

**COMPARACIÓN DE LOS MODELOS COMPOSICIONAL Y BLACK OIL PARA
EL ANÁLISIS NODAL DE POZOS PRODUCTORES DE CRUDO
EXTRAPESADO.**

**SMITH ANDREA GARZA GALLO
SANDRA YENITH RAMIREZ PEÑA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014**

**COMPARACIÓN DE LOS MODELOS COMPOSICIONAL Y BLACK OIL PARA
EL ANÁLISIS NODAL DE POZOS PRODUCTORES DE CRUDO
EXTRAPESADO.**

**SMITH ANDREA GARZA GALLO
SANDRA YENITH RAMIREZ PEÑA**

Trabajo de grado presentado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR:

JOHN ALEXANDER LEON PABON

Ing. de Petróleos, M.Sc.

CO-DIRECTOR:

ING. CARLOS PEREZ

Ing. Químico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

Dedicatoria

A Dios y la virgen María, a mi mami Clarita Gallo y mi padre Calixto Garza, a mis hermanas Fabi y la flaca, quienes han sido la guía y el camino para poder llegar a este punto de mi carrera que con su ejemplo, dedicación y palabras de aliento nunca bajaron los brazos para que yo tampoco lo hiciera aun cuando todo se complicaba.

Los amo,

Smith Andrea Garza Gallo.

DEDICATORIA

Este logro alcanzado en mi vida es dedicado primordialmente a Dios nuestro padre celestial quien con su infinita bondad y misericordia me dio la fuerza, sabiduría y capacidad para culminar con gran éxito mi carrera profesional.

A mi padre MARCO AURELIO RAMIREZ REYES (Q.E.P.D.) y a mi madre MARINA PEÑA PEÑA quienes con la gran bendición de Dios me regalaron el ser, y con sus esfuerzos y dedicación me brindaron una educación de calidad y me enseñaron que nada es fácil en la vida. A ti mamita porque eres mi ejemplo a seguir por tu tenacidad, por tus palabras de aliento en los momentos más difíciles, por guiarme a seguir luchando por mis sueños y objetivos sin dejarme desfallecer.

A mis hermanos q fueron y son mi compañía y quienes con tanto anhelo y paciencia esperaron este gran logro y momento de orgullo y felicidad para nuestra familia, a mi hermoso JUANFE y mi flaca SHIRLEY por llegar a nuestras vidas y alegrar cada segundo con sus travesuras y ser uno más de mis mayores motores para seguir luchando y triunfando.

A mis amigos y colegas de universidad lauris, luchi, angelita Jaimito, y mi chiquitina Yaz quienes con su gran apoyo, aportes y distintas cualidades me brindaron muchas alegrías e hicieron parte de mi formación personal y profesional.

SANDRA YENITH

AGRADECIMIENTOS

Los resultados de este proyecto, están dedicados a todas aquellas personas que de alguna forma, son parte de su culminación. Sinceros agradecimientos a M.Sc John Alexander León Pabón quien con su ayuda desinteresada, nos brindó su conocimiento y apoyo, sin el cual no hubiese podido salir adelante. A mi familia por siempre brindarme su apoyo, tanto sentimental, como económico. A mis amigos de lucha quienes compartieron conmigo infinitas experiencias, a mi compañera de tesis Sandra por mantener la perseverancia y dedicación en la culminación de nuestro proyecto.

Gracias Dios, gracias padres y hermanas, gracias amigos.

SMITH ANDREA GARZA GALLO

AGRADECIMIENTOS

A mi dios por permitirme culminar satisfactoriamente mi carrera y crecer como persona.

A mi madre por haberme apoyado en todo momento por su paciencia su amor sus oraciones y por estar a mi lado cuando más te he necesitado para ti este logro madre mía.

A mi director de tesis M. Sc. John Alexander León Pabón por brindarme su confianza y permitirme trabajar en su grupo de investigación, por su apoyo incondicional, colaboración y conocimientos durante el desarrollo de esta investigación.

A mi compañera de tesis Smith Andrea por darme la oportunidad de trabajar con ella y dar un paso más a tan anhelado sueño. Gracias por toda la colaboración y apoyo que me brindaste, por esa palabra de aliento en los momentos difíciles.

A mis amigos y compañeros por todos y cada uno de los momentos vividos por tantas sonrisas, lágrimas, travesuras, salidas consejos siempre estarán en mi corazón y ti mi Isa mi amiga incondicional en las buenas y en las malas juntas en todo momento.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de petróleos por ayudarnos en nuestro crecimiento personal y profesional.

A aquellas personas que de una u otra manera contribuyeron a hacer realidad este sueño.

SANDRA YENITH

TABLA DE CONTENÍDO

	PAG
INTRODUCCIÓN	22
1. FUNDAMENTO TEÓRICO	24
1.1 CRUDOS EXTRAPESADOS.	24
1.1.1 Propiedades de los crudos extra pesados.	24
1.1.2 Crudo Espumoso	25
1.1.3 Propiedades reologicas de mezclas de crudo y agua	26
1.2 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL.	27
1.2.1 Desempeño de produccion de pozos de crudo extra-pesado.	27
1.2.2 Antecedente histórico del análisis nodal.	27
1.2.3 Concepto de análisis nodal	28
1.2.4 Componentes del análisis nodal	29
1.2.5 Condiciones de operación y puntos de análisis.	30
1.2.6 Capacidad de producción del sistema.	31
1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR.....	33
1.3.1 Modelos IPR	35
1.3.1.1 Modelo de Vogel.	35
1.3.1.2 Modelo de Fetkovich.	37
1.3.1.3 Modelo estado Pseudoestable.	39
1.3.2 Análisis de sensibilidades	41
2. GENERALIDADES DE LOS MODÉLOS COMPOSICIONAL Y BLACK OIL.....	47
2.1 MODELO BLACK OÍL.....	47
2.2 MODELO COMPOSICIONAL	47
2.3 DEFINICIÓN DE VARIABLES USADAS EN LOS MODELOS COMPOSICIONAL Y BLACK OIL.....	50
2.3.1 Variables usadas en el modelo Black Oil.	50

2.3.1.1 Presión de Burbuja (P_b).....	50
2.3.1.2 Temperatura de yacimiento (T_y).....	50
2.3.1.3 Grados API.	50
2.3.1.4 Gravedad específica del gas.....	50
2.3.1.5 Gravedad específica del aceite.....	51
2.3.1.6 Gas en solución (R_{sb}).....	51
2.3.1.7 Viscosidad del petróleo (μ_o).	51
2.3.1.8 Fracción en volumen de aceite.	52
2.3.1.9 Fracción de la viscosidad del agua.....	53
2.3.1.10 Volumen del agua.....	53
2.3.2 Variables usadas en el modelo composicional.....	53
2.3.2.1 Volumen.....	53
2.3.2.2 Presión.....	53
2.3.2.3 Temperatura.	54
2.4 MODELACION DE FLUJO.....	54
2.4.1 Petróleo negro.....	54
2.4.1.1 Lasater.....	55
2.4.1.2 Standing.....	56
2.4.1.3 Vázquez y Beggs.....	57
2.4.1.4 Glaso.....	59
2.4.1.5 Coning.....	60
2.4.1.6 Método Beggs y Robinson.....	61
2.4.1.7 Método Glaso.....	62
2.4.1.8 Viscosidad de aceite insaturado.....	64
2.4.1.9 Oíl / wáter mezcla de viscosidad.....	65
2.4.1.10 Viscosidad del gas.....	66
2.4.2 Modelo composicional.....	67
2.4.2.1 EOS (ecuaciones de estado).....	67
2.4.2.2 Método de la viscosidad.....	68
2.5 MODELOS IPR USADOS PARA LA SIMULACIÓN.....	71

2.5.1 Modelo de Vogel	72
2.5.2 modelo de FETKOVICH.....	73
2.5.3 Modelo Estado Pseudoestable	73
2.6 CORRELACIONES DE FLUJO VERTICAL	74
2.6.1 correlación de ORKISZEWSKI.....	75
2.6.2 CORRELACIÓN DE HAGERDON & BROWN.....	76
2.6.3 CORRELACIÓN DE DUNS & ROS	76
2.6.4 CORRELACIÓN DE FANCHER Y BROWN	77
2.6.5 CORRELACIÓN DE GRIFFITH, LAU, HON Y PEARSON.....	77
2.6.6 HTFS LIQUIDO SLIP Y HOMOGENEO.....	78
3. ASPECTOS DE DESARROLLO DEL SOFTWARE PIPESIM 2011.....	79
3.1 SISTEMAS DE UNIDADES	79
3.2 DATOS DEL FLUIDO	79
3.2.1 Black oíl	80
3.2.2 Composicional.	81
3.2.3 Sistema de vapor	82
3.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE MODELO	82
3.3.1 Datos del fluido	82
3.3.2 Datos del yacimiento.....	82
3.3.3 Datos de pozo.....	83
3.4 DESCRIPCIÓN DEL MONTAJE DE LA SIMULACIÓN	83
3.4.1 Modelo individual	84
3.4.2 Modelo de pozo	85
3.4.2.1 Caracterización del fluido.....	85
3.4.2.2 Completamiento.....	92
3.4.2.3 Tubería de producción.	94
3.4.2.4 Equipo de fondo.....	97
3.4.2.5 Ajuste de Índice de Productividad.....	98
3.4.2.7 Ajuste del levantamiento artificial.....	107
3.4.2.6 Ajuste de correlaciones de flujo.	109

4. ANALISIS Y RESULTADOS	111
4.1 COMPARACIÓN DE LOS MODELOS BLACK OIL Y COMPOSICIONAL	111
4.1.1 Análisis nodal.....	111
4.1.2 Caudal de producción [STB/DÍA]	115
4.1.4 Ventajas	120
5. CONCLUSIONES	121
6. RECOMENDACIONES.....	122
BIBLIOGRAFÍA.....	129
ANEXOS.....	131

LISTA DE FIGURAS

	PAG.
Figura 1 - Sistema simple de produccion	32
Figura 2 - Gráfico de presión en el nodo vs caudal.....	42
Figura 3 - Sistema simple de produccion considerando 8 puntos de analisis	43
Figura 4. Capacidad de flujo debido al cambio del diámetro de tubing.....	44
Figura 5. Efecto del cambio en los diámetros del tubing sobre la capacidad del flujo	45
Figura 6- Envolvente de fases	49
Figura 7. Variación de la viscosidad con la temperatura.....	52
Figura 8. Variación de la viscosidad con la presión.	52
Figura 9. Diagrama de la formación.....	61
Figura 10 – Modelo de Pozo.....	85
Figura 11. Calibración Avanzada	89
Figura 12. Diagrama Envolvente de fases y Puntos críticos.....	91
Figura 13.. Curvas IPR con el modelo black oil	100
Figura 14. IP para black oil con el modelo de Vogel.....	101
Figura 15. IP para black oil con el modelo Fetkovitch.....	102
Figura 16. IP para black oil para el modelo de Estado Pseudoestable	102
Figura 17. Curvas IPR con el modelo composicional.....	104
Figura 18. IP para composicional con el modelo de Vogel	105
Figura 19 IP para composicional con el modelo de Fetkovitch	105
Figura 20. IP para composicional con el modelo de Estado Pseudoestable.....	106
Figura 21. Perfil de sensibilidad de correlaciones de flujo con el modelo black oil	109
Figura 22. Perfil de sensibilidad de correlaciones de flujo con modelo composicional	110

Figura 23. Inflow-Outflow para modelo Black Oil	112
Figura 24- Inflow-Outflow para modelo Composicional.....	113
Figura 25. Comportamiento del caudal vs Energía comparando los dos modelos	114
Figura 26. Sensibilidad de la presión en cabeza de pozo para el modelo black oil.	116
Figura 27. Sensibilidad de la presión en cabeza de pozo para el modelo composicional	117
Figura 28. Comparación caudal de producción	119

LISTA DE TABLAS

	PAG.
Tabla 1. Chew y Conally	63
Tabla 2 Data Modelo del fluido	86
Tabla 3 Data de viscosidad del fluido	86
Tabla 4 Data de viscosidad del fluido	87
Tabla 5 Data para calibración del fluido	88
Tabla 6 Data Modelo del Fluido Composicional.....	89
Tabla 7 Esquema de las correlaciones utilizadas	90
Tabla 8 Datos de las fracciones pesadas del fluido	92
Tabla 9 Data de completamiento de pozo para Black oil.	93
Tabla 10 Data de completamiento de pozo para Composicional.....	94
Tabla 11 Data de Tubería de Producción	95
Tabla 12Data Perfil Geotérmico para el Modelo Black Oíl.....	96
Tabla 13 Data Perfil Geotérmico para el Modelo Composicional.....	97
Tabla 14 Data Perfil Geotérmico para el Modelo Composicional.....	98
Tabla 15 Datos de las fracciones pesadas del fluido	99
Tabla 16 Ajuste de caudales con el modelo black oil.....	100
Tabla 17 Error presente para cada uno de los modelos con black oil.....	103
Tabla 18 Datos de las fracciones pesadas del fluido	103
Tabla 19 Ajuste de caudales con el modelo composicional.....	104
Tabla 20 Error presente para cada uno de los modelos con composicional.....	106
Tabla 21 Selección de BES en el sistema de levantamiento artificial con modelo Black oíl	107
Tabla 22 Selección de BES en el sistema de levantamiento artificial con modelo Composicional	108
Tabla 23 Sensibilización variable frecuencia para modelo black oil.....	111

Tabla 24 Sensibilización variable frecuencia para modelo composicional.....	113
Tabla 25 Tabulación resultado de sencibilidad en presión de cabeza para el modelo Black oil.....	117
Tabla 26 Tabulación resultado de sencibilidad en presión en cabeza para el modelo Composicional.....	118

LISTA DE ANEXOS

<i>ANEXO A: PVT</i>	131
<i>ANEXO B: COMPOSICIÓN DEL CRUDO SAN ALBERTO POZO UIS 20</i>	133
<i>ANEXO C: ESTADO MECANICO DEL POZO UIS 20</i>	136
<i>ANEXO D: BOMBAS</i>	137

RESUMEN

Título: COMPARACIÓN DE LOS MODELOS COMPOSICIONAL Y BLACK OIL PARA EL ANÁLISIS NODAL DE POZOS PRODUCTORES DE CRUDO EXTRAPESADO.*

Autores: SMITH ANDREA GARZA GALLO
SANDRA YENITH RAMIREZ PEÑA **

PALABRAS CLAVES: Software, PIPESIM, Black oil, Composicional, Thubing, Casing, Liner, Centrifif.

DESCRIPCION:

La técnica del análisis nodal ha sido ampliamente utilizada en la industria del petróleo ya que puede determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo. En el desarrollo de este estudio se especifica la comparación de los modelos composicional y black oil para el análisis nodal de crudos extra-pesados mediante el modelo de simulación generado por el software PIPESIM permitiendo observar la tasa a la cual debe producir el pozo.

Al realizar la comparación de los modelos se tuvieron en cuenta cada una de las características del software, análisis nodal y de los modelos composicional y black oil, de igual manera las propiedades y características fisicoquímicas del pozo UIS 20. Una vez seleccionado el pozo a analizar se conoce su producción, luego de definir la oferta y demanda del IPR. Para iniciar la comparación entre los modelos por medio del software se selecciona el mejor método de IPR. La data utilizada para obtener las correlaciones fue igual para los dos modelos. La comparación de estos modelos es viable siempre y cuando se cuente con toda la información requerida por el software para así obtener resultados claros y específicos.

El resultado obtenido mediante las sensibilidades realizadas por el software mostró que el modelo black oil presenta mayor capacidad de flujo con respecto al modelo composicional por lo que lo hace más atractivo económicamentepara que sirva de base de futuras investigaciones experimentales en la universidad.

* Trabajo de Grado

** Faculatd de Ingenierias Fisicoquimicas, Escuela de Ingenieria de Petroleos Director. MC's John Alexander León Codirector ING.Carlos Perez

ABSTRACT

TITLE: COMPARACIÓN DE LOS MODELOS COMPOSICIONAL Y BLACK OIL PARA EL ANÁLISIS NODAL DE POZOS PRODUCTORES DE CRUDO EXTRAPESADO.*

AUHORS: SMITH ANDREA GARZA GALLO
SANDRA YENITH RAMIREZ PEÑA **

KEY WORDS: Software, PIPESIM, Black oil, Compositional, Thubing, Casing, Liner, Centrilif.

DESCRIPTION:

The nodal analysis technique has been widely used in the oil industry because it can determine the current and future behavior of a well. In the course of this study comparing Compositional and black oil for extra-nodal analysis of heavy oil using the simulation model generated by the software PIPESIM allowing to observe the rate at which the hole should produce specified models.

When comparing the well models were taken into account each of the software features, nodal analysis and compositional and black oil models, just as the properties and physicochemical characteristics of the well 20 Once selected UIS analyze production is known, after defining the supply and demand of IPR. To start the comparison between models through the best method of software IPR is selected. The data used to obtain the correlations was similar for the two models. The comparison of these models is feasible provided they have all the information required by the software to obtain clear and specific results.

The result obtained by the sensitivities performed by the software showed that the black oil model has greater flow capacity with respect to the compositional model by making it more attractive economically.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos Director. MC's John Alexander León Codirector ING. Carlos Pérez

INTRODUCCIÓN

Para la industria petrolera es de vital importancia maximizar la producción de cada uno de los campos productores, motivo por el cual hace necesaria la realización de una investigación donde se pueda demostrar que al comparar los modelos composicional y black oil para el análisis nodal de crudos extra-pesados por medio de correlaciones se puede obtener la tasa a la cual debe producir el pozo luego de definir la oferta y demanda del IPR.

Es fundamental determinar cuál de los métodos del IPR presenta mayor ajuste a los pozos productores de crudo extra pesado, teniendo como base datos reales de campo con el objetivo de determinar las mejores condiciones de presión y caudal para la optimización de la producción respecto a la curva real de producción.

El análisis nodal que se realiza con el software Pipesim, el cual permite establecer un modelo de simulación para predecir el comportamiento de producción de los pozos de un campo, haciendo algunas modificaciones de sensibilidad las cuales se verán reflejadas en datos de presión e incremento en la producción de petróleo.

El simulador PIPESIM 2011 utiliza los modelos del petróleo negro y el modelo composicional para el cálculo de las propiedades del fluido. El modelo del petróleo negro utiliza correlaciones empíricas para simular las fases presentes sin considerar la composición del fluido en el yacimiento y el modelo composicional establece las ecuaciones termodinámicas de equilibrio para las fases líquidas y la fase de vapor.

Los modelos de fluidos y de correlación de flujo modelados por medio de un simulador y mediante analogías del petróleo negro permiten predecir las

propiedades de los fluidos específicamente para los sistemas de petróleo, gas y agua.

El modelo composicional se define como el más exacto pero también el más costoso en términos de tiempo y de ingreso de información al software especializado.

El análisis nodal es una herramienta que nos permite evaluar y simular un sin número de parámetros, de nuestro interés podemos señalar los siguientes: Determinar el daño, obtener pronósticos de producción, determinar caídas de presión, evaluar producción simulando diferentes cambios en el sistema, determinar diámetro óptimo en tuberías de producción.

Los modelos de fluidos y de correlación de flujo modelados por medio de un simulador y mediante analogías del petróleo negro permiten predecir las propiedades de los fluidos específicamente para los sistemas de petróleo, gas y agua.

Durante esta investigación se analiza que el modelo composicional es característico para el crudo extra pesado, presentando un ajuste favorable de las condiciones reales del pozo UIS 20.

1. FUNDAMENTO TEÓRICO

1.1 CRUDOS EXTRAPESADOS.

1.1.1 Propiedades de los crudos extra- pesados. Aquellos hidrocarburos que tienen una densidad mayor a la del agua (densidades menores a 10°API) son denominados crudos extra pesados, todo hidrocarburo debido a su composición química están compuestos por una familia de muy alto peso molecular llamados asfáltenos que usualmente están rodeados de partículas de metales (azufre, vanadio y níquel), los cuales le permiten a estos compuestos aumentar su peso molecular.

Los crudos extra pesados por su composición tienen propiedades de viscosidad y densidad muy alta.

También se pueden clasificar según su capacidad de fluir a condiciones de yacimiento como se menciona a continuación.

Principalmente se pueden denominar en una ¹clase A como Crudos pesados intermedios los cuales abarcan todos los hidrocarburos que presentan viscosidades menores a 100 Cp. y densidad entre 15y 23 API a condiciones de yacimiento.

[1]¹ GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga. 2011. Maestría en ingeniería con énfasis en hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Ingenierías físico-químicas. Ingeniería de petróleos.

Seguido se clasifican en una ²clase B como crudos extra pesados los cuales se encuentran a una gravedad API con rangos entre 8 y 15 grados y en un rango de viscosidad entre 100 y 10.000 Cp.

Finalmente son clasificados en una ³clase C denominada Bitumen o arena Bituminosa, estos hidrocarburos se encuentran en rangos de viscosidad mayores a 10.000 Cp y densidades menores a 8 API son líquidos y a condiciones de yacimiento son inmóviles.

En La mayoría de los campos donde se ha explotado bitumen, arenas bituminosas o crudos extra pesados dentro del yacimiento los hidrocarburos no son móviles debido a sus condiciones de temperatura, lo cual hace necesario implementar métodos técnicos que puedan reducir la viscosidad de dichos fluidos y permitir el flujo de los mismos hacia los pozos productores.

1.1.2 Crudo Espumoso. Los yacimientos que presentan movilidad de fluidos a condiciones de reservorio, tienen como mecanismo de producción un fenómeno denominado como crudo espumoso (Foamy oil), este tipo de mecanismo se⁴ caracteriza por la presencia de burbujas de gas disperso en el crudo altamente viscoso, que a medida que es producido aumentan su volumen produciendo un fluido de presencia espumosa que contiene tanto crudo, gas y agua, en algunos casos especiales sólidos provenientes de la formación.

Este mecanismo de producción permite que a condiciones de reservorio se presente una reducción favorable de viscosidad beneficiando la producción del crudo.

El comportamiento de crudo espumoso presenta las siguientes características:

[2]² GUARIN ARENAS, *Ibíd.*, p 12

³ *Ibíd.*, p 12

⁴ *Ibíd.*, p12

- El gas se presenta en forma de burbujas atrapada dentro del crudo.
- El gas no se separa de manera gravitacional a diferencia de los crudos livianos.
- Las burbujas de gas dispersas se expanden en el crudo se expanden a medida que el crudo es producido lo que permite la movilidad del crudo saturado.
- Se presenta largo tiempo en la separación del gas disperso en el aceite.
- Normalmente no se forma una capa de gas continua en el yacimiento.
- El gas disperso se encuentra altamente afectado por fuerzas de difusión más que por fuerzas gravitacionales.

1.1.3 Propiedades reológicas de mezclas de crudo y agua. Otro efecto importante en las propiedades de crudo extra pesado para la determinación de las propiedades de flujo es la cantidad de agua que se encuentre dispersa en el crudo.

⁵Diferentes estudios que han sido realizados anteriormente han demostrado que la cantidad de agua dispersa en el crudo, produce un incremento en la viscosidad a medida que se aumenta la cantidad de agua. Cuando incrementa de manera considerable la cantidad de agua dispersa, se alcanza un nivel máximo de saturación de agua en el crudo, conocido como punto de inversión de fases. Al agregar cantidades de agua, esta no alcanza a ser diseminada en el crudo por lo cual se logra un flujo de dos fases líquidas, este flujo de dos fases genera cambios en la viscosidad, parámetro que tiene gran influencia en el flujo de fluidos en el medio poroso y en la cara de la formación.

⁵ Ibíd., p13

1.2 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL.

1.2.1 Desempeño de producción de pozos de crudo extra-pesado. La presión que existe en un sistema que integra las líneas de producción, de recolección y un sistema de separación en superficie de un yacimiento determinan el comportamiento de producción de un pozo.⁶

Los sistemas de producción están compuestos de la siguiente manera:

- Medio Poroso
- Completamiento (Cañoneo o empaquetamiento con grava)
- Tubería de producción vertical u horizontal o inclinado con válvulas de seguridad y válvulas cheque.
- Un sistema de levantamiento Artificial, tal como bombas electro sumergibles, cavidades progresivas, válvulas de gas-Lift, etc.
- Líneas de Conducción horizontales con válvulas cheque y otros componentes de tubería como válvulas, codos, etc.

1.2.2 Antecedente histórico del análisis nodal. El método del análisis nodal fue propuesto en primera medida por Gilbert en 1954, y por las investigaciones llevadas a cabo de diferentes autores, entre ellos Kermit E. Brown.

Todo diseño de un sistema de levantamiento artificial debe partir del análisis nodal, ya que por medio de esta metodología se puede conocer y evaluar el sistema real de producción de un pozo. Determinar la mejor tasa de flujo a diferentes combinaciones de todos los componentes del sistema de un pozo en producción. Si el pozo va a ser completado por primera vez, o se está programando un cambio en el completamiento, el análisis nodal es el procedimiento de cálculo

[3]⁶ (ANAYA,B. VIVAS,G. Software para análisis nodal en el sistema de levantamiento artificial hidráulico tipo pistón, Universidad Industrial de Santander,Bucaramanga, 2001.)

obligado para la determinación de los diámetros de tubería y, para pozos en LAG (levantamiento artificial por gas), del punto de inyección de gas. Para la optimización rutinaria del pozo en LAG el análisis nodal debe ser usado para el cálculo del volumen óptimo de levantamiento [10,18].

El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable.

Si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo, esta técnica puede usarse para optimizar pozos que producen por Flujo Natural o por Levantamiento Artificial.

