

Información importante

La universidad de la Sabana informa que el(los) autor(es) ha(n) autorizado a usuarios internos y externos de la institución a consultar el contenido de este documento a través del catálogo en línea de la biblioteca y el repositorio institucional en la página Web de la biblioteca, así como en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad de la Sabana.

Se permite la consulta a los usuarios interesados en el contenido de esta documento para todos los usos que tengan finalidad académica, nunca para usos comerciales, siempre y cuando mediante la correspondiente cita bibliográfica se le de crédito al documento y a su autor.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, La Universidad de la Sabana informa que los derechos sobre los documentos son propiedad de los autores y tienen sobre su obra, entre otros, los derechos normales a que hacen referencia los mencionados artículos.

BIBLIOTECA OCTAVO ARIZMENDI POSADA

UNIVERSIDAD DE LA SABANA

Chía - Cundinamarca

**Análisis del impacto en la producción de crudo que genera la inyección de gas como
estrategia de recuperación secundaria en campo Cupiagua**

**Trabajo de grado como requisito parcial para obtener el título de Magíster en Gerencia de
Operaciones - (Modalidad de Investigación)**

Príncipe Álvaro Suárez Villamizar

Director

William Javier Guerrero Rueda, PhD

Universidad de la Sabana

Escuela Internacional de Ciencias Económicas y Administrativas

Chía, Colombia

2016

Resumen

En el presente proyecto, se plantea una metodología para identificar las respuestas de los pozos productores en los campos Cupiagua y Cupiagua Sur, frente a una estrategia definida de inyección de gas que permita hacer pronósticos de producción para evaluación y desempeño con un criterio Gerencial. Los datos históricos de producción e inyección disponibles, son la base de construcción de la regresión lineal múltiple planteada para realizar las predicciones; la cual está relacionada con los arreglos o esquemas de inyección que se tienen para cada uno de los campos productores. Los datos presentados, claramente son definidos a partir de condiciones y propiedades específicas a nivel de yacimiento, caracterizando el fluido producido y su tendencia de aporte en producción a través del tiempo. De esta forma se pretende realizar un análisis de la eficiencia de recobro a partir del volumen que se tiene disponible para inyectar y su distribución histórica en las zonas pertenecientes a los campos Cupiagua y Cupiagua Sur. Finalmente, se puede obtener un valor óptimo de inyección expresado en porcentaje de gas disponible.

Palabras Claves: Recobro, Recuperación Secundaria, Regresión lineal, Estrategia y esquema de producción.

Abstract

In the current Project, a methodology is proposed to identify the responses of producer wells in the Cupiagua and Cupiagua Sur fields against a defined injection strategy that would enable to do production forecasts for evaluation and performance. The historical production and injection data are available for the basis of building multivariate linear regression to make predictions; which it is related to the arrangements or injection schemes for each of the producing fields. The data presented clearly are defined based on specific conditions and reservoir properties, characterizing the produced fluid and production trends over time. In this way it is intended to analyze the efficiency of recovery from the volume to be available to inject and historical distribution in areas belonging to Cupiagua and Cupiagua Sur fields. Finally, the optimal injection value expressed as a percentage of available gas.

Keywords: Recovery, Secondary recovery, linear regression, Strategy and production scheme.

Contenido

	Pág.
Introducción,	12
1. Enfoque del problema,	14
1.1. Objetivos,	17
2. Justificación y delimitación del problema,	18
3. Estado del arte,	19
4. Marco teórico,	23
4.1 Modelo general de regresión,	25
4.2 Preguntas de investigación,	26
5. Metodología propuesta y modelo desarrollado,	27
5.1 Tipo de investigación,	27
5.2 Fuente de información y muestra,	30
5.3 Variables a evaluar,	30
5.4 Fuente de información,	30
5.5 Procedimiento para el trabajo de campo,	31

	6
5.6 Esquema de Inyección Histórica,	31
5.7 Esquema de procedimiento para el desarrollo del proyecto,	33
5.8 Tamaño de la muestra,	33
5.9 Material,	33
5.10 Modelo propuesto,	33
6. Resultados y análisis,	35
6.1 Preparación de datos,	35
6.2 Validación de supuestos del modelo estadístico,	37
6.3 Desarrollo del proyecto para el área de Cupiagua Sur,	40
7. Conclusiones,	54
8. Investigación futura,	56
Bibliografía,	57
Apéndices,	59

Lista de figuras

	Pág.
<i>Figura 1. Esquema de ubicación pozos en el campo Cupiagua.</i>	28
<i>Figura 2. Esquema de ubicación pozos en el campo Cupiagua Sur.</i>	28
<i>Figura 3. Esquema para el desarrollo del proyecto.</i>	32
<i>Figura 4. Vista de planta de distancia entre pozos, Campo Cupiagua sur.</i>	36
<i>Figura 5. Histograma de frecuencias para el pozo CupXP1.</i>	38
<i>Figura 6. Gráfica de probabilidad normal para el pozo CupXP1.</i>	40
<i>Figura 7. Independencia de datos para pozo CUP XP1.</i>	41
<i>Figura 8. Regresión lineal preliminar con R2 ajustado bajo.</i>	41
<i>Figura 9. Regresión lineal preliminar con R2 99.6%.</i>	43
<i>Figura 10. Tiempos de respuesta pozo Cup A1.</i>	46
<i>Figura 11. Tiempos de respuesta pozo Cup E14.</i>	47
<i>Figura 12. Tiempos de respuesta pozo Cup Sur XL4.</i>	47

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Relación de pozos productores e inyectores.</i>	30
Tabla 2. <i>Distancia a nivel de subsuelo entre pozos campo Cupiagua sur</i>	37
Tabla 3. <i>Ecuaciones de regresión y R2 ajustado para Cupiagua sur</i>	44
Tabla 4. <i>Tiempos de respuesta estimados por pozo.</i>	47
Tabla 5. <i>Ecuaciones de regresión para los pozos de Cupiagua.</i>	51
Tabla 6. <i>Estrategia de inyección de gas para los campos Cupiagua y Cupiagua Sur</i>	53

Lista de apéndices

	Pág.
Apéndice A. Gráficos.....	59
Apéndice B. Regresiones por pozo y cálculo de producción.....	63

Glosario

Conificación: Fenómeno producido por cambios en contactos de zona agua/petróleo o gas/petróleo debido a caídas de presión en el proceso de producción. En casos de conificación de agua, esta tendrá mayor movilidad que el petróleo, por lo que el fenómeno alteraría la producción de aceite.

Homocedasticidad: Concepto estadístico que representa igualdad en media y varianza en las distribuciones que representan error.

OHIP (Original Hydrocarbon In Place): Hace referencia a la cantidad en volumen de hidrocarburos almacenados en el yacimiento y que están listos para ser producidos, dentro de un marco técnico y económico viable. En este caso el volumen de Hidrocarburos hace referencia al aceite.

Producción Allocada: Resultado que incluye la distribución de condensados con base a la aplicación de metodologías de liquidación internas, dando lugar a esta denominación de producción.

Recobro: Término referente a todas las técnicas empleadas con el fin de extraer los recursos hidrocarburos del yacimiento, cuando éste ya no aporta la suficiente energía para que la producción sea de forma natural. Entre las técnicas más empleadas alrededor del mundo, se encuentra la inyección de agua y de gas.

Yacimiento de gas Condensado: Esta denominación, hace referencia a uno de los 5 tipos de fluidos que se pueden encontrar en el yacimiento de acuerdo a condiciones específicas de Presión y Temperatura. Para este caso en particular, este tipo de fluido está compuesto principalmente por Metano y otros hidrocarburos de cadena corta como fluido monofásico, pudiendo contener a su vez hidrocarburos de cadena larga (Pesados). Como se puede evidenciar en un diagrama de fases (Gráfica de Presión Vs. Temperatura), en condiciones específicas el fluido se separa en dos fases; una de estas líquida y la otra gaseosa.

Introducción

Durante las últimas décadas, los procesos de extracción de crudo se han vuelto cada día más innovadores y eficientes. Sin embargo, se ha demostrado que sólo el 30% de estas reservas es recuperado por los métodos tradicionales, por lo tanto gran parte de este valioso crudo se queda atrapado dentro de la formación. (Paris de Ferrer).

En la vida de producción de un yacimiento que contiene Hidrocarburos, muchos factores influyen en que tan bueno es este proceso; uno de ellos es el mecanismo de producción. Existen varios mecanismos tanto naturales como artificiales que hacen que el recurso pueda ser extraído, y uno de ellos es la energía propia o natural del yacimiento. Cuando esta se agota, se debe recurrir a un método que recupere el potencial perdido y permita seguir produciendo el recurso. Este tipo de ayuda, se puede lograr con la inyección de fluidos externos al yacimiento, tales como agua o gas; que crean un mecanismo de empuje dentro del sistema yacimiento-pozo para lograr que el hidrocarburo sea producido en superficie. Así, son construidos pozos (inyectores) para efectuar el mecanismo de empuje con los fluidos antes mencionados, que establezcan una comunicación directa con el fluido de interés (Crudo). Aplicar este tipo de técnicas, introduce al término de recuperación secundaria de Hidrocarburos, con el fin claro de mantener la presión del yacimiento y efectuar el posterior desplazamiento del hidrocarburo al pozo productor.

La inyección de gas se utiliza como fluido desplazante del medio poroso de un yacimiento. Una vez el gas entra al yacimiento este contacta el hidrocarburo contenido y lo desplaza incrementando la producción del campo. En Colombia este método es usado en el Campo Cupiagua donde se producen grandes volúmenes de gas, que son re inyectadas nuevamente para mantener la presión en el yacimiento y así mantener la producción del Campo. Para que este

método sea efectivo se tienen en cuenta las características propias del yacimiento y cada mes se entrega un análisis con el recomendado de inyección por pozo. Sin embargo, el campo cada día declina más y por las grandes profundidades y altas presiones del campo, los costos para mantener la producción utilizando diferentes alternativas son altos.

El alcance de este trabajo es realizar un análisis de la estrategia de re inyección, partiendo de datos históricos de producción de crudo e inyección de gas y experimentación, donde a partir de una herramienta estadística que será elaborada con base en regresión lineal multivariada, se espera obtener mejores resultados de producción de crudo y gas a partir de la re inyección de gas para el Campo Cupiagua y Cupiagua Sur; proyectando encontrar la máxima producción de crudo, la cual para el presente trabajo se denotará como la variable dependiente o variable respuesta.

1. Enfoque del problema

Los yacimientos de gas condensado se están convirtiendo en objetivos cada vez más importantes en la exploración. Cuando un yacimiento de este tipo es producido ante la existencia de fluido de dos fases, se originan teóricamente tres problemas principales. El primero de ellos, es la reducción irreversible de la productividad del pozo; el segundo de ellos, es que existiría menor gas disponible para ventas y por último, los condensados que bloquean la producción del gas (Barandian & Carrillo, 2005).

En estos casos, la inyección de gas es una estrategia importante para mantener el yacimiento en óptimas condiciones y asegurar una buena producción; esto debido a que el mantenimiento de la presión evita que haya un proceso de condensación en el yacimiento y no en superficie. Esta condición se presenta en los yacimientos cuyo fluido es catalogado como gas condensado.

Así, es posible determinar cuál es la mejor estrategia de inyección que se puede realizar en un pozo inyector, para esperar la mejor producción en sus pozos vecinos. Se debe tener el máximo de información posible desde el momento de descubrir un yacimiento petrolífero, donde lo primero que se trata de determinar por medio de pruebas, es la cantidad de crudo o gas contenida en dicho yacimiento y la forma como se puede extraer ya que son parámetros fundamentales en la cuantificación de las posibles inversiones y modelamientos económicos que determinan la posible comercialidad de un campo. Sin embargo, en la actualidad se hacen esfuerzos grandes en encontrar las mejores alternativas de extracción, debido a que normalmente de la cantidad de crudo que es el principal objetivo contenida en un yacimiento, sólo entre un

15% y un 30% es recuperable por métodos directos conocidos comúnmente como recuperación primaria, donde interviene la energía propia del yacimiento y métodos de levantamiento artificial.

Posterior a esta etapa de recuperación primaria se proyecta la etapa de la recuperación secundaria, que consiste en la inyección de fluidos compatibles con las formaciones productoras que originalmente contienen el fluido objetivo del proceso de producción en cualquier campo, a fin de mantener o incrementar la energía de extracción de los fluidos desde el fondo de los pozos hasta superficie teniendo en cuenta siempre las características tanto de fondo del pozo como las de superficie, las cuales atienden a patrones particulares de cada uno de los yacimientos presentes que se resaltan en las propiedades intrínsecas de la roca, propiedades del fluido contenido en la misma y su composición, la cual termina por establecer el tipo de recurso a ser producido. En superficie se tienen en cuenta aspectos claves como el tipo de extracción, que se debe tener con energía en superficie y las facilidades mismas de operación, aspectos claves que junto con el precio internacional del barril de petróleo definen financieramente la opción de continuar explotando o no un determinado yacimiento realizando inversiones adicionales que implican replantear reevaluaciones del factor de recobro para verificar si son viables estas inversiones en el tiempo de operación. En general, “el valor o estimación del factor de recuperación de un yacimiento es función del tiempo que tiene en producción, además se considera que es función de varios parámetros del mismo yacimiento o campo, es también función de la etapa de explotación en la que se encuentra y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo. También tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación y finalmente, influyen también los costos de producción y el precio

del petróleo para obtener el máximo valor del factor de recuperación”.(CNH-Comisión Nacional de Hidrocarburos, Factores de recuperación de aceite y gas en México).

Para lo anterior se cuentan con yacimientos a los cuales esta recuperación secundaria por su misma particularidad o compatibilidad con los fluidos de formación resultan siendo muy económicos, dado que el empuje ejercido por el agua en unos casos o gas en otros donde el crudo está asociado al gas, realiza en barrido de aceite o crudo desde los pozos inyectores hasta los pozos productores de forma que este factor de recobro sea aumentado en ocasiones hasta porcentajes del orden del 55%, generando tasas de recobro de inversión muy rápidas. Lo importante de este método de recuperación es la definición de las cantidades óptimas de agua o gas que se debe inyectar para obtener un máximo de producción en los pozos productores dado que no siempre se cumple la premisa de que a mayor inyección mayor producción. Lo anterior, obedece a que normalmente se cuentan con arreglos de pozos inyectores y productores, que son estratégicamente ubicados de tal forma que siempre se tenga un arreglo homogéneo, que a su vez realice barridos desde un pozo inyector hacia sus inmediatos productores de forma gradual y equitativa. Así, derivado de la pregunta de poder encontrar la mejor inyección de gas para obtener el máximo de producción de crudo, siguen otras que requieren de análisis según la particularidad del fluido de inyección y del tipo de arreglo que se tenga para el sistema de recuperación secundaria siendo más específicas como: ¿Cuáles son las variables que se deben tener en cuenta para realizar las predicciones de los comportamientos de la producción en un sistema de recuperación secundaria?, o ¿En yacimientos de crudo y gas es recomendable la práctica de inyección como sistema de recobro secundario?, ¿Los tiempos de respuesta de la inyección de gas son homogéneos para todos los pozos productores y de forma rápida?

Para lo anterior, se revisará un caso particular de un yacimiento de gas condensado que tiene las características e interrogantes descritos anteriormente que se encuentra situado en el piedemonte llanero en el campo Cupiagua, el cual hace parte de los activos de propiedad de Ecopetrol, con producción y re inyección de gas de grandes volúmenes que mantienen activa a su vez la producción de crudo.

1.1. Objetivos

El objetivo general de este proyecto es: Analizar una estrategia de re inyección de gas en los pozos productores de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur, a partir de una regresión lineal multivariada basada en datos históricos, que permita aumentar el factor de recobro en estas zonas y así establecerlo como una metodología de administración Gerencial de recursos. Así mismo, se definieron los siguientes objetivos específicos, que definen el alcance del objetivo mencionado anteriormente, estos son:

- Mediante la regresión lineal multivariada, encontrar los coeficientes de una ecuación que permita relacionar los datos históricos de inyección de gas y producción de crudo, para encontrar la proyección de las mejores condiciones de inyección y los resultados esperados de la producción de crudo.
- Determinar la cantidad de gas a inyectar en cada pozo inyector de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur a partir del gas disponible después de ventas.
- Analizar la eficiencia del recobro obtenido versus la inyección efectuada como sistema de recuperación secundaria y esquema de administración de activos.

2. Justificación y delimitación del problema

La importancia de este proyecto, radica en poder establecer estrategias de re inyección de gas basadas en proyecciones o pronósticos realizados a partir de datos históricos de producción y de re inyección mediante regresión lineal múltiple, que permita tomar acciones predictivas y preventivas, a posibles situaciones presentadas bajo un esquema donde se mejore la eficiencia de la producción. La metodología planteada puede aplicarse para cualquier campo, sin embargo los datos presentados y las ecuaciones propuestas para el cálculo de pronósticos de producción a partir de volúmenes disponibles de re inyección, corresponden específicamente a los pozos productores de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur.

3. Estado del arte

Son numerosas las compañías dedicadas al estudio de modelamientos matemáticas y simuladores de comportamiento de flujo de fluidos a través del medio poroso y es por esto que reviste gran importancia para las compañías dedicadas a explorar y producir petróleo, ya que las economías mundiales giran en torno a este recurso natural no renovable y una primera premisa de proyección de extracción de este fluido es precisamente el modelo económico que le sustente la viabilidad de un determinado proyecto y justo esta primera condición en Colombia se da con el tipo de contrato que se haya firmado con la compañía representante del estado. Han existido una variedad de tipos de Contratos como lo explica claramente(Harman, 2013) donde se describe cronológicamente las etapas por donde se han desarrollado los diferentes tipo de contratos con el estado.

No obstante, el haber tenido un tipo de contrato en particular puede hacer atractivo el negocio de la extracción, esfuerzos orientados en obtener mejores beneficios económicos apuntan en realizar estudios a fin de mejorar las cantidades de reservas extraídas en un yacimiento.

