



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“MODELO MATEMÁTICO PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE
AGUA EN POZOS PRODUCTORES”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

PABLO LENIN CATUTO SOLANO

TUTOR:

ING. JORGE ORDOÑEZ ANDRADE, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2022

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:
MODELO MATEMÁTICO PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN
DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

**AUTOR:
PABLO LENIN CATUTO SOLANO**

**TUTOR:
ING. JORGE ORDOÑEZ ANDRADE, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR
2022**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



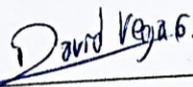
Ing. Jorge Ordoñez Andrade, MSc
DOCENTE TUTOR



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Lcda. Erica Lorenzo, PhD.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



Ing. David Vega González.
SECRETARIO

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de investigación a Dios, por ser permisivo en el cumplimiento de mis metas y logros en mi vida personal y profesional.

A mis padres y hermanas, por brindarme el apoyo incondicional en cada circunstancia a lo largo de mi vida.

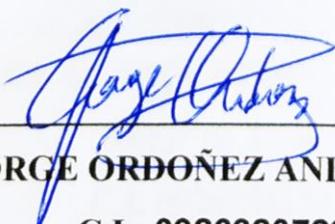
A mi esposa e hijo, que son la base de mi hogar. Su amor y comprensión son complementos indispensables para continuar superándome en la vida.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema MODELO MATEMÁTICO PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES, elaborado por el estudiante PABLO LENIN CATUTO SOLANO, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 3% de la valoración permitida.

URKUND	
Document	TESIS PARA URKUND.docx (D142746546)
Submitted	2022-08-08 12:12 (-05:00)
Submitted by	pablo.catutosolano@upse.edu.ec
Receiver	jordonez.upse@analysis.orkund.com
Message	Tesis para Urkund Show full message 3% of this approx. 15 pages long document consists of text present in 4 sources.

FIRMA DEL TUTOR



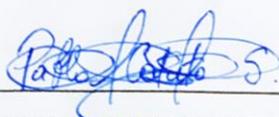
ING. JORGE ORDOÑEZ ANDRADE, MSC.
C.I.: 0926920729

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Pablo Lenin Catuto Solano, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“MODELO MATEMÁTICO PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



PABLO LENIN CATUTO SOLANO

Autor de Tesis

C.I. 0926250234

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Jorge Ordoñez Andrade, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **MODELO MATEMÁTICO PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el señor: Pablo Lenin Catuto Solano, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



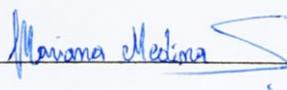
ING. JORGE ORDÓÑEZ ANDRADE, MSc.
TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo MSc. MARIANA NOEMI MEDINA SUÁREZ con C.I. 0926052614, certifico que he revisado la redacción y ortografía del contenido del trabajo de titulación del egresado: Pablo Lenin Catuto Solano, con C.I. 0926250234 cuyo tema es “**MODELO MATEMÁTICO PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES**” presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo cumple con los requisitos gramaticales y sintaxis vigentes de la lengua española, por lo tanto, reconozco la validez ortográfica del mismo y pongo a consideración el uso del presente certificado para efectos legales correspondientes.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad.



MSc. MARIANA MEDINA SUÁREZ
C.I. 0926052614

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por ser un fiel compañero y una guía primordial en mi vida académica, por permitir que mi espíritu de superación aumente cada vez con más intensidad, para cumplir mis logros profesionales.

Agradecimientos especiales a mis padres Sr. Pablo Catuto Flores y Msc. Mercy Solano Muñoz, por la oportunidad que me dieron desde pequeño a una educación justa que fue la base para mi formación académica actual.

A mi esposa Joselyn Yagual Rodríguez e hijo Santiago Catuto Yagual, porque su sacrificio es el resultado de este logro importante para nuestro hogar.

Y un agradecimiento especial y profundo a mi tutor de tesis el Ing. Jorge Ordóñez Andrade, Msc. y a todos mis maestros de clases, sin duda alguna su aporte científico fue primordial en todo mi proceso de formación.

