

**ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DE LA TASA CRÍTICA DE
PRODUCCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO**

JONATHAN DAVID ACOSTA GONZÁLEZ

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

2020

**ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DE LA TASA CRÍTICA DE
PRODUCCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO**

JONATHAN DAVID ACOSTA GONZÁLEZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingenieros de Petróleos

Director

**ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ,
Magíster en Ingeniería De Hidrocarburos**

Co-director

**PAULA KATERINE MURCIA BLANCO,
Ingeniera De Petróleos**

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

2020

DEDICATORIA

Esta dedicación se la dirijo a Dios, primeramente, ya que él me dió la fuerza para superar los obstáculos que se presentaron en el camino, la sabiduría para aprender de mis errores y crecer cada día más como una persona íntegra llena de valores que busca ser mejor con el paso del tiempo.

También está dedicado a mis padres Oscar Acosta Espinoza y mi madre Eloísa María González Galofre que estuvieron conmigo afrontando esta carrera conmigo., siempre estaban presentes apoyándome como solo lo hacen dos grandes padres.

A mis hermanos que me apoyaron cada uno en donde se encontrara, con una llamada y un buen consejo de familia.

A Esta gran Alma Mater y al grupo de docentes que me formó con bastante paciencia y dedicación para convertirme en un buen profesional con alta calidad de ética y valores.

A mi equipo de trabajo, compañeros y amigos que me ayudaron en esta carrera. a los cuales admiro mucho y espero que se le cumplan los sueños a cada uno en lo que lo más le apasiona.

Jonathan Acosta

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Ingeniero Erik Montes por su ayuda a lo largo de este proyecto y en este periodo universitario en general, ya que, gracias a sus valiosos conocimientos impartidos en clase y al cuerpo de profesores. en general, pude realizar mis prácticas profesionales en una gran compañía, con la cual me siento muy agradecido, ya que me ayudaron en la formación de muchos aspectos en mi vida personal y profesional, a mi codirectora y en general a mis amigos y familia.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	13
1.1 EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES	13
1.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN	13
1.3 RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA.....	14
1.4 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.	15
1.5 OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA	17
1.6 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN: FLUJO NATURAL Y LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	19
2. TASAS CRÍTICAS DE PRODUCCIÓN	21
2.1 CÁLCULO DE TASAS CRÍTICAS EN POZOS VERTICALES	21
2.1.1 Método de Chaney, et. al.....	22
2.1.2 Método de Hoyland, Papatzacos y Skaeveland.....	24
2.1.3 Método de Isabelle Chaperon.....	25
2.1.4 Método de Meyer-Gardner.....	27
2.1.5 Método de Schols.	29
2.2 CÁLCULO DE TASAS CRÍTICAS EN POZOS HORIZONTALES	29
2.2.1 Método de Chaperon.	30
2.2.2 Método de Efros.....	30
2.2.3 Método de Joshi.....	31
3. ANÁLISIS DE CORRELACIÓN DE VARIABLES	33
3.1 INTERVALO PERFORADO,	34
3.2 CASO ISTRÓPICO	40
4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE TASA CRITICA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO.	48

4.1 RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS	48
4.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE POZO	52
4.3 INGRESO DE LA INFORMACIÓN AL SIMULADOR	53
4.4 SURVEY DEL POZO.	53
4.5 EQUIPO DE FONDO.	55
4.6 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	56
4.7 COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....	56
4.8 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FLUIDO.	58
4.9 CALIBRACIÓN DEL MODELO DE POZO Y ANÁLISIS NODAL.	58
5. EVALUACIÓN DE TASA CRITICA DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADO DEL MODELO DE POZO EN EL SIMULADOR.	60
6. ANÁLISIS FINANCIERO.....	62
6.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	62
6.2 TASA DE INTERÉS Y OPORTUNIDAD.	63
6.2.1 Escenario 1. Tasa Critica Actual de Producción	63
6.2.2 Escenario 2. Tasa Critica de Chaney.....	64
7. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	65
7.1 SOFTWARE R.....	65
7.2 SOFTWARE DE PRODUCCIÓN	71
8. CONCLUSIONES	73
9. RECOMENDACIONES.....	75
BIBLIOGRAFÍA.....	76

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema integrado de producción.....	14
Figura 2. Curva <i>Outflow vs Inflow</i>	17
Figura 3. Curva de sensibilidad <i>Outflow vs Inflow</i>	18
Figura 4. Sensibilidad aumentando la Demanda de <i>Outflow</i> y Disminuyendo Oferta <i>inflow</i>	20
Figura 5. Diagrama de Correlación para la tasa crítica adimensional.	24
Figura 6. Software Rstudio Tasa critica de Producción Hoyland Et al vs Espesor Perforado.	35
Figura 7. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Hoyland	35
Figura 8. Software Rstudio Tasa critica de Producción Schols vs Espesor Perforado.	36
Figura 9. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Schols	36
Figura 10. Software Rstudio Tasa critica de Producción Chaperon vs Espesor Perforado.	37
Figura 11. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Chaperon	37
Figura 12. Software Rstudio Tasa critica de Producción Meyer-Garder vs Espesor Perforado.	38
Figura 13. Software Rstudio coeficiente de dispersión Meyer-Garder	38
Figura 14. Software Rstudio Tasa critica de Producción Chaney vs Espesor Perforado.	39
Figura 15. Software Rstudio coeficiente de dispersión Chaney	39
Figura 16. Software Rstudio modelos de tasa critica de producción y coeficiente de dispersión.....	40
Figura 17. Software Rstudio Tasa critica de Producción Hoyland Et al vs Permeabilidad Horizontal y vertical.....	41

Figura 18. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Hoyland.....	41
Figura 19. Software Rstudio Tasa critica de Producción Schols vs Permeabilidad Horizontal y vertical.....	43
Figura 20. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Schols	43
Figura 21. Software Rstudio Tasa critica de Producción Chaperon vs Permeabilidad vertical, horizontal.	44
Figura 22. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Chaperon	44
Figura 23. Software Rstudio Tasa critica de Producción Meyer-Garder vs permeabilidad horizontal, vertical md.....	45
Figura 24. Software Rstudio coeficiente de dispersión- Meyer-Garder.....	45
Figura 25. Software Rstudio Tasa critica de Producción Chaney vs Espesor Perforado	46
Figura 26. Software Rstudio coeficiente de dispersión- Chaney.....	46
Figura 27. Software Rstudio coeficiente de dispersión- Chaney.....	47
Figura 28. Seguimientos de pozos Ago-Ene 2019.....	49
Figura 29. Seguimientos Operativo Ago-Ene 2019.....	50
Figura 30. información de producción del pozo-05	51
Figura 31. información de producción del pozo-05	51
Figura 32. información de producción del pozo-05	52
Figura 33. Survey del pozo-05 TVD (ft) vs Desplazamiento Horizontal (ft)	54
Figura 34. Survey del pozo 05 TVD (ft) vs Desplazamiento Horizontal (ft)	55
Figura 35. Coeficiente de transferencia de temperatura,	66
Figura 36. Resumen de los resultados de coeficiente modelos.	67
Figura 37. Coeficiente de transferencia de temperatura,	69
Figura 38. Coeficiente de transferencia de temperatura,	70

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento.....	60
Tabla 2. Propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento.....	61
Tabla 3. Resultados de tasa critica de producción.....	66
Tabla 4. Resultados de tasa critica de producción.....	69
Tabla 5. Escenarios de Cambios de Frecuencia.....	72

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA VARIACIÓN DE LA TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO*.

AUTORES: JONATHAN DAVID ACOSTA GONZÁLEZ**.

PALABRAS CLAVE: TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN, CONIFICACIÓN DE AGUA, PRODUCCIÓN DE POZOS, RENTABILIDAD.

DESCRIPCIÓN:

La conificación es un término usado para definir el mecanismo subyacente del movimiento de agua hacia arriba o el movimiento de gas hacia las perforaciones del pozo productor. Existen problemas específicos causados debido a la conificación de agua y gas. Estos se presentan posteriormente, durante el desarrollo de este estudio. Por lo tanto, en este trabajo se plantea una metodología que permita tener herramientas para controlar la alta producción de agua especialmente en las fases tempranas de explotación de los activos. Es por eso que se comienza analizando los modelos o correlaciones planteadas para el cálculo de la tasa crítica, esta se define como la máxima tasa a la cual se mantiene el balance entre las fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales en un pozo, de tal manera que se presente un cono de agua estable y sólo se produce el fluido de interés. En este proyecto se buscó plantear una metodología para la optimización de la producción que evitara generar problemas de alta producción de agua de los yacimientos, especialmente en las etapas iniciales de los proyectos. Para esto se estudiaron los modelos propuestos en la literatura referentes al cálculo de tasa crítica de producción, evaluando el impacto de cada variable por un análisis de correlación de variable realizado en el Software *R studio*. Posteriormente, se estableció un procedimiento que permitió crear cambios en la de tasa producción mediante un análisis de sensibilidad realizado en un software comercial de producción para finalmente, alcanzar la tasa óptima deseada de producción y que además garantizar que la nueva tasa de producción permita costear los gastos de producción de los pozos evaluados.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, M.Sc. Co-director: Paula Katherine Murcia Blanco, M.sc

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE CRITICAL PRODUCTION RATE IN A COLOMBIAN FIELD*

AUTHOR: JONATHAN DAVID ACOSTA GONZÁLEZ**

KEY WORDS: CRITICAL PRODUCTION RATE, WATER CONING, WELL PRODUCTION, PROFITABILITY.

DESCRIPTION:

Coning is a term used to describe the mechanism underlying the upward movement of water and/or the down movement of gas into the perforations of a producing well. Coning can seriously impact the well productivity and influence the degree of depletion and the overall recovery efficiency of the oil reservoirs. The specific problems of water and gas coning are listed below. Therefore, in this thesis a methodology is proposed that allows having tools to control the high production of water, especially in the early phases of exploitation of the assets. therefore, we begin by analyzing the models or correlations proposed for the calculation of the critical rate, this is defined as the maximum rate at which the balance between capillary, viscous and gravitational forces in a well is maintained, in such a way that a stable water cone is present and only the fluid of interest is produced. Subsequently, real case studies are analyzed using a commercial simulator, which allows modeling the current well conditions, with the aim of proposing production optimization scenarios if the current well rate is It is below the critical production rate, on the contrary, it is recommended to decrease the operating parameters of the well to obtain lower values of the critical production rate.

* Bachelor Degree Project.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Director: Erik Giovany Montes Páez, M.Sc. Co-director: Paula Katerine Murcia Blanco, M.sc

INTRODUCCIÓN

La conificación es un término utilizado para describir el mecanismo del movimiento acelerado de agua hacia los perforados o por gas cuando este, se mueve hacia abajo de un intervalo productor de un pozo en producción. Este fenómeno puede generar grandes impactos en la productividad de un pozo especialmente en la fase temprana de la producción de un yacimiento, puede incrementar el costo de inversión por el manejo y/o tratamiento de grandes volúmenes de agua y gas. Lo cual con lleva en la mayoría de los casos que los proyectos sean abandonados en tiempos tempranos. Es por esto, que resulta muy importante conocer cómo evitar que este fenómeno se presente.

Existen diferentes autores que estudian este fenómeno para yacimientos homogéneos y heterogéneos que encuentran en la literatura, el objetivo de este estudio es proporcionar herramientas de yacimiento que permitan conocer y analizar las variables que afectan que la formación de un cono estable.

Estos autores determinaron que la alta producción de agua está relacionada con la tasa a la cual se encuentra operando un pozo, esto quiere decir, que existe una tasa óptima a la cual este fenómeno no se presenta. A la que se le denomina tasa crítica de producción, se define como la tasa a la cual se mantiene el balance entre las fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales.

En este proyecto se busca construir una metodología que permita integrar los modelos propuestos de tasa crítica de producción, analizando las variables y asunciones que cada autor tiene en cuenta, con la finalidad de crear para un caso de aplicación un límite económico que permita optimizar la producción sin exceder la tasa crítica de producción.

1. EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

1.1 EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES

El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las líneas de flujo en la superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones ó cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos¹.

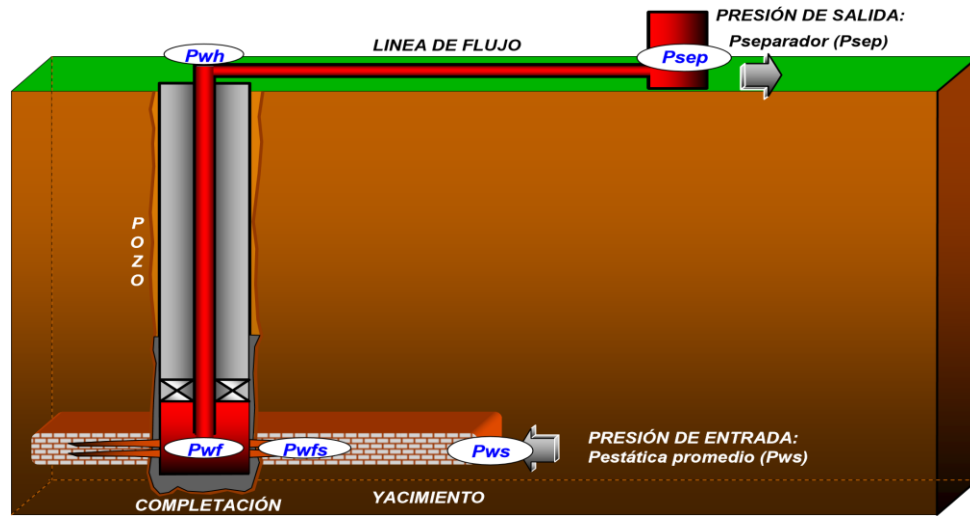
1.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo, y Línea de Flujo Superficial. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} ².

¹ MAGGIOLO Ricardo Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP Oil Engineering Consultants Programa de cursos 2008

² Ibíd.

Figura 1. Sistema integrado de producción



Fuente: MAGGILO Ricardo Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP Oil Engineering Consultants Programa de cursos 2008

1.3 RECORRIDO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA.

- **Transporte en el yacimiento:** El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo, r_w , donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($K_o.h$), presente restricciones en la cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (β_o). Mientras mas grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo aumentando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.
- **Transporte en las perforaciones:** Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor

de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .

- **Transporte en el pozo:** Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión P_{wh} .
- **Transporte en la línea de flujo superficial:** Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo, P_{lf} , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador P_{sep} , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.³

1.4 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que

³ Ibíd.

la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

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

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_i$$

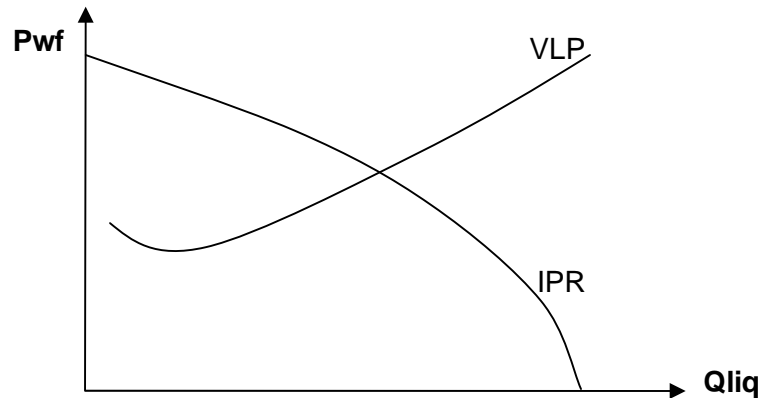
Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} .

