



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA POZOS HORIZONTALES DE LARGO ALCANCE”

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

ANGEL JAVIER CHUIZA PILCO

**GUAYAQUIL-ECUADOR
2018**

DEDICATORIA

A Dios por todas sus bendiciones. A mi esposa e hija por su apoyo incondicional, por su comprensión y afecto demostrado durante esta etapa de mi vida. A mis padres y hermanos por el gran ejemplo de trabajo y lucha, cual pilares fundamentales para mi cuidado y formación. A los buenos amigos encontrados en el camino universitario. Mi agradecimiento hacia todas estas personas, ya que gracias a su buena orientación y gracias a que estuvieron en los buenos momentos y ayudaron con sus consejos a superar los malos, influenciaron para llegar a culminar este objetivo.

Ángel Javier Chuiza Pilco

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Escuela Superior Politécnica del Litoral y de manera especial a la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, la cual me formó como un buen profesional y en la que obtuve conocimientos invaluable; la cual con sus conocimientos y experiencias forman a nuevos profesionales. Al Profesor MSc. R.A. Erazo B. excelente académico de reconocimiento internacional e invaluable amigo, por la gran confianza depositada y por su apoyo desde el inicio de este trabajo de grado. A todas las personas que directa o indirectamente han ayudado en la realización de este trabajo.

Ángel Javier Chuiza Pilco

TRIBUNAL DEL PROYECTO

M.Sc. Romel Ángel Erazo Bone
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

M.Sc. Romel Ángel Erazo Bone
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Ángel Javier Chuiza Pilco

RESUMEN

El presente proyecto propone un algoritmo computacional para analizar el comportamiento de mezclas binarias de crudo, utilizando el modelo de Arrhenius, cuya variable de control principal es la viscosidad. El objetivo de esta aplicación es facilitar la obtención de una mezcla ideal de crudo que optimice el transporte de crudo y el funcionamiento de las unidades de destilación y fraccionamiento.

En el primer capítulo se detalla los conceptos teóricos relacionados con el planteamiento del problema y la metodología de investigación a utilizarse en el desarrollo de este trabajo.

En el segundo capítulo se presentan toda la información geológica referente al campo petrolero ESPOL, en la que se detalla la información más relevante acerca de las arenas productoras de dicho campo.

En el tercer capítulo se lo enfoco al desarrollar los modelos matemáticos implicados en el análisis de comportamiento de afluencia del pozo, modelo de VOGEL, STANDING Y FETCOVICH, con la finalidad de ser utilizados en el algoritmo.

En el cuarto capítulo se plantea un algoritmo en la interfaz de Matlab que permite realizar las curvas del comportamiento de afluencia en pozos horizontales.

En el quinto capítulo se establecen los análisis de los resultados, conclusiones y recomendaciones.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
TRIBUNAL DEL PROYECTO	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGÍA	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
INDICE DE TABLAS	XVII
CAPÍTULO 1.....	18
INTRODUCCIÓN	18
1.1. Preámbulo	19
1.2. Planteamiento del Problema.....	20
1.2.1. Descripción del problema	20
1.2.2. Justificación.....	20
1.2.3. Propuesta	21

1.3. Hipótesis.....	22
1.4. Objetivos.....	22
1.4.1. Objetivo General	22
1.4.2. Objetivos Específicos	22
1.5. Metodología de Estudio	23
CAPÍTULO 2.....	25
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	25
2.1. Geología Del Campo ESPOL	26
2.1.1. Generalidades Del Bloque ESPOL.....	26
2.2. Resumen Geológico Y Geofísico	27
2.2.1. Estratigrafía Arenisca Basal Tena	29
2.3. Características De Los Yacimientos M-1 Y Basal Tena Del Campo ESPOL.....	34
2.3.1. Propiedades Petrofísicas	34
2.3.2. Petróleo Original En El Sitio	35
2.3.3. Propiedades De Los Fluidos	36
CAPÍTULO 3.....	38
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS HORIZONTALES.....	38

3.1. Comportamiento De Afluencia Para Pozos Horizontales De Largo Alcance.....	39
3.1.1. Introducción.....	39
3.2. Comportamiento del pozo para flujo estacionario.....	43
3.2.1. Modelo Vogel (1968).....	43
3.2.2. Método de Standing.....	44
3.2.3. Método de Fetkovich.....	44
3.2.4. Modelo de Joshi.....	45
3.3. Flujo Pseudo estacionario.....	49
3.3.1. Modelo de Babu y Odeh.....	49
3.3.2. Modelo de Economides et al.....	55
CAPÍTULO 4.....	61
DISEÑO DEL ALGORITMO Y SIMULACIÓN DE RESULTADOS.....	61
4.1. Introducción sobre el uso de Algoritmos.....	62
4.2. Desarrollo del algoritmo.....	64
4.3. Simulación de Resultados.....	76
4.3.1. POZO FICT01.....	76
4.3.2. POZO FICT02.....	83
4.3.3. POZO FICT03.....	90

CAPÍTULO 5.....	97
ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES, Y RECOMENDACIONES	
.....	97
5.1. Análisis De Resultados	98
CONCLUSIONES	100
RECOMENDACIONES.....	101

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

Bbl	Barriles
D	Día
POES	Petróleo original in situ
IP	Inflow Performance
IPR	Inflow Performance Relationship
ERW	Extended reach wells

SIMBOLOGÍA

q_h	Caudal de flujo horizontal
k	Permeabilidad
Δp	Caída de presión del sistema
μ	Viscosidad
β_o	Factor Volumétrico del Petróleo
a	Relación de permeabilidades
L	Longitud horizontal del pozo
r_w	Radio del pozo
h	Espesor del reservorio
k_H	Permeabilidad horizontal
p_e	Presión externa del reservorio
p_{wf}	Presión de fondo fluyente
I_{ani}	Relación de permeabilidades anisotropicas
s	Daño de formación
C_H	Factor de forma
k_y	Permeabilidad horizontal
k_z	Permeabilidad Vertical

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología del Proyecto	244
Figura 2.1 Ubicación del campo ESPOL..... ¡Error! Marcador no definido.7	
Figura 2.2 Mapa Estructural Campo ESPOL.	288
Figura 2.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	32
Figura 3.1 Afluencia de flujo en pozos horizontales	40
Figura 3.2 Comportamiento de afluencia de la forma del pozo	46
Figura 3.3 Geometría del reservorio	50
Figura 3.4 Inclinación del pozo dentro del reservorio.....	56
Figura 3.5 Coeficientes de forma de pozos.....	588
Figura 4.1 Interfaz del programa	744
Figura 4.2 Interfaz de ingreso de datos.....	755
Figura 4.3 Selección del modelo para Simular	766
Figura 4.4 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT01	777
Figura 4.5 Selección del modelo para Simular.....	788
Figura 4.6 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1.....	799
Figura 4.7 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1.2.....	80
Figura 4.8 Selección del modelo para Simular	80
Figura 4.9 Determinación del comportamiento de flujo	81

Figura 4.10 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT01	82
Figura 4.11 Selección del modelo para Simular.....	83
Figura 4.12 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT02	844
Figura 4.13 Selección del modelo para Simular.....	855
Figura 4.14 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1 del POZO FICT 02.....	866
Figura 4.15 .- Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1.2 del POZO FICT 02.....	877
Figura 4.16 .- Selección del modelo para Simular.....	877
Figura 4.17 .- Determinación del comportamiento de flujo.....	888
Figura 4.18 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT02	899
Figura 4.19 Selección del modelo para Simular.....	90
Figura 4.20 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT02	91
Figura 4.21 Selección del modelo para Simular.....	92
Figura 4.22 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1 del POZO FICT 03.....	93
Figura 4.23 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1.2 del POZO FICT 03.....	944

Figura 4.24 Selección del modelo para Simular	944
Figura 4.25 Determinación del comportamiento de flujo	955
Figura 4.26 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT02	966

INDICE DE TABLAS

Tabla I. Datos obtenidos de la prueba de pozo	766
Tabla II. Datos obtenidos de presion fluyente y caudal	777
Tabla III. Datos obtenidos de la prueba de pozo	788
Tabla IV. Datos obtenidos de presión fluyente y caudal; Error! Marcador no definido. ⁹	
Tabla V. Datos obtenidos de presión fluyente y caudal.....	82
Tabla VI. Datos obtenidos de la prueba de pozo.....	83
Tabla VII. Datos obtenidos de presion fluyente y caudal.....	844
Tabla VIII. Datos obtenidos de la prueba de pozo.....	855
Tabla IX. Datos obtenidos de presion fluyente y caudal.....	866
Tabla X. Datos obtenidos de presion fluyente y caudal.....	899
Tabla XI. Datos obtenidos de la prueba de pozo.....	90
Tabla XII. Datos obtenidos de presion fluyente y caudal.....	91
Tabla XIII. Datos obtenidos de la prueba de pozo.....	92
Tabla XIV. Datos obtenidos de presion fluyente y caudal	93
Tabla XV. Datos obtenidos de presión fluyente y caudal	966

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Preámbulo

El rendimiento de un pozo de producción es una función de varias variables. Ejemplos de estas variables son tamaño de la tubería, tamaño del estrangulador y presiones del separador. Cambiar cualquiera de las variables alterará el rendimiento del pozo.

Las ventajas de los métodos de optimización no lineal son muchas. Usando técnicas de optimización no lineal, no hay límite para el número de variables de decisión que se puede optimizar al mismo tiempo.

El análisis de producción consiste en determinar la velocidad de flujo que produce las caídas de presión en cada componente del sistema de forma tal que la presión obtenida en el nodo funcional se encuentre dentro de una tolerancia de error especificada para las trayectorias de solución que comienzan en el reservorio y el nodo de salida. Más con frecuencia, el fondo del pozo se designa como el nodo funcional. En este caso, el análisis consiste en resolver el modelo para un caudal que satisface tanto el rendimiento de entrada / finalización y correlaciones de tuberías / líneas de flujo. La tasa de flujo de trabajo se obtiene cuando la presión es calculada a partir de las relaciones de entrada / finalización coincide con la presión del fondo del pozo calculada a partir de las correlaciones de tubería / línea de flujo en la región de condiciones de operación estables.

1.2. Planteamiento del Problema

1.2.1. Descripción del problema

Generalmente se han perforado solo pozos verticales debido al ahorro en costos que estos conllevan comparado con pozos horizontales que demandan de más tecnologías y por lo tanto el costo es mayor, pero se ve compensado con la tasa de producción que es mucho mayor debido a la mayor exposición del pozo en el área de drenaje dentro del reservorio.

Entonces, durante la vida productiva de un pozo existen problemas frecuentes que se pueden presentar, uno de los principales problemas que se va a estudiar en el desarrollo de este proyecto es la caída de producción debido a la depletación de la energía del reservorio, esto implica que el factor de recobro disminuya y no permita la recuperación de la inversión realizada en la perforación de pozos.

1.2.2. Justificación

La industria petrolera actualmente demanda de la utilización de nuevas tecnologías para poder incrementar la producción de un pozo de petróleo. Por lo tanto es necesario el análisis sobre la utilización de nuevas tecnologías que ayuden a incrementar la

tasa de producción del campo y por ende incrementar también el factor de recobro.

Con los antecedentes antes mencionados es necesario realizar un estudio muy profundo sobre el comportamiento de afluencia para pozos horizontales de largo alcance con la finalidad de aumentar el área de drenaje dentro del reservorio y así aumentar el factor de recobro.

1.2.3. Propuesta

A través del diseño de un algoritmo desarrollado en el software Matlab se busca determinar el mejor comportamiento Afluencia para pozos horizontales de largo alcance de los pozos en el campo ESPOL.

Además se analizará las tasas de producción que se pueden obtener variando el alcance del pozo mediante la simulación utilizando el algoritmo previamente mencionado, con la finalidad de mostrar las ventajas de los pozos de radio largo y alcance extendido.

1.3. Hipótesis

Se puede incrementar la producción de los pozos seleccionados (FICT01, FICT02 y FICT03) del campo ESPOL mediante la aplicación modelos matemáticos que me permitan obtener la tasa de producción de los pozos de largo alcance mediante la utilización de un algoritmo.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Desarrollar un algoritmo utilizando el software MATLAB para determinar el comportamiento de afluencia de los pozos horizontales de largo alcance (FICT01, FICT02 y FICT03) en el campo ESPOL.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Analizar los modelos matemáticos propuestos para determinar el comportamiento de afluencia de los pozos horizontales de largo alcance.
- Diseñar el algoritmo que permita calcular mediante simulaciones rápidas el comportamiento de afluencia de los pozos horizontales de largo alcance.

- Simular el comportamiento de afluencia de los pozos horizontales de largo alcance de los pozos comportamiento de afluencia de los pozos horizontales de largo alcance.
- Mencionar los beneficios que genera la utilización de este algoritmo propuesto.

1.5. Metodología de Estudio

La estrategia para el desarrollo del proyecto se muestra en la Figura

1.1:

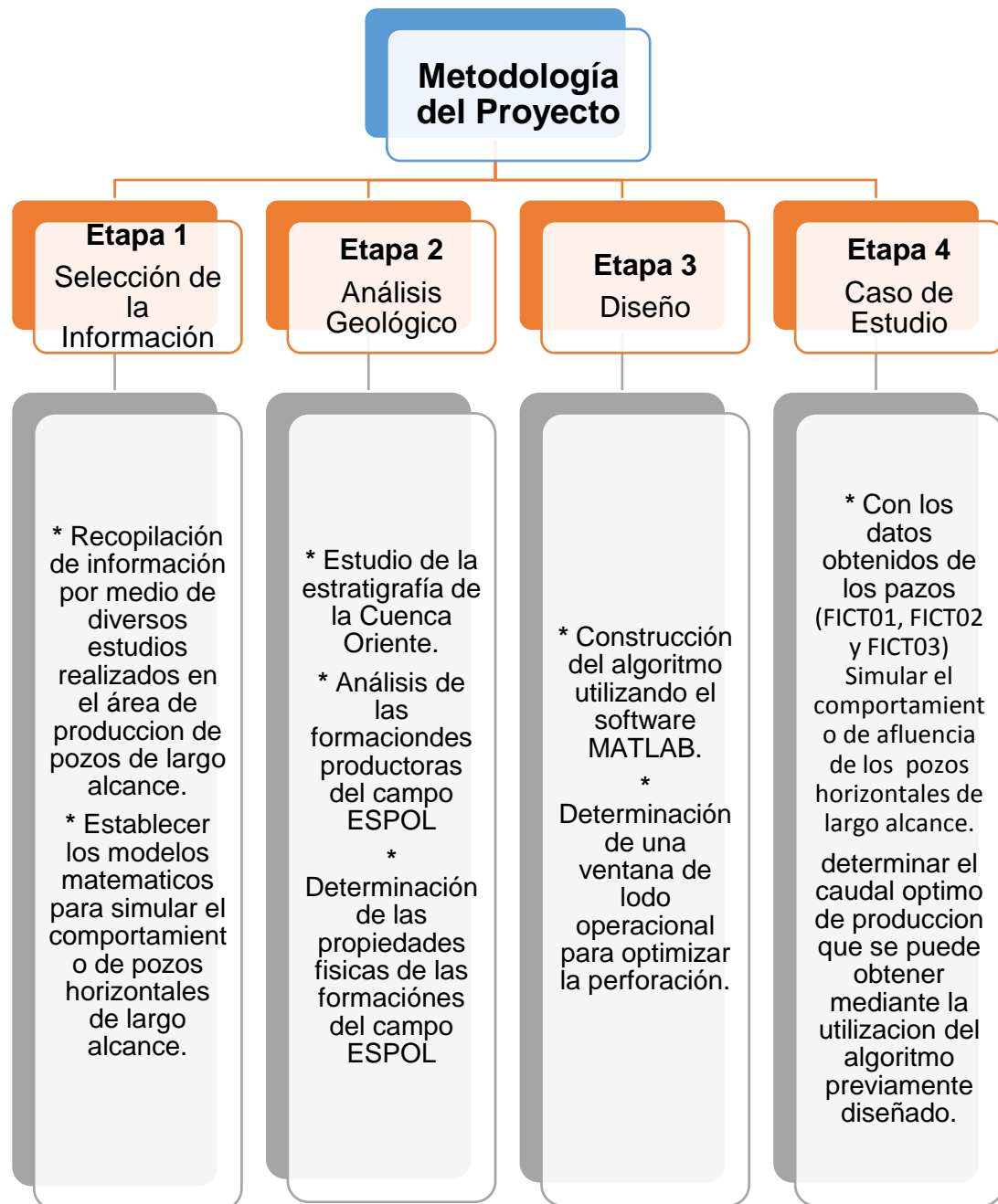


Figura1.1 Metodología del Proyecto

Fuente: Chuiza, A., 2017.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1. Geología Del Campo ESPOL

2.1.1. Generalidades Del Bloque ESPOL

El Bloque ESPOL operado por la compañía ESPOL Ecuador se encuentra en la región amazónica en el sector sur-oriental de la Amazonía Ecuatoriana, limitado al norte y al oeste con el Bloque 14 operado por la compañía Elf Hidocarbures Ecuateur, hacia el oeste y el sur con el Bloque 17 operado por Braspetro. El Bloque 16 está localizado a 220 kilómetros al sur-este de Quito y aproximadamente a 44 kilómetros al oeste del existente Campo Auca en el Oriente Ecuatoriano. Tres de las más grandes acumulaciones, el tren o tendencia ESPOLDaimi-Ginta están a lo largo de un sistema de fallas asociadas norte-sur. Las acumulaciones de Iro se encuentran en la parte baja del Bloque del lado limitante con la falla oeste. La acumulación más pequeña, está situada en la parte noroeste del Bloque y se extiende a través de la frontera norte del área reservada para Petroecuador. La figura 2.1 muestra los contornos de los yacimientos dentro del Bloque 16.

