



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

**Propuesta de apertura de choque del pozo XX-7 para
lograr incrementar la producción.**

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Jorge Evián Cervera Domínguez

Matanzas, 2017



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

**Propuesta de apertura de choque del pozo XX-7 para
lograr incrementar la producción.**

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Jorge Evián Cervera Domínguez

Tutor: Dr. Mario Yll Lavín

Consultante: Esp. Ariel Rodríguez Rivas

Matanzas, 2017

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Calificación

Ciudad, fecha

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Jorge Evián Cervera Domínguez 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 la procedencia del mismo.

Jorge Evián Cervera Domínguez

Nombre y Apellidos

Firma

DEDICATORIA.

- En especial a mi padre Jorge Cervera, dónde quiera que esté, siempre va estar conmigo.
- A mi Madre Isela Domínguez Hernández, por su gran apoyo incondicional, a mis sobrinas, Cristell y Sherley y a mi hermana Judith por su gran amor y cariño.
- A mis tutores.
- A todos mis amigos y otras personas que de una forma u otra depositaron confianza en mí y me ayudaron en este trabajo de diploma.

AGRADECIMIENTOS.

- Un especial agradecimiento al Especialista Ariel Rodríguez Rivas por su excelente supervisión y ayuda necesaria. Sin sus valiosas opiniones y sus consejos era imposible culminar el presente trabajo,
- A todo el grupo del petrolero 18, en especial a Orelvis, Yosbel, Majela, a todos en general,
- A todo el claustro de profesores de Centro Politécnico del Petróleo, en especial a Victoria, Monzón, Reglita, Oslaida y Digmara.
- A los trabajadores de los Departamentos de Yacimientos y de Tecnología de la empresa, especialmente a Eloisa, Alioska y Arnulfo.
- A todas aquellas personas que de una forma u otra aportaron y contribuyeron al desarrollo de este trabajo,

A todos,

Gracias de verdad.

PENSAMIENTO

“Si buscas resultados distintos, no hagas siempre lo mismo”

Albert Einstein.

SÍNTESIS.

Este trabajo está encaminado a elevar la producción del pozo de extracción de petróleo surgente XX-7 del centro colector 11 perteneciente a la zona de prospección y desarrollo varadero oeste extendido en función de la variación del valor de apertura de choque. Para esto se utiliza un programa de simulación del comportamiento del flujo multifásico (PipeSim), con vista a obtener las correlaciones más adecuadas y con esto llevar a cabo el análisis de sensibilidad para crear una herramienta de simulación que permita predecir el comportamiento del flujo multifásico, se llega al resultado de que un aumento del valor de la apertura del choque conduce a elevar la producción del pozo XX-7.

SUMMARY

This work is aimed at raising the production of the surging- oil-winding shaft XX 7 of the collecting center 11 belonging to the prospection and development zone west Varadero extended in terms of the variation of the inaugural value of crash. A simulation program of the behavior of the multiphasic flow is used (PipeSim), with the purpose of obtaining the best-suited correlations and to carry out the sensitivity analysis to create a tool of simulation that allows to predict the behavior of the multiphasic flow, as a result a value increase of the opening of the crash leads to raising the production of the well XX 7.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	4
1.1 Fundamentos de flujo multifásico	4
1.2 Patrones de flujos	6
1.2.1 Flujos horizontales	7
1.2.2 Flujos verticales.....	8
1.3. Modelos usados en la industria petrolera	9
1.3.1 Correlaciones empíricas.....	9
1.3.2 Modelos mecanísticos	10
1.4 Métodos de producción en los pozos de petróleo.....	11
1.4.1 Método natural	14
1.4.2 Método de elevación artificial	15
1.5 Determinación de las Propiedades de los Fluidos	15
1.5.1 La gravedad específica o densidad relativa (ρ_0)	15
1.5.2 Presión de burbujeo, P_b	17
1.5.3 Solubilidad del Gas en el Petróleo, R_s	19
1.5.4 El factor volumétrico del petróleo, B_o , en PCS/BN	20
1.5.5 Compresibilidad del petróleo, C_o	22
1.5.6 Viscosidad ₀	23
1.5.6.1 Viscosidad del crudo vivo y muerto en el PIPESIM	24
1.6 Deslizamiento y colgamiento	24
1.7 Correlaciones de flujos verticales y horizontales	25
1.8 Simuladores comerciales en la industria petrolera (software).....	26
1.9 Conclusiones parciales	28
CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS.	29
2.1 Descripción del caso base	29
2.2 Características generales del yacimiento Varadero.....	29
2.3 Caracterización tecnológica del proceso	30
2.3.1 Descripción de la Instalación.....	30

2.3.2 Características del petróleo crudo que se procesa en el Centro.....	31
2.4 Desarrollo del método de investigación	32
2.4.1 Modelación del comportamiento hidrodinámico del pozo XX-7.....	32
2.4.2 Construcción del esquema de producción	33
2.4.3 Introducción de datos	33
2.4.4 Calibración del fluido	34
2.4.5 Determinación de las correlaciones de flujo en los tramos vertical y horizontal.....	35
2.4.6 Corridas de sensibilidad	36
2.5 Investigación documental	36
2.6 Parámetros operacionales	36
2.7 Procedimiento metodológico para la obtención de los datos de los parámetros de producción.....	37
2.8 Impacto económico de la propuesta de mejora	38
CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN	39
3.1 Construcción del esquema de producción.....	39
3.2 Recopilación de datos del pozo XX-7.	40
3.3 Introducción de datos.....	41
3.4 Factores de ajuste de las propiedades de los fluidos	45
3.5 Resultados de las correlaciones de flujos en los tramos vertical y horizontal..	47
3.5.1 Resultados de la correlación del tramo horizontal	47
3.5.2 Resultados de la correlación del tramo vertical.....	48
3.6 Verificando caudales.....	49
3.7 Análisis de sensibilidad.....	51
3.8 Determinación del impacto económico.....	53
CONCLUSIONES	54
RECOMENDACIONES	55
Bibliografía.....	56
Anexos	61

INTRODUCCIÓN

En Cuba en los últimos tiempos se ha intensificado la exploración, perforación y extracción de petróleo y gas natural acompañante. Particularmente el crudo nacional, ha tomado una importancia vital en el país, por esta razón la industria petrolera debe lograr la mayor eficiencia en la extracción del crudo y su gas acompañante.

El Yacimiento Varadero es una de las reservas de petróleo mejor estudiadas en el país, debido a sus características y dimensiones, puesto que es el de mayor capacidad de producción. Este yacimiento se encuentra en proceso de incremento de su capacidad de reserva, debido al descubrimiento de su extensión hacia la Zona Oeste del mismo, conocido como Varadero Oeste Extendido.

La ingeniería de producción tiene como meta, maximizar la productividad de los pozos petroleros de manera económicamente rentable y eficiente, elevando los niveles de producción a través de la utilización de herramientas de análisis nodal en el yacimiento Varadero Oeste Extendido. Para ello es utilizada una metodología compuesta por un paquete de trabajo estandarizado y normalizado, integrado por softwares que son empleados para el procesamiento de datos, dentro de los que se encuentran los siguientes: PipeSim, PipePhase, Olga, PVTLIB™, etc.

El presente trabajo se realiza en el pozo XX-7 del Centro Colector 11, ubicado dentro de la zona de prospección y desarrollo Varadero Oeste Extendido; dicho centro cuenta con ocho pozos, caracterizados por tener la mayor producción de todos los operados por la entidad, representando el 25% de la producción total de la EPEP-Centro.

Debido a las condiciones de equilibrio termodinámico a las cuales es sometido el fluido proveniente de los pozos en producción, a medida que la presión en el sistema disminuye por la diferencia de presión existente entre el yacimiento y el pozo se obtiene una mayor cantidad de gas natural, provocando diferentes patrones de flujo a lo largo de la red de recolección, los mismos están sometidos por fenómenos de transporte de fluidos multifásico en los cuales

coexisten la fase gaseosa y una líquida formada por agua y petróleo, los que se presentan como elementos separados o en estado de emulsión.

El transporte de flujo multifásico se encuentra en la industria petrolera, así como otras, con una amplia gama de aplicaciones de ingeniería. Por tal motivo, se ha estimulado amplias investigaciones, estableciendo los distintos patrones de flujo en dependencia de las características constructivas de los ductos (horizontal y vertical).

En la actualidad existen numerosos softwares que posibilitan las simulaciones de los pozos, a partir del desarrollo de modelos empíricos y mecanicistas. Este tipo de evaluación, debido a su grado de complejidad, tiene en cuenta un grupo numeroso de variables, dentro de las que se encuentran: presión, temperatura, relación gas - líquido, relación agua - petróleo, propiedades físicas de cada una de las fases, el comportamiento de los estados de equilibrio de fases, etc. Dentro de los software más utilizados se encuentran: PipeSim, PipePhase, Fluent, Olga, Wellflow y Tacite.

Este tipo de evaluación no ha sido realizada en la EPEP-C, hasta la actualidad, debido a no contar con una herramienta de simulación especializada en el tema, ni los estudios previos para la validación del modelo que mejor aplique para las características del petróleo crudo Varadero.

La principal problemática existente, en la actualidad, en la EPEPC, es que: ¿existe la posibilidad del aumento de producción en los pozos surgente de extracción de petróleo por cambio de parámetro de operación?

Como una posible respuesta al problema planteado, se establece la siguiente **Hipótesis:** Con la variación del valor de apertura de choque en el pozo surgente XX-7 será posible elevar sus niveles de producción.

Para dar solución al problema se plantea el siguiente **Objetivo General:**

Evaluar el impacto de apertura de choque del pozo XX-7 para lograr incrementar la producción.

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

- Recopilar los datos necesarios para la construcción del modelo matemático basado en correlaciones empíricas para el pozo XX-7.
- Construir y validar el modelo mediante la determinación de las correlaciones empíricas que más se ajustan a los parámetros productivos actuales del pozo XX-7 utilizando el software (PIPESIM).
- Realizar análisis de sensibilidad para diferentes cambios de parámetros de operación.

Estructura del Trabajo: El desarrollo de esta Investigación constará de: tres capítulos,

El **Capítulo # 1**, “Análisis Bibliográfico”, constituye el marco teórico de la investigación. Se realizó una búsqueda bibliográfica relacionada con el tema de investigación que permite llegar a conclusiones importantes que darán paso a la realización del capítulo II.

Capítulo # 2, Diseño Metodológico. En este capítulo se explica cuál es el objeto del estudio y se representa el análisis del tipo de la investigación y el procesamiento metodológico para la elaboración del trabajo investigativo. Se tiene en cuenta la data recopilada para la validación del modelo y se definen los escenarios de contingencia a evaluar.

En el **Capítulo # 3**, “Resultados y Discusión”, se analiza los resultados obtenidos, mediante la metodología expuesta en los capítulos iniciales, abordando en detalles cada una de sus etapas, determinando la capacidad máxima de fluido a transportar.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

La necesidad de entender el comportamiento de una mezcla líquido - gas dentro de una tubería se ha hecho más imperativo en los últimos años, debido a que la industria petrolera en particular avanzaría en gran medida si se pudiese manejar eficientemente el flujo multifásico proveniente de los pozos antes de llegar al separador. Las ventajas de transportar el crudo sin separarlo antes son considerables ya que la cantidad de gas presente en el crudo tiene un efecto interesante: disminuye la viscosidad y densidad del mismo, facilitando así su transporte.

Dentro del tubo, la mezcla de fluidos puede presentar diversos arreglos que dependen de las velocidades superficiales y propiedades de cada sustancia así como de la inclinación de la tubería, arreglos que son conocidos como patrones de flujo y tienen gran influencia en la caída de presión que experimenta la mezcla, así como en la relación de volúmenes de cada fluido en el sistema; factores que afectan directamente en las propiedades físicas de la mezcla. En particular, al trabajar con flujo multifásico líquido-gas, la relación volumétrica o *holdup* representa el volumen de líquido o gas presente en una sección volumétrica de tubería. (Ovadian, 2000)

Si se conociera extensivamente el comportamiento detallado de las sustancias dentro de la tubería, sería posible manipular las condiciones de trabajo para aprovechar al máximo la presión del flujo, la cantidad de gas, y/o el patrón de flujo presente, para así economizar en equipos de transporte, red de tuberías y accesorios, medidores, equipos de separación y otros, de acuerdo con las características del sistema y la topografía de la región considerada. (Bertucci, 2006)

1.1. Fundamentos de flujo multifásico

El flujo multifásico es definido como el movimiento concurrente de gas libre y líquido (agua y petróleo) en tuberías, este puede ser en cualquier dirección. El gas y el líquido pueden existir en forma homogénea, o el líquido puede estar en forma de bala o tapón y el gas detrás empujando. El líquido y el gas pueden también fluir paralelo uno de otro, u otra combinación

de parámetros de flujo pueden estar presentes. El gas puede fluir con dos líquidos (normalmente petróleo y agua), y la posible existencia de estos líquidos emulsionados (James, 2002)(Cartas, 2010) y (Barnea, 1980).

El flujo multifásico se refiere al flujo simultáneo de dos o más fases distintas en pozos, tuberías y equipos de proceso. Las mezclas multifásicas más comunes son las mezclas líquido - líquido - gas, como petróleo - agua - gas. El flujo bifásico es el caso más sencillo de flujo multifásico. El flujo bifásico se define como el flujo simultáneo de una mezcla heterogénea, es decir, se presentan dos fases con propiedades físicas distintas, separadas por una interface definida (Torres, 2006), (Hasan, 1992).

Este se observa durante la producción y transporte de las fases líquidas (petróleo y agua) y la fase gaseosa (gas), ya sea en el yacimiento como a través de la tubería de producción, bien sea en tuberías horizontales, verticales o inclinadas, debido a la simultánea producción de hidrocarburos y agua presente en el yacimiento. En algunos casos, alguna de las fases se puede originar durante el transporte, principalmente debido a la disminución de la temperatura, ejemplo: la formación de condensado de hidrocarburos, agua libre, hidratos o parafinas (Azocar, 2007).

Entre las características del flujo multifásico, se pueden destacar las siguientes:

- La apariencia física del fluido varía con la composición de la mezcla
- Presenta una mecánica de fluidos más compleja que la del flujo monofásico
- La caída de presión depende del régimen en el que se encuentre el flujo
- Las correlaciones existentes tienen mayores restricciones y son menos confiables que aquellas utilizadas para flujos en una o dos fases.

El flujo multifásico es comúnmente encontrado tanto en tuberías verticales como horizontales y es allí donde se producen las mayores pérdidas de energía a través del pozo, es decir, casi más de un 80% de la energía total. Esto ha traído como consecuencia el desarrollo de diferentes investigaciones, obteniéndose ecuaciones que determinen el perfil de presiones a lo largo del pozo, estas ecuaciones han sido adaptadas a diferentes software de simulación con el fin de simular dichos perfiles (Ruiz , 2007), (Y. Gonzales, 2008).

En el estudio del flujo multifásico, conocer el comportamiento de cada fase de la mezcla y a la vez como afecta su movimiento e interacción a las demás es fundamental para las correlaciones adecuadas, así como la presión de sus resultados.

1.2. Patrones de flujos

La determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo de fluido multifásico. El diseño las variables del flujo dependen en gran medida del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son las caídas de presión, el calor y los coeficientes de transferencia de masa, la distribución del tiempo de espera, y la tasa de la reacción química. En el pasado, ha habido una falta de acuerdo entre las definiciones del flujo multifásico y la clasificación de patrones de flujo. Algunos investigadores detallan lo más posible de los patrones de flujo, mientras que otros tratan de definir un conjunto de patrones de flujo mínimo. El desacuerdo se debe principalmente por la complejidad de los fenómenos de flujo y al hecho de que los patrones de flujo fueron por lo general determinados subjetivamente por las observaciones visuales, (Houlo ,2007).

Arirachakarn y otros (1989), publica que la diferencia fundamental entre el flujo monofásico y el flujo multifásico es la existencia de los patrones o los regímenes de flujo multifásico. El patrón de flujo se refiere a la configuración geométrica de los gases y las fases del líquido en la tubería. Las configuraciones de flujo difieren entre sí en la distribución espacial de la interface, dando lugar a diferentes características de flujo.

El patrón de flujo existente en un sistema de flujo dado en dos fases depende de las variables que figuran a continuación:

- Los parámetros de funcionamiento, es decir, las tasas de flujo del gas y el líquido.
- Variables geométricas, como el diámetro del tubo y el ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, es decir, la densidad, la viscosidad, y la tensión superficial, Arirachakarn y otros (1989).

En los últimos años, ha habido una tendencia a definir un conjunto aceptable de los patrones de flujo. Por un lado, el conjunto debe ser mínimo, pero por otro lado, se deben incluir los

parámetros aceptables, con pequeños cambios. Además, se debe aplicar a toda la gama de ángulos de inclinación. Según Peñarrete Tutillo (2012), plantea que un intento de definir un conjunto aceptable de los patrones de flujo ha sido realizado por Shoham (1982). Las definiciones se basan en datos experimentales adquiridos a lo largo de toda la gama de ángulos de inclinación, es decir, de flujo horizontal, flujo hacia arriba e inclinado hacia abajo, hacia arriba y flujo vertical descendente. A continuación se presentan las definiciones y clasificaciones de patrones de flujo.

1.2.1. Flujos horizontales

Los patrones de flujo existentes se pueden clasificar como un flujo estratificado (estratificado-suave o estratificado ondulado), Flujo intermitente (flujo *slug* y alargado- flujo burbuja), flujo anular y flujo disperso-burbuja como se muestra en el (Anexo 1).

Flujo Estratificado (ST).Este patrón de flujo de gas se produce con tasas de flujo relativamente bajas de gas- líquido. Las dos fases se separan por gravedad, por donde fluye la fase líquida en la parte inferior de la tubería y la parte gaseosa en la parte superior. El patrón de flujo estratificado se subdivide en estratificado Suave (SS), donde la interfase gas-líquido es suave, y estratificado-ondulado (SW), que ocurren en las tasas de gas relativamente más altas, en el cual las ondas estables se forman en la interfase. (Agrawal, 1971)

Flujo Intermitente (I). El flujo intermitente se caracteriza por un flujo alternativo de líquido y gas. Tapones o baches de líquido que llena la tubería de toda la sección transversal, están separados por bolsas de gas, que contienen un líquido de capas estratificadas que fluye a lo largo de la parte inferior de la tubería. El patrón de flujo intermitente se divide patrones *Slug* o tapón (SL) y alargado-burbuja (EB). El comportamiento del flujo de los patrones *Slug* y la burbuja alargada-son el mismo mecanismo con respecto al flujo intermitente.

Flujo Anular (A).El flujo anular se produce a velocidades de flujo muy altos de gas. Los flujos de la fase gaseosa en un núcleo de alta velocidad, que puede contener gotas de líquido retenido. El líquido fluye como una película delgada alrededor de la pared de la tubería. La interface es muy ondulada, lo que resulta en un esfuerzo de corte interfacial alta. La película en la parte inferior es generalmente más gruesa que en la parte superior, dependiendo de la magnitud relativa del gas y las tasas de flujo del líquido. En las menores tasas de flujo de gas,

la mayoría de los flujos el líquido van en la parte inferior de la tubería, mientras que las ondas inestables gaseosas son barridos en la periferia de tuberías y ocasionalmente se humectan en la pared del tubo superior. Este flujo se produce en el límite de transición entre un flujo estratificado-ondulado, *Slug* y anular.

1.2.2. Flujos verticales

En el flujo ascendente concurrente en tuberías verticales el eje del tubo está orientado positivamente en la dirección ascendente y los promedios temporales de los flujos volumétricos del gas y del líquido son mayores que cero. Los principales patrones de flujo encontrados en una tubería vertical son mostrados en el (Anexo 2), (Roumy, 1975).