En un estudio realizado por (Araujo & G, 2009), se describe de forma clara los conceptos básicos requeridos para desarrollar un estudio de recuperación secundaria, donde hace referencia desde la clasificación de un yacimiento de acuerdo a su mecanismo de producción, etapas de recuperación de un yacimiento, los tipos de recobro de petróleo y la importancia del

mantenimiento de energía del yacimiento, el recobro adicional de petróleo por métodos convencionales como la inyección de gas y agua, comportamiento de presión, producción, curvas de declinación de un yacimiento y reservas y clasificación de las mismas, que serán de gran ayuda para entender e interpretar de mejor forma el estudio a realizar.

Para efectos del siguiente estudio, se considera la re inyección de gas mediante modelos no geométricos y con características de inyección de gas disperso que consiste en inyectar el gas en el lugar donde se encuentra el crudo. Dicha re inyección se utiliza en yacimientos sin capa de gas inicial, con empuje por gas disuelto y donde no hay tendencia de generarse una capa de gas secundaria. Características que presentan este tipo de recuperación son presentadas por (Castro, 2008) donde mencionan las características del yacimiento, el tipo de recuperación que se deberá realizar según las características del yacimiento, así como los factores a considerar para definir el tipo de inyección dado lo sensible que representa este tipo de inyección a diferencia de la inyección de agua donde las conocidas conificaciones que es el fenómeno que resulta de penetrar un fluido dentro del otro de tal forma que la movilidad del fluido de empuje resulta mayor del fluido a empujar, se pueden controlar de forma más certera.

Un parámetro muy importante en el estudio de recuperación secundaria es el tiempo de respuesta que se espera entre la inyección de un fluido y la respuesta de este mismo fluido en un pozo productor, ya que permite tener una idea de la incidencia cíclica y cantidad de fluido a inyectar según las condiciones esperadas. Para efectos de inyección de gas se utilizan técnicas como la de adicionar al fluido de inyección un aditivo con características particulares que hagan que una muestra sea diferente temporalmente al fluido primario con el fin de detectarla en otro lugar al de inyección para este caso. Para el gas es frecuente que esta sustancia sea trazadores radiactivos que son los que indican después de un tiempo la presencia en los pozos más cercanos

y de esta forma saber la incidencia de cada pozo inyector sobre los posibles pozos productores. Estudios profundos sobre este tema han sido desarrollados en países donde se tienen yacimientos similares con posibilidades de aplicación donde describen en documentos que indican que esta alternativa de medición no ha sido del todo acogida, aun con aplicación no solo en México sino en otras partes del mundo donde ha sido puesta en práctica. No obstante, aunque no se pueden medir los tiempos de respuesta eficientemente, si pueden servir para evaluar los impactos de la inyección sobre los pozos vecinos (Ramírez Sabag, 2008).

Otro factor a tener en cuenta en el desarrollo de recuperación secundaria por inyección de gas es precisamente la relación entre la presión de inyección de un gas y la presión de producción respuesta en un pozo productor, ya que este parámetro entre otras indica la energía del yacimiento con las probabilidades de aumentar o disminuir el índice de recuperación de aceite en la medida del aumento o disminución de la presión en el pozo inyector. Estudios al respecto muestran que este método es más empírico debido a que la naturaleza estratigráfica, composición de los fluidos y recursos primarios existentes hacen que un proyecto de esta naturaleza sea manejado en gran parte sobre los límites económicos que deban tener en cuenta a la hora de las inversiones (Morales Salazar, 2011).

Académicamente, se han planteado un sin número de estudios relacionados con el comportamiento propio de los fluidos contenidos en el yacimiento, perfilándose como uno de los temas fuertes a mejorar orientado a la investigación debido a la aplicación de nuevas técnicas y herramientas de muestreo.

Incluir un criterio académico mediante la observación de los comportamientos históricos y variaciones de parámetros de pruebas es importante para reproducir y registrar tendencias y comportamientos esperados. Es así que mediante la aplicación de los conceptos expuestos por

Montgomery(2002), actualmente se cuenta con herramientas muy útiles, algunas con mejores presentación que otras pero finalmente todos enfocadas en dichos principios y con entregables prácticos como los que describen las hojas de cálculo como Excel u otros software como SPSS, Minitab, stata.

Implementando la regresión lineal multivariada expuesta por Montgomery, lo que se pretende es realizar un análisis gerencial-técnico con una herramienta básica (Excel) donde se aplican los pasos que permiten plantear un diseño experimental definiendo objetivos, fuentes, procedimientos, pruebas y refinaciones que concluyan con la realización del experimento y su posterior análisis.

El implementar una regresión lineal, permite dar dos interpretaciones iniciales pero específicas para la realización del experimento:

- El promedio de la variable dependiente (y) bajo la condición de un valor de la variable independiente (x)-Factor predictivo.
- La interpretación y el ajuste de los datos, se proyecta adecuadamente con la construcción de la recta producto de la aplicación de la regresión.

En cuanto a la interpretación de dicha regresión, el coeficiente es el grado en que varía la variable dependiente (y) por cada unidad de la variable (x); esta es la razón de cambio.

Por otra parte, el coeficiente es el de mejor ajuste a los datos o el resultado de y (dependiente) cuando x es cero (independiente).

La interpretación dada al valor de R^2 , es dada al porcentaje de la variabilidad que logra captar el conjunto de variables x; por lo que un valor alto (cerca a 100) da confianza en los resultados a pronosticar producto de la regresión.

4. Marco teórico

Diversos modelos estadísticos se han desarrollado para lograr establecer predicciones de comportamientos esperados. No obstante no todos los modelos cumplen con las características determinadas por particularidades según el universo de datos y variables recopiladas o esperadas.

A continuación se presentan las alternativas que se contemplan para un estudio de esta naturaleza y se explicará brevemente cual es la mejor alternativa de aplicación.

Optimización	Simulación	Análisis estadístico
<ul style="list-style-type: none"> • Lineal • No-lineal 	<ul style="list-style-type: none"> • Eventos discretos • Continua 	<ul style="list-style-type: none"> • ANOVA • Regresión Lineal multivariada

Optimización y Simulación requieren conocer la relación existente entre las variables. Este es uno de los objetivos del proyecto por lo que para el estudio propuesto no es la mejor alternativa.

ANOVA no es útil porque sólo ayuda a determinar si un factor es o no significativo para explicar una variable de respuesta. No permite determinar la relación existente entre la variable de respuesta y las variables independientes.

De lo anterior se puede inducir que la mejor aplicación al modelo propuesto es a través del análisis estadístico y para ello se aplicará la regresión lineal multivariada.

Douglas Montgomery (2013). Concluyó que cuando hay una sola variable dependiente o de respuesta y que depende de k variables independientes o regresores, por ejemplo x_1, x_2, \dots, x_k . La relación que existe en entre esas variables se ajusta a un modelo matemático llamado modelo

de regresión. Dicho modelo se ajusta a un conjunto de datos muestrales. Montgomery utiliza los métodos de regresión lineal con frecuencia para analizar datos de experimentos no planeados, como podría ser el caso de fenómenos no controlados o de registros históricos. Los métodos de regresión también son muy útiles cuando algo “salió mal”. Y específicamente la idea de este trabajo es partir de datos históricos de producción plantear un nuevo modelo de regresión lineal que permita generar una nueva estrategia de re inyección.

Se propone un modelo de regresión lineal múltiple con k variables independientes, cual puede describir la relación, que se presenta en la ecuación 1.

$$y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_k X_k + \varepsilon \quad (1)$$

Es común llamar a las variables independientes variables predictoras o regresores (variables de regresión). En este trabajo se toman como variables dependientes los datos de producción con respecto a la re inyección recomendada.

✓ Montgomery destacó la importancia de la verificación del adecuado modelo ya que es una parte importante en el procedimiento del análisis de datos. Es de igual importancia en la construcción de modelos de regresión. En general siempre es necesario: 1) examinar el nuevo modelo ajustado para asegurarse de que proporciona una aproximación adecuada del verdadero sistema 2) verificar que no infringe ninguno de los supuestos de la regresión:

- ✓ Normalidad de los residuales
- ✓ Homocedasticidad-Prueba de Varianza
- ✓ Independencia de los datos

El modelo de regresión probablemente de resultados pobres o equivocados a menos que sea un ajuste adecuado.

4.1 Modelo general de regresión

El modelo propuesto para el desarrollo del presente proyecto como ya se mencionó, se basa en un ajuste de modelos de regresión para un histórico de producción de pozos, junto con sus correspondientes datos de gas re inyectado y relación de otras variables que permitan ajustar dicho modelo. Para construir la regresión y ajustar cada uno de los datos, se emplea el modelo de regresión lineal múltiple, el cual se basa en la descripción de un plano inicialmente bidimensional representado por las x , con parámetros β que definen la intersección del plano con el eje de las ordenadas.

- ✓ Como se planteó inicialmente; la variable dependiente se alimenta con los datos históricos de producción de aceite de los pozos que se encuentran ubicados en los campos Cupiagua y Cupiagua Sur que son complementados con las variables x , que se basan en los datos históricos de re inyección en patrones determinados para cada uno de los pozos productores, que además se relacionan a su vez con una serie de variables que corresponden al mismo yacimiento y que ayudan a optimizar la construcción del modelo en base a la regresión lineal múltiple planteada.

Interpretación de la regresión lineal:

- ✓ El coeficiente es el grado en que varía la variable dependiente (Y) por cada unidad de la variable independiente (X)- Razón de cambio

- ✓ El coeficiente es el de mejor ajuste a los datos o el resultado de Y (dependiente) cuando X es cero (independiente)

Las variables adicionales serán mencionadas y explicadas más adelante en resultados y análisis.

4.2 Preguntas de investigación

Con lo relacionado hasta ahora, la presente investigación se centrará en profundizar las siguientes preguntas que están aplicadas a un campo en particular.

1: ¿El caudal de re inyección de gas tiene mayor impacto en la producción de pozos cuando a su alrededor se tiene menos pozos productores? ¿Se deben tener en cuenta los efectos de canalizaciones o conificaciones?

2: ¿Los tiempos de respuesta entre la inyección de los pozos inyectoros y la producción de los pozos inyectoros dependen de los caudales inyectados y presiones de inyección en general así como las distancias entre unos y otros?

3: Se encuentra una mayor tasa de recobro en pozos donde la inyección de gas esté cercana a pozos con mayores potenciales de producción?.

5. Metodología propuesta y modelo desarrollado

5.1 Tipo de Investigación

El tipo de investigación que se proyecta en este estudio es del tipo CORRELACIONAL, ya que busca examinar la relación entre las variables generadas a partir de la inyección de gas y sus resultados en los pozos productores.

5.2 Fuentes de información y muestra

Los campos Cupiagua y Cupiagua Sur han tenido una etapa de producción de más de 20 años, los que los describe como campos maduros. Sin embargo, para el desarrollo de este estudio se requiere información histórica de al menos dos años de tal forma que se logren tener datos con tendencias reales de por lo menos 365 días.

Igualmente será importante la condición de pozo inyector o productor que se ha tenido en este lapso de tiempo, ya que por estrategia durante algunos periodos de tiempo han sido productores y en otros han sido inyectores.

Dada la condición de campo “pequeño” en cuanto a número de pozos, el tamaño de la muestra será total, es decir, involucra la información de todos los 28 pozos productores actualmente junto con los 13 pozos inyectores y 9 pozos cerrados o inactivos los cuales no se encuentran uniformemente distribuidos, tal como se muestra en la figura 1 y 2.

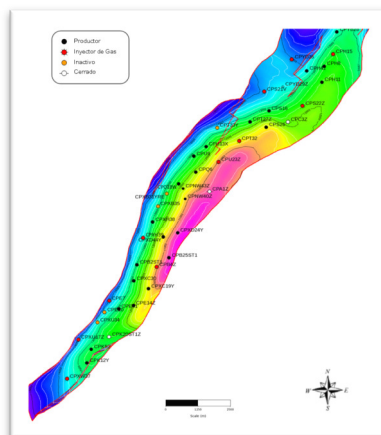


Figura 1. Esquema de ubicación pozos en el campo Cupiagua.

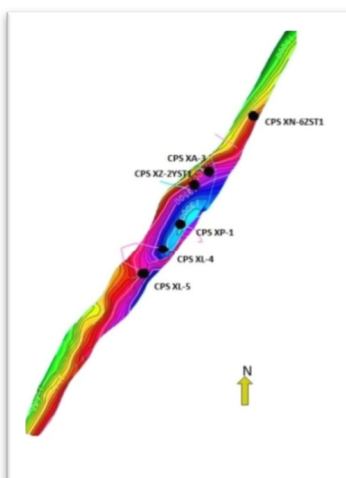


Figura 2. Esquema de ubicación pozos en el campo Cupiagua Sur.

Como se mencionó anteriormente, hay una incidencia y relación directa entre los pozos productores e inyectores de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur. La conectividad establecida entre los pozos depende de las propiedades del subsuelo, debido a que en muchas ocasiones se crean canales naturales o artificiales para crear dicha canal.

Esta comunicación se establece entre pozos que tengan patrones en común, por ejemplo que compartan formaciones, estableciendo así una incidencia directa.

Un pozo inyector puede incidir no solo en uno, sino en varios pozos productores.

Tabla 1. Relación de pozos productores e inyectoros.

Pozo(s) Productor(es)	Pozo(s) Inyector(es) incidente(s)	Pozo(s) Productor(es)	Pozo(s) Inyector(es) incidente(s)
CUPIAGUA SUR XL5	CUPIAGUA SUR XA3	CUPIAGUA A1	CUPIAGUA XB31
CUPIAGUA SUR XN6		CUPIAGUA Q6	
CUPIAGUA SUR XP1		CUPIAGUA Q18	
CUPIAGUA SUR XL4		CUPIAGUA NW40	
CUPIAGUA SUR XP1	CUPIAGUA SUR XZ-2Y	CUPIAGUA NW43	
CUPIAGUA SUR XL4		CUPIAGUA XD24	
CUPIAGUA H8	CUPIAGUA H15	CUPIAGUA B25	CUPIAGUA B4
CUPIAGUA H11		CUPIAGUA B2	
CUPIAGUA H42		CUPIAGUA XC19	
CUPIAGUA S16	CUPIAGUA S21	CUPIAGUA U9	CUPIAGUA U23
CUPIAGUA S26		CUPIAGUA U13	
CUPIAGUA S16	CUPIAGUA S22	CUPIAGUA NW40	
CUPIAGUA S26		CUPIAGUA NW43	
		CUPIAGUA XD44	
		CUPIAGUA XH38	CUPIAGUA XH39
CUPIAGUA H8	CUPIAGUA T32	CUPIAGUA E14	CUPIAGUA E7
CUPIAGUA H11		CUPIAGUA E41	
CUPIAGUA H42		CUPIAGUA K5	CUPIAGUA XU17
		CUPIAGUA K20	
CUPIAGUA T27		CUPIAGUA YB28	CUPIAGUA YD36

5.3 Variables a evaluar

Si bien, son muchas las variables que inciden en el comportamiento de flujo de fluidos a través del medio poroso, así se definieron las siguientes variables como influencia directa en la producción de crudo incluyendo las declinaciones del yacimiento. Estas son: Caudales de inyección (MMSCFD), Pruebas de producción (BOPD), manifestación de las variables en los pozos productores cercanos y las variables de presión de producción en cabeza de pozo (psi) y la producción en sí de los pozos productores (BOPD).

5.4 Fuente de información

La técnica de recolección de información está basada en la emitida en los reportes diarios de producción, que recopilan la información de liquidación de la producción de pozos productores, mediante herramienta corporativa suministrada por la empresa para tal fin. En este mismo reporte se captura la información suministrada por los diferentes medidores que detallan los caudales de inyección de gas, así como las presiones que en cada pozo se está inyectando gas.

5.5 Procedimiento para el trabajo de campo

Establecer una línea base con el comportamiento de producción de crudo de cada pozo productor durante los últimos dos años, tomando para ello los 365 datos de mejor tendencia. Establecer una línea base para el comportamiento de la re inyección de cada uno de los pozos

inyectores teniendo en cuenta la variable asociada de la presión en cada nodo o punto de reinyección, a partir de los históricos como se describe a continuación:

En primer lugar, se enlista la operación diaria de los volúmenes inyectados según planes de reinyección de gas en KPCD para cada uno de los pozos inyectores pertenecientes al campo Cupiagua y Cupiagua Sur, junto con un registro del volumen total día en KPCD y un volumen de inyección total recomendado en KPCD para el mismo periodo de tiempo.

5.6 Esquema de reinyección histórica

Establecido mediante la variación de los caudales y las presiones en los pozos inyectores de gas con periodos establecidos de acuerdo a los tiempos de respuesta; los cuales son sometidos a seguimiento para determinar el nivel de impacto en los pozos productores. Para este estudio se controlará el comportamiento de las variaciones de presión y caudales correspondientes en los mismos periodos. Tomar datos adicionales de producción histórica apoya los buenos resultados.

5.7 Esquema de procedimiento para el desarrollo del proyecto

El procedimiento para el desarrollo del proyecto, se presenta en la figura 3.

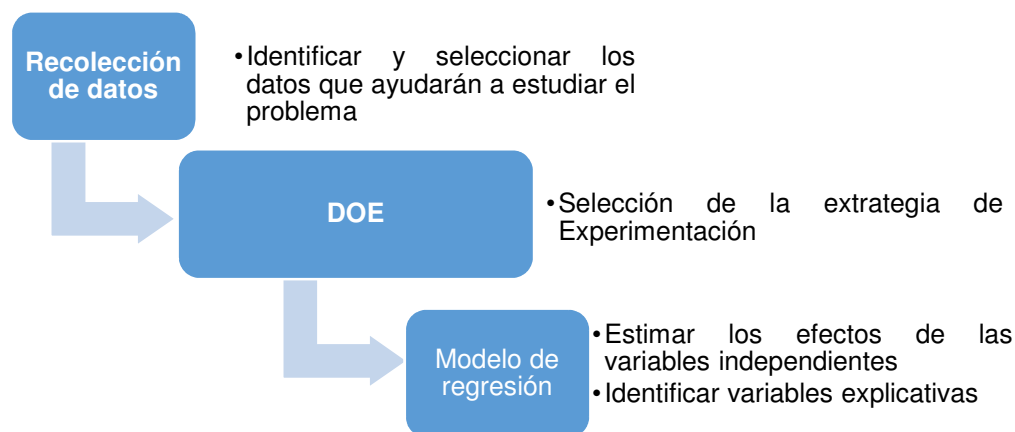


Figura 3. Esquema para el desarrollo del proyecto.

