

# Análisis multivariable para la selección de las mejores zonas productivas de la formación Santo Tomás, sección 68, campo Gustavo Galindo Velasco

Kenny Escobar-Segovia<sup>1,3\*</sup>, Romel Erazo-Bone<sup>1,2</sup>, Fidel Chuchuca Aguilar<sup>2</sup>, Yandry Murillo<sup>1</sup>, Francisco Solórzano<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Campus Gustavo Galindo, Guayaquil, Ecuador

<sup>2</sup>Universidad Estatal Península de Santa Elena.

<sup>3</sup>Universidad Espíritu Santo - Ecuador

e-mail: kescobar@espol.edu.ec\*

## Resumen

Para el desarrollo óptimo de reservorios de hidrocarburos es necesario el uso de la simulación numérica de yacimientos, para lo cual se necesita una gran cantidad de datos tales como parámetros geológicos y de reservorio; por lo que se requiere un adecuado registro de información a lo largo de la vida de un campo. En campos antiguos con poca caracterización geológica y falta de un adecuado registro de información, tales como el campo Gustavo Galindo Velasco, en el cual se dificulta la implementación de un modelo de simulación numérica; debido a que la baja producción no justifica los elevados costos de ejecución y ajustes históricos de un proyecto de simulación. Al tratarse de un campo altamente depletado, con un historial de producción de más de cien años y con presiones de formación bajas; y considerando además la compleja geología de la Península de Santa Elena y la escasa información en ciertas secciones del campo dificulta que se realicen estudios en el yacimiento, lo cual limita las inversiones para el desarrollo del campo. Con la información limitada disponible se realizó un análisis estadístico multivariable de la Formación Santo Tomás de la Sección 68 del Campo Gustavo Galindo Velasco haciendo uso de: (1) Diseño de Experimentos (DOE), para determinar los factores más influyentes en la producción acumulada y de esta manera poder caracterizar las zonas con mayor potencial de producción; y (2) Regresión Lineal Múltiple, como método de análisis del comportamiento de la producción acumulada de petróleo bajo ciertos parámetros y condiciones.

**Palabras clave:** Diseño de Experimentos, Regresión Lineal Múltiple, Campos Maduros.

## Multivariate Analysis for the Selection of the Best Production Zones of the Santo Tomás Formation, Section 68, Gustavo Galindo Velasco field

## Abstract

In order to have an optimum development of hydrocarbon reservoirs, it is necessary to use a numerical simulation of reservoirs in which a large amount of geological and reservoir parameters are needed; therefore, an adequate record of information is required throughout the life of a field. In brownfields with poor geological characterization and lacking an adequate information record such as the Gustavo Galindo Velasco field, it is difficult to implement a numerical simulation model since its low production does not justify the high execution costs and historical adjustments of a simulation project. Being a highly depleted field, with a history of production of more than a hundred years and with low formation pressures; and considering also the complex geology of the Peninsula of Santa Elena and the lack of information in certain sections of the field; it makes it impossible to carry out common reservoir studies that limit investments for the development of the field. With the limited information available, a multivariable statistical analysis of the Santo Tomás Formation of Section 68 of the Gustavo Galindo Velasco Field is performed by using: Experimental Design (DOE), to determine the most influential factors in the accumulated production and through this way to be able to characterize the zones with greater potential of production; and Multiple Linear Regression, as a method of behavioral analysis accumulated oil production under certain parameters and conditions.

**Keywords:** Experimental Design, Multiple Linear Regression, Brownfields.

**Cita:** Escobar-Segovia, K., Erazo-Bone, R., Chuchuca Aguilar, F., Murillo, Y. y Solórzano, Y. (2019). Análisis multivariable para la selección de las mejores zonas productivas de la formación Santo Tomás, sección 68, campo Gustavo Galindo Velasco. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 17(1), 47-54.