CONTENIDO

	Pág.
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xvi
GLOSARIO DE TÉRMINOS	xvii
RESUMEN.....	xviii
ABSTRACT	xix
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	20
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	20
1.2 ANTEDECENTES	21
1.3 HIPÓTESIS	22
1.4 OBJETIVOS.....	22
1.4.1 Objetivo General.....	22

1.4.2 Objetivos Específicos.	22
1.5 ALCANCE	23
1.6 VARIABLES.....	23
1.6.1 Variables Dependientes.	23
1.6.2 Variables Independientes.....	23
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	24
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PETROLERO GUSTAVO GALINDO VELASCO.....	24
2.1.1 Descripción geológica del campo Gustavo Galindo Velasco.....	25
2.1.2 Estratigrafía del campo.....	25
2.1.3 Geología del petróleo del campo petrolero Gustavo Galindo.	27
2.1.4 Historial de producción del campo.....	27
2.2 CONCEPTOS GENERALES.....	28
2.2.1 Control de producción de agua en pozos productores.....	28
2.2.2 Mecanismos de intrusión de agua.....	30
2.3 MODELOS O CORRELACIONES PARA PERFILAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA.....	34
2.3.1 Modelo Ershaghi-Omoregie.	36
2.3.2 Modelo de Liu.	36
2.3.3 Modelo de Warren.....	37
2.3.4 Modelo de Purvis.....	37
2.3.5 Modelo de Lawal.....	37

2.3.6 Modelo de 1 de Kewen Li.	38
2.3.7 Modelo 2 de Kewen Li.	39
2.4 ANÁLISIS DE REGRESIÓN MÚLTIPLE, ANÁLISIS MULTICRITERIO	41
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	43
3.1 SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS DEL ESTUDIO	43
3.2 ANÁLISIS DE VARIABLES SIGNIFICATIVAS.....	46
3.2.1 Análisis multicriterio de variables	46
3.2.2 Análisis de correlación de variables	49
3.3 ANÁLISIS PARA EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA (MODELO MATEMÁTICO).....	50
3.4 COMPROBACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO	51
3.5 COMPARACIÓN CON MODELOS EXISTENTES	51
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	52
4.1 VARIABLES SIGNIFICATIVAS DEL MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO	52
4.1.1 Resultados de significancia del Análisis Multicriterio	52
4.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO	54
4.3 MODELO MATEMÁTICO PARA EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA.....	56
4.4 VALIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO	56
4.5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	58
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
5.1 CONCLUSIONES.....	66

5.2 RECOMENDACIONES	68
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
ANEXO A	77
ANEXO B.....	78
ANEXO C.....	79

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Gustavo Galindo Velasco, (Bustos, 2018).	24
Figura 2. Columna estratigráfica del campo petrolero, (Rodríguez R., 2011).	26
Figura 3. Definición del agua buena y mala en la producción de un pozo, (Baley et al., 2000)	29
Figura 4. Capa distribuida sin flujo cruzado, (Bailey B. et al., 2000)	30
Figura 5. Capa segregada por gravedad, (Baley et al., 2000)	31
Figura 6. Perfiles idealizados que caracterizan el mecanismo de ruptura del agua, (Baley et al., 2000).	33
Figura 7. Metodología del estudio.	44
Figura 8. Análisis Multicriterio.	48
Figura 9. Jerarquía de variables según el análisis multicriterio.	53
Figura 10. Declinación de Arps para el pozo SPA0247.	60
Figura 11. Modelo de Purvis para el pozo SPA0247.	61
Figura 12. Perfiles de flujo fraccional de agua (fw) del pozo ANC1940.	63
Figura 13. Perfiles de flujo fraccional de agua (fw) del pozo PET0101.	64
Figura 14. Perfiles de flujo fraccional de agua (fw) del pozo SPA0221.	65
Figura 15. Formulario electrónico para recolección de información del juicio de expertos.	77

Figura 16. Enlace de base de datos al programa RStudio. 78

Figura 17. Codificación para obtener los modelos matemáticos del estudio. 79

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción del crudo en barriles de los bloques petroleros de la península de Santa Elena, (EP Petroecuador, 2013).....	27
Tabla 2. Producción Acumulada de petróleo y agua.	45
Tabla 3. Distribución de variables para el control de producción de agua en pozos productores.	49
Tabla 4. Matriz de interacción, según el criterio relación entre variables para el control de producción de agua en pozos productores.	54
Tabla 5. Coeficientes de estimación para el control de producción de agua en pozos productores.	55
Tabla 6. Modelos de estimación del control de producción de agua en pozos productores.	57
Tabla 7. Coeficientes de declinación de producción nominal en pozos productores.	58
Tabla 8. Coeficientes del modelo de Purvis.	59

GLOSARIO DE TÉRMINOS

TAP: Tratamiento de agua producida.

DCI: Dispositivo de control de influjo.

BSW: Contenido de Sedimento básico y agua.

RAP: Relación agua - petróleo.

Bppd: Barriles de petróleo por día.