El esquema presentado para el desarrollo del proyecto, permite aplicar una metodología que logra sintetizar cada una de las ideas principales y planteamientos en metodologías que permitan llegar a la realización o cumplimiento de cada uno de los objetivos; es así que en primera medida es importante contar con la información adecuada y en gran cantidad para llegar a un término inicial fijo; así para el caso de este proyecto la información es relacionada con los datos de producción e inyección junto con las características de cada uno de los pozos pertenecientes a los campos de Cupiagua y Cupiagua Sur. Posterior a esto, se selecciona la estrategia de experimentación, la cual es la base o el centro del proyecto; para esto se debe tener clara cuál es la estrategia que va a generar resultados más exactos y cercanos a la realidad operativa de los campos; es por eso que la implementación de la regresión lineal multi-variable, se establece como la mejor herramienta para llevar a cabo el cumplimiento de los objetivos planteados, llegando así a identificar la importancia y relación directa de cada una de las variables que intervienen en el proceso y generación de resultados de la herramienta.

DOE, constituye una metodología empleada para el diseño de experimentos con base estadística, que tiene como objetivo el planteamiento y realización de condiciones de un

producto o proceso con un resultado óptimo y eficaz, empleando el mínimo número de pruebas y/o experimentos.

5.8 Tamaño de la muestra

La muestra la conformaron 28 pozos productores y 13 pozos inyectores, pertenecientes a los campos Cupiagua y Cupiagua Sur. Con un modelado inicial para los 4 pozos productores de Cupiagua Sur. Para cada pozo se toman los datos históricos a partir de diciembre de 2013 y por un periodo de dos años, se eliminan los datos que evidencian "ruido" y se deja un tamaño de muestra de 365 datos por pozo, para establecer un periodo más corto y que traiga una tendencia que permita ajustar los datos a pronosticar.

5.9 Material

Se recolectó información proveniente de los pozos inyectores y productores a través de las herramientas disponibles para la liquidación y seguimiento diario de producción de los pozos productores e inyectores pertenecientes a los campos Cupiagua y Cupiagua Sur. La regresión lineal múltiple es desarrollada en Excel, donde también se lleva la base de datos de cada uno de los pozos productores.

5.10 Modelo propuesto

Para la aplicación de la regresión lineal se tienen en cuenta las variables dependientes y las variables independientes. Las variables dependientes tienen que ver exclusivamente con el

resultado esperado y corresponde a los valores de la regresión como datos (y). Las variables independientes para el ejercicio se tienen en cuenta las variables que tienen que ver con los datos de inyección (x) que se tienen durante los 365 días. Como variable independiente se incluirá adicionalmente el dato mensual de prueba de pozos por ser un valor que correlaciona valores de inyección con valores de producción asociada al tiempo.

6. Resultados y análisis

6.1 Preparación de datos

Para la preparación de los datos históricos que alimentan la regresión lineal múltiple construida en Excel, se toman datos representativos en un periodo correspondiente a 365 días; aquellos que salgan del rango aceptable sea de producción o de inyección debido a que valores muy altos, muy bajos o iguales a cero, se consideran como valores erróneos a la hora de correlacionar valores en los registros para la regresión ya que se deben tener de datos en un rango específico o cercano para generar respuestas que no se vean afectadas. Posterior a esto, se busca integrar aquellas variables que permitan que el modelo sea ajustado a valores confiables en los datos previamente seleccionados. Las variables incluidas, son mencionadas a continuación.

Las variables a tener en cuenta son las que inciden directamente en la producción de crudo teniendo en cuenta las declinaciones del yacimiento y son: Caudales de re inyección, Presión de re inyección, tiempo de respuesta y manifestación de las variables en los pozos productores cercanos y las variables de presión de producción en cabeza de pozo y la producción en sí de los pozos productores. La mayoría de estas variables son de incidencia directa en el valor de producción que se presenta para cada uno de los 365 días en cada pozo productor. El modelo inicial se desarrolló en una muestra del conjunto total, en este caso para el campo Cupiagua Sur, presentado en la figura 4. Es importante mencionar que para establecer un posterior modelo de re inyección que permita incrementar el factor de recobro es importante tener en cuenta las distancias en el yacimiento pertenecientes a cada uno de los patrones de inyección de gas, es decir incluir la distancia que existe entre el pozo productor y el o los pozos inyectores que

incidan directamente en ellas las cuales deben contemplar variables más complejas. Para lo anterior, se relaciona en primera medida las distancias contempladas en yacimiento para la muestra Cupiagua Sur de la cual se partió, para establecer un modelo de variables que al aplicar la regresión lineal múltiple permitan que el valor de R^2 ajustado (Valor que indica el grado de confiabilidad de la regresión a partir de las variables correlacionadas), esté por encima del 95% para tener la certeza de que el modelo planteado para los pozos pertenecientes a los campos Cupiagua y Cupiagua Sur sea el adecuado.

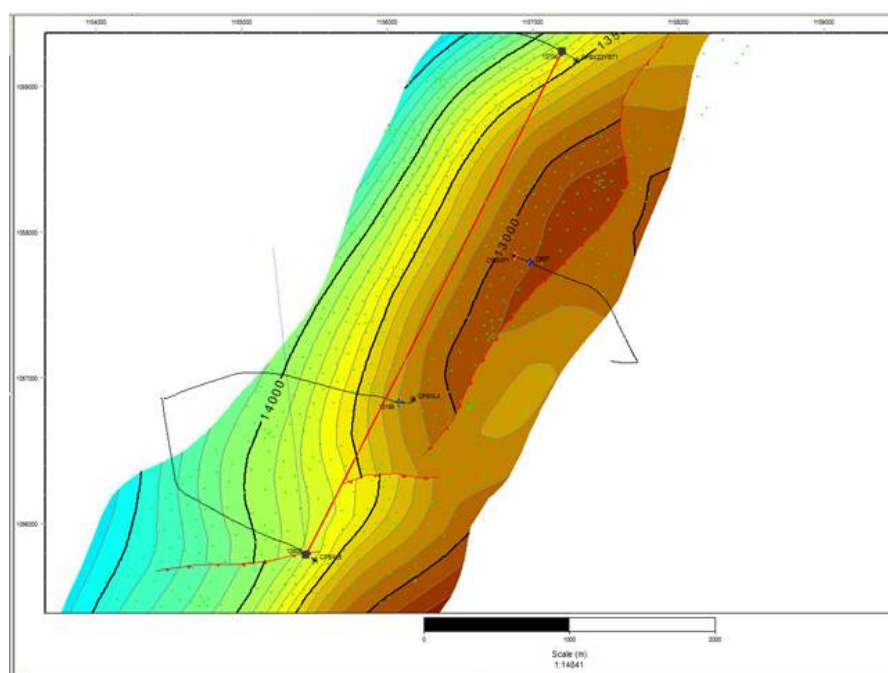


Figura 4. Vista de planta de distancia entre pozos, Campo Cupiagua sur.

En la tabla 2, se puede observar la distancia que existe entre los pozos de campo Cupiagua Sur.

Tabla 2. Distancia a nivel de subsuelo entre pozos campo Cupiagua sur

		DISTANCIA ENTRE POZOS.
CupXA3	CupXL4	3594 m
CupXA3	CupXL5	4828 m
CupXZ2	CupXL4	2654 m
CupXZ2	CupXL5	3878 m

6.2 Validación de supuestos del modelo estadístico

Como primera medida antes de realizar las regresiones para cada pozo, se debe realizar una validación de los supuestos estadísticos. Para la validación de este modelo, se plantean 3 metodologías para evaluar este concepto en cuanto a correlación de datos, con el fin de obtener un grado elevado de confiabilidad en los datos presentados, y por ende en los pronósticos realizados a partir de la regresión lineal. Estas validaciones, se basan en:

- ✓ Normalidad de los residuales
- ✓ Homocedasticidad-Prueba de Varianza
- ✓ Independencia de los datos

En primer lugar, se toman los cuatro pozos productores pertenecientes al campo Cupiagua Sur como muestra del modelo, y se procede a hacer la validación estadística correspondiente así:

Para establecer la normalidad de los residuales, se procedió a tomar los datos correspondientes a la producción como variable (y) dentro del modelo de regresión para cada uno de los pozos productores, calcular un promedio de los 365 datos presentados y finalmente calcular los residuales, como se muestra en la ecuación 2.

$$\text{Residual}_i = y_i - y_{\text{prom}} \quad (2)$$

Teniendo ya los 365 residuales, se establecen rangos de prueba para posteriormente construir un histograma de los mismos residuales para cada uno de los pozos, esto se ve reflejado en la gráfica 1.

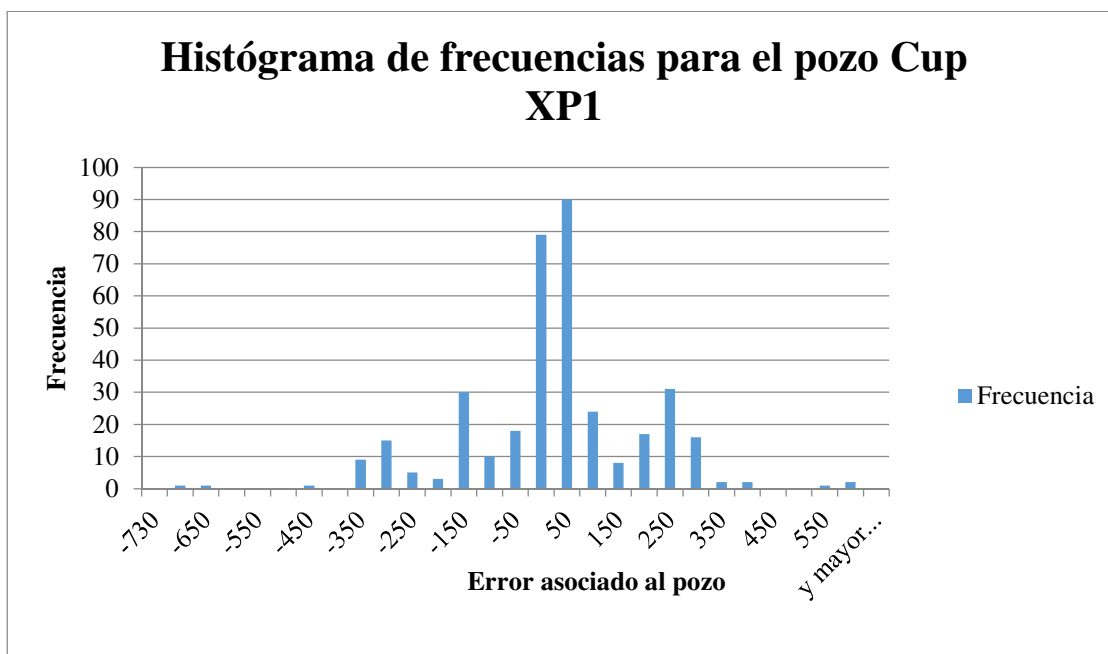


Figura 5. Histograma de frecuencias para el pozo CupXP1

De igual manera, se puede hallar la gráfica de probabilidad normal con la herramienta de Excel, los resultados se pueden ver en la gráfica 6.

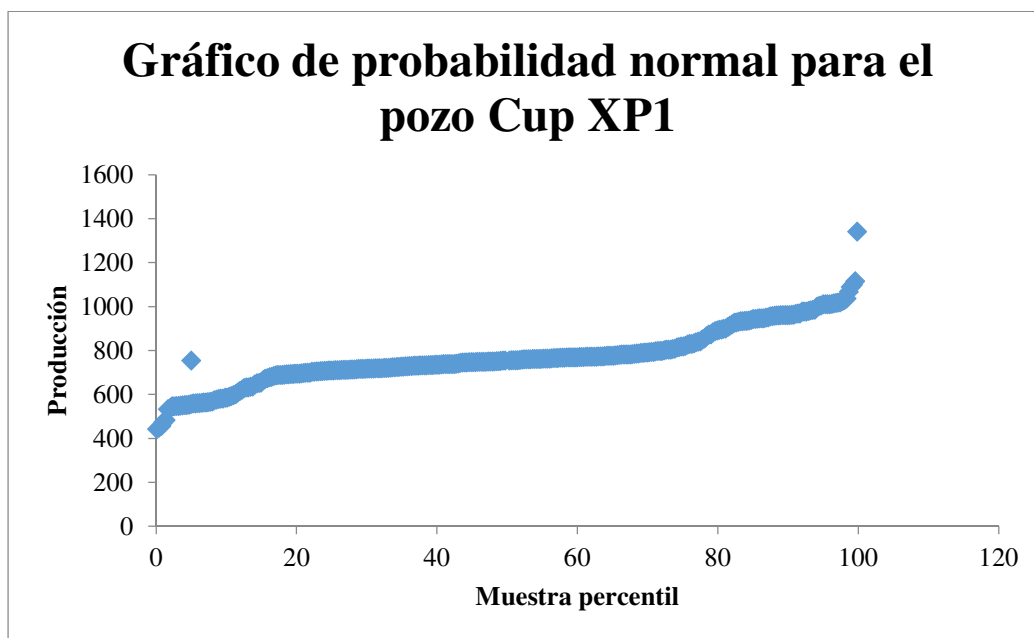


Figura 6. Gráfica de probabilidad normal para el pozo CupXP1

Finalmente, Para observar la independencia de los datos, se toman nuevamente los 365 de producción de cada uno de los pozos y se empieza a formular el valor de los coeficientes de correlación de dichos datos, obteniendo resultados de correlación cada 10 días hasta encontrar una correlación menor al 0,05 que indica un grado de confianza muy aceptable; en este momento se grafican los valores de producción y se grafica una dispersión, esperando obtener figuras geométricamente no definidas que indican una buena representación o correlación intrínseca de los datos. Las gráficas de independencia de datos se pueden ver en la gráfica 3, con ello también se comprueba que los datos no muestran tendencias que refuten su independencia entre sí. Los resultados para la validación de los supuestos de los pozos CUP S XL4, CUP S XL5 Y CUP S XN 6, ilustrado en el anexo 1, con ello también se prueba el supuesto de la homocedasticidad, ya que si los datos presentan una variación como la que se observa, se presentarán diferencias entre

los datos, lo que se busca en este caso, si los datos no presentarán esta independencia la varianza sería igual a cero.

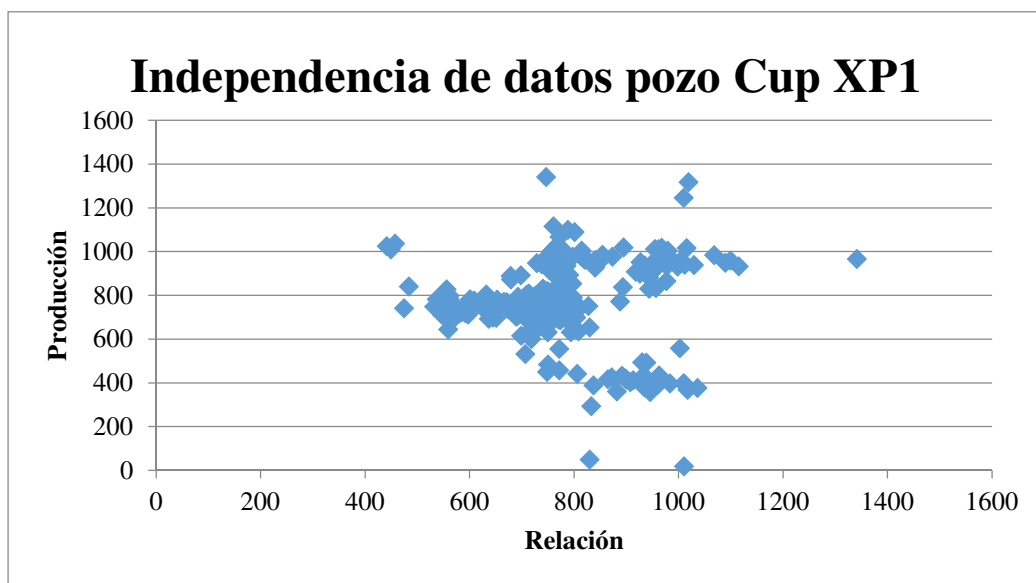


Figura 7. Independencia de datos para pozo CUP XP1.

6.3 Desarrollo del proyecto para el área de Cupiagua Sur

Una primera aproximación de la tendencia esperada puede indicar la interpretación que permita generar el grado de confiabilidad del coeficiente R^2 ajustado, donde se obtuvo valores superiores al 90% como punto de partida para la generación de coeficientes de la regresión lineal multivariada y para ello se realizaron iteraciones con las mismas variables independientes a diversas fechas con datos del esquema de inyección histórica presentada durante los periodos considerados.

Para la construcción del modelo estadístico de regresión lineal múltiple que permitió predecir el comportamiento de la producción de los campos a partir de un histórico de inyección

y producción con una muestra de 365 días para cada uno; se determinó la importancia del coeficiente R^2 , debido a que este corresponde a una representación estadística cuyo principal propósito es predecir resultados y validar hipótesis planteadas. El coeficiente, se encarga de determinar la calidad del modelo planteado para replicar resultados. Aplicado directamente en términos de regresiones lineales, R^2 es el cuadrado del coeficiente de correlación de Pearson, que en el caso de tener un modelo de varias variables, este coeficiente constituye la determinación del cuadrado del coeficiente múltiple.

Por esta razón, ajustar el valor de R^2 se hace imprescindible para llegar a plantear un modelo adecuado a partir de las variables principales que inciden directamente en la producción de aceite en los pozos. Inicialmente con las variables planteadas se llegó a obtener un R^2 cercano al 63%; el cual no fue considerado confiable para realizar pronósticos, los resultados para estos pronósticos se pueden observar de una manera más clara en la figura 8.