- **Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo:
Curvas VLP / IPR.**

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina **Curva de Oferta** de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina **Curva de Demanda** de energía de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (*"Inflow Performance*

Relationships”) y la de demanda es la VLP (*Vertical Lift Performance*)⁴

Figura 2. Curva *Outflow vs Inflow*



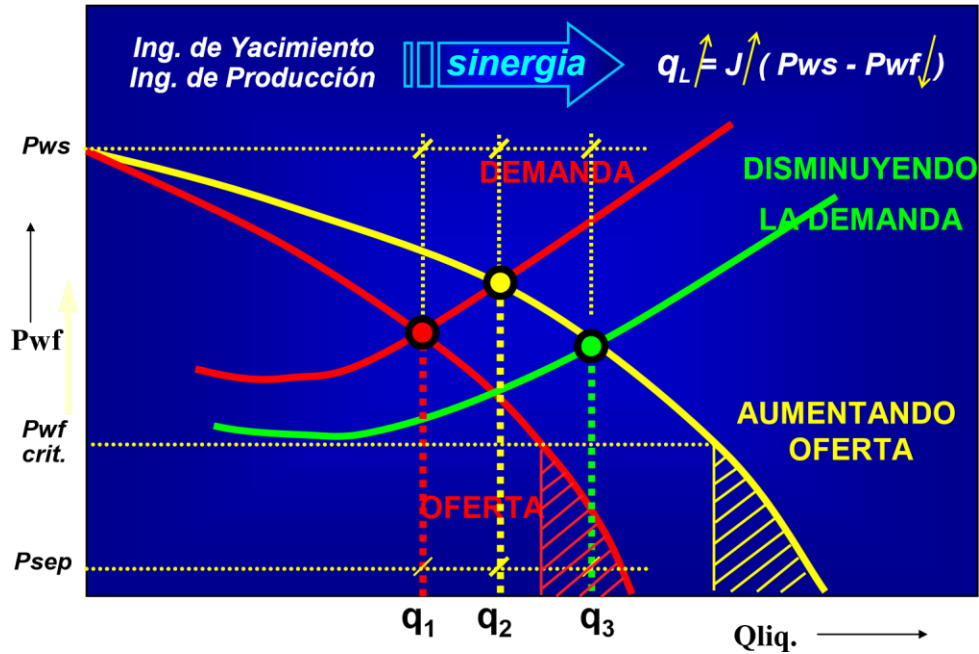
Fuente: MAGGILO Ricardo Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP Oil Engineering Consultants Programa de cursos 2008

1.5 OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA

Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar globalmente el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en superficie como en el subsuelo, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema.

⁴ *Ibíd.*

Figura 3. Curva de sensibilidad *Outflow vs Inflow*



Fuente: MAGGIOLLO Ricardo Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP Oil Engineering Consultants Programa de cursos 2008

La técnica puede usarse para optimizar la completación del pozo que aún no ha sido perforado, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente.

Para este análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica la capacidad de producción del sistema, si interviene en el tiempo de ejecución del simulador. El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo.

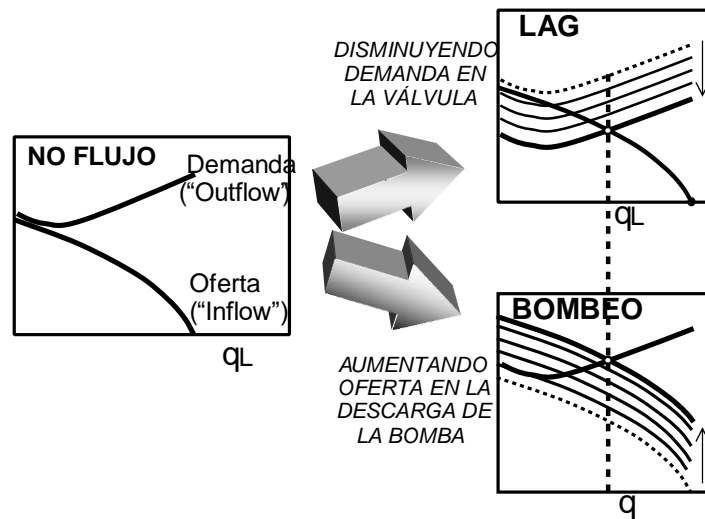
La técnica comercialmente recibe el nombre de Análisis Nodal (“Nodal Systems Analysis”™) y puede aplicarse para optimar pozos que producen por flujo natural o por levantamiento artificial

1.6 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN: FLUJO NATURAL Y LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y tubería de producción) sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo, se dice entonces que el pozo es capaz de producir por FLUJO NATURAL. A través del tiempo, en yacimientos con empuje hidráulico, los pozos comienzan a producir con altos cortes de agua la columna de fluido se hará más pesada y el pozo podría dejar de producir. Similarmente, en yacimientos volumétricos con empuje por gas en solución, la energía del yacimiento declinará en la medida en que no se reemplacen los fluidos extraídos trayendo como consecuencia el cese de la producción por flujo natural.

Cuando cesa la producción del pozo por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; *la utilización de esta fuente externa de energía en el pozo con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.*

Figura 4. Sensibilidad aumentando la Demanda de *Outflow* y Disminuyendo Oferta *inflow*



Fuente: MAGGILO Ricardo Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP Oil Engineering Consultants Programa de cursos 2008

Entre los métodos de Levantamiento Artificial de mayor aplicación en la Industria Petrolera se encuentran: el Levantamiento Artificial por Gas (L.A.G), Bombeo Mecánico (B.M.C) por cabillas de succión, Bombeo Electro-Centrífugo Sumergible (B.E.S), Bombeo de Cavidad Progresiva (B.C.P) y Bombeo Hidráulico tipo Jet (B.H.J)⁵.

⁵ MAGGILO Ricardo Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP Oil Engineering Consultants Programa de cursos 2008

2. TASAS CRÍTICAS DE PRODUCCIÓN

Una tasa crítica se define como la máxima tasa a la cual se mantiene el balance entre las fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales, de tal manera que se presente un cono estable y sólo se produce el fluido de interés. Por lo general, estas tasas tienden a ser valores muy pequeños lo que se traduce en producciones no viables en términos económicos, por lo cual, en la mayoría de los casos se hace necesario producir a tasas mayores, asumiendo las consecuencias que esto conlleva. Al producir a una tasa mayor que la crítica la irrupción de agua no será inmediata, sino que el cono evoluciona con el tiempo hasta llegar a las perforaciones⁶. El tiempo que tarda el cono de agua en llegar a las perforaciones desde que se inicia la producción se conoce como: Tiempo de intrusión o irrupción. A partir de este tiempo la producción será conjunta, es decir, el fluido de interés y agua; el desarrollo de la producción después del tiempo de intrusión se conoce como: Comportamiento Post-intrusión.

El conocimiento de la tasa crítica de producción, el tiempo de irrupción y del comportamiento post-intrusión permiten una visualización a groso modo del diseño de las facilidades de superficie, así como de las diferentes políticas de producción.

2.1 CÁLCULO DE TASAS CRÍTICAS EN POZOS VERTICALES

A continuación, se presentan diferentes correlaciones propuestos por varios autores para el cálculo de las tasas críticas.

⁶ AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

2.1.1 Método de Chaney, et. al. Este autor desarrolló un conjunto de curvas para determinar la tasa crítica de aceite. Chaney⁷ propuso unas gráficas que fueron generadas a partir del uso de un analizador potenciométrico y la aplicación matemática de la teoría de la conificación de agua desarrollada por Muskat-Wychoff.

Debido a que las curvas fueron desarrolladas para un conjunto particular de propiedades de roca y fluidos; se obtuvo una correlación generalizada a partir de un ajuste de mínimos cuadrados para dichas curvas. El resultado es la siguiente correlación:

$$Q_{oc} = \frac{5,334 \times 10^{-5} K_o (\rho_w - \rho_o) [0,1313 (h^2 - h_p^2) - 23,2]}{\mu_o B_o}$$

Donde,

Q_{oc} = Tasa crítica de aceite,

ρ_w, ρ_o = Densidad del agua y del aceite, ft^3

k_o = Permeabilidad efectiva del aceite, mD h = Espesor neto, ft

h_p = Intervalo Perforado, ft

B_o = Factor volumétrico del aceite, bl/STB

μ_o = Viscosidad del aceite, cP

También, Desarrolló a un grupo de curvas para determinar la tasa critica de flujo de aceite, Los autores propusieron a grupo de graficas de trabajo que fueron generadas usando un analizador potenciométrico y aplicando la matemática de la teoría de conificación de agua que fue desarrollada por muskathwychoff (1935). Las gráficas, se muestran en la figura 9.19 hasta la 9,23 fueron generados usando las siguientes características de fluidos y tipo de formación.

⁷ MIAN, M. A. Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer, Volume 2. Chapter. Water and Gas Coning. PennWell Publishing Company, 1992. ISBN 0-87814-379

Las gráficas fueron diseñadas para determinar la tasa de flujo crítico de aceite en sistemas aceite-agua, gas-aceite y agua. Gas con las propiedades de la roca y fluido que se muestran arriba. la tasa hipotética como la determino de las curvas de Chaney (Diseñada como Qcurve) son corregidas para tener en cuenta las propiedades de la roca yacimiento y el tipo de fluido usando la siguiente expresión.

En sistemas Agua-Aceite:

$$Q_{oc} = 0.5288 \times 10^{-4} \left[\frac{k_o (\rho_w - \rho_o)}{\mu_o B_o} \right] Q_{curve}$$

Donde,

Q_{oc} = Tasa crítica de aceite lb

ρ_w, ρ_o = Densidad del agua y del aceite, ft^3

B_o = Factor volumétrico del aceite, bl/STB

μ_o = Viscosidad del aceite, cP

k_o = Permeabilidad efectiva del aceite, mD

En sistemas Gas-Agua:

$$Q_{oc} = 0.5288 \times 10^{-4} \left[\frac{k_g (\rho_w - \rho_o)}{\mu_g B_g} \right] Q_{curve}$$

Donde,

Q_{oc} = Tasa crítica de aceite lb

ρ_w, ρ_o = Densidad del agua y del aceite, ft^3

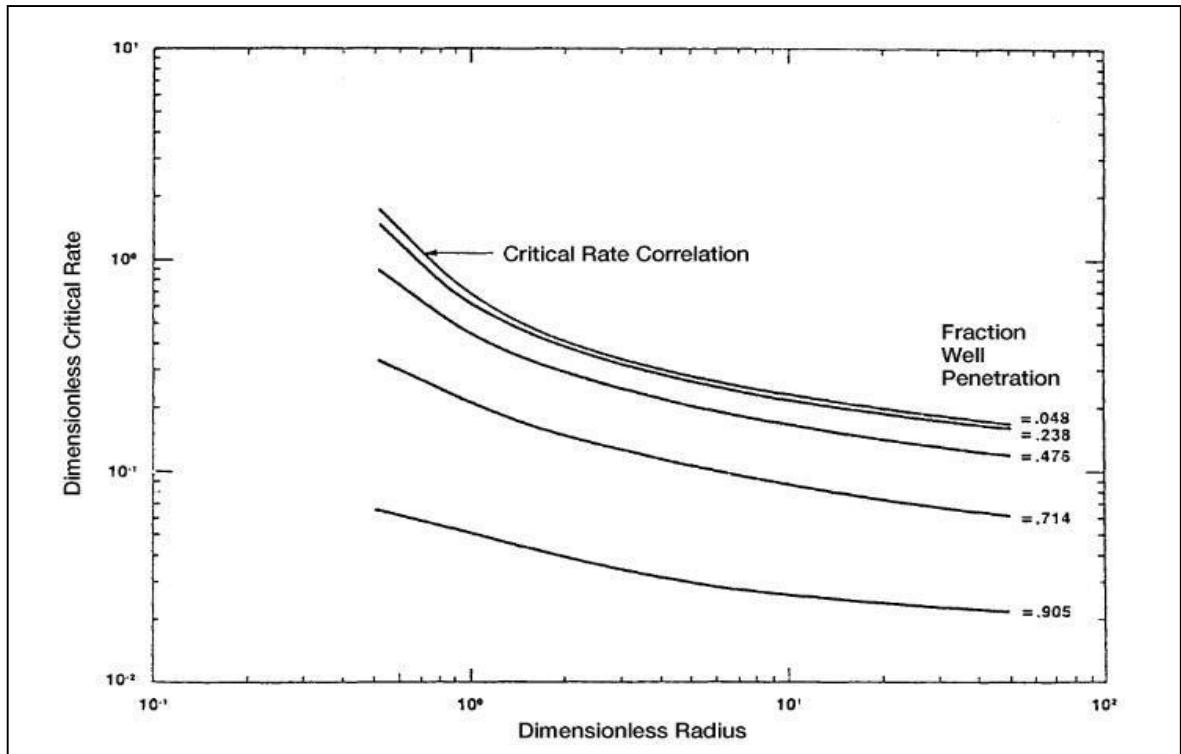
B_o = Factor volumétrico del aceite, bl/STB

μ_o = Viscosidad del aceite, cP

k_o = Permeabilidad efectiva del aceite, mD

2.1.2 Método de Hoyland, Papatzacos y Skaeveland. Los autores⁸ presentan una solución analítica que es una extensión de la teoría de Muskat. Utilizaron un software para obtener la tasa crítica para el caso de estado estable y los resultados obtenidos se representan en la Fig. 8, donde una tasa crítica adimensional.

Figura 5. Diagrama de Correlación para la tasa crítica adimensional.



Fuente: Ahmed, Tarek H. Reservoir Engineering Handbook. Cuarta Edición. ELSEVIER, 2010.

Para formaciones isotrópicas la correlación es la siguiente:

$$Q_{oc} = 0,924 \times 10^{-4} \frac{K_0 (\rho_w - \rho_o)}{\mu_o B_o} \times \left[1 - \left(\frac{h_p}{h} \right)^2 \right]^{1,325} h^{2,238} [\ln(r_e)]^{-1,99}$$

⁸ AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

Donde,

Q_{oc} = Tasa crítica de aceite,

ρ_w, ρ_o = Densidad del agua y del aceite, ft^3

k_o = Permeabilidad efectiva del aceite, mD

r_e, r_w = Radio de Drenaje y de pozo respectivamente, ft h = Espesor neto, ft

h_p = Intervalo Perforado, ft

B_o = Factor volumétrico del aceite, bl/STB

μ_o = Viscosidad del aceite, cP

Para formaciones anisotrópicas los autores presentan una correlación para la obtención de la tasa crítica de aceite en función de las características del yacimiento y de los fluidos presentes en él.

$$Q_{oc} = 0,924 \times 10^{-4} \left[\frac{h^2(\rho_w - \rho_o)k_h}{\mu_o B_o} \right] q_{CD}$$

$$r_D = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

Donde,

q_{CD} = Tasa crítica de flujo adimensional,

r_D = Radio adimensional.

2.1.3 Método de Isabelle Chaperon. Propuso una estimación simple y práctica⁹ para el cálculo de la tasa crítica de aceite en un pozo vertical para una formación anisotrópica tanto en estado estacionario como pseudoestacionario. Dicha relación tiene en cuenta la distancia entre el pozo y el radio de drenaje.

⁹ CHAPERON, I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. Society Of Petroleum Engineers, 1986.

Este autor considera las diferencias de potencial entre un punto sobre la interfase agua-aceite lejos del pozo y el ápice del cono; asume que para que exista un equilibrio estático las diferencias en el potencial de flujo viscoso deben ser iguales a las diferencias de potencial gravitacional.

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{k_h (h - h_p)^2}{\mu_o B_o} (\rho_w - \rho_o) q_c^*$$

Donde,

Q_{oc} = Tasa crítica de aceite,

ρ_w, ρ_o = Densidad del agua y del aceite, ft^3

k_h = Permeabilidad horizontal, mD h = Espesor neto, ft

h_p = Intervalo Perforado, ft

B_o = Factor volumétrico del aceite, bl/STB

μ_o = Viscosidad del aceite, cP

Joshi¹⁰ correlacionó el coeficiente q_c^* con el parámetro α'' así:

$$q_c^* = 0.7311 + \left(\frac{1.943}{\alpha''} \right)$$

$$\alpha'' = \left(\frac{r_e}{h} \right) \left(\sqrt{\frac{K_v}{K_h}} \right)$$

Donde,

r_e = Radio de Drenaje, ft

k_v = Permeabilidad vertical, mD

¹⁰ AHMED, Tarek H. Ob. Cit.

2.1.4 Método de Meyer-Gardner. Los autores¹¹, sugieren que el desarrollo de la conificación es un resultado del flujo radial del petróleo y la caída de la presión en la cara de la formación. En sus derivaciones, asumen un sistema homogéneo con una permeabilidad uniforme en todo el yacimiento, es decir, $k_h = k_v$. es importante señalar que la relación $\left[\frac{k_h}{k_v}\right]$ es el término más crítico para evaluar y resolver el problema de conificación.

La correlación planteada se basa en las siguientes suposiciones¹²:

- El flujo de agua desde el WOC (Contacto Agua-Petróleo) es estrictamente vertical.
- El intervalo es perforado desde el tope de la arena para el caso de la conificación de agua.
- El flujo de petróleo y/o gas es estrictamente radial.
- La caída de presión que controla el flujo es debida sólo a diferencia de presión gravitacional.
- La tasa crítica se calcula en el momento en el que el cono de agua alcanza el fondo del pozo.

Ecuación (21) permite determinar la tasa crítica de aceite para un sistema de conificación de agua.

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[\frac{\rho_w - \rho_o}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) (h^2 - h_p^2) \quad (21)$$

¹¹ *Ibíd.*, p. 574.