GGV: Campo petrolero Gustavo Galindo Velasco

PB: Passage Beds

CPB: Clay Pebble Beds

CAPM: Contacto agua – petróleo en movimiento

N_p : Producción acumulada de petróleo

W_p : Producción acumulada de agua

Q_w : Tasa de producción de agua

Q_o : Tasa de producción de petróleo

ARM: Análisis de regresión múltiple

“MODELO MATEMÁTICO PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES”

Autor: Catuto Solano Pablo Lenin

Tutor: Ordoñez Andrade Jorge

RESUMEN

La mayoría de campos petroleros impulsados por agua, sea por acuífero natural o por inyección, producen petróleo junto con agua. Esta coproducción causa problemáticas como corrosión, deposición de escala, formación de hidratos de gas, entre otros. El objetivo de esta investigación es: desarrollar un modelo matemático mediante la selección de variables que intervienen en un control de producción de agua para determinar pozos productores idóneos que necesitan disminuir la tasa de esa producción. La metodología del estudio establece las siguientes fases: selección de pozos petroleros, análisis de variables significativas (análisis multicriterio y análisis de correlación), modelo matemático para el control de producción de agua en pozos productores, validación del modelo matemático y comparación del modelo matemático con otros existentes. Los resultados muestran un modelo matemático de predicción que estima los pozos petroleros que tienen menor producción de agua, con el 57% de bondad de ajuste utilizando los predictores: tiempo de producción, producción de petróleo y producción acumulada de petróleo.

PALABRAS CLAVE: producción de agua, modelo matemático, producción acumulada de petróleo, pozos productores.

“MATHEMATICAL MODEL FOR CONTROL OF WATER PRODUCTION IN PRODUCING WELLS”

Autor: Catuto Solano Pablo Lenin

Tutor: Ordoñez Andrade Jorge

ABSTRACT

Most water-driven oil fields, whether by natural aquifer or injection, produce water along with oil. This co-production causes problems such as corrosion, scale deposition, and the formation of gas hydrates. The objective of this research is: to develop a mathematical model through the selection of variables that intervene in the control of water production to determine suitable producing wells that need to reduce the rate of that production. The study methodology establishes the following phases: selection of oil wells, analysis of significant variables (multicriteria analysis and correlation analysis), mathematical model for the control of water production in producing wells, validation of the mathematical model, and comparison of the mathematical model with other existing ones. The results show a mathematical prediction model that estimates the oil wells with less water production, with 57% goodness of fit using the predictors: production time, oil production and accumulated oil production.

KEYWORDS: water production, mathematical model, accumulated oil production, producing wells.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la exploración de un yacimiento se determinan diversos factores técnicos, operativos, económicos y ambientales, siendo uno de los principales factores la producción de petróleo y el cálculo de reservas en un reservorio.

No obstante, en los yacimientos se denota también la presencia de agua proveniente de acuíferos subterráneos, que por la gravedad y la presión se encuentran en zonas donde reposa el hidrocarburo.

Uno de los principales objetivos de la industria del petróleo es reducir la producción de agua y aumentar la producción del hidrocarburo, consiguiendo una baja producción de fluido agua-petróleo y generando una mayor rentabilidad en proyectos de exploración y explotación del petróleo (Ramírez et al., 2019).

Por esto, se necesita de técnicas-mecanismos, metodologías de control y mitigación de producción de agua, que aporten eficazmente en la toma de decisiones. Bajo este contexto, se propone un modelo matemático para el control de producción de agua según la elección de pozos productores idóneos del campo petrolero.

1.2 ANTEDECENTES

Reyes en 2010, analizó la identificación del origen de la producción de agua, mediante un método práctico, un modelo de sistema de producción de yacimientos, basado en la simulación de costos, beneficios y tiempo de ciclo de vida del campo. En esta investigación se obtuvo un análisis, diagnóstico y diseño de soluciones de producción de agua en yacimientos de petróleo y gas bajo la perspectiva de recuperación del hidrocarburo, reducción de riesgos y costos del impacto ambiental.

En una investigación relacionada al mejoramiento del rendimiento y la capacidad de tratamiento de agua producida (TAP) en procesos de producción de petróleo y gas se utilizó un software basado en métodos de innovación. Integraron un control inteligente anti-slug con un separador coordinado y control de hidrociclones. Los resultados mostraron un nuevo sistema TAP orientado a la protección del medio ambiente, mejoró las tasas de producción del hidrocarburo y redujo la relación costo-producción (Yang et al., 2013).

En cuanto, a la reducción de producción de agua en yacimientos de petróleos heterogéneos, realizaron un análisis de mecanismos y sensibilidad de un dispositivo de control de influjo (DCI), identificaron diversos factores de recuperación de petróleo retrasando la conificación del agua (J. Wang et al., 2016).

Schovsbo et al. en 2018, realizaron una investigación en el campo Halfdan en el Mar del Norte, en la que establecieron un seguimiento a la producción y optimización del petróleo a partir del análisis de agua producida. Analizaron datos de 5 pozos petroleros y representaron el rendimiento de la producción. Obtuvieron predicciones en la eficiencia del barrido, el aceite y agua producida.