Resumen									
<i>Estadísticas de la regresión</i>									
Coefficiente de correlación múltiple	0,807929795								
Coefficiente de determinación R^2	0,652750554								
R^2 ajustado	0,636387816								
Error típico	203,9418947								
Observaciones	351								

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítica de F
Regresión	14	26348050,54	1882003,61	48,7295315	4,17182E-72
Residuos	337	14016603,89	41592,29641		
Total	351	40364654,43			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	-4385002,82	659817,0886	-6,645785476	0,00	-5682881,7	-3087123,948	-5682881,7	-3087123,95
Variable X 1	2668,991474	404,4837451	6,598513553	0,00	1873,360507	3464,622441	1873,36051	3464,62244
Variable X 2	-7268,76815	1356,513777	-5,35841823	0,00	-9937,069119	-4600,467183	-9937,06912	-4600,46718
Variable X 3	7257935,97	1018213,161	7,128110545	0,00	5255081,883	9260790,058	5255081,88	9260790,06
Variable X 4	8945859,604	1409673,724	6,346049766	0,00	6172991,518	11718727,69	6172991,52	11718727,7
Variable X 5	-37326,6715	6194,868911	-6,02541749	0,00	-49512,15385	-25141,18911	-49512,1539	-25141,1891
Variable X 6	367174,0688	67970,12877	5,40199166	0,00	233474,9029	500873,2346	233474,903	500873,235
Variable X 7	-99569482,6	14154783,45	-7,034334571	0,00	-127412342	-71726623,16	-127412342	-71726623,2
Variable X 8	-104,939234	21,41752844	-4,899689255	0,00	-147,0681182	-62,81034976	-147,068118	-62,8103498
Variable X 9	-20,3548877	18,95075132	-1,07409397	0,28	-57,63155158	16,92177615	-57,6315516	16,9217761
Variable X 10	-90,6309233	21,59722415	-4,196415368	0,00	-133,1132741	-48,14857255	-133,113274	-48,1485725
Variable X 11	-24,4305516	18,98759319	-1,286658678	0,20	-61,77968442	12,91858131	-61,7796844	12,9185813
Variable X 12	0,822736966	0,187651518	4,384387487	0,00	0,453621123	1,191852809	0,45362112	1,19185281
Variable X 13	0,197551551	0,134716478	1,466424552	0,14	-0,067439572	0,462542674	-0,06743957	0,46254267

Figura 8. Regresión lineal preliminar con R^2 ajustado bajo.

De esta forma, se planteó llegar a obtener valores de R^2 superiores al 90% partiendo de ciertas variables que se relacionen con la producción y a su vez entre ellas mismas.

Se comenzó a ajustar el modelo de los pozos productores CUP SUR XP1, CUP SUR XL4, CUP SUR XL5 y CUP SUR XN6 con las siguientes variables:

Para la variable representativa dependiente se tomaron los datos históricos de producción de cada uno de los pozos del campo Cupiagua Sur en un rango de 365 datos, luego como variable independiente principal se tomaron los 365 datos de inyección del pozo correspondiente al productor mencionado; de esta variable, se deriva otra que es el Logaritmo Natural (debido a la relación directa que tiene este valor en las gráficas de interpretación de datos) de esos datos de inyección, otra variable que relaciona los datos históricos de inyección con la mitad del valor del logaritmo con el fin de establecer relaciones directas entre las mismas variables; ese valor obtenido es relacionado con el valor del Logaritmo Natural de la inyección como otra variable; luego se incluye una variable fundamental en el modelo, la cual permite relacionar los datos de producción con los de inyección directamente; en el caso de tener la presencia de dos pozos inyectoros, el denominador de esa relación corresponde a la suma de los datos de la inyección de los dos pozos para la misma línea de datos del pozo productor. Finalmente como última variable y para un total de 6, se tiene en cuenta el número de días que han transcurrido desde el día que se registran los datos de producción e inyección con la fecha actual. Incluir valores relacionados con el logaritmo natural en el modelo estadístico es importante debido a que este representa una función real con dominio de definición los números reales positivos; permitiendo así representar áreas bajo la curva a través de funciones, y así entrelazar las demás variables para obtener mejores respuestas. De esta forma se logró obtener en primera medida un valor de R^2 99,66%

para el caso del pozo Cupiagua Sur XL5. Los datos para el pozo Cup Sur XL5 con el R^2 99,84%, se pueden observar en la figura 9.

<i>Estadísticas de la regresión</i>						
Coefficiente de correlación múltiple	0,99924923					
Coefficiente de determinación R^2	0,99849902					
R^2 ajustado	0,9984745					
Error típico	9,86614431					
Observaciones	312					
ANÁLISIS DE VARIANZA						
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Media Cuadrado	F	Valor crítico de F	
Regresión	5	19814833,5	3962966,71	40712,2867	0	
Residuos	306	29786,2859	97,3408036			
Total	311	19844619,8				
	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	1822312,77	444997,571	4,09510722	5,4065E-05	946670,246	2697955,28
Variable X 1	5,25974685	1,2912345	4,07342497	5,9068E-05	2,71892438	7,80056932
Variable X 2	-169547,67	41440,8537	-4,0913171	5,4909E-05	-251092,78	-88002,567
Variable X 3	-0,1048063	0,02577564	-4,0660981	6,0857E-05	-0,1555262	-0,0540864
Variable X 4	-1,429E+10	3337847135	-4,2826143	2,4756E-05	-2,086E+10	-7,727E+09
Variable X 5	132540,228	328,598316	403,350294	0	131893,629	133186,826

Figura 9. Regresión lineal preliminar con R^2 99.8%

Análisis de este modelo: Dado que los valores de probabilidad están muy cercanas a CERO se interpreta que todas las variables son significativas. Los efectos son positivos para las variables X1, y X5 lo que indica que los datos de inyección del pozo XA3 (variable X1) y el dato de prueba de producción (Variable X5) son los valores con mayor significancia, y son negativos para las variables X2, X3 y X4 lo que indica que el impacto de estas variables sobre el resultado final esperado no incide de manera apropiada sobre el cálculo de la producción.

A su vez, se plantea un escenario en el que se incluyan variables como el depletamiento de la presión del yacimiento, pero se encuentra que su aporte es mínimo estadísticamente hablando, comparado con las variables previamente planteadas; caso similar ocurre con el valor del OHIP (Original Hydrocarbure In Place) diario; pero es claro que estas variables harían que el modelo sea más real, por lo que es necesario incluirlo dentro de las variables independientes a tener en cuenta.

Una vez ajustados los valores de R^2 se procede a analizar cada uno de los datos de probabilidad encontrando que en la mayoría de las regresiones se obtenían datos que correspondían a coeficientes mayores al 5% lo que indicaba que aunque el R^2 era muy bueno no representaba confiabilidad. Para lo anterior se procedió a desfazar los datos de inyección con los de producción hasta llegar a un valor que fuera menos del 1% encontrando una muy buena confiabilidad pues los datos tenían un comportamiento a una regresión lineal optima con el hallazgo de que estos desfases en los datos a su vez coincidían con los tiempos de respuesta que históricamente se venían reflejando con los resultados de campo.

Al momento que se obtuvo el valor esperado de R^2 , se procedió a realizar el mismo procedimiento para los otros 3 pozos productores pertenecientes al campo Cupiagua Sur, y se obtuvieron los siguientes resultados de R^2 , de igual manera se puede obtener la ecuación de regresión lineal que relaciona la producción con las variables estudiadas, estos resultados se pueden ver en la tabla 3.

Tabla 3. Ecuaciones de regresión y R^2 ajustado para Cupiagua sur

Pozo	R^2 ajustado	Ecuación de regresión
XP1	99.83%	$Y = 227095.7 * X_0 + 0.86 * X_1 - 0.059 * X_2 - 20568.5 * X_3 - 1357.85 * X_4$ $- 0.01 * X_5 + 0.001 * X_6 - 1.71 * 10^{14} * X_7 + 240250.4 * X_8$
XL5	99.6%	$Y = 1822312.76 * X_0 + 5.26 * X_1 - 169547.7 * X_2 - 0.1048 * X_3$ $- 14294711806 * X_4 + 133540.23 * X_5$
XL4	99.71%	$Y = 117888.76 * X_0 + 1183.19 * X_1 + 46.01 * X_2 + 38328.48 * X_3 + 213.11$ $* X_4 - 109.96 * X_5 + 5.94 * X_6 + 8488255.24 * X_7 + 233.3 * X_8$
XN6	99.61%	$Y = 453584.26 * X_0 + 1.3 * X_1 + 42105.4 * X_2 + 0.025 * X_3 + 3358925858 * X_4$ $+ 138214.4 * X_5$

Tiempos de desfase o respuesta tenidos en cuenta en la regresión:

Cup XP1 26días, Cup XL437días, Cup XN6 42días, Cup XL5 41días

Los valores obtenidos concuerdan con lo planteado inicialmente, ya que se obtuvieron valores de R^2 superiores al 90%.

Posterior al ajuste de variables para los pozos del campo Cupiagua Sur, se procede a plantear la misma metodología de trabajo para los 24 pozos productores del campo Cupiagua, obteniendo valores de R^2 ajustado similares a los del área de Cupiagua sur, pero evidenciando que el tiempo entre la inyección de gas y la producción de crudo, que es en este caso la variable de respuesta, sin evidenciar producción de crudo inmediata con la inyección de gas, lo que representa una variación entre el dato factor inyección contra la variable de respuesta, esto se puede observar de una manera más clara en la gráfica 4, donde se observan los tiempos de respuesta del pozo CupA1, en este caso se puede observar que el día 21 de mayo del año 2014 la planta no tuvo producción alguna, y que a partir de esa fecha pasados 21 días, la producción volvió a cambiar significativamente lo que se deduce como un tiempo de respuesta para este pozo.

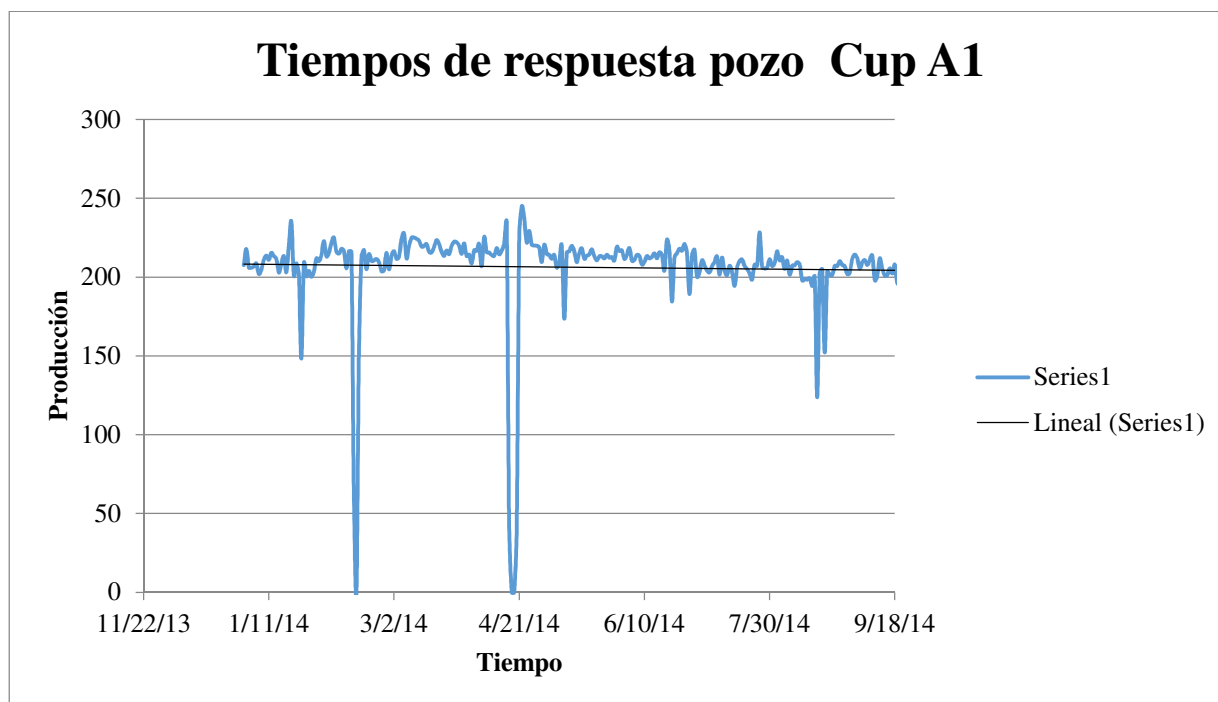


Figura 10. Tiempos de respuesta pozo Cup A1.

De la misma manera, se realiza la gráfica para el pozo Cup E14, donde se presenta un tiempo de respuesta de 62 días, esto se puede observar en la gráfica 5, de la misma manera se puede observar el tiempo de respuesta para el pozo Cup Sur XL4, en la gráfica 6.

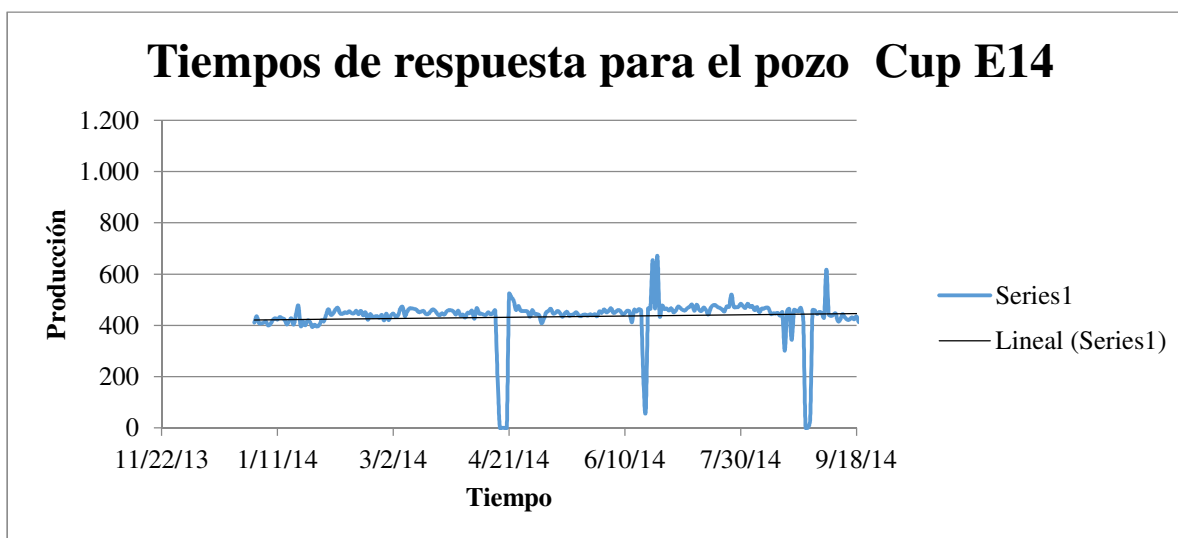


Figura 11. Tiempos de respuesta pozo Cup E14

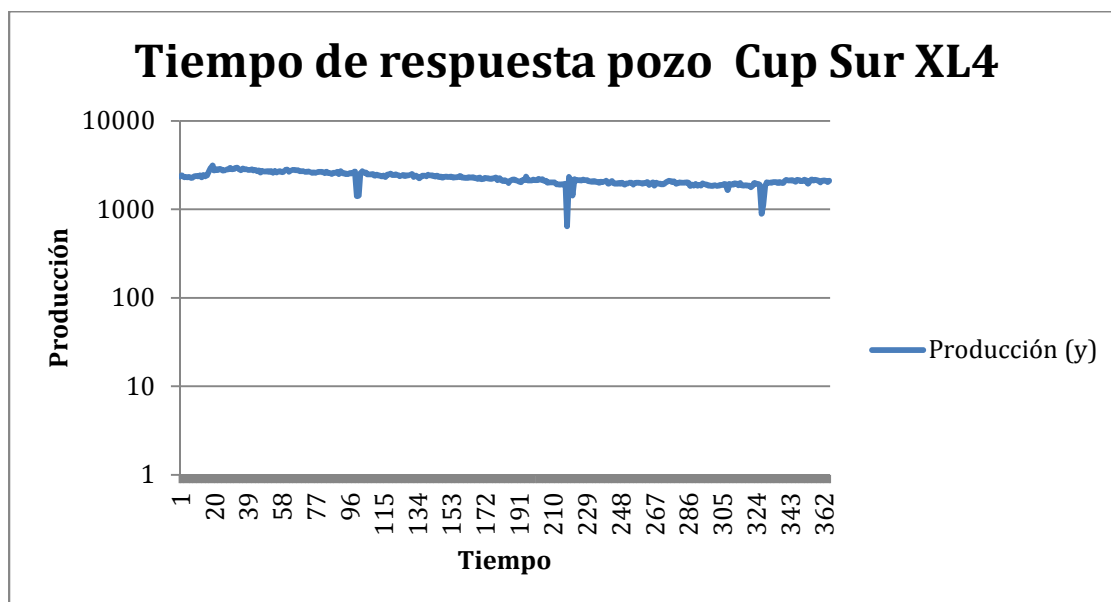


Figura 12. Tiempos de respuesta pozo Cup Sur XL4.

Se presentan a continuación los tiempos de respuesta de cada uno de los pozos productores, es decir el tiempo que transcurre entre la inyección de gas y la respuesta inmediata del pozo productor evidenciada en un cambio significativo de producción.

Tabla 4. Tiempos de respuesta estimados por pozo

POZO	TIEMPO DE RESPUESTA (DÍAS)
Cupiagua Sur XP1	26
Cupiagua Sur XL4	37
Cupiagua Sur XL5	41
Cupiagua Sur XN6	42
Cupiagua A1	21
Cupiagua B2	13

POZO	TIEMPO DE RESPUESTA (DÍAS)
Cupiagua E14	62
Cupiagua E41	39
Cupiagua H8	63
Cupiagua H42	75
Cupiagua K5	12
Cupiagua K20	18
Cupiagua NW40	71
Cupiagua NW43	72
Cupiagua Q6	89
Cupiagua Q18	89
Cupiagua S16	16
Cupiagua T27	18
Cupiagua U9	49
Cupiagua U13	51
Cupiagua XC19	18
Cupiagua XD24	88
Cupiagua XH38	49
Cupiagua YB28	84

De igual forma; se presentan las ecuaciones de 4 pozos productores del campo Cupiagua, los cuales son aquellos que presentan mayor producción de aceite, se puede observar que varias variables son dependientes de las anteriores, y son operaciones matemáticas que se realizaron con las mismas. Finalmente, se obtienen las ecuaciones para los pozos del campo Cupiagua, con el R^2 ajustado deseado, los resultados se pueden ver en la tabla 4.