¹² MONJE GORDO, Sergio Hernán. TRIVIÑO ORTIZ, Diego Fernando. Determinación de la tasa crítica de producción de petróleo de los pozos de los campos correspondientes al área Occidente SOP ECOPEPETROL S.A. Neiva, 2014. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos

Donde,

Q_{oc} = Tasa crítica de aceite,

ρ_w, ρ_o = Densidad del agua y del aceite, ft^3

k_o = Permeabilidad efectiva del aceite, mD

r_e, r_w = Radio de Drenaje y de pozo respectivamente, ft h = Espesor neto, ft

h_p = Intervalo Perforado, ft

B_o = Factor volumétrico del aceite, bl/STB

μ_o = Viscosidad del aceite, cP

Meyer y Gardner también propusieron la siguiente expresión para determinar la tasa de flujo crítica en un sistema gas-aceite.

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[\frac{\rho_o - \rho_w}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \right] \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) [(h^2 - (h - D_t)^2)] \quad (21)$$

Donde,

Q_{oc} = Tasa crítica de aceite,

ρ_w, ρ_o = Densidad del agua y del aceite, ft^3

k_o = Permeabilidad efectiva del aceite, mD

r_e, r_w = Radio de Drenaje y de pozo respectivamente, ft h = Espesor neto, ft

h_p = Intervalo Perforado, ft

B_o = Factor volumétrico del aceite, bl/STB

μ_o = Viscosidad del aceite, cP

D_t = Distancia del contacto Gas-Aceite a el tope de perforados, ft

2.1.5 Método de Schols. Schols¹³ desarrolló una ecuación empírica basada en resultados obtenidos a partir de experimentos de laboratorio y simuladores numéricos. La correlación para obtener la tasa crítica propuesta por él es la siguiente:

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \left[\frac{(\rho_w - \rho_o) k_o (h^2 - h_p^2)}{\mu_o B_o} \right] \times \left[0.432 + \frac{3.142}{\ln \left(\frac{r_o}{r_w} \right)} \right] \left(\frac{h}{r_e} \right)^{0.14}$$

Donde,

ρ_w, ρ_o = Densidad del agua y del aceite, ft^3

k_o = Permeabilidad efectiva del aceite, mD

r_e, r_w = Radio de Drenaje y de pozo respectivamente, ft h = Espesor neto, ft

h_p = Intervalo Perforado, ft

B_o = Factor volumétrico del aceite, bl/STB

μ_o = Viscosidad del aceite, cP

Q_{oc} = Tasa crítica de aceite,

2.2 CÁLCULO DE TASAS CRÍTICAS EN POZOS HORIZONTALES

Al igual que los pozos verticales, se necesita entender y conocer la tasa máxima operativa de un pozo sin que ocurra la formación de un cono estable. El uso de un pozo horizontal en lugar de un pozo vertical permite que el pozo produzca al mismo *drawdown*, mientras el tiempo de avance o irrupción es mayor. La tasa crítica de petróleo para pozos horizontales se estima por las siguientes correlaciones.

¹³ ALQUICIRA José. Análisis de correlación. 2017 [en línea] [citado 2020, Junio 27] disponible en: <http://conogasi.org/articulos/analisis-de-correlacion-2/>

- Chaperon (1986)
- Efros (1963)
- Joshi (1991)

2.2.1 Método de Chaperon. Chaperon¹⁴ desarrolló una simple correlación para calcular la tasa crítica en sistemas agua-petróleo. El método de Chaperon puede solo usarse en formaciones isotrópicas donde $k_v=k_v$ y es limitada por $1\leq\alpha''<70$ y $2Y_e<4L$.

Donde,

$$\alpha'' = \frac{Y_e}{h}$$

$$Q_{oc} = 0.0783e^{-4} \left[\frac{Lq_c^*}{Y_e} \right] \times (\rho_w - \rho_o) \times \left[\frac{K_h \times (h - (h - D_b))^2}{\mu_o B_o} \right]$$

Donde:

D_b = distancia entre el contacto agua-petróleo (WOC) y el pozo horizontal.

2.2.2 Método de Efros. Efros¹⁵ desarrolló una correlación de tasa crítica basada en la suposición que la tasa crítica es independiente del radio de drenaje. Además, dicha correlación solo puede ser usada en formaciones isotrópicas donde la $k_v=k_v$.

$$Q_{oc} = 0.0783e^{-4} \left[\frac{K_h \times (\rho_w - \rho_o) \times (h - (h - D_b))^2 \times L}{\mu_o B_o \left[Y_e + \sqrt{y_e^2 + \left(\frac{h^2}{3}\right)} \right]} \right]$$

¹⁴ Ibíd

¹⁵ Ibíd

Donde:

D_b = distancia entre el contacto agua-petróleo (WOC) y el pozo horizontal.

2.2.3 Método de Joshi. Joshi¹⁶ desarrolló los siguientes parámetros para determinar la tasa crítica en pozos horizontales:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560 \times A}{\pi}}$$

Donde,

r_{eh} = radio de drenaje del pozo horizontal, Ft.

A = Área de drenaje del pozo horizontal, acres

$$\alpha = \left(\frac{L}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5}$$

$$r'_w = \left[\frac{r_{eh} \times \left(\frac{L}{2a}\right)}{\left[1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a}\right)^2} \right] \times \left[\frac{h}{2r_w}\right]^{\frac{h}{l}}}\right]$$

Donde,

r'_w = Radio efectivo del pozo, ft.

r_w = Radio del pozo, ft.

¹⁶ Ibíd

El método de Joshi para calcular la tasa crítica, no toma en cuenta la permeabilidad vertical, por lo tanto, solo es válido para yacimientos isotrópicos donde $k_v=k_v$

$$Q_{oc} = 0.0246e^{-3} \left[\frac{(\rho_w - \rho_o)K_h(h^2 - (h - D_b))^2 \times L}{\mu_o B_o L n \left(\frac{r_{eh}}{r_w} \right)} \right]$$

3. ANÁLISIS DE CORRELACIÓN DE VARIABLES

Para el desarrollo analítico de este trabajo se utilizó un modelo de fluido de la literatura referente a un campo colombiano. Las correlaciones de cálculo de tasa crítica de producción propuestas por los autores Chaney, Meyer- Gardner, I. Chaperon, Schols, Hoyland-Papatzacos-Skaeveland se programaron en un documento Excel para su determinación práctica.

En esta etapa del proyecto, se buscaba encontrar el efecto que tenían las variables de las correlaciones anteriormente mencionadas sobre el cálculo de la tasa crítica de producción. La selección de estas variables fue realizada por la siguiente premisa.

Las propiedades como presión inicial del yacimiento, densidad del agua, densidad del aceite, factor volumétrico de formación, viscosidad del agua y viscosidad del aceite se establecieron como propiedades que no son objeto de sensibilidad ya que dependen de las condiciones de presión y temperatura, estas propiedades son determinados mediante pruebas PVT (presión, volumen y temperatura) por lo tanto fueron asumidas como constantes ya que en la realidad estas propiedades son función de cada uno de los componentes encontrados en yacimiento y no pueden modificarse fácilmente

Por lo tanto, los parámetros seleccionados para el análisis de sensibilidad fueron intervalo perforado con una variación de 10 a 100 fts, escenarios con comportamiento de permeabilidad isotrópico¹⁷.

¹⁷ TRIANA ALONSO Raúl Leonardo Modelo analítico para determinar la tasa crítica de producción de pozos horizontales en yacimientos con acuífero activo Trabajo de grado (Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos) Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería Petróleos Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos p. 69-70

Para esto se utilizó un procedimiento estadístico para determinar si dos variables están relacionadas o no, este procedimiento se conoce en estadística como Análisis de correlación de Variables.

El resultado del análisis es un coeficiente de correlación que puede tomar valores entre -1 y +1. El signo indica el tipo de correlación entre las dos variables. Un signo positivo indica que existe una relación positiva entre las dos variables; es decir, cuando la magnitud de una incrementa, la otra también. Un signo negativo indica que existe una relación negativa entre las dos variables. Mientras los valores de una incrementan, los de la segunda variable disminuyen. Si dos variables son independientes, el coeficiente de correlación es de magnitud cero. La fuerza de la relación lineal incrementa a medida que el coeficiente de correlación se aproxima a -1 o a +1¹⁸.

Este estudio fue llevado a cabo por un software estadístico llamado Rstudio El cual permitió identificar el coeficiente de dispersión y el impacto de unas variables seleccionadas sobre la tasa crítica de producción. Una vez se escogieron las variables la evaluación se realizaba por un análisis de sensibilidad.

3.1 INTERVALO PERFORADO,

Se realizó un análisis de sensibilidad variando 10 a 100 de espesor. Donde se determinaron diferentes tasas críticas para cada uno de los intervalos productores. En la figura a continuación se muestra una relación negativa entre el intervalo perforado y la tasa crítica del modelo propuesto por Hoyland-Papatzacos-Skaeveland. debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa crítica de producción disminuyen. En la siguiente figura se puede observar el

¹⁸ Ibíd.

código de programación utilizado para generar la gráfica y el coeficiente de dispersión. El coeficiente presenta un valor negativo por el tipo de relación y un valor numérico de -0.98. Lo que indica que tiene un efecto un fuerte efecto sobre la tasa critica de producción. A continuación, se muestran para cada modelo calculado.

Figura 6. Software Rstudio Tasa critica de Producción Hoyland Et al vs Espesor Perforado.

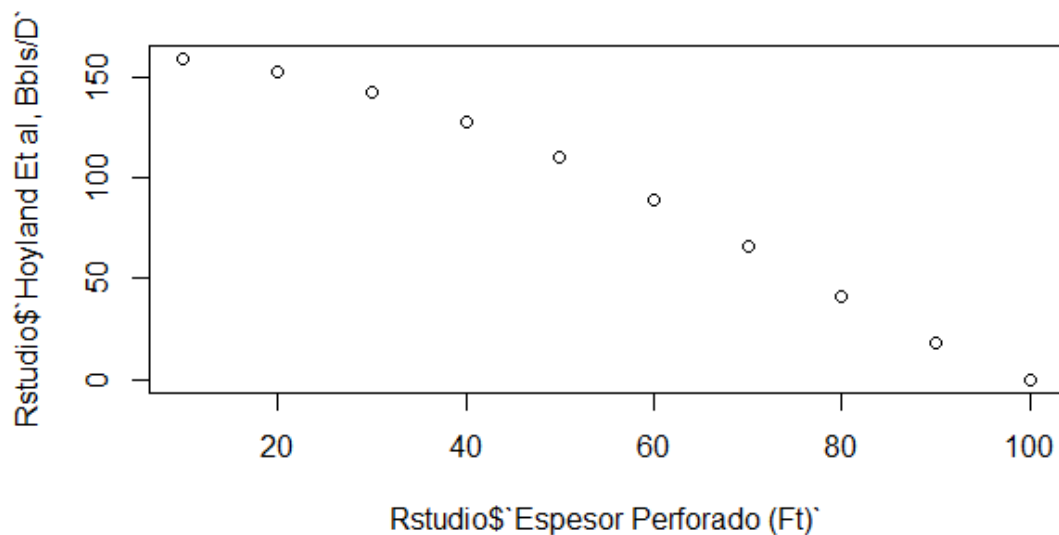


Figura 7. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Hoyland

```
Console Terminal x Jobs x
~/Tesis/
> cor.test(Rstudio$`Hoyland Et al, Bbls/D`,Rstudio$`Espesor Perforado (Ft)`)
```

Pearson's product-moment correlation

data: Rstudio\$`Hoyland Et al, Bbls/D` and Rstudio\$`Espesor Perforado (Ft)`

t = -18.891, df = 8, p-value = 6.376e-08

alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0

95 percent confidence interval:

-0.9974839 -0.9523887

sample estimates:

cor

-0.9889764

```
> |
```

Figura 8. Software Rstudio Tasa critica de Producción Schols vs Espesor Perforado.

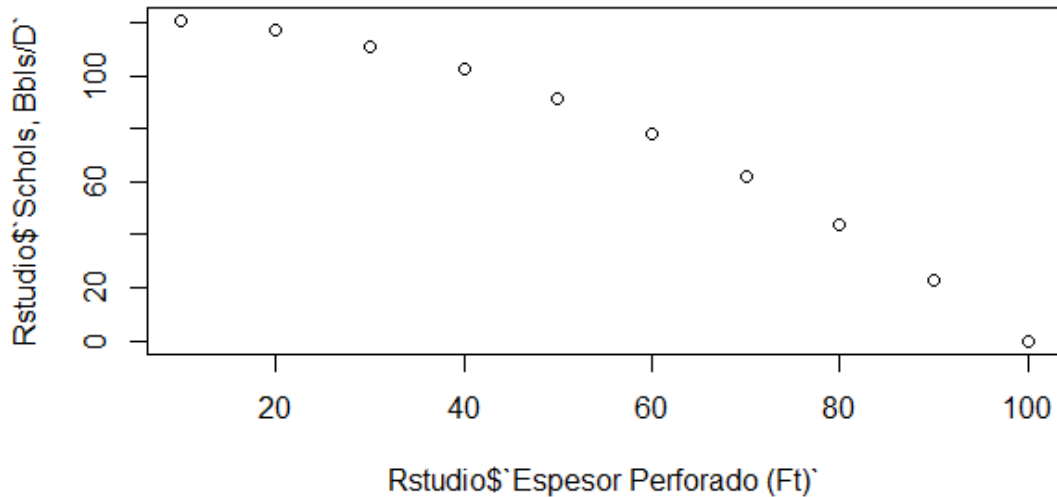


Figura 9. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Schols

```
Console Terminal x Jobs x
~/
> cor.test(Rstudio$`Schols, Bbls/D`,Rstudio$`Espesor Perforado (Ft)`)
```

Pearson's product-moment correlation

data: Rstudio\$`Schols, Bbls/D` and Rstudio\$`Espesor Perforado (Ft)`

t = -12.298, df = 8, p-value = 1.778e-06

alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0

95 percent confidence interval:

-0.9941604 -0.8926999

sample estimates:

cor

-0.9745586

```
> |
```

En la figura 8 se muestra una relación negativa entre el intervalo perforado y la tasa crítica del modelo propuesto por Schols. debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa crítica de producción disminuyen. En la figura 9 se puede observar el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de -0.97.

Figura 10. Software Rstudio Tasa crítica de Producción Chaperon vs Espesor Perforado.

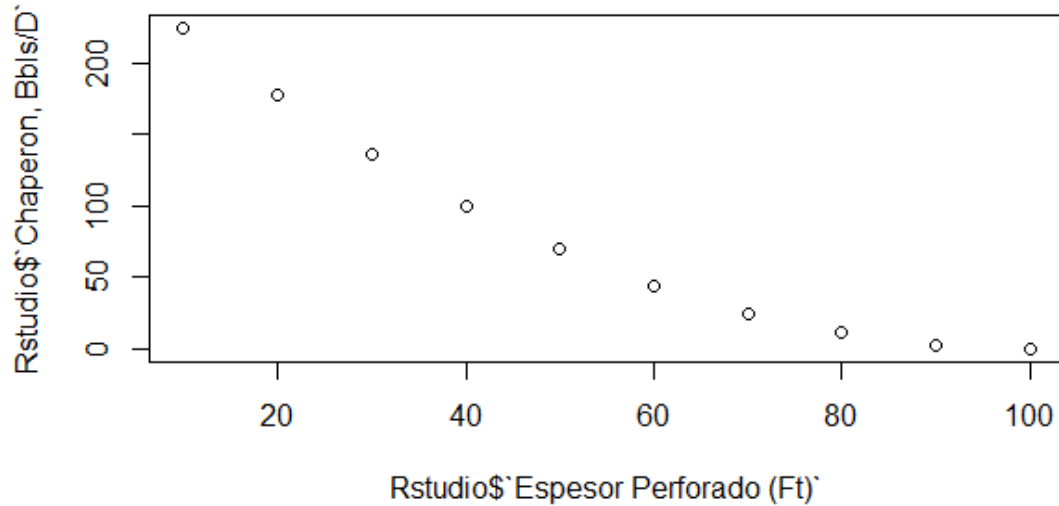


Figura 11. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Chaperon

```
Console Terminal x Jobs x
~/
> cor.test(Rstudio$`Chaperon, Bbls/D`,Rstudio$`Espesor Perforado (Ft)`)
```

Pearson's product-moment correlation

data: Rstudio\$`Chaperon, Bbls/D` and Rstudio\$`Espesor Perforado (Ft)`

t = -10.062, df = 8, p-value = 8.103e-06

alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0

95 percent confidence interval:

-0.9913965 -0.8456318

sample estimates:

cor

-0.9626907

```
> |
```

En la figura 11 se muestra una relación negativa entre el intervalo perforado y la tasa crítica del modelo propuesto por Chaperon (Referenciar el modelo arriba está). debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa crítica de producción disminuyen. En la figura 12 se puede observar el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de -0.96.