El análisis nodal consiste en encontrar el caudal único que un sistema hidráulico puede manejar, si se conocen las presiones a la entrada y salida del mismo.

Este análisis empieza desde el yacimiento hasta el separador, donde se tienen en cuenta las pérdidas de presión en todo el recorrido, para ello es necesario conocer la capacidad de afluencia, el flujo a través de la sarta de producción, el flujo de las líneas de superficie hasta el sistema de separación.

1.2.3 Concepto de análisis nodal. El concepto más fiable del análisis nodal de un sistema de producción, que se ha realizado en forma sistemática, determina el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos⁷, 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.

[4]⁷ (PORRAS, M. ZAPA, M. Evaluación de los Métodos empleados en Software Comerciales Para Optimizar la Producción de Crudo por Análisis Nodal. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2014)

Los resultados obtenidos de este análisis son generalmente un incremento en la producción y en 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 mismo como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

1.2.4 Componentes del análisis nodal. El debido procedimiento del análisis nodal⁸ ha sido reconocido en la industria petrolera 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 nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación y cemento.
2. 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.
3. Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

[5]⁸ (GARCIA NELLY. Aplicación de la Técnica de Análisis Nodal en el Sistema de Producción del campo Bonanza para Determinar Oportunidades de Optimización. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2013.)

1.2.5 Condiciones de operación y puntos de análisis. Luego de seleccionar un nodo, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, por tal siempre será la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución.

En todo sistema de producción⁹ se deben conocer siempre dos presiones, las cuales son consideradas constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}).

Conocidas las presiones los cálculos 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, y su resultado final será la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

¹⁰Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos claves del sistema:

- a. Características del yacimiento.
- b. Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- c. Presión en el nodo inicial y final del sistema.

[6]⁹ (GARCIA NELLY. Aplicación de la Técnica de Análisi Nodal en el Sistema de Producción del campo Bonanza para Determinar Oportunidades de Optimización. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga ,2013.)

[7]¹⁰ ORTIZ, A. JIMENEZ, H. Optimización de la producción de un clúster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, Universidad Industrial de Santander, Facultad de ciencias fisicoquímicas, Ingeniería de petróleos, 2011.

- d. Porcentaje de agua producido
- e. Relación gas-líquido
- f. Longitud de las tuberías.
- g. Temperatura
- h. Características de los fluidos a manejar
- i. Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- j. 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.

El comportamiento Inflow,¹¹ es el flujo desde el yacimiento hasta el nodo solución y el outflow,¹² es el flujo desde el separador hasta el mismo nodo. Todos los componentes corriente arriba del nodo, comprenden la sección inflow, mientras que la sección outflow consiste de todos los componentes corriente abajo del nodo.

1.2.6 Capacidad de producción del sistema. 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 1*)

[8]¹¹ (ANAYA,B. VIVAS,G. Software para análisis nodal en el sistema de levantamiento artificial hidraulico tipo piston, Universidad Industrial de Santander,Bucaramanga, 2001.)

[9]¹² (GARCIA NELLY. Aplicación de la Técnica de Análisi Nodal en el Sistema de Producción del campo Bonanza para Determinar Oportunidades de Optimización. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga ,2013.)

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.

¹³La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente depende de las características de los fluidos producidos, denominado caudal de flujo, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responda a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, P_{ws} , y la presión final, P_{sep} .

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4$$

Dónde:

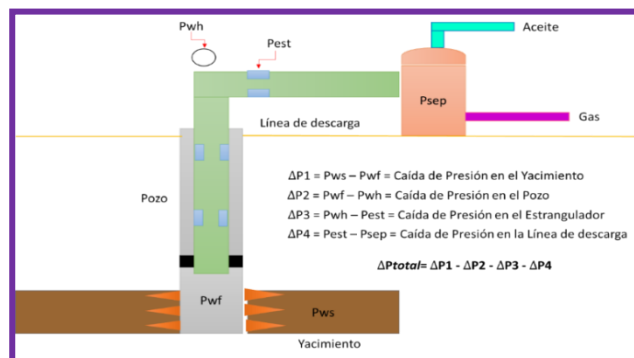
$\Delta P_1 = P_{ws} - P_{wf} =$ Caída de presión en el yacimiento, (IPR)

$\Delta P_2 = P_{wf} - P_{wh} =$ Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta P_3 = P_{wh} - P_{est} =$ Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta P_4 = P_{est} - P_{sep} =$ Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal).

Figura 1. Sistema simple de producción



[10]¹³ STOISITS,R. (1982) "Dynamic Production System Nodal Analysis"

Fuente: Autores Modificado de Optimización Integral de Sistemas de Producción
Utilizado Análisis Nodal AIP 2007

1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR.

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wfs} , y las tasa de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada P_{wfs} existe una tasa de producción de líquido q_l , que se puede obtener de la definición del Índice de productividad

$$Ql = J * (Pws - Pwfs) \quad \text{Ecuación 1}$$

O también

$$Pwfs = \frac{(Pwfs - q_l)}{J} \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

P_{wfs} = la presión de fondo fluyendo

P_{ws} = la presión del yacimiento en medio de las perforaciones a $r=r_e$

J = el índice de productividad

q_l = caudal de liquido

Las relaciones de influjo utilizan de flujo y presión que se mide durante una prueba de producción.

La curva de comportamiento de afluencia para un pozo productor de petróleo es producto o consecuencia de la relación funcional entre la presión a nivel del fondo del pozo, en la zona productora, y la tasa líquida que se desplaza a través de

medio poroso constituido por la porción de yacimiento que forma el área de drenaje del pozo. El índice de productividad IP, es un parámetro exclusivo del pozo y un indicador de la capacidad productiva del mismo¹⁴.

El flujo a través del yacimiento puede verse o no afectado por la presencia de gas libre. En el caso de no presentarse gas libre la tasa líquida obtenida es proporcional a la caída de presión que la produce, es decir, a la diferencia entre la presión estática promedio de la arena P y la presión a nivel del pozo Pwf. La tasa de producción, está dada en barriles fiscales por días y la presión diferencial (Pe-Pwf), en libras por pulgada cuadrada.

$$J = IP = \frac{q}{Pe - Pwf} \quad \text{Ecuación 3}$$

q = Tasa de líquido [BFPD]

Pe = Presión estática [libras por pulgada cuadrada]

Pwf = Presión de fondo fluyendo [libras por pulgada cuadrada]

El IP es calculado con la medición de presiones en dos etapas; después de un periodo de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática (Pe), y luego que el pozo haya producido a una tasa estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión de fondo fluyente (Pwf) la diferencia (Pe-Pwf) se denomina presión diferencial o caída de presión draw down. La tasa de flujo se determina por medio de medidas en el tanque de almacenamiento o en algunos casos de medidas de los separadores o con medidores de desplazamiento positivos.

[11]¹⁴ MAGGIOLO MSC. Ricardo. ESP oil international training group: Optimization de la producción mediante análisis nodal. En: Workshop International (5: 7-11, Julio: Lima, Peru), 2008. P. 26 37

La variación del índice de productividad depende de cómo fluctúa la tasa de producción y el diferencial de presión. El índice de productividad permanece constante para un amplio rango de variación de tasa de flujo, de tal forma que esta es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo. Entonces el índice de productividad es la razón de la tasa de producción, en barriles fiscales por días, a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$), en libras por pulgadas cuadradas, en el punto medio del intervalo productor.

1.3.1 Modelos IPR

1.3.1.1 Modelo de Vogel. Vogel¹⁵¹⁶ desarrollo una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje de gas disuelto en el cual, la presión del yacimiento es menor que la presión de burbuja y no hay daño:

El índice de productividad (J) también se puede calcular con la ecuación de flujo radial:

$$J = \frac{0,007082 k_o * h}{B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]} \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

k_o = Permeabilidad de petróleo (mD)

h = Espesor de la formación (ft).

B_o = Factor volumétrico del petróleo.

μ_o = Viscosidad del petróleo (cP).

r_e = Radio de drenaje (ft).

r_w = Radio del pozo (ft).

[12]¹⁵ Vogel (1968)

[13]¹⁶ (ANAYA,B. VIVAS,G. Software para análisis nodal en el sistema de levantamiento artificial hidráulico tipo piston, Universidad Industrial de Santander,Bucaranga, 2001.)

La curva IPR está dada por:

$$Q_o = Q_{max} * \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right) \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

Q_o = Tasa de flujo.

Q_{max} = Potencial absoluto de flujo de pozo abierto, que es el caudal de líquido cuando la presión es cero.

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

P_{ws} = Presión estática del pozo (psi).

Para yacimientos subsaturados con factor de daño cero, podemos calcular J.

$$J = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

J = Índice de productividad.

Q_o = Tasa de flujo (STBD).

P_{ws} = Presión estática del pozo (psi).

P_b = Presión de burbuja (psi).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

Con el fin de desarrollar¹⁷ un IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$, podemos escribir la ecuación con los datos ya calculados (el IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$, describe un comportamiento lineal).

$$Q_o = Q_{max} + \frac{J * P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 7}$$

[14]¹⁷ (Vogel 1968)

Dónde:

Q_o = Tasa de flujo (STBD).

Q_{max} = Potencial absoluto de flujo de pozo abierto, que es el caudal de líquido cuando la presión es cero (STBD).

J = Índice de productividad.

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

P_b = Presión de burbuja (psi).

El potencial absoluto está dado por:

$$Q_{max} = \frac{J^* * P_{ws}}{1.8} \quad \text{Ecuación 8}$$

J^* está dado por:

$$J^* = \frac{1.8 * J}{\left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)} \quad \text{Ecuación 9}$$

Dónde:

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

P_b = Presión de burbuja (psi).

1.3.1.2 Modelo de Fetkovich. Fetkovich¹⁸ demostró que los pozos que producen por debajo de la presión del punto de burbuja y los pozos de gas exhiben índices de IPR similares. La ecuación Fetkovich es un desarrollo de la ecuación de Vogel, para tener en cuenta los efectos de alta velocidad.

[15]¹⁸ Fetkovich (1973)

$$Q = Q_{max} \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^{2n} \right]$$

Ecuación 10

Dónde:

Q = Tasa de flujo (STBD).

Q_{max} = Potencial absoluto de flujo de pozo abierto, que es el caudal de líquido cuando la presión es cero (STBD).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

P_{ws} = Presión estática del pozo (psi).

n = Es el exponente de Fetkovich.

Para determinar n, Q_{max} y C, es necesario tener un test points del pozo.

Exponente de Fetkovich.

$$n = \frac{\log \left(\frac{Q_1}{Q_2} \right)}{\log \left(\frac{P_{ws}^2 - P_{wf1}^2}{P_{ws}^2 - P_{wf2}^2} \right)}$$

Ecuación 11

Dónde:

P_{ws} = Presión estática del pozo (psi).

Q₁ y Q₂ = Caudales de la prueba de presión (STBD).

P_{wf1} y P_{wf2} = Presiones de la prueba de presión (psi).

El caudal máximo ¹⁹ está dado por:

$$Q_{max} = C * P_{ws}^{2n}$$

Ecuación 12

[16]¹⁹ (Fetkovich 1973)

Dónde:

C = Es una constante específica.

P_{ws} = Presión estática del pozo (psi).

n = Es el exponente de Fetkovich.

Donde C es una constante específica:

$$C = \frac{Q_{1 \text{ ó } 2}}{P_{ws}^2 - P_{wf \ 1 \text{ ó } 2}^2} \quad \text{Ecuación 13}$$

Dónde:

P_{ws} = Presión estática del pozo (psi).

$Q_{1 \text{ ó } 2}$ = Cualquiera de los caudales de la prueba de presión (STBD).

$P_{wf \ 1 \text{ ó } 2}$ = Cualquiera de las presiones de la prueba de presión (psi).

Nota: debe usar el caudal y presión correspondiente, por ejemplo, si usamos Q_1 , debemos usar su respectiva presión en este caso P_{wf1} .

1.3.1.3 Modelo estado Pseudoestable. La ecuación IPR del estado pseudoestable, se deriva de la ecuación para una sola fase de flujo Darcy²⁰⁻²¹ en un pozo, se aplica para tiempos relativamente largos. Para el estado pseudoestable se calcula mediante un flujo radial monofásico, como el IPR transiente.

$$Q_t = M_t * T * (P_{ws} - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 14}$$

Dónde:

Q_t = es la tasa de flujo volumétrico a condiciones de yacimiento de fase (BR/día).

[17]²⁰ Darcy fue un hidráulico Frances (1803-1858)

[18]²¹ Flujo Darcy: flujo homogéneo y laminar que se desplaza radialmente en un medio poroso.

M_t = es la movilidad de la fase (1/cP).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

P_{ws} = Presión estática del pozo (psi).

T = transmisibilidad.

La transmisibilidad está dada por:

$$T = \frac{2 * \pi * k * h}{C_1 * \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \quad \text{Ecuación 15}$$

Dónde:

k = es la permeabilidad de la formación (mD)

h = es el espesor de la formación (ft).

r_e = Radio de drenaje (ft)

r_w = Radio del pozo (ft)

S = Daño

C_1 = es un factor de corrección.

$$C_1 = \frac{14.7 * 0.3048^2 * 5.61458 * 10^{-3}}{86400 * 10^{-10}} = 2\pi * 141.2 \text{ (BR/dia)}$$

La movilidad de fase se define en términos de la permeabilidad relativa de fase y la viscosidad:

$$M_r = \frac{k_r}{\mu_r} \quad \text{Ecuación 16}$$

Dónde:

M_r = Movilidad del fluido (gas, agua o petróleo).

k_r = Permeabilidad relativa del fluido (gas, agua o petróleo).

μ_r = Viscosidad del fluido (gas, agua o petróleo), (cP).

Para una fase la permeabilidad relativa es 1, y el caudal se define como:

$$Q_t = \frac{1}{\mu_f} * T * (P_{ws} - P_{wf})$$

Ecuación 17

Dónde:

μ_f = Viscosidad del fluido (cP).

T = transmisibilidad.

P_{ws} = Presión estática del pozo (psi).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

Para dos fases líquida y aceite, el caudal se define como:

$$Q_t = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right) * T * (P_{ws} - P_{wf})$$

Ecuación 18

Dónde:

μ_o = Viscosidad del petróleo (cP).

μ_w = Viscosidad del agua (cP).

k_{ro} = Permeabilidad relativa del petróleo (mD).

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua (mD):

T = transmisibilidad.

P_{ws} = Presión estática del pozo (psi).

P_{wf} = Presión de fondo de pozo (psi).

1.3.2 Análisis de sensibilidades

En algún momento de la vida productiva del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal. Una de esas presiones es la presión promedio del reservorio, y otra es la presión de salida del sistema.

La presión de salida es generalmente la presión del separador, pero si la presión del pozo es controlada con un orificio en la superficie, la presión fija a la salida del sistema será P_{wh} .

Una vez que el nodo es seleccionado la presión del nodo es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas.

Entrada al nodo (In-flow)

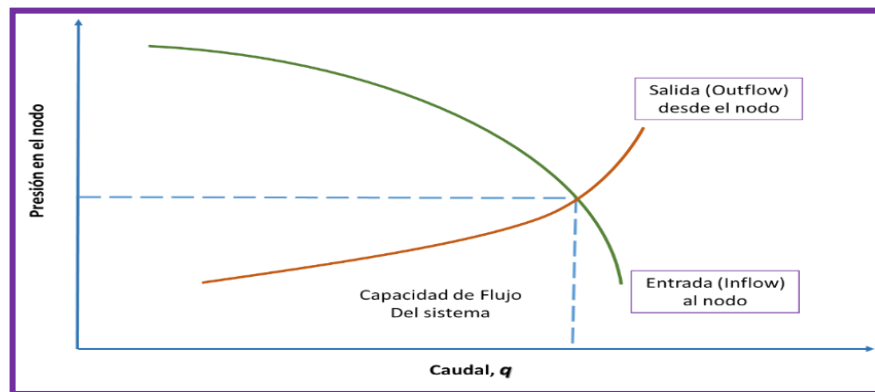
$$P_r - \Delta p \text{ (upstream componentes)} = P_{nodo}$$

Salida del nodo (out-flow)

$$P_{sep} + \Delta P \text{ (downstream componentes)} = P_{nodo}$$

La caída de presión, en cualquier componente varía con el caudal q . Por lo tanto, un gráfico de la presión **vs** el nodo el caudal producirá dos curvas, la cuales se interceptan. Este procedimiento es ilustrado en el siguiente gráfico:

Figura 2. Gráfico de presión en el nodo vs caudal



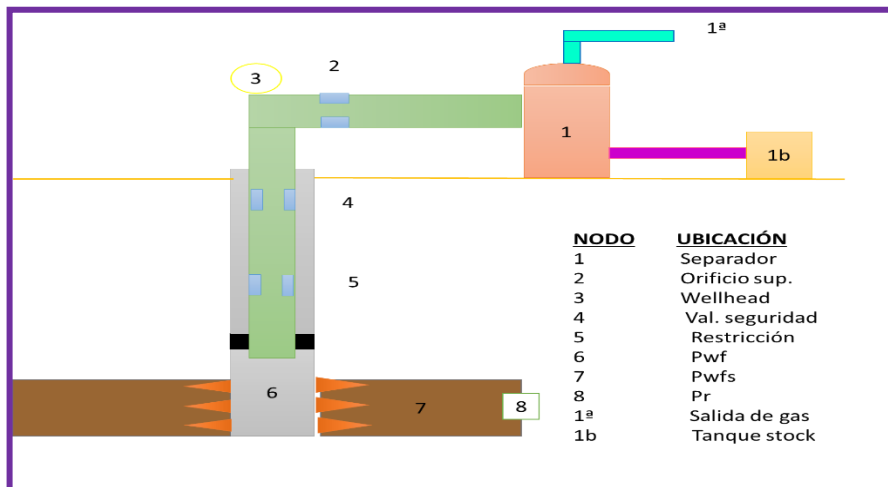
Fuente: Autores Modificado de Hirschfelt-oilproduction.net

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 cambiado²².

Si el cambio fue realizado en un componente de up stream la curva de salida out-flow 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. 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 como punto 3 en la *Figura 3*.

Figura 3. Sistema simple de producción considerando 8 puntos de analisis



Fuente: Autores Modificado de Optimización Integral de Sistemas de Producción

Utilizado Análisis Nodal AIP 2007

Entrada al nodo (Inflow)

[19]²² ORTIZ, J; JIMENEZ, E. (2011). Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander.

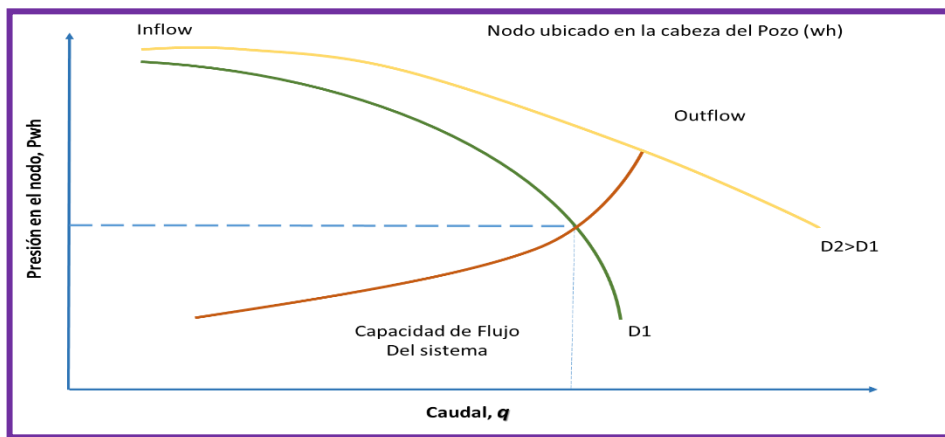
$$P_r - \Delta p_{res} - \Delta p_{tubing} = P_{wh}$$

Salida del nodo(outflow)

$$P_{sep} + \Delta p_{flowlinw} = P_{wh}$$

El efecto sobre la capacidad de flujo debido al cambio del diámetro de tubing es ilustrado gráficamente en la *Figura 4*

Figura 4. Capacidad de flujo debido al cambio del diámetro de tubing.



Fuente: Autores Modificado de Hirschfelt-oilproduction.net

El efecto de cambio del diámetro del tubing por uno de mayor diámetro, siempre y cuando no sea muy grande, provoca un aumento del caudal y un consecuente aumento en la presión en la boca de pozo.

El análisis usado más frecuente es el de seleccionar el Nodo entre el reservorio y el sistema de producción de superficie. Este punto se puede observar en la posición 6 de la *Figura 3*, y la presión en el Nodo es P_{wf}^{23} .

[20]²³ ANAYA, D; VIVAS, J. (2001). Software para análisis nodal en el sistema de levantamiento artificial hidráulico tipo pistón. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santand

Seleccionando el Nodo en este punto divide al pozo en dos componentes, de reservorio y el sistema de producción en superficie. Las expresiones para entrada (in-flow) y salida (out-flow) son las siguientes:

Entrada al nodo (In-flow)

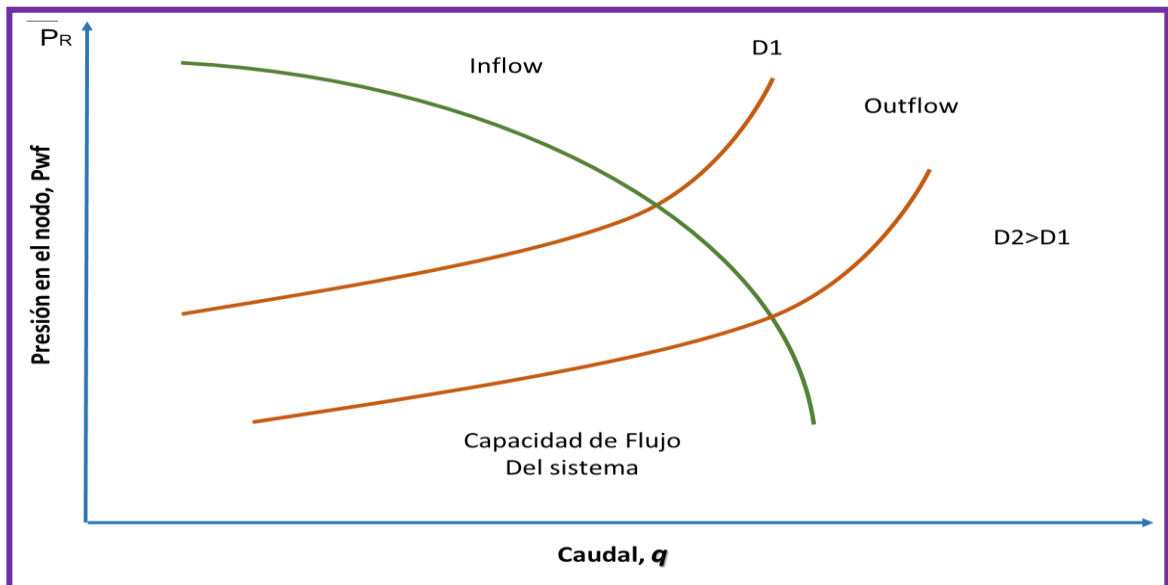
$$\overline{Pr} - \Delta r - \Delta pres = Pwh$$

Salida del nodo (out-flow)

$$Psep + \Delta Pflowline + \Delta Ptubing = Pwh$$

El efecto del cambio en los diámetros de tubing sobre la capacidad de flujo del sistema es ilustrado gráficamente en la *Figura 5*.

Figura 5. Efecto del cambio en los diámetros del tubing sobre la capacidad del flujo



Fuente: Autores Modificado de Hirschfelt-oilproduction.net

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, $PR-P_{sep}$ 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. GENERALIDADES DE LOS MODÉLOS COMPOSICIONAL Y BLACK OIL.

2.1 MODELO BLACK OÍL

Este modelo maneja las tres fases petróleo, gas y el agua como componentes de masas donde sólo permiten al gas para disolverse en el petróleo y el agua. Esta solubilidad de gas es descrita en el petróleo y el agua por los factores de solubilidad de gas (o proporciones de gas petróleo en solución), R_{so} y R_{sw} , respectivamente. Estas cantidades son dependiente de la presión y esto es incorporado en el modelo de petróleo negro.

Los procesos de yacimiento que pueden ser modelados usando el modelo black oíl incluyen:

- Recuperación por expansión del fluido, mecanismo de gas en solución (agotamiento primario).
- Inyección de agua incluyendo fuerzas viscosas, capilares y de gravedad (recuperación secundaria).
- Inyección Inmiscible de gas.
- Tres procesos de recuperación de fase como agua inmiscible alternando con gas.
- Procesos de imbibición capilares.

2.2 MODELO COMPOSICIONAL

El modelo composicional puede ser considerado como una generalización del modelo black oíl. Se requieren un modelo de simulación de yacimiento composicional cuando efectos de transferencia de masa en la interface son significativos que ocurren en el proceso de desplazamiento del fluido. Este modelo

por lo general define tres fases (gas, petróleo y agua) pero las composiciones reales de las fases del petróleo y gas explícitamente son reconocidos debido a su comportamiento PVT más complicado. Es decir los componentes separados (C1, C2, C3, etc.) en las fases del petróleo y de gas explícitamente son rastreados.

Toda conservación de masas es aplicada a cada componente (el petróleo, el gas y agua) como en el modelo black oil.

Los ejemplos de los procesos de yacimiento que pueden ser modelados usando un modelo composicional incluyen:

- Inyección de gas con el petróleo movable por primer contacto o desarrollado (multi-contacto) miscibilidad (por ejemplo inyección de CO₂).
- La simulación de inyección de gas cerca en yacimientos que se encuentran cerca de condiciones críticas.
- Procesos de recirculación de gas en yacimientos condensados.

