

**DETERMINACIÓN DE UN MODELO DE RELACIÓN DE INFLUJO DE
PRODUCCIÓN (IPR) PARA CRUDOS EXTRA PESADOS CON MOVILIDAD.
CASO FORMACIÓN SAN FERNANDO**

FLAMINIO GUARIN ARENAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FALCULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA CON ÉNFASIS EN HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

**DETERMINACIÓN DE UN MODELO DE RELACIÓN DE INFLUJO DE
PRODUCCIÓN (IPR) PARA CRUDOS EXTRA PESADOS CON MOVILIDAD.
CASO FORMACIÓN SAN FERNANDO**

FLAMINIO GUARIN ARENAS

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Magíster
en Ingeniería con énfasis en Hidrocarburos**

Director

M.Sc. NICOLAS SANTOS SANTOS

Co Director

M.Sc. JAVIER DURAN SERRANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FALCULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA CON ÉNFASIS EN HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
1. MARCO TEORICO	21
1.1 PROPIEDADES DE CRUDOS EXTRAPESADOS	21
1.1.1 Crudo Espumoso	22
1.1.2 Propiedades reológicas de mezclas de crudo y agua	25
1.2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE DESEMPEÑO DE PRODUCCION DE LOS POZOS	29
1.2.1 Modelo de flujo en el yacimiento	30
1.2.2 Curva de desempeño de influjo del pozo IPR	33
1.2.3 Curva de desempeño del pozo (IPR) para Flujo Bifásico	34
1.3 MODELOS DE FLUJO PARA DETERMINACIÓN DEL IPR.	36
1.3.1 Modelos Analíticos de determinación de IPR	37
1.3.2 Modelos Semi analíticos de determinación de IPR	39
1.4 MODELOS DE ANÁLISIS ESTADISTICO DE DATOS.	43
1.4.1 Estimación Puntual	43
1.4.1.1 Método de Mínimos cuadrados	44
1.4.2 Estadística paramétrica	48
1.4.2.1 Regresión lineal.	48
1.4.2.2 Tipos de modelos de regresión lineal.	50
1.4.2.3 Regresión no lineal.	51
1.4.3 Estadística no Paramétrica	53
1.4.3.1 Método no paramétrico ACE.	54

2. GENERALIDADES DE LA FORMACION SAN FERNANDO (T2) CAMPO CHICHIMENE	58
2.1 GENERALIDADES DE CAMPO.	58
2.2 PROPIEDADES PETROFISICAS DE LA FORMACION T2	60
2.2.1 Porosidad	62
2.2.2 Tipos de Roca	62
2.2.3 Curvas de Permeabilidad Relativa	64
2.3 PROPIEDADES DE FLUIDOS	65
2.4 INFORMACION DE POZOS.	68
2.4.1 Información de presión estática y dinámica formación T2.	68
2.4.2 Estado mecánico de pozos productores	69
3. ANALISIS DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS FORMACION T2	71
3.1 MODELO DE FLUIDO PARA CRUDOS ESPUMOSOS (FOAMY OIL)	72
3.2 AJUSTE DE CORRELACIONES CON ANÁLISIS PVT DE POZOS.	77
4. ANALISIS DE DATOS DE PRODUCCION.	84
4.1 ANALISIS DE PRUEBA MULTITASA EN POZO CH16.	84
4.2 AJUSTE DE DATOS DE PRODUCCION A MODELO DE FLUJO IPR	87
5. EVALUACION DE MODELOS DE CÁLCULO DEL IPR FORMACION T2	98
5.1 AJUSTE DE MODELO PARAMETRICO PARA FACTOR V	99
5.1.1 Modelos Paramétricos	99
5.1.2 Modelo No Paramétrico	106
6. EVALUACION Y VALIDACION DE LOS MODELOS	111
6.1 EVALUACION DE MODELO IPR EN SOFTWARE DE ANALISIS NODAL.	119
6.1.1 Construcción de modelo de simulación CH16	120
6.2 RANGOS DE APLICACIÓN Y METODOLOGIA DE USO DEL MODELO	127

7. CONCLUSIONES	131
8. RECOMENDACIONES	133
BIBLIOGRAFIA	134
ANEXOS	135

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Reservas Mundiales de crudo	16
Figura 2. Países con Reservas de crudos pesados	17
Figura 3. Pronósticos de Producción de crudos pesados del país (2015-2020)	17
Figura 4. Clasificación de los crudos pesados	22
Figura 5. Crecimiento de partículas de gas dispersos en crudos pesados	23
Figura 6. Punto de Inversión de Viscosidad para Crudos Pesados	26
Figura 7. Punto de inversión de viscosidad para crudos intermedios	27
Figura 8. Punto de inversión de viscosidad para crudos pesados	27
Figura 9. Punto de inversión en función de la viscosidad del crudo	28
Figura 10. Comparación de modelos de cálculo de viscosidad de emulsiones	29
Figura 11. Modelo de un Sistema de Producción de un pozo petrolero	30
Figura 12. Modelo de flujo simplificado de la ley de Darcy	31
Figura 13. Grafica de influjo IPR simplificado para modelo de Darcy	34
Figura 14. Comparación de modelo IPR para flujo bifásico y monofásico	35
Figura 15. Modelos para determinación de IPR en pozos	37
Figura 16. Posibles rectas para ajuste de conjunto de datos experimentales.	46
Figura 17. Recta óptima obtenida con el Método de Mínimos Cuadrados.	47
Figura 18. Modelo de regresión lineal simple.	49
Figura 19. Dispersión de datos observados en plano cartesiano.	56
Figura 20. Transformaciones Óptimas obtenidas con la metodología ACE	57
Figura 21. Plan de perforación de pozos formación T2 Campo Chichimene	60
Figura 22. Pozos Corazonados en el campo Chichimene.	61
Figura 23. Tipos de roca Formación San Fernando (T2)	63
Figura 24. Variación Textural Pozo CH22	64

Figura 25. Curva de Permeabilidad relativa Pozo CH22	65
Figura 26. Estado Mecánico de Pozo Típico Formación T2	70
Figura 27. Ajuste de Assay Crudo San Fernando en Software Hysys	74
Figura 28. Comportamiento de fases de crudo Chichimene recombinado (CR)	74
Figura 29. Comparación comportamiento de viscosidad modelo Foamy.	75
Figura 30. Solubilidad del Gas estimada con método Espumoso	76
Figura 31. Comportamiento de viscosidad para crudo San Fernando	77
Figura 32. Comportamiento del Rs en PVT de crudo San Fernando.	78
Figura 33. Factor Volumétrico de formación (β_0) Crudo San Fernando	79
Figura 34. Comportamiento de la densidad del crudo San Fernando	79
Figura 35. Comparación Cálculo de presión de burbuja.	80
Figura 36. Comparación Solubilidad de gas Crudo San Fernando	81
Figura 37. Comparación Factor Volumétrico de formación crudo San Fernando	81
Figura 38. Comparación de viscosidad para crudo San Fernando	82
Figura 39. Comparación Compresibilidad crudo San Fernando.	82
Figura 40. Análisis de la curva de influjo IPR pozo CH16	87
Figura 41. Pozos con pruebas de producción Formación T2	91
Figura 42. Distribución adimensional del IPR de pozos de Formación T2	92
Figura 43. Factor V óptimo para la Formación T2 Campo Chichimene.	94
Fuente: Autor.	94
Figura 44. Distribución de probabilidad factor V para pozos Formación T2	97
Figura 45. Sensibilidad Factor V con Espesor Neto.	100
Figura 46. Sensibilidad Factor V con propiedades petrofísicas y de fluidos	100
Figura 47. Curvas de regresión y residuales entre variables Modelo #1	102
Figura 48. Curvas de regresión y residuales entre variables Modelo #2	104
Figura 49. Optimización de variables transformadas Método ACE	108
Figura 50. Resultado de Correlación de Factor V método no paramétrico	109
Figura 51. Coeficientes de correlación obtenidos para los diferentes modelos de cálculo de IPR	114
Figura 52. Diagrama de correlación de caudal total con diferentes modelos	115

Figura 53. Diagrama de correlación de caudal total con diferentes modelos propuestos.	116
Figura 54. Modelo de sistema de recolección norte Formación San Fernando.	119
Figura 55. Modelo de pozo tipo. Pozo CH16	121
Figura 56. IPR Calculado con modelo T2 para pozo CH 16	122
Figura 57. Cargue de Modelo IPR pozo CH16 en Software PIPESIM	122
Figura 58. Ajuste Correlación de flujo vertical Crudo T2	124
Figura 59. Análisis Nodal de Pozo CH 16	125
Figura 60. Calculo de Caudal con diferentes modelos IPR	126

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros de modelos de flujo Semi analíticos (tipo Vogel).	43
Tabla 2. Información de pozos corazonados del campo Chichimene.	61
Tabla 3. Análisis PVT Pozo CH 18 (Muestra de Superficie)	66
Tabla 4. Análisis PVT Pozo CH28 (muestra de fondo).	67
Tabla 5. Propiedades Físicas de Crudo San Fernando (T2)	67
Tabla 6. Propiedades de Gas Asociado.	68
Tabla 7. Pozos con prueba de presión de formación (MDT)	69
Tabla 8. Correlaciones utilizadas para ajuste de Parámetros.	71
Tabla 9. Información PLT Pozo CH16.	84
Tabla 10. Bases de cálculo modelo Darcy Pozo CH16	85
Tabla 11. Resultados del cálculo del Skin del pozo CH16	86
Tabla 12. Qmax estimado con los diferentes modelos de flujo	86
Tabla 13. Datos de producción Pozos verticales Chichimene T2	88
Tabla 14. Datos de producción Pozos verticales Chichimene T2 (Cont)	89
Tabla 15. Q máximos Calculados con diferentes modelos.	90
Tabla 16. Datos de producción adimensionales para cálculo de V óptimo	94
Tabla 17. Ajuste de Factor V para pozos productores	96
Tabla 18. Datos de entrada desarrollo modelos paramétricos	101
Tabla 19. Coeficientes estimados para Modelo # 1	103
Tabla 20. Coeficientes estimados para Modelo # 2	103
Tabla 21. Coeficientes estimados Modelo # 3	105
Tabla 22. Archivo de datos cargado a software Grace	107
Tabla 23. Índices de productividad Medidos a Pozos de Formación T2	111
Tabla 24. Índices de productividad Medidos a Pozos de Formación T2 (cont.)	112

Tabla 25. Factores de correlación para los diferentes modelos de IPR evaluados	114
Tabla 26. Comparación IP real con IP Calculados (diferentes modelos)	117
Tabla 27. Comparación IP real con IP Calculados (diferentes modelos) Cont.	118
Tabla 28. Índices de Productividad calculados con modelo T2	123
Tabla 29. Comparación Caudales calculados con diferentes Modelos de IPR.	126

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Correlaciones para Aceites Negros	136
Anexo B. Análisis Estadístico de Datos	140
Anexo C. Modelamiento No Paramétrico	142

RESUMEN

TITULO: DETERMINACIÓN DE UN MODELO DE RELACIÓN DE INFLUJO DE PRODUCCIÓN (IPR) PARA CRUDOS EXTRA PESADOS CON MOVILIDAD. CASO FORMACIÓN SAN FERNANDO*

AUTOR: FLAMINIO GUARIN ARENAS**

PALABRAS CLAVE: Modelos de flujo IPR, PVT de fluidos, Técnicas de análisis multivariable, Datos de producción de Campo.

El campo Chichimene es un campo de crudo extra pesado ubicado en la cuenca llanos de Colombia. Este campo está situado en Castilla La Nueva, en el departamento del Meta en la parte este del país. El campo Chichimene fue descubierto por Chevron en 1969 con la perforación de Chichimene 1, (CH-1), pero comenzó producción hasta en el año 1.985. Desde 2.000 Ecopetrol SA se ha encargado de operaciones de campo. El campo Chichimene produce un crudo mediano (alrededor de 20 API) de las estructuras del Cretácico llamado K1 y K2, en el año 2.001 un crudo extra pesado (rango entre 7-9 API) de una formación del terciario (T2) con nombre San Fernando el cual comenzó la producción con el pozo CH-18. A pesar de la alta densidad que presenta este hidrocarburo, el petróleo crudo T2 es móvil en condiciones de yacimiento debido a un gradiente de temperatura anormalmente elevado. La formación de interés corresponde a un anticlinal alargado de tercer nivel en dirección noroeste, el crudo descubierto en esta estructura es extra pesado producido por biodegradación severa y los procesos de evaporación por fraccionamiento, el modelo de sedimentación está asociado a una roca marina del Cretácico distal. Hoy en día la formación San Fernando produce unos 37.000 barriles al día utilizando bombas eléctricas sumergibles (ESP) como método de levantamiento artificial.

Este trabajo examinó las propiedades del yacimiento (modelo petrofísico, propiedades PVT, aceite, agua, el comportamiento de la producción de fluidos), las propiedades físicas de los fluidos producidos y las propiedades de aceite espumoso, para establecer una expresión matemática adecuada para el modelado del influjo de estos pozos de crudo extra-pesado.

* Proyecto de grado

** Facultad de Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos Maestría en ingeniería con Énfasis en Hidrocarburos. Director Ingeniero Nicolas Santos Santos, Co Director Ingeniero Javier Durán Serrano

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF AN INFLOW PERFORMANCE RESERVOIR MODEL (IPR) FOR EXTRA HEAVY CRUDE OILS WITH MOBILITY. CASE FORMATION SAN FERNANDO

AUTORS: FLAMINIO GUARIN ARENAS**

KEYWORDS: IPR Flow models, Fluids PVT Analysis, Multivariable analysis techniques, Oil field production data.

The Chichimene field is a heavy oil field located in the little deformed sector known as the "foreland basin plains of Colombia. This field is located in Castilla La Nueva in the Meta Department in the east part of the country. Chichimene field was discovered by Chevron in 1969 with the drilling of Chichimene-1 well (CH-1), but it only started production in 1.985. Since 2.000 Ecopetrol S.A has been in charge for field operation.

Chichimene field produces a medium crude oil (approximately 20 API) from cretaceous structures named K1 and K2, In 2.001 an extra heavy crude oil (range between 7 – 9 API) from a terciary (T2) formation named San Fernando started production with the CH-18 Well. Despite of the high density presented, the T2 crude oil is mobile at reservoir conditions due to an abnormally elevated reservoir temperature

The interest formation corresponds to an elongated northwest direction tertiary anticline layer, the crude oil discovered in this structure is extra-heavy produced by severe biodegradation and evaporative fractionation processes, the depositional model is associated to a distal marine Cretaceous rock. Nowadays the San Fernando formation produces about 14,000 BOPD using electric submersible pumps (ESP) as artificial lift method.

This work reviewed the conditions of the reservoir (petrophysical model, PVT properties, Oil, water and fluids production behavior), the physical property of the produced fluids and fluid characteristics of foamy oil properties, to establish an appropriate mathematical expression for modeling the performance of these extra-heavy oil wells.

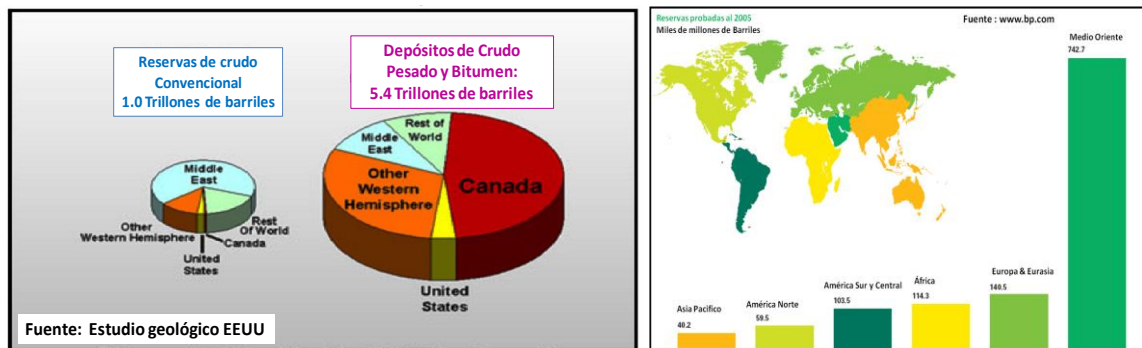
* Thesis

** Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School M.Sc. in Engineering with emphasis in Hydrocarbons. Advisors: Nicolás Santos Santos M.Sc in Petroleum Engineering, Javier Durán Serrano M.Sc in Petroleum Engineering.

INTRODUCCION

En los últimos años de producción de hidrocarburos, los yacimientos de crudos livianos e intermedios, han entrado en proceso de declinación en su producción, con lo cual los crudos pesados, extra pesados y las arenas bituminosas han emergido como la solución para mantener el suministro de hidrocarburos al mercado internacional. De acuerdo con el estudio geológico de hidrocarburos realizado por el departamento de energía de los Estados Unidos en el año 2005, en el mundo habría un total de reservas de petróleo crudo convencional en una cifra cercana a 1.0 trillón de barriles, de los cuales el medio oriente es el principal productor de crudo. En el caso de crudos pesados y arenas bituminosas se estima que existan en reservas probadas una cantidad cercana a los 5.4 Trillones de barriles los cuales se encuentran mayormente distribuidos en Canadá y Venezuela.

Figura 1. Reservas Mundiales de crudo

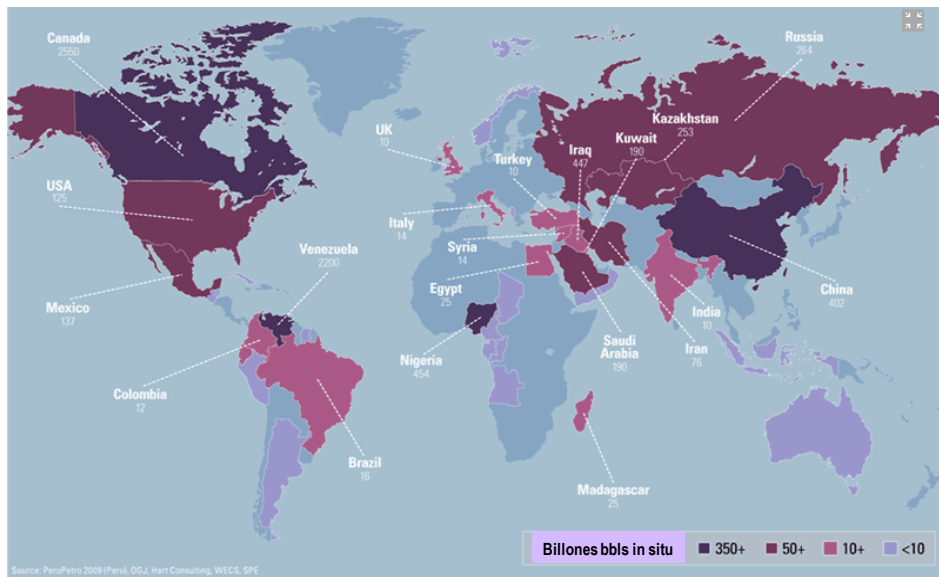


Fuente: Documento DOE USA 2.005

Estas cifras en las reservas; aunadas al incremento en el precio de cotización del petróleo en el mercado internacional ha incentivado la explotación de estos recursos. A pesar que Colombia no es uno de los países con grandes reservas

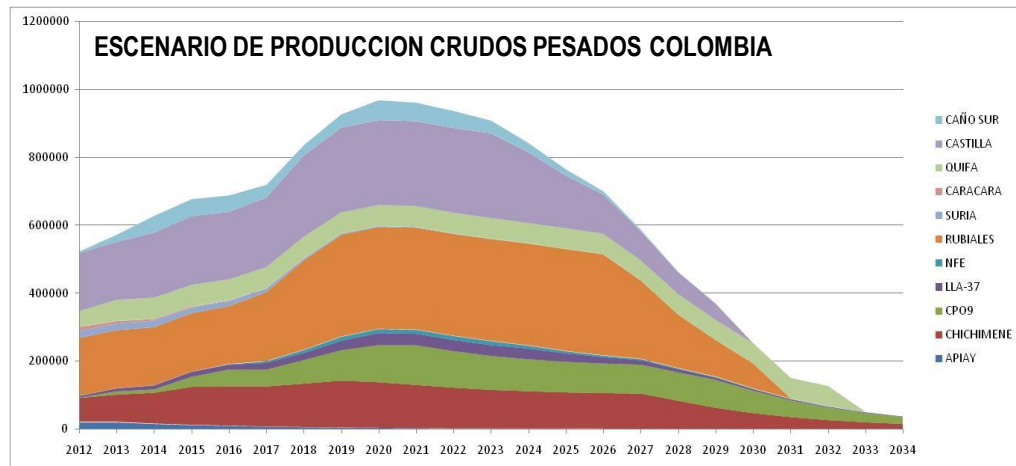
de hidrocarburos pesados comparado con países tales como Venezuela, Canadá, China y Nigeria (Figura 2), la producción de crudos pesados y extra pesados proveniente de los campo Chichimene, Castilla y Rubiales se han convertido en los mayores volúmenes de producción con una participación mayor al 50 % de la producción total del país (Figura 3).

Figura 2. Países con Reservas de crudos pesados



Fuente: Heavy Oil Info, 2011

Figura 3. Pronósticos de Producción de crudos pesados del país (2015-2020)



Fuente: PLAN POLAR ECOPETROL 2.011

En el plan estratégico de ECOPETROL para los años 2.015 y 2.020 (Figura 3) los crudos pesados conformaran el 50% de la canasta de crudos producidos. ECOPETROL en su plan de desarrollo, involucró la producción de cerca de cien mil barriles por día (100 KBOPD) de crudo extra pesado proveniente de la formación San Fernando, a los cuales le aportará igualmente los descubrimientos recientes de crudos pesados en los Bloques CPO9 , Llanos 37 y Caño Sur, los cuales han mostrado evidencia de producción de crudos pesados en rangos entre 8 y 12 °API.

Este yacimiento presenta una condición bastante particular, puesto que el crudo presenta una alta viscosidad y baja gravedad API (entre 7 y 9 °API). Adicionalmente el yacimiento presenta condiciones especiales en cuanto a alta temperatura de formación (~ 190 °F) y presión de formación cercana a los 3.200 psia, las cuales permiten que el crudo presente buena movilidad debido al efecto de alta temperatura en el yacimiento. A nivel mundial la formación San Fernando del campo Chichimene es única en su género, constituyendo el reservorio de crudo extra pesado más profundo en explotación actual.

En términos de ingeniería, la explotación de crudos extra pesados genera desafíos adicionales al complejo mundo de producción de petróleo crudo, de tal suerte que los ingenieros de producción y de reservorios se encuentran con un elemento adicional asociado a la incertidumbre de predecir la productividad de los pozos que sean perforados en este tipo de yacimientos.

Este desafío de producción de un yacimiento único en su género implica el desarrollo de modelos matemáticos especiales que permitan entender el comportamiento de la producción de los pozos perforados en este reservorio.

Para entender el comportamiento de producción de un pozo petrolero; los investigadores han definido una relación que permite predecir el influjo de un pozo,

más conocida como IPR, la cual es una relación que le permite al ingeniero inferir y/o determinar el potencial de productividad de los pozos teniendo en cuenta datos de presión de yacimiento. De tal forma que mediante el cálculo del influjo de producción, es posible optimizar la productividad de un pozo petrolero.

El enfoque tradicional del cálculo del índice de productividad de un pozo se encontraba ligeramente influenciado por las propiedades PVT de los hidrocarburos, debido a que los modelos existentes se encontraban definidos para crudos livianos e intermedios, en los cuales las propiedades de los fluidos pueden ser fácilmente descritas por el análisis PVT de los hidrocarburos producidos.

En el caso de los crudos pesados y extra pesados el proceso de flujo en medio poroso está fuertemente influenciado por las propiedades reológicas del crudo, las propiedades petrofísicas y el mecanismo de producción existente en el yacimiento, en el caso de crudos extra pesados a un fenómeno especial denominado por los expertos como “crudo espumoso”, se le atribuye la propiedad que los crudos extra pesados puedan moverse más fácilmente a condiciones de yacimiento. Este fenómeno se presenta debido a que en estos crudos la alta viscosidad impide que el gas que se encuentra solubilizado en el crudo se separe de manera inmediata, lo cual produce una viscosidad menor que favorece el desplazamiento del crudo en el yacimiento.

Diferentes autores han estado trabajando en el desarrollo de modelos de flujo aplicados para pozos verticales y horizontales, los cuales tienen un rango de aplicabilidad basados en las propiedades específicas de los fluidos y en los diferentes tipos de mecanismos de producción que se presentan en los yacimientos de petróleo. Debido a la complejidad existente en el modelamiento analítico del flujo de fluidos en las cercanías de la cara de la formación, se han desarrollado modelos de flujo semi analíticos y empíricos que buscan predecir el influjo de los fluidos de producción en la cara de formación de los pozos

productores. La mayoría de estos trabajos han estado enfocados en crudos convencionales, recientemente algunos trabajos han estado orientados hacia la identificación de parámetros de flujo en pozos de crudos pesados, sin embargo la literatura no reporta trabajos de predicción de índices de productividad en crudos extra pesados móviles a condiciones de yacimiento como es el caso de la formación San Fernando (T2) del campo Chichimene.

El objetivo de este trabajo de investigación, es el de establecer un modelo particular de influjo de producción (IPR) ajustado a las condiciones propias del crudo extra pesado proveniente de la formación San Fernando (ó T2) del campo Chichimene de ECOPETROL, que permita predecir con mayor exactitud el comportamiento de los pozos perforados en este yacimiento.

Para llevar a cabo el presente estudio y obtener los resultados propuestos se contarán con herramientas tales como: Metodología de investigación analítica, Resultados de pruebas de laboratorio de las propiedades de los fluidos provenientes de la formación San Fernando, propiedades petrofísicas de la formación, datos de producción de los pozos perforados, herramientas de análisis de regresión multivariable de datos y correlaciones de fluidos presentes en la literatura.

1. MARCO TEORICO

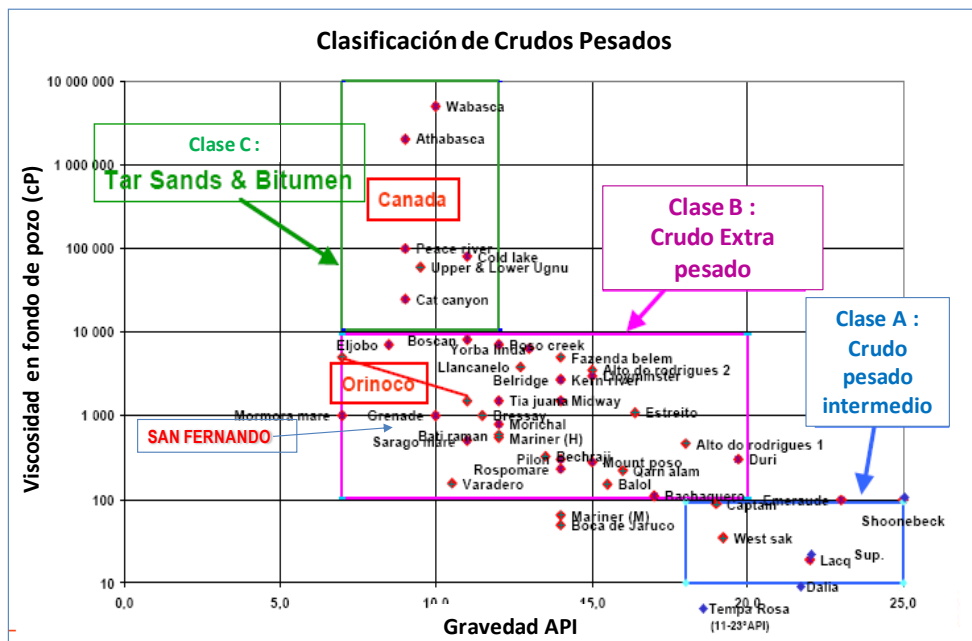
1.1 PROPIEDADES DE CRUDOS EXTRAPESADOS

Los crudos extra pesados por definición se establecen como aquellos hidrocarburos que tiene una densidad mayor que la del agua (Densidades menores a 10°API). Estos crudos debido a su composición química se encuentran compuestos de manera mayoritaria por una familia de hidrocarburos de muy alto peso molecular denominados asfáltenos. Los asfáltenos usualmente se encuentran rodeados de partículas de metales, tales como vanadio, níquel, azufre quienes ayudan a incrementar el peso molecular de estos compuestos. Como producto de su particular composición los crudos extra pesados presentan propiedades de viscosidad y densidad muy altas.

Básicamente se puede establecer tres clasificaciones de crudos pesados, en función de su capacidad de fluir a condiciones del yacimiento.

- Clase A denominada Crudo pesado intermedio. Esta denominación abarca a los hidrocarburos que ha condiciones de yacimiento presentan una viscosidad menor a 100 Cp y una densidad API entre 15 y 23.
- Clase B denominada Crudo extra pesado. Para crudos que se encuentren en un rango de viscosidad entre 100 y 10.000 cP. y una gravedad API entre 8 y 15 grados
- Clase C denominada Bitumen o arena Bituminosa. Se denomina a los hidrocarburos líquidos que ha condiciones de yacimiento son inmóviles. Estos hidrocarburos se encuentran en rangos der viscosidad mayores a los 10.000 cP y densidades API menores a 8.

Figura 4. Clasificación de los crudos pesados



Fuente: SCHLUMBERGER

En el caso de crudos extra pesados, en la mayoría de los campos donde se explota bitumen, arenas bituminosas o crudos extra pesados, las condiciones de temperatura hacen que los hidrocarburos dentro del yacimiento no sean móviles, por lo cual se requieren métodos térmicos que permitan reducir la viscosidad de los fluidos y permitir el flujo de fluidos hacia los pozos productores.

1.1.1 Crudo Espumoso

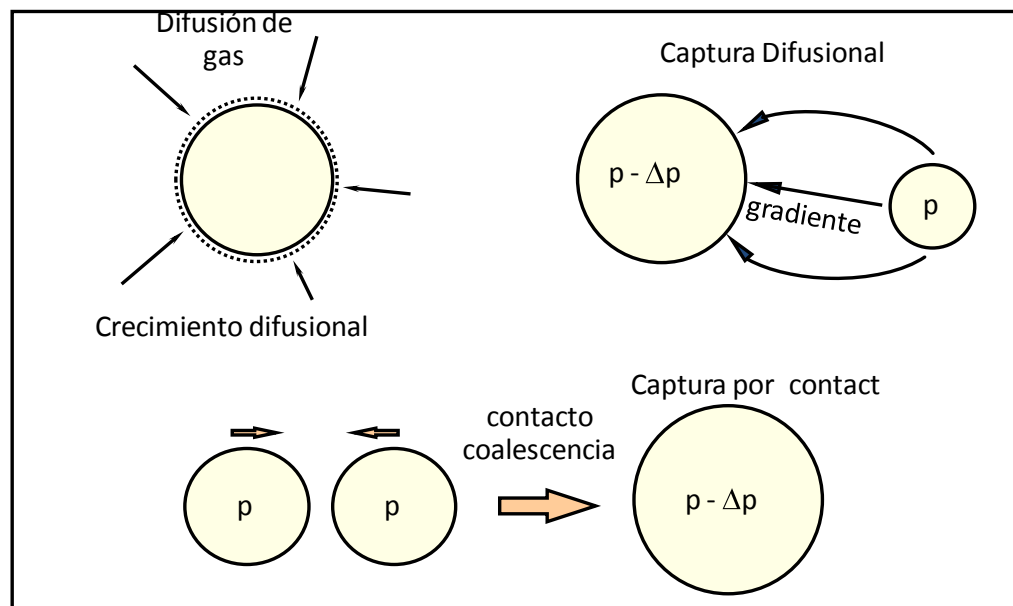
En los yacimientos en los cuales los fluidos son móviles a condiciones de reservorio, el mecanismo de producción de este tipo de yacimientos, está definido como crudo espumoso (Foamy oil), este mecanismo de producción se caracteriza por la presencia de burbujas de gas disperso en el crudo altamente viscoso, el cual a medida que es producido incrementan su volumen generando un fluido de presencia espumosa que contiene tanto crudo, gas y agua y en algunos casos especiales sólidos provenientes de la formación. Este fenómeno especial permite

que a condiciones de yacimiento se presente una reducción significativa de viscosidad favoreciendo la producción del petróleo crudo.

El comportamiento de crudo espumoso se encuentra definido por las siguientes características:

- El gas se presenta en forma de burbujas atrapadas dentro del crudo.
- Al contrario de los crudos livianos el gas no se separa de manera gravitacional.
- Las burbujas de gas dispersas en el crudo se expanden a medida que el crudo es producido lo cual facilita la movilidad del crudo saturado.
- Se presenta demora en la separación del gas disperso en el aceite
- Usualmente no se forma una capa de gas continua en el yacimiento.
- El gas disperso se encuentra afectado mayormente por fuerzas de difusión más que por las fuerzas gravitacionales

Figura 5. Crecimiento de partículas de gas dispersos en crudos pesados



Fuente: Autor.

Estudios realizados por Sahnil¹ en pruebas de depleción a volumen constante en análisis PVT de crudos pesados y extra pesados encontraron que el mecanismo de gas en solución en crudos pesados es un proceso de no equilibrio, con lo cual la liberación de gas es muy pobre en el yacimiento, lo cual impacta en las propiedades reológicas del aceite. Estos resultados fueron ratificados posteriormente por Benionl² en el 2.001 y por Kantzasi³ en el 2.005

Este comportamiento específico del gas en el tipo crudo espumosos, conlleva a que exista un incremento en la productividad de estos yacimientos sobre los yacimientos tipo gas en solución comunes, Kamp⁴ realizaron un trabajo en el cual se muestra el efecto del gas atrapado en las variables de viscosidad y densidad que rigen las ecuaciones de flujo de fluidos en medios porosos.

