



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

**Evaluación de los parámetros de operación en pozos
surgente del yacimiento Varadero Oeste Extendido.**

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: Antón Hernández Grischenkova

Matanzas 2015



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

Evaluación de los parámetros de operación en pozos surgente del yacimiento Varadero Oeste Extendido.

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: Antón Hernández Grischenkova

Tutor: Msc. Carlos Alberto González Hernández
Dr. C Agustín Benítez Hernández

Matanzas 2015

Declaración de autoridad

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

Nombre y Apellidos. Firma

Dedicatoria

Dedico especialmente este trabajo:

- A mis padres por ser mis guías y ejemplo a seguir en la vida.
- A mi hermano por siempre poder contar con él.
- A mi familia, mi mujer e hija que siempre me brinda su apoyo y amor.
- A mis compañeros de curso.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mis padres por siempre estar presentes con sus consejos, a mi hermano por toda su ayuda.

A mis amigos del aula que compartimos más de dos años de esfuerzo y sacrificio, Orlenis, Ahmed, Carlos, Robiel, Ismaray, Yaniel, Mayito, Yaima, Yonsely, Alicia y los todos los profesores que me han impartido clases en este largo periodo.

A mi tutor Carlos Alberto Gonzales y a todos los integrantes del departamento de técnico investigativo, por su trabajo y preocupación no hubiera sido posible la confección de este trabajo.

Y al Dr. C Agustín Benítez Hernández, gracias a él se pudo sacar adelante este trabajo.

Síntesis.

Debido a la necesidad de la Empresa de Perforación y Extracción de petróleo del Centro (EPEP- Centro), de aumentar la producción de petróleo, se hace necesario realizar un estudio para determinar los principales parámetros de operación, de los pozos que se encuentran produciendo por surgencia natural en el yacimiento Varadero Oeste Extendido. La empresa no cuenta con una herramienta especializada para determinar con cuales parámetros de operación comenzar a explotar los pozos, este se realiza con cálculos estimados y por la experiencia de los trabajadores del Departamento de Yacimiento de la empresa, por lo que es necesaria la introducción de un software de simulación.

Mediante la utilización de herramientas de simulación de fluidos multifásicos, se tiene objetivo obtener un modelo de simulación que permita conseguir los parámetros operacionales más eficientes, que permitan un incremento de los niveles de producción de estos pozos, además con la realización de este trabajo se realiza la validación del modelo, siendo uno de los primeros pasos para complementar la utilización de estos software de simulación en nuestro país, específicamente en el petróleo.

Abstract

Due to the need of the Company of Perforation and Extraction of oil of the Center (EPEP-Centro), to increase the production of oil, it becomes necessary to accomplish a study to determine the main parameters of operation, of the wells that they find producing for natural surgency in the deposit Varadero Oeste Extendido. The company does not count on a specialized tool to determine with as parameters of operation beginning to explode wells; this comes true with esteemed calculations and for the experience of the workers of the Yacimiento (Deposit) Department of company, which is why the introduction of software of simulation is necessary.

By means of the utilization of tools of simulation of multiphasic fluids, it has objective to obtain a simulation model that it enables getting the operational parameters more efficient, that they enable an increment of the levels of production of these wells, besides with the realization of this work the validation of the model comes true, being one of the first steps to complement the utilization of these software of simulation in our country, specifically in oil.

Tabla de Contenidos

INTRODUCCIÓN.....	1
Antecedentes de la investigación.....	2
Situación problemática	3
Problema.....	3
Hipótesis.....	3
Objeto de estudio.....	4
Objetivo general.....	4
Objetivos específicos:.....	4
Estructura del trabajo.....	4
CAPÍTULO I. Análisis bibliográfico.....	5
1.1. Fundamentos del flujo multifásico.....	5
1.2. Definición de las propiedades de los componentes del flujo multifásico.....	8
1.2.1. Propiedades del petróleo.....	8
1.2.2. Propiedades del gas.....	11
1.3. Patrones de Flujo.....	13
1.3.1. Flujo horizontal.....	15
1.3.2. Flujo vertical.....	16
1.4. Correlaciones empíricas de flujo multifásico en tuberías verticales.....	18
1.5. Modelos Mecanísticos.....	20
1.5.1. Evaluación de los modelos mecanicistas.....	22
1.6. Perforación de pozos petroleros.....	23
1.6.1. Pozos inclinados dirigidos y horizontales.....	23
1.6.2. Pozos de alcance extendido.....	24
1.7. Completamiento de los pozos.....	24
1.8. Sistemas de producción.....	25
1.8.1. Surgencia natural.....	25
1.8.2. Elevación artificial.....	26
1.9. Conclusiones parciales.....	27

CAPÍTULO II. Diseño Metodológico.....	28
2.1. Características del yacimiento Varadero.	28
2.1.1. Características geográficas de la región.	28
2.1.2. Geología estructural.....	29
2.2. Definición de la infraestructura de explotación.	30
2.2.1. Parámetros productivos.	31
2.2.2. Datos generales de los pozos.	33
2.3. Análisis de la situación del sistema de producción y aplicación de la simulación.	35
2.3.1. Componentes del análisis del sistema de producción.....	36
2.3.2. Puntos de análisis y condiciones de operación.	37
2.4. Análisis de sensibilidad.	38
2.5. Descripción del software de simulación de fluidos multifásicos.....	39
2.6. Aplicación del programa de simulación de flujo multifásico.	40
CAPÍTULO III. Resultados y discusión.....	46
3.1. Comportamiento de los parámetros fundamentales de los pozos.	46
3.2. Diagnóstico de los pozos y análisis del potencial productivo.	49
3.3. Análisis de los resultados de la simulación.....	50
3.4. Análisis Técnico.	55
Conclusiones.....	57
Recomendaciones.	58
Bibliografía.....	59
Simbología.....	63
Anexos.....	64

INTRODUCCIÓN

El petróleo es el producto natural más altamente valorizado de nuestra época, a tal extremo, que desde el inicio de su explotación en 1859, hace escasamente siglo y cuarto, ha sido el eje de los acontecimientos políticos y tecnológicos mundiales que más han caracterizado los últimos cien años de la humanidad. Este está caracterizado por una serie de propiedades físicas – químicas, las cuales permiten que se les utilice ventajosamente en aplicaciones técnicas e industriales. Las utilidades más importantes del petróleo son: fuente primaria de energía, materia prima para la industria petroquímica y fuente primordial de lubricantes. Este producto ha dado lugar a una profunda transformación de la técnica industrial de medios de transportación, influyendo directamente a la economía de los países que lo tratan, y determinado nuevas formas de vida.

La influencia ejercida por el petróleo en nuestro mundo actual no se limita tan solo al campo de la técnica y de la economía mundial, sino que llega a sentar pautas en la política y en la estrategia mundial. En la sociedad capitalista, el petróleo es controlado por las grandes corporaciones y es un poderoso recurso de explotación masiva para sus propios beneficios.

El incremento de la producción de petróleo cubano, que desempeña ya un papel importante como combustible en la generación de energía eléctrica y otras producciones básicas, así como el descubrimiento de nuevos yacimientos en la provincia petrolera al Norte de Cuba, están entre los objetivos fundamentales de la política económica del país contribuyendo al objetivo de alcanzar una futura independencia energética.

La industria petrolera en Cuba se encuentra en constantes procesos inversionistas, con el objetivo de incrementar las reservas de petróleo disponible y con él la capacidad de independencia económica del país. La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP – Centro), se encuentra enclavada en el municipio de Cárdenas, provincia de Matanzas, y es la encargada de operar de forma eficiente y segura, los yacimientos de producción de petróleo del centro del país, en la misma se encuentran los yacimientos de Cantel, Camarioca, Majaguillar, Guásimas y Varadero, éste último constituye el de mayores reservas probadas y mayor capacidad de producción de petróleo, con más del 98 % del total de la producción y el 100 % de la producción de Gas Natural de la Empresa.

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, PipeWell, etc.

Antecedentes de la investigación.

La llegada de la tecnología informática a la industria petrolera, ha posibilitado la creación de diversos software de cálculo y modelación de flujo multifásico, que facilitan la evaluación y optimización de la producción de petróleo de los pozos.

Estos fenómenos de transporte están influyendo no sólo en los rendimientos de producción de los pozos de petróleo, conectados mediante red de recolección a los distintos centros colectores, sino que además los patrones de flujo a los cuales están sometidos, definen los parámetros de operación de los pozos.

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.

Situación problemática

Debido a la apertura de nuevos pozos petroleros y a la necesidad de extraer los mayores niveles de producción de petróleo en los pozos existentes en el yacimiento Varadero Oeste Extendido (VWE), es necesario recurrir a avances tecnológicos, o sea introducir en el país nuevas tecnologías por medio de software de simulación de fluidos multifásicos, en redes horizontales y verticales, permitiendo de una manera eficaz, definir los parámetros de operación de los pozos productores de petróleo.

En la actualidad los parámetros de operación de los pozos surgentes que existen en explotación en el yacimiento VWE, están influenciados por las presiones impuestas en los cabezales de los pozos, las cuales son el resultado del conocimiento empírico. Esta presión define la capacidad real de producción del pozo, a partir de las presiones del reservorio en explotación, es decir, sólo se cuenta con la energía almacenada en el yacimiento, para vencer las restricciones de presión hidráulica por levantamiento de la columna líquida, además de la energía que se requiere para vencer las pérdidas por fricción. En el caso de los pozos que utilicen métodos de levantamiento artificial, para la producción del pozo, la presión impuesta en el cabezal del mismo no incide directamente en los resultados de producción, al contar con la energía aportada por el sistema de levantamiento (bomba).

Por tal motivo, es imprescindible evaluar, mediante al uso de simulación de flujo Multifásico, los tres pozos que se encuentran en explotación en el yacimiento Varadero Oeste Extendido, por método de surgencia natural (sin utilización de bomba), para definir los parámetros de operación que garanticen los mayores niveles de producción de petróleo.

Problema.

¿Cuáles serían los parámetros de operación más eficientes, de los pozos surgentes del yacimiento Varadero Oeste Extendido, que garanticen los mayores niveles de producción?

Hipótesis.

Si se utilizan de herramientas de simulación de flujo, se pueden determinar los parámetros de operación de los pozos productores de petróleo, por surgencia natural, del yacimiento Varadero Oeste Extendido.

Objeto de estudio.

Los parámetros de operación de los pozos surgentes del yacimiento Varadero Oeste Extendido.

Objetivo general.

Determinar los parámetros de operación, más eficientes, para elevar los niveles de producción de los pozos surgentes del yacimiento Varadero Oeste Extendido.

Objetivos específicos:

- Caracterizar el reservorio y la estructura de los pozos surgentes del yacimiento Varadero Oeste Extendido.
- Obtener el modelo de simulación, a partir de las características de los pozos surgentes y las propiedades del fluido.
- Validar el modelo de simulación con mediciones reales de cada uno de los pozos.
- Definir los parámetros de operación de los pozos surgentes.

Estructura del trabajo.

Para dar cumplimiento a las tareas del proyecto de esta investigación, se desarrollaron tres capítulos:

Capítulo I. Análisis bibliográfico, el cual constituye el marco teórico de la investigación que sustenta los resultados que se obtienen en el trabajo.

Capítulo II. Diseño metodológico: en el mismo se exponen los principios teóricos de la investigación relacionados con la evaluación e interpretación de los datos simulados. Además, se explican los materiales y métodos que se emplearon para la realización del diseño de la simulación del flujo multifásico.

Capítulo III. Resultados y discusión: en este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos (tablas y gráficos), dándole respuesta a la hipótesis formulada.

CAPÍTULO I. Análisis bibliográfico.

En la industria petrolera, una de las grandes tareas realizadas es la extracción de los hidrocarburos por medio de tuberías, en la cual se presenta una gran incertidumbre en la presión y temperatura del flujo de fluidos, viéndose esto reflejado en la variación del patrón de flujo de fluidos multifásicos.

Tratándose del flujo de fluidos en tuberías, la caracterización y descripción del comportamiento del flujo de hidrocarburos a lo largo de tuberías de extracción, es una herramienta útil, que permite estrategias en el diseño y puesta en marcha de proyectos de los sistemas de producción y transporte, la mejora del recobro de los mismos y por ende lograr el incremento de la producción de hidrocarburos, que es el principal objetivo de la industria del petróleo.

Históricamente, la predicción del comportamiento de flujos multifásicos se ha llevado a cabo de dos maneras: experimentalmente y teóricamente, a partir de este último método surge como una categoría el uso de softwares, de las cuales la más utilizada es la última. En el procedimiento experimental difieren en gran medida los modelos a escala de los prototipos, así como la sensibilidad de la instrumentación, lo cual se ve reflejado en la inexactitud de los datos obtenidos.

En el método teórico, la complejidad de las ecuaciones y las diferentes variables que llevan implícitas los fluidos multifásicos, hacen difícil encontrar soluciones exactas para un determinado tipo de flujo. El método computacional, gracias al avance de la informática y la disponibilidad, tanto de computadoras personales como de software de programación, ha mostrado ser una herramienta eficiente y confiable para la predicción de datos mediante procesos reiterados usando métodos numéricos, los cuales serían trabajosos realizarlos manualmente.

1.1. Fundamentos del 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 interfase 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).

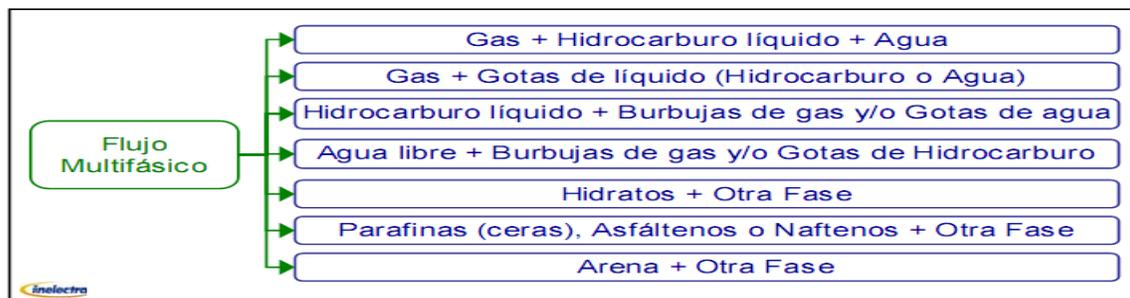


Figura 1. Flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos. (Azocar, 2007)

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

El requerimiento para diseños económicos, optimización de condiciones operacionales, operaciones seguras, lidera la necesidad de información detallada sobre los efectos de las

propiedades físicas del fluido sobre las características del flujo multifásico (Brill, 1991), (Campiono, 2008), (Schlumberger, 2008).

El entendimiento de los fenómenos que ocurren durante el flujo multifásico es de suma importancia, debido a la gran cantidad de aplicaciones que tiene en la industria petrolera. A pesar de esto, la forma común de abordar los problemas de flujo multifásico no es del todo satisfactoria ya que no se toman en cuenta muchos de los fenómenos físicos que ocurren durante el flujo de dos o más fases, si a esto le sumamos la ocurrencia en un espacio anular, la complejidad aumentara en gran medida (Sosa Solís, 2010).

El análisis del comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales tiene como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción y el del flujo multifásico en tuberías horizontales es un poco más complicado de modelar el comportamiento matemáticamente, es por ello que es indispensable el uso de software para construir un conjunto de curvas que cubran el amplio rango de condiciones de producción.

El flujo de fluidos puede ser clasificado de acuerdo a la geometría externa del conducto por el cual fluye, así como por el carácter del flujo; por ejemplo: laminar (líneas de flujo) o turbulento (fluctuaciones y movimiento violento), mientras que el flujo multifásico se clasifica según la distribución interna de las fases o patrones de flujo presentes (Santibañez C, 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 softwares de simulación con el fin de simular dichos perfiles (Ruiz Prada, 2007), (Y. Gonzales, 2008).

1.2. Definición de las propiedades de los componentes del flujo multifásico.

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 utilizar las correlaciones adecuadas, así como la presión de sus resultados.

1.2.1. Propiedades del petróleo.

Las propiedades más estudiadas para el petróleo incluyen la solubilidad del gas, factor volumétrico del petróleo, la viscosidad, la compresibilidad y la densidad.

1.2.1.1. Solubilidad del gas (R_s).

Se define como el volumen de gas que puede estar disuelto en el crudo a una condición de presión y temperatura antes de aparecer como fase libre. La solubilidad del gas depende de la presión, temperatura, gravedad específica del gas ($^{\circ}API$), (González, 2008) (Anexo 1).

$$R_s = f(P_b, \gamma_g, ^{\circ}API, T) \quad (1)$$

Las correlaciones utilizadas para la solubilidad del gas son:

- **Standing (1947)** es desarrollada a partir de 105 puntos experimentales provenientes de 22 mezclas de hidrocarburos de petróleos de California y gas natural. Esta correlación puede ser usada para petróleos con una gravedad $^{\circ}API$ menor de 15.
- **Glaso (1980)** es desarrollada a partir de 45 muestras de petróleo del Mar del Norte. En 1984, Sutton y Farashad, encontraron que la correlación de Glaso es la de mayor precisión y logra una mayor predicción de resultados, aunque la precisión disminuye para relaciones gas petróleo mayor a $249,35 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- **Vásquez & Beggs (1980)** es obtenida a través de un análisis de regresión usando una data de 5008 mediciones de solubilidad del gas. De acuerdo a la gravedad del petróleo los datos fueron divididos en dos grupos.

Para el crudo extra pesado. Se usa la correlación de Standing modificada.

$$R_s [scf / STB] = \gamma_g \cdot \left[10^a \cdot \left(\frac{P}{10.7025} \right) \right]^{1.1128} \quad (2)$$

Dónde:

$$a = 0.0169 \cdot API - 0.00156 \cdot (T)$$

Para el crudo pesado. La correlación de Vasquez Beggs modificada

$$R_s = \frac{1}{56.434} \cdot \gamma_{gs} \cdot P^{1.2057} \cdot 10^{\left[\frac{10.9267 \cdot (API)}{(T+460)} \right]} \quad (3)$$

Dónde:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \cdot \left[1 + 0.5912 \times 10^{-4} \cdot (API) \cdot (T) \cdot \log \left(\frac{P}{114.7} \right) \right]$$

1.2.1.2. Factor volumétrico (Bo).

Es definido como la razón entre el volumen del petróleo (incluyendo el gas en solución) a una determinada condición de presión y temperatura (yacimiento) y el volumen de petróleo a condiciones estándar (González, 2008).

$$Bo = \frac{Vo(P,T)}{Vo(SC)} \quad (4)$$

Las correlaciones utilizadas para el factor volumétrico son:

- **Standing (1947)** presentó una correlación gráfica para determinar el factor volumétrico a partir de la solubilidad del gas, la gravedad °API del petróleo, gravedad específica del gas y la temperatura del yacimiento. Esta correlación fue desarrollada a partir de 105 puntos experimentales con 22 sistemas de hidrocarburos de California.
- **Vásquez-Beggs (1980)** es desarrollada a partir de 6000 medidas del factor volumétrico a varias presiones. La correlación fue obtenida a partir de un análisis de regresión.
- **Glaso (1980)** es desarrollada a partir de 45 muestras de petróleo. En 1984, Sutton y Farashad, encontraron que la correlación de Glaso posee mejor precisión cuando se compara con las correlaciones de Standing y Vásquez-Beggs.
- **Marhoun (1988)** es desarrollada a partir de 160 valores experimentales, obtenidos a partir de 69 reservas de petróleo del medio Oriente.

1.2.1.3. Densidad del petróleo (ρ_o).

Se define como la masa por unidad de volumen en (lb/ft³). Debido al contenido de gas, la densidad del petróleo es dependiente de la presión. Esta, en condiciones estándares, se conoce como la gravedad API. (González, 2008), (Ghetto, 1994)

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (5)$$

Gravedad específica del petróleo: Es la razón entre la densidad del petróleo y la densidad del agua a 60°F y 1 atm de presión.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (6)$$

Tabla 1. Clasificación del crudo de acuerdo a la gravedad API.

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

Para crudo vivo (es aquel que contiene aun gas disuelto y al disminuir la presión y temperatura del sistema libera cantidades significativas de gas), la densidad es función de la cantidad de gas en solución (R_s). (Campbel, 2008), (Chirinos. M., 1983)

$$\rho_o = \frac{350 \cdot \gamma_o + 0.0764 \cdot \gamma_g \cdot R_s}{5.615 \cdot B_o} \quad (7)$$

Para crudo muerto (es aquel que a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente no libera gas), la densidad es función principalmente de la temperatura. El efecto de la presión puede ser despreciable.

1.2.1.4. Viscosidad del petróleo (μod).

Es la propiedad de un fluido que se opone a su deformación. (González, 2008)

Comportamiento de la viscosidad del petróleo con la presión.

- Para presiones mayores a la presión de burbuja la viscosidad se incrementa debido a la compresión del líquido
- Para presiones menores a la presión de burbuja la viscosidad disminuye como consecuencia de la capacidad del gas a ser disuelto en el petróleo.

