



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

**ANÁLISIS INTEGRADO DEL POZO BJN-1002 DEL YACIMIENTO
BOCA DE JARUCO PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCION**

**ESPECIALIDAD EN PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y PRODUCCIÓN
DE PETRÓLEO**

MENCIÓN: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Autor: Ing. Reyniel García Acosta

Matanzas

2021



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



CENTRO POLITÉCNICO DEL
PETRÓLEO
SEDE: HABANA

ANÁLISIS INTEGRADO DEL POZO BJV-1002 DEL YACIMIENTO BOCA DE JARUCO PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCION

**ESPECIALIDAD EN PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y PRODUCCIÓN
DE PETRÓLEO**

MENCIÓN: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Autor: Ing. Reyniel García Acosta

Tutores: Esp. Antonio Brooks Salazar

MSc. Irina Pedroso Rodríguez

Matanzas

2021

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Reyniel García Acosta declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Nombre y Apellidos. Firma

SÍNTESIS

El presente trabajo de fin de especialidad se desarrolla en el yacimiento Boca de Jaruco perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO), en el que actualmente cuenta con 43 pozos activos de un fondo de alrededor de los 123 pozos, los cuales trabajan por diferentes métodos de extracción. Debido al envejecimiento del yacimiento en los últimos años se ha observado una baja productividad en el mismo. Tanto de petróleo como de gas natural acompañante. Es por ello que el objetivo general de esta investigación es realizar un análisis de los registros geofísicos y parámetros de todo el yacimiento lo que constituye una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones y como apoyo a la perforación y el control de la producción. A partir de la medición de diferentes propiedades físicas, se determinan los parámetros necesarios para evaluar las características colectoras del corte, cálculos de reservas que constituyen un elemento básico para el modelaje de yacimientos. En la realización de este estudio son aplicados métodos empíricos, estadísticos- matemáticos, geofísicos mostrándose los resultados obtenidos una vez concluido el estudio de las posibles zonas de aumento de la producción en el yacimiento. Además se utilizarán los distintos métodos que se emplean en la ingeniería de yacimiento para lograr el cumplimiento del objetivo general del trabajo que es el aumento de la extracción de hidrocarburos en el yacimiento.

ABSTRACT

This end-of-specialty work is developed in the Boca de Jaruco field belonging to the Western Oil Drilling and Extraction Company (EPEPO), in which it currently has 43 active wells from a fund of around 123 wells, which work by different extraction methods. Due to the aging of the reservoir in recent years, low productivity has been observed in both oil and accompanying natural gas. That is why the general objective of this research is to carry out an analysis of the geophysical records and parameters of the entire reservoir, which constitutes an essential tool for the evaluation of formations and as a support for drilling and production control. From the measurement of different physical properties, the parameters necessary to evaluate the collecting characteristics of the cut are determined, reserve calculations that constitute a basic element for reservoir modeling. In carrying out this study, empirical, statistical-mathematical, geophysical methods are applied, showing the results obtained once the study of the possible areas of increased production in the deposit is concluded. In addition, the different methods used in reservoir engineering will be used to achieve the fulfillment of the general objective of the work, which is to increase the extraction of hydrocarbons in the reservoir.

INDICE.

INTRODUCCIÓN	9
CAPITULO I ANALISIS BIBLIOGRÁFICO	12
1.1 ORIGEN DEL PETRÓLEO	12
1.2 FÍSICA DE ROCAS	12
1.2.1 Porosidad.....	13
1.2.2 Permeabilidad.....	13
1.2.3 Volumen de arcilla	13
1.2.4 Saturación de Agua (Sw).....	14
1.2.5 Espesor efectivo (Hef).....	14
1.3 TIPOS DE REGISTROS DE POZOS	14
1.3.1 Registros de radiactividad Natural	15
1.3.2 Registro de Radiactividad Provocada por fuentes.....	15
1.3.3 Registros eléctricos	17
1.3.4 Registros Sónicos	19
1.3.5 Registros Mecánicos	20
1.3.6 Registro de Imágenes	21
1.4 INGENIERÍA DE YACIMIENTO	22
1.4.1 Calculo volumétrico de Hidrocarburos.	24
1.4.2 Tipos de Producciones o Recobros.	24
1.5 MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO.	25
1.5.1 Surgencia natural.....	25
1.5.2 Elevación Artificial	26
Conclusiones del capítulo.....	29
CAPITULO II DISEÑO METODOLÓGICO	30
2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO BOCA DE JARUCO.	30
2.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO.	34
2.2.1 Producción de Gas y de la Relación Gas-Petróleo(RGP).....	39
2.2.2 Comportamiento de la inundación.	41

2.3 APLICACIÓN DE MEDIDAS GEÓLOGO TÉCNICAS.	42
2.4 OBJETIVO GEOLÓGICO DEL POZO.	43
CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.	45
CAPITULO III RESULTADOS Y DISCUSIÓN	46
3.1 TRAYECTORIA DE LA PERFORACIÓN DEL BJV-1002.	46
3.2 REGISTROS GEOFÍSICOS	48
3.3 CONSTRUCCIÓN DEL BJV-1002.	52
3.4 PUNZADO DE LAS ZONAS PERSPECTIVAS.	53
3.5 PROGRAMA DE EVALUACIÓN DEL POZO.	56
3.6 CONSTRUCCIÓN FINAL DEL POZO BJV-1002	59
3.7 RESULTADOS PRODUCTIVOS Y VALORACIÓN ECONÓMICA.	61
CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	63
CONCLUSIONES	63
RECOMENDACIONES	63
BIBLIOGRAFÍA	66
ANEXOS	70

INTRODUCCIÓN

El petróleo juega un papel importante en el desarrollo futuro del país, esta actividad estimula directamente a la economía nacional y también a la de los pueblos en los cuales tiene su radio de acción, ya que incrementa de forma positiva las fuentes de empleo, mejora el transporte en la zona y sirve como material de estudio para diferentes ramas de investigación y desarrollo.

Esta actividad crece en el mundo de manera rápida y en Cuba se ha perfeccionado aunque de forma más lenta debido a determinadas situaciones económicas y políticas como es el genocida bloqueo económico y financiero que por más de 55 años se nos ha sido impuesto, frente al cual continuaremos luchando sin rendirnos.

En la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO) “Capitán Jesús Suárez Gayol” cuyo objeto social es la extracción, recolección y tratamiento de todo el petróleo de Occidente; durante el tiempo que duró el asentamiento en el área del Caribe, se fueron edificando instalaciones dentro y fuera del perímetro. Una de las primeras áreas donde comenzaron a construirse estas instalaciones fue el yacimiento “Boca de Jaruco”, donde tenían diferentes fines entre los que estaban las actividades técnicas – productivas, de investigación y reparaciones (Esquivel; 2007).

El yacimiento de Boca de Jaruco al igual que el de Vía Blanca fueron los primeros en ponerse en explotación en la EPEPO por los años 1960. Teniendo en cuenta que en esta zona no se han detectado nuevos posibles reservorios de hidrocarburos, la producción de petróleo y gas acompañante se ha visto afectado por el envejecimiento y agotamiento de las reservas productivas calculadas, por lo que se plantea el siguiente Problema científico:

Existencia de una baja producción de petróleo crudo debido al envejecimiento y falta de estimulación a los pozos.

Hipótesis:

Si se determinan áreas con espesores efectivos, con valores de parámetros de productividad adecuados para su reutilización o ampliación de las capas productoras en el pozo BJN-1002 se elevará la producción de petróleo crudo y gas acompañante en el yacimiento Boca de Jaruco.

Objetivo General:

Realizar un análisis integrado del pozo BJN-1002 del Yacimiento Boca de Jaruco para el aumento de la producción

Objetivos Específicos:

1. Realizar una revisión del estado técnico en el yacimiento Boca de Jaruco.
2. Obtener los datos primarios de los registros geofísicos de los pozos.
3. Seleccionar las zonas de posible mayor aporte y los pozos a realizar trabajos.
4. Analizar la trayectoria y los mantos cortados durante la perforación del pozo BJN-1002
5. Valorar la reentrada y puesta en producción del pozo BJN-1002 desde el punto de vista técnico-económico.

En la realización de este trabajo se utilizaron diferentes métodos y técnicas tales como:

Métodos Teóricos: Son los que participan en el enfoque general para abordar los problemas científicos, intervienen en la interpretación de los datos empíricos y se utilizan en la construcción y desarrollo de la teoría científica.

Enfoque de Sistema: Se utiliza para concebir la organización como un sistema y analizar los diferentes subsistemas que lo componen.

Análisis-Síntesis: Se utiliza para la búsqueda bibliográfica de las relaciones entre los diferentes aspectos conceptuales de la investigación, así como la generalización a partir de la información obtenida en los instrumentos aplicados en correspondencia con los objetivos propuestos.

Inducción-Deducción: El análisis de casos particulares condujo a conclusiones generales, además, se partió de los fundamentos generales del tema objeto de investigación para determinar los aspectos particulares.

Métodos Estadísticos- Matemáticos: Intervienen en la determinación de la muestra a estudiar, así como en el procesamiento de la información recopilada, facilitando de este modo las generalizaciones e interpretaciones que deben hacerse a partir de los datos.

Este trabajo consta de tres capítulos.

- Capítulo I: Análisis Bibliográfico. En este capítulo se planteará todo lo relacionado con los fundamentos de la ingeniería de yacimiento, registros geofísica de pozos y posibles terminaciones de los mismos. Además se analizarán las principales propiedades de las rocas y los reservorios para poder determinar las zonas más propensas a la explotación petrolera.
- Capítulo II: Diseño Metodológico. Se desarrollará una metodología de la investigación donde se tendrá en cuenta los principales métodos y técnicas utilizados para la determinación de la situación actual del yacimiento, las principales zonas productivas, las posibles causas de la disminución de la producción y las diferentes variantes de solución a los problemas planteados.
- Capítulo III: Resultados y Discusión. En este capítulo planteamos las posibles acciones a acometer después de analizado todas las variantes de solución y su respectiva valoración y repercusión económica

Además de conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos

CAPITULO I ANALISIS BIBLIOGRÁFICO

En el presente capítulo se muestran y analizan una serie de elementos, definiciones, procedimientos y citas textuales, con el objetivo de lograr una mejor comprensión a la hora del análisis de esta investigación. Además se evidencia el tratamiento dado en la literatura especializada en relación a los temas que se abordan como muestra de la profundización de este estudio.

1.1 Origen del Petróleo

La teoría más aceptada del origen del petróleo es la que plantea que se originó por la descomposición de los restos de animales y algas microscópicas acumuladas en el fondo de las lagunas y en el curso inferior de los ríos. Esta materia orgánica se cubrió paulatinamente con capas cada vez más gruesas de sedimentos, al abrigo de las cuales, en determinadas condiciones de presión, temperatura y tiempo, se transformó lentamente en hidrocarburos (compuestos formados de carbono e hidrógeno), con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno, nitrógeno, y trazas de metales como hierro, cromo, níquel y vanadio, cuya mezcla constituye el petróleo crudo (Hatch, 1978).

Estas conclusiones se fundamentan en la localización de los mantos petroleros, ya que todos se encuentran en terrenos sedimentarios. Además los compuestos que forman los elementos antes mencionados son característicos de los organismos vivientes. Las rocas madres pueden ser: inmaduras, maduras o superadoras (Gonzalez, 2012). Las inmaduras generaron (o siguen generando) petróleos pesados y extrapesados. Las maduras forman petróleos de densidad media y ligeros. Las supermaduras evidencian que la materia orgánica fue sometida durante un largo tiempo a altas temperaturas y hoy ya no pueden generar más hidrocarburos (Wariquier, 2000).

1.2 Física de rocas

Se define como propiedad física de una roca a su comportamiento específico bajo la acción de algún campo físico. Una propiedad se caracteriza generalmente por un índice cuantitativo que define su acción. (Howard, 2012)

Casi toda la producción de petróleo y gas en la actualidad se extrae de acumulaciones

en los espacios porosos de las rocas de los yacimientos, constituidos generalmente por areniscas, calizas y dolomitas, aunque pueden aparecer en otros tipos de litologías tales como vulcanógenos sedimentarios y ofiolitas (Helander, 1984). La cantidad de petróleo y/o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos (García, 2003).

1.2.1 Porosidad

La porosidad (Φ o PHI) se define como el volumen de poros por cada unidad volumétrica de formación, o sea, es la fracción del volumen de total de una muestra que es ocupada por poros o huecos, y se expresa en fracciones (v/v) o en porcentaje (%) (Cajigal, 2010). Existen diferentes tipos de porosidad:

Porosidad primaria: Usualmente granular o intergranular, intercrystalina, etc. Se desarrolla en la sedimentación original, durante la formación de las rocas.

Porosidad secundaria: Desarrollada después del proceso de origen; por disolución los carbonatos (calizas y dolomitas), por aguas subterráneas formando vóculos; la diagénesis / dolomitización, fracturación por causas tectónicas, etc. La porosidad de fractura es generalmente considerada como la porosidad secundaria por excelencia (Barberie, 2001).

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

Porosidad efectiva (PHIE): Es la suma de las porosidades conectadas, tanto primaria como secundaria. En formaciones arcillosas, la porosidad efectiva se obtiene restándole a la porosidad total el efecto provocado por la presencia de esta (Cajigal, 2010).

1.2.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable (Bisbé York, 2011).

1.2.3 Volumen de arcilla

Las arcillas y lutitas tienen valores de porosidad muy altos, pero debido al pequeño tamaño de sus granos, tienen muy baja permeabilidad, por lo cual funcionan como un sello del reservorio (Alonso, 2002). En los colectores que presentan un cierto volumen de arcilla, la porosidad total está seriamente influida por la arcilla, presentando valores

altos que no responden realmente a las potencialidades del colector, por eso se hace imprescindible calcular el volumen de arcilla con la mayor precisión posible para poder determinar la porosidad efectiva, que sí da una medida real del volumen de poros interconectados. Al igual que la porosidad se expresa en fracciones o porcentos.

1.2.4 Saturación de Agua (S_w)

La saturación de una formación, es la fracción del volumen poroso que ocupa un fluido determinado; por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si sólo existe agua en los poros, la formación tendrá un 100% de saturación de agua (Aguilera, 2004).

La saturación de petróleo o gas, es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo y/o gas. Los poros deben saturarse con algún líquido, de este modo la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%.

1.2.5 Espesor efectivo (H_{ef})

No es más que el espesor total de roca que es realmente colector de hidrocarburos, excluyendo todas aquellas zonas correspondientes a arcillas, rocas densas (sin porosidad) o colectoras de agua; de esta forma se evita la sobrevaloración de las reservas, las que se circunscriben realmente a los volúmenes de roca que son potencialmente colectoras de hidrocarburos (Aguilera, 2004).

1.3 TIPOS DE REGISTROS DE POZOS

Los registros de pozos constituyen, desde su introducción en el año 1927, una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones y como apoyo a la perforación y el control de la producción (Alvares, 2012). A partir de la medición de diferentes propiedades físicas, se determinan los parámetros necesarios para evaluar las características colectoras del corte, realización de cálculos de reservas; constituyen un elemento básico para el modelaje de yacimientos, la realización de estudios integrados y trabajos de simulación numérica, definir el completamiento del pozo, así como facilitar el conocimiento del estado técnico del caño, las camisas, el cemento por detrás de estas, la determinación de zonas para trabajos de estimulación, reparación, recuperaciones secundarias (Bisbé York, 2011).

Existen en la actualidad muchos tipos de registros de pozo, constantemente se

están desarrollando nuevas herramientas de adquisición y técnicas de procesamiento que permiten una mejor evaluación del corte atravesado (González Y, 2017). En este capítulo solo se hace referencia a las más utilizadas actualmente en nuestro país o con posibilidades de ser introducidas próximamente.

La clasificación de los registros de pozos, más generalizada es la que tiene en cuenta su principio de medición y su utilización (Bisbé York, 2011)

1.3.1 Registros de radiactividad Natural

Gamma Natural

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

Las principales aplicaciones son:

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

1.3.2 Registro de Radiactividad Provocada por fuentes

Registros neutrónicos

A diferencia de la anterior, con esta herramienta, se activa la formación a partir de una fuente de Americio - Berilio (AmBe), situada en la herramienta que “bombardea” la formación con neutrones los cuales pasan a través del caño del pozo interactuando (chocando) con los núcleos de Hidrógeno presentes en los poros de la roca (Schlumberger). Formando parte de los fluidos que estas contienen (los neutrones tienen aproximadamente la misma masa que los núcleos de

Hidrógeno), lo que provoca que al interactuar produzcan choques casi elásticos, disminuyendo su velocidad y luego son capturados por el detector de la herramienta. Existen dos tipos de detectores: de Gamma y de Neutrones, en el primer caso, se detectan las radiaciones Gamma (γ) producidas por efecto de las colisiones y en el segundo, los neutrones debilitados por estas (Thomas, 2001).

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

En realidad, esta herramienta lo que determina es el volumen de Hidrógeno (ω) contenido en los poros, el cual es proporcional a la porosidad total y esto es lo que permite calcular con bastante precisión el valor de la misma. Es muy importante tener clara la litología que predomina en el corte para determinar la porosidad, ya que esta se obtiene mediante un algoritmo que tiene en cuenta la matriz de la roca. Otro aspecto a tener en cuenta es la presencia de gas en la formación ya que este falsea la porosidad, disminuyéndola, debido a que la gran dispersión entre las moléculas de H, dificulta los choques entre estas y los neutrones emitidos por la fuente (Bisbé York, 2011).

Registros de densidad (Gamma – Gamma)

En la naturaleza se conocen más de 10 tipos de fenómenos de interacción de las radiaciones

Gamma (γ) con la materia; sin embargo, los de más importancia práctica son

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

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

Efecto Compton: Consiste en que al chocar una radiación Gamma con un electrón de un átomo, este último absorbe parte de su energía y se dispersa con un cierto ángulo. Con cada choque, las radiaciones Gamma pierden parte de su energía y

continúan viajando con energía disminuida. Este efecto depende de la densidad electrónica (la cual es equivalente a la densidad mineralógica) (Schlumberger Principios).

Efecto fotoeléctrico: Este fenómeno ocurre cuando las radiaciones Gamma interactúan con los electrones de la envoltura de los átomos. Dejando en su envoltura una posición libre que será ocupada por otro de la envoltura inmediata superior, emitiéndose una radiación cuya energía es característica del átomo que la emite.

Herramienta de Litho-Densidad

Con esta herramienta se obtienen los siguientes registros:

- Curva de densidad (RHOB) a partir de la cual, teniendo en cuenta la litología predominante se determina la porosidad
- Curva de Factor Fotoeléctrico (PeF): extremadamente útil para la determinación de la litología y sus variaciones, independientemente de la porosidad, ya que cada roca cuenta con su valor del factor fotoeléctrico bien definido. También es usada para valorar cualitativamente el daño causado en la formación por la utilización de Barita

1.3.3 Registros eléctricos

La resistividad (resistencia específica) de una sustancia, es la resistencia medida entre lados opuestos de un cubo unitario de una sustancia a una temperatura específica. La unidad de medida de la longitud es un metro y el ohm (Ω), la unidad de la resistencia eléctrica (Bisbé York, 2011).

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de la formación sólo mediante en agua conductiva que contenga la misma. Salvo en muy pocos casos, (donde la roca posea materiales conductores tales como sulfuros metálicos) la roca seca se presenta como un buen aislante eléctrico. Por lo tanto, las formaciones subterráneas tienen resistividades medibles y finitas debido a la presencia dentro de sus poros de agua, o al agua intersticial absorbida por las arcillas (Perdomo, 2011).

Registros eléctricos convencionales

Se envía corriente a la formación, por medio de electrodos de corriente y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos de medición. A partir de los voltajes medidos, se determina la resistividad para cada dispositivo. Se conocen dos arreglos básicos de electrodos: Normal y Lateral.

Registros eléctricos de corriente enfocada

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

Hasta hace muy poco tiempo el más utilizado era el Doble Laterolog. Su objetivo, al igual que en las restantes herramientas de resistividad, descritas anteriormente, es la medición de la resistividad verdadera de la formación; este dispositivo, consta de dos juegos de electrodos situados a ambos lados de la herramienta, lo cual proporciona un enfoque al flujo de la corriente que lo obliga a penetrar en la formación sin desviarse hacia arriba y hacia abajo en el caño del pozo y así obtener dos valores de resistividad (Perdomo, 2011).

Herramienta HRLA

Esta herramienta permite resolver la difícil tarea de determinar la resistividad real de la formación (R_t) en capas finas y profundamente invadidas, mediante cinco mediciones de resistividad activamente enfocadas con una alta resolución y ajuste en profundidad que proporcionan un valor de R_t más preciso, elemento clave para la identificación y estimación de reservas. El arreglo espacial está optimizado para obtener el mayor grado de información referente al perfil de invasión (Perdomo, 2011).