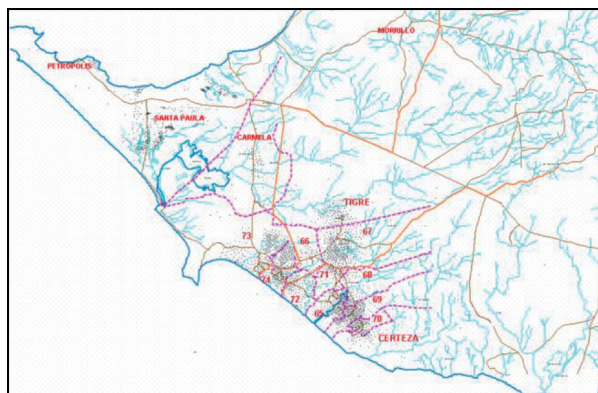


## 1. Introducción

El desarrollo de este proyecto tiene por objeto determinar zonas potencialmente productivas así como caracterizar los pozos con mayor aporte de producción, además de proporcionar un método para analizar el comportamiento de la producción acumulada de petróleo de la Formación Santo Tomás, Sección 68, Campo Gustavo Galindo Velasco; mediante un análisis geoestadístico multivariable con las limitantes de información existentes (Guardia et al, 2011; Páez et al, 2016).

Los yacimientos que componen el campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” se encuentran ubicados en la provincia de Santa Elena, Ecuador. El bloque tiene un área de 1 200 km<sup>2</sup>, de las cuales 720 km<sup>2</sup> están ubicados en territorio continental y 480 km<sup>2</sup> costa fuera (offshore).

El campo se divide en 16 secciones que han sido agrupadas en tres zonas: Zona Norte, Zona Sur y Zona Central; perteneciendo la sección 68 a la Zona Sur del campo en estudio (Pacifpetrol 2012).



**Figura 1.** Mapa de las secciones del Campo Gustavo Galindo Velasco.

Las formaciones productoras del Campo Gustavo Galindo Velasco varían de un área productora a otra, correspondiendo para la sección 68 las formaciones productoras del Campo Ancón, compuestas por las formaciones: Socorro, Clay Pebble Beds, Santo Tomás, Passage Beds, y Atlanta.

El proyecto se justifica debido a que no amerita realizar un análisis de simulación numérica por la poca cantidad de datos geológicos que se posee del área de estudio (Ballesteros et al, 2016; Quintero et al, 2010).

El objetivo principal de este estudio es determinar los factores más influyentes en la producción acumulada

para ubicar zonas potenciales de desarrollo en un campo con poca información.

## 2. Metodología

### 2.1 Métodos estadísticos a utilizar

Con la finalidad de alcanzar los objetivos propuestos se utilizarán los siguientes métodos estadísticos:

- Diseño de Experimentos (DOE).
- Regresión Lineal Múltiple.

#### Diseño de Experimentos (DOE)

Es una herramienta estadística que permite determinar la influencia de un número de variables independientes y sus interacciones, sobre una variable dependiente.

Una rama del Diseño de Experimentos es el Diseño factorial completo, en el que es necesario definir factores y niveles del experimento. Un factor es cualquier variable que puede afectar a la variable respuesta, mientras que los niveles son los rangos en los que se dividen los factores.

Un caso particular de los diseños factoriales es el diseño factorial  $2^k$ ; en el cual existen  $n$  cantidad de factores, divididos en dos niveles cada uno. Este modelo no requiere de consideraciones especiales hasta cuando se tienen como máximo tres factores. Según Montgomery (2004), los pasos a seguir para el análisis de un diseño factorial  $2^k$  son:

- Estimar los efectos de los factores.
- Establecer el modelo inicial.
- Realizar las pruebas estadísticas.
- Mejorar el modelo.
- Analizar los resultados.
- Interpretar los resultados.

#### Regresión Lineal Múltiple

Es un modelo estadístico que permite explicar la relación entre una variable dependiente y varias variables independientes. Un modelo de regresión lineal múltiple tiene la forma (Montgomery 2004):

$$Y = b_0 + b_1 X_1 + \dots + b_n X_n \quad (1)$$

Donde:

- $Y$  es la variable dependiente.
- $X_i$  representan las variables independientes.
- $b_i$  representan los coeficientes calculados del modelo.