Otro estudio, (Aguilera V. y Malagón M., 2021) aplicaron modelos proxy para predecir producción de petróleo y agua en un campo petrolero de Colombia. Se basaron en dos enfoques, el primero mantuvo constantes las variables operacionales a través del tiempo y consideró la estimación de petróleo y agua como variables respuesta. Por el contrario, en el segundo enfoque las variables operacionales varían mensualmente. El modelo con predicción más cercana a la realidad fue el polinomial cuadrático sin interacciones.

Recomendaron utilizar otras variables operacionales para predecir la producción mensual de crudo y agua.

Finalmente, otros hallazgos presentan el desarrollo de un método de control de agua a través de la evaluación del subsuelo. Consideraron registros eléctricos, registros de cementación e historial de producción de petróleo de pozos del Oriente ecuatoriano. Los resultados muestran que más de 12 pozos producen agua mala debido a la canalización y flujo detrás de coning y casing. Propusieron estrategias para los reservorios del campo petrolero, basados en el análisis del subsuelo y análisis nodal (Díaz J. y Chulde S., 2021).

1.3 HIPÓTESIS

Mediante el uso de un modelo matemático basado en variables significativas se determina que pozos petroleros productores tienen menor producción de agua.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Desarrollar un modelo matemático mediante la selección de variables que intervienen en un control de producción de agua para determinar los pozos productores idóneos que necesitan disminuir la tasa de producción de agua.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Analizar la producción de agua en el campo de forma cualitativa y cuantitativa, para obtener un diagnóstico referencial de los pozos.
- Establecer las variables que intervienen en el control de producción de agua para el modelo matemático.
- Seleccionar las variables significativas para el estudio.

- Comparar el modelo matemático propuesto con modelos matemáticos o correlaciones analizadas en otros campos petroleros con los métodos de Chan, Ramos o Meyer y Garder.

1.5 ALCANCE

Es importante analizar toda la información referente al control de producción de agua, con la finalidad de fortalecer el fundamento teórico de esta investigación.

Para el desarrollo del modelo matemático se dispone de datos provenientes de la empresa Pacifpetrol, matriz de control de pozos petroleros de la provincia de Santa Elena, campo Gustavo Galindo, actualizada hasta el año 2016. Se seleccionaron datos de 6 pozos productores cuya característica significativa es el aumento de la producción de agua.

En la actualidad, a nivel local no existen estudios referentes a modelos matemáticos que controlen la producción de agua en un pozo de petróleo; de tal manera, que se percibe un alcance exploratorio para controlar la producción de agua con relación a todas sus características o variables. Esta investigación es la apertura para desarrollar diferentes modelos matemáticos en diversos procesos de la industria petrolera, con perspectiva de replicar el estudio en diversos campos petroleros.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Producción de agua en pozos productores.

1.6.2 Variables Independientes.

- Propiedades petrofísicas del fluido.
- Costos de tratamiento químico para producción de agua.
- Tiempo.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PETROLERO GUSTAVO GALINDO VELASCO

El campo petrolero Gustavo Galindo Velasco, se encuentra localizado en la provincia de Santa Elena. A 120 km al oeste de la ciudad de Guayaquil. Este campo fue descubierto en el año 1911, dando origen a la perforación del pozo Ancón 1.

Desde 1921 hasta 1976 las áreas petroleras fueron explotadas por Anglo Ecuadorian Oilfields. En este periodo, la producción promedio del petróleo fue de 10000 bppd. Llegando a perforar 2814 pozos de petróleo (Grupo Synergy, 2011).

Este campo petrolero se encuentra dividido en tres zonas: Norte, Central y Sur (Figura 1). El sistema de producción petrolera se realizó mediante bombeo mecánico, Swab y herramienta local.