La herramienta entrega cinco curvas de resistividad, cada una correspondiente con un incremento de la profundidad de investigación; este perfil, conjuntamente con una mayor resolución de las mediciones proporcionan los elementos necesarios para obtener la resistividad real de la formación R_t , la de la zona invadida R_{xo} y del diámetro de invasión (D_i) (Quesada, 2016).

Aplicaciones:

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

Registros de inducción

La herramienta de registro de inducción, se desarrolló originalmente para medir

la resistividad de la formación en pozos perforados con lodos en base a aceite o perforados neumáticamente (con aire), ya que los instrumentos de electrodos no funcionan en medios no conductivos. Con el tiempo se demostró que el registro de inducción tenía muchas ventajas sobre el registro convencional, cuando se utilizaba en pozos con lodos en base agua. Diseñados para la investigación profunda, los registros de inducción, pueden enfocarse con el propósito de minimizar la influencia del agujero, las formaciones adyacentes y la zona invadida (González Y. 2017).

Potencial Espontáneo

La curva de Potencial Espontáneo (SP), es al igual que el Gamma Natural un registro de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ. La curva de SP registra la diferencia del potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas y arcillas) medido entre un electrodo dentro del pozo y otro en la boca del mismo (Bisbé York, 2011).

Aplicaciones:

- Diferenciar rocas potencialmente productoras (porosas y permeables) calizas, dolomitas y areniscas de arcillas y lutitas.
- Definir los límites de las capas y permitir la correlación entre las mismas.
- Proporciona una indicación de la arcillosidad de las capas.
- Determinación de la resistividad del agua de formación (R_w).
- Ayudar a la identificación de la litología.

1.3.4 Registros Sónicos

La herramienta sónica compensada, utiliza dos transmisores. Uno superior y otro inferior y dos pares de receptores sónicos. Este arreglo, reduce sustancialmente los efectos de ruido provocados por cambios en el agujero y errores por inclinación del equipo. Los transmisores de la herramienta, envían pulsos alternativamente y los valores de t se leen en pares alternados de receptores. Una computadora en superficie promedia automáticamente los valores t de los dos conjuntos de receptores para compensar los efectos del agujero. Igualmente integra las lecturas de tiempo de tránsito para obtener tiempos de tránsito totales. Se utiliza para determinar la porosidad de la matriz. (Bisbé York, 2011).

Registro Sónico Dipolar (DSI)

La herramienta DSI (*Dipolo Shear Imagen*) combina las posibilidades de adquisición sónica monopolar y dipolar. La sección transmisora cuenta con un transmisor monopolar piezoeléctrico y dos transmisores dipolares perpendiculares entre sí. Un pulso eléctrico de frecuencia acústica es aplicado al monopolo transmisor para excitar las ondas de propagación compresional y de cizalla dentro de la formación (García, 2003).

Aplicaciones:

- Geofísica (Calibración de velocidad, conversión tiempo/profundidad, interpretación sísmica de cizallamiento)
- Anisotropía
- Petrofísica (Estimación de porosidad (también en pozos encamisados), litología e identificación de arcillas)
- Geomecánica
- Imágenes sísmicas
- Imágenes sísmicas con mediciones de reflexión acústica del caño.

1.3.5 Registros Mecánicos

Cáliper

La determinación del diámetro del pozo es muy importante para la interpretación de registros; los petrofísicos lo utilizan para el control de calidad de los registros (especialmente cuando se utilizan herramientas con patines) y constituyen un elemento muy utilizado para determinar litologías y zonas fracturadas dentro de intervalos no colectores, así como para hacer correcciones a algunos tipos de registros. (Bisbé York, 2011)

En la actualidad, las herramientas más utilizadas constan de 4 ó 6 brazos, los cuales se abren o cierran de acuerdo al diámetro del pozo en diferentes direcciones. Como esta herramienta está calibrada, los valores de voltaje obtenidos, corresponden a una variación específica del diámetro. (Fernández, 2001). Es de esta forma que es posible no sólo determinar con exactitud el diámetro del pozo, sino también la geometría del mismo; la cual puede ser relacionada con los esfuerzos de tensión / compresión causados a la formación debido a fuerzas tectónicas, tipo de litología presente en el pozo.

1.3.6 Registro de Imágenes

Imágenes micro eléctricas

Estas herramientas permiten una observación continua detallada de las variaciones laterales y verticales de la formación. Con ella realmente se “ve” la formación; procesando las herramientas reseñadas anteriormente, se obtiene corrientes eléctricas registradas por micro electrodos se obtienen las imágenes las cuales lucen como fotografías de núcleos, de hecho en muchos casos se utilizan para orientar estos (Quesada Quintero, 2016).

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

- Proporciona una metodología para el análisis estructural (determinación de fallas, sistemas de fracturas, etc.)
- Caracterización de cuerpos sedimentarios (capas delgadas, laminaciones, tipo de estratificación, etc.)
- Posee sensores de alta resolución que permiten resaltar la textura de las rocas.
- Permite realizar una evaluación de la porosidad secundaria (fractura miento, barreras impermeables, disolución, entre otras)
- Sienta las bases para el establecimiento de estudios sedimentológicos.

Microimágenes de la formación con lodos en base a aceite (OBMI)

Teniendo en cuenta, la amplia utilización de lodos en base a aceite (no conductivos), se diseñó esta herramienta que permite realizar mediciones en este tipo de lodo. Este dispositivo cuenta con 4 patines ortogonales donde se ubican 5 electrodos en cada uno lo que permite obtener 20 curvas de microrresistividad, con las cuales, al igual que en las orientada con respecto a la geometría del pozo y la herramienta (Gonzalez, J. R, 2012).

Aplicaciones:

- Análisis estructurales (Determinación de la inclinación de las estructuras, detección de fallas y fracturas)
- Análisis estratigráficos

Registro de Imágenes Ultrasónicas (UBI)

La herramienta UBI (Ultrasónica *Borehole Imagen*) produce una imagen acústica de la pared del pozo de alta resolución, con cualquier tipo de lodo (base agua o aceite).

Estas son utilizadas para identificar la inclinación de las capas, fracturas y otros eventos cortados por el pozo; también es posible derivar información crítica de la estabilidad del caño y derrumbes (Bisbé York, 2011).

Esta herramienta cuenta con un transductor (emisor – receptor) montado en una cabeza ultrasónica rotatoria. El transductor emite pulsos ultrasónicos y mide el tiempo de tránsito y el eco correspondiente. Esta cabeza está disponible en diferentes tamaños que coinciden con el rango normal de un agujero abierto, así como para optimizar la distancia recorrida por el pulso ultrasónico en el pozo, con lo cual se reduce la atenuación en los fluidos (lodos) pesados y mantiene una buena relación señal/ruido. La herramienta UBI es relativamente insensible a la ex centralización y proporciona imágenes claras fáciles de interpretar en las unidades Maxis y Centros de procesamiento, existen software para corregir la amplitud y el tiempo de tránsito por efectos de ex centralización, variaciones de la velocidad, y filtrar ruidos. (Schlumberger)

Aplicaciones:

- Identificación de fracturas, incluidas aquellas inducidas por la perforación
- Diferenciación de fracturas abiertas y cerradas
- Calibrado del pozo y cálculo del volumen del cemento
- Análisis de esfuerzos y estudios de estabilidad de caño
- Análisis estructurales y estratigráficos.

1.4 INGENIERÍA DE YACIMIENTO

La ingeniería de yacimiento es la aplicación de principios científicos a problemas de drenaje que resultan durante el desarrollo y producción de yacimientos de hidrocarburos. Puede también definirse como el arte de desarrollar y producir fluidos hidrocarburos de tal forma que se obtenga un recobro eficiente (Humberto, 2012).

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente, (2) Camino migratorio, (3) Trampa, (4) Almacenaje/porosidad, (5) Transmisibilidad/ Permeabilidad (Bisbé York, 2011).

Analizando varios artículos y documentación técnica se puede expresar según unidad de criterios de los autores (Wariquier, J. 2000) y (Humberto, 2012) que los yacimientos petrolíferos se pueden clasificar en varios aspectos, los fundamentales son:

Clasificación según el estado de los fluidos

Petróleo negro: Consiste de una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva.

Petróleo volátil: El rango de temperatura es más pequeño que en petróleo negro. La temperatura crítica (T_{cr}) es también menor que en crudos negros y está cerca de la temperatura del yacimiento.

Gas condensado (retrógrados): El diagrama de fases es menor que el de los aceites negros.

Gas húmedo: Todo el diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas yacen debajo de la temperatura del yacimiento.

Gas seco: Está formado principalmente por metano y algunos intermedios.

Asfálticos: El rango de temperatura es bastante amplio. Estos no se vaporizan ni tiene punto crítico.

Clasificación según la geología de los yacimientos

Estratigráficos: lentes de arena, cambios de facies, calizas o dolomitas porosas, cambios de permeabilidad.

Estructurales: Fracturas en calizas o rocas ígneas, discordancias, fallamiento en areniscas, sinclinales, anticlinales, domos salinos.

Combinados: Hace referencia a las posibles combinaciones que se presenten entre los dos grupos anteriores.

Clasificación según punto de Burbuja

Subsaturados: Yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja.

Saturados: Yacimientos cuya presión inicial es menor o igual que la presión en el punto de burbuja.

Clasificación según los mecanismos de producción

La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de este y normalmente se conoce como producción primaria.

El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria mediante a) expansión de fluido, b) desplazamiento de fluidos, c) drenaje gravitacional y d) expulsión capilar.

El uso de gas natural o inyección de agua es llamado producción secundaria y su principal propósito es mantener la presión del yacimiento.

En general la producción de los yacimientos se debe a los siguientes mecanismos:

- Hidráulico, cuando se presenta agua proveniente de un acuífero adyacente.
- Gas en Solución .Los fluidos gaseosos ayudan a producir la fase líquida cuando el gas intenta liberarse del seno del crudo.
- Capa de gas (No hay distribución uniforme de los fluidos)
- Expansión líquida y de roca (hasta el punto de burbuja)
- Gravedad o segregación gravitacional, el cual es común en yacimientos con espesor considerable y que tienen buena comunicación vertical o en yacimientos que tienen alto buzamiento pues permiten la migración del gas a la parte superior de la estructura.
- Combinado
- En yacimientos gasíferos se tiene depleción o expansión gaseosa

1.4.1 Cálculo volumétrico de Hidrocarburos.

El cálculo volumétrico de petróleo y/o gas es de una de las herramientas para la estimación de reservas. Los métodos para cuantificar reservas son:

- a) Método volumétrico.
- b) Ecuación de balance de materia
- c) Curvas de declinación.
- d) Simulación numérica y/o matemática de yacimientos.

1.4.2 Tipos de Producciones o Recobros.

Se consideran tres tipos de recobro en la etapa de vida de un yacimiento, a saber:

- Producción primaria: El pozo/yacimiento produce por energía propia o flujo natural
- Producción secundaria: Se introduce energía externa al sistema. Esta comprende el levantamiento artificial e inyección de agua fría.

- Producción terciaria: Además de energía, el fluido o la roca sufre un cambio en sus propiedades. En este grupo se consideran: la inyección de agua caliente, gas, químicos, combustión in-situ, etc.

1.5 MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO.

Para la extracción de crudo en los pozos petrolíferos se utilizan diversos métodos a nivel mundial. A continuación, se describe de forma general los elementos que constituyen estos sistemas.

1.5.1 Surgencia natural

Este método de extracción de petróleo es el más económico y menos complicado que se pueda utilizar, ya que el petróleo surge naturalmente con la energía propia de la capa la cual es capaz de levantar la columna de petróleo desde el fondo hasta la superficie y la mano del hombre interviene menos que en los otros métodos existentes. (Thomas, J.E. 2001)

En el cabezal del pozo se instalan dispositivos, tales como un manómetro para verificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador o choque (fijo o graduable) para regular el flujo del pozo y las válvulas para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario.(Cajigal, 2013)

Inicialmente al pozo se le abre todo el choque para que limpie el caño lo más posible, ya que está lleno de agua producto de la fase de terminación. Si el paso anterior no resulta, entonces se procede a inyectar petróleo ligero que ayudará a aligerar la columna hidrostática. Este proceso ayuda a crear una depresión en el fondo del pozo y a su vez una surgencia. Después se va cerrando el choque poco a poco y midiendo la producción en cada momento hasta obtener un choque y una producción óptima con la cual trabajará el pozo. (Fernandez, 2001).

Este método se utiliza principalmente en la primera etapa de explotación de los pozos, período en el cual los mismos conservan aún en gran medida su energía natural. Existe otro caso en el que el pozo aunque esté surgente se le coloca una unidad de bombeo para estimularlo e incrementar la producción.

1.5.2 Elevación Artificial

Cuando un pozo de petróleo no es capaz de surgir naturalmente, algún medio de levantamiento artificial se requiere para producir ese petróleo, como la extracción por bombeo mecánico. (Chow, 1972)

Para determinar el mejor método de elevación artificial para un pozo es necesario considerar lo siguiente:

- El campo
- El pozo
- El yacimiento
- Disponibilidad del equipo

Bombeo mecánico convencional.

Es una bomba de pistón constituida por 2 válvulas una viajera y otra fija que se abren o cierran en dependencia de la posición de recorrido del pistón el cual se acciona desde la superficie por un gato o unidad de bombeo, conectado por cabillas enroscadas de diferentes diámetros, es el método más usado el mundo por la diversidad de rangos de producción. (Cajigal, 2013)

Método de levantamiento artificial por gas o GAS- LIFT

El levantamiento artificial por gas es el método que utiliza una fuente externa de gas de alta presión, para ayudar al gas de formación a elevar los fluidos de un pozo incapaz de surgir naturalmente. (Cajigal, 2013)

El peso de la columna de fluido crea una presión igual a la presión estática del yacimiento. Al inyectar el gas, la presión ejercida por la columna se reduce y el pozo es capaz de surgir debido a:

Expansión del gas inyectado

Reducción de la densidad del fluido.

Desplazamiento del líquido por el gas comprimido.

Bombeo Electro Sumergible (ESP)

Se utilizan en la explotación de pozos profundos con bajo nivel dinámico y alta productividad. (Cajigal, 2010)

Bomba de tornillo (PCP)

Las bombas de tornillo están destinadas para la explotación de pozos productores de petróleos viscosos y con gran contenido de sólidos. Las mismas poseen coeficientes de llenado elevado en comparación con las bombas ESP y bombas de varilla en un medio análogo. La construcción de esta bomba es muy sencilla. Consta de un tornillo central que rota en una funda de goma, movido por un motor eléctrico asincrónico instalado en el fondo del pozo que recibe la energía eléctrica desde la superficie a través de un cable principal, a semejanza de las bombas ESP. (Cajigal, 2010)

Bombeo hidráulico

En este tipo de mecanismo de extracción del petróleo, se usa como medio impelente del petróleo un fluido presurizado que se bombea por las tuberías del pozo. El petróleo producido y el fluido impelente suben a la superficie por el espacio anular. La mezcla pasa por un separador o desgasificador y luego a un tanque, de donde el petróleo producido pasa al almacenamiento y la cantidad suficiente de fluido impelente permanece en el tanque para ser succionado por la bomba y ser bombeado otra vez al pozo. (Barberie, 2001)

Jet pump

Convierte el fluido motor presurizado, en un chorro de alta velocidad que se mezcla directamente con el fluido del pozo. En este proceso de mezcla turbulenta, el momento y la energía del fluido motor son adicionadas al fluido producido. (Barberie, 2001)

Para mayor información sobre los métodos mencionados se muestra en la (tabla 1.1) las ventajas y desventajas de los más empleados en nuestro país, los restantes sistemas de elevación se encuentra en los Anexos. Se muestra además una comparación entre los mismos en cuanto a sus parámetros de trabajo.

Tabla 1.1 Ventajas y desventajas de los principales sistemas de elevación artificial utilizados en Cuba.

Sistema	Ventajas	Limitaciones
Bombeo mecánico convencional	Sistema de alta eficiencia Fácil instalación de los controles de	Desgaste potencial del vástago y el Tubing La eficiencia de bombeo decrece

	<p>optimización</p> <p>Serviciado y reparación económicos</p> <p>Existencia de talleres de ensamblaje y reparación</p> <p>Desplazamiento positivo / fuerte abatimiento</p> <p>Resistencia a la corrosión con materiales mejorados</p> <p>Rangos de producción variables por ajuste de la embolada y la velocidad en la superficie</p> <p>Alta resistencia del equipo de superficie y sumergido</p>	<p>con el incremento de la proporción de gas</p> <p>El sistema está limitado por la capacidad portante del vástago- los volúmenes decrecen con la profundidad</p> <p>Preocupaciones medio-ambientales y estéticas.</p>
PCP	<p>Baja inversión de capital</p> <p>Sistema de alta eficiencia</p> <p>Bajo consumo energético</p> <p>Bombee petróleo y agua con sólidos suspendidos</p> <p>Fácil de instalar</p> <p>Costos mínimos de mantenimiento</p> <p>Equipamiento de superficie portátil de bajo peso</p> <p>Ocupa poco espacio en la superficie</p> <p>En pozos horizontales y direccionales</p>	<p>Desgaste potencial del coopling del vástago y la tubería de producción.</p> <p>La eficiencia decrece con altos % de gas</p> <p>El nivel del fluido debe ser por encima de la bomba (sumergida)</p> <p>Sensible a algunos fluidos de producción</p> <p>Limitaciones de temperatura</p> <p>Limitaciones en cuanto a profundidad.</p> <p>La presencia de H₂S y CO₂ afecta al elastómero</p>

Fuente: Autor del trabajo.

Conclusiones del capítulo.

Una vez concluida toda la revisión y respectivo análisis de toda la documentación encontrada sobre el tema de registro geofísico e ingeniería de yacimiento y sus conceptos fundamentales, los principales procedimientos de análisis y aplicación de las técnicas más utilizadas en la realización de los cálculos se llegaron a diferentes conclusiones:

1. Se definió el concepto de yacimiento, sus principales propiedades y clasificaciones, los registros geofísicos herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones, a partir de la medición de diferentes propiedades físicas, se determinan los parámetros necesarios para evaluar las características colectoras del corte.
2. Se determinaron los principales registros geofísicos de pozos y su diferentes aplicaciones en el campo petrolero como son :
 - Registros Radioactivos: Gamma Natural/ Neutron-Neutron/
Litodensidad
 - Eléctricos : Doble Laterolog/ Potencial Espontáneo/ normal Lateral
 - Mecánicos: Cáliper/ Inclínometría.
3. Se seleccionaron las principales propiedades físicas que se determinan los registros para analizar las zonas productivas como son: porosidad, permeabilidad, conductividad y resistividad.
4. Además de los principales métodos de extracción de petróleo y gas.
 - Surgencia natural.
 - Elevación artificial. Método más utilizado, bombeo convencional.

CAPITULO II DISEÑO METODOLÓGICO

En el presente capítulo se realiza una caracterización general del yacimiento y un análisis de la situación actual, además se analizan las causas de la baja productividad y la búsqueda de alguna solución a la baja producción del yacimiento.

2.1 Características generales del yacimiento Boca de Jaruco.

El yacimiento Boca de Jaruco se ubica en el extremo occidental de la franja norte de crudos pesados. Su geología es complicada porque al igual que el resto del archipiélago cubano estuvo sometido a un régimen de compresión o periodo orogénico enmarcado en las edades de Cretácico Campaniano hasta el Eoceno medio, periodo donde se producen los cabalgamientos al interactuar el arco volcánico con el margen continental norteamericano, abduciendo la corteza continental, plegando la cobertura sedimentaria en forma de pliegues cabalgantes, originando apilamientos de escamas en estructuras tipo dúplex de dirección Sur – Norte y rumbo Oeste – Este. (Gonzalez, 2012).

Según (Álvarez Castro, y otros 1994) en el yacimiento se han revelado tres capas.

Carmita – Santa Teresa y otros someros, son depósitos limitados estratigráficamente, lo confirma su rápida declinación de la producción y variabilidad en cuanto a las características de los petróleos e hidrodinámica de los fluidos.

Rocas del Grupo Veloz, Boca de Jaruco profundo, se han perforado ocho pozos verticales con profundidades superiores a los 3000 m. Quedando demostrada la presencia de colectores, sellos y petróleo de buena calidad (BJ-500, petróleo de 44° API y menos de 1 % de azufre a la profundidad de 3861 m).