Viscosidad del crudo muerto: se determina a partir de la temperatura y la gravedad API del crudo, generalmente se utilizan gráficas. (Maning, 1995)

Las correlaciones utilizadas para la viscosidad del crudo muerto son:

- **Beggs Robinson (1975)** reportó un error promedio de 0,64 % con una desviación estándar de 13.53% cuando se compara con los datos utilizados para su desarrollo.
- **Glaso (1980)** puede usarse dentro de un intervalo de 50 a 300 °F y gravedad API 20.1-48.1 °.
- **Kartoatmodjo y Schmidt (1994)** fue desarrollada a partir de 740 crudos diferentes con un conjunto de datos experimentales de 5392 puntos.
- **Hossain y colaboradores (2005)** fue desarrollada para crudos pesados a partir de las bases de datos experimentales de Chevron, De Ghetto y col. y Kartoatmodjo y Schmidt.

Correlaciones utilizadas para la viscosidad del crudo vivo:

- **Standing (1981)** fue desarrollada a partir de la gráfica generada por Chew - Conally, 1959, dicha gráfica fue generada a partir de 457 muestras de petróleo, para un rango de presión de 132 a 5645 p.s.i.a, temperaturas entre 72 y 292°F, solubilidad del gas entre 9,08 a 631,21m³/m³ y viscosidad del crudo muerto entre 0.377 y 50 cp.
- **Beggs - Robinson (1975)** es desarrollada a partir de un análisis de 2073 valores experimentales de viscosidad de crudo saturado. Los rangos de los datos usados para generar su correlación son: presión 132 a 5265 p.s.i.a, temperatura 70 a 295 °F, solubilidad del gas 3,56 a 368,68 m³/m³ y gravedad °API de 16 a 58.
- **Hossain y colaboradores (2005)** fue desarrollada para crudos pesados a partir de las bases de datos experimentales de Chevron, De Ghetto y col. y Kartoatmodjo y Schmidt (**Anexo 2**).

1.2.2. Propiedades del gas.

Las propiedades estudiadas incluyen la viscosidad del gas, el factor de compresibilidad, la densidad del gas, el factor volumétrico y la compresibilidad del gas.

1.2.2.1. Densidad del gas (ρ_g).

Debido a que el gas es comprensible, su densidad depende de la presión y la temperatura. Es determinada a partir de la ley de gases ideales y es corregida por el factor de compresibilidad de los gases.

$$\rho = \frac{p \times M}{z \times R \times T} \quad (8)$$

Masa molecular del gas: puede ser determinado a partir de la adición de las masas moleculares de cada uno de los compuestos o a partir de la ley de estado de los gases reales.

$$M = \sum y_i \times M_i \quad (9)$$

1.2.2.2. Factor de compresibilidad del gas (z).

También conocido como el factor de desviación del comportamiento de un gas ideal. Comúnmente el factor z se estima mediante la carta de Standing y Kartz.

Presión y temperatura pseudorreducida.

$$p_r = \frac{p}{p_c} \quad T_r = \frac{T}{T_c} \quad (10)$$

Presión y temperatura críticas del gas natural.

$$p_c \text{ (psia)} = 709,604 - 58,718 \gamma_g$$

$$T_c \text{ (°R)} = 170,491 + 307,344 \gamma_g$$

Las correlaciones utilizadas para el factor de compresibilidad son:

- **Hall - Yarborough (1973)** desarrollo una ecuación no lineal que permite calcular el factor de compresibilidad del gas. Su solución requiere de la aplicación de técnicas numéricas y métodos de aceleración de convergencia como el método de Newton - Raphson.
- **Dranchuk - Abu Kassem (1975)** obtuvo una ecuación de estado de 11 constantes que permite calcular el factor de compresibilidad del gas con un error absoluto promedio de 0.585%.

1.2.2.3. Viscosidad del gas (μ_g).

La viscosidad del gas generalmente aumenta con la presión. El aumento de la temperatura disminuye la viscosidad del gas. Mientras la viscosidad del gas aumenta a presiones bajas y moderadas.

Al igual que el petróleo, la viscosidad del gas puede ser determinada por medio de correlaciones. La correlación de Lee y colaboradores (1966), estos midieron la viscosidad

de cuatro gases naturales con un rango de temperatura sobre 560 y 800 °R, hasta 8000 psia, y propusieron la correlación.

$$\mu_g = 10^{-4} \cdot a \cdot EXP \left[b \cdot \left(\frac{\rho_g}{62.43} \right)^c \right] \quad (11)$$

Dónde:

$$a = \frac{(9.379 + 0.0160 \cdot PM) \cdot T^{1.5}}{209.2 + 19.26 \cdot PM + T} \quad b = 3.448 + 0.01009 \cdot PM + \left(\frac{986.4}{T} \right)$$

$$c = 2.4 - 0.2 \cdot b$$

1.3. Patrones de Flujo.

Cuando dos fluidos con diferentes propiedades físicas fluyen simultáneamente en una tubería, hay un amplio rango de posibles regímenes de flujo. Por patrón de flujo se refieren a la distribución de cada fase en relación a la otra fase en la tubería. (Brill, 1992), (James, 2002)

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y el flujo de dos fases es que en este último, la fase gaseosa y líquida (agua y petróleo) pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución espacial de la interface, resultando en características diferentes de flujo, tales como los perfiles de velocidad y colgamiento. (Ruiz Prada, 2007), (Alarcón, 1998)

La existencia de patrones de flujo en un sistema multifásico dado, depende principalmente de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, gastos de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como: densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

La determinación de los patrones de flujo es un problema medular en el análisis de un sistema multifásico. Todas las variables de diseño son frecuentemente dependientes del patrón existente. Estas variables son: la caída de presión, el colgamiento de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa. (Sosa Solís, 2010), (Cornish, 1976)

Existen varias técnicas para determinar los patrones de flujo, que van desde la observación visual directa hasta el uso de rayos x, pasando por las técnicas fotográficas. La

determinación del patrón de flujo existente en un sistema bifásico no es obvia y generalmente depende de una interpretación individual del observador. (Rouhani, 1983), (Mubayed, 2007)

Para flujo concurrente de un gas y un líquido de baja a moderada viscosidad, pueden ser distinguidos un número de diferentes patrones de flujo, los cuales pueden fluctuar desde el extremo de burbuja de gas dispersa en una fase líquida continua con una velocidad de gas relativamente baja, a gotas de líquido dispersa en una fase continua de gas. Es importante señalar que tanto para el caso de flujo en tuberías horizontales como en tuberías verticales, es posible encontrar en una misma tubería diferentes patrones de flujo. (Alves, 1954), (Mandhane, 1974)

Los patrones de flujo pueden ser resumidos en un mapa de flujo (Anexo 11), en el cual se presentan las características morfológicas de arreglo de los componentes y son, generalmente, el resultado de la recopilación de datos experimentales obtenidos a partir de un gran número de observaciones de dichos patrones. Las transiciones o fronteras entre un patrón de flujo y otro no están bien definidas, ya que la distinción entre los mismos tiene una dependencia cualitativa y varía de observador en observador. De hecho, las fronteras son arbitrarias porque se basan en lo que el experimentador ve, y no en los parámetros que caracterizan al flujo tales como viscosidad y flujo másico. (Wallis, 1969)

En la actualidad no existen correlaciones ni modelos generales que permitan predecir satisfactoriamente las transiciones entre los distintos patrones de flujo que pueden estar presentes en tuberías con flujo multifásico, aunque se han publicado correlaciones para flujos específicos (Simpson, 1987)

Las transiciones de un patrón de flujo a otro se definen de manera abrupta y tajante, muy distinto a lo que se observa en la realidad, lo que acarrea frecuentemente problemas de oscilaciones numéricas y resultados sin significado físico cuando es necesario simular el comportamiento de un flujo multifásico en tuberías. (Montero, 1999)

La predicción del patrón de flujo que se presenta en un determinado punto en un pozo es de gran importancia, ya que algunas correlaciones usadas para la predicción de pérdida de presión varían de acuerdo al patrón de flujo existente. La predicción de los patrones para flujo horizontal es más difícil que para flujo vertical, ya que en flujo horizontal, las fases

tienden a separarse debido a la diferencia en densidad, causando una forma de estratificado. (Chierici, 1974)

1.3.1. Flujo horizontal.

Los patrones de flujo existentes en estas configuraciones 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. (Caliz, 2008)

Flujo estratificado: Las fases están separadas por la acción de la gravedad, donde la fase líquida fluye en el fondo de la tubería y el gas en el tope. El flujo estratificado se subdivide en estratificado liso y estratificado ondulado, de acuerdo a la forma que presente la superficie de líquido.

Flujo intermitente: En este patrón tapones de líquido fluyen alternadamente a lo largo de la tubería, seguidos por burbujas de gas que fluyen sobre una película de líquido. El flujo intermitente se subdivide en flujo tapón y flujo burbuja alargada. Cuando el flujo no presenta perturbaciones y no existen burbujas de gas en el tapón de líquido el patrón de flujo se denomina burbuja alargada. Para altas tasas de flujo, cuando el tapón de líquido presenta burbujas de gas, el patrón de flujo se denomina tapón.

Flujo anular: En flujo anular una película de líquido rodea un núcleo de gas que fluye a alta velocidad, el cual puede contener gotas de líquido. Cuando el flujo de gas es relativamente bajo, la mayor parte del líquido fluye como una película en el fondo de la tubería, mientras ondas inestables de líquido fluyen alrededor de la tubería humedeciendo su periferia. Este patrón de flujo se conoce como flujo anular ondulado.

Flujo burbuja dispersa: La fase gaseosa está distribuida en burbujas discretas dentro de la fase líquida continua. Normalmente existe mayor concentración de burbujas hacia la parte superior de la tubería que hacia la parte inferior.

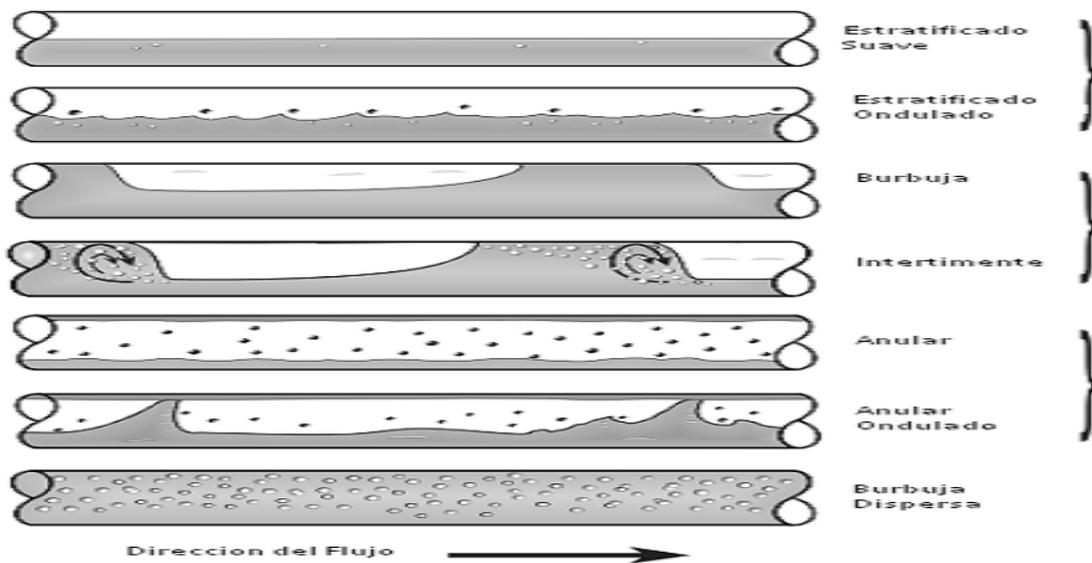


Figura 2. Patrones de flujo en tuberías horizontales y casi horizontales. (Beggs, 1991)

1.3.2. Flujo vertical.

Los parámetros que gobiernan la ocurrencia de una configuración de flujo dada son numerosos y parece poco confiable tratar de representar todas las transiciones en un gráfico bidimensional de flujo. Los patrones de flujo pueden ser reconocidos mediante la observación del flujo, por sí mismo o de una fotografía, o viendo una película. (Delhaye, 1978),

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 la figura 3 (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.

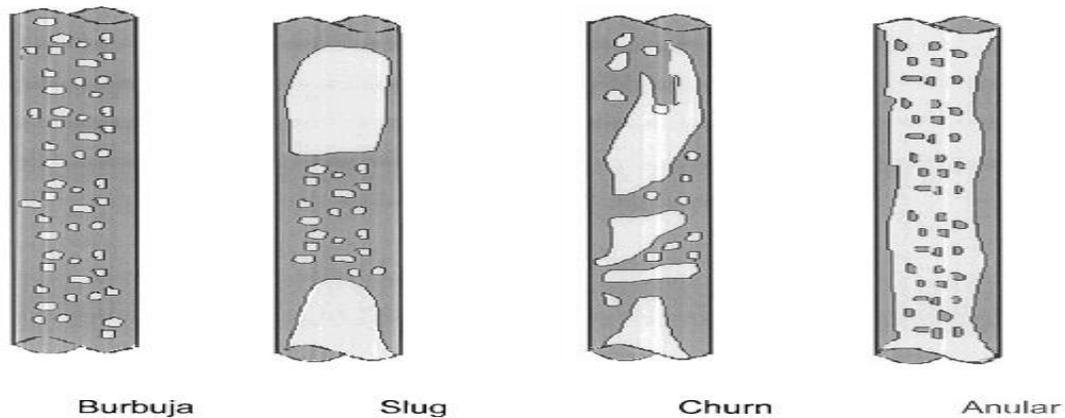


Figura 3. Patrones de flujo en tuberías verticales e inclinadas fuertemente. (Beggs, 1991)

Al pasar los fluidos provenientes del yacimiento a través de la tubería de producción, se consume la mayor parte de la presión disponible para llevarlos del yacimiento a las instalaciones de separación, por lo que es de suma importancia realizar una evaluación precisa de la distribución de la presión a lo largo de la tubería. (Hasan, 1992)

Todos los métodos disponibles hoy en día están sujetos a una gran variedad de grados de error, dependiendo del sistema en el que se empleen y por ende se requiere un análisis profundo de los resultados para determinar si es correcto su uso. (Cornish, 1976)

1.4. Correlaciones empíricas de flujo multifásico en tuberías verticales.

Las correlaciones empíricas son aquellas en las que sus autores proponen una serie de ajustes de datos experimentales para correlacionar una variable determinada. Estas correlaciones pueden considerar tanto el deslizamiento entre las fases como la existencia de patrones de flujo; por tanto, requieren de métodos para determinar el patrón de flujo presente. Una vez que se ha determinado el patrón de flujo correspondiente a unas condiciones dadas, se determina la correlación apropiada para el cálculo del factor de fricción así como para el colgamiento de líquido con o sin deslizamiento, las cuales, generalmente, son distintas dependiendo del patrón. (Sosa Solís, 2010)

Existen correlaciones empíricas para predecir todas las propiedades de los fluidos de interés en las operaciones de flujo multifásico. Sin embargo, se debe tener mucho cuidado en que las correlaciones no se extiendan de sus rangos de validez. (Fancher, 2004)

Tratar los flujos como una mezcla homogénea no es normalmente real, resultando esto en predicciones pobres del comportamiento del flujo. (Brill, 1999) Una tendencia para mejorar las predicciones del comportamiento del flujo, incluye correlaciones empíricas y la consideración de un flujo de fluidos. (Notas del curso, 2006)

Una de las desventajas de las correlaciones empíricas es que su uso se limita a condiciones similares para las que fueron desarrolladas, fuera de ellas, las desviaciones en los valores predichos aumentan significativamente. Cuando se emplean estas correlaciones para predecir la caída de presión en líneas de mayor diámetro, o para fluidos de propiedades diferentes, los valores obtenidos difieren considerablemente de los experimentales. (Badie S, 1999)

Diversos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales (**Tabla 2 y 3**), 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)

Tabla 2. Correlaciones para flujo multifásico en tuberías horizontales.

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

Tabla 3. Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales.

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro 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

La Correlación de Beggs & Brill.

Fue desarrollada de 548 pruebas tomadas con datos obtenidos experimentalmente, de una prueba con un arreglo a pequeña escala. Esta correlación es aplicable para un amplio rango de condiciones de flujo. Las pruebas se hicieron en secciones de tuberías de acrílico de 1 y 1.5 pulgadas de diámetro y 90 pies de longitud, la cual tenía un mecanismo que podía inclinar la tubería de horizontal a vertical y los fluidos utilizados fueron aire y agua. Beggs y Brill llevaron a cabo investigaciones sobre flujo multifásico, realizando una variación en

el ángulo de inclinación de las tuberías empleadas en las pruebas, de -90° a $+90^\circ$. Para cada diámetro de tubería, los gastos de líquido y gas variaban, por lo que se pudieron observar todos los patrones de flujo cuando la tubería estaba en posición horizontal. Una vez establecido cada patrón de flujo, procedieron a variar el ángulo de inclinación, así que se pudo observar como el ángulo de inclinación afectaba el colgamiento y el gradiente de presión. El colgamiento y el gradiente de presión fueron medidos en ángulos que variaban entre 5, 10, 15, 20, 35, 55, 75 y 90° grados, y se encontró que el colgamiento llegaba a su valor máximo en $+50$ grados y a su valor mínimo en -50 grados. El mapa de patrones de flujo original que obtuvieron Beggs y Brill fue ligeramente modificado para poder incluir la zona de transición entre el patrón de flujo segregado y el intermitente. Como resultado de los experimentos, obtuvieron una ecuación generalizada, que puede ser utilizada para el cálculo de los gradientes de presión en tuberías verticales en las que exista flujo multifásico, siendo útil también para las tuberías horizontales.

1.5. Modelos Mecanísticos.

El flujo multifásico en tuberías se caracteriza por involucrar un gran número de variables y por presentar diferentes características como: diferentes patrones de flujo, resbalamiento entre fases, movilidad de la interface gas – líquido, así como transferencias de masa y de calor. Debido a la complejidad del análisis, la forma inicial de abordar este problema fue desarrollar las correlaciones empíricas a partir de experimentos prácticos, generalmente carentes de bases físicas. (Petalas, 2004)

Estas presentan varios problemas, principalmente en cuanto a los rangos de aplicación respecto de las variables de control como: los gastos de operación, la geometría de flujo y las propiedades de los fluidos. Por otra parte, las fronteras de los mapas de patrones de flujo, las cuales se definían únicamente en función de las velocidades superficiales, en realidad son muy sensibles a otros parámetros. De ahí la necesidad de introducir los mecanismos físicos básicos que intervienen en el proceso, para mejorar la exactitud de las predicciones y obtener un mejor análisis. (Sosa Solís, 2010)

Los modelos mecanísticos son modelos realistas de una parte de un sistema natural o de un comportamiento determinado. En ellos existe una relación de correspondencia entre las variables y los fenómenos naturales observables en el mismo.

Los modelos mecanísticos o fenomenológicos consisten básicamente en el planteamiento de un modelo físico simplificado del problema, al que se le aplica un análisis matemático, desarrollando las ecuaciones que representan el fenómeno, introduciendo el mayor número de variables de control que permitan las simplificaciones. De esta manera, al sustentarse estos modelos en teorías previamente establecidas, es posible tener un mejor control sobre dichas variables y además, los rangos de éstas solo estarán limitados por las simplificaciones planteadas por el mismo modelo.

En otras palabras, los modelos mecanísticos o mecanicistas intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio aplicando principios fundamentales, como el de conservación de la masa, de cantidad de movimiento lineal y de energía, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades, y velocidades de los fluidos.

La gran ventaja sobre los modelos tradicionales es que, cuando esto se consigue, es posible realizar una experimentación intensiva, sistemática y automatizable sobre el modelo en lugar de hacerlo sobre el sistema natural. 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.

Un postulado fundamental en el modelado mecanístico del 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. Posteriormente, se formulan modelos hidrodinámicos separados para cada uno de los posibles patrones de flujo.

Como modelo mecanicista para los patrones de flujo en tuberías verticales y ligeramente inclinadas vamos a utilizar el modelo de Xiao, (Xiao, 1990), el cual se explica a continuación:

Xiao desarrollo un modelo mecanicista para el flujo de gas – líquido en tubería, que puede predecir los patrones flujo como estratificado liso (SS), estratificado ondulado (SW), intermitente (I), anular con líquido disperso (AD) y burbuja dispersa (DB), también la fracción volumétrica del líquido y por supuesto la caída de presión para cada patrón de flujo. Xiao desarrollo su modelo en base a los modelos más reciente en el área, y luego el

modelo fue evaluado, usando data experimental, además fue comparado con correlaciones empíricas comunes. Implementaron el mismo método de desarrollo presente en los trabajos de Taitel y Dukler (1976), Taitel (1980), Barnea (1982a, 1982b y 1987), modificando y extendiendo dichos modelos para formar un modelo más amplio que abarcara todos los ángulos de inclinación.