- **CUP B25**

$$y = -22677,2069 - 0,27560038(\text{gi}) + 2515,13841(\ln(\text{gi})) + 0,00673574 \left((\text{gi}) * \left(\frac{\ln(\text{gi})}{2} \right)^2 \right) - 39575559,6 \left(\frac{\ln(\text{gi})}{(\text{gi}) * \left(\frac{\ln(\text{gi})}{2} \right)^2} \right) + 34625,6062 \left(\frac{\text{yp}}{\text{gi}} \right)$$

- **CUP S26**

$$y = -14401,8615 - 0,16014076(\text{gi1}) + 0,03012998(\text{gi2}) + 1282,79599(\ln(\text{gi1})) + 226,817826(\ln(\text{gi2})) + 0,00421602 \left((\text{gi1}) * \left(\frac{\ln(\text{gi1})}{2} \right)^2 \right) - 0,00096736 \left((\text{gi2}) * \left(\frac{\ln(\text{gi1})}{2} \right)^2 \right) + 3,3229E + 11 \left(\frac{\ln(\text{gi1}) * \ln(\text{gi2})}{(\text{gi1}) * \left(\frac{\ln(\text{gi1})}{2} \right)^2 * (\text{gi2}) * \left(\frac{\ln(\text{gi1})}{2} \right)^2} \right) + 71683,0684 \left(\frac{\text{yp}}{\text{gi1} + \text{gi2}} \right)$$

- **CUP H11**

$$y = -4874,98205 + 0,06339538(\text{gi1}) + 0,05093651(\text{gi2}) + 262,927253(\ln(\text{gi1})) + 84,0775067(\ln(\text{gi2})) - 0,00153434 \left((\text{gi1}) * \left(\frac{\ln(\text{gi1})}{2} \right)^2 \right) - 0,00153051 \left((\text{gi2}) * \left(\frac{\ln(\text{gi1})}{2} \right)^2 \right) + 1,9925E + 11 \left(\frac{\ln(\text{gi1}) * \ln(\text{gi2})}{(\text{gi1}) * \left(\frac{\ln(\text{gi1})}{2} \right)^2 * (\text{gi2}) * \left(\frac{\ln(\text{gi1})}{2} \right)^2} \right) + 84953,6116 \left(\frac{\text{yp}}{\text{gi1} + \text{gi2}} \right)$$

- **CUP XD44**

$$y = 335,591066 - 0,00145482(\text{gi}) - 29,000836(\ln(\text{gi})) + 3,436E - 05 \left((\text{gi}) * \left(\frac{\ln(\text{gi})}{2} \right)^2 \right) - 1099308,84 \left(\frac{\ln(\text{gi})}{(\text{gi}) * \left(\frac{\ln(\text{gi})}{2} \right)^2} \right) + 1285,18195 \left(\frac{\text{yp}}{\text{gi}} \right) + 0,09167381(\text{yp} * \ln(\text{gi}))$$

Tabla 5. Ecuaciones de regresión para los pozos de Cupiagua.

Pozo	R ² ajustado	Ecuación de regresión
Cup A1	94.09%	$Y = -20.37 * X_0 + 0.014 * X_1 + 32.55 * X_2 + 0.00040 * X_3 + 21867313.04 * X_4 + 42644.5 * X_5$
Cup B2	98.71%	$Y = -5660.54 * X_0 - 0.091 * X_1 + 659.7 * X_2 + 0.0023 * X_3 + 27247913.8 * X_4 + 38859.41 * X_5$
Cup E14	93.98%	$Y = -786361.7 * X_0 - 10.04 * X_1 + 84624.10 * X_2 + 0.25 * X_3 + 1341133249 * X_4 + 33433.33 * X_5$
Cup E41	99.37%	$Y = 16842.37 * X_0 + 0.24 * X_1 - 1811.55 * X_2 - 0.006 * X_3 - 41467814 * X_4 + 33273.29 * X_5$
Cup H8	99.11%	$Y = -8160.44 * X_0 + 0.011 * X_1 + 0.04 * X_2 + 504.03 * X_3 + 248.1 * X_4 - 0.0002 * X_5 - 0.00015 * X_6 + 3.4 \times 10^{11} * X_7 + 88322.18 * X_8$
Cup H42	99.24%	$Y = -2467.4 * X_0 - 0.015 * X_1 + 0.0042 * X_2 + 209.18 * X_3 + 55.6 * X_4 - 0.00035 * X_5 - 0.00014 * X_6 + 8.06 \times 10^{10} * X_7 + 87013.4 * X_8$
Cup K6	99.99%	$Y = -489.84 * X_0 - 0.013 * X_1 + 60.56 * X_2 + 0.00037 * X_3 - 123652.5 * X_4 + 1540.6 * X_5 + 0.091 * X_6$
Cup K20	99.99%	$Y = -241.2 * X_0 - 0.007 * X_1 + 30.42 * X_2 + 0.00019 * X_3 - 83761.4 * X_4 + 1426.16 * X_5 + 0.091 * X_6$
Cup NW40	99.98%	$Y = 18.24 * X_0 - 0.0034 * X_1 + 0.0016 * X_2 + 6.75 * X_3 - 3.91 * X_4 - 8.49 \times 10^{-5} * X_5 - 5.04 \times 10^{-5} * X_6 + 3306846030 * X_7 + 2858.31 * X_8 + 0.07 * X_9 + 0.014 * X_{10}$
Cup NW43	99.97%	$Y = 243.7 * X_0 - 0.0052 * X_1 + 0.0012 * X_2 - 11.11 * X_3 - 0.75 * X_4 + 0.00013 * X_5 - 4.44 \times 10^{-5} * X_6 + 3262547414 * X_7 + 1755.95 * X_8 + 0.083 * X_9 + 0.006 * X_{10}$

Pozo	R ² ajustado	Ecuación de regresión
Cup Q6	96.19%	$Y = 23739.01 * X_0 + 0.18 * X_1 - 2415.30 * X_2 - 0.004 * X_3 - 86694946 * X_4 + 41282.57 * X_5$
Cup Q18	92.6%	$Y = -3024.99 * X_0 - 0.03 * X_1 + 346.78 * X_2 + 0.0009 * X_3 - 18334231 * X_4 + 39258.97 * X_5$
Cup S16	97.84%	$Y = -4686.05 * X_0 - 0.062 * X_1 + 0.013 * X_2 + 459.56 * X_3 + 17.4 * X_4 + 0.0017 * X_5 - 0.00028 * X_6 - 2.94 \times 10^{11} * X_7 + 82306.04 * X_8$
Cup T27	99.99%	$Y = -276.93 * X_0 - 0.009 * X_1 + 39.90 * X_2 + 0.00023 * X_3 - 1577448.8 * X_4 + 2279.18 * X_5 + 0.088 * X_6$
Cup U9	99.86%	$Y = 134.29 * X_0 - 0.0014 * X_1 - 10.03 * X_2 + 3.62 \times 10^{-5} * X_3 - 460551.81 * X_4 + 1138.84 * X_5 + 0.089 * X_6$
Cup U13	99.91%	$Y = 122.16 * X_0 - 0.0011 * X_1 - 9.56 * X_2 + 2.71 \times 10^{-5} * X_3 - 558060.08 * X_4 + 1483.49 * X_5 + 0.090 * X_6$
Cup XC19	98.21%	$Y = -402.15 * X_0 + 0.039 * X_1 + 30.20 * X_2 - 0.011 * X_3 - 23396770 * X_4 + 34674.31 * X_5$
Cup XD24	98.48%	$Y = 232105.72 * X_0 + 1.77 * X_1 - 23634.76 * X_2 - 0.040 * X_3 - 741389672 * X_4 + 50859.38 * X_5$
Cup XH38	90.92%	$Y = -6216.55 * X_0 - 0.14 * X_1 + 732.69 * X_2 + 0.038 * X_3 - 12305321 * X_4 + 41535.6 * X_5$
Cup YB28	99.99%	$Y = 165.68 * X_0 - 0.00074 * X_1 - 14.3 * X_2 + 1.66 \times 10^{-5} * X_3 - 666690.15 * X_4 + 1453.81 * X_5 + 0.092 * X_6$

No obstante haber llegado a una ecuación de Regresión Lineal Variable, para este sector de Cupiagua se debe llegar eliminando muchos datos históricos que al parecer no hacer parte del

comportamiento normal y es explicable por la múltiples variables que se deben tener diariamente con temas de ventas de gas que afectan los balances de la producción del Campo y su explicación está dada por la generación de condensados que deben repartir a los diferentes pozos como si los hubiese producido en respuesta a la inyección de gas.

Finalmente al realizar corridas en diferentes fechas con diferentes caudales de inyección se pudo corroborar en la práctica la eficiencia de lo esperado según el modelamiento de las ecuaciones de Regresión Lineal, evidenciando un porcentaje de desviación de menos del 7% entre lo calculado y lo producido; arrojando datos que revisten de gran importancia sobre todo cuando se deben realizar estimaciones de producción para proyectar posibles trabajos, haciendo la claridad de estos comportamientos en condiciones operativas muy estables.

Para Establecer los caudales de re inyección con el propósito de hacer pronósticos de producción, se tomó como muestra el mes de septiembre, incluyendo los datos de los 30 días de inyección clasificado por zona y distribuido por pozos en porcentaje. El fin último de la metodología es tener un valor de gas disponible para inyectar y que automáticamente por distribución, se generen los valores de producción de cada uno de los pozos que pertenecen a los campos Cupiagua y Cupiagua Sur con la ayuda de las ecuaciones de cada uno de estos pozos, construidas por regresión lineal múltiple.

A continuación como ejemplo, se muestra una de las estrategias de inyección planteadas para un mes del año 2015 a aplicar en los campos Cupiagua y Cupiagua Sur.

Tabla 6. Estrategia de inyección de gas para los campos Cupiagua y Cupiagua Sur

DISTRIBUCIÓN DE INYECCIÓN DE GAS PARA SOSTENIMIENTO DE PRESION EN YACIMIENTO																				
Volúmenes	CUPIAGUA – ZONA XX						CUPIAGUA - ZONA XX					CUPIAGUA - ZONA XX					CUPIAGUA		Total	
	Sx	Sx	Hx	Tx	Yx	Lxx	Ux	A	XBx	Bx	Xx	Kx	Ex	Ex	Xx	Xx	Xx	Xx		Xxx
Inyección (MMscfd)	x	x	x	x	x		x	x	x		x	x	x		x	x	x			
INYECCION RECOMEND ADA sobre ventas de xxx	15	20	40	30	15		30		40	40	40				15	15	30	110	120	560

Como se ha mencionado, establecer las estrategias de inyección obedece a las condiciones operativas más recientes que se tengan de cada uno de los pozos productores e inyectores con el fin de obtener el mayor caudal de aceite posible.

El modelo tiene desarrollado responde a una estrategia de negocio basado en la mejor distribución de reinyección de gas que genere el máximo de productividad en los pozos que son impactados por dicha estrategia de reinyección ya que las ventas de gas ocasionan que continuamente se vaya disminuyendo el volumen de inyección y por consiguiente es de gran importancia conocer en qué zonas es donde mejor comportamiento de producción se espera tener.

Durante el desarrollo del modelo, se logró comprobar en varias oportunidades que bajo las condiciones expuestas de corto plazo, normalidad operacional y condiciones estables de las variables, se podrían obtener resultados que fueron comparados con las respuestas evidenciadas encontrando que reinyecciones como la propuesta en la tabla 6 perteneciente al mes de septiembre de 2015 su desviación con respecto a lo esperado fue del 5%, resultado que para ser de toma de decisión rápida, es un resultado muy bueno.

7. Conclusiones

- Se cumple con el Objetivo principal previsto en cuanto al análisis planteado a partir del desarrollo de una metodología basada en diseño de experimentos y en regresión lineal multivariada para analizar la correlación entre las variables dependientes e independientes planteadas para la construcción de una ecuación lineal, partiendo de datos históricos ir obteniendo altos valores de ajuste del modelo del orden del 95% como grado de confianza, aclarando que estimar pronósticos bajo la metodología planteada es aceptable para comportamientos operativos de producción y de inyecciones continuas y estables.

- Mediante la metodología planteada, se presentó internamente una modificación a la estrategia de re inyección, demostrando que se puede establecer una nueva distribución de volúmenes de gas inyectado en las diferentes zonas de los campos, para obtener beneficios en la producción de aceite, dentro de un marco de seguridad operativa; cumpliendo así con los planteamientos iniciales del proyecto.

- Obtener datos de pronósticos de producción a partir del potencial mensual estimado para cada pozo, ha mostrado un comportamiento adecuado en cuanto a la correlación con el dato real de producción y por consiguiente el grado de confiabilidad en la construcción de la ecuación lineal garantizando respuestas eficientes.

- Los tiempos de respuesta de los pozos productores a partir de un volumen de inyección, pueden ser determinados estadísticamente a partir de la metodología planteada realizando correlaciones de respuestas entre lo inyectado y lo producido. Es necesario tener en cuenta la estrategia de re inyección que se realiza mensualmente, debido a que a partir de esta se va a obtener el dato del volumen total estimado para re inyección en cada uno de los campos. De lo

anterior se concluyó que tiempos de respuesta entre lo inyectado y producido varían entre 12 días y 89 días, situación que es lógica teniendo en cuenta que el modelamiento del yacimiento no corresponde a un modelo de distribución geométrica uniforme.

- Es claro que la continua estabilidad en cuanto a producción de un pozo y de volúmenes de re inyección del correspondiente inyector, ayuda a generar una mejor estimación de la producción a partir de la ecuación generada por la regresión.

- Teniendo el volumen disponible mensual para re inyección, con la herramienta de distribución ya planteada, es posible estimar el mejor esquema de inyección en pro de maximizar la producción.

- Este modelo de regresión es aceptable bajo condiciones de operación de re inyección normal, es decir, cuando no hay modificaciones en la tendencia de los datos a evaluar ya que de lo contrario se induce a errores. Lo anterior implica que para pronósticos de corto plazo es muy eficiente este modelo, pero para situaciones de comportamientos operativos atípicos inducen en errores.

- Como herramienta estadística de Gerenciamiento del activo resulta ser una herramienta de consulta rápida para poder determinar una tendencia y toma de decisión rápida, mientras se consultan alcances de comportamientos en el yacimiento.

8. Investigación futura

- Desarrollar una metodología que permita estimar cuantitativamente la producción allocada producto de un programa de inyección de agua como técnica de recobro secundario de petróleo aplicado para los campos Cupiagua y Cupiagua Sur. Teniendo en cuenta que no sólo la inyección de gas es importante como técnica de recobro de aceite.

- Evaluar la construcción de una herramienta que automáticamente permita identificar los caudales de inyección adecuados en caso de tener actividades especiales y/o de contingencia como una parada de planta o simplemente actividades de intervenciones de pozos.

- Establecer una herramienta iterativa que permita a partir de un volumen total disponible de inyección, dar una lista de opciones de inyección por zonas que validada por los departamentos correspondientes permita hacer la mejor estrategia de producción.

- Crear una herramienta completa que permita actualizar diaria y automáticamente los datos de inyección para cada uno de los pozos de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur, que estén disponibles en tiempo real según la data disponible.

- A partir de este estudio profundizar con modelamientos que incluyan más variables en las ecuaciones planteadas a fin de obtener resultados de más exactitud. Estas variables deberán incluir alcances como caracterización de los fluidos de producción, caracterización geográfica y geológica del yacimiento, modelamiento de variables de presión y temperatura de procesos, temas que no han sido tenidos en cuenta es esta estudio pero que necesariamente inciden en la determinación con un grado de exactitud de la producción e inyección de hidrocarburos.

Bibliografía

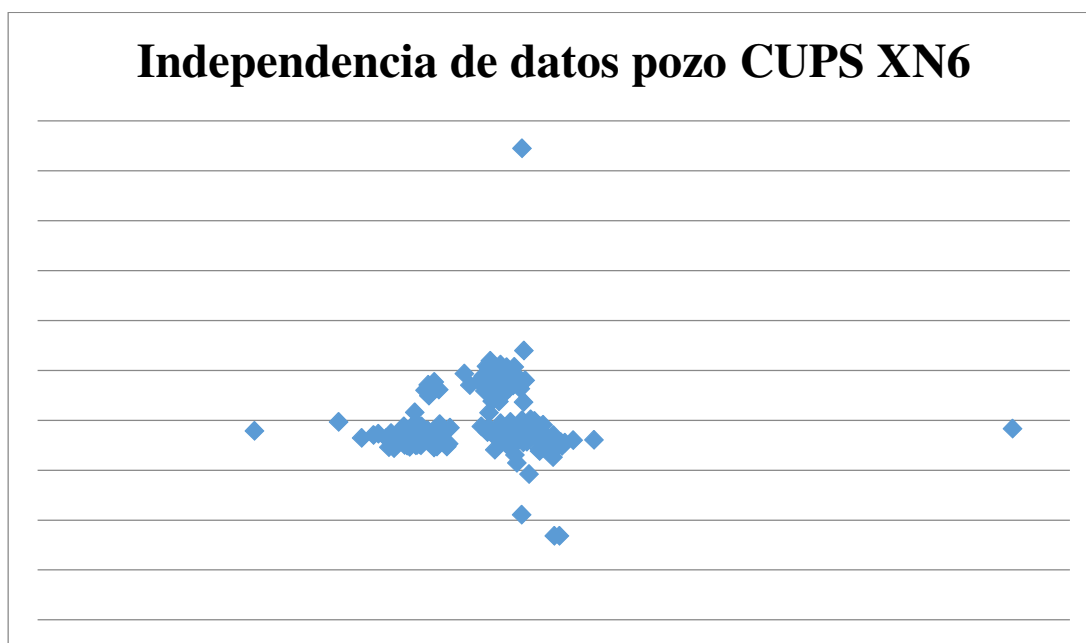
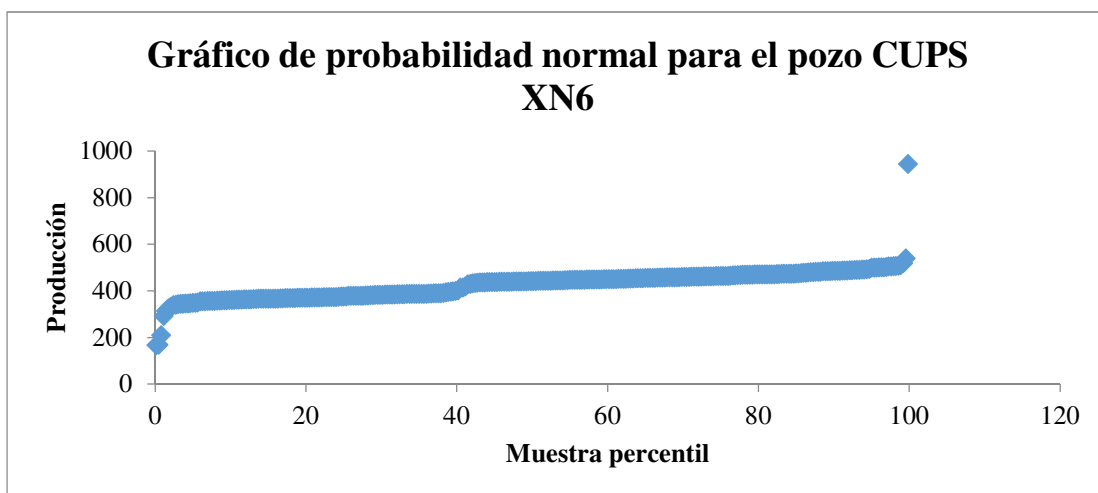
- Araujo B. Jose G. (2009). “Optimización de la inyección de agua en el yacimiento c-2 del área noroeste vle-305” .Universidad del Zulia.
- Ayala Luis Felipe, (2005). “Analysis of Gas-Cycling Performance in Gas/Condensate Reservoirs Using Neuro-Simulation” Pennsylvania State U. TurgayErtekin. Society of Petroleum Engineers.
- Barandian, Lucio Carrillo. (2005). “Reservorios de gas condensado – análisis del comportamiento” Universidad Nacional de Ingeniería. Lima - Perú
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2010).Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México. México: Gobierno Federal.
- Douglas, Montgomery. (2013).“Diseño y análisis de experimentos“. Universidad Estatal de Arizona México. Segunda Edición.
- Harman, Juan Felipe. (2013).Petróleo. Revista Indepaz.
- J. Pearl. (1984). Heuristics. “Intelligent search Strategies for Computer Problem Solving. Adison-Wesley”.
- La comunidad petrolera. (1 de Abril 2015). “Métodos de Recuperación Secundaria y mejorada del petróleo” (2008), Disponible en: <http://yacimientos-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2008/10/mtodos-de-recuperacin-secundaria-y.html>. Consultado.
- Martinelli Gabriele, Jo Eidsvik y Hauge Ragnare. (2011). “Dynamic Decisions Making for Graphical Models Applied to Oil Exploration “.Universidad de Noriega de Ciencia y TecnologíaThronheim Norway.