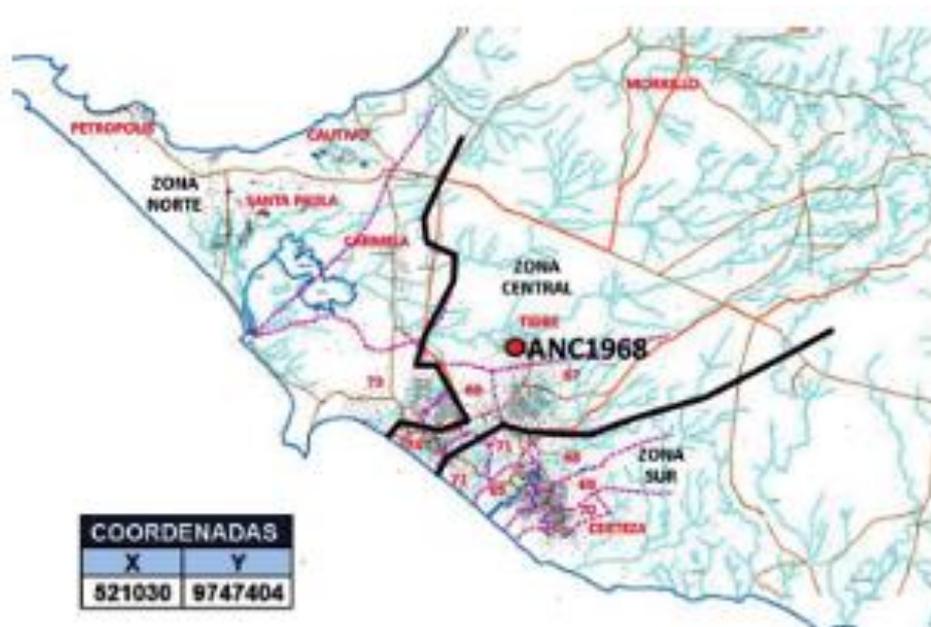


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Gustavo Galindo Velasco, (Bustos, 2018).

2.1.1 Descripción geológica del campo Gustavo Galindo Velasco.

El campo Gustavo Galindo Velasco (GGV) se ubica en la unidad geológica Levantamiento de Santa Elena. Este levantamiento limita al norte de la cordillera Chongón Colonche, al este con la falla La Cruz, al sur con Graben de Jambelí y al oeste por el prisma Neógeno (Rodríguez R., 2011).

El Levantamiento Santa Elena comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico Terciario Inferior (Paleoceno-Eoceno), sobre la corteza oceánica (Tigse, 2018).

2.1.2 Estratigrafía del campo.

En el campo petrolero Gustavo Galindo Velasco, se encuentra presente la formación Santa Elena (Cretácico) sobre la formación Atlanta (Paleoceno-Eoceno). Además de las rocas del Grupo Ancón formadas por Passage Beds (PB), la arenisca Santo Tomás, Socorro, Seca y Zapotal. Así como las formaciones más jóvenes, Tablazo (Pleistoceno). (Figura 2) (Rodríguez R., 2011).

Formación Santa Elena (Cretácico Superior). – formada por areniscas medias a gruesas, capas de arcillas silicificadas. Aparecen afloramientos de facies de los Cherts de Formación Guayaquil (con colores verde a rojo, gris y negro) (Tigse, 2018).

Formación Atlanta (Paleoceno – Eoceno Inferior). – formada por arenisca gris dura, silíceas con textura media a gruesa, lutitas, constituye el principal reservorio por sus fracturas (Bustos, 2018).

Arenisca Santo Tomás. – constituida por arenisca silícea y conglomerática, bajo una presencia muy fuerte de intercalaciones de lutitas. Se caracteriza por ser una formación altamente resistiva con porosidad promedio baja del 11% (Bustos, 2018).

Grupo Ancón (Eoceno Inferior – Eoceno Medio). – comprende rocas silicoclásticas, está compuesto a su vez por las formaciones: Clay Pebble Beds (CPB), Santo Tomás (ST), Passage Beds (PB), Socorro, Seca y Punta Ancón (Synergy, 2011). Esta formación aflora en los acantilados de Ancón, compuesta de una secuencia diamictítica maciza de

matriz arcillosa, aparecen flujos de barro densos submarinos con turbiditas (Rodríguez R., 2011).

Formación Passage Beds. – formada por interestratificaciones de areniscas y lutitas.

Formación Clay Pebble Beds (CPB). – compuesta por arcilla. Presenta guijarros tobáceos, silíceos y calcáreos (Rodríguez R., 2011).

Formación Socorro. – está formada por areniscas turbidíticas y pelitas. Existen alternancia de lutitas deleznales grises hasta color negro y areniscas delgadas verdosas (Grupo Synergy, 2011).