En el modelo de Xiao fueron presentadas tres transiciones principales, la transición estratificado - no estratificado, la transición intermitente - anular y la transición intermitente - burbuja dispersa. A su vez, el caso estratificado, se divide en dos regiones estratificado liso y estratificado ondulado:

En general, en este modelo se emplean los criterios de Taitel y Dukler (1976) para la predicción de los patrones de flujo, con unas pequeñas modificaciones. En el caso de la transición estratificado liso – estratificado ondulado y en el caso de tuberías inclinadas con el flujo descendente, el criterio de la transición estratificado liso – estratificado ondulado se basa en el criterio de Barnea (1982a):

1.5.1. Evaluación de los modelos mecanicistas.

Es conveniente tener un panorama del papel que desempeñan los modelos mecanicísticos en la industria petrolera. Para esto, es necesario realizar una comparación de los mismos y de los métodos más comunes de determinación de las características del flujo multifásico. Con el fin de resolver los problemas relacionados con el flujo multifásico, se han desarrollado modelos simplificados, tales como los modelos homogéneos, las correlaciones empíricas.

En un modelo de flujo homogéneo, el flujo multifásico es supuesto como un fluido homogéneo con una velocidad y propiedades físicas propias de la mezcla. Entre estos modelos uno de los más usados es de flujo homogéneo de Wallis. En la **(Tabla 4)**, se representan los nueve modelos homogéneos evaluados por (Craviño, 2007).

Tabla 4. Modelos homogéneos y sus respectivos acrónimos.

Modelos homogéneos	Acrónimo
Wallis	MHW
Mc Adams	MHMc
Poettman and Carpenter	CPC
Cicchitti	MHC

Baxendell and Thomas	CBT
Fancher and Brown	CFB
Oliemans	COL
Beattie and Whalley	CBW
Ouyang	MHO

Las correlaciones empíricas, han sido la herramienta de uso común para la solución de problemas asociados al flujo multifásico. Estas ofrecen una manera eficaz de evaluar las características asociadas con este tipo de flujo; tanto es así, que muchas de ellas fueron desarrolladas en la década de los 40 y siguen siendo una herramienta de cálculo usada en la industria petrolera mundial, incluso en modernos paquetes de computadora. En la (**Tabla 2**), se presentan las correlaciones utilizadas tanto para flujo horizontal como vertical e inclinado.

Los modelos mecánicos, intentan representar matemáticamente la física del fenómeno en estudio, aplicando principios como el de conservación de la masa, de cantidad de movimiento lineal y de energía, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades, y velocidades de los fluidos. En la (**Tabla 5**) se muestran los modelos mecánicos más utilizados.

Tabla 5. Modelos Mecánicos más usados.

Modelos Mecánicos	Año
Taitel y Dukler	1976
Barnea	1986
Taitel y Barnea	1990
Xiao	1990
Gómez	1999

1.6. Perforación de pozos petroleros.

1.6.1. Pozos inclinados dirigidos y horizontales.

La perforación inclinada dirigida consiste en desviar un pozo de acuerdo con una trayectoria programada, hacia la capa productiva, cuya ubicación está dada por un desplazamiento lateral horizontal en un cierto rumbo (azimut) y por una profundidad vertical.

Existen diversos perfiles de construcción de los pozos inclinados dirigidos. Los objetivos de la perforación inclinada son:

- Perforar pozos de alivio.
- Explotar capas de difícil acceso.
- Perforar zonas con fallas tectónicas.
- Perforar domos salinos.
- Perforar pozos múltiples desde estructuras artificiales.
- Perforar un pozo ramificado.
- Desviar la perforación al costado de la herramienta aprisionada en el pozo.

La perforación de este tipo de pozo es importante porque permite:

- Incrementar la productividad (aumentar el coeficiente de entrega del petróleo de la formación geológica).
- Interceptar y drenar las fracturas verticales más eficientemente.
- Reducir la conificación de agua y gas.
- Evitar la apertura de las capas con agua, ensayar con éxito los colectores con fracturas verticales.
- Mayor área de búsqueda y exploración de minerales útiles.
- Recuperar pozos en zonas marginales de baja porosidad y permeabilidad.
- Que el índice de productividad respecto a un pozo vertical aumente de tres veces a cinco veces, como consecuencia del aumento del área de drenaje.

1.6.2. Pozos de alcance extendido.

Cuando la relación entre el desplazamiento horizontal del pozo (MD) y la profundidad vertical total (TVD) sea mayor que 2,5, comienza la perforación de largo alcance, para la cual se precisan técnicas especializadas.

1.7. Completamiento de los pozos.

El completamiento de pozos petroleros es el conjunto de operaciones destinada a la puesta en producción de un pozo. Estas operaciones comprenden fundamentalmente el establecimiento de la comunicación capa productiva - caño del pozo, el tratamiento de la capa y el equipamiento del pozo. Este comienza cuando ha concluido la fase de perforación, con la bajada y cementación de la última camisa de revestimiento o con la

llegada a la profundidad final, y la realización de los registros geofísicos en el caso de los pozos desnudos.

Existen varios tipos de terminación de pozos, cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la terminación mientras menos aparatosa mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al pozo para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores. Además, es muy importante el aspecto económico de la terminación elegida por los costos de trabajos posteriores para conservar el pozo en producción.

La elección de la terminación debe ajustarse a la mecánica del flujo, del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo. Si el yacimiento tiene suficiente presión para expeler el petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural o surgente, pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se hará producir por medio del bombeo mecánico o hidráulico o por levantamiento artificial a gas. (Hernandez, 2004), (Howard B, 1992) y (Thomas, 2001).

En la actualidad la terminación de los pozos puede ser de distintas variantes dependiendo de las características del yacimiento:

- Terminación con camisa filtro sin cementar.
- Terminación normal, encamisado y cementado.
- Terminación con camisa filtro, cementada con sombrilla o packers.
- Terminación con el caño desnudo o al descubierto (utilizado en los pozos a estudiar)

1.8. Sistemas de producción.

La selección del método de extracción más adecuado depende de las condiciones físicas que presente el yacimiento y/o del comportamiento de afluencia de uno o de los pozos en estudios.

1.8.1. Surgencia natural.

Este método de extracción de petróleo es el más económico y menos complicado que se pueda utilizar, ya que el petróleo surge naturalmente con la energía propia de la capa la cual es capaz de levantar la columna de petróleo, agua y gas desde el fondo hasta la superficie y

la mano del hombre interviene menos que en los otros métodos existentes. 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. (Centro Internacional de Educación y Desarrollo, CIED, 1997), (Hernández Lescaye, 2005), (STAGG, 1990)

En la práctica se ha constatado que este empuje se puede derivar de la presencia de un casquete de gas libre que yace encima del petróleo; de un volumen de gas disuelto en el petróleo; de un volumen de agua dinámica subyacente o de empuje por gravedad. Generalmente se da el caso de que uno de estos mecanismos es dominante y la posible presencia de otro podría actuar como ayuda a dicho mecanismo dominante. (Tarek, 2001)

Es muy importante detectar lo más anticipadamente posible el mecanismo natural de empuje o expulsión del petróleo, esto servirá para obtener el mayor provecho del comportamiento del mecanismo en el yacimiento y de cada pozo en particular, también ayudará a estudiar futuras aplicaciones de extracción secundaria por inyección de gas o de agua, o gas/agua u otros elementos. (Chalet, 2000)

1.8.2. Elevación artificial.

Existen varias técnicas disponibles para asistir en el levantamiento de los fluidos a la superficie. Todas estas técnicas en su conjunto reciben el nombre de sistemas artificiales de producción.

La instalación de los sistemas artificiales de producción, obedece a razones económicas y técnicas. Antes de instalar un sistema artificial de producción es conveniente hacer un estudio económico que compare todos los sistemas artificiales bajo las siguientes premisas: inversión inicial, vida útil del sistema, costos de operación, producción esperada, costos y duración de intervenciones a pozos, producción diferida por intervenciones y estadística de fallas de los sistemas. (Brown, 1977), (MANÇU, 2000), (Guido, 2005) y (Partidas, 2003)

Los principales sistemas artificiales de producción son:

- Bombeo Neumático.
- Bombeo Mecánico.
- Bombeo Electrocentrífugo o Electro Sumergible.
- Bombeo Rotatorio de Cavidad Progresiva (PCP).

- Bombeo Hidráulico.

1.9. Conclusiones parciales.

Como resultado del análisis de la información adquirida se decide utilizar la correlación empírica para flujo vertical y el modelo mecanicista para flujo horizontal y ligeramente inclinado, que se van a utilizar para la obtención de los parámetros de operación más eficiente mediante la simulación de flujo multifásico utilizando software de simulación de fluidos.

La correlación de Beggs and Brill es aplicable para un amplio rango de condiciones de flujo, llevaron a cabo investigaciones sobre flujo multifásico, realizando una variación en el ángulo de inclinación de las tuberías empleadas en las pruebas, de -90° a $+90^\circ$, El colgamiento y el gradiente de presión fueron medidos en ángulos de diferentes valores y se encontró que el colgamiento llegaba a su valor máximo en $+50$ grados y a su valor mínimo en -50° grados. Como resultado de los experimentos, obtuvieron una ecuación generalizada, que puede ser utilizada para el cálculo de los gradientes de presión en tuberías verticales en las que exista flujo multifásico, siendo útil también para las tuberías horizontales.

Como modelo mecanicista se decidió utilizar Xiao, este puede predecir casi todos los patrones flujos horizontales, también la fracción volumétrica del líquido y por supuesto la caída de presión para cada patrón de flujo. Su modelo se desarrolló en base a los modelos más recientes en el área, y luego fue evaluado, usando data experimental, además fue comparado con correlaciones empíricas comunes. Implementaron el mismo método de desarrollo presente en distintos modelos, modificando y extendiendo dichos modelos para formar un modelo más amplio que abarcara todos los ángulos de inclinación. En este modelo se emplean los criterios de Taitel y Dukler (1976) para la predicción de los patrones de flujo, con unas pequeñas modificaciones.

CAPÍTULO II. Diseño Metodológico.

2.1. Características del yacimiento Varadero.

2.1.1. Características geográficas de la región.

El archipiélago cubano se divide en dos provincias petroleras: la Provincia Norte y la Provincia Sur. La región de estudio ubicada en la parte más oriental del poblado de Boca de Camarioca, (localizada al norte del Municipio de Cárdenas limita al noreste con la Península de Hicacos Varadero y al suroeste con la ciudad de Matanzas), se encuentra dentro de la provincia petrolera Norte y pertenece a la región gasopetrolífera Varadero Oeste (Figura 4).

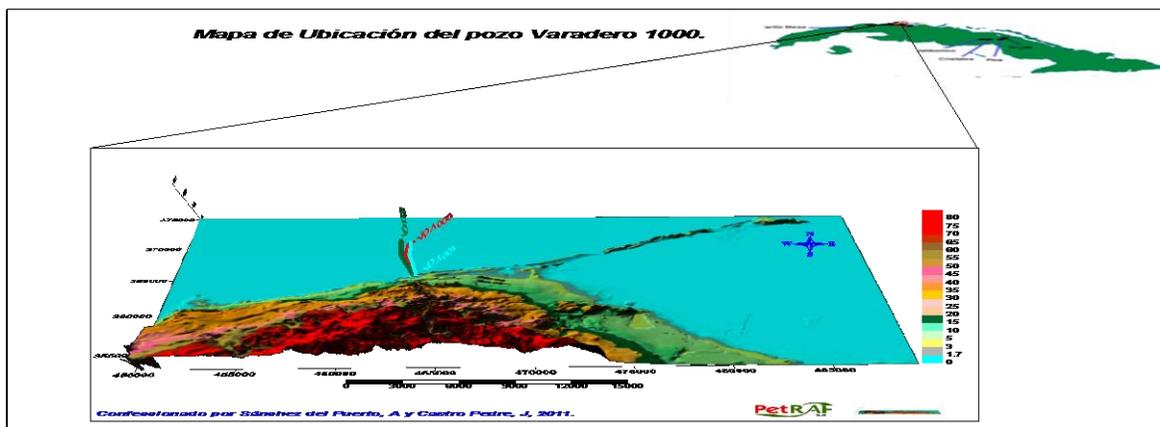


Figura 4. Ubicación geográfica del área de estudio.

Desde el punto de vista geomorfológico en el área y zonas aledañas, se observa una zona costera y precostera del tipo de llanura lacuno - palustre, con vestigios cársicos (diente de perro) y un fondo marino de llanura abrasivo - acumulativa en la plataforma insular, donde la profundidad del mar oscila entre los 0,5 y 5 m.

El clima de la zona es tropical como en todo el país. La cantidad promedio de precipitaciones es de 1300 mm y la temperatura media anual es de 21.5 – 28 °C, llegando a 32 °C en épocas de verano.

Los municipios más cercanos son Matanzas y Cárdenas con desarrollo en ascenso en diferentes renglones de la agricultura y la industria, y perteneciente a Cárdenas, Varadero donde se desarrolla el turismo. La extracción de petróleo y la pesca constituyen también renglones económicos importantes de la zona.

2.1.2. Geología estructural.

Desde el punto de vista estructural, el Yacimiento Varadero Oeste Extendido, representa un dúplex o apilado estructural dentro del cinturón norte cubano, caracterizado por la presencia de mantos plegados y fallas o despegues internos, además de fallas locales sin extensión significativa. Estos mantos tienen un espesor del orden de los 400 a los 450 m.

En el área estudiada, el corte estratigráfico de los pozos se caracteriza por la presencia de las rocas de las secuencias alóctonas de edad Cretácico Inferior - Superior, representadas por una sección olistostrómica, que constituyen las rocas del sello regional (Formación Vega Alta), y la secuencia de rocas carbonatadas del Grupo Veloz, de la Unidad Tectono - Estratigráfica de Placetas. Estos elementos son predominantes en el modelo regional, y los mismos forman parte de la cobertura del yacimiento.

El manto ofiolítico, compuesto por el horizonte serpentinitico, constituyen escamas cabalgadas o superpuestas de carácter alóctono, que yacen discordantes sobre los sedimentos de la Formación Vía Blanca. La misma presenta un claro y definido desarrollo en dirección NNW, predominando espesores que oscilan entre 30 a los 600 m por la vertical (True Vertical Depth TVD).

La sección alóctona representada por las formaciones Carmita y Angelita – Amaro, se encuentran sobrecorridas sobre la Formación Vega Alta, su estructura interna está bien complicada por la presencia de numerosos pliegues internos (Colectivo de autores, 1993).

Perfil Geológico del yacimiento Varadero oeste.

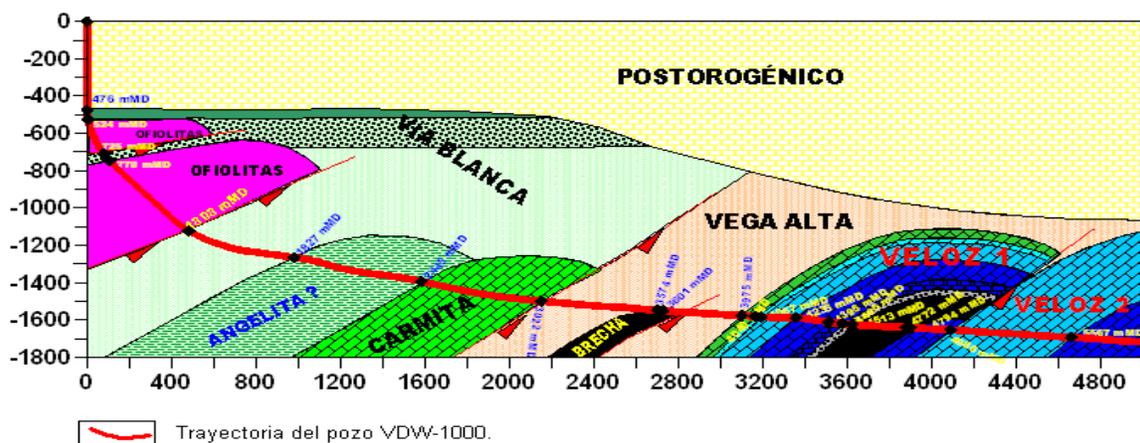


Figura 5. Perfil geológico del área de estudio, siguiendo la trayectoria del pozo Varadero 1001.

2.2. Definición de la infraestructura de explotación.

El yacimiento Varadero Oeste Extendido cuenta con 7 pozos que actualmente se encuentran produciendo, ya sea por uno u otro régimen de trabajo (surgencia natural o elevación artificial), estos pozos trabajan las 24 h del día. Los métodos de elevación artificial que se utilizan en estos pozos son: bombeo mediante bombas de cavidad progresiva (PCP), (VDW – A, C, D y F), y los restantes (VDW – B, E y G) mediante surgencia natural, debido a problemas técnicos en las PCP, (sistema de elevación artificial). La producción diaria de los pozos se recolecta a través del Centro Colector 11, de allí se traslada el petróleo mediante tuberías hasta la batería central.

Construcción de los pozos.

Tabla 6. VDW - B.

Tipo Camisa	Diámetro		Profundidad de bajada	
	Pulg	Mm	Tope	Base
Tranque Agua	20	508	0	304
Técnica	13,37	339,7	0	1297
Intermedia	9 5/8	244,5	0	2706
Liner	7	177,8	2606	4180
Desnudo	6	152,4	4180	6083

Tabla 7. VDW - E.

Tipo Camisa	Diámetro		Profundidad de bajada	
	Pulg	Mm	Tope	Base
Tranque Agua	20	508	0	302
Técnica	13,37	339,7	0	1559
Intermedia	9 5/8	244,5	0	2948
Liner	7	177,8	2848	4852
Desnudo	6	155,6	4852	5709

Tabla 8. VDW - G.

Tipo Camisa	Diámetro		Profundidad de bajada	
	Pulg	Mm	Tope	Base
Tranque Agua	20	508	0	305
Técnica	13 3/8	339,7	0	1497
Intermedia	9 5/8	244,5	0	3070
Liner	7	177,8	2964	4978
Desnudo	6	155,6	4978	5681

2.2.1. Parámetros productivos.

Se tomarán en cuenta los siguientes parámetros productivos: por ciento de agua y sólidos presentes en el petróleo (BSW), la relación gas - petróleo (RGP), el caudal de fluido (Qf), el caudal de petróleo (Qp). Estos parámetros son de gran utilidad ya que a través de los mismos podemos interpretar en qué condiciones productivas se encuentra el pozo.

El caudal de fluido o producción. (Qf)

Se expresa en metros cúbicos por día (m^3/d) o en barriles por día (BBPD) y el fluido está compuesto por los líquidos agua y petróleo, por gas y por residuos sólidos. El caudal de fluido se calcula a partir de la ecuación del índice de productividad, siendo mayor a medida que aumenta la depresión ($P_c - P_f$). La depresión puede aumentar si se disminuye P_f , o aumentando la P_c inyectando gas o agua a la capa y aumentando la permeabilidad ya sea acidificando la capa o fracturándola. El declive de la producción ocurre cuando el yacimiento se encuentra depletado.

Por ciento de agua y sólido. (BSW)

Este es uno de los parámetros más importantes cuando se va a analizar la producción de un pozo. Se debe tener un serio monitoreo del mismo pues el solo hecho de la presencia de agua en la producción indica la existencia de una zona acuífera relativamente activa en el reservorio, y si además este parámetro tiene un valor elevado (mayor o igual a 30%) puede indicarnos que la depresión de trabajo (entre la presión de capa y la presión de fondo) está cercana a la depresión de trabajo crítica recomendada para el pozo lo cual puede provocar la no deseada conificación del acuífero, lo que generalmente deriva en la pérdida y abandono del pozo.

La calificación del funcionamiento de un pozo de acuerdo al valor de este parámetro definida por la empresa es la siguiente:

Excelente	Bueno	Regular	Malo
$BSW \leq 10\%$	$10\% < BSW \leq 30\%$	$30\% < BSW \leq 60\%$	$BSW > 60\%$

Esto no quiere decir que no se permita que un pozo trabaje con un valor de BSW regular o malo pues si tiene un alto caudal de fluido se justifica su operación, aunque se debe llevar un estricto control de la depresión de trabajo.

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.

La relación gas – petróleo. (RPG)

Es uno de los parámetros productivos más importantes, un pozo que contenga una elevada RGP la eficiencia de su sistema de bombeo será bajo. Una de las principales limitaciones que presenta el sistema de bombeo convencional es el decrecimiento de la eficiencia con el aumento de la RGP.

La calificación del funcionamiento de un pozo de acuerdo al valor de este parámetro definida por la empresa es la siguiente:

Excelente	Bueno	Regular	Malo
$RGP \leq 100$	$100 < RGP \leq 1000$	$1000 < RGP \leq 2000$	$RGP > 2000$

Al igual que para el BSW, esto no significa que si un pozo tiene altos valores de caudal de fluido y petróleo, o es un petróleo de alta calidad en cuanto a su densidad, no se le permita operar con un valor alto de RGP.

Nivel dinámico.

Debido al largo período de explotación de los pozos, la presión de capa ha disminuido en el yacimiento, en algunos sectores más que en otros, esto hace que la columna de líquido disminuya y por tanto el nivel dinámico de esos pozos sea bajo. En nuestros yacimientos casi todas las bombas están puestas a una profundidad por debajo de la P_{sat} y a esta profundidad ya hay parte del gas disuelto en el petróleo que está pasando a gas libre.