Figura 12. Software Rstudio Tasa critica de Producción Meyer-Garder vs Espesor Perforado.

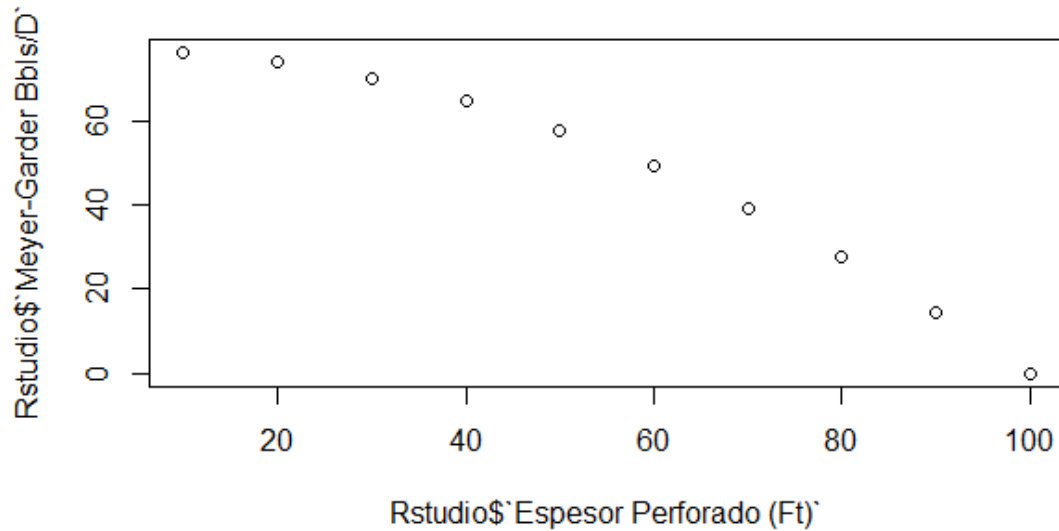


Figura 13. Software Rstudio coeficiente de dispersión Meyer-Garder

```
Console Terminal x Jobs x
~/
> cor.test(Rstudio$`Meyer-Garder Bbls/D`,Rstudio$`Espesor Perforado (Ft)`)
```

Pearson's product-moment correlation

data: Rstudio\$`Meyer-Garder Bbls/D` and Rstudio\$`Espesor Perforado (Ft)`
t = -12.298, df = 8, p-value = 1.778e-06
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
-0.9941604 -0.8926999
sample estimates:
cor
-0.9745586

```
> |
```

En la figura 12 se muestra una relación negativa entre el intervalo perforado y la tasa critica del modelo propuesto por Meyer-Garder (Referenciar el modelo arriba está). debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa critica de producción disminuyen. En la figura 14 se puede observar el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de -0.97.

Figura 14. Software Rstudio Tasa critica de Producción Chaney vs Espesor Perforado.

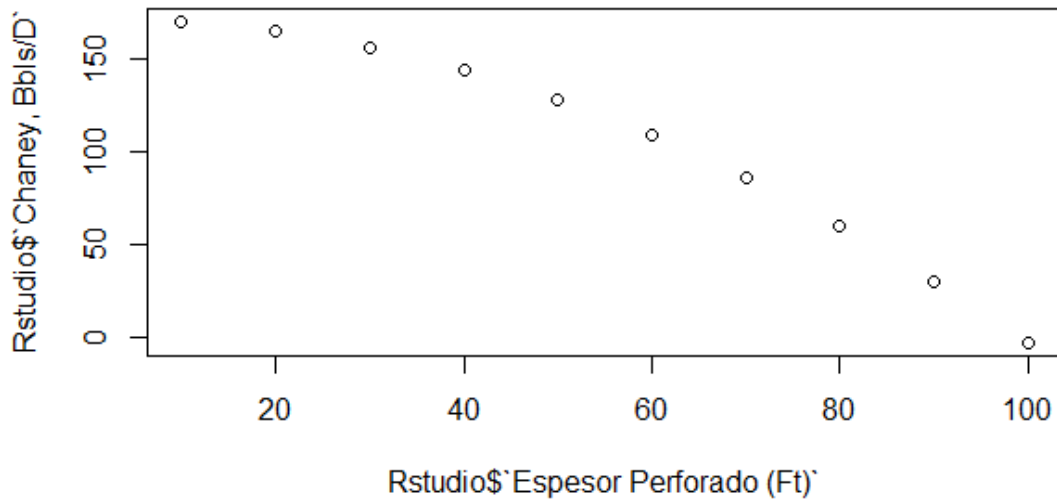


Figura 15. Software Rstudio coeficiente de dispersión Chaney

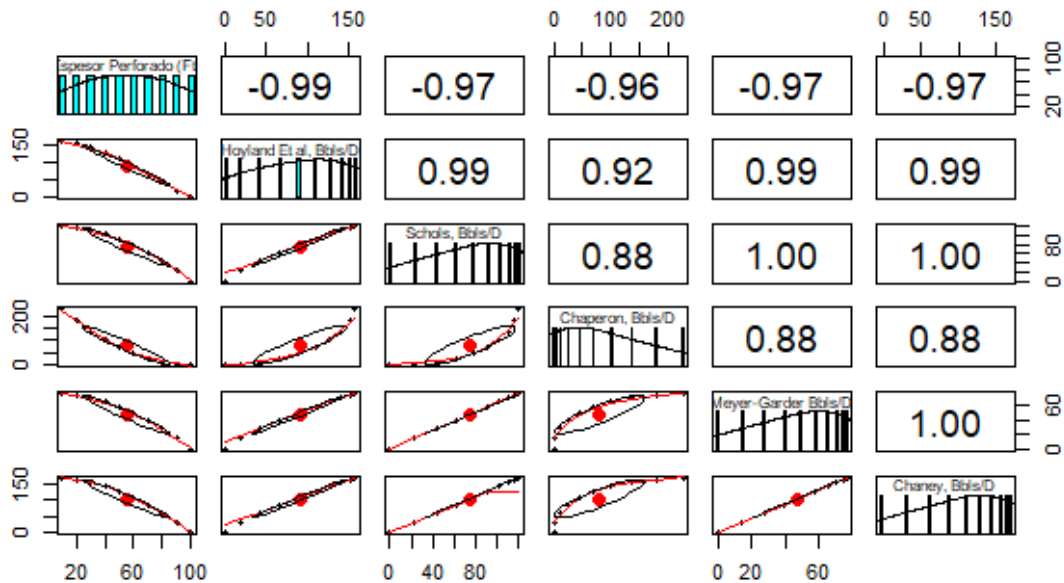
```
Console Terminal x Jobs x
~/
> cor.test(Rstudio$`Chaney, Bbls/D`,Rstudio$`Espesor Perforado (Ft)`)

Pearson's product-moment correlation

data: Rstudio$`Chaney, Bbls/D` and Rstudio$`Espesor Perforado (Ft)`
t = -12.298, df = 8, p-value = 1.778e-06
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
-0.9941604 -0.8926999
sample estimates:
cor
-0.9745586
> |
```

En la figura 14 se muestra una relación negativa entre el intervalo perforado y la tasa critica del modelo propuesto por Chaney debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa critica de producción disminuyen. En la figura 15 se puede observar el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de -0.97.

Figura 16. Software Rstudio modelos de tasa critica de producción y coeficiente de dispersión.



En la figura 16 se muestra un resumen de los coeficientes de variación con cada modelo en la primera fila, donde se concluye que el intervalo perforado muestra una correlación cercana a menos -1. El modelo Chaperon, el modelo que presenta una menor correlación entre las variables, debido a la diferencia entre el espesor gross y el intervalo perforado, este autor lo asume como un trinomio del cuadrado perfecto y los demás autores lo proponen como una diferencia de cuadrados.

3.2 CASO ISTRÓPICO

Para la permeabilidad, se realizó un análisis de sensibilidad de 200 a 1000 md con variaciones de 200 md. Donde se determinaron diferentes tasas críticas para cada uno de las permeabilidades. En la figura (1) se muestra una relación lineal positiva entre la permeabilidad y la tasa critica del modelo propuesto por Hoyland-Papatzacos-Skaeveland. Debido a que cuando los valores de la permeabilidad incrementan, los de la tasa critica de producción también aumentan. En la figura 18

se puede observar el código de programación utilizado para generar la gráfica y el coeficiente de dispersión. El coeficiente presenta un valor positivo por el tipo de relación y un valor numérico de 1. Lo que indica que tiene un efecto un fuerte efecto sobre la tasa critica de producción. A continuación, se muestran para cada modelo calculado.

Figura 17. Software Rstudio Tasa critica de Producción Hoyland Et al vs Permeabilidad Horizontal y vertical.

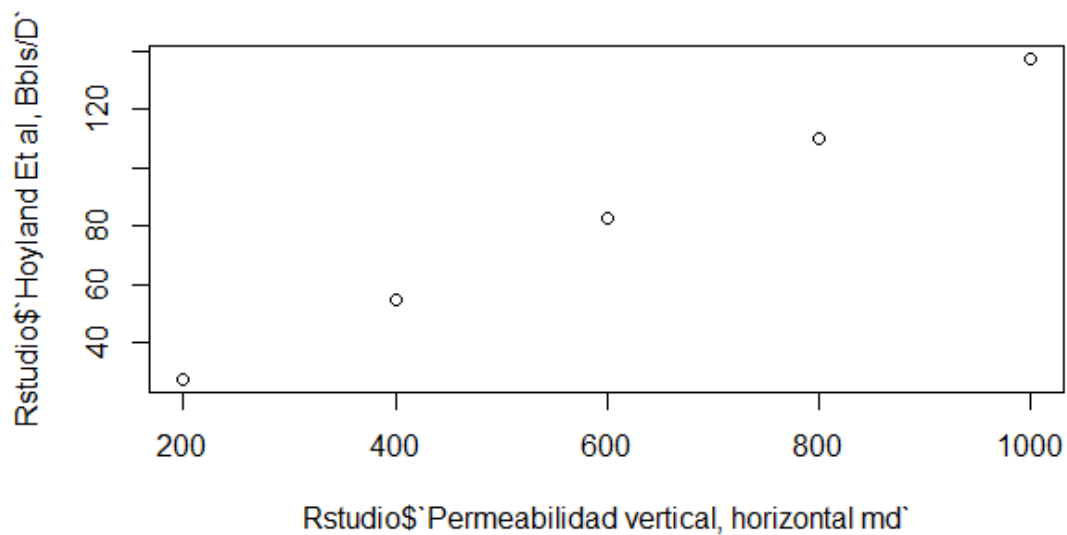


Figura 18. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Hoyland

```

Console Terminal x Jobs x
~/
Pearson's product-moment correlation

data: Rstudio$`Hoyland Et al, Bbls/D` and Rstudio$`Permeabilidad vertical, horizontal
md`
t = Inf, df = 3, p-value < 2.2e-16
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
 1 1
sample estimates:
cor
 1
> |

```

En este caso se planteó que la permeabilidad horizontal y vertical tuvieran el mismo valor dado que La información del yacimiento mostraba que era un yacimiento isotrópico. Obteniéndose de esta manera valores bajos de tasas de críticas cuando las permeabilidades iniciaban por la sensibilidad de 200 md., por lo tanto, en todos los modelos coincido que existía un aumento progresivo de la magnitud de la tasa critica conforme iba aumentando la permeabilidad. La sensibilidad se realizó por debajo del valor y por encima del valor de permeabilidad del yacimiento, con el fin de analizar el impacto de esta variable sobre la tasa critica. Se encontró que los modelos predecían valores cercanos a 100 Bbls/D exceptuando la correlación de Meyer-Garder, la cual presentó un valor significativamente inferior a las demás correlaciones. Por lo anterior se puede decir que este valor es el más aproximado al valor real debido a que este autor, “asume un sistema homogéneo con una permeabilidad uniforme en todo el yacimiento, es decir, $k_h = k_v$. es importante señalar que la relación $\left[\frac{k_h}{k_v}\right]$ es el término más crítico para evaluar y resolver el problema de conificación”¹⁹, contrario a los demás modelos de predicción asumen el yacimiento como sistemas anisotrópico.

¹⁹ MEYER-GARDER Op. Cit. p. 26

Figura 19. Software Rstudio Tasa critica de Producción Schols vs Permeabilidad Horizontal y vertical.

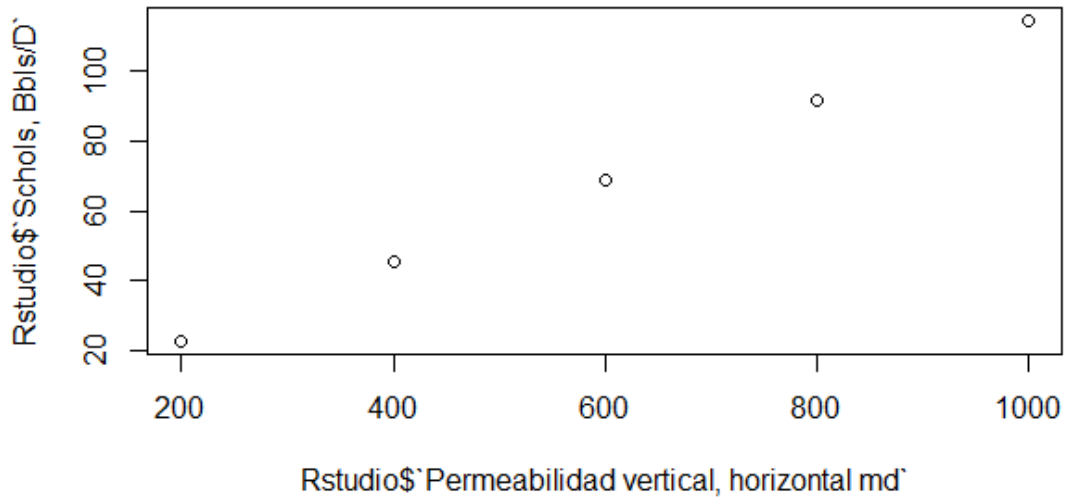


Figura 20. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Schols

```
Console Terminal x Jobs x
~/
> cor.test(Rstudio$`Schols, Bbls/D`,Rstudio$`Permeabilidad vertical, horizontal md`)
Pearson's product-moment correlation

data: Rstudio$`Schols, Bbls/D` and Rstudio$`Permeabilidad vertical, horizontal md`
t = 116235962, df = 3, p-value < 2.2e-16
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
 1 1
sample estimates:
cor
 1
> |
```

En la figura (1) se muestra una relación positiva entre la permeabilidad y la tasa crítica del modelo propuesto por Schols. Debido a que mientras los valores de permeabilidad incrementan, los de la tasa crítica de producción también aumenta. En la figura (2) se puede observar el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de 1.

Figura 21. Software Rstudio Tasa critica de Producción Chaperon vs Permeabilidad vertical, horizontal.

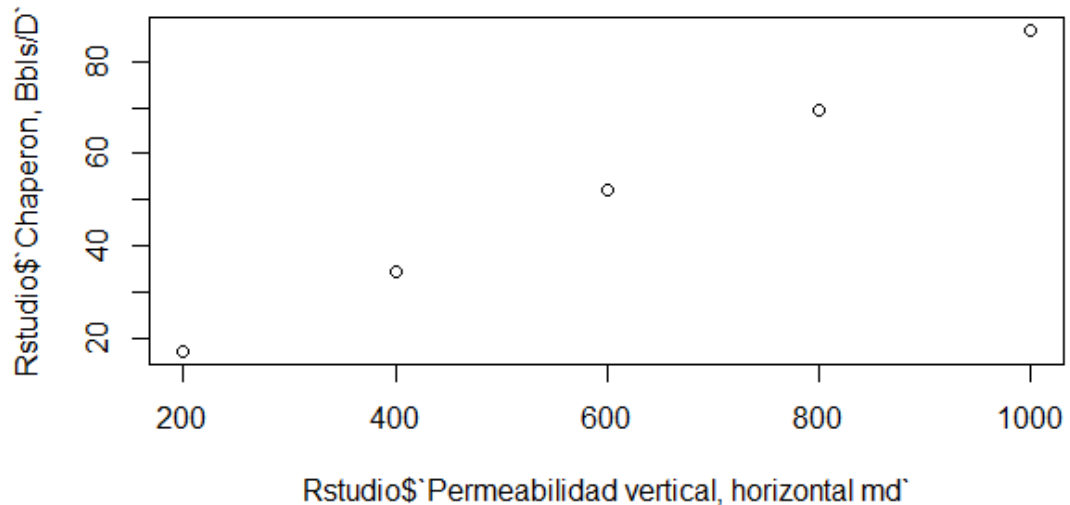


Figura 22. Software Rstudio coeficiente de dispersión-Chaperon

```
Console Terminal x Jobs x
~/
> cor.test(Rstudio$`Chaperon, Bbls/D`,Rstudio$`Permeabilidad vertical, horizontal md`)
Pearson's product-moment correlation

data: Rstudio$`Chaperon, Bbls/D` and Rstudio$`Permeabilidad vertical, horizontal md`
t = Inf, df = 3, p-value < 2.2e-16
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
 1 1
sample estimates:
cor
 1
```

En la figura 21 se muestra una relación positiva entre las permeabilidades y la tasa crítica del modelo propuesto por Chaperon. Debido a que mientras los valores de permeabilidad incrementan, los de la tasa crítica de producción también aumenta. En la figura 22 se puede observar el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de 1.