En este rango de ángulos de inclinación, el patrón estratificado desaparece y es observado un nuevo modelo de flujo: el flujo transición (*churn*). Generalmente los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial, y menos dominados por la gravedad. (Torres, 2006), (Ramos, 2007)

La mayoría de los investigadores avocados a este estudio definen cuatro regímenes que pueden ocurrir en una tubería vertical. Los nombres y descripciones dadas por Orkiszewski serán usadas en esta discusión (Beggs, 1991)

Flujo burbuja (B): La fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería.

Flujo *slug* (SL): Este régimen es simétrico alrededor del eje de la tubería, la mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada "*Taylor Bubble*" con un diámetro casi igual al de la tubería. El flujo consiste en sucesivas burbujas Taylor separadas por tapones de líquido.

Flujo churn (CH): Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al *Slug*, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

Flujo anular (AN): Debido a la simetría del flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. En el flujo vertical corriente abajo, existe también a bajas tasas de flujo en la forma de *falling film*.

1.3. Modelos usados en la industria petrolera

(Craviño, 2007) y (Fair, 2013) indican que el flujo multifásico presenta una gran complejidad de fenómenos físicos y un alto número de variables asociadas a él, debido a esto se han desarrollado modelos simplificados basados en el comportamiento de los patrones de flujo, tales como los modelos mecanicistas y las correlaciones empíricas.

1.3.1. Correlaciones empíricas

Según Oviedo y Chaparro (2011) las correlaciones empíricas son aquellas en que se ajustan una serie de datos experimentales para correlacionar una variable determinada, teniendo mucho cuidado en que las mismas no se extiendan de sus rangos de validez. Estas correlaciones pueden considerar tanto el deslizamiento entre las fases como la existencia de patrones de flujo, por lo que, requieren de una metodología para determinar el patrón de flujo existente. Una vez determinado este, se evalúa para las condiciones dadas y se determina la correlación más apropiada. Entre las correlaciones empíricas más aplicadas se destacan las desarrolladas por: (Lockhart y Martinelli, 1949), Dukler *et al.* (1964), (Beggs y Brill, 1973) y (Mukherjee y Brill, 1985)

Ventajas:

1. Son modelos que bajo condiciones particulares de flujo, son formulados rápidamente.
2. Producen resultados con exactitud razonable sobre alcances bien definidos de condiciones de funcionamiento.
3. Son relativamente fácil para utilizar como herramientas de diseño.

Desventajas:

1. Las ecuaciones individuales tienden a no tener aplicación con suficiente exactitud para el alcance amplio de condiciones de flujo usualmente encontradas en la práctica.
2. El uso de varias correlaciones diferentes para predecir las condiciones hidráulicas de los sistemas autoritarios de flujo en un sistema de tubería puede dar como resultado dificultades numéricas y/o predicciones discontinuas.

3. Las técnicas empíricas no se ocupan de los fenómenos somáticos complejos que pueden ocurrir durante el flujo multifásico, la extrapolación más allá de las condiciones específicas para las cuales las correlaciones fueron desarrolladas pueden venir de fuentes no confiables, según (Brill,1987) las técnicas empíricas fueron una mejora en cuanto a:

1. La generación de mapas de régimen de flujo.
2. El desarrollo de correlaciones de régimen específicas para el líquido *holdup* y la predicción de pérdidas de presión.

1.3.2. Modelos mecanísticos

Los modelos mecanicistas permiten modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio, aplicando los principios de la conservación de la energía, la masa, y cantidad de movimiento a volúmenes de control que consideran como promedios las propiedades y velocidades de los fluidos. Un postulado fundamental de los modelos de flujo multifásico a través de una tubería, es la existencia de varias configuraciones espaciales de las fases o patrones de flujo. El primer objetivo de este tipo de modelado es determinar el patrón de flujo existente, para unas condiciones dadas y luego, se formulan modelos hidrodinámicos para cada uno de los posibles patrones de flujo. (Craviño, 2007) señala que los principales modelos mecanicistas fueron desarrollados por: Taitel y Dukler en 1976; Barnea en 1986; Taitel y Barnea en 1990; Xiao*etal.* en 1990; Ouyang en 1998 y Gómez*etal* en 1999.

Ventajas:

1. Realizan una experimentación intensiva, sistemática y automatizable sobre el modelo en lugar de hacerlo sobre el sistema natural.
2. Pueden mejorar nuestra capacidad de predecir la caída de presión y el colgamiento en las tuberías, especialmente en situaciones que no fácilmente se puede modelar en un laboratorio y para las cuales no están disponibles correlaciones empíricas fiables.
3. Las transiciones en mapas del régimen de flujo tienen una base analítica y son más atinadas en facilitar comparaciones con una gran variedad de datos.
4. Los modelos del régimen de flujo son en particular útiles para tratar efectos de inclinación de la tubería.
5. En general, las formulaciones mecanicistas proveen recursos para evaluar la incertidumbre en las predicciones de los análisis.

6. Este modelo, estando más cerca de primeros principios, no es sólo más ampliamente aplicable que las correlaciones empíricas actualmente disponibles sino también más fácil de versión mejorada. (Brill, 1987).

Desventajas:

1. Para poder aplicarlos se necesita un gran contenido de preparación y conocimiento.
2. De su implementación y su alto complejo de formulación y posterior solución, trajo consiguientes implicaciones.

La formulación mecanicista proviene de la siguiente secuencia de solución:

1. Predice el régimen de flujo correspondiente a las condiciones reales de explotación de las tuberías.
2. Utiliza modelos mecanicistas específicos para predecir submodelos como:
 - Líquido *holdup*
 - El factor de fricción de la interfaz
 - Las características del metal y de la burbuja
3. Utiliza modelos mecanicistas para predecir el total gradiente de presión según (Brill, 1987).

El autor después de analizar los criterios de diferentes investigadores en este tema considera que en los casos donde no se tenga un estudio previo para seleccionar los modelos, es necesario aplicar una metodología de solución que evalúe todos los modelos según sus limitaciones en el caso de estudio y la confiabilidad en el ajuste de los mismos.

1.4. Métodos de producción en los pozos de petróleo

Los análisis de diseño, operación y optimización de los métodos de producción de petróleo están afectados por una amplia gama de variables entre las cuales se encuentran:

Presión de capa: la presión de capa se conoce también como presión del yacimiento, de reservorio o energía de la capa. Esta energía una vez perforado el pozo, induce el movimiento de los fluidos desde la capa productora hasta el caño por el diferencial de presión recién creado entre estos medios. Si la presión del yacimiento es alta, el hidrocarburo saldrá hasta la superficie ayudado por esta energía; de ser baja, entonces se procederá a la implementación de un método de extracción más apropiado según las características de varios factores del

yacimiento. A medida que el pozo produce, la presión del reservorio decrece. En el transcurso de la vida productiva del pozo o del yacimiento en general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas. La presión natural del yacimiento es producto de la naturaleza misma del yacimiento. Se deriva del mismo proceso geológico que formó el petróleo y el yacimiento que lo contiene. De igual manera, el gas en disolución en el petróleo o casquete de gas que lo acompaña, representa una fuerza esencial para el flujo del petróleo a través del medio poroso (Barberii, 1998).

Relación gas-petróleo: se le denomina a la cantidad de m³de gas/1m³de petróleo al fenómeno producido cuando se encuentra el crudo bajo condiciones de altas temperaturas y elevadas presiones en el yacimiento, en estas condiciones dicho crudo posee un determinado % de gas disuelto, el cual al formar una sola fase con el crudo disminuye la viscosidad y es capaz de fluir con más facilidad, cuando es producido este crudo, se pone de manifiesto una producción inevitable de gas (el disuelto en el crudo) ,(Castellanos, 1 998).

La RGP se determina por la siguiente ecuación:

$$RGP = \frac{V_{gas}}{V_{Pet}} \quad (1.1)$$

dónde:

RGP – Relación gas-petróleo.

V_{gas} – Volumen de gas en un m³ de petróleo.

V_{pet} – Volumen de petróleo extraído.

Porcentaje de agua y sólido. El porcentaje de agua y sedimento (BSW) es una característica de gran importancia en la producción de petróleo, ya que influye negativamente en la calidad del petróleo producido, es uno de los factores que determinan la calidad de la producción, además influye notablemente en la eficiencia de bombeo (en el llenado de petróleo en la bomba, a mayor porcentaje de BSW menor cantidad de petróleo producido).Es importante señalar que un elevado porcentaje de BSW afecta en gran medida al proceso productivo, ya que va ser mayor la cantidad de agua a transportar y tratar, además puede definir el tiempo de producción de un pozo.(Ferrer, 2009). Uno de los requisitos de calidad que debe cumplir el

petróleo para ser vendido, es que tiene que tener 2% de BSW como máximo. Para alcanzar este porcentaje el crudo es sometido a un tratamiento termoquímico, (Díaz, 2007).

Caudal de Producción: cantidad de fluido producido por un pozo, en función del tiempo. Se le denomina Caudal de producción o caudal de fluidos (Qf). Se mide en barriles por día (BBPD) o en metros cúbicos por día (m³/día). El caudal de producción es un elemento que se debe tener en cuenta para seleccionar un método adecuado de extracción (Ríos, 2 001).

Temperatura del yacimiento: En la práctica, se toman medidas de temperatura en los pozos para tener idea del gradiente de temperatura. El conocimiento del gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de revestidores y sartas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos. La temperatura está en función de la profundidad. Mientras más profundo esté el yacimiento, mayor será la temperatura de éste, (Demoulin, 1998).

Caudal de petróleo, (Qp): El mismo varía con respecto al caudal de fluido en dependencia del por ciento de agua y sólido, los pozos que mayor variación tienen son aquellos que poseen un elevado BSW.

Índice de productividad: La afluencia de un pozo se relaciona con un parámetro denominado índice de productividad. El fluido entra en el pozo con una presión dinámica o presión de fondo fluvente (P_f), esta presión y la estática están referidas al tope del intervalo abierto como profundidad de referencia. El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y es una propiedad comúnmente medida. En algunos pozos, generalmente, los que producen bajo empuje hidráulico, el índice de productividad permanece constante para una amplia variación en tasa de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo. (Berger, 1992)

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (1.2)$$

dónde:

IP: Índice de productividad (m³/día/atm).

Q: Tasa de producción o caudal de fluido (m³/día).

Pe: Presión estática del reservorio o presión de capa (atm).

Pwf: Presión del fondo del pozo (atm).

Presión de fondo: es la presión que existe en el fondo del pozo cuando el pozo está produciendo, esta presión siempre debe tratarse que sea suficientemente pequeña para que permita la entrada de mayor cantidad de petróleo al fondo del pozo y lo suficientemente grande para que ponga el petróleo en la superficie.

Presión de superficie: es la presión que existe en la boca del pozo manométrica, cuando el petróleo está produciendo, ya sea por la camisa de producción del pozo por la cual se extrae el fluido mediante el método de surgencia natural (*casing*) o por la tubería de producción del pozo por la cual se extrae el fluido mediante el método de levantamiento artificial (*tubing*).

Petróleo muerto: un crudo muerto o petróleo muerto es aquel que a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente no libera gas, (Anexos 6), (González, 2008).

Petróleo vivo: un petróleo vivo o crudo vivo es aquel que contiene aun gas disuelto y al disminuir la presión y temperatura del sistema libera cantidades significativas de gas (Anexo 5).

Existen dos tipos fundamentales de métodos de explotación de pozos de petróleo, ellos son: el método natural o por surgencia y el método de elevación artificial. A continuación explicamos ambos métodos.

1.4.1. Método natural

Este método de extracción de petróleo es el menos complicado y más económico 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.

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 (Barberi, 1998) y (Guido, 1971).

1.4.2. Método de elevación artificial

Cuando la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente como para llevarlos hasta la superficie, se recurre a métodos artificiales para la continuación de la extracción del petróleo. Con el levantamiento artificial comienza la fase más costosa de la explotación de un yacimiento.

Los principales métodos de levantamiento artificial son por, levantamiento artificial por gas o Gas *Lift*, bombeo electro sumergible, bombeo de cavidad progresiva (Anexo3), y bombeo mecánico (Anexo4).

Estos dos últimos son los más usados por las características del crudo cubano (Certificación Internacional de Operadores en Producción de Petróleo y Gas, 2007), (Correa, 2005).

1.5. Determinación de las Propiedades de los Fluidos

Vasquez (1976), plantea que en la industria del petróleo la solución de cualquier problema de flujo de fluidos requiere el conocimiento previo de las propiedades físicas del fluido a transportar dentro de las más significativas se encuentran la solubilidad del gas en el petróleo (R_s), porcentaje de agua y sólido (BSW), la viscosidad (μ) y la densidad (ρ). Según (Velásquez, 1999) basado en lo planteado por Vásquez y otros (1980), son las que más afectan el flujo del fluido a transportar.

También es importante, conocer el factor volumétrico (B_0), la gravedad específica (γ_0) y los grados de disolución ($^\circ\text{API}$), por su incidencia directa en el comportamiento hidráulico a lo largo de una línea de flujo de petróleo, estas propiedades se manifiestan de manera diferente en crudos vivos y crudos muertos.

1.5.1. La gravedad específica o densidad relativa (γ_0)

De Ghetto y otros (1995), expresan que la densidad del petróleo: es la razón entre la masa de una unidad de volumen de petróleo a una determinada presión y temperatura.

(Chirinos. M, 1983), plantea que la gravedad específica del petróleo: Es la relación de su densidad (ρ) con respecto a la del agua destilada (ρ_w) a 60°F , y 1 atm de presión.

Para el petróleo la gravedad se expresa en términos de °API (*American Petroleum Institute*), y es definida por la correlación siguiente:

$$\rho_o = \frac{1415}{1315 + \text{°API}} \quad (1.3)$$

La clasificación de los crudos de acuerdo a la gravedad API se muestra en la Tabla 1.1

Tabla 1.1 Clasificación del crudo de acuerdo a la gravedad API (Intervep, PDVSA, 2005).

Crudo	°API
Liviano	> 31
Mediano	22 – 31
Pesado	22 – 10
Extrapesado	< 10

La densidad es función de la cantidad de gas en disolución (Rs) para crudo vivo:

$$\rho_o = \frac{\rho_o + 0.0764 \cdot \rho_g \cdot R_s}{615 \cdot B_o}$$

dónde:

ρ_o : Libras másica / pies cúbico, (lbm/pe³)

ρ_g : Pies cúbicos estándar/ barriles estándar, (PCS/BS)

B_o : Factor de volumen de crudo vivo, (bbl/STB)
 B : Factor de volumen de gas, (bbl/STB)
 R_s : Cantidad de gas en disolución, (SCF/STB)
 ρ_o : Densidad del crudo vivo, (lbm/pe³)
 ρ_g : Densidad del gas, (lbm/pe³)

ρ :

: Densidad del gas.

Para el crudo muerto, la presión tiene un efecto insignificante sobre la densidad de los líquidos, la temperatura es la única variable que debe ser tomada en cuenta al sentar las bases para la gravedad específica o densidad relativa. (Campbell -Petroskills, 2008).

16

$$\rho = \frac{350}{5} \quad 0 \quad (1.4)$$

1.5.2. Presión de burbujeo, P_b

La presión de burbuja de un sistema de hidrocarburos es definida como la mayor presión a la cual a una determinada temperatura se encuentra en equilibrio termodinámico, el 100 % de la fase líquida con la primera burbuja de gas. De tal forma que a presiones menores que la presión de burbujeo se tienen dos fases en equilibrio, la fase líquida (petróleo con su gas en disolución) y la fase gaseosa (gas natural o el condensado).

Las siguientes correlaciones permiten determinar la presión de burbuja o de saturación, de un petróleo cuando se conocen la razón gas en disolución de petróleo, la gravedad del crudo, la gravedad específica promedio del gas producido y la temperatura.

Correlación de Standing, M.B.

Utiliza 105 datos experimentales de la presión de burbuja de 22 sistemas de hidrocarburos de los campos de California, Standing (1947), propuso una correlación gráfica para determinar la presión de burbuja de sistemas de petróleo crudo. El error promedio reportado es del 4,8%. Standing (1981), realiza un ajuste a la correlación propuesta por él en 1947 con la siguiente expresión matemática:

$$P_b = 182.4 \left[\left(\frac{R_s}{10} \right)^{0.8} \right] \left(\frac{1}{T} \right)^{-1.75} \quad (1.5)$$

dónde:

P_b : Presión de burbuja; I_{pca}

T: Temperatura del sistema, °F

R_s : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BM

Esta correlación se debe utilizar con precaución si se conoce que componentes no hidrocarburos están presentes en el sistema.

Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.

Vasquez y otros (1980), utilizan un total de 6004 datos experimentales para obtener la cantidad de gas en solución, correlación que puede ser resuelta de la siguiente manera:

$$R_s = \left[\frac{P_b}{14.7} \right]^{1.75} \left[\frac{T}{520} \right]^{-1.75} \left[\frac{R_s}{10} \right]^{-1.75} \quad (1.6)$$

dónde:

P_b : presión de burbujeo, Ipca

T: temperatura del sistema, °F

R_s : razón gas disuelto-petróleo, PCN/BM

La gravedad específica del gas disuelto a la presión de referencia del separador (), es definida por:

$$G_g = \left[\frac{P_b + 14.7}{14.7} \right]^{0.7} \left[\frac{T}{520} \right]^{-0.7} \left[\frac{R_s}{10} \right]^{-0.7} \quad (1.7)$$

Correlación de Glaso, O (1980)

Glaso a partir de 45 muestras de petróleo del Mar del Norte, crea una correlación para la determinación de P_b . Años más tarde Sutton y Farashad, (1984) encontraron que la correlación de Glaso, es la mejor en precisión y predicción de resultados, aunque la precisión disminuye para relaciones gas petróleo mayor a 1400 PCS/BS.

$$\log(P_b) = 17669 + 17447 \log(F) - 0.0218 (F)^2 \quad (1.8)$$

Donde F: factor de volumen de petróleo

Marhoun (1987), utiliza 160 presiones de burbujeo determinadas experimentalmente a partir de 69 análisis PVT de mezclas de hidrocarburos desarrollando una correlación para estimar la presión de burbuja. El error promedio absoluto reportado para la correlación es 0,03% y una desviación estándar de 4,536 % cuando es comparada con la data experimental usada para el desarrollo de la correlación.

Años más tarde Dukla y otros (1992), desarrollaron una correlación para el cálculo de la presión de burbujeo, con un error relativo promedio reportado para la correlación es de 0,45% y una desviación estándar de 10,378 %. Utilizando 51 análisis PVT de crudos de los Emiratos Árabes Unidos.

Farshad y otros (1993), realizaron una modificación de la P_b , utilizando 81 análisis PVT de crudos del Golfo de México, con un rango de error de $\pm 0,17\%$ y una desviación estándar de 4,18 %.

(Kartoatmodjo, 1994), utilizando 5392 puntos de datos obtenidos de 740 muestra de crudos del Sud-Este de Asia (Indonesia), Norte América, Medio Oriente y América Latina, desarrolla una nueva transformación para la obtención de la presión de burbuja con un error de 3,34032 % y una desviación estándar de 263,08 % .

1.5.3. Solubilidad del Gas en el Petróleo, R_s

La razón gas en disolución - petróleo, se define como el pie cúbicos normal (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura como se muestra en el (Anexo 7).

Un crudo está saturado cuando existe a una presión menor que la de burbujeo y contiene en solución la máxima cantidad de gas que puede admitir, de tal manera que al disminuir la presión, el gas contenido en él se libera.

Un crudo se considera subsaturado (no saturado) cuando se encuentra a una presión mayor que la presión de burbujeo y retiene en disolución una cantidad de gas igual a la que existe en el punto de burbuja, o sea, inferior a la que puede admitir a la presión a la cual se encuentra.