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)

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (12)$$

La depresión crítica también es un aspecto que debe considerarse para elegir los pozos con posibilidades a elevar sus niveles de producción. Para que pueda fluir el petróleo desde la formación hacia el pozo, es necesario que la presión de formación o estática (P_e) sea mayor que la de fondo con el pozo produciendo o presión fluvente (P_{wf}). La diferencia entre estas es lo que se conoce como depresión crítica o diferencial de presión formación – pozo ($P_e - P_{wf}$). (Cajigal Correa, 2005), (Colectivo de autores, 2003) y (Craft, 1968)

2.2.2. Datos generales de los pozos.

Para el montaje de los pozos en el software de simulación de fluidos multifásicos para obtener el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción, es necesario tener una serie de datos sobre las condiciones tanto del fluido de los pozos como las condiciones en que trabajan.

Tabla 9. Datos generales de los pozos.

Pozo	Intervalo productor		P _{capa} (atm)	P _{rf} (atm)	I _p (mc/d atm)	Observaciones
	md	tvd				
VDW-B	4180-6083	1544-1677	123	116,2	30	Surgente bomba rota
VDW-E	4852-5709	1555-1599	138	134	50	Surgente bomba rota
VDW-G	4978-5681	1567-1655	125	121	55	Surgente bomba rota

Para obtener resultados lo más precisos posibles se tomaron los datos de los parámetros productivos desde el 1 de enero del 2014 hasta el 24 de septiembre del mismo año con el objetivo de tener un noción del comportamiento de estos parámetros, luego fueron procesados en el programa de análisis estadístico, STATGRAPHICS, donde se calculó los parámetros descriptivos de estos con el fin de utilizarlos en el programa de simulación de fluidos multifásicos. A continuación se muestran los parámetros productivos de cada pozo luego de ser procesados por el STATGRAPHICS. (Tabla 10, 11 y 12)

Tabla 10. Pozo VDW-B.

Variable	Media	Mediana	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo	Coef. de Variación
Qfluido	190,60	194,18	13,34	164,15	207,62	7%
PCasing	9,32	9,11	0,84	0,0	10,91	9%
PTubing	1,61	1,49	0,19	0,0	14,7	12%
BSW	1,09	1,2	0,16	0,1	2,8	15%
RPG	48,42	50,09	3,39	40,02	52,47	7%

Tabla 11. Pozo VDW-E.

Variable	Media	Mediana	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo	Coef. de Variación
Qfluido	189,85	200,96	18,98	0,0	253,2	10%
PCasing	11,79	10,4	1,53	0,0	29,26	13%
PTubing	1,16	1,04	0,21	0,0	14,7	18%
BSW	2,38	1,3	0,45	0,1	64	19%
RPG	45,52	47,6	6,37	0,0	62,4	14%

Tabla 12. Pozo VDW-G.

Variable	Media	Mediana	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo	Coef. de Variación
Qfluido	143,91	161,76	15,83	0,0	287,84	11%
PCasing	14,09	13,3	1,69	0,0	23,9322	12%
PTubing	1,17	1,05	0,20	0,0	10,6	17%
BSW	4,23	4	0,73	0,0	55,5	18%
RPG	41,20	46,92	4,94	0,0	51,4	12%

Tabla 13. Parámetros productivos utilizados en el simulador.

Pozo	PTubing (atm)	PCasing (atm)	Temp. Fondo (°C)	Qfluido (m ³ /d)	BSW	RPG
VDW-B	1,61	9,32	52	190,60	1,09	48,42
VDW-E	1,16	11,79	51	189,85	2,38	45,52
VDW-G	1,17	14,09	50	143,91	4,23	41,20

2.3. Análisis de la situación del sistema de producción y aplicación de la simulación.

El análisis del sistema de producción se realiza con el software de simulación de fluidos multifásicos, el cual permite establecer un modelo de simulación, para predecir el comportamiento de producción de los pozos en el yacimiento Varadero Oeste Extendido, haciendo algunas modificaciones de sensibilidad las cuales se verán reflejadas en datos de presión e incremento en la producción de petróleo.

El software es una herramienta que nos permite evaluar y simular un sin número de parámetros, de nuestro interés podemos señalar los siguientes:

- Obtener pronósticos de producción
- Determinar caídas de presión
- Evaluar producción simulando diferentes cambios en el sistema
- Determinar diámetro óptimo en tuberías de producción.

El análisis de un sistema de producción, realizado de forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

2.3.1. Componentes del análisis del sistema de producción.

El procedimiento del análisis del sistema de producción ha sido reconocido como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades energéticas, y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos.

En el análisis se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

- Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación y cemento.
- Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.
- Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (ver Figura 6).

Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

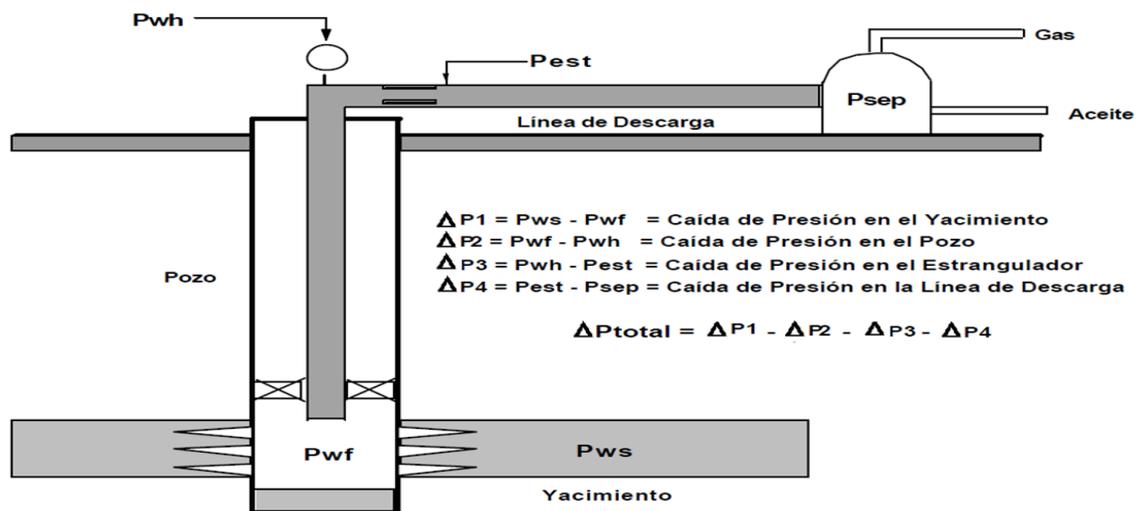


Figura 6. Componentes básicos del sistema de producción.

2.3.2. Puntos de análisis y condiciones de operación.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}).

Por lo tanto, los cálculos se pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida. Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos claves del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Porcentaje de agua producido
- Relación gas-líquido
- Longitud de las tuberías.
- Temperatura
- Características de los fluidos a manejar
- Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iniciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable.

Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

2.4. Análisis de sensibilidad.

En algún momento de la vida productiva del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal. Una de ellas es la presión promedio del reservorio (P_{capa}), y otra es la presión de salida del sistema. Manteniendo la presión de capa y haciendo variaciones en la presión de salida para analizar que influencia tiene sobre la producción del pozo.

La presión de salida es generalmente la presión del separador (P_{sep}), pero si la presión del pozo es controlada con un orificio en la superficie, la presión fija a la salida del sistema será (P_{ws}). Una vez que el nodo es seleccionado la presión del nodo es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas. La caída de presión, en cualquier componente del sistema de producción, varía con el caudal.

El efecto del cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo versus el caudal, usando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si el cambio fue realizado en un componente, la curva de salida *outflow* no sufrirá cambios. Por lo tanto si cualquier curva es cambiada, la intersección también lo hará y existirá entonces una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo.

Las curvas también se pueden desplazar si cambian cualquiera de las condiciones fijas, por ejemplo un cambio en la presión del reservorio o un cambio en las condiciones del separador o instalaciones receptoras en superficie.

El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema simple de producción y eligiendo la presión de boca de pozo como nodo el cual se presenta en la figura 7.

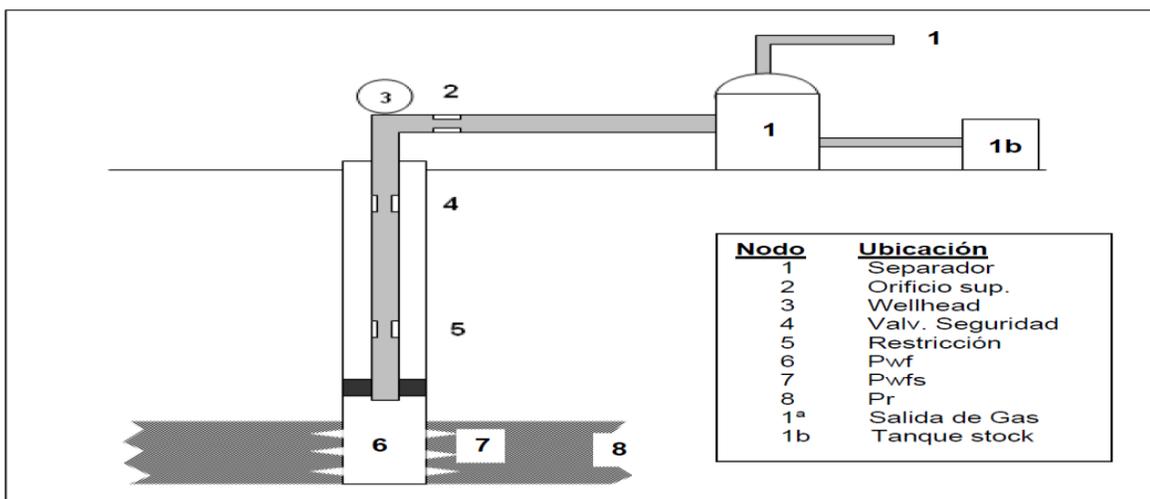


Figura 7. Sistema simple de producción considerando 8 puntos de análisis.

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando una combinación de componentes característicos que permitan lograr la máxima producción al menor costo posible. Aunque la caída de presión global del sistema, podría ser fijada en un momento particular, la capacidad de producción del sistema dependerá de donde ocurra la caída de presión. Si es mucha la presión que cae en un componente o modulo, habrá una insuficiente presión remanente para un rendimiento eficiente de los otros módulos.

2.5. Descripción del software de simulación de fluidos multifásicos.

El simulador de flujo multifásico de régimen permanente constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de ayudar a incrementar la producción y conocer el potencial de un yacimiento. Este no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Incluye operaciones específicas para la generación de tablas de desempeño para los simuladores de yacimientos y perfiles de presión/temperatura estándar. La aplicación 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.

Este incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, tanto empíricas como mecánicas que constituyen el estándar industrial de hoy en día. Usted puede ajustar los datos de pozos medidos a estas correlaciones con el fin de identificar la correlación más apropiada para su análisis.

El modelado preciso del fluido producido también es crucial para comprender el comportamiento del sistema; por lo tanto, este software ofrece la posibilidad de elegir entre correlaciones de modelos de petróleo negro o un rango de ecuaciones de estado para modelos composicionales. (Schlumberger, 2008)

Las aplicaciones típicas del modelo incluyen:

- El diseño del pozo.
- Modelado del Inflow performance del pozo.

- Modelado del rendimiento del ESP.
- Modelado de pozo horizontal (incluyendo la determinación óptima de longitud horizontal de terminación)
- Diseño Pozos inyectores.
- Flujo anular y en la tubería.
- Modelado la sensibilidad de un diseño de pozo.

A continuación se enumeran algunos datos requeridos para correr la simulación:

Datos del yacimiento:

- Presión Promedio del yacimiento
- Presión de fondo fluyente
- Temperatura
- Porosidad
- Compresibilidad de la formación

Datos del pozo:

- Estado mecánico del pozo
- Intervalo productor disparado
- Temperatura de superficie
- Datos de producción
- Datos del sistema de levantamiento artificial

Datos de los fluidos producidos:

- Gravedad específica de los fluidos producidos
- Relación de solubilidad (Rsi)
- Presión de burbuja.

2.6. Aplicación del programa de simulación de flujo multifásico.

A continuación presentamos la simulación que se realiza en un pozo, en el cual se detalla los procedimientos que se deben seguir para predecir comportamiento futuro de acuerdo a las sensibilidades tanto en producción de fluido y presiones hasta llegar a superficie a través de la simulación del fluido multifásico que, las mismas que se presentan por medio de capturas de pantalla en el momento que están cargando los datos y corriendo el Software PipeSim.

Pozo VDW –B.

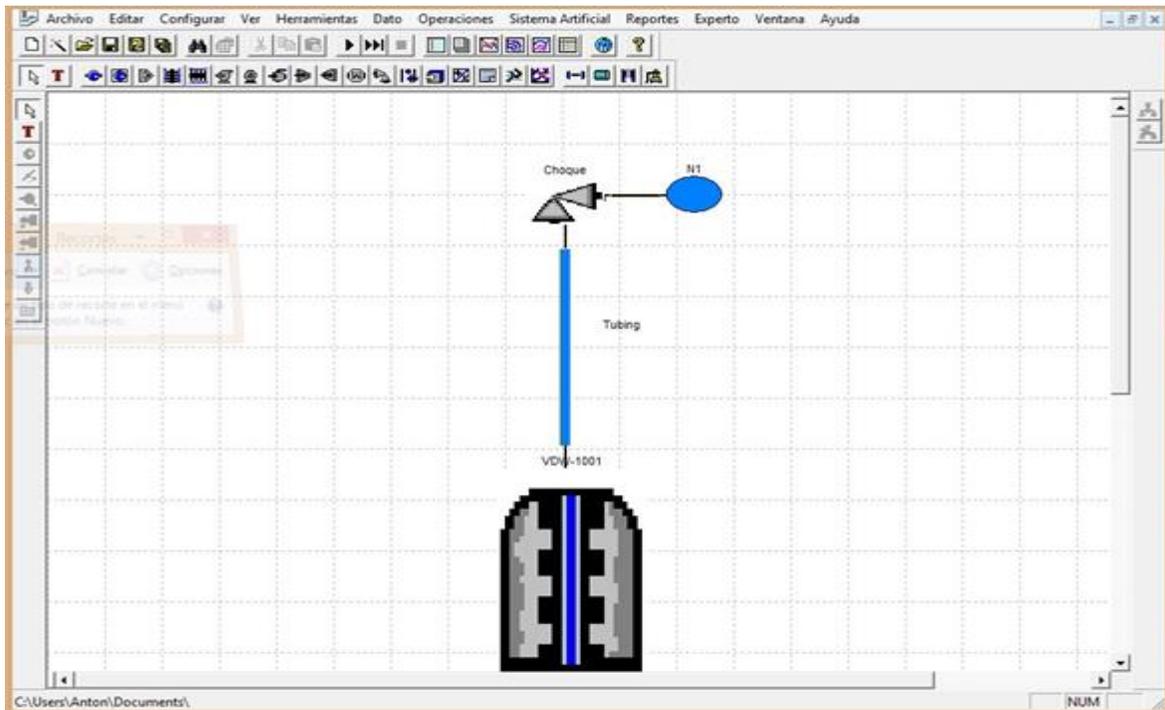
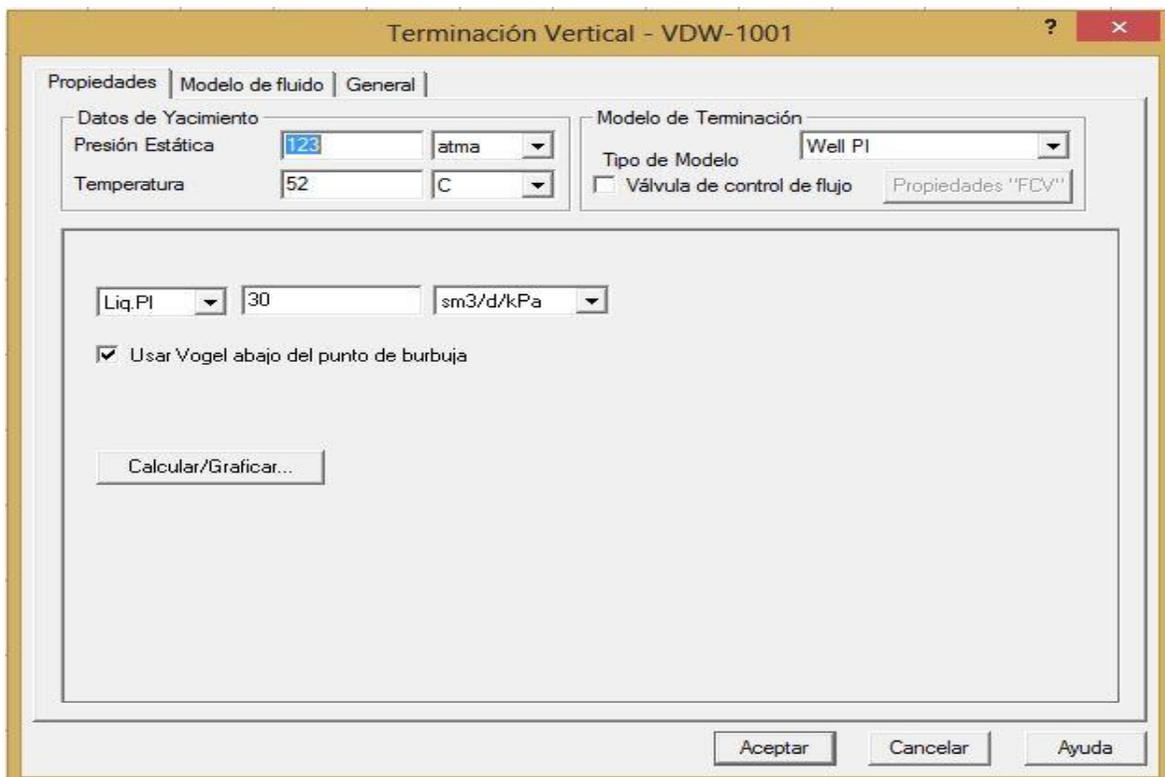


Figura 8. Pantalla principal del software.

Datos del Yacimiento.



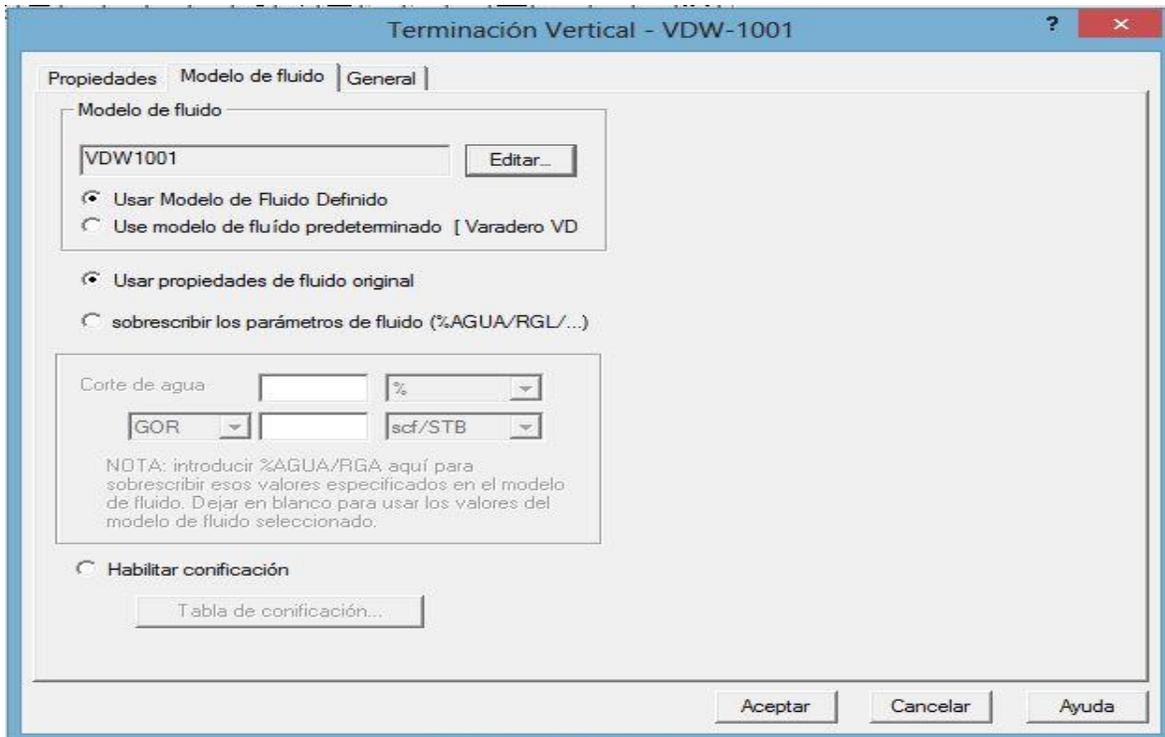


Figura 9. Pantallas que muestran cómo se ingresan los Datos del Yacimiento al simulador.

Datos de los fluidos producidos.