Este modelo se basa en la composición del fluido proveniente del yacimiento tomando en cuenta todas las fracciones de petróleo tanto livianas como pesadas, y la aplicación de correlaciones empíricas para simular las fases presentes a determinadas condiciones de presión y temperatura basadas en las ecuaciones termodinámicas de equilibrio para las fases líquidas y la fase de gas²⁴.

Este modelo Composicional es un método más exacto, pero a su vez es más complicado, este modelo es justificado para cálculo de problemas de fluidos volátiles necesitando un cálculo de transferencia de calor riguroso.

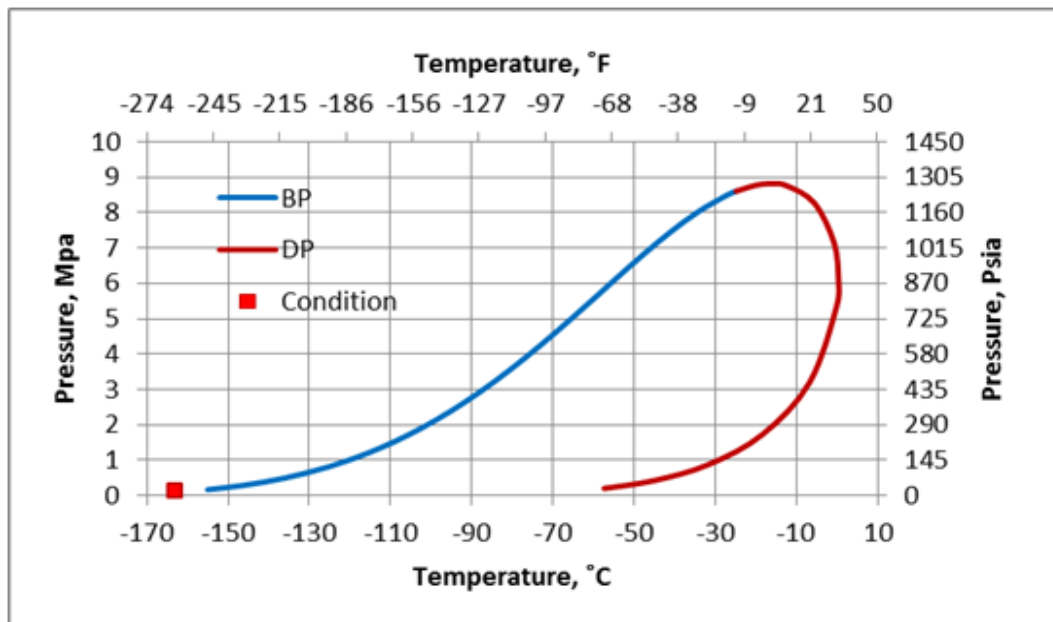
[21]²⁴ RUIZ, M.(2004). Comparación de los modelos Composicional y petróleo negro en Petróleos Volátiles, para flujos multifásico en tuberías empleando el Simulador PIPESIM 2000.Maracaibo Venezuela .Universidad Del Zulia.

Con el avance de la tecnología se plantea la posibilidad de utilizar el software PIPESIM 2011 aplicado al modelo "Composicional" en la solución de problemas de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales.

Un modelo Composicional permite ser estimado mediante las propiedades físicas de los fluidos dentro de un rango de presiones y temperaturas encontradas por los fluidos. El modelo de fluidos es hecho por fracciones de componentes puros tales como el Metano, y fracciones pesadas del petróleo. Las fracciones pesadas son usadas para estimar el comportamiento de los grupos de compuestos pesados. El software PIPESIM 2011 permite desarrollar la fase envolvente de hidrocarburos la cual puede ser proyectada sobre los ejes de presión y temperatura.

- Agregar componentes de hidrocarburos puros.
- Caracterizar y agregar fracciones de petróleo.
- Generar la envolvente de fase.

Figura 6. Envolvente de fases



Fuente: www.jmccampbell.com

2.3 DEFINICIÓN DE VARIABLES USADAS EN LOS MODELOS COMPOSICIONAL Y BLACK OIL

2.3.1 Variables usadas en el modelo Black Oil.

2.3.1.1 Presión de Burbuja (Pb). Es la presión ²⁵ en la cual aparece la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

2.3.1.2 Temperatura de yacimiento (Ty). La temperatura ²⁶ en el yacimiento está determinada mediante un gradiente térmico que permitirá realizar una primera aproximación y poder estimar la temperatura conociendo el gradiente geotérmico. Según la zona estudiada el gradiente geotérmico va a variar debido a las características físicas que presentan las condiciones geológicas locales tales como: la relación presión-temperatura, la composición química y las reacciones que se produzcan.

La temperatura desde superficie hasta yacimiento es medida a través de un termómetro que estará ubicado sobre las herramientas de perforación obteniendo el dato a tiempo real.

2.3.1.3 Grados API. Los grados API ²⁷ son la medida del peso del petróleo en relación al agua, si el petróleo presenta grados API menor que 10 quiere decir que es más pesado que el agua.

2.3.1.4 Gravedad específica del gas. La gravedad específica del gas es definida como la razón de la densidad de un gas a determinada presión y temperatura a la

[22]²⁵ (Calor Banzer, Correlaciones PVT, 1996.)

[23]²⁶ (RICO,E, LUIS. Análisis de los efectos geomecánicos generados en yacimientos de hidrocarburos por cambios de temperatura. Universidad Industrial de Santander, 2013)

[24]²⁷ (OilProduction.net Conceptos de well performance, 2008.)

densidad del aire a la misma presión y temperatura entre 600°f y a presión atmosférica.

2.3.1.5 Gravedad específica del aceite. La gravedad específica del aceite es la relación de su peso al peso de un volumen igual de agua cuando los dos son probados a la misma temperatura.

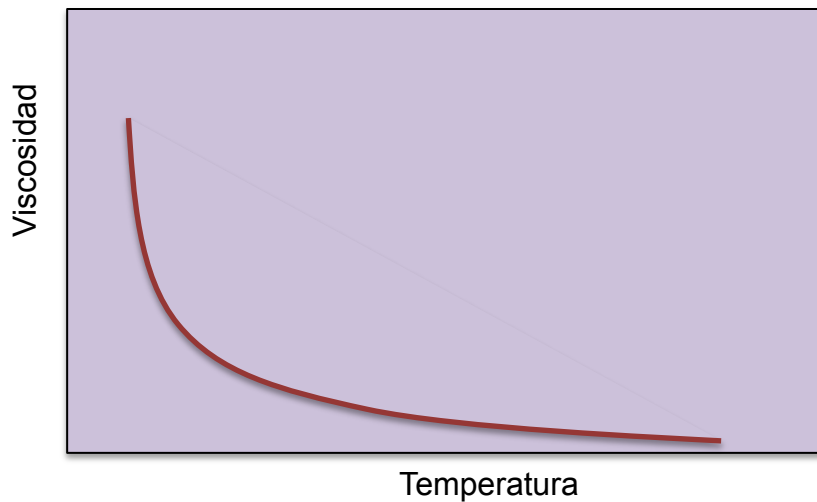
$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{gravedad específica} - 131.5} \quad \text{Ecuación 19}$$

2.3.1.6 Gas en solución (Rsb). El gas en solución también llamado empuje por gas interno, empuje por gas disuelto, empuje por depletación, empuje volumétrico o empuje por expansión de fluidos, es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios del mundo.

2.3.1.7 Viscosidad del petróleo (μ_o). Es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrece sus moléculas al fluir. En el caso del petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad, viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad de un petróleo a determinada presión y temperatura llevando consigo la cantidad de gas disuelto en él, que puede disolverse a esas condiciones.

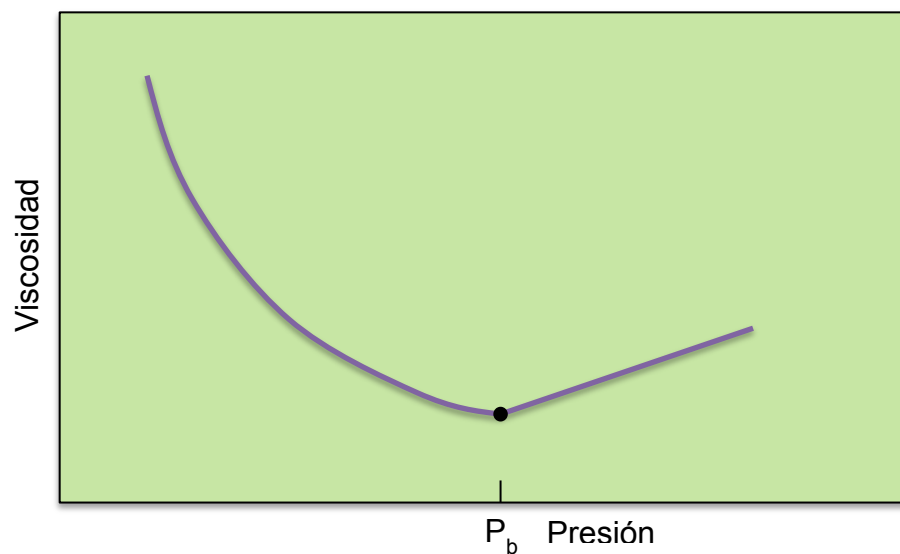
En ambos casos, el efecto de la temperatura es disminuir la viscosidad, sin embargo la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye, ya que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

Figura 7. Variación de la viscosidad con la temperatura.



Fuente: Modificado de Applied petroleum reservoir engineering.

Figura 8. Variación de la viscosidad con la presión.



Fuente: Modificado de Applied petroleum reservoir engineering.

2.3.1.8 Fracción en volumen de aceite. El volumen de aceite es el espacio que ocupan dentro del pozo a perforar, este volumen es determinado mediante la bomba de desplazamiento variable y con ello el régimen del motor constante. En el sistema internacional (S.I) la unidad del volumen es el metro cúbico.

2.3.1.9 Fracción de la viscosidad del agua. La viscosidad del agua o de una mezcla agua-petroleo se calcula mediante la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso, además usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como correlaciones.

$$\mu L = F_o \mu L + F_w \mu_w \quad \text{Ecuación 20}$$

2.3.1.10 Volumen del agua. El volumen de agua es la cantidad de espacio que ocupa la misma en una determinada área del espacio, indispensable para cada uno de los trabajos realizados en campos petroleros.

2.3.2 Variables usadas en el modelo composicional

2.3.2.1 Volumen. El volumen²⁸ es una magnitud definida como el espacio ocupado por un cuerpo, es una propiedad de los materiales y su unidad fundamental en el Sistema Internacional (S.I.) es el metro cúbico (m³) que equivale a mil litros (1000 L).

2.3.2.2 Presión. Es la medida²⁹ del efecto de la distribución de fuerzas normales (perpendiculares) aplicada sobre una superficie o área.

$$P = \frac{F}{A} \quad \text{Ecuación 21}$$

Para una fuerza dada, la presión obtenida sobre un área pequeña será mayor si se ejerce sobre una superficie grande, debido a su distribución, en el sistema internacional de unidades (S.I.) su unidad de medida es el newton/ m², denominado Pascal(Pa).

[25]²⁸ (OilProduction.net Conceptos dewell performance, 2008.)

[26]²⁹ (B,C.Craft, M,F,Hawkins,JR. Ingenieria aplicada de yacimientos petroliferos,1997, 1997)

2.3.2.3 Temperatura. La temperatura³⁰ es una magnitud referida a las nociones comunes de caliente, tibio o frío que puede ser medida con un termómetro.

La temperatura se mide con termómetros, los cuales pueden ser calibrados de acuerdo a una multitud de escalas que dan lugar a unidades de medición de la temperatura. En el Sistema Internacional de Unidades, la unidad de temperatura es el kelvin (K), y la escala correspondiente es la escala Kelvin o escala absoluta, que asocia el valor «cero kelvin» (0 K) al «cero absoluto», y se gradúa con un tamaño de grado igual al del grado Celsius

2.4 MODELACION DE FLUJO

Esta sección define los modelos de fluidos y de correlación de flujo modelados

2.4.1 Petróleo negro. Mediante analogías del petróleo negro se pueden predecir las propiedades de los fluidos que han sido desarrolladas mediante correlaciones de relación gas-petróleo.

Las correlaciones de petróleo negro³¹ han sido desarrollados específicamente para los sistemas de petróleo, gas y agua y por lo tanto son más útiles en la predicción del comportamiento de fase de las corrientes de pozos de petróleo crudo. Cuando se utiliza junto con las opciones de calibración, las correlaciones de petróleo negro pueden producir datos de comportamiento de fases precisas desde un mínimo de datos de entrada. Son particularmente convenientes en los estudios de extracción de gas, donde los efectos de la variación de GLR y corte de agua están bajo investigación. Sin embargo, si la predicción precisa el comportamiento

[27]³⁰ (OilProduction.net Conceptos de well performance, 2008.)

[28]³¹ (RUIZ, M.(2004). Comparación de los modelos Composicional y petróleo negro en Petróleos Volátiles, para flujos multifásico en tuberías empleando el Simulador PIPESIM 2000.Maracaibo Venezuela .Universidad Del Zulia.)

de fase de los sistemas de hidrocarburos ligeros es importante, se recomienda que se empleen los modelos de composición más rigurosos.

2.4.1.1 Lasater. En 1958³² se ha desarrollado una correlación a partir de 158 puntos de datos experimentales. Los puntos de datos abarcaron los siguientes rangos:

- Pb (presión punto de burbuja) : 48 a 5780 pisa
- TR (temperatura del yacimiento) : 82 a 272 ° F
- API (gravedad API): 17,9 a 51,1 ° API
- Gg (gravedad específica del gas) : 0,574-1,223
- Rsb (gas en solución en el punto de burbuja) : 3 a 2905 SCF / STB
- Cálculo de presión de burbuja:

Pasó 1: Calcular M_o (Peso molecular del aceite en tanque de almacenamiento)

$$\text{Para } API \leq 40, M_o = 630 - 10 API \quad \text{Ecuación 22}$$

$$\text{Para } API > 40, M_o = (73110 API)^{-1,562} \quad \text{Ecuación 23}$$

Pasó 2: Calcular Y_g (fracción molar de gas)

$$Y_g = \frac{\frac{Rsb}{379.3}}{\frac{Rsb}{379.3} + \frac{350G_o}{M_o}} \quad \text{Ecuación 24}$$

Dónde:

G_o = gravedad específica del aceite

Pasó 3: Calcular el factor de la presión del punto de burbuja $\frac{Pb * Gg}{TR}$

[29]³² (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

$$\text{Para } YG \leq 0,6 * \frac{Pb * Gg}{TR} = 0,679 e^{(2.786yg) - 0,323} \quad \text{Ecuación 25}$$

$$\text{Para } YG > 0.6 * \frac{Pb * Gg}{TR} = 8.26 yg^{3.56 + 1.95} \quad \text{Ecuación}$$

26

Paso 4: Calcular Pb

$$Pb = \left(\frac{Pb}{Gg} \right) * \left(\frac{T}{Gg} \right) \quad \text{Ecuación 27}$$

Cálculo de la solución de gas:

$$Rs = \frac{132755 Goyg}{Mo(1-yg)} \quad \text{Ecuación 28}$$

2.4.1.2 Standing. Standing³³ presentó una ecuación para estimar presiones del punto de burbuja mayores que 1000 pisa. La correlación se basó en 105 puntos determinando experimentalmente la presión del punto de burbuja de los sistemas de petróleo de California.

Los puntos de datos abarcaron los siguientes rangos:

- Pb (presión de burbuja punto) : 130 a 7000 Pisa
- TR (temperatura del yacimiento) : 100 a 258 ° F
- API (gravedad API): 16,5 a 63,8 ° API
- Gg (gravedad específica del gas) : 0,59 a 0,95
- Rsb (gas en solución en el punto de burbuja) : 20 a 1425 SCF/ STB

[30]³³ (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

Cálculo de la presión de burbuja:

Paso 1: Calcular Y_g (fracción mol de gas)

$$Y_g = 0.00091TR - 0.0125API \quad \text{Ecuación 29}$$

Paso 2: Calcular P_b

$$P_b = 18 \left(\frac{R_{sb}}{G_g} \right)^{0,83 \cdot 10^{Y_g}} \quad \text{Ecuación 30}$$

Cálculo de gas en solución:

$$R_s = G_g \left(\frac{p}{(18 \cdot 10^{Y_g})} \right)^{1.204} \quad \text{Ecuación 31}$$

Cálculo del factor volumétrico de aceite-sistema saturado:

Paso 1: Calcular F (factor de correlación)

$$F = R_s \left(\frac{G_g}{G_o} \right)^{0,5 + 1,25T} \quad \text{Ecuación 32}$$

Paso 2: Calcular B_o (factor volumétrico de formación de petróleo en Bbl / STB)

$$B_o = 0,972 + 0.00014 \cdot F^{1.175} \quad \text{Ecuación 33}$$

2.4.1.3 Vázquez y Beggs. Vázquez y Beggs ³⁴utilizan los resultados de los sistemas de petróleo a más de 600 sistemas de aceite para desarrollar correlaciones empíricas para varias propiedades de petróleo, incluyendo la presión del punto de burbuja.

Aproximadamente 6.000 puntos de datos medidos se recogieron a través de los siguientes rangos:

[31]³⁴ (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

- Pb (presión en el punto de burbuja): 50 a 5250 Pisa
- TR (temperatura del yacimiento): de 70 a 295 ° F
- API (gravedad API): 16 a 58 ° API
- Gg (gravedad específica del gas): 0,56-1,18
- Rsb (gas solución a la presión del punto de burbuja): 20 a 2070 SCF / STB

Cálculo de la presión punto de burbuja:

$$P_b = \left(\frac{R_{sb}}{C_1 * G_g \left(\frac{C_3 API}{TR+460} \right)} \right)^{\frac{1}{C_2}} \quad \text{Ecuación 34}$$

Dónde para:

API ≤ 30, C1 = 0.0362, C2 = 1.0937, C3 = 25.724

API > 30, C1 = 0.0178, C2 = 1.187, C3 = 23.931

Cálculo del gas en solución:

$$R_s = C_1 * G_{gp} C_2 e^{\left(\frac{C_3 API}{T+460} \right)} \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde para:

API ≤ 30, C1 = 0.0362, C2 = 1.0937, C3 = 25.724

API > 30, C1 = 0.0178, C2 = 1.187, C3 = 23.931

Cálculo del factor volumétrico del aceite- sistema saturado:

$$B_o = 1 + C_1 * R_s + C_2 (T - 60) \left(\frac{API}{G_{gc}} \right) + C_3 * R_s (T - 60) \left(\frac{API}{G_{gc}} \right) \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde para:

API ≤ 30, C1 = 4.677e-4, C2 = 1.751e-5, C3 = -1.811e-8

API > 30, C1 = 4.67 E-4, C2 = 1.1e-5, C3 = 1.337e-9

Cálculo del factor volumétrico del aceite- sistema insaturado:

$$B_o = B_{ob} e^{(C_o(P_b - p))} \quad \text{Ecuación 37}$$

2.4.1.4 Glaso. Glaso³⁵ desarrollo correlaciones PVT de análisis de petróleo crudo de los siguientes campos del Mar del Norte:

Ekofisk, Stratford, Forties, Valhall, COD, 30/7-2A.

Cálculo de presión del punto de burbuja y gas en solución:

$$P_b = f_1 \left[\left(\frac{R_s}{G_g} \right)^{0.816} * \frac{T^{0.172}}{API^{0.989}} \right] \quad \text{Ecuación 38}$$

Cálculo del factor volumétrico de aceite de la formación en sistemas saturados:

$$B_{ob} = f_2 \left[R \left(\frac{g_g}{g_o} \right) 0.526 + 0.968 T \right] \quad \text{Ecuación 39}$$

Cálculo del factor volumétrico de petróleo de la formación en sistemas insaturados:

$$B_t = f_3 \left[R_s \left(\frac{T^{0.5}}{G_g^{0.3}} \right) g_o A_p - 1.1089 \right] \quad \text{Ecuación 40}$$

Dónde:

$$A = 2.9 \times 10^{-5} - 0.00027 R_s$$

[32]³⁵ (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

2.4.1.5 Coning. Con el fin de simular el gas ³⁶y / o irrupción del agua del depósito, pueden introducirse los valores de caudal dependiente de GOR y corte de agua.

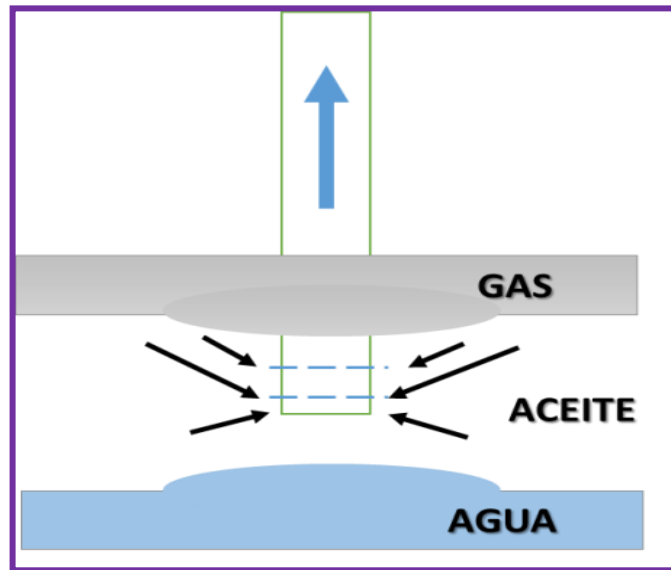
En un depósito homogéneo, cuando el análisis del comportamiento de flujo radial de los fluidos del yacimiento se desplazan hacia un pozo de producción muestra que el fenómeno dependiente de la tasa de conicidad puede ser importante.

El efecto de aumentar la velocidad del fluido y la pérdida de energía en las inmediaciones de un pozo conduce a la distorsión local de un contacto gas - aceite o un contacto agua-aceite. El gas y el agua en las proximidades de la boca del pozo produciendo por lo tanto pueden fluir hacia la perforación. La permeabilidad relativa al petróleo en los espacios porosos alrededor del pozo disminuye a medida que el gas y el agua aumento de saturación. Las saturaciones locales pueden ser significativamente diferentes de las saturaciones medias a granel (a distancias tales como unos pocos cientos de metros del pozo). La predicción de la zonificación es importante ya que conduce a las decisiones relativas a:

- Terminaciones iniciales preferidas
- Estimación del cono de la hora de llegada en un pozo productor
- Predicción de las tasas de producción de fluidos después de la llegada de cono
- Diseño de espaciamiento entre pozos preferida

[33]³⁶ (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

Figura 9. Diagrama de la formación



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM user guide

2.4.1.6 Método Beggs y Robinson. Beggs y Robinson³⁷ utilizan los resultados de los sistemas de aceite 600 para desarrollar relaciones de viscosidad del aceite muerto y vivo. Se tomaron 460 observaciones de petróleo muerto y 2.073 observaciones de petróleo vivo.

La gama de datos analizados se realizó así:

P (presión): 50 a 5250 psia,

T (temperatura): de 70 a 295 ° F

G API (gravedad API): 16 a 58 ° API

Rsb (gas solución a la presión del punto de burbuja): de 20 a 2070 scf / STB.

Cálculo de la viscosidad del aceite muerto:

$$M OD = 10x - 1$$

Ecuación 41

[34]³⁷ (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

Dónde:

$$x = Y T - 1.163$$

$$y = z = 10$$

$$z = 3,0324 - 0,02023 G \text{ API}$$

2.4.1.7 Método Glaso. La viscosidad del aceite muerto se calcula así:³⁸

$$MOD \ 0 \ c \ (\log API) \ d$$

Ecuación 42

Dónde:

$$C = 3.141 (1010) T - 3.444$$

$$d = 10,313 (\log T) - 36.447$$

Cálculo por método de datos del usuario:

Una curva se monta a través de los puntos de los datos suministrados de la siguiente forma:

$$\text{Log} (MOD) \mu \left(\frac{1}{T}\right)$$

Ecuación 43

Cálculo de la viscosidad del aceite vivo:

Los siguientes métodos de viscosidad en aceite vivo son utilizados:

- Chew y Connally
- Beggs y Robinson

[35]³⁸ (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

Cálculo por el método de Chew y Connally:

Chew y Connally utiliza los resultados de 457 sistemas de aceite de desarrollar relaciones de la viscosidad en aceite vivo. La gama de datos analizados fue el siguiente:

P (presión): 132 a 5645 psia

T (temperatura): 72 a 292 ° F

Rsb (gas solución a la presión del punto de burbuja): 51 a 3544 SCF / STB.

La viscosidad del aceite en vivo se calcula así:

$$MOB = A m o * D B$$

Ecuación 44

Dónde A y B están dadas por tabla 1

Tabla 1. Chew y Conally

Rs(ft3/bbl)	A	B
0	1.000	1.000
50	0.898	0.931
100	0.820	0.884
200	0.703	0.811
300	0.621	0.761
400	0.550	0.721
600	0.447	0.660
800	0.373	0.615
1000	0.312	0.578
1200	0.273	0.548
1400	0.251	0.522
1600	0.234	0.498

Cálculo por el método de Beggs y Robinson:

La viscosidad del aceite vivo se calcula así:

$$MOB = A m_o * D^B \quad \text{Ecuación 45}$$

Dónde:

$$A = 10.715 (R_s + 100) - 0.515$$

$$B = 5.44(R_s + 150) - 0.338$$

2.4.1.8 Viscosidad de aceite insaturado. Método de Vásquez y Beggs:³⁹

La viscosidad del aceite insaturado se calcula de la siguiente forma:

$$m = MOB \left(\frac{p}{p_b}\right)^* m \quad \text{Ecuación 46}$$

Dónde:

$$M = 2.6 p^{1.187} e^{(-8.98 \times 10^{-5} p - 11.513)}$$

Para los aceites muertos a altas presiones la correlación Vásquez y Beggs desprecia la viscosidad.