Rocas del Grupo Veloz, Boca de Jaruco somero, tanto por registros sísmicos como por carotage se mapean varias estructuras locales (E1, E2, E3 y E4). El mayor acumulado histórico productivo se obtiene de E1. Actualmente tiene un grado de inundación elevado, lo que atenúa la producción de petróleo y gas, también sucede con E2, donde el llenado de la trampa es menor al ascender el contacto agua petróleo. Los horizontes E3 y E4 se desarrollaron con la perforación horizontal y al igual que los anteriores presenta marcada inundación según informaciones ofrecidas por departamento de yacimiento de la EPEPO, (Ríos Montono, J y otros 2003).

Dado que el peso fundamental de la producción lo constituyen las rocas de la UTE Placetas, haremos una descripción detallada del mismo.

Jurásico Superior

Formación Constancia. (Oxfordiano – Kimmeridgiano)

(Segura Sotto, R. 1973) plantea que en el Bloque 7, de acuerdo a los datos disponibles su extensión es limitada y se identifica con la parte alta de la formación. Su composición litológica la constituyen intercalaciones de mudstone calcáreo y dolomitas que contienen fracción limosa en la secuencia básicamente compuesta por arcilla – argilita esquistosa gris oscura a negra, flyschoide y limo – argilita cuarcífera con cemento calcáreo – arcilloso de poros subarcosa con cemento calcáreo de poros. En las argilitas son muy frecuentes las superficies de fricción. Las arcillas – argilitas son estériles y las calizas contienen fragmentos de ammonites y otros moluscos, así como ostrácodos. Esta unidad se puede identificar en los pozos BJ-3 (núcleos del 94 al 101), BJ-33 (núcleos del 40 al 43 y del 96 al 99), BJ-64 (núcleos 26 y 27) y BJ-500 correlacionarle con registros geofísicos. Los contactos superiores e inferiores de esta formación son tectónicos. El espesor calculado es de alrededor de 200m.

Formación Cifuentes (Kimmeridgiano – Tithoniano).

Es la formación estratigráficamente más antigua del Grupo Veloz.

Se puede separar en cinco paquetes según información de (Segura Sotto, R. (1973):

Paquete V

Las microfacies principales son de mudstone calcáreo y subordinadamente de wackestone de bioclastos y peloides, y en menor grado, de intraclastos o peloides. En ocasiones hay microfacies de grainstone de intraclastos y peloides, a veces limoso. La microfacies secundarias de dolomita y yeso, la anhidrita está en pequeña proporción.

Paquete IV

Las microfacies son parecidas al paquete V, predominando la de mudstone calcáreo, las cuales pueden tener un contenido de arcilla y de fracción limo arenosa variable. Hay microfacies subordinadas de wackestone de bioclastos o de peloides y paletas.

Paquete III.

El facie más extendido corresponde a la de *mudstone* calcáreo, que transiciona gradual o bruscamente a *wackestone* bioclástico, cuya tercera parte se compone por radiolarios. Las rocas se presentan finamente bandeadas. Los eventos bioestratigráficos más notables se presentan por *Saccocoma sp*, *Aptychus* y Radiolarios, por lo que se considera que la

edad del paquete corresponde con el Tithoniano inferior. Este paquete representa la transición entre los ambientes más neríticos del Kimmeridgiano y los más profundos del Tithoniano. Se caracteriza en los pozos Gbo-19, núcleos 37-39, BJ-3, núcleos 56-67, BJ-33, núcleos 68-91, BJ-35, núcleos 92-97, BJ-500, núcleos 20-24 y BJ-501, núcleos 8-11.

Paquete II.

Se distingue como facies principal la de mudstone calcáreo fosilífero, wakestone bioclástico. Estas rocas exhiben un marcado bandeamiento flyschoides, debido a las intercalaciones de argilitas finas bituminosas. Como microfacies secundarias resalta la de dolomita. Estratificación rítmica. Los eventos bioestratigráficos marcadores que definen la edad *Tithoniano* Medio del paquete se componen por *Chitinoidea boneti*, *C. bermudezi* y *Saccocoma* sp. Se caracteriza en el pozo BJ-35, núcleos 70-73.

Paquete I.

Este paquete al parecer está bastante restringido en la porción este de Placeta Occidental, sólo se ha podido distinguir en los pozos de Puerto Escondido y Yurumí. La proporción de wakestone bioclástico (62%) es mayor que la de mudstone calcáreo (micrita 38%) y como subordinada aparecen microfacies de pack Stone radiolario y secundaria la de dolomita. Los eventos bioestratigráficos marcadores de la edad *Tithoniano* Superior están definidos por varias especies del género *Crassicollaria* y las formas grandes de *Calpionella alpina*.

El tope y la base de la Formación Cifuentes presentan contactos tectónicos, como se evidencia en la disposición en escamas tectónicas, frecuentemente con inversión en relación a la deposición original de los sedimentos. El espesor total de la formación es de unos 250 metros.

Formación Ronda (Cretácico Inferior, piso Berriasiano y Valanginiano).

Está constituida por intercalaciones que incluyen microfacies de mudstone calcáreo, wakestone bioclástico, pedernal y argilita. A veces estas rocas están dolomitizadas y recristalizadas.

Según los eventos bioestratigráficos se pueden definir tres intervalos basados en las biozonas reconocidas de calpionélidos: la más inferior que corresponde a la de *Calpionella alpina*, señala el Berriasiano. Más arriba se encuentra la de *Calpionellopsis oblonga* y en el tope la de *Calpionellites darderi*, está en el Valanginiano. Es difícil establecer una correspondencia entre esas biozonas y una litología específica, pues

existió uniformidad paleoambiental durante el Dalanginiano. No obstante, en el Berriasiano abundan más las intercalaciones de microfácies síliceas entre los wackestone bioclásticos, en tanto en el Valanginiano las de wackestone calcáreo y mudstone calcáreo componen el 66% de las microfácies.

García, (2003) plantea que esta formación ha sido atravesada por todos los pozos profundos de Placetas occidental. Las biozonas y su litología más representativa ha sido reportada, entre otros, en los pozos VB-103, núcleo 11, BJ-3, núcleos 46-56, BJ-33, núcleos 44-58, BJ-35, núcleos 77-91, BJ-64, núcleos 11-15 y BJ-221, núcleos 2, 3 y 6. La Formación Ronda presenta contacto tectónico en la base y tectónico o discordante en el tope. Su espesor es de aproximadamente 150m.

Formación Amaro (Cretácico Superior, Maestrichtiano).

Sus depósitos tienen una distribución amplia en los cortes de los pozos de Boca de Jaruco, principalmente en tierra, ya que en los pozos dirigidos al mar se demuestra la disminución de su espesor hasta desaparecer (Boca de Jaruco 9, 217, 218, 219, 321).

Su litología es de naturaleza carbonatada fragmentaria, compuesta por brechas, conglomerados y gravelitas, que incluyen fragmentos mal seleccionados de distintas calizas, por lo general bandeadas y bituminosas, y pedernal. La matriz es arcillosa – calcárea, bituminosa y en ocasiones, con leve proceso secundario de dolomitización. Existen además niveles de calcarenitas.

Las calizas que componen los fragmentos se describen como floatstone (intramirrudita) y mudstone de extraclastos y litoclastos. Se puede observar que en el Bloque Central del Yacimiento Boca de Jaruco, los extraclastos son en su mayoría, de la Formación Cifuentes (55%), y de la Formación Ronda (40%) y sólo un 5% corresponde a las formaciones. Carmita y Santa Teresa, restringidos a los pozos cercanos a la frontera oriental del Bloque Central, como en el BJ-3. En cambio, en el Bloque Este, todos los fragmentos proceden de la formación Ronda.

Ambiente de deposición de la formación Amaro.

El tamaño de los clastos en la brecha – conglomerado es mayor en la base de la unidad y es grano decreciente a medida que se sube estratigráficamente en los cortes, gradando a rudstone y cerca del tope a grainstone. Estas últimas muestran estratificación horizontal y laminación, por lo que se surge un solo ciclo de sedimentación simple.

En los clastos de las brechas hay macroforaminíferos y fragmentos de fósiles invertebrados, mientras que en la matriz de las partes más finas de las brechas hay sólo

abundantes y bien preservadas formas de foraminíferos plantónicos. Esto evidencia un transporte sedimentario desde las zonas someras hasta un ambiente más profundo, de plataforma externa a batial superior. Por lo que se puede hablar de una batimetría no mayor de 500m.

Las rocas de la formación *Amaro*, debido al levantamiento orogénico de la secuencia carbonatada precampaniano y la formación de la comba periférica del antepaís, expuso aquellas a condiciones subáreas hacia fines del Maestrichtiano, con la consiguiente formación de un carsismo de cierta extensión regional, tal como se evidencia en varios núcleos del yacimiento Boca de Jaruco.

Formación Vega Alta (Paleoceno Medio a Eoceno Inferior temprano).

Los sedimentos de esta formación se han perforado en todos los pozos profundos desde Guanabo hasta Yumurí, no conociéndose en afloramientos. Por lo general, la unidad se puede dividir en dos paquetes. (Segura Sotto, R. 1973)

El Inferior que es el más extendido, se compone de intercalaciones de calizas arcillosas, calizas organogenas, calcarenitas, margas, limolitas y arcillas. Esta litología predomina en uno u otro corte. La microfauna presente incluye nannoplancton calcáreo y foraminíferos plantónicos del Paleoceno Medio y Superior. El espesor promedio es de unos 200 m, pero es variable. Así alcanza 314 m en el pozo BJ-38 y sólo 25 m en el BJ-309.

El paquete superior forma un complejo sedimentario caótico (olitostrómico) con olistolitos de calizas de edades pre-terciarias, así como algunos fragmentos de rocas del Terreno Zaza. En arcillas y margas de este paquete se han determinados biomarcadores de foraminíferos planctónicos como *Morozovella formosa*, *M. subbotinae*, *Globigerina* varianta, que define el Eoceno Inferior Temprano. El espesor es muy variable, ya que este paquete se asocia más con los frentes de cabalgamiento. Así por ejemplo, presenta 383 m en el pozo BJ-190 y sólo 61 m en el BJ-306. (Garcia, R. 2003.)

2.2 Análisis del comportamiento productivo.

Según datos obtenidos en el departamento de Yacimiento de la EPEPO el campo petrolero de Boca de Jaruco se encuentra en explotación desde el año 1969 y a la actualidad acumula más de 58 mil m³ de petróleo y 1806209 m³ de agua, toda esta producción ha sido obtenida indistintamente de cerca de 300 pozos.

Caracterización productiva por objetivos:

Capa A: este objetivo se comenzó a explotar a partir del año 1974, desde un inicio produjo petróleo y agua, al abandonar una de las zonas automáticamente desapareció el agua y aumentó la producción de petróleo, se fueron incorporando más pozos pero disminuían los promedios diarios de producción; a partir de los años 83-84, estabiliza la cantidad de pozos, la producción de petróleo aumenta y disminuye su nivel de inundación hasta que en el año 88 esta comienza nuevamente a aumentar, alcanzando los niveles que tenía en el 83-84. A partir de este momento a pesar de que prácticamente se mantiene el mismo número de pozos, la producción de petróleo tiende a disminuir y la inundación se mantiene constante con ligera tendencia a su caída en los últimos años, donde también ha mermado el número de pozos.

El comportamiento productivo de este objetivo se corresponde con los resultados que arrojan las investigaciones hidrodinámicas, la presión del reservorio ha caído debajo de la hidrostática, prácticamente produce por gravedad, de aquí que tanto la Producción de petróleo (Q_p) como la Producción de Agua (Q_a) disminuyan. (Cajigal, 2010)

Capa A1: Esta capa se comenzó a explotar en 1977, pero no es hasta cuatro años después que es explotada por siete pozos, que comienza su inundación con la consiguiente disminución de la producción de petróleo a pesar de mantener estable el número de pozos.

La tendencia a la inundación conllevó a que la producción de petróleo disminuyera por años y a que disminuyera el número de pozos que la explotan a uno, aún con cierto incremento de la inundación. De ella no puede decirse que trabaje por gravedad, pues mantiene algo de presión.

Capa A2: Comenzó a explotarse en el año 75, a los tres años, con el aumento del número de pozos hizo su aparición el agua, pero es realmente a partir del 81 que comienza el proceso de disminución del petróleo y aumento del agua, hasta los años 1996-2001 en que disminuyen y se estabiliza el número de pozos, también la producción de petróleo y se logra cierta disminución de la inundación.

Las capas anteriormente descritas, no poseen grandes reservas, en el yacimiento se encuentra bien delimitada su ubicación, a medida que los pozos que se encuentran en las inmediaciones de estas áreas, vayan agotando sus reservas en horizontes

Capa B: En producción desde los inicios de explotación del yacimiento. Ha mantenido una producción bastante estable, pero con tendencia a la declinación de la producción de petróleo; desde sus inicios hubo trazas de agua en su producción, pero no es hasta el año 2001 que la inundación en determinados pozos de este depósito se convierte en un problema para su explotación.

Capa C: Comenzó su explotación al mismo tiempo que capa B en muchos pozos se explotan y explotaron de conjunto por la dificultad de separarlos desde el punto de vista geólogo-geofísico, tiene un comportamiento productivo muy semejante a la anterior.

De las capas B-C debe decirse que se han realizado una serie de Medidas Geologotécnicas (MGT) con resultados positivos. Los pozos perforados a estos horizontes tiene larga vida productiva, por lo general transitan por todas las etapas de explotación, porque se caracterizan por bruscas declinaciones en sus etapas iniciales que se atenúa con el tiempo. En muchos casos se terminaron con grandes intervalos de filtro lo cual no facilitó la realización de trabajos tanto de estimulación como de limpieza.

Capa D: También en explotación desde el año 69, en principio por un solo pozo y con una alta declinación, a medida que se fueron incorporando pozos aumentaron sus promedios de producción diaria, pero de inmediato tubo una brusca caída de la producción, porque su régimen de trabajo es por gas disuelto. En el 2002 por la declinación de su producción y aparición del agua se realizan determinados trabajos en los que se logra disminuir el agua y aumentar la producción de petróleo, cambiándole a partir de este momento la tendencia de la declinación.

Capa E:

La capa E que se mapea a lo largo del yacimiento, pero para una facilidad en su estudio fue dividida en Capa E este (Ee), Capa E central (Ec) y Capa E oeste (Eo) .En el Bloque III que es el que mayor densidad de pozos tiene; por su parte en (Eo) se unen el resto de los pozos que cortan este horizonte en otros bloques.

Capa Ec: Se explota desde el año 70 y hasta el 2010 fue el horizonte más importante de los existentes en el yacimiento, en cerca de 16 años para él se perforaron cerca de 90 pozos, la distancia entre los mismos no fue la óptima, con algo menos de la mitad de estos pozos se hubiese podido extraer la producción de petróleo extraída por estos pozos; la red de explotación seleccionada ayudó al agravamiento de los problemas de inundación de esta capa. A los problemas de inundación se le añaden los problemas con

el gas, pues en los primeros momentos estos pozos tributaban a tanques y no se tenía control del comportamiento de la Producción de Gas (Qg)

En este bloque la inundación ha tenido dos etapas, una primera del 1973 al 1988, donde se produjo con el aumento de la producción de petróleo la inundación de los pozos “pioneros” que descubrieron el objetivo así como por estar en etapa de estudio hubo muchos que atravesaron el Contacto Agua-Petróleo (CAP), se ensayaron en él o en sus inmediaciones con el consiguiente aumento de la inundación. Del 1988 al 2001 el agua desaparece, ya se tenía más conocimientos del yacimiento y comienzan a aumentar el número de pozos que explotan ese objetivo. En este año 2001 aparece nuevamente el agua. Actualmente este bloque ha estabilizado su fondo de pozos, su producción de petróleo declina y su nivel de inundación y gasificación aumenta.

Capa Eo: En este grupo caen el resto de los pozos que explotan capa E en este yacimiento, que no están ubicados en el bloque central.

Este objetivo estuvo produciendo alrededor de cuatro años solo con trazas de agua; del 1975 al 1997 mantuvo cierta estabilidad en su producción de petróleo, y el agua aumentaba y prácticamente desaparecía controlada en parte por el aumento y disminución de los pozos que la explotaban. A partir del 1997, en que se estabiliza el número de pozos y luego de un brusco incremento del agua con una abrupta disminución, se logra una estabilización de la producción, no es hasta el año 1993 que se produce un brusco incremento de todos los parámetros productivos como consecuencia de la intervención de Sherritt con su contrato de incremento de producción, de la entrada en producción del BJ-195 y de una MGT (acidificación) en el BJ-359; en este momento está en declinación la producción de petróleo e incrementándose la producción de agua de conjunto con el gas.

En el estado actual de inundación avanzada de este horizonte, inciden causas geológicas y técnicas; entre las primeras podemos mencionar un acuífero activo de fondo, combinado con el alto grado de fracturamiento de esta capa que facilita el ascenso del agua, entre las causas técnicas podemos mencionar que en la mayoría de los casos estos pozos atravesaron el CAP o sus fondos quedaron relativamente cerca de este, y en sus terminaciones no se utilizaron centralizadores lo cual trajo aparejado malas cementaciones que también facilitaron el ascenso del agua.

Capa E2:

Desde que comenzó su explotación en el año 1973 hubo indicios de agua en su producción, ya en el segundo año este parámetro se disparó a pesar de ser mínimo el número de pozos, la producción en un principio disminuyó hasta 0; en el 1987 se incrementa la perforación en este objetivo, la producción de petróleo inicialmente aumento y a partir del 1995 comenzó una ligera disminución, el incremento de pozos trajo aparejado incremento de la inundación.

Como se plantea este horizonte conserva su presión, su producción de fluidos es estable, la producción de agua y la de petróleo son inversamente proporcionales.

En este horizonte el nivel de inundación es mucho mayor que en Ec y en Eo, a los mismos problemas tecnológicos descritos en los anteriores objetivos se une un acuífero mucho más activo, y al no tener el mismo mucho gas disuelto, la recuperación de petróleo es menor, pues el agua canaliza y se va adelante, de aquí los porcentos de inundación.

Capas E3 y E4:

Tienen un comportamiento muy semejante al objetivo anterior, en un corto tiempo de explotación alcanza un porcentaje elevado de inundación. Como se ve en sus características geológicas, es bastante limitada su extensión, por lo que hay que desechar la idea de perforar nuevos pozos; para el incremento de su producción se hace necesario recurrir a reentradas en los pozos existentes.

Tabla 2.1 Composición del gas del yacimiento BJ.

Gases (%)	Presiones de prueba				
	110,2 atm	70,41 atm	33,67 atm	17,35 atm	Atmosférica
H ₂ S	1,650	2,068	2,955	4,734	12,747
CO ₂	6,415	7,219	8,532	10,776	10,132
N ₂ + raros	0,722	0,328	0,392	0,310	0,209
He	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C ₁	81,585	79,760	73,431	59,552	26,250
C ₂	4,935	5,624	7,697	11,750	16,109
C ₃	2,574	2,819	4,192	7,498	18,072
iC ₄	0,435	0,440	0,589	1,125	3,488
nC ₄	0,845	0,899	1,245	2,352	7,399

Neo C5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
iC5	0,299	0,295	0,337	0,712	2,303
nC5	0,221	0,219	0,245	0,512	1,628
C6	0,319	0,309	0,362	0,559	1,373
C7	0,00	0,020	0,023	0,120	0,290
C8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Densidad del gas a 20° C g/cm ³ x10 ⁻³	0,8613	0,8801	0,9440	1,0971	1,5228

Fuente: informes del laboratorio central EPEPO

Tabla 2.2 Viscosidad del petróleo a t-50 °C

Pres (atm)	265,31	224,49	183,67	151,02	104,08	76,53	32,65	11,22	0.0
Visc(cps)	650,70	582,00	529,70	471,20	513,20	590,90	799,30	1173,20	2723,80

2.2.1 Producción de Gas y de la Relación Gas-Petróleo (RGP)

Ha sido difícil obtener los valores de RGP promedios por años en el bloque central de capa E. La razón principal: falta de mediciones por pozos a través de los años en explotación. En los años 2001 y 2002, no existen mediciones que permitan determinar el valor promedio de la RGP. La mayoría o todos los pozos tributaban para tanques. Algunos pozos presentaban altos valores de RGP, visto como un fenómeno local, dando en el cálculo un valor extremadamente alto para la capa E1 del bloque central.

El aumento de la RGP se inicia a partir del año 1997, pero no es realmente hasta 2004 que comienza el verdadero despegue con valores que llegaron a superar los 3000 Nm³/m³. El principal mecanismo natural de explotación de este tipo de yacimientos es el de la expansión del gas disuelto. Una vez que la presión de capa (Pcapa) cae por debajo de la de burbuja y la saturación de gas (Sg) sobrepasa su valor crítico (Sgc), el gas liberado comienza a moverse y la RGP aumenta su valor paulatinamente hasta alcanzar el valor máximo. Este fenómeno debió ocurrir poco después de 1997, cuando la (Pcapa media) era igual a 143.3 atm encontrándose 1.7 atm por debajo de la presión de saturación (145 atm). No obstante, ya desde 1985, en algunos pozos productores de zonas levantadas del

depósito, la producción de gas era alta. Esta información se obtiene del departamento de yacimiento.