## 2.2 Selección de la formación de análisis

De acuerdo a la información disponible de la Sección 68, se pueden destacar lo siguiente:

- Se han perforado 84 pozos profundos.
- Existen varias formaciones productoras.
- Refleja una cantidad considerable de datos de parámetros de yacimiento.
- Existe una cantidad considerable de pozos productores de una sola formación.

Además, se encuentran pozos que producen de las siguientes combinaciones de formaciones:

- Fm. Santo Tomás
- Fm. Atlanta
- Fm. Santo Tomás / Atlanta

De los cuales 11 pozos producen de la combinación de formaciones Santo Tomás / Atlanta, 12 pozos producen de la Fm. Atlanta, y 60 pozos producen de la Fm. Santo Tomás. Considerando que existe una mayor cantidad de pozos productores en la formación Santo Tomás, se decide utilizar esta arena para el análisis estadístico propuesto (Malone 2009).

## 2.3 Selección de los parámetros de análisis

Se denomina parámetros de yacimiento a los datos de las propiedades de la roca, propiedades de los fluidos, historial de producción, entre otros; recopilados a lo largo de la operación, que son utilizados para el análisis de yacimientos (Guerrero et al, 2018; Tamayo et al, 2017; Quintero et al, 2016).

Entre la información disponible de la Sección 68 se consta los siguientes datos:

- Porosidad.
- Saturación inicial de petróleo.
- Permeabilidad.
- Presión de formación.
- Producción inicial de petróleo.
- Producción acumulada de petróleo.
- Arena neta.
- Radio de drenaje.

Al analizar cada uno de éstos se encontró que:

- Todos los pozos contaron con datos de porosidad, distribuidos de manera uniforme en todo su rango.
- Los datos de permeabilidad fueron escasos o asignadas de pozos cercanos.

- Todos los pozos contaron con datos de saturación inicial de petróleo, existió muy poca variación entre ellos lo que dificultaba la definición de niveles.
- Los datos de presión de formación fueron escasos.
- Todos los pozos contaron con datos de producción inicial de petróleo, los cuales mostraron gran variabilidad.
- Todos los pozos contaron con datos de producción acumulada de petróleo, los cuales mostraron gran variabilidad.
- Todos los pozos contaron con datos de arena neta petrolífera, los cuales mostraron variabilidad.
- Todos los pozos contaron con datos de radio de drenaje, los cuales mostraron gran variabilidad.

Para evitar condiciones especiales en el diseño factorial  $2^k$  se decide tomar tres variables explicativas o factores. De acuerdo al análisis de datos los factores a seleccionar son la porosidad, el caudal inicial de petróleo y la arena neta. La variable respuesta seleccionada es la producción acumulada. El radio de drenaje no fue considerado como variable respuesta ni como factor debido a que es resultado de la producción acumulada y otros factores que no pueden ser controlados.

## 2.4 Control de calidad de los factores

De los 60 pozos productores de la Formación Santo Tomás, 20 pozos fueron descartados debido a que su aporte no fue significativo desde el inicio de su producción o estuvieron sujetos a constantes aperturas y cierres; mientras que de los 40 pozos restantes, el 85% de éstos habían producido al menos el 80% de su producción acumulada actual a los 15 años de iniciada su producción sin interrupción (Sánchez 2014).

## 2.5 Ejecución de prueba piloto

El diseño de experimentos requiere la división de los factores en niveles de igual contenido de datos y distribuidos a lo largo de cada rango. Luego del análisis de los factores y su dispersión se decide seleccionar los niveles como se detalla en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Niveles de los factores para la prueba piloto.

Factor	Nivel Alto	Nivel Medio	Nivel Bajo
Arena Neta	720 ft	410 ft	204 ft
Porosidad	0,105	N/A	0,088
Caudal Inicial	107 BPD	N/A	39 BPD

### 3. Resultados

#### 3.1 Resultados de la prueba piloto

Se seleccionan datos de Producción Acumulada para todas las combinaciones generadas por la división de niveles de los factores. Al tratarse de un diseño 3 x 2 x 2 se obtiene un total de 12 combinaciones para la ejecución del DOE usando el Software Minitab 17.