(Standing, 1947) desarrolla una correlación que puede ser usada para petróleos extrapesados menor de 10°API . El error promedio de esta correlación es del 10% y el rango de datos utilizados para generarla fueron obtenidos mediante un proceso de liberación instantanea en dos etapas.

Los factores que afectan la solubilidad del gas en el petróleo son los siguientes.

- Presión: al aumentar la presión, aumenta la relación de gas R_g , cuando $P < P_b$.
- Temperatura: al aumentar disminuye la R_g ,
- Gravedad del petróleo: al aumentar los °API aumenta la R_g .
- Gravedad del gas: al aumentar la gravedad específica del gas aumenta R_g .
- Tipo de separación: la manera como el gas se separa del petróleo, produce diferentes valores de R_g .

Existen dos tipos de separación: Instantánea y diferencial.

Durante el proceso de separación instantánea, la composición del sistema (mezcla gas-petróleo en equilibrio) no cambia, el gas separado siempre permanece en contacto con el petróleo, hasta que todo el gas se separa. En cambio durante el proceso de separación diferencial, el gas liberado a cada disminución de presión, se separa del petróleo y por tanto cambia la composición del sistema.

Como a nivel de laboratorio estos procedimientos se realizan a temperatura constante, se libera más gas que en el proceso instantáneo, debido a que los componentes intermedios del sistema (propanos, butanos y pentanos) en fase líquida, se vaporizan en mayor proporción al estar en contacto con el gas total separado, acentuándose esto a bajas presiones.(Standing, 1947).

1.5.4. El factor volumétrico del petróleo, B_o , en PCS/BN

El factor volumétrico del petróleo se define como el volumen que ocupa a determinadas condiciones de presión y temperatura un barril de petróleo más los pies cúbicos normales de gas que existen en disolución.

También puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al variar las condiciones de presión y temperatura, debido a la expansión líquida y/o liberación del gas en disolución.

Cuando el petróleo al pasar a la superficie, bajo las condiciones de producción, sufre disminución en la presión y temperatura, proporcionando esto la separación de gas que se encuentra en disolución. Éste proceso, conduce a una disminución de volumen del líquido

producido cuando llega a superficie, es por esta razón que el valor de B_o , es mayor que la unidad. (Standing, 1947)

➤ **A presiones menores que la presión de burbuja**

Para determinar el valor del factor volumétrico a presiones menores que las normales se puede utilizar las siguientes correlaciones:

Standing (1947), reporta un error promedio de 0,01 %, con una desviación estandar de 0,34 % para la correlación (ocho puntos en el rango de $150 < F < 1880$).

Vásquez y Beggs (1980), también presentaron una correlación para calcular el B_o , con un porcentaje de error de 4,7%.

De igual forma Glaso determino una correlación con un porcentaje de error de $\pm 0,43$, mucho menor que la presentada por Vásquez y Beggs (1980). La misma presenta una desviación estandar de 2,18 %.

Las correlaciones presentadas permiten estimar los valores de B_o , a presiones menores que la P_b . En estos casos se debe utilizar el valor de la solubilidad del gas en el petróleo a la presión y temperatura deseada, en el lugar del valor en el punto de burbuja. Además, se debe considerar la posible variación de las gravedades del petróleo de tanque y del gas en disolución con presión. (G W y otros, 1972)

➤ **A presiones mayores que la presión de burbuja**

Los valores del B_o del petróleo por debajo de la P_b (petróleo saturado), están afectados tanto por la solubilidad como por la compresibilidad, mientras que por arriba del punto de burbuja (petróleo subsaturado), la solubilidad es constante y por lo tanto influye la compresibilidad del crudo.

Basado en lo anteriormente dicho, puede determinarse el factor volumétrico del petróleo a presiones mayores que la presión de burbujeo, si se conoce la compresibilidad del crudo, utilizando la siguiente correlación:

$$B_o = B_{ob} E [C_o (P_b - P)] \quad (1.9)$$

dónde:

Bo: Factor volumétrico del petróleo a $P > P_b$, PCS/BN

Bob: Factor volumétrico del petróleo a P_b , PCS/BN

Pb: Presión de burbujeo, lpc.

P: Presión del sistema, lpc

Co: Compresibilidad isotérmica del petróleo, Libras por pulgadas cuadrada (lpc^{-1})

1.5.5. Compresibilidad del petróleo, Co

La compresibilidad isotérmica de un fluido se define, como el cambio fraccional en volumen con cambio de presión a temperatura constante, o sea:

$$-\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T = -\frac{1}{B_0} \left(\frac{\partial B_0}{\partial P} \right)_T \quad (1.10)$$

dónde:

Co: Compresibilidad, lpc^{-1}

Las siguientes correlaciones permiten determinar la compresibilidad isotérmica del petróleo a presiones mayores que la presión de burbuja (petróleo subsaturado).

Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D (1980).

$$C_o = \frac{1433}{5} \frac{R}{1180} \frac{T}{12} \frac{API}{P * 10^5} g_c$$

dónde:

P: Presión del sistema, lpc

T: Temperatura del sistema, ° F

Rs: Razón gas-disuelto petróleo, PCN/BN.

g_c : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm, (aire=1)

$$C_o = -V \quad \quad \quad P \quad \quad \quad T$$

$$C = - \quad + \quad - \quad - \quad + \quad .61(\text{ }) \quad \quad \quad (1.11)$$

Vásquez y Beggs (1980) utilizaron 4486 puntos de datos en el desarrollo de esta correlación, y no reportan ningún rango de error.

Otras autoridades en el tema como Farshad y otros, (1993), hicieron aportes correlacionales en la determinación de la compresibilidad, reportan un error de -0,17 % y una desviación estándar de 11,32 %.

1.5.6. Viscosidad 0

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas al fluir. En el caso del petróleo se deben distinguir dos tipos de viscosidad, la viscosidad del crudo muerto y la viscosidad del crudo vivo a una determinada presión y temperatura como se observa en el (Anexo 8). (Andrade, 1934).

En ambos casos, con el aumento de la temperatura, se disminuye la viscosidad, sin embargo, un aumento de presión, en el primer caso (crudo muerto) aumenta la viscosidad y en el segundo caso (crudo vivo) la disminuye, debido a que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

Khan y otros (1987), plantean basándose en lo expresado por Andrade (1934), que a temperatura constante, a presiones menores que la presión de burbuja la viscosidad disminuye con incremento de presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por arriba del punto de burbuja la viscosidad aumenta con la presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas en el petróleo y solo actúa la compresibilidad

La viscosidad de crudos con gas en solución a presiones menores o iguales a la presión de burbujeo ($P \leq P_b$) se calcula a partir de las siguientes correlaciones.

Standing (1981), a partir de la gráfica generada por Chew y otros (1959), dicha gráfica fue generada a partir de 457 muestras de petróleo, para un rango de presión de 132-5645 Psia, Temperaturas entre 72 y 292°F, Solubilidad del gas entre 51-3544 PCS/BS y viscosidad del crudo muerto entre 0,377 y 50centipoise(cps) .

$$\rho = \left[\frac{0.0001 \times \rho_{od}^7}{\rho_{od}^4} \right]^b \quad (1.12)$$

Correlación de Kartoamodjo y Schmidt

Kartoamodjo y Schmidt (1994), presentaron la siguiente correlación:

$$\rho = -0.0001 \rho_{od}^7 + 9824 \rho_{od}^4 + 40 \rho_{od}^5 + 2$$

Ellos utilizaron un total de 5321 puntos de datos para el desarrollo de la correlación, reportando un error promedio de 0.8034% respecto a los valores experimentales.

Años más tarde Arguillier y otros (2005) realizaron un ajuste a la correlación presentada por Lederer (1933) y Shu (1984). Ellos muestran el efecto que ocasiona la mezcla de hidrocarburos con solventes (Nafta), ya que la constante disolución eleva la eficiencia de las moléculas de enlace facilitando la transportación del crudo a través de oleoductos.

1.5.6.1. Viscosidad del crudo vivo y muerto en el PIPESIM

Para la determinación de la viscosidad del crudo vivo y muerto en el PIPESIM, se utilizan las correlaciones que se muestran en el (Anexo9), donde se puede observar que para crudo pesado y extrapesado vivo en el rango de $7 \leq 22$ ° API, la única correlación que se utiliza es la De Ghetto (1995), la cual se crea a partir de un ajuste de las correlaciones propuesta por Standing (1981), Kartoamodjo (1990) y Labedi (1992).

En cuanto a la viscosidad del crudo muerto las correlaciones que se utilizan son las de DeGhetto (1995) y Glaso (1980), esta última se genera a partir de 6 muestras de petróleo crudo del Mar del Norte variando la temperatura y la presión atmosférica, la correlación obtenida es válida para utilizarse con todo tipo de mezcla de crudo del mundo.

1.6. Deslizamiento y colgamiento

El colgamiento (*holdup*), es la fracción de líquido, definida como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por el líquido con respecto al volumen total de la tubería. Varía a partir de cero para flujo monofásico de gas hasta uno para cuando se tiene flujo de líquido únicamente.

$$= 10^{(R_s (z - 1) R_s \# 10))}$$

24

$$0.6821 \quad 0 \quad A \quad .34 * 10 \quad A \quad (1.13)$$

Cuando la fracción de líquido no tiene deslizamiento es conocido como colgamiento sin deslizamiento o contenido de líquido de entrada, es definida como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

Podemos observar que la diferencia entre el colgamiento del líquido y el colgamiento sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases gas y líquido.

En una descripción esquemática de la relación entre el deslizamiento y colgamiento, ver (anexo 10), la parte A muestra el caso de condición de no deslizamiento, en la que el gas y la fase líquida viajan a la misma velocidad, es decir, $V_G = V_L$, por esta condición, es posible mostrar la definición de la velocidad de deslizamiento

Físicamente, la condición para que no exista deslizamiento, las dos fases viajan a la misma velocidad, líquido *holdup* (HL) es simplemente igual a la relación de la tasa de flujo volumétrico de líquido y a la tasa de flujo volumétrico total, por ejemplo, en el flujo homogéneo o disperso, flujo de burbujas, con tasas de flujo para el líquido en altas y bajas para el gas. Bajo esta condición de flujo, la fase de gas se dispersa en pequeñas burbujas en un proceso continuo en fase líquida. Debido a la tasa de flujo altas del líquido, las burbujas de gas se llevan por la fase líquida a la misma velocidad, lo que resulta en el deslizamiento cero. Así, por esta condición de flujo, in-situ líquido *holdup* es igual al no-slip o no deslizamiento del líquido *holdup*, es decir, $HL = \lambda_L$.

Por lo general, el gas y el líquido no se mueven a la misma velocidad, y el deslizamiento se lleva a cabo entre las dos fases. Los movimientos en fase gaseosa a una velocidad superior a la fase líquida debido a la flotabilidad y reducción de las fuerzas de fricción. De la consideración de continuidad, si se mueve la fase de gas, más rápido que la fase líquida, la sección transversal de la fase de gas se reduce, mientras que la sección transversal de la fase líquida aumenta.

1.7. Correlaciones de flujos verticales y horizontales

Diversos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías horizontales y verticales, (anexo11) y (anexo12), basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los

fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas - líquido. (Ruiz Prada, 2007).

1.8. Simuladores comerciales en la industria petrolera (software)

La tecnología computacional y de simulación del flujo de fluido por tuberías o *pipeline* proporciona mucha información de las condiciones de trasiego; realiza los cálculos simplificados y obteniendo resultados precisos. De esta manera se maximiza la producción y la protección de las tuberías, de los daños a los que pueda ser expuesto. Entre las diversas herramientas de *software* empleadas actualmente a nivel mundial tenemos:

1. PIPESOFT-2™: es un simulador de flujo y transferencia de calor ideal para pozos y líneas de tubería. El programa optimiza la producción, para ello se basa en las soluciones de las leyes de flujo de fluidos, evaluando el comportamiento dentro del pozo, las líneas y los sistemas de producción e inyección. (Bedoya y Fontecha, 2010).
2. PVTLIB™ (Petróleo negro/propiedades composicionales): es un programa que trabaja con gran precisión para determinar las propiedades físicas del gas y petróleo utilizando dos ecuaciones de estado, Redlich-Kwong-Soave (RKS) y Peng-Robinson (PR), con bastante exactitud en el cálculo de reservas y de la producción. Éstas permiten obtener un análisis composicional completo del fluido. Este software enlaza más de 140 correlaciones PVT para gas y petróleo. (Santibáñez, 2007).
3. OLGA: es un modelo de dos fluidos, unidimensional y dinámico (válido para régimen transitorio o variable), en el que se especifica un sistema de ecuaciones constituido por las ecuaciones de conservación, momento y energía, con ecuaciones de ajuste, definidas mediante correlaciones de parámetros, tales como la fracción de volumen de líquido y el factor de fricción interfacial, además de condiciones iniciales y de frontera. Para resolver esta serie de ecuaciones dentro de OLGA, se seleccionan los métodos implícitos por ser los más adecuados al tratar con regímenes transitorios lentos. (Ellul et al., 2004; Schlumberger, 2013 y Molina, 2015).
4. PIPEPHASE: es un simulador de flujo multifásico en estado estacionario y permite simular pozos, tuberías y redes de tuberías, tanto para el transporte de hidrocarburos como

de agua y vapor. Este simulador cuenta con una interfaz de usuario que facilita la construcción de modelos y el análisis de resultados, además de un módulo para optimización de flujo en redes de conducción de fluidos. (Bedoya y Fontecha, 2010 y Fernández et al., 2014).

5.SARFM (Software Analizador de Redes de Flujo Multifásico): se usa frecuentemente para identificar situaciones que requieren más detallado la simulación transitoria, además del análisis nodal. Presenta una colección variada de otras tareas específicas de simulación y ofrece una solución de modelos para estudiar sistemas multifásico de flujo. Es un simulador totalmente flexible en cuanto a la visualización de los detalles que se muestran, es capaz tanto de mostrar el resultado final de la simulación, como de mostrar cualquiera de los pasos intermedios por los que hay que pasar. (Velasco, 2013)

6.PIPESIM: es un simulador de flujo multifásico en estado estacionario que se utiliza en el diseño, la optimización y el análisis diagnóstico en yacimientos, pozos, equipos y redes de transporte en sistemas de producción de petróleo y gas que procesan fluidos multifásicos de hidrocarburos vivos(anexo13),(Schlumberger, 2010).

Entre las ventajas de este *software* tenemos:

- Además del análisis nodal, PIPESIM incluye operaciones específicas para la generación de tablas de desempeño para los simuladores de yacimientos y perfiles de presión/temperatura estándar utilizando múltiples parámetros de sensibilidad.
- La aplicación PIPESIM incluye todos los tipos de modelos de terminación estándar para pozos verticales, horizontales y fracturados y posibilita el modelado de terminaciones complejas de varias capas, utilizando diferentes parámetros de desempeño de yacimientos y descripciones de fluidos.
- Incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, tanto empíricas como mecánicas que constituyen el estándar industrial de hoy en día, ajustando los datos de pozos medidos a estas correlaciones con el fin de identificar la correlación más apropiada para su análisis.

En el mercado hay otras herramientas de softwares pero sin duda estas son las más utilizadas y reconocidas en la industria petrolera. Se deba aclarar que la empresa actualmente solo cuenta con la licencia del PIPESIM, por tanto, será la herramienta a utilizar, el mismo resulta muy apropiado para el trabajo en cuestión considerando las ventajas señaladas anteriormente.

1.9. Conclusiones parciales

- ✓El flujo multifásico presenta distribuciones espaciales de las fases conocidas como patrones de flujo, los cuales están sometidos por fenómenos de transporte que rigen el perfil de las presiones del fluido a lo largo del sistema.
- ✓Como resultado del análisis de la información adquirida se decide utilizar las correlaciones empíricas debido a lo práctico de su uso con niveles de precisión aceptables en lugar de las correlaciones mecanicistas por ser éstas últimas de mayor complejidad y requerir mayor cantidad de datos no disponibles al momento de la investigación.
- ✓De los programas utilizados para la simulación de procesos petroleros, la herramienta que se utiliza en el trabajo es el *software* PIPESIM, debido a la amplia gama de aplicaciones que posee.

CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS.

2.1. Descripción del caso base

Esta investigación está dirigida al logro de mejoras en la producción del pozo XX-7 perteneciente al Centro Colector 11. Para esto, se dispuso de la información necesaria que permitió analizar el funcionamiento del pozo en cuestión sobre la base a los parámetros fundamentales de su explotación y a partir de ese análisis, valorar las medidas que se pueda proponer al pozo.

2.2. Características generales del yacimiento Varadero

El yacimiento Varadero se encuentra ubicado en la parte norte de la provincia de Matanzas, en la parte septentrional de la Franja Gasopetrolífera del Norte de Cuba, la cual se caracteriza por la presencia de mantos de carbonatos sobrepujados, en dirección NW – SE, aunque a veces aparecen rotados. El yacimiento fue descubierto durante el ensayo del pozo VD – 01, en los depósitos carbonatados del Cretácico Inferior en la década del 70, a través de la entrada de petróleo viscoso de 9–10 ° API. El yacimiento “convencionalmente” en su área conocida está constituido por dos mantos, denominados Central y Norte, el primero más estudiado que el segundo. Dentro del yacimiento si bien no existen fronteras laterales continuas, han sido separados varios sectores denominados de Oeste a Este, Oeste nuevo, Oeste, Central, y Este, los cuales se diferencian por comportamientos productivos, y niveles de productividad diferenciado de los pozos (González, 2007; Rizo, 2007; Departamento de Yacimiento, 2013).

En el área también se encuentran otros yacimientos como se muestra en la figura 2.1

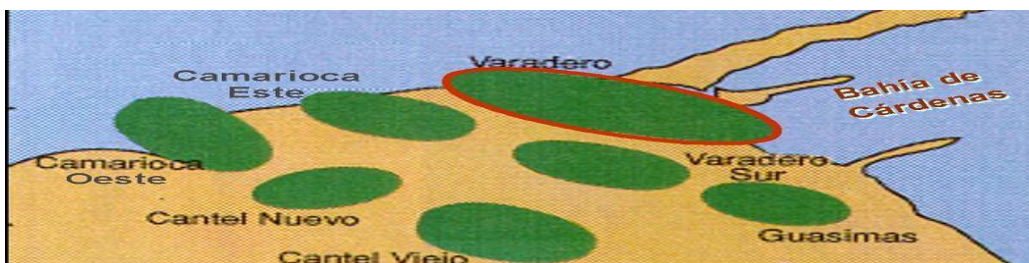


Figura 2.1: Localización del yacimiento Varadero

2.3. Caracterización tecnológica del proceso

2.3.1. Descripción de la Instalación

El Centro Colector 11 se encuentra ubicado en el territorio de la comunidad Julián Alemán ‘‘La Conchita’’ en el km 26, Vía Blanca, Cárdenas, Matanzas y se localiza dentro de la zona geológica de prospección y desarrollo del yacimiento Varadero Oeste Extendido; cuenta en el campo con un ramillete integrado por nueve pozos (Anexo14), de ellos ocho explotan el yacimiento Varadero Oeste y el pozo restante el yacimiento Camarioca. Estos son caracterizados por tener la mayor producción de todos los operados por la entidad, representando el 25% de la producción total de la EPEP-Centro. El proceso de producción se realiza de forma continua durante todo el año y cuenta con cinco áreas fundamentales:

1. Área de Extracción.
2. Área de Separación.
3. Área de Almacenamiento.
4. Área de Trasiego.
5. Área de Tanques.