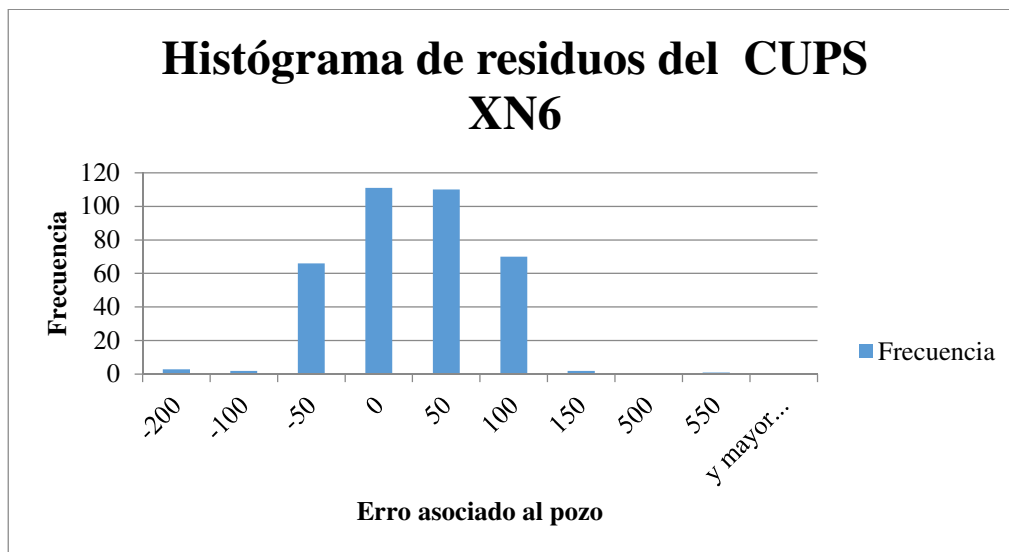
- Morales Salazar, Juan Pedro. (2011). “Inyección de Nitrógeno como proceso de recuperación de Hidrocarburos “.
- Paris de Ferrer, Magdalena. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos Petrolíferos. – 2001. Maracaibo: Ediciones Astro Dala S.A.
- R.E,Bellman. (1957).DynamicProgramming. Princeton UniversityPress.
- Ramirez Sabag, Jetzabeth. (2008).“Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos”. México, D.F.
- Salager, Jean-Louis. (2005). CUADERNO FIRP S357-C.” Recuperación mejorada del petróleo. Merida Venezuela”. Disponible en: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S357C.pdf>
Consultado, 1 de marzo de 2015.
- Schlumberger. (2010). “Llegó el momento para la tecnología EOR?”. Vol 22, No 4. .
- Shaeen Muhammad. (2011) “Spatio-temporal data mining frame work for natural resource exploration”

Apéndices

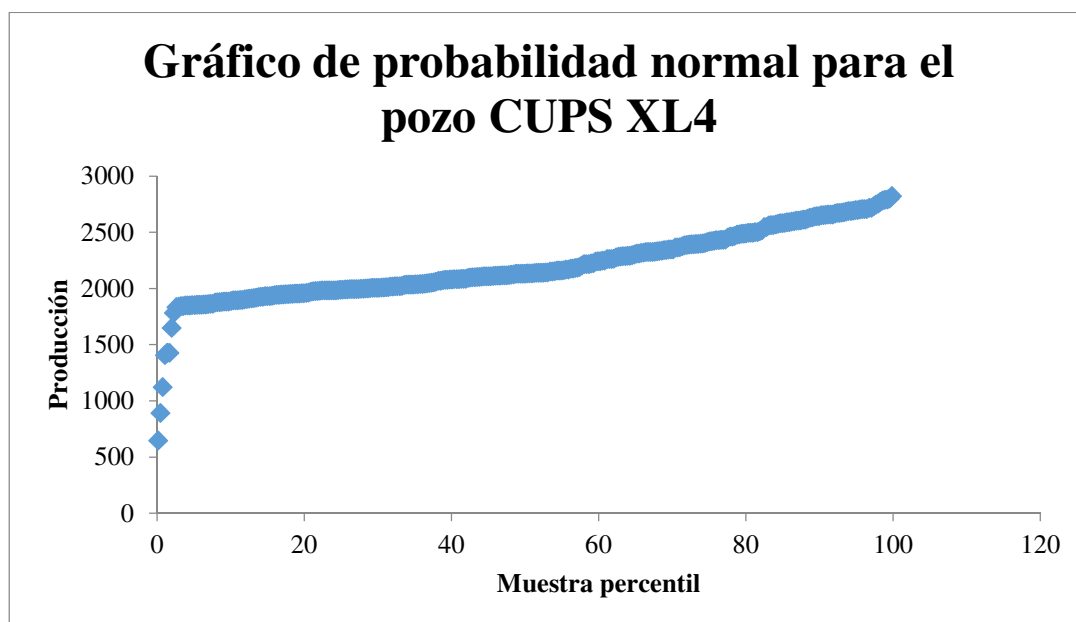
Apéndice A. Gráficos

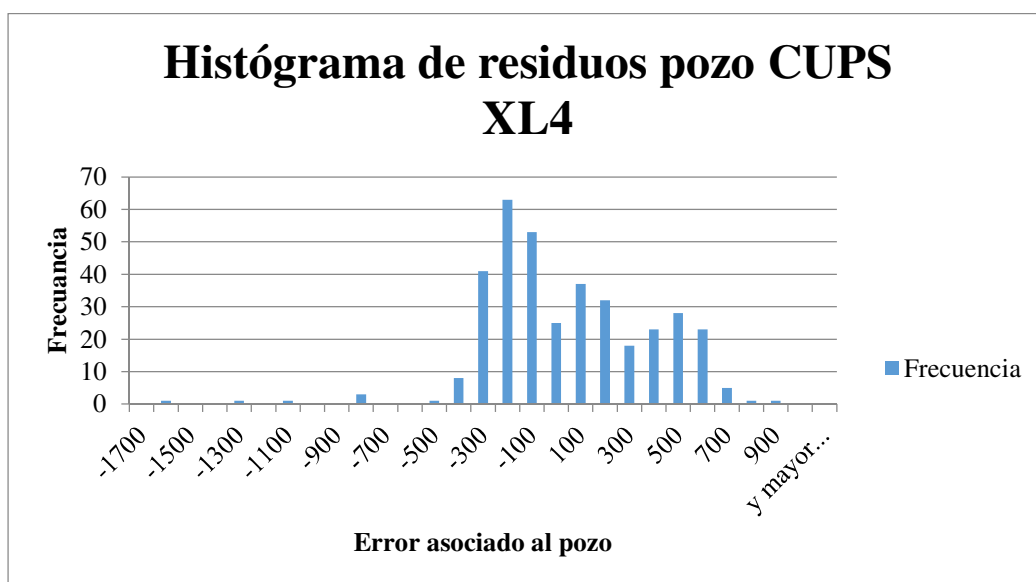
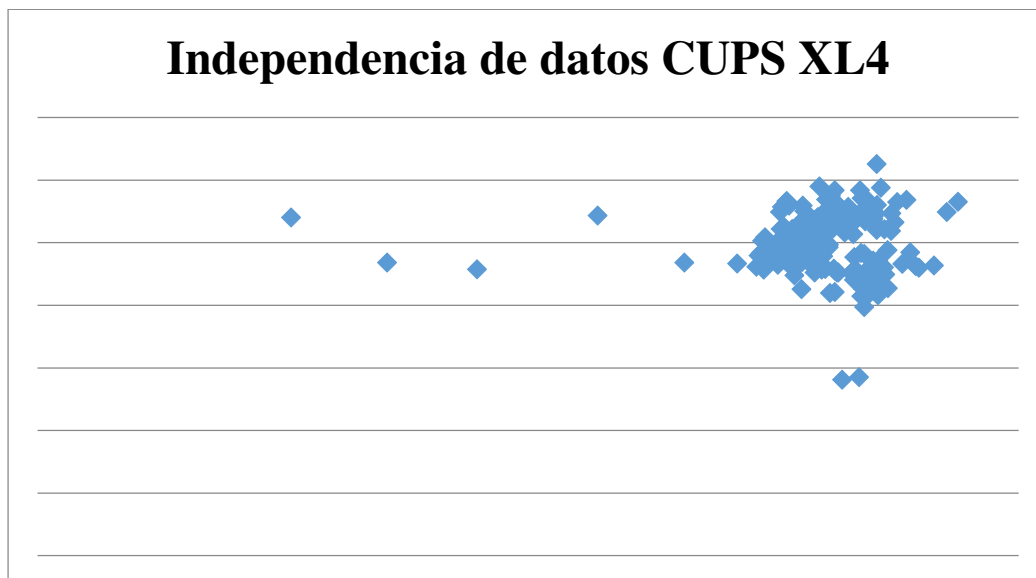
- CPS XN6



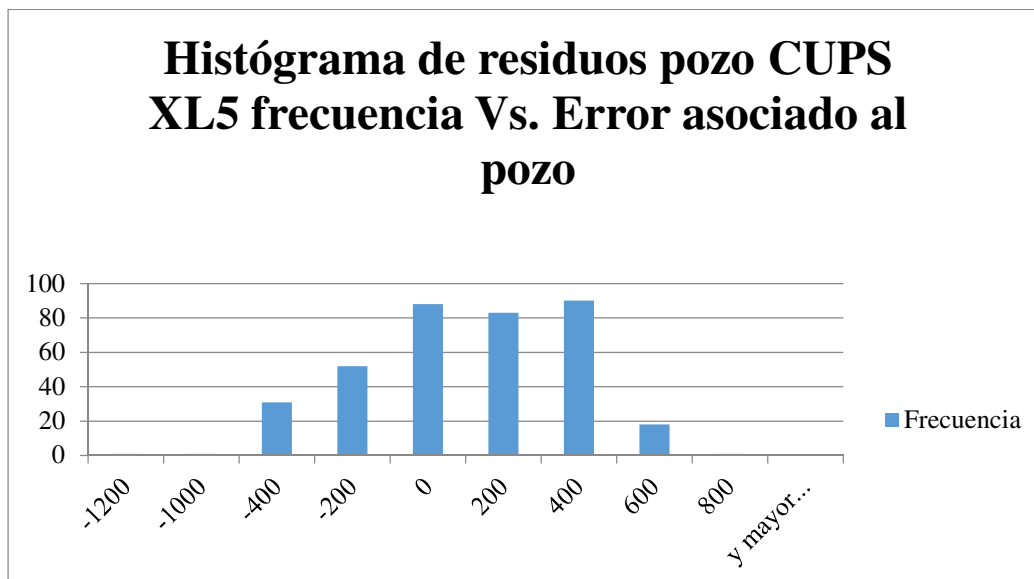
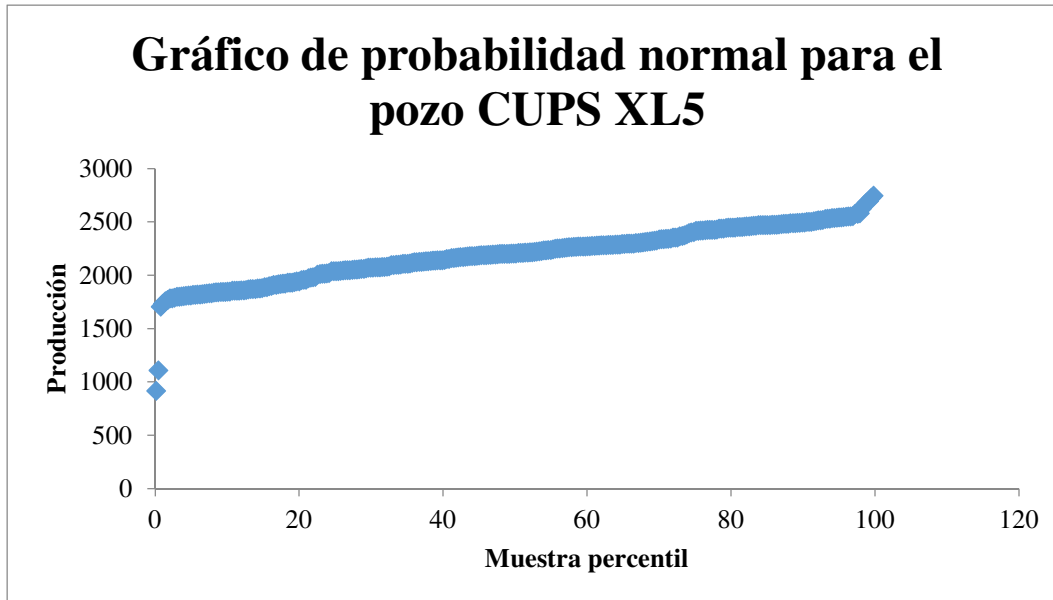


- CUPS XL4





- CUP S XL5



Apéndice B. Regresiones por pozo y cálculo de producción

CAMPO CUPIAGUA

• CUPIAGUA A1

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,97045682
Coefficiente de determinación R ²	0,94178645
R ² ajustado	0,94097567
Error típico	2,71275306
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Promedio de</i>				<i>Valor crítico de F</i>
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>los cuadrados</i>	<i>F</i>	
Regresión	5	42740,8637	8548,17275	1161,58973	3,507E-219
Residuos	359	2641,89147	7,35902917		
Total	364	45382,7552			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
						<i>95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	-20,3677623	4460,28325	-0,00456647	0,99635903	-8791,93375	8751,19823	-8791,93375	8751,19823
Variable X 1	-0,01458115	0,04049399	-0,36008172	0,71899777	-0,09421638	0,06505409	-0,09421638	0,06505409
Variable X 2	32,544813	463,779874	0,07017297	0,94409506	-879,521876	944,611502	-879,521876	944,611502
Variable X 3	0,00040245	0,00094904	0,42406251	0,67177421	-0,00146393	0,00226884	-0,00146393	0,00226884
Variable X 4	-21867313	10587291,6	-2,06543031	0,0395996	-42688216,6	-1046409,5	-42688216,6	-1046409,5
Variable X 5	42644,4797	608,409925	70,0916898	1,536E-211	41447,9844	43840,975	41447,9844	43840,975

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	-20,3677623
Variable X 1	-0,01458115
Variable X 2	32,544813
Variable X 3	0,00040245
Variable X 4	-21867313
Variable X 5	42644,4797

CPUXB31(gi)	61801,05
--------------------	----------

LN	LN/2
11,0316756	5,51583782

Producción de Crudo	212,756607
----------------------------	------------

65,9485057

• **CUPIAGUA B2**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,99366171
Coeficiente de determinación R ²	0,9873636
R ² ajustado	0,9871876
Error típico	6,74117384
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>			
Regresión	5	1274732,61	254946,521	5610,19604	0			
Residuos	359	16314,1895	45,4434247					
Total	364	1291046,8						

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-5660,53673	465,325209	-12,1646896	9,5998E-29	-6575,64246	-4745,431	-6575,64246	-4745,431
Variable X 1	-0,09144832	0,00868019	-10,5352865	8,5675E-23	-0,10851873	-0,0743779	-0,10851873	-0,0743779
Variable X 2	659,681266	53,001435	12,4464793	8,2458E-30	555,448965	763,913567	555,448965	763,913567
Variable X 3	0,00231453	0,00022124	10,4616013	1,5566E-22	0,00187944	0,00274962	0,00187944	0,00274962
Variable X 4	-27247913,8	252134,253	-108,069068	6,473E-276	-27743759,5	-26752068,1	-27743759,5	-26752068,1
Variable X 5	38859,4118	250,019262	155,425672	0	38367,7255	39351,0982	38367,7255	39351,0982

<i>Coefficientes</i>		LN	LN/2
Intercepción -5660,53673	CP B4(gi)	37614	10,5351316 5,2675658
Variable X 1 -0,09144832			
Variable X 2 659,681266			
Variable X 3 0,00231453			-9,84616936
Variable X 4 -27247913,8	Producción de Crudo	297,374575	
Variable X 5 38859,4118			