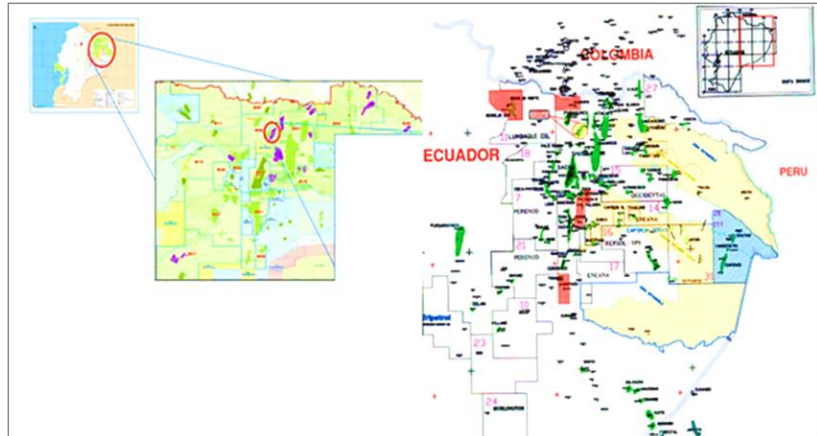


Figura 2.1 Ubicación del campo ESPOL
Fuente: PETROAMAZONAS EP., 2017.

2.2. Resumen Geológico Y Geofísico

Según ALEXIS F et al, los yacimientos productivos del Campo ESPOL son la Arenisca Terciaria Basal Tena y los yacimientos Cretácicos M-1 y Napo "U" Superior. La Arenisca Hollín Inferior contiene petróleo en el pozo ESPOL -1, Pero hasta la fecha no es considerada comercial por el fuerte acuífero, La arenisca Napo "T" Cretácica contiene petróleo, pero de baja gravedad API (~10°API) para ser explotado. Más de 800 pies de testigos de corona de los yacimientos del Campo ESPOL están disponibles y se los ha incorporado al presente modelo geológico. Los yacimientos productivos cubren una amplia variedad de ambientes depositacionales desde los valles con arreglos de canales distributarios de costa, y marino costa afuera. Cambios relativos en el nivel del mar se consideran que han tenido un impacto importante en la historia de

la depositación de los yacimientos. Un modelo geológico para el Campo ESPOL fue establecido para poder documentar y predecir la compleja y común presencia de cuerpos de arena, lutitas y sus geometrías.

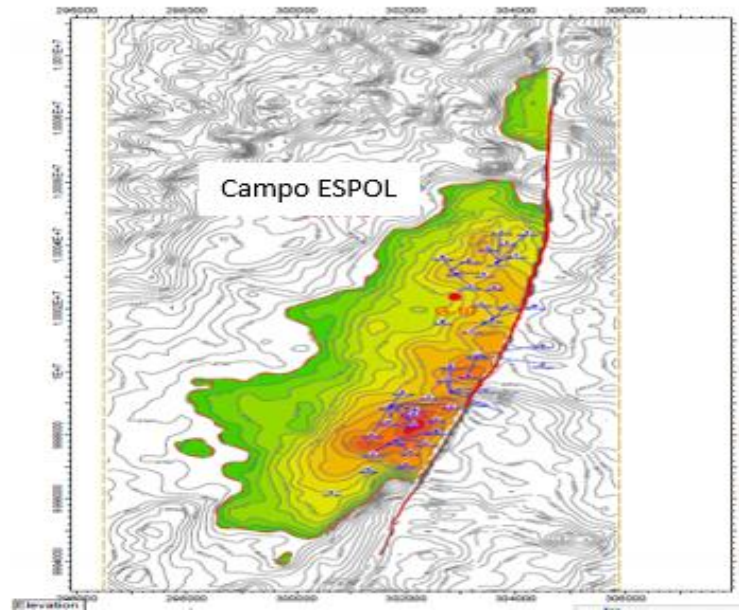


Figura 2.1 Mapa Estructural Campo ESPOL.
Fuente: PETROAMAZONAS EP., 2017.

El modelo geológico para el plan original de desarrollo fue bastante simple. En contraste, el último modelo geológico contiene numerosas capas y pone énfasis en la presencia y extensión de las barreras de permeabilidad o también llamadas zonas de reducida transmisibilidad. Toda evidencia importante sísmica e ingenieril fue incorporada al modelo. Una sección estratigráfica de la secuencia Basal Tena y la Napo M-1 3 para el área de ESPOL B se la presenta en el gráfico No. 1.2 y para el área de ESPOL A corresponde la figura 1.3

2.2.1. Estratigrafía Arenisca Basal Tena

La Arenisca Basal Tena es productiva tanto en el área de ESPOL A como en el área de ESPOL B, ya que son consideradas de gran potencial en la parte noreste de ESPOL A. La arenisca fue probada en los pozos ESPOL-1 y ESPOL-2, tomándose sólo testigos de coronas en los pozos ESPOL-2 y ESPOL B-1. El índice indica un ambiente fluvial de depositación. Una correlación del intervalo de la arenisca Basal Tena en todos los pozos verticales en el área sur se lo muestra en la figura No. 1.4. Los horizontes Basal Tena de la Napo y el marcador Intra Tena (menos de 70 pies sobre la formación Napo) puede ser seleccionado y trazados lateralmente; básicamente con la respuesta de la resistividad del registro. El horizonte Basal Tena, al tope de la formación Napo es una superficie de discordancia la cual podría representar un considerable salto geológico de tiempo. En los pozos Daimi 2, Ginta-1, e Iro 1 presentes en la gráfica No. 1.5 se muestra el horizonte con claridad estructuralmente alto en los tiempos de la Intra-Tena, pero estructuralmente bajo en las áreas de los pozos ESPOL 2, ESPOL 1 y Daimi 1. De ahí que la arenisca Basal Tena está restringida a las áreas estructuralmente bajas donde fue depositada con espesores que llegan hasta 18 pies de

espesores netos, a pesar de ser una capa fluvial de arena continua. La fuente de sedimentos en dirección NO a ONO fue determinada en base de consideraciones de paleogeografía y registros de buzamiento. ARENISCA NAPO M-1 Existe una gran cobertura de testigos de corona en la arenisca Napo M1 en el Campo ESPOL y las correlaciones en los campos ESPOL A, ESPOL B, y Daimi muestran una alta confiabilidad. La arenisca Napo M-1 en el área de ESPOL ha sido dividido en seis intervalos de unidades que combinadas producen cinco capas principales de yacimientos. INTERVALO A.- Varían en espesor de 36 pies en el pozo ESPOL 2 a 48 pies en los pozos ESPOL A-2 y ESPOL A-3, y constan predominantemente de la base de la unidad, de areniscas y lodolitas de ambiente de llanura de marea, y en la parte superior, de areniscas y lutitas de ambiente marino poco profundo. Este tren ancho y progresivo de marino profundo en la M-1 Superior se muestra como una característica de todos los campos del Sur. En el Campo ESPOL, la arenisca dentro de este intervalo es de capas delgadas y de relativa baja calidad, siendo muy difíciles resolver usando registros convencionales y los registros FMI que se encuentran disponibles para algunos pozos que no están calibrados con testigos 5 de corona. De cualquier manera, una capa delgada de

arenisca en la dirección de la base podría ser mapeada dentro de un área razonable. INTERVALO B.- Solamente fue penetrado en el área de ESPOL A, el cual varía de 16 a 33 pies de espesor, siendo de una secuencia de facies superior costera/playa y con una laminación de bajo ángulo, principalmente de arenisca de grano fino. Conociendo el ambiente de depositación, el cuerpo de arena se lo predice como elongado y paralelo a la paleo línea de costa (se cree que están en dirección noreste-suroeste) y de pasar a las lodolitas de ambiente marino poco profundo hacia el noroeste y lodolitas y limolitas de ambientes marinos marginales y continentales hacia el sureste. INTERVALO C.- No se lo penetró en el área de ESPOL A, en ESPOL B los espesores varían de 36 a 68 pies de estratificación cruzada de grano medio a fino y ocasionalmente grueso y arena guijarrosa, interpretándose como un depósito fluvial de canales apilados. Una arena de espesores y características sedimentarias similares se encuentra presente casi al mismo nivel en todos los pozos del sur y en el área Tivacuno, así como en los campos de Bogi-Capirón. La gran extensión lateral de estos cuerpos de areniscas fluviales, las cuales erosionan hacia sedimentos marinos y marino marginal, sugieren relleno de un valle, el cual

se formó como una respuesta al descenso relativo del nivel del mar.

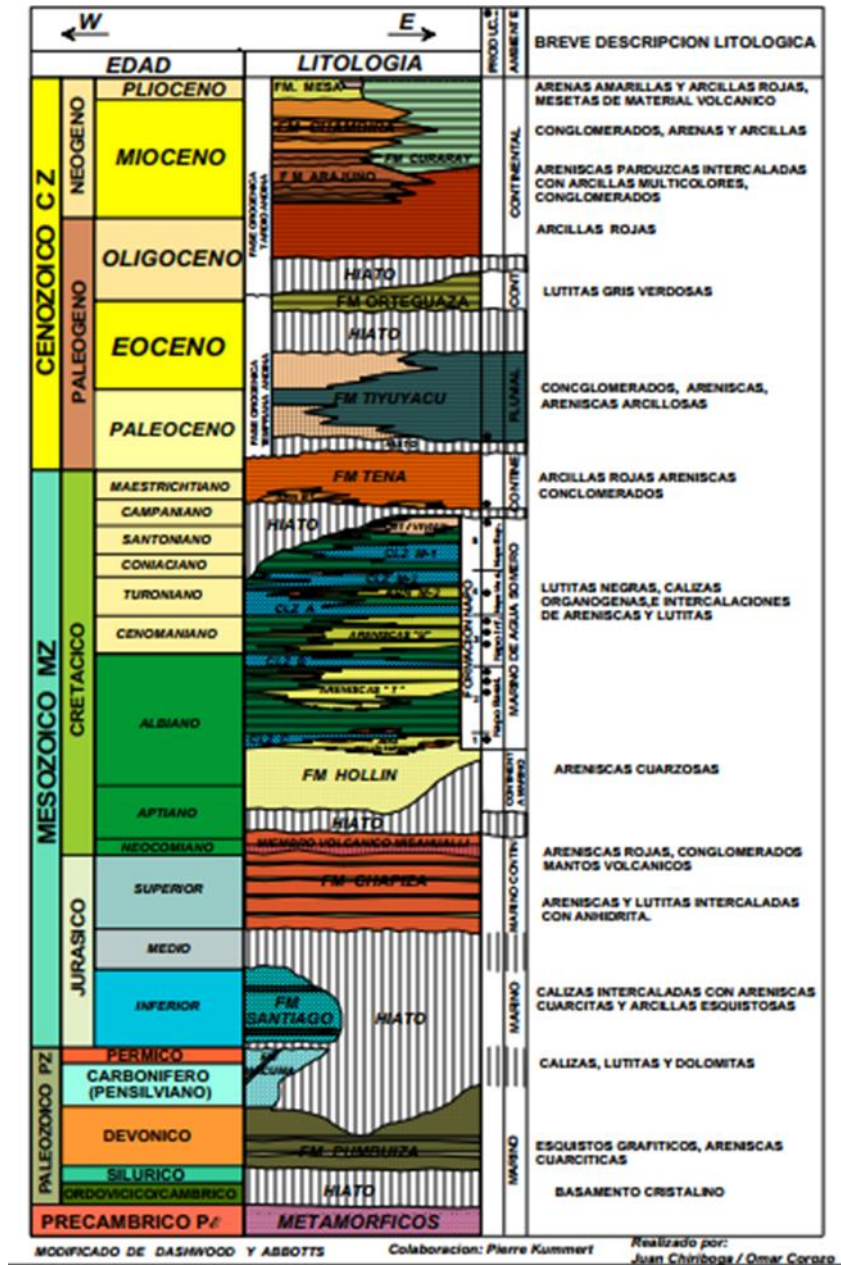


Figura 2.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.
Fuente: PETROAMAZONAS EP., 2017

De ahí que la base de la arenisca fluvial se considera como una baja superficie de erosión, la cual es correlacionada, por ejemplo, sobre el tope del intervalo B 6 en el pozo ESPOL A-1. El intervalo C erosiona sobre el intervalo B y en los topes de las unidades E y F, las isópacas de areniscas netas y brutas se encuentran en las figuras 1.5A y 1.5B. Las zonas delgadas de transmisibilidad reducida y lateralmente discontinuas se las predice estar presentes en forma no frecuente entre las historias depositacionales de canales. INTERVALO E.- Solamente fue penetrado en el área de ESPOL A y consiste en 57 pies de estratificación cruzada relleno de arenisca de grano medio a grueso, siendo interpretado como un relleno fluvial lleno. Esta unidad parece estar presente en el pozo Záparo 1 y en los campos Bogi y Tivacuno, pero es lateralmente equivalente a los sedimentos de llanura de marea (tidal flat), que se encuentran en los pozos ESPOL-1 y Daimi-1. Generalmente la extensión lateral de este cuerpo de arena sugiere un valle lleno el cual se formó como resultado inicial de una caída y subsecuente crecimiento relativo del nivel del mar. Un contorno cero se encuentra presente entre el ESPOL A-2 y el ESPOL-2 y los depósitos de marea plana al sur de este, posiblemente sean parte del sistema deltáico influenciado por mareas. La información paleográfica y paleocorriente indican que el transporte de sedimentos, y por ende la geometría del cuerpo, son de una dirección sureste a noreste. 7

INTERVALO F.- Es lateralmente equivalente al intervalo E y posee hasta 56 pies de depósitos de llanos de marea, arenosos y lodosos. Comúnmente se encuentran capas de lutitas delgadas y lateralmente discontinuas, más algunas barreras de permeabilidad limolíticas son de un espesor mayor (hasta 9 pies) y parecen ser continuas entre los pozos ESPOL-1, ESPOL 2 y Daimi 1. INTERVALO H.- Este intervalo consta de arenisca con un máximo espesor penetrado de 31 pies (ESPOL B-3). La arenisca se la ha interpretado como un canal complejo con una orientación noreste-sureste y de aproximadamente 2 kilómetros de extensión.