Se definió un concepto de densidad de crudo espumoso el cual presenta la siguiente forma:

$$\rho_{fo} = \rho_o (1 - f) + \rho_g f \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde f se encuentra definido como:

$$f = \frac{\alpha_g \phi_g}{(1 - \phi_g) (1 - \alpha_g)} \quad \text{Ecuación (2)}$$

- Siendo:
- ρ_o : Densidad de Aceite muerto
 - ρ_g : Densidad de gas
 - ρ_{fo} : Densidad de aceite espumoso
 - f : Fracción volumétrica de gas atrapado.

¹ . Sahnii, A et Al. "Experiments and analysis of Heavy Oil Solution Gas Drive". SPE 71498, New Orleans, 2001.

² . Benion, B et Al. "Predicting Foamy Oil Recovery". SPE 68860, California, 2001.

³ . Kantzas, A et Al. "Novel Techniques for Measuring Heavy Oil fluid properties". SPE 97803, Alberta, 2005.

⁴ . Kamp, A. M. et Al. "Modeling Foamy Oil in Porous Media". International Journal of Multiphase flow, 2002.

α_g : Fracción de gas separado o liberado a una condición de presión

1.1.2 Propiedades reológicas de mezclas de crudo y agua

Adicional a las propiedades de crudo espumoso exhibido por los crudos pesados y extra pesados, existe un efecto importante en la determinación de las propiedades de flujo del crudo, determinado por la cantidad de agua que se encuentre dispersa en el crudo.

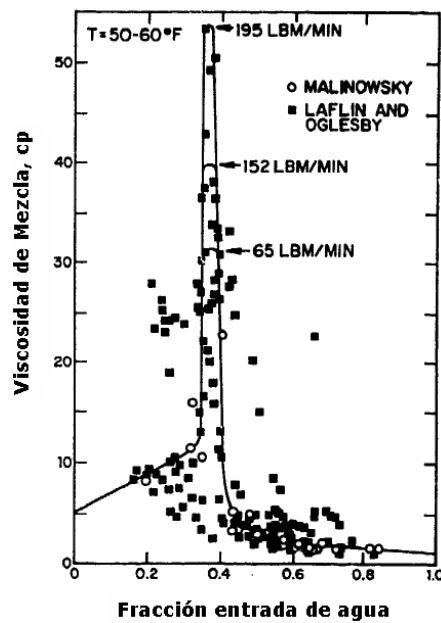
Diversos estudios realizados anteriormente han demostrado que el agua dispersa dentro del crudo, produce un efecto de incremento en la viscosidad a medida que se aumenta la cantidad de agua. En la medida en que el agua dispersa se incrementa de manera considerable, se alcanza un nivel máximo de saturación de agua en el crudo, denominado punto de inversión de fases. Si se incorporan contenidos de agua adicionales, esta agua no alcanza a ser dispersada en el crudo y se logra flujo de dos fases líquidas, este flujo de dos fases implica cambios en la variable viscosidad, la cual influye en gran medida en el flujo de fluidos en el medio poroso y en la cara de la formación.

Teniendo en consideración que usualmente en un yacimiento petrolífero se encuentra gas, crudo y agua, los cuales están compitiendo para ser producidos debido a los cambios de presión que ocurren en el yacimiento por cuenta de la producción de hidrocarburos. Este nivel de competencia existente entre los diferentes fluidos producidos se denomina permeabilidad relativa, la cual es una variable preponderante a ser tomada en cuenta en los modelos de flujo de crudo en los yacimientos.

Arirachakaran⁵ realizó pruebas de laboratorio para estudiar el comportamiento de mezclas crudo agua a condiciones de superficie. Ellos encontraron diferentes comportamientos de los puntos de inversión de fases con base en si la viscosidad del crudo es baja, media o alta.

Para ilustrar el efecto de la inversión de fase en la viscosidad de mezcla Arirachakaran presentó las siguientes figuras para crudos de viscosidad baja, media y alta

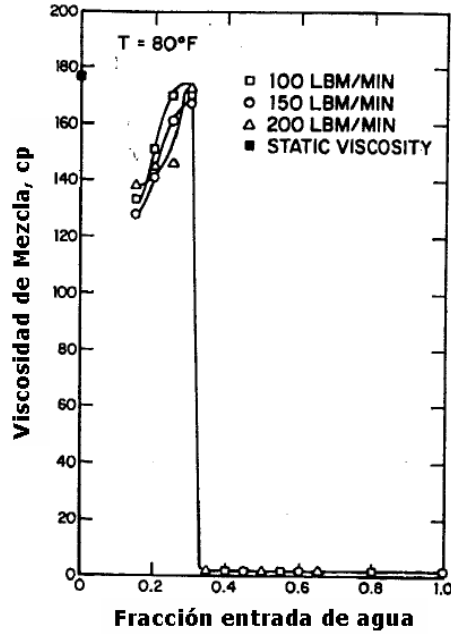
Figura 6. Punto de Inversión de Viscosidad para Crudos Pesados



Fuente: An Analysis of Oil/Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes. 1989

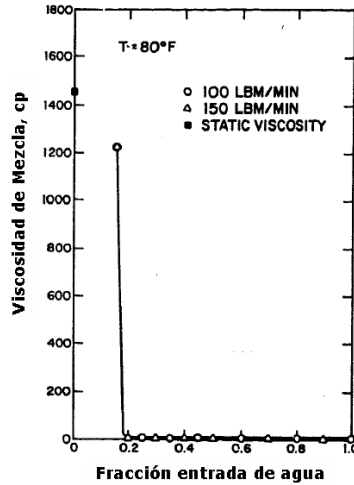
5 ARIRACHAKARAN S, et Al. An analysis of Oil/Water flow phenomena in horizontal pipes. SPE 18836, March 13-14, 1989

Figura 7. Punto de inversión de viscosidad para crudos intermedios



Fuente: An Analysis of Oil/Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes. A.S. 1989.

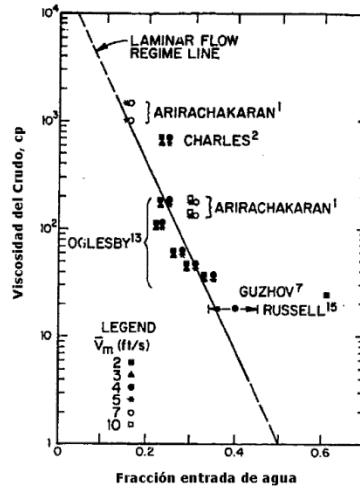
Figura 8. Punto de inversión de viscosidad para crudos pesados



Fuente: An Analysis of Oil/Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes. A.S. 1989.

Basado en los resultados experimentales de varios investigadores sobre inversión de fase, Arirachakaran mostró la siguiente figura en la cual resume los puntos de inversión de los crudos en función de la viscosidad del mismo:

Figura 9. Punto de inversión en función de la viscosidad del crudo



Fuente: An Analysis of Oil/Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes. A.S. 1989.

Trabajos posteriores realizados por Garcia⁶ sobre la influencia del contenido de agua en el crudo San Fernando demostraron que la ecuación que mejor describe el comportamiento de la viscosidad de este crudo es la ecuación de Woelflin⁷ la cual relaciona el contenido de agua dispersa dentro del crudo con la viscosidad de la emulsión y con el punto de inversión de la misma. En la ecuación siguiente a y b son parámetros dependientes del tipo de emulsión y son determinados experimentalmente

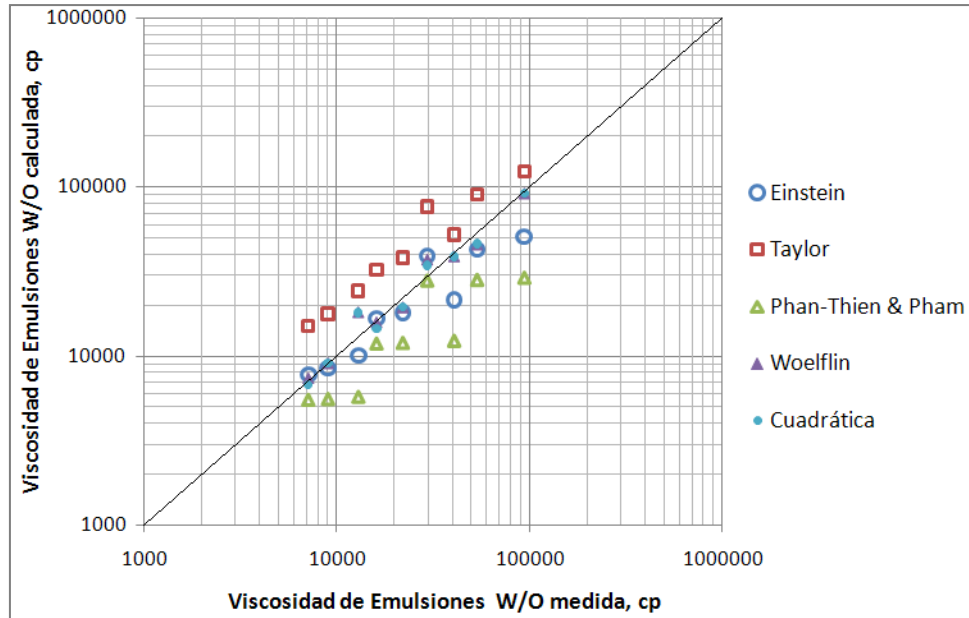
$$\mu_r = e^{(a\phi^2 + b\phi)} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Los resultados obtenidos mostraron que utilizando diferentes ecuaciones para el modelamiento de la viscosidad de las emulsiones, la ecuación que presentó el mejor desempeño es la de Woelflin tal como se ve en la figura siguiente:

⁶ GARCIA C, Diseño conceptual del sistema de recolección de crudo extra pesado San Fernando. Tesis Maestría en ingeniería con énfasis en hidrocarburos UIS 2.009

⁷ Referenciada en: GARCIA C, Diseño conceptual del sistema de recolección de crudo extra pesado San Fernando. Tesis Maestría en ingeniería con énfasis en hidrocarburos UIS 2.009

Figura 10. Comparación de modelos de cálculo de viscosidad de emulsiones



Fuente: Diseño Conceptual del Sistema de Recolección de Crudo Extra Pesado San Fernando. G.C. 2009.

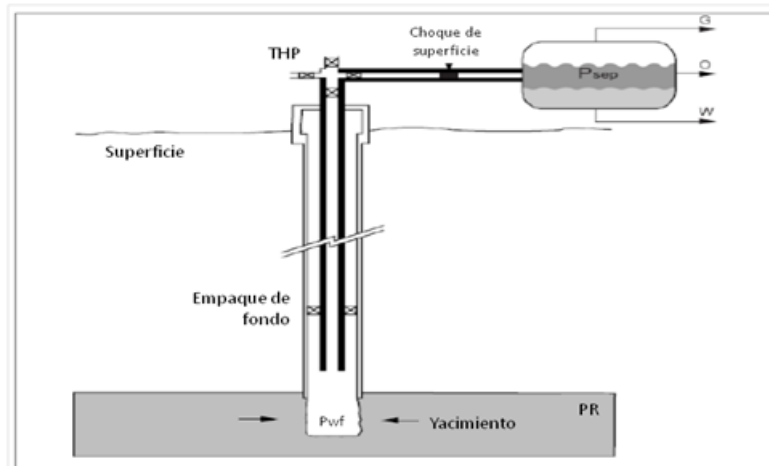
Este modelo es muy importante puesto que fue directamente desarrollado para el crudo San Fernando con base a resultados de laboratorio. Los resultados de este trabajo se utilizaron en el modelamiento de análisis nodal en el software PIPESIM® utilizado para evaluar el modelo desarrollado en este trabajo de investigación.

1.2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE DESEMPEÑO DE PRODUCCION DE LOS POZOS

El comportamiento de producción de un pozo petrolero, se encuentra definido por el perfil de presión que existe en el sistema que integra el yacimiento, líneas de producción y de recolección y el sistema de separación en superficie. Un sistema de producción está compuesto por los siguientes componentes:

- 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.

Figura 11. Modelo de un Sistema de Producción de un pozo petrolero



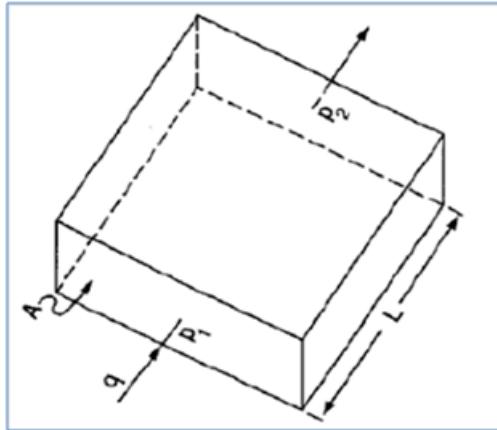
Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

1.2.1 Modelo de flujo en el yacimiento

El modelo utilizado para determinar el comportamiento de los fluidos en un medio poroso, fue inicialmente realizado por Darcy en 1856. En este estudio Darcy estableció que un fluido cuando es transportado a través de un medio poroso el caudal es directamente proporcional a: la caída de presión en el mismo, al área de transversal de flujo y es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y a la longitud del medio poroso, de igual manera encontró que existe un parámetro que hace referencia a la dificultad que presenta el medio al flujo del fluido, el cual fue

denominado permeabilidad. En su forma más simple, la ley de Darcy, se aplica a un elemento de volumen rectangular de roca, que tiene la siguiente forma:

Figura 12. Modelo de flujo simplificado de la ley de Darcy



Fuente: Simulación de Yacimientos. O.G. 2003.

El modelo de flujo de Darcy se definió para un estado estacionario, flujo lineal de un fluido monofásico, en un medio poroso homogéneo y saturado con el mismo fluido.

Con base en este modelo Darcy definió la siguiente relación matemática:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad \text{Ecuación (4)}$$

Esta fórmula demuestra que el caudal de líquido, q , por sección transversal, A , de un medio permeable es directamente proporcional a la permeabilidad, k , al gradiente de presión dp/dl , e inversamente proporcional a la viscosidad de fluido (μ).

La ecuación de Darcy se encuentra definida por los siguientes parámetros

- Permeabilidad
- Espesor

- Radio de drenaje (r_e)
- Presión promedio de Reservorio (p_r)
- Presión dinámica de fondo (P_{wf})
- Diferencial de Presión (Drawdown pressure)

Cada uno de estos parámetros se define de la siguiente manera:

- Permeabilidad (k). Es una propiedad de la Roca la cual mide la capacidad de transferencia que tienen los fluidos para atravesar la roca.
- Espesor (h). El espesor útil es el espesor promedio de la formación permeable, que contiene el área de drenaje por la cual el fluido fluye hacia el pozo.
- Presión promedio de reservorio (p_r). Hace referencia a la presión promedio de reservorio que se asume como la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje. Para mayores distancias que r_e , la presión se mantiene constante. Este valor de presión se puede obtener de ensayos de formación tipo Build up o Drawdown.
- Presión dinámica de fondo (P_{wf}). Es la presión que se desarrolla en la cara de la formación donde se encuentran las perforaciones. Esta se puede determinar con Ensayos de Formación, Perfiles de Presión o con sensores de fondo.
- Diferencial de Presión (Drawdown pressure, $(p_r - p_{wf})$). Corresponde a la diferencia entre la presión estática del reservorio y la presión dinámica de fondo. Sirve como medida indirecta de la permeabilidad, ya que un alto diferencial de presión indica que la permeabilidad es alta.

El modelo de Darcy desarrollado en coordenadas radiales y expandiéndolo con términos adicionales es:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_r + Dq_o \right]} \quad \text{Ecuación (5)}$$

En esta ecuación se incluyen nuevos términos los cuales son:

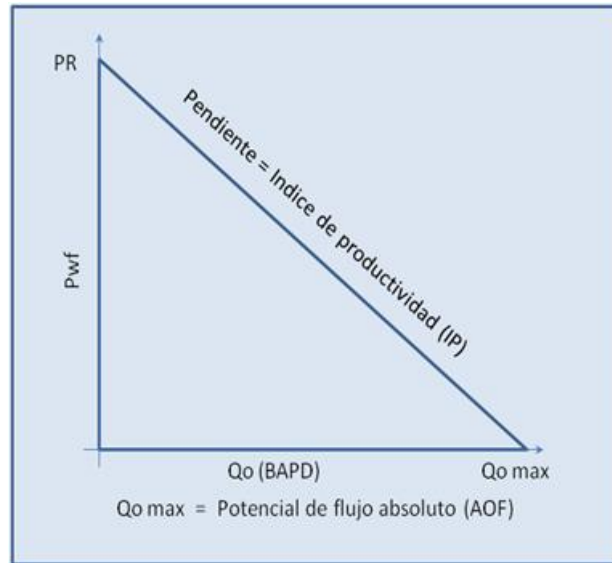
- q_o = caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día)
- B_o = Factor Volumétrico del petróleo, (bbl/std bbl)
- μ_o = viscosidad del petróleo, cp.
- k_o = permeabilidad de la formación, md.
- h = espesor neto de la formación, ft.
- p_r = presión promedio de reservorio, psia.
- p_{wf} = presión dinámica de fondo, psia.
- r_e/r_w = radio de drenaje, radio de pozo ft.
- S_t = Skin Total
- D_{qo} = pseudo skin debido a la turbulencia. En pozos de petróleo, este término es insignificante, especialmente en reservorios con baja permeabilidad.

1.2.2 Curva de desempeño de influjo del pozo IPR

La curva de desempeño IPR (por sus siglas en inglés: *Inflow performance Relationship*) se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert⁸, fue el primer autor en proponer esta relación para indicar el potencial de un pozo. Gilbert definió el IPR en un rango de presión que abarcaba desde la presión promedio del reservorio hasta la presión atmosférica. Con base a este modelo se describió la curva típica de relación de desempeño del influjo de crudo en pozos (IPR). Figura 13.

8 GILBERT W.: "Flowing and Gas Lift well performance", API drill production practice, 1954

Figura 13. Grafica de influjo IPR simplificado para modelo de Darcy



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

De la figura anterior se observa que si se asume como presión dinámica de fondo a la presión atmosférica, el caudal correspondiente a esta presión (Q_{max}) se define a pozo potencial completamente abierto al flujo (AOF) mientras que el caudal a la presión promedio del reservorio en fondo, es siempre cero. Cabe aclarar que esta curva se obtiene con base a la ecuación de flujo radial definida por la ley de Darcy (Ecuación 5), por consiguiente el resultado esperado de esta ecuación es una línea recta en la cual la pendiente representa el índice de productividad del pozo. Esta condición de flujo monofásico se produce en pozos en los cuales no existe flujo de gas desde el yacimiento, es decir, en la condición particular en la cual la presión de pozo fluyendo (P_{wf}) es superior a la presión de burbuja.

1.2.3 Curva de desempeño del pozo (IPR) para Flujo Bifásico

La ley de Darcy es aplicable únicamente cuando en el reservorio se produce un flujo monofásico. En el caso de un reservorio de petróleo, el flujo monofásico

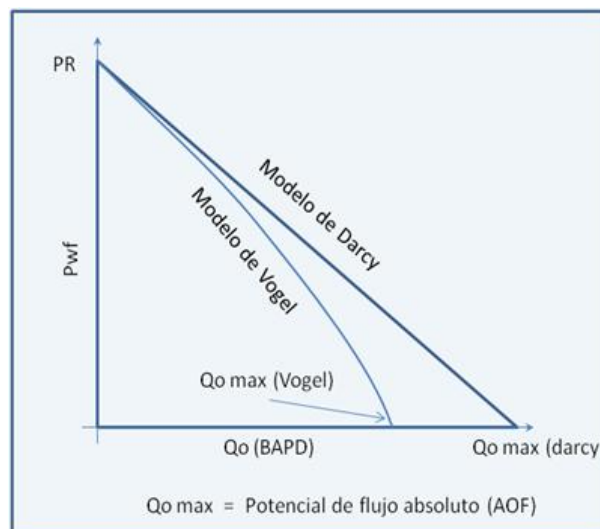
ocurre únicamente cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos de reservorio está por encima de la presión de punto de burbuja a la temperatura del yacimiento.

Durante la depleción del reservorio la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico cerca a la cara de la formación. En este momento la ecuación de Darcy no es aplicable para predecir el IP, para este fenómeno se requiere del uso del IPR Combinado.

En el caso del flujo bifásico, donde en el yacimiento la presión promedio del mismo (pr) está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el uso de diferentes modelos cuasi analíticos o empíricos. De estos modelos el más ampliamente conocido es el modelo de IPR de Vogel⁹.

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecuación (6)}$$

Figura 14. Comparación de modelo IPR para flujo bifásico y monofásico



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

⁹ VOGEL, J.V. "Inflow performance relationship for solution gas drive wells". Artículo SPE 1476, 1968.

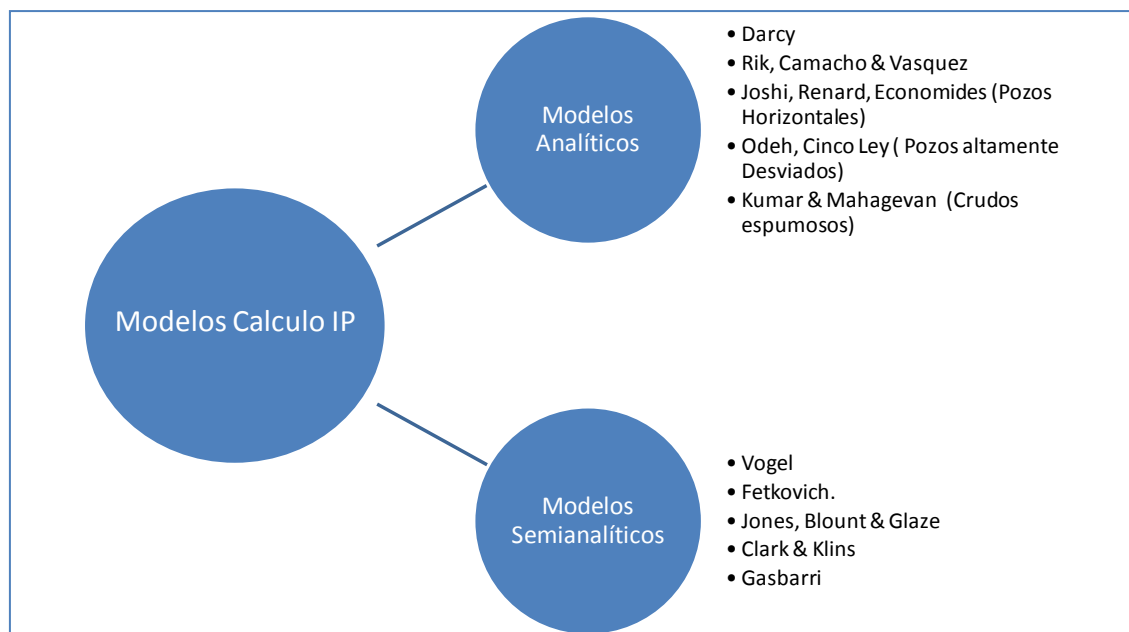
El modelo de Vogel para flujo multifásico presenta una forma parabólica, en comparación con el modelo de flujo monofásico que presenta un comportamiento lineal. Con el modelo de Vogel la curva del IPR puede ser generada, teniendo el caudal máximo ($Q_o \text{ max}$) como así también la presión promedio del reservorio (P_e estática) y un dato de presión de fondo fluyendo y el caudal (Q_o) a esa correspondiente presión dinámica. .

1.3 MODELOS DE FLUJO PARA DETERMINACIÓN DEL IPR.

Diferentes modelos han sido propuestos para tratar de cuantificar la capacidad de producción de hidrocarburos de los yacimientos. Existen dos formas de representar dicho comportamiento a través del índice de productividad (IP) ó a través de la curva de desempeño del influjo (IPR), ambos relacionan la tasa de fluido respecto a la presión de fondo fluyendo en el reservorio (P_{wf}). Los diferentes modelos han sido definidos dependiendo si los pozos son horizontales, verticales o altamente desviados.

Algunos autores han desarrollados modelos analíticos o semi-analíticos basados en los experimentos realizados por Darcy y en la ecuación de continuidad. Una descripción de los diferentes modelos de flujo para determinación de IPR puede observarse en la figura 15.

Figura 15. Modelos para determinación de IPR en pozos



Fuente: Autor.

1.3.1 Modelos Analíticos de determinación de IPR

La primera ecuación para determinación de IP y/o IPR propuesta es la basada en la ecuación de Darcy

$$J_o = \frac{q_o}{(p_r - p_{wf})} = \frac{k_o h}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S_t \right]} \quad \text{Ecuación (7)}$$

Esta ecuación está desarrollada para pozos verticales de una sola fase y en estado estable. Una modificación para que la ecuación Darcy pueda ser aplicada para flujo de fluidos en estado seudo estable, reemplazando el término $\ln(r_e/r_w)$ por $\ln(0.472 r_e/r_w)$. De tal manera que la ecuación queda de la siguiente manera:

$$J_o = \frac{q_o}{(p_r - p_{wf})} = \frac{k_o h}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S_t \right]} \quad \text{Ecuación (8)}$$

Ilk¹⁰ desarrollo un modelo de flujo basado en el concepto de pseudopresión el cual está definido de la siguiente manera:

$$P_{Po}(P) = \left[\frac{\mu_o B_o}{k_o} \right]_{Pn} \int_{P_{base}}^P \left[\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right] dp \quad \text{Ecuación (9)}$$

Basados en los trabajos previos de Camacho y Raghavan¹¹ en el cual se estableció que la movilidad es una función de términos característicos los cuales están correlacionados con la presión inicial. La correlación definida por estos autores se presenta como una relación de cuarto grado entre la movilidad y la relación de presiones:

$$\left[1 - \frac{\mu_o / \mu_o B_o \left(\frac{p(r,t)}{p_i} \right)}{\mu_o / \mu_o B_o \left(\frac{p_i}{p_i} \right)} \right] = 1 - \xi \left[\frac{p(r,t)}{p_i} \right] + (1 - \xi) \left[\frac{p(r,t)}{p_i} \right]^2 - 2(1 - \xi) \left[\frac{p(r,t)}{p_i} \right]^3 \quad \text{Ecuación (10)}$$

Basado en el resultado preliminar de Camacho & Raghavan, Ilk desarrolló su modelo para ecuaciones de influjo de producción de segundo, tercero y cuarto orden, de tal manera que en la ecuación de segundo orden se obtiene una ecuación semejante a la descrita por Vogel con un factor v definido de la siguiente manera.

$$\left[v = \frac{2 \mu_o / \mu_o B_o \left(\frac{p_i}{p_i} \right)}{\mu_o / \mu_o B_o \left(\frac{p_i}{p_i} \right) + \mu_o / \mu_o B_o \left(\frac{p_i}{p_i} \right)} \right] \quad \text{Ecuación (11)}$$

Donde: P: La presión de yacimiento en tiempo t
P=0: La presión inicial del yacimiento

¹⁰ ILK D.. “Inflow performance relationships (IPR) for solution gas drive reservoirs” Artículo SPE 1108217, Noviembre 2007.

¹¹ ICAMACHO V.. “Some theoretical results useful in analyzing well performance under solution-gas drive” Artículo JPT, Junio 1991.

Finalmente Kumar & Mahadevan¹² realizaron un estudio teórico del IPR en crudos pesados en el cual incorporaron la influencia del crudo espumoso en un desarrollo analítico del índice de productividad (IPR) para crudos pesados basados en la ley de Darcy. Estos autores se basaron en estudios anteriores realizados por Kamp en el cual se definió el efecto de presión de pseudo-burbuja. Este fenómeno indica que parte del gas que debería separarse a una condición de presión y temperatura indicadas, permanece disperso dentro del crudo, por consiguiente se definen estados de presión aparentes de burbuja.

1.3.2 Modelos Semi analíticos de determinación de IPR

El modelo más conocido y ampliamente utilizado es el desarrollado por Vogel, este modelo empírico, presenta una base analítica al tomar una suposición que el perfil de movilidad es lineal para presiones menores a la presión de burbuja de la siguiente forma:

$$\left[\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right]_p = f(p) = a + 2bP \quad \text{Ecuación (12)}$$

Donde a y b son constantes definidas para cada caso especial de movilidad.

La primera descripción de este modelo fue propuesto por Fetkovich¹³ quien derivó una relación en función cuadrática de presión usando la teoría de estado pseudoestable junto a la existencia de una relación lineal para modelar la movilidad del crudo en el yacimiento. La ecuación base de Fetkovich es la siguiente:

$$q_o = C \left(\frac{p_R^2 - p_{wf}^2}{h} \right)^n \quad \text{Ecuación (13)}$$

¹² KUMAR, R. "Well performance relationships in heavy foamy oil reservoirs" Artículo SPE 117447, Octubre 2008.

¹³ FETKOVICH, M.J. "The isochronal testing of oil wells" Artículo SPE 4529, 1973.

Donde

$$C = \frac{0.00708kh}{\ln\left(0.472\frac{r_e}{r_w}\right) + S} \quad \text{Ecuación (14)}$$

Donde : C: es el coeficiente de flujo

n : Exponente depende de las características del pozo(0.58 - 1)

P_R : Presión del yacimiento.

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo

Basados en este modelo, se requieren dos set de pruebas de pozo para determinar los valores de C y n. Las pruebas más comunes son pruebas de flujo, y pruebas isocronales.

Por otra parte Jones, Blount & Glaze¹⁴ publicaron un estudio de los efectos no Darcy en el desempeño de IPR de los pozos, la ecuación propuesta por Jones et Al esta descrita de la siguiente manera:

$$\frac{P_R^2 - P_{wf}^2}{q_{sc}} = A + Bq_{sc} \quad \text{Ecuación (15)}$$

Donde :

$$A = \frac{141.2\mu_o\beta_o}{k_o h} \left[\ln\left(0.472\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right] \quad \text{Ecuación (16)}$$

$$B = \frac{2.3 \times 10^{-14} \rho_o \beta B_o}{h^2 r_w} \quad \text{y} \quad \beta = \frac{2.329 \times 10^{-10} \rho_o}{k_o^{1.2}} \quad \text{Ecuación (17 y$$

18)

ρ_o : es la densidad evaluada a T_R y el promedio de ($p_R + p_{wf}$), Lb/ft³

B : Coeficiente de velocidad, ft⁻¹

¹⁴ JONES L. "Use of short term multiple rate flow test to predict performance of wells having turbulence". Artículo SPE, New Orleans 1.976.

Posteriormente Klins & Clark¹⁵ desarrollaron un modelo basados en la misma forma propuesta por Vogel en el cual se estableció un nuevo termino en función de la presión de burbuja del fluido. La ecuación de cálculo del influjo de crudo propuesta por Klins es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^d \quad \text{Ecuación (19)}$$

Donde:

$$d = \left[0.28 + 0.72 \left(\frac{P_R}{P_B} \right) \right] \left(0.24 + 0.001 P_B \right) \quad \text{Ecuación (20)}$$

Recientemente algunos trabajos han sido desarrollados para aplicaciones de crudos pesados. Los autores Gasbarri et All¹⁶. Desarrollaron una modificación en el término de ajuste del modelo de Vogel aplicado a los crudos pesados de la faja del Orinoco, el estudio estuvo basado en el desarrollo de modelos de simulación de pozos de diferentes yacimientos de crudos pesados venezolanos. La ecuación de Gasbarri está descrita de la siguiente manera:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecuación (21)}$$

Para Gasbarri el factor V esta descrito como:

$$V = a * e^{c(WC)} + m * \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) \quad \text{Ecuación (22)}$$

¹⁵ KLINS, M., CLARK, L., "An Improved Method to Predict Future IPR Curves," Artículo SPE Reservoir Engineering, November 1993,.

¹⁶ GAZBARRI, S. "Inflow performance for heavy crude oils" Artículo SPE 122292, Mayo 2009.

Los términos son:

$$m = -0.0973 * API + 0.5094$$

$$a = 0.0146 * API^2 - 0.4948 * API + 4.5237$$

$$c = -0.0226 * API^2 + 0.7624 * API - 5.7916$$

Donde :

API = Gravedad API del Crudo

WC= Contenido de agua (Fracción Volumétrica)

P_B = Presión de Burbuja (Psi)

P_{wf}= Presión de fondo fluyendo (Psi)

Q_o = Caudal de flujo (BPD)

Q_{o,max} = Caudal máximo de flujo (BPD)

En la Tabla 1 se presenta el resumen de los modelos de IPR semi analíticos basado en el modelo generalizado propuesto por Vogel. Esta ecuación general es la más ampliamente utilizada por los diferentes investigadores para tratar de describir el comportamiento de los pozos.

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecuación (23)}$$

Donde v y n son parámetros que son característicos para cada pozo y/o yacimiento. Los diferentes autores definieron estos valores con base en sus propios desarrollos. Tal como se ve en la Tabla 1

Tabla 1. Parámetros de modelos de flujo Semi analíticos (tipo Vogel).

MODELO	Factor V	Factor n
Vogel	0.2	2
Klins & Clark	0.295	$n = \left[0.28 + 0.72 \left(\frac{P_R}{P_B} \right) \right] \left(24 + 0.001 p_B \right)$
Gasbarri	$V = a * e^{c * WC} + m * \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_B} \right)$	2

Fuente: Inflow Performance Relationships for Heavy Oil. S.G. 2009.

1.4 MODELOS DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE DATOS.

El análisis estadístico de datos también conocido como inferencia estadística se refiere al conjunto de técnicas que permiten dar un valor aproximado de un parámetro de una población a partir de los datos proporcionados por una muestra. Por ejemplo, una estimación de la media de una determinada característica de una población de tamaño N podría ser la media de esa misma característica para una muestra de tamaño n.

La estimación o análisis estadístico se divide en tres grandes bloques, cada uno de los cuales tiene distintos métodos que se usan en función de las características y propósitos del estudio.

1.4.1 Estimación Puntual

La estimación puntual consiste en un solo dato estadístico muestral que se usa para estimar el valor verdadero de un parámetro de una población que es desconocido. Por ejemplo, la media muestral \bar{x} es un estimador puntual de la media poblacional μ y la proporción muestral \hat{p} es un estimador puntual de la verdadera proporción poblacional p.

