.
- ✓ A Yamile por su constante preocupación y apoyo.
- ✓ A los profesores de la Especialidad, en especial al profesor Elio Elégiga.
- ✓ A todos aquellos que me animaron durante el transcurso de la especialidad.

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 proponer tareas técnicas para recuperar la producción de petróleo del pozo VD-Y6, el cual se encuentra cerrado desde el mes de junio del año 2020 en conservación en espera de una solución o para ser liquidado. Se revisa toda la información disponible sobre el pozo, se caracteriza, se analiza el comportamiento actual de los principales indicadores de producción, se evalúa el potencial del pozo, se calcula el petróleo que queda por extraer y se proponen como tareas técnicas para recuperar la producción del pozo; el aislamiento de zona de gas y zona de agua, se evalúa la factibilidad técnica y económica de las tareas técnicas que se proponen, con lo que se espera un incremento de producción de 22 m³/d aproximadamente.

ABSTRACT

This work is carried out at the Petroleum Drilling and Extraction Company of the Center (EPEP-C), due to the country's need to increase oil production and due to the increase in the rate of decline in oil production from the Varadero Field in the recent years, with the aim of proposing technical tasks to recover the oil production of the VD-Y6 well, which has been closed since June 2020 in conservation pending a solution or to be liquidated. All available information about the well is reviewed, it is characterized, the current behavior of the main production indicators is analysed, the potential of the well is evaluated, the oil that remains to be extracted is calculated and technical tasks are proposed to recover production from the well; the isolation of the gas zone and the water zone, the technical and economic feasibility of the proposed technical tasks is evaluated, de 22 m³/d.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO	4
1.1 GENERALIDADES DEL PETRÓLEO	4
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS PETRÓLEOS CUBANOS DESDE EL PUNTO DE VISTA DE SU ORIGEN (GENERACIÓN).....	5
1.3 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS DE ACUMULACIÓN.....	6
1.3.1 <i>Porosidad</i>	6
1.3.2 <i>Permeabilidad</i>	7
1.3.3 <i>Saturación</i>	8
1.4 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO EN LAS CONDICIONES DE LA CAPA.....	8
1.5 RELACIÓN GAS - PETRÓLEO	9
1.6 PORCIENTO DE AGUA Y SÓLIDO EN EL CRUDO	9
1.7 PRESIÓN DE SATURACIÓN DEL PETRÓLEO CON EL GAS	10
1.8 COMPORTAMIENTO DEL PETRÓLEO, EL GAS Y EL AGUA EN LA ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO	10
1.8.1 <i>Aislamiento mecánico del gas</i>	11
1.8.2 <i>Aislamiento mecánico del agua</i>	12
1.9 EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO	13

1.10	REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS	15
1.11	EL PROCESO DE PUNZADO.....	15
1.12	RESERVAS PETROLERAS	16
	<i>Reservas: Hidrocarburos producibles (m³)</i>	<i>17</i>
1.12.1	<i>Indicadores a tener en cuenta para la recuperación de las reservas del yacimiento</i>	<i>17</i>
1.13	PROTECCION AL MEDIO AMBIENTE	19
1.13.1	<i>Impactos negativos de la actividad sobre el medio ambiente</i>	<i>20</i>
1.14	CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPÍTULO I	20
CAPITULO II: MATERIALES Y MÉTODOS		22
2.1	CARACTERIZACIÓN DEL POZO VD-Y6.....	22
2.2	COMPORTAMIENTO DE LOS PRINCIPALES INDICADORES DE PRODUCCIÓN DEL POZO VD-Y6.....	25
2.3	EVALUACION DEL INTERVALO AISLADO POR ALTA RGP DESDE JUNIO DEL 2015.....	25
2.4	EVALUACION DEL POTENCIAL PRODUCTIVO DEL POZO	26
2.5	PROPUESTA DE TAREAS TÉCNICAS PARA RECUPERAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO VD-Y6 DEL YACIMIENTO VARADERO.....	27
2.6	ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD TÉCNICA Y ECONOMICA DE LA PROPUESTA.....	27
2.7	CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPITULO II	28
3	CAPITULO III: ANÁLISIS Y RESULTADOS	29

3.1	RESULTADOS DEL ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRINCIPALES INDICADORES DE PRODUCCION DEL POZO VD-Y6	29
3.2	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL INTERVALO AISLADO POR ALTA RGP DESDE JUNIO DEL 2015	30
3.2.1	<i>Evaluación de la calidad del cemento.....</i>	30
3.2.2	<i>Reinterpretación del TDT para evaluar el intervalo aislado (1711-1846) metros y estimar la profundidad del packer inferior de la zona de gas</i>	31
3.2.3	<i>Establecer las profundidades de anclaje de los packers para la posibilidad de aislar el fondo.....</i>	34
3.3	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PRODUCTIVO DEL POZO VD-Y6	35
3.4	RESULTADOS DEL ANALISIS PARA PROPONER TAREAS TECNICAS PARA RECUPERAR LA PRODUCCION DE PETROLEO DEL POZO VD-Y6.....	40
3.4.1	<i>Datos de construcción del pozo.....</i>	40
3.4.2	<i>Correlación geológica petrofísica con pozos vecinos del VD-Y6.....</i>	42
3.5	RESULTADOS DEL ANALISIS DE LA EFECTIVIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE LA PROPUESTA	43
3.6	ANALISIS DE RIESGOS	46
3.7	CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPITULO III.....	47
4	CONCLUSIONES GENERALES	48
5	RECOMENDACIONES	49
6	BIBLIOGRAFIA	50
7	SIMBOLOGÍA.....	56
8	ANEXOS	57

INTRODUCCIÓN

La producción petrolera en el mundo constituye la fuente principal de energía, por lo que el desarrollo de la economía está muy relacionado con ello. Es innegable la constante lucha por el dominio de las grandes zonas petroleras, principalmente por países del primer mundo.

La importancia del petróleo a nivel mundial ha incentivado la búsqueda de tecnologías cada vez más modernas para lograr los mayores niveles de producción en cada yacimiento, siendo básicos los estudios geológicos y geofísicos.

En Cuba, a pesar de no ser un país petrolero se han dedicado 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, por lo cual se han tomado las medidas necesarias para el logro de un desarrollo sostenible y económicamente sustentable de la producción petrolera en Cuba.

La producción de petróleo en Cuba y en especial en el yacimiento Varadero ha experimentado una fluctuación no siempre con tendencia ascendente por los diferentes momentos que ha atravesado.

Los estudios petrofísicos permiten tomar decisiones sobre las acciones a acometer en los diferentes momentos de la vida del pozo, haciendo mejor los niveles de producción, situación que es necesario analizar en aras de obtener soluciones alternativas para recuperar los niveles de producción de petróleo en los pozos.

El Yacimiento Varadero cuenta con ramilletes de pozos que se comenzaron a explotar recientemente y otros datan desde 1970, estos últimos 50 años de explotación del yacimiento declinan su producción y es necesario emplear alternativas de solución que permitan extraer la mayor cantidad de petróleo del yacimiento, aprovechando todas las zonas productivas. Declinan las producciones a veces favoreciendo la extracción de agua o gas, situación ésta que se presenta en el pozo VD-Y6 del yacimiento Varadero.

La perforación de este pozo se culmina en el año 1990, lo que indica que su explotación data de 32 años, tiempo suficiente para mostrar declinación en los niveles de producción de petróleo. En los estudios realizados durante la vida del pozo se constata que en éste se aíslan tres zonas superiores en el año 2015, con el objetivo de disminuir altos niveles en la Relación Gas - Petróleo (RGP), luego de estos trabajos se incrementa el Porcentaje de Agua y Sólidos

(BSW) del pozo hasta alcanzar 100 % de agua en mayo de 2020, por lo que se decidió cerrar el pozo en el mes de junio del propio año y dejarlo en conservación.

Por la necesidad de aprovechar cada pozo para aportar a la producción de petróleo del país se analizan variantes para recuperar la extracción en este pozo, por lo que se plantea como **problema científico**:

¿Cómo recuperar la producción de petróleo del pozo VD-Y6 del Yacimiento Varadero perteneciente a la Empresa de Producción y Extracción de Petróleo del Centro?

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

Si se emplean las tareas técnicas adecuadas se logrará recuperar la producción de petróleo del pozo VD-Y6.

Para dar solución al problema se plantea el:

Objetivo General:

Proponer tareas técnicas que contribuyan a recuperar la producción de petróleo del pozo VD-Y6.

Para dar cumplimiento al objetivo general se establecen los siguientes **Objetivos Específicos**:

1. Caracterizar el pozo VD-Y6.
2. Analizar el comportamiento histórico de los principales indicadores de producción del pozo VD-Y6.
3. Evaluar el intervalo aislado por alta RGP desde el mes de junio de 2015.
4. Evaluar potencial productivo del pozo.
5. Analizar las tareas técnicas a proponer para recuperar la producción de petróleo del pozo VD-Y6 del Yacimiento Varadero.
6. Analizar efectividad técnica y económica de la propuesta.

La investigación que se desarrolla posee actualidad, por la repercusión de la solución que se propone, lo que impacta de manera positiva en la producción, sin restar importancia al impacto social, ya que el crudo extraído se emplea en la generación de electricidad y obtención de lubricantes que sustituyen importaciones.

El trabajo se encuentra estructurado en tres capítulos:

Capítulo I: 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. Para su

confección se consulta la bibliografía disponible y se seleccionan las más relevantes y de actualidad.

Capítulo II: Materiales y métodos

En este capítulo se define el método investigativo de trabajo que permita verificar la hipótesis planteada, para esto, se caracteriza el objeto de estudio y se explican los materiales y métodos empleados para el desarrollo de los objetivos específicos.

Capítulo III: Análisis y resultados

En este capítulo se procesan, analizan y presentan los resultados obtenidos en la investigación, con énfasis en la propuesta de tareas técnicas para recuperar la producción de petróleo del pozo VD-Y6 del Yacimiento Varadero.

CAPÍTULO I: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

Este capítulo aborda el marco teórico necesario para el desarrollo de la investigación y contiene información relevante relacionada con la problemática de la misma, la bibliografía disponible se consulta, revisa y se seleccionan las de mayor relevancia, actualidad y vínculo con la temática para fortalecer la investigación.

1.1 Generalidades del petróleo

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 (Remigio, 2016).

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, Becerra, Gala , & Pérez , 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 sí 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 J. , 2001).

Otra forma de clasificación del petróleo es de acuerdo a su gravedad °API (*American Petroleum Institute*) como se muestra a continuación (Thomas J. , 2001):

Crudo liviano: gravedades mayores de 31.1 °API

Crudo mediano: gravedades entre 22.3 y 31.1 °API

Crudo pesado: gravedades entre 10 y 22.3 °API

Crudo extrapesado: gravedades menores de 10 °API

1.2 Clasificación de los petróleos cubanos desde el punto de vista de su origen (generación)

Esta clasificación se basa en el trabajo de (López, 2004), donde los petróleos se agrupan en tres familias (I, II y III), aquí la principal diferencia no es el tipo de materia orgánica, sino el ambiente donde ésta se acumuló.

De esta manera en la Familia I, se encuentra la materia orgánica Tipo II y IIS, acumuladas en un ambiente marino muy anóxico (hipersalino) con alto confinamiento. En este grupo los carbonatos prevalecen sobre las arcillas. Por su grado de maduración se reconocen dos subgrupos:

- ✓ IA, de baja maduración (reconocidos en los yacimientos Varadero, Boca de Jaruco y Puerto Escondido).
- ✓ IB de alta maduración (reconocidos en los pozos Río del Medio y Los Arroyos).

La Familia II contiene materia orgánica del Tipo II, formada en un ambiente marino, abierto y los carbonatos tienen mucho mayor predominio que las arcillas. A diferencia de la familia

anterior, aquí solamente se reconoce el petróleo de alta maduración (reconocido en los pozos de los yacimientos Pina y Brujo).

La Familia III contiene materia orgánica del tipo II (I-II), que fue acumulada en un ambiente marino, con diferente grado de aporte de material terrestre. Aquí la cantidad de los carbonatos es menor que la de las arcillas o están completamente ausentes. También por el grado de maduración se reconocen dos subgrupos:

- ✓ IIIA de alta maduración reconocido en los pozos de Martín Mesa y el Pinar 2.
- ✓ IIIB de baja maduración, presente en los pozos de los yacimientos Cantel y Cristales.

1.3 Propiedades físicas de las rocas de acumulación

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

1.3.1 Porosidad

En los yacimientos petroleros, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha porosidad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la roca reservorio (Dake, 2004).

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

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

Donde:

ϕ : porosidad

V_p : volumen de poros (m^3)

V_s : volumen del esqueleto mineral (m^3)

V_t : volumen total (m^3)

➤ 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).

✓ 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).

1.3.2 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, Conte, & Maldonado, 2008) (Rivera, 2009).

➤ Tipos de permeabilidad:

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

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

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

Donde:

K: permeabilidad absoluta (md)

Q: es el gasto de producción por la sección de superficies (m³/d)

μ: es el coeficiente de viscosidad (cP)

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

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

1.3.3 Saturación

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

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

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

- ✓ Método de temperatura crítica de la disolución
- ✓ Método de trituración
- ✓ Método de cloruro

1.4 Propiedades del 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.

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, tales como la presión de saturación del petróleo con el gas, el factor gas, el peso específico y volumen específico del petróleo en las condiciones del estrato (Castanedo, 2011) (Mejías, 2007).