2.3. Características De Los Yacimientos M-1 Y Basal Tena Del Campo ESPOL

2.3.1. Propiedades Petrofísicas

Los parámetros petrofísicos fueron obtenidos del análisis de registros eléctricos de todos los pozos perforados en el campo ESPOL hasta 1997. Además, los análisis convencionales de núcleos fueron considerados para el ingreso de los datos. De estudios realizados obtenemos las propiedades petrofísicas promedio para los pozos del campo ESPOL yacimiento Basal Tena, mismas que son mostradas en la tabla (2.1), la cual nos muestra datos importantes de los pozos, sobre todo del pozo de

nuestro interés, el pozo D-1. Esta tabla nos ofrece información tal como espesor de la zona de pago 9 pies, porosidad 17 %, saturación de agua 29.35%, permeabilidad 1837 md. De igual modo la tabla (2.2) muestra la información petrofísica concerniente al yacimiento M-1, se muestra datos para el pozo D-1 tales como espesor de la zona de pago 34 pies, porosidad 20.47 %, saturación de agua 18.33%, permeabilidad 2778 mD.

2.3.2. Petróleo Original En El Sitio

De acuerdo a los estudios realizados en el campo ESPOL, el yacimiento Basal Tena tiene como petróleo original en el sitio 36,4 millones de barriles de petróleo, de los cuales se cuentan como reservas recuperables 3,19 millones de barriles de petróleo teniendo por tanto un factor de recobro de 8.76 % del crudo original. Por otra parte, en el yacimiento M-1 el contenido de petróleo original en el sitio asciende a 260,93 millones de barriles de petróleo, de los cuales se tiene como reservas recuperables 56.25 millones de barriles de petróleo, se tiene por tanto un factor de recobro del 21.56 % del crudo original. Si se toma en consideración ambos yacimientos, el petróleo original en el sitio asciende a 297,33 millones de barriles de petróleo con reservas recuperables de 59,44 millones de barriles de petróleo

dando como factor de recobro general el 19,99%. Cabe mencionar en esta parte, que las reservas recuperables han sido consideradas hasta el año 2011 debido a que hasta esa fecha está en vigencia el contrato de la compañía ESPOL ECUADOR INC. en el Estado ecuatoriano. Toda la información sobre las características de los yacimientos se presenta en la tabla (2.3).

2.3.3. Propiedades De Los Fluidos

Por no disponer de información del fluido producido del yacimiento Basal Tena para el pozo ESPOL D-1, se hace uso de una correlación de la información que se ha obtenido del fluido producido por el pozo ESPOL B, debido a que este pozo se encuentra en el mismo grupo de pozos que produce de la misma formación. De los análisis que se han realizado se resume lo siguiente: Saturación de agua crítica, $S_{wc} = 0.26$ Saturación de petróleo residual, $S_{or} = 0.25$ Permeabilidad relativa al petróleo, $K_{ro} = 0.70$ Permeabilidad relativa al agua, $K_{rw} = 0.15$ Relación de viscosidades = 0.0125 La información anterior es sumamente importante porque se sabe que la saturación crítica es la saturación a la que el petróleo comienza a fluir a medida que la saturación de petróleo aumenta. También se denomina saturación residual de petróleo al valor por debajo del cual no

puede reducirse la saturación en un sistema agua-petróleo. También se muestra datos importantes como presión de burbuja, igual a 546 lpc; gravedad API que de acuerdo a los análisis realizados en el crudo de Basal Tena del campo ESPOL, es igual a 17.7° y la relación gas petróleo (GOR) es de 78 MPCN/BL. Para el yacimiento M-1 se dispone de la información necesaria del fluido proveniente del pozo D-1 por ser este pozo productor de este yacimiento, antes de convertido en doble productor. Se tiene entonces la siguiente información: Saturación de agua crítica, $S_{wc} = 0.212$; Saturación de petróleo residual, $S_{or} = 0.25$; Permeabilidad relativa al petróleo, $K_{ro} = 0.80$; Permeabilidad relativa al agua, $K_{rw} = 0.30$; Relación de viscosidades = 0.0125. También se muestra datos importantes como presión de burbuja igual a 545 lpc; gravedad API que de acuerdo a los 15 análisis realizados, en el crudo de Napo M-1 para el campo ESPOL este es igual a 17.6° y la relación gas petróleo (RGP) es 54 MPCN/BL. Como el campo ESPOL está dividido en dos áreas, ESPOL A y ESPOL B, se presenta también la tabla (2.8) que muestra algunas de las características más importantes de los fluidos de ambos campos.

CAPÍTULO 3

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS HORIZONTALES

3.1. Comportamiento De Afluencia Para Pozos Horizontales De Largo Alcance

3.1.1. Introducción

A partir de la década de 1980, los pozos horizontales comenzaron a capturar una proporción cada vez mayor de la producción de hidrocarburos. Ellos demostraron ser exitosos en un gran número de aplicaciones que incluyen depósitos delgados ($h < 50 \text{ pies}$), aceite pesado, formaciones apretadas ($k < 0,1 \text{ md}$) con múltiples fracturas hidráulicas, reservorios altamente heterogéneos o incluso depósitos gruesos con buena permeabilidad vertical, k_v . La figura 1 presenta el patrón de drenaje de un pozo horizontal con una longitud, L . El concepto de pozos horizontales está extendiendo el contacto con el yacimiento, cambiando así el patrón de drenaje del flujo radial en pozos verticales a una combinación de radiales, y flujos elípticos. La reducción de la conificación de agua o gas es otro beneficio principal de los pozos horizontales.

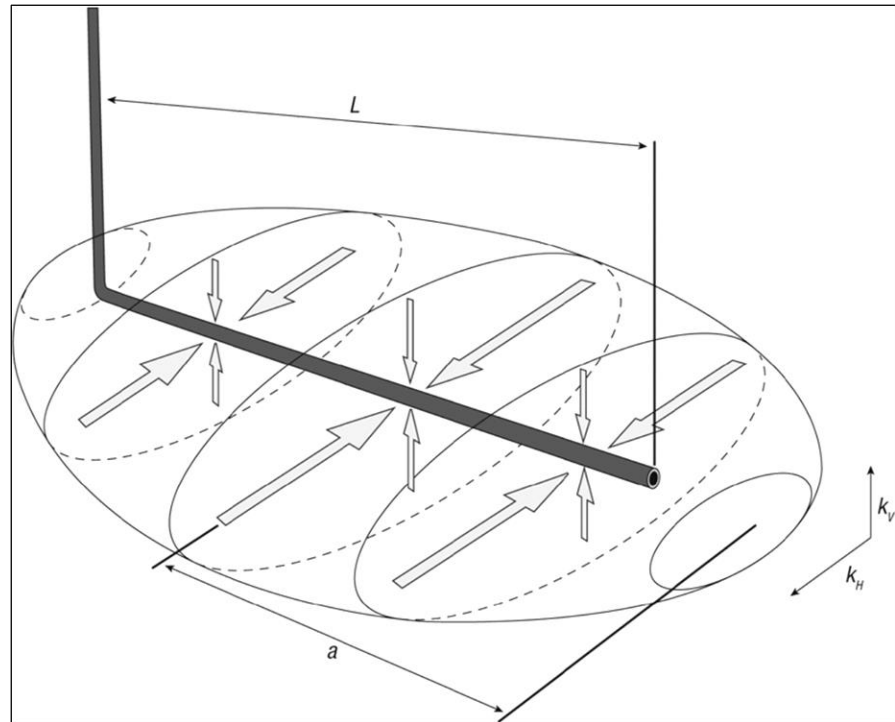


Figura 3.1 Afluencia de flujo en pozos horizontales
Fuente: Chuiza, A., 2017.

De particular importancia en la producción de pozos horizontales es la anisotropía de la permeabilidad horizontal a vertical. Se requiere una permeabilidad vertical suficiente para que un pozo horizontal sea beneficioso. La baja permeabilidad vertical o las discontinuidades en la permeabilidad vertical pueden hacer que los pozos horizontales no sean atractivos en formaciones relativamente gruesas. Otra cuestión a menudo ignorada es la anisotropía de la permeabilidad en el plano horizontal. Un pozo que se perfora de forma normal a la dirección de permeabilidad horizontal más grande sería un mejor productor que uno

perforado en una dirección arbitraria o normal a la menor permeabilidad horizontal. Cuanto mayor sea esta anisotropía de la permeabilidad, más importante será el acimut del pozo.

En un nuevo desarrollo de yacimientos, siempre se recomienda realizar mediciones antes de perforar un pozo horizontal. Estas medidas deben realizarse en un agujero piloto vertical. Las mediciones de tensión en el orificio piloto pueden identificar las direcciones de tensión horizontal máximas y mínimas. Aunque existen diferentes correlaciones entre el esfuerzo y la permeabilidad, casi siempre las direcciones del esfuerzo y permeabilidad coinciden: la orientación horizontal máxima del esfuerzo es a lo largo de la permeabilidad máxima y el esfuerzo horizontal mínima está a lo largo de la permeabilidad mínima. Por lo tanto, un pozo horizontal que no está destinado a ser fracturado hidráulicamente debe perforarse a lo largo de la dirección del esfuerzo horizontal mínima.

Una vez que un pozo se abre a la producción, se hace necesario, por no decir indispensable, evaluar la productividad del pozo a las condiciones en que se encuentra al momento de ponerlo a producir. Existen diversos métodos considerados como tradicionales que permiten elaborar curvas de comportamiento

de afluencia, las cuales a su vez permiten determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos.

De acuerdo a Álvarez Raya Rogelio El método de determinación de la capacidad productora es conocido como IPR (Inflow Performance Relationship) o bien, Relación de comportamiento de afluencia. Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de pozos, sean estos de aceite o de gas y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluvente de éste.

El régimen de drenaje de un pozo horizontal es principalmente diferente de un pozo vertical. La desviación de un patrón de flujo radial simple en un pozo vertical hace que los modelos de entrada para pozos horizontales sean más complejos. Modelos para el comportamiento horizontal de afluencia se desarrollaron sobre la base de supuestos de patrones de flujo. La mayoría de ellos son combinaciones de más de un patrón estándar (radial, lineal, elíptico o esférico). Con condiciones fronterizas asumidas -por ejemplo, modelos de estado estacionario o estado pseudo estacionario- están disponibles para predecir el comportamiento de afluencia del pozo. Para el flujo radial de acción infinita (límite transitorio), existen ecuaciones analíticas (Goode y Kuchuk,

1991; Ozkan, Yildiz y Kuchuk, 1998) que son útiles para propósitos de prueba. Pero la mayoría de los modelos contienen términos de suma infinita y no son convenientes para los cálculos del comportamiento de afluencia. En este manual sólo se discuten las ecuaciones de flujo para las condiciones de estado estacionario y pseudo estacionario.

3.2. Comportamiento del pozo para flujo estacionario

Dos modelos desarrollados por Joshi (1988) y Furui, Zhu y Hill (2003) para el comportamiento de afluencia para pozo horizontal en la condición de flujo en estado estacionario. En el modelo de Joshi el pozo se centra en un límite de drenaje elíptico. El modelo de Furui et al. se basa en una geometría de un pozo horizontal centrado en un límite de drenaje en forma de caja. La presión del depósito se supone constante en el límite para ambos modelos.

3.2.1. Modelo Vogel (1968)

Propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gasto adimensionales. La ecuación propuesta es:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \quad (3.1)$$

3.2.2. Método de Standing

Standing (1970) utilizó la ecuación de Vogel (1968) en combinación con la relación de Muskat (1937), concernientes a los índices de productividad presentes y futuros. El procedimiento requiere que se empleen cálculos de balance de materia para determinar saturaciones futuras a partir de las cuales se pueden obtener valores de las siguientes relaciones se utilizaron para desarrollar el método:

$$\frac{J_P}{J_F} = \left(\frac{\left(\frac{k_{ro}}{u_o B_o} \right)_p}{\left(\frac{k_{ro}}{u_o B_o} \right)_f} \right) \quad (3.2)$$

$$q_o = q_{omax2} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right] \quad (3.3)$$

3.2.3. Método de Fetkovich

Eickemer (1968) advirtió que si se toman las ecuaciones de Fetkovich (1973) para la presión estática a un tiempo y se divide entre la ecuación de flujo para la presión estática a un tiempo, se llega a una ecuación para determinar q_{omax} a un tiempo, con

el cual se puede utilizar la ecuación de Vogel directamente para preparar la curva de IPR.

$$q_o = J(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3.4)$$

3.2.4. Modelo de Joshi

El modelo de flujo en estado estacionario desarrollado por Joshi (1988) fue uno de los primeros modelos analíticos para el comportamiento de afluencia en pozos horizontales. Joshi derivó una ecuación para el caudal a un pozo horizontal de longitud L añadiendo una solución para la resistencia al flujo en el plano horizontal con la solución para la resistencia al flujo en el plano vertical y teniendo en cuenta de vertical a horizontal la anisotropía.

Considerando un pozo horizontal que se extiende en la dirección x en un depósito de espesor h , Joshi trató la entrada de pozos horizontal como una combinación del flujo en el plano $x - y$ y el flujo en el plano $y - z$ por separado, como se muestra en la Figura 2. El flujo bidimensional en el plano $x - y$ en un pozo de longitud L tendrá isobaras elípticas en estado estacionario (la imagen de la derecha en la figura 2), por lo que suponiendo una elipse de drenaje con una longitud de eje mayor $2a$ y una presión constante en el límite de drenaje da

$$q_h = \frac{2\pi k\Delta p}{\mu\beta_o \ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right)} \quad (3-5)$$

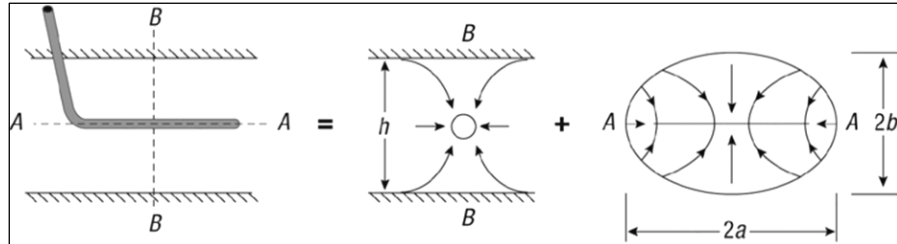


Figura 3.2 Comportamiento de afluencia de la forma del pozo
Fuente: Chuiza, A., 2017.

Ésta se multiplicó por el espesor del yacimiento para aproximar la producción de un pozo plano (una pila de pozos horizontales o una fractura completamente penetrante e infinitamente conductora). El flujo en el plano vertical $y - z$ (la imagen central en la figura 5-2) se aproximó a un flujo radial desde el límite vertical situado a una distancia $h/2$ del pozo, donde, curiosamente, se presume que la presión es la misma como en el límite horizontal elíptico. Esta suposición produce

$$q_v = \frac{2\pi k\Delta p}{\mu\beta_o \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)} \quad (3-6)$$

Ésta se multiplicó por la longitud total del pozo, L , para sumar las contribuciones de flujo $y - z$ de todo el pozo. A continuación, las resistencias de flujo $\Delta p / q$ para los planos $x - y$ y $y - z$ se sumaron y se equipararon a $\Delta p / q$ para que el pozo diera el flujo de entrada para una formación isotrópica como:

$$q = \frac{2\pi k_H h \Delta p}{\mu \beta_o \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right)} \quad (3-7)$$

Para un reservorio anisotrópico, la ecuación 5-3 se convierte en (Economides, Deimbacher, Brand y Heinemann, 1991):

$$q = \frac{k_H h (p_e - p_{wf})}{141.2 \mu \beta_o \ln \left(\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) \right)} \quad (3-8)$$

Donde la relación de anisotropía, I_{ani} , se define como

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad (3-9)$$

Con k_H como permeabilidad horizontal y k_V como permeabilidad vertical.