Cuando se usa una estimación puntual, aunque el método de estimación utilizado sea bueno, es prácticamente improbable que el valor de la estimación coincida con el verdadero valor del parámetro, así que en estos casos se hace conveniente acompañar la estimación con alguna medida que permita expresar la cercanía del estimador al parámetro. Una solución para esta situación se obtiene con los estimadores por Intervalos de Confianza

Los métodos más conocidos de evaluación de estimaciones puntuales son:

- Método de los momentos
- Método de la máxima verosimilitud
- Método de los mínimos cuadrados

El método de los mínimos cuadrados es el más ampliamente conocido y utilizado en la estimación estadística de datos. Este método se describirá brevemente más adelante.

Otros métodos de estimación estadística son:

- Estimación por intervalos.
- Estimación bayesiana

1.4.1.1 Método de Mínimos cuadrados. Mínimos cuadrados es una técnica de análisis numérico encuadrada dentro de la optimización matemática, en la que, dados un conjunto de pares (o ternas, etc.), se intenta encontrar la función que mejor se aproxime a los datos (un "mejor ajuste"), de acuerdo con el criterio de mínimo error cuadrático.

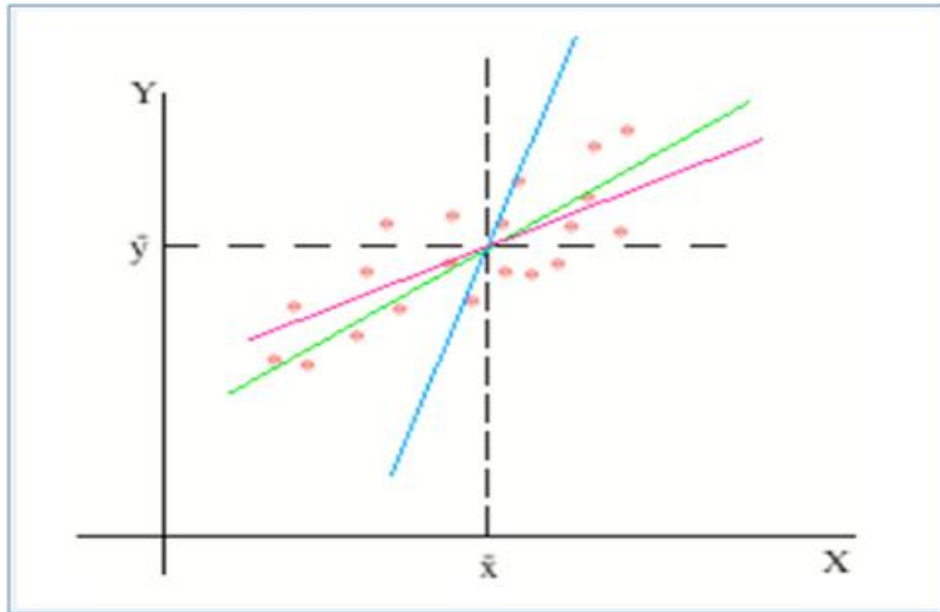
En su forma más simple, intenta minimizar la suma de cuadrados de las diferencias ordenadas (llamadas residuos) entre los puntos generados por la función y los correspondientes en los datos. Específicamente, se llama mínimos cuadrados promedio (LMS) cuando el número de datos medidos es 1 y se usa el

método de descenso por gradiente para minimizar el residuo cuadrado. Se puede demostrar que LMS minimiza el residuo cuadrado esperado, con el mínimo de operaciones (por iteración), pero requiere un gran número de iteraciones para converger.

Desde un punto de vista estadístico, un requisito implícito para que funcione el método de mínimos cuadrados es que los errores de cada medida estén distribuidos de forma aleatoria. El teorema de Gauss-Márkov prueba que los estimadores mínimos cuadráticos carecen de sesgo y que el muestreo de datos no tiene que ajustarse, por ejemplo, a una distribución normal. También es importante que los datos recogidos estén bien escogidos, para que permitan visibilidad en las variables que han de ser resueltas

La técnica de mínimos cuadrados se usa comúnmente en el ajuste de curvas y/o datos observados. Si se tiene una dispersión de datos se puede observar que se pueden trazar diferentes opciones de recta que satisfagan estos datos, tal como se observa en la figura siguiente:

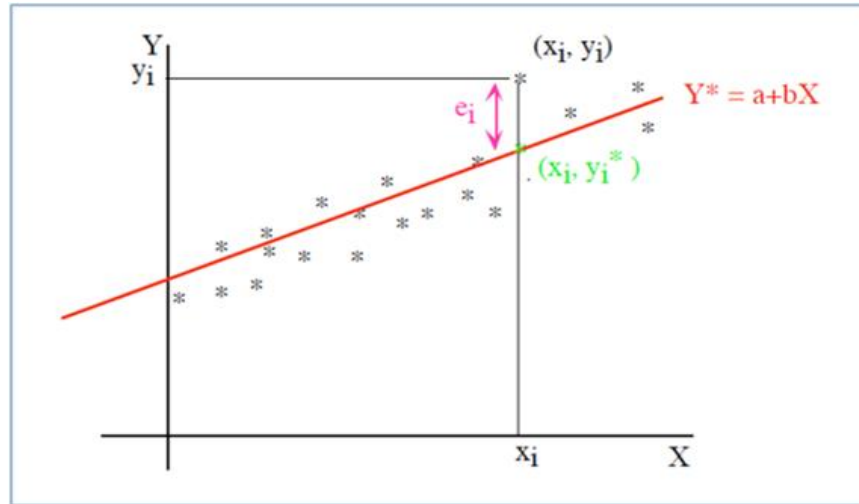
Figura 16. Posibles rectas para ajuste de conjunto de datos experimentales.



Fuente: Curso de Geoestadística Dr Akkhil Datta Gupta. UIS 2003

Con esta metodología se busca establecer la recta que pase lo más cerca posible de los datos observados utilizando técnicas de optimización multivariable. La función objetivo establecida se define como el mínimo valor de la suma de los cuadrados de las distancias verticales de cada uno de los puntos respecto a la recta óptima.

Figura 17. Recta óptima obtenida con el Método de Mínimos Cuadrados.



Fuente: Curso de Geoestadística Dr Akkhil Datta Gupta. 2003

Matemáticamente se busca minimizar los valores de la diferencia entre la recta óptima y^1 y los datos experimentales y , de tal manera que la sumatoria de todos los valores y_i^1 menos los valores y_i se acerquen a un valor mínimo.

$$\sum_{i=1}^n (y_i^1 - y_i)^2 = \min \quad \text{Ecuación (24)}$$

Si se reemplaza y_i^1 por la igualdad de la recta óptima la ecuación queda como:

$$G = \sum_{i=1}^n (y_i - (a + bx))^2 = \min \quad \text{Ecuación (25)}$$

Como se está buscando un mínimo entonces el óptimo se lograría con la primera derivada de la función G, de tal manera que derivando a G respecto a los factores a y b que son los que se buscan con la curva óptima quedaría:

$$\frac{\partial G}{\partial a} = 0 = \sum y - na - b \sum x \quad \text{Ecuación (26)} \quad \text{y} \quad \sum y = na + b \sum x \quad \text{Ecuación (27)}$$

De igual manera para la derivada de G en b la ecuación quedaría:

$$\sum xy = a \sum x + b \sum x^2 \quad \text{Ecuación (28)}$$

Haciendo deducción matemática se obtiene que:

$$b = \frac{\sum xy - nYX}{\sum x^2 - nX^2} \quad \text{Ecuación (29)}$$

Donde Y, X son valores promedio obtenidos de la recta optima y n la pendiente.

1.4.2 Estadística paramétrica

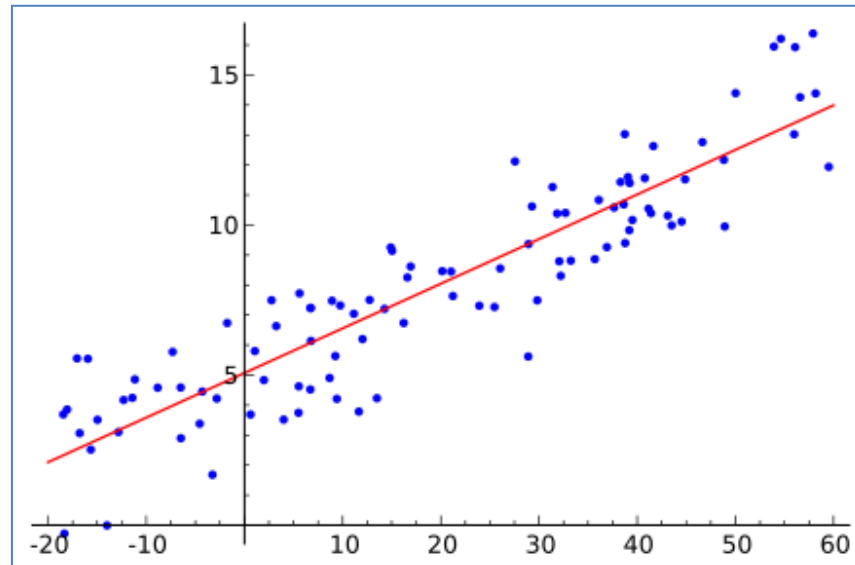
La estadística paramétrica es una rama de la estadística inferencial que comprende los procedimientos estadísticos y de decisión que están basados en las distribuciones de los datos reales. Estas son determinadas usando un número finito de parámetros. La mayoría de procedimientos paramétricos requiere conocer la forma de distribución para las mediciones resultantes de la población estudiada. Para la inferencia paramétrica es requerida como mínimo una escala de intervalo, esto quiere decir que los datos deben tener un orden y una numeración del intervalo. Generalmente los modelos paramétricos de evaluación utilizados se asimilan con distribuciones de probabilidad conocidas o mediante técnicas de regresión lineal o no lineal.

1.4.2.1 Regresión lineal. En estadística la regresión lineal o ajuste lineal es un método matemático que modela la relación entre una variable dependiente Y, las variables independientes Xi y un término aleatorio ε. Este modelo puede ser expresado como

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_p X_p + \varepsilon \quad \text{Ecuación (30)}$$

Donde β_0 es la intersección o término "constante", las β_i ($i > 0$) son los parámetros respectivos a cada variable independiente, y p es el número de parámetros independientes a tener en cuenta en la regresión. Gráficamente un modelo de regresión lineal de una sola variable se presenta en la figura siguiente:

Figura 18. Modelo de regresión lineal simple.



Fuente: Curso de Geoestadística Dr Akkhil Datta Gupta, Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos, UIS 2003

Para poder crear un modelo de regresión lineal, es necesario que se cumpla con los siguientes supuestos:

- La relación entre las variables es lineal.
- Los errores en la medición de las variables explicativas son independientes entre sí.
- Los errores tienen varianza constante.
- Los errores tienen una esperanza matemática igual a cero (los errores de una misma magnitud y distinto signo son equiprobables).
- El error total es la suma de todos los errores.

1.4.2.2 Tipos de modelos de regresión lineal. Existen diferentes tipos de regresión lineal que se clasifican de acuerdo a sus parámetros:

Regresión lineal simple

De modo general, se dice que existe regresión de los valores de una variable con respecto a los de otra, cuando hay alguna línea, llamada línea de regresión que se ajusta más o menos claramente a una nube de puntos. Si existe regresión, a la ecuación que nos describe la relación entre las dos variables la denominamos ecuación de regresión.

La ecuación será de la forma $Y = \alpha + \beta X + \varepsilon$

Regresión lineal múltiple

La regresión lineal múltiple permite trabajar con una variable a nivel de intervalo o razón, así también se puede comprender la relación de dos o más variables y nos permitirá relacionar mediante ecuaciones, una variable en relación a otras variables. Constantemente en la práctica de la investigación estadística, se encuentran variables que de alguna manera están relacionados entre sí, por lo que es posible que una de las variables pueda relacionarse matemáticamente en función de otra u otras variables. La ecuación que describe este modelo es:

$$Y_i = \beta_0 + \sum_{i=1}^n \beta_i X_i + \varepsilon \quad \text{Ecuación (31)}$$

Donde ε corresponde al error del valor estimado Y_i

Para la regresión lineal se definen las rectas que mejor se ajustan a la nube de puntos (o también llamado diagrama de dispersión) generada por una distribución binomial. Matemáticamente, son posibles dos rectas de máximo ajuste

- La recta de regresión de Y sobre X:

$$Y = Y_p + \frac{\partial xy}{\partial x^2} (x - x_p) \quad \text{Ecuación (32)}$$

- La recta de regresión de X sobre Y:

$$x = x_p + \frac{\partial xy}{\partial y^2} (y - y_p) \quad \text{Ecuación (33)}$$

La correlación "r" de las rectas determinará la calidad del ajuste. Si r es cercano o igual a 1, el ajuste será bueno y las predicciones realizadas a partir del modelo obtenido serán muy fiables (el modelo obtenido resulta verdaderamente representativo); si r es cercano o igual a 0, se tratará de un ajuste malo en el que las predicciones que se realicen a partir del modelo obtenido no serán fiables (el modelo obtenido no resulta representativo de la realidad). Ambas rectas de regresión se interceptan en un punto llamado centro de gravedad de la distribución.

1.4.2.3 Regresión no lineal. En estadística, la regresión no lineal es un problema de inferencia para un modelo tipo:

$$y = f(x, \theta) + \xi \quad \text{Ecuación (34)}$$

Basado en datos multidimensionales x,y, donde f es alguna función no lineal respecto a algunos parámetros desconocidos θ . Como mínimo, se pretende obtener los valores de los parámetros asociados con la mejor curva de ajuste (habitualmente, con el método de los mínimos cuadrados). Con el fin de determinar si el modelo es adecuado, puede ser necesario utilizar conceptos de inferencia estadística tales como intervalos de confianza para los parámetros así como pruebas de bondad de ajuste.

El objetivo de la regresión no lineal se puede clarificar al considerar el caso de la regresión polinomial, la cual es mejor no tratar como un caso de regresión no lineal. Cuando la función f toma la forma:

$$y = f(x) = ax^2 + bx + c \quad \text{Ecuación (35)}$$

La función f es no lineal en función de x pero lineal en función de los parámetros desconocidos a , b , y c . Este es el sentido del término "lineal" en el contexto de la regresión estadística. Los procedimientos computacionales para la regresión polinomial son procedimientos de regresión lineal (múltiple), en este caso con dos variables predictoras x y x^2 . Sin embargo, en ocasiones se sugiere que la regresión no lineal es necesaria para ajustar polinomios. Las consecuencias prácticas de esta mala interpretación conducen a que un procedimiento de optimización no lineal sea usado cuando en realidad hay una solución disponible en términos de regresión lineal.

Modelos No lineales linealizables

Algunos problemas de regresión no lineal pueden linealizarse mediante una transformación en la formulación del modelo. Por ejemplo, considerando el problema de regresión no lineal (ignorando el término de error):

$$y = ae^{bx} \quad \text{Ecuación (36)}$$

Aplicando logaritmo a ambos lados de la ecuación, se obtiene:

$$\ln(y) = \ln(a) + bx \quad \text{Ecuación (37)}$$

Lo cual sugiere una estimación de los parámetros desconocidos a través de un modelo de regresión lineal de $\ln(y)$ con respecto a x , un calculo que no requiere procedimientos de optimización iterativa. De todas formas, la linealización debe usarse con cuidado ya que la influencia de los datos en el modelo cambia, así

como la estructura del error del modelo y la interpretación e inferencia de los resultados. Estos pueden ser resultados no muy convenientes.

1.4.3 Estadística no Paramétrica

Los métodos paramétricos como la regresión múltiple convencional requiere de una forma funcional lineal que se presume a priori para la superficie de la regresión, lo que reduce el problema a la de la estimación de un conjunto de parámetros. Ese enfoque paramétrico lineal puede tener éxito siempre y cuando el modelo asumido es el adecuado. Cuando la relación entre la respuesta y las variables de predicción se desconoce o es inexacta, la regresión lineal paramétrica puede dar resultados erróneos e incluso engañosos. Esta es la principal motivación para el uso de técnicas de regresión no paramétrica, que hacen algunas suposiciones sobre la superficie de la regresión (Friedman y Stuetzle, 1981). Estos métodos de regresión no paramétrica se pueden clasificar en aquellos que no transforman la variable de respuesta y los que lo hacen como es el caso del método ACE.

Tipos de Test No paramétricos:

- Prueba χ^2 de Pearson
- Prueba binomial
- Prueba de Anderson-Darling
- Prueba de Cochran
- Prueba de Cohen kappa
- Prueba de Fisher
- Prueba de Friedman
- Prueba de Kendall
- Prueba de Kolmogórov-Smirnov
- Prueba de Kruskal-Wallis

- Prueba de Kuiper
- Prueba de Mann-Whitney o prueba de Wilcoxon
- Prueba de McNemar
- Prueba de la mediana
- Prueba de Siegel-Tukey
- Coeficiente de correlación de Spearman
- Tablas de contingencia
- Prueba de Wald-Wolfowitz
- Prueba de los signos de Wilcoxon

Prueba χ^2 de Pearson

La prueba χ^2 de Pearson (llamada también Chi cuadrado) es considerada como una prueba no paramétrica que mide la discrepancia entre una distribución observada y otra teórica (bondad de ajuste), indicando en qué medida las diferencias existentes entre ambas, de haberlas, se deben al azar en el contraste de hipótesis. Esta técnica también se utiliza para probar la independencia de dos variables entre sí, mediante la presentación de los datos en tablas de contingencia. La fórmula de Chi cuadrado es la siguiente:

$$x = \sum \frac{(\text{Dato observado}_i - \text{Dato teórico}_i)^2}{\text{Dato teórico}} \quad \text{Ecuación (38)}$$

Cuanto mayor sea el valor de X^2 , menos verosímil es que la hipótesis sea correcta. De la misma forma, cuanto más se aproxima a cero el valor de χ^2 , más ajustadas están ambas distribuciones.

1.4.3.1 Método no paramétrico ACE. El modelo no paramétrico ACE (Por su nombre del inglés “*Alternating Conditional Expectation*”) es un modelo basado en la transformación óptima de un modelo lineal tipo regresión, en un modelo en funciones de variables transformadas.

El modelo ACE transforma el problema de solucionar una regresión lineal de n términos, transformándolo a n funciones unidimensionales con soluciones óptimas en las variables ϕ_i y θ las cuales son obtenidas mediante modelos iterativos de optimización.

$$\theta(Y) = \alpha + \sum_{i=1}^n \phi_i(X_i) + \varepsilon \quad \text{Ecuación (39)}$$

Esta metodología fue desarrollada por los investigadores Breiman y Friedman en 1985¹⁷. La metodología se basa en encontrar transformadas óptimas de la ecuación tipo:

$$y_i = e^{(\text{sen}(2\pi x_i) + \xi_i/2)} \quad \text{Ecuación (40)}$$

Donde las transformadas son:

$$\theta(y_i) = \text{Ln } y_i \quad \text{Ecuación (41)}$$

$$\theta(x_i) = \text{sen}(2\pi x_i) \quad \text{Ecuación (42)}$$

El modelo propuesto en la metodología ACE se basa en las siguientes premisas:

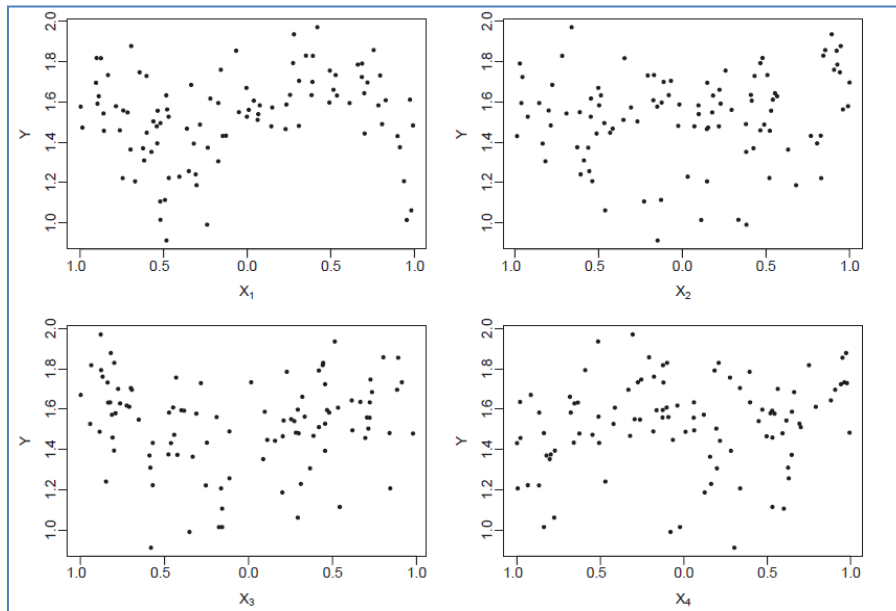
- Proceso iterativo de minimización.
- Derivado únicamente de los datos (sin supuestos previos de formas funcionales).
- Computacionalmente eficiente y fácil de usar.
- Aplica a los casos de dos variables y multivariados.

¹⁷ . Breiman, L. and Friedman, J.H. "Estimating optimal transformations for multiple regression and correlation". Journal of the American Statistical Association, 1985.

- Los rendimientos de las correlaciones son máximos en el espacio transformado.

En las figuras siguientes se presentan graficas de correlación de datos contra sus respectivas transformadas óptimas.

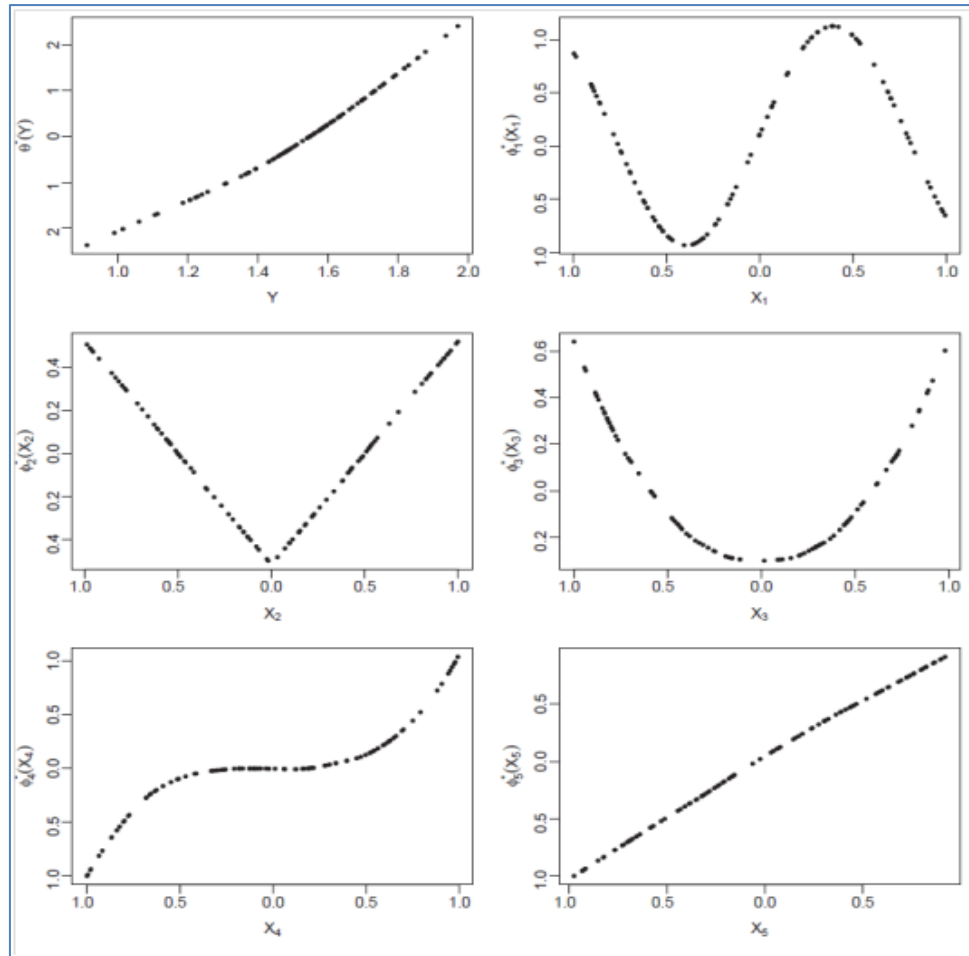
Figura 19. Dispersión de datos observados en plano cartesiano.



Fuente: "Estimating Optimal Transformations for Multiple Regression Using the ACE Algorithm"

Esta dispersión de datos expresada en sus transformaciones óptimas queda de la siguiente forma:

Figura 20. Transformaciones Óptimas obtenidas con la metodología ACE



Fuente: "Estimating Optimal Transformations for Multiple Regression Using the ACE Algorithm"

2. GENERALIDADES DE LA FORMACION SAN FERNANDO (T2) CAMPO CHICHIMENE

2.1 GENERALIDADES DE CAMPO.

El campo Chichimene es un campo de crudo extra pesado en Castilla La Nueva, en el departamento del Meta en la parte este del país en lo que se denomina la cuenca llanos de Colombia. El campo Chichimene fue descubierto por Chevron en 1969 con la perforación de Chichimene-1, (CH-1), inicio explotación hasta el año 1.985. Chevron mantuvo explotación de este campo hasta el año 2.000 cuando revierte a ECOPETROL S.A. El campo produce igualmente un crudo intermedio de alrededor de 20 API proveniente de las estructuras del Cretácico superior denominadas formaciones K1 y K2, a hoy esta producción es muy baja cercana a los 4.000 BOPD. En el año 2.001 se colocó en producción una formación del terciario (T2) denominada Formación San Fernando con el pozo CH-18. El petróleo producido de esta formación cae en la clasificación de crudos extra pesados ya que presenta una gravedad API que se encuentra entre los 7 y 9 API. A pesar de la alta densidad que presenta este hidrocarburo, el petróleo crudo proveniente de la formación San Fernando (ó T2) es móvil en condiciones de yacimiento debido a un gradiente de temperatura anormalmente elevado. El crudo descubierto en esta estructura fue producido por procesos de biodegradación severos, evaporación y fraccionamiento

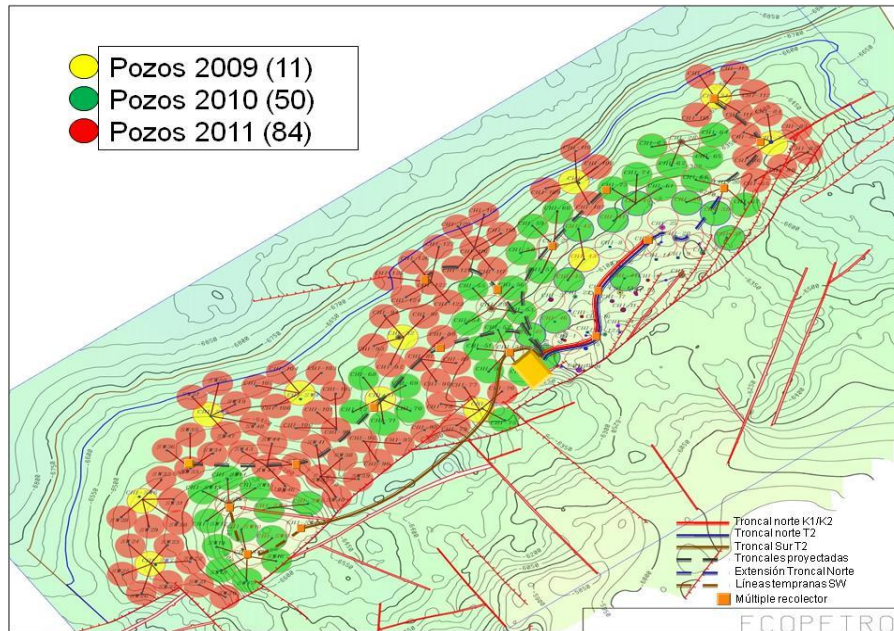
Estructuralmente la formación de interés corresponde a un anticlinal de tercer nivel alargado en dirección noroeste de aproximadamente 6 Km de longitud y 2.5 Km de ancho. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intercepta con la falla de Chichimene que limita el campo. La falla de Chichimene es de carácter inverso,

tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroccidente con un ángulo de 50°. El domo del anticlinal es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento (10 ft) que afecta los niveles masivo y superior de Guadalupe, el modelo de sedimentación está asociado a una roca marina del Cretácico distal.

Actualmente la formación San Fernando produce unos 34.000 barriles al día utilizando bombas eléctricas sumergibles (ESP) como método de levantamiento artificial. Recientemente se están realizando pruebas de aplicación de bombas de cavidades positivas (PCP) como prueba piloto.

El campo Chichimene tiene dentro del plan de desarrollo la producción de 100 KBOPD en el año 2012 de crudo San Fernando T2. Para lograr esta meta en el año el 2.010 se perforaron 50 pozos, en el año 2.011 está planeado perforar 84 pozos, y se espera a finales del 2012 completar 145 pozos de tal manera que el área de drenaje promedio del campo es de 50 Acres. El plan de desarrollo contempla una distribución de pozos en el campo de la siguiente forma, Ver Figura 16.

Figura 21. Plan de perforación de pozos formación T2 Campo Chichimene



Fuente: Datos Básicos de diseño Ingeniería de ampliación Chichimene, ECOPETROL S.A.

2.2 PROPIEDADES PETROFISICAS DE LA FORMACION T2

La naturaleza litológica de la formación T2 está constituida principalmente de arenitas cuarzosas de tamaño de grano entre arena media y gruesa con intercalaciones de limo (ocasionalmente limo-arcillosas). El cemento, aunque escaso, está representado principalmente por sílice y caolinita. Hacia el tope de la formación es común encontrar siderita y algunas escasas concentraciones de glauconita. Igualmente se identifican algunas concentraciones de calcita hacia la base de la Unidad.

Para el análisis petrofísico se contó con corazones de diferentes pozos tanto en las unidades del cretáceo (K1 y K2), cómo de la formación del terciario (San Fernando ó T2). En la tabla siguiente se presentan los pozos con información de corazones.

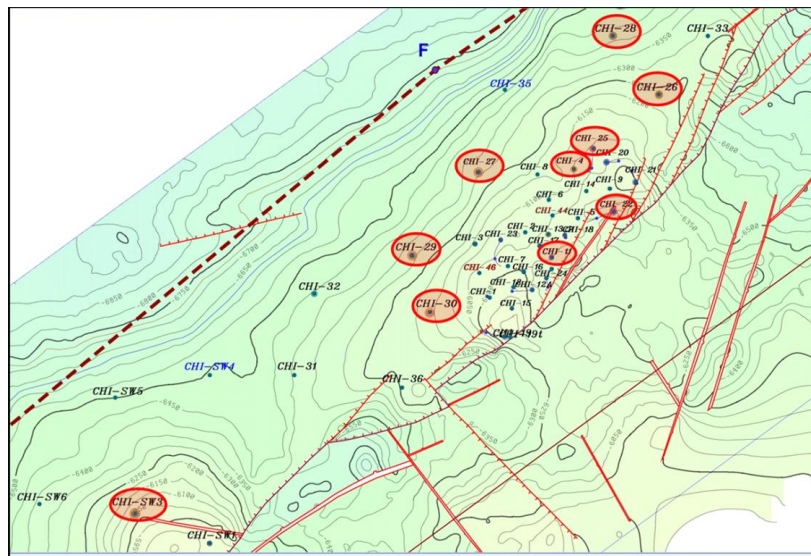
Tabla 2. Información de pozos corazonados del campo Chichimene.

POZO	CORAZONES	INTERVALO (Pies)	FORMACIONES
CH-26	7	7645-8482	K1, T2
CH-27	10	7919-8797	K1, T2
CH-28	7	7892-8232	K1,T2
CH-29	9	7986-8843	K1,T2
CH-30	9	7796-8662	K1,T2
CH-SW2	13	7728-8618	K1,T2
CH-SW3	16	7866-8973	K1,K2,T2
CH-22	10	7887-8287	T2
CH-25	4	7890-8049	T2
CH-13	10	8330-8629	K1,K2
CH-4	7	8430-8614	K1,K2

Fuente: ECOPETROL S.A

En la figura siguiente se presenta una disposición espacial de los pozos corazonados existentes en el campo Chichimene. Tal como se puede observar se tiene una muy buena información litológica de los pozos del domo norte de la formación, sin embargo se tiene una descripción del T2 en la zona sur del campo (pozo CHSW1).

Figura 22. Pozos Corazonados en el campo Chichimene.



Fuente: Informe: Interpretación Petrofísica Campo Chichimene, Formación T2, SYA ECP 2010.

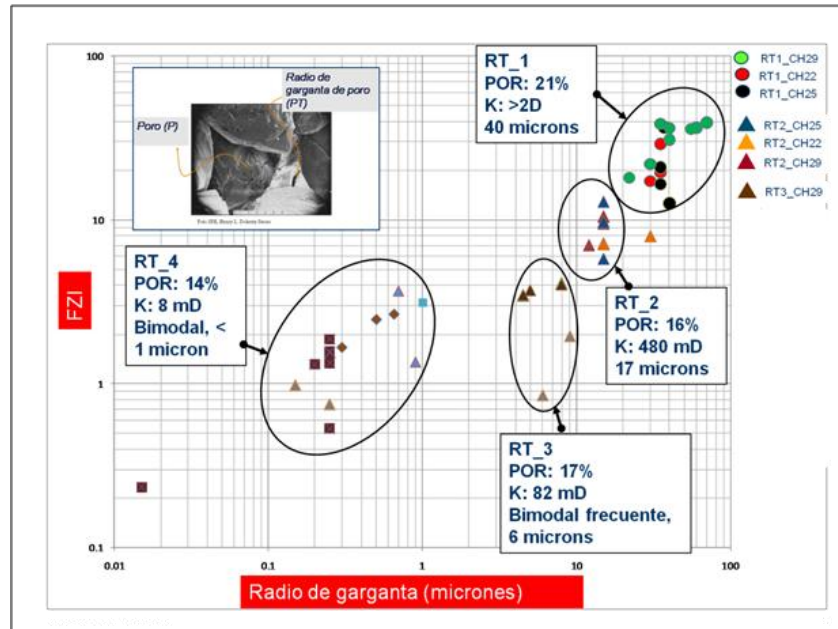
2.2.1 Porosidad

El análisis de la porosidad realizado de los corazones para la Formación T2 del campo Chichimene; mostraron que la porosidad es principalmente de naturaleza primaria con alguna presencia de porosidad secundaria y micro porosidad derivadas de la descomposición y disolución de fragmentos líticos y las concentraciones de caolinita. El valor promedio de porosidad es de 18%.