**Tabla 2.** Resumen de Tabla ANOVA del DOE para la prueba piloto.

	Valor p
Arena Neta	0,683
Ø	0,244
Qoi	0,105
Arena Neta*Ø	0,232
Arena Neta*Qoi	0,401
Ø*Qoi	0,143
R <sup>2</sup>	93,05%

La condición para establecer la significancia de los factores y sus interacciones es que el factor p sea menor a 0,05. Por lo tanto, como se observa en la Tabla 2, para la prueba piloto ninguno de los factores ni sus interacciones son significativos. Se procede a verificar la existencia de una relación entre las variables predictoras y la variable resultado usando el método de regresión lineal múltiple.

**Tabla 3.** Resumen de Tabla ANOVA del Regresión Lineal Múltiple para la prueba piloto.

	Valor p
Regresión	0,004
Qoi	0,001
Arena Neta	0,262
Ø	0,184
R <sup>2</sup>	31,08%

De los resultados mostrados en la Tabla 3 se puede decir que:

Es posible realizar una regresión, debido a que el valor p de la regresión es menor a 0,05.

El coeficiente del factor Caudal Inicial existe y es representativo, debido a que el valor p de Caudal Inicial es menor a 0,05.

Los coeficientes de los factores Arena Neta y Porosidad existen pero no son significativos debido a que sus valores p son mayores a 0,05.

La relación obtenida mediante Regresión Lineal Múltiple es:

$$N_p = -65316 + 795 * Q_{oi} + 54,5 * Arena\ Neta + 1346815 * \emptyset \quad (2)$$

Donde:

- $N_p$  representa la producción acumulada de petróleo.
- $Q_{oi}$  representa el caudal inicial de petróleo.
- $\emptyset$  representa la porosidad.

Sin embargo el R<sup>2</sup> de la ecuación obtenida es de 31,08% por lo que no es una ecuación representativa.

#### 3.2 Refinación del modelo

En vista de que totalidad de los datos no pueden ser descritos con una relación estadística, se procede a analizarlos mediante el uso de regresión lineal múltiple dividiéndolos según los niveles establecidos para la prueba piloto en Tabla 1, con respecto al factor Arena Neta debido a su mayor rango en comparación con los demás factores.

**Tabla 4.** Resultados de Regresión Lineal Múltiple por niveles para la prueba piloto.

	Niveles de Arena Neta		
	0-204 ft	204-410 ft	410-720 ft
	Valor p	Valor p	Valor p
Regresión	0,012	0,163	0,044
Qoi	0,013	0,170	0,104
Arena Neta	0,051	0,986	0,221
Ø	0,063	0,165	0,012
R <sup>2</sup>	68,75%	41,84%	53,96%

De los resultados mostrados en la Tabla 4 se puede decir que:

Para el nivel 0-204 ft se puede apreciar que existe un óptimo modelo de regresión y que los coeficientes de los factores Arena Neta y Porosidad existen y son representativos debido a que sus valores p son menores a 0,05. El coeficiente del caudal inicial existe pero no es significativo debido a que su valor p es mayor a 0,05. El valor de R<sup>2</sup> de 68,75% indica que es un modelo que funciona bien para explicar la variable respuesta pero que podría ser mejor si se tuviera información geológica que lo complemente.

Para el nivel 204-410 ft se puede apreciar que no existe un modelo de regresión; al igual que con los factores Arena Neta, Porosidad, y Caudal Inicial en donde sus

coeficientes existen pero no son significativos debido a que su valor p es mayor a 0,05. El valor de  $R^2$  de 41,84% indica que no es un modelo que funciona bien para explicar la variable respuesta.