La ecuación 5-4 se expresa en unidades de campo petrolífero de STB / d para la tasa del aceite, la permeabilidad es en md , el espesor en $pies$, la presión en psi y la viscosidad en cp . La dimensión clave del yacimiento en la Ecuación 5-4 es a , la mitad de la longitud de la elipse de drenaje en el plano horizontal. El eje menor de la elipse (Figura 5-2b) se fija por la especificación de la longitud del pozo y la longitud del eje mayor, $2a$, ya que los extremos del pozo son los focos de la elipse. Joshi relacionó la dimensión a con un radio de drenaje cilíndrico equivalente al igualar las áreas de la elipse a la de un cilindro de radio r_e , produciendo

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\}^{0.5} \quad (3-10)$$

La ecuación 5-4 se deriva de un pozo que está centrado en el volumen de drenaje, tanto vertical como horizontalmente. La selección del valor apropiado del parámetro, a , es una parte importante de la aplicación de esta ecuación. Debe seleccionarse sobre la base de la mejor información disponible sobre la extensión del área de drenaje, ya sea en la dirección del pozo (dirección x) o en la dirección horizontal perpendicular al pozo (dirección y). Joshi presentó una modificación al modelo

(no presentada aquí) para explicar la excentricidad en el plano vertical.

3.3. Flujo Pseudo estacionario

Los modelos de estado de afluencia de estado pseudo estacionario, suponen que el yacimiento está limitado por límites no fluyentes y que la presión disminuye de manera uniforme en el yacimiento.

3.3.1. Modelo de Babu y Odeh

En el modelo de Babu y Odeh (1988, 1989), el sistema físico es un área de drenaje en forma de caja con un pozo horizontal con radio r_w y longitud $L = (x_2 - x_1)$, colocada en paralelo a la dirección x , como se muestra en Figura 5-5. El depósito tiene una longitud en la dirección x de b , una anchura en la dirección horizontal perpendicular al pozo (dirección y) de a , y un espesor de h . El pozo puede estar en cualquier ubicación arbitraria en este reservorio, excepto que el pozo debe estar en la dirección x y no puede estar demasiado cerca de ningún límite. La ubicación del pozo se define especificando la posición del talón del pozo como si estuviera en x_1 , y_o y z_o , con respecto al origen localizado en una esquina del reservorio.

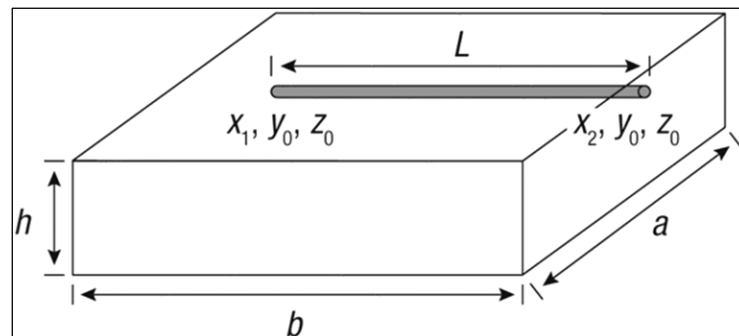


Figura 3.3 Geometría del reservorio

Fuente: Chuiza, A., 2017.

El modelo de Babu y Odeh se basa en el flujo radial en el plano $y - z$, con la desviación del área de drenaje de una forma circular, en este plano contabilizada con un factor de geometría, y el flujo de más allá del pozo en la dirección x explicado con un factor de penetración parcial de piel. Obsérvese que el factor de geometría de Babu y Odeh está relacionado inversamente con el comúnmente usado factor de forma Dietz (Dietz, 1965). Así, la ecuación de entrada de Babu y Odeh es

$$q = \frac{\sqrt{k_y k_z} b (\bar{p} - p_{wf})}{141.2 B_o \mu \left[\ln \left(\frac{A^{0.5}}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + s_R + s \right]} \quad (3-11)$$

En la Ecuación 5-23, A es el área de la sección transversal (ah , Figura 5-5), C_H es el factor de forma, s_R es el factor de piel de penetración parcial, y s incluye cualquier otro factor de la piel,

como la completación o daño de los efectos de piel. El factor de forma, C_H , explica la desviación de la forma del área de drenaje de la posición cilíndrica y la salida de la ubicación del pozo desde el centro del sistema (Figura 5-5). El factor de piel de penetración parcial, s_R , explica el flujo desde el depósito situado más allá de los extremos del pozo en la dirección x , y es igual a cero para un pozo horizontal completamente penetrante.

El corazón del modelo Babu y Odeh son procedimientos para calcular el factor de forma y el factor de piel de penetración parcial. Estos parámetros se obtuvieron simplificando la solución de la ecuación de difusividad para la geometría del yacimiento del paralelepípedo y comparándola con la ecuación de flujo entrada (Ecuación 5-23). Babu y Odeh resolvieron la ecuación de difusividad tridimensional con una condición límite de pozo de flujo constante (flujo uniforme) en el pozo y sin flujo a través de los límites del yacimiento usando el enfoque de función de Green. De esta manera, se obtuvieron las siguientes correlaciones para el factor de forma y factor de piel de penetración parcial.

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left[\frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left(\frac{y_0}{a} \right)^2 \right] - \ln \left(\sin \frac{\pi z_0}{h} \right) \quad (3-12)$$

$$- 0.5 \ln \left[\left(\frac{a}{h} \right) \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right] - 1.088$$

o en términos de la relación de anisotropía, I_{ani} ,

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{I_{ani} h} \left[\frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left(\frac{y_0}{a} \right)^2 \right] - \ln \left(\sin \frac{\pi z_0}{h} \right) \quad (3-13)$$

$$- 0.5 \ln \left[\left(\frac{a}{I_{ani} h} \right) \right] - 1.088$$

s_R se evalúa para dos casos diferentes, dependiendo de las dimensiones horizontales del reservorio. El primer caso es para un depósito que es relativamente ancho [es decir, el depósito se extiende más lejos en la dirección horizontal perpendicular al pozo que en la dirección de la trayectoria del pozo ($a > b$)]. El segundo caso es para un depósito largo ($b > a$). Los criterios particulares para el caso 1 son:

$$\frac{a}{\sqrt{k_x}} \geq 0.75 \frac{b}{\sqrt{k_y}} > 0.75 \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

Luego

$$s_R = P_{xyz} + P'_{xy}, \quad (3-14)$$

Donde

$$P_{xyz} = \left(\frac{b}{L} - 1\right) \left[\ln \frac{h}{r_w} + 0.25 \ln \frac{k_y}{k_z} - \ln \left(\sin \left(\frac{\pi z_0}{h} \right) \right) - 1.84 \right] \quad (3-15)$$

Y

$$P'_{xy} = \frac{2b^2}{Lh} \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} \left\{ F \left(\frac{L}{2b} \right) + 0.5 \left[F \left(\frac{4x_{mid} + L}{2b} \right) - F \left(\frac{4x_{mid} - L}{2b} \right) \right] \right\} \quad (3-16)$$

Donde x_{mid} es la coordenada x del punto medio del pozo,

$$x_{mid} = \frac{x_1 + x_2}{2} \quad (3-17)$$

Y

$$F \left(\frac{L}{2b} \right) = - \left(\frac{L}{2b} \right) \left[0.145 + \ln \left(\frac{L}{2b} \right) - 0.137 \left(\frac{L}{2b} \right)^2 \right]. \quad (3-18)$$

$F((4x_{mid} + L)/2b)$ y $F((4x_{mid} - L)/2b)$ en la Ecuación 5-28 son evaluados como sigue, tomando el argumento, $(4x_{mid} + L)/2b$ o $(4x_{mid} - L)/2b$, como X . Si los valores de X son menores o iguales a 1, $F(X)$ Se calcula mediante la ecuación 5-30 con el argumento de $L/2b$ reemplazado por X . De lo contrario, si X es mayor que 1, entonces $F(X)$ se calcula por

$$F(X) = (2 - X)[0.145 + \ln(2 - X) - 0.137(2 - X)^2] \quad (3-19)$$

Con X o bien $(4x_{mid} + L)/2b$ o $(4x_{mid} - L)/2b$.

Los criterios para el caso 2 son:

$$\frac{b}{\sqrt{k_y}} \geq 1.33 \frac{a}{\sqrt{k_x}} > \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

Para este caso,

$$s_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy}, \quad (3-20)$$

Donde

$$P_y = \frac{6.28b^2 \sqrt{k_y k_z}}{ah k_x} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{x_{mid}}{b} + \frac{x_{mid}^2}{b^2} \right) + \frac{L}{24b} \left(\frac{L}{b} - 3 \right) \right] \quad (3-21)$$

Y

$$P_{xy} = \left(\frac{b}{L} - 1 \right) \left(\frac{6.28a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right) \left(\frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left(\frac{y_0}{a} \right)^2 \right) \quad (3-22)$$

Donde P_{xyz} en la Ecuación 5-32 es el mismo que se define en la Ecuación 5-27.

3.3.2. Modelo de Economides et al.

Economides et al. (1991; Economides, Brand y Frick, 1996) desarrollaron un modelo completamente general para uno o más pozos horizontales o laterales integrando fuentes puntuales de longitud unitaria en "cajas" sin límite de flujo para crear trayectorias o trayectorias arbitrarias de pozos. La figura 5-6 muestra una fuente de línea con trayectoria arbitraria dentro de un volumen de drenaje paralelepípedo. Este enfoque de modelado ha permitido muchos modelos útiles tanto para el comportamiento de flujo transitorio como pseudo estacionario de pozos verticales, desviados y horizontales con y sin fracturas.

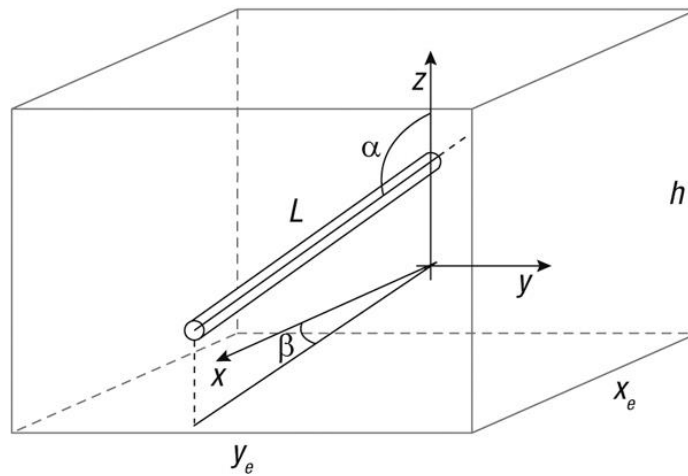


Figura 3.4 Inclinación del pozo dentro del reservorio

Fuente: Chuiza, A., 2017.

El índice de productividad “ J ”, está relacionado con la presión adimensional (en unidades de campo petrolífero):

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{\bar{k}x_e}{887.22B\mu \left(p_D + \frac{x_e}{2\pi L} \sum s \right)} \quad (3-23)$$

\bar{k} es la permeabilidad media geométrica del depósito dada por la raíz cúbica de los tres valores de permeabilidad direccional, $\bar{k} = \sqrt[3]{k_x k_y k_z}$. $\sum s$ es la suma de todos los factores de daño y pseudo factores de piel. Los cálculos dimensionados se basan en la longitud del yacimiento, x_e , y L es la longitud del pozo horizontal.

La solución generalizada a la presión adimensional, p_D , comienza con un comportamiento transitorio de tiempo temprano y termina con un estado pseudoestable si se sienten todos los límites de drenaje. En ese momento, el p_D tridimensional $(3 - D)p_D$ se descompone en una parte bidimensional $(2 - D)$ y una unidimensional $(1 - D)$,

$$P_D = \frac{x_e C_H}{4\pi h} + \frac{x_e}{2\pi L} s_x \quad (3-24)$$

Donde C_H es un factor de "forma", característico de configuraciones de pozos y reservorios en el plano horizontal, y s_x es el factor piel que representa los efectos de flujo vertical.

La Tabla 5-1 contiene una biblioteca de factores de forma aproximados.

Tabla 5-1. Factores de forma para varias configuraciones de pozos individuales, multilaterales y múltiples













	$x_e = 4y_e$	L/x_e 0.25	C_H 3.77		$x_e = y_e$	$L/x_e = 0.75$	ϕ 0	1.49
		0.5	2.09				30	1.48
		0.75	1.00				45	1.48
		1	0.26				75	1.49
	$x_e = 2y_e$	0.25	3.19		$x_e = y_e$	$L_x/L_y = 0.4$	$L_y = 2L_x$	1.10
		0.5	1.80				$L_y = L_x$	1.88
		0.75	1.02				$L_y = 0.5L_x$	2.52
		1	0.52					
	$x_e = y_e$	0.25	3.55		$x_e = y_e$	$L_x/L_y = 0.4$	$L_y = 2L_x$	0.79
		0.4	2.64				$L_y = L_x$	1.51
		0.5	2.21				$L_y = 0.5L_x$	2.04
		0.75	1.49					
	$2x_e = y_e$	0.25	4.59		$x_e = y_e$	$L_x/L_y = 0.4$	$L_y = 2L_x$	0.66
		0.5	3.26				$L_y = L_x$	1.33
		0.75	2.53				$L_y = 0.5L_x$	1.89
		1	2.09					
	$4x_e = y_e$	0.25	6.69		$x_e = y_e$	$L_x/L_y = 0.4$	$L_y = 2L_x$	0.59
		0.5	5.35				$L_y = L_x$	1.22
		0.75	4.63				$L_y = 0.5L_x$	1.79
		1	4.18					
	$x_e = y_e$	0.25	2.77					
		0.5	1.47					
		0.75	0.81					
		1	0.46					
	$x_e = y_e$	0.25	2.66					
		0.5	1.36					
		0.75	0.69					
		1	0.32					

Figura 3.5 Coeficientes de forma de pozos

Fuente: Chuiza, A., 2017.

La expresión de este efecto de piel (después de Kuchuk, Goode, Brice, Sherrard y Thambynayagam, 1990) es

$$s_x = \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) + \frac{h}{6L} + s_e \quad (3-25)$$

Y s_e , describiendo efectos de excentricidad en la dirección vertical, es

$$s_e = \frac{h}{L} \left[\frac{2z_w}{h} - \frac{1}{2} \left(\frac{2z_w}{h} \right)^2 - \frac{1}{2} \right] - \ln \left[\sin \left(\frac{\pi z_w}{h} \right) \right], \quad (3-26)$$

Donde z_w es la distancia vertical desde el pozo hasta el fondo de la zona de pago. Se es despreciable si el pozo se coloca cerca del centro vertical del depósito.

La forma en que Economides et al. (1996) trabaja es que las longitudes, radios y salidas azimutales se ajustan con anisotropía de permeabilidad y luego se usan las variables ajustadas para el cálculo. Así,

Longitud:

$$L' = L a^{-1/3} \beta \quad (3-27)$$

Radio del pozo:

$$r'_w = r_w \frac{a^{2/3}}{2} \left(\frac{1}{a\beta} + 1 \right) \quad (3-28)$$

Con

$$a = \sqrt{\frac{(k_x k_y)^{1/2}}{k_z}} \quad (3-29)$$

Y

$$\beta = \left(\sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \cos^2 \phi + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \sin^2 \phi \right)^{1/2} \quad (3-30)$$

Donde el ángulo es la salida entre la trayectoria del pozo y la dirección x del drenaje del yacimiento.