Método Kousel:

La viscosidad del aceite insaturados se deriva de la ecuación

$$\text{Log} \left(\frac{m_p}{m_a}\right) = \frac{p}{1000} (A + B m_a^{*0.278}) \quad \text{Ecuación 47}$$

Dónde:

[36]³⁹ (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

A y B son parámetros introducidos por el usuario.

Los valores sugeridos para A y B son 0,0239 y 0,01638 respectivamente. μ_a es la viscosidad del aceite a la misma temperatura y presión atmosférica.

Método de Cálculo:

La viscosidad del aceite sub saturada se supone que es la misma que la viscosidad del aceite en vivo saturado a la misma temperatura y presión.

2.4.1.9 Oíl / wáter mezcla de viscosidad. Método de inversión:

El método de inversión⁴⁰ asume que los cambios de fase continua de aceite en las aguas a un punto de corte de agua determinado. Esto significa que, en un corte de agua por debajo o igual al valor de corte, burbujas de agua son transportadas por el aceite, y la mezcla asume la misma viscosidad que la de la de aceite. En un corte de agua por encima del valor de corte, las burbujas de petróleo son transportados por el agua, y la mezcla asume la misma viscosidad que la del agua.

Método radio volumen:

Viscosidad de la mezcla se calcula de la siguiente manera:

$$Mm = ((Mo*Vo) + (Mw*Vw)) \quad \text{Ecuación 48}$$

Dónde:

M_o = Viscosidad del aceite

V_o = Fracción en volumen de aceite

[37]⁴⁰ (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

M_w = Fracción de la viscosidad del agua

V_w = volumen de agua

Método woelflin:

En un corte de agua por debajo o igual al valor de corte, se forma una emulsión y la viscosidad de la emulsión está dada por la ecuación Woelflin para emulsiones. En un corte de agua por encima del valor de corte, las burbujas de petróleo son transportados por el agua, y la mezcla asume la misma viscosidad que la del agua.

La ecuación de Woelflin es la siguiente:

$$m = m_o (1 + 0,0023 V_w^{2.2}) \quad \text{Ecuación 49}$$

2.4.1.10 Viscosidad del gas. Método de Lee et al:

La viscosidad del gas ⁴¹se calcula así:

$$M_g = K e^{(Xry)} \quad \text{Ecuación 50}$$

Dónde:

$$K = (7,77 + 0,0063M)^* \frac{T^{1.5}}{(122,4+T+12.9M)}$$

$$x = 2,57 + \frac{1914.5}{T+0.0095M}$$

$$Y = 1,11 + 0.04X$$

M es el gas molecular peso r es la densidad del gas.

[38]⁴¹ (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

2.4.2 Modelo composicional

2.4.2.1 EOS (ecuaciones de estado). Ciertas propiedades termodinámicas y de transporte se van deduciendo y de cierto modo se van derivando de la ecuación de estado la cual describe el comportamiento de algunas mezclas y componentes puros tales como el volumen, presión y temperatura.⁴²

Algunas de estas ecuaciones estado:

- SRK (avanzado y estándar)
- PR (avanzado y estándar)
- SMIRK

Método de Soave-Redlich-Kwong

Esta ecuación⁴³ fue la primera modificación de la forma simple de la ecuación de Redlich-Kwong y su aplicación avanzada contiene características no estándar.

La ecuación estándar SRK es:

$$P = \left(\frac{NRT}{(V-b)} \right) + \left(\frac{a}{(V(V+b))} \right) \quad \text{Ecuación 51}$$

Los valores de " a " y " b " se derivan de las funciones de las temperaturas, de tal manera que la curva de presión de vapor pueda ser reproducida correctamente, así mismo requiere del ingreso de los parámetros por compuestos puros, componentes críticos , presiones y factores acéntricos .

[39]⁴² (PIPESIM, User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[40]⁴³ (RUIZ, M.(2004). Comparación de los modelos Composicional y petróleo negro en Petróleos Volátiles, para flujos multifásico en tuberías empleando el Simulador PIPESIM 2000. Maracaibo Venezuela .Universidad Del Zulia.)

Método de Peng –Robinson:

Esta ecuación fue desarrollada en la década de los 70 por Ding-Yu Peng y Donald Baker Robinson es una ecuación cubica diseñada a partir de la ecuación básica de Van der Waals con tal fin de describir las propiedades de los fluidos, mezclas y sólidos.

Esta ecuación contiene características no estándar.

La ecuación estándar de PR es:

$$P = \left(\frac{NRT}{V-b} \right) + \left(\frac{a}{V^2+2BV-b^2} \right) \quad \text{Ecuación 52}$$

Los valores de " a" y " b" ⁴⁴se derivan de las funciones de las temperaturas, de tal manera que la curva de presión de vapor pueda ser reproducida correctamente, así mismo requiere del ingreso de los parámetros por compuestos puros, componentes críticos , presiones y factores acéntricos

Método de Smirk:

La Shell SPPTS utiliza la ecuación SMIRK de Estado.

2.4.2.2 Método de la viscosidad. Para predecir algunos métodos de viscosidades de los líquidos y del gas se encontraron los siguientes métodos, los cuales no está disponibles al usar SMIRK (SPPTS):⁴⁵

- Pedersen

[41]⁴⁴ (RUIZ, M.(2004). Comparación de los modelos Composicional y petróleo negro en Petróleos Volátiles, para flujos multifásico en tuberías empleando el Simulador PIPESIM 2000.Maracaibo Venezuela .Universidad Del Zulia.)

[42]⁴⁵ (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

- LBC (Lohrenz -Bray -Clark)

El método de Pedersen ha sido demostrado a través de unas pruebas preliminares las cuales señalan con mayor precisión la viscosidad del gas y del petróleo.

El método LLBC tiende a tener mayor sensibilidad a la ecuación de estado que el método de Pedersen.

Método de Alcanos inferiores:

La viscosidad de los líquidos ha sido establecida a partir de los métodos de LBC y del método de PEDERSEN los cuales han sido comparados con datos experimentales de los compuestos de metano, octano y pentano como una función de la temperatura y la presión.

Los compuestos de metano y pentano por medio del método de Pedersen establecen una concordancia con datos experimentales, a diferencia del octano estos métodos de Pedersen y LBC establecen comparaciones.

Método de alcanos superiores:

Los hidrocarburos superiores deben ser tratados como fracciones de petróleo y no como componentes individuales.

Para los alcanos superiores tales como eicosano y triacontano los resultados arrojados por estos métodos LBC Y PEDERSEN son mezclados y se diferencian por el método de alcano que se va a analizar ya que el de Pedersen es el adecuado tanto para alcanos eicosanos y para alcanos triacontanos .

Método de fracciones petrolíferas:

La viscosidad fue descrita como una función de los parámetros críticos de los fluidos y la densidad de factor de acéntrico gracias al método de LBC el cual es muy sensible tanto a la densidad y caracterización de las fracciones de petróleo.

Método del Agua:

Los métodos de PEDERSEN y LBC anteriormente presentaban inconvenientes ya que eran incapaces de predecir la dependencia de la temperatura del agua por ser esta una molécula polar.

Actualmente el método de PEDERSEN se ha modificado para el agua de tal manera que se podrán modelar con precisión las viscosidades en fase líquida, las viscosidades en fase gaseosa también se verán afectadas por esta modificación del método pero de una manera de menor importancia.

Método del metanol:

Los métodos de LBC y de PEDERSEN en ningún momento podrán utilizar compuestos polares pues para cada componente no polar y mezclas se han desarrollado métodos diferentes. El método PEDERSEN funciona mejor con alcanos ligeros y mezclas de derivados del petróleo en la fase líquida.

Método de la emulsión:

Algunos métodos son utilizados para emulsiones de aceite negro.

- Método de Inversión
- Método de la relación de volumen
- Método Woelflin

Método Bip (interacción binaria de parámetros) set:

Las BIPS son utilizadas en los modelos para que los factores ajustables alteren sus predicciones hasta que estas se reproduzcan con datos experimentales, también son aplicables entre pares de componentes.

El SRK Y PREOS (ecu. de estado cubicas) requieren de una BIPS en la descripción del modelo

Método de los hidratos:

Los compuestos similares al hielo solido de agua y componentes de la luz de gas natural como los hidratos de este son formados a temperaturas por encima del punto de hielo lo cual hace posible un alto grado de precaución en los procesamientos de petróleo y gas, los sistemas que implican hidratos son muy complejos siempre que allá una solubilidad significativa entre fases.

El modelo de hidrato utiliza una modificación de la ecuación de RKS de Estado para las fases fluidas, más el de Van der Waals y Platteeuw para las fases de hidratos.

2.5 MODELOS IPR USADOS PARA LA SIMULACIÓN

Para analizar los datos obtenidos de las pruebas de producción, se usaran los siguientes modelos IPR acordes con las propiedades y características de los crudos extra-pesados y por ende disponibles en el software

- Modelo de Vogel.
- Modelo de Fetkovich.
- Modelo estado pseudoestable.

2.5.1 Modelo de Vogel. El modelo de Vogel exige conocimiento de algunas propiedades del petróleo tales como: factor volumétrico (B_o), permeabilidad (k_o) y viscosidad (μ_o), y la presión de saturación (P_b), si se está manejando un petróleo sobresaturado.

1. Es necesitamos conocer el estado mecánico del pozo, el radio del tubing de producción (r_w), el radio de drenaje (r_e), para poder calcular de acuerdo al cañoneo, el espesor de la formación productora (h).
2. Con la información anteriormente conocida se seguirá a calcular el índice de productividad (J), con la ecuación 5 o la ecuación 7 si se está manejando un petróleo saturado o subsaturado respectivamente.
3. Posteriormente se calculara J^* con la ecuación 10
4. Con la ecuación 9 se calculara el potencial absoluto (Q_{max})
5. Por último, se tabulara variando P_{wf} desde la presión estática (P_{ws}) hasta cero, para obtener nuestra grafica IPR, con la ecuación 6 para petróleo saturado y la ecuación 6 para petróleo sobresaturado.

Las variables con mayor índice de influencia para este modelo son la permeabilidad y el espesor, directamente proporcionales con respecto a potencial absoluto, entre mayor sean mayor será su potencial absoluto.

Para aumentar la permeabilidad del yacimiento se requiere de procesos de inyección de químicos lo cual es costoso, lo más viable para aumentar el potencial absoluto es realizar más cañoneos y así aumentar el espesor, para que así aumente el caudal sin necesidad de disminuir la presión. Si se está usando el

modelo de Vogel y se quiere optimizar la producción se recomienda el proceso anteriormente descrito.

2.5.2 Modelo de Fetkovich. Para el modelo de Fetkovich se necesita conocer dos test point y la presión estática del yacimiento (P_{ws}).

1. Conociendo los datos anteriores y con la ecuación 11 calculamos el exponente de Fetkovich (n).
2. Con la ecuación 13, se calcula C la cual es una constante específica, para cada caso.
3. Luego con la ecuación 12, se calcula el potencial absoluto (Q_{max}).
4. Posteriormente se empezara a tabular variando P_{wf} desde la presión estática (P_{ws}) hasta cero, y así obtenemos nuestra grafica IPR.

Las variables que más influyen para este modelo son el exponente de Fetkovich y la constante específica C , las cuales son directamente proporcionales con respecto al potencial absoluto. Estas variables dependen de los datos del test point, sus variables son los caudales a determinada presión, por lo tanto entre mayor caudal el exponente de Fetkovich y la constante específica C también son mayores, por lo cual si se quiere optimizar la producción lo recomendable es disminuir la presión de fondo de pozo y así se obtiene una mayor afluencia.

2.5.3 Modelo Estado Pseudoestable.

1. Para el modelo estado pseudoestable se necesita conocer el estado mecánico del pozo, el radio del tubing de producción (r_w), radio de drenaje (r_e), el espesor cañoneado (h) y el daño si lo hay (s), también la permeabilidad de la formación (k) y la constante C_1 usada también en el modelo IPR transiente.

2. Con estos datos se calculara la transmisibilidad con la ecuación 15
3. Para el modelo estado pseudoestable debemos calcular la movilidad de cada fluido con la ecuación 11.
4. La movilidad total con la ecuación 10
5. Usando estos datos y la ecuación 8, SE empezara a tabular variando P_{wf} desde la presión estática del yacimiento (P_{ws}) hasta cero, y así obtenemos nuestra grafica IPR para crudo extrapesado.

La variable que más influye en este modelo es el espesor, es directamente proporcional al potencial absoluto, entre mayor sea el espesor, mayor será el influjo. Si se requiere optimizar la producción los más viables es realizar cañoneo con más tiros por pie así aumentara el espesor y en consecuencia mayor influjo.

2.6 CORRELACIONES DE FLUJO VERTICAL

En las tuberías verticales las correlaciones empíricas se encuentran en gran variedad con el fin de predecir las caídas de presión, estas correlaciones son utilizadas para flujo multifásico vertical y predecir el hold-up y el gradiente de presión. Las correlaciones comúnmente utilizan interacciones de la fase líquida y gaseosa, la cual la fase líquida está representada por la unión del agua y el petróleo, por esta razón se dice que son correlaciones para flujo de dos fases.

De acuerdo con el patrón de flujo en el que se encuentra el fluido, se determina cual correlación es la más acorde. Se debe tener en cuenta que el hold-up y el gradiente de fricción varían con cada régimen de flujo.⁴⁶

[43]⁴⁶ Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifasico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

2.6.1 Correlación de Orkiszewski. Orkiszewski realizó una correlación de flujo ascendente basado en la combinación de métodos desarrollados por Griffith y Wallis (1961), Griffith (1962), y Duns y Ros (1963). Para cuatro regímenes de flujo.⁴⁷

La correlación de Orkiszewski fue desarrollada para la predicción de caída de presión de dos fases en tubería vertical. Cuatro regiones de flujo fueron considerados:

- Flujo Burbuja.
- Flujo tapón y plug.
- Flujo Churn.
- Flujo niebla-anular

Este método puede predecir con precisión dentro de un 10%. La precisión del método se comprobó cuando se predijo la caída de presión en 148 pozos.⁴⁸ La mejora de este método sobre los demás, se encuentra en que el hold-up del líquido es derivado de fenómenos físicos observados, el gradiente de presión está relacionado con la distribución geométrica de las fases líquida y gaseosa, y ofrece una buena descripción de lo que ocurre en el interior de la tubería.⁴⁹

[44]⁴⁷ Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifasico en pozos de inyección de vapor. 2011

[45]⁴⁸ PIPESIM (2011) Schlumberger user's guide.

[46]⁴⁹ Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifasico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

2.6.2 Correlación de Hagerdon & Brown. La correlación de Hagerdon y Brown está basada en datos experimentales en flujo ascendente, para mezclas de agua-aire y agua-petróleo. La caída de presión por fricción es calculada usando un factor de fricción, derivado en fase simple de las curvas de Moody, utilizando el número de Reynolds apropiado para mezclas. Para la fracción vacía se requiere el cálculo de número de Reynolds y la pérdida de fricción estática.⁵⁰

El rango de aplicación es:

- Viscosidad entre 1cP y 110cP. @ 80°F.
- GOR menor a 5000
- Gravedad API entre 25 a 40.

2.6.3 Correlación de Duns & Ros. La correlación de Duns y Ros está basada en investigaciones hechas en laboratorio a gran escala, para flujo ascendente.⁵¹ Se consideró deslizamientos entre fases y estableciendo patrones de flujo. Se determinaron tres regiones de flujo:

- Región I. donde la fase líquida es continua (flujo burbuja y plug, y parte de regímenes de flujo espuma).
- Región II. Donde las fases gas y líquidas son alternadas (remanente de flujo espuma y flujo tapón).
- Región III. Donde la fase gas es continua (flujo niebla y anular).

[47]⁵⁰ Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifásico en pozos de inyección de vapor. 2011

[48]⁵¹ Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifásico en pozos de inyección de vapor. 2011

Estas tres regiones bajo, intermedio y alto respectivamente. Cada región tiene una distinta correlación para el cálculo del hold-up. Estas ecuaciones fueron basadas en extensos trabajos experimentales usando mezclas de aceite y aire.⁵²

2.6.4 Correlación de Fancher y Brown. Relacionaron la fricción con el número de Reynolds, no hicieron una correlación a la densidad medida de los fluidos producidos a condiciones de fondo de pozo. La correlación reproduce los gradientes de presión con una desviación promedio de 1,8% y una desviación estándar de 8,3%.

Fancher y Brown aplicaron la aproximación de Poettmann y Carpenter a 94 pruebas de un pozo experimental, introdujeron la relación gas/liquido producido como un parámetro adicional en la correlación del factor de fricción. No consideraron regímenes de flujo, asumen que no existe deslizamiento.⁵³

2.6.5 Correlación de Griffith, Lau, Hon y Pearson. Lo más significativo de este método, consiste en la introducción del diámetro de la tubería en los cálculos del gradiente de presión, en tuberías verticales e inclinadas. La introducción de este parámetro es importante ya que a una tasa de flujo fija, el término de caídas de presión por gravedad o efectos gravitacionales aumenta con el incremento del diámetro de la tubería, mientras el término de caídas de presión por fricción generalmente disminuye.

El trabajo realizado por Griffith presenta diversas ecuaciones para el cálculo de caídas de presión en la tubería, dependiendo del régimen en el que se encuentre el fluido.

[49]⁵² PIPESIM (2011) Schlumberger user's guide.

[50]⁵³ Sandra Viviana Bedoya Ríos, Diana Carolina Fontecha Calderón, Desarrollo de una herramienta computacional con correlaciones de flujo multifásico aplicando el factor de ajuste para la viscosidad de crudos pesados. 2010.

Las limitaciones que presenta el método es que en el desarrollo de las ecuaciones no se tiene en cuenta las siguientes variables.⁵⁴

- Rugosidad de la tubería.
- Viscosidad del líquido y gas.
- Efectos de intrusión del gas en los tapones de agua, en el régimen tapón.

2.6.6 Htfs liquido slip y homogéneo. Los modelos HTFS comparten un método para calcular el gradiente de presión por fracción y gradiente de presión por aceleración, mientras que difiere en el método usado para calcular el gradiente de presión estático.

El método del gradiente de presión por fracción es una adaptación del método de Clazron (1972). El primer método calcula la caída de presión por fracción para las fases líquida y gaseosa, asumiendo que están fluyendo solo en la base de la tubería, basado en el factor de fracción de Fanning para cada fase, y nuevamente calculada, asumiendo que el fluido ahora fluye solo en toda la tubería.

El modelo de HFTS ha sido válido para flujo vertical y horizontal, incluyendo flujo ascendente y descendente usando un amplio rango de datos contenido en el banco de datos de Harwell.⁵⁵

[51]⁵⁴ Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifásico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

[52]⁵⁵ Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifásico en pozos de inyección de vapor. 2011

3. ASPECTOS DE DESARROLLO DEL SOFTWARE PIPESIM 2011.

3.1 SISTEMAS DE UNIDADES.

El sistema incorporado en unidades le permite la flexibilidad para seleccionar cualquier variable y definir la unidad de medida que se utilizará. Así, usted puede utilizar esta función para modificar el sistema de unidades para que coincida con los informes o datos suministrados por una empresa de servicios o simplemente para personalizar el sistema de unidades para satisfacer sus propias preferencias personales⁵⁶.

Se proporcionan dos conjuntos de unidades:

- Unidades de campo
- Unidades del sistema internacional

En esta investigación se utilizó las unidades de campo, como preferencia con los datos suministrados.

3.2 DATOS DEL FLUIDO

Antes de usar PIPESIM 2011 es necesario decidir qué tipo de sistema de fluido se va a utilizar.

Pipesim puede modelar los siguientes tipos de fluidos:

- Gas
- condensado de gas

[53]⁵⁶ PIPESIM Suite, User Guide (2011)

- Líquido
- Líquidos y Gas
- Vapor

El fluido puede ser descrito por los siguientes métodos:

3.2.1 Black oíl. El modelo de fluidos black oíl utiliza las correlaciones mencionadas en el capítulo 2, para simular las propiedades de los fluidos PVT clave del sistema de aceite / gas / agua. Estas correlaciones empíricas tratan el sistema de aceite / gas como un simple sistema de dos componentes - a diferencia del método de modelo composicional que consta de varios componentes más rigurosos. El hidrocarburo es tratado simplemente como un componente líquido (si está presente) y un componente de gas relacionado con las condiciones del tanque de stock. Todo lo que se necesita para la mayoría de las aplicaciones es un mínimo de datos de producción, la gravedad del petróleo, la gravedad del gas, la relación gas / aceite de la solución y, si el agua está también presente en el sistema, el corte de agua.

El uso del modelo de fluido de aceite negro es apropiado para una amplia gama de aplicaciones y sistemas de fluidos de hidrocarburos. En general, las correlaciones básicas de petróleo negro proporcionarán una precisión razonable en la mayoría de las evaluaciones de las propiedades de fluidos PVT en el rango de presiones y temperaturas que se encuentran en los sistemas de producción o de la tubería.

Sin embargo, se debe tener cuidado cuando se aplica el modelo de aceite negro a un crudo altamente volátil o un condensado donde se requiere un modelado preciso de los productos finales ligeros gaseosos. En este caso, se debe considerar el uso de la técnica de modelo composicional que describe el fluido como una mezcla de múltiples componentes.

Con el fin de aumentar la precisión de las correlaciones básicas de petróleo negro para el modelado de flujo multi-fase, PIPESIM 2011 proporciona la facilidad para ajustar las propiedades de los fluidos PVT ya que se consideran los parámetros más importantes que afectan la exactitud de los cálculos de flujo multi-fásico. La calibración de estas propiedades permite disminuir el porcentaje de error en la exactitud de las correlaciones en el rango de presiones y temperaturas para el sistema que se está modelando. Por lo tanto, aumenta la coincidencia con los datos de laboratorio.

Este ajuste es opcional, pero las calibraciones anteriores mejorará significativamente la exactitud de la relación gas / líquido predicho, la densidad del aceite que fluye y el factor volumétrico del aceite. Sin embargo, al omitir los datos de calibración, PIPESIM 2011 calibra sobre la base de la gravedad de petróleo y gas solo y por lo tanto, habrá una pérdida de precisión. Cabe señalar que la función de calibración de black oil sólo es aplicable a los tipos de fluidos de aceite, ya que no es apropiado para un tipo de fluido de gas.

3.2.2 Composicional. Para el modelo composicional de los fluidos de hidrocarburos, componentes de gas y agua asociados, PIPESIM 2011 utiliza un paquete de modelado PVT.

El modelo composicional es generalmente considerado como más preciso, pero también más costoso en términos de tiempo y recursos informáticos que el modelo de aceite negro. Se justifica por los problemas que implican líquidos volátiles que requieren cálculos de transferencia de calor rigurosos. Sin embargo, la aplicación del modelo de aceite negro con frecuencia puede dar resultados satisfactorios con líquidos volátiles.

3.2.3 Sistema de vapor. Para sistemas de vapor (producción e inyección) PIPESIM 2011 usa las tablas de flujo GPSA.

Al modelar sistemas de vapor se requiere la presión y la calidad. Si la calidad es sobrecalentado (calidad = 100%) o sub-enfriado (calidad = 0%) entonces se requiere también la temperatura.

3.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE MODELO.

3.3.1 Datos del fluido.

Contando con los datos PVT realizado al fluido proveniente de la unidad productora, es posible ingresar datos de viscosidad, relación gas-petróleo, corte de agua, grados API y también poder realizar una calibración avanzada de datos en el cual se define el OFVF (factor volumétrico del aceite) medido a condiciones de temperatura y presión específica. Los datos PVT se puede observar en el anexo A.

- GOR= 27.109 [SCF/STB]
- % BSW=9.27
- API=7.5

De esta manera se cuenta con un fluido bien definido para un mejor y más preciso ajuste.

3.3.2 Datos del yacimiento. El simulador requiere que sean ingresados los valores de presión estática y temperatura de yacimiento así como el índice de productividad presente. En esta investigación es posible definir un modelo IPR

que represente el comportamiento actual; el software tiene disponible los modelos de Vogel, Fetkovitch, Pseudo-estable entre otros.

- Presión de yacimiento (Pr) : 2783.85 [Psig]
- Temperatura de yacimiento (Tr): 180 [°F]

3.3.3 Datos de pozo. El modelo de pozo se realiza de manera tal que sea posible efectuar un análisis nodal en los puntos más importantes referentes a la entrada de la bomba y en cabeza de pozo. Para cada una de las tuberías se define su longitud, perfil geotérmico, diámetros del tubing y el equipo del sistema de levantamiento artificial presente. . En el anexo C se puede observar el estado mecánico del pozo uis 20.