Hoy en día la RGP media para este depósito no sobrepasa los 2500 Nm³/ m³ fenómeno este relacionado con el aumento de la inundación ya en la mayoría de los pozos altos productores, aquí incluimos pozos como el BJ-321, que hoy en día no aporta producción, el BJ-230, 257, 300, 272 y otros que años atrás aportaban más del 50% del gas que se producía de este horizonte.

Se pueden establecer tres áreas: de alta RGP

- La primera ubicada al oeste del Bloque Central, enmarcada por los pozos BJ-223 y 240 al noroeste que tiene continuidad en una franja delimitada por los pozos BJ-226, 225, 249 y 322, interrumpida puntualmente por el pozo BJ-217.
- La segunda área la definen los pozos BJ-267, 272, y 317, cerrándose en las inmediaciones de los pozos BJ-230, 286 y 229.
- Por último en el este en los alrededores del pozo BJ-295.

Tabla 2.3 Valores de RGP más representativos alcanzados por pozos

POZO	R.G.P Mm ³ /m ³
BJ-150	4537
BJ-191	6862
BJ-195	20483
BJ-223	5920
BJ-226	4669
BJ-229	5040
BJ-230	7000
BJ-240	7200
BJ-243	10123
BJ-249	4093
BJ-257	3570
BJ-267	30000
BJ-317	3018

2.2.2 Comportamiento de la inundación.

El yacimiento está en un 67 % de inundación, la mayor incidencia sobre este parámetro la causan por su grado de explotación los horizontes E1 y E2, a los que se agregan los horizontes E3 y E4.

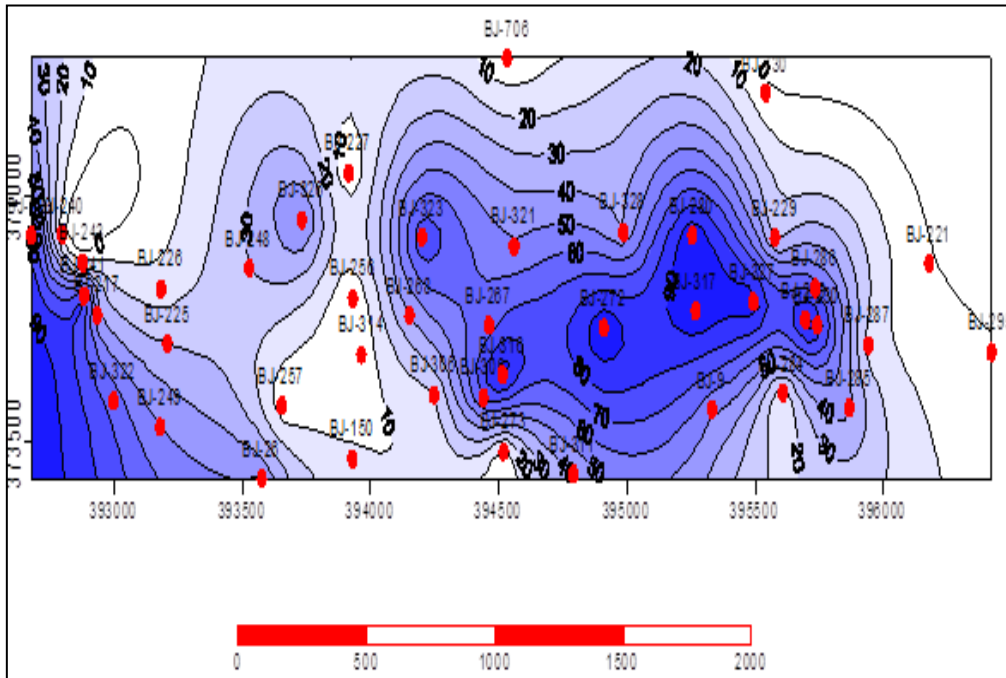


Figura 2.1. Comportamiento de la inundación.

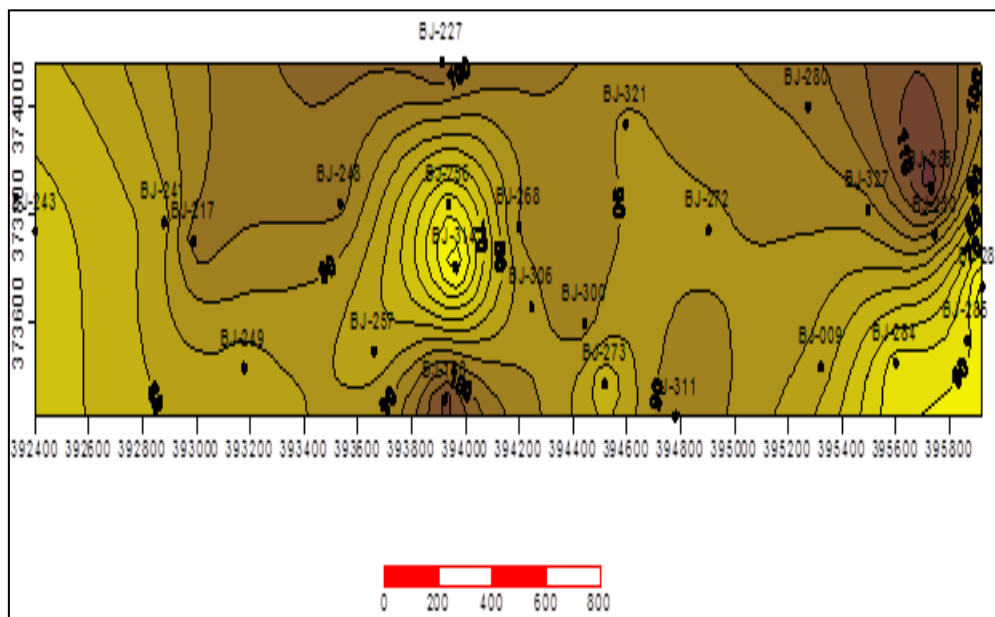


Figura 2.2. Comportamiento de la presión de capa. Mapa de Isobaras.

Como se puede observar y teniendo en cuenta toda lo planteado en la descripción del yacimiento se requiere de nuevas búsquedas de poder elevar la producción de petróleo en las zonas de boca de Jaruco.

2.3 Aplicación de Medidas Geólogo Técnicas.

El yacimiento Boca de Jaruco se encuentra en una etapa de explotación donde el papel fundamental en sus resultados productivos lo tienen las medidas geólogo técnicas que en sus pozos se realicen.

Los años en que más pozos se intervinieron con este fin fueron el 1999 y 2000, en los que se trabajaron 250 y 350 pozos respectivamente.

Entre los trabajos de MGT que más producción aportan están en orden de importancia las acidificaciones, los trabajos de aislamiento, las ampliaciones y (o) repunzados, los cambios de horizontes y por último las liquidaciones de averías. Las puestas en bombeo también aportaron porque iban dirigidas a pozos que dejaron de surgir y constituía un estímulo artificial a la capa.

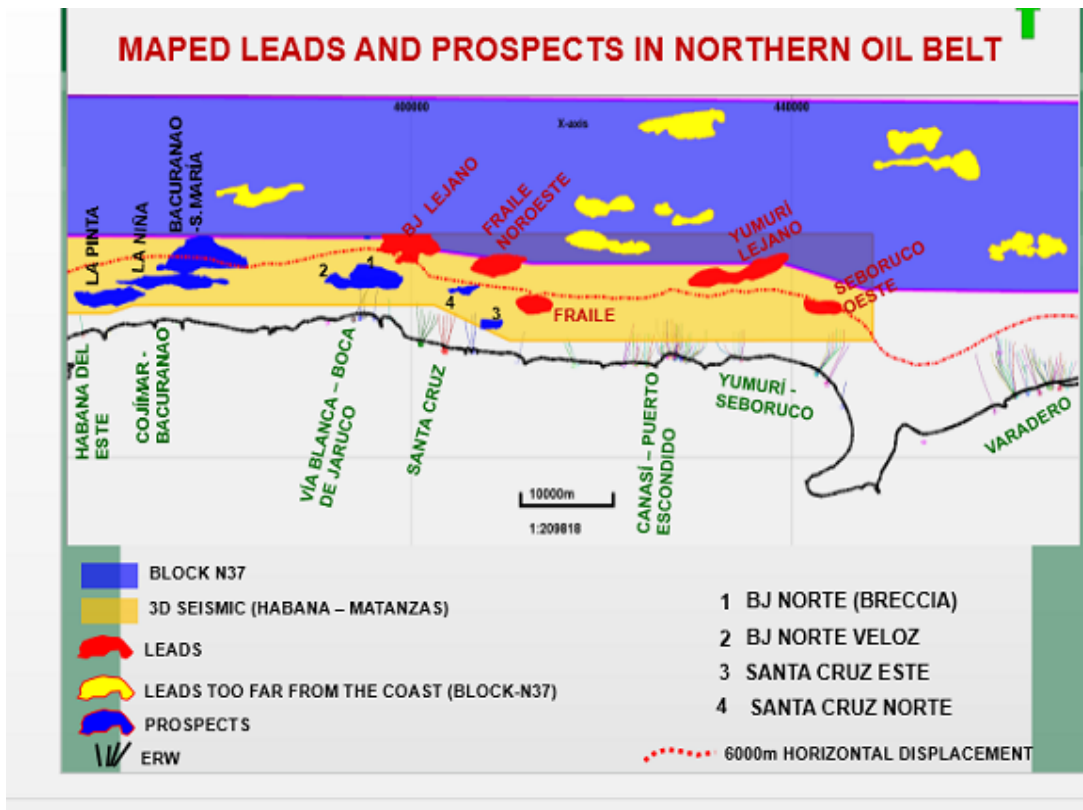
Por objetivos la mayor efectividad se alcanzaba en el Grupo Veloz, específicamente en capa E. En el resto de las capas los resultados de esta medida son más discretos, puede afirmarse que el 80% de los resultados productivos por este concepto son de los pozos de capa E.

Las acidificaciones aportan volúmenes considerables, su mayor efecto es en pozos de capa E, por la constitución litológica de la misma.

Luego del análisis de la situación del yacimiento, se puede inferir que la vía principal para lograr el aumento de producción en un yacimiento envejecido podría ser la búsqueda de nuevas estructuras que pudieran ser consideradas reservorios a partir del estudio sísmico del área, las cuales son probadas mediante la perforación de pozos exploratorios.

Teniendo en cuenta esta afirmación en el país se desarrollo una campaña sísmica en todo el occidente en donde después de una interpretación de la misma se llego a la conclusión de unas posibles zonas nuevas en áreas de la EPEPO y específicamente en el yacimiento de Boca de Jaruco, en donde se planteo la perforación del BJN-1002.

Figura 2.3 Mapa de posibles prospectos a desarrollar en Cuba para la búsqueda de nuevos horizontes petroleros.



Fuente: Cubadebate.

Con este fin, se propuso perforar el pozo BJN-1002, para develar una nueva estructura que por interpretación sísmica se localizó.

2.4 Objetivo geológico del pozo

Con la perforación de este pozo se pretendía explorar y descubrir un nuevo objetivo de explotación en el Yacimiento Boca de Jaruco, correspondiente con una estructura carbonatada mapeada por la sísmica. En las Figuras 2.4 y 2.5 se muestra el objetivo perseguido por el pozo, así como el mapa con la estructura al que estuvo dirigido este.

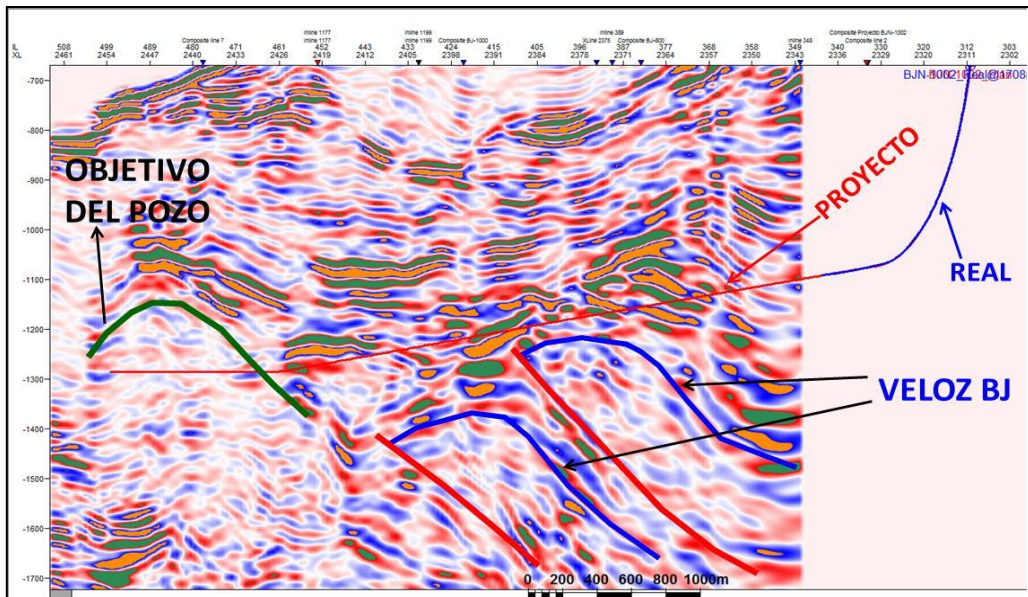


Figura 2.3 Línea sísmica interpretada con la proyección del BJT-1002.

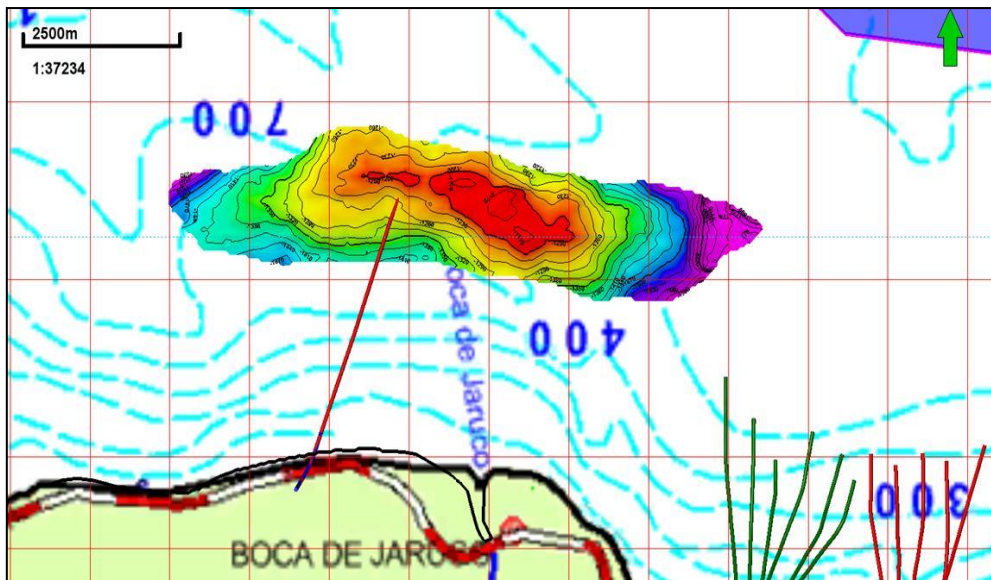


Figura 2.4. Mapa estructural al norte de Boca de Jaruco con la proyección del pozo.

En las figuras se muestran las capas que debía cortar por proyecto el pozo BJT-1002.

Finalmente, el pozo alcanzó una profundidad final de 5600 mbmr/1316m TVD, y aun cuando se le realizaron varios protocolos de cambio de profundidad y trayectoria; la supuesta estructura carbonatada mapeada por sísmica se correspondía realmente con un apilado de Vega Alta, por lo cual puede considerarse que el pozo exploratorio no cumplió su objetivo de develar una nueva estructura.

Conclusiones del capítulo.

Luego del análisis de los datos presentados sobre el yacimiento, a modo de conclusiones de este capítulo se tienen:

1. Hasta la actualidad se aprecia una alta inundación, lo que provoca bajos volúmenes de producción de hidrocarburos, que conlleva a mayores costos en el tratamiento del crudo.
2. Se identificó en la sísmica un nuevo prospecto que se perforó y no aportó producción ya que se trataba de un apilado de Vega Alta.

CAPITULO III RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo realizamos un análisis de la trayectoria y los mantos cortados durante la perforación del pozo BJN-1002, así como su reentrada y puesta en producción.

3.1 Trayectoria de la perforación del BJN-1002.

Las capas que debía cortar por proyecto el pozo BJN-1002, así como información complementaria de este se muestra en la Figura 3.1 Carta Geólogo -técnica del pozo , el mismo alcanzó una profundidad final de 5600 mbmr/1316m TVD, y aun cuando se le realizaron varios protocolos de cambio de profundidad y trayectoria; la supuesta estructura carbonatada mapeada por sísmica se correspondía realmente con un apilado de Vega Alta, por lo cual puede considerarse que el pozo exploratorio no cumplió su objetivo de develar una nueva estructura.

Analizando las diferentes capas que atravesó el pozo durante su trayectoria, se pudo constatar que el mismo cortó el E3, objetivo que se explota en otros pozos del yacimiento, y que en este intervalo durante la perforación tuvo buenas manifestaciones de petróleo y gas, lo cual se podría tomar como un primer indicio de que este intervalo podría presentar capas con cierta saturación de petróleo. Para este reservorio, el CAP (contacto agua petróleo), se fija en 1350m TVD; mientras que se conoce que el BJN-1002 lo cortó de 3094 a 3374 mbmr (1174-1192m TVD), por lo cual se propuso colocar un tapón a 3397mbmr (1195m TVD), en la zona del Vega Alta 4 (VA-4), aislándose de dicha zona hacia abajo, quedando a disposición del pozo las capas superiores a esta, incluido el prometedor horizonte E3.

Los topes definidos en el pozo hasta la profundidad a la que fue ubicado el Tapón, o sea, su nuevo fondo artificial, teniendo en cuenta las respuestas brindadas por los diferentes registros geofísicos parciales se muestran en la tabla 3.1. Además, en la misma, se pueden observar los topes establecidos por proyecto, así como por muestras de canal.

CARTA GEOLOGO TECNICA POZO BOCA DE JARUCO 1002											
Municipio Santa Cruz del Norte, Provincia Mayabeque, Cuba											
Cordenadas Lambert X=393895; Y=372772; Z=6m											
Construcción	Dens. del lodo	Formación	Prof. TVD (mbnm)	Litología	Prof. por LI (m)	Descripción	Complej. geológica	Grad. Presión	Registros geofísicos	Observaciones	
	D=1.05-1.15g/cm3	Formación cojimar	420 (-405)		420	Calizas arrecifales y calcarenitas y margas en la base	Perdidas de circulación	Pc= Phidr	CUL-VDL CNC-NGS, NGS (CGR - SGR), CNL	Camisa 20\"/>	
				575(-560)		575	margas sin petróleo	Estrechamientos y derrumbes, posibles pérdidas parciales en A1 y A2.			Pc=1.02-1.05 Ph
		P ₂ -P ₃		720(-705)		728	Margas y calizas bituminosas				
		F. Via Blanca (K2 cp-m) A1-A2		881(866)		920	Rocas arcillosas con intercalaciones de areniscas polimíticas	manifestaciones de petróleo medio. Posibles pérdidas parciales en B-C			
		F. Bacunayagua (K2 cp)		923(-908)		980	Areniscas a gravellitas arcosicas y subarcosicas con fragmantos de cuarzo, Feldespatos y				
		Capa B (K2 cm-t)					Calizas, argilitas e intercalaciones de rocas silíceas	Estrechamientos, derrumbes y gas			
	Capa C (K1 ap-al)		1099(-1084)		1680						
	Formacion Vega Alta (1+2) P1-P2		1173(-1158)		2910	Secuencia arcillosa de Vega Alta 1 y 2 con intercalaciones clásticas de clizas,pedernales, areniscas polimíticas y claystone limoso radiolarico em forma de lentes					
	D=1.20-1.32g/cm3	E2		1178(-1163)		2980	Capas E2, E3 y E4 representan pliegues de Veloz con intercalaciones arcillosas de Vega Alta intramantos	manifestaciones de petróleo pesado y gas	Pca=1.2 PH	NGS (CGR - SGR), CNL LDL (RHOZ - DHRO - PEZ), HRLA (RLAO a RLAS), BHC (DT)	
		Vega Alta 3		1188(-1172.9)		3160					
		E3		1291(-1185.4)		3370					
		Vega Alta 4		1211(-1196)		3540					
		E4		1225(-1210)		3780					
	D=1.32-1.38g/cm3	Vega Alta 5 y Vega Alta 6 que cubre capa F por debajo perfil del pozo.		1285(-1270)		4902	Claystone gris claro - gris verdoso, silíceo-calcareo, radiolarico. Abundante arcilla no consolidada en la muestra sin lavar. Fragmentos redondeados de calizas diversas de color blanco lechoso, gris claro y menos pardo claro pedernal pardo, gris azulado y verde claro	Posibles estrechamientos y derrumbes	Pca=1.05 Phid	NGS (CGR - SGR), CNL LDL (RHOZ - DHRO - PEZ), HRLA (RLAO a RLAS), BHC (DT), ADT Sonic Scanner, FMI	
		Capa F		1285(-1270)		5861	Calizas tipo Veloz o posible brecha con alta porosidad saturada de petróleo	Manifestaciones de petróleo y gas			
D=1.15-1.2g/cm3										En dependencia al registro se decide terminacion con liner de filtro con camisa lisa o pozo desnudo	

Figura 3.1. Carta geológico técnica del pozo BJA-1002.