De manera similar, para las dimensiones del yacimiento:

$$x' = x \frac{\sqrt{k_y k_z}}{k} \quad y' = y \frac{\sqrt{k_x k_z}}{k} \quad z' = z \frac{\sqrt{k_x k_y}}{\bar{k}} \quad (3-31)$$

CAPÍTULO 4

DISEÑO DEL ALGORITMO Y SIMULACIÓN DE RESULTADOS

4.1. Introducción sobre el uso de Algoritmos

La ingeniería de yacimientos y producción deben decidir una mejor estrategia de gestión para la explotación de cada recurso petrolero; típicamente, este es la estrategia que maximizará el rendimiento económico de un campo. En particular especificando las tasas de extracción durante la vida útil de los reservorios. A partir de esto, las decisiones sobre la construcción de instalaciones de procesamiento y tuberías seguirá un enfoque cuantitativo a la búsqueda del mejor cronograma de producción.

Incluso cuando se considera un solo un campo independiente, encontrar el mejor horario puede ser un problema no trivial, porque todos los modelos más simples son probablemente no lineales y contienen discontinuidades. En tales casos, el problema es aún más difícil. El número total de tasas de producción es, por supuesto, proporcionalmente más grande, pero la complejidad adicional surge de la interdependencia de campos. Hay grados de libertad adicionales, es decir, los respectivos tiempos de cada campo; y, además, los costos asociados con cada campo dependen de la suma de las tasas de producción de algunos o todos de los otros campos.

Los algoritmos matemáticos de búsqueda y optimización pueden simplificar el proceso de planificación. Una clase particularmente bien adaptada de algoritmos para las optimizaciones de petróleo y gas son

genéticos Algoritmos. Este documento discutirá la aplicación de genética de Algoritmos en la optimización de la producción de petróleo y gas.

Mostraremos que los algoritmos genéticos son excelentes en manejando modelos comerciales precisos y complejos, no lineales.

Esta clase de algoritmos es capaz de escalar hacia arriba de unos miles de proyectos, mucho más allá del alcance de la tradición métodos. Los algoritmos genéticos son capaces de generar múltiples 'buenas' soluciones, proporcionando una oportunidad para explorar características alternativas de las producciones, incluido el valor y medidas de riesgo.

Los estudios relacionados con la optimización del rendimiento del yacimiento son muy amplios, pero la mayoría se centran en el pozo colocación, número y tipo de pozos, programación de producción y de inyección de pozos, y funcionamiento condiciones. Además, el comportamiento del yacimiento solo puede predecirse mediante simulación numérica debido a su dependencia de muchas variables, como variables geológicas (arquitectura del yacimiento, variables de producción, etc.), variables monetarias (precios del petróleo y el gas) e incertidumbres del yacimiento. Esto hace una tremenda diferencia de escenarios que deben ser probados por ingenieros. Sin embargo, la

configuración de cada escenario lleva tiempo y la gran cantidad de alternativas hace que esta tarea sea costosa, larga e incluso interminable.

4.2. Desarrollo del algoritmo

Para el desarrollo del algoritmo que permita calcular el comportamiento de afluencia del pozo se utilizara el software Matlab en la cual se realizara una interfaz que le permita al usuario interactuar de una forma amigable con el algoritmo.

El algoritmo se procedió a escribir en una ventana auxiliar de MATLAB de acuerdo a la siguiente forma.

```
<deployment-project plugin="plugin ezdeploy" plugin-version="1.0">
  <configuration build-checksum="2994902133"
file="C:\Users\Usuario\Desktop\EJERCICIOS MATLAB
GUIDE\PROGRAMA IPR COMPLETO\IPR_CALCULATION.prj"
location="C:\Users\Usuario\Desktop\EJERCICIOS MATLAB
GUIDE\PROGRAMA IPR COMPLETO" name="IPR_CALCULATION"
preferred-package-location="C:\Users\Usuario\Desktop\EJERCICIOS
MATLAB GUIDE\PROGRAMA IPR
COMPLETO\IPR_CALCULATION\for_redistribution" preferred-
package-type="package.type.exe"
```

```
target="target.ezdeploy.standalone" target-name="Application  
Compiler">
```

```
<param.appname>IPR_CALCULATION</param.appname>
```

```
<param.icon />
```

```
<param.icons />
```

```
<param.version>1.0</param.version>
```

```
<param.authnamewatermark>MEREJILDO-NÁJERA-  
LÓPEZ</param.authnamewatermark>
```

```
<param.email>gabriel_rock993@hotmail.com</param.email>
```

```
<param.company />
```

```
<param.summary />
```

```
<param.description>Mediante la herramienta Matlab, se calcula la  
curva IPR de acuerdo a los siguientes métodos:
```

```
//VOGEL METHOD
```

```
//STANDING METHOD
```

```
//FETKOVICH METHOD</param.description>
```

```
<param.screenshot>${PROJECT_ROOT}\EL  
MUNDO.jpg</param.screenshot>
```

```
<param.guid />
```

```
<param.net.saved.interface />
```

```
<param.installpath.string>\IPR_CALCULATION\  
</param.installpath.string>
```

```
<param.installpath.combo>option.installpath.programfiles</param.installpath.combo>
```

```
<param.logo />
```

```
<param.install.notes />
```

```
<param.intermediate>${PROJECT_ROOT}\IPR_CALCULATION\for_testing</param.intermediate>
```

```
<param.files.only>${PROJECT_ROOT}\IPR_CALCULATION\for_distribution_files_only</param.files.only>
```

```
<param.output>${PROJECT_ROOT}\IPR_CALCULATION\for_distribution</param.output>
```

```
<param.enable.clean.build>>false</param.enable.clean.build>
```

<param.user.defined.mcr.options />

<param.embed.ctf>true</param.embed.ctf>

<param.target.type>subtarget.standalone</param.target.type>

<param.support.packages />

<param.required.mcr.products>

<item>35000</item>

<item>35010</item>

<item>35001</item>

</param.required.mcr.products>

<param.web.mcr>true</param.web.mcr>

<param.package.mcr>true</param.package.mcr>

<param.no.mcr>false</param.no.mcr>

<param.web.mcr.name>MyAppInstaller_web</param.web.mcr.name>

<param.package.mcr.name>MyAppInstaller_mcr</param.package.mcr.name>

<param.no.mcr.name>MyAppInstaller_app</param.no.mcr.name>

```
<param.windows.command.prompt>>true</param.windows.command.p  
rompt>
```

```
<param.create.log>>false</param.create.log>
```

```
<param.log.file />
```

```
<unset>
```

```
<param.icon />
```

```
<param.icons />
```

```
<param.version />
```

```
<param.company />
```

```
<param.summary />
```

```
<param.guid />
```

```
<param.net.saved.interface />
```

```
<param.installpath.string />
```

```
<param.installpath.combo />
```

```
<param.logo />
```

```
<param.intermediate />
```

```
<param.files.only />
```

<param.output />

<param.enable.clean.build />

<param.user.defined.mcr.options />

<param.embed.ctf />

<param.target.type />

<param.support.packages />

<param.web.mcr />

<param.no.mcr />

<param.web.mcr.name />

<param.package.mcr.name />

<param.no.mcr.name />

<param.windows.command.prompt />

<param.create.log />

<param.log.file />

</unset>

<fileset.main>

<file>\${PROJECT_ROOT}\IPR_CALCULATION1.m</file>

```
</fileset.main>
```

```
<fileset.resources>
```

```
<file>${PROJECT_ROOT}\C3.jpg</file>
```

```
<file>${PROJECT_ROOT}\EL MUNDO.jpg</file>
```

```
<file>${PROJECT_ROOT}\FETKOVICH.fig</file>
```

```
<file>${PROJECT_ROOT}\FETKOVICH.m</file>
```

```
<file>${PROJECT_ROOT}\IPR_CALCULATION1.fig</file>
```

```
<file>${PROJECT_ROOT}\IPR_CALCULATION1.m</file>
```

```
<file>${PROJECT_ROOT}\P2.jpg</file>
```

```
<file>${PROJECT_ROOT}\P3.jpg</file>
```

```
<file>${PROJECT_ROOT}\UPSE.jpg</file>
```

```
</fileset.resources>
```

```
<fileset.package />
```

```
<build-deliverables>
```

```
<file
```

```
location="${PROJECT_ROOT}\IPR_CALCULATION\for_testing"
```

```
name="readme.txt"
```

```
optional="true">C:\Users\Usuario\Desktop\EJERCICIOS MATLAB
```

GUIDE\PROGRAMA IPR

COMPLETO\IPR_CALCULATION\for_testing\readme.txt</file>

<file

location="{PROJECT_ROOT}\IPR_CALCULATION\for_testing"

name="splash.png"

optional="false">C:\Users\Usuario\Desktop\EJERCICIOS MATLAB

GUIDE\PROGRAMA IPR

COMPLETO\IPR_CALCULATION\for_testing\splash.png</file>

<file

location="{PROJECT_ROOT}\IPR_CALCULATION\for_testing"

name="IPR_CALCULATION.exe"

optional="false">C:\Users\Usuario\Desktop\EJERCICIOS MATLAB

GUIDE\PROGRAMA IPR

COMPLETO\IPR_CALCULATION\for_testing\IPR_CALCULATION.ex

e</file>

</build-deliverables>

<workflow />

<matlab>

<root>C:\Program Files\MATLAB\MATLAB Production

Server\R2015a</root>


```
<toolboxes>

  <toolbox name="matlabhdlcoder" />

  <toolbox name="fixedpoint" />

  <toolbox name="embeddedcoder" />

  <toolbox name="matlabcoder" />

</toolboxes>

<toolbox>

  <matlabhdlcoder>

    <enabled>true</enabled>

  </matlabhdlcoder>

</toolbox>

<toolbox>

  <fixedpoint>

    <enabled>true</enabled>

  </fixedpoint>

</toolbox>

<toolbox>
```

```
<embeddedcoder>  
  
  <enabled>true</enabled>  
  
</embeddedcoder>  
  
</toolbox>  
  
<toolbox>  
  
  <matlabcoder>  
  
    <enabled>true</enabled>  
  
  </matlabcoder>  
  
</toolbox>  
  
</matlab>  
  
<platform>  
  
  <unix>false</unix>  
  
  <mac>false</mac>  
  
  <windows>true</windows>  
  
  <win2k>false</win2k>  
  
  <winxp>false</winxp>  
  
  <vista>false</vista>
```

```
<linux>>false</linux>  
  
<solaris>>false</solaris>  
  
<osver>6.2</osver>  
  
<os32>>false</os32>  
  
<os64>>true</os64>  
  
<arch>win64</arch>  
  
<matlab>>true</matlab>  
  
</platform>  
  
</configuration>  
  
</deployment-project>
```

En la siguiente figura se puede observar la interfaz del algoritmo desarrollado.



Figura 4.1 Interfaz del programa
Fuente: Chuiza, A., 2017.

La siguiente grafica muestra la interfaz para que el usuario ingrese los datos y proceder a calcular las curvas de comportamiento de afluencia del pozo.

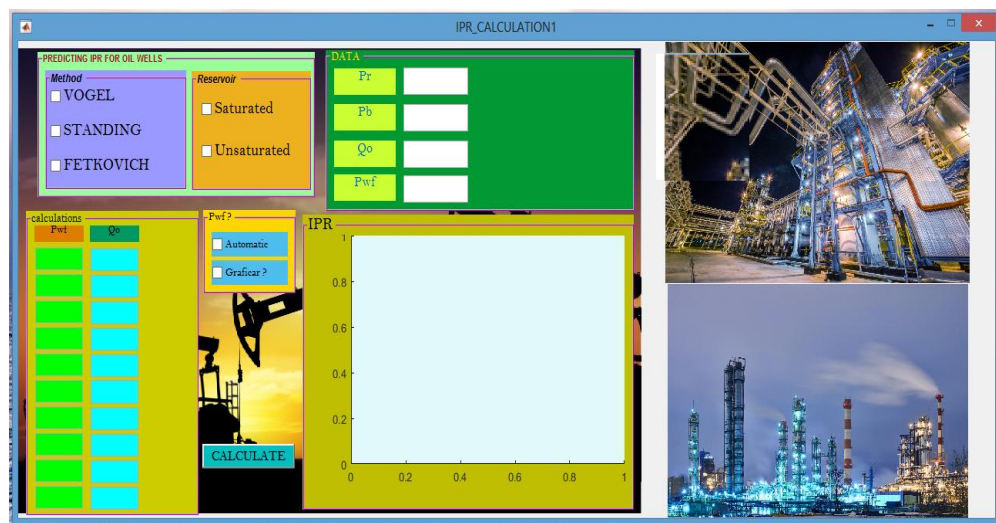


Figura 4.2 Interfaz de ingreso de datos
Fuente: Chuiza, A., 2017.

La interfaz de la figura anterior muestra los métodos que utiliza el algoritmo para determinar el comportamiento de afluencia del pozo, el tipo de reservorio Saturado o Sobresaturado, la ventana en la que muestra los datos (puntos Pwf, Qo) y la ventana donde muestra la curva estimada del comportamiento del pozo.

4.3. Simulación de Resultados

4.3.1. POZO FICT01

- **Método de VOGEL**, para este caso el tipo de reservorio es saturado.

The image shows a software interface for predicting IPR for oil wells. It has two main sections: 'Method' and 'Reservoir'. In the 'Method' section, 'VOGEL' is selected with a checked checkbox, while 'STANDING' and 'FETKOVICH' are unselected. In the 'Reservoir' section, 'Saturated' is selected with a checked checkbox, while 'Unsaturated' is unselected.

Figura 4.3 Selección del modelo para Simular

Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla I. Datos obtenidos de la prueba de pozo

DATA	
Pr psig	3000
Pb psig	1800
Qo STB/day	500
Pwf psig	2700

Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla II. Datos obtenidos de Presión fluente y caudal

calculations Pwf	Qo
3000	0
2900	171.835
2625	617.733
2250	1162.79
1875	1635.17
1500	2034.88
1125	2361.92
750	2616.28
375	2797.97
0	2906.98

Fuente: Chuiza, A., 2017.