Dentro de la instalación del Centro se encuentran la oficina de control del Jefe de Turno, pantry, oficina del tecnólogo y baño; además está la oficina de Jefe de Centro y dos locales donde se sitúan los medios de protección del hombre, los medios contra incendios y los productos para la limpieza de equipos. También existe un local donde están ubicadas las taquillas de los trabajadores con su baño y un Grupo Electrónico de 500 kW para una emergencia al ocurrir avería en el Sistema Energético Nacional o en situación de un Evento Meteorológico.

El crudo extraído de los pozos llega al colector de producción a través de las válvulas correspondientes, pasa al Separador Horizontal de Total(SHT), donde tiene lugar la separación efectiva del gas y el petróleo. El petróleo parcialmente desgasificado pasa al Separador Horizontal de Reservas(SHR) por diferencia de presión y de ahí a las bombas encargadas de transportarlo hacia la Estación de Rebombeo del Oeste, desde donde se bombeará hacia la Planta de Procesamiento de Crudo, para su tratamiento.

Los gases producto de la separación son enviados por gasoducto hacia la Empresa Mixta Energías S.A., para la producción de energía eléctrica y la obtención de subproductos como azufre, nafta y otros, en casos puntuales lo pasan al equipo que recibe y combustiona los gases separados que no son consumidos en ningún proceso industrial (flare), para su combustión.

Este sistema de recolección, transportación del crudo y el gas a través de oleoductos y gasoductos, es hermético por lo que minimiza el escape de gas a la atmósfera y las posibles afectaciones al medio ambiente.

La instalación cuenta además con un sistema de control automático SCADA compuesto por transmisores de presión y válvulas electroneumáticas. También existen válvulas de operación manual en el bypass del Separador horizontal de medición (SHM), SHT y los SHR, que da la posibilidad de regular la presión manualmente ante un mal funcionamiento de la válvula electroneumática o una salida de servicio de la misma.

2.3.2. Características del petróleo crudo que se procesa en el Centro

Parámetros	Unidades	Rango de valores
BSW	% V	9,50 – 10,50
Azufre	% P	5,488
Gravedad (60 °F)	API	9,30
Densidad (15 °C)	g/cm ³	1,0044
Viscosidad Dinámica (50 °C)	mPa.s	8221
Viscosidad Cinemática (50 °C)	mm ² /s	8336
Asfáltenos	% m/m	19,60
Contenido Carbono	% P	82,02
Parafinas	% P	0,60 – 1,40
Contenido Hidrógeno	% P	9,89
Contenido Vanadio	ppm	88 – 106
Contenido Níquel	ppm	28,00

Fuente: (Díaz, 2015).

2.4. Desarrollo del método de investigación

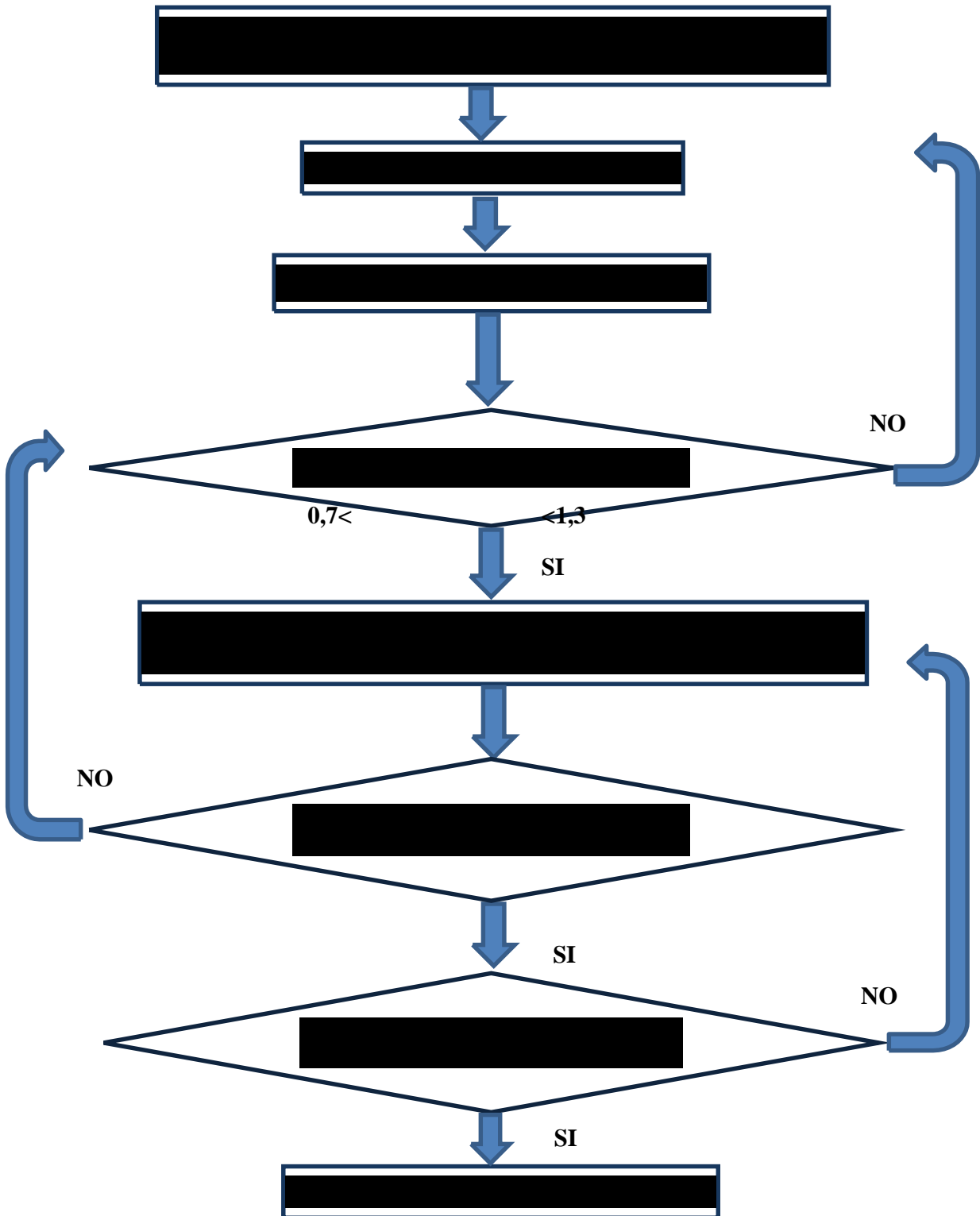


Figura 2.2: Desarrollo metodológico de la investigación.

2.4.1. Modelación del comportamiento hidrodinámico del pozo XX-7

Teniendo en cuenta que el uso de correlaciones empíricas desarrolladas con crudos que no son propiamente iguales a los producidos en el país, además de no contar para la investigación con ninguna referencia de la corrección de dichas correlaciones para crudos cubanos, se asumieron porcentos de aceptación de error basados en los criterios generales de precisión aportados por los autores de estas formulaciones matemáticas.

2.4.2. Construcción del esquema de producción

La construcción del esquema de producción se basa en situar todos los elementos que componen con su debida interrelación en la ventana principal del software (PIPESIM), (anexo15). La investigación solo comprende el comportamiento hidrodinámico del esquema productivo desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, por tanto los elementos son:

1. Yacimiento
2. Tubería
3. Choque

2.4.3. Introducción de datos

Luego de construido el esquema se introducen los datos necesarios de cada uno de los elementos que componen el esquema de producción así como la caracterización del fluido.

1. Yacimiento:
 - Presión de Yacimiento.
 - Temperatura de Yacimiento.
 - Índice de Productividad.
2. Tubería:
 - Survey.
 - Configuración del completamiento del pozo.
 - Gradiente térmico del pozo.
3. Choque:
 - Apertura del choque.

4. Caracterización del fluido:

- Relación Gas-Petróleo.
- % BSW.
- Densidad del agua.
- Densidad del gas.
- °API.
- Tabla de viscosidad temperatura.

2.4.4. Calibración del fluido

Para la calibración del fluido se utilizan los datos de la caracterización del fluido a condiciones de determinadas de presión, volumen y temperatura (PVT) calculados y/o medidos por el Departamento de Yacimiento. Estos datos son:

- Presión y temperatura de burbuja.
- Relación de solubilidad del gas en petróleo a presión y temperatura de burbuja.
- Factor volumétrico del petróleo a presión y temperatura de burbuja.
- Viscosidad de crudo vivo a presión y temperatura de burbuja.

Luego de introducidos estos datos en el simulador se procede a calibrar el fluido cambiando las diferentes correlaciones empíricas con que cuenta el PIPESIM determinando cuales son las que más se aproximan a los valores obtenidos del PVT.

Para escoger la correlación se toma como criterio el factor de ajuste obtenido del simulador el cual es la fracción resultante entre los valores teóricos calculados por la correlación y los valores introducidos al software según los datos de PVT aportados por el Departamento de Yacimiento. De tal modo la correlación a seleccionar será la que presente un factor de ajuste más cercano a 1, siempre y cuando cumpla con la condición de $0.7 < \text{factor de ajuste} < 1.3$. En el caso de que ninguna correlación cumpla con la condición anterior es necesario revisar los datos de entrada.

2.4.5.Determinación de las correlaciones de flujo en los tramos vertical y horizontal

Para obtener cuáles correlaciones de flujo representan mejor el comportamiento de las caídas de presión se estableció la comparación de la distribución en un perfil presiones versus profundidad contra los valores de presiones reales obtenidos durante el período de estudio. Dicha comparación se divide en dos etapas: correlaciones de flujo horizontal y correlaciones de flujo vertical. El punto donde se marcó la frontera entre ambos tipos de correlaciones, es la profundidad donde el pozo alcanza los 45 grados de inclinación.

Para las correlaciones horizontales se realizó lo siguiente: el simulador atendiendo a las características del fluido a las condiciones de presión y temperatura de cada punto de iteración distribuye las presiones con las diferentes correlaciones partiendo de un punto común conocido como es la presión de capa del pozo para el caudal actual del pozo previamente fijado. Luego de la modelación se escoge la correlación más precisa dentro de las que cumplen con el principio de $\pm 10\%$ del dato de presión de referencia. Esta presión de referencia es un dato real del registrador permanente instalado a una profundidad muy cercana al punto donde el pozo alcanza los 45 grados de inclinación y por tanto se considera como zona frontera. En el caso de que no se cumplan las condiciones de presión por ninguna de las correlaciones se pasa a recalibrar el fluido con las correlaciones que cumplan con la condición del factor de ajuste.

De forma análoga se procede a determinar luego de la correlación a utilizar en el tramo vertical pero tomando como punto de partida la mencionada presión de referencia del registrador permanente del pozo y las presiones a comparar son las presiones reales en la cabeza del pozo y las presiones resultantes de cada una de las correlaciones.

Luego de elegidas las correlaciones para ambos tramos se procede a realizar la modelación la producción que calcula el modelo y compararlo con el caudal real del pozo durante el periodo de estudio bajo la condición de $\pm 10\%$ de error. En caso de que no se cumpla esta condición se selecciona otra combinación de correlaciones que cumplan con la condición de presión.

2.4.6. Corridas de sensibilidad

Una vez calibrado el modelo del pozo se pasa a realizar las corridas de sensibilidad. Esto consiste en la evaluación del impacto sobre la producción del pozo que ocurriría con la variación de alguna de las variables del sistema de producción del pozo.

En este punto es imprescindible revisar las depresiones necesarias para obtener dichos caudales, porque el fenómeno de la conificación del agua es siempre un riesgo a tener en cuenta, sobretodo en yacimientos de crudo pesado que producen relativamente cerca del contacto agua-petróleo.

2.5. Investigación documental

La investigación documental es un instrumento o técnica de investigación que permite la recolección de datos a través de documentos escritos (González, 2003). Esta fue realizada con el objetivo de conocer las condiciones de explotación de los pozos del ramal Oeste de la EPEP-Centro.

2.6. Parámetros operacionales

Los parámetros operacionales son tomados de la base de datos de la EPEPC, para la recopilación y procesamiento de las bases de datos utilizadas se utiliza el software estadístico Stathgraphic 5.0 y la hoja de cálculo Microsoft Excel.

Para el procesamiento estadístico de las variables se utiliza:

➤ La estadística descriptiva:

• Medidas de tendencia central:

1. Media aritmética.

2. Varianza.

• Medidas de dispersión:

3. Desviación Típica o estándar.

4. Coeficiente de Variación.

2.7. Procedimiento metodológico para la obtención de los datos de los parámetros de producción

Los datos necesarios sobre los pozos son obtenidos a partir del Sistema de Información especializado (SIE) y del archivo digital localizado un servidor de la empresa, posteriormente con la ayuda de esta base de datos se realiza las actividades siguientes:

➤Recolección de los valores históricos y actuales de producción en cuanto a:

- ✓caudal de flujo, ($m^3/día$).
- ✓cantidad de agua y sólido, (%).
- ✓caudal de petróleo, ($m^3/día$).
- ✓relación gas-petróleo, (m^3 de gas / m^3 de petróleo).

Estos valores son obtenidos por los registros de mediciones de la EPE-C y del centro colector 11.

➤Graficar los caudales históricos de producción y analizar estadísticamente.

➤Analizar información de completamiento de los pozos en cuanto a:

- ✓camisa productora.
- ✓zona productiva.
- ✓tubería de producción.
- ✓tipo de bomba.
- ✓datos de construcción del pozo (survey).
- ✓apertura de choque.

Estos datos se adquieren por cortesía del archivo digital de la EPEP-C, Torre 6/investigaciones/df0/ficha del pozo XX-7.

➤Para la caracterización del tipo de fluido del pozo se selecciona los parámetros siguientes:

- ✓Índice de productividad, ($m^3/día/atm$).
- ✓Porcentaje de agua y sedimentos, (% BSW).
- ✓Relación gas-petróleo, (RGP).
- ✓Presión de burbuja, (I_{pca}).
- ✓Relación de solubilidad, (PCN).
- ✓Factor volumétrico del petróleo, (Bo).

- ✓°API.
- ✓Viscosidad de crudo muerto (cp).
- ✓Viscosidad de crudo vivo (cp).

Con la ayuda de la biblioteca de la EPEP-C, se obtiene toda la información de estos parámetros mediante la ficha técnica del pozo en investigación.

3- Se buscaron los datos relacionados con el yacimiento como son (presión de capa; presión de fondo, presiones en superficie y temperatura de yacimiento).

En el caso del pozo XX-7 del Centro Colector 11 tienen registradores de presión permanente en el fondo del pozo y se obtienen los datos de presiones de capa y de fondo en tiempo real. Para la información de estos parámetros, se adquieren con la ayuda del departamento de Yacimiento de la EPEP-C.

2.8. Impacto económico de la propuesta de mejora

El impacto económico de la propuesta es el cálculo de las ganancias por concepto de incremento de producción, restando los gastos estimado a incurrir para su implementación.

$$G_n = (P_{pd} - P_a) * P_p \quad (2.1)$$

Donde:

- G_n: es la ganancia por metros cúbicos de petróleo.
- P_{pd}: es la producción del petróleo diario.
- P_a: es la producción actual del petróleo.
- P_p: es el precio que CUPET paga por un metro cúbico de petróleo.

CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos al aplicar las metodologías expuestas en el capítulo anterior para la obtención del modelo de simulación. Luego Mediante el análisis de los resultados de las simulaciones realizadas, se establece la incidencia que tiene los parámetros de presión, flujo de fluido y apertura de choque sobre el comportamiento del pozo XX-7. Además, se valida el modelo de simulación mediante la comparación de los datos calculados.

3.1. Construcción del esquema de producción

Para la construcción del esquema de producción en el simulador se sitúan y conectan los diferentes elementos de la forma siguiente:

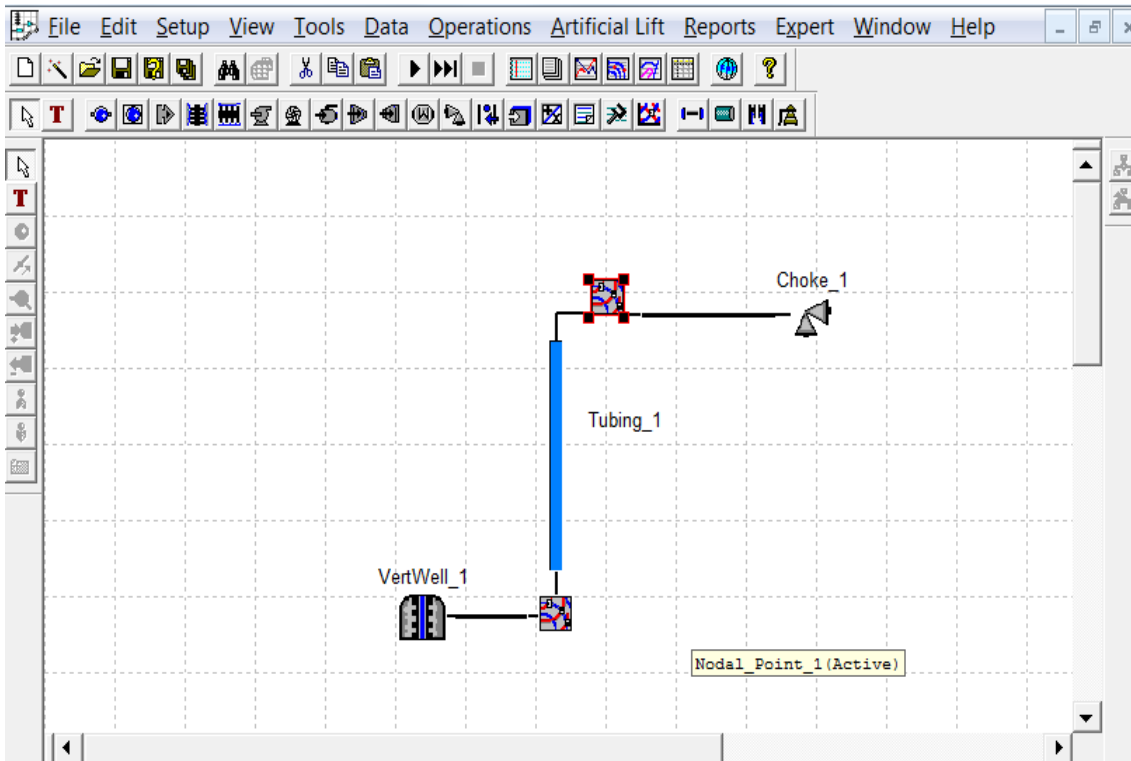


Figura 3.1: Esquema de producción.

3.2. Recopilación de datos del pozo XX-7

Para la utilización del software son necesarios los datos de producción del pozo XX-7. La tabla 3.1 muestra los valores promedio en un periodo comprendido entre enero y agosto de 2016.

Tabla 3.1: Datos de producción del pozo XX-7 obtenido del periodo de la investigación

Datos		Unidad
Caudal de fluido	330	m ³ /d
Caudal de gas	12288	m ³ / m ³
BSW	0	%
Presión de fondo fluyente @ 1350 TVD	121	atm
Presión de capa @ 1350 TVD	129	atm
Caudal de petróleo	330	m ³ /d
Presión de superficie	16	atm
Temperatura de fondo	54	°C
Apertura del choque	20	mm

En la tabla anterior se pudo observar los parámetros de producción a utilizar para la corrida del software, a continuación, la Tabla 3.2 muestra los datos del completamiento del pozo XX-7, según se refleja en la base de datos de la empresa:

Tabla 3.2: Completamiento actual del pozo XX-7.

Datos		Unidad
Diámetro de la tubería de producción	114.3	mm
Zona productora	#1 5369 – 6970 #2 5392 - 6773	mbmr
Diámetro de la camisa productora	Desnudo 152.4 Camisa colgada 177.8 Camisa 244.5	mm
Apertura máxima de choque	50	mm

Es importante destacar que estos son los valores que se necesita para la corrida del software, los restantes valores de completamiento se pueden ver en el (Anexo 16).