1.5 Relación gas - petróleo

Al encontrarse el crudo bajo condiciones de altas temperaturas y presiones en el yacimiento, el mismo posee un determinado por ciento de gas disuelto, el cual fluye hacia la superficie junto con el petróleo en una sola fase (mientras la presión sea mayor que la presión de saturación) y la cantidad de gas en metros cúbicos extraído junto con un metro cúbico de petróleo se le conoce como relación gas petróleo (RGP) o factor gas en el petróleo. A medida que se extrae el crudo el reservorio pierde energía (disminuye la presión en el yacimiento) y puede descender hasta el punto donde comienza a separarse el gas del petróleo, a este valor de presión en que comienzan a aparecer dos fases se le denomina Punto de Burbuja o Presión de Saturación (PB) (Thomas J. , 2001).

La RGP se determina por la siguiente ecuación:

$$RGP = \frac{V_{gas}}{V_{pet}} \quad (1.3)$$

Dónde:

RGP – Relación gas - petróleo (m³ de gas/m³ de petróleo)

V_{gas} – Volumen de gas en un m³ de petróleo (m³ de gas/m³ de petróleo)

V_{pet} – Volumen de petróleo extraído (m³)

1.6 Porcentaje de agua y sólido en el crudo

El porcentaje de agua y sólido (BSW) es una característica de gran importancia en la producción de petróleo. El BSW se puede definir como el contenido de agua y sólidos expresado en porcentos, disuelto en un fluido que contiene petróleo y generalmente gas.

Este factor tiene gran influencia en la calidad del petróleo que se produce, pues uno de los requisitos que debe cumplir el mismo para ser vendido es que debe tener un 2% de BSW como máximo. También influye notablemente en la eficiencia de bombeo (según el llenado de

petróleo en la bomba, a mayor %BSW menor cantidad de petróleo producido). Es importante señalar que un elevado %BSW afecta en gran medida al proceso productivo, ya que posteriormente es mayor la cantidad de agua a transportar y tratar (Rodríguez, 2007).

1.7 Presión de saturación del petróleo con el gas

Es la presión mínima con la cual la mezcla de petróleo y gas se encuentra en estado monofásico, es decir el gas disuelto completamente en el petróleo. Si la presión en el yacimiento disminuye por debajo de la presión de saturación el gas disuelto en el petróleo va a salir en forma de gas libre, o sea se forman dos fases, una líquida y la otra gaseosa (Berger, 1992).

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 (Castanedo, 2011).

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

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.

En un reservorio con ese tipo de estructura, la zona de petróleo se coloca en producción, mientras que la zona de gas se preserva, ya que la principal fuente de energía para la producción está en la capa de gas. El mecanismo funciona de la siguiente manera: la zona de petróleo se coloca en producción, lo que conlleva a una reducción en su presión debido a la extracción del fluido.

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

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

La segregación gravitacional puede mejorar, por ejemplo, el mecanismo de gas disuelto. El gas, en vez de expandirse dentro del reservorio desplazando el petróleo hacia fuera del medio poroso, es producido conjuntamente con el petróleo. Sin embargo, con la actuación de la gravedad sobre los fluidos, una gran parte del gas que sale de la solución, migra hacia la parte más alta de la estructura, provocando el apareamiento de la llamada capa de gas secundaria (Correa, 2018).

1.8.1 Aislamiento mecánico del gas

Cuando el gas se canaliza hacia la zona productora de petróleo aumentando la relación gas petróleo hasta valores que afectan el factor de recobro, es decir valores por encima del límite permisible, se recurre a realizar diagnósticos para dar soluciones al pozo, de modo que se limite la entrada de gas manteniendo en lo posible la producción de crudo, en ocasiones se utilizan herramientas tipo *packer*, esta herramienta utiliza tecnología que ya ha sido probada en el campo y garantiza el cegado del hueco tanto en pozos con huecos revestidos como en huecos desnudos (Delgado L. , 2020).

El *packer* o empaquetadura es una es una herramienta de fondo utilizada para proporcionar un sello entre la tubería de producción y el revestimiento de producción, a fin de evitar el movimiento vertical de los fluidos, desde la empaquetadura por el espacio anular, hacia arriba.

Esta herramienta es utilizada en las siguientes condiciones:

- ✓ Para proteger la tubería de revestimiento del estallido bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección.
- ✓ Para proteger la tubería de revestimiento de algunos fluidos corrosivos.
- ✓ Para aislar perforaciones o zonas de producción en completamientos múltiples.
- ✓ En instalaciones de levantamiento artificial por gas.
- ✓ Para proteger la tubería de revestimiento del colapso, mediante el empleo de un fluido sobre el *packer* en el espacio anular entre la tubería y el *casing* de producción.

1.8.2 Aislamiento mecánico del agua

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

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

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

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

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

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

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

1.9 Explotación del petróleo

Todos estos elementos se deben estudiar y tener en cuenta para la extracción del petróleo, a través de la perforación de pozos, esto consiste en perforar las distintas capas de roca, tierra y otros elementos orgánicos hasta llegar a la profundidad donde se encuentra el yacimiento de los hidrocarburos, para ello se utilizan además de equipos específicos, sustancias contaminantes y agresivas para la perforación de las capas de suelo (Hernández, Diego, Pradas, & Sergio, 2018). Las técnicas utilizadas para la perforación a nivel mundial cada vez son más complejas, han tenido grandes avances científicos – técnicos, que van a la par de las complejidades y profundidades de los yacimientos descubiertos (Willson, 2021).

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

- Formación de costra o revoque

- Zona lavada
- Zona de transición o mezcla
- Zona virgen o no alterada

Como se muestra en la Figura 1.1:

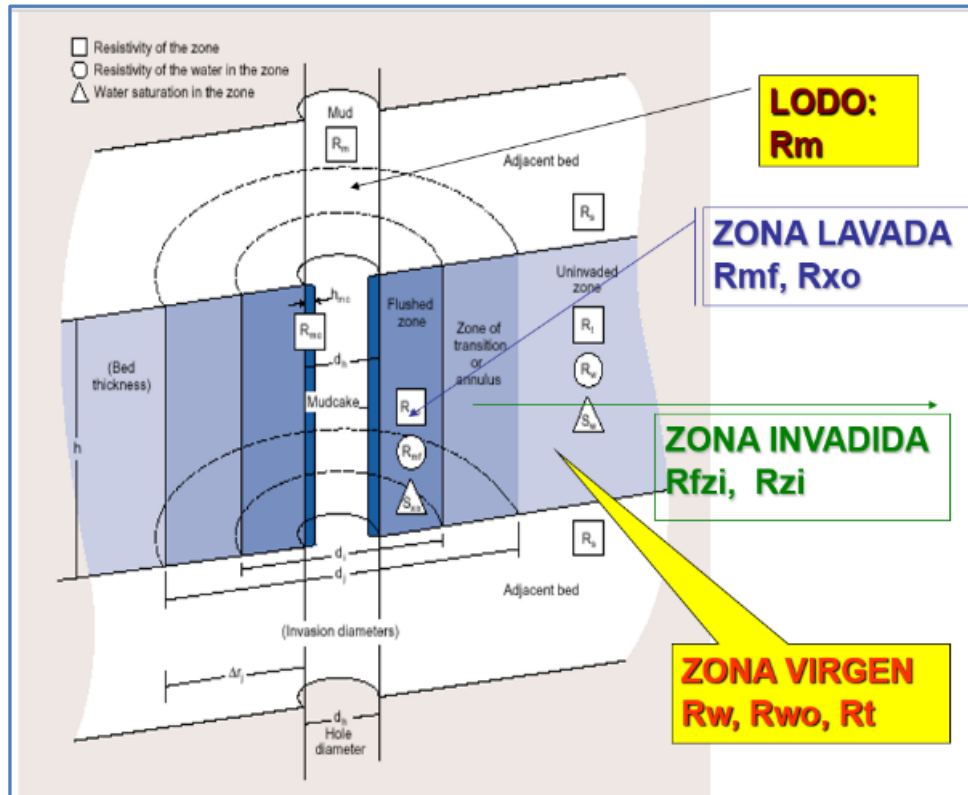


Figura 1.1: Zonas presentes en formaciones colectoras (García & Días, 2021)

Estos procesos no escapan de impactar negativamente al medioambiente, siendo este uno de los problemas más importantes y difíciles de resolver. Constituye una de las premisas fundamentales para llegar a este desarrollo que el uso que se realice de los recursos naturales no supere la tasa de renovación de los mismos, con esto se lograría no solo preservar el medio ambiente, sino permitir que estos recursos estén disponibles para las generaciones futuras, situación que es aún más inminente por la cercanía del yacimiento al Polo Turístico Varadero. No solo impacta al ambiente en los procesos de perforación, extracción, colección y transportación así como aquellos procesos que emplean este y sus derivados como materia prima, por ejemplo en la fabricación de medicinas, fertilizantes, productos alimenticios,

objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas, textiles y para generar electricidad, por lo que se debe ejercer control y monitoreo en las etapas de todos los procesos (Franco, 2016).

1.10 Registros geofísicos de pozos

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

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

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

1.11 El proceso de punzado

Los punzados desempeñan un papel fundamental en la producción de hidrocarburos, desde las pruebas de pozos para la evaluación del yacimiento hasta el completamiento e intervención de

remediación o reacondicionamiento del pozo, constituyendo un elemento clave para el éxito de la exploración y explotación, la producción económica del pozo de petróleo y/o gas, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los hidrocarburos. El punzado es el único modo de establecer túneles de comunicación entre el pozo y la formación. La operación de punzado no es una técnica aislada, debiendo prestarle atención particular en la selección del diámetro de la camisa o tubería de revestimiento, ya que éste condicionará el diámetro exterior de los cañones, los cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a éste (Behrman, Técnicas de diseño de disparos para optimizar la productividad, 2020).

1.12 Reservas petroleras

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

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

Estas deben satisfacer cuatro criterios:

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

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

- ✓ Probadas: son aquellas que pueden ser estimadas con un alto grado de certeza.
- ✓ Probables: son aquellas reservas adicionales con menos certeza de ser recuperadas que las reservas probadas.
- ✓ Posibles: son aquellas reservas adicionales que se pueden estimar a partir del análisis de los

datos geológicos, geofísicos y de ingeniería, pero tienen mayor incertidumbre que las reservas probables.

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

Reservas: Hidrocarburos producibles (m^3)

Recursos: Hidrocarburos in situ dentro del yacimiento (m^3)

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

$$\text{Recursos} = A \cdot h_e \cdot \Phi \cdot S_o \quad (1.5)$$

Donde:

A= Área (m^2)

h_e = Espesor (m)

Φ = Porosidad

S_o = Saturación de petróleo

R= Coeficiente de Recobro

$$R = \text{Reservas/Recursos} \quad (1.6)$$

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 (Verrier, 2015).

1.12.1 Indicadores a tener en cuenta para la recuperación de las reservas del yacimiento

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 de los coeficiente de explotación de los pozos operados, el coeficiente de utilización y el de aprovechamiento, sin dejar de tener en cuenta el cumplimiento de la calidad del petróleo crudo pactada y de las materias primas

fundamentales que se incorporan al proceso productivo, previéndose el cumplimiento de programas de mejoras tecnológicas.

A continuación, se explica cómo se determinan los coeficientes:

- ✓ **Coefficiente de explotación:** Es la relación entre las horas trabajadas por los pozos activos y las horas calendarios correspondientes a estos pozos.
- ✓ **Coefficiente 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, 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.

Los indicadores son mediciones del funcionamiento de un proceso, estos pueden ser de Eficacia, Eficiencia o Efectividad, tanto globales o de resultado del proceso, como auxiliares o de proceso. Ellos nos indican cómo marcha el proyecto (Correoso, 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 (Correoso, 2018).

1.13 Protección al medio ambiente

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 (Hernández & Pradas, 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.

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

Durante la exploración de petróleo se incorporan criterios de seguridad y protección del medio ambiente, en todo el ciclo de las operaciones. Se trabaja para asegurar la gestión del riesgo en todo el proceso con el objetivo de prevenir cualquier posible impacto en el medio ambiente.

La mejor manera de evitar incidentes es la prevención; para ello se revisan y actualizan de manera periódica los procedimientos de actuación a todos los niveles, partiendo del análisis y debate con los trabajadores directos a la producción para mejorar los sistemas de vigilancia y control de la actividad medioambiental.

Si pese a todo ocurriera un derrame, una fuga o cualquier otro incidente, se activan inmediatamente los mecanismos de respuestas ante emergencias y posteriormente se analizan las causas para establecer nuevas acciones preventivas y así evitar que vuelva a ocurrir. Estos

procesos resultan fundamentales para seguir reduciendo al máximo los impactos sobre el medio ambiente y en igual medida garantizar la salud de las personas (Craft, 2020).