Figura 23. Software Rstudio Tasa critica de Producción Meyer-Garder vs permeabilidad horizontal, vertical md.

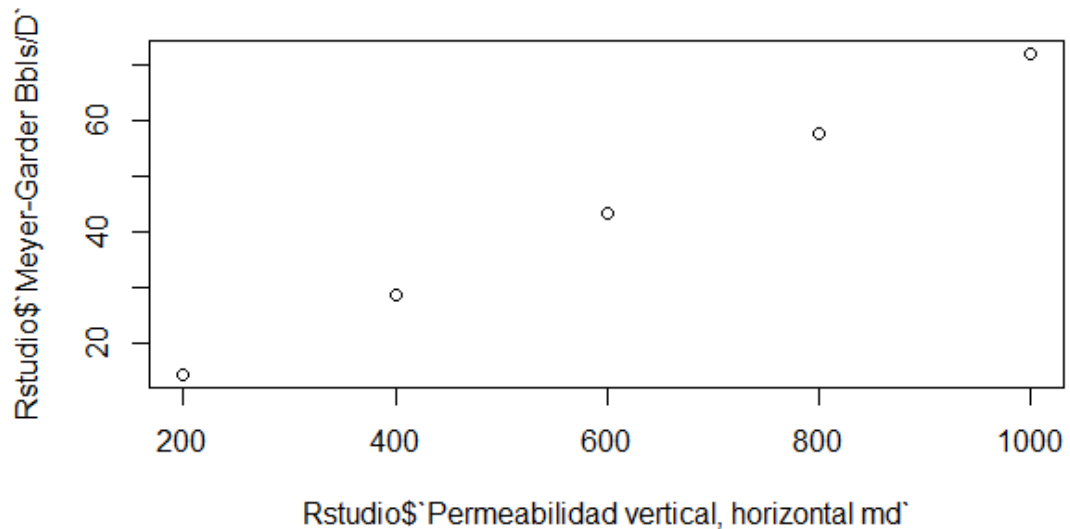


Figura 24. Software Rstudio coeficiente de dispersión- Meyer-Garder

```
Console Terminal x Jobs x
~/
Pearson's product-moment correlation
data: Rstudio$`Meyer-Garder Bbls/D` and Rstudio$`Permeabilidad vertical, horizontal md`
t = 116235962, df = 3, p-value < 2.2e-16
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
 1 1
sample estimates:
cor
 1
> |
```

En la figura 23 se muestra una relación positiva entre las permeabilidades y la tasa crítica del modelo propuesto por Meyer-Garder . debido a que mientras los valores de las permeabilidades aumentan, los de la tasa crítica de producción también incrementan. En la figura 24 se puede observar el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de 1.

Figura 25. Software Rstudio Tasa critica de Producción Chaney vs Espesor Perforado

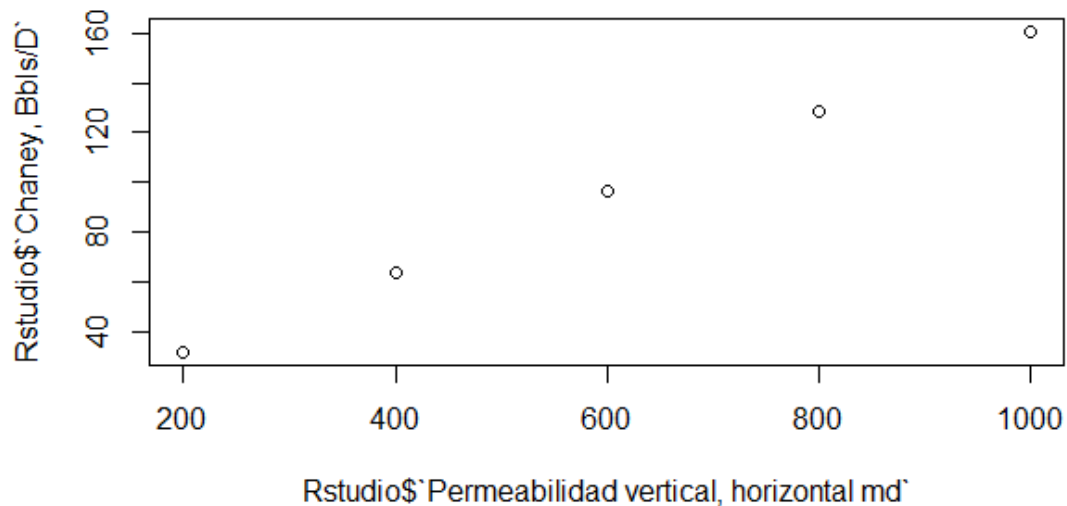


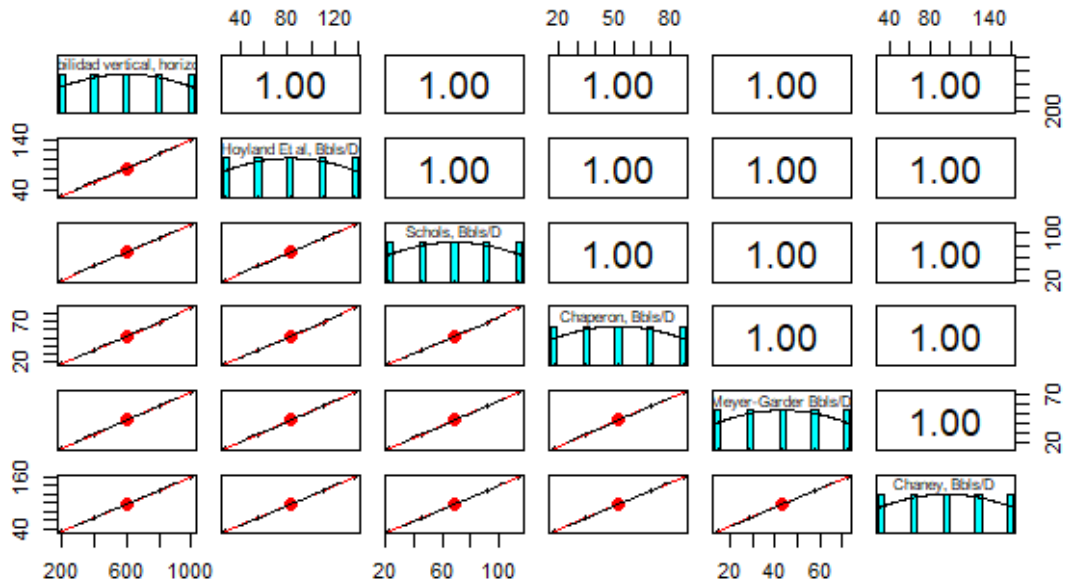
Figura 26. Software Rstudio coeficiente de dispersión- Chaney

```
Console Terminal x Jobs x
~/
> cor.test(Rstudio$`Chaney, Bbls/D`,Rstudio$`Permeabilidad vertical, horizontal md`)
Pearson's product-moment correlation

data: Rstudio$`Chaney, Bbls/D` and Rstudio$`Permeabilidad vertical, horizontal md`
t = Inf, df = 3, p-value < 2.2e-16
alternative hypothesis: true correlation is not equal to 0
95 percent confidence interval:
 1 1
sample estimates:
cor
 1
> |
```

En la figura 25 se muestra una relación positiva entre las permeabilidades y la tasa crítica del modelo propuesto por Chaney. Debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa crítica de producción también aumenta. En la figura 26 se puede observar el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de 1.

Figura 27. Software Rstudio coeficiente de dispersión- Chaney



En la figura 26 se muestra un resumen de los coeficientes de variación con cada modelo en la primera fila, donde se concluye que las permeabilidades muestran un valor de 1. Se encontró que los modelos predecían valores cercanos a 100 Barriles por día, exceptuando la correlación de Meyer-Garder, la cual presentó un valor significativamente inferior a las demás correlaciones. Por lo anterior se puede decir que este valor es el más aproximado al valor real debido a que este autor. asume un sistema isotrópico.

4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO.

4.1 RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS

Para el desarrollo analítico se construyó un documento en Excel con datos históricos de producción de un campo durante los últimos 6 meses del 2018, este libro de Excel se realizó con el objetivo de disponer y analizar la información de grandes volúmenes de datos de manera práctica y eficiente.

El documento se organizó por columnas con la producción de aceite, agua y gas fiscalizada de los pozos. Adicionalmente se incluyó en el análisis algunos parámetros operacionales que permitieran definir cuáles de los pozos del campo podrían ser seleccionados para el estudio de la tasa crítica de producción.

La selección de los pozos en la muestra se realizó por medio de las herramientas que ofrece Excel como tablas y gráficos dinámicos. El principal objetivo fue identificar en cuáles pozos se incrementaba el corte de agua o el porcentaje Bsw (%) por un incremento en la velocidad rotacional del sistema motor-bomba también conocido en un sistema de levantamiento artificial Bombeo electro sumergible (BES) como Frecuencia (Hz), inicialmente el objetivo era identificar los pozos que podrían ser candidatos de estudio para la evaluación de la tasa crítica de producción agua/aceite.

El manejo de los datos fue muy importante en la etapa inicial porque permitió identificar algunos errores humanos en la base de datos de producción, esto se hizo por medio de los gráficos dinámicos donde se observaron errores rápidamente, por datos fuera de rango o comas en lugares equivocados. por lo tanto, esta fase de

control de calidad de la información permitió tener confiabilidad en los resultados del modelo. A continuación, en la figura 6 se muestra un seguimiento realizado al pozo-05.

Figura 28. Seguimientos de pozos Ago-Ene 2019

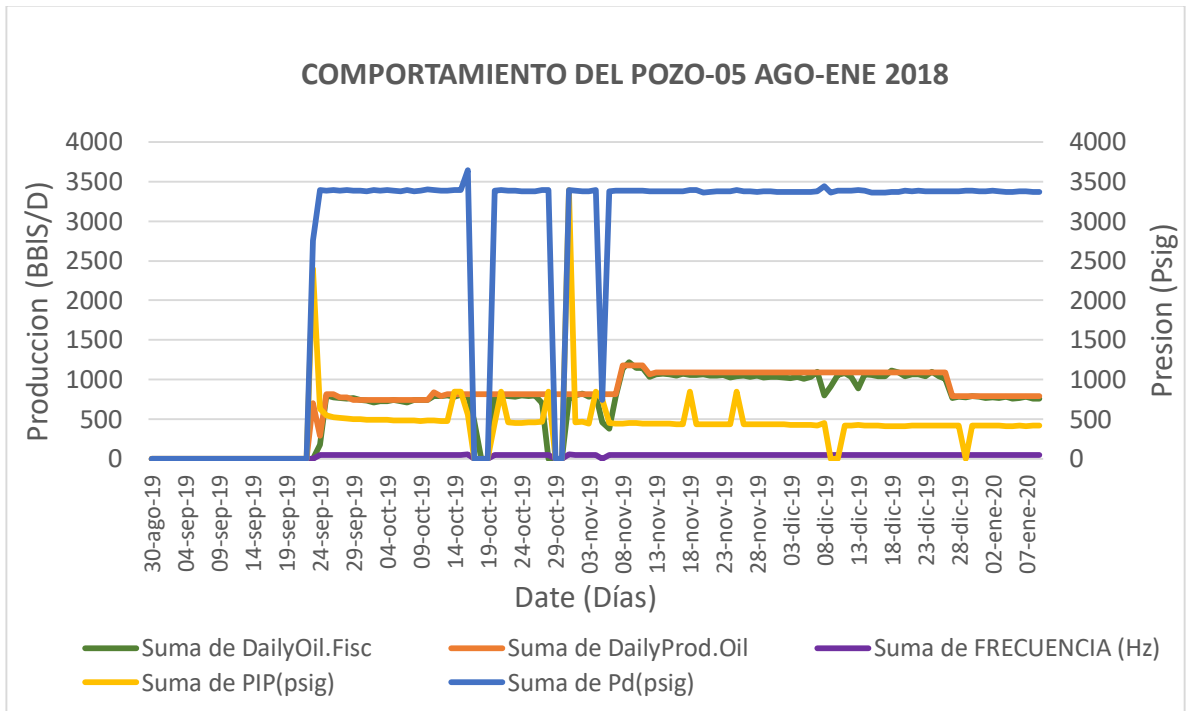
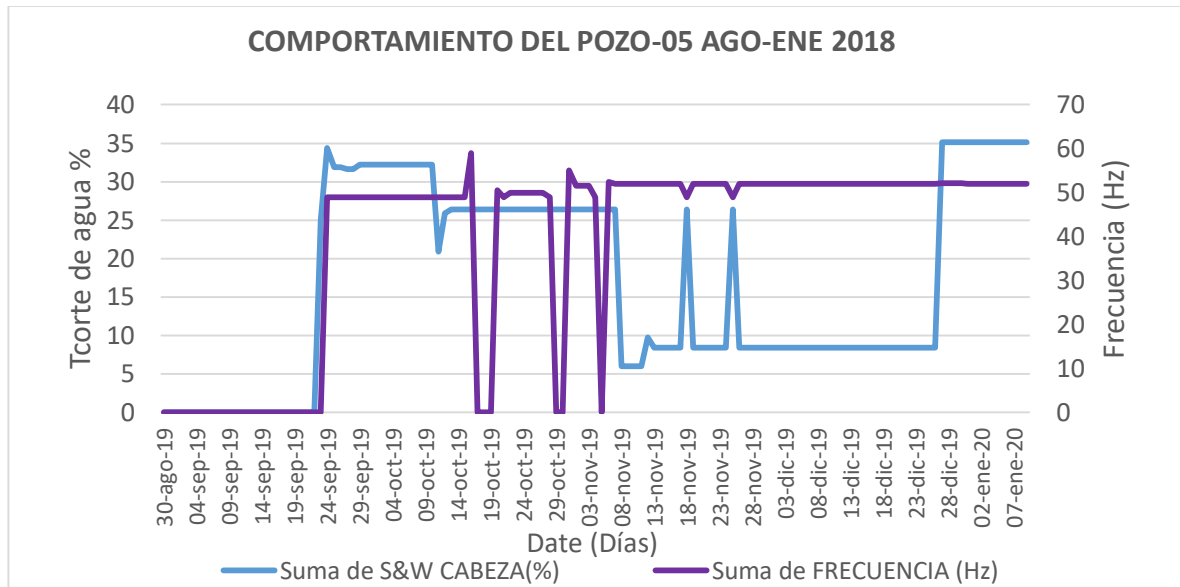


Figura 29. Seguimientos Operativo Ago-Ene 2019



En las figuras 6 y 7, se muestran las variables graficadas para el caso puntual donde se observa que al incrementar la frecuencia ocurre un incremento significativo en el corte de agua pasa del 8 al 35% de corte de Bsw %. (Ver figura 7)

En la figura 6 se grafican las variables de producción de aceite de test, producción de aceite fiscalizada, frecuencia, presión en la entrada y descarga del equipo. dado que se contaba con un sensor de fondo se podía conocer los valores de presión de entrada y salida, temperatura del motor, temperatura en la entrada de la bomba. entre otra información de producción importante para entender el comportamiento histórico del pozo.