3.3. Introducción de datos

La introducción de los datos se realiza para cada uno de los elementos que componen el modelo del simulador como lo muestran las figuras 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5

Figura 3.2: Datos de yacimiento.

La presión del yacimiento se calcula a partir de la profundidad de referencia a 1350 TVD y una densidad estimada de 1 gr/cc para el centro de las perforaciones a una TVD de 1660 resultando en una presión estimada de 160 atm en dicha profundidad.

Para el caso de la temperatura de yacimiento se estima distribuyendo la misma a la profundidad de referencia hacia el centro de las perforaciones por el gradiente geotérmico de 30 °C/km.

The screenshot shows a software interface for well configuration. The 'Properties | General' tab is active, with 'Preferred Tubing Model' set to 'Detailed Model'. Below this, there are tabs for 'Deviation Survey', 'Geothermal Survey', 'Tubing Configurations', and 'Downhole Equipment'. A text box explains that the first node in the list refers to the TOP of the Tubing, starting from the Datum in the Deviation Survey, and each tubing section runs from the MD of the previous section to the MD specified in the MD column.

The 'Tubing Sections' table is as follows:

	Bottom MD	ID	Wall Thickness	Roughness	Casing ID	Flow Type	Label
-	m	inches	inches	inches	inches		
1	1103	3.9579	0.54331	0.001	8.6811	Tub+An	tub 4.5
2	2904	2.4409	0.43307	0.001	8.6811	Tub+An	cola 2 7/8
3	4309	8.6811	0.9439	0.001		Tubing	tramo de 9 5/8
4	5369	6.1839	0.81614	0.001		Tubing	liner 7
5	6742	5.9843	5.9843	0.001		Tubing	OH
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

Figura 3.3: Configuración de afluencia del pozo.

La configuración del pozo es la descripción de la construcción del pozo, específicamente el "camino" que recorre el fluido desde el yacimiento hasta la superficie, atendiendo diámetros y rugosidad de las tuberías.

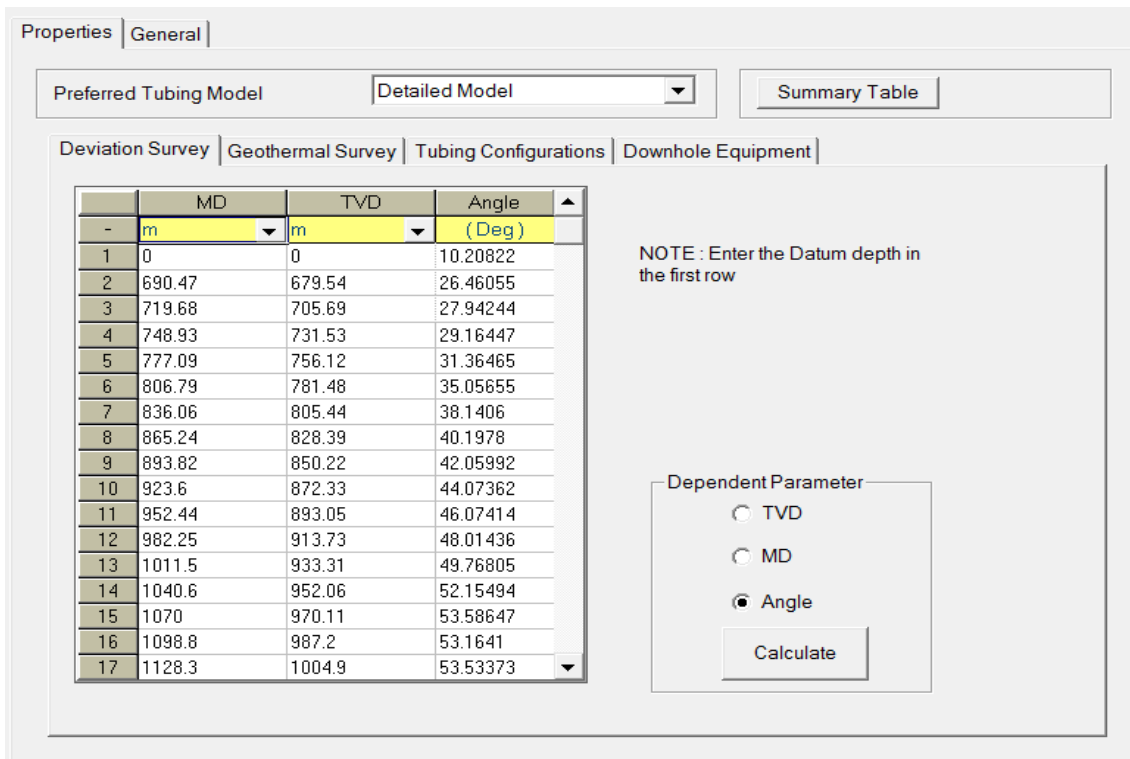


Figura 3.4: Survey del pozo.

El survey del pozo es la relación entre tres variables que se calculan durante la perforación del pozo y que a su vez determinan su construcción. Estas variables son: largo del instrumento (MD, por sus siglas en inglés), distancia medida en vertical (TVD) y ángulo de cada medición respecto a la línea vertical del pozo, las otras variables se pueden ver en el (Anexo17).

Además es necesario definir el modelo del fluido. El modelo del fluido seleccionado es el Petróleo negro (*Black Oil*), lo que significa, fundamentalmente, que no se considera como un fluido volátil, por tanto, no se necesitan rigurosos cálculos de transferencia de calor y fracciones de fase más exactas.

El modelo seleccionado consiste en definir el flujo como tres fases formadas por petróleo, gas y agua. La cantidad de cada fase es definida a condiciones de tanque (*stock tank*), los datos que son obligatorios especificar mostrados en la Figura 3.2, son el nombre del fluido, la relación gas-petróleo (GOR) y el corte de agua (WCut), pero también se necesitan la gravedad específica del gas y el agua, así como, la del petróleo en grados API°.

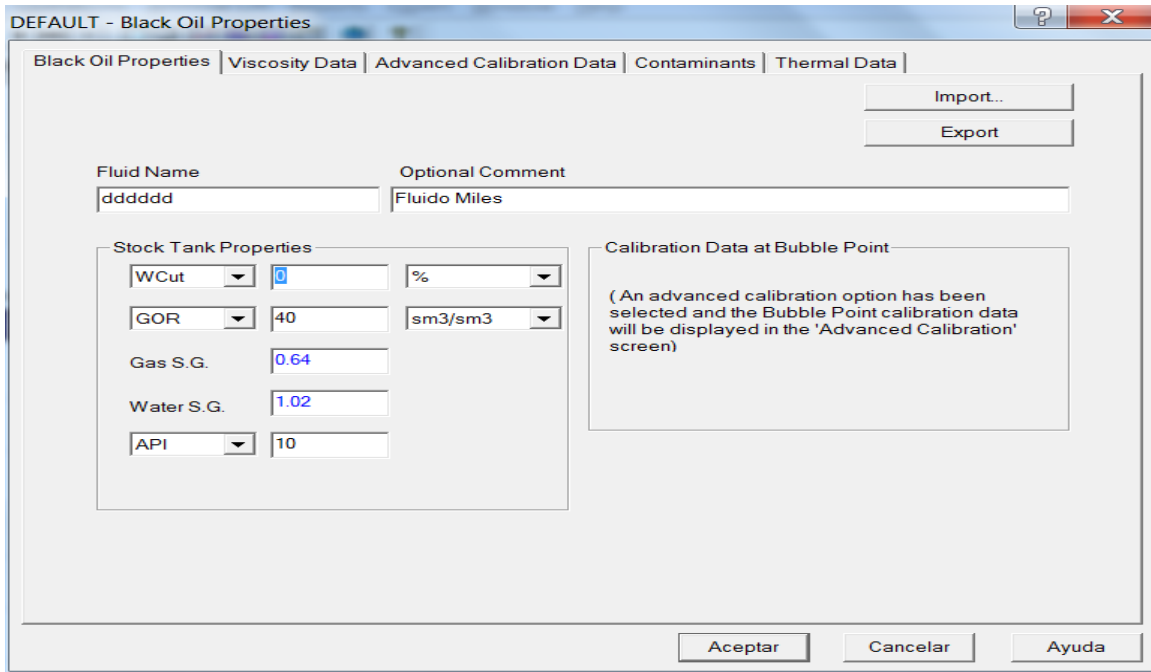


Figura 3.5: Configuración del modelo de fluido petróleo negro.

El *software* permite que la viscosidad para el crudo muerto (*Dead Oil*) se calcule por correlaciones empíricas o mediante una serie de valores (*User-supplied Table*) de viscosidad contra temperatura como se realiza en el trabajo, mostrada en la figura siguiente:

	Temperature	Viscosity
1	C	cP
2	40	7507
3	50	2623
4	60	1239
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		

Figura 3.6: Tabla de viscosidad vs temperatura para el crudo muerto.

La viscosidad de crudo muerto son valores obtenidos en el laboratorio de la empresa a partir de muestras del propio fluido del pozo y con estas el simulador elabora su propia correlación.

3.4. Factores de ajuste de las propiedades de los fluidos

Para la calibración de las propiedades de los fluidos del pozo XX-7 se tomaron los valores del PVT sintético para este yacimiento (Anexo 18) y se probaron todas las posibles combinaciones con las diferentes correlaciones que ofrece el simulador.

Figura 3.7: Tabla de calibración de los fluidos.

La tabla anterior muestra las correlaciones con que fueron calibradas las propiedades de los fluidos así como los valores de PVT utilizados para la calibración en el punto de burbuja (135.84 atm y 67.5 °C):

R_s : 34.27 sm^3/sm^3

β_o : 1.059

μ_{ov} : 196.77

A continuación se muestran los factores de ajuste de las propiedades de los fluidos tan exactos cómo fue posible. De tal modo los resultados arrojaron valores dentro del rango de 0,7 a 1,3, por lo que se puede afirmar que el fluido se encuentra calibrado atendiendo a las propiedades de los fluidos del PVT del Yacimiento Varadero Oeste extendido.

Correlations and Options Selected :

```

-----
Solution Gas in Oil (RsO) ..... de Ghetto
Solution Gas in Water (RsW) ... Not modelled
Gas Z-factor ..... Standing fit to Standing-Katz chart
Oil Formation Volume Factor ... Vasquez & Beggs
Dead Oil Viscosity ..... Hossain et al. (2005)
Live Oil Viscosity ..... Chew & Connaly
Undersaturated Oil Viscosity ... Vasquez & Beggs
Liquid Viscosity Option ..... Set to oil viscosity below 60% watercut, set to water viscosity above
Watercut cutoff (%) ..... 60
  
```

Black Oil Calibration Data :		Temperature (F)	Pressure (psia)	Calibration Factor	Value without calibration
Bubble Point Saturation Gas ...	192.45 (scf/stb)	153.5	1996.30	1.071	179.7429
Live Oil FVF	1.0590	153.5	1996.30	1.051	1.110493
Live Oil Density	60.533 (lb/ft3)	153.5	1996.30	1.051	57.72622
Reservoir Density	uncalibrated				
Reservoir FVF	uncalibrated				
Gas Z-factor	uncalibrated				
Gas Viscosity	uncalibrated				
Live Oil Viscosity	196.77 (cP)	153.5	1996.30	0.850	175.6290
Undersaturated Oil Viscosity ..	uncalibrated				
Dead Oil Viscosity	141.47 (cP)	200.0	14.70		
Dead Oil Viscosity11673E+06 (cP)	60.0	14.70		

Figura 3.8: Correlaciones y factores de ajuste de las propiedades de los fluidos.

3.5. Resultados de las correlaciones de flujos en los tramos vertical y horizontal

3.5.1. Resultados de la correlación del tramo horizontal

En la figura 3.9 se muestra la correlación obtenida a la presión de referencia de 1350 atm (TVD) y 330 m³/d es 121 atm, por tanto la correlación más exacta es Beggs & Brill, Taitel Dukler Map (BBOTD) con valor calculado de 120.87 atm.

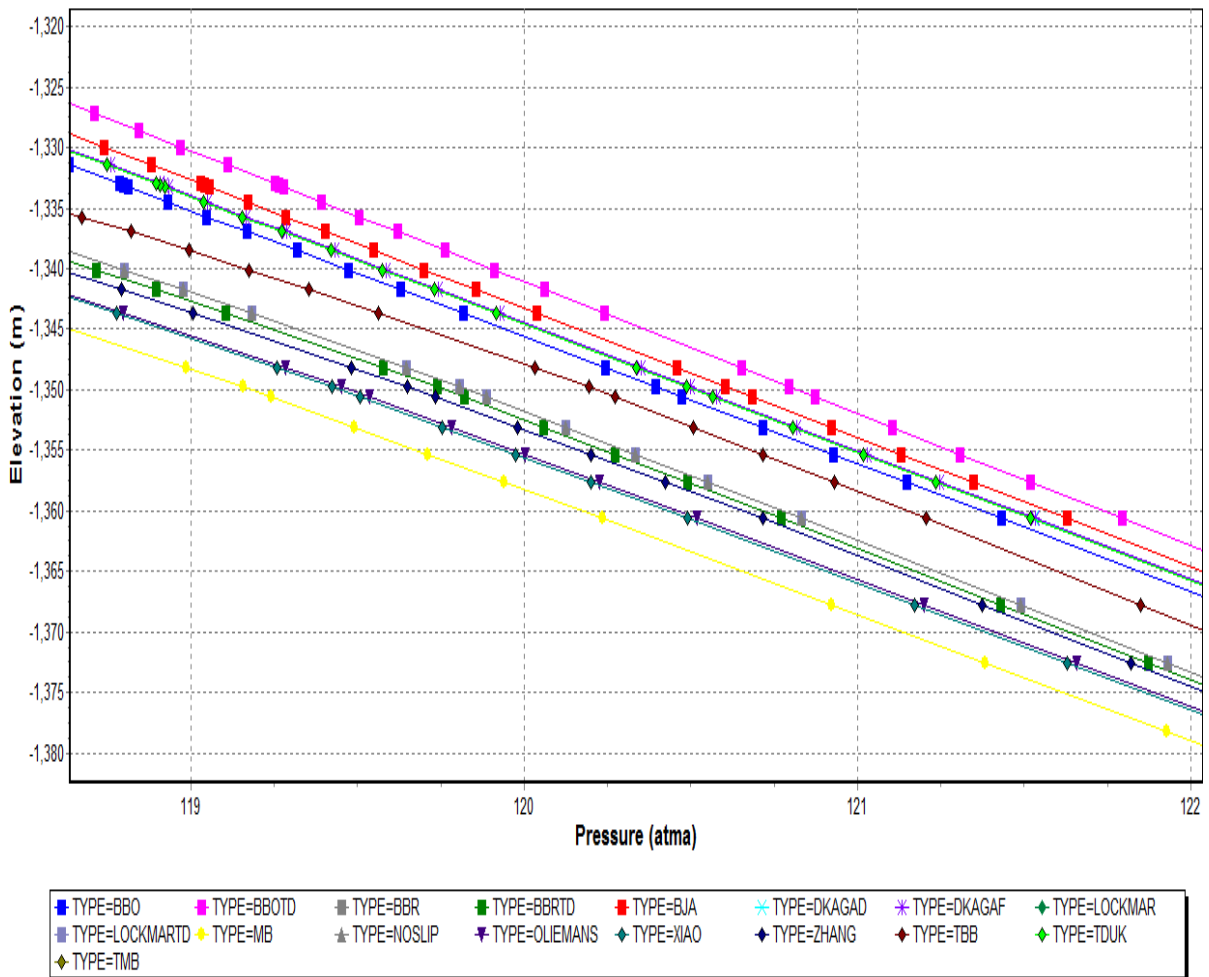


Figura 3.9: Correlación Horizontal

3.5.2. Resultados de la correlación del tramo vertical

En la figura 3.10 se muestra la correlación obtenida a la presión de referencia en la cabeza del pozo y 330 m³/d es 16 atm. Por tanto la correlación más exacta es Hagedorn & Brown (THB) y Hagedorn & Brown, Taitel Dukler Map (HBRDR) con valores calculados de 15.21 atm y 17.27 atm respectivamente, los porcentos de error de ambas correlaciones son de 5 y 7% respectivamente, en ambos casos <10%.

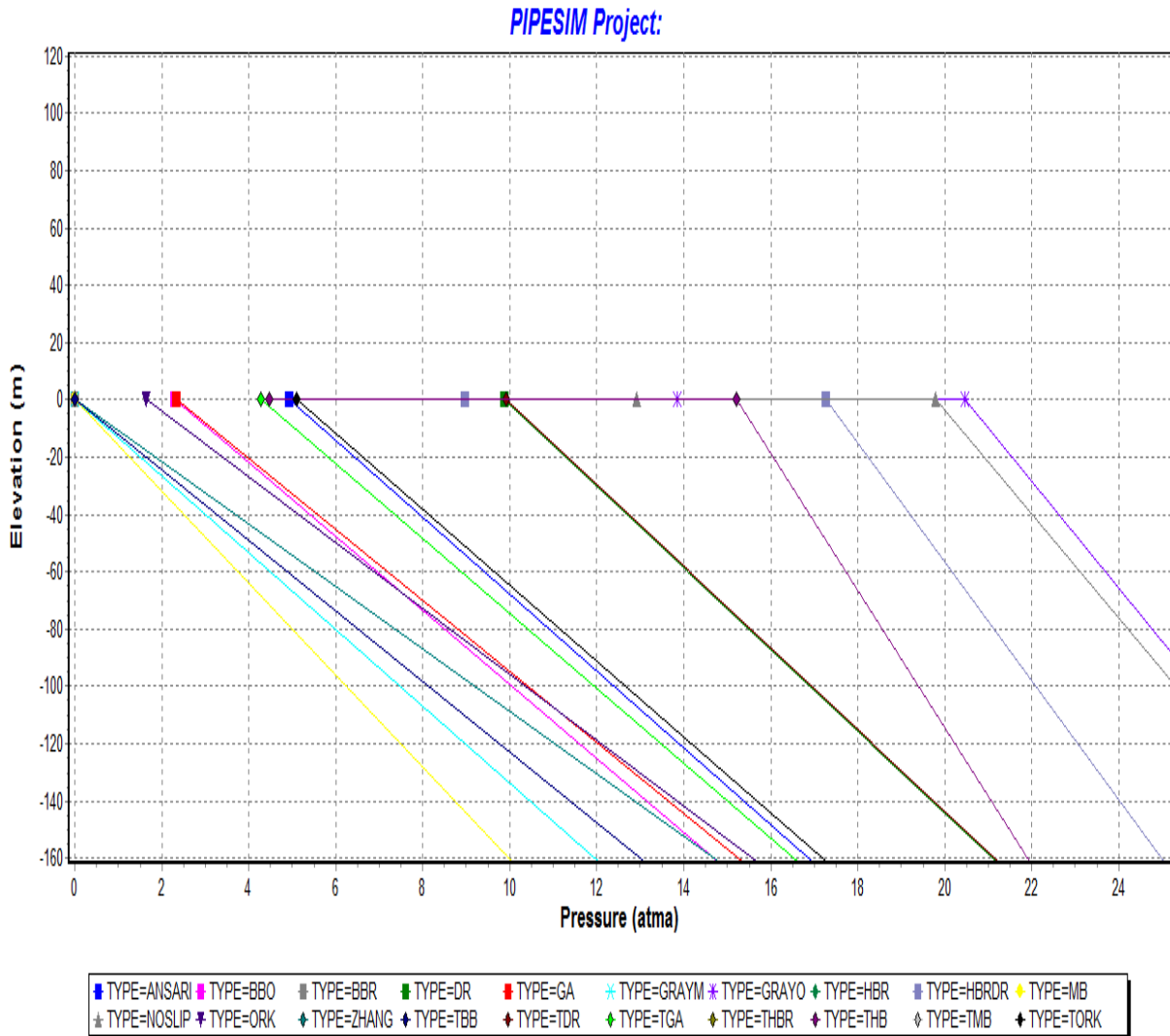


Figura 3.10: Correlación vertical

3.6. Verificando caudales

La figura 3.11 muestra la combinación Beggs & Brill, Taitel Dukler Map (BBOTD) para flujo horizontal y Hagedorn & Brown (THB) para flujo vertical. El caudal obtenido es de 245.95 m³/día (1547.93 sbbl/d) lo que resulta muy diferente del caudal de referencia de 330 m³/día.