• **CUPIAGUA E14**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,96986856
Coefficiente de determinación R ²	0,94064503
R ² ajustado	0,93981835
Error típico	13,8672947
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Promedio</i>							
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>			
Regresión	5	1094073,7	218814,74	1137,87114	1,143E-217			
Residuos	359	69036,3687	192,301863					
Total	364	1163110,07						

	<i>Estadístico</i>				<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>95%</i>	<i>95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	-786361,729	77165,9449	10,1905281	1,374E-21	-938115,808	-634607,649	-938115,808	-634607,649
Variable X 1	-10,0467891	1,03262367	-9,729381	5,2012E-20	-12,0775405	-8,01603763	-12,0775405	-8,01603763
Variable X 2	84624,1052	8342,22885	10,1440642	1,9898E-21	68218,3285	101029,882	68218,3285	101029,882
Variable X 3	0,24839096	0,02570035	9,66488819	8,5816E-20	0,19784882	0,29893311	0,19784882	0,29893311
Variable X 4	1341133249	128081478	10,4709383	1,4433E-22	1089248992	1593017506	1089248992	1593017506
Variable X 5	33433,3269	458,46886	72,9238773	2,599E-217	32531,7048	34334,949	32531,7048	34334,949

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	232105,722
Variable X 1	1,77042834
Variable X 2	-23634,7604
Variable X 3	-0,0406096
Variable X 4	-741389672
Variable X 5	50859,3851

CPE7(gi)	42345,04
-----------------	----------

LN	LN/2
10,6536066	5,32680329

	-88,3115226
Producción de Crudo	439,206409

• **CUPIAGUA E41**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99692152
Coefficiente de determinación R ²	0,99385251
R ² ajustado	0,99376689
Error típico	4,34529101
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	5	1095863,09	219172,618	11607,7638	0
Residuos	359	6778,47786	18,8815539		
Total	364	1102641,57			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	16842,3654	8722,42964	1,93092591	0,05427931	-311,111819	33995,8427	-311,111819	33995,8427
Variable X 1	0,23019732	0,10233311	2,24949009	0,02508673	0,02894964	0,431445	0,02894964	0,431445
Variable X 2	-1811,55808	930,844662	-1,94614435	0,05241732	-3642,15155	19,035389	-3642,15155	19,035389
Variable X 3	-0,00572202	0,00249279	-2,29542684	0,02228466	-0,01062434	-0,00081971	-0,01062434	-0,00081971
Variable X 4	-41467813,9	16160007,6	-2,56607639	0,0106907	-73247986,8	-9687641,02	-73247986,8	-9687641,02
Variable X 5	33273,2991	138,229135	240,711187	0	33001,4585	33545,1397	33001,4585	33545,1397

LN LN/2
10,652095 5,32604749

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	16842,3654
Variable X 1	0,23019732
Variable X 2	-1811,55808
Variable X 3	-0,00572202
Variable X 4	-41467813,9
Variable X 5	33273,2991

CPE7(gi)	42281,08
-----------------	----------

47,3064584

Producción de Crudo	222,048935
----------------------------	------------

• **CUPIAGUA H42**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99629252
Coefficiente de determinación R ²	0,99259879
R ² ajustado	0,99243247
Error típico	1,02944198
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>Valor crítico de F</i>	
Regresión	8	50596,9889	6324,62362	5968,02918	0
Residuos	356	377,27128	1,05975079		
Total	364	50974,2602			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-2647,39975	188,475364	-14,0463968	5,7357E-36	-3018,06482	-2276,73468	-3018,06482	-2276,73468
Variable X 1	-0,01443582	0,00262979	-5,48933666	7,6809E-08	-0,01960771	-0,00926394	-0,01960771	-0,00926394
Variable X 2	0,00428874	0,00041353	10,371177	3,3902E-22	0,00347548	0,005102	0,00347548	0,005102
Variable X 3	209,18592	19,2157605	10,886164	5,1315E-24	171,395245	246,976595	171,395245	246,976595
Variable X 4	55,5893225	3,87846394	14,3328192	4,2235E-37	47,9617415	63,2169036	47,9617415	63,2169036
Variable X 5	0,00035072	6,5023E-05	5,39382017	1,2601E-07	0,00022285	0,0004786	0,00022285	0,0004786
Variable X 6	-0,0001453	1,3462E-05	-10,7927531	1,1056E-23	-0,00017177	-0,00011882	-0,00017177	-0,00011882
Variable X 7	8,0643E+10	7705067260	10,4662396	1,5763E-22	6,549E+10	9,5796E+10	6,549E+10	9,5796E+10
Variable X 8	87013,3921	435,815951	199,656281	0	86156,2946	87870,4895	86156,2946	87870,4895

<i>Coefficientes</i>			LN	LN/2
Intercepción	-2647,39975	CPH15(gi)	50073	10,8212372
Variable X 1	-0,01443582	CPT32(gi)	46639	5,41061861
Variable X 2	0,00428874			10,7501924
Variable X 3	209,18592			
Variable X 4	55,5893225			
Variable X 5	0,00035072			
Variable X 6	-0,0001453			
Variable X 7	8,0643E+10		11,4515699	
Variable X 8	87013,3921	Producción de Crudo	114,192081	

• CUPIAGUA K5

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99997157
Coefficiente de determinación R ²	0,99994315
R ² ajustado	0,9999422
Error típico	0,5983179
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>Valor F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	6	2254163,47	375693,911	1049470,33	0
Residuos	358	128,158382	0,35798431		
Total	364	2254291,63			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad d</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-489,849283	73,3566947	-6,67763569	9,284E-11	-634,113477	-345,585089	-634,113477	-345,585089
Variable X 1	-0,01393485	0,00177288	-7,85999996	4,553E-14	-0,01742142	-0,01044828	-0,01742142	-0,01044828
Variable X 2	60,5600327	8,53008066	7,099585	6,7726E-12	43,7846693	77,3353961	43,7846693	77,3353961
Variable X 3	0,0003603	4,7616E-05	7,56671853	3,2686E-13	0,00026665	0,00045394	0,00026665	0,00045394
Variable X 4	-123653,498	46209,0629	-2,67595771	0,00779405	-214528,82	-32778,1765	-214528,82	-32778,1765
Variable X 5	1540,59587	35,419121	43,4961632	5,88E-145	1470,94018	1610,25156	1470,94018	1610,25156
Variable X 6	0,0914383	0,00011154	819,816238	0	0,09121896	0,09165765	0,09121896	0,09165765

<i>Coefficientes</i>			LN	LN/2
		CPXU17(gi)	39732,96	
Intercepción	-489,849283		10,5899363	5,29496817
Variable X 1	-0,01393485			
Variable X 2	60,5600327			
Variable X 3	0,0003603			
Variable X 4	-123653,498			
Variable X 5	1540,59587			-2,00702772
Variable X 6	0,0914383	Producción de Crudo	282,698062	

• **CUPIAGUA K20**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99995482
Coefficiente de determinación R ²	0,99990964
R ² ajustado	0,99990813
Error típico	0,18559195
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	6	136458,843	22743,1404	660286,124
Residuos	358	12,3310849	0,03444437	
Total	364	136471,174		

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad d</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-241,191907	25,1268182	-9,59898326	1,4466E-19	-290,606622	-191,777192	-290,606622	-191,777192
Variable X 1	-0,00749201	0,0005969	-12,5515318	3,3836E-30	-0,00866588	-0,00631814	-0,00866588	-0,00631814
Variable X 2	30,421331	2,91625164	10,431655	2,0158E-22	24,6861941	36,156468	24,6861941	36,156468
Variable X 3	0,00019454	1,5998E-05	12,160354	1,0241E-28	0,00016307	0,000226	0,00016307	0,000226
Variable X 4	-83761,3872	15086,6536	-5,55201899	5,5102E-08	-113430,989	-54091,7854	-113430,989	-54091,7854
Variable X 5	1426,1512	23,3612467	61,0477348	2,452E-191	1380,20868	1472,09372	1380,20868	1472,09372
Variable X 6	0,09145667	8,6791E-05	1053,75956	0	0,09128599	0,09162736	0,09128599	0,09162736

LN LN/2
10,6250771 5,31253857

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	-241,191907
Variable X 1	-0,00749201
Variable X 2	30,421331
Variable X 3	0,00019454
Variable X 4	-83761,3872
Variable X 5	1426,1512
Variable X 6	0,09145667

CPXU17(gi)	41154,03
-------------------	----------

-1,10364971

Producción de Crudo	172,764018
----------------------------	------------

- **CUPIAGUA NW40**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,9999211
Coefficiente de determinación R ²	0,99984222
R ² ajustado	0,99983776
Error típico	1,12288647
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de</i>		<i>Valor crítico de F</i>
		<i>Suma de cuadrados</i>	<i>los cuadrados</i>	
Regresión	10	2828417,16	282841,716	224321,946
Residuos	354	446,349405	1,26087403	
Total	364	2828863,51		

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
				<i>d</i>	<i>95%</i>	<i>95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	18,2401682	66,2747864	0,27522032	0,78330754	-112,101652	148,581989	-112,101652	148,581989
Variable X 1	-0,00349204	0,00126243	-2,76611532	0,00597041	-0,00597485	-0,00100922	-0,00597485	-0,00100922
Variable X 2	0,00161904	0,00011473	14,1120212	3,4461E-36	0,00139341	0,00184467	0,00139341	0,00184467
Variable X 3	6,74469369	7,62631691	0,88439725	0,37708208	-8,25389148	21,7432789	-8,25389148	21,7432789
Variable X 4	-3,91742931	0,69242911	-5,65751677	3,1721E-08	-5,27922126	-2,55563735	-5,27922126	-2,55563735
Variable X 5	8,349E-05	3,1541E-05	2,64701296	0,00848346	2,1458E-05	0,00014552	2,1458E-05	0,00014552
Variable X 6	-5,3037E-05	3,8074E-06	-13,9297902	1,7961E-35	-6,0525E-05	-4,5549E-05	-6,0525E-05	-4,5549E-05
Variable X 7	3306846030	614953243	5,37739424	1,3755E-07	2097424929	4516267130	2097424929	4516267130
Variable X 8	2858,31819	156,946823	18,2120168	9,2022E-53	2549,65277	3166,9836	2549,65277	3166,9836
Variable X 9	0,07495395	0,00118457	63,2752251	4,672E-195	0,07262427	0,07728363	0,07262427	0,07728363
Variable X 10	0,01474755	0,00113962	12,940745	1,2482E-31	0,01250627	0,01698883	0,01250627	0,01698883

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	18,2401682
Variable X 1	-0,00349204
Variable X 2	0,00161904
Variable X 3	6,74469369
Variable X 4	-3,91742931
Variable X 5	8,349E-05
Variable X 6	-5,3037E-05
Variable X 7	3306846030
Variable X 8	2858,31819
Variable X 9	0,07495395
Variable X 10	0,01474755

CPXB31(gi)	61801,05
CPU23(gi)	46230,04

LN	LN/2
11,0316756	5,51583782
10,7413851	

Producción de Crudo	670,029409
----------------------------	-------------------

-7,86286223

• CUPIAGUA NW43

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99990268
Coefficiente de determinación R ²	0,99980536
R ² ajustado	0,99979987
Error típico	1,06815963
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>		<i>Valor crítico de F</i>
			<i>F</i>	<i>F</i>	
Regresión	10	2074764,93	207476,493	181842,995	0
Residuos	354	403,901612	1,140965		
Total	364	2075168,83			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>		<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
				<i>d</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	203,709787	61,5529276	3,30950606	0,00103068	82,6543892	324,765185	82,6543892	324,765185
Variable X 1	-0,0052949	0,00118278	-4,47666458	1,0238E-05	-0,00762105	-0,00296874	-0,00762105	-0,00296874
Variable X 2	0,00123954	0,00012371	10,0193229	5,7548E-21	0,00099623	0,00148285	0,00099623	0,00148285
Variable X 3	-11,1121292	7,0678915	-1,57219862	0,11679781	-25,0124659	2,78820743	-25,0124659	2,78820743
Variable X 4	-0,75231181	1,01127822	-0,7439217	0,45741733	-2,74118045	1,23655682	-2,74118045	1,23655682
Variable X 5	0,00013036	2,961E-05	4,40244799	1,4193E-05	7,2123E-05	0,00018859	7,2123E-05	0,00018859
Variable X 6	-4,1114E-05	4,1068E-06	-10,011352	6,1278E-21	-4,9191E-05	-3,3038E-05	-4,9191E-05	-3,3038E-05
Variable X 7	3262547414	618210052	5,2774092	2,2892E-07	2046721187	4478373641	2046721187	4478373641
Variable X 8	1755,95972	130,902578	13,4142486	1,8538E-33	1498,5152	2013,40423	1498,5152	2013,40423
Variable X 9	0,08363778	0,00135642	61,6608099	2,057E-191	0,08097013	0,08630543	0,08097013	0,08630543
Variable X 10	0,00674046	0,00133573	5,04626998	7,2177E-07	0,00411349	0,00936742	0,00411349	0,00936742

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	203,709787
Variable X 1	-0,0052949
Variable X 2	0,00123954
Variable X 3	-11,1121292
Variable X 4	-0,75231181
Variable X 5	0,00013036
Variable X 6	-4,1114E-05
Variable X 7	3262547414
Variable X 8	1755,95972
Variable X 9	0,08363778
Variable X 10	0,00674046

CPXB31(gi)	59993,07
CPU23(gi)	100168,12

LN	LN/2
11,0019843	5,50099217
11,5146053	

Producción de Crudo	981,43626
----------------------------	------------------

-8,59634525

• CUPIAGUA Q6

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,98103823
Coefficiente de determinación R ²	0,96243601
R ² ajustado	0,96191284
Error típico	5,15984947
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	5	244888,685	48977,737	1839,60529	2,563E-253
Residuos	359	9558,03273	26,6240466		
Total	364	254446,718			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	23739,0108	8486,99122	2,79710561	0,00543405	7048,54531	40429,4763	7048,54531	40429,4763
Variable X 1	0,18182589	0,07699393	2,36156133	0,01873156	0,03041009	0,33324168	0,03041009	0,33324168
Variable X 2	-2415,30906	882,411321	-2,73716917	0,00650542	-4150,65382	-679,964308	-4150,65382	-679,964308
Variable X 3	-0,00410495	0,00180425	-2,27515615	0,02348556	-0,00765317	-0,00055672	-0,00765317	-0,00055672
Variable X 4	-86694046	20092724,7	-4,31469834	2,0689E-05	-126208277	-47179815,4	-126208277	-47179815,4
Variable X 5	41282,5794	520,114445	79,3721071	9,427E-230	40259,7255	42305,4333	40259,7255	42305,4333

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	23739,0108
Variable X 1	0,18182589
Variable X 2	-2415,30906
Variable X 3	-0,00410495
Variable X 4	-86694046
Variable X 5	41282,5794

CPUXB31(gi)	61321,98
--------------------	----------

LN	LN/2
11,0238936	5,51194681

102,096456

Producción de Crudo	312,42236
----------------------------	-----------

• CUPIAGUA Q18

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,96285442
Coefficiente de determinación R ²	0,92708864
R ² ajustado	0,92607316
Error típico	3,65892366
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Promedio de</i>				<i>Valor crítico de F</i>
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>los cuadrados</i>	<i>F</i>	
Regresión	5	61112,0973	12222,4195	912,957345	1,215E-201
Residuos	359	4806,19233	13,3877224		
Total	364	65918,2897			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilida</i>		<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
				<i>d</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	-3024,98585	6258,50498	-0,48334001	0,62914899	-15332,9238	9282,9521	-15332,9238	9282,9521
Variable X 1	-0,03688654	0,05665215	-0,6511058	0,51539473	-0,14829831	0,07452523	-0,14829831	0,07452523
Variable X 2	346,776301	650,605628	0,53300538	0,59435964	-932,700784	1626,25339	-932,700784	1626,25339
Variable X 3	0,00089504	0,00132702	0,67447024	0,50044649	-0,00171468	0,00350475	-0,00171468	0,00350475
Variable X 4	-18334231,3	14958723,7	-1,22565479	0,22113205	-47751966,5	11083504	-47751966,5	11083504
Variable X 5	39258,9606	611,26646	64,2256088	6,439E-199	38056,8477	40461,0735	38056,8477	40461,0735

LN LN/2
11,0316756 5,51583782

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	-3024,98585
Variable X 1	-0,03688654
Variable X 2	346,776301
Variable X 3	0,00089504
Variable X 4	-18334231,3
Variable X 5	39258,9606

CPUXB31(gi)	61801,05
-------------	----------

96,2483372

Producción de Crudo	263,87298
---------------------	-----------

• CUPIAGUA S16

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,98936586
Coefficiente de determinación R ²	0,97884481
R ² ajustado	0,97836942
Error típico	13,4531759
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>		<i>Valor crítico de F</i>
			<i>F</i>	<i>F</i>	
Regresión	8	2981237,87	372654,734	2059,00311	7,659E-293
Residuos	356	64431,7071	180,987941		
Total	364	3045669,58			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>		<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
				<i>d</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	-4686,059	981,824231	-4,77280886	2,6568E-06	-6616,96401	-2755,15477	-6616,96401	-2755,15477
Variable X 1	-0,06274015	0,01603989	-3,91150723	0,00010986	-0,09428501	-0,0311953	-0,09428501	-0,0311953
Variable X 2	0,01346983	0,00286444	4,7024309	3,6827E-06	0,00783648	0,01910318	0,00783648	0,01910318
Variable X 3	459,569878	103,024387	4,46078729	1,0966E-05	256,956967	662,182789	256,956967	662,182789
Variable X 4	17,4027268	8,98343133	1,93720263	0,05351136	-0,26453841	35,069992	-0,26453841	35,069992
Variable X 5	0,00172152	0,00041011	4,19773726	3,4094E-05	0,00091498	0,00252806	0,00091498	0,00252806
Variable X 6	-0,00028259	0,00010245	-2,75822766	0,00611152	-0,00048407	-8,1099E-05	-0,00048407	-8,1099E-05
Variable X 7	-2,9424E+11	2,1284E+10	-13,8246434	4,2791E-35	-3,361E+11	-2,5238E+11	-3,361E+11	-2,5238E+11
Variable X 8	82306,0438	749,861068	109,761724	1,376E-276	80831,3295	83780,7581	80831,3295	83780,7581