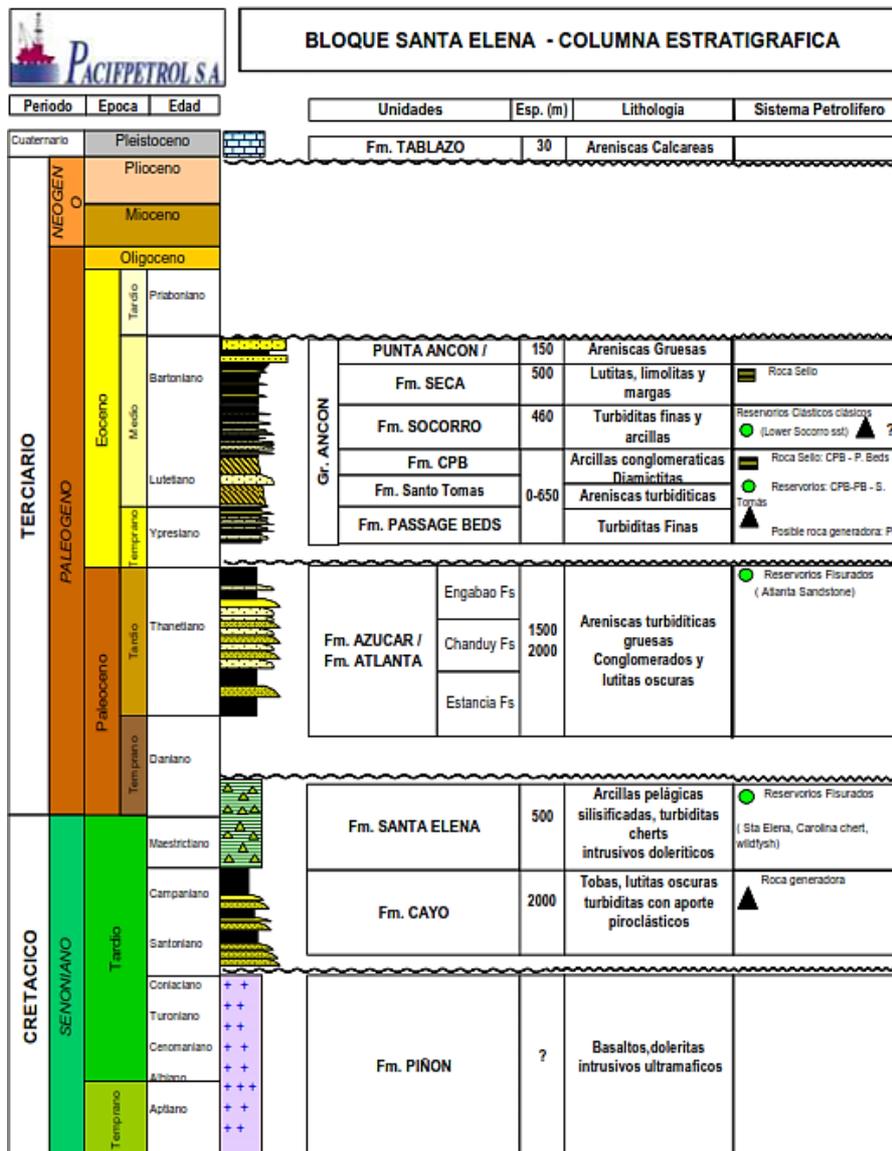


Figura 2. Columna estratigráfica del campo petrolero, (Rodríguez R., 2011).

2.1.3 Geología del petróleo del campo petrolero Gustavo Galindo.

Roca Madre. – se la encuentra de forma regional en la formación Cayo de edad Cretácica. Los biomarcadores señalan que los crudos de la península de Santa Elena son co-genéticos, producidos por una roca madre silicoclástica madura (Rodríguez R., 2011).

Reservorios. – presenta varias formaciones, la más importante Atlanta Sandstones. Aparecen otros dependiendo de la producción de niveles de arenas como la formación Socorro y Passage Beds (Grupo Synergy, 2011).

2.1.4 Historial de producción del campo.

En el año de 1911 se inició la explotación del petróleo con el primer pozo de petróleo llamado Ancón 1 de la provincia de Santa Elena. Para el año 1927 la producción de petróleo fue 3000 barriles de petróleo diario (bppd) hasta el año de 1955 que alcanzó un nivel de 10000 bppd. En el año de 1940 se construyó la primera Refinería “La Libertad”, preparada para procesar 1000 bppd. Para el año de 1955 la producción del crudo de Santa Elena se ubicaba en 10000 bppd, el mismo que era insuficiente para cubrir la demanda nacional.

A continuación, la tabla 1 presenta la producción en barriles desde el año 2008 hasta el año 2012 de los bloques petroleros de la península de Santa Elena (EP Petroecuador, 2013).

Tabla 1. Producción del crudo en barriles de los bloques petroleros de la península de Santa Elena, (EP Petroecuador, 2013).