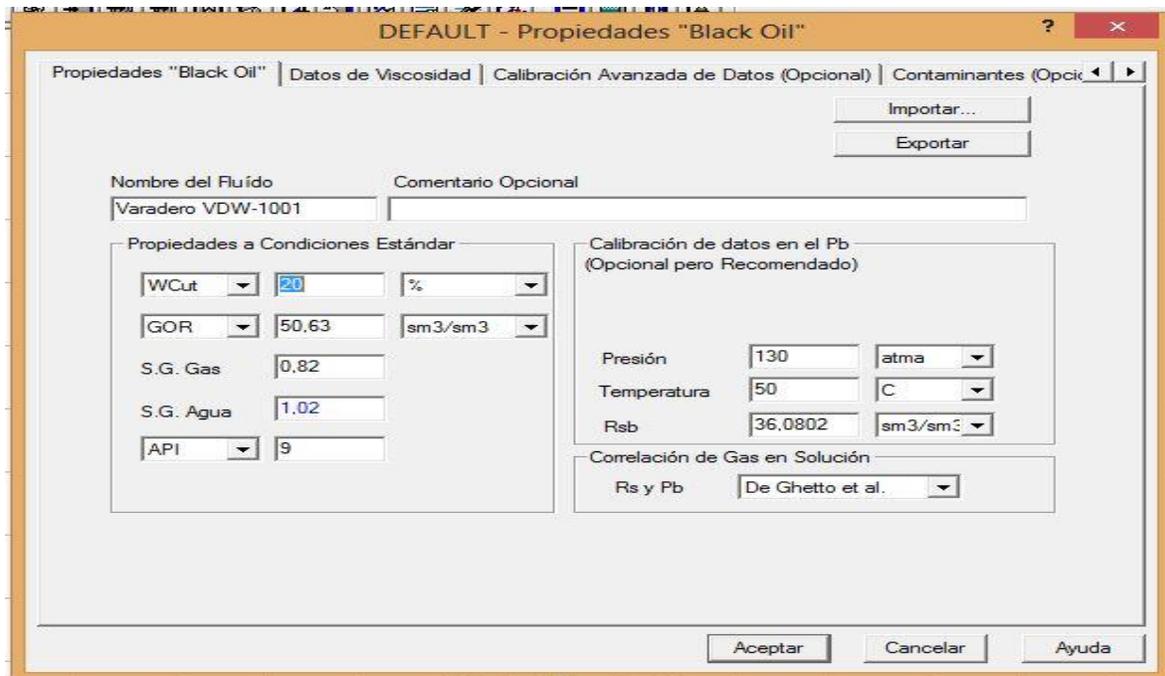


Figura 10. Datos de los fluidos producidos bajo el esquema de las propiedades de Petróleo negro (Black Oil).

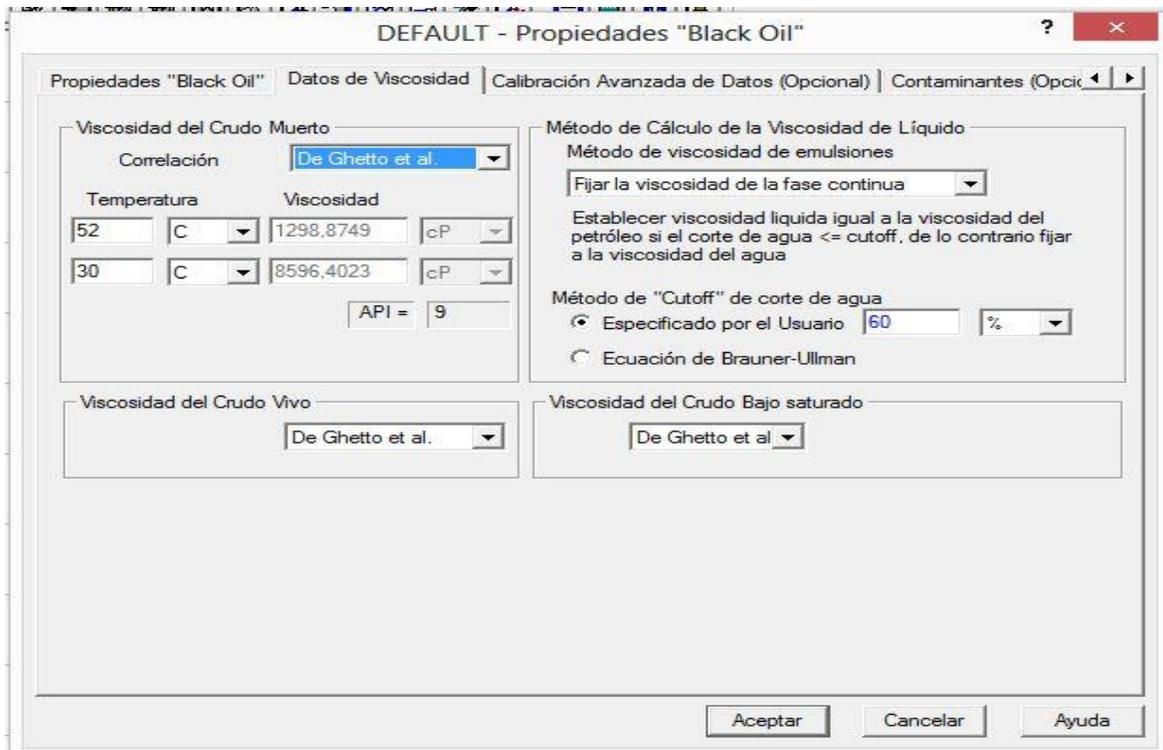
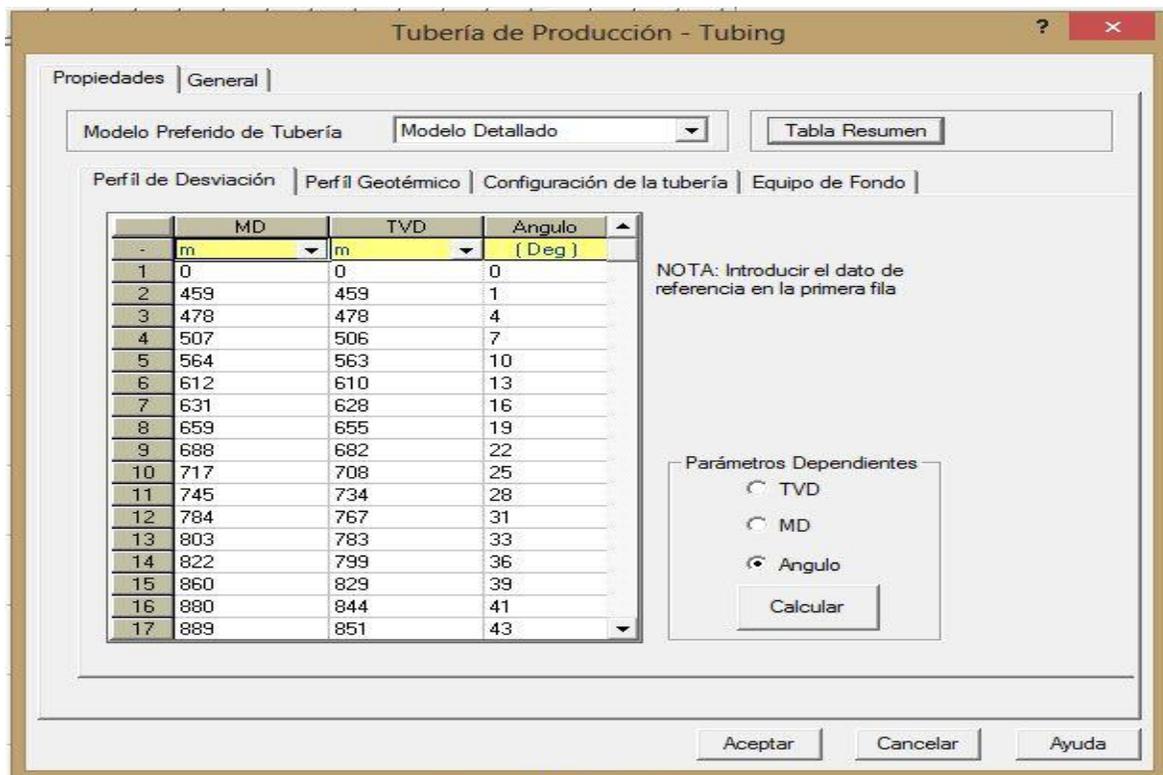


Figura 11. Selección del tipo de correlación que se usa para simular el comportamiento de la viscosidad del fluido producido.

Datos del estado mecánico del pozo.



Tubería de Producción - Tubing

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

Introducir TVDs Introducir MDs

	MD	Temperatura Ambiente	Valor U
-	m	C	Btu/hr/ft ²
1	0	30	2
2	4181	52	2
3			2
4			2
5			2
6			2
7			2
8			2
9			2
10			2
11			2
12			2
13			2
14			2
15			2

Aceptar Cancelar Ayuda

Tubería de Producción - Tubing

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

El primer nodo en la lista se refiere al tope de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de desviación
Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa a la MD como está especificado en la columna MD

Secciones de la Tubería

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimiento	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	m	mm	inches	inches	inches		
1	2	73	0,5	0,001	244	Annular	pipe#1_Tubii
2	9	76,2	0,5	0,001	244	Annular	pipe#2_Tubii
3	9	73	0,5	0,001	244	Annular	pipe#3_Tubii
4	9	73	0,5	0,001	244	Annular	pipe#4_Tubii
5	1053	101,6	0,5	0,001	244	Annular	pipe#5_Tubii
6	1171	73	0,5	0,001	244	Annular	pipe#6_Tubii
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	

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 12. Ingreso de las profundidades, datos del estado mecánico del pozo y diámetros de tubing y casing.

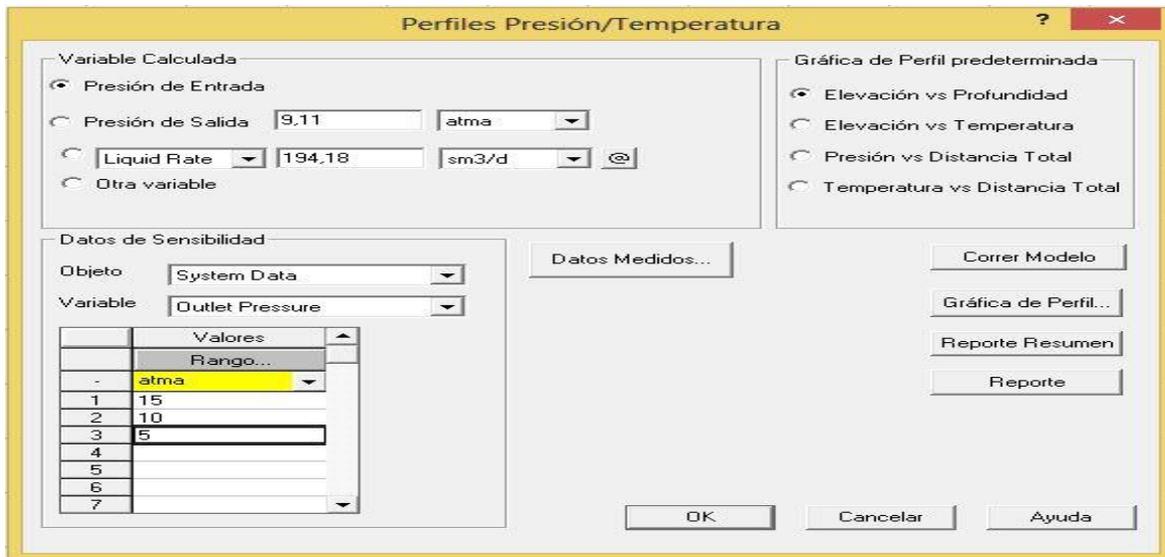


Figura 13. Datos de presiones de cabeza variables y el caudal de fluido que produce actualmente el pozo.

Luego de colocar siete valores de presión de salida (presión de cabeza) en un rango de 5, 10 y 15 atm, procedemos a correr el programa y como resultado obtendremos las curvas de afluencia del pozo, las cuales nos permitirán hacer el análisis de sensibilidades y predecir cuanta producción se puede obtener del pozo con una determinada presión de cabeza.

A continuación se muestran las curvas de sensibilidades las cuales fueron generadas ingresando previamente los datos del yacimiento, datos del estado mecánico del pozo, y datos de los fluidos producidos.

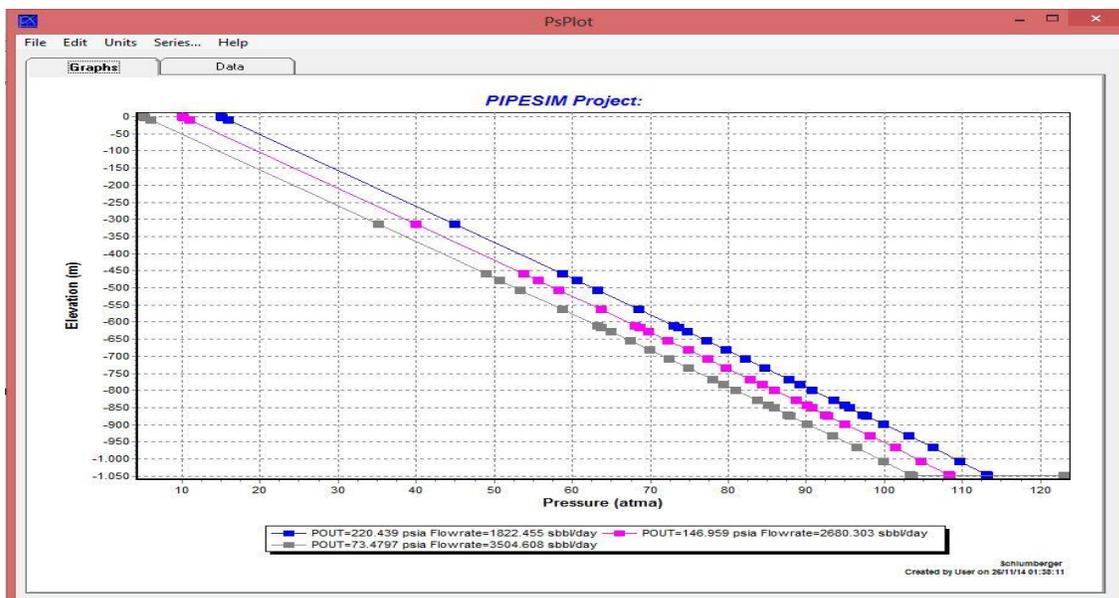


Figura 14. Corrida del software.

CAPÍTULO III. Resultados y discusión.

En el siguiente capítulo se realiza un análisis del comportamiento de los índices de producción y de los parámetros de operación de los pozos surgentes del yacimiento Varadero Oeste Extendido, con el fin de determinar los parámetros operacionales más eficientes, que permitan elevar la producción de estos pozos.

3.1. Comportamiento de los parámetros fundamentales de los pozos.

A la hora de analizar el comportamiento de los parámetros productivos de los pozos es muy importante detenerse en el caudal de fluido y de petróleo, mediante la producción del pozo se tiene en cuenta si es factible realizar cambios en sus parámetros o innovaciones tecnológicas para aumentar su producción. En la figura 15, se muestra el comportamiento de los caudales de fluido de los pozos.

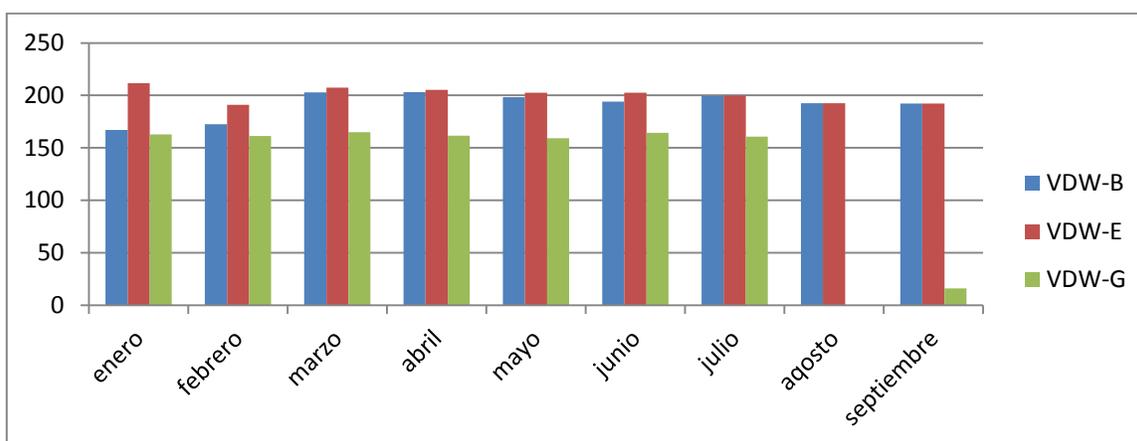


Figura 15. Caudal de fluido (m³/día) de los pozos.

Como se puede observar las entregas de fluido de estos pozos son considerables excepto en los meses de agosto y septiembre en donde el valor del caudal de fluido es muy bajo, el VDW-G estuvo parado, sin producir, más de la mitad de los meses de agosto y septiembre debido a problemas técnicos, reparaciones u otras razones, afectando la entrega de este fluido al Centro Colector 11. Los demás meses los tres pozos aportaron más de 150 m³/d, considerándose de muy buenas producciones según el Departamento de Yacimiento de la EPEC-C.

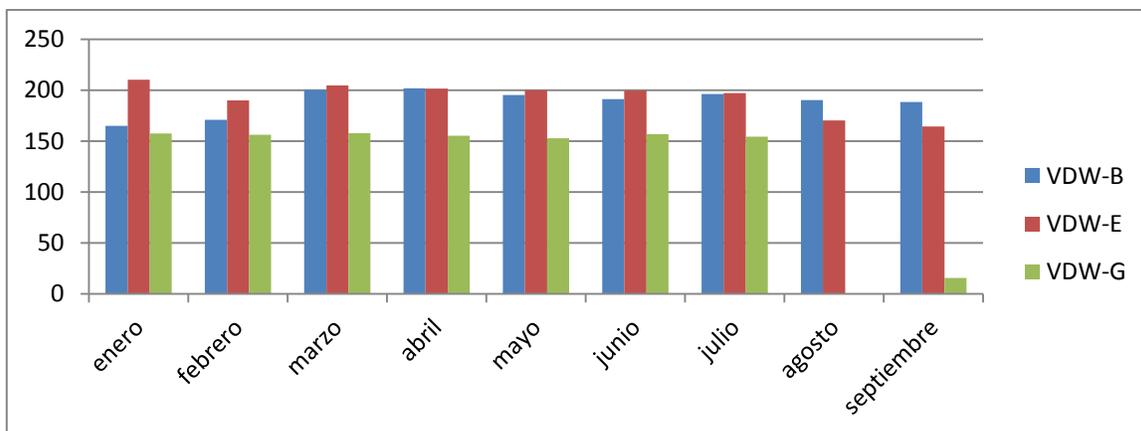


Figura 16. Caudal de petróleo (m³/día) de los pozos.

Se puede observar en la figura 16, la entrega de petróleo por parte de los pozos son considerablemente altas debido al bajo BSW y al alto Caudal de fluido que presenta la producción de los pozos. En los meses de agosto y septiembre como se mencionó anteriormente los pozos estuvieron parados, sin producir, lo que afecto la producción de crudo de esos meses.

En cuanto al BSW (%), el comportamiento se muestra en la siguiente figura.

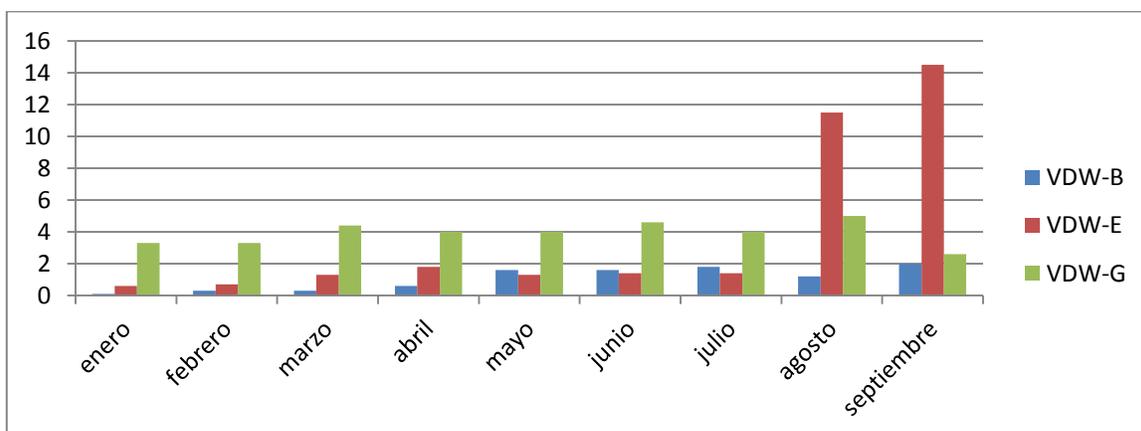


Figura 17. BSW (%) de los pozos.

Como se puede observar en la figura 17, por lo general el BSW de los pozos en el transcurso de los meses desde enero hasta septiembre se mantiene por debajo del 5% que son valores relativamente bajos en comparación con otros pozos de otros campos en explotación. En el mes de agosto y septiembre el pozo VDW-E sobrepaso el valor del BSW por encima del 5%, no obstante están por debajo del límite aceptable propuesto por la EPEP-C.

La relación gas - petróleo ($\text{m}^3\text{gas}/\text{m}^3\text{petróleo}$) tuvo un comportamiento mucho mejor como se puede comprobar en el siguiente gráfico. Se observa que este parámetro se comporta de forma excelente ya que ninguno de los pozos sobrepasa el valor de $1000 \text{ m}^3\text{gas}/\text{m}^3\text{petróleo}$ establecido como valor límite por Departamento de Yacimiento de la EPEP-C.