LN

LN/2

	<i>Coefficientes</i>	CPS21(gi)			
Intercepción	-4686,05939	CPS22(gi)	41129,93	10,6244914	5,31224568
Variable X 1	-0,06274015				
Variable X 2	0,01346983				
Variable X 3	459,569878				
Variable X 4	17,4027268				
Variable X 5	0,00172152				
Variable X 6	-0,00028259		26,2483719		
Variable X 7	-2,9424E+11	Producción de Crudo	570,045261		
Variable X 8	82306,0438				

• **CUPIAGUA T27**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99999009
Coefficiente de determinación R ²	0,99998018
R ² ajustado	0,99997985
Error típico	0,23001964
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Promedio de</i>				<i>Valor crítico de F</i>
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>los cuadrados</i>	<i>F</i>	
Regresión	6	955547,107	159257,851	3010031,33	0
Residuos	358	18,9414343	0,05290903		
Total	364	955566,048			

	<i>Error</i>		<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>	
	<i>Coefficientes</i>	<i>típico</i>						<i>Estadístico t</i>
Intercepción	-276,93667	267,918913	-1,03365853	0,30199357	803,829358	249,956018	-803,829358	249,956018
Variable X 1	-0,00994623	0,00321594	-3,09278954	0,00213855	0,01627074	0,00362172	-0,01627074	-0,00362172
Variable X 2	39,9016642	28,688967	1,39083656	0,16513886	16,5184174	96,3217459	-16,5184174	96,3217459
Variable X 3	0,000239	7,8469E-05	3,04574269	0,00249311	8,4678E-05	0,00039331	8,4678E-05	0,00039331
Variable X 4	-1577448,78	471591,543	-3,34494714	0,00091011	2504886,61	650010,949	-2504886,61	-650010,949
Variable X 5	2279,18552	19,9680064	114,141867	1,268E-283	2239,91619	2318,45485	2239,91619	2318,45485
Variable X 6	0,08879521	5,6478E-05	1572,19987	0	0,08868414	0,08890628	0,08868414	0,08890628

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	-276,93667
Variable X 1	-0,00994623
Variable X 2	39,9016642
Variable X 3	0,000239
Variable X 4	-1577448,78
Variable X 5	2279,18552
Variable X 6	0,08879521

CPT32(gi)	36378,04
------------------	----------

LN	LN/2
10,5017206	5,25086029

	3,4708083
Producción de Crudo	716,411436

• CUPIAGUA U9

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99931968
Coefficiente de determinación R ²	0,99863981
R ² ajustado	0,99861702
Error típico	1,29901785
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>		<i>Valor crítico de F</i>
			<i>F</i>	<i>de F</i>	
				43806,859	
Regresión	6	443530,621	73921,7701	6	0
Residuos	358	604,106159	1,68744737		
Total	364	444134,727			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>		<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior 95,0%</i>
				<i>ad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>95%</i>	<i>95,0%</i>	
Intercepción	134,29151	9,24872274	14,520006	6,9392E-38	116,102856	152,480164	116,102856	152,480164
Variable X 1	-0,00148051	0,00018215	-8,12774184	7,2056E-15	-0,00183873	-0,00112228	-0,00183873	-0,00112228
Variable X 2	-10,0373372	1,07585045	-9,32967697	1,1359E-18	-12,1531181	-7,92155622	-12,1531181	-7,92155622
Variable X 3	3,6263E-05	4,6252E-06	7,84040257	5,2022E-14	2,7167E-05	4,5359E-05	2,7167E-05	4,5359E-05
Variable X 4	-460551,809	20224,4803	-22,7719972	1,3325E-71	-500325,526	-420778,093	-500325,526	-420778,093
Variable X 5	1138,84397	48,6178388	23,4244056	3,1032E-74	1043,23152	1234,45642	1043,23152	1234,45642
Variable X 6	0,08983325	0,00022231	404,088542	0	0,08939605	0,09027045	0,08939605	0,09027045

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	134,29151
Variable X 1	-0,00148051
Variable X 2	-10,0373372
Variable X 3	3,6263E-05
Variable X 4	-460551,809
Variable X 5	1138,84397
Variable X 6	0,08983325

CPXU23(gi)	100168,12
-------------------	-----------

LN	LN/2
11,5146053	5,75730263

	-10,7796223
Producción de Crudo	235,54943

• CUPIAGUA U13

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99958888
Coefficiente de determinación R ²	0,99917794
R ² ajustado	0,99916416
Error típico	0,69678612
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	6	211261,044	35210,174	72521,9024	0
Residuos	358	173,812901	0,4855109		
Total	364	211434,857			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	122,165006	8,15969507	14,9717611	1,0799E-39	106,118047	138,211964	106,118047	138,211964
Variable X 1	-0,00111344	0,00013467	-8,26772139	2,7042E-15	-0,00137829	-0,00084859	-0,00137829	-0,00084859
Variable X 2	-9,56114509	0,92656019	-10,3189681	4,993E-22	-11,38333	-7,73896022	-11,38333	-7,73896022
Variable X 3	2,7164E-05	3,3535E-06	8,1001153	8,7318E-15	2,0569E-05	3,3759E-05	2,0569E-05	3,3759E-05
Variable X 4	-558060,079	19058,8964	-29,2808181	4,8132E-97	-595541,543	-520578,615	-595541,543	-520578,615
Variable X 5	1483,49264	48,8857856	30,346094	5,221E-101	1387,35325	1579,63204	1387,35325	1579,63204
Variable X 6	0,09023858	0,00020695	436,042636	0	0,08983159	0,09064557	0,08983159	0,09064557

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	122,165006
Variable X 1	-0,00111344
Variable X 2	-9,56114509
Variable X 3	2,7164E-05
Variable X 4	-558060,079
Variable X 5	1483,49264
Variable X 6	0,09023858

CPXU23(gi)	79541,98
-------------------	----------

LN	LN/2
11,2840402	5,64202011

Producción de Crudo	216,670214
----------------------------	------------

-7,99647869

• CUPIAGUA XC19

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99113787
Coefficiente de determinación R ²	0,98235428
R ² ajustado	0,98210852
Error típico	9,35201122
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	5	1747967,18	349593,436	3997,17564	0
Residuos	359	31398,1809	87,4601139		
Total	364	1779365,36			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-402,157217	625,893226	-0,64253326	0,52093712	-1633,03504	828,720606	-1633,03504	828,720606
Variable X 1	0,03983553	0,01189894	3,34782293	0,00090076	0,01643516	0,06323591	0,01643516	0,06323591
Variable X 2	30,2066114	71,464792	0,42267822	0,6727831	-110,335615	170,748838	-110,335615	170,748838
Variable X 3	-0,00110239	0,00030403	-3,62589316	0,00032961	-0,0017003	-0,00050448	-0,0017003	-0,00050448
Variable X 4	-23396769,7	362492,257	-64,5441915	1,255E-199	-24109644,7	-22683894,6	-24109644,7	-22683894,6
Variable X 5	34674,3135	262,49784	132,09371	1,921E-306	34158,0868	35190,5402	34158,0868	35190,5402

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	-402,157217
Variable X 1	0,03983553
Variable X 2	30,2066114
Variable X 3	-0,00110239
Variable X 4	-23396769,7
Variable X 5	34674,3135

CPB4(gi)	36951,91
-----------------	----------

LN	LN/2
10,5173726	5,25868631

20,2353497

Producción de Crudo	328,299953
----------------------------	------------

• **CUPIAGUA XD24**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,9924862
Coefficiente de determinación R ²	0,98502886
R ² ajustado	0,98482035
Error típico	18,4271869
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Promedio de</i>				<i>Valor crítico de F</i>
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>los cuadrados</i>	<i>F</i>	
Regresión	5	8020594,56	1604118,91	4724,09344	0
Residuos	359	121902,477	339,561216		
Total	364	8142497,04			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
						<i>95%</i>	<i>95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	232105,722	30293,0932	7,66200138	1,7228E-13	172531,508	291679,935	172531,508	291679,935
Variable X 1	1,77042834	0,27447728	6,45018173	3,6137E-10	1,23064298	2,3102137	1,23064298	2,3102137
Variable X 2	-23634,7604	3148,94991	-7,50560062	4,8713E-13	-29827,4662	-17442,0546	-29827,4662	-17442,0546
Variable X 3	-0,0406096	0,00643193	-6,31375496	8,044E-10	-0,05325858	-0,02796061	-0,05325858	-0,02796061
Variable X 4	-741389672	72073952,4	-10,2865133	6,3765E-22	-883129870	-599649474	-883129870	-599649474
Variable X 5	50859,3851	365,074046	139,312519	0	50141,4327	51577,3376	50141,4327	51577,3376

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	232105,722
Variable X 1	1,77042834
Variable X 2	-23634,7604
Variable X 3	-0,0406096
Variable X 4	-741389672
Variable X 5	50859,3851

CPUXB31(gi)	45327,92
--------------------	----------

LN	LN/2
10,7216785	5,36083923

-51,3611261

Producción de Crudo	420,881801
----------------------------	------------

• **CUPIAGUA XH38**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,95417632
Coefficiente de determinación R ²	0,91045245
R ² ajustado	0,90920527
Error típico	31,4586653
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>Valor crítico de F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	5	3612256,42	722451,284	730,008607	1,244E-185
Residuos	359	355283,497	989,647624		
Total	364	3967539,92			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad d</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-6216,55175	1726,11823	-3,60146346	0,00036098	-9611,1254	-2821,97809	-9611,1254	-2821,97809
Variable X 1	-0,1435431	0,03298231	-4,3521242	1,7602E-05	-0,20840591	-0,07868029	-0,20840591	-0,07868029
Variable X 2	732,685382	196,676741	3,72532805	0,00022647	345,902095	1119,46867	345,902095	1119,46867
Variable X 3	0,00382499	0,00084547	4,524093	8,2559E-06	0,00216229	0,00548769	0,00216229	0,00548769
Variable X 4	-12305320,6	1274364,99	-9,65604103	9,1904E-20	-14811479	-9799162,13	-14811479	-9799162,13
Variable X 5	41535,6034	924,227824	44,940871	1,764E-149	39718,0226	43353,1843	39718,0226	43353,1843

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	-6216,55175
Variable X 1	-0,1435431
Variable X 2	732,685382
Variable X 3	0,00382499
Variable X 4	-12305320,6
Variable X 5	41535,6034

CPXH39(gi)	62288,97
-------------------	----------

LN	LN/2
11,0395396	5,51976982

118,34363

Producción de Crudo	355,195518
----------------------------	------------

• **CUPIAGUA YB28**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99995409
Coefficiente de determinación R ²	0,99990817
R ² ajustado	0,99990663
Error típico	0,29100606
Observaciones	365

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	6	330121,84	55020,3067	649709,091	0
Residuos	358	30,3170605	0,08468453		
Total	364	330152,157			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	165,680969	44,3470535	3,73600852	0,0002175	78,4674989	252,89444	78,4674989	252,89444
Variable X 1	-0,00074807	0,00069591	-1,07495534	0,28311867	-0,00211666	0,00062051	-0,00211666	0,00062051
Variable X 2	-14,3046795	4,90347769	-2,91725188	0,00375414	-23,9479202	-4,66143892	-23,9479202	-4,66143892
Variable X 3	1,6697E-05	1,7501E-05	0,95401156	0,3407215	-1,7722E-05	5,1115E-05	-1,7722E-05	5,1115E-05
Variable X 4	-666690,152	58245,1269	-11,4462821	4,6076E-26	-781235,748	-552144,556	-781235,748	-552144,556
Variable X 5	1453,81976	21,3398607	68,1269564	4,801E-207	1411,85252	1495,787	1411,85252	1495,787
Variable X 6	0,09212066	9,5965E-05	959,940387	0	0,09193194	0,09230939	0,09193194	0,09230939

<i>Coefficientes</i>	
Intercepción	165,680969
Variable X 1	-0,00074807
Variable X 2	-14,3046795
Variable X 3	1,6697E-05
Variable X 4	-666690,152
Variable X 5	1453,81976
Variable X 6	0,09212066

CP YD 36(gi)	30456,04
---------------------	----------

LN	LN/2
10,3240396	5,16201981

Producción de Crudo	0,28432562
	235,44206

Campo Cupiagua Sur

• CUPIAGUA SUR XP1

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99943504
Coefficiente de determinación R ²	0,9988704
R ² ajustado	0,99884233
Error típico	4,47001791
Observaciones	331

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Promedio de</i>								
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>				
Regresión	8	5689275,09	711159,386	35591,6744	0				
Residuos	322	6433,901355	19,9810601						
Total	330	5695708,992							

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Superior</i>		<i>Superior</i>	
					<i>Inferior 95%</i>	<i>95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>95,0%</i>
Intercepción	227095,772	39890,23429	5,69301676	2,8113E-08	148617,3774	305574,167	148617,377	305574,167
Variable X 1	0,86583277	0,152514287	5,67706006	3,0602E-08	0,565782476	1,16588306	0,56578248	1,16588306
Variable X 2	-0,05979142	0,011609322	-5,15029346	4,5395E-07	-0,082631118	-0,03695172	-0,08263112	-0,03695172
Variable X 4	-1357,8578	350,7577714	-3,87121231	0,00013114	-2047,924116	-667,79149	-2047,92412	-667,79149
Variable X 5	-0,0179236	0,003178534	-5,63895156	3,7448E-08	-0,024176918	-0,01167028	-0,02417692	-0,01167028
Variable X 6	0,00184039	0,000367763	5,00429592	9,2431E-07	0,001116872	0,00256391	0,00111687	0,00256391
Variable X 7	-1,7141E+14	2,58011E+13	-6,64339424	1,3075E-10	-2,22167E+14	-1,2065E+14	-2,2217E+14	-1,2065E+14
Variable X 8	240250,373	628,462094	382,282997	0	239013,9628	241486,783	239013,963	241486,783

• **CUPIAGUA SUR XL4**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99943071
Coefficiente de determinación R ²	0,99886174
R ² ajustado	0,99883274
Error típico	10,4980486
Observaciones	323

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>Valor crítico F</i>	<i>de F</i>
Regresión	8	30367560	3795945	34443,1414	0
Residuos	314	34605,6336	110,209024		
Total	322	30402165,7			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad d</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	-117888,757	30213,066	-3,90191306	0,00011679	-177334,405	-58443,1082	-177334,405	-58443,1082
Variable X 1	-1183,18877	264,837839	-4,46759713	1,1054E-05	-1704,26985	-662,107689	-1704,26985	-662,107689
Variable X 2	46,0119199	7,7023199	5,9737742	6,2783E-09	30,8572382	61,1666017	30,8572382	61,1666017
Variable X 3	38328,4745	9052,03109	4,23424026	3,0155E-05	20518,1715	56138,7774	20518,1715	56138,7774
Variable X 4	-213,117799	523,23611	-0,40730713	0,68405996	-1242,6098	816,374204	-1242,6098	816,374204
Variable X 5	109,951714	24,13157	4,55634314	7,462E-06	62,4716985	157,431729	62,4716985	157,431729
Variable X 6	-5,93714803	1,48183087	-4,00663001	7,6966E-05	-8,85272095	-3,02157512	-8,85272095	-3,02157512
Variable X 7	8488255,24	5641552,64	1,50459559	0,13343326	-2611768,68	19588279,2	-2611768,68	19588279,2
Variable X 8	233,296132	0,58819855	396,6282	0	232,138823	234,45344	232,138823	234,45344

• **CUPIAGUA SUR XL5**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99924923
Coefficiente de determinación R ²	0,99849902
R ² ajustado	0,9984745
Error típico	9,86614431
Observaciones	312

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	5	19814833,5	3962966,71	40712,2867	0
Residuos	306	29786,2859	97,3408036		
Total	311	19844619,8			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	1822312,77	444997,571	4,09510722	5,4065E-05	946670,246	2697955,28	946670,246	2697955,28
Variable X 1	5,25974685	1,2912345	4,07342497	5,9068E-05	2,71892438	7,80056932	2,71892438	7,80056932
Variable X 2	-169547,671	41440,8537	-4,09131706	5,4909E-05	-251092,776	-88002,5668	-251092,776	-88002,5668
Variable X 3	-0,1048063	0,02577564	-4,06609811	6,0857E-05	-0,15552623	-0,05408636	-0,15552623	-0,05408636
Variable X 5	132540,228	328,598316	403,350294	0	131893,629	133186,826	131893,629	133186,826

<i>Coefficients</i>	
Intercepción	1822312,77
Variable X 1	5,25974685
Variable X 2	-169547,671
Variable X 3	-0,1048063
Variable X 4	-1,4295E+10
Variable X 5	132540,228

CPSURXA3(gi)	142179,84
---------------------	------------------

LN	LN/2
11,864848	5,93242401

157,719276

Producción de Crudo	2130,52665
----------------------------	-------------------

• **CUPIAGUA SUR XN6**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99882262
Coefficiente de determinación R ²	0,99764662
R ² ajustado	0,99760792
Error típico	3,03959468
Observaciones	310

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los</i>		<i>Valor crítico de F</i>
			<i>cuadrados</i>	<i>F</i>	
Regresión	5	1190666,84	238133,368	25774,4201	0
Residuos	304	2808,69729	9,23913581		
Total	309	1193475,54			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>	<i>Inferior</i>	<i>Superior</i>
				<i>d</i>	<i>95%</i>	<i>95%</i>	<i>95.0%</i>	<i>95.0%</i>
Intercepción	-453584,255	134759,645	-3,36587601	0,000861	-718764,034	-188404,477	-718764,034	-188404,477
Variable X 1	-1,24972236	0,39073176	-3,19841514	0,00152761	-2,01860359	-0,48084114	-2,01860359	-0,48084114
Variable X 2	42105,3823	12548,7014	3,35535774	0,00089319	17412,0711	66798,6934	17412,0711	66798,6934
Variable X 3	0,02472958	0,00779909	3,17082851	0,00167516	0,00938254	0,04007662	0,00938254	0,04007662
Variable X 4	3358925858	1011750653	3,31991469	0,00101008	1368004804	5349846913	1368004804	5349846913
Variable X 5	138214,396	411,802573	335,632668	0	137404,052	139024,741	137404,052	139024,741