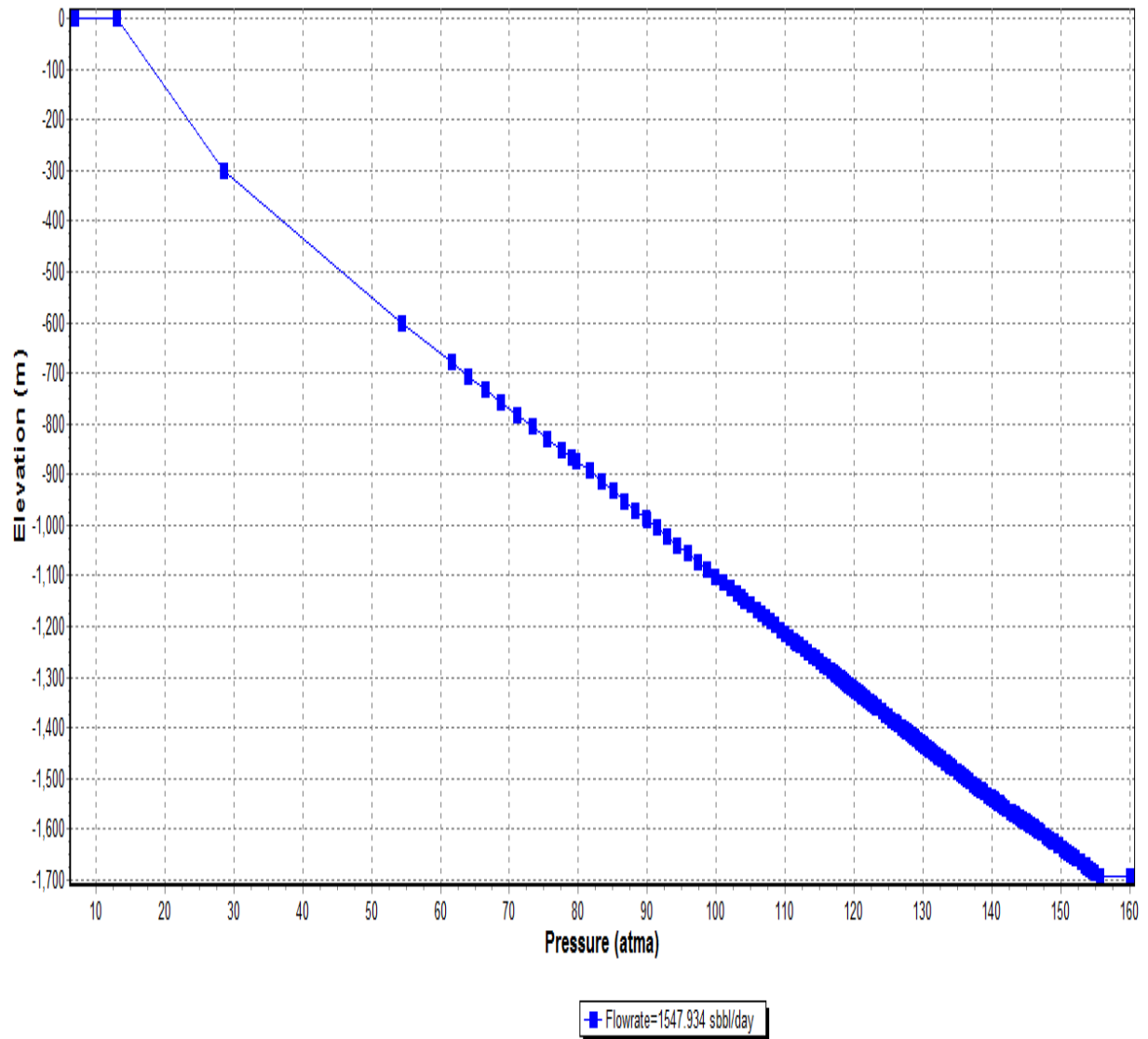


Figura 3.11: Perfil de presión elevación para Beggs & Brill, Taitel Dukler Map (BBOTD) para flujo horizontal y Hagedorn & Brown (THB) para flujo vertical.

La figura 3.12 muestra la combinación Beggs & Brill, Taitel Dukler Map (BBOTD) para flujo horizontal y Hagedorn & Brown, Taitel Dukler Map (HBRDR) para flujo vertical. El caudal obtenido es de 329.89 m³/día (2075.03 sbbl/d) lo que resulta muy similar del caudal de referencia de 330 m³/día representando un porcentaje de error de 1.5<10%. Por tanto se puede decir que el modelo se encuentra calibrado.

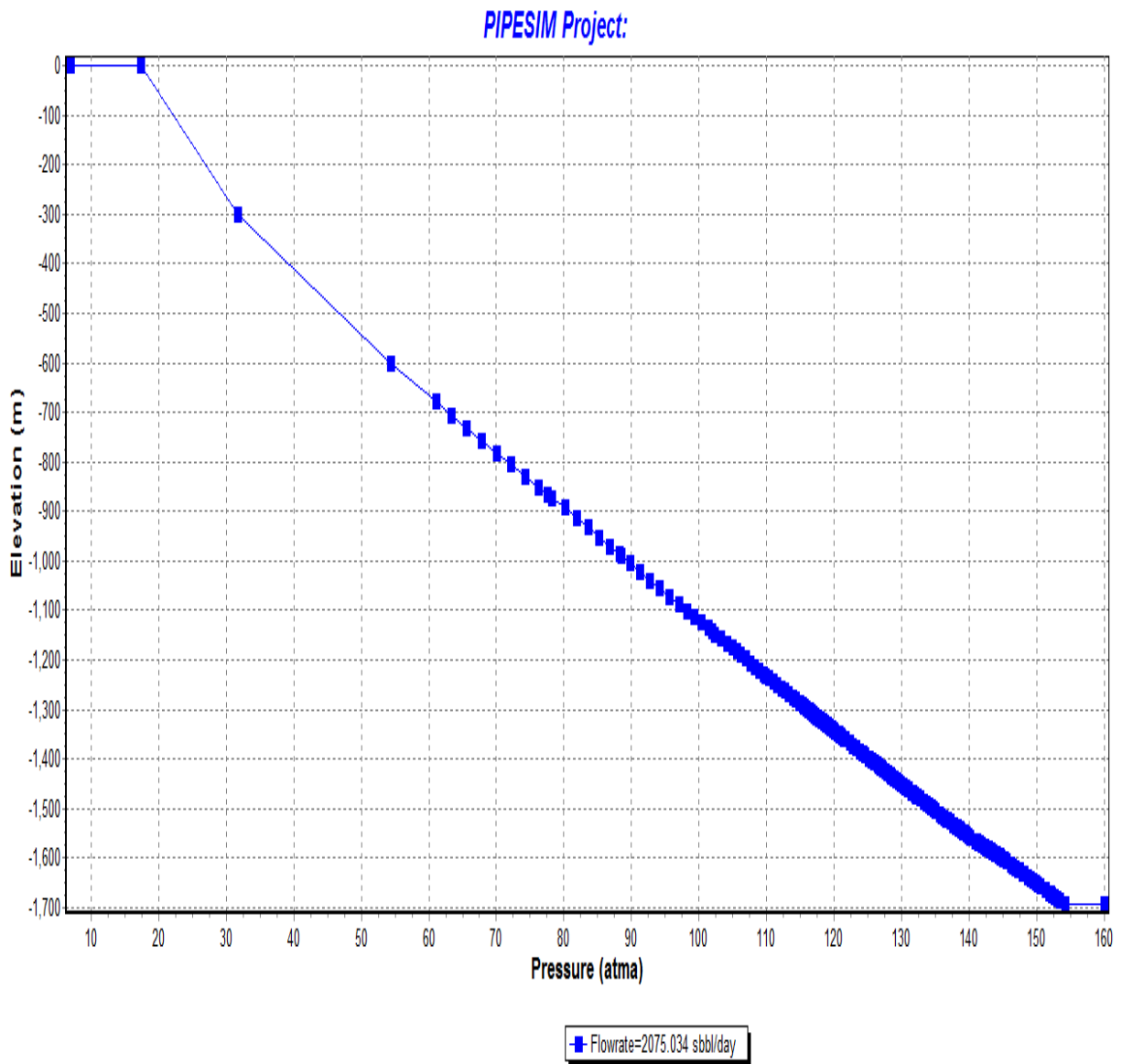


Figura 3.12: Perfil de presión de elevación para Beggs & Brill, Taitel Dukler Map (BBOTD) para flujo horizontal y Hagedorn & Brown, Taitel Dukler Map (HBRDR) para flujo vertical.

3.7. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad se realiza para el cambio de apertura del choque, lo que genera una disminución de la energía a superar por la fuente o presión de yacimiento. El choque instalado en el pozo tiene como apertura máximo 50 mm y actualmente se encuentra produciendo por un diámetro de 20 mm. Teniendo en cuenta el tipo de escala del choque se evaluó el comportamiento del sistema con aperturas de 22, 24 y 26 mm como lo muestra la figura 3.13.

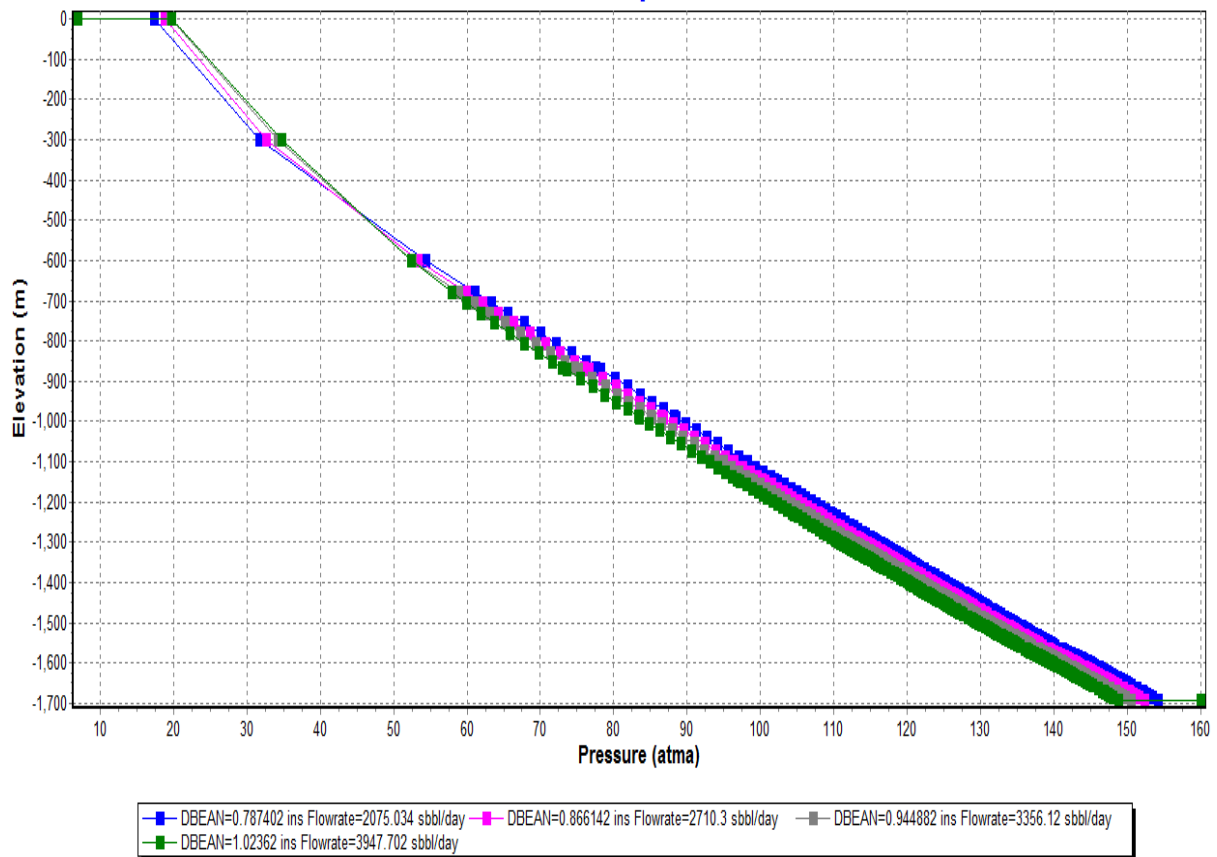


Figura 3.13: Sensibilidad del sistema a la apertura del choque.

Como puede apreciarse el impacto en la producción del pozo es considerable para las diferentes aperturas de choque:

- ✓ 20 mm_329 m³/d
- ✓ 22 mm_430 m³/d
- ✓ 24 mm_533 m³/d
- ✓ 26 mm_627 m³/d

A continuación se muestran las correspondientes depresiones para cada apertura de choque tal y como lo muestra la figura 3.14.

- ✓20 mm_5,8 atm
- ✓22 mm_7,6 atm
- ✓24 mm_9,4 atm
- ✓26 mm_11,2 atm

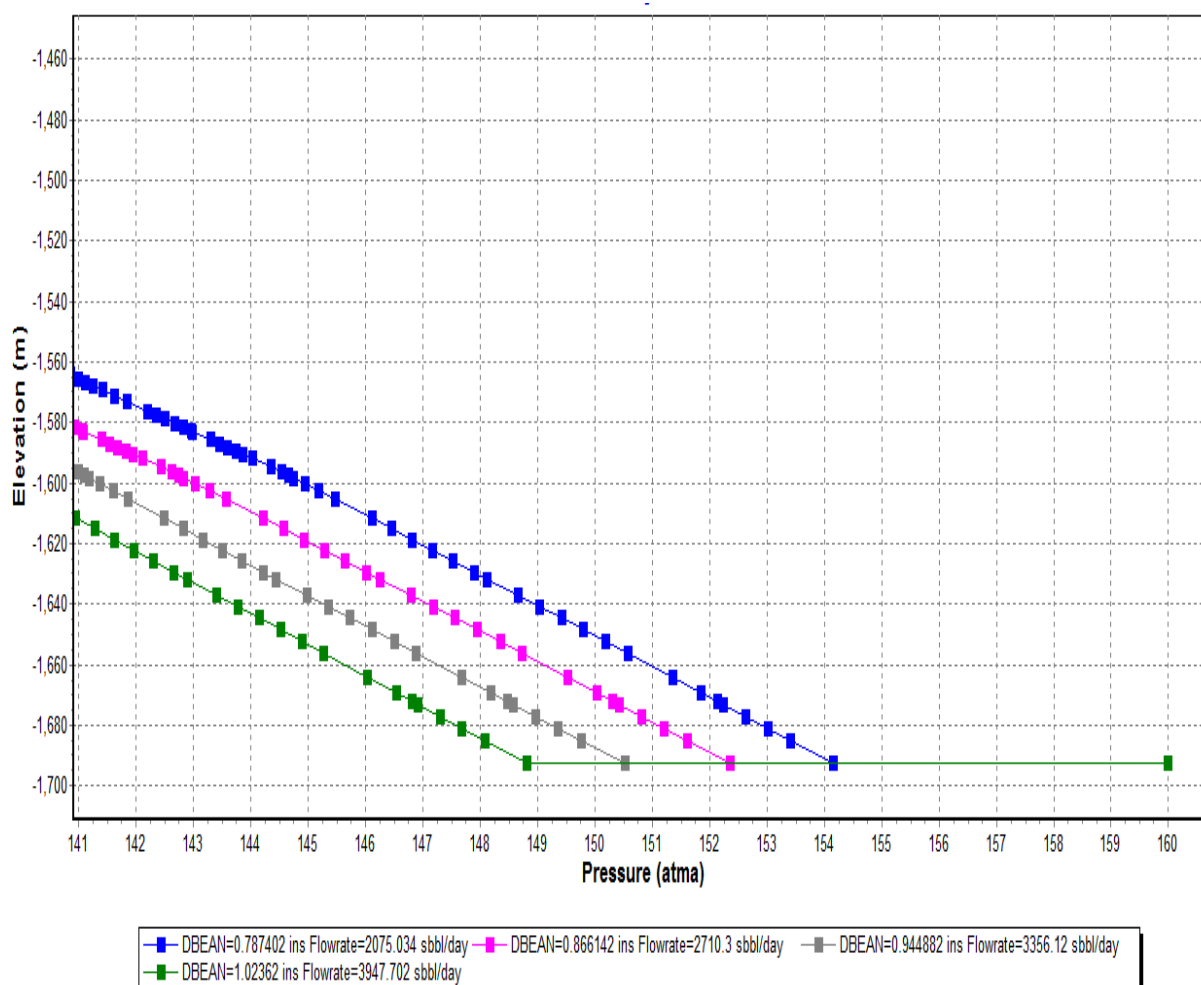


Figura 3.14: Depresiones de trabajo para las diferentes aperturas de choque.

Como se mencionó anteriormente la depresión máxima aceptada (depresión crítica) por el Departamento de Yacimiento de la EPEP-Centro para este campo es de 8 atm, por tanto el único escenario posible es la apertura del choque a 22 mm, para un estimado de aumento en la producción de 100 m³/d.

3.8. Determinación del impacto económico

Para el impacto económico de la propuesta, se calcula cuanta ganancia representaría al año el pozo XX-7 con un aumento de la producción de $100\text{m}^3/\text{d}$ a una apertura de choque de 22 mm.

$$Q_f * P_p * 365\text{d/año} = \$7144145.00 \quad (3.1)$$

dónde:

- Q_f : Caudal del fluido (m^3/d)
- P_p : Precio que CUPET paga por un metro cúbico de petróleo (\$195.73)

CONCLUSIONES

- 1-Con un aumento limitado del valor de la apertura del choque se pueden elevar los niveles de producción del pozo surgente XX-7, por lo que se verifica la hipótesis planteada en la investigación.
- 2-Se logra determinar que la correlación más exacta para el pozo surgente XX-7 en el tramo horizontal es Beggs & Brill, Taitel Dukler Map (BBOTD) y la correlación vertical más exacta es Hagedorn & Brown, Taitel Dukler Map (HBRDR).
- 3-El modelo del pozo XX-7 se encuentra calibrado y por tanto puede predecir el cambio de parámetros en dicho pozo.
- 4-Resulta que para el caso base, con la variación de la apertura del choque de 20-22 mm se logra aumentar la producción en 100 m³/d y se valora un impacto económico de 7144145.00 \$/año.
- 5-La apertura del choque está limitada a 22 mm, porque con aperturas mayores las depreciaciones alcanzadas sobrepasan las depreciaciones críticas establecidas por yacimiento, representando un riesgo potencial de conificación de agua al pozo XX-7.

RECOMENDACIONES

- Continuar la investigación al caso base y desarrollo de este proyecto, se recomienda actualizar los datos de producción y se incluyan los equipos de levantamiento artificial en los pozos del yacimiento Varadero Oeste Extendido, para que se corra el simulador de análisis nodal y los resultados se ajusten a las condiciones existentes.
- Se recomienda analizar la posibilidad de poner en marcha el escenario del proyecto para lograr un mayor incremento de la producción a corto plazo y realizar un seguimiento de los pozos donde se realicen estos cambios.
- Extender este estudio a otros pozos para evaluar su potencial y de forma económica determinar los impactos de los cambios de parámetros sobre la producción de la empresa.