En los casos que el valor de la RPG se igual a $0 \text{ m}^3\text{gas}/\text{m}^3\text{petróleo}$, esto se debe a que en el mes el pozo estuvo parado ya sea por reparaciones o por otros problemas técnicos que sobrepasaron más de la mitad del mes.

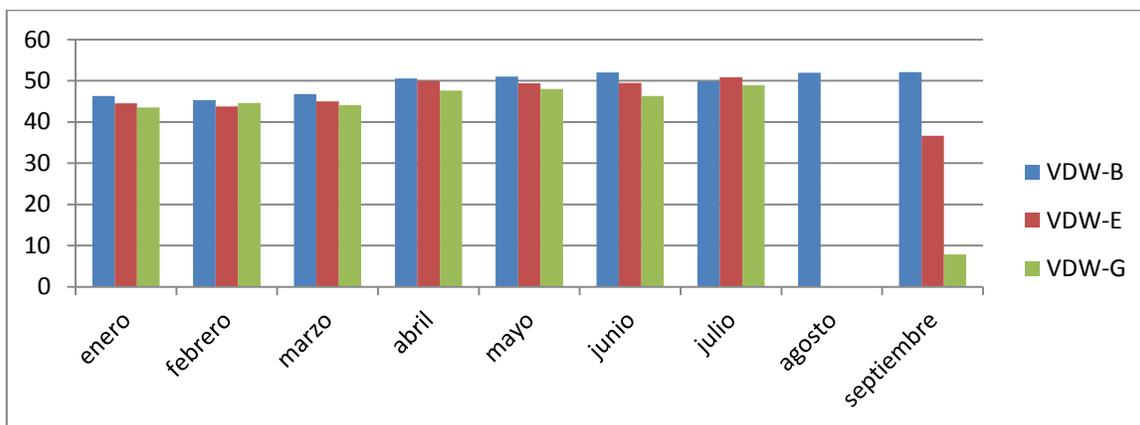


Figura 18. Comportamiento de la RGP en los pozos.

Como se puede observar en la figura 19, el índice de productividad de los tres pozos es diferente aunque estos se encuentran en las mismas condiciones de producción ya sea estructural como en el sistema de elevación. Las presiones con que trabajan no son iguales, debido al tiempo que llevan siendo explotados es diferente para los tres, lo que genera una declinación de la producción de los pozos, lo que provoca una disminución del índice de producción.

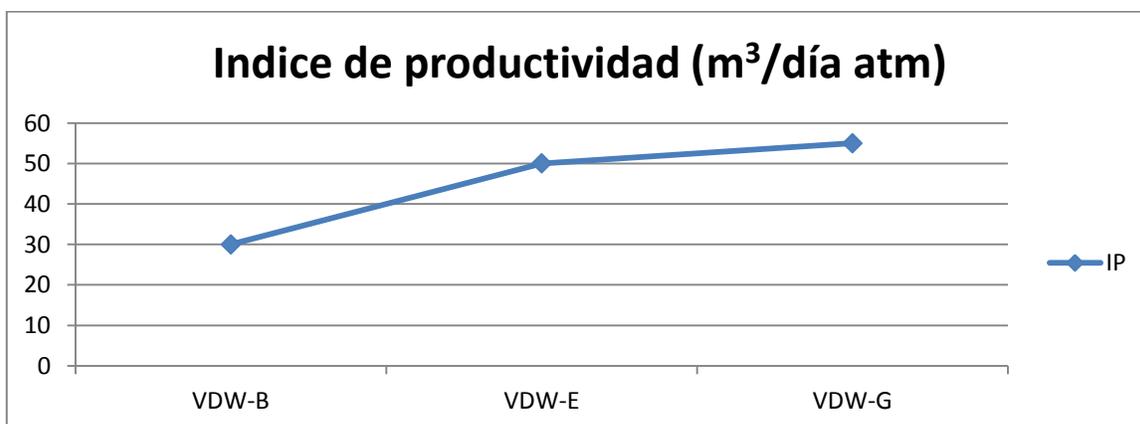


Figura 19. Por ciento que representa el Qf de operación del Qf máximo.

3.2. Diagnóstico de los pozos y análisis del potencial productivo.

Pozo B.

El pozo según su acumulado histórico en cuanto a petróleo muestra el alto grado de drenaje del área. El pozo tiene una producción diaria promedio de $170 \text{ m}^3/\text{día}$ de fluido con un RGP de $45 \text{ m}^3 \text{ gas}/\text{m}^3 \text{ petróleo}$ la cual se encuentra en los rangos de explotación, su BSW es de 1,2 % mostrándose bien según los rangos establecidos por el departamento de Yacimiento.

El índice de productividad es de $30 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ el cual se considera bien, cuenta con un sistema artificial de levantamiento por PCP pero en estos momentos se encuentra rota, el pozo tiene una profundidad de 6083 m y su intervalo productor se encuentra desde (4180 a 6083 m).

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo tiene un BSW de muy bien, un RGP muy por debajo de los parámetros de explotación, por lo que se determinó que además de continuar su explotación en las mismas condiciones, teniendo en cuenta que es un pozo de pocos años de explotación y se encuentra estable, se realizaran variaciones en sus parámetros operacionales con el fin de tratar de elevar los niveles de producción.

Pozo E.

Dicho pozo según su acumulado histórico de producción muestra que el área de drenaje es amplio, el mismo entrega diariamente por encima de los $100 \text{ m}^3/\text{día}$ de petróleo con un porcentaje de BSW muy bueno, de 1,3 % y un RGP por debajo de los $50 \text{ m}^3 \text{ gas}/\text{m}^3 \text{ petróleo}$ lo que representa un valor relativamente bajo. De los tres pozos a estudiar es el más productor de petróleo y dentro del área también.

Este pozo cuenta con un sistema de levantamiento artificial por PCP, pero se encuentran rotas y el pozo cuenta con una profundidad de 5709 m y un intervalo de producción de (4852 a 5709m). El índice de productividad del pozo es de $50 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ lo cual es bueno, para un valor de Q_f máximo por encima de los $170 \text{ m}^3/\text{día}$.

Según lo analizado se puede definir que el pozo mantiene un régimen de explotación igual al de los demás pozos, aunque la diferencia se encuentra en la producción, teniendo en cuenta su alta productividad y su bajo RGP, el régimen que fue propuesto por el Departamento de Yacimiento, el cual determinó que se puede continuar su explotación en las condiciones actuales ya que su energía natural no interfiere con los demás pozos. Procederíamos a realizar variación en las presiones de la boca del pozo, como en los demás,

con fin de lograr elevar la producción haciendo cambios los parámetros operacionales de los mismos.

Pozo G.

El pozo según su acumulado histórico en cuanto a petróleo, muestra el alto grado de drenaje del área. El pozo tiene una producción diaria por debajo de los 155 m³/día de fluido con un RGP de 45 m³gas/m³petróleo lo cual se encuentra en los rangos de explotación, su BSW es de 4 %, mostrándose muy bien en comparación con otros pozos de la EPEP-C y según el rango establecido, este pozo se explota con un régimen establecido por el Departamento de Yacimiento.

Tiene un sistema de elevación artificial por PCP que se encuentra en estos momentos rota. Este pozo tiene una profundidad de 5681 m, con un intervalo de producción dentro de la zona (4978 a 5681 m). El índice de productividad es de 55 m³/día/atm el cual se considera bueno, el flujo máximo a entregar está por encima de los 150 m³/día.

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo tiene un BSW bueno, un RGP por debajo de los parámetros de explotación, por lo que es recomendable, con pocos años de explotación realizar variaciones en sus parámetros operacionales con el fin de lograr incrementar los niveles de producción del pozo.

3.3. Análisis de los resultados de la simulación.

Al ingresar todos los datos necesarios relacionados con las características de los pozos surgentes a estudiar, el tipo de fluido y sus propiedades se procede a la corrida del software para la obtención del modelo de simulación. Como se muestra en la figura 19, la corrida del software muestra los puntos de variación respecto a los parámetros que fueron introducidos en el programa, pudiéndose realizar un análisis de sensibilidades que favorecerá el resultado de este trabajo.

Se muestran los resultados obtenidos por la corrida del software de simulación de flujo multifásico en el pozo que se toma como muestra para realizar el modelo de simulación:

Tabla 14. Resultados obtenidos en la simulación variando los valores de presión en la cabeza de los pozos.

Presión de cabeza (atm)	Presión del yacimiento (atm)	Caudal de fluido producido al nodo (m ³ /día)
15	106,17	289,75
10	105,84	426,13
5	105,51	557,19

Para calcular el incremento de la producción de petróleo debemos tener presente la producción de fluido del pozo a condiciones de operación y la presión de cabeza media que se toma desde enero hasta septiembre, pasando todas estas presiones por el programa estadístico STATGRAPHICS, la misma que será ingresada al simulador. Entonces para saber cuántos metros cúbicos adicionales de fluido por día producirá el pozo, restamos estos dos valores, el resultado será el incremento de fluido producido por día, pero como queremos saber cuántos metros cúbicos netos de petróleo son los que se incrementan debemos tomar en cuenta el BSW y aplicar la siguiente fórmula:

$$MPD = MFPD - \frac{MFPD * BSW}{100} \quad (13)$$

Se repite el mismo procedimiento de trabajo para cada pozo productor por surgencia natural del yacimiento Varadero Oeste Extendido. La simulación del pozo A se ha presentado previamente en las capturas de pantalla, teniendo en cuenta que se lo ha tomado como ejemplo ilustrativo.

A continuación se presentan una tabulación para cada pozo, la misma que resume los resultados obtenidos de las simulaciones y los análisis de sensibilidad. Para las simulaciones en los tres pozos surgentes a estudiar se toma como presión inicial 1atm, con el objetivo de saber la producción máxima de los pozos, suponiendo que estuvieran produciendo directo a un tanque de producción, y la presión máxima de los pozos donde dejarían de producir o sea el caudal de fluido sería de 0 m³/día, debido a que el pozo se desgasificaría haciendo perder la fuerza de empuje dentro del pozo a la superficie y afectando al yacimiento en sí.

Pozo B.

Tabla 15. Resultados de la simulación del pozo VDW-B.

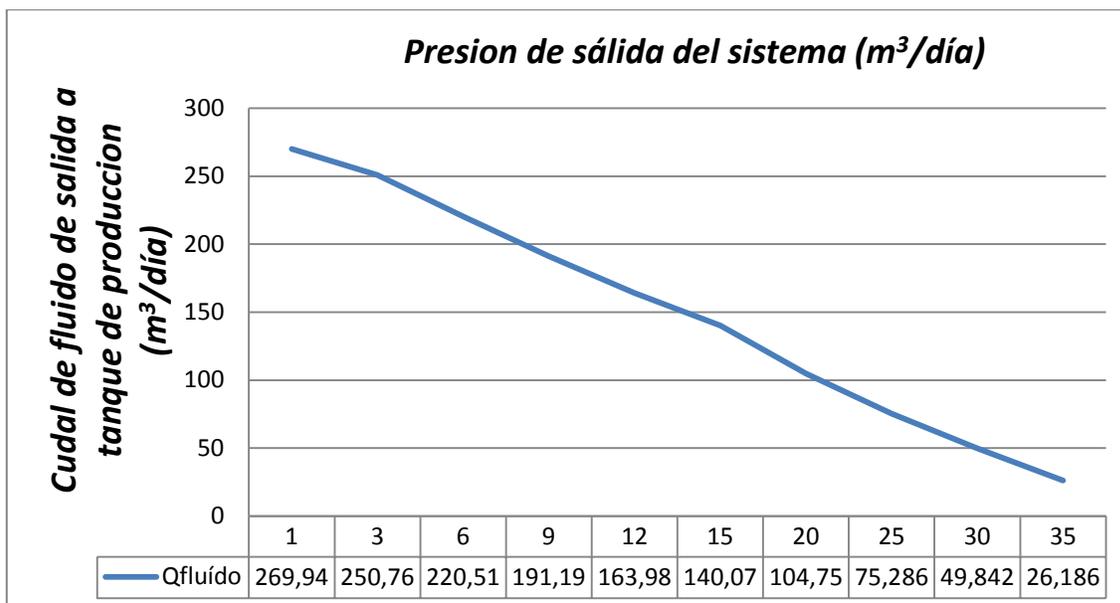


Tabla 16. Muestra de los resultados obtenidos en la simulación del pozo B.

Caudal de fluido at 1atm	MFPD	269,94
Caudal de fluido at 3atm	MFPD	250,76
Caudal de fluido at 6atm	MFPD	220,51
Caudal de fluido at 9atm	MFPD	191,20
Caudal de fluido at 12atm	MFPD	163,98
Caudal de fluido at 15atm	MFPD	140,07
Caudal de fluido at 20atm	MFPD	104,75
Caudal de fluido at 25atm	MFPD	75,28
Caudal de fluido at 30atm	MFPD	49,84
Caudal de fluido at 35atm	MFPD	26,19
BSW	%	1,2

Pozo E.

Tabla 17. Resultados de la simulación del pozo VDW-E.

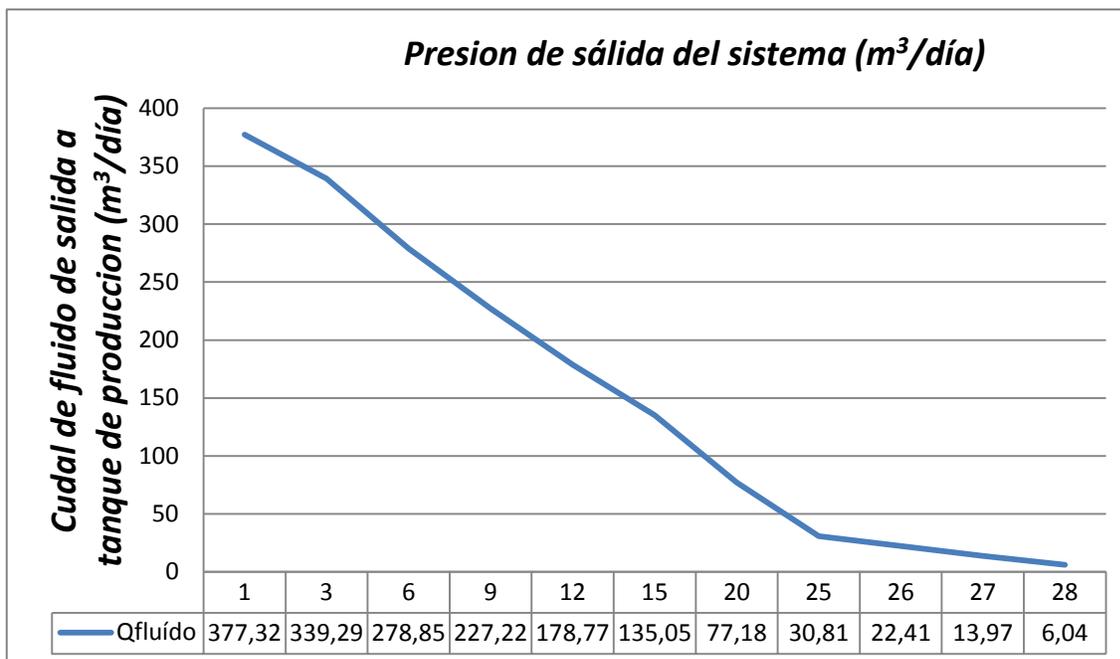


Tabla 18. Muestra de los resultados obtenidos en la simulación del pozo E.

Caudal de fluido at 1atm	MFPD	377,32
Caudal de fluido at 3atm	MFPD	339,29
Caudal de fluido at 6atm	MFPD	278,85
Caudal de fluido at 9atm	MFPD	227,22
Caudal de fluido at 12atm	MFPD	178,77
Caudal de fluido at 15atm	MFPD	135,05
Caudal de fluido at 20atm	MFPD	77,18
Caudal de fluido at 25atm	MFPD	30,81
Caudal de fluido at 26atm	MFPD	22,41
Caudal de fluido at 27atm	MFPD	13,97
Caudal de fluido at 28atm	MFPD	6,04
BSW	%	1,3

Pozo G.

Tabla 19. Resultados de la simulación del VDW-G.

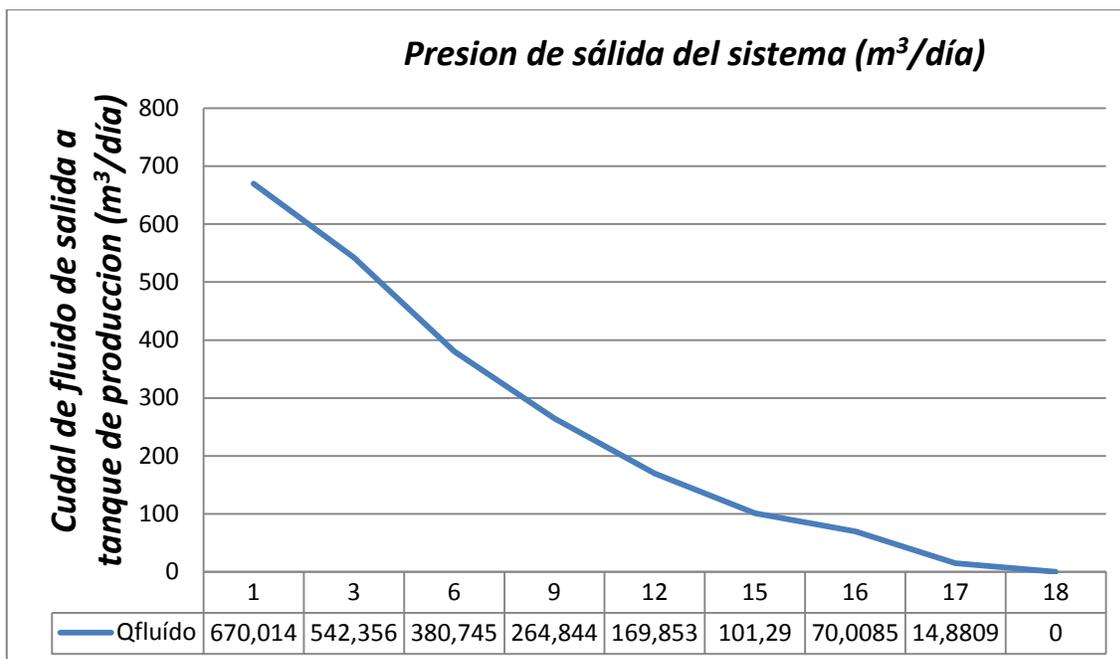


Tabla 20. Muestra de los resultados obtenidos en la simulación del pozo G.

Caudal de fluido at 1atm	MFPD	670,01
Caudal de fluido at 3atm	MFPD	542,36
Caudal de fluido at 6atm	MFPD	380,75
Caudal de fluido at 9atm	MFPD	264,84
Caudal de fluido at 12atm	MFPD	169,85
Caudal de fluido at 15atm	MFPD	101,29
Caudal de fluido at 16atm	MFPD	70,01
Caudal de fluido at 17atm	MFPD	14,88
BSW	BSW	4

Para todos los pozos del yacimiento Varadero Oeste Extendido, que producen mediante surgencia natural, tomamos una presión de cabeza constante de 10 atm, con el objetivo de comparar cuanto incrementa la producción si todos los pozos son alineados a un mismo sistema de producción.

Tabla 21. Resumen de las simulaciones para cada pozo a una presión de 10atm.

Pozos	Caudal de Fluido	Caudal de Petróleo
VDW-B	183 m ³ /día	180,08 m ³ /día
VDW-E	210 m ³ /día	207,27 m ³ /día
VDW-G	235 m ³ /día	225,6 m ³ /día
Total 3 pozos	628 m³/día	612,95 m³/día

3.4. Análisis Técnico.

El proyecto de evaluación de los parámetros de operación de los pozos surgentes, utilizando el análisis de producción se realiza mediante la utilización de herramientas de simulación de fluido multifásico en el yacimiento Varadero Oeste Extendido.

El proyecto que se ha dividido en:

- Análisis de la presión en el fondo del pozo.
- Análisis de la presión en la boca del pozo.
- Análisis del sistema de producción.

El análisis en el fondo del pozo se realiza tomando dos nodos principales el primero es la presión estática del yacimiento, dato tomado de las mediciones hechas por el departamento de Yacimiento de la EPEP-C que se realizaron en este año, desde enero hasta septiembre en cada pozo. El otro nodo está en la superficie, en la cabeza del pozo donde es medida la presión Pwh, la cual se varió bajo tres condiciones de sensibilidad, entonces se simuló cuanto sería el incremento de producción de petróleo, considerando el BSW en cada pozo.

A continuación se hace un análisis técnico para cada pozo productor, demostrando en resumen el trabajo realizado con el software de simulación de fluido multifásico. Tomando como condición principal de simulación que se colocará un sistema de producción donde se varía la presión de boca de los pozos con el fin de tomar el parámetro de operación de los mismos más efectivo, que eleve los niveles de producción de los pozos.

Se logra un incremento de la producción que se genera en los 3 pozos analizados anteriormente, esto se alcanza realizando variaciones en la presión de la boca de los pozos. Habiendo simulado el comportamiento y el respectivo incremento de la producción de

petróleo de los 3 pozos que será ingresado al sistema de producción del Centro Colector 11 y la presión de cada pozo sea de 10 atm, para conservar la energía del Yacimiento.