Tabla 3.1. Topes y bases por proyecto, geología y registros (m).

HORIZONTE	PROYECTO			GEOLOGÍA			REGISTROS		
	TOPE	TVD	TVDSS	TOPE	TVD	TVDSS	TOPE	TVD	TVDSS
Vía Blanca	728.00	720.00	-705.00						
Bacunayagua	920.00	881.00	-866.00						
Capa B	980.00	923.00	-908.00						
Capa C									
Bacunayagua				1623.00	1087.00	-1071.80	1620.00	1087.40	-1072.20
V. Alta	1680.00	1099.00	-1084.00	1895.00	1103.00	-1087.80	1986.00	1109.50	-1094.30
E2	2910.00	1173.00	-1158.00	2520.00	1141.00	-1125.00	2625.00	1146.30	-1131.10
VA - 3	2980.00	1178.00	-1163.00				2960.00	1165.70	-1150.50
E3	3160.00	1188.00	-1172.90	3190.00	1179.00	-1164.20	3093.50	1174.40	-1159.20
VA - 4	3370.00	1291.00	-1185.40	3430.00	1199.00	-1183.50	3533.00	1193.10	-1177.90

Teniendo esta información se procede a interpretar nuevamente los registros geofísicos que se corrieron durante la perforación, prestando mayor interés en las zonas de E3 u otras con posibilidades de puesta en producción.

3.2 Registros Geofísicos

De esta zona en cuestión se tenían los registros geofísicos mostrados en la tabla 3.2, parte de los cuales se muestran en la Figura 3.2

Tabla 3.2. Registros corridos en el intervalo en estudio.

REGISTRO	INTERVALO (mbmr)	ESCALA
SpectraLog (SL)	40 - 3416	1:1000 / 1:200
Compensated Neutron log (CNS)	40 - 3419	1:1000 / 1:200
Compensated Z – Densilog (ZDL)	1708 – 3425	1:1000 / 1:200
Dual Laterolog (DLL)	1708 - 3430	1:1000 / 1:200
MicroSpherically Focused log (MSFL)	1708 - 3430	1:1000 / 1:200
High Resolution Acoustic (HRAS)	1708 - 3435	1:1000 / 1:200
Cáliper (D4C-IC)	1708 - 3436	1:1000 / 1:200

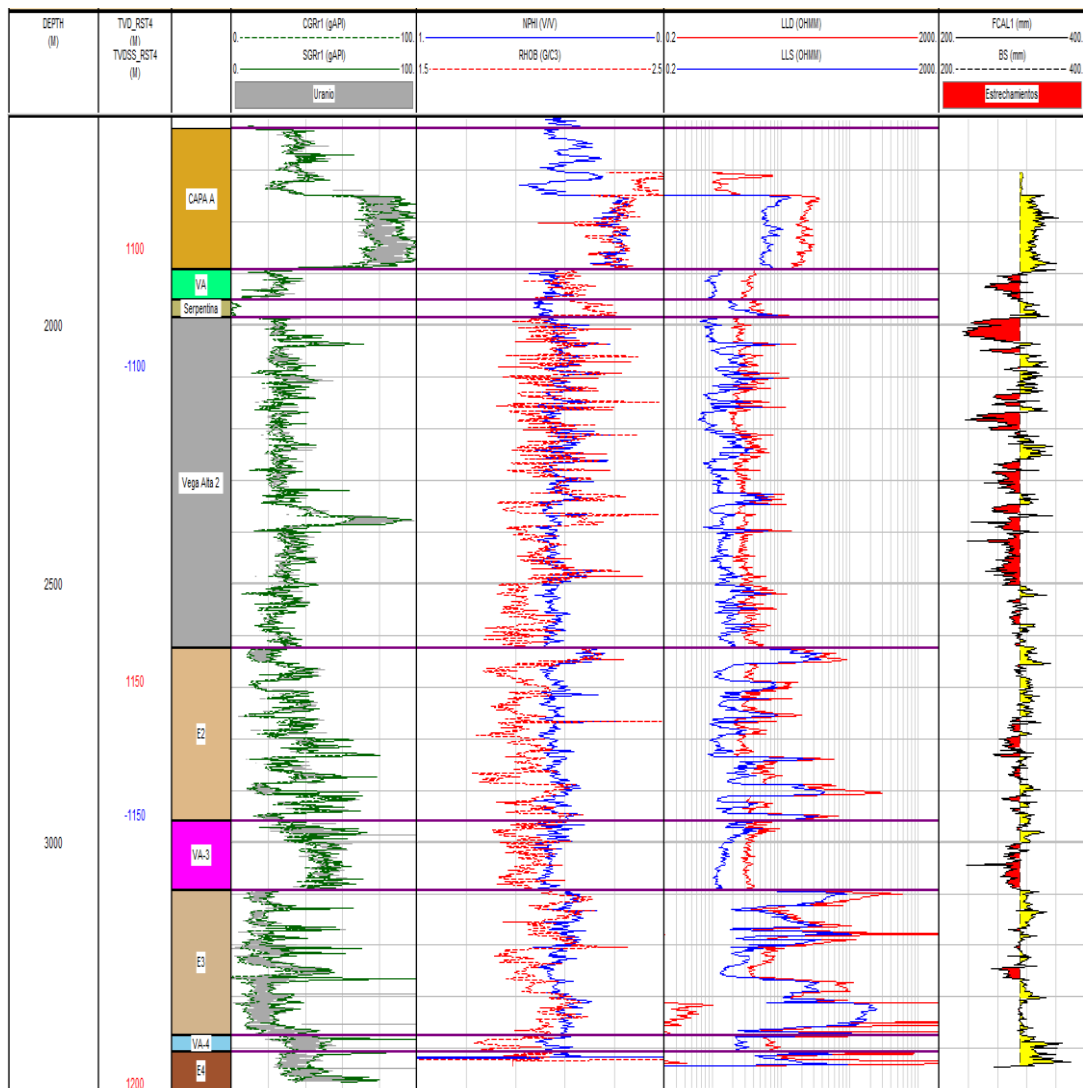


Figura 3.2. Registros primarios corridos en el pozo BN-1002.

Al calcular las diferentes propiedades colectoras de este corte, o sea, volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua, etc., Así como su espesor efectivo, se obtuvieron los valores mostrados en la tabla 3.3:

Tabla 3.3. Tabla de parámetros petrofísicos calculados en el pozo BJN-1002.

Zona	Zona	Tope	Base	Espesor H	Efectivo Hef	H/Hef	Porosidad Prom.	Sw Prom.	Vcl Prom.
1	CAPA A	1750.00	1892.50	142.50	0.50	0.004	0.097	0.110	0.223
2	VA	1892.50	1950.50	58.00	0.00	0.000	---	---	---
3	Serpentina	1950.50	1986.00	35.50	0.00	0.000	---	---	---
4	VA-2	1986.00	2625.00	639.00	0.00	0.000	---	---	---
5	E2	2625.00	2961.00	336.00	39.50	0.118	0.227	0.041	0.179
6	VA-3	2961.00	3093.50	132.50	0.00	0.000	---	---	---
7	E3	3093.50	3374.50	281.00	127.00	0.452	0.311	0.026	0.148
8	VA	3374.50	3417.50	43.00	4.00	0.093	0.308	0.006	0.184

En las primeras 5 columnas se observa el nombre de los horizontes analizados, así como su tope, base y espesor total. En la columna 6 se muestra el espesor efectivo de cada capa, o sea, que metraje del espesor total cumple determinados requisitos para ser considerado como efectivo para producción de hidrocarburos. En este caso, los requisitos o parámetros de corte empleados para definir este espesor efectivo para petróleo fueron tener una porosidad efectiva (PHIE) mayor del 8%, un volumen de arcilla (Vcl) menor del 25%, una saturación de agua (Sw) menor del 40% y una resistividad (LLD) mayor de 30 ohm-m.

En sentido general el corte atravesado, atendiendo a sus parámetros petrofísicos calculados, se presenta como mal colector debido a que por la posición en que se perforó este intervalo del pozo, se atravesó en una ubicación desfavorable, por no ser el objetivo principal que se perseguía con la perforación del mismo. Esta zona en general se muestra muy arcillosa; además los reservorios están muy depletados por la explotación previa y por tanto, no presentan gran interés desde el punto de vista gasopetrolífero.

Solamente el intervalo correspondiente a E3, muestra valores que pudieran indicar posibilidades productivas, puesto que en él, como se aprecia en la columna 6 de la tabla de propiedades, de los 281.0 m de espesor de capa, 127.0 podrían considerarse como efectivos para la producción e hidrocarburos, lo que representa un 45.2 % del total de la capa. Estas zonas efectivas dentro del horizonte E3 manifiestan porosidades efectivas promedio del 30%, una baja saturación de agua y un volumen de arcilla de sólo 14%.

En la Figura 3.3 se aprecian los registros y su interpretación, donde puede apreciarse en la imagen en color verde, el espesor que puede considerarse reservorio, mientras que el efectivo para petróleo, o sea, que cumpla con las cuatro condiciones descritas con anterioridad, se muestra marcado en color rojo. En los Pista 6 y 10 se muestran las curvas calculadas de volumen de arcilla y saturación de agua respectivamente.

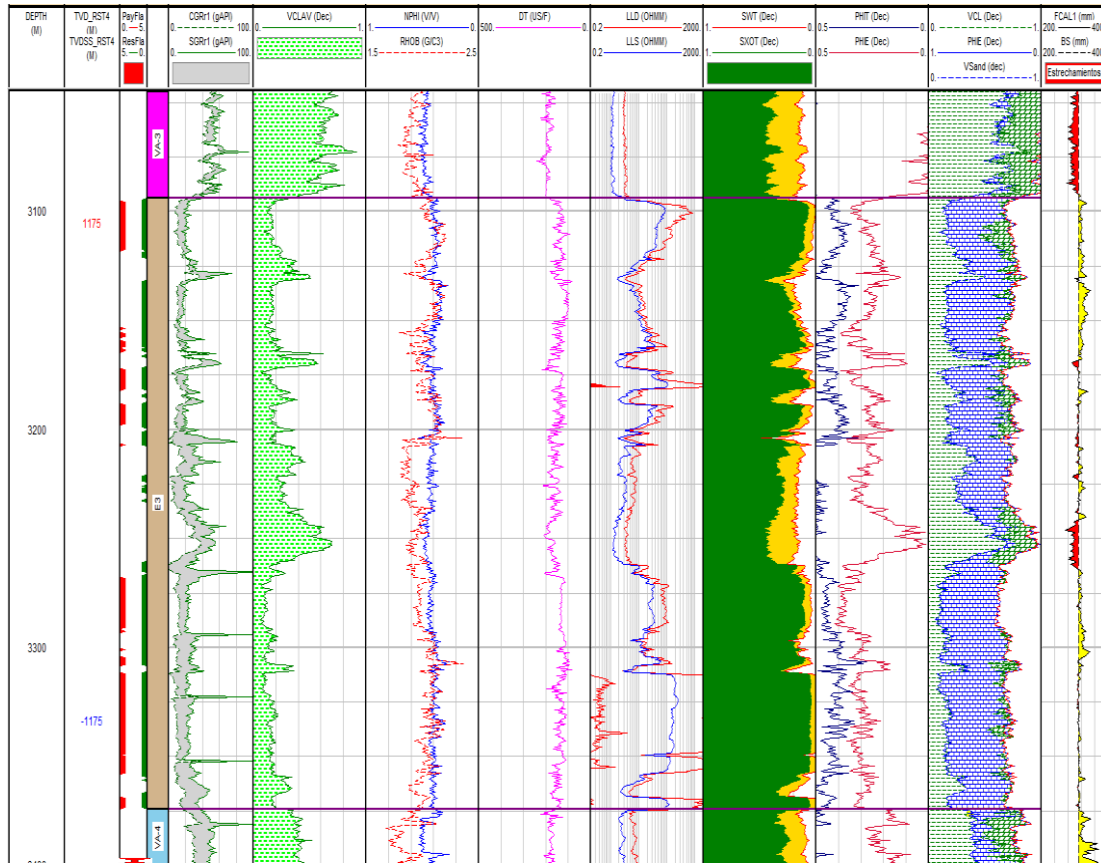


Figura 3.3. Curvas primarias e interpretación del horizonte E3.

Luego de su análisis e interpretación, se pudo observar que en E3 aparecían ciertos intervalos con carácter carbonatado, teniendo en cuenta la respuesta del gamma espectral, ya que el mismo se mostraba con un CGR bajo, con cierta separación del SGR, lo que responde a contenido de Uranio, el cual puede estar presente tanto en las fracturas como sales de Uranio, como estar responder a contenido de materia orgánica. Además, mostraban una alta resistividad, lo que puede corresponder con presencia de fluido resistivo, como puede ser petróleo; y sus valores de porosidad neutrónica y densidad estaban acorde a una zona carbonatada fracturada, como las que constituyen los reservorios del yacimiento. Por esta razón, atendiendo a estos argumentos, se decidió proponer varias zonas a punzar, señaladas en la Figura 3.4 las cuales indicaban ser intervalos con saturación de petróleo teniendo en cuenta su alta resistividad, que

aportarían al pozo una cierta producción, que permitiría no considerarlo como un pozo fallido, dada la presencia de estos objetivos de segundo orden que pueden ser explotados.

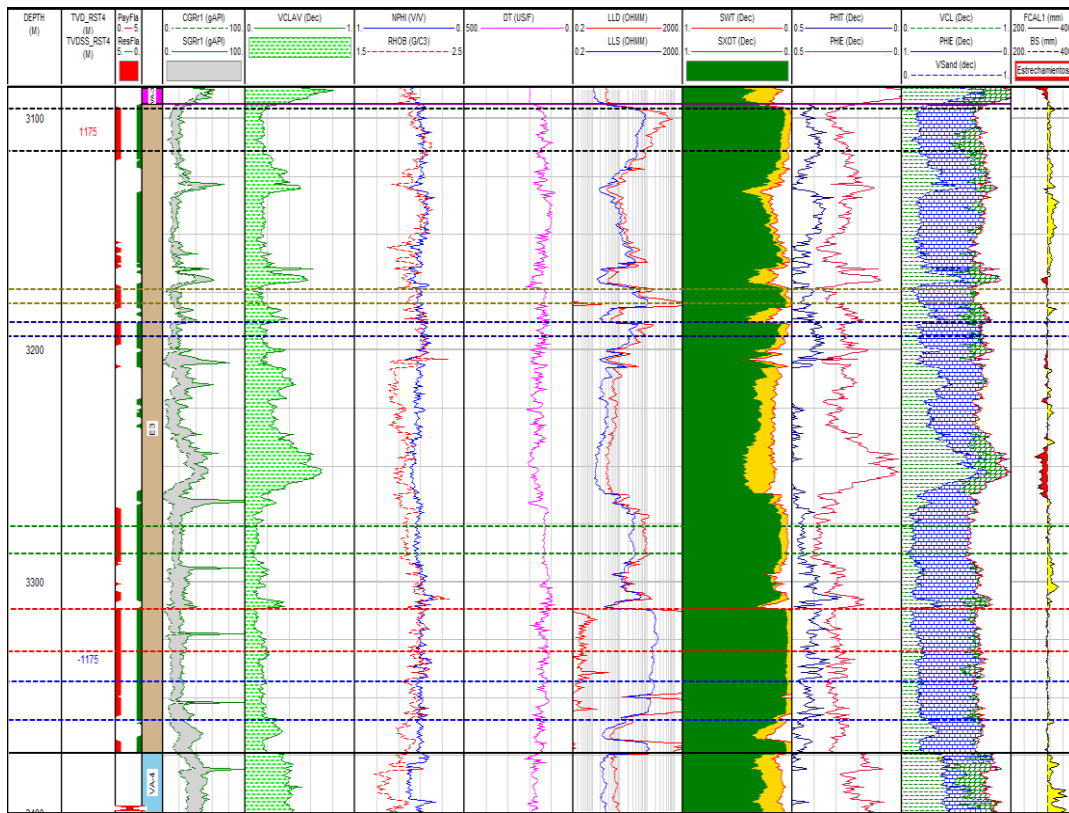


Figura 3.4. Zonas propuestas a punzar en el horizonte E3.

3.3 Construcción del BJT-1002.

A continuación mostramos de forma tabulada el diseño de la construcción del pozo BJT-1002.

Tabla 3.4. Construcción del Pozo

Camisa	Diámetro (mm)	Prof. de bajada (mbmr)
Conductora	508	300
Técnica	339.7	1750
Intermedia	244.5	3448
Liner Liso	177.8	4980 – 5899.80
Caño desnudo	152	5600-4980

Tapón: 3397m inst /1190m TVD

Teniendo la información de la construcción del pozo y las correlaciones realizados con la ayuda de los registros geofísicos del pozo se procede a la etapa del punzado.

3.4 Punzado de las zonas perspectivas.

En el intervalo E3 fueron punzados los intervalos 3360.0 mbmr -3343.0 mbmr (1192-1191m TVD) y 3330.0 mbmr -3312.0 mbmr (1188-1189m TVD) para lo cual se propuso el siguiente programa de punzado. El cual está elaborado según normas API. (Schlumberger. 2009). En el cual se prepara condiciones adicionales para preparar el pozo para bombeo mecánico con la utilización del método de elevación por Bombeo de cavidad Progresivo (PCP).

Programa de Punzado en el pozo.

1. Conciliar programa de trabajo con el Dpto. de Perforación, Dpto. de Exploración Producción, Ing. de Yacimiento y demás partes involucradas para revisar el programa propuesto. Coordinar cualquier trabajo que sea necesario para el emplazamiento de todo el equipamiento indispensable o servicios colaterales en el área del pozo para la ejecución del programa.
2. Bajar y anclar packer Brig plug de 9 5/8" @ 3396 mbmr, según programa de completamiento y realizar maniobra de anclaje.
3. Sacar DP combinado con B-20 hasta superficie, quitando el torque.
4. Partir el exceso de tubería que sea necesario según las particularidades de operaciones. Dejar en la torre el DP 5 1/2" contando la "L"
5. Mantener el pozo lleno durante la maniobra de tubería. Realizar prueba de flujo según se requiera.
6. Sacar Wear Bushing.
7. Preparar condiciones para manipular Tubing de 73.0 mm y 114 mm.
8. Bajar niple filtro + 2 Tubing de 73.0 mm + cala radioactiva + midiendo y calibrando desde el muelle 2212 m de Tubing 73,0mm + 1100m de Tubing 114,3 mm @ 3312 MD.

Apretar todas las conexiones al torque óptimo.

73,0 mm, EUE, J-55, 9.67 kg/m -----1650 ft-lb.

88.9 mm, EUE, J – 55, 9.67 kg/m-----2300 ft-lb.

114.3 mm, EUE, N-80, 18.97 kg/m ----- 4020 ft-lb.

Nota : Segun normas API.

Situar marca radiactiva en el cielo de los punzados a 3312 mbmr para realizar la correlación en profundidad con amarre Gamma y CCL.

9. Preparar condiciones y realizar registro para correlacionar en profundidad a 3312 mbmr.

10. Bajar Tubing con niple filtro con cala radioactiva @ 3390 mbmr.

11. Situar fluido limpio salmuera de 1.10 g/cm³ en la camisa de 9 5/8" (3390-2890) mbmr. Utilizar bache de alta viscosidad para eliminar el contacto de decantación entre fases.

12. Realizar chequeo de flujo por 15 min.

13. Sacar Tubing con niple filtro con cala radioactiva para la torre hasta superficie.

14. Realizar reunión de seguridad para manipular y bajar cañones de punzado.

15. Bajar Tubing combinado según correlación con cañones de punzado 3 3/8" HSD, con carga PJ3406 HMX, densidad 13 orificios/metros y desfasados 60°.