Las políticas de seguridad y salud en el trabajo y la de medio ambiente establecidas en la empresa encierran los principios y compromisos de actuación para desarrollar la actividad, manteniendo la salud de las personas, la seguridad y la protección del medio ambiente, equipos e instalaciones.

1.13.1 Impactos negativos de la actividad sobre el medio ambiente

✓ 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

1.14 Conclusiones parciales del Capítulo I

1- Cuando el gas o el agua se canalizan hacia la zona productora de petróleo y estos llegan a alcanzar valores por encima de los límites permisibles, se cierran los pozos y se dejan en conservación hasta realizar diagnóstico para buscar posible solución.

2- 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.

3- Para lograr la evaluación integral de un pozo se utiliza como una de las valiosas herramientas, la interpretación de los registros geofísicos de pozos.

4- Recuperar hidrocarburos de los campos viejos es hoy la fuente más segura y confiable para mantener y en ocasiones incrementar la producción de crudo.

CAPITULO II: MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo se define el método investigativo de trabajo que permita verificar la hipótesis planteada, para esto, 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-Y6

Este pozo comienza su explotación el 7 de junio de 1990, con una profundidad final de 2070 metros LI, atravesando los límites geológicos que se muestran en la tabla 2.1, su reservorio está formado por calizas pelitomórficas recristalizadas, calizas arcillosas con inclusiones de pedernal. La descripción geológica de este pozo se confecciona principalmente con la información brindada por los registros geofísicos corridos en él y teniendo en cuenta los datos aportados a pie de pozo por el *well-site*, pues no existen datos paleontológicos ni estratigráficos realizados al respecto.

El pozo VD-Y6 pertenece al Yacimiento Varadero, el cual se ubica en la zona central de la Franja Norte Cubana. Este yacimiento está formado fundamentalmente por rocas carbonatadas fracturadas de crudo pesado y extrapesado (Becerra, Gala , Eduardo, & González, 2014). Es descubierto alrededor del año 1971, siendo su mayor auge productivo en el período de los años 90. La sísmica en 3D, confirman que aún existe potencialidad en este Yacimiento, pero la misma requiere un estudio profundo y reajuste en cuanto al uso de táctica de explotación racional y modernización tecnología para alcanzar una óptima recuperación, por lo que es inminente realizar propuestas de mejoras, para disminuir el costo de producción y hacerlo más atractivo desde el orden económico.

La producción del Yacimiento Varadero proviene de sedimentos carbonatados, del tipo de porosidad de fractura y la permeabilidad está determinada por la densidad de fractura y la

situación de los pozos en relación a zonas de intenso tectonismo (Becerra, Gala , Eduardo, & González, 2014). Esta producción se controla por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), propietaria de los pozos en la región central del país.

Este campo es uno de los mayores del país y las características de su ubicación, tanto desde el punto de vista geográfico como ambiental, determinan que parte de su explotación se realice mediante pozos direccionales, que al principio tenían ligeros desplazamientos y en la actualidad su perforación es casi horizontal.

Una característica de este campo es su compleja estructura geológica con una orientación noroeste-sudeste, complicada con fallas. La tabla 2.1 muestra los límites geológicos del pozo VD-Y6.

Tabla 2.1 Límites geológicos del pozo VD-Y6

Pozo	Horizonte	Tope m		Desplazamiento (m)	Manto
		MD	TVD		
VD-Y6	Carmita I	832	748,6	281	Central
	Vega Alta	1427	1199,5	668	
	Ronda (V1)	1600	1324,8	787	
	Cifuentes (V2)	1868	1524,7	966	
	Falla	1947	1584,3	1018	Norte
	Ronda (V1)	1947	1584,3	1018	

En la tabla 2.2 se muestra el resumen de los intervalos punzados en el pozo VD-Y6 de (1990 a 1997).

Tabla 2.2 Resumen de intervalos punzados

Profundidad Intervalos punzados mts		Fecha	Tipo de Punzado	Fluido utilizado para punzar	Observaciones
MD	TVD				
2003-1972	1627 -1603	11/09/1990	PKS-80-10 °/m	Salmuera	
1925-1914	1568 -1559	23/01/1997	Hyperjet- 13 °/m	Agua	Ampliación
1887-1870	1539-1526				
1834-1822	1499-1490				
1802-1772	1475-1453				
1760-1750	1444-1436				
2003-1972	1627 -1603	30/01/1997			Se repuso en bombeo todas las zonas.
1925-1914	1568 -1559				
1887-1870	1539-1526				
1834-1822	1499-1490				
1802-1772	1475-1453				
1760-1750	1444-1436				

En la figura 2.1 se muestra el pozo VD-Y6 en la actualidad.



Figura 2.1 Pozo VD-Y6 en la actualidad

2.2 Comportamiento de los principales indicadores de producción del Pozo VD-Y6

Se tabulan y grafican los principales indicadores del pozo, para así visualizar y analizar su comportamiento a través del tiempo, el análisis se realiza a partir del año 1993 hasta el 2020 que se pone en conservación el pozo. Para recolectar los datos de investigación, se genera una hoja de cálculo que permite copiar los datos de producción del pozo, registrados en los *softwares SIE y Based - SAIEP*, anexos A1.1, A.2.1), que actúan como sistema automatizado de gestión de datos. El *SIE* es el sistema informativo de la empresa para registrar, calcular y graficar los indicadores de producción. En *Based - SAIEP* se lleva la historia completa del pozo; datos geológicos, geofísicos, de producción, reparación, investigaciones hidrodinámicas, propiedades de los fluidos y otros datos de interés (Tavares, 2022).

2.3 Evaluación del intervalo aislado por alta RGP desde junio del 2015

Para realizar la evaluación del intervalo aislado por alta RGP se utilizan varias herramientas que se describen a continuación:

- ✓ Registro TDT (Registro del tiempo de decaimiento de los neutrones térmicos): permite reconocer la presencia de hidrocarburos en pozos encamisados, detectar cambios en la saturación de agua durante la vida productiva del pozo, también es útil para la evaluación de pozos viejos, en el diagnóstico de problemas de producción y para estudiar el comportamiento de un yacimiento (Jimenez & Cordoba, 2021).
- ✓ *Crossplot*: programa que permite plotear de manera cruzada diferentes parámetros y de acuerdo al yacimiento y profundidad que se analiza, es posible identificar si la zona que se estudia posee presencia de gas, petróleo, agua, gas-petróleo o agua-petróleo.
- ✓ La relación FTN (far to near) se obtiene a través del registro TDT, el cual posee dos sensores, uno lejano y otro cercano, teniendo en cuenta la relación que se establezca entre ellos se afirma o no que la zona que se analiza posee presencia de gas.

Se evalúa la calidad del cemento por el comportamiento histórico de la RGP una vez aislada la zona de 1711-1846 metros en el año 2015, se reinterpreta el registro TDT para evaluar el intervalo aislado por alta RGP y estimar la profundidad de *packer* inferior de la zona de gas, se realiza *crossplot* Σ vs ϕ , se compara el sigma teórico contra cada sigma de gas, petróleo y gas, se evalúa el sigma de la arcilla con diferentes valores para ver si se observan cambios de profundidad en la zona que se evidencia posible presencia de gas, se evalúa la relación FTN y se establecen las profundidades de anclaje de los *packers* para evaluar la posibilidad de aislar el fondo.

Los valores sigmas son lecturas que se le realizan a la formación mediante el registro TDT, estos valores permiten evidencia presencia de gas en la zona que se estudia.

A pesar de la no confirmación de gas a través de los *crossplot*, se necesita realizar la reinterpretación del registro TDT_2004 (registro TDT corrido en el año 2004) mediante el *software* TDT_vers2019 (versión del software TDT realizada en el 2019) con los siguientes parámetros (Tavares, 2022):

- ✓ Temperatura: 60 °C
- ✓ Presión: 132 atm
- ✓ Densidad del petróleo: 0,99 g/cm³
- ✓ Densidad del Gas: 0,65
- ✓ Sigmat: 12 uc
- ✓ Sigma de la arcilla: 35 uc
- ✓ Salinidad del agua: 35000 ppm
- ✓ RGP: 41m³/m³

2.4 Evaluación del potencial productivo del pozo

Para evaluar el potencial productivo del pozo se utiliza la interpretación petrofísica (anexo A3.1). Los intervalos del pozo se nombran A, B, C, D, E y F, con el objetivo de facilitar el trabajo en el momento de hacer referencia a una u otra zona del pozo VD-Y6 por el programa de interpretación de registros petrofísicos INTGEO, anexo A3.1. Se dividió el análisis en dos etapas (A y D) teniendo en cuenta lo que refiere (Tavares, 2022).

- 1- Estimar cuánto se pierde aislando el intervalo A
- 2- Cuánto se gana abriendo el intervalo D

Para ambas, es necesario tener en cuenta un factor petrofísico de ponderación, éste paso se basa en una estimación cualitativa de las propiedades petrofísicas del reservorio otorgando valores cuya $\sum=1$. Estos valores se multiplican con los espesores efectivos de cada capa, utilizando el *software* H-EFECTIVO (anexo A4.1), para calcular el potencial petrofísico, y en base al caudal de petróleo medio se obtiene el potencial efectivo.

Para estimar cuánto se pierde aislando el intervalo A se evaluó la productividad de los intervalos en base al último caudal de petróleo del pozo con tres intervalos produciendo.

2.5 Propuesta de tareas técnicas para recuperar la producción de petróleo del pozo VD-Y6 del Yacimiento Varadero

Para proponer las tareas técnicas al pozo VD-Y6, se tiene en cuenta su esquema de construcción elaborado por el *software* *Wellview* (figura 3.8), correlación geológica petrofísica con pozos vecinos (figura 3.9), para analizar las características del pozo desde el punto de vista geológico, petrofísico y de producción, comportamiento histórico de sus indicadores de producción (figura 3.1), potencial del pozo, posibilidad de realizar aislamiento de agua y posibilidad de realizar aislamiento de gas, utilizando la reinterpretación del registro TDT_2004 mediante el *software* *TDT_vers2019*, teniendo en cuenta lo que plantea la bibliografía (Tavares, 2022).

El esquema de construcción del pozo elaborado por el *software* *Wellview* permite analizar las complejidades tecnológicas del mismo, se le introducen todos los datos de construcción, camisas, tubería, punzados, bomba, cemento, fondos artificiales, horizontes productivos y otros datos según las facilidades que ofrece el *software*.

2.6 Análisis de la efectividad técnica y económica de la propuesta

Las bases de cálculo que se tienen en cuenta para el cálculo de la efectividad técnica económica de la propuesta, están dadas por los incrementos productivos esperados una vez aislada la zona de agua y la zona de gas. También se calculan recursos y reservas utilizando

las fórmulas (1.3 y 1.4), el petróleo que queda por extraer en el pozo se calcula por la fórmula (2.1), para luego realizar pronóstico de producción.

$$\text{Petróleo que queda por extraer} = \text{Reservas (m}^3\text{)} - \text{Petróleo acumulado (m}^3\text{)} \quad (2.1)$$

El Software ECON (anexo A5.1), se utiliza para realizar el cálculo de la efectividad técnica - económica de las tareas técnicas que se proponen para lograr incrementar la producción de petróleo en el pozo VD –Y6, funciona como hojas de cálculos vinculadas entre sí, donde se tiene en cuenta el costo de operación del pozo, el costo de la inversión, pronóstico de producción, declinación, precio por unidad de producción del petróleo, como se muestra en la figura 3.10 del siguiente capítulo ya con resultados.

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 2023 y así sucesivamente hasta el 2033. El ingreso se afecta por el precio del petróleo y por el coeficiente de costo, es decir, se le va restando por año el costo de operaciones que se le asignó a pagar en el mismo, descontándose en el acumulado a partir del 2023 el costo de la inversión y se va sumando este por año hasta lograr la ganancia total acumulada.

2.7 Conclusiones parciales del Capítulo II

- 1- Para el análisis de propuesta de aislamiento de zona de agua y zona de gas, se interpretan registros geofísicos.
- 2- Se tabulan y se grafican los principales indicadores de producción para su análisis e interpretación.
- 3- Se utiliza como base de cálculo económico los incrementos productivos esperados una vez aislada la zona de agua y la zona de gas, con el software ECON se obtiene la producción incrementada, ingresos y acumulado.

CAPITULO III: ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo se procesan, analizan y discuten los resultados que se obtienen en la investigación, con énfasis en la propuesta de tareas técnicas para recuperar la producción de petróleo del pozo VD-Y6 del Yacimiento Varadero.

3.1 Resultados del análisis del comportamiento de los principales indicadores de producción del Pozo VD-Y6

En la figura 3.1 se muestra el comportamiento de los principales indicadores de producción del pozo VD-Y6, donde se observa la historia de explotación desde su inicio hasta que se puso en conservación en el año 2020 (Tavares, 2022).