Por lo tanto se obtuvieron los siguientes resultados de las simulaciones realizadas con el Software de simulación de fluidos multifásicos en cada pozo:

Tabla 22. Producción de los pozos estudiados, a la presión que se piensa poner de trabajo.

Pozos	Presión de Boca	Caudal de Fluido	Caudal de Petróleo
VDW-B	9 atm	195 m ³ /día	192,66 m ³ /día
VDW-E	10 atm	210 m ³ /día	207,27 m ³ /día
VDW-G	11 atm	220 m ³ /día	211,2 m ³ /día
Total 3 pozos		625 m ³ /día	611,2 m ³ /día

Como se puede observar en la Tabla 22, se definen las presiones de trabajo de los pozos estudiados con el fin de aumentar la producción de los mismos, se mantiene la misma presión de boca en el pozo VDW-E debido a que tiene una producción considerablemente alta además hay que preservar la energía del yacimiento evitando que se desgasifique y afecte a los demás pozos del área. En los otros dos se disminuye la presión de boca de ellos con el fin de obtener un incremento de la producción, aunque en el pozo VDW-B es pequeño este incremento, cada metro cúbico cuenta, se logra un aumento de 2 m³/día y en el caso del pozo VDW-G se logra de 58,24 m³/día.

Conclusiones.

- A partir de la evaluación de los parámetros de producción de los pozos se pudo determinar los parámetros de operación que logren elevar los niveles de producción de estos pozos surgentes del yacimiento Varadero Oeste Extendido sin realizar ningún ajuste de la estructura del pozo, ni realizando variaciones que afecten la presión del yacimiento evitando que este pierda energía .
- Mediante la evaluación de los parámetros de producción con los diversos softwares de simulación de fluido multifásico que existen en el mercado de la industria petrolera, se puede lograr incrementar la producción de petróleo en los yacimientos del país, convirtiéndose estos en una herramienta de trabajo necesaria en la EPEP-C.
- El software con el que se trabajó en este proyecto permitió simular el incremento de la producción y conocer el potencial de los yacimientos. Se modeló el flujo multifásico desde el yacimiento hasta la salida del pozo, además se tomó en cuenta el desempeño de la línea de flujo y, se logró hacer un análisis integral del sistema de producción.
- Se logra realizar una caracterización del reservorio y de la estructura de los pozos surgentes del yacimiento Varadero Oeste Extendido que nos permitieron saber las condiciones en que se encuentran estos pozos, además de que estos datos son necesarios introducirlos en el software de simulación que se vaya a utilizar.
- Se obtiene con éxito el modelo de simulación que permitirá obtener los parámetros operacionales de cualquier pozo con solo hacer variaciones en los datos introducidos, además de lograr validar este modelo en el trabajo con mediciones reales de los pozos estudiados.

Recomendaciones.

- 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.
- Introducir estas herramientas de simulación de flujos multifásicos en nuestro país, en específico, en el petróleo que nos servirán para la determinación de los parámetros operacionales de los pozos además de servirnos de ayuda para el análisis de los pozos en general, facilitando un mejor trabajo de oficina.
- Se recomienda la utilización de las correlaciones para flujo multifásico en pozos direccionales y horizontales para simular el comportamiento de la viscosidad del fluido producido en el yacimiento Varadero Oeste Extendido.
- Continuar la investigación y desarrollo de este proyecto, se recomienda que se actualicen los datos de producción y se incluyan los equipos de levantamiento artificial (en caso que lo tengan), 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.

Bibliografía.

- Alarcón, G. 1998.** *Flujo de Dos Fases.* . Facultad de Ingeniería, Escuela de Mecánica., ULA. Venezuela : s.n., 1998.
- Alves, A. 1954.** *Cherm. Eng. Progr.* 1954.
- Azocar, A. 2007.** *Dimensionamiento de líneas de transporte con Flujo Multifásico.* Departamento de procesos., INTELECTRA S.A.C.A. 2007. Instrucciones de trabajo.
- Badie S, C.P. Hale, C.J. Lawrence y H.G. Hewitt. 1999.** *Pressure Gradient and Hold up in Horizontal Two Phase Gas - Liquid Flows with liquid Loading.* International Journal of Multiphase Flow. 1999.
- Barnea, D., Shohan. O., Taitel. Y. 1980.** *Flow Pattern Characterization in Two Phase Flow by Electrical Conductance Probe.* 1980.
- Beggs, H. Dale. y Brill. James. 1991.** *Flujo bifásico en tuberías.* 1991.
- Berger, Brill D. 1992.** *Petróleo Moderno.* USA : Penn Well Publishing Company, 1992.
- Brill, J.P y Beggs. H.D. 1991.** *Two Phase Flow Pipes.* 1991.
- Brill, J.P. 1992.** *State of thr Art in Multiphase flow.* 1992.
- Brill, James. P. y Mukherjee, Hemanta. Richardson. 1999.** *Multiphase Flow in Well.* Texas : Society of Petroleum Engineers Inc., 1999.
- Brown, K.E. 1977.** *The Technology of Artificial Lift Methods.* EUA : PennWell Publishing Company, 1977.
- Cajigal Correa, Armando. 2005.** *Manual de producción de petróleo y gas.* La Habana : Centro Politécnico del Petróleo, 2005.
- Caliz, Jaime Granados. 2008.** *Analisis de flujo bifásico en Tuberías Horizontales e inclinadas, aplicando modelos mecanísticos.* Facultad de Ingenieria (Division de estudios de posgrados), UNAM. Mexico D.F : s.n., 2008. Tesis de Maestria.
- Campbel, Jhon. 2008.** *Petroskills Course - Oil Production and procssing facilities.* 2008.
- Campione, Ana Isabel. 2008.** *El problema del flujo bifásico.* 2008.
- Cartas, Juan Luis Aranjó. 2010.** *Aplicacion de la metodologia VCD aun Campo Petrolero para la seleccion de la infraestructura de explotacion optima.* Universidad de Istmo. Santo Domingo Tehuantepec : s.n., 2010. Tesis de grado.

Castellanos González, Feliciano H. 1998. *Explotación de yacimientos de petróleo y gas.* La Habana : Editorial Pueblo y Educación, 1998.

Centro Internacional de Educación y Desarrollo, CIED. 1997. *Levantamiento artificial por gas para ingenieros". Manual del Participante.* 1997.

Chalet, H. 2000. *Well Productivity. Well Production Practical Hand book.* Paris : Edition Techmp, 2000.

Chierici, G.L. 1974. *Two Phase Vertical Flow in Oil Wlles Prediction of Pressure Drop.* s.l. : AIME, 1974.

Chirinos. M., González. J., Layrisse. I. 1983. *"Rheological Properties of Crude Oils From The Orinoco Oil Belt and Their Mixtures With Diluents .* s.l. : Rev. Tec. INTEVEP, 1983. págs. 103-115.

Colectivo de autores. 2003. *Bombeo Mecánico. Optimización, Diagnóstico y Operación.* s.l. : ESP OIL International Training Group, 2003.

Cornish, R.E.; J. Pet. Tech. 1976. *The Vertical Multiphase Flow of Oil and Gas At Hight Rates.* 1976.

Craft, Benjamin C. 1968. *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.* Madrid : Editorial Tecnos, 1968.

Craviño, Annabella. 2007. *Evaluacion de Modelos Homogeneos, de Correlacion y Mecanicistas en la Prediccion de la caída de Presion de Flujo Multifásico de gas y liquido en tuberías verticales.* Escuela de Ingenieria Mecanica, Universidad Central de Venezuela. Caracas : s.n., 2007.

Delhaye, J.M. 1978. *Optical Methods in Two Phase, Proceedings of the DinamicsFlow Conference, Dynamic Measurements in Unsteady Flow.* 1978.

Fancher, G.H.y Brown. K.E. 2004. *Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing.* s.l. : AIME, 2004.

Ghetto, Giambattista De. 1994. *Reliability Analysis on PVT Correlation .* 1994.

González, Julio. 2008. *Curso de facilidades de superficie.* 2008.

Guido, E. 2005. *Modernos Conceptos y sus Aplicaciones sobre Bombeo Mecánico de pozos petrolíferos.* Venezuela : Lufkin Overseas Corporation S.A, 2005.

Hasan, A.R. y Kabir. C.S. 1992. *Two Phase in Vertical and Inclined Annuli.* Int. J. Multiphase Flow. 1992.

Hernández Lescaye, H. 2005. *Análisis de las complejidades tecnológicas en la elevación artificial de pozos desviados en Cuba.* La Habana : Centro Politécnico del Petróleo, 2005.

- Hernandez, Joaquin de Jesus Abradelo. 2004.** *Manual de Perforación.* Cuba, Matanzas : Cupet, EMPERCAP, 2004.
- Hernández, S. R. 2004.** *Metodología de la investigación.* Habana : Editorial Félix Varela, 2004.
- Howard B, Bradley. 1992.** *Petroleum Engineering Handbook.* USA : Society of Petroleum Engineers, 1992.
- James, p. Brill y H.D. Beggs. 2002.** *Two Phase Flow in Pipes.* 2002.
- MANÇU, R.J.S. 2000.** *Bombeo Mecánico – Manual Simplificado para Instalación, Operación, Mantenimiento e Identificación de Anormalidades en el BM”, apostila, Curso de Optimización e Ingeniería de Producción.* s.l. : PetroBras, 2000.
- Mandhane, Gregory y Aziz. 1974.** *Int, J. Multiphase Flow.* 1974.
- Maning. 1995.** *Oil Field Processing.* 1995.
- Mata, Migue. 1989.** *Manual de Producción.* s.l. : Lagoven, 1989.
- Mejías Trujillo, Michel. 2007.** *Propuestas de optimización de los pozos de los Centros Colectores 7 y 9 (En opción del título de Especialista de perforación y extracción en pozos de petróleo).* Varadero : Centro Politécnico del Petróleo, 2007.
- Montero, Yamilet Sanchez. 1999.** *Metodo de determinacion de patrones de flujo en tuberias verticales a traves de la logica difusa.* Departamento de Procesos y Sistemas, Departamento de Termodinámica y Fenómenos de Transferencia, Universidad Simón Bolívar. Caracas : s.n., 1999.
- Mubayed, Mahmoud Haoulo. 2007.** *Estudio experimental de Patrones de Flujo Bifásico Gas - Líquido en Tuberías Horizontales y ligeramentes Inclínadas.* Universidad Central de Venezuela. Caracas : s.n., 2007. Tesis de grado.
- Notas del curso. 2006.** *Analisis y simulacion del flujo multifasico en tuberias.* Instituto Mexican del Petroleo. 2006.
- Partidas, H. 2003.** *Bombeo Mecánico. Optimización, diagnóstico y operación.* s.l. : PDVSA, 2003.
- Pereira, A. 1999.** *Selección de pozos y diseño de levantamiento artificial en el Campo Jobo, Yacimiento Morichal 01. Trabajo especial de grado.* Universidad de Oriente. s.l. : Núcleo Puerto La Cruz, 1999.
- Petalas, N. y Aziz K. 2004.** *A Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes.* Stanford University. 2004.
- Ramos, Aura L. Lopez de. 2007.** *Uso de imágenes de videos digitales para estimar el Hold - Up de líquido en tuberías verticales y reconocer los patrones de flujo.* Departamento de Termodinámica y Fenómenos de Transparencia. 2007.

- Roberto, A. González Castellanos, Mario Yil Lavín y Lilian D. Curiel Lorenzo. 2003.** *Metodología de la Investigación*. Universidad Camilo Cienfuegos. Matanzas : s.n., 2003.
- Rouhani, S., Sohel. M. 1983.** *Two Phase Flow Pattern: A review of research result*. 1983.
- Roumy, R. 1975.** *Structure des écoulements diphasiques eauair. Etude de la fraction de vide moyenne et des configurations d'écoulement*. 1975.
- Ruiz Prada, María Victoria. 2007.** *Comparación de los modelos composicional y petroleonegro en petroleos volátiles, para flujo multifásico en tuberías mplenado simuladores de flujo*. 2007.
- Santibañez C, Nicolas A. 2007.** *Elaboracion y validacion de un simulador que permita determinar la capacidad y el funcionamiento de una bomba multifásica (crudo, gasy agua)*. Caracas : s.n., 2007.
- Schlumberger. 2008.** *Diseño de pozos y analisis del desempeño de la produccion*. 2008.
- Simpson, H.C. 1987.** *An Assessment of Some Two Phase Pressure Gradient, Hold up, and Flow Pattem*. 1987.
- Sosa Solís, Sergio Alberto. 2010.** *Aplicacion de modelos mecanícisticos paa la optimización del diámetrode tuberías como sartas de velocidad*. 2010.
- STAGG, T.O and RELLEY, R.H. 1990.** *Horizontal Wells Completions in Alaska* . s.l. : World Oil, 1990.
- Tarek, A. 2001.** *Reservoir Engineering Handbook*. Houston : Gulf Professional Publishing , 2001.
- Thomas, J.E and ROSSI, N.C.M. y otros. 2001.** *Fundamentos de Ingeniería del Petróleo* . s.l. : Editora Interciencia, PetroBras, 2001.
- Torres, Corria Juan Manuel y Trauwvitz Rosas Edgar Fernando. 2006.** *Flujo Multifasico en Tuberias*. Facultad de Ingenieria, UNAN. Mexico D.F : s.n., 2006. Tesis de Licenciatura.
- Wallis, Graham B. 1969.** *One Dimensional Two Phase Flow*. 1969.
- Xiao, J., Shoham, O., Brill, J. 1990.** *A Comprehensive Mechanistic Model for Two- Phase Flow in Pipelines*. New Orleans : The 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition., 1990. págs. 167-180.
- Y. Gonzales, Y. Pinedal, E. Veraz. 2008.** *Mediciones para el monitoreo de la corrosion bajo condiciones de flujo multifasico*. 2008.

Simbología.

IP – Índice de productividad.	ρ_w – Densidad del agua.
Q – Tasa de producción o caudal de fluido.	μ_{od} – Viscosidad del crudo.
Pe – Presión estática del reservorio.	A – Constante calculable.
Pwf – Presión del fondo del pozo (atm)	RPG – Relación gas – petróleo.
RGP – Relación gas - petróleo.	V_{gas} – Volumen de gas.
V_{gas} – Volumen de gas en un m^3 de petróleo.	V_{pet} – Volumen de petróleo.
V_{pet} – Volumen de petróleo extraído.	ρ_g – Densidad del gas.
Rs – Solubilidad del gas.	PM – Peso molecular.
Pb – Presión de burbujeo.	M_g – Masa molecular del gas.
γ_g – Gravedad específica del gas.	Pr – Presión pseudorreducida.
°API – Gravedad específica del petróleo.	Tr – Temperatura Pseudo reducida.
Scf – Pies cúbicos estándar.	Tc – Temperatura crítica del gas natural.
p – Presión.	Pc – Presión crítica del gas natural.
γ_{gs} – Gravedad específica del gas de salida.	μ_g – Viscosidad del gas.
Bo – Factor volumétrico.	a – Constante
$V_o @ P y T$ – Volumen del petróleo (incluyendo el gas en solución) a una determinada condición de presión y temperatura.	b – Constante
$V_o @ SC$ – Volumen de petróleo a condiciones estándar.	c – Constante
ρ_o – Densidad del petróleo.	MPD - Metros cúbicos de petróleo por día
	MFPD - Metros cúbicos de fluido por día (m^3 de fluido adicionales)
	BSW - Sedimentos básicos y agua.

Anexos.

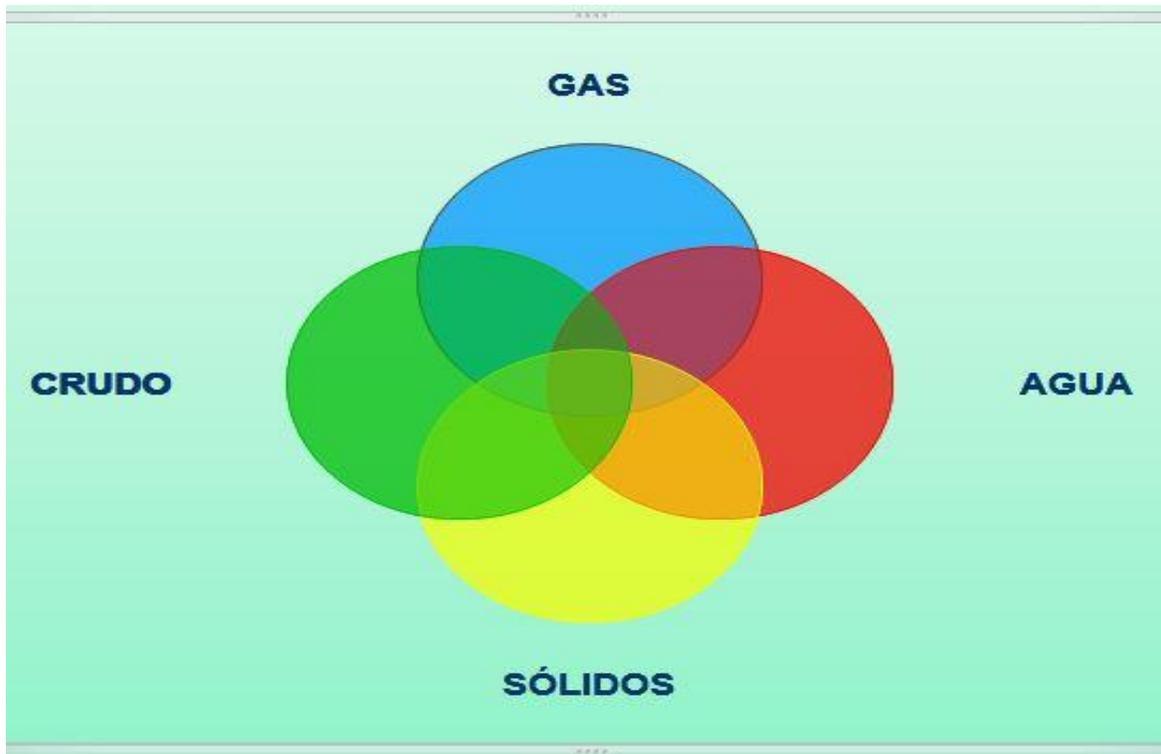
Anexo 1. Rango de aplicación de las correlaciones de Rs.

Propiedades Black Oil	Standing	Lasater	Glaso	Vasquez and Beggs	Kartoatmodjo
Presión de Burbuja (Psia)	130-7000	48-5780	165-7142	15-6055	0-6040
Temperatura (°F)	100-258	82-272	80-280	162-180	75-320
Factor volumétrico Bo (bbl / STB)	1,024-2,15	x	1,025-2,588	1,028-2,226	1,022-2,747
Solubilidad del gas en el líquido Rs (SCF/STB)	20-1425	3_ 2905	90-2637	0-2199	0-2890
Gravedad (°API)	16.5-63.8	17,1-51,1	22,3-48,1	15,3-59,5	14,4-58-95
Gravedad específica del gas	0.59-0.95	0,574-1,22	0,650-1,276	0,511-1,351	0,4824-1,668
Presión de separación (psia)	265-465	15-605	415	60-565	100
Temperatura de separación (°F)	100	36-106	125	76-150	38-294

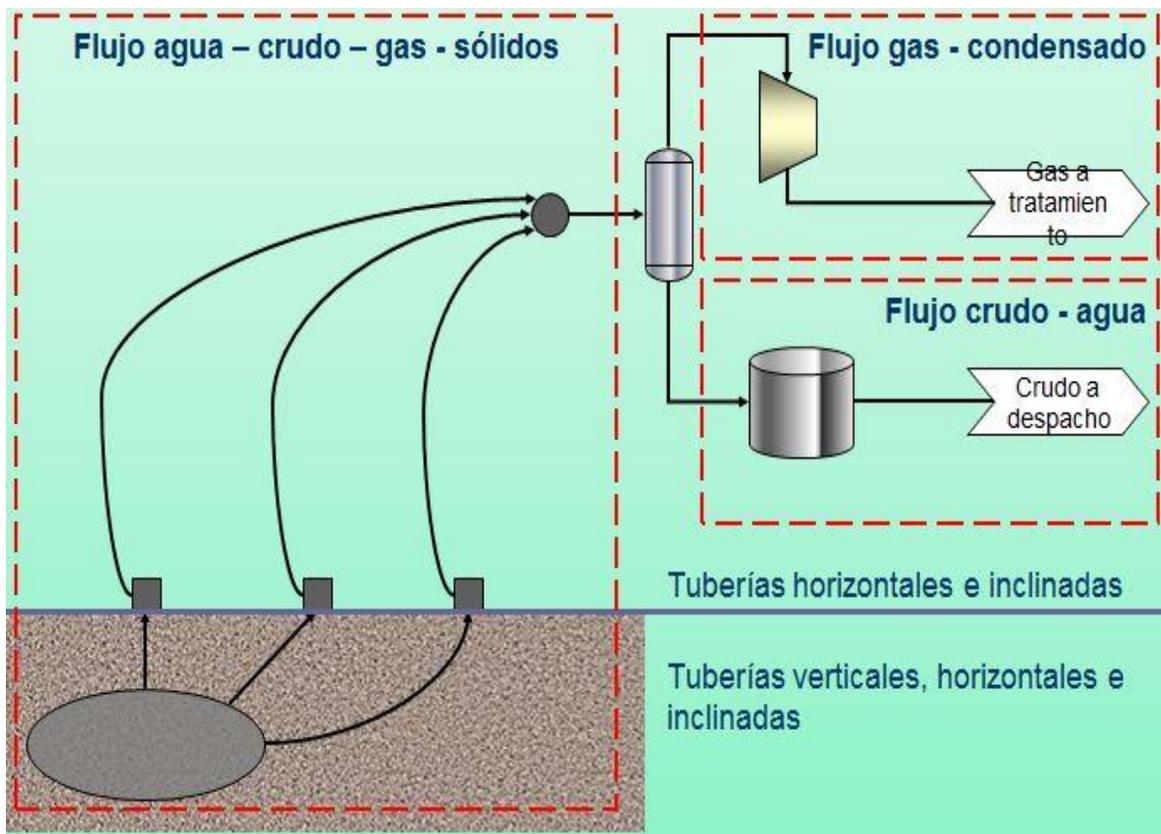
Anexo 2. Rango de aplicación de las correlaciones para la viscosidad de crudo vivo.