Para la bomba se ingresa los datos requeridos por el software como son:

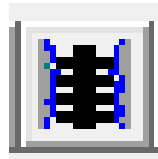
- Frecuencia de Operación:58 [Hz]
- Numero de etapas:139
- Modelo: P23
- Marca: Centrilift
- Y el caudal de producción real es:
- Q: 952.61 BPD

3.4 DESCRIPCIÓN DEL MONTAJE DE LA SIMULACIÓN

Teniendo la información recopilada, organizada y realizando el control de calidad de la misma se procede a ingresar la información al software especializado de la siguiente manera:

3.4.1 Modelo individual. Inicialmente se creó el modelo individual, se ingresa a la pestaña “NEW SINGLE BRANCH” donde aparece el área de trabajo y se empieza a seleccionar los siguientes iconos para la construcción del esquema del pozo:

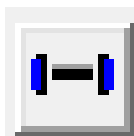
En primer lugar se selecciona el completamiento de pozo ya sea horizontal o vertical, en este caso es el icono de completamiento vertical.



Luego, se agrega un punto de analisis nodal, seleccionando el boton mostrado en la figura.



Este icono recibe el nombre de conector, se utiliza para unir el completamiento de pozo con el punto de analisis nodal.



Despues, se agrega un nodo que esta representado por la figura.



Para finalizar, se añade la tubería que se conecta con el nodo y el punto de analisis nodal quedando como esquema final el representado en la figura.

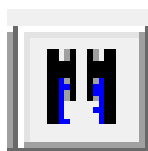
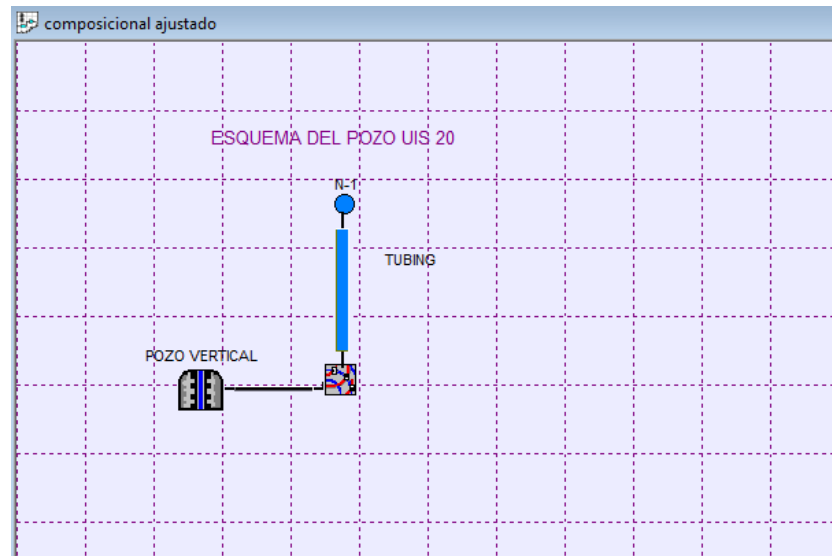


Figura 10. Modelo de Pozo



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

3.4.2 Modelo de pozo. Una vez terminado el modelo individual, a continuación se da una descripción paso a paso del montaje y ajuste de las condiciones operacionales actuales.

3.4.2.1 Caracterización del fluido. Como se ha mencionado anteriormente es necesario describir el modelo que se va a simular, dependiendo de la información con que se cuente se selecciona la opción de modelado de fluido más conveniente, en este caso se seleccionó modelo de fluido Black Oil y modelo de fluido Composicional.

La caracterización del fluido para el modelo black oil se logra dirigiéndose a la barra de menú setup/ black oil/ properties para ingresar los datos del fluido como: corte de agua, GOR, gravedad específica del gas y el API del crudo. En la siguiente pestaña datos de viscosidad seleccionando user-supplied table como se muestra a continuación

Tabla 2. Data Modelo del fluido

Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

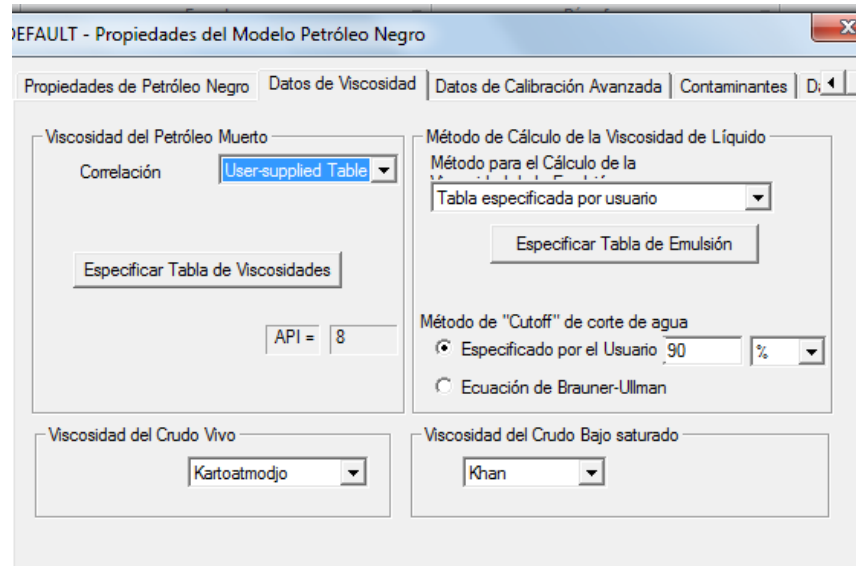
Tabla 3. Data de viscosidad del fluido

	Temperatura	Viscosidad
1	F	cP
2	86	5.71e+005
3	123	28302
4	131	17656
5	140	10164
6	149	6080
7	167	2411
8	203	532
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		

Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Las correlaciones utilizadas para la viscosidad de crudo vivo y crudo undersaturado se observan en la siguiente tabla:

Tabla 4. Correlaciones para la viscosidad del fluido



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Se selecciona las correlacion Kartoatmojo para la viscosidad de crudo vido, ya que trabaja con unos rangos optimos de presion de saturacion $P_{pb}= 0.5-682$ Psia, Temperatura $T= 80-320$ °F y gas en solucion igual a $R_s= 2,3-572$ SCF/STB; es importante mencionar que esta correlacion no tiene en cuenta la gravedad API.

Para la viscosidad de crudo undersaturado se trabaja con la correlacion de Khan, esta correlacion opera en los siguientes rangos: presion de burbuja $P_{pb}=107-4315$ Psia, temperatura $T= 75-240$ °F y gas en solucion equivalente a $R_s= 24-1401$ SCF/STB.

Al contar con datos PVT, es posible realizar un mejor ajuste del fluido ingresando en calibración avanzada ajustar el modelo del fluido según el FVF, en este caso el mejor ajuste para el factor volumétrico se logró con la correlación de Standing.

Esta correlación trabaja con un punto de burbuja en un rango de 130 a 7000 psia, una Temperatura entre 100 a 258 °F y un OFVF en el punto de burbuja de 1.024 a 2.15. Se observa que la correlación presenta un buen ajuste debido a que las propiedades mencionadas se encuentran dentro de los rangos que esta presenta.

A continuación se observa los resultados de la calibración del fluido para el modelo black oil.

Tabla 5. Data para calibración del fluido

DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D, ◀ ▶

NO Calibración Calibración Punto Unico Calibración Multipunto

Factor Volu Temperatura 180 F

	Presión	Gas en	Factor	Viscosidad del	Factor Gas Z	Viscosidad del
	psig	scf/STB		cP		cP
-						
1	0	0.1	1.02102	1027		0.01372
2	300	41	1.04026	531		0.01396
3						
4						
	620	82	1.05894	292		0.01441
1	1200		1.0555	306		0.01571
2	2000		1.05125	345		0.0186
3	3400		1.04492	454		0.02495
4						
5						

POR DEBAJO DEL Pb

PUNTO DE BURBUJA

POR ENCIMA DEL Pb

Correlación Standing Standing Beggs & Rv Standing Lee et Al

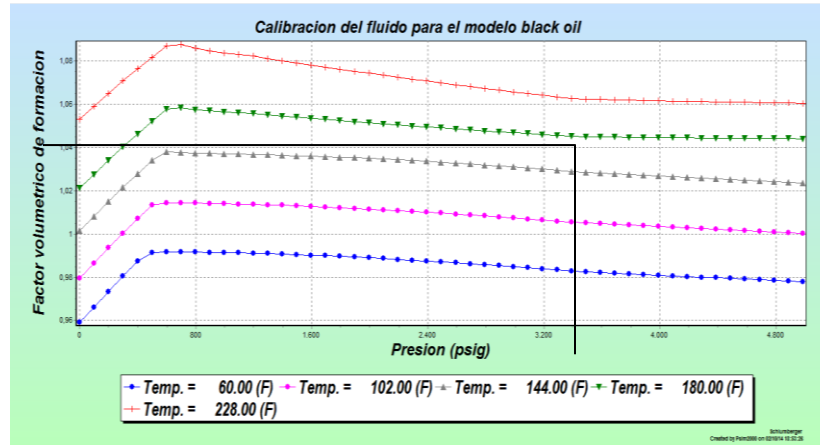
1) Datos de Separación Instantánea (Flash) deben ser introducidos en esta tabla, no separación diferencial
 2) Tablas de propiedades de fluido deben ser introducidos para una sola temperatura
 3) Para propiedades de fluido donde ningún dato es introducido el comportamiento del fluido será confiable solamente para la correlación seleccionada

Generar Tablas Graficar Solamente Datos de los Puntos de Calibración Graficar Datos PVT (Conds. Lab. RGP=Rs)... Graficar Datos PVT (Conds. Yac.)...

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Autores:Modificado de PIPESIM

Figura 11. Calibración Avanzada



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

La caracterización del fluido por modelado composicional se realiza ascendiendo al menú setup/ composicional/ properties para ingresar la composición del fluido como se muestra a continuación. La composición del fluido se puede observar en el anexo B.

Tabla 6. Data Modelo del Fluido Composicional

PREDETERMINADO Propiedades de Composicional

Estructura PVT: PIPESIM, PVT Toolbox

Paquete de PVT: Multiflash

Selección de Componentes | Modelos de Propiedades | Exportar Tabla de Propiedades | Flash/Separación | RGL | Envolverte de Fases | Análisis de Salinidad

Nombre: Pozo Uis 20

Componentes Seleccionados:

	Acuoso	Valor
-		Molarity(Moles)
1	Water	0.99997
2		
3		

Operación: Envolverte de Fases, Importar..., Exportar

Moles Totales: 1

Normalizar

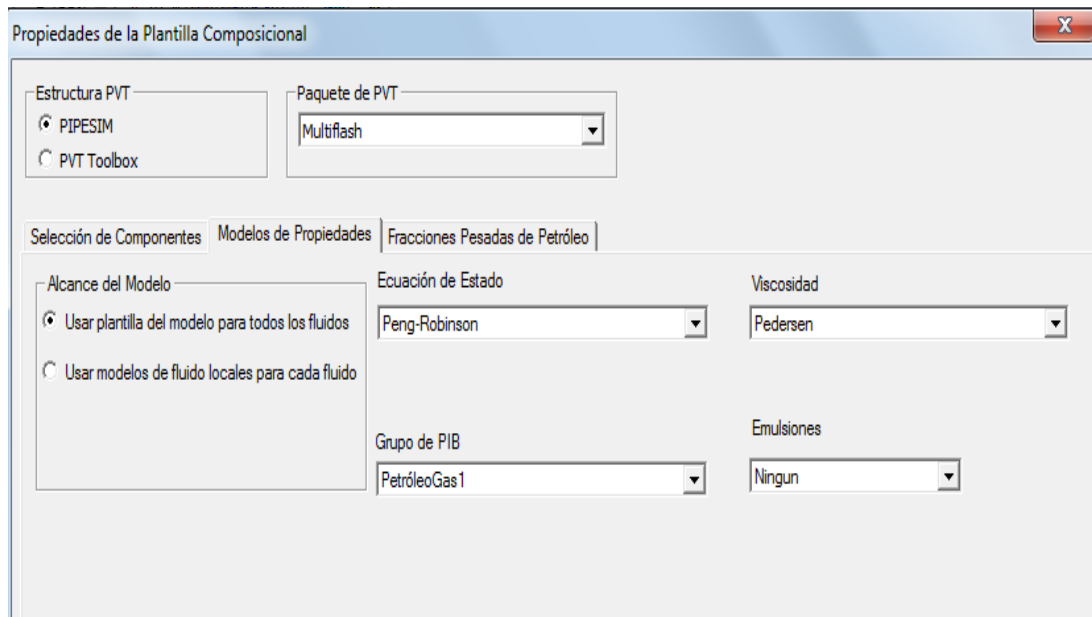
	Hydrocarburos	Mol
1	Methane	3.8004e-006
2	Ethane	3.4164e-007
3	Propane	3.3839e-007
4	Isobutane	1.8546e-007
5	Pentane	2.2125e-007
6	Hexane	1.269e-007
7	Methylcyclopentane	5.5314e-008
8	Benzene	1.3015e-008
9	Cyclohexane	6.8329e-008
10	Heptane	1.8872e-007
11	Methylcyclohexane	9.1105e-008
12	Toluene	3.2537e-008
13	Octane	2.3102e-007
14	Ethylbenzene	1.9522e-008
15	mXylene	2.603e-008
16	oXylene	3.2537e-008
17	Nonane	1.8546e-007
18	Decane	3.8069e-007

Aceptar | Cancelar | Ayuda

Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Luego se encuentra la pestaña propiedades de los modelos indicando una serie de ecuaciones con las cuales se hace una calibración del fluido para seleccionar la que mejor se ajusta al comportamiento actual. En la siguiente figura se observa las ecuaciones elegidas.

Tabla 7. Esquema de las correlaciones utilizadas

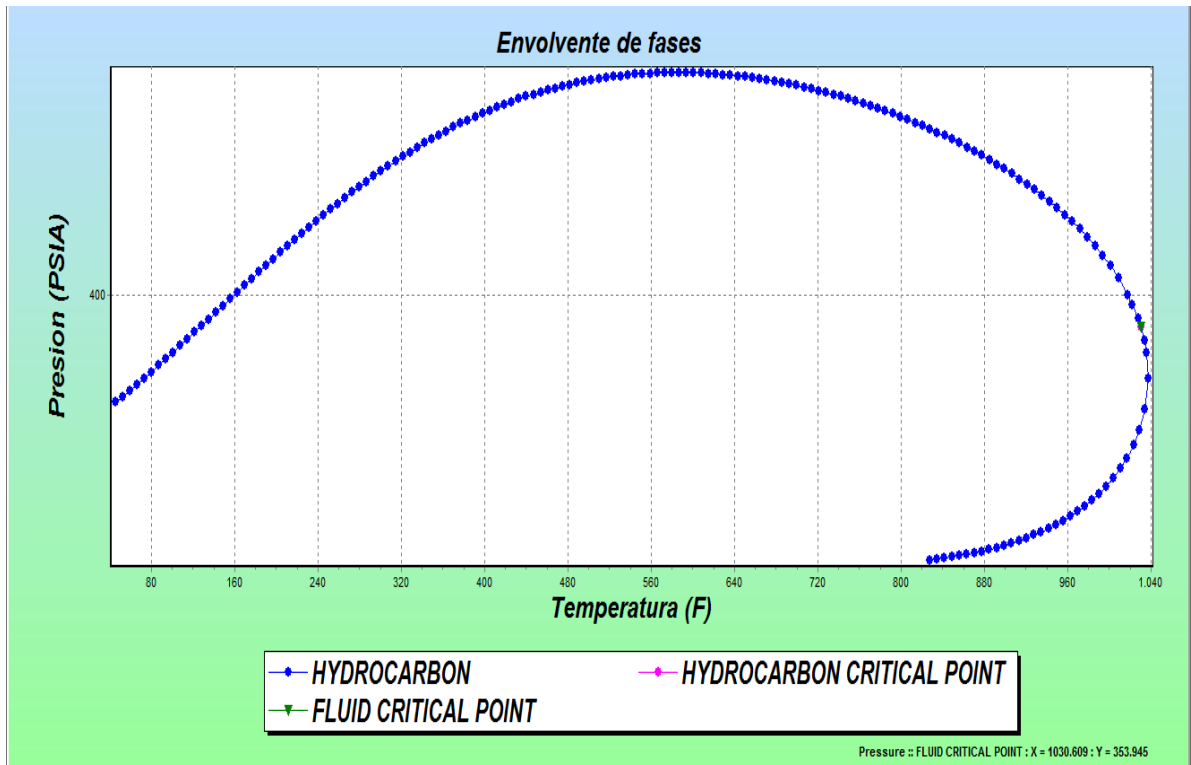


Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

El ajuste más adecuado se logra con la ecuación de estado PENG-ROBINSON, para la viscosidad se selecciona PEDERSEN, correlaciones con las que se logra una envolvente de fases del fluido y sus puntos críticos.

La ecuación de estado Peng-Robinson como se menciona en el capítulo 2 está diseñada con el fin de describir las propiedades de los fluidos, mezclas y sólidos por lo que se confirma su buen ajuste al fluido. Con respecto a la ecuación de Pedersen, se selecciona ya que ha sido demostrado a través de unas pruebas preliminares las cuales señalan con mayor precisión la viscosidad del gas y del petróleo.

Figura 12. Diagrama Envoltante de fases y Puntos críticos



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Al observar en la grafica anterior se tiene como puntos criticos del fluido, una temperatura igual a 1028.9 [°F] y la presion de 333.90[Psig].

Ahora, se sigue con la pestaña fracciones pesadas de petroleo, en esta se carga las fracciones C7+ del fluido. El software requiere la informacion de las propiedades fisicas de estos componentes, como se muestra a continuacion.

Tabla 8. Datos de las fracciones pesadas del fluido

Estructura PVT

PIPESIM

PVT Toolbox

Paquete de PVT

Multiflash

Selección de Componentes

Modelos de Propiedades

Fraciones Pesadas de Petróleo

Introducir las Fracciones Pesadas de Petróleo abajo, luego seleccione la línea(s) y pulse en "Añadir a composición >>". Los componentes activos aparecen en verde. Nota: Solo pueden definirse un máximo de 50 Fracciones Pesadas de Petróleo.

Para calcular propiedades asegúrese que los componentes de la fracción son agregados a la composición principal. Nota: El número de Carbonos debe

	Nombre	PB	PM	GE	TC	PC	LV	VC	Factor	Volumen	Dens. Ref.	Temp.
		F			F	psia	cP	ft ³ /lbmol			lb/ft ³	F
1	C7	96	198.33	0.67996	525.33	453			0.28			
2	C7-1	213.67	98.189	0.7724	570.11	504.06			0.23296			
3	C7-2	231.17	92.141	0.87002	605.57	594.66			0.2596			
4	C8	107	242.33	0.74898	576.33	419			0.312			
5	C8-1	277.16	106.17	0.87001	651.11	523.17			0.30098			
6	C8-2	282.41	106.17	0.86685	651.02	513.6			0.326			
7	C8-3	281.05	106.17	0.8642	649.6	509.2			0.32589			
8	C8-4	291.97	106.17	0.88312	675	541.4			0.3023			
9	C9	121	288.33	0.76798	625.33	383			0.348			
10	C9-1	349.01	120.19	0.89758	736.48	501			0.36599			
11	C10	134	331.33	0.78197	668.33	351			0.385			
12	C11*	147	369.33	0.79297	706.33	325			0.419			
13	C12*	161	407.33	0.80397	743.33	302			0.454			
14	C13*	175	441.33	0.81497	776.33	286			0.484			
15	C14*	190	476.33	0.82597	810.33	270			0.516			
16	C15*	206	511.33	0.83597	844.33	255			0.55			
17	C16*	222	542.33	0.84297	872.33	241			0.582			
18	C17*	237	572.33	0.85097	900.33	230			0.613			
19	C18*	251	595.33	0.85597	920.33	222			0.638			
20	C19*	263	617.33	0.86097	940.33	214			0.662			
21	C20*	275	641.33	0.86597	961.33	207			0.69			
22	C21*	291	664.33	0.87097	982.33	200			0.717			
23	C22*	300	686.33	0.87597	1001.3	193			0.743			
24	C23*	312	707.33	0.88097	1020.3	188			0.768			

Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Una vez caracterizado el fluido se procede a ingresar los datos correspondientes al pozo

3.4.2.2 Completamiento. La información cargada en esta sección es requerida para graficar la curva IPR; existen varios modelos para obtener esta curva, la selección depende de las características del yacimiento y de la información con que se cuente; en este caso se seleccionaron los modelos de Vogel, Fetkovitch y el de Estado Pseudo-Estable debido a los datos de producción suministrados.

A continuación se observa que el método de Vogel se seleccionó para el modelo de Black oil debido a que representa de buena manera el comportamiento del yacimiento y un menor porcentaje con respecto a los otros dos métodos.

Tabla 9. Data de completamiento de pozo para Black oil.

Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Para continuar, se presenta la siguiente tabla donde se puede observar el índice de productividad que se obtiene con el método de Vogel, para el modelo composicional este se selecciona ya que presenta mejor ajuste con respecto al modelo Pseudoestable y Fetkovich.

Tabla 10. Data de completamiento de pozo para Composicional.

Terminación Vertical - VertWell_1

Propiedades | Modelo de Fluido | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática: 2783.85 psig

Temperatura: 180 F

Modelo IPR

Tipo de Modelo: Well PI

Válvula de Control de Flujo (VCF) Propiedades "VCF"

Liq. PI: 0.58300646 STB/d/psi

Usar Vogel por debajo del punto de burbuja

Calculate/Graph...

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

3.4.2.3 Tubería de producción. En esta aplicación se cargan los datos correspondientes a la tubería como diámetro interno, espesor, temperatura a la que se encuentra.

El perfil geotérmico se ingresa con el fin de tener en cuenta las pérdidas de calor que se puedan generar por la exposición al medio ya sea cuando se encuentran en superficie o en fondo. Es posible definir una presión o caudal de llegada para poder analizar de una mejor manera de cómo afecta la variación de parámetros y tener un punto final para el análisis nodal.

Tabla 11. Data de Tubería de Producción

	MD	TVD	Angulo
-	ft	ft	(Deg)
1	0	0	0
2	3573	3573	9.004498
3	4141	4134	10.73108
4	4770	4752	18.78127
5	6742	6619	19.49606
6	7335	7178	20.36413
7	7511	7343	19.60486
8	8201	7993	20.39216
9	8568	8337	16.12168
10	8924	8679	9.106826
11	9162	8914	11.25471
12	9370	9118	
13			
14			
15			
16			
17			

NOTA: Introducir el dato de referencia en la primera fila

Parámetros Dependientes

TVD
 MD
 Angulo

Calcular

Fuente: Autores Modificado de PIPESIM

Como se observa en la tabla se trabajó con un pozo desviado, luego se realiza un ajuste con la variable de transferencia de calor con cada uno de los modelos, con el objetivo de lograr exactitud en las condiciones actuales de pozo. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 12. Data Perfil Geotérmico para el Modelo Black Oil

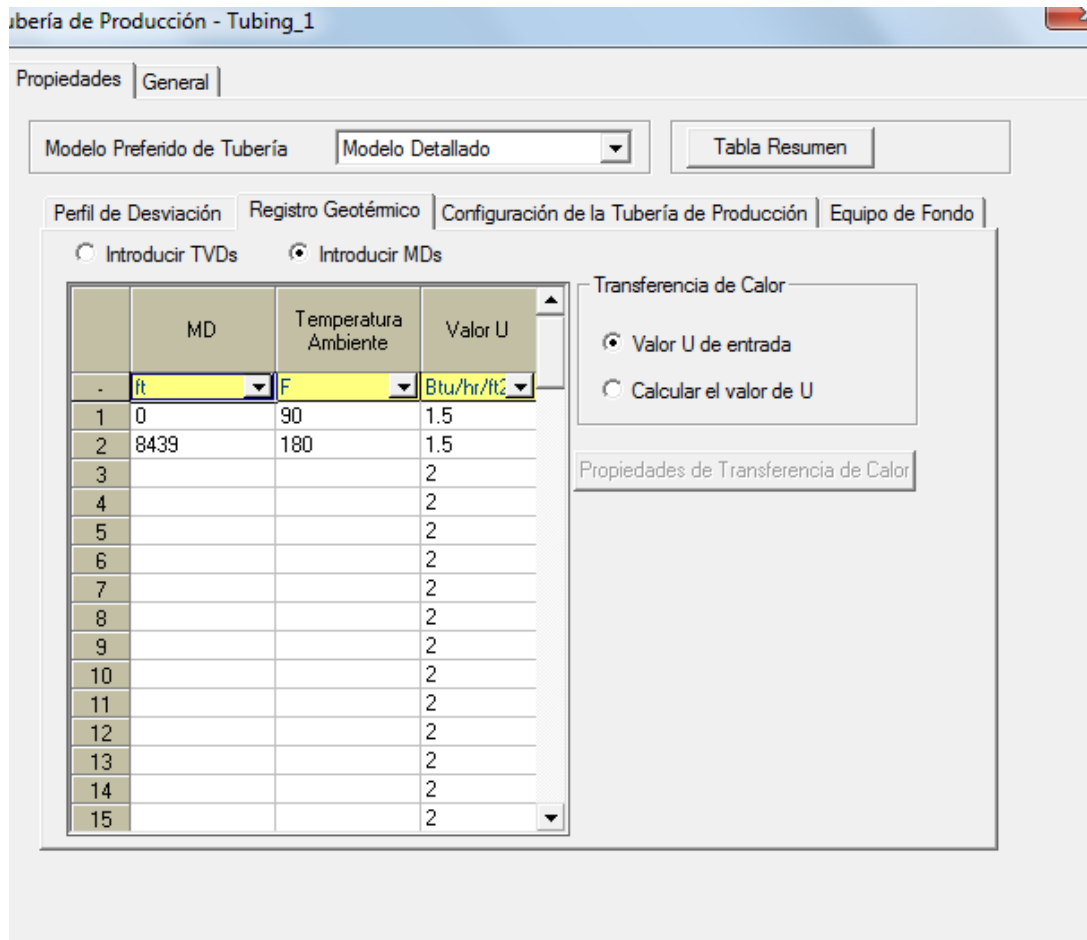
The screenshot shows a software window titled "Tubería de Producción - Tubing_1". It has a "Propiedades" tab with a "General" sub-tab. At the top, there is a dropdown menu for "Modelo Preferido de Tubería" set to "Modelo Detallado" and a "Tabla Resumen" button. Below this are four tabs: "Perfil de Desviación", "Registro Geotérmico", "Configuración de la Tubería de Producción", and "Equipo de Fondo". The "Registro Geotérmico" tab is active, showing two radio buttons: "Introducir TVDs" (unselected) and "Introducir MDs" (selected). A table with 15 rows is displayed, with columns for "MD", "Temperatura Ambiente", and "Valor U". The first row is highlighted in yellow. To the right of the table is a "Transferencia de Calor" section with two radio buttons: "Valor U de entrada" (selected) and "Calcular el valor de U" (unselected). Below this is a "Propiedades de Transferencia de Calor" section.