Este pozo comienza su producción en el mes de junio del año 1990 de (75 a 100) m³/d de fluido y 0,1 % de BSW del intervalo (2003-1972) metros LI por surgencia natural hasta el 6/06/1993 que pasan a régimen de bombeo con bomba Inglesa de 69,9 mm, en enero de 1997 se punzaron los intervalos (1925-1750) metros y se pone a producir con bomba QPR 82,5 mm, aumentando la producción hasta 125 m³/d de fluido y luego comienza a declinar, observándose incremento del % BSW del pozo en los períodos en que se aisló agua y luego gas en el pozo vecino A-X2 mostrando clara interferencias entre ambos pozos, a partir de marzo de 2012 se incrementa la RGP en el pozo VD-Y6 hasta sobrepasar el límite máximo establecido para explotación eficiente (2500 m³/m³), por lo que se aíslan tres zonas superiores con doble *packer* por alta RGP en junio del 2015, quedando aislados los intervalos (1750-1760), (1772-1802) y (1822-1834) metros para un total de 52 metros. Luego del aislamiento de gas se reduce considerablemente la RGP, pero el BSW del pozo crece bruscamente y desde entonces se mantiene aumentando, alcanzando valores de 100 % en mayo de 2020, por lo que

se cierra en junio de 2020 y se deja en conservación en espera de una solución o para su liquidación.

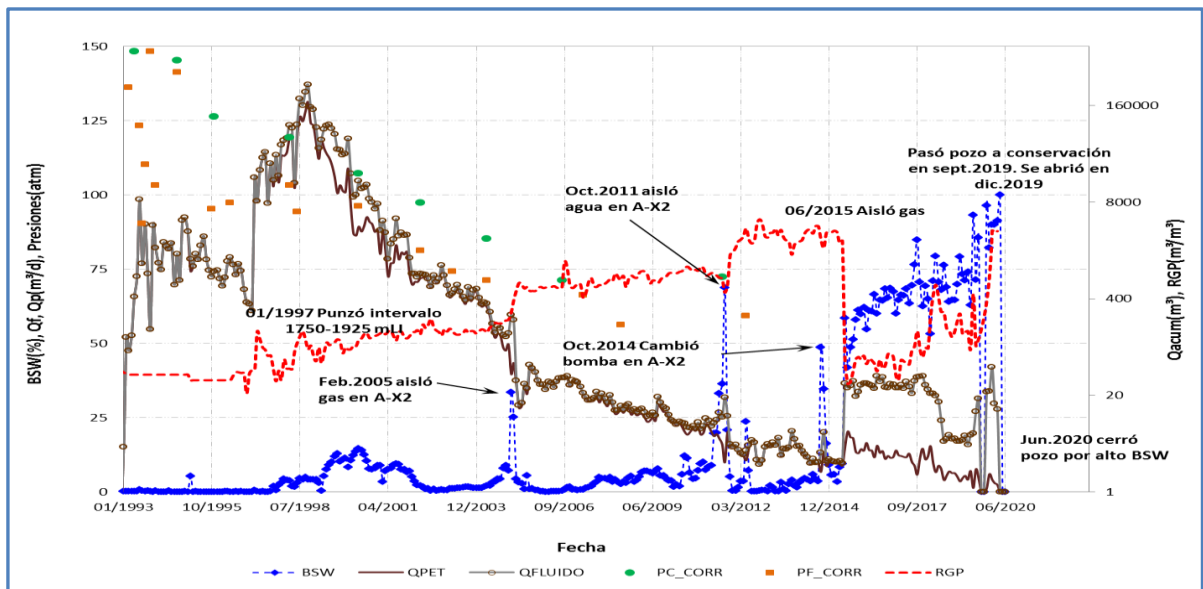


Figura 3.1 Comportamiento de los principales indicadores de producción del pozo VD –Y6

3.2 Resultados de la evaluación del intervalo aislado por alta RGP desde junio del 2015

Para esta evaluación se analiza el comportamiento de la RGP después de aislar zona de gas, se analiza la reinterpretación petrofísica del pozo y se establece posible ubicación de los *packers* para aislamiento de zona de agua y zona de gas.

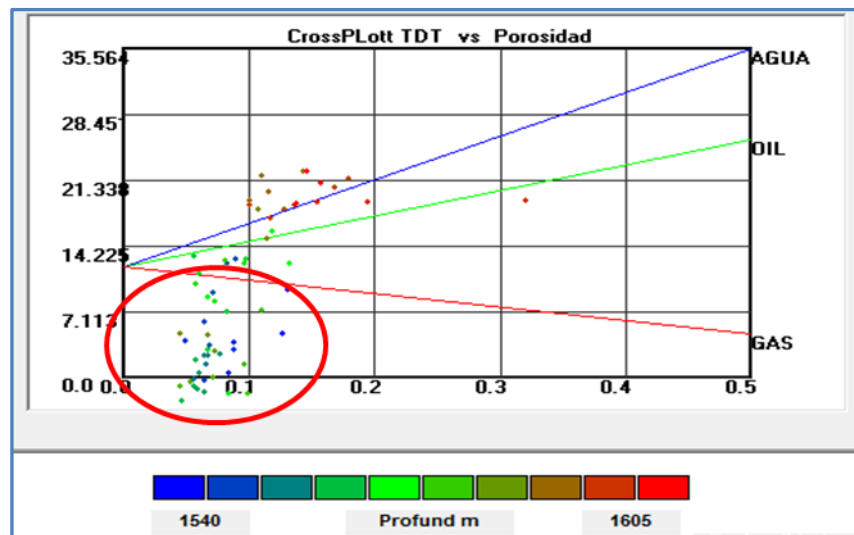
3.2.1 Evaluación de la calidad del cemento

No existe registro de CBL_VDL para validar la cementometría, pero se asume que esté en buen estado, debido a que cuando se aísla la zona de 1711-1846 metros por alto RGP en el año 2015 disminuye rápidamente la entrada de gas hasta casi el factor gaseoso.

3.2.2 Reinterpretación del TDT para evaluar el intervalo aislado (1711-1846) metros y estimar la profundidad del *packer* inferior de la zona de gas

Primeramente se evalúa el *crossplot* de Σ vs ϕ para evaluar la presencia de gas y su continuidad en profundidad. En la figura 3.2 se muestran tres *crossplots* a diferentes profundidades, donde el eje x muestra la porosidad (CNL_2004) y en el eje y el Sigma corregido (TDT_2004).

Para este análisis se observan las mayores concentraciones de los puntos entre que líneas se encuentran, los colores de cada punto responden a la profundidad; tal como muestra la escala de colores. De acuerdo al primer gráfico es evidente la presencia de gas a una profundidad superior a los 1605 metros (puntos por debajo de la línea roja que indica zona de gas), por debajo de esta profundidad (dos últimos gráficos de la figura 3.2) no se evidencia presencia de gas.



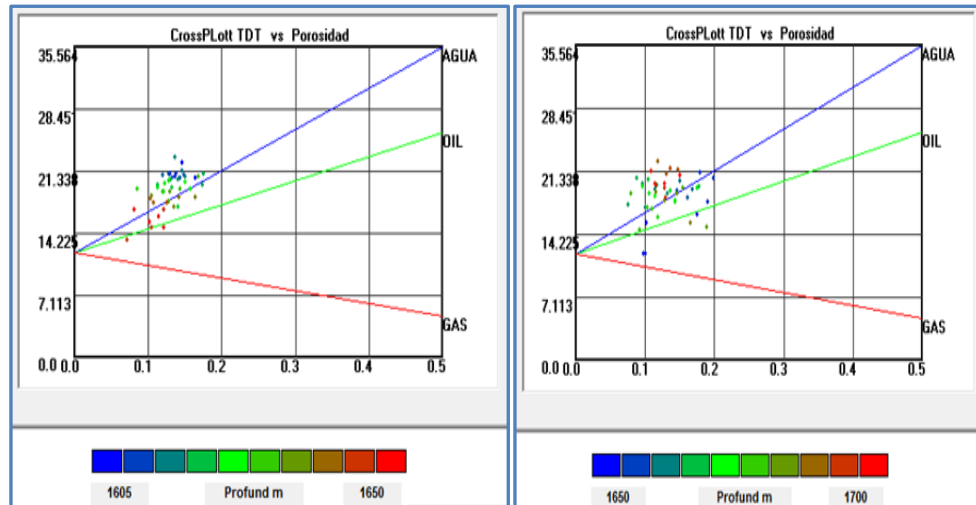


Figura 3.2 Crossplot para verificar la presencia de gas.

Teniendo en cuenta la reinterpretación de los registros que se muestran en la figura 3.3 (*Track 2*), no se observa alta presencia de gas (sombreado amarillo), pero como lo que se necesita evaluar es la nueva posición de *packer*, es necesario valorar la variación en la profundidad del gas, por lo que se decide cambiar el valor sigma de la arcilla a 45. Aumentando este valor es evidente que sea mayor la distancia del sigma corregido en relación al sigma del petróleo, indicando aumento de gas. Sin embargo a pesar de ser muy optimistas con la presencia de gas no se observa amenaza por debajo de 1775 metros (*Track 1*, Figura 3.3).

En el tercer *track* se comparan las cuentas lejanas (curva roja) y cercanas (curva verde) por el registro TDT y se muestra la relación entre ellas (curva negra). En ninguna de ellas se observan indicios de gas. En el quinto *track* se evidencia la confiabilidad de la reinterpretación y como se observa la confiabilidad para el estudio del gas es mejor que la confiabilidad del agua.

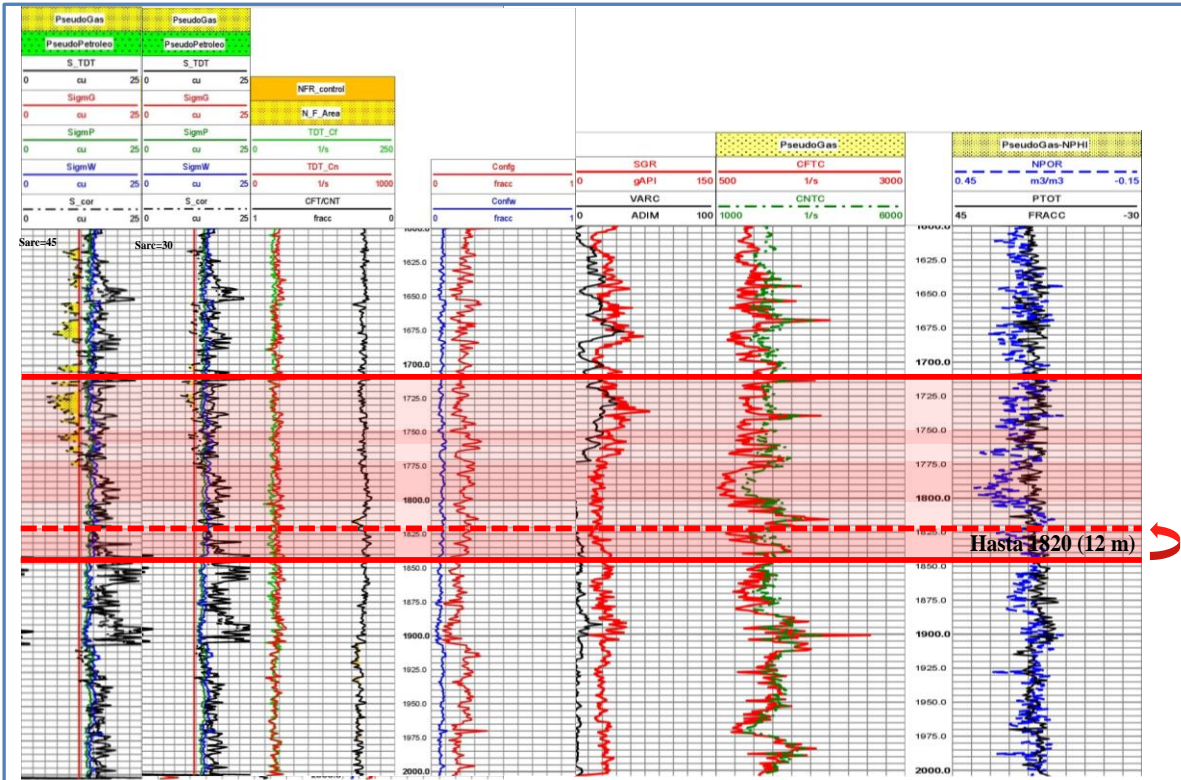


Figura 3.3 Evaluación de los registros TDT_2004 y CNL_2004, para correr packer a 1820 metros sin posible afectación por gas

En la figura 3.3 también se anclan los registros del CNL_2004 que fueron incluso mucho más pesimistas que los del TDT.

El *track 6* es para corroborar la superposición entre el CNL_2004 (SGR) con la interpretación del 99 (Varg), en el *track 7* se comparan las cuentas del CNL_2004, ya que en el *track 8* se compara NPOR (porosidad después que el pozo produjo) perteneciente al CNL_2004 con el PTOT (porosidad antes de ponerse en producción) resultado de la interpretación. En ninguno de los casos se observa presencia de gas, por lo que es posible subir el *packer* desde 1846 metros hasta 1770 metros y proponer el intervalo que estaba aislado 1822-1834 metros para producción.

Teniendo en cuenta que antes de aislar este intervalo 1711-1846 metros, el pozo tenía muy alta RGP y disminuyó bruscamente una vez aislado, sería arriesgado poner en producción

además, el intervalo 1772-1802 metros producto a que el límite de posible presencia de gas (según *track* 1 y 2) se encuentran en el tope de este intervalo.