2.2.2 Tipos de Roca

Los análisis de presión capilar por mercurio realizados en los pozos CH29, CH25 y CH22 insinuaron la existencia de dos tipos de roca importantes (en términos de flujo) con radios de garganta superiores a los 12 micrones, estos dos tipos de roca están soportando en gran medida la producción de crudo del yacimiento. El tipo de roca principal, RT1, se caracteriza por permeabilidades absolutas superiores a los 3 Darcies con un radio de garganta promedio de 40 micrones, el segundo tipo de roca en importancia RT2 presenta valores de permeabilidad superiores a los 200 mD (inferiores a 2000 mD) con un radio de garganta de poro promedio de 17 micrones. Se definen adicionalmente otros dos tipos de roca caracterizados por un mayor grado de tortuosidad, RT3 y RT4, con promedios de permeabilidad de 80 y 6 mD respectivamente, su comportamiento bi-modal dificulta la determinación de un radio de garganta característico pero en general no sobrepasan los 10 micrones en RT3 y 1 micrón en RT4.

Figura 23. Tipos de roca Formación San Fernando (T2)



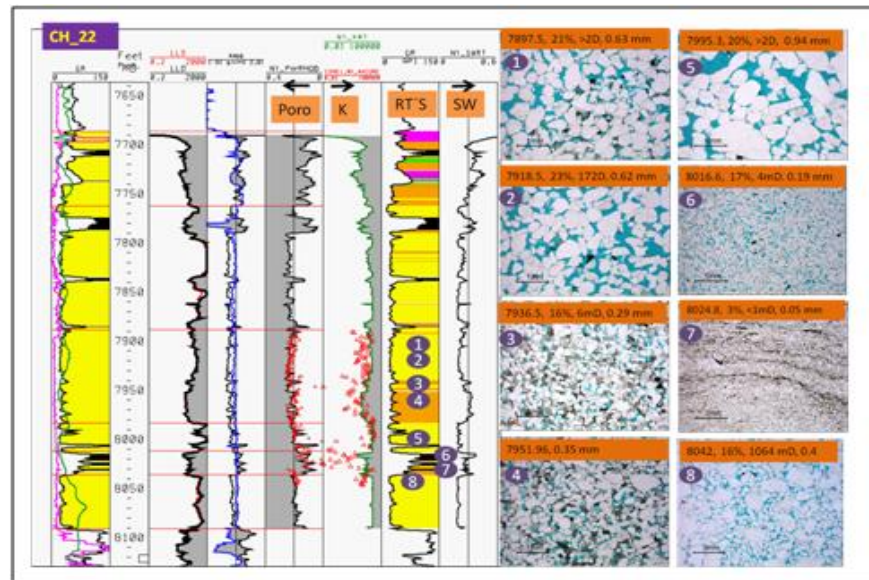
Fuente: Informe laboratorio: Análisis Petrofísico Formación T2, ICP 2010.

Para la diferenciación vertical de cada uno de los tipos de roca se hizo uso de la curva de permeabilidad previamente calculada y según la asignación de los siguientes rangos:

- RT_1: $K > 2$ Darcies
- RT_2: $200 < K < 2000$
- RT_3: $100 < K < 200$
- RT_4: $5 < K < 100$

En la figura siguiente se presenta una variación textural del Pozo CH22.

Figura 24. Variación Textural Pozo CH22



Fuente: Informe: Interpretación Petrofísica Campo Chichimene, Formación T2, SYA ECP 2010.

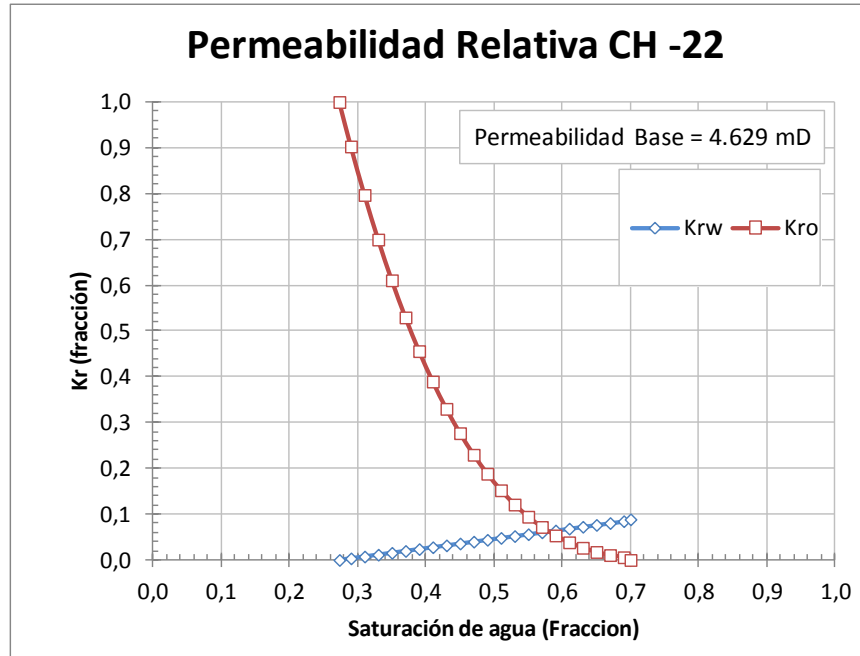
2.2.3 Curvas de Permeabilidad Relativa

De los corazones tomados a la formación San Fernando (T2) existen mediciones de permeabilidades relativas en los pozos CH22, CH25 y CH29. En general, las curvas insinúan una formación preferiblemente humectada al aceite con tendencia mixta a medida que baja la calidad de la roca.

Es importante observar que es muy baja la pendiente de la permeabilidad relativa al agua (K_{rw}), en las curvas de permeabilidad relativa realizadas a los tres pozos, lo cual demuestra que en la medida que el agua entre a la formación el rompimiento de agua será muy agresivo y reducirá dramáticamente la permeabilidad relativa al crudo (K_{ro}).

En la figura siguiente se muestra la curva de permeabilidad relativa realizada para el pozo CH22 en la roca tipo RT_1 la cual presenta una permeabilidad media de 4.629 mDarcies.

Figura 25. Curva de Permeabilidad relativa Pozo CH22



Fuente: Informe laboratorio: Análisis Petrofísico Formación T2, ICP 2010.

2.3 PROPIEDADES DE FLUIDOS

Se han realizado dos análisis PVT de los fluidos producidos en el campo Chichimene, el PVT del pozo CH18 se realizó sobre una muestra de superficie y recombinada a condiciones de yacimiento, otro estudio fue realizado sobre una muestra de fondo (formación) del pozo CH28. En las tablas siguientes se presentan los PVT existentes de la formación San Fernando (T2) Campo Chichimene

El PVT realizado al pozo CH18 presenta las siguientes condiciones:

- Muestra de Superficie
- Temp. yacimiento 185 °F
- Densidad @ CS 1,003 gr/cc 9,5 °API
- Rs total@ CS 66,5 ft³/ bbl

Tabla 3. Análisis PVT Pozo CH 18 (Muestra de Superficie)

Presión (psia)	Densidad (gr/cc)	Viscosidad (cP)	Rs Scf/STB	β_o Res BI/STB
3415	0,9850	600	67,99	
3241	0,983	591	67,99	
3015	0,9803	580	67,99	1,0454
2515	0,9759	559	67,99	1,0502
2015	0,9717	535	67,99	1,0547
1515	0,9659	506	67,99	1,0610
1015	0,9571	472	67,99	1,0708
600	0,9530	450	67,99	1,0821
415	0,9560	480	59,62	1,0720
215	0,9623	589	38,11	1,0620
115	0,9680	740	17,34	1,0528
55	0,9796	818	0,00	1,0372

Fuente: ECOPETROL S.A.

Los resultados del análisis PVT de esta muestra revelan que el punto de burbuja de los fluidos esta en 600 (psia) y la presión inicial del yacimiento es de 3.241 psia. Por otra parte el PVT efectuado al pozo CH28 se realizó con las siguientes condiciones:

- Muestra de fondo de pozo
- Temp. yacimiento 184 °F
- Densidad @ CS 1,0154 gr/cc 7,85 °API
- Rs total@ CS 72 ft3/ bbl

Tabla 4. Análisis PVT Pozo CH28 (muestra de fondo).

Presión (psia)	Densidad (gr/cc)	Viscosidad (cP)	Rs Scf/STB	β_o Res BI/STB
5015	0,9839	1066	69	1,034
4015	0,9764	893	69	1,038
3315	0,9737	772	69	1,041
3015	0,9726	720	69	1,042
2015	0,9687	547	69	1,047
1015	0,9646	374	69	1,051
715	0,9633	322	69	1,052
586	0,9627	299	69	1,0530
415	0,9657	437	55	1,047
315	0,968	534	43	1,042
215	0,9703	648	32	1,037
115	0,9728	797	18	1,032

Fuente: ECOPETROL S.A.

Adicionalmente se cuenta con información de análisis tipo ASSAY realizados al crudo San Fernando en laboratorio.

Tabla 5. Propiedades Físicas de Crudo San Fernando (T2)

Propiedades	Valor
Gravedad API	7 a 9
Viscosidad a 86F	390.577 cP
Insolubles en nC7	15,16 %w
Carbón Conradson	18,57 %w
Azufre	3.4 %W
Níquel	121,26 ppm
Vanadio	525.95 ppm
Sodio	95 ppm
NN (mg KOH/g)	0.164
Ceras	2.1 %w
Punto de chispa	30 - 85 F
Corte de agua	15 % vol

Fuente: ECOPETROL S.A.

Las propiedades del gas asociado al crudo extra pesado se relacionan en la tabla a continuación.

Tabla 6. Propiedades de Gas Asociado.

Parámetro	Valor
Peso Molecular	22.88
Densidad @ P y T	0.229 lb/ft ³
Factor de compresibilidad @ P y T	0.9903
Viscosidad @ P y T	0,013 cP
Poder Calorífico inferior @ P y T	348.00 BTU/lbmol

Fuente: ECOPETROL S.A.

2.4 INFORMACION DE POZOS.

2.4.1 Información de presión estática y dinámica formación T2.

Los datos de presiones tanto estáticas como dinámicas son esenciales para determinar los índices de productividad reales de los pozos productores de la formación T2 (San Fernando). La información de datos de presión de fondo fluyendo (Pwf) pueden ser obtenidos de los gradientes dinámicos de cada pozo, los cuales son registrados de manera continua por los sistemas de levantamiento artificial de bombas electro sumergibles. Estos gradientes dinámicos son posteriormente convertidos a presión de fondo fluyendo utilizando la ecuación propuesta por Standing¹⁸ para cálculo de densidad.

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_{os} + 0.0136R_s\gamma_{gs}}{0.972 + 0.000147 \left[R_s \left(\frac{\gamma_{gs}}{\gamma_{os}} \right)^{0.5} + 1.25 \left(\frac{\gamma_{gs}}{\gamma_{os}} - 460 \right) \right]^{1.175}} \quad \text{Ecuación (43)}$$

Donde: R_s = Gas en solución (ft es/ barriles) a condición de presión

γ_{os} = Gravedad específica del aceite.

γ_{gs} = Gravedad específica del gas.

¹⁸ . McCain W.. "Properties of the Petroleum Fluids". PennWell Books, Tulsa 1.990.

De igual forma los datos de presión promedio de yacimiento pueden ser obtenidos con información de gradientes estáticos de pozos, ó con análisis de presión de formación (MDT), En la tabla siguiente se presentan los pozos que tienen análisis de presión de formación (MDT)

Tabla 7. Pozos con prueba de presión de formación (MDT)

POZO	PMP (Pies)	Presión (Psia)	API	FORMACION
CH7	7.800	3.050	14,7	T2, K2
CH18	7.819	3.242	11,2	T2
CH25	8.270	3.319	11,0	T2
CH26	8.190	3.266	12,2	T2
CH27	8.111	3.143	9,0	T2
CH29	8.091	3.127	8,6	T2
CH30	7.961	3.078	11,4	T2
CH31	8.222	3.161	9,9	T2
CH32	8.253	3.197	10,9	T2
CH33	8.524	3.311	20,5	K1/K2
CH36	8.464	3.390	9,7	T2
CH42	7.995	3.099	8,4	T2
SW2	7.936	3.039	9,8	T2
SW3	8.046	3.082	9,7	T2
SW5	8.373	3.209	9,6	T2
SW6	8.533	3.280	9,8	T2
SW9	7.927	3.115	9,2	T2

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe de producción Campo Chichimene 2010

2.4.2 Estado mecánico de pozos productores

En el campo Chichimene, existen pozos completados en las formaciones T2, o en las formaciones K1 / K2 y pozos que producen conjuntamente de T2 y K1/K2. Para el caso del presente trabajo, solamente los pozos completados en la formación T2 serán objeto de análisis. En la figura siguiente se presenta un esquema típico del estado mecánico de los pozos de la formación San Fernando Campo Chichimene.

3. ANALISIS DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS FORMACION T2

El primer paso para poder establecer un modelo para predicción del comportamiento de los pozos productores en el campo San Fernando para la formación T2 corresponde a la evaluación de las propiedades de los fluidos producidos. Para la generación del modelo de fluidos se tomaron como base dos análisis PVT realizados a muestras provenientes de los pozos Chichimene 18 y 26. El análisis se realizó evaluando diferentes correlaciones de crudo negro utilizados ampliamente en la industria y comparándolo con el modelo desarrollado para crudo espumosos propuesto por Romero¹⁹.

Los modelos utilizados en el ajuste del modelo de fluido se presentan en la tabla siguiente

Tabla 8. Correlaciones utilizadas para ajuste de Parámetros.

Parámetro				
Presión de Burbuja	FVF (β_o)	Solubilidad (R_s)	Viscosidad (μ_o)	Compresibilidad (C_o)
Standing	Vasquez	Vasquez	Vasquez	Vasquez
Vasquez	TOTAL	TOTAL	Chew	Petrosky
Glaso	Standing	AGIP	Kartoatmodjo	Kartoatmodjo
TOTAL	Glaso	Standing	Beal	
Kartoatmodjo	Kartoatmodjo	Glaso	Beggs	
		Kartoatmodjo	AGIP	
		TOTAL ADJ	Foamy	

Fuente: Correlaciones Numéricas PVT.

Las ecuaciones de los diferentes modelos se presentan en el anexo 1

19 DOUGLAS J et AL.: "Thermodynamic Characterization of a PVT of Foamy Oil", SPE 69724, 2001

3.1 MODELO DE FLUIDO PARA CRUDOS ESPUMOSOS (FOAMY OIL)

Para el análisis del comportamiento del crudo espumoso, se tomó el modelo propuesto por Romero, el cual está basado en evaluación de crudos pesados de la franja del Orinoco de Venezuela, Este modelo soportado en la teoría de pseudo presión de burbuja define que el crudo espumoso presenta un punto de pseudo equilibrio el cual se presenta una curva de presión de burbuja a condiciones de equilibrio específicas. Para el cálculo de esta condición de pseudo equilibrio, se requiere el ajuste de los valores de constantes de equilibrio (valores K) para determinar el estado termodinámico entre las fases gaseosa y de aceite con el fin de representar la estabilidad del gas en solución.

Viscosidad del aceite espumoso

Las expresiones utilizadas para definir la viscosidad del crudo espumoso, consideran las fracciones de las fases líquido y vapor en el equilibrio y las viscosidades del líquido y el gas, se basan en trabajos previos realizados en temas de los cuales se incorpora el equilibrio termodinámico. Utilizando el método propuesto por Zhou²⁰ la fracción de vapor atrapado está definida de acuerdo con las constantes de equilibrio termodinámico (K) mediante las siguientes expresiones:

$$X = 1/K \quad \text{Ecuación (44)}$$

Donde X corresponde a la fracción de vapor que permanece atrapado en el crudo y a es un parámetro de relación

$$a = \frac{5.6146 * R * T * \rho_o}{MW_o * P} \quad \text{Ecuación (45)}$$

20 Zhou, X: "Computing and selecting parameters in numerical modeling of Oil Field Thermal Recovery" Special Oil and Gas Reservoirs, 2(3) pag 15 – 22, 1995

Finalmente la relación gas aceite R_s para crudo espumoso está definido por la siguiente expresión:

$$R_s = \frac{X * a}{1 - X} \quad \text{Ecuación (46)}$$

A presiones iguales o inferiores a la presión de burbuja, la viscosidad se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$\mu = 0.5 * (\mu_{liq}^y + \mu_g^y) + 0.25((Y * \mu_{liq} + X * \mu_g) + (\mu_{liq} * \mu_g)) \quad \text{Ecuación (47)}$$

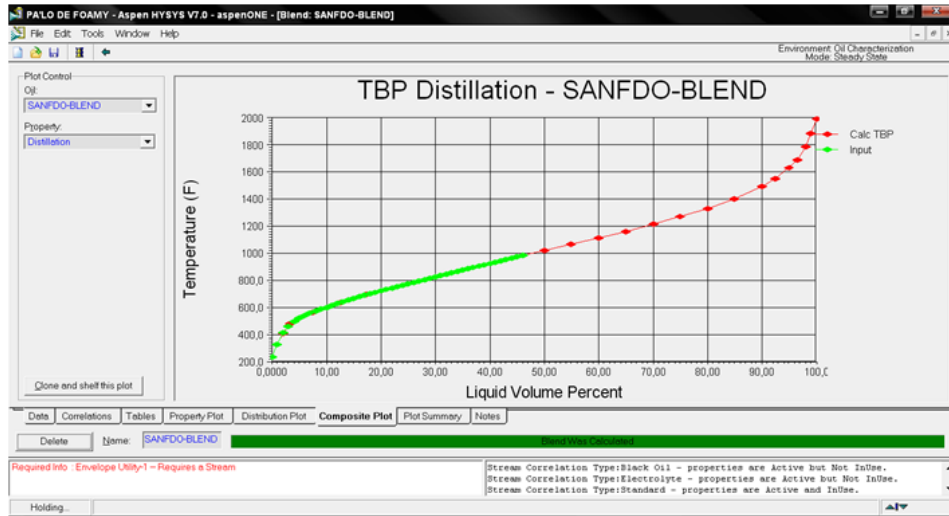
A condiciones por arriba del punto de burbuja, la viscosidad se calcula de la siguiente manera:

$$\mu = 0.55 * X * (P - P_b) + \mu_{ob} \quad \text{Ecuación (48)}$$

El método requiere el cálculo de las constantes de equilibrio que definen un estado termodinámico. En este caso particular los coeficientes K fueron obtenidos mediante el ajuste de una ecuación de estado en el software HYSYS ® AspenTech.

Para definir el modelo de fluido, se cargó el análisis de destilación del crudo San Fernando (Assay) y la cromatografía del gas producido. Como ecuación de estado se utilizó la ecuación de Peng Robinson.

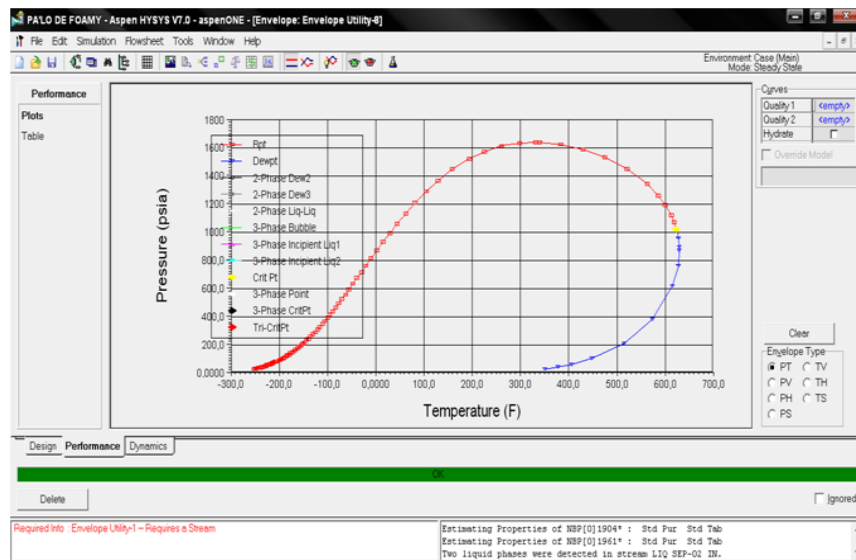
Figura 27. Ajuste de Assay Crudo San Fernando en Software Hysys



Fuente: Autor. HYSYS.

Con base al equilibrio termodinámico obtenido a condiciones de yacimiento se obtuvo la envolvente de fases característica para la mezcla de crudo y gas recombinado de la Formación San Fernando. Ver figura 28.

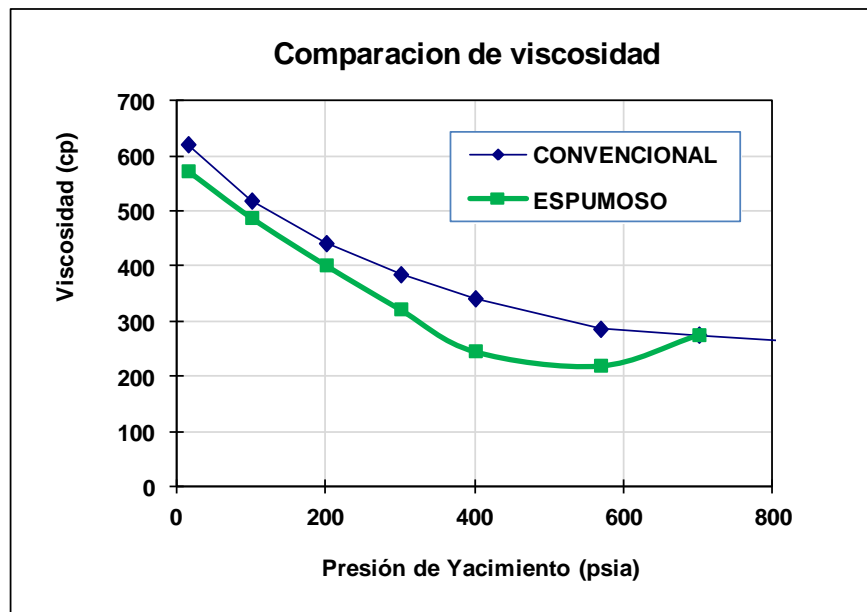
Figura 28. Comportamiento de fases de crudo Chichimene recombinado (CR)



Fuente: Autor. HYSYS.

En un modelo de crudo espumoso la saturación de gas en crudo no es solo función de las condiciones termodinámicas, ya que el sistema requiere de un tiempo prudencial para que se logre la separación total del gas y del líquido a las nuevas condiciones de presión y temperatura. El análisis obtenido para la viscosidad utilizando este modelo se presenta en la figura siguiente:

Figura 29. Comparación comportamiento de viscosidad modelo Foamy.



Fuente: Autor.

La presión de burbuja representa un punto crítico en este tipo de modelos, debido a que la cantidad de gas que debería ser liberado a la nueva condición de operación, no se separa totalmente y gran parte permanece disuelto en el líquido haciendo que la viscosidad aparente del fluido sea menor que la que realmente se obtiene cuando todo el gas se separa completamente del líquido.

Relación Gas Aceite (Rs)

En el modelo de crudo espumoso propuesto por Romero, el autor se basa en la ecuación propuesta por Millan para el ajuste de la relación Gas Aceite de crudos pesados de la faja del Orinoco.

$$R_s = \frac{R_{sb} * (P/P_b)^{0.83}}{1.031}$$

Ecuación (49)

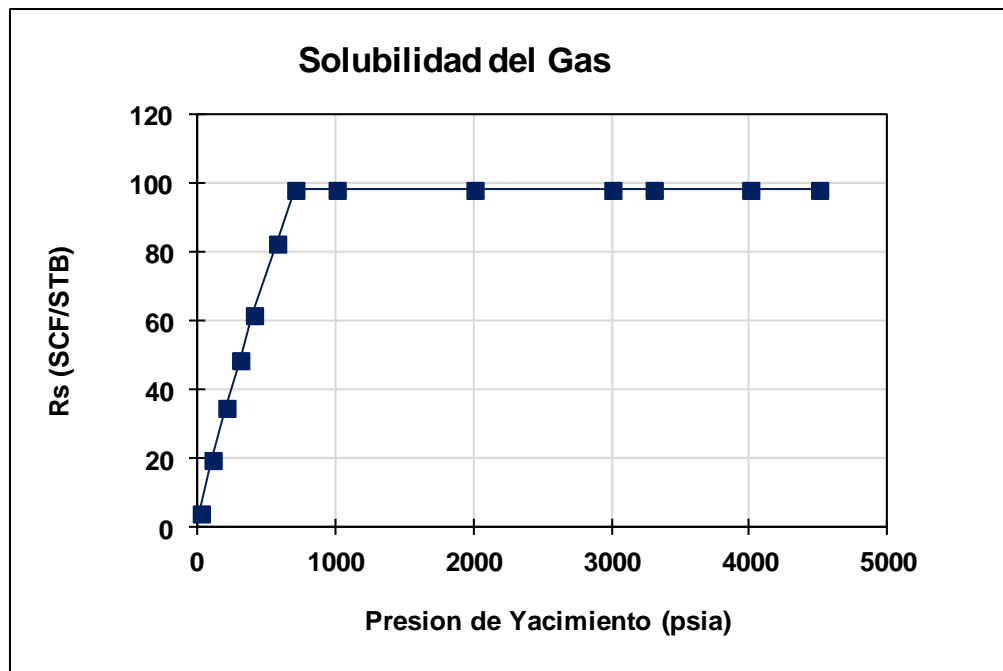
En casos donde se desconocen los datos del análisis PVT se puede utilizar la ecuación de Standing ajustada para crudos pesados que se presenta a continuación:

$$R_s = \gamma_g * \left(\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{(0.0125 * API - 0.00091 * T_y)} \right)^{1.2048}$$

Ecuación (50)

Finalmente el comportamiento de la solubilidad del gas estimado por este método para el caso del crudo San Fernando se presenta en la figura 30.

Figura 30. Solubilidad del Gas estimada con método Espumoso



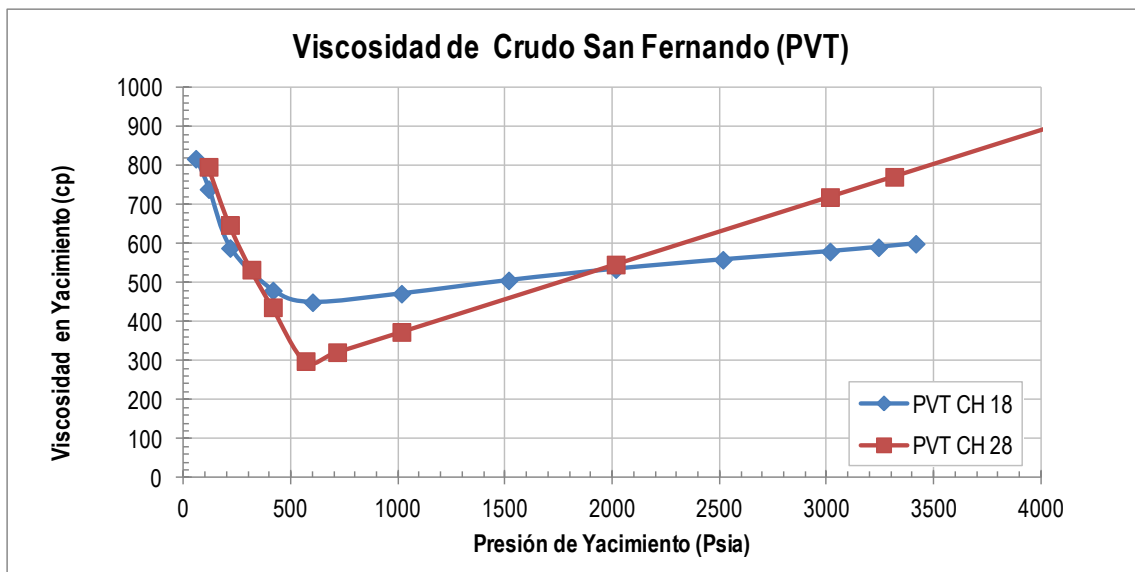
Fuente: Autor.

3.2 AJUSTE DE CORRELACIONES CON ANÁLISIS PVT DE POZOS.

Para evaluar efectivamente el modelo de fluido más apropiado que permita predecir el comportamiento de las propiedades del crudo San Fernando, se realizó una validación con diferentes modelos propuestos para crudos pesados.

El comportamiento de las diferentes propiedades del fluido con las dos pruebas PVT realizadas para los pozos Ch 18 y CH 28 se presenta a continuación.

Figura 31. Comportamiento de viscosidad para crudo San Fernando

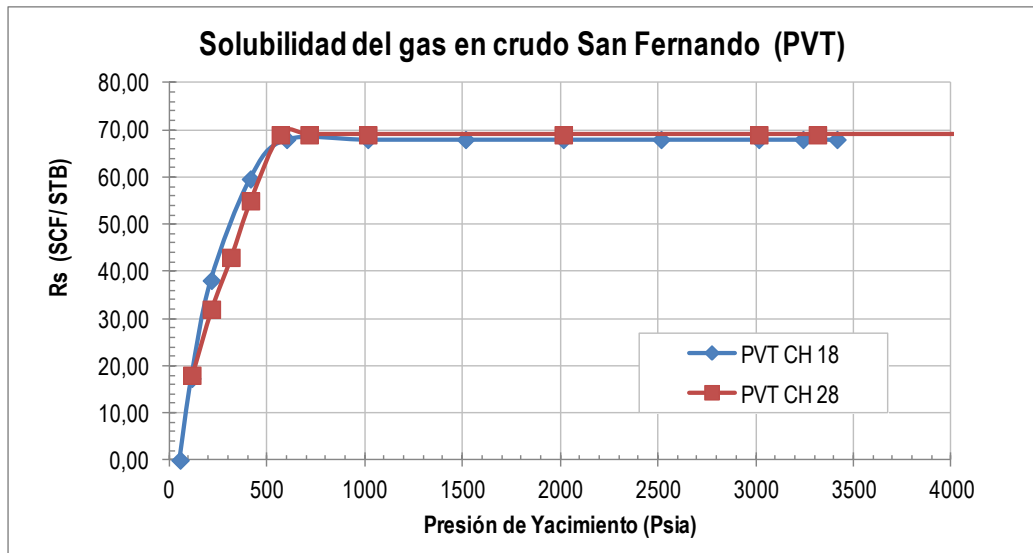


Fuente: Autor. ECOPETROL S.A.

Se puede observar que la muestra obtenida de fondo de pozo que corresponde al CH28 presenta una viscosidad menor cercana al punto de burbuja que la que se obtuvo con la muestra de superficie CH18. Esta situación puede ser atribuida a un efecto en la recombinación realizada en laboratorio con una relación gas líquido diferente a la real del pozo.

A pesar de esta circunstancia en el caso de la solubilidad del gas (R_s) los valores obtenidos con los dos PVT no presentan una gran variación. Figura 32.

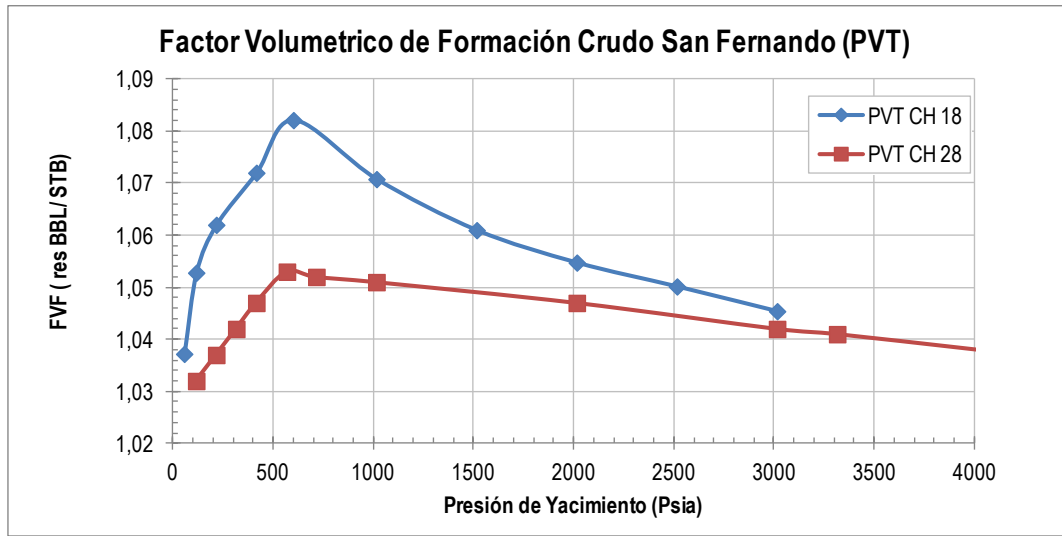
Figura 32. Comportamiento del R_s en PVT de crudo San Fernando.



Fuente: Autor. ECOPEPETROL S.A

Para el caso del factor volumétrico de formación (β_o) se presentan mayores valores para el PVT realizado al CH18, a pesar que los dos análisis PVT presentan valores bajos de β_o . El valor de factor volumétrico de formación para crudos pesados y extra pesados es por lo general muy bajo debido a que el factor de hinchamiento de este tipo de hidrocarburos no es representativo.