16. Rellenando cada 10 lingadas (sin represionar la sarta), situar cañones en los siguientes intervalos @ (3360-3343) espaciador (3330-3312) mbmr.

17. Realizar espaciamiento en superficie y preparar condiciones para activar cañones.

18. Realizar reunión de seguridad para activar cañones de punzado.

19. Cerrar BOP, activar cañones de punzado.

20. Chequear presiones de cierre. Abrir el pozo observar comportamiento por 30 minutos, si fluye, aumentar la densidad del lodo de perforación para asegurar que el pozo se mantiene estático durante la maniobra de sacar la tubería.

21. Sacar Tubing combinado con cañones de punzado para la torre hasta superficie.

Realizar chequeo de flujo 1000 mbmr por 10 minutos.

22. Preparar condiciones para bajar los registradores permanentes en la tubería de 73 mm y 114.3 mm EUE con el portador de exterior de fondo para situar los registradores a ~2500 mbmr.

23. Situar el carrete de cable de 1/4" y el poleador de maniobra según instrucciones del Supervisor de registradores a cable en el área adecuada para la maniobra durante la bajada de la tubería. Asegurarse de posicionar el mismo en la posición que el operador del poleador de cable pueda ver la operación de corrida de cable perfectamente en posición y comunicación directa con el perforador.

24. Reunión de seguridad con todo el personal en el área.

25. Bajar tubería de producción combinada de 73 mm y 114.3 mm EUE, con bomba PCP a ~ 1100 mbmr y cola para situar complejo de registradores permanente de presión a ~ 2500 mbmr.
26. Levantar el Tubing hanger con los orificios para cable, con la válvula TIW encima en posición de cierre. Realizar splice de cable ¼" a 1/8" Pasar el cable de 1/8" a través de los orificios del Tubing. Preparar los Bushing NPT de seguridad y asegurar el cable a los mismos.
27. Asegurar el cable de 1/8" alrededor del Tubing hanger en la sección del cuello extendido.
28. Situar el fondo de la PCP + 1200 mbmr, activar ancla de torque y situar el colgador de tubería RUIDE 114.3 mm EUE x 279.4 mm en la sección "C". Anclar el colgador de tubería con una válvula de TIW en posición cerrada.
29. Asegurar que todos los pernos de seguridad en el cabezal de la sección "B" están en la posición de seguro contra el Tubing hanger y la contratuerca de seguridad es apretada completamente.
30. Probar hermeticidad del Tubing hanger a (4-14) Mpa.
31. Desmontar la válvula de seguridad 279.4 mm Clase III. El supervisor de perforación y el Jefe de equipo perforación serán los encargados de tomar todas las medidas de seguridad necesarias, para garantizar que la válvula de seguridad sea removida del cabezal del pozo de forma segura y evitar que pueda golpear cualquier válvula del cabezal o causar cualquier situación insegura con la dotación del equipo.
32. Remover el perno de seguridad de la sección en dirección a la salida del cable de 1/8". Armar composición del perno con los demás accesorios para lograr la hermeticidad del mismo al exterior.
33. Chequear presión de cierre en la sarta de tubería. Si es necesario desplazar el Tubing con 5 m3 de lodo de perforación densidad 1250 kg/m3.
34. Instalar cabezal de PCP, 279.4 mm x 5 M, R - 54 x 103,18 mm x3 M, R -37, con los accesorios para cabezal de bombeo con PCP.
35. Preparar condiciones para bajar cabillas de 31.75 mm con rotor de bomba 80K1800. Chequear # de serie del rotor contra # de la bomba.
36. Montar sistema antisurgencia para cabillas y todos los accesorios necesarios para la maniobra.
37. Reunión de seguridad con todo el personal de turno.

38. Engrasar el rotor y comenzar a bajar cabilla de 31.75 mm con rotor de bomba 80K1800.
39. Espaciar el rotor de la bomba PCP 0.8 m por encima del niple de paro. Confirmar espaciamiento del rotor y comprobar entrada del rotor hacia el estator.
40. Instalar cabezal de unidad de PCP y demás accesorios.
41. Completar bypass de 3'' y probar hermeticidad a 30 atm.
42. Probar acción de la bomba con el equipo de Perforación/ grupo electrógeno hasta 30 atm. **Observar acción de bombeo.**
43. Limpiar el área y el cabezal del pozo.
44. Comenzar la evaluación del pozo, según programa anexo de evaluación confeccionado por el Grupo de Ing. de Yacimiento.
45. Preparar diagrama final del pozo y toda la información necesaria sobre el trabajo realizado.
46. Entregar el pozo al Dpto. de producción para continuar con la evaluación del pozo.

3.5 Programa de Evaluación del pozo.

Luego de punzadas estas dos zonas, se prosiguió con el siguiente programa de evaluación para verificar la capacidad gasopetrolíferas del mismo.

Objetivo de la investigación:

1. Evaluación del pozo.
2. Determinar el índice de productividad y potencial del pozo.
3. Calcular la presión de yacimiento, permeabilidad, daño de formación del pozo, posibles límites, factor de agotamiento del yacimiento y prueba extensa para detectar límites de yacimiento.

Al contar el pozo con registrador continuo dará posibilidades de alcanzar todos los objetivos previstos, además que dará posibilidad de tomar decisiones en base al comportamiento de las presiones.

Programa de evaluación:

1. Se propone que durante el período de limpieza se utilicen choques entre 15 - 20 mm y de necesitarse entre 75-125 rpm, velando porque el volumen de fluido no supere los 6-7m³/h . Si comenzara a manifestarse surgencia del pozo en la etapa de limpieza, se irán reduciendo las rpm incluso hasta llegar a la parada de la unidad de bombeo, buscando mantenerse en los límites de devolución antes descritos.

Una vez limpio el pozo o cuando el volumen devuelto sea dos/tres veces superior al volumen de pozo, se tomará muestra de fluido representativo de la capa, para realizarle caracterización completa en el Laboratorio.

2. Una vez limpio, si surge, se le colocará choque de 3, 5 y 7mm, durante 7 días en cada uno, en los que se monitoreará: Q_f (m^3/d), Q_p (m^3/d), Q_g (m^3/d), BSW (%), RGP (Nm^3/m^3) y presiones de superficie. Deberán registrarse todos los cambios que se realicen en el pozo, incluyendo cambios en las instalaciones de superficie y en los niveles de fluido.

Si concluida limpieza, no surge se le colocará 5mm y se arrancará bomba a 75, 100 y 125rpm, por 7 días en cada uno de los regímenes; se monitoreará Q_f (m^3/d), Q_p (m^3/d), Q_g (m^3/d), BSW (%), RGP (Nm^3/m^3) y presiones de superficie.

Se controlarán cuidadosamente los siguientes parámetros:

- Un nivel dinámico diario
- Con cada incremento en de rpm se deberán tomar muestras para análisis de BSW; incremento del BSW, indicará restitución al régimen anterior.
- A las 24 h de cada uno de los cambios se realizará descarga del registrador de presiones.

3. Una vez evaluado en los regímenes enumerados, cerrar durante 7 días, para Curva de Recuperación de Presión. El tiempo de cierre pudiera acortarse o alargarse en dependencia de la estabilización de las presiones de superficie.

4. Finalizada la prueba, en base a presiones de fondo y comportamiento productivo, se emitirán conclusiones sobre la investigación.

Resultados preliminares del programa de evaluación del pozo.

Durante el programa de evaluación el pozo fue ensayado y durante el mismo se le fueron modificando los parámetros de superficie: velocidad de rotación del sistema de evaluación artificial con bomba PCP con las siguientes características.

- Estator de la Bomba: 80k 1800 HNH 9470 AA
- Rotor: 80K -95-C-9470AA; 9108 de PCP

En el tiempo de ensayo el pozo comenzó devolviendo todo el fluido inyectado para controlar el pozo y poder realizar los trabajo en el mismo.

El pozo se comenzó la evaluación por apertura del casing para valorar surgencia natural, debido a columna hidrostática el mismo no surgió y fue necesario arrancar el sistema de elevación artificial, mediante la cual comenzó a manifestarse de forma positiva.

Tabla 3.5 Resumen de la evaluación del Pozo mediante bombeo mecánico con PCP

	P Tubing (atm)	P Casing (atm)	Acumulado (m3)	Velocidad Bomba (rpm)	Tipo de Fluido	BSW (%)	Nivel (m)	P Fondo (atm)
Día 1	0	3.2	42.7	150	lodo+ agua		148	100
Día 2	1.5	4.5	83	150	agua+gas		342	80
Día 3	2	3.2	110.4	125	agua+petroleo+gas		632	50
Día 4	2	3.2	110.4	125	agua+petroleo+gas		632	50
Día 5	4	5	118.4	75	petroleo+gas	99	864	41
Día 6	4	5	138.0	75	petroleo+gas	54	800	48
Día 7	6	8	157.4	75	petroleo+gas	30	843	60

Fuente: Resumen de anexos de la evaluación del pozo.

A continuación mostramos un resumen de los principales parámetros medidos en el pozo durante su puesta en producción.

Tabla 3.6 Principales parámetros de control de la producción.

Qf (m ³ /d)	22,45
Qp (m ³ /d),	15,71
Qa (m ³ /d),	7,7
BSW (%),	30

Fuente: Autor del trabajo

3.6 Construcción Final del pozo BJN-1002

Desarrollado el programa de punzado y evaluación la construcción final del pozo.

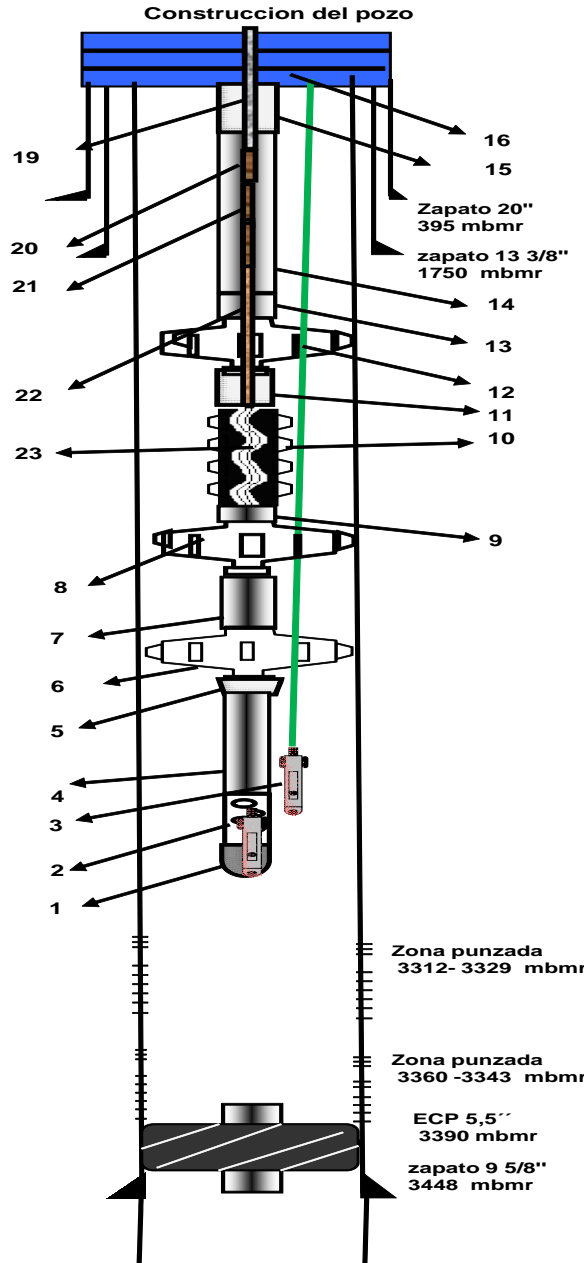


Figura 3.5 construcción final del BJn-1002

Tabla 3.7. Descripción de elementos de la construcción del pozo.

NO.	DESCRIPCION	Longitud m	Profundidad mbbp
1	Bull Nose 2 7/8" EUE	0.21	2499.80
2	Niple Flujo 2 7/8" EUE con manómetro de P/T	1.87	2497.93
3	1 tubo 2 7/8" EUE J-55 c/biselada con manómetro permanente	9.40	2488.53
4	155 tubos de 2 7/8" EUE J-55 c/biselada	1458.89	1029.64
5	X/O 2 7/8" pin X 3 1/2" caja.	0.14	1029.50
6	Ancla de Torque 9 5/8" x 3 1/2" EUE	0.60	1028.90
7	1 tubo 3 1/2" EUE J-55 c/normal	9.28	1019.62
8	Estabilizador 9 5/8" X3 1/2"	0.60	1019.02
9	Niple de Paro 3 1/2" EUE x 4" NU.	0.40	1018.62
10	Estator 80K 1800 HNH 9470AA	11.40	1007.22
11	X/O 4" NU x 3 1/2" EUE.	0.18	1007.04
12	Estabilizador 9 5/8" X4 1/2"	0.62	1006.42
13	Niple de manipulacion 4 1/2" EUE.	1.08	1005.34
14	105 tubos 4 1/2" EUE N80 c/normal.	994.66	10.68
15	Niple colgador 4 1/2" EUE N-80.	1.21	9.47
16	Colgador de tubería 11" x 3 1/2" EUE	0.32	9.15
17	KBD	9.15	0.00
19	Varillon de 1 1/2" x 40'	12.20	
20	Niple 1 1/4" x 4' Grado HL	1.21	
21	Niple 1 1/4" x 4' Grado HL	1.21	
22	61 cabillas de 1 1/4" Grado HL	495.30	
23	65 cabillas de 1" Grado HL	464.80	
24	rotor 80K -95-C-9470AA; 9108 de PCP,	12.07	

3.7 Resultados productivos y Valoración Económica.

Los datos iniciales de la evaluación del pozo y del comportamiento de su producción después de realizado el programa de punzado.

Resumen de los resultados productivos del pozo en los años 2018/2019/2020.

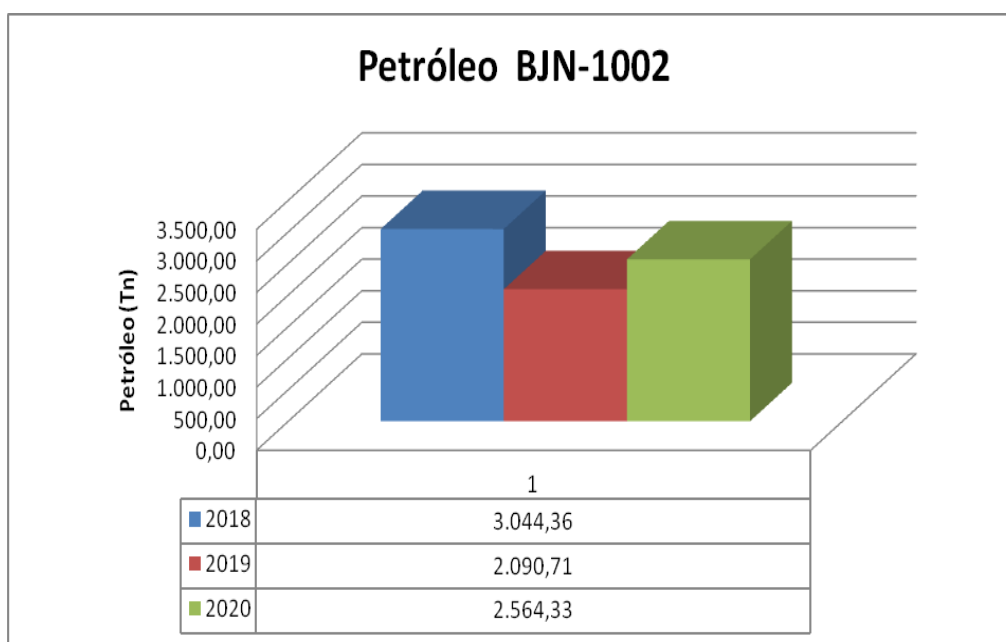


Figura 3.6 Producción de petróleo del BJN-1002

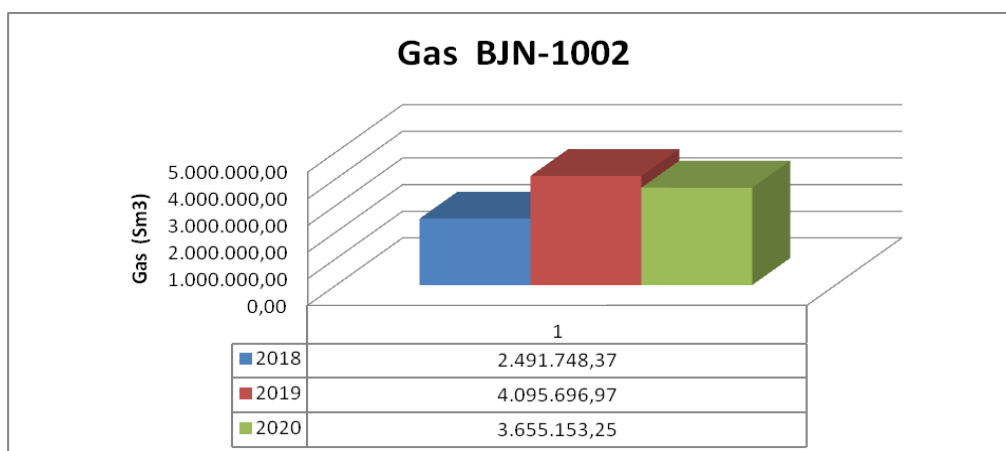


Figura 3.7 Producción de Gas acompañante del BJN-1002

Teniendo en cuenta la producción obtenida del pozo BJN-1002 se realizó un cálculo económico del trabajo realizado en los que se obtuvieron los siguientes datos.

Tabla 3.8 Aporte económico del BJN-1002

AÑO	\$/TONELADA		Petróleo (Tn)	Gas Acompañante(Sm ³)	Valor en MN
2018	175.86		3,044.36	2,491,748.37	535,381.15
2019	185.30		2,090.71	4,095,696.97	387,408.56
2020	184.20		2,564.33	3,655,153.25	472,349.59
		Total	7,699.40	10,242,598.59	1,395,139.30

Aporte del pozo a la economía de la Empresa.

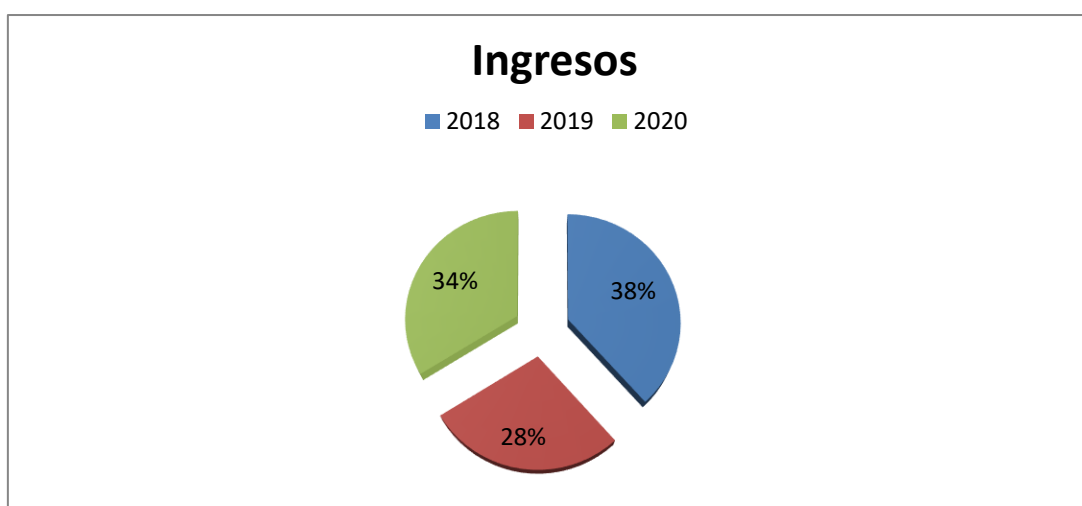


Figura 3.8

El BJN-1002 tuvo un costo total de \$ 26108777.73. Como se puede apreciar en los resultados obtenidos anteriormente en tan solo 3 años el pozo a aportado un total de 7699.40 toneladas de crudo, 10242598.59 Sm³ de gas acompañante; estos resultados productivos equivalen a \$ 1395139.30. Por lo que se puede asegurar que el trabajo propuesto en el pozo tiene un resultado **positivo**, aumento la extracción de crudo en el yacimiento y por ende en la empresa lo que es de gran ayuda para el cumplimiento del plan de producción y de la obtención de utilidades a la entidad ya que esta producción es de la parte de la producción propia.