3.2.3 Establecer las profundidades de anclaje de los *packers* para la posibilidad de aislar el fondo

Por el alto BSW es conveniente cerrar el último intervalo abierto de 1972-2003 metros (intervalo A), que como se observa en la interpretación Int_Geo_1999 (Figura 3.4) las propiedades petrofísicas no son las mejores, pues presenta tanto volumen de petróleo como de agua, y esta saturación de agua es mayor en profundidad por lo que se recomienda colocar el *packer* a los 1927 metros (MD), aislando 60 metros en TVD, para evadir la influencia de agua en el reservorio.

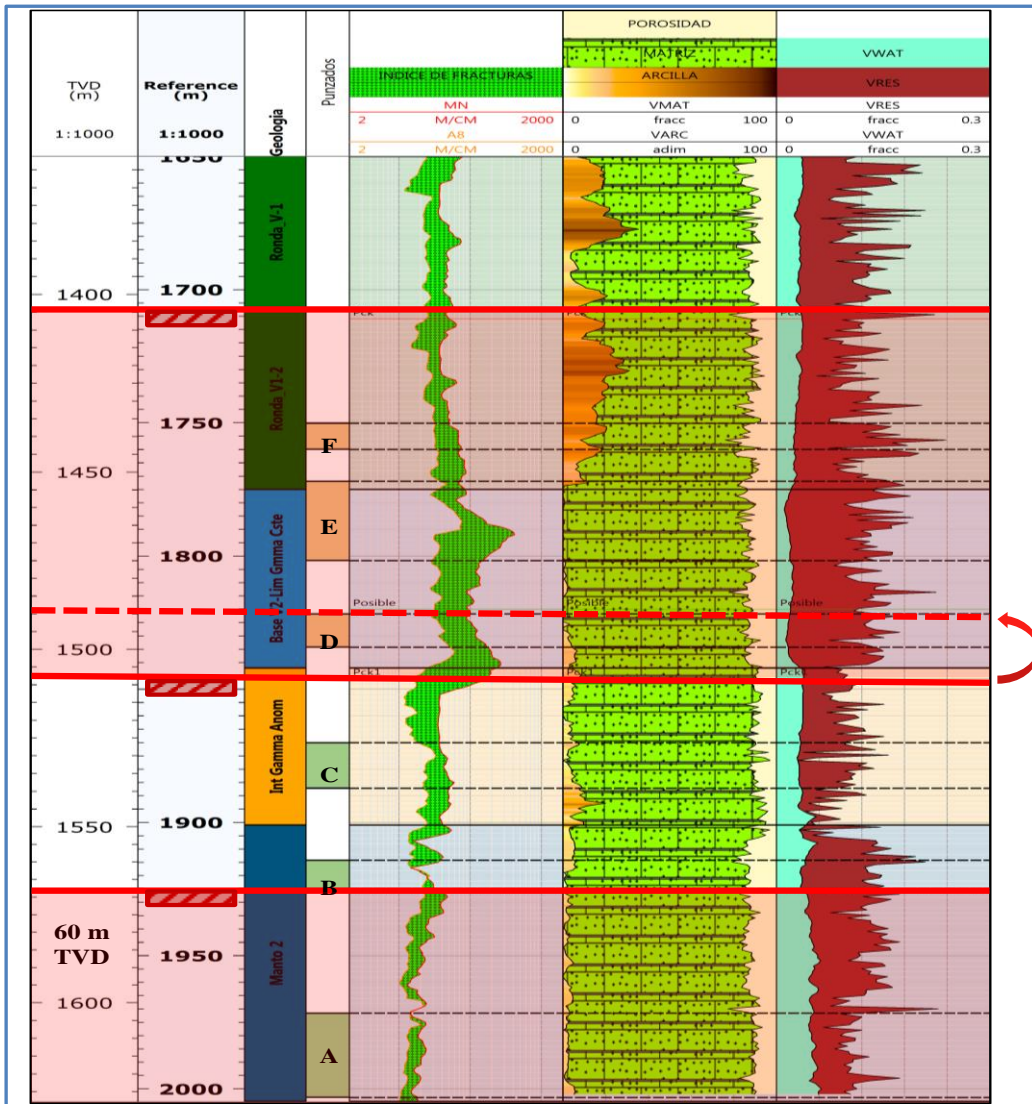


Figura 1.4 Interpretación Int_Geo_1999. A, B, C, D, E y F intervalos productivos del pozo. A, B y C abiertos en la actualidad y D, E y F aislados. Línea discontinua, propuesta de corrida del packer

3.3 Resultados de la evaluación del potencial productivo del pozo VD-Y6

Desde el año 2005 la producción media del pozo con todos los intervalos abiertos (A, B, C, D, E y F) era de 22,5 m³/día hasta el 2015. Una vez aislados por alta RGP, los intervalos D, E y F en este mismo año, la producción media del pozo en su etapa de explotación fue de 9,8

m³/día. Para solucionar los problemas que presenta el pozo se propone poner a producir el intervalo D, y aislar A, quedando produciendo B (1914-1925) metros, C (1870-1887) metros y D (1822-1834) metros.

Para estimar cuánto se pierde aislando el intervalo A se evalúa la productividad de los intervalos en base al caudal de petróleo correspondiente a los intervalos productivos desde 2015 (intervalos A, B y C), con una producción media del pozo de 9,8 m³/d. Como se observa en la tabla 3.1, aislando el intervalo A se pierden aproximadamente 3 m³/día, equivalente a un 29 % de la producción promedio.

Tabla 3.1 Producción media de petróleo estimada A+B+C (m³/d)

Intervalo	Tope	Base	H. Efect (m)	Fact. Petrof de ponderación	Potencial Petrofisico	Potencial Efectivo (m ³ /d)	Potencial Efectivo (%)	
C	1870	1887	17.00	0.35	5.95	3.62	36.96	
B	1914	1925	11.00	0.50	5.50	3.35	34.16	
A	1972	2003	31.00	0.15	4.65	2.83	28.88	
			59.00	1.00	16.10	9.80	100.00	
Producción media de petróleo desde 2015 (m ³ /d)							9.8	

En la figura 3.5 se muestra el % de producción que representa el aislamiento de la zona A, equivalente a un 29 % de la producción.

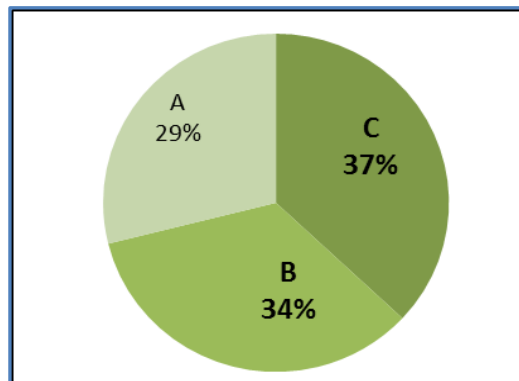


Figura 3.5 Porcentaje de producción que representa el aislamiento de la zona A del pozo VD –Y6

Para evaluar cuánto se ganaba con la entrada del intervalo D, se realiza el mismo procedimiento pero con la producción media desde el año 2005 hasta 2015 que estuvieron en producción todos los intervalos. En la tabla 3.2 se muestra que sólo se gana un 16 %, para una producción aproximada de 4 m³/d.

Produciendo D y aislando A, se gana muy poco en producción de petróleo, con los tres intervalos propuestos (B, C, D) solo se obtiene aproximadamente 10,66 m³/d, uno más que lo ingresado en el momento en que se puso en conservación el pozo. Ante todos los gastos necesarios para estas maniobras, además de la larga vida productiva que ha tenido el pozo sería muy arriesgado realizar estos trabajos y no se ejecutarían. Pasaría el pozo a estado de liquidación.

Antes de cerrar el pozo totalmente, se evalúa la posibilidad de producir además el intervalo E que resaltaba por las buenas propiedades petrofísicas y el espesor productivo de 30 metros. Para un potencial efectivo de 11m³/día equivalente a casi la mitad de la producción según se muestra en la tabla 3.2. Si se suma este intervalo al potencial efectivo de los tres intervalos (B+C+D+E), el mismo aumenta el caudal de petróleo esperado a 21,72 m³/día aproximadamente.

Tabla 3.2 Producción media de petróleo estimada B+C+D+E (m³/d)

Intervalo	Tope	Base	H. Efect (m)	Fact. Petrof de ponderación	Potencial Petrofisico	Potencial Efectivo (m ³ /d)	Potencial Efectivo (%)	
F	1750	1760	10.00	0.18	1.80	2.21	9.83	
E	1772	1802	30.00	0.30	9.00	11.06	49.15	
D	1822	1834	12.00	0.25	3.00	3.69	16.38	
C	1870	1887	17.00	0.09	1.53	1.88	8.36	
B	1914	1925	11.00	0.13	1.43	1.76	7.81	
A	1972	2003	31.00	0.05	1.55	1.90	8.47	
			76.00	1.00	18.31	22.50	100.00	
Producción media de petróleo desde 2015 (m ³ /d)							22.50	

En la figura 3.6 se muestra el % de producción que representa la entrada del intervalo D, equivalente a un 16 % y los intervalos productivos desde 2005 hasta 2015 (B+C+D+E+F)

equivalente al 100 % representando una producción media de petróleo estimada de 22,50 m³/d.

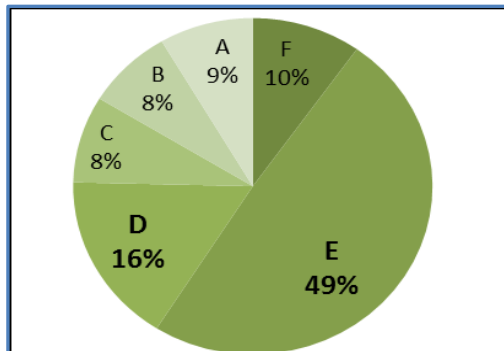


Figura 3.6 Producción que representa la entrada del intervalo D, equivalente a un 16 % y los intervalos productivos desde 2005 hasta 2015 (B+C+D+E+F) equivalente al 100 % de la producción del pozo VD –Y6

Teniendo en cuenta los análisis anteriores, es preferible arriesgarse a abrir el intervalo aislado de 1772-1802 metros, aumentando el espesor efectivo de 40 a 70 metros a pesar de la cercanía con el casquete de gas y la posible entrada de gas, pues no vale la pena realizar las maniobras sin este intervalo para un metro cúbico más de petróleo. Finalmente la propuesta a colocar los *packers* se muestran en la interpretación petrofísica del pozo VD-Y6, figura 3.7. Para aislar agua: *packer* a 1927 metros. Para aislar gas mantener el que se encuentra a 1711 metros y mover el de fondo de 1846 metros hasta 1770 metros. Zonas para producir los intervalos: B (1914-1925), C (1870-1887), D (1822-1834) y E (1772-1802) metros (MD) y zonas rojas para aislar.

A pesar del aislamiento de 31 metros por BSW, con los que se pierde aproximadamente 3 m³/día, el potencial efectivo del pozo se espera aumente a 22 m³/día, incorporando 42 metros que estaban aislados a los intervalos de producción, para un total de 70 metros de espesor efectivo.

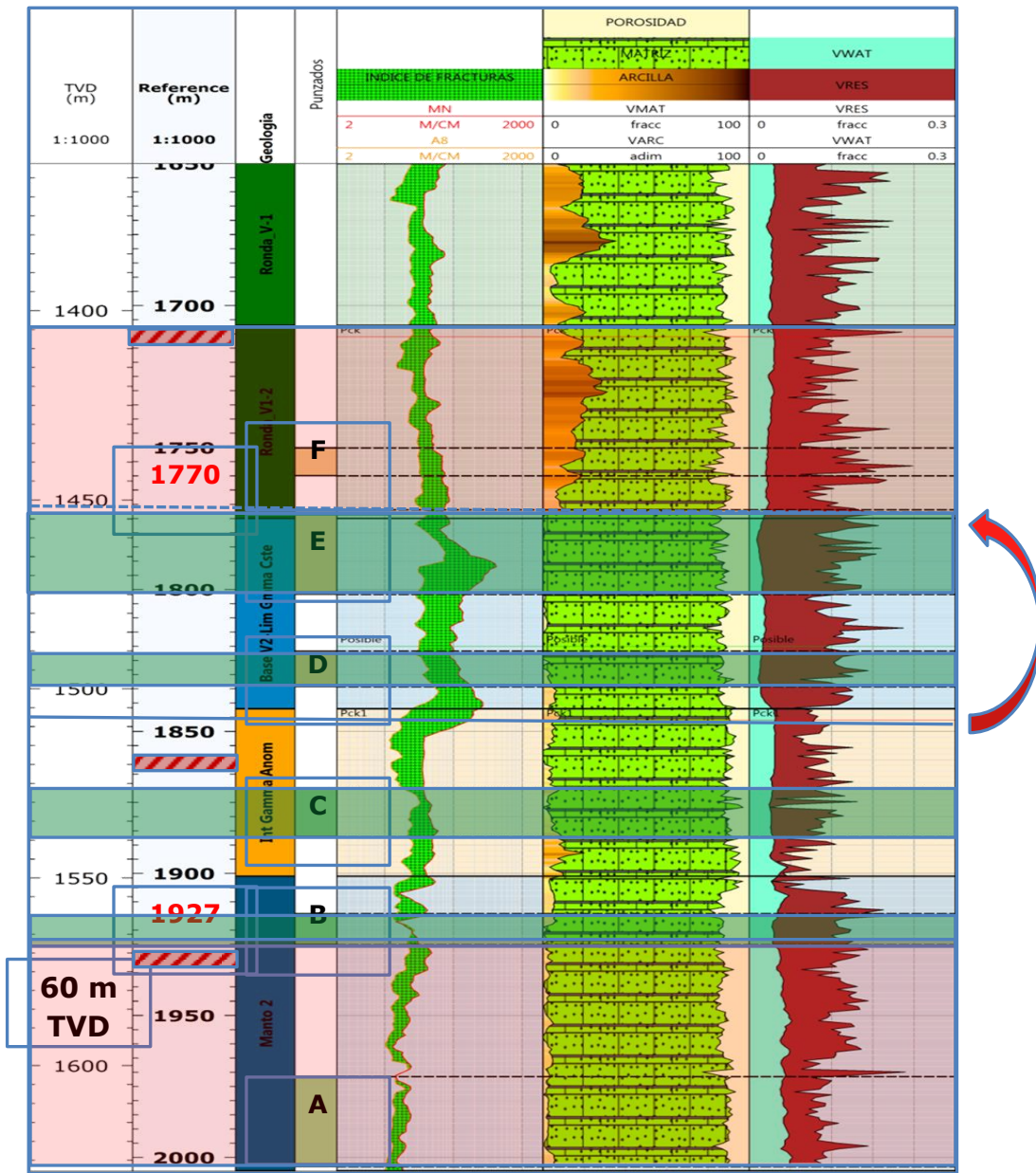


Figura 3.7 Interpretación petrofísica del pozo VD-Y6 con propuesta para colocar los *packers*