Propiedades	Beggs Robinson	Glaso	Vasquez and Beggs	Kartoatmodjo	Chew-Connally
Presión de burbuja (psia)	x	x	x	x	132-5645
Temperatura (°F)	70-295	50-300	x	80-320	72-292
Presión del yacimiento (psia)	15-5265	x	141-9515	15-7117	141-9515
Relación gas petróleo (SCF/STB)	20-2070	x	9,3-2199	1 2044	9,3-2199
°API	16-58	20,1-48,1	15,3-59,5	14,4-58,95	15,3-59,9
Viscosidad de crudo muerto (cp)	x	0,616-39,91	x	0,5062-682	0,38-50
Viscosidad de crudo vivo (Cp)	x	x	0,117-148	0,096-586	x

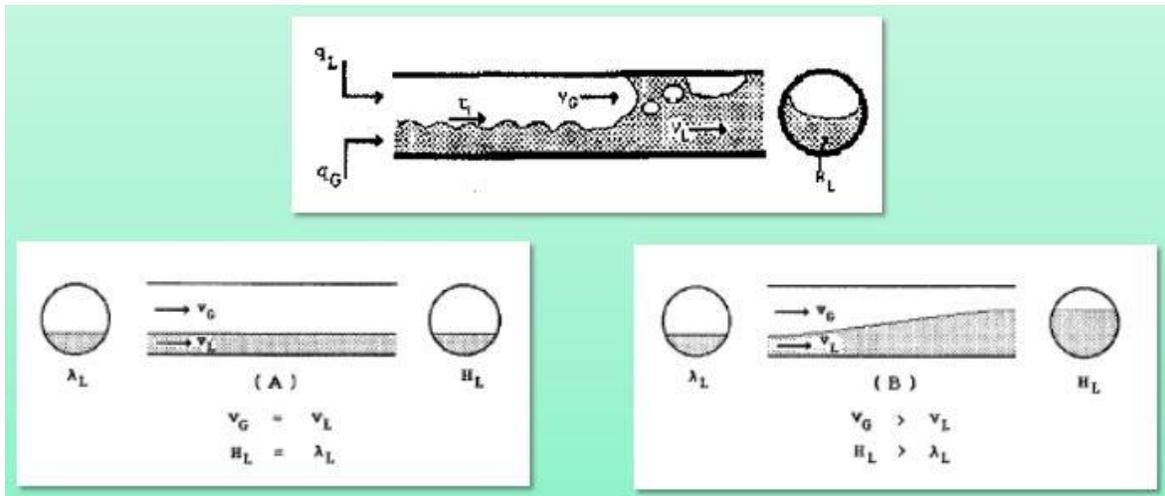
Anexo 5. Representación del flujo multifásico.



Anexo 6. Cadena de Producción.



Anexo 7. Fracción volumétrica de la Fase.



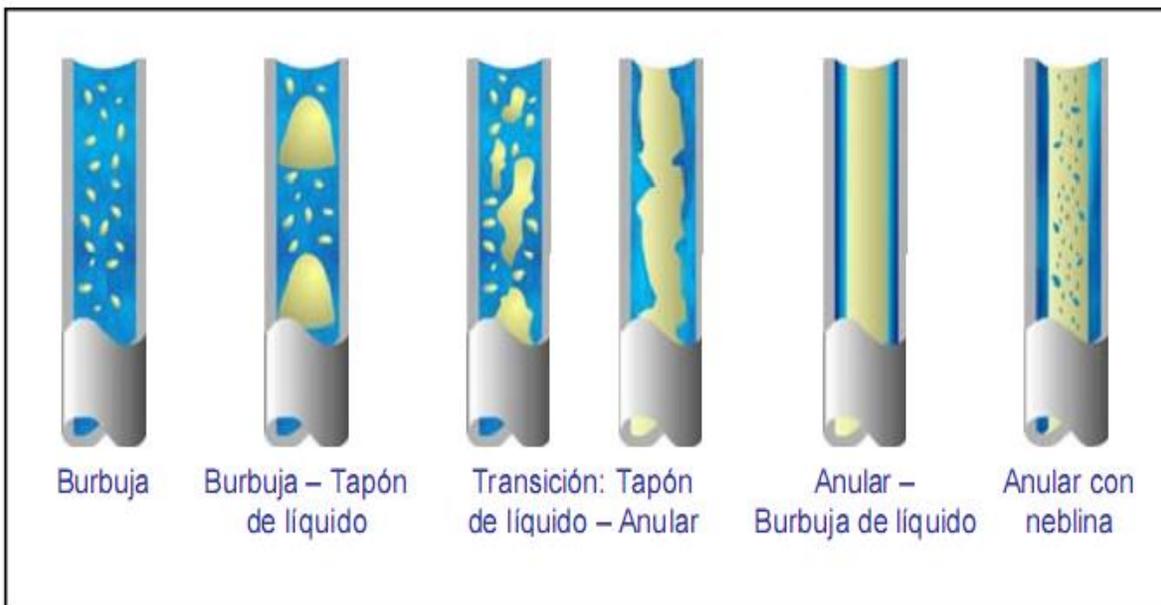
Anexo 8. Patrones de flujo horizontal, observados por Beggs.

	Patrones de Flujo	Vista Horizontal	Vista Transversal
Segregado	Estratificado		
	Ondulado		
	Anular		
Intermitente	Bache		
	Tapón		
Distribuido	Burbuja		
	Niebla		

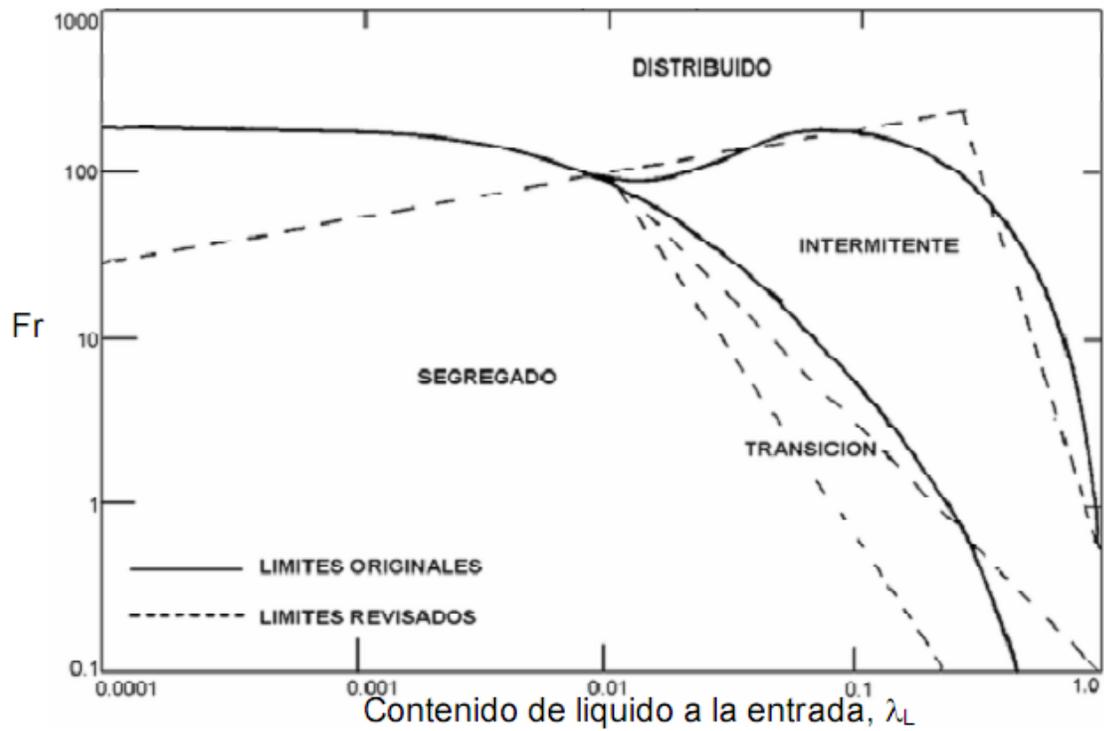
Anexo 9. Patrones de flujo para sistemas gas – líquido en líneas horizontales, terminología de Beggs and Brill.



Anexo 10. Patrones de flujo para sistemas gas – líquido en líneas verticales, terminología de Beggs and Brill.



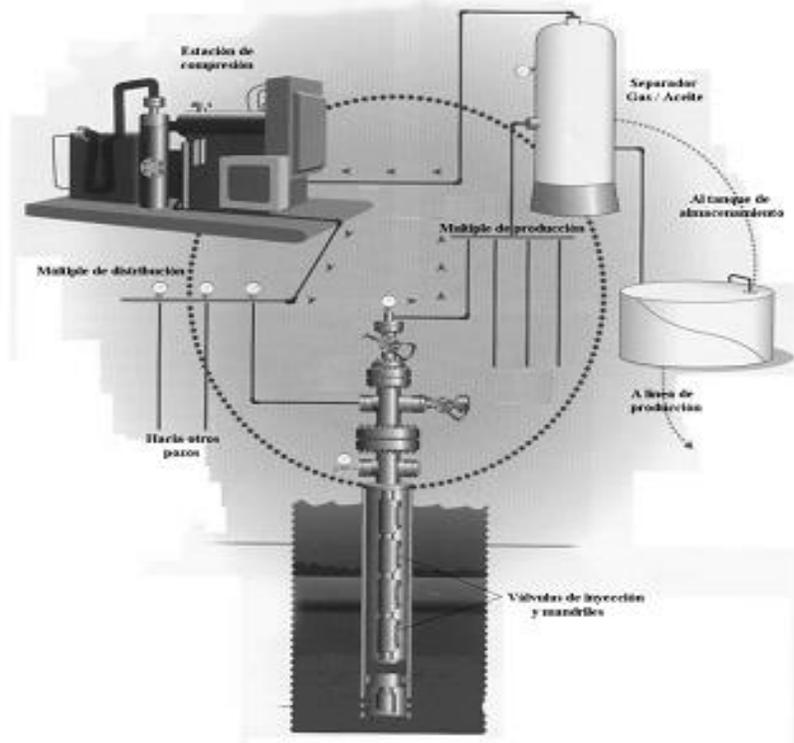
Anexo 11. Mapa de flujo, Beggs and Brill.



Anexo 12. Aplicabilidad de los principales modelos de flujo multifásico.

Modelo	Tubería Horizontal	Tubería Vertical
Beggs y Brill	✓	✓
Duns y Ros	x	✓
Hagerdon y Brown	x	✓
Mukherjee y Brill	✓	✓
Eaton	✓	x
Ansari	x	✓
Orkiszwski	x	✓
Dukler	✓	x
Aziz	x	✓
Tacite	✓	x
Xiao	✓	x
Gray	x	✓
OLGA	✓	x
Leyenda:	✓ modelo recomendado para la aplicación	
	x modelo no recomendado para la aplicación	

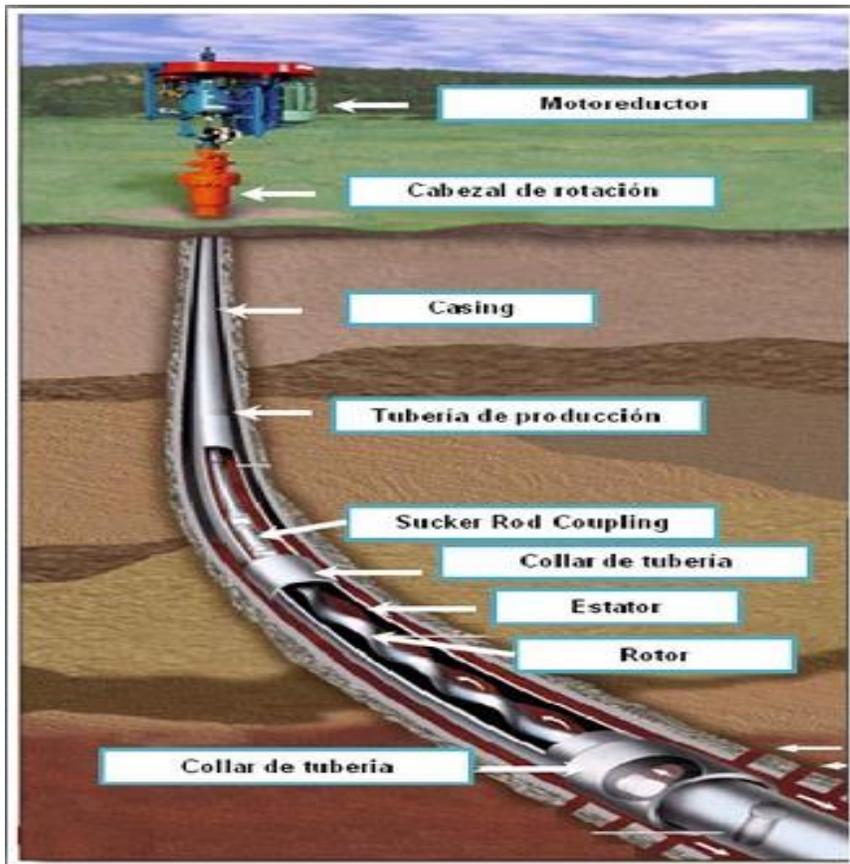
Anexo 13. Esquema de bombeo neumático.



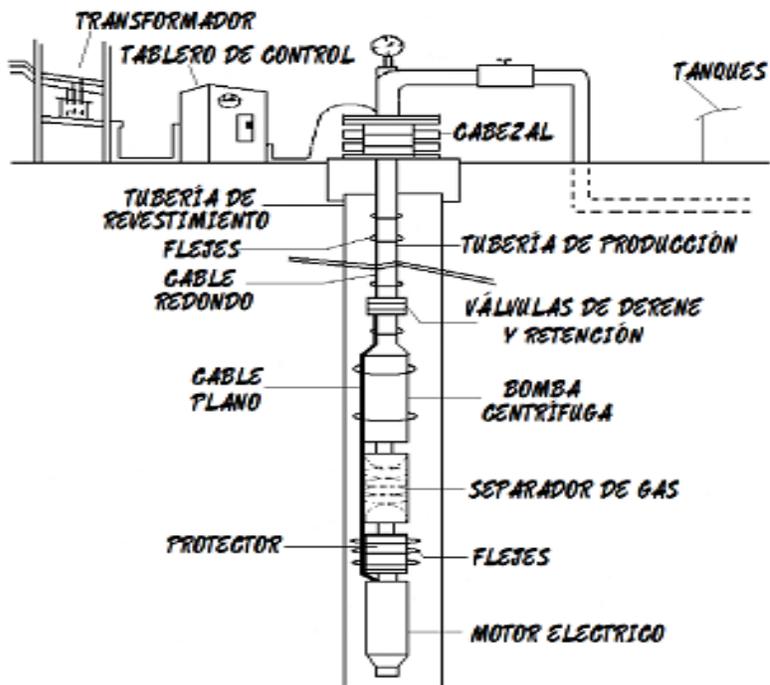
Anexo 14. Representación del bombeo hidráulico.



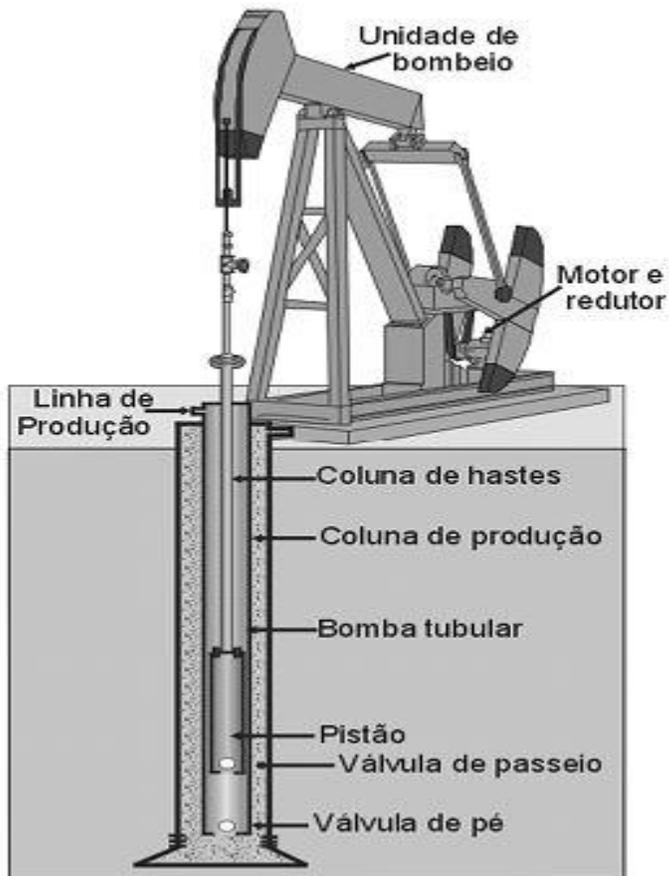
Anexo 15. Completación de producción con Bombeo Rotatorio de Cavidad Progressiva.



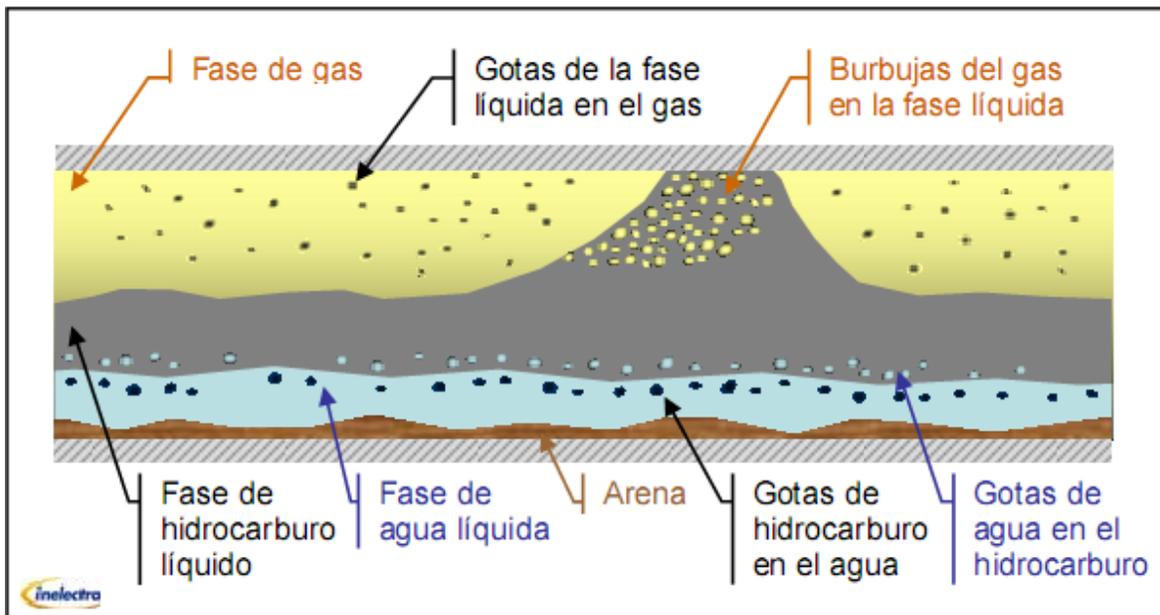
Anexo 16. Unidad de bombeo electrocentrífugo.



Anexo 17. Sistema de bombeo mecánico.



Anexo 18. Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.



Anexo 19. Efecto de los términos de fricción, elevación y de aceleración según el tipo de flujo.

Tipo de Flujo	Término de Fricción	Término de Elevación	Término de Aceleración
Monofásico	Fricción contra la superficie de la tubería	Independiente del flujo. <u>Líquido:</u> dependiente de la diferencia de elevación <u>Gas:</u> despreciable, a excepción de sistemas de muy alta presión.	Generalmente despreciable; pero aplica para una despresurización a alta velocidad
Multifásico	Fricción de las fases contra la superficie de la tubería. Fricción de las fases entre sí	Densidad de las fases. Ángulo de inclinación. Cantidad de líquido (variación del flujo).	Generalmente despreciable; pero aplica para una despresurización a alta velocidad