Conclusiones del capítulo

Luego del análisis de los resultados obtenidos a modo de conclusiones de este capítulo se tienen:

1. Se determinan con la ayuda de la interpretación de los registros geofísicos del pozo varias zonas con potencial productivo.
2. Se elabora, aplica y evalúa un plan de trabajo para lograr poner en explotación las zonas con potencial productivo.
3. El BJV-1002 arroja **resultados positivos** en las pruebas de producción aportando en los primeros tres años un total de 7699.40 toneladas de crudo (7.5 t/d), 10242598.59 Sm³ de gas acompañante (9354 m³/d).

CONCLUSIONES

1. La caracterización inicial del yacimiento arroja una alta inundación, lo que provoca bajos volúmenes de producción de hidrocarburos, que conlleva a mayores costos en el tratamiento del crudo.
2. El BJT-1002 arroja **resultados positivos** en las pruebas de producción aportando en los primeros tres años un total de 7699.40 toneladas de crudo (7.5 t/d), 10242598.59 Sm³ de gas acompañante (9354 m³/d).

RECOMENDACIONES:

Se recomienda:

1. Presentar los resultados a la dirección del departamento de yacimiento de la EPEPO.
2. Aplicar este estudio en otros pozos del yacimiento o de la empresa.

BIBLIOGRAFÍA

1. Aguilera R. F. and Aguilera R. (2004). "A triple porosity model for petrophysical analysis of naturally fractured reservoirs". *Petrophysics*, Vol. 45, No. 2. ISSN 1529-9074, Society of Petrophysicsts and Well Log Analysts (SPWLA), USA.
2. Aguilera Roberto. (1995). *Naturally Fractured Reservoir. (Second Edition)* PennWell Publishing Company
3. Alonso Hernández, Hugo. (2002). *Petrofísica*. Editorial Científico Técnica. La Habana.
4. ÁLVAREZ CASTRO, J. y GÁRCIA SANCHEZ, R. (2012). *Geología del Petróleo*. La Habana : s.n.
5. ÁLVAREZ CASTRO, J. y OTROS. (1994). *Evaluación del potencial de exploración del Bloque 7 Region Habana - Matanzas*. La Habana : CIDP, Archivo EPEPO.
6. Barberiie, E. (2001). *El pozo Ilustrado*. 5. s.l. : Caracas.
7. Bisbé York, Esther. (2011) .*Elementos básicos de Geofísica de pozos* . Cupet
8. Boyun, G. (2007). *Petroleum Production Engineering. A computer-assisted Approach*. s.l. : Elsevier Science & Tecnology Books, 2007.
9. Cajigal, Armando Lopez G. (2013). *Explotacion de Pozos por Bombeo*. s.l. : Centro Politecnico del Petroleo.
10. Cajigal, Armando. (2010). *Bombas de Cavidad Progresiva*. La Habana
11. Cajigal, Armando. (2010). *Produccion de Petroleo y Gas*.
12. Chow, P. S. (1972). "El petróleo", en *Naturaleza. Imágenes de la ciencia*, vol. 3 núm.2
13. Colectivo de autores. (2004). *Estado de explotación de los Yacimientos operados por EPEPO*. La Habana : EPEPO.
14. Edgar George, Silio López, Alicia Cremé, Georgina Agüero. (2009). *Evaluaciones preliminares de la Formación Vega Alta para Estudios de Inestabilidad*". *Memorias del II Congreso Cubano de Petróleo y Gas*. Petrogas.

15. Esquivel, P; Pedro J (2007). Libro " HISTORIAL DE LA EMPRESA " .
16. Fernandez, E Gonzalez, G. (2002). Ingenieria Economica para Ingenieros Quimicos.
17. Fernandez, Rolando. (2001). Introduccion a la Industria Petrolera. [ed.] Ministerio Energia y Minas . Union Cudapetroleo. La Habana.
18. Garcia, R. (2003). Geología General y Estratigrafía. la Habana : CEINPET.
19. González Y. (2017). "Contribución de la geofísica a los estudios de ubicación de pozos de recarga artificial de agua subterránea en la subcuenca Jaruco", Tesis de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría (Cujae). La Habana, Cuba.
20. Gonzalez, J . R, Puerto. (2012). Geologia del Petroleo. La Habana : s.n., 2012
21. H.C. H. Darley y George R Gray . (2007). Norma Internacional ISO/FDIS 10414-1. "Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf.
22. Hatch, L. F. y Sami Matar. (1978). "From hydrocarbons to petrochemicals", en Hydrocarbon Processing.
23. Helander Donal P. (1984). Fundamentals of Formation Evaluation OGCI Publications Oil & Gas Consultants International Inc.
24. Howard, B Richardson T. (2012). Petroleum Engineering Handbook.
25. Humberto Escobar, Freddy. (2012). Fundamentos de Ingenieria de Yacimiento. Editorial Universidad Surcolombiana. Primera Edicion.
26. Kobr M. (1992). "Poder de resolución de los métodos geofísicos en las calas hidrogeológicas e ingeniero geológicas", Ed. IMTA, Ciudad de México.
27. López E. (1992). "Esquema regional para el aprovechamiento integral de los recursos hídricos y agrarios de las provincias La Habana y Ciudad Habana", Instituto Nacional de Recursos Agrarios, La Habana, Cuba.
28. Manual Tenaris Casing Tubing. Normas API . (TORQUE ÓPTIMO DE CONEXIONES DE TUBING API 5C1 18ª EDICIÓN).
29. Miriam Legón, Edgar George, Alicia Cremé. (2009). Informe Final Proyecto 2904. Evaluación de Complejidades, Fluidos Inhibidos y Cementos Adecuados para la Perforación de Pozos Horizontales. Archivo Técnico Ceinpet.

30. Miriam Legón, Edgar George. (2009). Evaluación de Complejidades para la Perforación de la Formación Vega Alta en Pozos de Guanabo – Vía Blanca. III Convención de Ciencias de la Tierra. Geociencias Marzo 2009. ISBN
31. Mitre, L. F. (1986). "Las olefinas y su importancia estratégica y comercial en la petroquímica básica en México", LIX Reunión a nivel de expertos de la Arpel, México, 22-28 de septiembre de 1986.
32. PDVSA. El pozo Ilustrado
33. Peinado H. J.; Barrientos J.; Delgado O.; Peinado V.M.; Llanes O. y Ladron de Guevara M. (2017) .“Estimation of hydrological parameters from geoelectrical measurements”. INTECH, .
34. Perdomo S.; Ainchil J. y Kruse E. (2011). “Relación entre la conductividad hidráulica de un acuífero y parámetros geoelectrónicos en un sector del noreste de la provincia de Buenos Aires”. VII Congreso Hidrogeológico Argentino, Salta, Argentina.
35. Quesada Quintero, Amalia. López Guerra, Silio. Martínez Martínez, Leonel. (2016). Comportamiento de la interacción mineralógica entre el petróleo y la roca de un yacimiento de la franja norte cubana .Vol.8, No.2, Julio-Diciembre. Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, Cuba.
36. Rios Montano, J. y otros. (2003). Informe Final de los estudios integrados para el Yacimiento Puerto Escondido - Canasi. (Modelo Estático). La Habana : CEINPET-EPEPO.
37. Rodriguez, G. (2002). .Los criterios de decisión para la evaluación de inversiones. Algunas reflexiones. I. La Habana : Economía y Desarrollo, 2002.
38. Rosabal, J. (2009). Hidrodinamica y separaciones mecanicas. s.l. : Felix Varela
39. Schlumberger Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros.
40. Schlumberger. Herramienta de Servicio Micro Barredor de Formaciones.
41. Schlumberger. Log Interpretation Charts.
42. Schlumberger. Natural Gamma Ray Spectrometry. Essentials of NGS Interpretation
43. Schlumberger.(2009). Completions Hydraulics Handbook.
44. Segura Sotto, R. (1973). Introducción a la Petrografía. La Habana.
45. Sinitsin. A Ya. (1974). Radiometría. Universidad de La Habana.

46. Slater L. (2008). "Near surface electrical characterization of hydraulic conductivity: from petrophysical properties to aquifer geometries Springer, Netherlands.
47. Thomas, J.E. (2001). Fundamentos Ingenieria de Petroleo. 2. s.l. : Interciencia, Vol. 2.
48. Valladares, S. (1998). Reservorios Carbonatados pertenecientes a la UTE Placetas. La Habana Archivo CEINPET.
49. Villegas Falla, Jhon Elias .(S/F). Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo. Tesis Digitales UNMSM.
50. Warquier, J. (2000). El Refino del Petroleo, Petroleo Crudo. Productos petroliferos.
51. Zunerge Guevara 2_Interpretacion_Básica.pdf (Halliburton).

ANEXOS

Anexo .1 Comparación de las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas de elevación artificial.

<p>Bombeo mecánico convencional</p>	<p>Sistema de alta eficiencia</p> <p>Fácil instalación de los controles de optimización</p> <p>Serviciado y reparación económicos</p> <p>Existencia de talleres de ensamblaje y reparación</p> <p>Desplazamiento positivo / fuerte abatimiento</p> <p>Resistencia a la corrosión con materiales mejorados</p> <p>Rangos de producción variables por ajuste de la embolada y la velocidad en la superficie</p> <p>Alta resistencia del equipo de superficie y sumergido</p>	<p>Desgaste potencial del vástago y el Tubing</p> <p>La eficiencia de bombeo decrece con el incremento de la proporción de gas</p> <p>El sistema está limitado por la capacidad portante del vástago- los volúmenes decrecen con la profundidad</p> <p>Preocupaciones medio-ambientales y estéticas.</p>
<p>Gas lift</p>	<p>Alto grado de flexibilidad y rangos de diseño</p> <p>Extraíble por cable</p> <p>Buen funcionamiento en presencia de arena</p> <p>Permite altas desviaciones de la tubería de producción</p> <p>Requiere mínimo equipamiento de superficie</p> <p>Producción de varios pozos con un solo compresor</p> <p>Permite la aplicación de completamiento de múltiples o de caño estrecho</p>	<p>Requiere de pozos de gas de alta presión o compresores</p> <p>La explotación de pozos sencillos aislados puede ser no económica</p> <p>Limitaciones en la viscosidad de los fluidos</p> <p>Baja presión de fondo</p> <p>Altas contra presiones</p>

Jet pump	<p>Ausencia de partes móviles</p> <p>Capacidad de altos volúmenes</p> <p>Bomba libre, Pozos desviados</p> <p>Producción Multicaño de un solo paquete de superficie</p> <p>Poco mantenimiento.</p>	<p>La producción depende de la presión de fondo</p> <p>Algunos requieren montajes específicos en el fondo</p> <p>Poca eficiencia energética</p> <p>Requiere líneas de alta presión en la superficie</p>
ESP	<p>Altos volúmenes y profundidades</p> <p>Alta eficiencia 1000 bpd</p> <p>Bajo nivel de mantenimiento</p> <p>Mínimo requerimiento de equipamiento en la superficie</p> <p>Efectivo en pozos desviados y verticales con pata de perro</p> <p>Adaptable a pozos con encamisado de 4-12” o más</p> <p>Empleo para ensayo de pozos</p>	<p>Necesita electricidad disponible (440V)</p> <p>Adaptabilidad limitada a grandes cambios en el reservorio</p> <p>Difícil de reparar en el campo</p> <p>Presencia de gas libre o abrasivos</p> <p>Alta viscosidad</p> <p>Altos costos de extracción de los sistemas del pozo</p>
PCP	<p>Baja inversión de capital</p> <p>Sistema de alta eficiencia</p> <p>Bajo consumo energético</p> <p>Bombea petróleo y agua con sólidos suspendidos</p> <p>Fácil de instalar</p> <p>Costos mínimos de mantenimiento</p> <p>Equipamiento de superficie portátil de bajo peso</p> <p>Ocupa poco espacio en la superficie</p> <p>En pozos horizontales y direccionales</p>	<p>Desgaste potencial del coopling del vástago y la tubería de producción.</p> <p>La eficiencia decrece con altos % de gas</p> <p>El nivel del fluido debe ser por encima de la bomba (sumergida)</p> <p>Sensible a algunos fluidos de producción</p> <p>Limitaciones de temperatura</p> <p>Limitaciones en cuanto a profundidad.</p> <p>La presencia de H2S y CO2 afecta al elastómero</p>

Anexo -2 Fondo de pozos por objetivos.

Capa M:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-3001, 3003
Conservación (Petróleo)	BJ- 3002

Capa A:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-030,459,419,VB-028,034 y 102
Conservación (Petróleo)	BJ-455,456,490,496 VB-104
Liquidados	BJ-011 ^a ,013,017,018,052,059,109,111,126,146,215,224,405,406,407,414 VB-008,033
Por ensayar en A	BJ050,153,203,217,223,225,226,238 ^a ,240,243,256,268,286,306,326,351 ^a ,422,460,494,496, VB-003,009,027,101,102,103,104,y 301

Capa A1:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-002,
Conservación (Petróleo)	BJ-490
Espera liquidación	BJ-101,127,128
Liquidados	BJ-002 ^a ,007,013,016,019,020,021,022 ^a ,034,110,112,183,408,457
Por ensayar en A1	BJ-009,010,238 ^a ,252,281 ^a ,287,312,490,700

Capa A2:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-002,149
Inactivos	BJ-318
Espera liquidación	BJ-108
Liquidados	BJ-006,016,018,021,104,116,117,128,147,161,413,457
Por ensayar en A2	BJ-149,153,238A,252,281A,287,312,318,321,328,415,459

Capa B:

Categorías	Pozos
Activos	BJ024,032,127 ^a ,148,149,153,178,184,194,196A,198,205,231,305,309, 412,415,418,419,423,424,452,459,460,495, VB-005,031,101 y 301
Inactivos	BJ-250
Conservación (Petróleo)	BJ-107,190,422,450,490 VB-003,026
Espera liquidación	BJ-203,417 VB100
Liquidados	BJ08,018,043,055,056,064,100,102,103,113,116,125130,134,145,148, 161,175,197,365,413,425,492,493,497 VB-011
Por ensayar en B	BJ-004,009,010,024,026,050,107,184,191,196A,198,203, 217,219,221,222A,223,226,227,238A,240,241,257,267,273,281A,284, 287,291,300,305,306,308,310,311,314,317,351 ^a ,415,421,448,491,495, 702,716, VB-005,009,020,027 y 101

Capa C:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-004,010,050,196A,198,205,218,222A,242,252,281A,291,305,310,312,370,415,421,452,491,494 y VB-302
Inactivos	BJ-238 ^a
Conservación (Petróleo)	BJ-220,308,371,372
Espera liquidación	BJ-299
Liquidados	BJ-001,004,027,055,100,102,129,297,302
Por ensayar en C	BJ-026,150,195,218,219,221,229,238A,241,242,249,252,257,272,296,300,306,308,310,312,314,321,322,327,351A,370,716 VB-009 y 027

Capa D:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-010,050,196A,296,312,448,715
Inactivos	BJ-10
Conservación (Gas)	VB-009 y 027
Conservación (Petróleo)	BJ-258
Liquidados	BJ- 035 y 375
Por ensayar en D	BJ9,026,150,195,221,230,256,257,258,273,285,287,300,306,311,314,317,322,359,700,701,702,706,716,717,800, y VB-103

Capa Ec:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-09,026,150,217,221,223,225,226,229,240, 241,243,248,249,256,267,268,272,273,284,285,286,287,295 300,306,311,314,317,322,323 326,706, 730, 2001,2003
Inactivos	BJ-230,321
Conservación (Petróleo)	BJ-219,257,280,316,327,328, 2002
Espera liquidación	BJ-500
Liquidados	BJ-278,501,502
Por ensayar en Ec	BJ-219,226,229,230,241,256,267,268,272,286, 295,311,314,316,317,321,323,327 y 328

Capa Eo:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-191,359,VB-020 y 103
Conservación (Petróleo)	VB-103,VB Oeste-001X
Espera liquidación	BJ-375
Liquidados	BJ-003
Por ensayar en Eo	BJ-191,359

Capa E2:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-195,701,702,716 y 717
Conservación (Petróleo)	722 ^a

C. piezométrico	BJ-700 y 705
Por ensayar en E2	BJ-195,701,702,716 y 717

Capa E3-E4:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-800,801,802,803,804,805
Inactivos	BJ-801
Conservación (Petróleo)	BJ-199,806

Capa S2:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-025,143,419,451 VB-014 y 200
Conservación (Petróleo)	BJ-182 ^a
Liquidados	BJ5,012,031,041 ^a ,046,056,058,069071,073,137,138,139,140,142,144,179, 181,401, 413,416,472 VB-001,006,010,017,020,022,023,024,201
Por ensayar en S2	BJ-032,190,372,416,420,450,451,452, VB-028,032,034,102,200,301

Capa S3:

Categorías	Pozos
Activos	BJ-072A,143,192,193,423,424,486 VB-015,032 y 200
Conservación (Petróleo)	BJ-029, BJ-155,182 ^a

Espera liquidación	BJ-039,048 VB-025
Liquidados	BJ-05,014,015,028,037,038,040,041,041 ^a ,042,044 056,057,123,139,141,142,154,157,179,181,401,404,409,410,411,416 VB-001,002,004,016,018,019,035,300
Por ensayar en S3	BJ4,029,030,032,190,191,194,195,196A,198,221,222A,227,424,425,486. VB-003,009,020,028,031,032,034 y 301

Anexo -3 Resumen de Resultados y cálculos de parámetros de producción.

Resumen de la evaluación del Pozo

	P tubing (atm)	P Casing (atm)	Acumulado (m3)	Velocidad Bomba (rpm)	Tipo de Fluido	BSW (%)	Nivel (m)	P Fondo (atm)
Día 1	0	3.2	42.7	150	lodo+ agua		148	100
Día 2	1.5	4.5	83	150	agua+gas		342	80
Día 3	2	3.2	110.4	125	agua+petroleo+gas		632	50
Día 4	2	3.2	110.4	125	agua+petroleo+gas		632	50
Día 5	4	5	118.4	75	petroleo+gas	99	864	41
Día 6	4	5	138	75	petroleo+gas	54	800	48
Día 7	6	8	157.4	75	petroleo+gas	30	843	60

157.4

Qf (m ³ /d)	22,45
Qp (m ³ /d),	15,71
Qa (m ³ /d),	7,7
BSW (%)	30

Qf (m ³ /d)	volumen acumulado / cantidad de días
Qp (m ³ /d),	Q fluido * WSB
Qa (m ³ /d),	Q fluido - Q petróleo
BSW (%)	Certificación de laboratorio

Anexos -4 Certificación del BSW del pozo

Certificación de BSW

Periodo de Análisis: Agosto 2017 | Yacimiento: Todos | Ge: Todos

Man Report

BSW de los Pozos
EPEPO

CERTIFICADO POR Grupo Yacimiento

Pozo	Fecha Certificación	Fecha Muestreo	Fecha Laboratorio	BSW Laboratorio	BSW Certificado	Observaciones
Boca de Jaruco						
BJ-0030	31/08/2017	12/08/2017	31/08/2017	0.05	0.05	Valor aceptado.
BJ-0050	15/08/2017	08/08/2017	15/08/2017	0.30	0.30	Valor aceptado.
BJ-0072A	15/08/2017	08/08/2017	15/08/2017	0.00	0.00	Valor aceptado.
BJ-0143	15/08/2017	08/08/2017	15/08/2017	0.30	0.30	Valor aceptado.
BJ-0153	15/08/2017	08/08/2017	15/08/2017	0.90	0.90	Valor aceptado.
BJ-0193	31/08/2017	12/08/2017	31/08/2017	0.05	0.05	Valor aceptado.
BJ-0195	15/08/2017	05/08/2017	15/08/2017	20.00	20.00	Valor aceptado.
BJ-0240	15/08/2017	09/08/2017	15/08/2017	66.00	66.00	Valor aceptado.
BJ-0359	15/08/2017	08/08/2017	15/08/2017	2.00	2.00	Valor aceptado.
BJN-1002	18/08/2017	01/08/2017	18/08/2017	54.00	54.00	muestra tomada el día 24/07/17
	31/08/2017	28/08/2017	31/08/2017	30.00	30.00	Valor aceptado.