3.4 Resultados del análisis para proponer tareas técnicas para recuperar la producción de petróleo del pozo VD-Y6

Para la propuesta de tareas técnica para recuperar la producción del pozo en conservación VD-Y6, se tienen en cuenta todos los resultados de los análisis realizados anteriormente en este capítulo, además del esquema actual del pozo y la correlación geológica petrofísica con pozos vecinos.

3.4.1 Datos de construcción del pozo

En la tabla 3.3 se muestra la construcción del pozo (camisas, diámetros, profundidades y anillo de cemento).

Tabla 3.3 Construcción del Pozo VD-Y6

Tipo de camisa	Diámetro		Profundidad bajada (m)	H Cemento m
	Pulg.	exterior (mm)		
Tranque Agua	12 3/4	324	464	12
Técnica	9 5/8	24,5	941	boca
Explotación	5 3/4	146	2055	
Desnudo		152,4	2070	

En la figura 3.8 se muestra el esquema actual del pozo elaborado por el *software Wellview* donde aparecen los datos de construcción del mismo, tales como camisas y anillos de cementos además de tubería, bomba, punzados y horizontes.

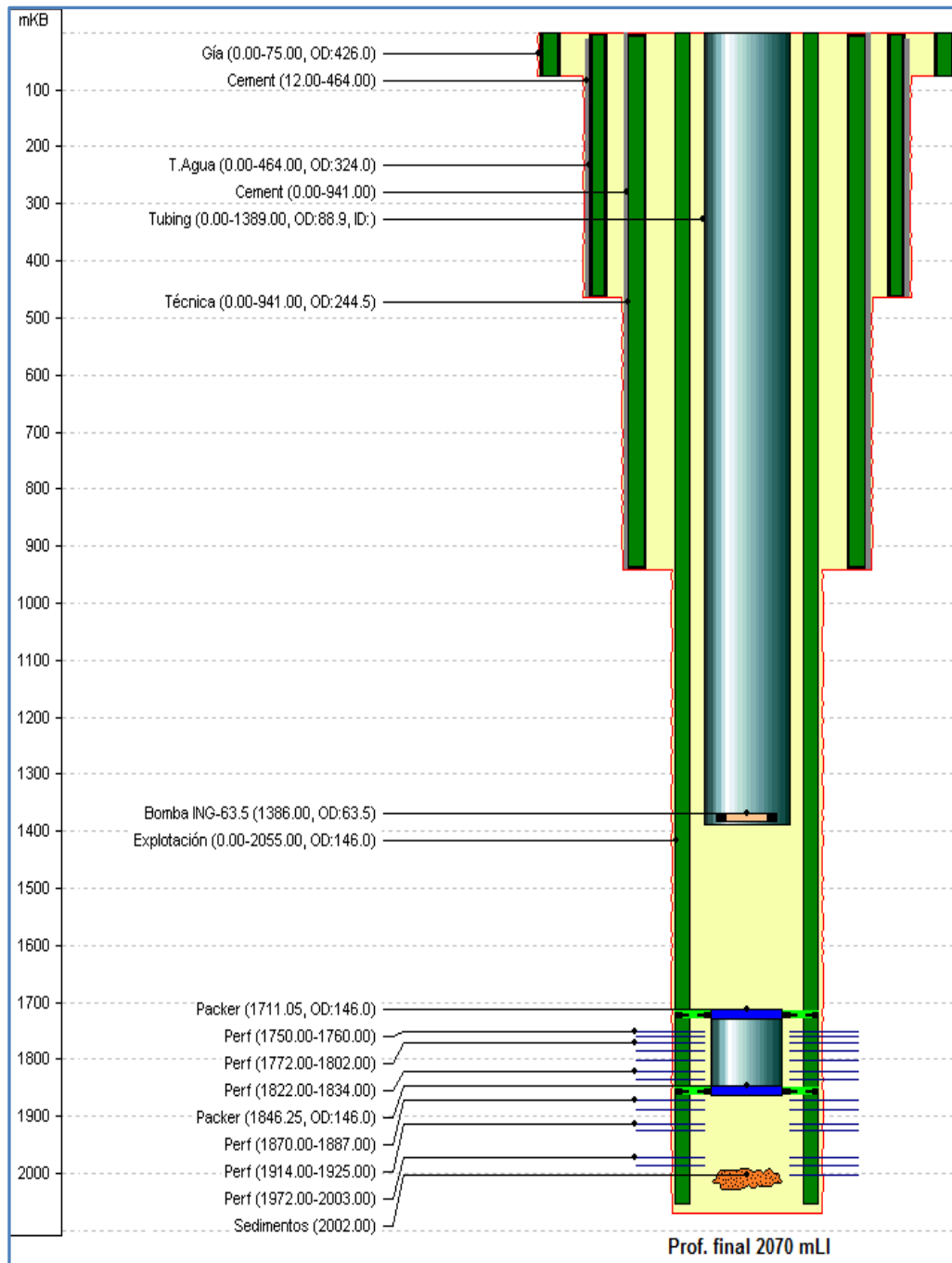


Figura 3.8 Esquema de construcción del pozo VD-Y6 por el software *Wellview*

3.4.2 Correlación geológica petrofísica con pozos vecinos del VD-Y6

Tal como se observa en la figura 3.9 el BSW de los pozos cercanos al VD-Y6 se encuentra por encima del 50 %, con producción de petróleo por debajo de 6 m³/d, es un área con alto porcentaje de drenaje de sus reservas ya que los pozos sobrepasan los 25 años de explotación.

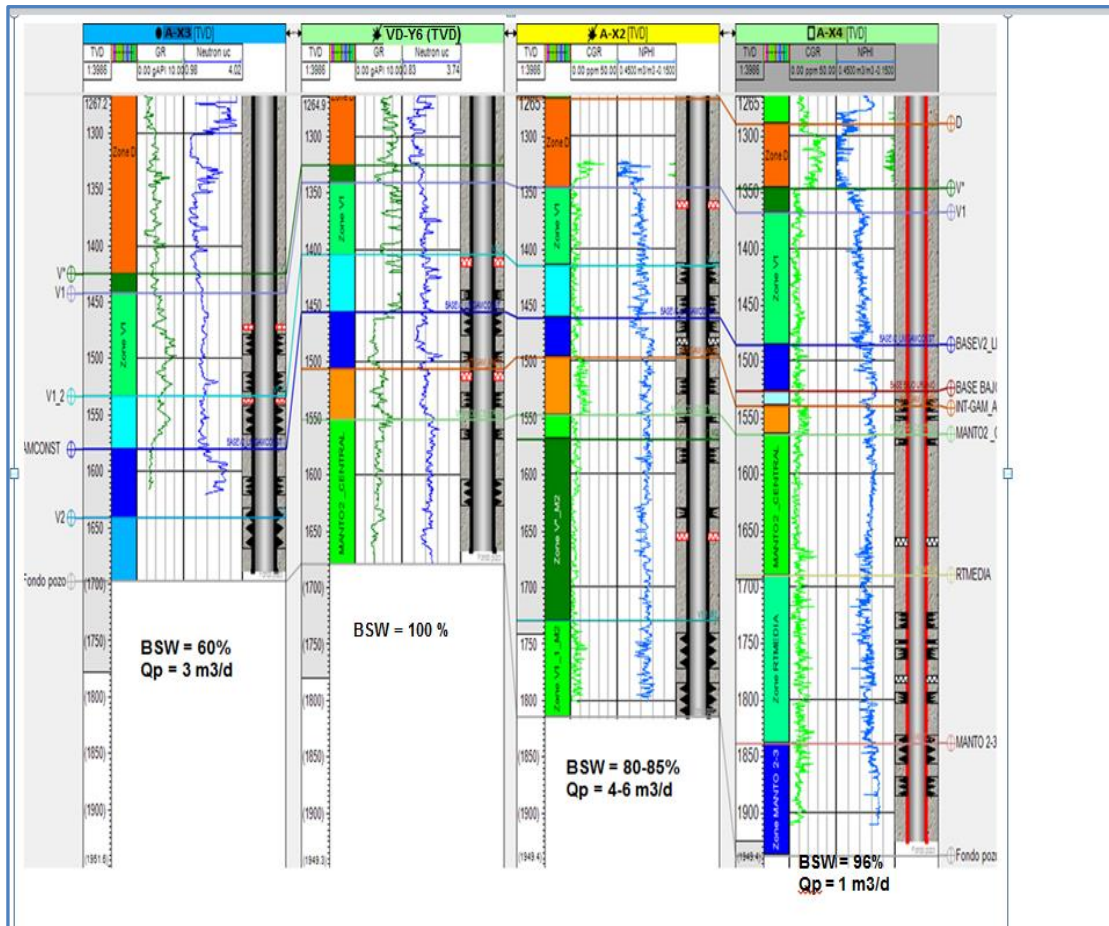


Figura 3.9 Correlación geológica petrofísica con pozos vecinos del VD-Y6 con (A-X3, A-X2, A-X4)

Después de este análisis se proponen las siguientes tareas técnicas cuyos objetivos son:

- 1- Anclar *packer* para aislar zona inferior inundada (1972-2003) metros.

2- Colocar *packer* doble (posible inflable) a 1711 metros MD y 1770 metros MD para reponer en producción dos de los intervalos superiores: (1772-1802) metros y (1822-1834) metros previamente abandonados.

Secuencia de trabajos a realizar:

1. Controlar pozo y sacar tubería.
2. Desanclar *packers* situados a 1711 y 1846 metros LI.
3. Constatar fondo.
4. Anclar *packer* permanente a 1927 metros LI para dejar aislada zona inferior (1972-2003) metros.
5. Aislar la zona superior (1750-1760) metros con set de *packers* inflables a 1711 y 1770 metros LI.
6. Dejar en producción tres zonas (1822-1834), (1870-1887) y (1914-1925) metros, para un total de 70 metros.
7. Reponer en bombeo con la bomba a la profundidad actual (1386 metros LI) y evaluar con bajos parámetros de bombeo.

✓ Parámetros de explotación que se estiman:

Caudal de petróleo: aproximadamente 22 m³/d

BSW mínimo: aproximadamente (10 - 20) %

- ✓ Monitoreo durante el periodo de evaluación.
- ✓ Medición y muestreo continuo de 3-5 días hasta BSW mínimo.
- ✓ Niveles de 45 min diarios

3.5 Resultados del análisis de la efectividad técnica y económica de la propuesta

Con la propuesta de tareas técnicas al pozo VD-Y6 se pretende recuperar la producción del pozo VD-Y6 mediante el aislamiento de la zona de agua y la zona de gas. Se calculan los

recursos y las reservas del pozo después de aislar zona de agua y de gas, para estos cálculos se utilizan las fórmulas del capítulo I (1.3 y 1.4) y con estos valores poder calcular cuántos m³ de petróleo quedan por extraer en el pozo por la fórmula (2.1) y realizar pronóstico de producción. Los datos tomados para el cálculo de recursos y reservas son estimados por ser éstos datos confidenciales.

$$A = \text{Área total} = 230\,224 \text{ m}^2$$

$$A = \text{Área después del aislamiento} = 82\,182,7 \text{ m}^2 \sim 35,69 \% \text{ del área total}$$

Intervalo a considerar (m LI): (1822-1834), (1870-1887) y (1914-1925) m

$$H_e = \text{Espesor} = 70 \text{ m}$$

$$\Phi = \text{Porosidad} = 0,17 \text{ fracc}$$

$$S_o = \text{Saturación de petróleo} = 0,81 \text{ fracc}$$

$$R = \text{Coeficiente de Recobro} = 0,7 \text{ (estimado)}$$

$$\text{Recursos} = 792159 \text{ m}^3$$

$$\text{Reservas después aislamiento} = 792159 \text{ m}^3 * 0,7 = 554511 \text{ m}^3$$

$$\text{Petróleo acumulado área total} = 464409 \text{ m}^3$$

Petróleo acumulado del área que quedaría después del aislamiento = 165779 m³ representando el 35,69 % del acumulado total

$$\text{Petróleo que queda por extraer} = 554511 \text{ m}^3 - 165779 \text{ m}^3 = 388732 \text{ m}^3$$

Al pozo le quedan por extraer 388732 m³ de petróleo de sus reservas

Se dispone de los recursos necesarios y se cuenta con fuerza de trabajo calificada para ejecutar las tareas técnicas.