Para el nivel 410-720 ft se puede apreciar que no existe un modelo de regresión y el coeficiente del factor Caudal Inicial existe pero no es representativo debido a que su valor p es mayor a 0,05. Los coeficientes de los factores Arena Neta y Porosidad existen pero no son significativos debido a que sus valores p son mayores a 0,05. El valor de  $R^2$  de 53,96% indica que es un modelo que no funciona bien para explicar la variable respuesta. En base al análisis realizado para la Tabla 4, se puede apreciar que el nivel 0 – 204 ft es el que posee mayor significancia estadística con respecto a los otros dos niveles, por lo que es el nivel escogido para el cumplimiento de los objetivos del estudio.

Para la realización del diseño de experimentos del nivel seleccionado, fue necesario subdividir al nivel 204 ft para trabajar con un diseño factorial  $2^k$  con tres factores y dos niveles por factor. Para la correcta división de los niveles, se hizo uso de una gráfica de dispersión, resultando en los niveles mostrados en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Niveles de los factores para la refinación del modelo.

Factor	Nivel Alto	Nivel Bajo
Arena Neta	204 ft	116,5 ft
Porosidad	0,104	0,088
Caudal Inicial	88 BPD	27 BPD

Se procede a realizar el diseño de experimentos con los nuevos niveles seleccionados en la refinación del modelo. Se seleccionan datos de Producción Acumulada para todas las combinaciones generadas por la división de niveles de los factores. Al tratarse de un diseño  $2 \times 2 \times 2$  se obtiene un total de 8 combinaciones para la ejecución del DOE usando el Software Minitab 17.

**Tabla 6.** Resumen de Tabla ANOVA del DOE para la refinación del modelo.

	Valor p
Arena Neta	0,010
$\emptyset$	0,029
Qoi	0,015
Arena Neta* $\emptyset$	0,026
Arena Neta*Qoi	0,028
$\emptyset$ *Qoi	0,064
$R^2$	99,99%

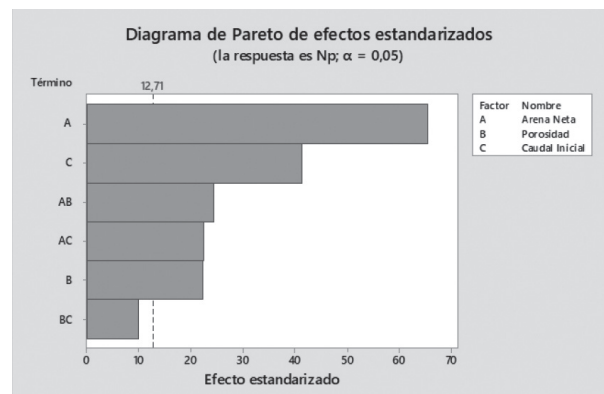
Del análisis de la Tabla 6 se puede decir que:

Los coeficientes de los factores Arena Neta, Porosidad y Caudal Inicial existen y son representativos, debido a que sus valores p son menores a 0,05.

Los coeficiente entre las interacciones Arena Neta-Porosidad y Arena Neta-Caudal Inicial existen y son representativos, debido a que sus valores p son menores a 0,05.

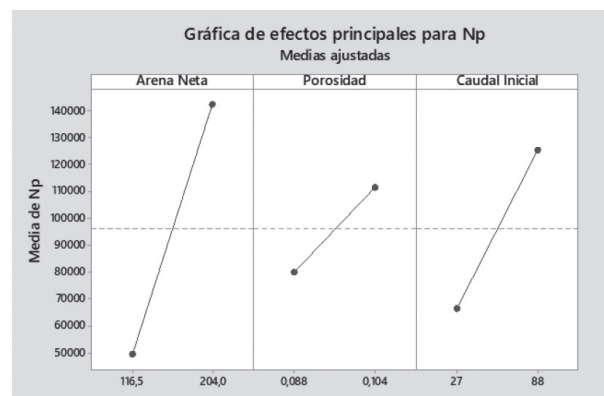
El coeficiente de la interacción Porosidad-Caudal Inicial no es representativo debido a que su valor p es mayor a 0,05.

El valor de  $R^2$  corresponde al 99,99%; valor que está en un rango muy optimista.