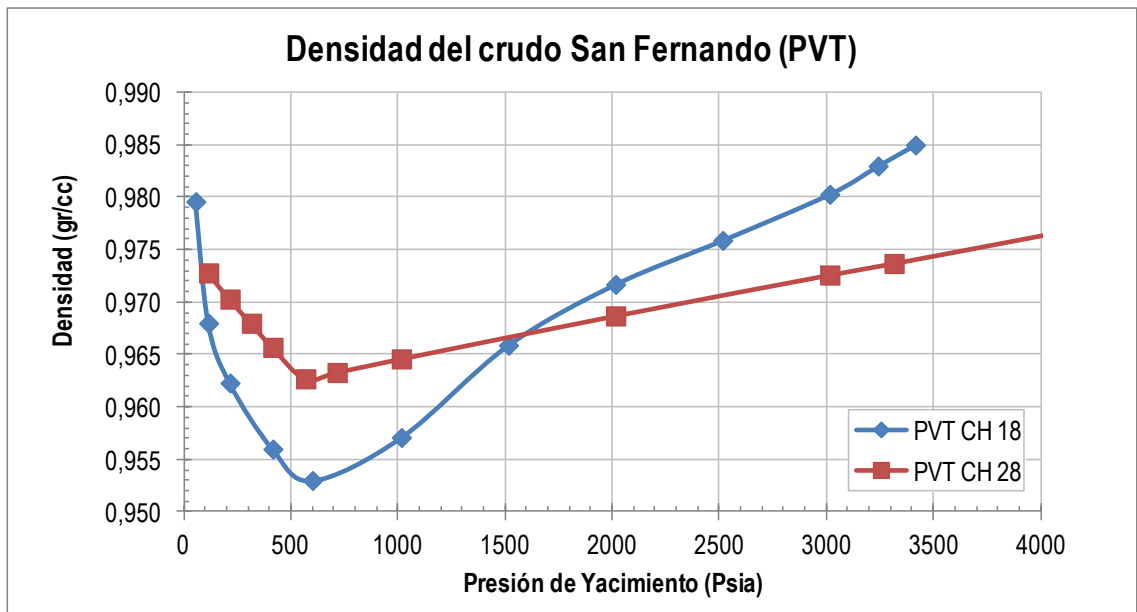
Figura 33. Factor Volumétrico de formación (β_o) Crudo San Fernando



Fuente: Autor. ECOPEPETROL S.A

En el caso de la densidad, se observa una mayor variación en la densidad del PVT realizado en el pozo CH18, lo cual guarda una proporcionalidad lógica con el comportamiento observado en el Factor volumétrico de formación.

Figura 34. Comportamiento de la densidad del crudo San Fernando

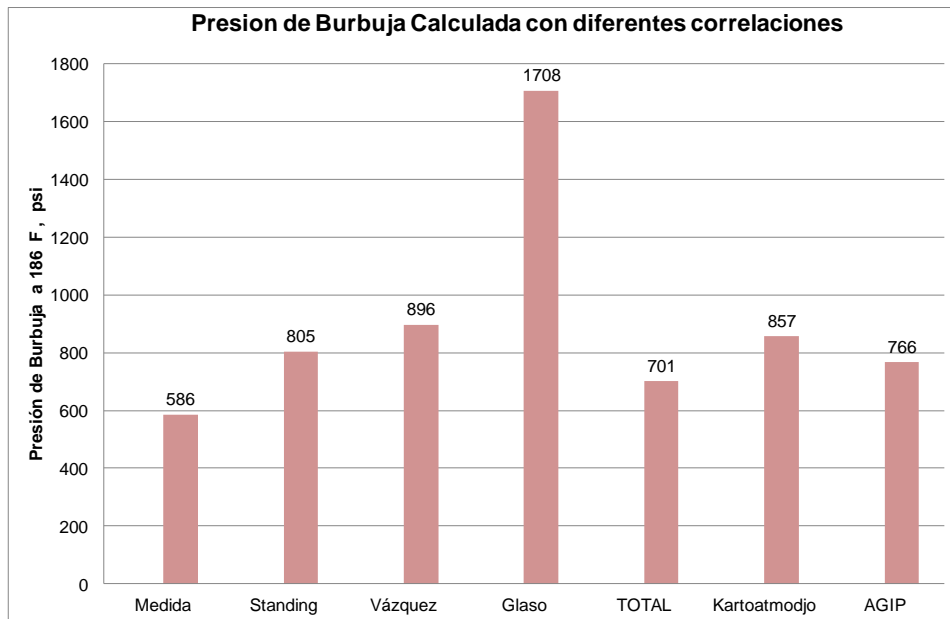


Fuente: Autor. ECOPEPETROL S.A

Los valores de los dos PVT aunque presentan variaciones menores al 10% en los datos de viscosidad, Factor volumétrico de formación y densidad de crudo, se ajustan a las propiedades de los hidrocarburos producidos en la formación T2. Para el análisis en este trabajo se consideró más representativo utilizar el PVT obtenido de la muestra de fondo (CH28).

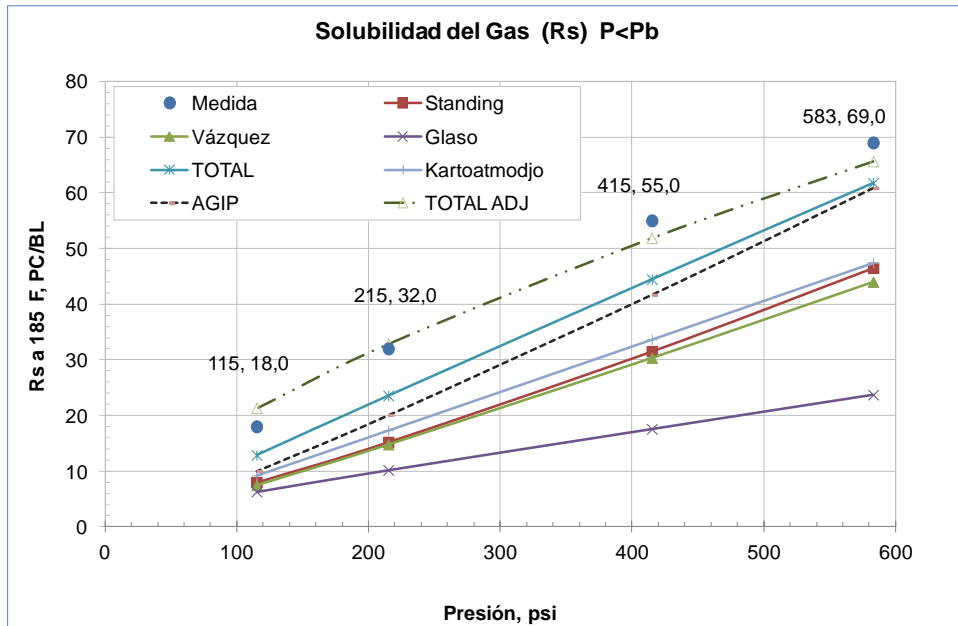
En las figuras siguientes se presentan los resultados de evaluar diferentes correlaciones de crudos negros aplicadas a los resultados de PVT obtenidos del pozo CH28

Figura 35. Comparación Cálculo de presión de burbuja.



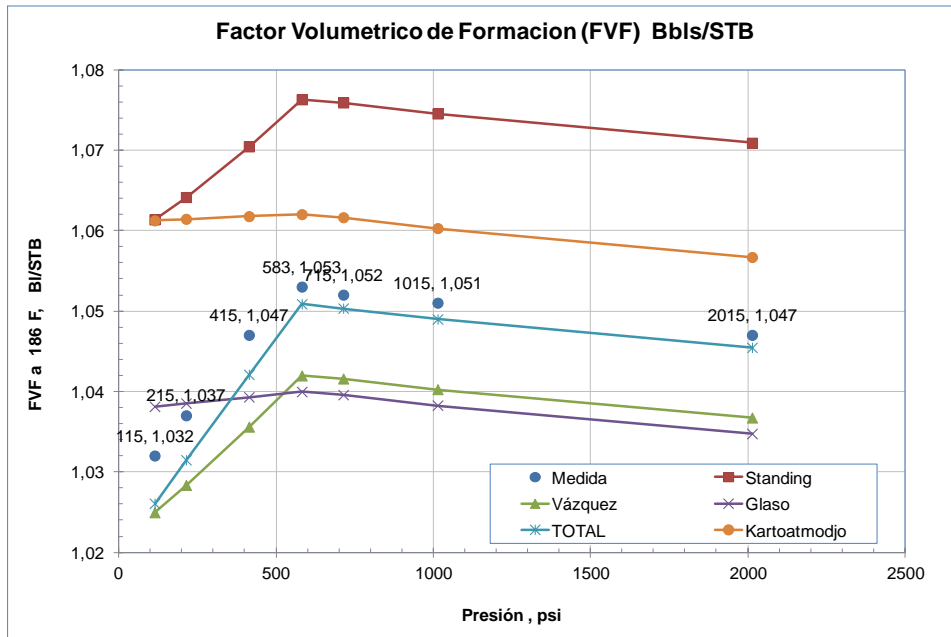
Fuente: Autor.

Figura 36. Comparación Solubilidad de gas Crudo San Fernando



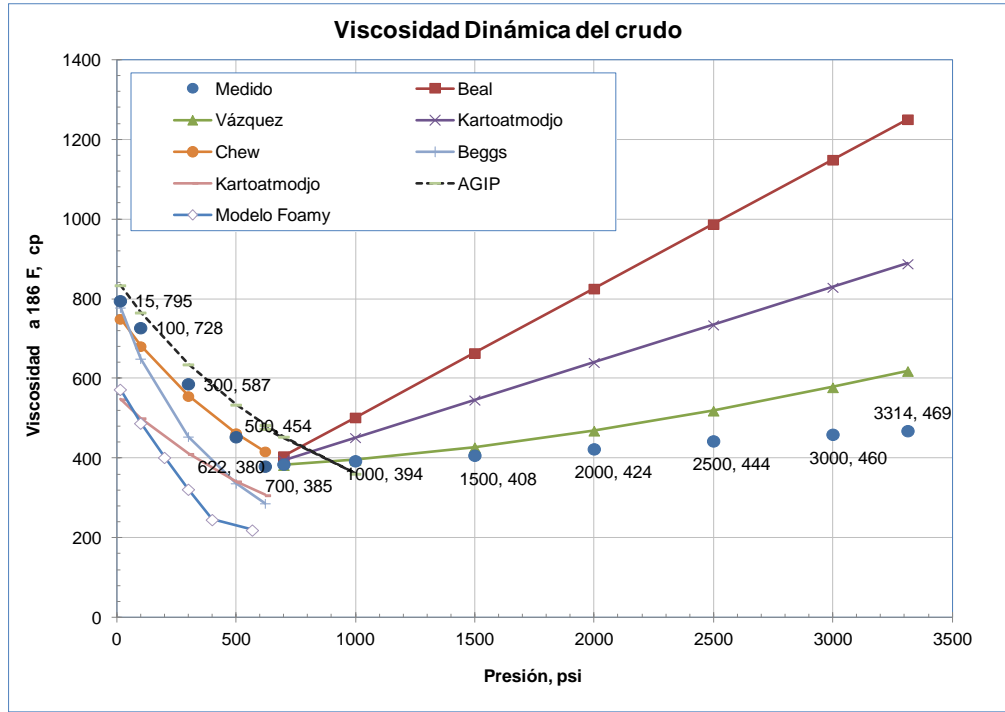
Fuente: Autor.

Figura 37. Comparación Factor Volumétrico de formación crudo San Fernando



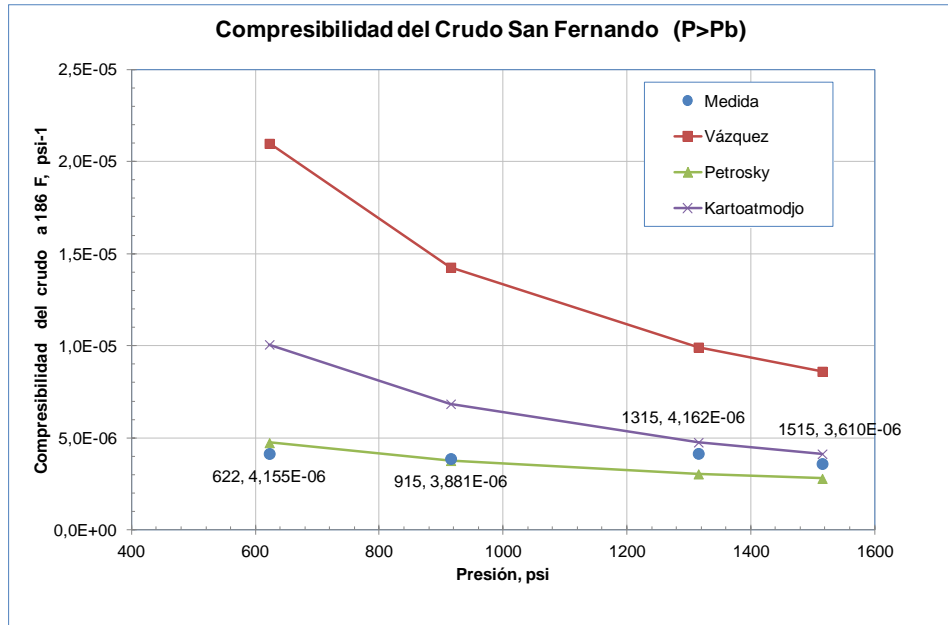
Fuente: Autor.

Figura 38. Comparación de viscosidad para crudo San Fernando



Fuente: Autor.

Figura 39. Comparación Compresibilidad crudo San Fernando.



Fuente: Autor.

En el caso del factor volumétrico de formación la ecuación de TOTAL presenta el mejor desempeño en la predicción, por otra parte para la viscosidad la ecuación de Vasquez es la que mejor se ajusta para Presiones mayores al punto de burbuja, en el caso de presiones menores al punto de burbuja, la ecuación que da mejor ajuste es la propuesta por Chew & Conelly. Se puede observar que el modelo propuesto por Romero para predicción de viscosidad de crudos espumosos se aleja demasiado de los valores medidos en el laboratorio.

Los resultados obtenidos del ajuste de las diferentes correlaciones demuestran que las correlaciones propuestas por TOTAL son las que mejor se ajustan al comportamiento de fluidos del pozo CH28 excepto para el cálculo de la viscosidad el cual se ajusta mejor con las correlaciones de Vasquez y Chew y para la compresibilidad donde funciona mejor la propuesta por Petrosky.

4. ANALISIS DE DATOS DE PRODUCCION.

Para el desarrollo del modelo de influjo de producción de los pozos del campo Chichimene se contó con información de pruebas de producción de 20 pozos verticales completados en la formación San Fernando (T2), adicionalmente datos de pruebas de presión de formación (MDT) de 16 pozos, de los cuales 14 son para la formación T2 y dos para formación K1/K2, (Ver Tabla 7). Adicionalmente con información de Prueba de producción multitasas (PLT) para el pozo CH16 y

Tabla 9. Información PLT Pozo CH16.

Prueba Multitasa CH16 (PLT)						
Choke /64"	Ql (BPD)	Qo (BPD)	Qw (BPD)	Qg (KSCFD)	Pwf (psi) medida	Tf F
24	321,5	320	1,5	1710	2348	200
45	575	555	20	703	2192	200
full	940	564	376	2500	500	200

Fuente: Documento de prueba PLT para Pozo CH16, ECOPETROL S:A.

4.1 ANALISIS DE PRUEBA MULTITASA EN POZO CH16.

Con la información obtenida de la prueba multitasa se realizó un ajuste con diferentes modelos de flujo IPR a este pozo, con el fin de chequear el comportamiento del mismo respecto a los datos experimentales medidos en la prueba de campo. El procedimiento seguido para esta evaluación fue el siguiente:

- Con los datos de producción, presiones de fondo fluyendo y presiones de yacimiento realizar el cálculo del comportamiento de flujo utilizando el modelo lineal de la ley de Darcy.
- Como no se tiene el valor del factor de daño requerido en la ecuación de Darcy, se realiza un proceso de minimización multivariable utilizando la

metodología de mínimos cuadrados ponderados para obtener el valor del SKIN promedio de este pozo que cumpla los criterios de la prueba multitasas.

- Posteriormente se busca calcular el caudal con el modelo de Darcy, y el valor máximo de flujo $Q_{o_{max}}$ incorporando el modelo de fluido ajustado previamente y la información del estado mecánico del pozo, la presión de la formación medida con los MDT y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenida experimentalmente.
- Finalmente se calcula el caudal estimado con los modelos semi analíticos (Ilk, Vogel, Kilns y Gasbarri) y se comparan con los datos obtenidos de la prueba multitasas.

Con base a los datos de las propiedades de fluidos, las características petrofísicas, la información del estado mecánico del pozo y la información de presiones y de producción se establecieron las bases de simulación de los diferentes métodos o modelos de flujo.

Las bases de diseño fueron:

Tabla 10. Bases de cálculo modelo Darcy Pozo CH16

DATOS MODELO DARCY	
Ln (0,472re/rw)	5,9149
H (Pies)	80
k (mD)	4629
Pb (Psia)	586
Pyac (Psia)	3250

Fuente: Autor.

Tabla 11. Resultados del cálculo del Skin del pozo CH16

Parámetros	Prueba 1	Prueba 2
Pwf	2.348	2.192
Qo (BPD)	320	555
β_o BLS/BCN	1,04	1,04
μ_o cP	604,44	577,49
Kro	1,00	1,00
$Kro/(\mu_o*\beta_o)$	0,00	0,00
$Ko/(\mu_o*\beta_o)$	7,34	7,68
Qdarcy Calc	364,94	447,82
ΔQ^2	0,0187	0,0373
$\Sigma\Delta Q^2$	0,056028	
S	4,36	

Fuente: Autor

El resultado se tomó sobre las dos primeras pruebas multitasas desarrolladas para tamaños de choque de $24/64''$ y de $45/64''$. No se tomó la prueba desarrollada para full apertura, ya que se presentó un incremento injustificado en el caudal del agua, el cual está reportado en el mismo informe.

Haciendo el ajuste del daño con los datos de producción encontramos que el valor del skin se ajusta a 4,36 Psi.

De igual manera utilizando la técnica de optimización multivariable se realizó el cálculo del $Q_{o\max}$ para este pozo utilizando los métodos de Darcy, Ilk & Camacho, Klins & Clark, Vogel y Gasbarri los cuales se presentan en la tabla a continuación.

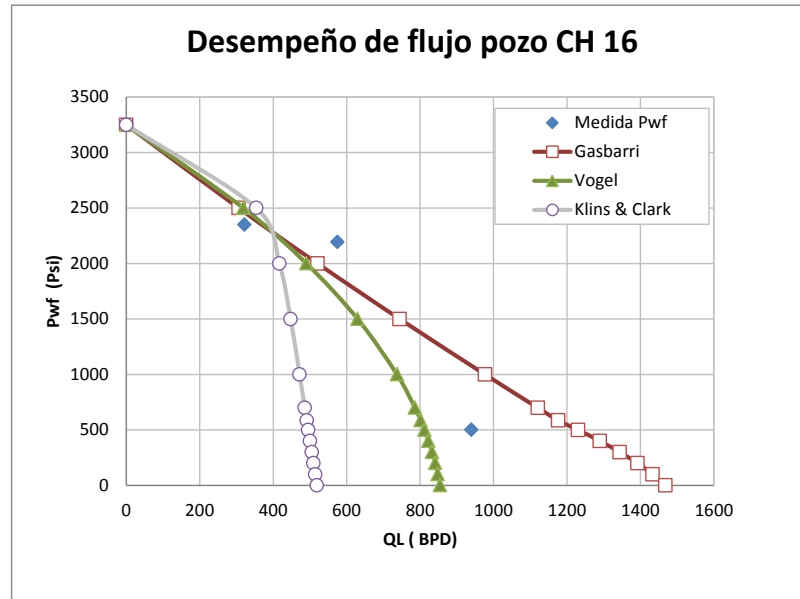
Tabla 12. Qmax estimado con los diferentes modelos de flujo

Modelo	Q_{\max} (BPD)
Darcy	1.349
Ilk & Camacho	1.068
Gasbarri	1.468
Vogel	854
Klins	519

Fuente: Autor

El comportamiento de la curva de producción estaría de la siguiente forma:

Figura 40. Análisis de la curva de influjo IPR pozo CH16



Fuente: Autor.

Se puede observar que el método que más se ajusta para la predicción del comportamiento de este pozo es el propuesto por Gasbarri.

4.2 AJUSTE DE DATOS DE PRODUCCION A MODELO DE FLUJO IPR

Con el fin de establecer un modelo generalizado para la formación San Fernando (T2) del Campo Chichemene, se realizó un análisis similar la expresado anteriormente para el pozo CH16. Se tomó una población de 20 pozos productores solamente en la formación T2 de los cuales se tiene pruebas de producción actualizadas y datos de presiones tanto en el fondo del yacimiento de los cuales se registra información de Presión de entrada a la bomba electro sumergible (PIP), nivel de fluido a condición dinámica, gradiente de fluidos, Índice de productividad, Producción total de fluidos, Presión de descarga de la bomba.

En la tabla siguiente se presentan datos de producción de pozos completados en la formación T2 del campo Chichimene.

Tabla 13. Datos de producción Pozos verticales Chichimene T2

Datos	Pozo	Qt (BPD)	h Neto (Pies)	Presión R (Psi)	Pwf (psi)	API	Fracción agua
1	CH2	1.056	182	3.242	2.161	8,6	0,014
2	CH2	1.100	182	3.242	2.162	8,6	0,035
3	CH2	1.185	182	3.242	2.161	8,6	0,016
4	CH2	756	182	3.242	2.087	8,6	0,030
5	CH2	715	182	3.242	2.083	8,6	0,030
6	CH2	2.120	182	3.242	472	8,6	0,280
7	CH7	1.308	71	3.050	1.754	14,7	0,150
8	CH7	1.093	71	3.050	1.754	14,7	0,158
9	CH7	1.388	71	3.050	1.662	14,7	0,059
10	CH7	1.198	71	3.050	1.662	14,7	0,059
11	CH7	2.080	71	3.050	503	14,7	0,111
12	CH8	600	151	3.074	1.783	9,6	0,055
13	CH8	853	151	3.074	1.806	9,6	0,029
14	CH8	908	151	3.074	1.814	9,6	0,042
15	CH8	512	151	3.074	1.748	9,6	0,030
16	CH8	1.327	151	3.074	570	9,6	0,154
17	CH14	642	224	3.034	2.164	14,8	0,028
18	CH14	541	224	3.034	2.129	14,8	0,024
19	CH14	793	224	3.034	2.075	14,8	0,020
20	CH14	997	224	3.034	1.814	14,8	0,029
21	CH14	1.617	224	3.034	600	14,8	0,163
22	CH26	476	162	3.266	1.764	12,2	0,074
23	CH26	472	162	3.266	1.764	12,2	0,061
24	CH26	477	162	3.266	1.721	12,2	0,087
25	CH27	568	130	3.143	2.127	9	0,032
26	CH27	501	130	3.143	2.016	9	0,044
27	CH27	237	130	3.143	2.550	9	0,029
28	CH27	418	130	3.143	2.522	9	0,018
29	CH27	414	130	3.143	2.706	9	0,030
30	CH27	1.307	130	3.143	462	9	0,158
31	CH28	848	210	3.174	1.500	8,4	0,020
32	CH28	723	210	3.174	1.500	8,4	0,023
33	CH28	712	210	3.174	1.500	8,4	0,028
34	CH28	731	210	3.183	1.525	8,4	0,020
35	CH40	344	201	3.094	2.206	8,7	0,026
36	CH40	416	201	3.094	1.901	8,7	0,024
37	CH40	327	201	3.094	2.101	8,7	0,060
38	CH40	425	201	3.094	2.194	8,7	0,024
39	CH40	903	201	3.094	543	8,7	0,116
40	SW2	1.031	203	3.039	2.312	9,8	0,001
41	SW2	981	203	3.039	2.380	9,8	0,002
42	SW2	952	203	3.039	2.380	9,8	0,002
43	SW2	964	203	3.039	2.380	9,8	0,002

Fuente: Datos pruebas de pozos Campo Chichimene ECOPETROL S.A.

Tabla 14. Datos de producción Pozos verticales Chichimene T2 (Cont)

Datos	Pozo	Qt	h Neto (Pies)	Presión R (Psi)	Pwf (psi)	API	Fracción de agua
44	SW3	1.051	235	3.082	1.922	9,7	0,020
45	SW3	1.005	235	3.082	1.957	9,7	0,014
46	SW3	1.182	235	3.082	1.758	9,7	0,014
47	SW3	1.019	235	3.082	2.209	9,7	0,011
48	SW3	1.063	235	3.082	2.230	9,7	0,014
49	SW3	2.320	235	3.082	600	9,7	0,185
50	SW5	973	286	3.209	2.609	9,6	0,117
51	SW5	955	286	3.209	2.430	9,6	0,060
52	SW5	946	286	3.209	2.638	9,6	0,060
53	SW5	286	286	3.209	2.847	9,6	0,130
54	SW5	1.019	286	3.209	2.560	9,6	0,075
55	SW5	3.629	286	3.209	591	9,6	0,099
56	SW7	537	15	3.231	2.552	9,8	0,324
57	SW7	515	15	3.231	2.552	9,8	0,322
58	SW7	531	15	3.231	2.552	9,8	0,320
59	SW7	538	15	3.231	2.552	9,8	0,322
60	CH29	400	201	3.127	2.634	8,6	0,065
61	CH32	692	137	3.197	2.218	10,9	0,065
62	CH46	1.007	223	2.484	1.980	8,4	0,002
63	SW6	216	90	3.280	2.881	9,8	0,037

Fuente: Datos pruebas de pozos Campo Chichimene ECOPELROL S.A.

Con la información de los pozos se efectuó el cálculo de parámetros requeridos para cada modelo (Ver Tabla 1) y se estimó el valor del Q_{max} para cada uno de los pozos utilizando técnicas de regresión multivariable de datos para cada pozo por separado, una vez calculado el Q_{max} se obtuvo un valor estimado para todos los pozos completados en la formación T2. A continuación se presenta la tabla con los cálculos del Q_{max} obtenidos con los diferentes modelos.

Tabla 15. Q máximos Calculados con diferentes modelos.

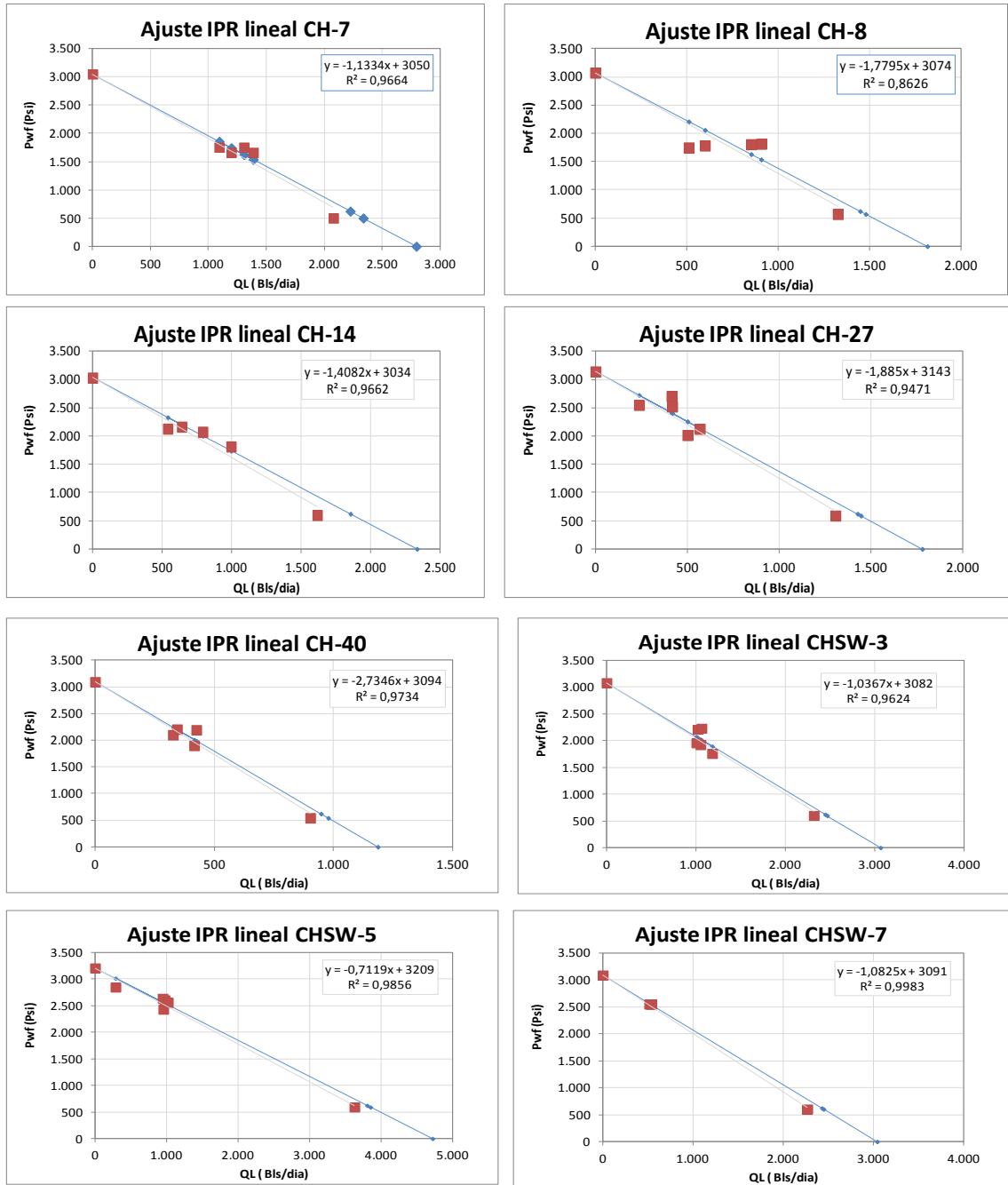
Pozo	Pwf/Pr	Q _{max} Calculado			
		Darcy	Ilk	Vogel	Gasbarri
CH2	0,667	2.228	2.107	1.718	3.096
CH7	0,575	2.291	2.392	1.974	2.197
CH8	0,580	1.263	1.328	1.083	1.650
CH14	0,198	3.089	1.817	1.457	1.650
CH26	0,540	1.021	871	716	889
CH27	0,147	2.151	1.292	1.044	1.895
CH28	0,472	1.425	1.239	1.029	1.768
CH29	0,842	2.538	1.936	1.516	3.468
CH32	0,694	2.259	1.817	1.453	2.119
CH40	0,713	1.185	948	775	1.379
CH46	0,797	4.962	4.024	3.030	7.687
SW2	0,761	4.450	3.471	2.723	4.898
SW3	0,624	3.177	2.514	2.061	3.228
SW5	0,813	3.939	2.916	2.313	4.116
SW6	0,878	1.775	1.322	1.043	1.958
SW7	0,790	2.491	1.951	1.545	2.449

Fuente: Autor. Ecopetrol. S.A.

Estos valores de Caudal máximo (Q_{max}) se obtuvieron mediante proceso de minimización utilizando el método de mínimos cuadrados ponderados con el fin de encontrar el valor óptimo del caudal (Q) en cada modelo.

En la figura siguiente se presentan los datos de producción de los pozos con pruebas frecuentes de producción. Estos pozos hacen parte de los que fueron tomados para obtener un modelo generalizado para el campo Chichimene en la formación T2.

Figura 41. Pozos con pruebas de producción Formación T2



Fuente: Autor.

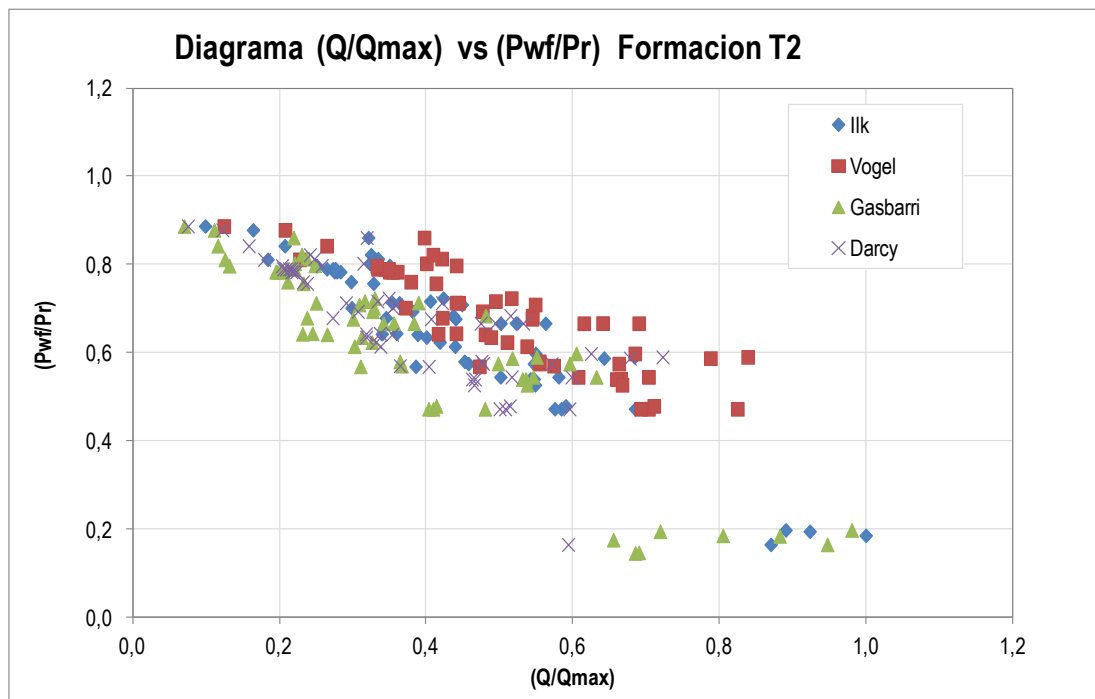
Aunque se puede observar que los pozos presentan un buen ajuste lineal, no se puede establecer un modelo generalizado para la formación T2 en el que se

incluyan las características propias de cada pozo. Expresando los datos de producción en la forma adimensional de la siguiente forma:

$$\frac{Q_o}{Q_{o,\max}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecuación (51)}$$

Al expresar los datos de producción en forma parametrizada utilizando los diferentes modelos definidos para medir el desempeño del influjo de producción de los pozos en campos productores, se obtiene la siguiente distribución.