Para tener una visión más clara y seleccionar el candidato correctamente se construyó la figura 7. donde se grafica la frecuencia del equipo en (Hz) en el eje secundario y el corte de agua en (%) en el tiempo. Inicialmente se observa un incremento en el corte de agua importante en el mes de diciembre. Es importante aclarar que inicialmente no se afirma que este incremento sea causado por una canalización o conificación de agua para esto se necesita tener información de los

contactos agua aceite, columna estructural de la formación, gráficos diagnósticos de producción de agua de Chan, registros de producción (PLT) para correlacionar la información y de esta manera conocer que ocurren en el yacimiento,

Figura 30. información de producción del pozo-05

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Date	Well	Oil	Wa	G	DailyProd.	DailyProd.Wa	DailyProd.G	WOR	Qttotal Fluid (Bbls)	DailyOil.F	Daily
786	23-sep-19	WELL-05	771.4	256.6	23.3	707.12	276.89	21.36	#DIV/0!	43.06	0	
818	24-sep-19	WELL-05	771.4	256.6	23.3	292	153	45	0.559997719	273.53	175.34	
850	25-sep-19	WELL-05	771.4	256.6	23.3	817.37	381.82	22.5	0.50298846	1199.49	798.07	
882	26-sep-19	WELL-05	771.4	256.6	23.3	817.37	381.82	22.5	0.495558522	1165.07	779.02	
907	27-sep-19	WELL-05	771.4	256.6	23.3	778.3	360.3	22.6	0.523651107	1172.48	769.52	
939	28-sep-19	WELL-05	771.4	256.6	23.3	778.3	360.3	22.6	0.511235881	1143.93	756.95	
971	29-sep-19	WELL-05	771.4	256.6	23.3	740.9	352.2	23.6	0.521615755	1163.61	764.72	
1003	30-sep-19	WELL-05	771.4	256.6	23.3	740.9	352.2	23.6	0.516423628	1124.14	741.31	
1035	01-oct-19	WELL-05	740.9	352.2	23.6	740.9	352.2	23.6	0.513439102	1110.38	733.68	
1067	02-oct-19	WELL-05	740.9	352.2	23.6	740.9	352.2	23.6	0.494952898	1064.84	712.29	
1099	03-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	740.9	352.2	23.6	0.524949825	1109.34	727.46	
1131	04-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	740.9	352.2	23.6	0.489234696	1085.25	728.73	
1163	05-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	740.9	352.2	23.6	0.492323439	1108.08	742.52	
1195	06-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	740.9	352.2	23.6	0.555985034	1131.17	726.98	
1227	07-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	740.9	352.2	23.6	0.571192053	1119.82	712.72	
1259	08-oct-19	WELL-05	740.9	352.2	23.6	740.9	352.2	23.6	0.579908245	1170.87	741.1	
1291	09-oct-19	WELL-05	740.9	352.2	23.6	740.9	352.2	23.6	0.588957137	1184.79	745.64	
1323	10-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	740.9	352.2	23.6	0.567011559	1163.13	742.26	
1355	11-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	837.2	221.1	25.5	0.321485191	1050.09	794.78	
1387	12-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	790.5	275.8	25.2	0.44118948	1140.37	791.27	
1419	13-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	818.8	293.2	26.3	0.467677474	1175.14	800.68	
1451	14-oct-19	WELL-05	953.92	3190.48	51.7	818.8	293.2	26.3	0.418841192	1107.59	780.63	

Figura 31. información de producción del pozo-05

	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
1	THP[ps]	VOLTAJE DE MOTOR[Volt]	THIT	FRECUENCIA [Hz]	PIP[ps]	Pd[ps]	T. INTAKE	T. MOTOR	CORRIENTE DE MOTOR[Amp]
850	214	382.8	148	49	547	3389	199.7	246.8	
882	214	382.8	148	49	525	3392.6	200.1	247.4	
907	210	382.8	148	49	518	3381.8	199.8	247.3	
939	220	382.8	150	49	513.4	3390.1	199.8	247.3	
971	220	382.8	143	49	505.3	3383.8	200.3	249.1	
1003	220	382.8	143	49	502	3382.4	201	252	
1035	210	382.8	143	49	497	3377.4	201	252.8	
1067	230	382.8	144	49	497	3391.6	201.1	252.2	
1099	232	382.8	144	49	495	3383.7	201.3	253.1	
1131	230	382.8	142	49	494	3390.1	201.5	254.4	
1163	225	382.8	142	49	489	3384.5	201.5	253.5	
1195	220	382.8	145	49	488	3378.3	201.4	253.8	
1227	230	382.8	145	49	488	3393.5	201.8	253.9	
1259	215	382.8	155	49	485	3375.5	201.8	252.7	
1291	210	382.8	147	49	479	3381.6	201.5	257	
1323	210	382.8	147	49	487	3401.7	202	259.3	
1355	220	382.8	147	49	483	3390.4	201.9	258.5	
1387	212	382.8	147	49	479	3382.8	201.9	257.7	
1419	220	382.8	147	49	481	3385	202	259.1	
1451	210	382.8	143	49	846	3393.7	201.9	258.9	
1483	210	382.8	143	49	846	3393.7	201.9	258.9	
1515	210	460	144	59	559	3640.4	204.5	301.3	

Una vez realizada la selección del pozo el cual presentaba un aumento importante del corte de agua debido al incremento en la frecuencia en este caso de 2 Hz, se determinó la tasa crítica de aceite mediante los modelos propuestos para cálculo de tasa crítica, para esto. Se construyó un documento en Excel donde se programaron las ecuaciones que proponen el modelo de tasa crítica de producción.

Figura 32. información de producción del pozo-05

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	
1		FJIOS		0.9615385	0.9615385														
2		VARIABLES		0.8628542	0.8628542													HPS	
3		ρ_w lb/ft ³	ρ_o lb/ft ³	Ko	Re ft	rw ft	h ft	hp ft	Bo	μ_o Cp	μ_w Cp	Kv md	ktl md	Kro	Krw	Porosidad	Re	Columna1	Qc
4	60	53.8421	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			109.9080264
5	0.9615385	0.8628542	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			109.9636135
6																			
7																			Hoyland, Papatzacos y Skaeveland
8																			Qc
9	60	53.8421	560	750	0.25	100	10	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			158.7778323
10	60	53.8421	560	750	0.25	100	20	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			152.4342714
11	60	53.8421	560	750	0.25	100	30	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			142.0048183
12	60	53.8421	560	750	0.25	100	40	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			127.7154064
13	60	53.8421	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			109.9080264
14	60	53.8421	560	750	0.25	100	60	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			89.07620397
15	60	53.8421	560	750	0.25	100	70	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			65.9331339
16	60	53.8421	560	750	0.25	100	80	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			41.55985743
17	60	53.8421	560	750	0.25	100	90	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			17.8205768
18	60	53.8421	560	750	0.25	100	100	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			0
19																			
20	60	53.8421	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.05	4106			109.9080264
21	60	53.8421	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.1	4106			109.9080264
22	60	53.8421	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.15	4106			109.9080264
23	60	53.8421	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.2	4106			109.9080264
24	60	53.8421	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.25	4106			109.9080264
25	60	53.8421	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.3	4106			109.9080264
26	60	53.8421	560	750	0.25	100	50	1.13778	1.211	0.253257	800	800	0.7	0.3	0.35	4106			109.9080264
27																			
28																			

4.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE POZO

Para el desarrollo de este proyecto se utilizó un software de producción comercial, en donde se construyó un modelo del pozo-05. El objetivo principal de este estudio fue crear un escenario de optimización de la producción si la tasa de producción se encontraba por debajo de la tasa óptima de operación o por el contrario crear herramientas que evitarán una posible conificación futura, si el pozo opera por encima de la tasa crítica de producción.

A continuación, se describe el procedimiento realizado para su construcción.

es importante resaltar que dado solo que se contaba con información del pozo y no de superficie, este estudio solo se limita al sistema de producción comprendido desde el yacimiento hasta el separador, no se tenía información de las redes de superficie.

4.3 INGRESO DE LA INFORMACIÓN AL SIMULADOR

Para crear un nuevo espacio de trabajo en el software, se selecciona la pestaña de inicio, la opción nuevo pozo céntrico. posteriormente se coloca el nombre el pozo en la ventana de la parte derecha, donde se encuentra la opción de definir si el pozo está activo o inactivo, si es de inyección o producción y finalmente si existe alguna válvula *check* o restricción al flujo en dos direcciones como se muestra a continuación.

Una vez definida la tabla general se procede a crear el esquema que permite tener la representación gráfica del estado mecánico. En este caso se agregaron las tuberías de revestimiento y de producción a las respectivas profundidades en la opción de diseño para un esquema de pozo detallado.

En el esquema detallado del pozo, se puede agregar múltiples tuberías de producción y de revestimiento. las dimensiones de cada tubería se seleccionaron de los catálogos incorporados en el software como se muestra a continuación.

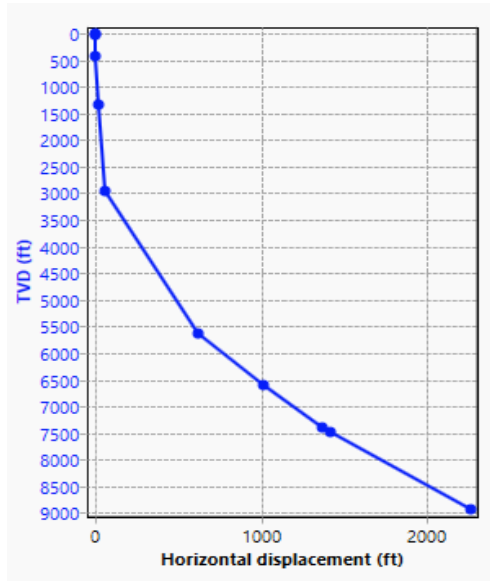
Es importante resaltar que esta información se tomó del estado mecánico del pozo con sus especificaciones de peso, grado y diámetro externo de las tuberías. El software tiene un amplio catálogo de tuberías comerciales donde se encontraba las que estaban instaladas en este caso puntual.

4.4 SURVEY DEL POZO.

El siguiente paso del modelo consiste en introducir la información de *survey* del pozo. El *survey* es básicamente donde se registra la trayectoria del pozo como es perforado, este generalmente es reportado por estudios integrados y La información que se extrae es la correspondiente al MD y TVD, esta información permite que el software pueda calcular el desplazamiento horizontal y el ángulo de desviación,

mediante las correlaciones planteadas en la perforación direccional como lo son los métodos mínimos de curvatura o el método tangencial, los cuales están incorporados en el software y permiten obtener resultados bastante precisos del desplazamiento horizontal y del ángulo de desviación²⁰.

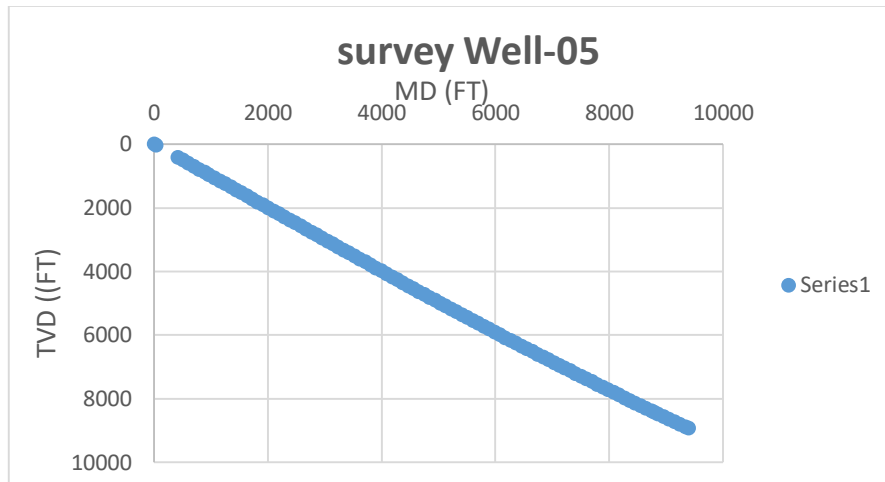
Figura 33. Survey del pozo-05 TVD (ft) vs Desplazamiento Horizontal (ft)



En la Figura-02 se observa *el survey* del pozo-05 que se construyó a partir de la selección de los puntos más importantes, Primero se graficó en Excel el comportamiento del MD y TVD como se muestra a continuación, obteniendo de esta manera un comportamiento del pozo con todos los datos del *survey*, para optimizar el tiempo de simulación del software se realizó la selección de los puntos más importantes.

²⁰ GONZALEZ Juan José Métodos de cálculo de desviación [en línea] disponible en: <http://juanjgonzalezv.blogspot.com/2017/03/metodos-de-calculo-de-desviacion.html>

Figura 34. Survey del pozo 05 TVD (ft) vs Desplazamiento Horizontal (ft)



4.5 EQUIPO DE FONDO.

Se puede arrastrar el equipo de fondo de pozo directamente al esquema del pozo, o puede agregar el equipo usando la tabla en la pestaña Equipo de fondo de pozo. Los de equipos fondo disponibles son: choques, packers, separador, mangas deslizantes, SSSV, o Tubing plugs. Adicionalmente se encuentra la opción de colocarlos a una profundidad determinada de MD.

En el caso del pozo-05 se instaló un packer a 7600 ft, para restringir el flujo por el anular del casing y la tubería de producción, Es muy importante tener que cuenta que, al modelar más variables de sistema de producción, el asertividad en los resultados y ofrecerá una mayor confiabilidad de los resultados esperados en los análisis de sensibilidad o estudios realizados posteriormente.

4.6 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

El sistema de levantamiento utilizado para modelar el pozo-05 corresponde a un sistema levantamiento artificial bombeo electro sumergible (BES), este se seleccionó del catálogo de equipos comerciales. Para realizar una correcta simulación del sistema de levantamiento es importante conocer las características del equipo como el diámetro, número de etapas, serie, rango y frecuencia operación.

El sistema de levantamiento electro sumergible comprende una bomba de fondo de pozo, cable de alimentación eléctrica, motor y controles de superficie. Generalmente, La bomba está acoplada a un motor electro sumergible que recibe energía a través del cable de alimentación y controles de superficie.

Para el caso del pozo-05 se realizó la simulación con la especificación de la bomba mostrado en la siguiente figura, adicionalmente se seleccionó el estado del equipo como activo con la respectiva profundidad del *intake* o entrada de la bomba de 7635 ft. la especificación del equipo se encuentra en la figura 8.

4.7 COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR

Las propiedades físicas de los fluidos dependen de las condiciones de presión y temperatura. Para la temperatura se necesita un modelo el cual permita conocer como varia la temperatura desde el yacimiento hasta el separador. En ese recorrido es importante resaltar, que la pérdida de energía en forma de calor ocurre porque las adyacencias presentan temperaturas menores a la temperatura de los fluidos. Esta transferencia de calor puede calcularse a través de un coeficiente de calor, también conocido como coeficiente de transferencia de calor total (**U**), el cual

depende de los coeficientes de películas de fluidos y números a dimensional como Nusselt, Prandtl, Reynolds, Grashof , Rayleigh²¹.

El coeficiente de transferencia se define como la tasa de calor o el calor cedido por el fluido a la adyacencia. La transferencia de calor en el sistema de producción depende de las propiedades de los fluidos y de la configuración mecánica del pozo como la conductividad del casing y la tubería de producción. Esta pérdida se convierte en una menor capacidad de desplazamiento de los fluidos por 2 mecanismos principalmente, el gradiente gravitacional que es ejercido por el peso de la columna del fluido cuando este encuentra en acenso y la fricción que depende principalmente de la viscosidad de los fluidos y el contacto con la tubería.

En la siguiente figura se muestra que un parámetro de ingreso al simulador es el coeficiente de transferencia de calor, este permite crear el perfil de temperatura, el cual se define como el cambio de temperatura en función de la profundidad.

Es importante resaltar que ese parámetro está dado para el fondo del pozo. Este valor se puede obtener mediante una herramienta conocida como registro fluyente o PLT, la cual permite registrar la temperatura como varia la profundidad, con esta información se genera un perfil y se realizan modificaciones a el coeficiente de calor, hasta que la mayoría de puntos se ajusten o hasta lograr una predicción aceptable. esto se conoce como calibración, De esta manera se obtiene el coeficiente de calor y también puede correlacionarse para los pozos cercanos que producen del mismo yacimiento, si no se cuenta con la información.

La otra información que se debe ingresar al software ver figura superior, es la temperatura del suelo en superficie, esta información es necesaria debido a que con

²¹ PI-DIR-COM Tema 3. Convección [en línea] disponible en: http://pi-dir.com/calor/transferencia_de_calor_05_conveccion.htm

este valor y el valor ingresado de la temperatura en el yacimiento, se calcula el gradiente geotérmico.

4.8 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FLUIDO.

En esta ventana se describe el número de completamientos o formaciones productoras que tiene el pozo, en este caso se asignó el punto medio de perforados que se encuentra en la siguiente figura de 9112 ft, la geometría del completamiento, el tipo de formación y se define si está formación se encuentra activa y adicionalmente el modelo de la curva de afluencia que se va a trabajar. en este caso se utilizó el modelo de la línea recta o *Well PI* por la información de yacimiento que se contaba. Para la construcción de este modelo de curva de afluencia es necesario conocer la presión de yacimiento, en el caso del pozo-05 es 2048 psia, la temperatura de formación de 220 °F con este valor, y el valor ingresado de temperatura de superficie se genera el gradiente geotérmico, adicionalmente se especifica el índice de productiva que fue tomado de una prueba del pozo y se utilizó la correlación de Vogel para conocer el punto de burbuja

4.9 CALIBRACIÓN DEL MODELO DE POZO Y ANÁLISIS NODAL.

La simulación se realizó con el nodo en el fondo de pozo, en la cual se obtuvo el caudal y la presión esperada del punto de prueba, la curva roja corresponde a la curva *outflow* y la curva azul al *inflow*, generado en el paso anterior. la información de presión y caudal obtenida en el nodo, permitió comparar con la información que se obtenía del sensor de fondo para determinar si el modelo se ajustaba con los valores reales de campo, en este caso se ajustó en un 90% después de su calibración.