**Figura 2.** Diagrama de Pareto para la refinación del modelo.

El diagrama de Pareto mostrado en la Figura 2 nos permite determinar la influencia de los factores y sus interacciones sobre la variable de respuesta. De acuerdo a este diagrama se observa que los factores Arena Neta (A), Porosidad (B), Caudal Inicial (C) y las interacciones Arena Neta-Porosidad (AB) y Arena Neta-Caudal Inicial (AC) son influyentes.



**Figura 3.** Gráfica de efectos principales para la producción acumulada.



Del análisis de la Figura 3 se puede decir que la producción acumulada es directamente proporcional a los factores Arena Neta, Porosidad y Caudal Inicial; es decir a medida que aumenta el valor de cada factor aumenta la producción acumulada. Además, se puede corroborar que son influyentes debido a que las líneas poseen pendiente, es decir, no son paralelas al eje horizontal.

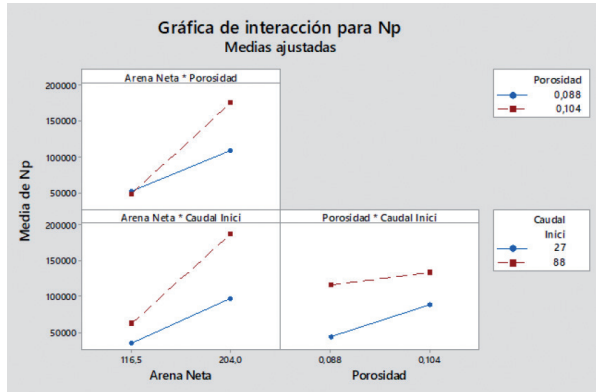


Figura 4. Gráfica de interacciones para la producción acumulada.

Las tres interacciones detalladas en la Figura 4 existen debido a que las líneas no son paralelas, sin embargo, la interacción Porosidad-Caudal Inicial no es muy influyente.

De la interacción Arena Neta-Porosidad, se puede inferir que cuando el valor de porosidad está en el rango de 0,088 a 0,104; la influencia del factor arena neta en la producción acumulada es mayor que cuando el valor de porosidad se encuentra entre 0 y 0,088.

De la interacción Arena Neta-Caudal Inicial, se puede inferir que la influencia de la arena neta en la producción acumulada es mayor cuando el caudal inicial se encuentre en el rango de 27 a 88 BPD. Si el caudal inicial se encuentra entre 0 y 27 BPD el incremento en producción acumulada debido a la arena neta es menor.

Mediante la optimización del diseño obtenido, se obtuvo la combinación de niveles de los factores que maximicen a la variable respuesta. Como resultado, se obtiene mayor producción acumulada cuando el factor arena neta se encuentra en el rango de 116,5 a 204 ft, la porosidad se encuentra entre 0,088 y 0,104; y el caudal inicial de petróleo entre 27 y 88 BPD.

Para los efectos de maximización de producción se pueden considerar los resultados de la optimización del diseño ubicando los pozos que corresponden al

resultado de dicha optimización, siendo los pozos ANC 1945 y ANC 1283, los candidatos a operaciones de reacondicionamiento y/o estimulación, los cuales se muestran en la Figura 5.