	MD	Temperatura Ambiente	Valor U
.	ft	F	Btu/hr/ft ²
1	0	90	0.65
2	8439	180	0.65
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

Fuente: Autores Modificado de PIPESIM

En el esquema anterior se observa un valor de U (parámetro ajustado) de 0.65 [Btu/hr/ft²/°F].

Tabla 13. Data Perfil Geotérmico para el Modelo Composicional



Fuente: Autores Modificado de PIPESIM

El ajuste del coeficiente termico U para el modelo composicional se logro con un valor de 1.5 [Btu/hr/ft²/°F].

Al comparar este parámetro entre los dos modelos, permite analizar que con el composicional se genera mayor pérdida de calor ya que presenta un valor más alto de U.

3.4.2.4 Equipo de fondo. En esta sección los datos recolectados, se cargan al software, incluyendo todos los datos de la bomba utilizada (Fabricante, Tipo,

Número de Etapas, Presión de Succión y Frecuencia). Como se observa a continuación en la tabla 13.

Tabla 14. Data correspondiente al equipo de fondo.

The screenshot shows a software window titled "Selección de BES" with two main tabs: "Curvas de Desempeño" and "Curvas de Velocidad Variable".

Curvas de Desempeño / Datos de BES/Bomba/Compresor:

- Selección de Datos Base: BES, Bomba Genérica, Compresor
- Fabricante: Centrif (dropdown)
- Modelo: P23 (dropdown)
- Selección Avanzada... (button)
- Diámetro: 5.38 (input) inches (dropdown)
- Caudal Mínimo: 1200 (input) bbl/d (dropdown)
- Caudal Máximo: 2900 (input) bbl/d (dropdown)
- Velocidad Base: 60 (input) hz (dropdown)

Curvas de Velocidad Variable / Tabla de Comportamiento:

- Datos de Diseño:
 - Velocidad: 58 (input) hz (dropdown)
 - Etapas: 139 (dropdown)
 - Factor de Carga: 1 (input) fracción
- Opción de Cálculos:
 - Corrección por Viscosidad
 - Separador de Gas Presente
 - Eficiencia del Separador (%): 100 (input)

Fuente: Autores Modificado de PIPESIM

Ahora, para lograr reproducir las condiciones actuales de operación del pozo por medio del simulador es necesario es necesario realizar un análisis de sensibilidades de algunas de las variables como se presenta a continuación.

3.4.2.5 Ajuste de Índice de Productividad: Para realizar este ajuste es necesario adecuar el IPR, con el fin de hacer el mejor modelamiento para el comportamiento del crudo extra pesado. Para encontrar la mejor ecuación de flujo capaz de

reproducir dicho comportamiento, es necesario disponer de un caudal máximo de fluidos aportados por el yacimiento y una presión de yacimiento promedio. Teniendo dichos datos es posible generar la curva IPR.

Teniendo en cuenta los datos suministrados, y los modelos que brinda el software fueron utilizados los siguientes: Vogel, Fetkovitch y Estado Pseudo Estable.

Por medio del software fue posible obtener una apreciación del índice de productividad con cada uno de los modelos, este se comparó con el IP obtenido de las pruebas de producción logrando establecer cual modelo presenta mayor ajuste.

A continuación se presentan los datos obtenidos arrojados por el simulador para el modelo black oil.

Tabla 15. Datos del pozo Uis 20 con el modelo black oil

Presión de yacimiento (psig)	2783.85
Temperatura de yacimiento (°F)	180
GOR (SCF/STB)	27.109
BSW (%)	9.27
Pwf @ QI=952.61 STB/d (psig)	1181.2
API (°)	7.5
IP teórico	0.59439678

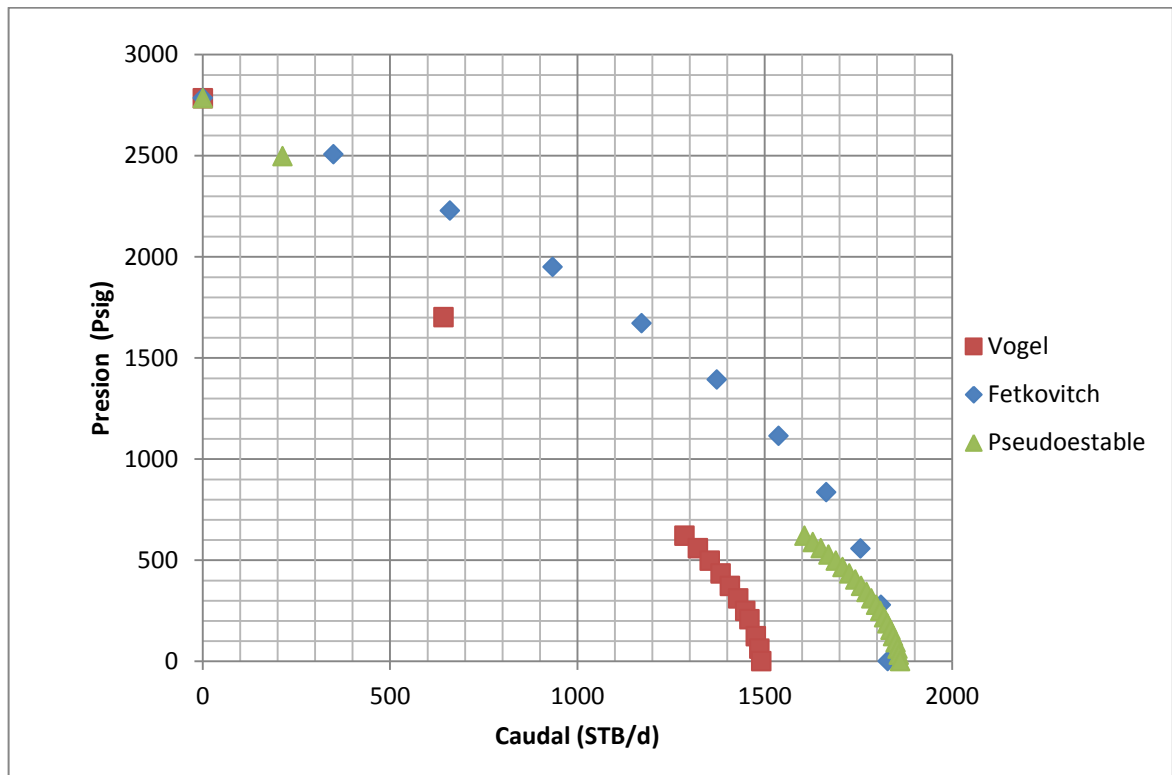
Conociendo los datos necesarios para cada modelo, fue posible obtener los valores de AOF como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 16. Ajuste de caudales con el modelo black oil

Qmax Vogel (STB/d)	1491
Qmax Fetkovitch (STB/d)	1828
Qmax Pseudo-estable (STB/d)	2861

Luego de calcular el AOF con cada uno de los modelos se procede a graficar las curvas IPR como se observa a continuación.

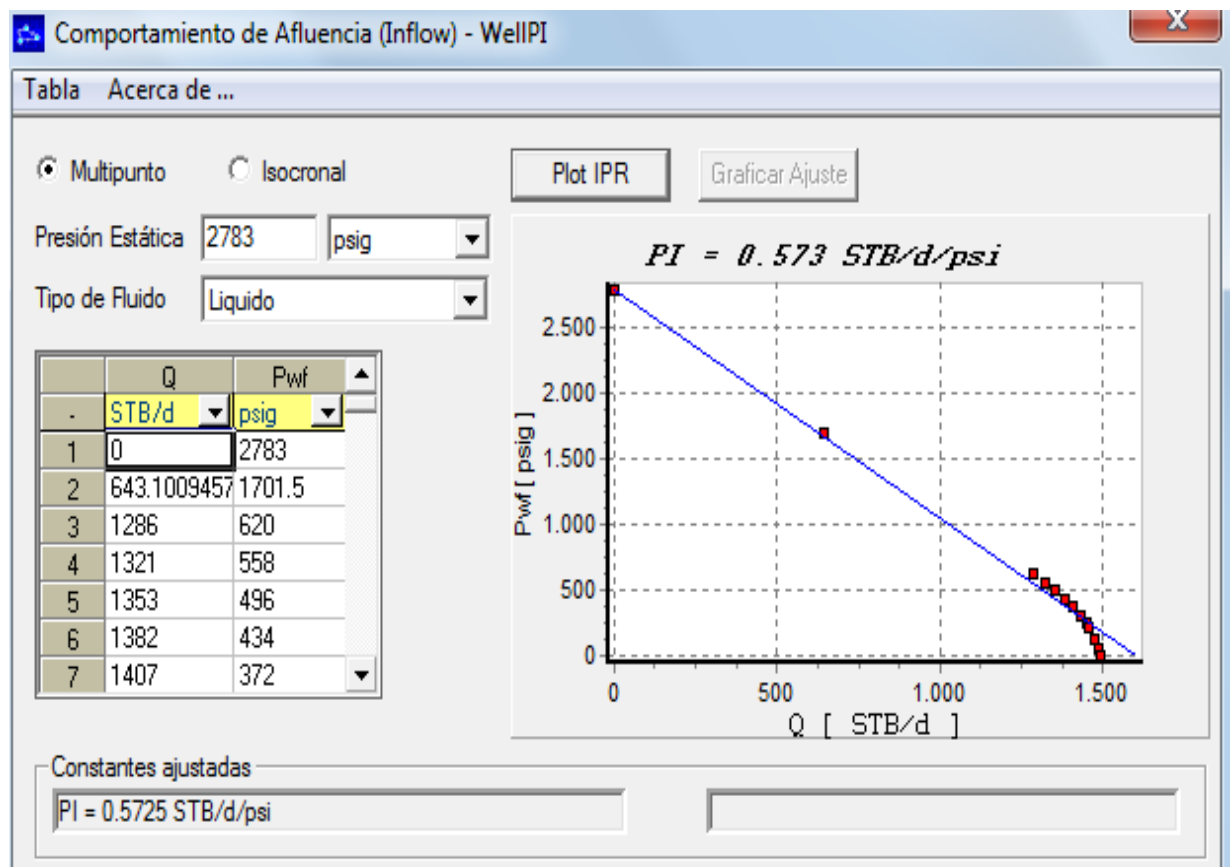
Figura 13. Curvas IPR con el modelo black oil



Luego con los datos de las curvas de IPR se consiguió simular cada uno de los modelos en el software y observar el comportamiento de los mismos; esto con fin de lograr el ajuste del índice de productividad del sistema de manera tal, que se valide que el modelo seleccionado es representativo para el pozo.

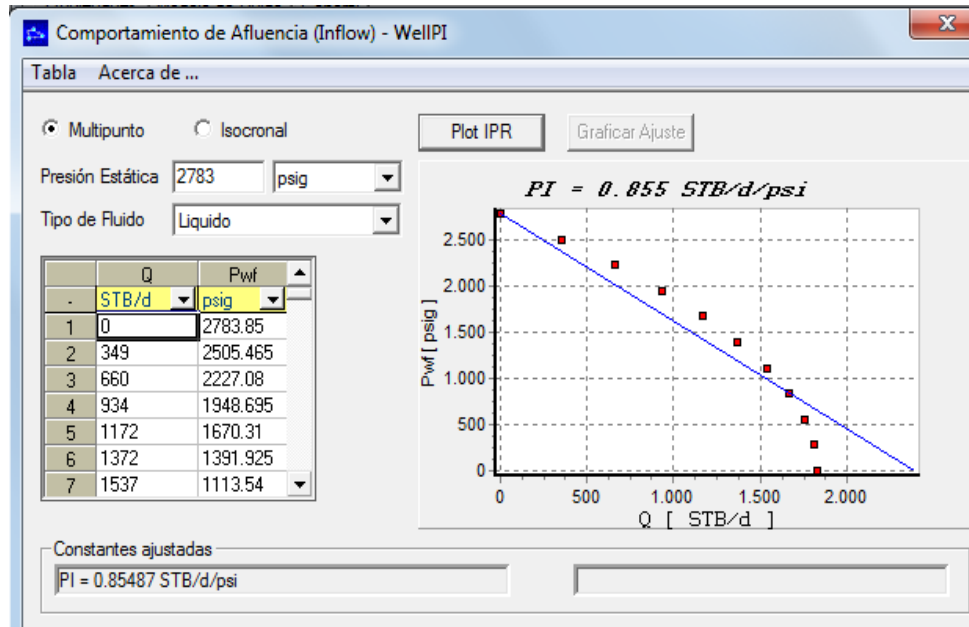
A continuación se observan los resultados obtenidos con el software para cada uno de los modelos.

Figura 14. IP para black oil con el modelo de Vogel



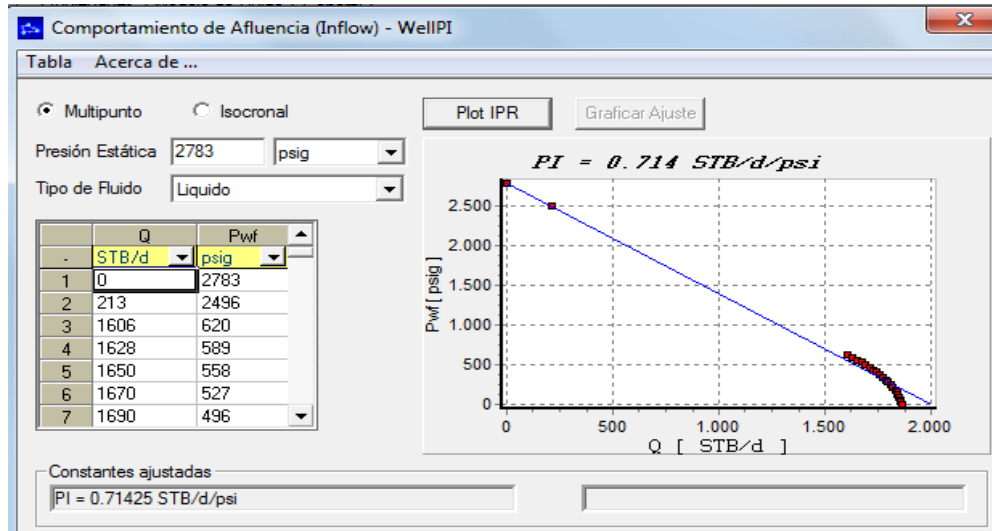
Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Figura 15. IP para black oil con el modelo Fetkovitch



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Figura 16. IP para black oil para el modelo de Estado Pseudoestable



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Con los datos obtenidos se realizó un análisis estadístico calculando el error relativo con el fin de lograr seleccionar el modelo más representativo.

Tabla 17. Error presente para cada uno de los modelos con black oil

	IP (Bbl/psig)	% Error
REAL	0.59439678	0
VOGEL	0.5725	3.68
FETKOVITCH	0.85487	43.92
PSEUDOESTABLE	1.1909	20.16

Al analizar los datos de la tabla anterior, es posible observar que el metodo de vogel presenta un menor % de error lo que indica que es el modelo que mejor representa el aporte de fluidos del yacimiento. Por lo tanto sera el modelo utilizado para el modelamiento del pozo con black oil.

Ahora se realiza el ajuste del indice de productividad para el modelo composicional, siguiendo el proceso descrito anteriormente para el black oil, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 18. Datos del pozo Uis 20 con el modelo composicional

Presión de yacimiento (psig)	2783
Temperatura de yacimiento (°F)	180
GOR (SCF/STB)	27.109
BSW (%)	9.27
Pwf @ Ql=952.61 STB/d (psig)	1181.2
API (°)	7.5
IP teórico	0.59439678

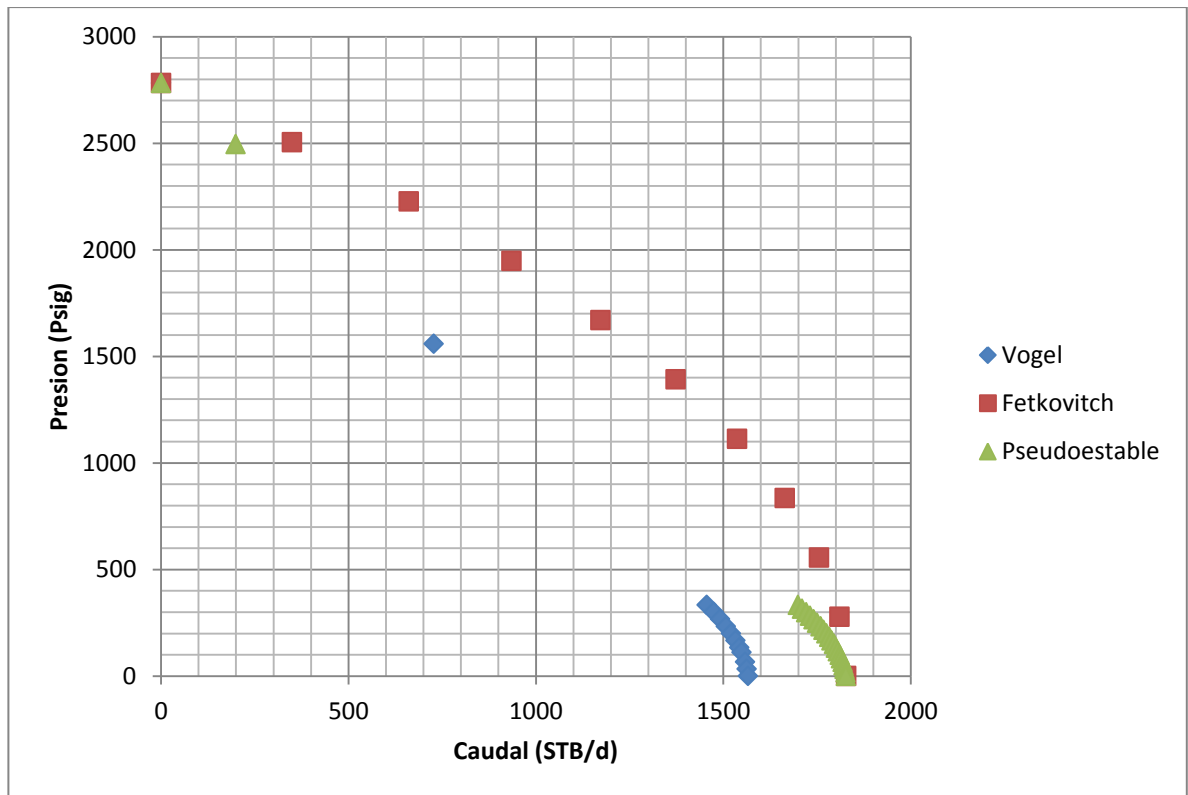
Teniendo la recopilacion de datos se procede a calcular el caudal maximo para cada metodo como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 19. Ajuste de caudales con el modelo composicional

Qmax Vogel (STB/d)	1566
Qmax Fetkovitch (STB/d)	1828
Qmax Pseudo-estable (STB/d)	1828

En la siguiente figura se puede analizar la grafica de los IPR para cada uno de los modelos despues de conocer el caudal maximo.

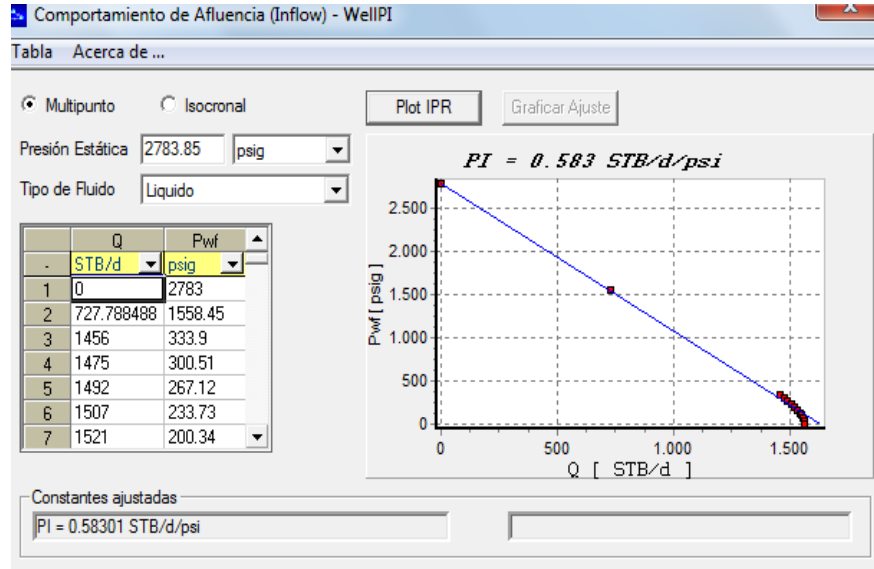
Figura 17. Curvas IPR con el modelo composicional



Despues de tener las curvas del IPR es posible ingresar los datos al simulador de cada uno de los modelos para analizar el comportamineto de los mismos y poder seleccionar el ideal.

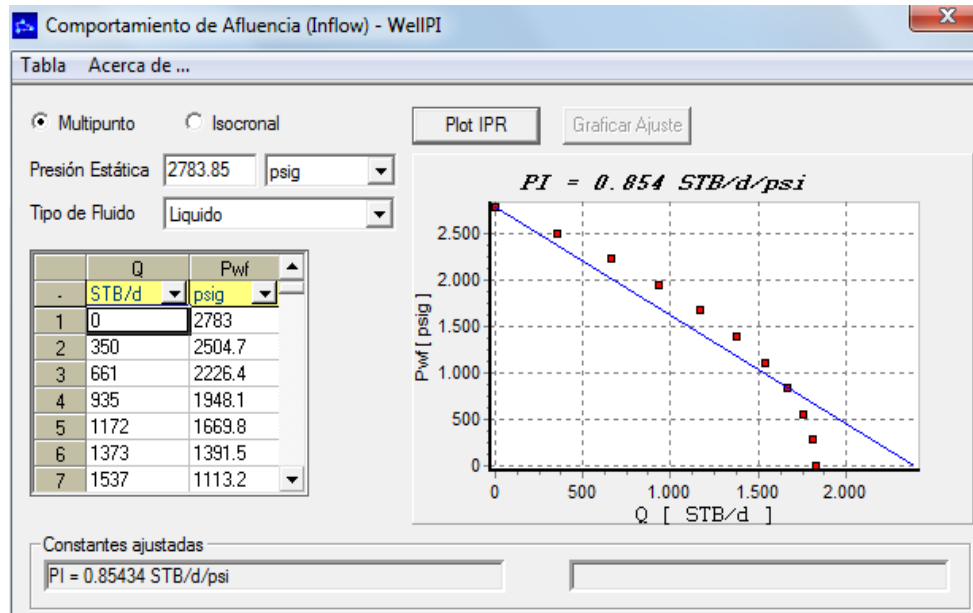
A continuación se presenta los resultados obtenidos.

Figura 18. IP para composicional con el modelo de Vogel



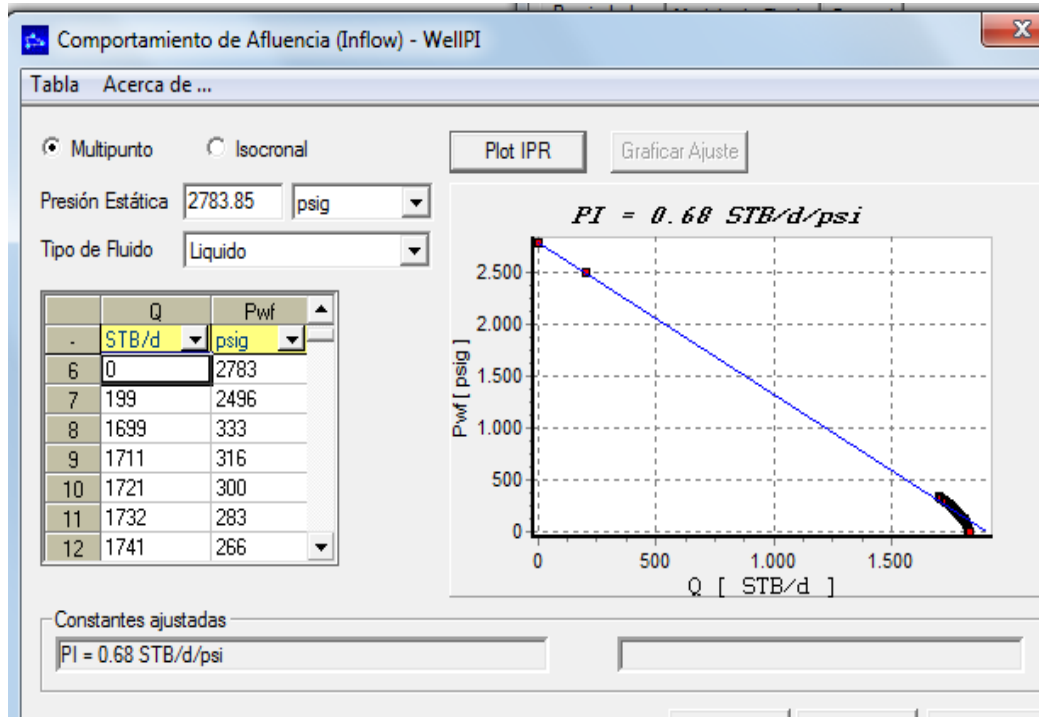
Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Figura 19. IP para composicional con el modelo de Fetkovitch



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Figura 20. IP para composicional con el modelo de Estado Pseudoestable



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Para seleccionar el modelo mas viable es necesario realizar una analisis del porcentaje de error presente en cada modelo como se ilustra en la proxima tabla.