Con la implementación de las tareas técnicas que se proponen, se pronostica un incremento de 22 m³/d de petróleo y se calcula el pronóstico de producción desde el 2023 hasta el 2032, con una declinación estimada por historia de explotación de un 5 %.

Se estima un costo total de la inversión de \$ 533 000,00, similar al costo de aislamiento de agua y gas que se realizó en el pozo A-X2 con características similares al VD-Y6 a un precio de \$ 5 000,00 el m³ de petróleo.

En la tabla 3.4 se muestra el comportamiento de la producción desde el 2023 con el aislamiento de agua y gas en el pozo VD –Y6, así como los ingresos acumulados hasta el año 2032.

Tabla 3.4 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.
	\$	\$	\$	m³/d	Mil m³	\$/m³	\$	\$	\$	Mil m³
	533000		533000					-533000	-533000	
2023		15000	15000	22.00	8.030	5000	40150000	40135000	39602000	8.030
2024		15150	15150	20.93	7.308	5000	36540533	36525383	76127383	15.338
2025		15302	15302	19.91	6.967	5000	34835039	34819737	110947120	22.305
2026		15455	15455	18.94	6.641	5000	33205432	33189977	144137098	28.946
2027		15609	15609	18.01	6.330	5000	31648706	31633097	175770194	35.276
2028		15765	15765	17.13	6.032	5000	30161933	30146168	205916362	41.308
2029		15923	15923	16.30	5.748	5000	28742270	28726348	234642710	47.057
2030		16082	16082	15.50	5.477	5000	27386959	27370877	262013586	52.534
2031		16243	16243	14.75	5.219	5000	26093324	26077082	288090668	57.753
2032		16405	16405	14.03	4.972	5000	24858781	24842375	312933043	62.725

Se valora el beneficio y perjuicio que podría ofrecer la apertura de este pozo asociado al costo de producción de petróleo y el beneficio para la generación de energía eléctrica, gas licuado y azufre, con un impacto positivo desde el punto de vista económico y social.

En la figura 3.10 se muestra el comportamiento de los indicadores de evaluación de efectividad técnica - económica de las tareas técnicas que se proponen en el pozo VD-Y6. Se muestra el incremento de producción anual en miles de m³, los ingresos por años y los ingresos acumulados desde el año 2023 hasta 2032.

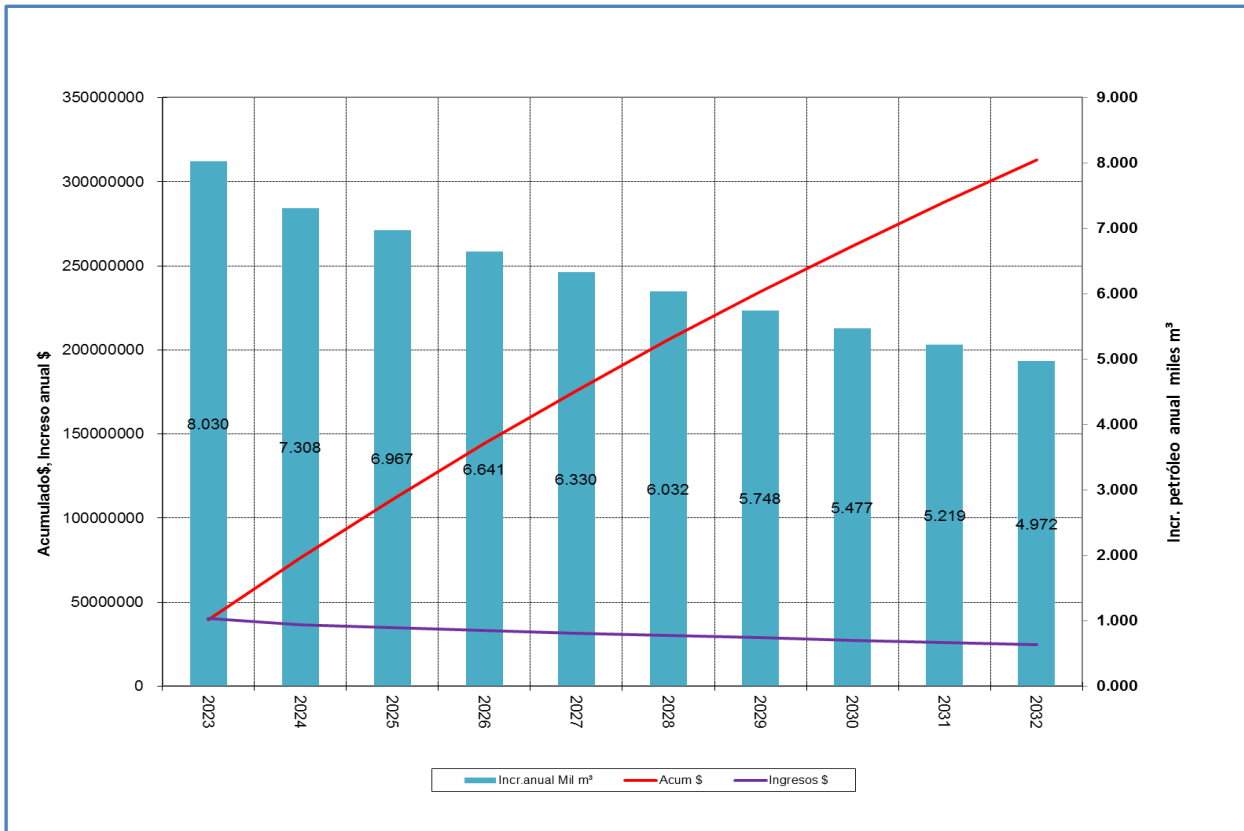


Figura 3.10 Comportamiento de los indicadores de evaluación de efectividad técnica - económica de las tareas técnicas que se proponen para recuperar la producción de petróleo en el pozo VD-Y6

3.6 Análisis de riesgos

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.

El área presenta todas las señales necesarias para dar a conocer los tipos de riesgos que están presentes y evitar que los trabajadores tengan o provoquen accidentes, en caso de que ocurra una emergencia por explosión, derrames, incendio, salideros, etc. En la tabla 3.5 aparecen los principales riesgos en los que se puede incurrir con las propuestas de mejoras, con sus medidas, seguimiento y responsables.

Tabla 3.5 Principales riesgos laborales de las tareas técnicas propuestas

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, derrame, salideros	Cumplir con las normas de seguridad industrial y con los planes de seguridad y protección.	Control diario de las condiciones de seguridad en las instalaciones	Jefe de centros colectores,
			Esp. Seguridad y Protección
			Esp. Seguridad y Salud.

3.7 Conclusiones parciales del Capítulo III

- 1- Luego del aislamiento de gas que se realiza en el pozo VD-Y6 en junio de 2015 se redujo considerablemente la RGP, pero el BSW del pozo crece bruscamente y desde entonces se mantuvo aumentando, alcanzando valores de 100 % en mayo de 2020, por lo que se deja en conservación.
- 2- Se propone correr *packer* que aislaba gas, desde (1846 hasta 1770) metros LI y colocar *packer* a 1927 metros LI para evitar la influencia del agua.
- 3- Con las tareas técnicas que se proponen se espera que el potencial efectivo del pozo aumente a 22 m³/día, incorporando 42 metros que estaban aislados a los intervalos de producción, para un total de 70 metros de espesor efectivo.
- 4- Con la propuesta de tareas técnicas al pozo VD-Y6 se pretende recuperar la producción del pozo.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Con la propuesta de aislamiento de la zona de agua y zona de gas, además de poner a producir cuatro zonas en el pozo se estima la recuperación de la producción de petróleo en el pozo con un incremento de 22 m³/d de petróleo y un acumulado de 8 030 m³.
2. Las tareas técnicas propuestas para la recuperación de la producción del pozo VD-Y6 son: aislamiento de la zona de agua con *packer* a 1927 m LI, aislamiento de la zona de gas, manteniendo el *packer* de 1711 m y mover el de fondo de 1846 m LI hasta 1770 metros LI para poner en producción los intervalos: (1914-1925), (1870-1887), (1822-1834) y (1772-1802) m LI.
3. Se determina que al pozo le quedan por extraer 388732 m³ a partir del análisis económico de la efectividad de la tarea técnica propuesta.
4. Con el incremento de la producción de petróleo se obtendrán ingresos de \$ 39 602 000 en el año 2023 y un acumulado total de 62 725 m³ de petróleo y \$ 312 933 043 hasta el año 2032.
5. Con la recuperación de la producción del pozo VD-Y6 se logra una alta relación costo beneficio ya que este petróleo puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica, gas licuado y azufre, con un impacto positivo desde el punto de vista económico y social.

RECOMENDACIONES

- 1- Elaborar programa de trabajo teniendo en cuenta las tareas técnicas que se proponen para recuperar la producción del pozo VD-Y6.
- 2- Realizar estudio a otros pozos cerrado en conservación por alta RGP o por alto contenido de agua para ver posibilidad de recuperar su producción.
- 3- Darle seguimiento al comportamiento técnico del pozo y a sus indicadores de producción una vez aplicadas las tareas técnicas que se proponen, así como el monitoreo del comportamiento de los pozos vecinos por posible interferencia.

BIBLIOGRAFIA

- Ahmed, T. (2000). Reservoir Engineering handbook. Texas . Gulf Professional Publishing.
- Asociación Española de Opreadores de Productos Petroliferos. (2016). AOP. Obtenido de <http://www.aop.es>
- Bakker, E. (2019). La nueva dinámica de operaciones de disparos en condiciones de bajo balance.
- Barandiaran, L. C. (2004). Definiciones Basicas de Ingeniería de Reservorios. Venezuela.
- Becerra, O., Gala , M., Eduardo, M., & González, J. (2014). Informe interno CUPET. Optimización de la producción en el yacimiento Varadero. Cuba.
- Behrman, L. (2020). Técnicas de diseño de disparos para optimizar la productividad.
- Behrman, L. (2020). Técnicas de diseño de disparos para optimizar la productividad.
- Berger, B. (1992). Petróleo Moderno". USA. Penn Well Publishing Company. USA.
- Cala, E. L., García Delgado, D. E., Delgado López, O., López Rivera, J. G., & Strazhevich, V. (2011). Yacimientos y manifestacione de hidrocarburos de la República de Cuba. La Habana.
- Castanedo, P. C. (2011). Propuestas de mejora de la producción en los pozos con mayor potencial productivo pertenecientes al Grupo Periféricos de la EPEPC , . Matanzas.
- Castellanos, F. H. (1998). Explotación de yacimientos de petróleo y gas . La Habana: Pueblo y Educación.
- Colectivo de autores. (2013). Expediente del pozo. Yacimiento EPEP-C, Cárdenas.

- Colectivo de autores. (2018). Archivo digitalizado de pozos del Yacimiento Varadero. Cuba: Departamento de Yacimiento. EPEP-C.
- Colectivo de autores. (2022). Software SAIEP. Base de datos. Cuba.
- Colectivo de autores NC 1006. (2007). NC ISO 1006:2007 Directrices para la Gestión de la Calidad en los Proyectos. Cuba.
- Colectivo de Autores NC 9001. (2015). NC ISO. NC ISO 9001:2015 Sistema de gestión de la Calidad. Requisitos para su implementación. Cuba.
- Colectivos de autores. (2017). Informe anual del Yacimiento Varadero. Cárdenas, Cuba: Departamento de Yacimiento. EPEPC.
- Correa, A. (2018). Certificación internacional de operadores. Certificación internacional de operadores de producción de petróleo y gas. Cárdenas, Matanzas, Cuba: Centro Politécnico del Petróleo Varadero.
- Correoso, E. (2018). propuesta de mejoras al proyecto de producción de petróleo y gas del Yacimiento Varadero para aumentar producción.
- Corso, M. Z. (2020). Bases para la elaboración del diseño teórico-metodológico de la investigación que toma las consideraciones del DrC. Enrique Soto, . Cárdenas.
- Craft, A. (2020). Applied petroleum reservoir engineering.
- Crosby, A. (2005). Querétano San Juan del Río. 210-07 (467). Qro México, 5 CKm 5 Carr Amealco.
- Dake, L. (2004). The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier Developments in Petroleum Science. Pág. 62. (Segunda edición ed.). Amsterdam .
- Darcy. (1853).