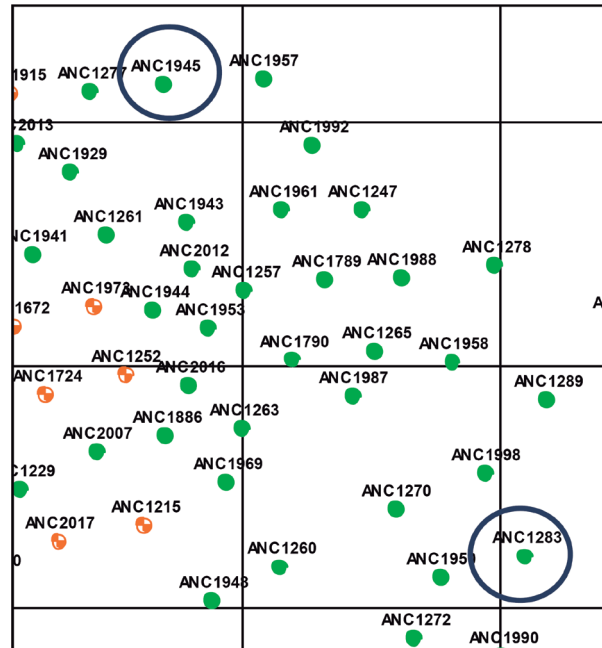


Figura 5. Ubicación de los pozos que cumplen con las características de la optimización del diseño.

En la figura 6 se observan las zonas de la formación Santo Tomás que han sido drenadas en la sección 68 del campo GGv. Se evidencia que existen áreas que no han sido perforadas (Pacifpetrol, 2012).

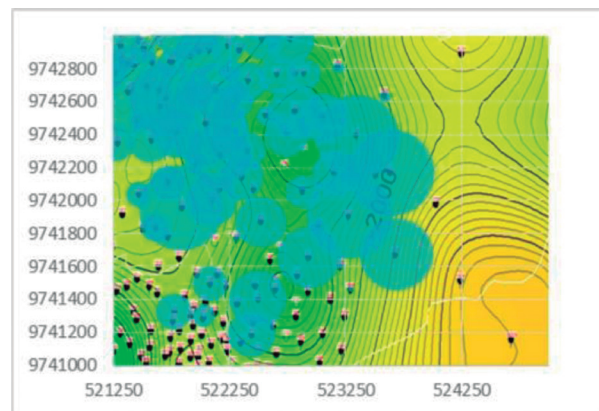


Figura 6. Áreas de drenaje de la Formación Santo Tomás, Sección 68, Campo Gustavo Galindo Velasco.

En el caso de que se realizara una campaña de perforación en la zona y que los pozos perforados en la formación Santo Tomás posean una porosidad hasta 0,104; una longitud de arena neta petrolífera entre 116,5

y 204 ft; y un caudal inicial de producción menor a 88 BPD; se podría analizar el comportamiento de la producción acumulada de petróleo a 15 años utilizando regresión lineal múltiple.

**Tabla 7.** Resumen de Tabla ANOVA del DOE para la refinación del modelo.

	Valor p
Regresión	0,013
Arena Neta	0,016
Ø	0,053
Qoi	0,055
R <sup>2</sup>	68,22%

Del análisis de la Tabla 7 se puede decir que:

Es posible realizar una regresión, debido a que el valor p de la regresión es menor a 0,05.

Los coeficientes de los factores Arena Neta, Porosidad, Caudal Inicial existen y son representativos, debido a que sus valores p son menores a 0,05.

El valor de R<sup>2</sup> es 68,22% por lo que es una ecuación representativa que funciona bien para explicar la variable respuesta pero que puede mejorar.

La ecuación obtenida es:

$$N_{p_{15}} = -298679 - 606 * Arena\ Neta - 2863726 * \emptyset - 965 * Q_{oi} \quad (3)$$

Donde:

- $N_{p_{15}}$  representa la producción acumulada de petróleo a quince años.
- $Q_{oi}$  representa el caudal inicial de petróleo.
- $\emptyset$  representa la porosidad.

## 4. Conclusiones

Para las longitudes de Arena Neta menores a 204 ft, las variables más influyentes en la producción acumulada en orden descendente son: Arena Neta, Caudal Inicial, la interacción Arena Neta-Porosidad, la interacción Arena Neta-Caudal, y la Porosidad.

Los pozos que cumplen con la combinación óptima de los factores son: ANC 1945 y ANC 1283, los cuales pueden ser los potenciales candidatos a trabajos de reacondicionamiento y/o estimulación.

Se encontró una ecuación mediante el uso de Regresión Lineal Múltiple que permite analizar el comportamiento

de la producción acumulada de petróleo a 15 años para longitudes de Arena Neta menores a 204 ft, en función de la Porosidad, el Caudal inicial de petróleo y la Arena Neta, con un 68,22% de certeza.