Current Page No.: 1 | Total Page No.: 19 | Zoom Factor: Page Width

Anexos 5. Trazabilidad de la Evaluación del pozo BJJ-1002

F - PF- 1822

Reporte de evaluación del pozo BJJ 1002. 22/07/2017

Hora	P. Tubing (psi)	P. Casing (psi)	Producción (m3)	Acumulado (m3)	Velocidad de la bomba (rpm)	Choke (mm)	Tipo de fluido	Par motor (lb/f)	Consumo (A)	BSW agua (%)	BSW sedimentos (%)	Nivel (mbmr)	Presión Fondo Kpa
1:00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
2:00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
3:00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
4:00	0,0	40,0	1,3	1,3	50,0	--	agua	7,7	52,3	--	--	--	11769,0
5:00	0,0	45,0	1,0	2,3	50,0	--	agua	7,5	52,5	--	--	--	11772,0
6:00	0,0	50,0	1,2	3,5	50,0	--	lodo + trazas	7,6	52,3	--	--	--	11689,0
7:00	0,0	50,0	1,6	5,3	75,0	--	lodo + trazas	7,8	52,5	--	--	--	11637,0
8:00	0,0	50,0	1,2	6,5	100,0	--	lodo + trazas	7,8	52,6	--	--	--	11603,0
9:00	0,0	45,0	1,4	7,9	125,0	--	lodo + trazas	6,8	52,0	--	--	--	11581,0
10:00	0,0	45,0	1,6	9,5	150,0	--	lodo + trazas	6,5	52,2	--	--	--	11401,0
11:00	0,0	50,0	1,6	11,1	150,0	--	lodo + trazas	6,7	52,2	--	--	--	11385,0
12:00	0,0	50,0	2,2	13,3	150,0	--	lodo + trazas	6,5	56,0	--	--	--	11291,0
13:00	0,0	50,0	1,8	15,1	150,0	--	lodo + trazas	7,2	54,7	--	--	--	11005,0
14:00	0,0	45,0	1,5	16,6	150,0	--	lodo + trazas	6,8	54,8	--	--	148,00	10782,0
15:00	0,0	45,0	4,2	20,8	150,0	--	lodo + trazas	7,5	52,5	--	--	--	10575,0
16:00	0,0	50,0	2,1	22,9	150,0	--	lodo + trazas	7,5	52,3	--	--	--	10519,0
17:00	0,0	50,0	2,0	24,9	150,0	--	lodo + trazas	7,3	52,5	--	--	--	10395,0
18:00	0,0	50,0	3,0	27,9	150,0	--	lodo + trazas	8,5	52,6	--	--	--	10302,0
19:00	0,0	50,0	2,5	30,4	150,0	--	lodo + trazas	9,0	52,0	--	--	--	10105,0
20:00	0,0	50,0	2,8	33,2	150,0	--	lodo + trazas	9,7	52,6	--	--	--	10007,0
21:00	0,0	50,0	2,8	36,0	150,0	--	lodo + trazas	9,8	52,0	--	--	--	9758,0
22:00	0,0	50,0	2,0	38,0	150,0	--	lodo + trazas	10,8	52,6	--	--	--	9689,0
23:00	0,0	50,0	2,3	40,3	150,0	--	lodo + trazas	10,7	52,0	--	--	--	9648,0
0:00	0,0	50,0	2,4	42,7	150,0	--	lodo + trazas	10,6	52,6	--	--	--	9650,0

Acumulado 42,7

J' de Operaciones de terminación: Orlando Ochoa Lamorú



F - PF- 1822

Reporte de evaluación del pozo BJJ 1002. 23/07/2017

Hora	P. Tubing (psi)	P. Casing (psi)	Producción (m3)	Acumulado (m3)	Velocidad de la bomba (rpm)	Choke (mm)	Tipo de fluido	Par motor (lb/f)	Consumo (A)	BSW agua (%)	BSW sedimentos (%)	Nivel (mbmr)	Presión Fondo Kpa
1:00	0,0	80,00	3,10	3,10	150,00	--	agua+sucia+gas	10,70	52,30	--	--	--	9365,00
2:00	0,0	80,00	3,10	6,20	150,00	--	agua+sucia+gas	10,60	52,50	--	--	--	9364,00
3:00	0,0	100,00	2,30	8,50	150,00	--	agua+sucia+gas	10,70	52,30	--	--	--	9197,00
4:00	0,0	100,00	2,5	11,00	150,00	--	agua+sucia+gas	10,60	52,5	--	--	--	9057,00
5:00	0,0	110,00	3,0	14,00	150,00	--	agua+sucia+gas	10,80	52,6	--	--	--	8995,00
6:00	0,0	120,00	2,8	16,80	150,00	--	agua+sucia+gas	10,70	52,0	--	--	--	8916,00
7:00	0,0	170,00	3,1	19,90	150,00	--	agua+sucia+gas	10,70	52,6	--	--	--	8967,00
8:00	0,0	200,00	2,4	22,30	150,00	--	agua+sucia+gas	10,80	53,2	--	--	--	8876,00
9:00	0,0	230,00	2,1	24,40	150,00	--	agua+sucia+gas	11,50	52,5	--	--	--	8834,00
10:00	0,0	120,00	2,0	26,40	150,00	--	agua+sucia+gas	11,50	52,3	--	--	--	7680,00
11:00	0,0	0,00	0,3	26,70	150,00	--	agua+sucia+gas	11,50	52,4	--	--	--	7590,00
12:00	0,0	0,00	0,5	27,20	150,00	--	agua+sucia+gas	11,50	52,8	--	--	342,00	7496,00
13:00	0,0	0,00	0,8	28,00	150,00	--	agua+sucia+gas	15,50	55,3	--	--	--	7445,00
14:00	0,0	0,00	1,0	29,00	150,00	--	agua+sucia+gas	15,20	55,2	--	--	--	7386,00
15:00	0,0	0,00	1,1	30,10	150,00	--	agua+sucia+gas	14,80	54,7	--	--	--	7674,00
16:00	0,0	0,00	1,1	31,20	150,00	--	agua+sucia+gas	15,30	55,8	--	--	--	7498,00
17:00	0,0	0,00	1,0	32,20	150,00	--	agua+sucia+gas	16,50	55,5	--	--	--	7210,00
18:00	0,0	0,00	1,0	33,20	150,00	--	agua+sucia+gas	17,40	56,1	--	--	--	6961,00
19:00	0,0	0,00	1,2	34,40	150,00	--	agua+sucia+gas	17,30	56,3	--	--	--	6756,00
20:00	0,0	0,00	1,2	35,60	150,00	--	agua+sucia+gas	17,60	56,8	--	--	--	6591,00
21:00	18,0	16,00	1,1	36,70	150,00	--	agua+sucia+gas	17,80	56,8	--	--	--	6243,00
22:00	20,0	18,00	1,2	37,90	150,00	--	agua+sucia+gas	18,60	57,0	--	--	--	5436,00
23:00	23,0	22,00	1,2	39,10	150,00	--	agua+sucia+gas	19,80	57,3	--	--	--	5615,00
0:00	24,0	22,00	1,2	40,30	150,00	--	agua+sucia+gas	19,70	57,6	--	--	--	5253,00

Acumulado 83,0

J' de Operaciones de terminación: Orlando Ochoa Lamorú



F - PF- 1822

Reporte de evaluación del pozo Bjn 1002. 24/07/2017

Hora	P. Tubing (Kpa)	P. Casing (Kpa)	Produccion (m3)	Acumulado (m3)	Velocidad de la bomba (rpm)	Choke (mm)	Tipo de fluido	Par motor (lb/ft)	Consu (A)	BSW agua (%)	BSW sedimentos (%)	Nivel (mbmr)	Presión Fondo Kpa
1:00	24,0	22,00	1,10	1,10	150,00	-	agua+sucia+gas	19,80	57,30	-	-	-	5445,00
2:00	24,0	22,00	1,10	2,20	150,00	-	agua+sucia+gas	18,80	57,60	-	-	-	5645,00
3:00	24,0	24,00	1,10	3,30	150,00	-	agua+Petroleo+gas	19,70	56,70	-	-	-	5866,00
4:00	66,0	67,00	1,20	4,50	150,00	-	agua+Petroleo+gas	19,80	57,5	-	-	-	6103,00
5:00	133,0	110,00	1,20	5,70	150,00	-	agua+Petroleo+gas	19,80	57,9	-	-	-	5964,00
6:00	24,0	22,00	1,20	6,90	150,00	-	agua+Petroleo+gas	20,40	58,6	-	-	-	5282,00
7:00	37,0	37,00	1,20	8,10	175,00	-	agua+Petroleo+gas	22,80	59,1	-	-	-	4948,00
8:00	34,0	36,00	1,10	9,20	175,00	-	agua+Petroleo+gas	21,70	59,3	-	-	-	4406,00
9:00	34,0	36,00	1,70	10,90	125,00	-	agua+Petroleo+gas	23,10	60,1	-	-	638,00	4167,00
10:00	18,0	16,00	2,3	13,20	125,00	-	agua+Petroleo+gas	23,80	60,3	-	-	-	4157,00
11:00	18,0	16,00	2,0	15,20	125,00	-	agua+Petroleo+gas	23,50	60,4	-	-	-	4336,00
12:00	18,0	16,00	1,5	16,70	125,00	-	agua+Petroleo+gas	21,80	59,3	-	-	-	4868,00
13:00	18,0	16,00	1,0	17,70	125,00	-	agua+Petroleo+gas	22,00	59,4	-	-	-	4707,00
14:00	16,0	12,00	0,5	18,20	125,00	-	agua+Petroleo+gas	22,30	59,2	-	-	-	4734,00
15:00	20,0	9,00	0,3	18,50	125,00	-	agua+Petroleo+gas	22,70	59,3	-	-	-	4648,00
16:00	32,0	21,00	1,0	19,50	125,00	-	agua+Petroleo+gas	23,10	60,4	-	-	632,00	4571,00
17:00	90,0	35,00	0,9	20,40	125,00	-	agua+Petroleo+gas	24,00	61,0	-	-	-	4527,00
18:00	230,0	76,00	1,0	21,40	125,00	-	agua+Petroleo+gas	25,30	61,2	-	-	-	4453,00
19:00	230,0	76,00	1,0	22,40	125,00	-	agua+Petroleo+gas	23,20	61,1	-	-	-	4419,00
20:00	30,0	18,00	1,0	23,40	125,00	-	agua+Petroleo+gas	22,60	60,9	-	-	-	4256,00
21:00	23,0	21,00	0,9	24,30	125,00	-	agua+Petroleo+gas	23,60	60,2	-	-	-	4189,00
22:00	17,0	20,00	1,0	25,30	125,00	-	agua+Petroleo+gas	22,90	60,6	-	-	-	4148,00
23:00	17,0	19,00	1,0	26,30	125,00	-	agua+Petroleo+gas	22,6	60,3	-	-	-	4094,00
0:00	17,0	18,00	1,0	27,30	175,00	-	agua+Petroleo+gas	23,10	60,1	-	-	-	3983,00

Acumulado

J' de Operaciones de terminación: Orlando Ochoa Lamorú



F - PF- 1822

Reporte de evaluación del pozo Bjn 1002. 25/07/2017

Hora	P. Tubing (Kpa)	P. Casing (Kpa)	Produccion (m3)	Acumulado (m3)	Velocidad de la bomba (rpm)	Choke (mm)	Tipo de fluido	Par motor (lb/ft)	Consu (A)	BSW agua (%)	BSW sedimentos (%)	Nivel (mbmr)	Presión Fondo Kpa
1:00	24,0	27,00	1,00	1,10	125,00	-	agua+Petroleo+gas	23,50	60,2	-	-	-	3948,00
2:00	17,0	17,00	0,50	1,60	125,00	-	agua+Petroleo+gas	22,70	60,4	-	-	-	3825,00
3:00	17,0	17,00	0,60	2,20	125,00	-	agua+Petroleo+gas	23,80	60,7	-	-	-	3682,00
4:00	25,0	15,00	0,60	2,80	125,00	-	agua+Petroleo+gas	24,10	60,3	-	-	-	3561,00
5:00	31,0	17,00	0,90	3,70	125,00	-	agua+Petroleo+gas	24,30	61,3	-	-	-	3541,00
6:00	28,0	22,00	0,50	4,20	125,00	-	agua+Petroleo+gas	24,80	61,2	-	-	-	3356,00
7:00	30,0	24,00	0,40	4,60	125,00	-	petroleo+gas	25,10	61,7	-	-	-	3258,00
8:00	33,0	24,00	0,10	4,70	125,00	-	petroleo+gas	25,20	61,9	-	-	-	3082,00
9:00	266,0	31,00	0,00	4,70	125,00	-	petroleo+gas	27,10	63,6	-	-	-	3044,00
10:00	55,0	21,00	0,0	4,70	100,00	-	petroleo+gas	26,20	62,4	-	-	-	2990,00
11:00	247,0	38,00	0,0	4,70	100,00	-	petroleo+gas	25,10	63,2	-	-	-	2960,00
12:00	223,0	50,00	0,0	4,70	100,00	-	petroleo+gas	26,20	63,4	-	-	864,00	2938,00
13:00	60,0	51,00	0,0	4,70	75,00	-	petroleo+gas	27,00	63,0	-	-	-	2911,00
14:00	136,0	63,00	0,0	4,70	75,00	-	petroleo+gas	27,30	62,7	-	-	-	2908,00
15:00	116,0	73,00	0,0	4,70	75,00	-	petroleo+gas	27,60	61,6	-	-	-	2914,00
16:00	128,0	80,00	0,0	4,70	75,00	-	petroleo+gas	28,00	62,2	-	-	-	2889,00
17:00	115,0	83,00	0,0	4,70	75,00	-	petroleo+gas	28,10	63,1	-	-	-	2882,00
18:00	72,0	72,00	0,0	4,70	75,00	-	petroleo+gas	28,90	63,2	-	-	-	2875,00
19:00	0,0	0,00	0,0	4,70	75,00	-	-	-	-	-	-	-	2935,00
20:00	0,0	0,00	0,0	4,70	75,00	-	-	-	-	-	-	-	3126,00
21:00	0,0	0,00	0,0	4,70	75,00	-	-	-	-	-	-	-	3358,00
22:00	0,0	0,00	0,0	4,70	75,00	-	-	-	-	-	-	-	3694,00
23:00	0,0	0,00	0,0	4,70	75,00	-	-	-	-	-	-	-	3940,00
0:00	0,0	0,00	0,0	4,70	75,00	-	-	-	-	-	-	-	4133,00

Anexo 6. Resumen anual de producción del pozo BJN-1002. Años

2018



Extracción Diaria de Líquido, Petróleo, Gas y Agua por Pozo Prorrateada

BJ-1002
2018

Mes	Peso Especifico		% Agua	Líquido			Petróleo			Agua			Gas			RGP			Tiempo		
	g/cm ³	API		m ³	m ³	tm	m ³	Sm ³	m ³ /m ³	HrsT	HrsR	HrsA									
Enero	0.9827	12.49	98.20	4655.07	11.44	11.25	4,643.63	308.37	26.95	744.00	0.00	0.00									
Febrero	0.9827	12.49	51.74	1559.67	58.72	57.71	1,500.95	34542.40	588.24	672.00	0.00	0.00									
Marzo	0.9827	12.49	8.31	562.04	187.32	184.08	374.72	41605.06	222.11	744.00	0.00	0.00									
Abril	0.9827	12.49	8.00	299.82	114.25	112.28	185.56	39518.32	345.88	720.00	0.00	0.00									
Mayo	0.9827	12.49	18.00	712.08	160.01	157.24	552.07	36395.86	227.46	744.00	0.00	0.00									
Junio	0.9827	12.49	18.00	624.98	190.41	187.12	434.57	186511.15	979.51	666.00	0.00	54.00									
Julio	0.9827	12.49	18.00	568.47	247.41	243.13	321.06	348491.36	1408.55	744.00	0.00	0.00									
Agosto	0.9827	12.49	18.00	2238.28	325.49	319.86	1,912.79	347670.68	1068.14	744.00	0.00	0.00									
Septiembre	0.9827	12.49	16.58	1518.85	337.72	331.88	1,181.13	333206.15	986.64	720.00	0.00	0.00									
Octubre	0.9827	12.49	7.66	1017.73	296.89	291.75	720.84	352777.43	1188.26	744.00	0.00	0.00									
Noviembre	0.9827	12.49	4.40	943.38	481.41	473.08	461.98	388443.19	806.89	720.00	0.00	0.00									
Diciembre	0.9827	12.49	29.03	2161.27	686.89	675.00	1,474.39	382278.41	556.54	744.00	0.00	0.00									
BJ-1002	0.9827	12.40	81.63	16,861.64	3,097.96	3,044.36	13,763.69	2491748.37	804.32	8706.00	0.00	54.00									

2019



Extracción Diaria de Líquido, Petróleo, Gas y Agua por Pozo Prorrateada

BJ-1002
2019

Mes	Peso Especifico		% Agua	Líquido			Petróleo			Agua			Gas			RGP			Tiempo		
	g/cm ³	API		m ³	m ³	tm	m ³	Sm ³	m ³ /m ³	HrsT	HrsR	HrsA									
Enero	0.9827	12.49	87.64	4775.77	81.34	79.93	4,694.43	357987.23	4401.01	744.00	0.00	0.00									
Febrero	0.9827	12.49	90.30	3916.17	63.46	62.36	3,852.71	272891.13	4300.34	672.00	0.00	0.00									
Marzo	0.9827	12.49	90.30	981.54	53.52	52.59	928.02	341847.00	6387.63	744.00	0.00	0.00									
Abril	0.9827	12.49	95.50	5695.98	39.78	39.09	5,656.20	271758.22	6831.53	720.00	0.00	0.00									
Mayo	0.9827	12.49	95.50	4660.91	40.38	39.68	4,620.53	341867.55	8467.10	744.00	0.00	0.00									
Junio	0.9827	12.49	74.85	3366.35	150.76	148.15	3,215.59	330721.20	2193.75	720.00	0.00	0.00									
Julio	0.9827	12.49	63.50	2251.66	255.39	250.97	1,996.27	306740.97	1201.06	744.00	0.00	0.00									
Agosto	0.9827	12.49	69.28	2661.97	207.78	204.19	2,454.18	375870.39	1808.95	744.00	0.00	0.00									
Septiembre	0.9827	12.49	80.09	2442.04	170.71	167.75	2,271.33	419055.63	2454.82	720.00	0.00	0.00									
Octubre	0.9827	12.49	83.80	2864.13	198.39	196.69	2,765.73	399379.02	4059.02	744.00	0.00	0.00									
Noviembre	0.9827	12.49	83.80	14015.05	289.45	284.44	13,725.61	336659.50	1163.12	706.00	0.00	14.00									
Diciembre	0.9827	12.49	65.14	7683.89	574.81	564.86	7,109.08	340919.14	593.10	744.00	0.00	0.00									
BJ-1002	0.9827	12.40	96.34	55,315.45 #	2,125.76 #	2,090.71	53,289.69	4,095,696.97	43,861.44	8746.00	0.00	14.00									

2020



Extracción Diaria de Líquido, Petróleo, Gas y Agua por Pozo Prorrateada

BJN-1002

2020

Mes	Peso Especifico		% Agua	Líquido	Petróleo	Agua	Gas	RGF	Tiempo			
	g/cm ³	API		m ³	m ³	tn	m ³	Sm ³	m ³ /m ³	HrsT	HrsR	HrsA
Enero	0.9827	12.49	56.38	2319.71	420.22	412.95	1,899.50	299871.29	713.61	744.00	0.00	0.00
Febrero	0.9827	12.49	71.22	1882.42	191.17	187.87	1,691.24	268274.76	1403.31	696.00	0.00	0.00
Marzo	0.9827	12.49	74.70	3566.12	255.47	251.05	3,310.65	303647.54	1188.59	744.00	0.00	0.00
Abril	0.9827	12.49	74.70	1996.41	92.74	91.14	1,903.67	309048.79	3332.39	720.00	0.00	0.00
Mayo	0.9827	12.49	74.70	4481.38	192.73	189.40	4,288.64	287425.75	1491.31	744.00	0.00	0.00
Junio	0.9827	12.49	61.78	4136.81	305.65	300.36	3,831.16	295754.69	967.63	720.00	0.00	0.00
Julio	0.9827	12.49	48.00	2405.62	279.92	275.07	2,125.70	372672.76	1331.38	744.00	0.00	0.00
Agosto	0.9827	12.49	48.00	3141.48	151.03	148.42	2,990.45	295218.98	1954.72	744.00	0.00	0.00
Septiembre	0.9827	12.49	48.00	2097.44	16.12	15.84	2,081.31	252116.26	15637.06	720.00	0.00	0.00
Octubre	0.9827	12.49	48.00	2492.88	279.52	274.69	2,213.36	294098.07	1052.15	744.00	0.00	0.00
Noviembre	0.9827	12.49	48.00	2763.98	249.37	245.06	2,514.61	302859.36	1214.48	720.00	0.00	0.00
Diciembre	0.9827	12.49	51.00	3329.69	264.42	259.85	3,065.26	374164.99	1415.03	744.00	0.00	0.00
BJN-1002	0.9827	12.40	92.20	34,613.92	2,698.37	2,651.68	31,915.56	3655153.25	1,354.58	8784.00	0.00	0.00