- Del Puerto Sánchez, J. A. (2007). Análisis del método de modelos discriminantes para la obtención de resultados de predicción en los pozos Varadero 732, 720, 722". . I. , Sociedad Cubana de Geología,, La Habana,.
- Delgado, L. (2020). Factibilidad de la aplicación de medidas geólogo técnicas para incrementar la producción de petróleo. Habana.
- Delgado, Y. S. (2016). Análisis de las zonas de interés productivo en el Pozo ME, para el incremento de la producción de hidrocarburos, aplicando las técnicas de estimulación (Operaciones de punzado). Matanzas, Matanzas, Cuba.
- Elegia, E. (2021). Tema 13: Prospención petrolera. Cárdenas.
- Escobar, F. H. (2004). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. (Primera ed.). Guadalupe, México.
- Escuela Superior Politécnica del Litoral Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. (2007). Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. México.
- 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.
- Feal V.J. (2008). El mundo actual del petróleo. (303), ISSN 0213-6864.
- Ferrer, M. (2010). Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Astro Data S.A Venezuela.
- Franco, J. L. (4 de 1 de 2016). Curso técnico de la industria petrolera. Obtenido de Oilwatch. Bogotá Colombia: <http://oilwacht.com>
- García, R., & Días, E. (14 de 12 de 2021). Geología del Petróleo. Geología del petróleo para la Especialidad de ingeniería petrolera. Cárdenas, Matanzas, Cuba.

- González Arias, G. (2017). “Métodos de recuperación mejorada de petróleo para aplicar en el sector Central - Este del Yacimiento Varadero”. . En opción del título de Master en Yacimientos de pozos de petróleo y Gas. Moscú, Rusia.
- González, J., Becerra, O., Gala , M., & Pérez , E. (2018). Optimización de la producción en el yacimiento Varadero.
- Hernández, D., & Pradas, S. (2018). Identificación de los pasivos ambientales generados por la explotación de hidrocarburos en el campo Palaya, Finca El Desquite, Puerto Boyacá. Santander.
- Hernández, P., Diego, J., Pradas , A., & Sergio, Á. (2018). Identificación de los pasivos ambientales generados por la explotación de Hidrocarburos en el campo Palaya, Finca El Desquite, Puerto Boyacá - Fase 1. Santander, Bucaramanga.
- Imai, K. M. (1986). Random House. New York.
- Jimenez, A. C., & Cordoba, F. (2021). Aplicación de los registros RST y TDT en el medio petrolero.
- Laffita, A. L. (2021). Taller de metodología de la investigación. Cárdenas.
- López, J. (2004). Clasificación de los petróleos cubanos desde el punto de vista de su origen (generación). Amsterdam.
- Martínez Montalvo, Y. (2017). Tesis en opción del título de Master en Negocio de petróleo y Gas . “Evaluación petrofísica de los reservorios carbonatados de la Franja Norte de crudo pesado de Cuba (FNCPC), específicamente sobre el Yacimiento Varadero”. Moscú, Rusia.
- Mata, M. (1989). Manual de Producción . Lagoven.
- Mejías, M. T. (2007). Propuestas de optimización de los pozos de los Centros Colectores 7 y 9. Cárdenas, Matanzas.

- Ramos, H., Conte, D., & Maldonado, T. (2008). Registros geofísicos en México. México.
- Remigio, M. d. (2016). Propuestas de mejoras en el sistema de producción de una selección de pozos operados por CUPET. Matanzas, Cuba.
- Rivera, J. L. (2009). Análisis Nodal y explotación de petróleo. La Habana.
- Rodríguez, R. G. (2007). Propuestas de optimización en los pozos con mayores posibilidades del Centro Colector # 4. . Varadero, Cárdenas.
- Romero, E. C. (2018). Propuestas de mejoras al proyecto de producción de petróleo y gas del Yacimiento Varadero para aumentar producción. Matanzas.
- Sanabria, J. X. (1-5 de Abril de 2013). Implementación de buenas prácticas ambientales en la industria petrolera hacen posible convivir en armonía con la industria turística.
- Sánchez, J., Febles, D., Teruel, E., & Marrero, E. (Septiembre - Diciembre de 2014). Revista Cubana de Ingeniería, V(3), 13-24.
- Schlumberger. (2017). Revista de Control de agua y gas. Revista Control de agua y gas, 5.
- SENER, S. d. (2008-2017). Prospectiva del mercado de petróleo crudo. México.
- Socorro Trujillo, R., & Juara Zulueta, M. (2010). Reporte sobre la interpretación de la sísmica 2D y 3D del área de Varadero. Cuba.
- Tarrazona, J., Hernández, J., & Mercado, L. (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.
- Tavares Noa, D. (2014). Metodología de diagnóstico para la recuperación de la producción de pozos en conservación. EPEP-Centro. Cárdenas, Matanzas, Cuba.

- Tavares Noa, D. (2016). Biblioteca digital de software de Ingeniería de Yacimientos de Petróleo y Gas. Varadero EPEPE-Centro. Cárdenas, Matanzas, Cuba.
- Tavares Noa, D., Cruz Ávila, U., & Ramos Amador, L. (2013). Proyecto de producción de petróleo Y gas. Informe Final. Proyecto de producción de petróleo Y gas. Yacimiento Varadero. Cárdenas, Cuba: Departamento de yacimiento, EPEP-C.
- Tavares, D. (2022). Archivo digitalizado de pozos del Yacimiento Varadero.
- Tavares, D. (2022). Archivo digitalizado de pozos del Yacimiento Varadero.
- Tavares, D. (2022). Biblioteca digital de Softwares de Ingeniería en Yacimientos de petróleo y Gas.
- Tavares, D. (2022). Reinterpretación de registros TDT en el pozo VD-Y6. Cárdenas, Matanzas, Cuba.
- Thomas, J. (2001). Fundamentos de Ingeniería del petróleo.
- Thomas, J. E. (2001). Fundamentos de Ingeniería del Petróleo (Segunda ed.). Brasil.
- Verrier, J. M. (2015). Revista de Ciencia y Técnica de la EPEPC. (EPEPC, Ed.) Revista de Ciencia y Técnica de la EPEPC.
- Willson, J. (2021). A simple method for estimating well productivity.

SIMBOLOGÍA

Símbolo/abreviatura	Definición
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)
m ³	Metro cúbico
m ³ /d	Metro cúbico por día
mm	Milímetro
m	Metro
md	Milidarcy
Mm ³	Miles de metros cúbicos
atm	atmósfera
ppm	Partes por millón
kPa	kiloPascal
uc	Unidades de captura
cP	Centipoise
API	American Petroleum Institute
MD (LI)	Measured depth (Mide la distancia por largo del Instrumento)
Σ	Sigma
∅	Porosidad
TVD	True Vertical Depth (mide la distancia vertical)
VD	Varadero
TDT	Registro del tiempo de decaimiento de los neutrones térmicos
CNL	Registro neutrón para determinar porosidad
CBL	Registro de cementometría para determinar calidad del cemento
VDL	Registro de cementometría para determinar calidad del cemento
FMI	Registro geofísico de imágenes
PTOT	Porosidad original (antes de poner el pozo en producción)
NPOR	Porosidad después que el pozo produjo

ANEXOS

Anexo # 1.1 Presentación del software Sistema informativo de producción (SIE)
(Tavares, 2022)



Anexo # 2.1 Presentación de la base de datos de producción por el software SAIEP (Tavares, 2022)

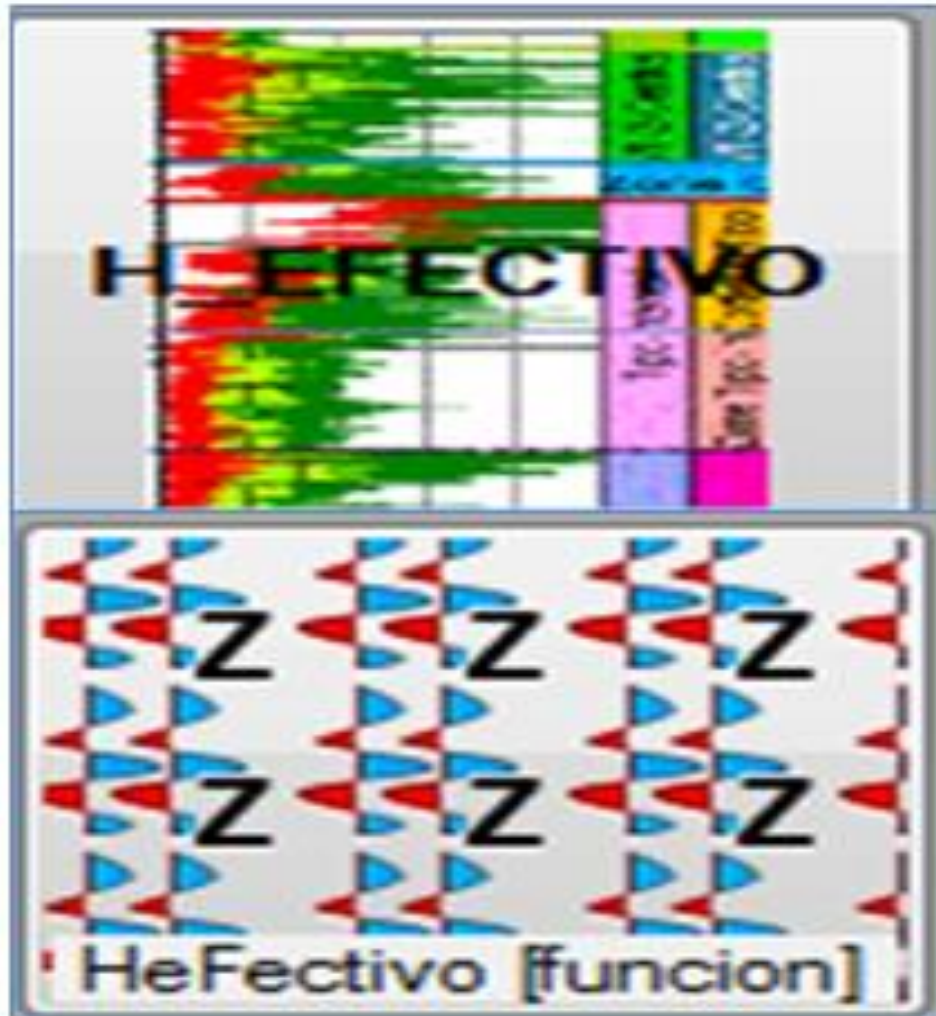
The screenshot displays the SAIEP software interface. At the top, there is a menu bar with several categories: 'Intervalos', 'Propiedades Físicas', 'Fluidos', 'Personaliz...', and 'Producción'. The 'Producción' category is expanded, showing options like 'Exportar a .prd', 'BaseDatosVieja', 'Información', 'Historial', and 'Inf. Yacimiento'. Below the menu, there is a header section for well data with fields for 'Pozo', 'Caño', 'Profun. Final', 'Fecha Terminación', 'KOP', and 'Comentarios'. The main part of the interface is a table titled '[Mediciones]' with a sub-tab 'Medición de Niveles y Presiones'. The table contains the following data:

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

Anexo # 3.1 Interpretación de registros geofísicos por Software INTGEO
(Tavares, 2022)



Anexo # 4.1 Presentación del Software H-EFECTIVO para el cálculo de espesor efectivo (Tavares, 2022)



Anexo # 5.1 Presentación del software ECON utilizado en los cálculos de efectividad técnica económica (Tavares, 2022)

```

FILE:PRODEXTRA
                                PRODEXTRA
                                POZO... Varadero (Pronostico)
Horizonte _____ Pliegue _____ Yacimiento VARADERO
Dens Red _____ ho/pozo _____ Rgeologica _____ Miles mc
Delta N actual CNW 0 Miles mc Produccion _____ Miles mc
Pres capa _____ atm Acum antes _____
Pres saturacion _____ atm
Hreferencia _____ mts
Delta Z CAP _____ mts
                                DATOS DE LA PRODUCCION INCREMENTADA
Oil base 1 mc/d Incremento inicial 21 mc/d
Dec antes CNW 0.1 Declino despues CNW 0.05
(los declinos son exponentes anuales )
                                INDICADORES PROMOSTICOS
Tiempo Qbase=QCNW -61.8 años (Teq)
Incremento total al tiempo Teq -1603650.0 mc petroleo
Produccion sin CNW a Teq -1762350.0 mc petroleo
Produccion con CNW a Teq -3372600.0 mc 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 0 US$
Costo adicional de la reterminacion 0 US$
OPEX Costo de operacion anual 15000 US$
Produccion Declino Anual 5 %
                                PRECIOS
Densidad crudo 10 API Precio (1994US$/bbl) 27
Crecimiento anual del precio crudo 0 % Cost recovery % 100
Share profit oil 100 %
Ritmo inflacion 1 %
PRINCIPALES INDICADORES TECNICO ECONOMICOS
Incremento inicial de produccion 1 mc/d
Payout time 1.5 años
NPV US$ Miles
DPI #jREF! US$/US$
SOFTYAC 1994                                DPTO YACIMIENTOS EPEP CENTRO
    
```