Tanto el Diseño de Experimentos como la Regresión Lineal Múltiple realizados poseen un porcentaje de error debido a que existen variables que no han sido consideradas dentro del estudio por falta de información, y que podrían mejorar el modelo.

Los métodos estadísticos multivariable empleados en este estudio no toman en cuenta la declinación natural del yacimiento ni el efecto producido por la geología del campo.

## 5. Recomendaciones

Se debe realizar un análisis exhaustivo de la información disponible para poder seleccionar correctamente los parámetros de reservorio para el estudio.

Es necesario realizar un buen control de calidad de los datos para evitar datos aberrantes, repetidos, o que procedan de fuentes no confiables.

Si se dispone de una gran cantidad de datos para el diseño de experimentos, es recomendable realizar la mayor cantidad de repeticiones posibles para disminuir el error.

En campos maduros donde no sea factible aplicar simulación numérica de yacimientos, se puede seguir la metodología utilizada para determinar zonas para el mejoramiento de la producción.

Se recomienda trabajar con campos en donde haya existido un buen registro histórico de datos con abundante información de parámetros de reservorio.

## 6. Agradecimiento

Los autores agradecen a Pacifpetrol por su colaboración con la información provista para la realización de este estudio.

## 7. Referencias

1. Ballesteros, R. A. M., & González, F. E. C. (2016). Modelado del efecto de la movilidad del banco de finos de propante sobre las tendencias de producción en pozos hidráulicamente fracturados. *Revista Fuentes*, 14(2), 41-49.
2. Guardia, V. M. D., Torres, M. C., Arenas, C. E. V.,

- Castro, R. H., Toro, G. M., & Mendoza, O. B. (2011). Análisis de riesgo y simulación de monte carlo en la valoración de proyectos– aplicación en la industria de los hidrocarburos. *Revista Fuentes*, 9(2).
3. Guerrero-Martin, C. A., Montes-Páez, E., de Oliveira, K., Cristina, M., Campos, J., & Lucas, E. F. (2018, June). Calculating Asphaltene Precipitation Onset Pressure by Using Cardanol as Precipitation Inhibitor: A Strategy to Increment the Oil Well Production. In SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. Society of Petroleum Engineers.
  4. Montgomery, D. *Diseño de Experimentos*, 2001. Segunda Edición. Pag. 170-384. Limusa Wiley
  5. Malone, P., FANTIN, F., TUERO, F. *Informe Geológico y de Reservorios del Área*, 1999. Ancón.
  6. Pacifpetrol S.A. *Informe de Reservorios del Campo*, 2012. Ancón
  7. Páez, E. G. M., González, F. E. C., & Duarte, C. A. M. (2016). Aplicación de series de tiempo en la realización de pronósticos de producción. *Fuentes: El reventón energético*, 14(1), 79-88.
  8. Quintero, R. M., Lamus, C. M., Garzón, S. A., Páez, E. M., & Cepeda Gómez, F. (2016). Ajuste de la presión anular en pozos con bloqueo por gas para optimización de producción en el campo cira infantas. *Revista Fuentes*, 14(2), 65-74.
  9. Quintero, Y. A., Triana, R. L., Jaimés, M. G., & Torres, M. L. (2010). Optimización de diseños de fractura hidráulica aplicando estudios geomecánicos. *Revista fuentes*, 8(2).
  10. Sánchez, J. *Determinación de las Propiedades de los Fluidos de los Yacimientos del Campo GGV a partir del Uso de Correlaciones Empíricas en Sistemas de Petróleo, Gas y Agua para Cálculo de Factores de recobro y Reservas*. (Tesis de tercer nivel, Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2014).
  11. Tamayo, G. A. V., Consuegra, F. R., & Simancas, M. E. C. (2017). Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: descripción de requerimientos. *Fuentes: El reventón energético*, 15(1), 87-99.

---

**Recepción:** 25 de octubre de 2018

**Aceptación:** 08 de mayo de 2019