Figura 42. Distribución adimensional del IPR de pozos de Formación T2



Fuente: Autor.

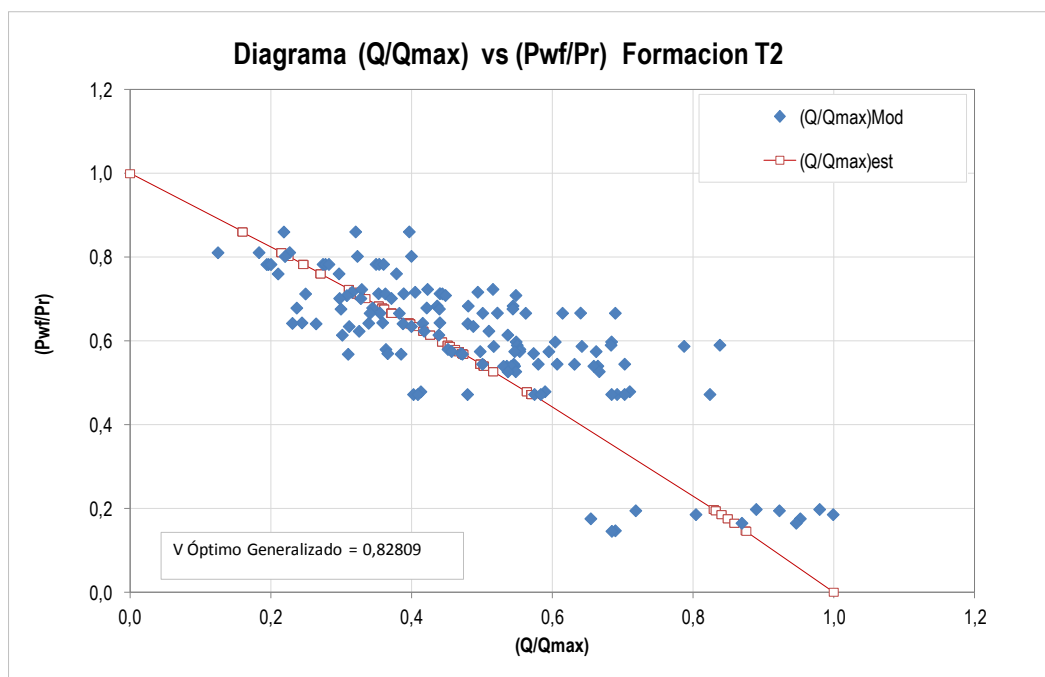
La idea de tener un modelo parametrizado radica en la posibilidad de poder medir en un modelo todos los pozos de un campo petrolero y de esta manera tener una tendencia de la productividad de los pozos de forma generalizada.

Utilizando los datos de producción reales de los pozos, junto a la información de presiones estáticas y de fondo fluyente en los pozos se graficaron los datos en un modelo generalizado tipo Vogel para poder determinar el Factor V óptimo promedio para la formación T2. La metodología utilizada puede resumirse de la siguiente manera:

- Calcular los valores de presión y caudal adimensionales para los datos de producción de los diferentes pozos.
- Graficarlos en coordenadas cartesianas.
- Una vez obtenida la dispersión de datos, estimar mediante técnicas de minimización multi variable la curva que presente un valor de Chi Cuadrado menor.
- Una vez obtenido el valor del factor V promedio óptimo de la ecuación generalizada para la formación T2, realizar el ajuste con técnicas de regresión multivariada del Factor V propio para cada pozo.

Los datos de presiones y caudales adimensionales obtenidos de las pruebas de producción de los pozos de la formación T2 se presentan en la tabla 16. Los resultados de ajuste del factor V óptimo en la Figura 43.

Figura 43. Factor V óptimo para la Formación T2 Campo Chichimene.



Fuente: Autor.

Tabla 16. Datos de producción adimensionales para cálculo de V óptimo

Modelo de Minimización de Factor V para Formación T2										V 0,828092151				
#	P _D	Q _D	Q _D	(ΔQ) ²	#	P _D	Q _D	Q _D	(ΔQ) ²	#	P _D	Q _D	Q _D	(ΔQ) ²
		Med	Calc				Med	Calc				Med	Calc	
1	0,8610	0,397	0,160	0,357	41	0,6839	0,436	0,353	0,036	81	0,5901	0,550	0,452	0,032
2	0,8609	0,321	0,160	0,252	42	0,6837	0,481	0,353	0,070	82	0,5875	0,787	0,454	0,179
3	0,8607	0,219	0,160	0,072	43	0,6792	0,422	0,358	0,023	83	0,5874	0,642	0,454	0,086
4	0,8115	0,227	0,215	0,003	44	0,6791	0,345	0,358	0,002	84	0,5873	0,517	0,454	0,015
5	0,8114	0,183	0,215	0,030	45	0,6789	0,237	0,359	0,263	85	0,5802	0,554	0,462	0,028
6	0,8112	0,125	0,215	0,520	46	0,6767	0,544	0,361	0,113	86	0,5801	0,452	0,462	0,000
7	0,8025	0,400	0,225	0,192	47	0,6766	0,440	0,361	0,032	87	0,5799	0,364	0,462	0,073
8	0,8025	0,323	0,225	0,093	48	0,6764	0,300	0,361	0,042	88	0,5752	0,554	0,467	0,025
9	0,8022	0,220	0,225	0,000	49	0,6670	0,640	0,371	0,177	89	0,5752	0,457	0,467	0,000
10	0,7834	0,350	0,246	0,088	50	0,6669	0,522	0,371	0,083	90	0,5750	0,498	0,467	0,004
11	0,7834	0,354	0,246	0,093	51	0,6667	0,355	0,371	0,002	91	0,5750	0,662	0,467	0,087
12	0,7834	0,360	0,246	0,101	52	0,6666	0,690	0,372	0,213	92	0,5749	0,547	0,467	0,021
13	0,7833	0,274	0,246	0,011	53	0,6666	0,615	0,372	0,156	93	0,5748	0,595	0,467	0,046
14	0,7833	0,278	0,246	0,013	54	0,6666	0,562	0,372	0,115	94	0,5703	0,574	0,472	0,031
15	0,7833	0,283	0,246	0,017	55	0,6665	0,501	0,372	0,067	95	0,5703	0,470	0,472	0,000
16	0,7830	0,194	0,246	0,071	56	0,6664	0,383	0,372	0,001	96	0,5701	0,366	0,472	0,084

Modelo de Minimización de Factor V para Formación T2										V				0,828092151
#	P _D	Q _D	Q _D	(ΔQ) ²	#	P _D	Q _D	Q _D	(ΔQ) ²	#	P _D	Q _D	Q _D	(ΔQ) ²
		Med	Calc				Med	Calc				Med	Calc	
17	0,7830	0,197	0,246	0,063	57	0,6663	0,341	0,372	0,008	97	0,5688	0,472	0,473	0,000
18	0,7830	0,200	0,246	0,052	58	0,6438	0,440	0,396	0,010	98	0,5687	0,385	0,473	0,052
19	0,7608	0,379	0,270	0,082	59	0,6437	0,359	0,396	0,010	99	0,5686	0,310	0,474	0,278
20	0,7607	0,297	0,271	0,008	60	0,6435	0,244	0,396	0,385	100	0,5449	0,703	0,498	0,085
21	0,7605	0,210	0,271	0,082	61	0,6426	0,416	0,397	0,002	101	0,5449	0,607	0,498	0,032
22	0,7236	0,516	0,311	0,158	62	0,6426	0,339	0,397	0,029	102	0,5448	0,580	0,498	0,020
23	0,7235	0,423	0,311	0,070	63	0,6424	0,231	0,397	0,519	103	0,5448	0,501	0,498	0,000
24	0,7233	0,329	0,311	0,003	64	0,6415	0,480	0,398	0,029	104	0,5447	0,632	0,498	0,045
25	0,7168	0,494	0,318	0,127	65	0,6415	0,388	0,398	0,001	105	0,5447	0,545	0,498	0,008
26	0,7168	0,405	0,318	0,046	66	0,6413	0,264	0,398	0,256	106	0,5402	0,665	0,502	0,060
27	0,7166	0,316	0,318	0,000	67	0,6350	0,488	0,405	0,029	107	0,5402	0,546	0,503	0,006
28	0,7134	0,440	0,322	0,073	68	0,6350	0,400	0,405	0,000	108	0,5400	0,659	0,503	0,056
29	0,7134	0,353	0,322	0,008	69	0,6348	0,311	0,405	0,090	109	0,5400	0,535	0,503	0,004
30	0,7132	0,389	0,322	0,030	70	0,6237	0,510	0,417	0,034	110	0,5400	0,542	0,503	0,005
31	0,7130	0,444	0,322	0,075	71	0,6237	0,418	0,417	0,000	111	0,5398	0,531	0,503	0,003
32	0,7129	0,363	0,322	0,013	72	0,6235	0,326	0,417	0,079	112	0,5270	0,667	0,516	0,051
33	0,7127	0,249	0,323	0,086	73	0,6144	0,537	0,426	0,042	113	0,5269	0,548	0,516	0,003
34	0,7090	0,548	0,326	0,164	74	0,6144	0,439	0,426	0,001	114	0,5268	0,537	0,516	0,002
35	0,7090	0,448	0,326	0,074	75	0,6142	0,302	0,427	0,171	115	0,4791	0,710	0,564	0,043
36	0,7088	0,308	0,327	0,004	76	0,5981	0,684	0,443	0,124	116	0,4791	0,590	0,564	0,002
37	0,7019	0,371	0,334	0,010	77	0,5980	0,549	0,443	0,037	117	0,4790	0,413	0,564	0,133
38	0,7018	0,298	0,334	0,015	78	0,5978	0,604	0,443	0,071	118	0,4725	0,692	0,570	0,031
39	0,7016	0,328	0,334	0,000	79	0,5903	0,838	0,451	0,213	119	0,4725	0,703	0,570	0,036
40	0,6840	0,544	0,353	0,123	80	0,5902	0,684	0,451	0,115	120	0,4725	0,824	0,570	0,095

Fuente: Autor.

Tal como se observa en la figura 43 se obtuvo un valor del factor V óptimo generalizado para la formación T2, sin embargo en este factor V se encuentran implícitos los valores propios (Espesores netos, API, BSW, propiedades de los fluidos) de los diferentes pozos productores del campo.

Para incorporar las características de los pozos, se realizó la optimización local de los datos de factor V para cada uno de ellos utilizando método de optimización multivariada. Esta información se presenta en la Tabla 17.

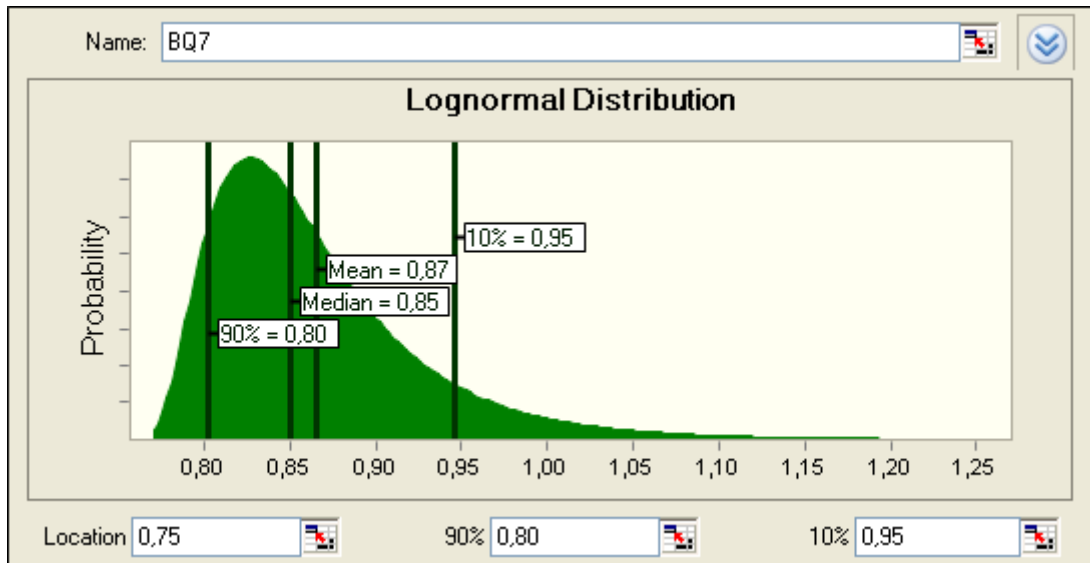
Tabla 17. Ajuste de Factor V para pozos productores

POZO	h Neto (Pies)	Presión Yac (Psi)	Pwf (psi)	API	Fracción Agua	Kro/($\mu\sigma\beta\sigma$)	V
CH2	182	3.242	2.161	8,6	0,014	0,00144	0,9051
CH7	71	3.050	1.754	15	0,150	0,00156	0,8273
CH8	151	3.074	1.783	9,6	0,055	0,00154	0,9563
CH14	224	3.034	2.164	15	0,028	0,00148	0,9214
CH26	162	3.266	1.764	12	0,074	0,00151	0,9142
CH27	130	3.143	2.127	9	0,032	0,00146	0,8621
CH28	210	3.174	1.500	8,4	0,020	0,00158	0,9509
CH29	201	3.127	2.634	8,6	0,065	0,00138	0,8280
CH32	137	3.197	2.218	11	0,065	0,00143	0,8280
CH40	201	3.094	2.206	8,7	0,026	0,00146	0,8715
CH46	223	2.484	1.980	8,4	0,002	0,00163	0,8280
SW2	203	3.039	2.312	9,8	0,001	0,00145	0,8007
SW3	235	3.082	1.922	9,7	0,020	0,00151	0,7874
SW5	286	3.209	2.609	9,6	0,117	0,00137	0,9723
SW6	90	3.280	2.881	9,8	0,037	0,00131	0,8280
SW7	15	3.231	2.552	9,8	0,324	0,00100	0,8280

Fuente: Autor. SOLVER

Se puede observar que el ajuste del factor V para los pozos es cercano al valor del factor V óptimo generalizado para el campo. Se realizó el ajuste de la distribución del factor V optimizado por pozo y se encontró que los resultados hacen honor a una distribución Log-normal tal como se observa en la Figura 44.

Figura 44. Distribución de probabilidad factor V para pozos Formación T2



Autor. CRYSTALBALL.

La distribución obtenida del factor V óptimo por pozo nos muestra que se tiene un valor promedio de 0,87 con una desviación estándar de 0,06, lo cual es una prueba que la distribución es bastante cerrada cerca la valor optimo generalizado. Basados en este resultado podemos esperar un nivel de confianza para los pozos de la formación T2 entre los valores de P90 de 0,8 y P10 de 0,95.

5. EVALUACION DE MODELOS DE CÁLCULO DEL IPR FORMACION T2

De acuerdo a lo observado en la etapa de interpretación de datos de producción, se encontró que el modelo propuesto por Gasbarri es el que más se ajusta a los datos de producción observados en el campo.

A pesar de eso el modelo de Gasbarri no contempla características específicas de los pozos, tales como espesor neto productor y permeabilidades relativas, por ser un modelo generalizado.

El modelo propuesto por Gasbarri se basa en un modelo paramétrico linealizable para cálculo del Factor V y las constantes se establecen en función de un modelo polinomial en función del BSW y el API del crudo. Los modelos linealizables son de la siguiente manera.

$$y = ae^{bx} \quad \text{Ecuación (52)}$$

Este modelo puede linealizarse aplicando logaritmo a ambos lados de la ecuación, con lo cual se obtiene:

$$\ln(y) = \ln(a) + bx \quad \text{Ecuación (53)}$$

Si y corresponde al factor V en nuestro caso, se debe encontrar una dependencia de los factores a y b en función de las propiedades específicas de los fluidos.

Con el fin de establecer la expresión matemática que mejor se ajuste a las condiciones particulares de los pozos, se planteó utilizar modelos paramétricos usando técnicas de regresión y el uso de modelos no paramétricos; para lo cual se utilizó la técnica denominada ACE (Alternating Conditional Expectation).

5.1 AJUSTE DE MODELO PARAMETRICO PARA FACTOR V

Con base al modelo propuesto por Gasbarri, y tomando como base los datos optimizados del Factor V de la Tabla 17, se realizó una evaluación de regresión lineal de los datos con el fin de identificar la dependencia de las variables particulares de los pozos con el factor V del modelo adimensional de flujo. Utilizando la herramienta de análisis de regresión Data Analysis se buscó establecer la dependencia existente entre las variables de Corte de agua, gravedad API, espesor neto y las propiedades de los fluidos k_o , μ_o y β_o de cada pozo con el factor V.

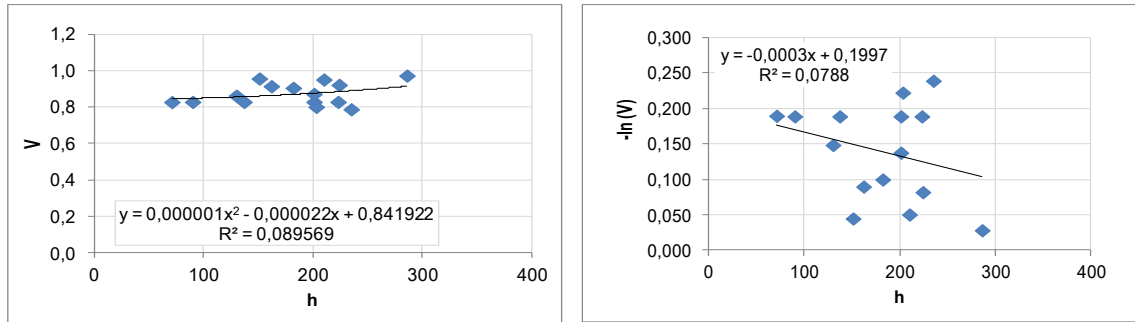
Adicionalmente mediante el uso de técnicas de linealización de funciones no lineales, se establecieron los diferentes modelos matemáticos para definir la función más apropiada para modelar las condiciones particulares de la formación San Fernando (T2)

5.1.1 Modelos Paramétricos

Mediante el uso de la técnica de linealización y tomando como base los datos obtenidos de la optimización del Factor V en cada pozo realizado con anterioridad (Tabla 17), se establecieron los modelos matemáticos a utilizar:

Para definir los modelos paramétricos que podrían aplicar en el modelamiento de factor V se realizó un análisis de sensibilidad de las variables (Fracción de agua, espesor neto, efecto petrofísico, API), las figuras siguientes presentan las variables y su respectivo efecto en el valor de V.

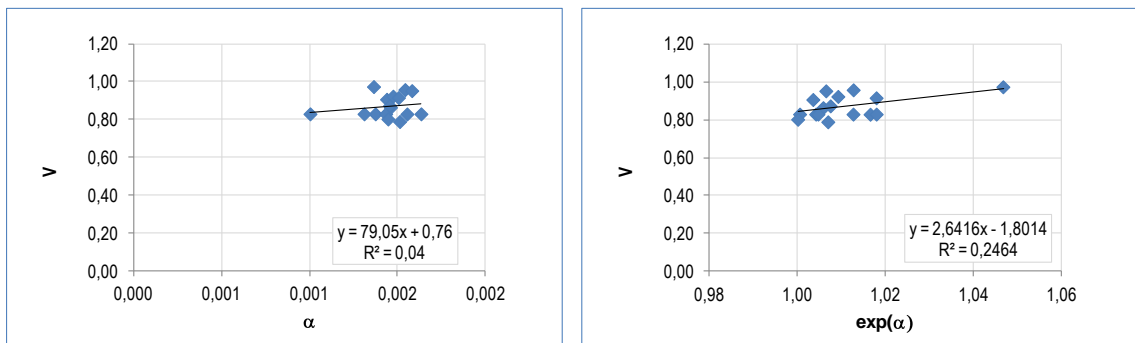
Figura 45. Sensibilidad Factor V con Espesor Neto.



Fuente: Autor.

De igual manera para las propiedades petrofísicas y de fluidos, la evaluación de sensibilidad queda:

Figura 46. Sensibilidad Factor V con propiedades petrofísicas y de fluidos



Fuente: Autor.

Se puede observar que no existe una buena correlación directa entre el valor lineal ni logarítmico del factor V con el espesor, por el contrario se encuentra una mejor relación entre el factor V y las propiedades petrofísicas y de fluido denominadas α las cuales están descritas de la siguiente manera.

$$\alpha = \frac{k_{ro}}{u_o * \beta_o}$$

Ecuación (54)

Modelo # 1

En este modelo se estableció la variación del factor V de la siguiente forma:

$$\ln(V) = a * \frac{1}{h} + b * \alpha + \ln(c_1) \quad \text{Ecuación (55)}$$

Donde:
$$\alpha = \frac{k_{ro}}{\mu_o * \beta_o}$$

Los valores a, b y c_1 son parámetros de ajuste del modelo.

Los datos entrados a los modelos de regresión lineal son los siguientes:

Tabla 18. Datos de entrada desarrollo modelos paramétricos

V	Ln(V)	1/h	Ln(K _{ro} /(μ _o *β _o))	K _{ro} /(μ _o *β _o)
0,9051	-0,0997	0,0055	-6,5433	0,0014
0,8273	-0,1896	0,0141	-6,4661	0,0016
0,9563	-0,0447	0,0066	-6,4735	0,0015
0,9214	-0,0819	0,0045	-6,5186	0,0015
0,9142	-0,0897	0,0062	-6,4975	0,0015
0,8621	-0,1484	0,0077	-6,5282	0,0015
0,9509	-0,0503	0,0048	-6,4487	0,0016
0,8280	-0,1887	0,0050	-6,5891	0,0014
0,8280	-0,1887	0,0073	-6,5468	0,0014
0,8715	-0,1375	0,0050	-6,5318	0,0015
0,8280	-0,1887	0,0045	-6,4161	0,0016
0,8007	-0,2223	0,0049	-6,5381	0,0014
0,7874	-0,2390	0,0043	-6,4933	0,0015
0,9723	-0,0281	0,0035	-6,5962	0,0014
0,8280	-0,1887	0,0111	-6,6365	0,0013
0,8280	-0,1887	0,0667	-6,9033	0,0010

Fuente: Autor.

El modelo de solución que tiene el modulo Análisis de Datos de Excel está basado en regresión lineal, por eso las variables deben expresarse como modelos

lineales, en este primer modelo el factor V estuvo regido por la siguiente ecuación:

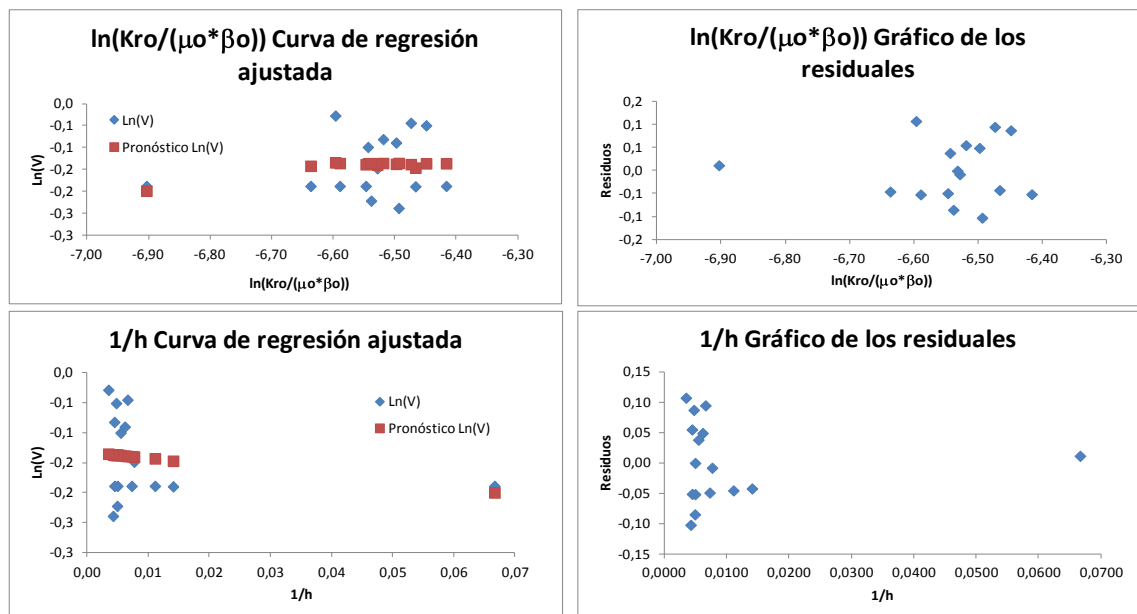
$$V = c_1 e^{\varphi} \quad \text{Ecuación (56)}$$

Donde:
$$\varphi = a * \frac{1}{h} + b\alpha$$

Y
$$\alpha = \frac{k_{ro}}{\mu_o * \beta_o}$$

Los valores a y b salen de la regresión de las variables independientes α y $1/h$. En el caso del intercepto el coeficiente que aparece reportado corresponde a $\ln(C_1)$. En la tabla y figura siguientes se presentan los resultados del análisis de regresión obtenido para este modelo. El detalle completo de las corridas realizadas se encuentra en el Anexo 2

Figura 47. Curvas de regresión y residuales entre variables Modelo #1



Fuente: Autor. Análisis de Datos.

Tabla 19. Coeficientes estimados para Modelo # 1

<i>Variables</i>	<i>Coeficientes</i>	<i>Error Típico</i>
Ln(C ₁)	-0,13698	0,32783
1/h	-0,99289	2,01626
K _{ro} /(μ _o *β _o)	3,33573	215,097

Fuente: Autor. Análisis de Datos.

Modelo # 2

En este modelo se estableció una variación del Factor V de la siguiente forma:

$$\ln(V) = a * \frac{1}{h} + b * \ln(\alpha) + \ln(c_1) \quad \text{Ecuación (57)}$$

Donde :

$$\alpha = \frac{k_{ro}}{\mu_o * \beta_o}$$

Los valores a, b y c₁ son parámetros de ajuste del modelo. Este modelo aparece de linealizar la función:

$$V = c_1 * \alpha^b * e^{a/h} \quad \text{Ecuación (58)}$$

Los valores de las variables independientes del modelo están definidos en la Tabla 18, Los resultados obtenidos del análisis de regresión realizado con el modulo de Análisis de Datos son los siguientes:

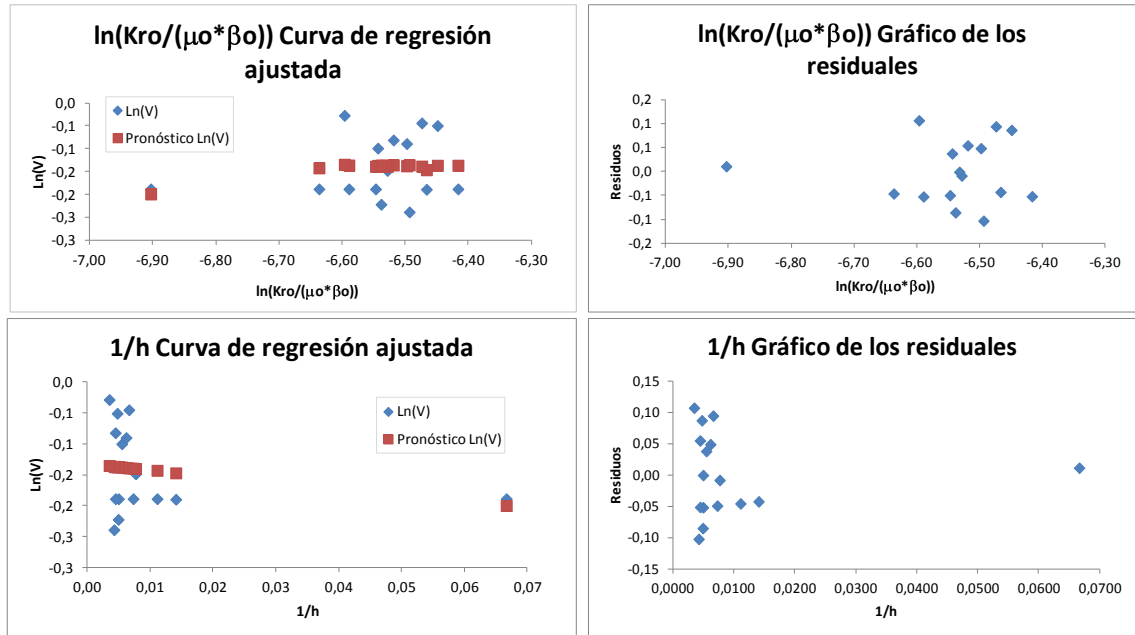
Tabla 20. Coeficientes estimados para Modelo # 2

<i>Variables</i>	<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>
Ln(C ₁)	-0,168638	2,030
1/h	-1,053118	2,266
ln(K _{ro} /(μ _o *β _o))	-0,005666	0,3132

Fuente: Autor. Análisis de Datos.

El análisis de la regresión obtenida para este modelo se presenta a continuación.

Figura 48. Curvas de regresión y residuales entre variables Modelo #2



Fuente: Autor. Análisis de Datos.

Modelo # 3

En este modelo se estableció una ecuación basada en el modelo establecido por Gasbarri ajustado para las condiciones particulares de la formación San Fernando (T2). La ecuación propuesta por Gasbarri es de la forma:

$$V = a * e^{c(WC)} + m * \left(1 - \frac{Pwf}{Pb}\right) \quad \text{Ecuación (59)}$$

Los términos son:

$$m = -0.0973 * API + 0.5094$$

$$a = 0.0146 * API^2 - 0.4948 * API + 4.5237$$

$$c = -0.0226 * API^2 + 0.7624 * API - 5.7916$$

En este modelo se incluyó un término adicional que corresponde al factor $(K_{ro} * h / \mu_o * \beta_o)$ el cual como se vio en la figura 46 presenta una buena correlación con el factor V.

$$V = a * e^{c(WC)} + A1 * \frac{hk_{ro}}{\mu_o b} \quad \text{Ecuación (60)}$$

En el caso de puntos por debajo del punto de burbuja, se utilizó el término descrito por Gasbarri para ajuste del factor V.

$$V = a * e^{c(WC)} + m * \left(1 - \frac{Pwf}{Pb}\right) + A1 * \frac{hk_{ro}}{\mu_o b} \quad \text{Ecuación (61)}$$

Donde $m = m1 * API + m2$

Mediante ajuste de los parámetros de la ecuación utilizando la técnica de mínimos cuadrados, se logro establecer unos nuevos parámetros para ajustar el Factor V respecto a las variables propias de la formación San Fernando

Los resultados obtenidos para los parámetros del modelo ajustado de Gasbarri se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 21. Coeficientes estimados Modelo # 3

Término	a	c	m
1	0,05447	-27,4346	1,926
2	-9,9159	497,336	-27,47
3	45,243	-2238,97	
A1	468,23		

Fuente: Autor. Análisis de Datos.

5.1.2 Modelo No Paramétrico

Igualmente con el fin de evaluar el modelamiento no paramétrico de datos, se utilizó la metodología ACE para evaluar el efecto de las variables independientes en el Factor V de la curva generalizada obtenida para la formación T2 del campo Chichimene. Como herramienta de simulación no paramétrica se usó el software GRACE desarrollado por la Universidad de Texas A&M.

Para efectuar este tipo de modelamiento se deben seguir los siguientes pasos:

- Generar un archivo plano de texto con los datos de las variables.
- Cargar el archivo de datos en el software GRACE.
- Seleccionar las variables a evaluar.
- Seleccionar la variable dependiente.
- Estimar la dependencia de variables transformadas.

El modelo genera un archivo de Excel con los resultados. Los detalles del modelamiento realizado con el software GRACE se puede observar en el Anexo C.

El modelamiento ACE convierte las variables de entrada en un set de variables transformadas, las cuales son optimizadas respecto a sus variables originales. Finalmente la predicción de la variable dependiente se convierte en una función lineal de la sumatoria de los óptimos obtenidos para cada una de las variables independientes.