Año	Bloque 1 (Pacoa)		Bloque 2 (Gustavo Galindo)		Producción total
	Producción anual	Promedio diario	Producción anual	Promedio diario	
2008	35377	97	534255	1460	569632
2009	27697	76	504952	1383	532649

2010	25678	70	487839	1337	513517
2011	21416	59	473349	1297	494766
2012	19787	54	453898	1240	473685
Total	129955	71	2454293	1343	2584248

2.2 CONCEPTOS GENERALES

2.2.1 Control de producción de agua en pozos productores.

Todos los campos petrolíferos impulsados por agua, ya sea por inyección de agua o por un acuífero natural, finalmente producen agua junto con el petróleo, hasta ahí esta producción de agua es normal, pero cuando la tasa supera por mucho a la de petróleo como es el caso de cortes de agua superiores al 70%, es considerado como exceso de agua (Baley et al., 2000). Incluso los yacimientos de gas y de agotamiento pueden producir algo de agua. Esta coproducción de agua puede causar problemas como:

- Corrosión
- Deposición de escala/sales
- Formación de hidratos de gas
- Deposición de sólidos de hidrocarburos (asfaltenos y ceras)

Por estas razones, así como las económicas, no es deseable que la producción de agua sea mayor o igual que el hidrocarburo. Existen tecnologías de control para estos problemas del agua (Baley et al., 2000).

Desafortunadamente, el petróleo se produce con un gran volumen de aguas residuales que representan más del 80 % de los desechos líquidos (Azetsu-Scott et al., 2007), y esta cifra puede llegar al 95 % en yacimientos petrolíferos maduros (Kaur et al., 2009).

Vale la pena mencionar que, para el tratamiento y desalinización del petróleo, se consume un alto volumen de agua en la industria del petróleo y el gas, que se asume como una de las ocho industrias más intensivas en agua. Como resultado, las aguas residuales se

generan en gran cantidad con las actividades de extracción en los sectores aguas arriba y aguas abajo. En otras palabras, en la industria petrolera mundial, el agua producida es una parte inseparable de la operación de producción (Ebrahimi y Vilcáez, 2018).

Según (Baley et al., 2000) la producción diaria mundial de agua de los pozos de petróleo promediaba aproximadamente 3 barriles de agua por día por barril de petróleo, aunque algunos pozos producen cantidades significativamente más altas. En un pozo que produce petróleo con un corte de agua del 80 %, el costo de manejar el agua puede duplicar los costos normales de extracción (Seldal, 1997). Sin embargo, los pozos con cortes de agua superiores al 90% aún pueden producir suficientes hidrocarburos para ser económicos. La tecnología de control del agua está destinada a reducir los costos de producción de agua.

No es necesario bloquear completamente el agua coproducida. La lógica aquí es la distinción entre agua “óptima” (necesaria) y “en exceso”. El agua “óptima” es aquella agua producida a una tasa por debajo del límite económico agua/petróleo; (es decir, el petróleo producido puede pagar por el agua producida). El agua “óptima”, entonces, es aquella que no se puede simplemente bloquear sin reducir la producción de petróleo. El flujo de agua fraccional está dictado por el comportamiento de mezcla natural que aumenta gradualmente la relación agua/petróleo (RAP). El agua “óptima” también es causada por líneas de flujo convergentes desde el inyector hasta el pozo productor. La irrupción de agua en la inyección ocurre inicialmente a lo largo de la vía de flujo más corta (menos resistente) entre el inyector y el productor, mientras que el petróleo sigue siendo barrido a lo largo de otras vías de flujo (Baley et al., 2000).

El agua “en exceso” es agua producida en el pozo que no produce petróleo o no produce suficiente petróleo para pagar el costo del manejo del agua. El resto de esta discusión trata sobre el agua “en exceso”.

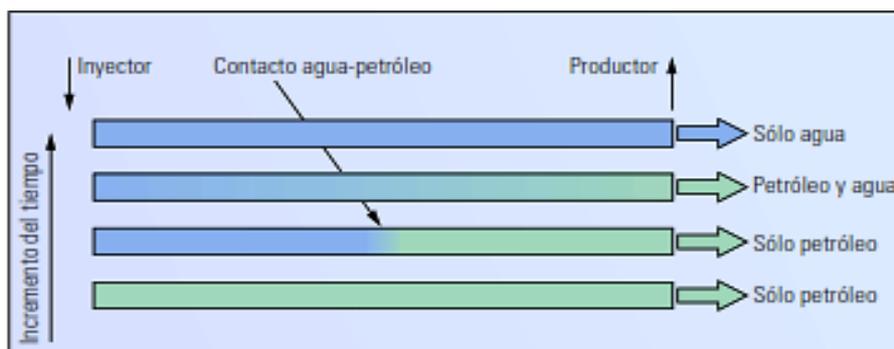


Figura 3. Definición del agua buena y mala en la producción de un pozo, (Baley et al., 2000)

2.2.2 Mecanismos de intrusión de agua.

No existe un mecanismo único para la intrusión de agua "en exceso", y no existe una tecnología que bloquee la intrusión de agua. Hay 10 tipos básicos de problemas de agua (Bailey et al., 2000).