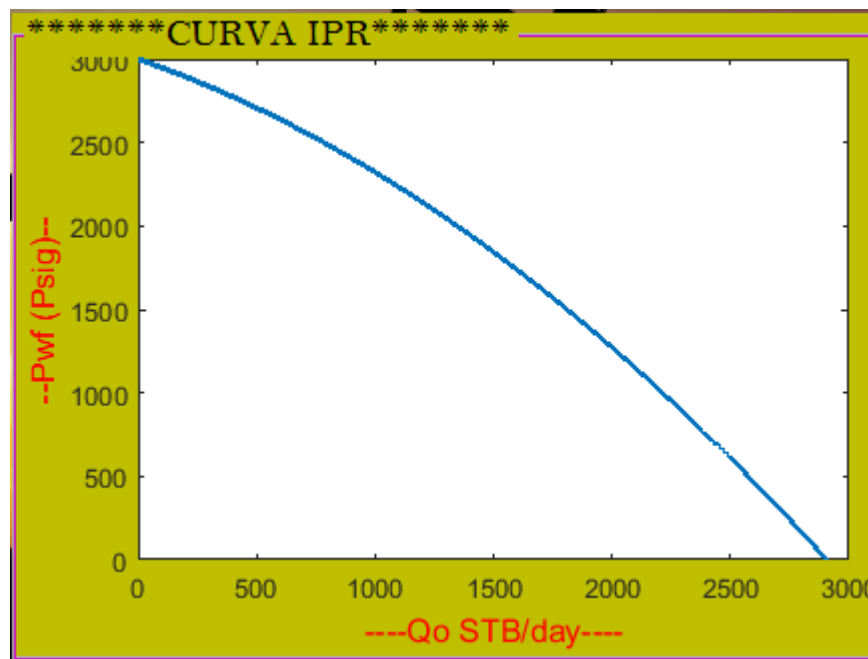
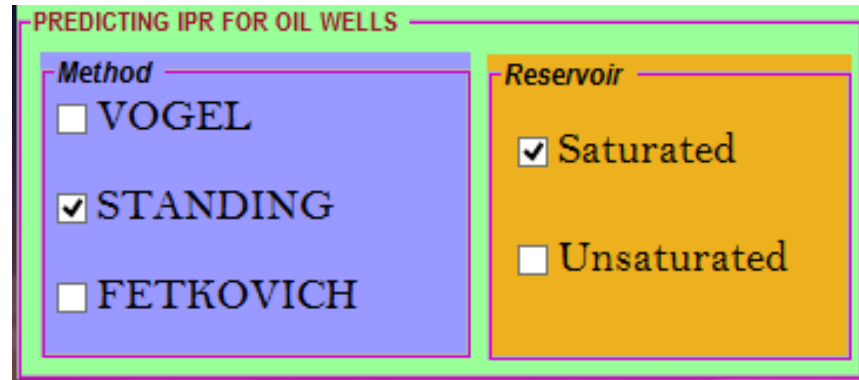


Figura 4.4 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT01

Fuente: Chuiza, A., 2017.

- **Método de STANDING**, para este caso el tipo de reservorio es saturado.



PREDICTING IPR FOR OIL WELLS

Method

VOGEL

STANDING

FETKOVICH

Reservoir

Saturated

Unsaturated

Figura 4.5 Selección del modelo para Simular
Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla III. Datos obtenidos de la prueba de pozo

DATA			
Pr psig	3000	FE (test)	1
Pb psig	1800	FE(actual)	1.2
Qo STB/day	500		
Pwf psig	2700		

Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla IV. Datos obtenidos de presión fluyente y caudal

calculations		
Pwf	Qo test	Qo actual
3000	0	0
2900	171.835	205.581
2625	617.733	732.558
2250	1162.79	1360.47
1875	1635.17	1883.72
1500	2034.88	2302.33
1125	2361.92	2616.28
750	2616.28	2825.58
375	2797.97	0
0	2906.98	3125.58

Fuente: Chuiza, A., 2017.

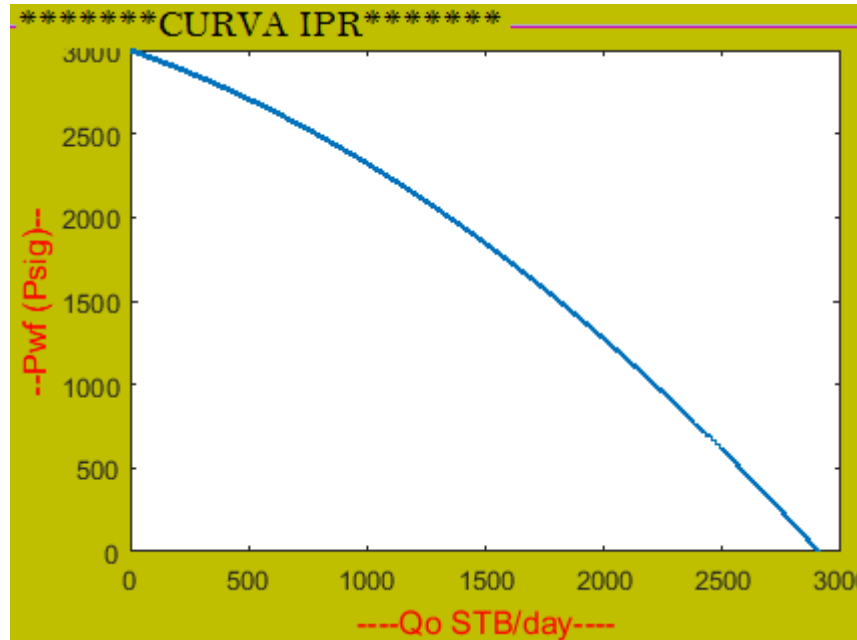


Figura 4.6 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1.

Fuente: Chuiza, A., 2017.

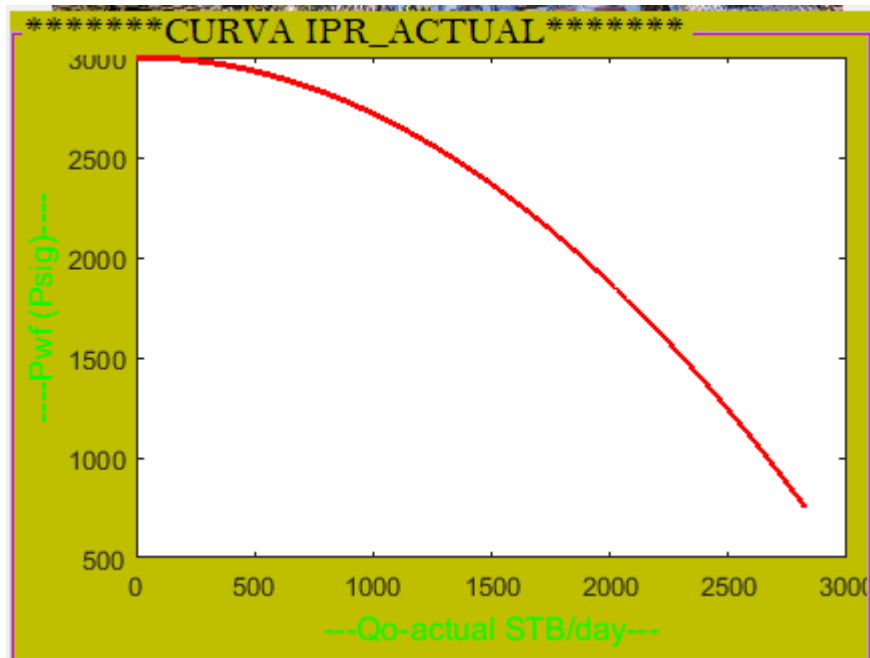


Figura 4.7 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1.2

Fuente: Chuiza, A., 2017.

- **Método de FETCOVICH**, para este caso el tipo de reservorio es saturado.

The screenshot shows a software interface titled "PREDICTING IPR FOR OIL WELLS". Under the "Method" section, three options are listed: VOGEL, STANDING, and FETKOVICH. The FETKOVICH option is selected with a checked checkbox.

Method	Selected
VOGEL	<input type="checkbox"/>
STANDING	<input type="checkbox"/>
FETKOVICH	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 4.8 Selección del modelo para Simular

Fuente: Chuiza, A., 2017.

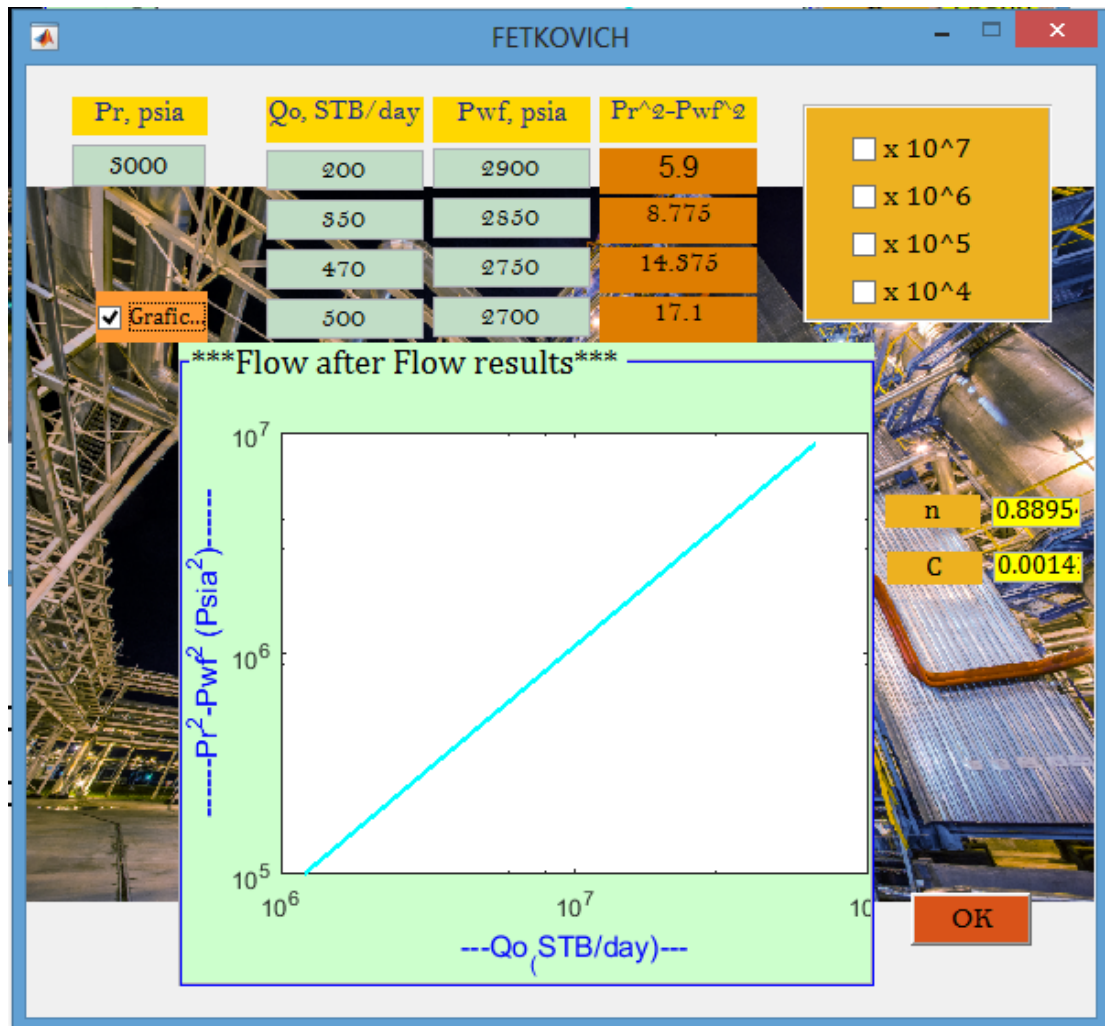


Figura 4.9 Determinación del comportamiento de flujo
Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla V. Datos obtenidos de presión fluyente y caudal

calculations	
Pwf	Qo
3000	0
2900	194.033
2625	602.645
2250	1049.99
1875	1409.93
1500	1695.96
1125	1914.28
750	2068.33
375	2160.08
0	2190.55

Fuente: Chuiza, A., 2017.

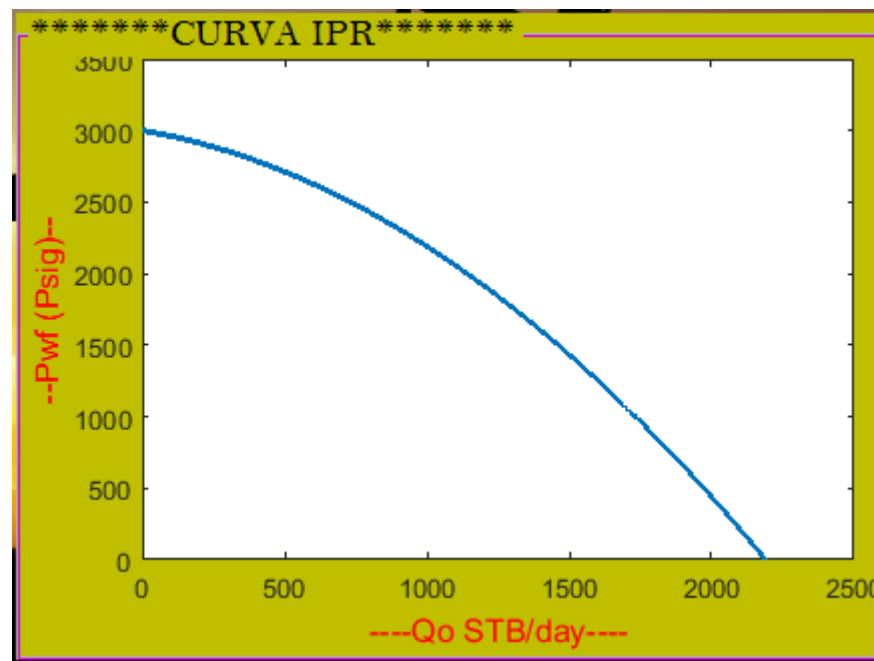


Figura 4.10 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT01

Fuente: Chuiza, A., 2017.

4.3.2. POZO FICT02

- **Método de VOGEL**, para este caso el tipo de reservorio es saturado.

The screenshot shows a software window titled "PREDICTING IPR FOR OIL WELLS". It contains two panels. The left panel, titled "Method", has three radio button options: "VOGEL" (which is selected with a checkmark), "STANDING", and "FETKOVICH". The right panel, titled "Reservoir", has two radio button options: "Saturated" (which is selected with a checkmark) and "Unsaturated".

Figura 4.11 Selección del modelo para Simular
Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla VI. Datos obtenidos de la prueba de pozo

DATA	
Pr psig	3400
Pb psig	1800
Qo STB/day	400
Pwf psig	2300

Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla VII. Datos obtenidos de presión fluvente y caudal

calculations	
Pwf	Qo
3000	0
2900	198.473
2625	295.802
2250	414.99
1875	518.563
1500	606.523
1125	678.869
750	735.6
375	776.718
0	802.221

Fuente: Chuiza, A., 2017.

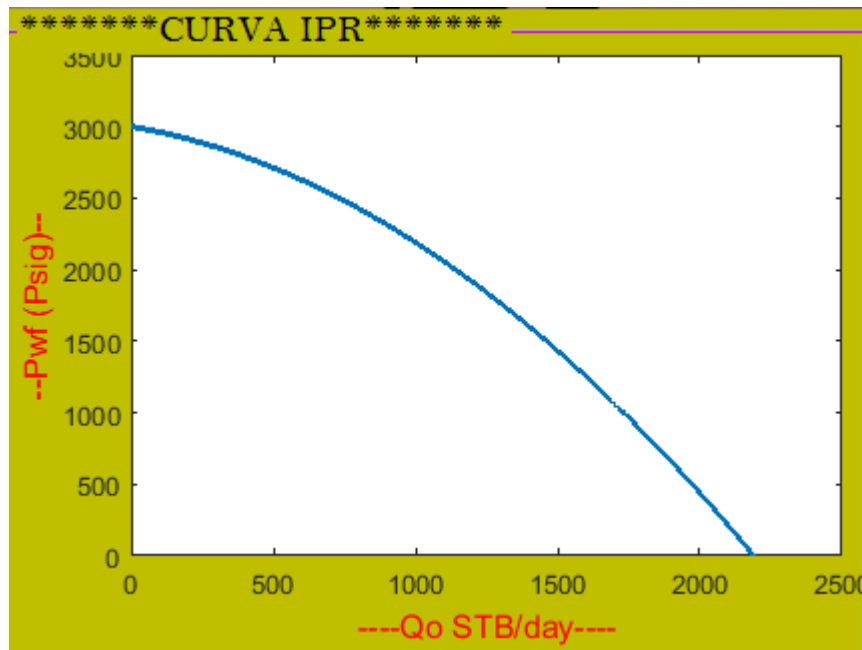
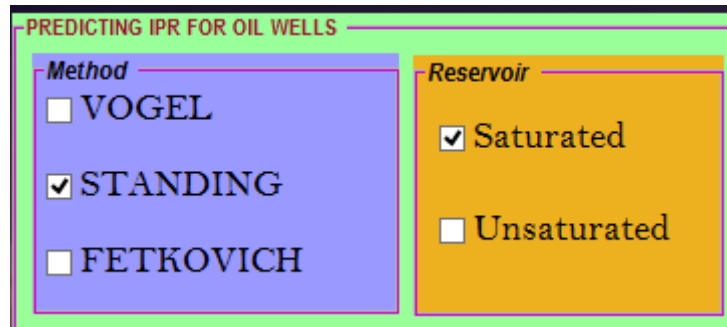


Figura 4.12 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT02

Fuente: Chuiza, A., 2017.