Para la calibración se ingresó un perfil de calibración con la presión de cabeza, presión en la descarga de la bomba, presión en la entrada, presión de fondo fluyente a las respectivas profundidades, el posterior ajuste de los perfiles de presión y temperatura se logró evaluando las correlaciones de flujo multifásico donde se seleccionó la de menor RMS o también conocido como error mínimo cuadrático.

Una vez calibrado el modelo se pueden generar los escenarios mediante los cambios de frecuencia para obtener las condiciones a las cuales el pozo debe operar para que la tasa de producción esté por debajo de la tasa crítica propuestos por los autores.

Para el caso del pozo-05 una vez obtenido el modelo calibrado, se crearon escenarios de optimización de la producción conociendo la tasa crítica propuesto por los modelos de tasa crítica anteriormente mencionados.

5. EVALUACIÓN DE TASA CRITICA DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADO DEL MODELO DE POZO EN EL SIMULADOR.

La simulación se realizó con el nodo en el fondo de pozo, después de validar las condiciones de presión de fondo fluyente, caudal de operación, propiedades de los fluidos y las condiciones actuales del pozo por medio de calibración de los perfiles de presión, temperatura y selección de las correlaciones de flujo multifásico apropiadas para los cálculos de caída de presión a lo largo del sistema de producción, se sometió al modelo a distintos escenarios de sensibilidad de la frecuencia para evaluar la condición óptima en la que la tasa estuviera por debajo de la tasa crítica producción.

el cálculo de la tasa crítica de producción se realizó con las siguientes propiedades que se muestran a continuación.

Tabla 1. Propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento

Densidad del Agua, lb/ft ³	60
Densidad del Aceite, lb/ft ³	62.28
Permeabilidad Efectiva del Aceite	560
Radio de Drenaje del Pozo, ft	750
Radio del Pozo, in	0,35
Espesor Neto de Interés, ft	682
Intervalo Perforado, ft	50
Factor Volumétrico del Aceite, bl/STB	1,011
Permeabilidad Vertical, mD	160
Permeabilidad Horizontal, mD	800
Permeabilidad Relativa del Aceite	0,7
Permeabilidad Relativa del Agua	0,3
Porosidad	0,2

La selección de la correlación se realizó teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento y sus anisotropías en las capas, por lo anterior se consideró que la

ecuación que tenía un valor más representativo de tasa crítica de producción fue la arrojada por el modelo de Chaperon con un valor de 948 Bbls/día comparado con la de producción del pozo de 1222 Bbls/día se encontraba ligeramente por debajo de la tasa actual.

Para tener en cuenta las nuevas condiciones de operación del pozo, se evaluó por medio del simulador de producción diferentes escenarios de sensibilidad de la velocidad rotación del sistema, para obtener un valor ligeramente por debajo de la tasa crítica predicha por el modelo, como se muestra a continuación:

Tabla 2. Propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento

Frecuency Hz	Flowrate sbbl/day	Pressure, Psia
FREQUENCY=42 Hz	659.11	1,409.78
FREQUENCY=43 Hz	722.71	1,348
FREQUENCY=45 Hz	841,18	1,222.23
FREQUENCY=50 Hz	1,113	969,29
FREQUENCY=52 Hz	1,215.733	870.76
FREQUENCY=54 Hz	1,312	777.04

La nueva condición de operación del pozo se encontró a una frecuencia de 45 hz, la cual se obtiene un valor de 841 Bbls/día, se encuentra ligeramente por debajo de la tasa crítica. Sin embargo, se recomienda tener en cuenta los valores asociados a los costos de producción del pozo para así determinar si la nueva condición de operación es suficiente para continuar con el proyecto, los factores a tener en cuenta es que de esta manera no se afectaría el recobro final del yacimiento por alta producción, si no por el contrario se alcanzaría un menor incremento en el corte de agua a lo largo del tiempo.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

Para la evaluación financiera de todo tipo de proyectos es necesario tener como referencia indicadores financieros específicos, con los que se logra establecer la viabilidad financiera del caso en estudio, mediante la comprensión y análisis global de ingresos y egresos del proceso involucrado, para este proyecto se utilizó el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

6.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN).

El Valor Presente Neto (VPN), es el indicador que pone en valores monetarios del presente, tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión de implementar o no un proyecto, desde el punto de vista financiero, se expresa matemáticamente mediante la Ecuación

Donde, VPN= Valor Presente Neto. F_n = Flujo de efectivo para cada periodo. N = Periodo de tiempo. i = Tasa de interés de oportunidad (TIO) Para determinar la factibilidad del proyecto se debe obtener el Valor Presente Neto, si este es positivo o mayor que cero indica que el proyecto será atractivo para la compañía, porque le genera una ganancia extraordinaria adicional a la TIO, por el contrario, si es negativo o menor que cero significa que el proyecto no cumple con las expectativas de la empresa, finalmente, si el VPN es cero, el proyecto será indiferente financieramente para la compañía.

6.2 TASA DE INTERÉS Y OPORTUNIDAD.

La tasa de interés y oportunidad (TIO), es aquella catalogada como la tasa más alta que un inversionista sacrifica con el fin de realizar un proyecto, es decir aquella inversión que le genere mayor rentabilidad en el futuro, por ejemplo la compra de maquinaria especializada que optimice su producción y por ende su ganancia como compañía, en otras palabras, es la rentabilidad mínima que exige una empresa al momento de evaluar financieramente un proyecto; debe satisfacer las expectativas de los inversionistas y es establecido directamente por la empresa, para la compañía Nexen Petroleum Colombia Limited es del 12% anual. 6.4.3 Flujo de Caja. El flujo de caja de un proyecto petrolero y en general es el resultado de la diferencia entre la cantidad de ingresos y egresos de dinero que fluyen en las arcas de la compañía para un periodo específico de tiempo el cual puede ser semanas, meses, años, etc. Para este proyecto en particular los intervalos de tiempo serán por años para considerar mejor los efectos de la evaluación financiera sobre el mismo. Las líneas verticales positivas, representan los ingresos por venta de crudo,

6.2.1 Escenario 1. Tasa Critica Actual de Producción

$$\text{Ingresos 1} = 1222 \frac{\text{Bbls}}{D} \times 45 \frac{\text{USD}}{\text{Bbls}} = 54,990 \frac{\text{USD}}{D}$$

$$\text{Egresos 1} = 1222 \frac{\text{Bbls}}{D} \times 12 \frac{\text{USD}}{\text{Bbls}} - 0,16 \times 1222 \frac{\text{Bbls}}{D} \times 12 \frac{\text{USD}}{D} = 12,317 \frac{\text{USD}}{D}$$

$$\text{Rentabilidad 1} = \text{Ingresos 1} - \text{Egresos 1} = 42,583 \frac{\text{USD}}{D}$$

6.2.2 Escenario 2. Tasa Critica de Chaney

$$\text{Ingresos 1} = 948 \frac{\text{Bbls}}{D} \times 45 \frac{\text{USD}}{\text{Bbls}} = 42,660 \frac{\text{USD}}{D}$$

$$\text{Egresos 1} = 948 \frac{\text{Bbls}}{D} \times 12 \frac{\text{USD}}{\text{Bbls}} - 0,16 \times 948 \frac{\text{Bbls}}{D} \times 12 \frac{\text{USD}}{D} = 9,555 \frac{\text{USD}}{D}$$

$$\text{Rentabilidad 2} = \text{Ingresos 2} - \text{Egresos 2} = 33,105 \frac{\text{USD}}{D}$$

$$\text{Disminución del proyecto} = 42,583 \frac{\text{USD}}{D} - 33,105 \frac{\text{USD}}{D} = 9,478 \frac{\text{USD}}{D}$$

Se puede observar un cambio en la rentabilidad debido a la toma de decisión referente a la tasa a seleccionar, Para este caso se aconseja que se tome la rentabilidad numero de 2, debido a que permitirá generar mayor número de ingreso en un tiempo más extendido.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se presenta los resultados de este trabajo de investigación, estos se dividieron en los resultados obtenidos en el análisis de correlación de variable y los resultados en el modelo del pozo-05 comparando la tasa crítica del pozo.

7.1 SOFTWARE R

Para realizar el análisis estadístico se utilizó el software estadístico Rstudio, esta versión presenta una interfaz gráfica más sencilla que el software R convencional, se utilizaron las librerías más importantes para la elaboración de gráficos y cálculos de coeficiente de variación.

La premisa más importante de los resultados estuvo basada en el resultado del análisis del coeficiente de correlación, que puede tomar valores entre -1 y +1. dependiendo del tipo de correlación entre las dos variables, un signo positivo indica que existe una relación positiva entre las dos variables, esto quiere decir que si

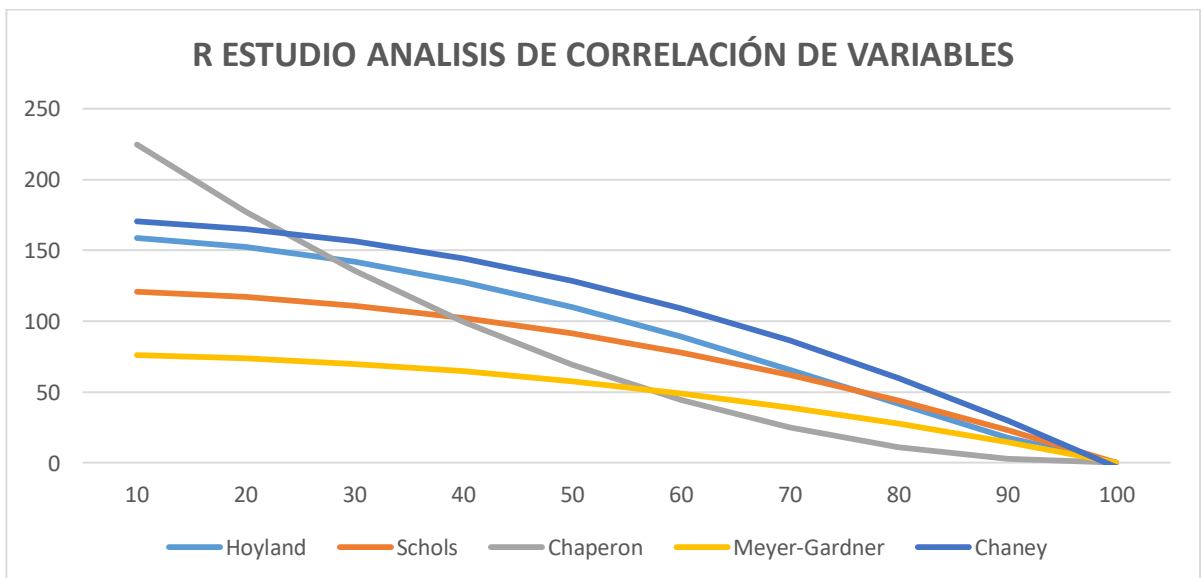
El signo indica el tipo de correlación entre las dos variables. Un signo positivo indica que existe una relación positiva entre las dos variables; es decir, cuando la magnitud de una incrementa, la otra también. Un signo negativo indica que existe una relación negativa entre las dos variables. Mientras los valores de una incrementan, los de la segunda variable disminuyen. Si dos variables son independientes, el coeficiente de correlación es de magnitud cero. La fuerza de la relación lineal incrementa a medida que el coeficiente de correlación se aproxima a -1 o a +1.

A continuación, se muestra los resultados de la tasa crítica de producción por la sensibilidad del espesor perforado con variaciones de 10 ft en los métodos de tasa crítica de producción, por la variación en los resultados se puede afirmar que la relación entre la tasa crítica y el espesor perforado es negativa.

Tabla 3. Resultados de tasa crítica de producción

Espesor (Ft)	Hoyland Bbls/D	Schols, Bbls/D	Chaperon, Bbls/D	Meyer-Garder Bbls/D	Chaney, Bbls/D
10	158.78	120.63	224.53	76.13	170.41
20	152.43	116.98	177.41	73.82	165.15
30	142.00	110.88	135.83	69.98	156.39
40	127.72	102.35	99.79	64.59	144.12
50	109.91	91.39	69.30	57.67	128.35
60	89.08	77.98	44.35	49.22	109.07
70	65.93	62.14	24.95	39.22	86.29
80	41.56	43.87	11.09	27.68	60.00
90	17.82	23.15	2.77	14.61	30.20
100	0.00	0.00	0.00	0.00	-3.10

Figura 35. Coeficiente de transferencia de temperatura,

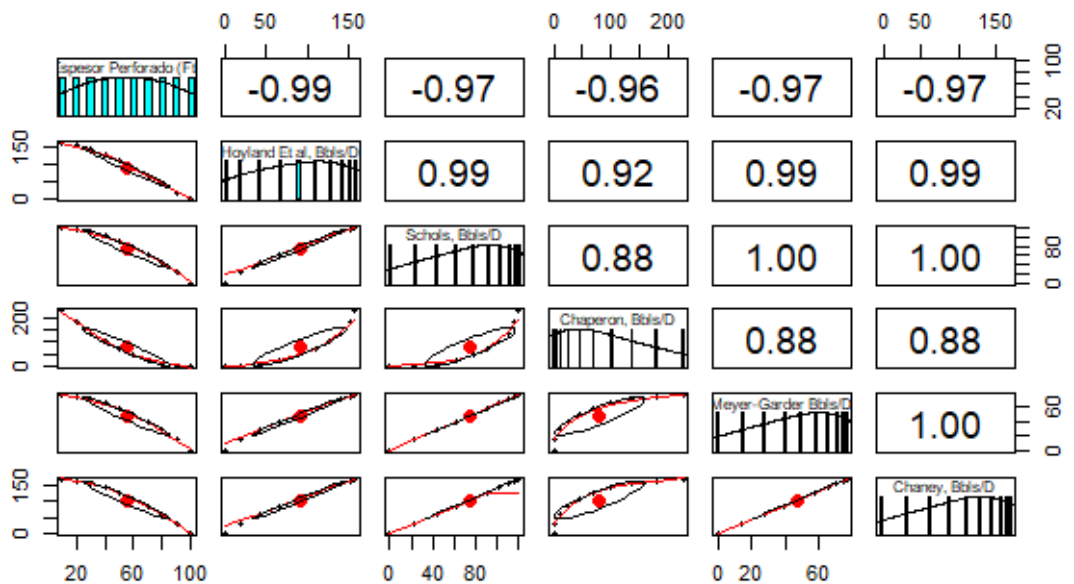


Después de obtener los resultados mostrados en la figura 47, se exporta desde la hoja de cálculo de Excel a R studio, una vez cargado los resultados de tasa crítica de producción para cada uno de los espesores sensibilizados como espesor perforado, se utiliza la definición de coeficiente de correlación, como se mencionaba anteriormente, los resultados muestran una relación inversa, es decir, cuando el intervalo perforado aumenta, se observa una disminución en la tasa crítica.

Para esto se utilizó un código de programación que permite obtener el gráfico y el coeficiente de correlación. Como el objetivo era evaluar los diferentes modelos propuestos para cada valor de espesor se decidió utilizar una herramienta estadística, la cual se obtuvo los resultados de los coeficientes y los gráficos de correlación en una sola figura, lo que resultó muy eficiente para este trabajo.

la librería utilizada recibe el nombre de *Psych*, y colocando el nombre de la tabla con el comando *Pair.panels*, se pudo obtener el siguiente resultado.

Figura 36. Resumen de los resultados de coeficiente modelos.



Este gráfico de correlación y coeficiente se puede entender de la siguiente manera, en la diagonal principal se encuentra en la primera fila el espesor perforado y los otros cuadros de la diagonal corresponden a los métodos de tasa crítica de producción, a la derecha de la diagonal principal se encuentran los coeficientes de correlación para cada uno de los modelos y el espesor perforado, en este caso los coeficientes que se van a tener en cuenta son los de la primera fila, debido a que estos indican la relación entre el espesor y cada uno de las correlaciones.

De los resultados se puede concluir que esta variable presenta una alta correlación o dependencia de la tasa crítica debido a que se encuentra muy cerca de -1. La que presentó mayor afinidad en este caso es la correlación de Hoyland y la de Chaperon presentó el valor inferior, analizando los dos extremos se puede concluir que a pesar que todas muestran valores muy cercanos, el espesor perforado es una variable con relación negativa y tiene alta dependencia con la tasa crítica de producción.