Las variables cargadas al software GRACE se presentan en la tabla siguiente:

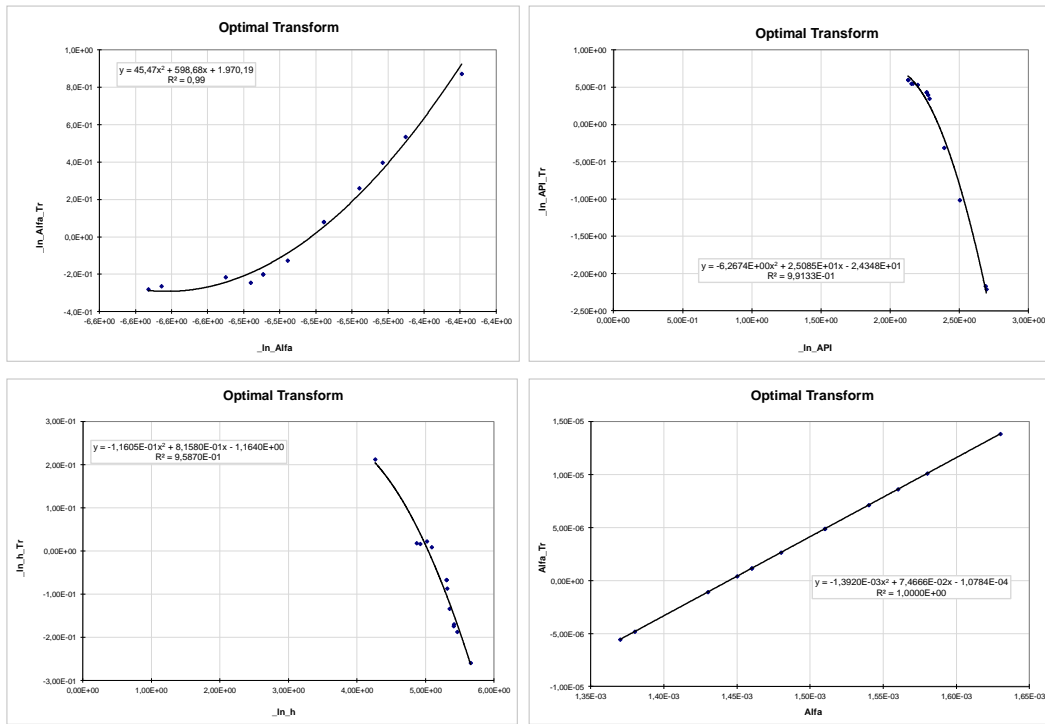
Tabla 22. Archivo de datos cargado a software Grace

V	h	API	W fracción	Alfa
0.9051	182	8.6	0.014	0.00144
0.8273	71	14.7	0.150	0.00156
0.9563	151	9.6	0.055	0.00154
0.9214	224	14.8	0.028	0.00148
0.9142	162	12.2	0.074	0.00151
0.8621	130	9	0.032	0.00146
0.9509	210	8.4	0.020	0.00158
0.8280	201	8.6	0.065	0.00138
0.8280	137	10.9	0.065	0.00143
0.8715	201	8.7	0.026	0.00146
0.8280	223	8.4	0.002	0.00163
0.8007	203	9.8	0.001	0.00145
0.7874	235	9.7	0.020	0.00151
0.9723	286	9.6	0.117	0.00137
0.8280	90	9.8	0.037	0.00131
0.8280	15	9.8	0.324	0.00100

Fuente: Autor

Los resultados de la optimización de las variables independientes y sus transformadas en el software Grace se presenta en las figuras siguientes:

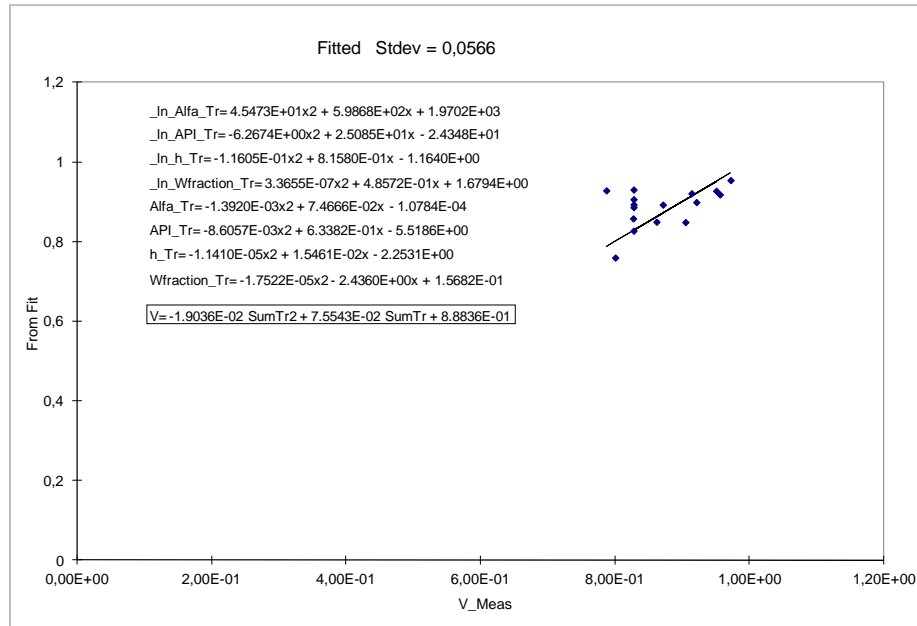
Figura 49. Optimización de variables transformadas Método ACE



Fuente: Autor. GRACE

De la figura anterior, se observa que existe un buen ajuste de las variables con su respectiva variable transformada, mejor que la obtenida con el análisis de regresión normal. La correlación del Factor V obtenida con el método ACE se presenta en la figura siguiente:

Figura 50. Resultado de Correlación de Factor V método no paramétrico



Fuente: Autor. GRACE

Los resultados obtenidos del modelo no paramétrico ACE, muestran que el Factor V se puede ajustar con una ecuación polinómica de segundo grado en función de la sumatoria de las variables transformadas.

Las ecuaciones obtenidas se presentan a continuación:

$$\ln(\alpha)_{Trans} = 45,47 * \ln(\alpha)^2 + 598,68 * \ln(\alpha) + 1970,2 \quad \text{Ecuación (62)}$$

$$\ln(API)_{Trans} = 6,267 * \ln(API)^2 + 25,08 * \ln(API) - 24,35 \quad \text{Ecuación (63)}$$

$$\ln(h)_{Trans} = -0,116 * \ln(h)^2 + 0,8158 * \ln(h) - 1,16 \quad \text{Ecuación (64)}$$

$$\ln(Wfraction)_{Trans} = 3,36 * 10^{-7} * \ln(w)^2 + 0,486 * \ln(w) + 1,68 \quad \text{Ecuación (65)}$$

$$\alpha_{Trans} = -1,39x10^{-3} * \alpha^2 + 7,46x10^{-2} * \alpha + 1,08x10^{-4} \quad \text{Ecuación (66)}$$

$$API_{Trans} = -8,6x10^{-3} * API^2 + 0,634 * API - 5,52 \quad \text{Ecuación (67)}$$

$$h_{Trans} = -1,14x10^{-5} * h^2 + 1,546x10^{-2} * h - 2,253 \quad \text{Ecuación (68)}$$

$$Wfrac_{Trans} = 1,75x10^{-2} * (Wfrac)^2 - 2,436 * Ln(Wfrac) + 1,568 \quad \text{Ecuación (69)}$$

Finalmente el Factor V calculado con este modelo se establece como la sumatoria de todas las variables transformadas.

$$V = -1,9x10^{-2} * \sum Tr^2 - 7,55x10^{-2} * \sum Tr + 8,88x10^{-1} \quad \text{Ecuación (70)}$$

Con estos modelos establecidos de forma paramétrica y no paramétrica, junto con los valores de Índice de productividad medidos en campo de pruebas de producción, se realizó la comparación de los diferentes modelos con los valores reales.

6. EVALUACION Y VALIDACION DE LOS MODELOS

Basados en los datos reales de producción, junto a las presiones de fondo obtenidas de los gradientes dinámicos obtenidos en el campo y los registros de temperaturas y presiones de entrada y descarga de las bombas electro sumergibles (ESP) utilizadas en el campo, se estableció un registro de índices de productividad reales con los datos de producción medidos.

La metodología empleada se basó en la comparación de los índices de productividad (IP) medidos contra los índices de productividad estimados con los diferentes modelos y la implementación de métodos de evaluación estadístico tipo función Chi cuadrado de Pearson, se puede establecer el modelo de determinación de IPR más apropiado para el campo.

Los índices de productividad medidos con las pruebas de pozo en el campo se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 23. Indices de productividad Medidos a Pozos de Formación T2

Pozo	Q (BPD)	Presión R (Psi)	Pwf (psi)	IP real (BPD/psi)
CH2	1.056	3.242	2.161	0,9768
CH2	1.100	3.242	2.162	1,0187
CH2	1.185	3.242	2.161	1,0960
CH2	756	3.242	2.087	0,6549
CH2	715	3.242	2.083	0,6167
CH2	2.120	3.242	472	0,7653
CH7	1.308	3.050	1.754	1,0085
CH7	1.093	3.050	1.754	0,8437
CH7	1.388	3.050	1.662	0,9996
CH7	1.198	3.050	1.662	0,8630
CH7	2.080	3.050	503	0,8166
CH8	600	3.074	1.783	0,4649
CH8	853	3.074	1.806	0,6724

Pozo	Q (BPD)	Presión R (Psi)	Pwf (psi)	IP real (BPD/psi)
CH8	908	3.074	1.814	0,7207
CH8	512	3.074	1.748	0,3859
CH8	1.327	3.074	570	0,5300
CH14	642	3.034	2.164	0,7379
CH14	541	3.034	2.129	0,5983

Fuente: Pruebas de producción. Campo Chichimene. Formación T2

Tabla 24. Índices de productividad Medidos a Pozos de Formación T2 (cont.)

Pozo	Q (BPD)	Presión R (Psi)	Pwf (psi)	IP real (BPD/psi)
CH14	793	3.034	2.075	0,8269
CH14	997	3.034	1.814	0,8175
CH14	1.617	3.034	600	0,6643
CH26	476	3.266	1.764	0,3170
CH26	472	3.266	1.764	0,3141
CH26	477	3.266	1.721	0,3090
CH27	568	3.143	2.127	0,5588
CH27	501	3.143	2.016	0,4447
CH27	237	3.143	2.550	0,3996
CH27	418	3.143	2.522	0,6725
CH27	414	3.143	2.706	0,9477
CH27	1.307	3.143	462	0,4874
CH28	848	3.174	1.500	0,5064
CH28	723	3.174	1.500	0,4320
CH28	731	3.183	1.525	0,4407
CH40	344	3.094	2.206	0,3872
CH40	416	3.094	1.901	0,3487
CH40	327	3.094	2.101	0,3291
CH40	425	3.094	2.194	0,4720
CH40	903	3.094	543	0,3540
SW2	1.031	3.039	2.312	1,4179
SW2	981	3.039	2.380	1,4895
SW2	964	3.039	2.380	1,4637
SW3	1.051	3.082	1.922	0,9062
SW3	1.005	3.082	1.957	0,8936
SW3	1.182	3.082	1.758	0,8925
SW3	1.019	3.082	2.209	1,1669
SW3	2.320	3.082	600	0,9347
SW5	973	3.209	2.609	1,6229
SW5	955	3.209	2.430	1,2255
SW5	946	3.209	2.638	1,6566

Pozo	Q (BPD)	Presión R (Psi)	Pwf (psi)	IP real (BPD/psi)
SW5	286	3.209	2.847	0,7895
SW5	1.019	3.209	2.560	1,5696
SW5	3.629	3.209	591	1,3862
SW7	537	3.231	2.552	0,7911
SW7	515	3.231	2.552	0,7585
SW7	538	3.231	2.552	0,7923
CH29	400	3.127	2.634	0,8117
CH32	692	3.197	2.218	0,7065
CH46	1.007	2.484	1.980	1,9976
SW6	216	3.280	2.881	0,5412

Fuente: Pruebas de producción. Campo Chichimene. Formación T2

Valorados los cuatro modelos propuestos (tres modelos paramétricos y un modelo no paramétrico) y comparados con los modelos base (Darcy, Ilk & Camacho, Vogel y Gasbarri) se estableció el modelo más apropiado para realizar el análisis del comportamiento del influjo de los pozos (IPR) para la formación San Fernando del campo Chichimene, en el cual se incorporan las propiedades petrofísicas, propiedades de fluidos y el comportamiento de la producción de agua y crudo de los mismos.

En la tabla siguiente se presentan los valores de factor de correlación de Pearson y R^2 obtenidos para los diferentes modelos evaluados.

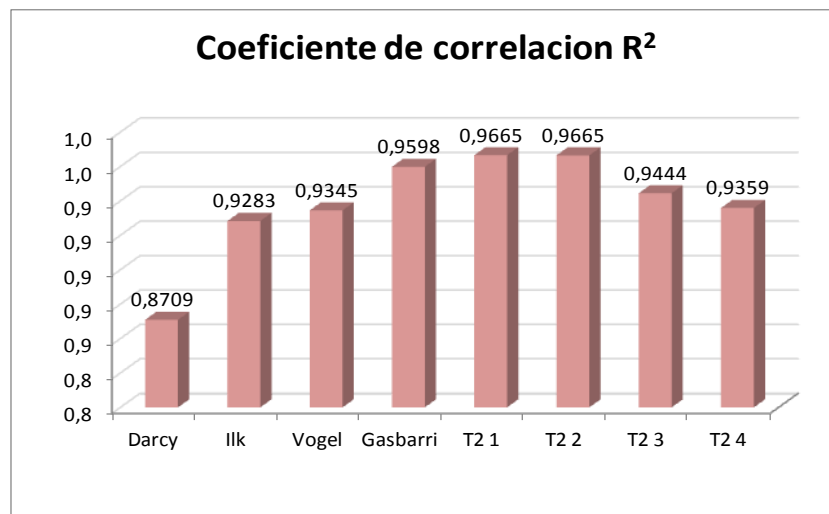
Tabla 25. Factores de correlación para los diferentes modelos de IPR evaluados

Modelo	Factor de Correlación de Pearson	Coefficiente de correlación R ²
Darcy	3,8468	0,8709
Ilk	9,4424	0,9283
Vogel	2,1273	0,9345
Gasbarri	2,0460	0,9598
T2 1	1,7156	0,9665
T2 2	1,7157	0,9665
T2 3	3,2339	0,9444
T2 4	4,4327	0,9359

Fuente: Autor.

Tal como se presenta en la siguiente figura los modelos Denominados T2 (1) y T2 (2) presentan un muy alto coeficiente de correlación (R²), mientras que el modelo de Darcy es el que presenta el más bajo. Esto implica que los estimados que se hagan con la ecuación de Darcy se ajustarán menos a los datos reales de producción.

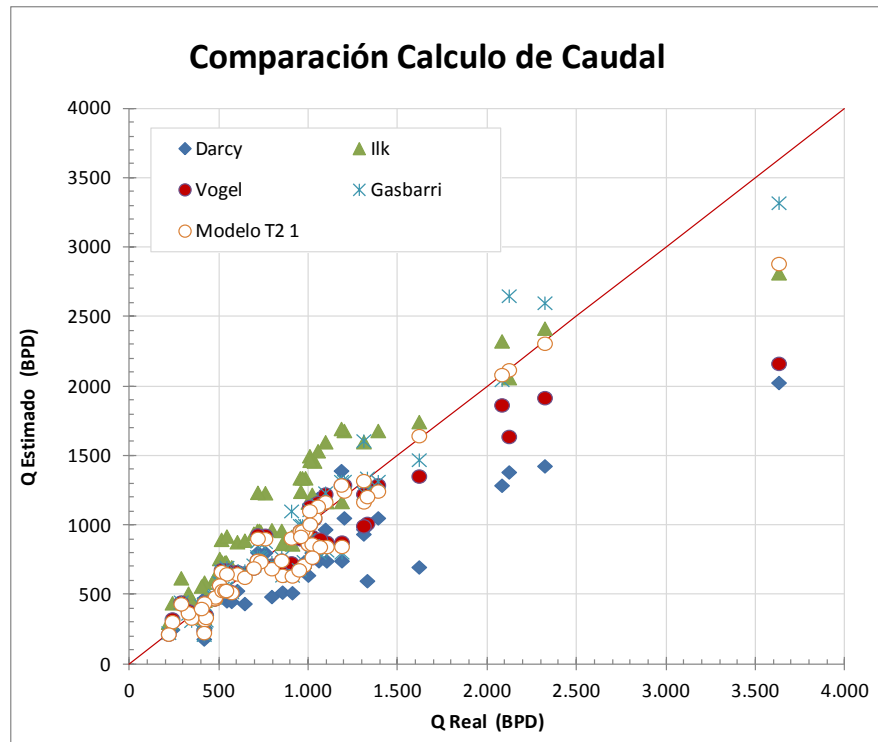
Figura 51. Coeficientes de correlación obtenidos para los diferentes modelos de cálculo de IPR



Fuente: Autor

Esta correlación también puede observarse gráficamente. En la siguiente figura se observa el diagrama de correlación para los modelos de Darcy, Ilk & Camacho, Vogel, Gasbarri y el modelo T2 (1).

Figura 52. Diagrama de correlación de caudal total con diferentes modelos

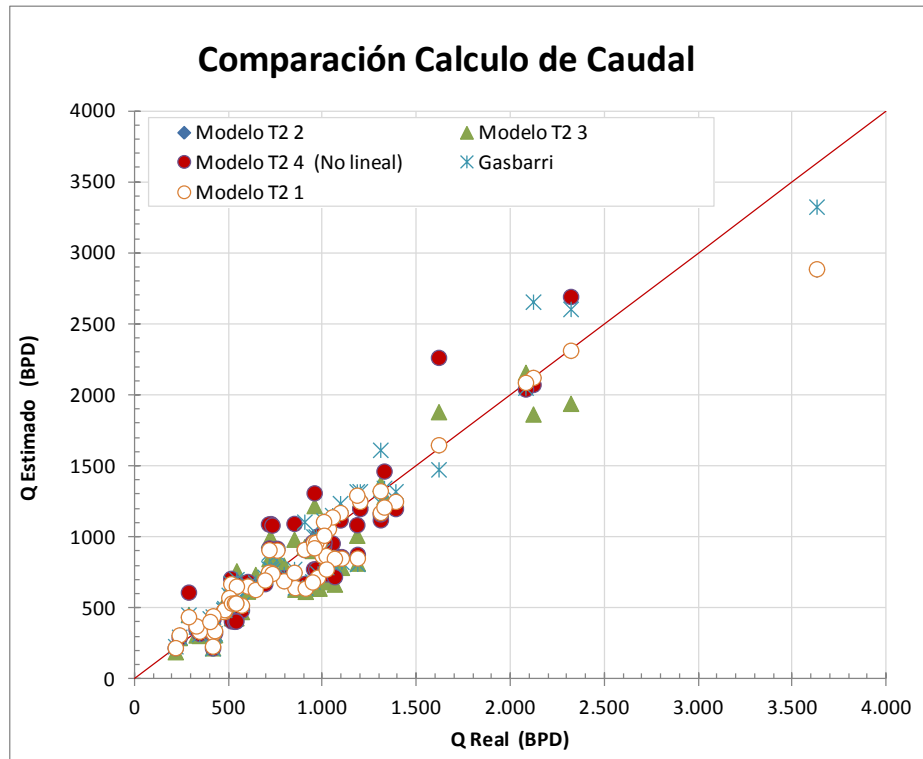


Fuente: Autor

Se puede observar en la figura anterior que el modelo denominado T2 (1) presenta un muy buen ajuste en el diagrama de correlación comparado con los otros modelos evaluados.

De igual forma en la figura siguiente se presenta la comparación de los modelos de cálculo de IPR propuestos basados en métodos paramétricos y no paramétricos.

Figura 53. Diagrama de correlación de caudal total con diferentes modelos propuestos.



Fuente: Autor

Se puede observar que comparando la dispersión de datos existente entre la Figura 52, en la cual están graficados los resultados obtenidos con los modelos descritos en la literatura y la Figura 53, en la cual se presentan los modelos propuestos en el desarrollo de este trabajo, el grado de dispersión de los resultados de los modelos evaluados en la figura 52 es mayor, lo cual está acorde con los resultados de factor de correlación descritos en la tabla 25.

Una vez calculados los caudales estimados, se efectuó el cálculo de índice de productividad de los pozos con el modelo que presentó el mejor desempeño, la comparación de los índices de productividad estimados y reales medidos en el campo durante las pruebas de producción se pueden observar en las Tablas 26 y 27.

Tabla 26. Comparación IP real con IP Calculados (diferentes modelos)

#	Pozo	Qt	Pyac (Psi)	Pwf (psi)	IP real	IP Darcy	IP Iik	IP Vogel	IP Gasbarri	IP T2 1	IP T2 2	IP T2 3	IP T2 4
1	CH2	1056	3242	2161	0,98	0,69	1,08	0,81	0,74	0,78	0,78	0,75	0,81
2	CH2	1100	3242	2162	1,02	0,69	1,08	0,81	0,76	0,78	0,78	0,72	0,79
3	CH2	1185	3242	2161	1,10	0,69	1,08	0,81	0,75	0,78	0,78	0,75	0,81
4	CH2	756	3242	2087	0,65	0,69	1,07	0,80	0,76	0,78	0,78	0,73	0,79
5	CH2	715	3242	2083	0,62	0,70	1,07	0,80	0,76	0,78	0,78	0,73	0,79
6	CH2	2120	3242	472	0,77	0,50	0,74	0,59	0,96	0,76	0,76	0,67	0,75
7	CH7	1308	3050	1754	1,01	0,75	1,24	0,94	0,95	0,90	0,90	0,92	0,86
8	CH7	1093	3050	1754	0,84	0,75	1,24	0,95	0,95	0,90	0,90	0,92	0,86
9	CH7	1388	3050	1662	1,00	0,76	1,21	0,93	0,95	0,90	0,90	0,91	0,86
10	CH7	1198	3050	1662	0,86	0,76	1,21	0,93	0,95	0,90	0,90	0,91	0,86
11	CH7	2080	3050	503	0,82	0,51	0,91	0,73	0,80	0,82	0,82	0,85	0,80
12	CH8	600	3074	1783	0,46	0,41	0,68	0,52	0,51	0,50	0,50	0,48	0,53
13	CH8	853	3074	1806	0,67	0,41	0,69	0,52	0,50	0,50	0,50	0,49	0,53
14	CH8	908	3074	1814	0,72	0,41	0,69	0,52	0,51	0,50	0,50	0,49	0,53
15	CH8	512	3074	1748	0,39	0,41	0,68	0,51	0,51	0,50	0,50	0,49	0,53
16	CH8	1327	3074	570	0,53	0,24	0,51	0,40	0,54	0,48	0,48	0,51	0,58
17	CH14	642	3034	2164	0,74	0,50	1,03	0,75	0,77	0,72	0,72	0,84	0,74
18	CH14	541	3034	2129	0,60	0,50	1,02	0,75	0,77	0,72	0,72	0,84	0,74
19	CH14	793	3034	2075	0,83	0,51	1,01	0,74	0,77	0,72	0,72	0,83	0,74
20	CH14	997	3034	1814	0,82	0,53	0,96	0,71	0,74	0,71	0,71	0,80	0,72
21	CH14	1617	3034	600	0,66	0,29	0,72	0,56	0,60	0,68	0,68	0,77	0,93
22	CH26	476	3266	1764	0,32	0,31	0,41	0,31	0,32	0,31	0,31	0,35	0,31
23	CH26	472	3266	1764	0,31	0,31	0,41	0,31	0,32	0,31	0,31	0,35	0,31
24	CH26	477	3266	1721	0,31	0,31	0,41	0,31	0,32	0,31	0,31	0,35	0,31
25	CH27	568	3143	2127	0,56	0,44	0,69	0,51	0,51	0,51	0,51	0,46	0,47
26	CH27	501	3.143	2.016	0,44	0,45	0,67	0,50	0,52	0,50	0,50	0,45	0,47
27	CH27	237	3.143	2.550	0,40	0,42	0,74	0,55	0,49	0,52	0,51	0,48	0,49
28	CH27	418	3.143	2.522	0,67	0,42	0,74	0,55	0,49	0,51	0,51	0,49	0,49
29	CH27	414	3.143	2.706	0,95	0,41	0,76	0,56	0,49	0,52	0,52	0,49	0,49
30	CH27	1.307	3.143	462	0,49	0,35	0,47	0,37	0,60	0,49	0,49	0,51	0,43
31	CH28	848	3.174	1.500	0,51	0,45	0,57	0,45	0,46	0,45	0,45	0,59	0,65
32	CH28	723	3.174	1.500	0,43	0,45	0,57	0,45	0,46	0,45	0,45	0,58	0,65
33	CH28	712	3.174	1.500	0,43	0,45	0,57	0,45	0,46	0,45	0,45	0,58	0,65

Fuente: Autor.

Tabla 27. Comparación IP real con IP Calculados (diferentes modelos) Cont.

Datos	Pozo	Qt	P yac (Psi)	Pwf (psi)	IP real	IP Darcy	IP Ilk	IP Vogel	IP Gasbarri	IP T2 1	IP T2 2	IP T2 3	IP T2 4
34	CH28	731	3.183	1.525	0,44	0,45	0,58	0,45	0,46	0,45	0,45	0,58	0,65
35	CH40	344	3.094	2.206	0,39	0,38	0,52	0,39	0,35	0,37	0,37	0,34	0,36
36	CH40	416	3.094	1.901	0,35	0,40	0,49	0,37	0,36	0,37	0,37	0,33	0,35
37	CH40	327	3.094	2.101	0,33	0,39	0,51	0,39	0,37	0,37	0,37	0,31	0,35
38	CH40	425	3.094	2.194	0,47	0,38	0,52	0,39	0,35	0,37	0,37	0,34	0,36
39	CH40	903	3.094	543	0,35	0,25	0,36	0,29	0,43	0,36	0,36	0,36	0,36
40	SW2	1.031	3.039	2.312	1,42	1,46	2,01	1,44	1,52	1,45	1,45	0,96	1,20
41	SW2	981	3.039	2.380	1,49	1,45	2,04	1,46	1,52	1,45	1,45	0,96	1,17
42	SW2	952	3.039	2.380	1,45	1,45	2,04	1,46	1,52	1,45	1,45	0,96	1,17
43	SW2	964	3.039	2.380	1,46	1,45	2,04	1,46	1,52	1,45	1,45	0,96	1,17
44	SW3	1.051	3.082	1.922	0,91	1,03	1,32	1,00	0,99	0,98	0,98	0,76	0,82
45	SW3	1.005	3.082	1.957	0,89	1,02	1,33	1,01	0,99	0,98	0,98	0,77	0,83
46	SW3	1.182	3.082	1.758	0,89	1,05	1,28	0,97	0,99	0,97	0,97	0,76	0,82
47	SW3	1.019	3.082	2.209	1,17	0,99	1,40	1,05	0,98	0,99	0,99	0,78	0,84
48	SW3	1.063	3.082	2.230	1,25	0,99	1,41	1,06	0,98	0,99	0,99	0,78	0,84
49	SW3	2.320	3.082	600	0,93	0,57	0,97	0,77	1,05	0,93	0,93	0,78	1,08
50	SW5	973	3.209	2.609	1,62	1,23	1,65	1,19	1,23	1,19	1,19	1,32	1,67
51	SW5	955	3.209	2.430	1,23	1,25	1,60	1,16	1,20	1,18	1,18	1,56	1,68
52	SW5	946	3.209	2.638	1,66	1,22	1,66	1,19	1,20	1,19	1,19	1,58	1,68
53	SW5	286	3.209	2.847	0,79	1,19	1,71	1,23	1,24	1,20	1,20	1,24	1,67
54	SW5	1.019	3.209	2.560	1,57	1,23	1,63	1,18	1,21	1,19	1,18	1,52	1,68
55	SW5	3.629	3.209	591	1,39	0,77	1,08	0,83	1,27	1,10	1,10	1,64	2,13
56	SW7	537	3.231	2.552	0,79	0,77	1,08	0,78	0,81	0,78	0,78	0,63	0,60
57	SW7	515	3.231	2.552	0,76	0,77	1,08	0,78	0,81	0,78	0,78	0,63	0,60
58	SW7	531	3.231	2.552	0,78	0,78	1,08	0,78	0,81	0,78	0,78	0,63	0,59
59	SW7	538	3.231	2.552	0,79	0,78	1,08	0,78	0,81	0,78	0,78	0,63	0,59
60	CH29	400	3.127	2.634	0,81	0,81	1,14	0,81	0,86	0,81	0,81	0,65	0,76
61	CH32	692	3.197	2.218	0,71	0,71	0,96	0,71	0,73	0,71	0,71	0,77	0,68
62	CH46	1.007	2.484	1.980	2,00	2,00	2,91	2,00	2,12	2,00	2,00	1,54	1,90
63	SW6	216	3.280	2.881	0,54	0,55	0,76	0,54	0,57	0,54	0,54	0,47	0,54

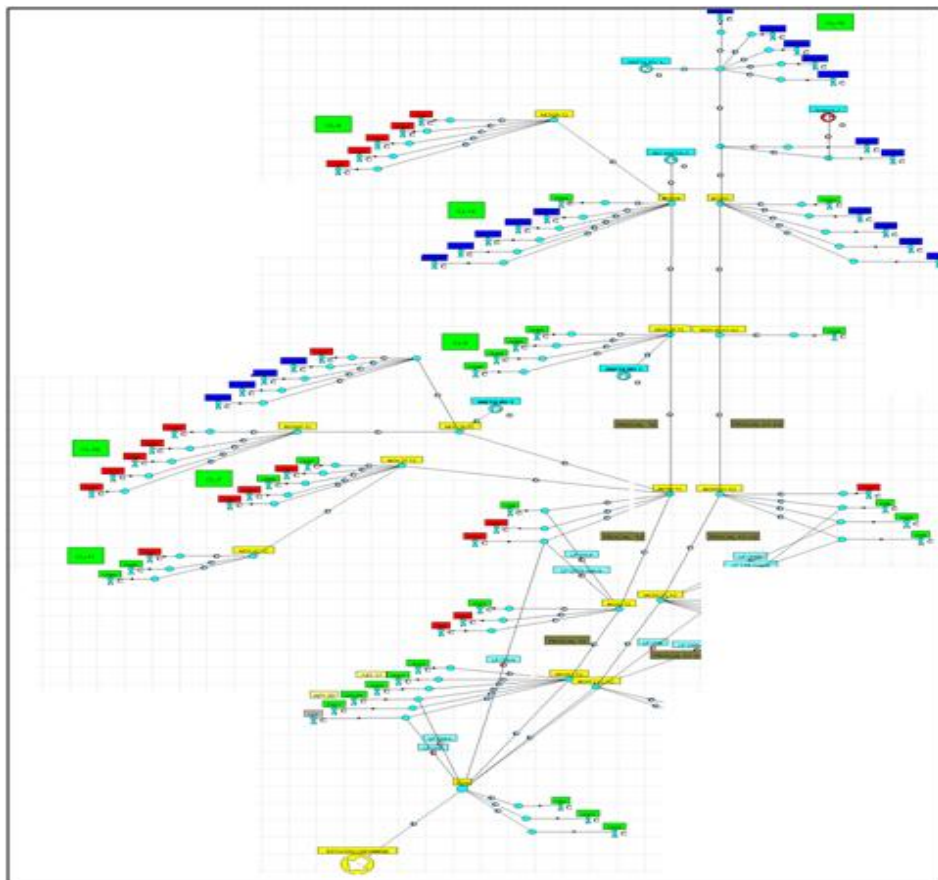
Fuente: Autor.

6.1 EVALUACION DE MODELO IPR EN SOFTWARE DE ANALISIS NODAL.

Con el fin de comparar el comportamiento del índice de productividad obtenido mediante técnicas de regresión multivariable de datos con la producción real, se realizó la evaluación con datos de prueba multitasa de uno de los pozos existente en el sector norte del campo los cuales se conectan a la troncal norte del campo Chichimene. Como criterio de evaluación se tomó el pozo CH16 que es el pozo que cuenta con información de PLT.

La red total de recolección troncal norte se presenta en la figura a continuación.

Figura 54. Modelo de sistema de recolección norte Formación San Fernando.



Fuente: Autor. PIPESIM

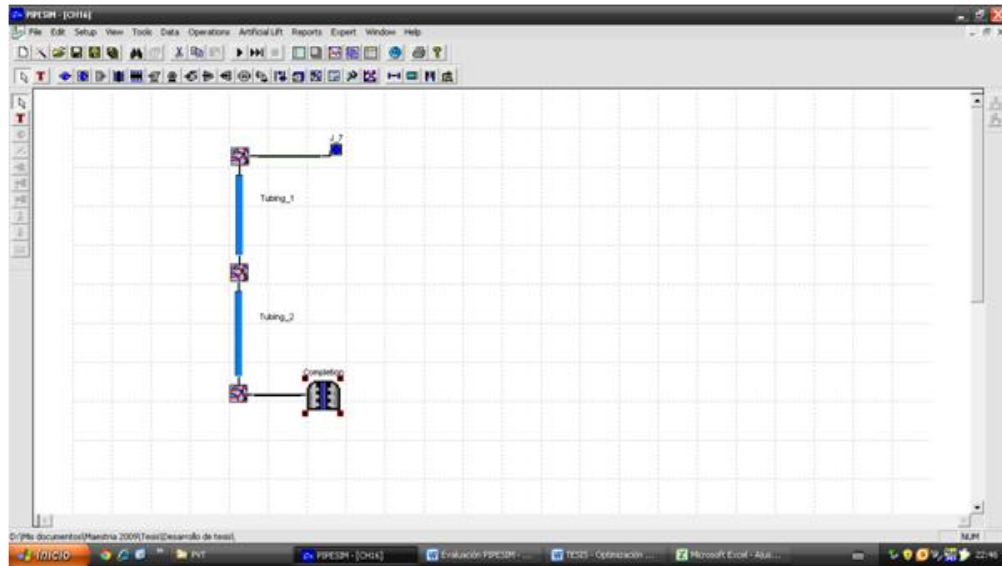
El procedimiento seguido para la generación del modelo total del sistema de recolección fue el siguiente:

- Generar en simulador de análisis nodal el modelo de la troncal de recolección y de los pozos que alimentan esa troncal (En este caso se utilizó el software Pipesim ® Schlumberger).
- Incluir estado mecánico de cada uno de los pozos, con datos de bomba, diámetro del completamiento y propiedades de fluido para cada pozo.
- Validar el modelo de flujo en tubería vertical y horizontal con datos de PLT's conocidos o datos de producción.
- Introducir el índice de productividad (IP) obtenido con el modelo desarrollado.
- Comparar con datos de Índice de productividad (IP) medidos en el campo

6.1.1 Construcción de modelo de simulación CH16

Para la construcción del modelo de simulación se tomó el caso de producción actual existente en el campo. Se montaron los estados mecánicos de los pozos, las bombas electro sumergibles (BES) existentes. Con base a los datos de producción y al reporte de presión de entrada a la bomba, niveles dinámicos, se estableció el modelo dinámico de flujo

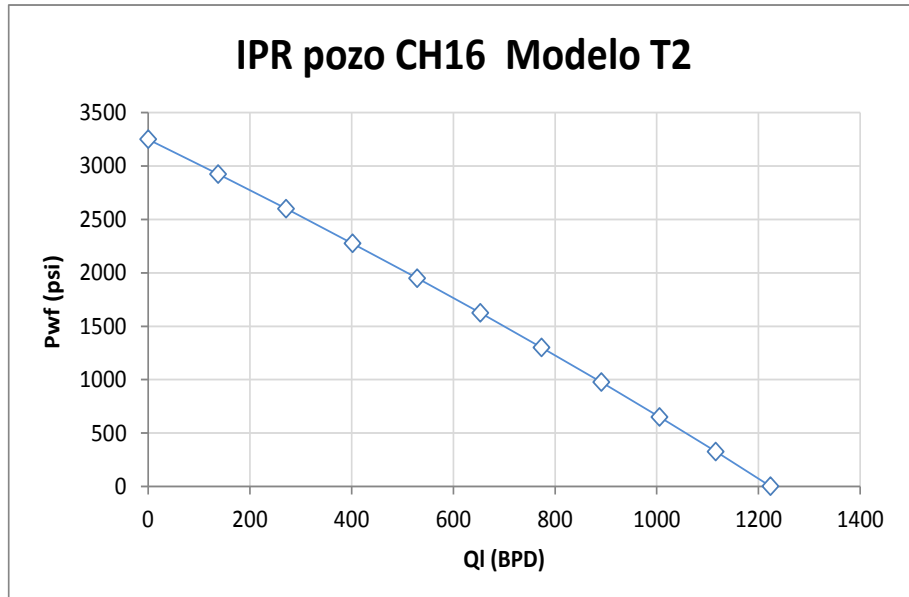
Figura 55. Modelo de pozo tipo. Pozo CH16



Fuente: Autor. PIPESIM

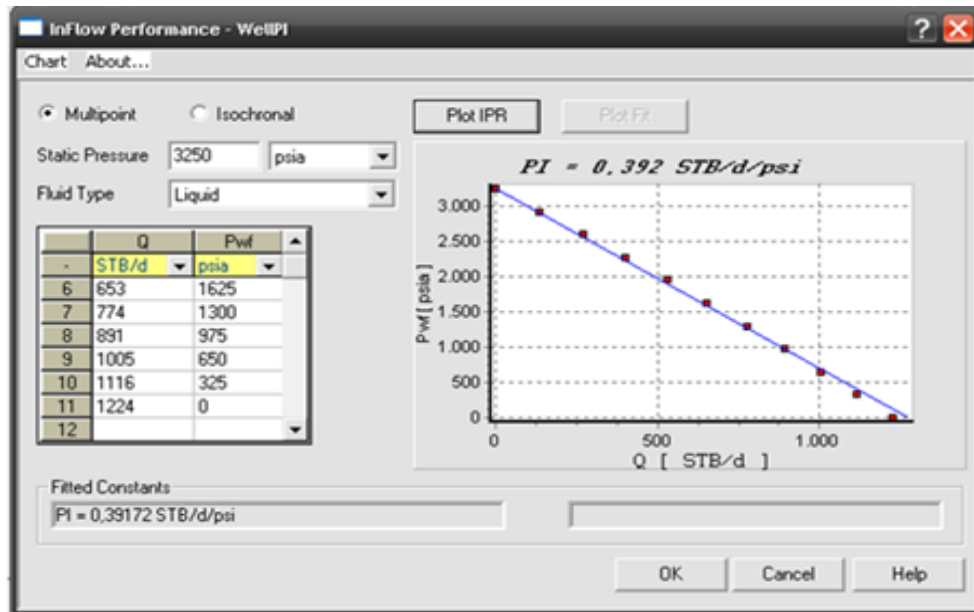
Con base en la correlación encontrada se desarrolló la curva IPR para el pozo del cual se tiene el PLT CH16 con el fin de ajustar los parámetros del simulador y las correlaciones de flujo que se ajustan a los datos de producción. En la figura 56 se presenta el comportamiento del IPR del pozo CH16 calculado con el modelo T2 obtenido en este estudio.