- **Método de STANDING**, para este caso el tipo de reservorio es saturado.



PREDICTING IPR FOR OIL WELLS

Method

VOGEL

STANDING

FETKOVICH

Reservoir

Saturated

Unsaturated

Figura 4.13 Selección del modelo para Simular
Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla VIII. Datos obtenidos de la prueba de pozo

DATA			
Pr psig	3400	FE (test)	1
Pb psig	1800	FE(actual)	1.2
Qo STB/day	400		
Pwf psig	2300		

Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla IX. Datos obtenidos de Presión fluente y caudal

calculations		
Pwf	Qo test	Qo actual
3000	0	0
2900	198.473	234.837
2625	293.802	346.939
2250	414.99	480.366
1875	518.563	591.289
1500	606.523	679.728
1125	678.869	743.682
750	733.6	789.152
375	776.718	0
0	802.221	862.348

Fuente: Chuiza, A., 2017.

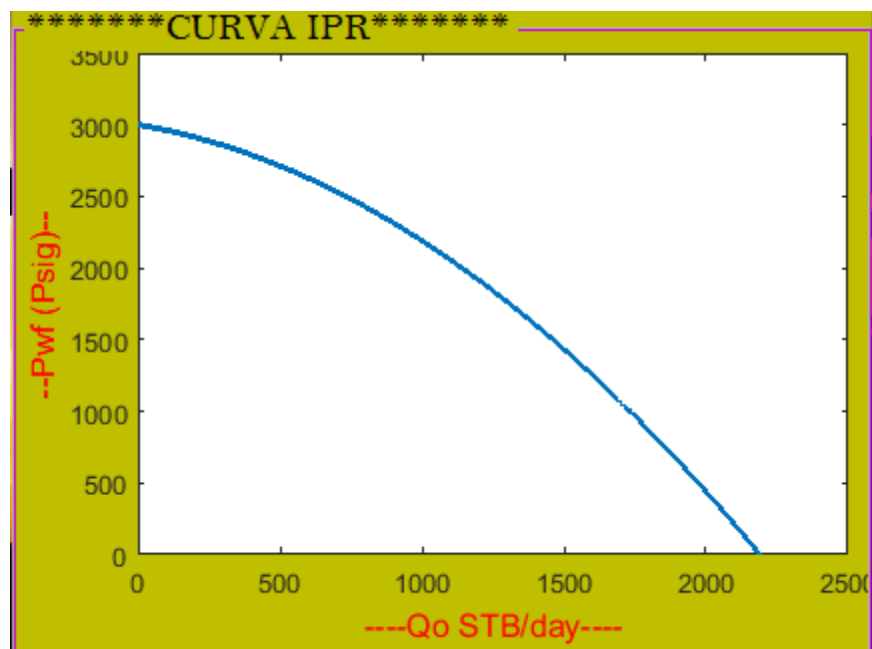


Figura 4.14 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1 del POZO FICT 02

Fuente: Chuiza, A., 2017.

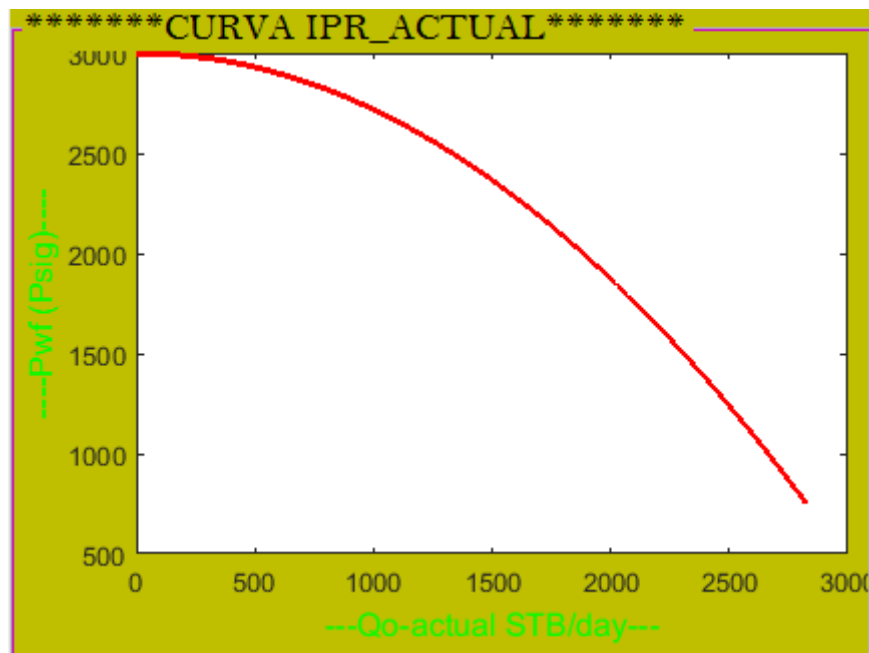


Figura 4.15 .- Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1.2 del POZO FICT 02
Fuente: Chuiza, A., 2017.

- **Método de FETKOVICH**, para este caso el tipo de reservorio es saturado.

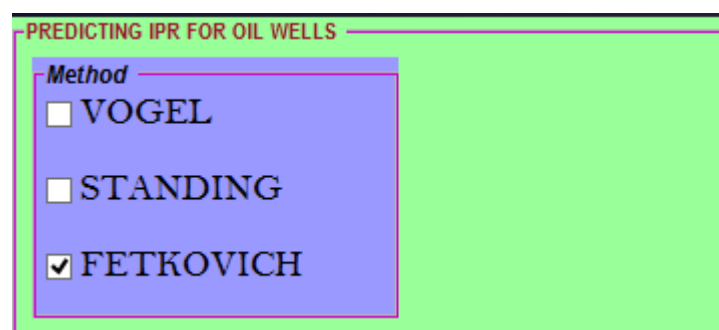


Figura 4.16 .- Selección del modelo para Simular
Fuente: Chuiza, A., 2017.

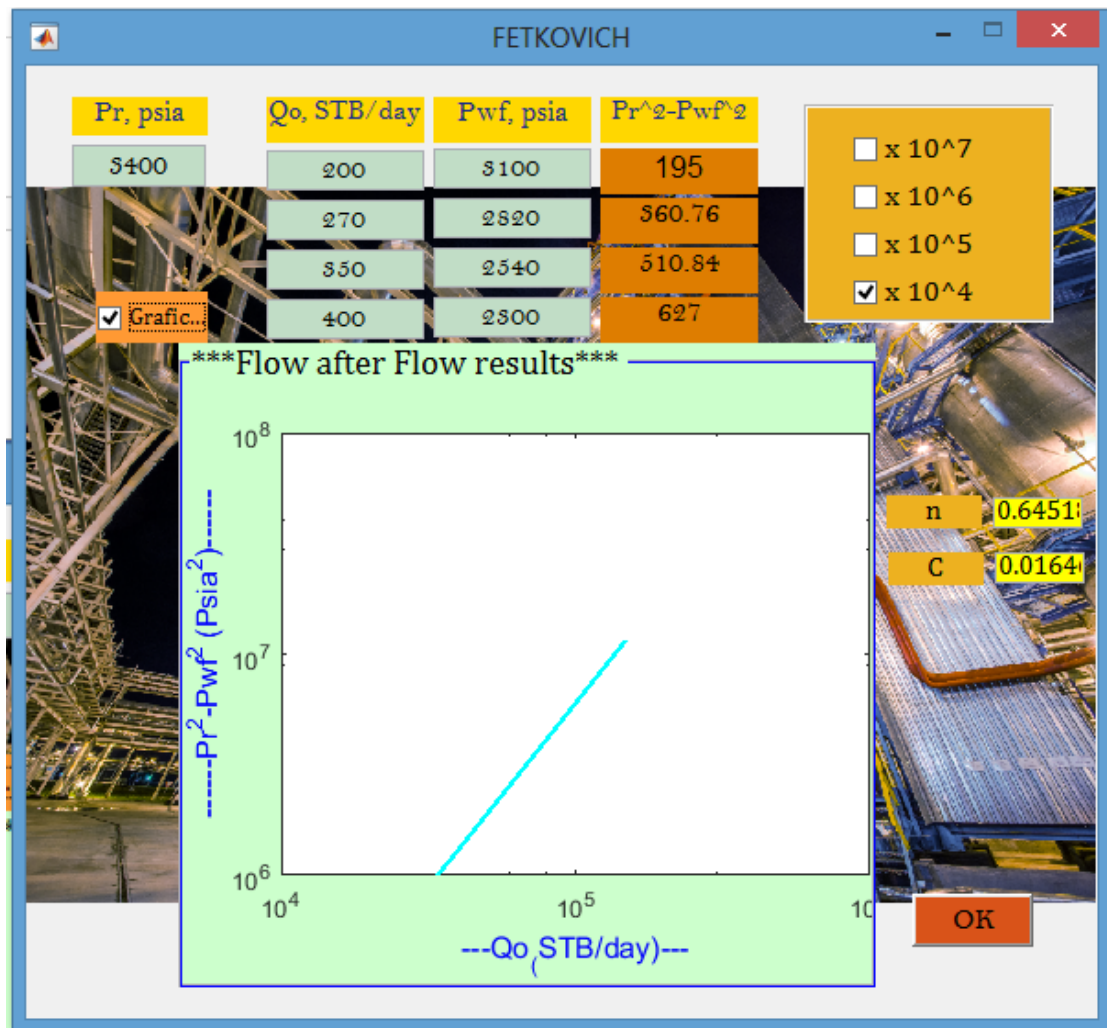


Figura 4.17 .- Determinación del comportamiento de flujo
Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla X. Datos obtenidos de Presión fluente y caudal

calculations	
Pwf	-Qo-
3400	0
2900	256.554
2625	330.728
2250	409.304
1875	469.769
1500	516.209
1125	550.792
750	574.779
375	588.909
0	593.578

Fuente: Chuiza, A., 2017.

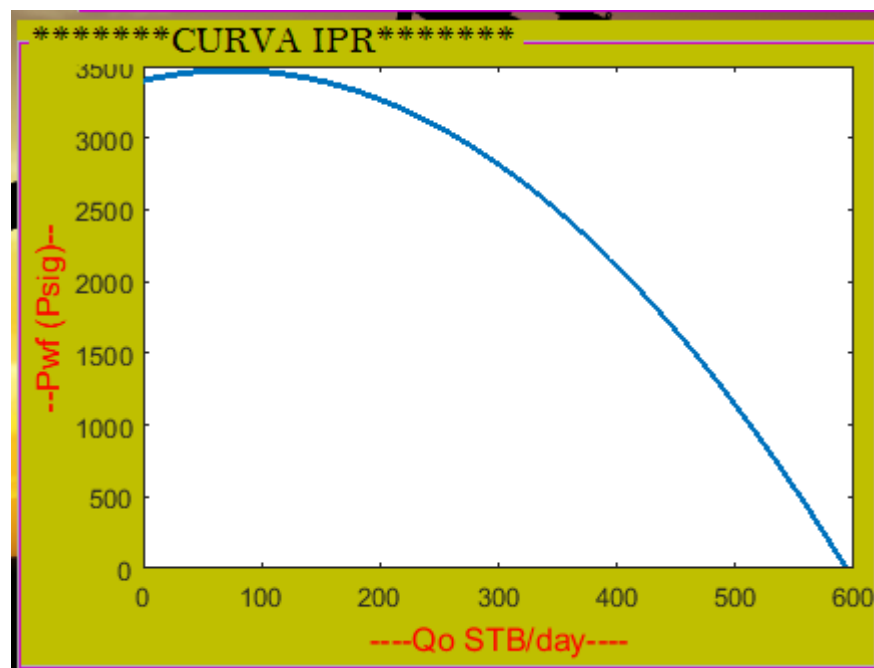


Figura 4.18 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT02

Fuente: Chuiza, A., 2017.

4.3.3. POZO FICT03

- **Método de VOGEL**, para este caso el tipo de reservorio es saturado.

The screenshot shows a software interface for predicting IPR for oil wells. It is divided into two main sections: 'Method' and 'Reservoir'. In the 'Method' section, the 'VOGEL' option is selected with a checked checkbox, while 'STANDING' and 'FETKOVICH' are unselected. In the 'Reservoir' section, the 'Saturated' option is selected with a checked checkbox, while 'Unsaturated' is unselected.

Figura 4.19 Selección del modelo para Simular
Fuente: Chuiza, X., 2017.

Tabla XI. Datos obtenidos de la prueba de pozo

DATA	
Pr psig	3100
Pb psig	1800
Qo STB/day	820
Pwf psig	2500

Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla XII. Datos obtenidos de Presión fluente y caudal

calculations	
Pwf	Qo
3100	0
2900	290.484
2625	661.895
2250	1116.11
1875	1510.03
1500	1843.66
1125	2116.99
750	2330.03
375	2482.78
0	2575.23

Fuente: Chuiza, A., 2017.

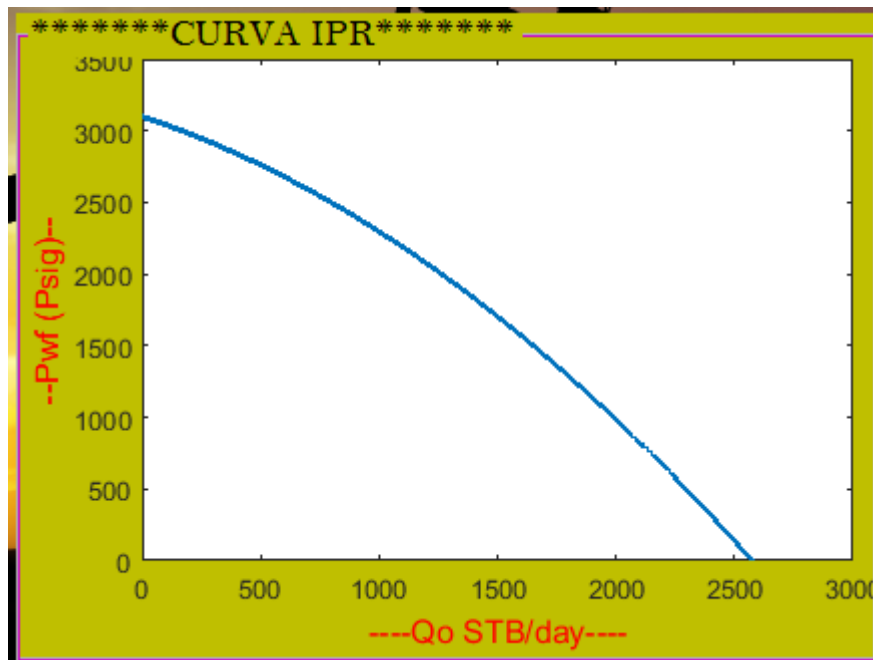
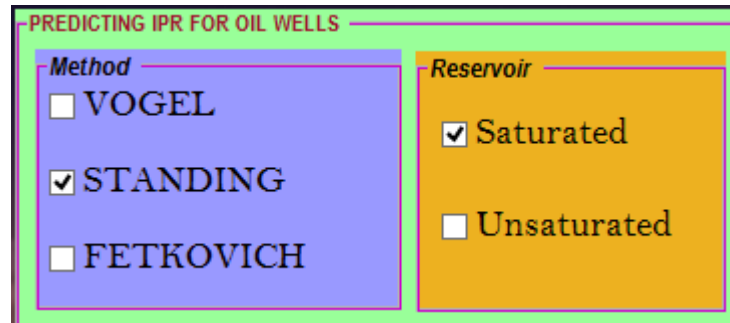


Figura 4.20 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT03

Fuente: Chuiza, A., 2017.