Tabla 20. Error presente para cada uno de los modelos con composicional

	IP (Bbl/psig)	% Error
REAL	0.59439678	0
VOGEL	0.58301	1.92
FETKOVITCH	0.85434	43,73
PSEUDOESTABLE	0.68	14.4

De acuerdo con los valores obtenidos es posible seleccionar para el modelo composicional el metodo de vogel como es mas representativo debido a que presenta un menor porcentaje de error con respecto a los otros dos metodos.

3.4.2.6 Ajuste del levantamiento artificial. El objetivo es ajustar la presión de succión de la bomba y la presión en cabeza de pozo, pues el objetivo de obtener el caudal esperado. Con este ajuste también se hace posible determinar el factor de carga que está manejando la bomba como único criterio de ajuste.

Esta calibración se realiza con los dos modelos, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 21. Selección de BES en el sistema de levantamiento artificial con modelo Black oíl

The screenshot shows a software window titled "Selección de BES" with two tabs: "Curvas de Desempeño" and "Curvas de Velocidad Variable". The "Curvas de Desempeño" tab is active and contains the following fields:

- Datos de BES/Bomba/Compresor:**
 - Radio buttons: BES, Bomba Genérica, Compresor
 - Fabricante: Centrlift (dropdown)
 - Modelo: P23 (dropdown)
 - Botón: Selección Avanzada...
- Datos de Diseño:**
 - Velocidad: 58 (input) hz (dropdown)
 - Etapas: 139 (dropdown)
 - Factor de Carga: 0.6775289 (input) fracción
- Opción de Cálculos:**
 - Corrección por Viscosidad
 - Separador de Gas Presente
 - Eficiencia del Separador (%): 100 (input)
- Other Parameters:**
 - Diámetro: 5.38 (input) inches (dropdown)
 - Caudal Mínimo: 1200 (input) bbl/d (dropdown)
 - Caudal Máximo: 2900 (input) bbl/d (dropdown)
 - Velocidad Base: 60 (input) hz (dropdown)

At the bottom of the window are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: Autores Modificado de PIPESIM

Al realizar el ajuste del factor de carga como criterio único con el modelo black oil, se obtiene como resultado 0.68 para alcanzar una producción de 904.5 [STB/DIA], con un presión de succión de la bomba de 755 [Psig] y una presión en cabeza de 140 [Psig] y un IP de 0.5725 [STB/Dia/Psi].

Luego se realiza el mismo procedimiento, ahora con el modelo composicional obteniendo los siguientes resultados

Tabla 22. Selección de BES en el sistema de levantamiento artificial con modelo Composicional

The screenshot shows a software window titled "Selección de BES". It is divided into two main sections: "Curvas de Desempeño" and "Curvas de Velocidad Variable".

Curvas de Desempeño - Datos de BES/Bomba/Compresor

- Seleccionar Datos Base:** Radio buttons for "BES" (selected), "Bomba Genérica", and "Compresor".
- Fabricante:** Dropdown menu set to "Centriflitt".
- Modelo:** Dropdown menu set to "P23".
- Botón:** "Selección Avanzada...".
- Diámetro:** Input field "5.38" with a unit dropdown set to "inches".
- Caudal Mínimo:** Input field "1200" with a unit dropdown set to "bbl/d".
- Caudal Máximo:** Input field "2900" with a unit dropdown set to "bbl/d".
- Velocidad Base:** Input field "60" with a unit dropdown set to "hz".

Curvas de Velocidad Variable - Tabla de Comportamiento

- Datos de Diseño:**
 - Velocidad:** Input field "58" with a unit dropdown set to "hz".
 - Etapas:** Dropdown menu set to "139".
 - Factor de Carga:** Input field "0.6620776" with a unit dropdown set to "fracción".
- Opción de Cálculos:**
 - Corrección por Viscosidad
 - Separador de Gas Presente
 - Eficiencia del Separador (%):** Input field "100".

Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

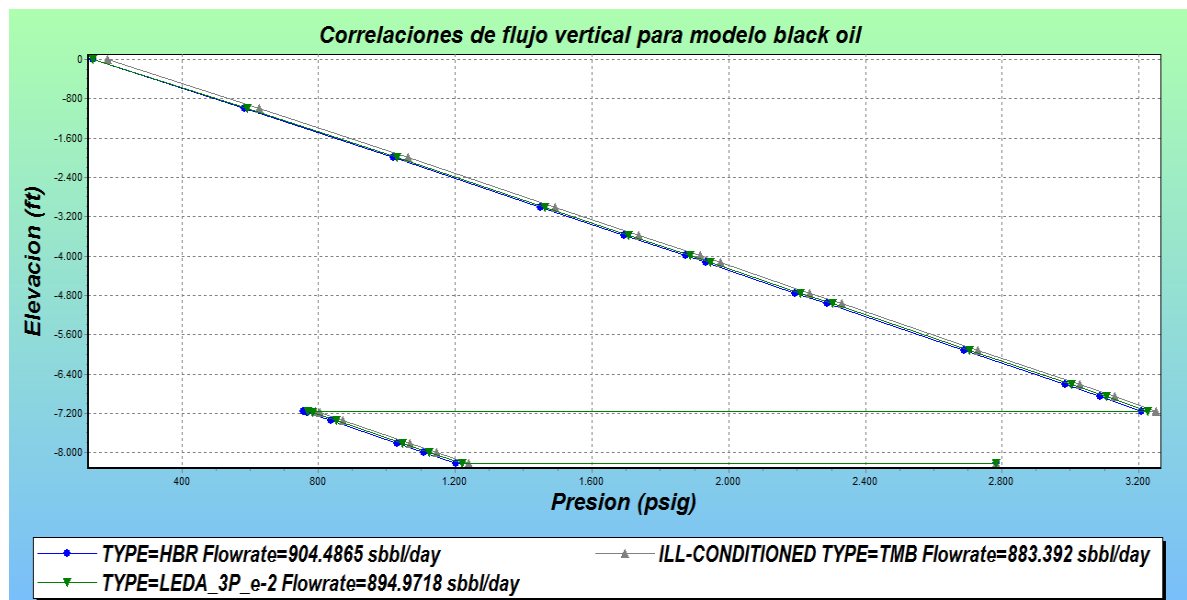
Los resultados del ajuste del factor de carga con el modelo composicional se logra con un valor de 0.66, obteniendo una presión de succión de la bomba igual a

755 [Psig], una presión en cabeza de pozo de 140. [Psig] y el caudal de 920 [STB/DIA] con IP igual a 0.58301 [STB/Dia/Psi].

3.4.2.6 Ajuste de correlaciones de flujo. Para realizar el ajuste de las correlaciones de flujo se trabajó con los datos cargados para los modelos black oil y composicional, se hace una sensibilidad de las diferentes correlaciones que ofrece el programa, el objetivo es observar cuál de estas representa el comportamiento actual del pozo, resaltando la presión de yacimiento, nivel de fluido y presión en cabeza para un caudal estimado.

A continuación se observa el ajuste en el simulador para el modelo black oil.

Figura 21. Perfil de sensibilidad de correlaciones de flujo con el modelo black oil



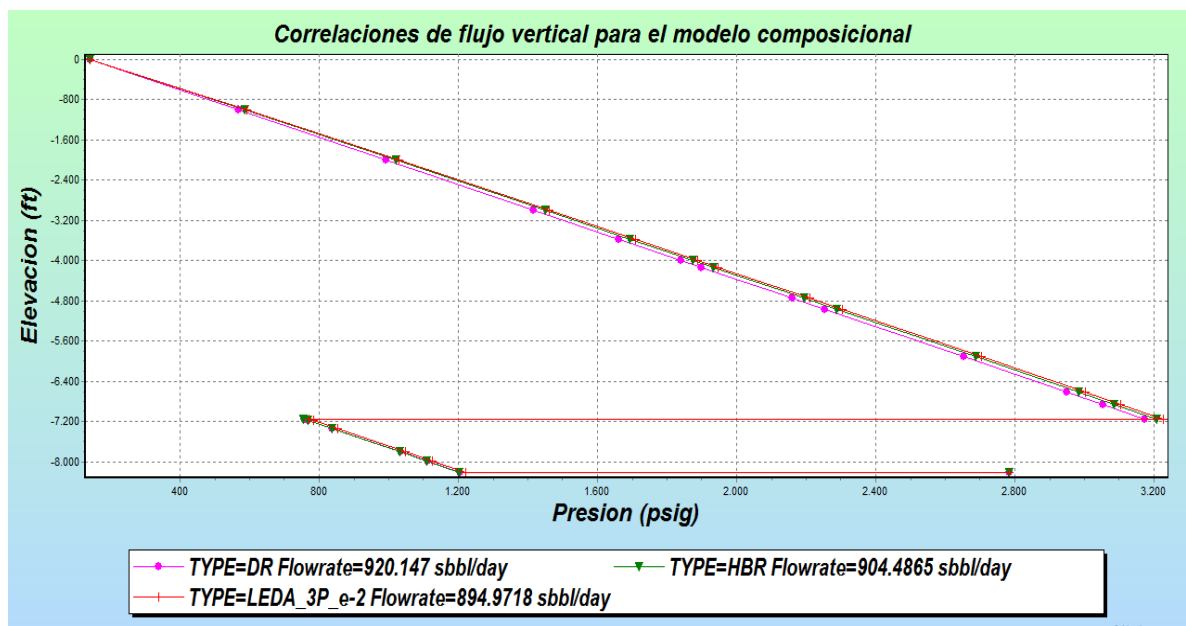
Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Para el pozo UIS 20 con el modelo de petróleo negro la correlación que mejor representa el comportamiento del sistema en el flujo vertical es Hagerdon & Brown fuente BJA.

En la figura anterior se observa los resultados del mejor ajuste con la correlación seleccionada ya que se logra la reproducción de las condiciones actuales de pozo.

Para el modelo composicional se realiza la sensibilidad con las mismas correlaciones que proporciona el software, obteniendo como resultado el siguiente esquema.

Figura 22. Perfil de sensibilidad de correlaciones de flujo con modelo composicional



Fuente: Autores: Modificado de PIPESIM

Para el pozo UIS 20 con el modelo composicional la correlación que mejor ajusta el comportamiento del sistema en el flujo vertical es Duns & Rons de BJA. Ya que presenta condiciones actuales de pozo como el caudal de producción que se observa en la figura 19.

4. ANALISIS Y RESULTADOS

4.1 COMPARACIÓN DE LOS MODELOS BLACK OIL Y COMPOSICIONAL

4.1.1 Análisis nodal

Con el propósito de evaluar el sistema de producción del pozo UIS 20, se analiza los resultados obtenidos por el simulador del comportamiento inflow, siendo el flujo desde el yacimiento hasta el nodo de solución, este comportamiento es también conocido como IPR y el outflow, es el flujo del separador hasta el mismo nodo.

El nodo solución en este caso será el punto en el cual se encuentra instalado el bombeo electro-sumergible encontrando la presión de succión de la bomba (PIP) con respecto al caudal producido.

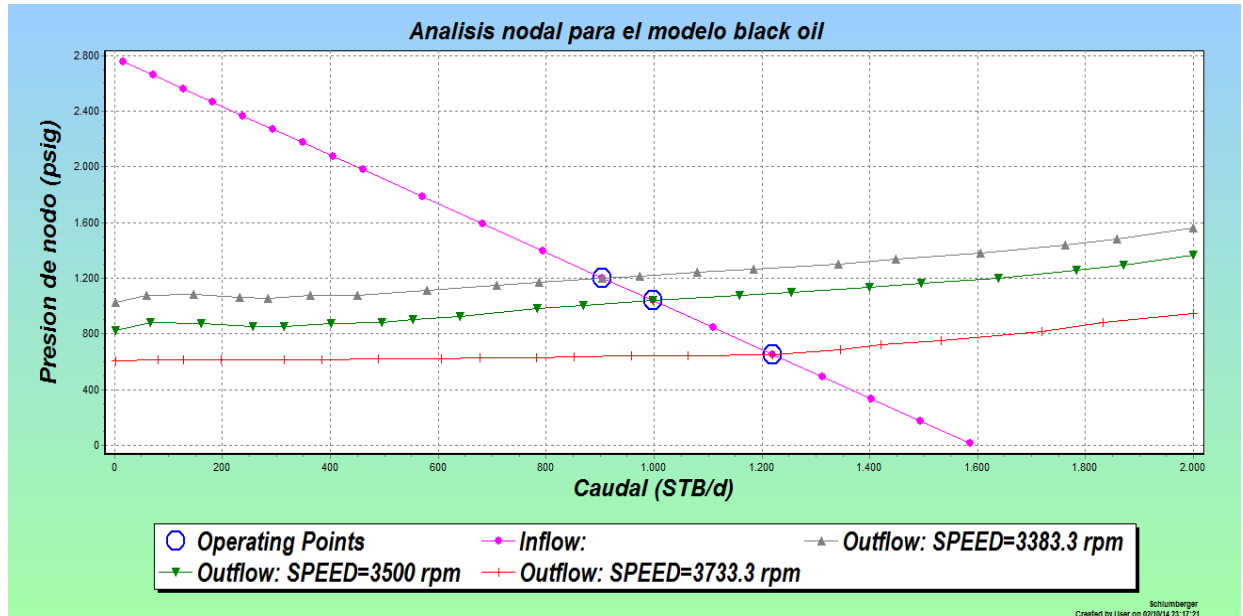
Es importante resaltar la eficiencia que presenta la bomba es muy buena para crudo extrapesado. En este caso la bomba se encuentra sobredimensionada a la alta viscosidad que presenta el fluido, motivo por el cual no está en el rango de operación. Ver anexo D.

A continuación se ilustra el análisis para el modelo black oil

Tabla 23. Sensibilización variable frecuencia para modelo black oil

FRECUENCIA [HZ]	PIP [PSIG]	POP [PSIG]	Q [BBL/DIA]
58	755	3208	904
60	588	3202	999
64	201	3191	1220

Figura 23. Inflow-Outflow para modelo Black Oil



Fuente: Autores, Modificado de PIPESIM

La intersección de las curvas, indica la capacidad de flujo y presión de nodo del pozo en estudio. En este caso se desarrolla una sensibilización entre la potencia requerida y el caudal producido, con el objetivo de observar si existe una mejor frecuencia de operación que con lleve a un mayor caudal.

El pozo actualmente opera a una frecuencia de 58 [Hz], partiendo de este dato y variando su valor es posible obtener los resultados que se observan en la tabla 14 y en la figura 20 el comportamiento del caudal registra un aumento con respecto a la variación creciente de la frecuencia de la bomba.

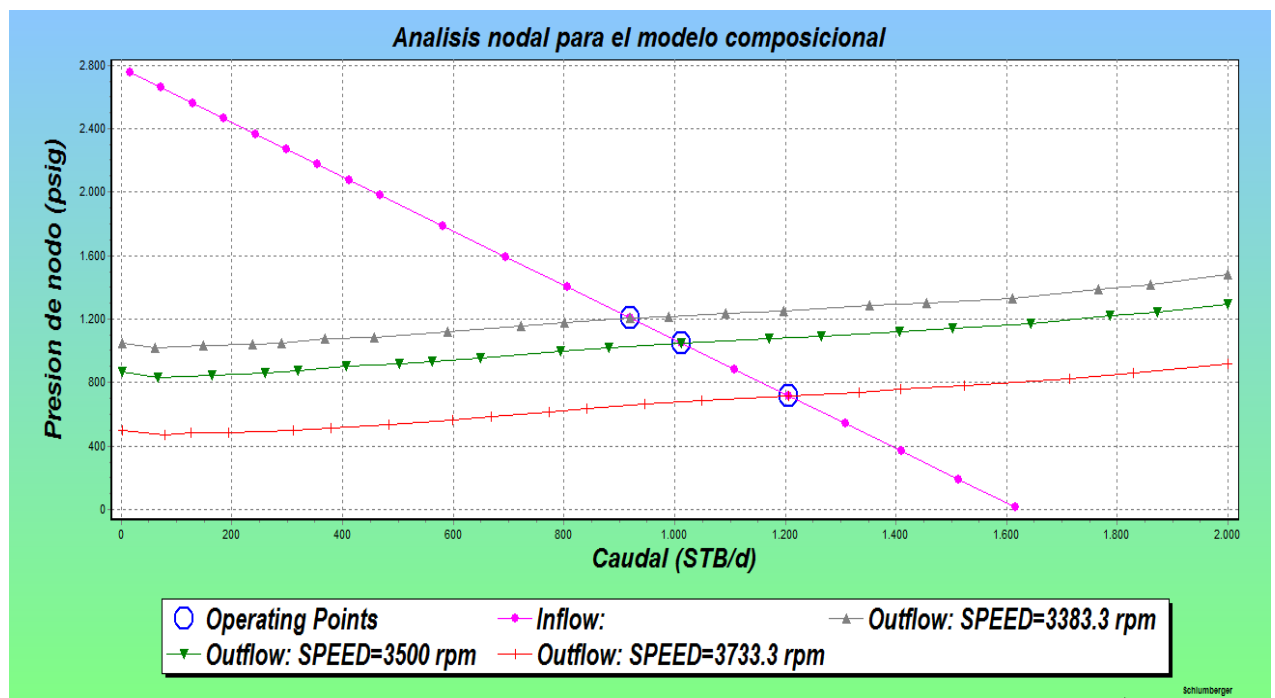
Es importante analizar que la presión de succión de la bomba al aumentar la frecuencia a 60 hz no cumple con el factor de seguridad mínimo debido a que dicha presión está por debajo del punto de burbuja por lo que se puede pensar en problemas de cavitación.

Luego se procede a realizar el análisis para el modelo composicional de igual manera que el anterior y se obtiene como resultado el siguiente esquema.

Tabla 24. Sensibilización variable frecuencia para modelo composicional

FRECUENCIA [HZ]	PIP [PSIG]	POP [PSIG]	Q [BBL/DIA]
58	755	3174	920
60	597	3173	1012
64	265	3171	1206

Figura 24. Inflow-Outflow para modelo Composicional

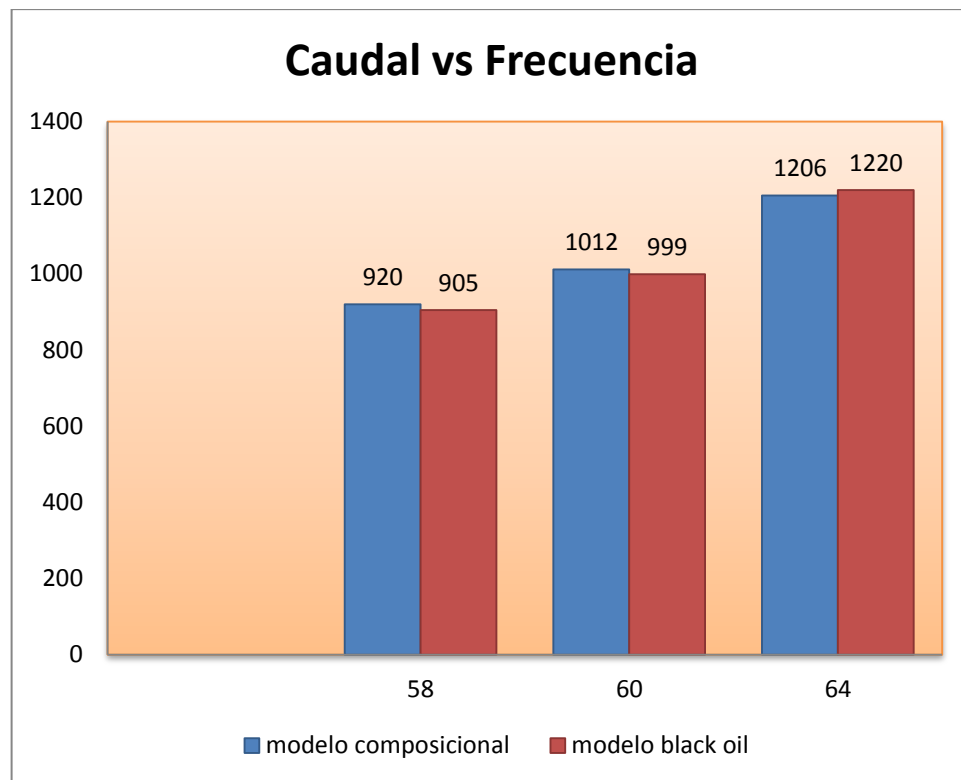


Fuente: Autores, Modificado de PIPESIM

Para este modelo el pozo se encuentra operando con una frecuencia de 58 [Hz], parámetro con el cual se obtienen las condiciones actuales de pozo. Partiendo de este valor el análisis nodal representado en la figura 21 se logra sensibilizando la frecuencia de la bomba y en la tabla 20 se observan los resultados obtenidos de dicha sensibilización.

Además es posible creer que existe un equilibrio entre el aumento de la producción y su respectivo consumo para observar esta tendencia se realiza la siguiente gráfica con los datos reportados por los dos modelos.

Figura 25. Comportamiento del caudal vs Energía comparando los dos modelos



Al comparar las características de los resultados de los modelos se observa que el análisis nodal para el modelo black oil ofrece una mayor capacidad de flujo lo que lo hace más atractivo, ya que en función de una tasa óptima de producción gira el factor económico en la manera de que tan rentable puede seguir siendo el desarrollo del pozo.

Sin embargo, al analizar la presión de succión de la bomba se observa que el modelo black oil no cumple con un factor mínimo de seguridad al aumentar la frecuencia, a diferencia del modelo composicional. Esto se debe que la presión en el punto de burbuja que presenta este es más alta con respecto al composicional.

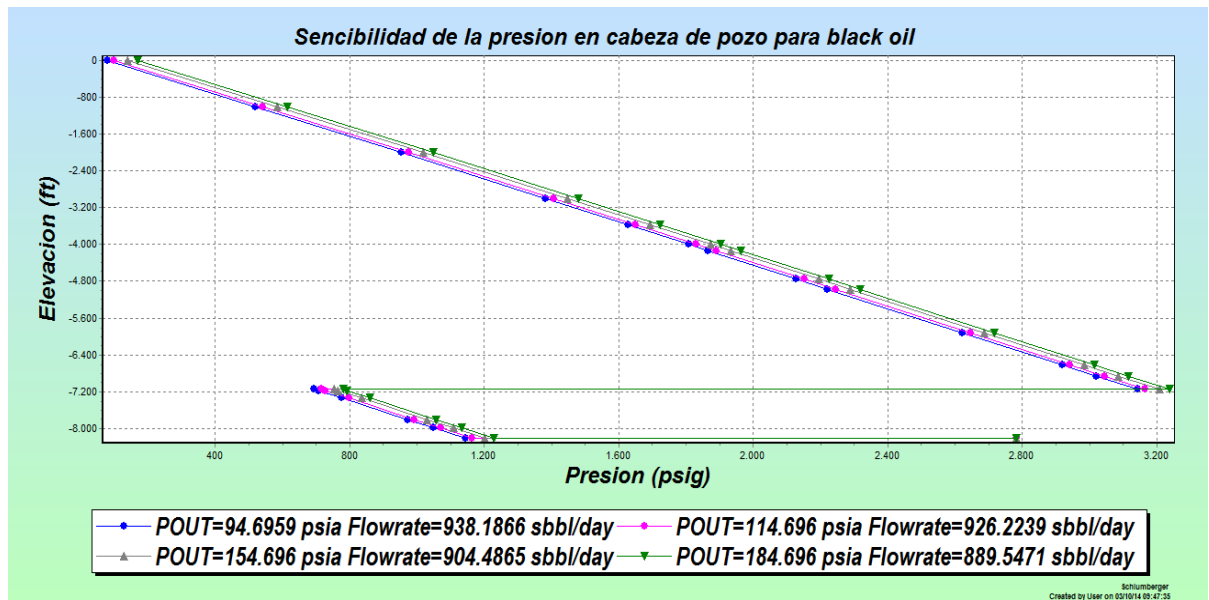
También se debe tener en cuenta la geología de la formación ya que si presenta una estratigrafía poco consolidada no es recomendable el aumento de la frecuencia pues podría traer problemas al funcionamiento de la bomba como sobrecarga por depósitos de la misma. En este caso los corazones disponibles de la unidad estudiada muestran una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino o grueso, moderadamente seleccionados, localmente conglomeraticas a la base de secuencias granos decrecientes e intercalados con delgadas capas de shale.

Por lo anteriormente dicho, se podría pensar que la estratigrafía es consolidada por lo cual no se presentaría inconvenientes al aumentar la frecuencia.