Figura 56. IPR Calculado con modelo T2 para pozo CH 16



Fuente: Autor

Figura 57. Cargue de Modelo IPR pozo CH16 en Software PIPESIM



Fuente: Autor. PIPESIM

En la figura 57 se presenta el ajuste que realiza el simulador para el pozo CH16, se encuentra un valor de IP promedio de 0,3917 BPD/Psi. Sin embargo los datos

de IP estimados para cada presión de fondo fluyendo son obtenidos directamente de la Tabla 28 calculada con el modelo T2

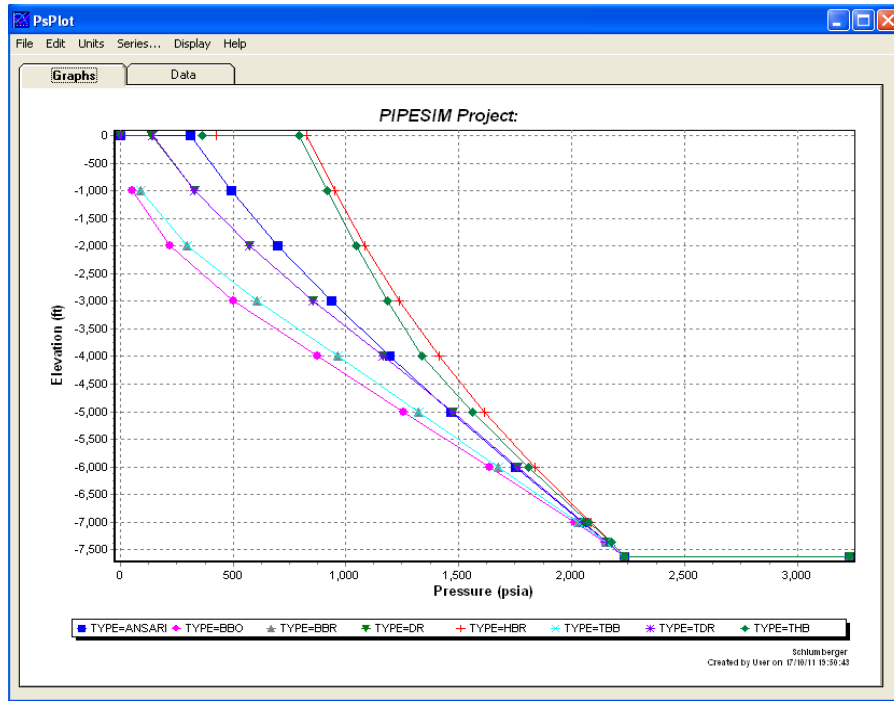
Tabla 28. Índices de Productividad calculados con modelo T2

Pwf	PD	Kro/($\mu\sigma\beta_o$)	Vt	QD	Qt	IP calc
3250	1	0,001263	0,86487	0	0	0
2925	0,9	0,001310	0,86501	0,112	137	0,422
2600	0,8	0,001362	0,86515	0,221	271	0,417
2275	0,7	0,001417	0,86531	0,328	402	0,412
1950	0,6	0,001478	0,86549	0,432	529	0,407
1625	0,5	0,001544	0,86568	0,533	653	0,401
1300	0,4	0,001616	0,86589	0,632	774	0,396
975	0,3	0,001696	0,86612	0,728	891	0,391
650	0,2	0,001783	0,86637	0,821	1005	0,386
325	0,1	0,001889	0,51439	0,943	1155	0,394

Fuente: Autor.

Una vez cargados los datos de la curva IPR, se procedió a definir la correlación de flujo que mejor aplica para cálculo de la caída de presión en los pozos de la formación T2. Los resultados mostraron que la correlación de Duns & Ros es la que mejor se ajusta a los datos de presión del pozo.

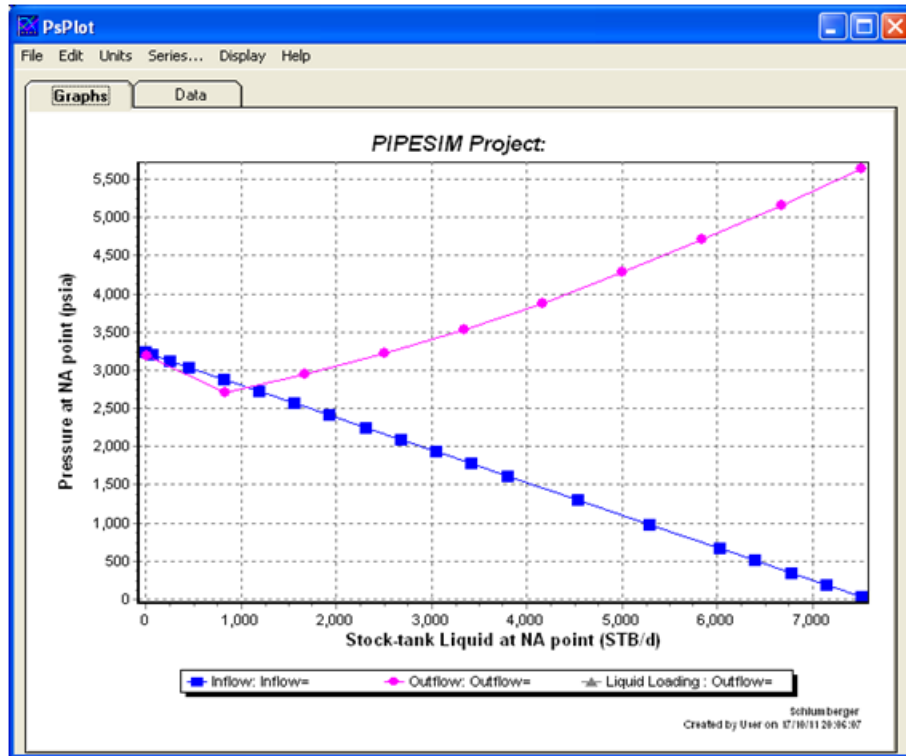
Figura 58. Ajuste Correlación de flujo vertical Crudo T2



Fuente: Autor. PIPESIM

Con la información de producción incorporada en el modelo de simulación, y los datos de presiones de fondo, presión de entrada de la bomba y presión en cabeza, junto a los datos de producción se realizó el ajuste del modelo de influjo del yacimiento (Inflow) y la curva de desempeño dinámico en la tubería de producción (Outflow).

Figura 59. Análisis Nodal de Pozo CH 16

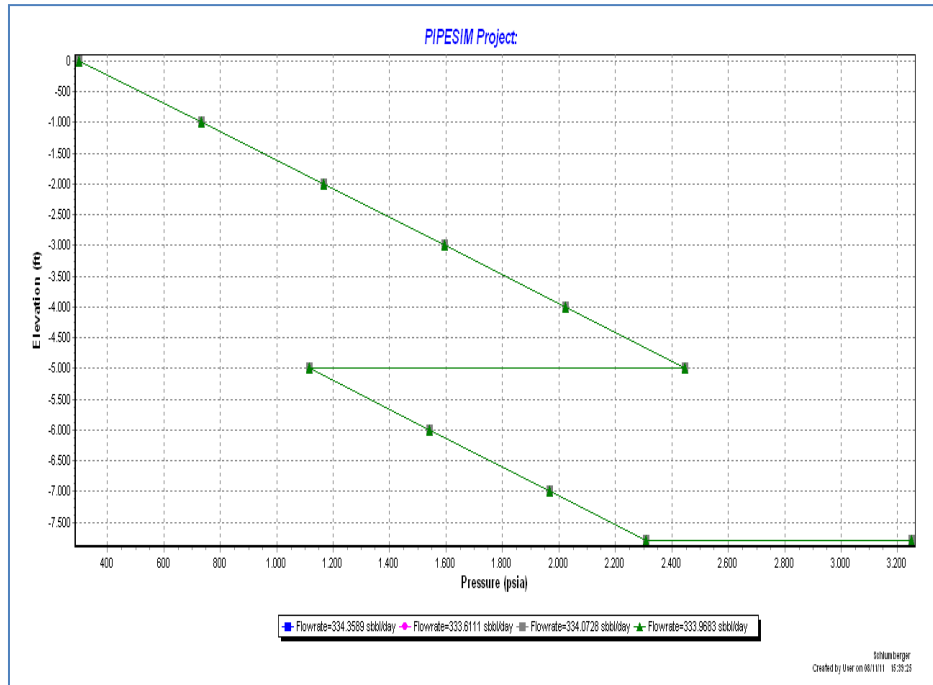


Fuente: Autor. PIPESIM

Con la información de índices de productividad estimados con los diferentes modelos se realizó el cálculo del caudal de producción para compararlo con los datos de producción obtenidos con la prueba multitasa del Pozo CH16.

El comportamiento del flujo en el pozo con los diferentes modelos se presenta en la figura siguiente. Aunque en la grafica no se ven cambios significativos en el comportamiento de la presión y flujo en el sistema con las diferentes correlaciones, si se observa un mejor desempeño de predicción del modelo T2 con respecto a los otros modelos.

Figura 60. Calculo de Caudal con diferentes modelos IPR



Fuente: Autor. PIPESIM

En la tabla se presentan los resultados del caudal estimado con los diferentes modelos IPR en comparación con el caudal real obtenido de la prueba PLT.

Tabla 29. Comparación Caudales calculados con diferentes Modelos de IPR.

MODELO	Caudal (BPD)	Presión (Psia)	Error (Caudal)	Error (Presión)
REAL	322	2.348		
VOGEL	334	2.308	3,73%	1,70%
GASBARRI	333	2.308	3,42%	1,70%
ILK CAMACHO	334	2.308	3,73%	1,70%
MODELO T2	330	2.308	2,48%	1,70%

Fuente: Autor

6.2 RANGOS DE APLICACIÓN Y METODOLOGIA DE USO DEL MODELO

Finalmente el modelo definido para realizar el cálculo de la curva de desempeño IPR para los pozos de crudo extrapesados de la formación T2 corresponde a la siguiente expresión matemática:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecuación (71)}$$

Teniendo en cuenta que el factor V está definido por la siguiente expresión:

$$V = 0,87199 * e^{\varphi} \quad \text{Ecuación (72)}$$

Donde:

$$\varphi = -0.99289 * \frac{1}{h} + 3,33573 * \alpha$$

Y

$$\alpha = \frac{k_{ro}}{\mu_o * \beta_o}$$

Para poder realizar el cálculo del IPR con este modelo se requiere tener los siguientes datos:

- Dos (2) pruebas o datos de producción de fluidos (crudo y agua) con la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para establecer los valores de Caudal máximo o AOF ($Q_{o,max}$) y Presión de Yacimiento (P_R). En caso de tenerse datos de presión de yacimiento bastaría tener un solo dato de prueba de producción.
- Información de espesor neto, curva de permeabilidad relativa e información de viscosidad de crudo y agua.

El procedimiento de cálculo del modelo se describe a continuación:

Procedimiento de cálculo de modelo de IPR para pozos de Crudo extrapesado (T2)

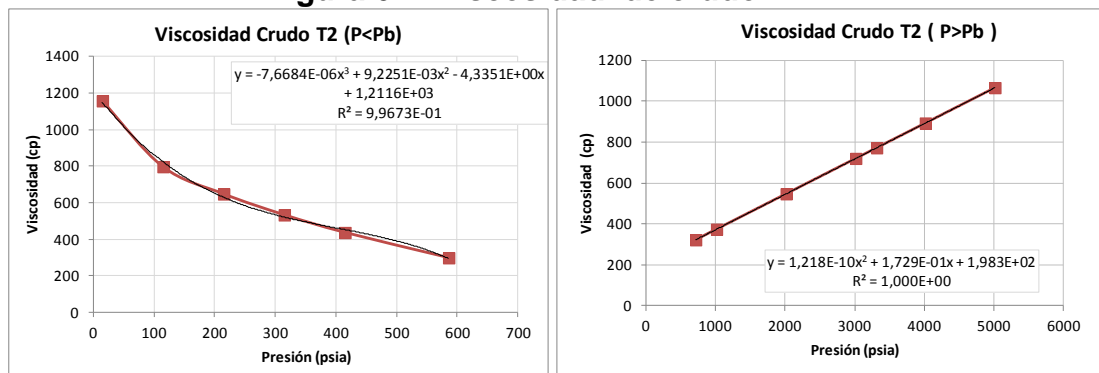
- a) Con los datos de producción de agua y crudo producidos calcular el flujo fraccional de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad \text{Ecuación (73)}$$

- b) Efectuar el cálculo de viscosidades de aceite (μ_o) y agua (μ_w) a condiciones de yacimiento y a condición de presión de fondo fluyendo.

Para el caso de la viscosidad de acuerdo a la evaluación del análisis PVT realizada, se deberá utilizar el modelo de Chew & Conelly para presiones menores a la presión de burbuja y el modelo de Vasquez para presiones por arriba de la presión de burbuja, otra forma de realizarlo es efectuar análisis de regresión de los datos y obtener la mejor curva que describa los datos experimentales. En el caso de este estudio las ecuaciones obtenidas se presentan en la figura siguiente:

Figura 61. Viscosidad de crudo T2



Fuente: Autor

- c) Una vez calculados los valores de viscosidad de agua y crudo y teniendo en cuenta el flujo fraccional estimado en el paso (a), se procede a estimar la saturación de agua en la cara de la formación utilizando la ecuación de flujo fraccional, de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad \text{Ecuación (74)}$$

Donde las variables k_{ro} y k_{rw} son función de la saturación de agua. Los valores de k_{ro} y k_{rw} pueden ser calculados para el caso de esta formación con las siguientes ecuaciones:

- Si $0,273 < sw < 0,7$

$$k_{ro} = 6,6756 * sw^2 - 8,7155 * sw + 2,856 \quad \text{Ecuación (75)}$$

$$k_{rw} = 0,09372 * \ln(sw) + 0,11464465 \quad \text{Ecuación (76)}$$

- Si $sw < 0,273$

$$k_{ro} = 1$$

$$k_{rw} = 0$$

- Si $sw > 0,7$

$$k_{ro} = 0$$

$$k_{rw} = 1$$

Mediante un procedimiento de prueba y error se puede estimar este valor de Sw que satisface la ecuación 74 y se obtiene el valor de k_{ro} .

d) Finalmente una vez calculados los valores de k_{ro} , μ_o y β_o calcular el valor del factor V para este pozo utilizando los valores de producción y el espesor neto (h) con la ecuación 72 descrita anteriormente. Repetir este procedimiento para cada pozo

La aplicación de esta ecuación es para crudos extra pesados con las siguientes características:

- API rango entre 8 y 12 .
- BSW máximo 50 %.
- Permeabilidad en rango de 1 a 4 Darcies.
- Espesores entre 15 y 250 pies.

7. CONCLUSIONES

- Con base a datos de producción, datos petrofísicos y mediciones de producción de fluidos, se logró establecer un modelo propio para la Formación San Fernando (T2) de campo Chichimene. Los resultados de la validación del modelo matemático con los datos de producción, presenta un error menor que la obtenida con otros modelos existentes para determinar el IP de campos de producción de crudos pesados.
- Se logró incorporar de manera exitosa al modelo desarrollado en este estudio, datos de fluidos, propiedades petrofísicas del yacimiento e información de producción con el fin de obtener un modelo ajustado para la formación T2 del Campo Chichimene
- Se utilizaron diferentes correlaciones PVT para simular las propiedades del fluido, en el caso particular del petróleo crudo en San Fernando, los resultados de la evaluación de los diferentes modelos mostraron que en el caso del crudo extra pesado de la Formación San Fernando (T2) Chichimene campo, la correlación propuesta por TOTAL, fue el que mejor se ajuste a las variables como factor de formación volumétrica (β_o), gas en solución (R_s), presión de burbuja (P_b) con los datos reales obtenidos en el análisis del líquido del pozo CH-26. En el caso de la viscosidad, la correlación propuesta por Chew & Conelly fue la que brindó los mejores resultados y para compresibilidad la correlación propuesta por Petrosky.
- Mediante el uso de técnicas estadísticas de regresión multivariable de datos, fue posible encontrar un modelo matemático que pueda expresar con un buen nivel de certeza, el comportamiento del influjo de producción de crudos extra

pesados que presentan movilidad a nivel del yacimiento San Fernando (ó T2) del campo Chichimene.

- En el caso de este estudio, los modelos obtenidos con métodos de regresión paramétricos linealizables, presentaron mejor ajuste a los datos reales de producción que los métodos no paramétricos basados en transformación de variables (Tipo ACE).
- Finalmente este trabajo puede servir como base para evaluar otros campos que han sido descubiertos recientemente, los cuales presentan condiciones similares a las encontradas en la formación San Fernando.

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda continuar con este trabajo para identificar un modelo de IPR en los pozos desviados existentes en la formación T2 del campo Chichimene, para los cuales existen modelos analíticos y semi analíticos desarrollados por diferentes autores los cuales no se encuentran ajustados a yacimientos de crudos extra pesados con movilidad original de yacimiento.
- Se recomienda igualmente revisar la posibilidad de utilizar un método evolutivo tipo Red Neuronal que permita ir actualizando el modelo de influjo de producción IPR para la formación San Fernando a medida que se vaya incorporando a la base de datos más información de pruebas de producción y datos de nuevos pozos perforados en el campo.
- Se recomienda adelantar estudios del efecto del proceso de recobro térmico en el comportamiento del índice de productividad en estos campos de crudos extra pesados, ya que en la literatura no se encuentra información al respecto. Este tipo de estudios son fundamentales para procesos futuros de incremento de factor recobro que están en vía de aplicación en estos campos.

BIBLIOGRAFIA

BEGSS DALE (2003). Production Optimization Using Nodal Analysis. Oklahoma. Cap. 1-5.

H. MINHAS, E. MATTEO, K.M. EIKELAND, M. MENGOLI, and S. BESWETHERICK, Eni Agip SpA. Probabilistic reserve estimation constrained by limited production data: an integrated approach. IPTC 10957, 2005

MURRAY R. SPIEGEL; JOHN J. CHILLER; R. ALU SRINIVASAN. Teoría y Problemas de Probabilidad y Estadística. Biblioteca UIS.

MILLER Irwin; FREUND John. Probabilidad y estadística para ingenieros. Biblioteca UIS

PIPESIM (2009). Schlumberger User's Guide.

RONALD E. WALPOL. Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias Octava Edición. Biblioteca UIS.

S. Gasbarri, et all (2009). Inflow Performance Relationships for Heavy Oil[online]. SPE 122292. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <
<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-122292-MS&soc=SPE>

SUSAN Milton; JESSE C. Arnold. Probabilidad y Estadística: con aplicaciones para ingeniería y ciencias computacionales. Biblioteca UIS.

ANEXOS

Anexo A. Correlaciones para Aceites Negros

Correlaciones Utilizadas

Para realizar el ajuste del modelo de fluido para la formación T2 del campo Chichimene, se utilizaron entre otras, las siguientes correlaciones para determinación de las propiedades físicas de aceites negros.

Presión de Burbuja

- Standing

La ecuación de Standing para el cálculo del PB es:

$$P_B = 18,2 * \left(\left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,83} * 10^{(0,000917 - 0,00091 * \gamma_o)} + 1,4 \right)$$

Donde : P_B : Presión de burbuja (lpca)

R_{sb} : Solubilidad de gas en el punto de burbuja

γ_g : Gravedad específica del gas

γ_o : Gravedad específica del aceite

- Vasquez

La correlación de Vasquez para cálculo de P_b es:

$$P_B = \left(\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} e^{\left(\frac{C_3 \gamma_o}{T+460} \right)}} \right)^{\frac{1}{C_2}}$$

Donde las constantes C_1 , C_2 y C_3 son características si la gravedad API del crudo es mayor o menor a 30 API. Tal como lo muestra la tabla siguiente:

Tipo de crudo	C ₁	C ₂	C ₃
Liviano > 30 API	0,0362	1,0937	25,724
Pesado < 30 API	0,0178	1,1870	23,931

El ajuste de γ_{gc} se realiza con la ecuación siguiente:

$$\gamma_{gc} = \gamma_g * \left(1 + 5,912 \times 10^{-5} * \gamma_o * T_{sp} * \log \left(\frac{P_{sp}}{114,7} \right) \right)$$

Donde :

- P_B: Presión de burbuja (lpca)
- R_{sb}: Solubilidad de gas en el punto de burbuja
- T: Temperatura de Yacimiento (°F)
- T_{sp}: Temperatura en el separador (°F)
- P_{sp}: Presión en el separador (lpca)
- γ_g : Gravedad específica del gas
- γ_o : Gravedad específica del aceite

- Glaso

La correlación de Glaso para cálculo de P_b es

$$P_B = 10^{(1,7669 + 1,7447 * \log(F) - 0,30218 * (\log F)^2)}$$

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,816} \frac{T^{0,172}}{\gamma_o^{0,989}}$$

Donde :

- P_B: Presión de burbuja (lpca)
- R_{sb}: Solubilidad de gas en el punto de burbuja
- T: Temperatura de Yacimiento (°F)
- γ_g : Gravedad específica del gas
- γ_o : Gravedad específica del aceite

- TOTAL

La correlación de TOTAL para cálculo de P_b es:

$$P_B = C_1 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} 10^{(C_3 T - C_4 \gamma_o)}$$

- Donde :
- P_B : Presión de burbuja (lpca)
 - R_{sb} : Solubilidad de gas en el punto de burbuja
 - T : Temperatura de Yacimiento (°F)
 - γ_g : Gravedad específica del gas
 - γ_o : Gravedad específica del aceite

Las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 son características de la gravedad API del crudo. Tal como lo muestra la tabla siguiente:

Tipo de crudo	C_1	C_2	C_3	C_4
°API < 10	12,847	0,9636	0,000993	0,034170
30 < °API < 10	25,2755	0,7617	0,000835	0,011292
35 < °API < 45	216,4711	0,6922	-0,000427	0,023140

- Kartoatmodjo

La correlación de Kartoatmodjo para cálculo de P_b es:

$$P_B = \left(\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc}^{C_2} 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_o}{T+460} \right)}} \right)^{C_4}$$

Donde las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 son características si la gravedad API del crudo es mayor o menor a 30 API. Tal como lo muestra la tabla siguiente:

Tipo de crudo	C_1	C_2	C_3	C_4
Liviano > 30 API	0,05958	0,7972	13,1405	0,9986
Pesado < 30 API	0,03150	0,7587	11,2895	0,9143

El ajuste de γ_{gc} se realiza con la ecuación siguiente:

$$\bullet \quad \gamma_{gc} = \gamma_g * \left(1 + 5,912 \times 10^{-5} * \gamma_o * T_{sp} * \log \left(\frac{P_{sp}}{114,7} \right) \right)$$

Donde : P_B : Presión de burbuja (lpca)

R_{sb} : Solubilidad de gas en el punto de burbuja

T : Temperatura de Yacimiento (°F)

T_{sp} : Temperatura en el separador (°F)

P_{sp} : Presión en el separador (lpca)

γ_g : Gravedad específica del gas

γ_o : Gravedad específica del aceite

Tabla: Resumen de Correlaciones Utilizadas en este trabajo:

Presión de Burbuja	FVF (β_o)	Solubilidad (R_s)	Viscosidad (μ_o)	Compresibilidad (C_o)
Standing	Vasquez	Vasquez	Vasquez	Vasquez
Vasquez	TOTAL	TOTAL	Chew	Petrosky
Glaso	Standing	AGIP	Kartoatmodjo	Kartoatmodjo
TOTAL	Glaso	Standing	Beal	
Kartoatmodjo	Kartoatmodjo	Glaso	Beggs	
		Kartoatmodjo	AGIP	
		TOTAL ADJ	Foamy	

Anexo B. Análisis Estadístico de Datos

A continuación se presentan resultados del análisis paramétrico de datos realizado utilizando el modulo Data Analysis:

Modelo 1 de T2

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,231813313
Coefficiente de determinación R ²	0,053737412
R ² ajustado	-0,091841448
Error típico	0,070400829
Observaciones	16

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	0,003659013	0,001829507	0,36912923	0,698354369
Residuos	13	0,064431598	0,004956277		
Total	15	0,068090611			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probab</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-0,1686	2,0305	-0,0830	0,935	-4,55	4,21	-4,556	4,218
1/h	-1,0531	2,2656	-0,4648	0,649	-5,94	3,84	-5,947	3,841
ln(Kro/(μo*βo))	-0,0056	0,3131	-0,0180	0,985	-0,682	0,67	-0,682	0,670

Análisis de los residuales

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico Ln(V)</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
1	-0,13735	0,03764	0,57434
2	-0,14684	-0,04275	-0,65232
3	-0,13893	0,09425	1,43808
4	-0,13641	0,05455	0,83226
5	-0,13833	0,04862	0,74183
6	-0,13975	-0,00863	-0,13171
7	-0,13712	0,08677	1,32393
8	-0,13655	-0,05220	-0,79642
9	-0,13923	-0,04951	-0,75542
10	-0,13687	-0,00067	-0,01022
11	-0,13701	-0,05173	-0,78936
12	-0,13678	-0,08549	-1,30435
13	-0,13633	-0,10269	-1,56683
14	-0,13495	0,10686	1,63041
15	-0,14274	-0,04600	-0,70192
16	-0,19973	0,01099	0,16770

Modelo 2 de T2

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,2317
Coefficiente de determinación R ²	0,05373
R ² ajustado	-0,091848
Error típico	0,070400829
Observaciones	16

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	2	0,003658583	0,001829292	0,36908337
Residuos	13	13	0,064432028	0,00495631	
Total	15	15	0,068090611		

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probab</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-0,13697	0,3278	-0,41783	0,682	-0,8452	0,57	-0,845	0,57125
1/h	-0,99289	2,0162	-0,49244	0,6306	-5,3487	3,36	-5,348	3,36293
(Kro/($\mu\text{o}^*3\text{o}$))	3,33573	215,09	0,01551	0,9878	-461,35	468,02	-461,35	468,024

Análisis de los residuales

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico Ln(V)</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
1	-0,137631605	0,037921761	0,578606389
2	-0,145775282	-0,043812611	-0,668488378
3	-0,138404706	0,093721098	1,429987024
4	-0,136488502	0,054627476	0,833500494
5	-0,138080229	0,048374316	0,738090416
6	-0,139740721	-0,008643284	-0,131878356
7	-0,13642778	0,086081405	1,313421365
8	-0,137330831	-0,051411294	-0,784428319
9	-0,139440366	-0,049301759	-0,752241243
10	-0,137060567	-0,000478848	-0,007306207
11	-0,135977445	-0,052764679	-0,805078134
12	-0,13704231	-0,085226624	-1,300379204
13	-0,136155094	-0,102863807	-1,569485544
14	-0,13589548	0,107804599	1,644871661
15	-0,143635653	-0,045106471	-0,68822997
16	-0,199820846	0,011078721	0,169038007

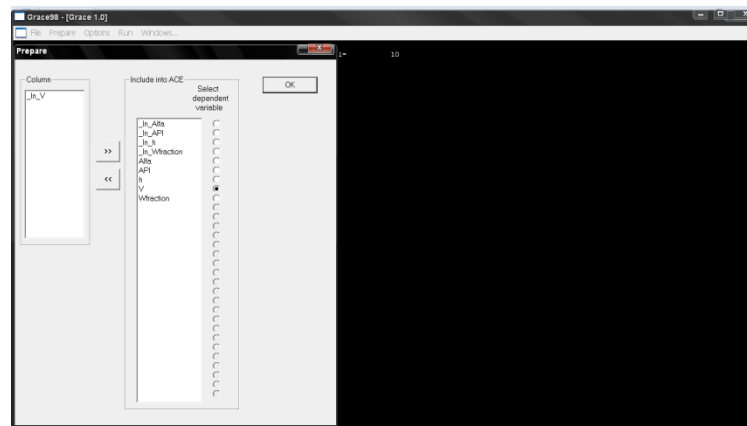
Anexo C. Modelamiento No Paramétrico

Procedimiento de modelamiento no paramétrico con el software Grace

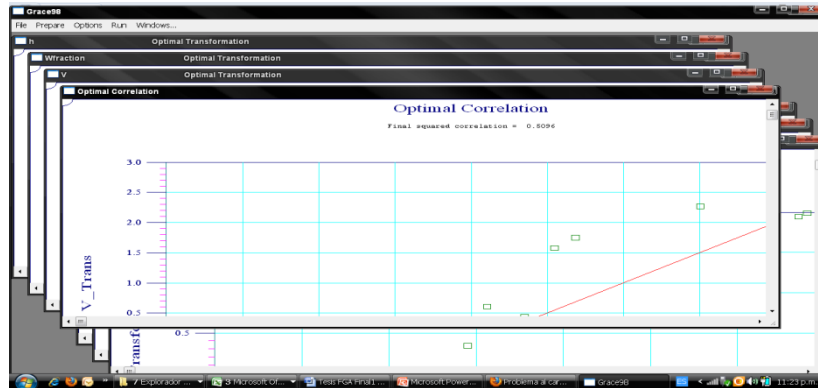
- Cargue de Archivo de datos en Software GRACE



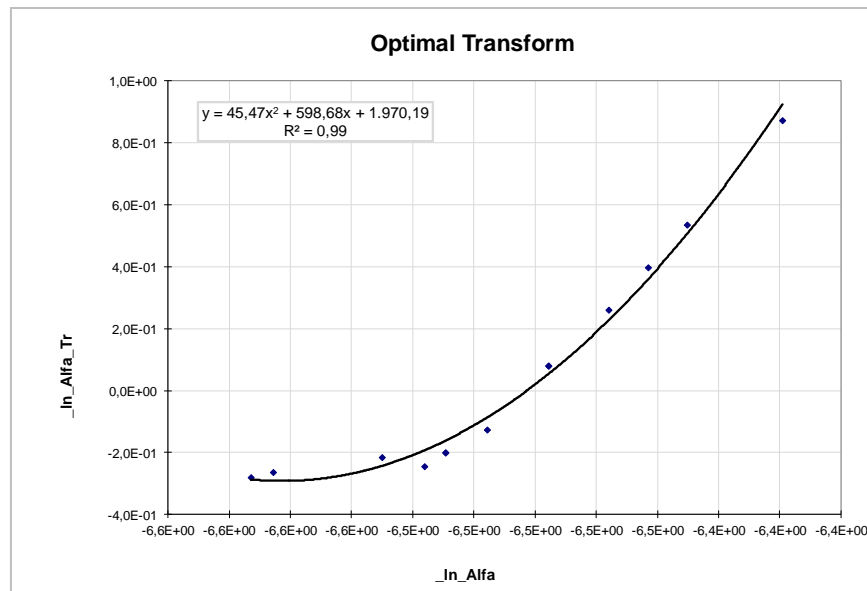
- Selección de variable dependiente



- Realización de corrida del simulador



- Generación de correlaciones optimas en el Excel para variables transformadas.



- Generación de modelo de regresión lineal para la variable dependiente en función de la sumatoria de los óptimos de las variables independientes.