- **Método de Standing**, para este caso el tipo de reservorio es saturado.



PREDICTING IPR FOR OIL WELLS

Method

VOGEL

STANDING

FETKOVICH

Reservoir

Saturated

Unsaturated

Figura 4.21 Selección del modelo para Simular
Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla XIII. Datos obtenidos de la prueba de pozo

DATA			
Pr psig	3100	FE (test)	1
Pb psig	1800	FE(actual)	1.2
Qo STB/day	820		
Pwf psig	2500		

Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla XIV. Datos obtenidos de Presión fluente y caudal

calculations		
Pwf	Qo test	Qo actual
3100	0	0
2900	290.484	346.322
2625	661.895	782.666
2250	1116.11	1302.16
1875	1510.03	1734.83
1500	1843.66	2080.68
1125	2116.99	2339.7
750	2330.03	2511.9
375	2482.78	0
0	2575.23	2768.89

Fuente: Chuiza, A., 2017.

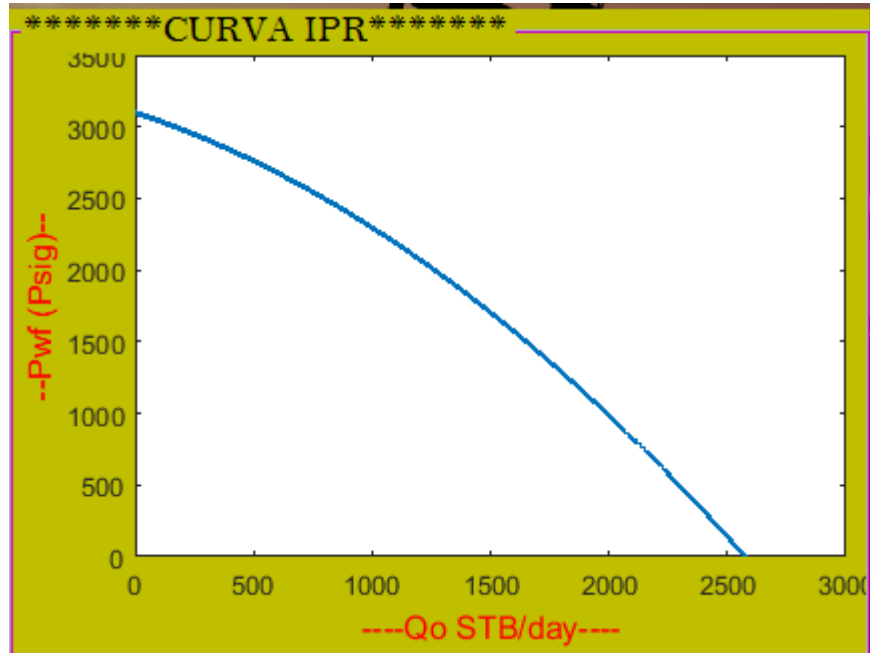


Figura 4.22 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1 del POZO FICT 03

Fuente: Chuiza, A., 2017.

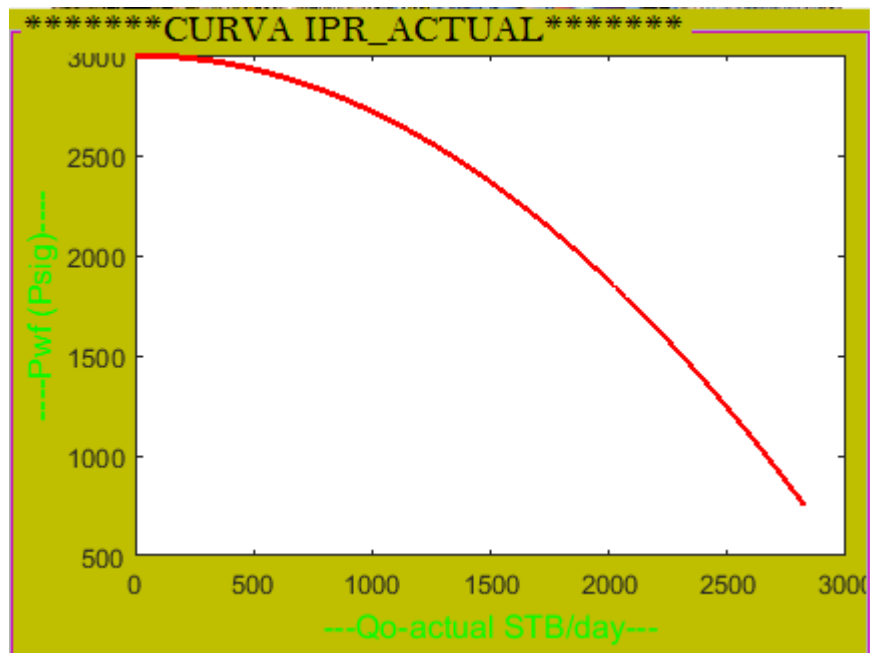


Figura 4.23 Curva de afluencia con eficiencia de flujo igual a 1.2 del POZO FICT 03
Fuente: Chuiza, A., 2017.

- **Método de FETCOVICH**, para este caso el tipo de reservorio es saturado.

The screenshot shows a software window titled "PREDICTING IPR FOR OIL WELLS". Inside, there is a section labeled "Method" with three radio button options: "VOGEL", "STANDING", and "FETKOVICH". The "FETKOVICH" option is selected, indicated by a checked box.

Figura 4.24 Selección del modelo para Simular
Fuente: Chuiza, A., 2017.

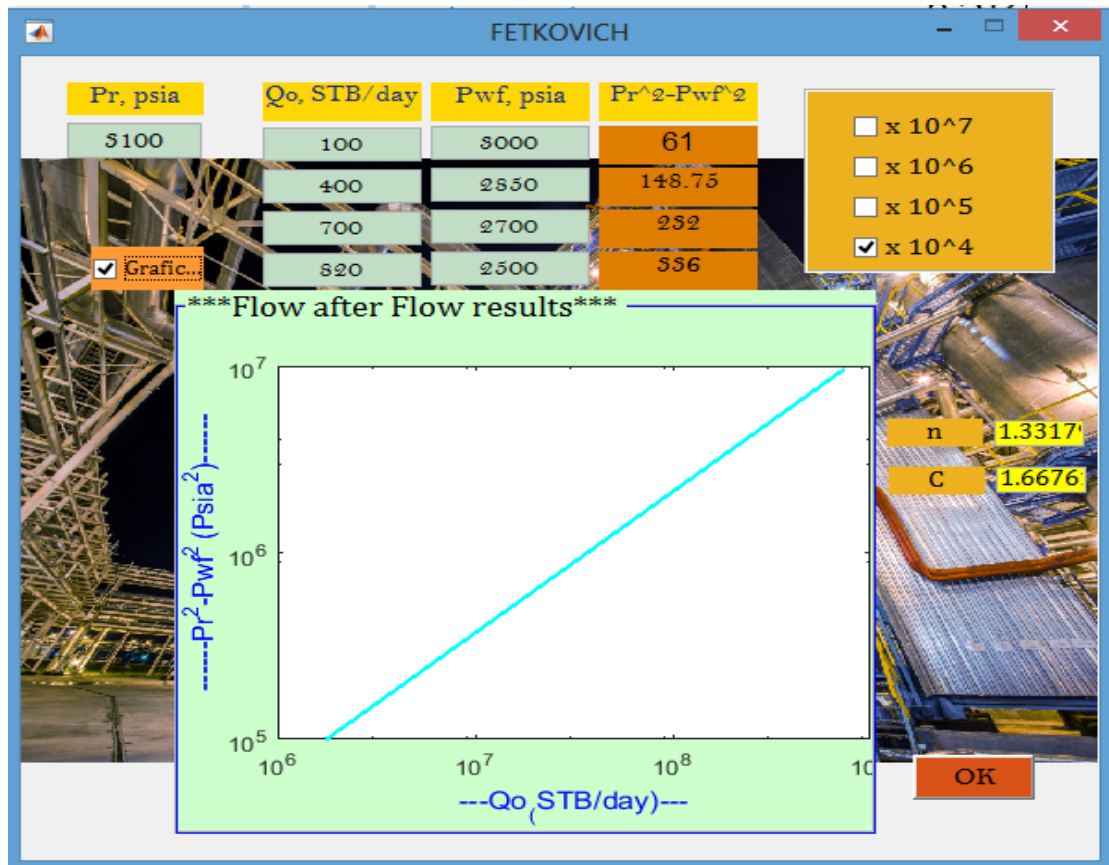


Figura 4.25 Determinación del comportamiento de flujo
Fuente: Chuiza, A., 2017.

Tabla XV. Datos obtenidos de presión fluyente y caudal

calculations	
Pwf	-Qo-
3100	0
2900	208.107
2625	618.666
2250	1227.01
1875	1812.15
1500	2329.88
1125	2753.83
750	3067.11
375	3259.04
0	3323.65

Fuente: Chuiza, A., 2017.

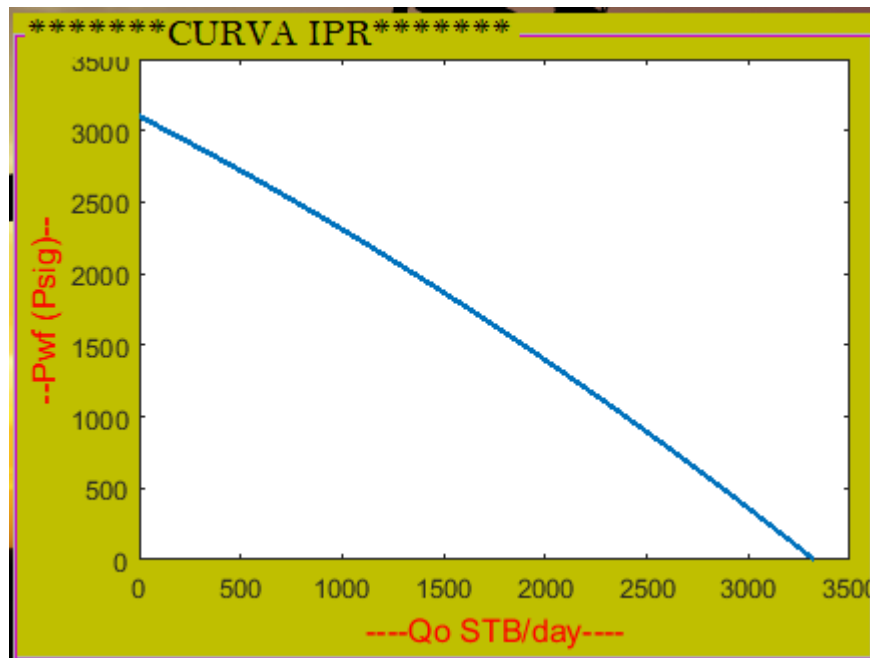


Figura 4.26 Curva de comportamiento de AFLUENCIA DEL POZO FICT03

Fuente: Chuiza, A., 2017.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES, Y RECOMENDACIONES

5.1. Análisis De Resultados

Una vez concluida la simulación realizada en el algoritmo desarrollado en la plataforma de Matlab se puede observar que el programa ayuda a determinar de una manera rápida y precisa el comportamiento de afluencia de un pozo utilizando el Modelo de Vogel, Standing y Fetkovich.

De acuerdo a los resultados obtenidos para el pozo FICT 01, los datos de producción, se determinó que el máximo AOF es de 2906.98 Bls/Día, utilizando el Método de Vogel.

De acuerdo al método de Standing el máximo AOF en función de las eficiencias de prueba fue de 2906.98 Bls/Día y en función de la afluencia actual fue de 3125.58 Bls/Día.

De acuerdo al método de FETCOVICH el máximo AOF en función de los parámetros de la prueba de pozo isocronal fue de 2190.55 Bls/Día.

De acuerdo a los resultados obtenidos para el pozo FICT 02, los datos de producción, se determinó que el máximo AOF es de 802.22 Bls/Día, utilizando el Método de Vogel. De acuerdo al método de Standing el

AOF en función de la eficiencia de prueba fue de 802.22 Bls /Día y en función de la afluencia actual fue de 862.54 Bls/Día.

De acuerdo al método de FETCOVICH el máximo AOF en función de los parámetros de la prueba de pozo isocronal fue de 593.57 Bls/Día.

De acuerdo a los resultados obtenidos para el pozo FICT 03, los datos de producción, se determinó que el máximo AOF es de 2575.23 Bls/Día, utilizando el Método de Vogel.

De acuerdo al método de Standing el máximo AOF en función de la eficiencia de prueba fue de 2575.23 Bls /Día y en función de la afluencia actual fue de 2768.89Bls/Día.

De acuerdo al método de FETCOVICH el máximo AOF en función de los parámetros de la prueba de pozo isocronal fue de 3323.65 Bls/Día.

CONCLUSIONES

El algoritmo desarrollado nos permite calcular de una forma rápida y eficiente el comportamiento de afluencia de los pozos de un campo petrolero ayudando a optimizar los cálculos para el dimensionamiento de tubería de producción.

De acuerdo a los resultados obtenidos en los tres métodos se puede determinar que de acuerdo al modelo de Vogel el pozo tiene mayor afluencia debido a que este método no considera los efectos de daño en el Reservorio.

El uso del método de Fetkovich se considera el modelo más eficiente debido a que considera los efectos del comportamiento del flujo de fluido dentro del pozo, debido a que los datos tomados para calcular el comportamiento de afluencia del pozo son obtenidos por medio de pruebas de pozo, es decir con este método se calcula el comportamiento de afluencia real del pozo.

De acuerdo a los datos de presión de reservorio se puede asumir que se está produciendo de diferentes arenas productoras debido a que las presiones son diferentes.

Las características de los fluidos son las mismas debido a la presión de burbuja que tienen estos fluidos.

RECOMENDACIONES

Para utilizar este algoritmo se debe tener un computador con una gran capacidad de procesamiento de datos gráficos para que las simulaciones no tomen mucho tiempo.

Se debe correr el instalador del algoritmo antes de iniciar las simulaciones.

Además, se recomienda continuar con la siguiente fase de este algoritmo con el desarrollo de un algoritmo para determinar el outflow del pozo y así poder dimensionar la tubería de producción.

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

Alvarez Raya , R. (2008). *Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo*". MÉXICO, D.F.: Ciudad Universitaria.

EP., P. (2017). *Publicacion online de PETROAMAZONAS EP*. Obtenido de www.petroamazonas.gob.ec

Fichter, D. P. (2000). *Application of Genetic Algorithms in Portfolio Optimization for the Oil and Gas Industry*. Society of Petroleum Engineers.
doi:10.2118/62970-MS.

Harding, T. J., Radcliffe, N. J., & King, P. R. (1998). *Hydrocarbon Production Scheduling With Genetic Algorithms*. Society of Petroleum Engineers.
doi:10.2118/36379-PA.

MARTINEZ HERRRERA, A. F., & IÑIGA URGILES, M. R. (1997).
Implementacion de completaciones duales con bombas electrosumergibles para los yacimientos del bloque 16 en el oriente ecuatoriano.

Salam, D. D., Gunardi, I., & Yasutra . (2015). *Production Optimization Strategy Using Hybrid Genetic Algorithm*. Society of Petroleum Engineers.
doi:10.2118/177442-MS.