Para realizar el caso isotrópico, se realizó un análisis de sensibilidad de 200 a 1000 md con variaciones de 200 md. Donde se determinaron diferentes tasas críticas para cada uno de las permeabilidades. En la figura (1) se muestra una relación lineal positiva entre la permeabilidad y la tasa crítica del modelo propuesto por Hoyland-Papatzacos-Skaeveland. Debido a que cuando los valores de la permeabilidad incrementan, los de la tasa crítica de producción también aumentan. En la figura 18 se puede observar el código de programación utilizado para generar la gráfica y el coeficiente de dispersión. El coeficiente presenta un valor positivo por el tipo de relación y un valor numérico de 1. Lo que indica que tiene un fuerte efecto sobre la tasa crítica de producción. A continuación, se muestran para cada modelo calculado.

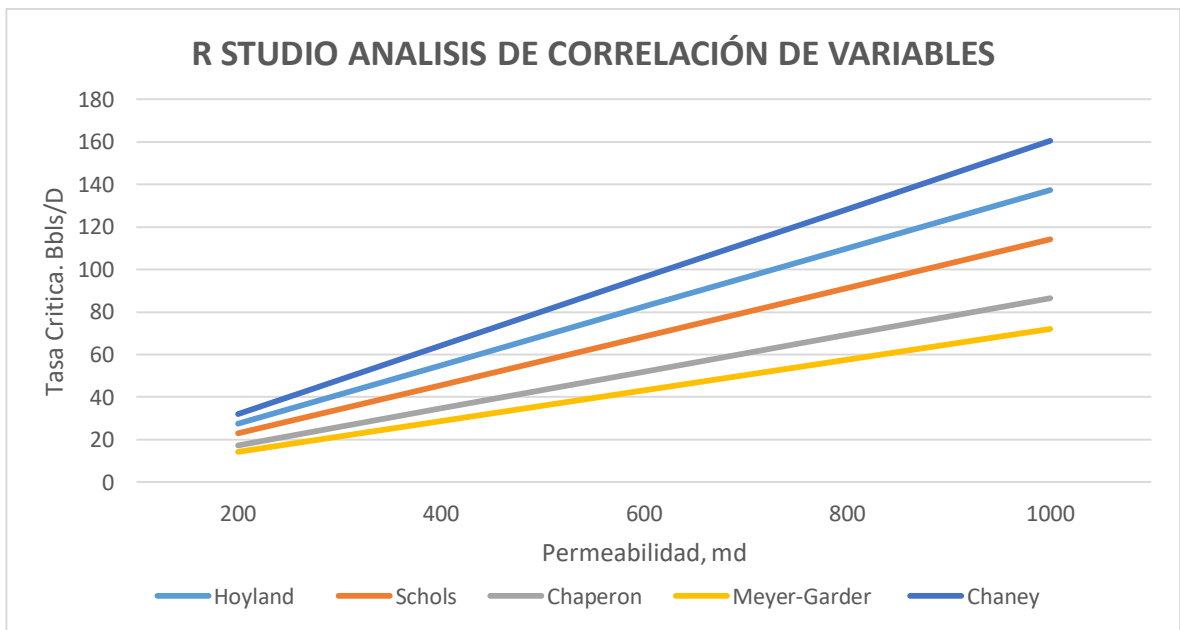
En este caso se planteó que la permeabilidad horizontal y vertical tuvieran el mismo valor dado que La información del yacimiento mostraba que era un yacimiento isotrópico. Obteniéndose de esta manera valores bajos de tasas de críticas cuando

las permeabilidades iniciaban por la sensibilidad de 200 md., por lo tanto, en todos los modelos coincido que existía un aumento progresivo de la magnitud de la tasa critica conforme iba aumentando la permeabilidad. La sensibilidad se realizó por debajo del valor y por encima del valor de permeabilidad del yacimiento, con el fin de analizar el impacto de esta variable sobre la tasa critica

Tabla 4. Resultados de tasa critica de producción

K (md)	Hoyland Bbls/D	Schols, Bbls/D	Chaperon, Bbls/D	Meyer- Garder Bbls/D	Chaney, Bbls/D
200	27.48	22.85	17.32	14.42	32.09
400	54.95	45.69	34.65	28.84	64.17
600	82.43	68.54	51.97	43.26	96.26
800	109.91	91.39	69.30	57.67	128.35
1000	137.39	114.24	86.62	72.09	160.44

Figura 37. Coeficiente de transferencia de temperatura,

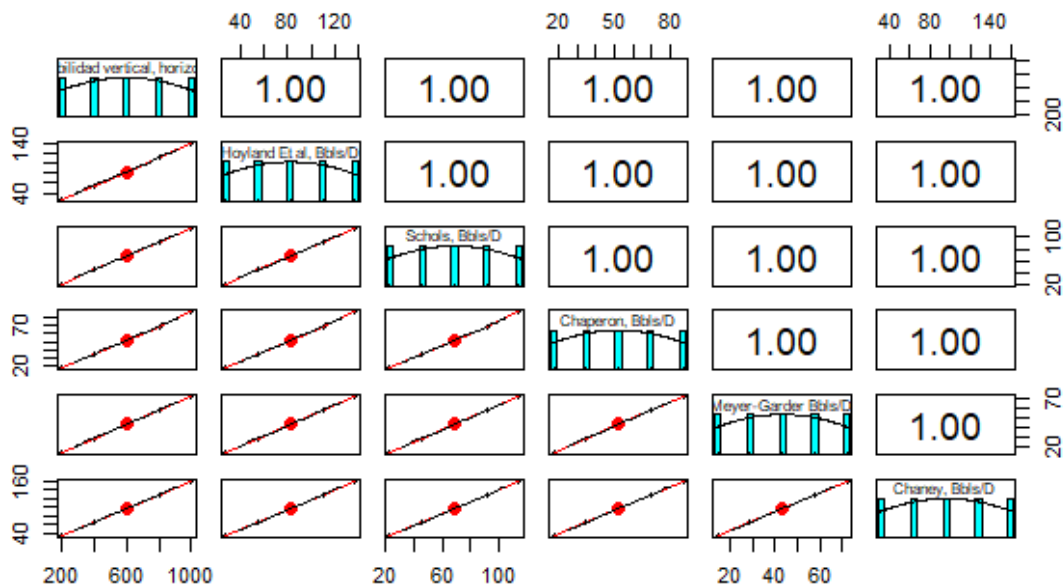


Para esto se utilizó un código de programación que permite obtener el gráfico y el coeficiente de correlación. Como el objetivo era evaluar los diferentes modelos

propuestos para cada valor de espesor se decidió utilizar una herramienta estadística, la cual se obtuvo los resultados de los coeficientes y los gráficos de correlación en una sola figura, lo que resultó muy eficiente para este trabajo.

la librería utilizada recibe el nombre de *Psytch*, y colocando el nombre de la tabla con el comando *Pair.panels*, se pudo obtener el siguiente resultado.

Figura 38. Coeficiente de transferencia de temperatura,



Este gráfico de correlación y coeficiente se puede entender de la siguiente manera, en la diagonal principal se encuentra en la primera fila el espesor perforado y los otros cuadros de la diagonal corresponden a los métodos de tasa crítica de producción, a la derecha de la diagonal principal se encuentran los coeficientes de correlación para cada uno de los modelos y el espesor perforado, en este caso los coeficientes que se van a tener en cuenta son los de la primera fila, debido a que estos indican la relación entre el espesor y cada uno de las correlaciones.

En la figura 52 se muestra un resumen de los coeficientes de variación con cada modelo en la primera fila, donde se concluye que las permeabilidades muestran un valor de 1. Se encontró que los modelos predecían valores cercanos a 100 Barriles por día, exceptuando la correlación de Meyer-Garder, la cual presentó un valor significativamente inferior a las demás correlaciones. Por lo anterior se puede decir que este valor es el más aproximado al valor real debido a que este autor. asume un sistema isotrópico.

7.2 SOFTWARE DE PRODUCCIÓN

Una vez realizada la construcción del modelo de producción del pozo.05, se determinó la tasa crítica de producción en un libro de Excel, donde se tenía programada las correlaciones propuestas para calcular las variables de producción.

El análisis nodal se realizó para conocer el caudal óptimo que evitara que la tasa de producción estuviera por encima de la tasa crítica, para esto se decidió crear escenarios de cambios de frecuencia operativa, con el objetivo de tener distintos caudales conforme se iba sensibilizando este valor.

Para esto se utilizó el software de producción el cual permitía crear estos escenarios a frecuencias por encima y por debajo de la frecuencia a la cual estaba operando el pozo, para el caso del pozo-05, la frecuencia operativa corresponde a un valor de 52 Hz. A continuación, se muestran los escenarios de sensibilidad.

La selección de los valores de frecuencia, se muestra a continuación, la tabla se importó desde el simulador a Excel para tener una mejor calidad en la visualización de la información, Es importante resaltar que estos resultados son del simulador, no son valores obtenidos de una hoja de Excel. El nodo fue seleccionado en el sistema de levantamiento artificial, el cual divide el sistema de producción en *inflow* y *outflow*.

Tabla 5. Escenarios de Cambios de Frecuencia

Frecuency Hz	Flowrate sbbl/day	Pressure, Psia
FREQUENCY=42 Hz	659.11	1,409.78
FREQUENCY=43 Hz	722.71	1,348
FREQUENCY=45 Hz	841,18	1,222.23
FREQUENCY=50 Hz	1,113	969,29
FREQUENCY=52 Hz	1,215.733	870.76
FREQUENCY=54 Hz	1,312	777.04

En la figura 54, se muestra la solución del simulador para cada valor de frecuencia asignado, la curva azul oscuro corresponde a la curva *inflow*, donde solo tiene una respuesta debido a que ningún parámetro del yacimiento o de fondo está siendo cambiado, las demás curvas con sentido ascendentes corresponden a las curvas VLP por sus siglas en inglés (*Vertical Lift Perfomance*) o también conocidas como curvas *outflow*, muestran distintas soluciones. donde se observa que a medida que la frecuencia aumenta el corte de esta curva con la curva de *inflow*, tiende a correrse hacia la derecha, lo que implica que el pozo operará a un mayor caudal.

La curva que representa el comportamiento del pozo, es la curva rosada ya que el pozo se encuentra operando a un valor de frecuencia de 52 hz, mencionado anteriormente con una presión de entrada o *intake* registrada por el sensor de fondo de 498 psia, la cual está muy cercano a el valor 507,57 psia, que se muestra en la figura 53. lo que implica que el modelo muestra una alta confiabilidad en los resultados

Como se observa en la figura 55, todos los escenarios planteados de cambio de frecuencia en la bomba muestran valores altos de presión en cabeza, lo que implica que el trabajo de la bomba es óptimo.

8. CONCLUSIONES

Analizando las ecuaciones planteadas por los diferentes autores, las variables seleccionadas para la elaboración del análisis de sensibilidad de intervalo perforado y permeabilidad.

Para el intervalo perforado, se puede concluir que esta variable presenta una alta correlación o dependencia de la tasa crítica debido a que se encuentra muy cerca de -1. La que presentó mayor afinidad en este caso es la correlación de Hoyland y la de Chaperon presentó el valor inferior, analizando los dos extremos se puede concluir que a pesar que todas muestran valores muy cercanos, el espesor perforado es una variable con relación negativa y tiene alta dependencia con la tasa crítica de producción.

Para Hoyland, El coeficiente presenta un valor negativo por el tipo de relación y un valor numérico de -0.98. Lo que indica que tiene un efecto un efecto significativo de correlación sobre la tasa crítica de producción.

Schols, muestra una relación negativa entre el intervalo perforado y la tasa crítica del modelo debido al debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa crítica de producción disminuyen. El coeficiente tiene valor numérico de -0.97. Lo que indica que tiene un efecto un efecto significativo de correlación sobre la tasa crítica de producción

Chaperon, se muestra una relación negativa entre el intervalo perforado y la tasa crítica del modelo propuesto. debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa crítica de producción disminuyen.se obtiene el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de -0.96.

Meyer-Garder, muestra una relación negativa entre el intervalo perforado y la tasa crítica del modelo propuesto. debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa crítica de producción disminuyen. se obtiene el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de -0.97.

Chaney, muestra una relación negativa entre el intervalo perforado y la tasa crítica del modelo propuesto por debido a que mientras los valores del intervalo incrementan, los de la tasa crítica de producción disminuyen. se obtiene el coeficiente de dispersión. El coeficiente tiene valor numérico de -0.97.

Por lo tanto, para el caso de la sensibilidad del intervalo perforado, se puede observar que la mayoría de los modelos tienen una tendencia cerca a menos. lo que indica una fuerte correlación negativa con el espesor perforado.

Para el caso isotrópico se puede concluir que muestran un valor de 1. Se encontró que los modelos predecían valores cercanos a 100 Barriles por día, exceptuando la correlación de Meyer-Garder, la cual presentó un valor significativamente inferior a las demás correlaciones. Por lo anterior se puede decir que este valor es el más aproximado al valor real debido a que este autor. asume un sistema isotrópico.

Para el modelo de producción se puede concluir que las variaciones en la tasa crítica afectan de manera importante la tasa de producción, con un valor inferior de frecuencia se logró alcanzar el caudal deseado propuestos por los modelos, el modelo seleccionado de tasa crítica de Chaney muestra el valor más cercano de tasa crítica para este caso de estudio debido a que el yacimiento es isotrópico y este autor asume un sistema homogéneo de yacimiento, con el mismo valor de permeabilidad horizontal y vertical. Se recomienda tener en cuenta este estudio para la evaluación de la ganancia a largo a plazo, debido a que esto evitará que se deplete más rápido el yacimiento y problemas operacionales en etapas tempranas.

9. RECOMENDACIONES

Realizar un análisis de los diferentes métodos existentes para el cálculo de tasa crítica de producción, y cómo estos se ven afectados de acuerdo a la correlación utilizada para la obtención de la tasa crítica, con el objetivo de determinar qué tan representativos son estos métodos de acuerdo a las diferentes características de los fluidos presentes en el yacimiento. Realizar un análisis similar con modelos para pozos horizontales, con el propósito de identificar cuáles son las variables que mayor influencia tienen a partir de dichos métodos y en qué difiere en comparación con las obtenidas a partir de esta investigación. Utilizar otros modelos de fluidos que permitan analizar el comportamiento de los métodos propuestos para la obtención de tasas críticas con el fin de determinar un rango de utilidad para dichos métodos de acuerdo a la gravedad API del fluido en estudio.

Profundizar las técnicas a partir de yacimiento para controlar la velocidad de irrupción de agua con los métodos actuales, como lo son inyección de soluciones poliméricas, realizar pruebas de laboratorio, pruebas de injectividad, en donde se simule diferentes escenarios para evitar la conificación de agua.

BIBLIOGRAFÍA

ALQUICIRA José. Análisis de correlación. 2017 [en línea] [citado 2020, Junio 27] disponible en: <http://conogasi.org/articulos/analisis-de-correlacion-2/>

CHANEY P. E How to perforate your well to prevent water and gas coning [Libro]. - [s.l.]: Oil and gas journal, 1956

CHAPERON, I. Theroretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. Society Of Petroleum Engineers, 1986.

GONZALEZ Juan Jose Métodos de cálculo de desviación [en línea] disponible en: <http://juanjgonzalezv.blogspot.com/2017/03/metodos-de-calculo-de-desviacion.html>

JOSHI Sada. Horizontal Well Technology, 1991

KHAN A. R y Faroug S.M State of the art of water coning modeling [Libro]. - [s.l.]: SPE 13744, 1985.

MAGGIOLO Ricardo Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP Oil Engineering Consultants Programa de cursos 2008

MIAN, M. A. Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer, Volume 2. Chapter. Water and Gas Coning. PennWell Publishing Company, 1992. ISBN 0-87814-379

MONJE GORDO, Sergio Hernán. TRIVIÑO ORTIZ, Diego Fernando. Determinación de la tasa crítica de producción de petróleo de los pozos de los campos correspondientes al área Occidente SOP ECOPEPETROL S.A. Neiva, 2014. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos.

MURPHY Patrick Performance of horizontal wells in the Helder field [Publicación periódica]. - [s.l.] : Journal of petroleum technology, 1988. - Vol. SPE 18340.

PI-DIR-COM Tema 3. Convección [en línea] disponible en: http://pi-dir.com/calor/transferecia_de_calor_05_conveccion.htm

TRIANA ALONSO Raúl Leonardo Modelo analítico para determinar la tasa crítica de producción de pozos horizontales en yacimientos con acuífero activo Trabajo de grado (Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos) Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería Petróleos Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos p. 69-70