BIBLIOGRAFIA

1. Agrawal, M.Sc. Thesis. *Horizontal two phase stratified flow in pipe*. University of Calgary. 1971.
2. Andrade, E.N. *Theory of Viscosity of Liquid*. 1934.
3. Arguillier, Hénaut y Gateaut. *Heavy Oil Dilution*. [SPE 97763] Alberta, Canada : s.n., 2005.
4. Arirachakarn, S, Oglesby, K D and Brill, J P. *An Analysis of Oil / Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes*. 1989.
5. Azocar, A. *Dimensionamiento de líneas de transporte con Flujo Multifásico*. Departamento de procesos., INTELECTRA S.A.C.A. 2007.
6. Barberi, Efraín E.: *Pozo ilustrado*. Edit. FONCIED, Caracas, 1998
7. Barnea, D., Shohan. O., Taitel. Y. *Flow Pattern Characterization in Two Phase Flow by Electrical Conductance Probe*. 1980.
8. Batista, Yeniur Raúl Gámez. *Propuestas de mejoras en la producción a partir de los factores geólogo- técnicos en el yacimiento Santa Cruz*. Varadero: Centro Politécnico del Petróleo, 2010.
9. Bedoya, R.S y Fentocha, D. *Desarrollo de una herramienta computacional con correlaciones de flujo multifásico aplicando el factor de ajuste para la viscosidad de crudos pesados*. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Colombia, 2010
10. Beggs, H. Dale. y Brill. James. *Flujo bifásico en tuberías*. 1991.
11. Berger, Brill D. *Petróleo Moderno*. USA : Penn Well Publishing Company, 1992.
12. Bertucci, M. *Análisis del comportamiento Hidráulico del Sistema de Recolección de Crudo*. Universidad de Oriente. Venezuela : s.n., 2006.
13. Brill, JP. "Multiphase flow in Wells", J. Pet. Tech, January 1987.
14. Campbell -Petroskills, Jhon. *Course-Oil Production and processing facilities*., 2008.
15. Cartas, Juan Luis Arango. *Aplicación de la metodología VCD aun Campo Petrolero para la selección de la infraestructura de explotación óptima*. Universidad de Istmo. Santo Domingo Tehuantepec : s.n., 2010.

- 16.Castellanos Gonzales, Feliciano. *Explotación de yacimientos de petróleo y gas*. La Habana: Pueblo y Educación, 1998.
- 17.Certificación Internacional de Operadores en Producción de Petróleo y Gas. Correa, Armando Cajigal.s.l.: Centro Politécnico del Petróleo, 2007.
- 18.Chew, J y Connally, C.A Jr. *A Viscosity Correlations for Gas Saturated Crude Oils*. s.l. : Transations AIME, 1959.
- 19.Chirinos. M., González. J., Layrisse. I. Julio." *Rheological Properties of Crude Oils From The Orinoco Oil Belt and Their Mixtures With Diluents*. Julio 1983.
- 20.Colectivo de autores. *Bombeo Mecánico. Optimización, Diagnóstico y Operación*. s.l. : ESP OIL International Training Group, 2003.
- 21.Correa, Armando Cajigal. *Manual de producción de petróleo y gas*. La Habana: Centro Politécnico del Petróleo, 2005.
- 22.Craft, Benjamin C. *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid : Editorial Tecnos, 1968.
- 23.Craviño, A. *Evaluación de Modelos Homogéneos, de Correlación y Mecanicistas en la Predicción de la caída de Presión de Flujo Multifásico de gas y líquido en tuberías verticales*.Universidad Central de Venezuela. Caracas. 2007.
- 24.De Ghetto, G y Paome, F. Junio. *Pressure Volume Temperature Correlations for Heavy and Extra Oils*. [Paper SPE 30316] Calgary, Alberta Canada : s.n., Junio 1995.
- 25.Demoulin, Phillipe: *Forage, Production, Gisement. Enspm Formation Industries*. 1998
- 26.Departamento de Yacimiento. *Evaluación anual del yacimiento Varadero*. Varadero, Cuba: EPEP-C, 2013.
- 27.Díaz, Luis Acosta. *Propuestas de Optimización en los pozos periféricos*. Matanzas: Centro Politécnico del Petróleo, 2007.
- 28.Díaz, M.A. *Informe de ensayo del petróleo crudo procedente del Centro Colector 11. Laboratorio Central*. EPEP-Centro. Matanzas. Cuba.2015.
- 29.Dukla and Osman. *Bubble Point Pressure Correlation*. 1992.
- 30.Ellul, I.R et al. *The modeling of multiphase systems under steady-state and transient conditions. Pipeline Simulation Interest Group*. Write Librarian. Houston, Texas. USA.2004

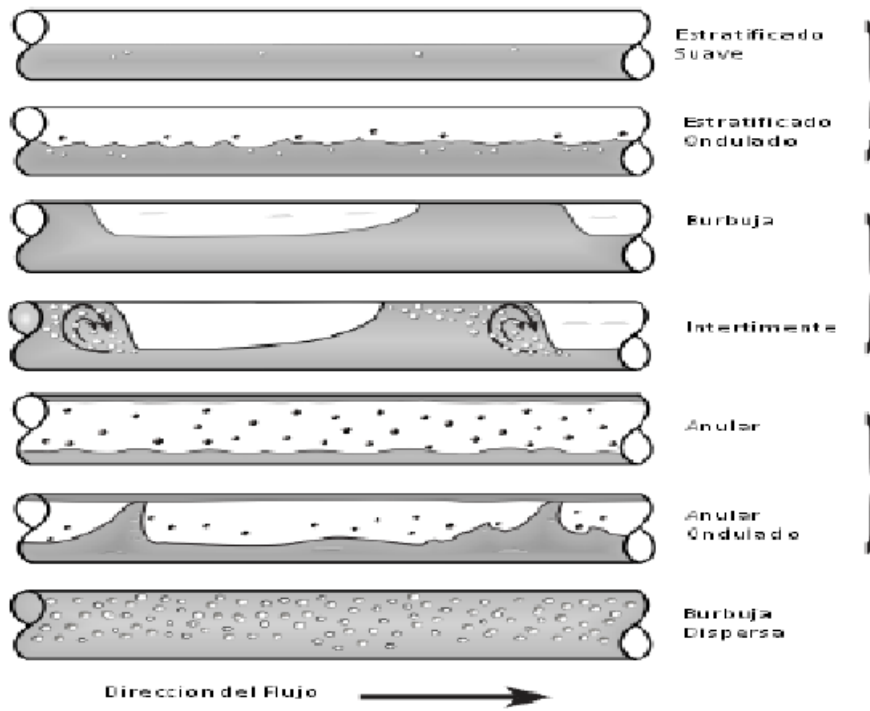
31. Fair, J.R. Evaluation of friction factor correlations and equivalent diameter definitions for pipe and annular flow of non-Newtonian fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. [en línea] Vol.109 Disponible en: <http://www.sciencedirect.com> [Citado 5 de octubre del 2015]. 2013.
32. Farshad, F.F y Petrosky, G.E Jr. "Pressure -Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude oils. [paper SPE 26644,] 1993.
33. Fernández, A.N. et al. *Análisis de la caída de presión en sistemas gaseosos, líquidos y bifásicos utilizando el software comercial PIPEPHASE y cálculos manuales*. Tesis en opción al título de Ingeniero Petrolero. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería de Petróleo. Anzoátegui. Argentina. 2014.
34. Glaso, Mayo. *Generalized Pressure Volume Temperature Correlation*. Mayo, 1980.
35. González, Julio. *Curso de facilidades de superficie*. Febrero, 2008.
36. González, Reinier Rodríguez. *Propuestas de optimización en los pozos con mayores responsabilidades del Centro Colector # 4*. Varadero, Cuba: Centro Politécnico del Petróleo, 2007.
37. Guido, E. *Modernos Conceptos y sus Aplicaciones sobre Bombeo Mecánico de pozos petrolíferos*, Lufkin Overseas Corporation S.A Venezuela. (1971)
38. G W, Govier and Azis, K. *The Flow of Complex Mixtures in Pipes*. 1972.
39. Hasan, A.R. y Kabir. C.S. *Two Phase in Vertical and Inclined Annuli*. Int. J. Multiphase Flow. 1992.
40. Houlo Mubayed, Mahmoud. Abril. *Estudio Experimental De Patrones De Flujo Multifásico En Tuberías horizontales y ligeramentes inclinadas*. Universidad Central de Venezuela. Caracas : s.n., Abril, 2007.
41. James, p. Brill y H.D. Beggs. *Two Phase Flow in Pipes*. 2002.
42. Khan, S.A, y otros. Marzo. *Viscosity Correlations fo Saudi Arabian Crude Oils* . [paper SPE 15720] Manama Bahrain : s.n., Marzo, 1987.
43. Kartoatmodjo, Schmidt. *Bubble Point Pressure Correlation*. 1994.
44. Marhoun. *Bubble Point Pressure Correlation*. 1987.
45. Molina, E. *Curso de aseguramiento de flujo multifásico con OLGA 7.1*. Copyright Schlumberger. Mexico DF. 2015

- 46.Ovadian, Shoham. Junio. *Mecanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes*. Departamento de Ingeniería del Petróleo, Universidad de Tusla . Tusla : s.n., Junio, pág. 358, Tesis de Maestría 2008.
- 47.Oviedo, C.E y Chaparro, P.C. *Modelado y Simulación de flujo de hidrocarburos en tuberías mediante el Método de Mukherjee & Brill*. Tesis de Grado. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia.Febrero.2011
- 48.Peñarrete Tutillo, Ramiro Fabián. Noviembre. *Determinación de los patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales en el Campo Libertador*. Universidad Central de Ecuador. Quito : s.n., Noviembre, 2012.
- 49.PDVSA.*Curso Práctico de Echometer*. Venezuela: INTERVEP, 2009.
- 50.Ramos, Aura L. Lopez de. *Uso de imágenes de videos digitales para estimar el Hold - Up de líquido en tuberías verticales y reconocer los patrones de flujo*. Departamento de Termodinamica y Fenomenos de Transparencia. 2007.
- 51.Roumy, R. *Structure des écoulements diphasiques eauair. Etude de la fraction de vide moyenne et des configurations d'ecoulement*. 1975.
- 52.Ríos, Eduardo. *Daño a la formación y Estimulación de pozos*: 10 de octubre, 2001.
- 53.Rizo, Didier Rivero. *Propuesta de optimización en los pozos productores de los bloques 13 y 18 pertenecientes al yacimiento Varadero*. Varadero, Cuba: Centro Politécnico del Petróleo, 2007
- 54.Ruiz Prada, María Victoria. *Comparación de los modelos composicional y petroleonegro en petroleos volátiles, para flujo multifásico en tuberías mplenado simuladores de flujo*. 2007.
- 55.Santibañez, C.N. *Elaboracion y validacion de un simulador que permita determinar la capacidad y el funcionamiento de una bomba multifásica*. Caracas.2007.
- 56.Schlumberger. *Diseño de pozos y analisis de desempeño de la produccion*. 2007.
- 57.Schlumberger. *PIPESIM Production System Analysis Software*. Version 2010.1. Copyright Schlumberger 08-IS-115. New York. USA.2010.
- 58.Schlumberger. *OLGA, Mandatory Attribution Slide*. Copyright Schlumberger. New York. USA.2013.

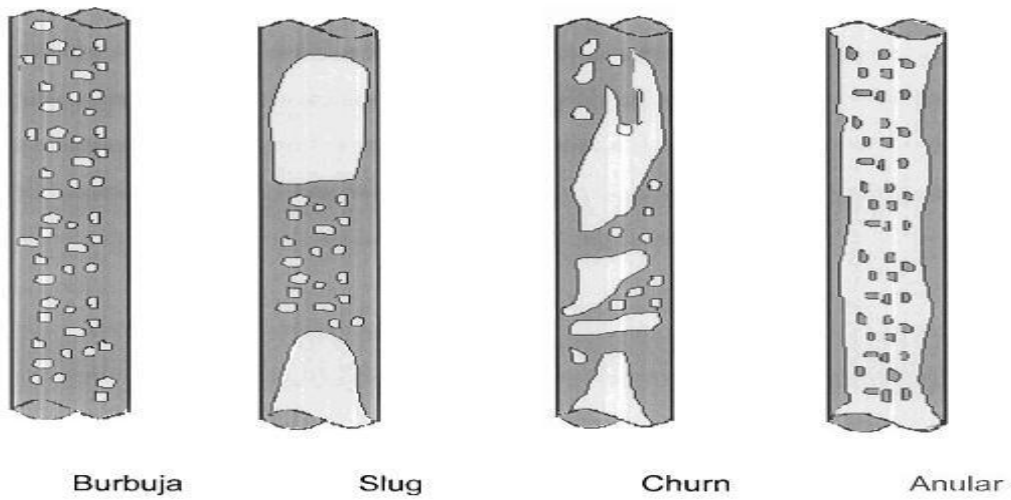
59. Shu, W R.A. *Viscosity Correlation for Mixture of Heavy Oil and Bitumen and Petroleum Fractions*. [SPE 11280]. 1984.
60. Standing, A. *Pressure Volume Temperature Correlation for Mixture California Oil and Gas*. 1947.
61. Torres, Corria Juan Manuel y Trauwvitz Rosas Edgar Fernando. *Flujo Multifásico en Tuberías*. Facultad de Ingeniería, UNAN. Mexico D.F : s.n., Tesis de Licenciatura. 2006.
62. Vasquez, A. *Correlation for Fluid Physical Property Prediction*. Universidad de Tulsa. 1976.
63. Vásquez y Beggs. *Correlations for fluid physical property prediction*. 1980.
64. Velasco, E.A. *Simulación y dimensionamiento de equipos de procesos para la deshidratación de petróleo en facilidades de producción*. Tesis de Maestría. Universidad Central de Ecuador. Quito. Ecuador. 2013
65. Velasquez, Jorge. febrero. *Curso de Flujo multifásico*. Universidad de Zulia. Maracaibo : s.n., febrero, 1999.
66. Y. Gonzales, Y. Pinedal, E. Veraz. *Mediciones para el monitoreo de la corrosión bajo condiciones de flujo multifásico*. 2008.

Anexos

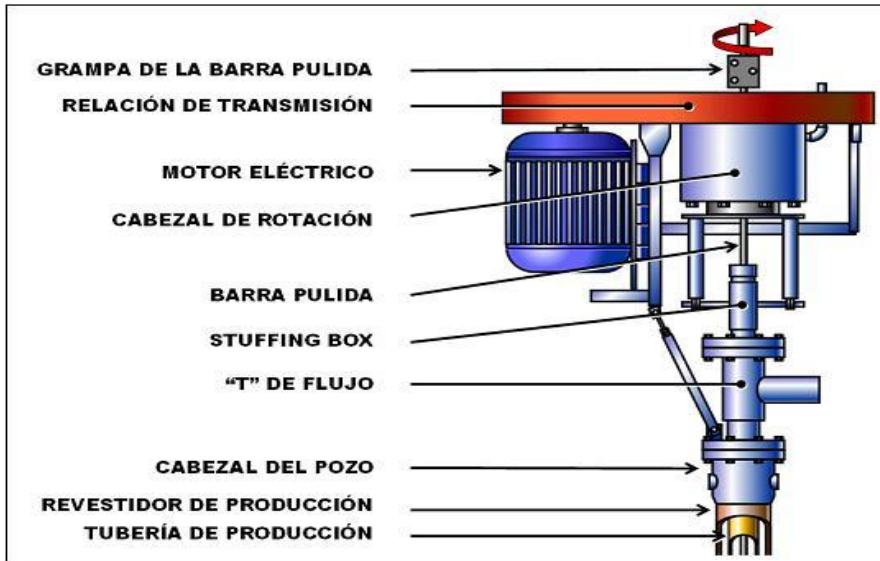
Anexo 1: Los patrones de flujo en tuberías horizontales.



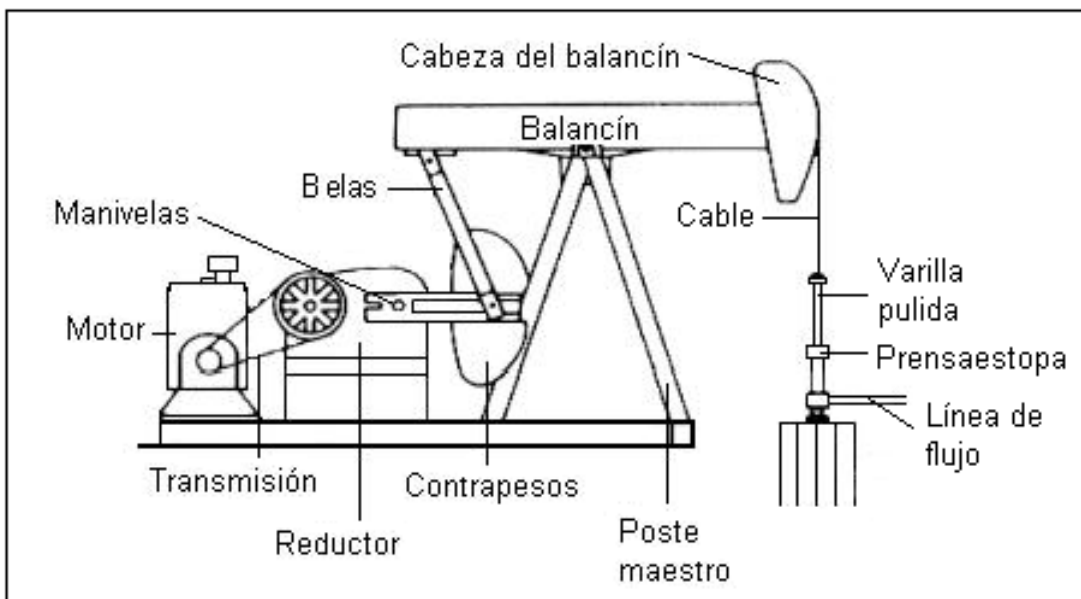
Anexo 13: Los patrones de flujo en tuberías verticales.



Anexo 3: Sistema de bombeo de cavidad progresiva (BCP)



Anexo 4: Equipamiento de superficie del sistema de BM.



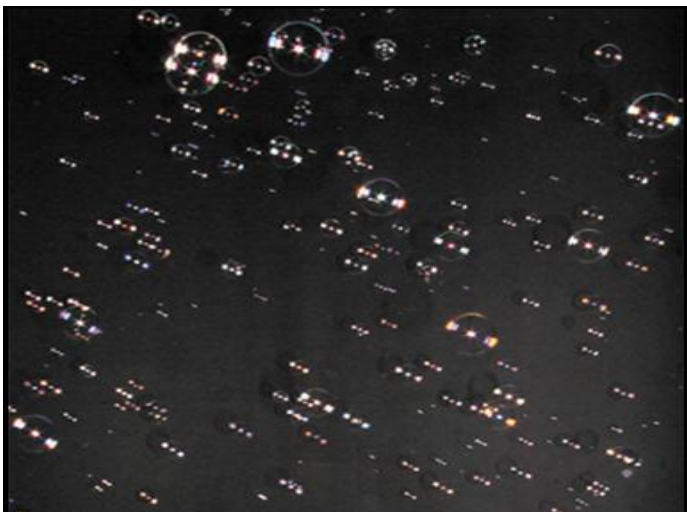
Anexo 5: Crudo vivo



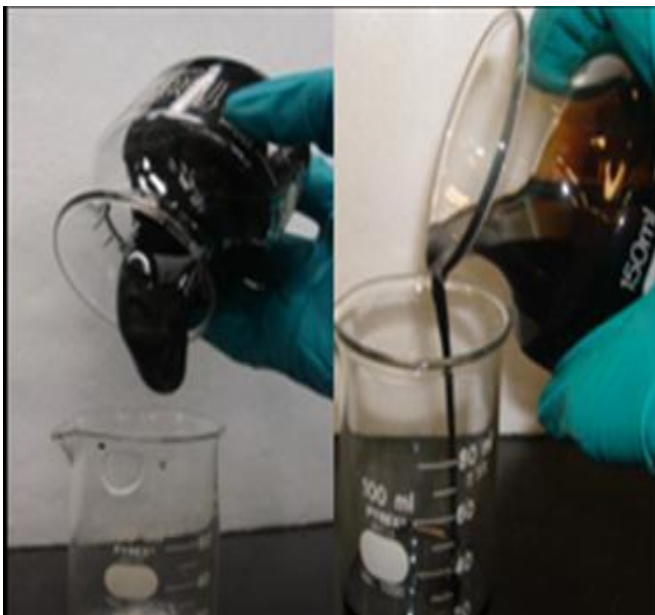
Anexo 6: Crudo Muerto



Anexo 7: Solubilidad del gas en el petróleo.