4.1.2 Caudal de producción [STB/DÍA]

Teniendo el IP calculado, con el método de Vogel se procede a evaluar la tasa de producción a condiciones actuales del pozo para cada modelo. Se hace la sensibilidad con la presión en cabeza de pozo P_{wh} para observar el comportamiento del mismo. A continuación se presentan los perfiles encontrados para el modelo black oil y composicional.

Figura 26. Sensibilidad de la presión en cabeza de pozo para el modelo black oil.



Fuente: Autores, Modificado de PIPESIM

Es necesario recordar que la presión en el cabezal refleja la presión de fondo como algunos aspectos mecánicos de las tuberías de producción; la presión de flujo en el cabezal para un pozo fluyendo representa las pérdidas de presión desde el fondo del pozo hasta el cabezal. Por lo tanto, al realizar un análisis de la figura 23 se observa que al disminuir la presión de cabeza actual de 140 psig a 80 psig presión de cabeza simulada se logra un aumento de caudal, este comportamiento se debe a una disminución de las pérdidas de presión a lo largo de la tubería de producción, lo que genera una mayor producción.

Para calcular el incremento de la producción de petróleo es importante tener presente la producción de fluido del pozo a condiciones de operación y la presión de cabeza. Posteriormente para el cálculo de los barriles adicionales de fluido que producirá el pozo, se aplica la siguiente fórmula:

$$BOPD = BFPD - \frac{BFPD * BSW}{100}$$

Ecuación 53

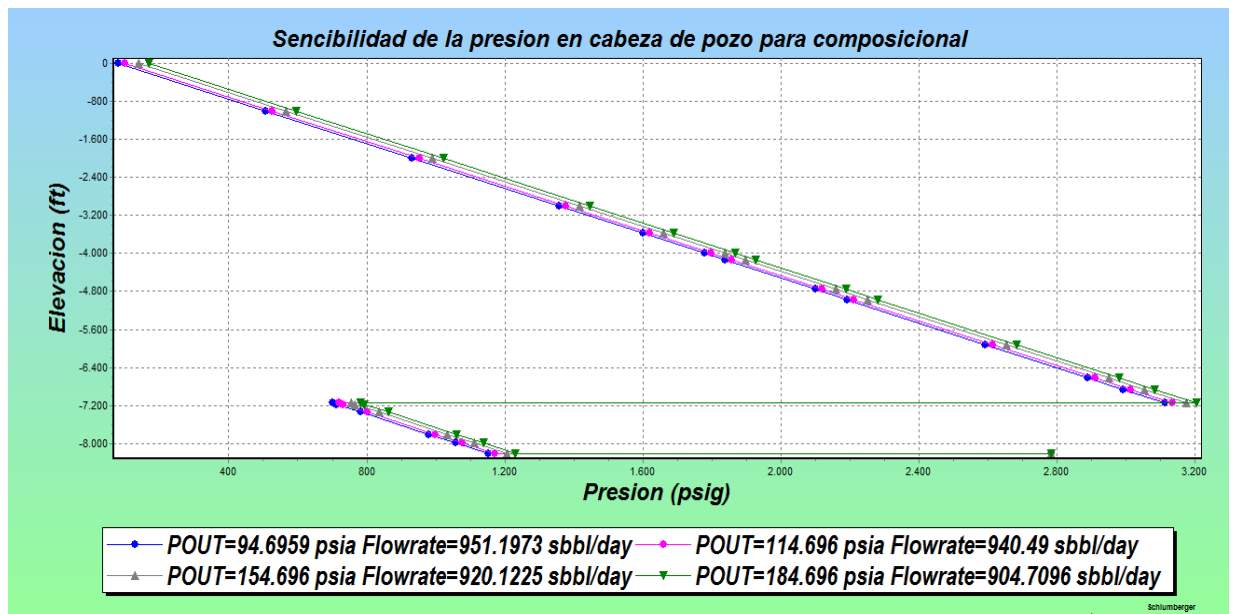
En la siguiente tabla se puede observar tabuladamente el resultado del incremento en la producción de petróleo para el modelo Black oil.

Tabla 25. Tabulación resultado de sensibilidad en presión de cabeza para el modelo Black oil.

Black oil		
Caudal de Fluido @140 psig	BFPD	904.5
Caudal de Fluido @100 psig	BFPD	926.2
Caudal de Fluido @80 psig	BFPD	938.17
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	33.67
BSW	%	9.27
Caudal de Petroleo Incrementado	BFPD	30.54

A continuación se presenta el esquema de los resultados de la sensibilización para el modelo composicional.

Figura 27. Sensibilidad de la presión en cabeza de pozo para el modelo composicional



Fuente: Autores, Modificado de PIPESIM

Para este modelo el comportamiento de la producción con respecto a la presión de cabeza es igual, se observa que al incrementar la presión de cabeza se ve reflejado la disminución del caudal de producción, por lo que se podría pensar que se presenta un aumento en las pérdidas de presión a lo largo de la tubería de producción.

En la siguiente tabla se puede observar tabuladamente el resultado del incremento en la producción de petróleo para el modelo Composicional.

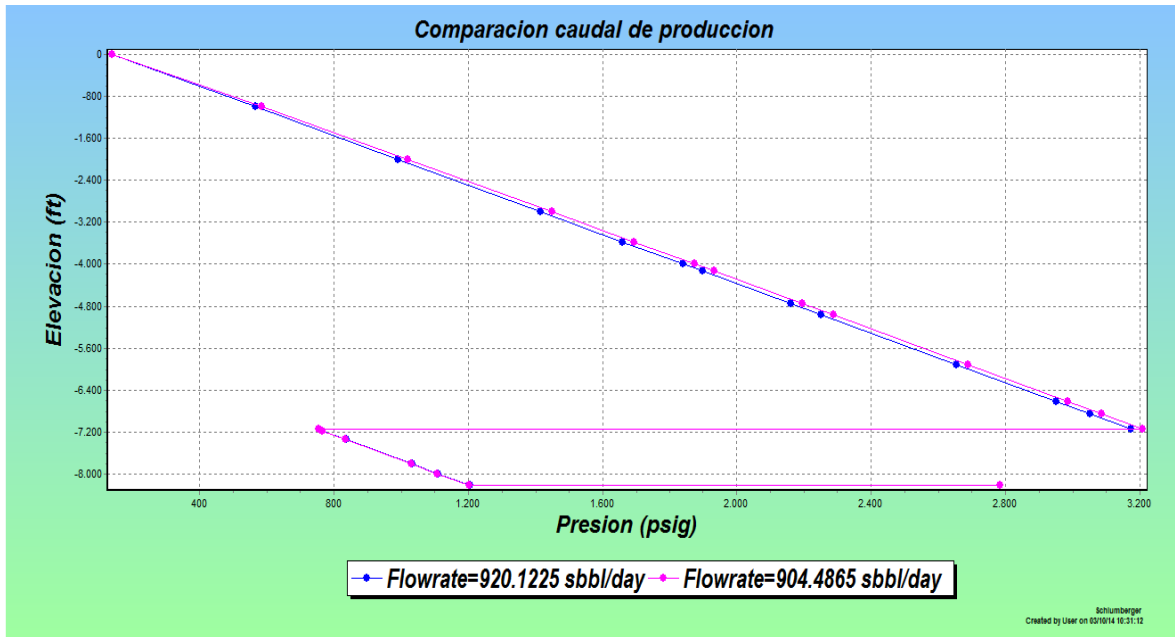
Tabla 26. Tabulación resultado de sensibilidad en presión en cabeza para el modelo Composicional

Composicional		
Caudal de Fluido @140 psig	BFPD	920.1
Caudal de Fluido @100 psig	BFPD	940.5
Caudal de Fluido @80 psig	BFPD	951.2
Caudal de Fluido incrementado	BFPD	31.1
BSW	%	9.27
Caudal de Petróleo Incrementado	BFPD	28.21

Al comparar la producción de los dos modelos con la presión simulada se observa que el modelo black oil registra un incremento de caudal mayor, por lo que se puede pensar que es más atractivo para la optimización.

Ahora se realiza una comparación de los dos modelos con respecto al comportamiento de la producción del pozo.

Figura 28. Comparación caudal de producción



Fuente: Autores, Modificado de PIPESIM

Cuando se realiza el ajuste en el sistema de levantamiento artificial el caudal para el modelo black oil es igual 904.5 [STB/día] en cabeza de pozo. En modelo composicional se obtiene una tasa de flujo equivalente a 920.1 [STB/día]. Con los datos arrojados por el simulador se establece que el modelo composicional presenta un comportamiento más cercano a las condiciones actuales del pozo UIS 20, pues se logra el ajuste de la tasa de flujo equivalente a 920.1 [STB/día], teniendo como caudal actual 952.61 [STB/día].

Se podría pensar que los datos obtenidos se presentan debido a que en el ajuste de índice de productividad el modelo composicional tiene un porcentaje de error menor con respecto al otro modelo, logrando un valor más representativo con respecto al IP real.

En la figura 20, se puede apreciar que la tendencia de la línea azul correspondiente al modelo composicional presenta una menor presión de descarga lo

que hace que el modelo black oil sea mas viable debido a que se podria lograr una tasa mas alta de produccion.

4.1.3 Ventajas

MODELO BLACK OÍL	MODELO COMPOSICIONAL
Presenta menores pérdidas de calor.	Refleja un buen ajuste para las condiciones actuales de pozo.
Requiere de menos tiempo para su simulación.	Muestra mayor exactitud para los crudos volátiles.
Presenta una mayor presión de descarga lo cual genera un gradiente de presión siendo favorable para alcanzar una mayor producción.	Presenta mayor ajuste de índice de productividad.

5. CONCLUSIONES

- La información obtenida acerca del análisis nodal, data de yacimiento, de producción y propiedades de los fluidos fue útil para desarrollar el procedimiento y ejecutar el debido proceso en el modelo composicional y el modelo black oil.
- Al analizar los datos arrojados por el software especializado se obtuvo que el modelo black oil representa mayor capacidad de flujo con respecto al modelo composicional, sin embargo este refleja mejor comportamiento en cuanto a la tasa de flujo real.
- El modelo composicional presentó mayor ajuste del índice de productividad con un porcentaje de error igual a 1.92%, siendo este el más representativo de las condiciones actuales de pozo con respecto al otro modelo
- Se analizó que el modelo composicional es característico para crudos extra pesados, aunque requiera de mayor tiempo para la carga de datos al software e inconvenientes para adquirir los mismos.
- El incremento del caudal de aceite que se logra con la sensibilidad en cabeza de pozo es mayor con el modelo black oil. La optimización de este pozo se puede lograr con la disminución de la viscosidad del crudo generando menores pérdidas de presión, por consiguiente menor requerimiento de presión en cabeza de pozo.

6. RECOMENDACIONES

- Continuar esta investigación con un análisis financiero, para observar la viabilidad del modelo black oíl y el modelo composicional.
- Implementar la dilución en fondo como proceso de optimización para el aumento de la producción y reducción de la viscosidad del fluido.
- Realizar un estudio más detallado del sistema del levantamiento artificial, realizando sensibilidades entre estos con el fin de dar un mejor aprovechamiento de la energía del sistema.

7. REFERENCIAS

[1] GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga. 2011. Maestría en ingeniería con énfasis en hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Ingenierías físico-químicas. Ingeniería de petróleos.

[2] GUARIN ARENAS, Ibíd., p 12

[3] (ANAYA,B. VIVAS,G. Software para análisis nodal en el sistema de levantamiento artificial hidraulico tipo piston, Universidad Industrial de Santander,Bucaranga, 2001.)

[4] (PORRAS, M. ZAPA,M. Evaluación de los Métodos empleados en Software Comerciales Para Optimizar la Producción de Crudo por Análisis Nodal. Universidad Industrial de Santander,Bucaramanga, 2014)

[5] (GARCIA NELLY. Aplicación de la Técnica de Análisi Nodal en el Sistema de Producción del campo Bonanza para Determinar Oportunidades de Optimización. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga ,2013.)

[6] (GARCIA NELLY. Aplicación de la Técnica de Análisi Nodal en el Sistema de Producción del campo Bonanza para Determinar Oportunidades de Optimización. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga ,2013.)

[7] ORTIZ, A. JIMENEZ, H. Optimización de la producción de un clúster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, Universidad Industrial de Santander, Facultad de ciencias fisicoquímicas, Ingeniería de petróleos, 2011.

[8] (ANAYA,B. VIVAS,G. Software para análisis nodal en el sistema de levantamiento artificial hidraulico tipo piston, Universidad Industrial de Santander,Bucaranga, 2001.)

[9] (GARCIA NELLY. Aplicación de la Técnica de Análisi Nodal en el Sistema de Producción del campo Bonanza para Determinar Oportunidades de Optimización. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga ,2013.)

[10] STOISITS,R. (1982) “Dynamic Production System Nodal Analysis”

[11] MAGGIOLO MSC. Ricardo. ESP oil international training group: Optimization de la producción mediante análisis nodal. En: Workshop International (5: 7-11, Julio: Lima, Peru), 2008. P. 26 37

[12] Vogel (1968)

[13] (ANAYA,B. VIVAS,G. Software para análisis nodal en el sistema de levantamiento artificial hidraulico tipo piston, Universidad Industrial de Santander,Bucaranga, 2001.)

[14] (Vogel 1968)

[15] Fetkovich (1973)

[16] (Fetkovich 1973)

[17] Darcy fue un hidráulico Frances (1803-1858)

[18] Flujo Darcy: flujo homogéneo y laminar que se desplaza radialmente en un medio poroso.

[19] ORTIZ, J; JIMENEZ, E. (2011). Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander.

[20] ANAYA, D; VIVAS, J. (2001). Software para análisis nodal en el sistema de levantamiento artificial hidráulico tipo pistón. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santand

[21] RUIZ, M.(2004). Comparación de los modelos Composicional y petróleo negro en Petróleos Volátiles, para flujos multifásico en tuberías empleando el Simulador PIPESIM 2000.Maracaibo Venezuela .Universidad Del Zulia.

[22] (Calor Banzer, Correlaciones PVT, 1996.)

[23](RICO,E, LUIS. Análisis de los efectos geomecánicos generados en yacimientos de hidrocarburos por cambios de temperatura. Universidad Industrial de Santander, 2013)

[24] (OilProduction.net Conceptos de well performance, 2008.)

[25] (OilProduction.net Conceptos dewell performance, 2008.)

[26] (B,C.Craft, M,F,Hawkins,JR. Ingenieria aplicada de yacimientos petroliferos,1997, 1997)

[27] (OilProduction.net Conceptos de well performance, 2008.)

[28] (RUIZ, M.(2004). Comparación de los modelos Composicional y petróleo negro en Petróleos Volátiles, para flujos multifásico en tuberías empleando el Simulador PIPESIM 2000.Maracaibo Venezuela .Universidad Del Zulia.)

[29] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[30] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[31] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[32] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[33] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[34] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[35] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[36] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[37] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[38] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[39] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[40] (RUIZ, M.(2004). Comparación de los modelos Composicional y petróleo negro en Petróleos Volátiles, para flujos multifásico en tuberías empleando el Simulador PIPESIM 2000.Maracaibo Venezuela .Universidad Del Zulia.)

[41] (RUIZ, M.(2004). Comparación de los modelos Composicional y petróleo negro en Petróleos Volátiles, para flujos multifásico en tuberías empleando el Simulador PIPESIM 2000.Maracaibo Venezuela .Universidad Del Zulia.)

[42] (PIPESIM,User guide, Fluid y Multiphase Modeling 2000.)

[43] Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifasico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

[44] Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanistico para flujo multifasico en pozos de inyección de vapor. 2011

[45] PIPESIM (2011) Schlumberger user's guide.

[46] Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifasico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

[47] Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanistico para flujo multifasico en pozos de inyección de vapor. 2011

[48] Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanistico para flujo multifasico en pozos de inyección de vapor. 2011

[49] PIPESIM (2011) Schlumberger user's guide.

[50] Sandra Viviana Bedoya Ríos, Diana Carolina Fontecha Calderón, Desarrollo de una herramienta computacional con correlaciones de flujo multifasico aplicando el factor de ajuste para la viscosidad de crudos pesados. 2010.

[51] Adriana Romero Cueto. Análisis de flujo vertical multifasico para el modelo de simulación de cusiana. 2007.

[52] Gustavo Adolfo Rojas Sosa, John Fredy Chacón Sierra. Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecanístico para flujo multifasico en pozos de inyección de vapor. 2011

[53] PIPESIM Suite, User Guide (2011)

BIBLIOGRAFÍA

ANAYA, J. Software para análisis nodal en el sistema de levantamiento artificial hidráulico tipo pistón.

DIAZ, J. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2009.

H.DALE BEGGS. Production optimization using nodal analysis.

Holaman, J. Transferencia de Calor. Octava Edición. McGraw-Hill/interamericano de España, S.A.U, 2009.

MAGGIOLO Msc. R. ESP oil internacional training group: Optimización de la producción mediante análisis nodal. En Workshop international (5: 7-11, julio: Lima, Peru), 2008.

Mc CAIN A. The properties of petroleum fluids

PEÑAFIEL, J. Optimización del Bombeo Electro sumergible en la Producción de Petróleo en el Área Shushufindi. Quito, Ecuador. Tesis de Ingeniería en Geología y Petróleos. Escuela Politécnica Nacional, 2008.

PIPESIM. User's Guide. Schlumberger, 2009.

RUIZ, P.M. Comparación de los modelos composicional y petróleo negro en petróleos volátiles, para flujo multifario en tuberías empleando el simulador PIPESIM 2000. 2004

VASQUEZ, M. AND BEGGS, H.D... Correlations for fluid physical property prediction.

W. R. Shu. A Viscosity Correlation for Mixtures of Heavy Oil, Bitumen, and Petroleum. SPE. 1983.

ANEXOS

ANEXO A: PVT

Datos volumétricos

Presión original del yacimiento 2783Psig

Temperatura 184 °F

Presión de burbuja Pb @184F 568psia

Expansión térmica @ 6000 psia $1,0419 \frac{\text{Vol,@185}^\circ\text{F}}{\text{Vol,@74}^\circ\text{F}}$

Compresibilidad del fluido @ Ty 4,1700E-06
(Desde Pb Psi a Pyac)

Temperatura 300 °F

Presión de burbuja Pb @300F 725psia

Expansión térmica @ 6000 psia $1,0798 \frac{\text{Vol,@185}^\circ\text{F}}{\text{Vol,@74}^\circ\text{F}}$

Compresibilidad del fluido @ Ty 6,3400E-06
(Desde Pb Psi a Pyac)

Datos de la prueba de liberación Diferencial

Relación Gas – Aceite en solución (Rsdb) 85 PCN/BF

Factor Volumétrico del Aceite (Bodb) 1,0790BY/BF

Densidad del Aceite a Pb, Tyac 0,9672 g/cm3

Densidad del fluido del yacimiento @ 3500 y 185°F 0.9984 g/cc

GENERALIDADES CRUDO SAN ALBERTO POZO UIS 20

PROPIEDADES	VALOR
Gravedad API	7.5
Viscosidad a 86 °F	5.71e+005
Punto de burbuja @ 180 °F	620 Psig
Corte de Agua	3.58%
Gravedad especifica del gas	0.97
GOR	27.109 SCF/STB
Temperatura de yacimiento	180°F

ANEXO B: COMPOSICIÓN DEL CRUDO SAN ALBERTO POZO UIS 20
CONTINUACIÓN ANEXO B: COMPOSICIÓN DEL CRUDO SAN ALBERTO
POZO UIS 20

	COMPONENT	MOLE %	WEIGHT %
H2	Hydrogen	0.00	0.00
H2S	Hydrogen Sulphide	0.00	0.00
CO2	Carbon Dioxide	6.26	0.68
N2	Nitrogen	0.99	0.07
C1	Methane	11.68	0.46
C2	Ethane	1.05	0.08
C3	Propane	1.04	0.11
iC4	i-Butane	0.57	0.08
nC4	n-Butane	1.06	0.15
C5	Neo-Pentane	0.10	0.02
iC5	i-Pentane	0.69	0.12
nC5	n-Pentane	0.68	0.12
C6	Hexanes	0.39	0.08
	Methyl-Cyclopentane	0.17	0.03
	Benzene	0.04	0.01
	Cyclohexane	0.21	0.04
C7	Heptanes	0.58	0.14
	Methyl-Cyclohexane	0.26	0.06
	Toluene	0.10	0.02
C8	Octanes	0.71	0.20
	Ethyl Benzene	0.06	0.02
	M/P-Xylene	0.08	0.02
	O-Xylene	0.10	0.03
C9	Nonanes	0.57	0.18
	Trimethyl Benzene	0.11	0.03
C10	Decanes	1.17	0.41

CONTINUACIÓN ANEXO B: COMPOSICIÓN DEL CRUDO SAN ALBERTO
POZO UIS 20

	COMPONENT	MOLE %	WEIGHT %
C11	Undecanes	1.51	0.55
C12	Dodecanes	1.10	0.44
C13	Tridecanes	2.09	0.91
C14	Tetradecanes	2.38	1.12
C15	Pentadecanes	1.86	0.95
C16	Hexadecanes	3.24	1.79
C17	heptadecanes	2.77	1.63
C18	Octadecanes	2.62	1.63
C19	Nonadecanes	2.79	1.82
C20	Eicosanes	2.42	1.65
C21	Heneicosanes	2.20	1.59
C22	Docosanes	2.20	1.66
C23	Tricosanes	2.29	1.80
C24	Tetracosanes	1.67	1.37
C25	Pentacosanes	1.75	1.50
C26	Hexacosanes	1.56	1.39
C27	Heptacosanes	1.44	1.33
C28	Octacosanes	1.61	1.55
C29	Nonacosanes	1.52	1.52
C30	Triacotanes	1.46	1.51
C31	Hentriacotanes	1.24	1.33
C32	Dotriacotanes	1.35	1.48
C33	Tritriacotanes	1.12	1.27

**CONTINUACIÓN ANEXO B: COMPOSICIÓN DEL CRUDO SAN ALBERTO
POZO UIS 20**

	COMPONENT	MOLE %	WEIGHT %
C34	tetratriacontanes	1.14	1.34
C35	Pentatriacontanes	1.08	1.31
C36+	Hexatriacontanes +	24.92	62.40
	Totals:	100.00	100.00
	Note 0.00 means less than 0.005		

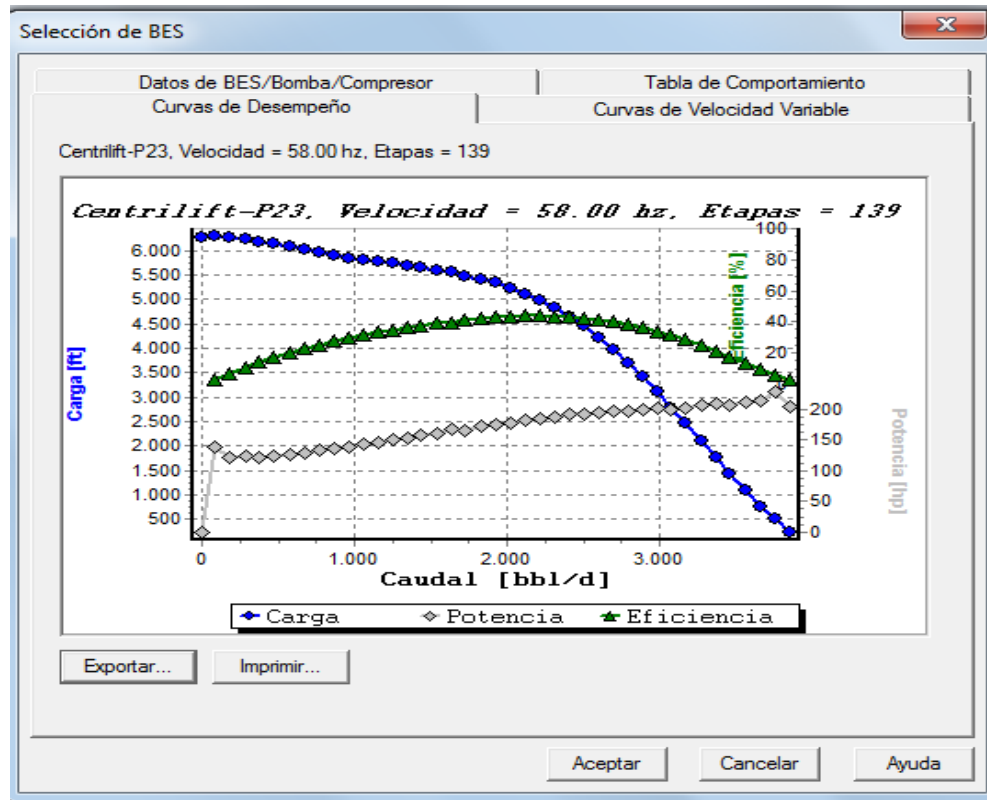
ANEXO C: ESTADO MECANICO DEL POZO UIS 20

ESTADO MECANICO DE POZO UIS 20	LINER			
	PMP [ft]	LINER OD [in]	PESO [Lb]	ID [in]
	8439,00	7	29	6,184
	CASING			
	PROF [ft]	CASING OD [in]	PESO [Lb]	ID [in]
	8005,00	9 5/8"	47	8,681
	INTAKE			
	INTAKE [ft]	TUBING OD [in]	PESO [Lb]	ID [in]
	7306,00	5 1/2"	17	4,95

DESVIACION DE POZO UIS 20	
Ultimo survey @	9305 MD 9054.07 TVD
Inclinación = 9.35 °	Azimuth= 61,26 °

ANEXO D: BOMBAS

Curvas de desempeño



Curvas de velocidad variable