Anexo 8: Viscosidad del petróleo.

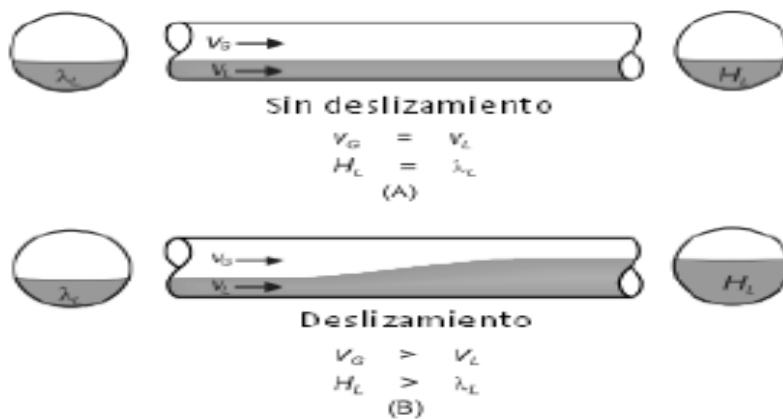


Anexo 9: Correlaciones para la determinación de la viscosidad en el PIPESIM.

Crudo Vivo			Crudo Muerto		
Correlaciones	Liv	Pesado a Extrapesado	Correlaciones	Liv	Pesado a Extrapesado
De Ghetto		X	Glaso		X
Kartoamodjo	X		De Ghetto		X
Chew -Connaly	X		Kartoamodjo	X	
Khan	X		Petrosky-Farshad	X	
Petrosky-Farshad	X		Hossain	X	
Hossain	X		Begg-Robinson	X	

Como se aprecia en el anexo10 para crudo vivo y muerto extrapesado la correlación disponible en el PIPESIM es la de DeGhetto y para crudo muerto extrapesado además se encuentra la correlación de Glaso.

Anexo 10: Esquema de relación entre el deslizamiento y el líquido Holdup



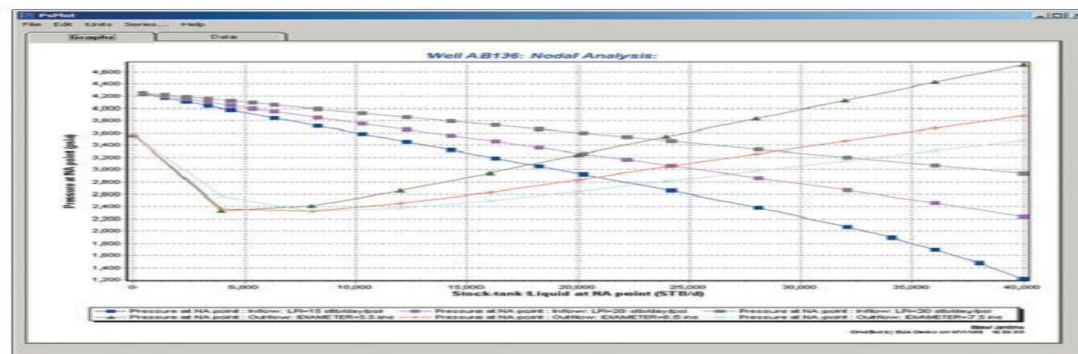
Anexo 11: Correlaciones para flujo multifásico en tuberías horizontales.

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de Tubería	Fluido
Lochart - Martineli	1949	Datos de laboratorio	0.0586'' a 1.1017''	Aceite, gas y agua
Eaton	1966	Datos de laboratorio y de campo	2'' a 4''	Aceite, gas y agua
Dukler	1969	Datos de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua

Anexo 12: Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales.

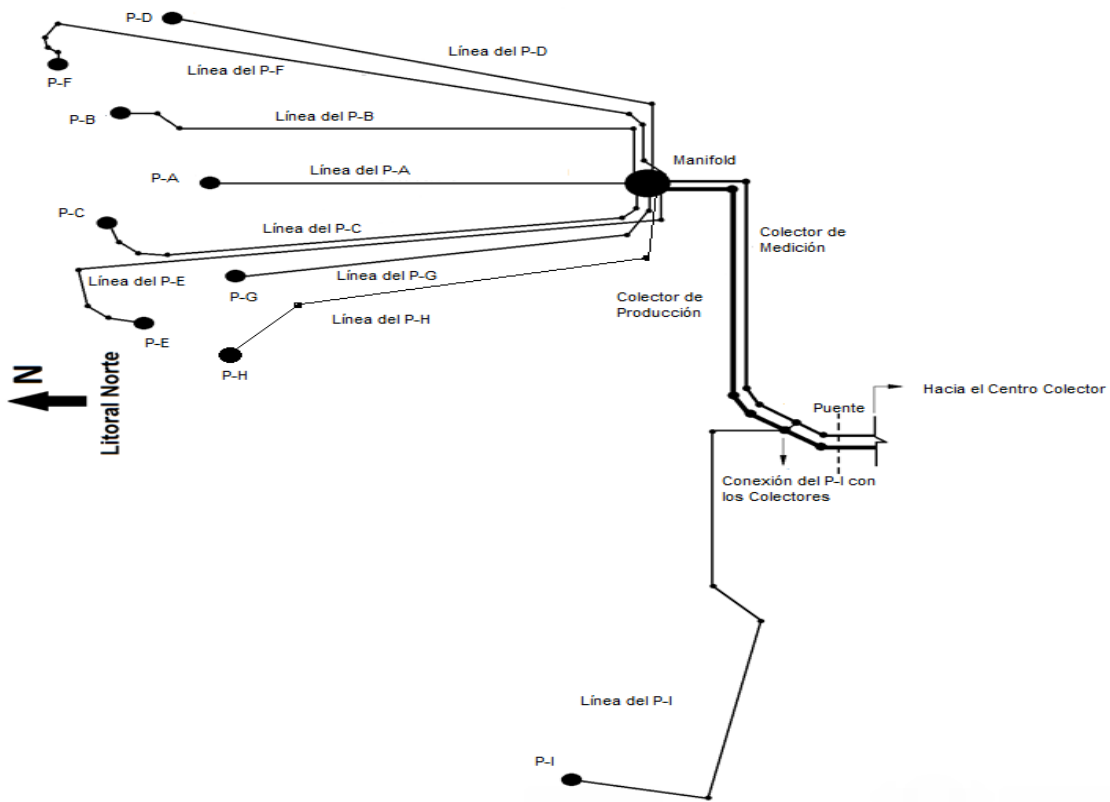
Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de Tubería	Fluido
Duns and Ross	1961	Datos de campo y de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Hagedorn and Brown	1965	Datos de campo y de laboratorio	1'' a 4''	Aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Azis and Govier	1972	Datos de campo y de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Beggs and Brill	1973	Datos de laboratorio	1'' a 1 ½''	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	< 3.5''	Gas y condensado

Anexo 13: Comportamiento del software (PIPESIM)

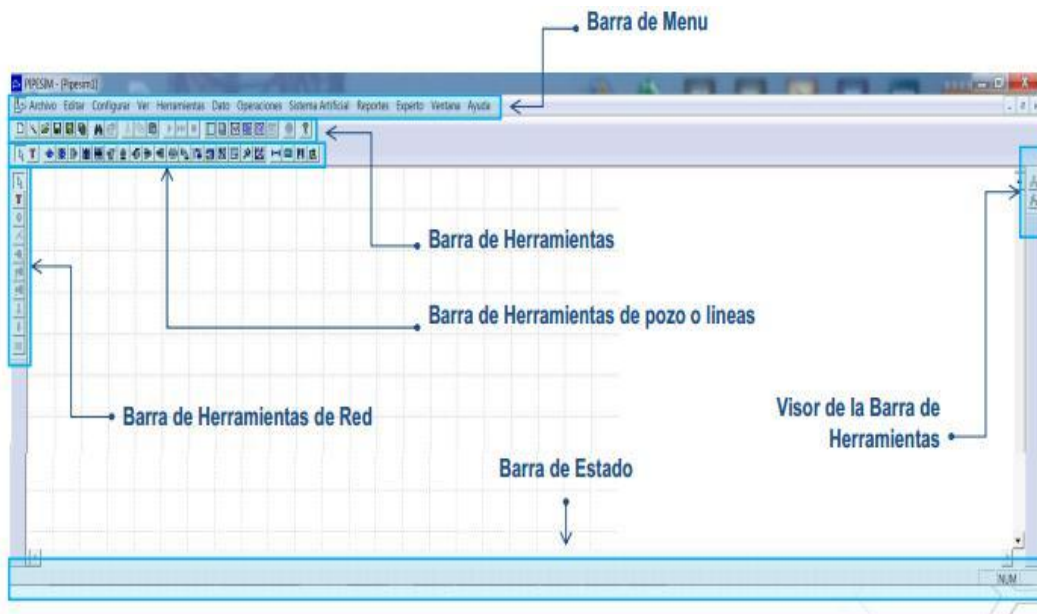


PIPESIM permite que usted efectúe un análisis nodal integral en cualquier punto de su sistema hidráulico, utilizando múltiples parámetros de sensibilidad.

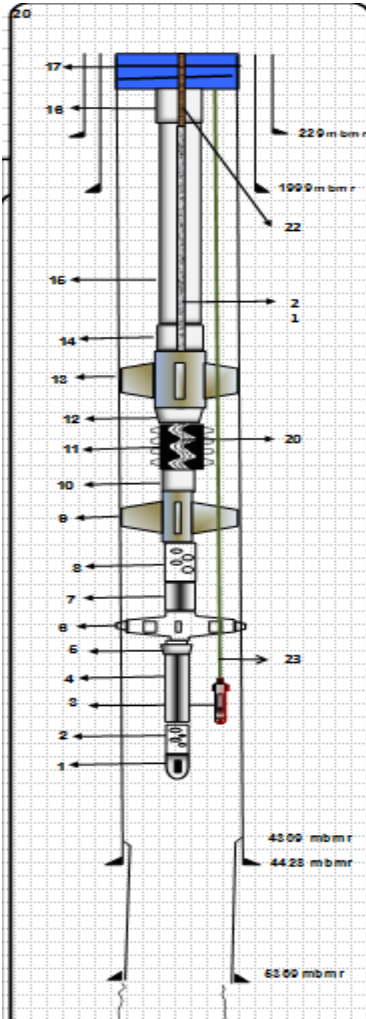
Anexo 14: Esquema general del campo de pozos.



Anexo 15: Ventana Principal del software PIPESIM.



Anexo 16: Otros datos de completamiento del pozo XX-7



DIPP/EPEP-C

Perfil del pozo

Página 1 de 1

Pozo
 Yacimiento: _____
 Prof. total: _____
 Fondo Artes: _____
 Altura MAAA: _____
 Rotaria: _____
 Tipo de arbolito: _____

Caño #1 : 6970 mbmr; Caño # 2 : 6773 mbmr
Caño # 1: 6720 mbmr

Altura Suelo: _____ Altura del colgador/ Suelo: _____

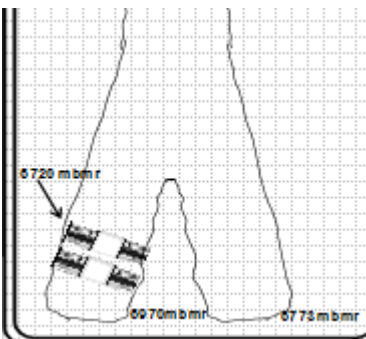
Condicion	Unidad	Profundidad m bmr.	Densidad Kg/m ³ /Grado m m
Conductora	308	229	K-55, 140 Kg/m
Técnica	329.7	1000	K-55 10.75 Kg/m
Intermedia	244.5	425	L-30, 52.94 Kg/m
Linear/Liso	177.3	4300-5300	K-55 42.17 Kg/m
Caño desnudo	155.6	# 1: 5300-6070 # 2: 5300-6773	

Tubería Diámetro: 114.3, 88.9 y 73 mm Peso: 1.97, 13.84 y 8.97 kg/ Kg/m Grado: N-80 y J-55

Tipo de tubería: **Sub** Fabricante: _____

Cantidad de tubería en el pozo: **110, 1 y 192** Largo de la tubería: **2904.21**

No.	DESCRIPCION	Longitud m	Profundidad m bop
1	73mm sub bullnose	0.25	2904.21
2	73mm sub Niple perforado	1.36	2903.95
3	73mm sub J-55 tubing cin con Regitrador Permanente.	0.36	2902.12
4	(192) 73mm sub J-55 tubing cin.	1773.27	2902.75
5	88.9 mm sub pin x 88.9 mm sub caja	0.14	1113.49
6	Anchete torsion 88.9 mm x 244.5 mm	0.50	1113.35
7	88.9 mm sub tubing J-55 cable normal	0.67	1112.75
8	Niple flujo 88.9 mm sub N80	1.16	1103.09
9	Centrizador 88.9 mm x 244.5	0.82	1101.93
10	Niple de paso	0.30	1101.31
11	Sector 120K1500 (150) serie LHK 338	14.20	1100.92
12	88.9 mm sub Niple x 114.3 mm sub caja	0.18	1098.63
13	Centrizador 114.3 mm x 244.5	0.82	1098.45
14	Niple de manipulación 114.3 mm J55 cin	1.24	1098.53
15	(110) 114.3mm sub N80 tubing cin.	1072.62	1094.59
16	114.3mm sub Niple colgador.	0.30	11.07
17	279.4m x 114.3mm sub Colgador de tubería.	0.32	11.07
18	800	10.75	10.75
19	Motor de bomba KUDU LHK 338 de 95 grados	15.98	1100.93
20	141 Caballos de 1 1/4"	1.074.42	1094.82
21	Varillon de 1 1/2"x28"	10.40	10.40
22	Cable de Regitrador Permanente 1/4"	2.900.00	
Unidad de fuerza NOM 100 HP 33 M BU			
Motor 100 hp, 1180 rpm., 208 Amps			



Anexo 17: Otras variables de survey del pozo

Survey No.	M. D. (mKB)	Inc. (°)	Azimuth (°)	T V D (mKB)	Subsea (m)	Latitude +N/-S (m)	Depart. +E/-W (m)	Section (m)	DLS (°/30 m)	Closure (m)	Direction of Closure
					-						
0	300,00	0,49	20,53	300,00	287,40	1,20	0,45	1,05	0,00	1,28	0,00
1	311,89	0,51	20,53	311,89	299,29	1,30	0,49	1,05	0,05	1,39	20,55
2	341,22	0,49	9,95	341,22	328,62	1,54	0,55	1,26	0,10	1,64	19,74
3	367,22	0,87	11,02	367,22	354,62	1,85	0,61	1,52	0,44	1,94	18,30
4	398,84	1,55	21,71	398,83	386,23	2,48	0,81	2,05	0,68	2,61	18,19
5	429,96	2,48	18,31	429,93	417,33	3,51	1,18	2,89	0,90	3,70	18,61
6	458,66	4,82	12,24	458,56	445,96	5,28	1,63	4,39	2,48	5,52	17,19
7	486,05	7,72 10,7	4,40	485,78	473,18	8,24	2,02	7,04	3,30	8,48	13,76
8	515,66	8 14,2	0,80	515,00	502,40	12,99	2,21	11,43	3,15	13,17	9,65
9	545,15	6 17,1	358,16	543,77	531,17	19,38	2,13	17,46	3,59	19,49	6,27
10	574,37	7 19,6	356,54	571,89	559,29	27,28	1,75	25,01	3,02	27,33	3,68
11	602,59	5 22,2	353,86	598,66	586,06	36,15	0,99	33,60	2,79	36,17	1,57
12	631,84	3 23,9	351,81	625,97	613,37	46,52	-0,32	43,79	2,75	46,52	359,60
13	660,54	7 25,6	348,66	652,37	639,77	57,61	-2,24	54,86	2,23	57,65	357,77
14	690,47	1 27,2	345,56	679,54	666,94	69,83	-5,05	67,31	2,10	70,02	355,86
15	719,68	4 28,6	341,76	705,69	693,09	82,30	-8,72	80,27	2,41	82,76	353,95
16	748,93	6	337,05	731,53	718,93	95,11	-13,55	93,97	2,69	96,07	351,89

Anexo 18: Valores del PVT sintético

Temperatura	Presión saturación	Factor Gaseoso	Factor Volumetrico	Compresibilidad	Visc	Densidad
To	Pb	Rs	Bo	Co	μ	ρ
(°C)	(atm)	(m3/m3)	(B/STB)	(atm-1)	(cp)	(g/cm3)
20	113,274	0,321724	1,01969	0,165351	378,911	0,984439
21,9	114,102	1,1563	1,0207	0,0118099	362,612	0,984165
23,8	114,935	2,1204	1,02187	0,00488595	346,022	0,983844
25,7	115,774	3,16796	1,02315	0,00283398	330,283	0,98349
27,6	116,619	4,27892	1,02452	0,00190915	315,761	0,98311
29,5	117,47	5,44166	1,02595	0,00140008	302,546	0,982706
31,4	118,327	6,64851	1,02745	0,00108458	290,613	0,98228
33,3	119,191	7,89397	1,029	8,73E-04	279,88	0,981835
35,2	120,06	9,17386	1,03061	7,23E-04	270,247	0,981371
37,1	120,936	10,4849	1,03226	6,12E-04	261,604	0,980889
39	121,819	11,8245	1,03395	5,27E-04	253,848	0,980391
40,9	122,707	13,1905	1,03569	4,60E-04	246,881	0,979876
42,8	123,602	14,5809	1,03747	4,06E-04	240,615	0,979345
44,7	124,504	15,9944	1,03928	3,62E-04	234,969	0,978799
46,6	125,411	17,4293	1,04114	3,26E-04	229,873	0,978238
48,5	126,326	18,8847	1,04302	2,95E-04	225,264	0,977663
50,4	127,247	20,3594	1,04495	2,69E-04	221,087	0,977073
52,3	128,174	21,8525	1,0469	2,47E-04	217,294	0,97647
54,2	129,109	23,3632	1,04889	2,27E-04	213,842	0,975854
56,1	130,05	24,8906	1,05091	2,10E-04	210,695	0,975225
58	130,997	26,4342	1,05296	1,95E-04	207,819	0,974584
59,9	131,952	27,9933	1,05504	1,82E-04	205,186	0,973929
61,8	132,914	29,5672	1,05714	1,70E-04	202,771	0,973263
63,7	133,882	31,1556	1,05928	1,60E-04	200,551	0,972586
65,6	134,857	32,7578	1,05928	1,50E-04	198,507	0,971896
67,5	135,84	34,2762	1,05928	8,50E-05	196,744	0,971255
69,4	136,829	34,2762	1,0632	8,17E-05	196,986	0,971514
71,3	137,825	34,2762	1,06294	7,87E-05	197,239	0,971754
73,2	138,829	34,2762	1,06269	7,59E-05	197,503	0,971976
75,1	139,84	34,2762	1,06247	7,33E-05	197,777	0,972184