- a. Problemas que son relativamente fáciles de controlar:
 - Fugas en el revestimiento, la tubería o el empacador.
 - Flujo del canal detrás de la tubería de revestimiento del cementado primario que no aísla las zonas acuíferas de la zona productiva.
 - Contacto agua/petróleo en movimiento (CAPM).
 - Capa distribuida sin flujo cruzado: este es un problema común con una producción multicapa y una zona de alta permeabilidad aislada con barreras de flujo (por ejemplo, un lecho de lutita) por encima y por debajo de la zona. Se muestra esquemáticamente en la Figura 4.

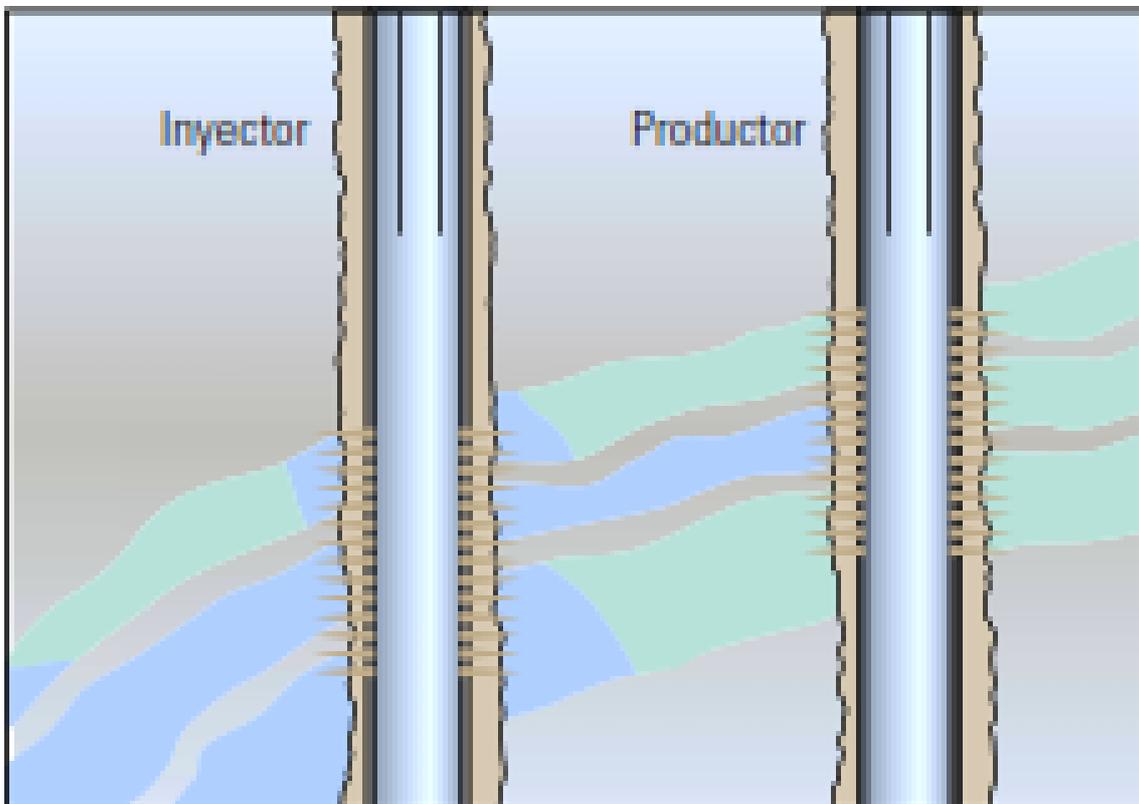


Figura 4. Capa distribuida sin flujo cruzado, (Bailey B. et al., 2000)

- b. Problemas que son más difíciles, pero el control aún es factible.
- Fracturas o fallas entre inyector y productor.
 - Fracturas o fallas de una capa de agua. El agua se puede producir a partir de fracturas que se cruzan con una zona de agua más profunda.
- c. Problemas que no se prestan a soluciones sencillas y económicas cercanas al pozo y que requieren cambios de terminación o producción como parte de la estrategia de gestión del yacimiento (p. ej., pozos multilaterales, desvíos, aislamiento con tubería flexible y terminaciones dobles).
- Conificación. La conificación se produce en un pozo vertical cuando hay un OWC cerca de los disparos con una permeabilidad vertical relativamente alta que impulsa caudales elevados.
 - Borde de agua debido a un barrido superficial deficiente. La anisotropía de la permeabilidad areal causa este problema.
 - Capa segregada por gravedad. En una gruesa capa de yacimiento con alta permeabilidad vertical, el agua, ya sea de un acuífero o de un inyector, se precipita hacia abajo en la formación permeable y barre solo la parte inferior del yacimiento (Figura 5).

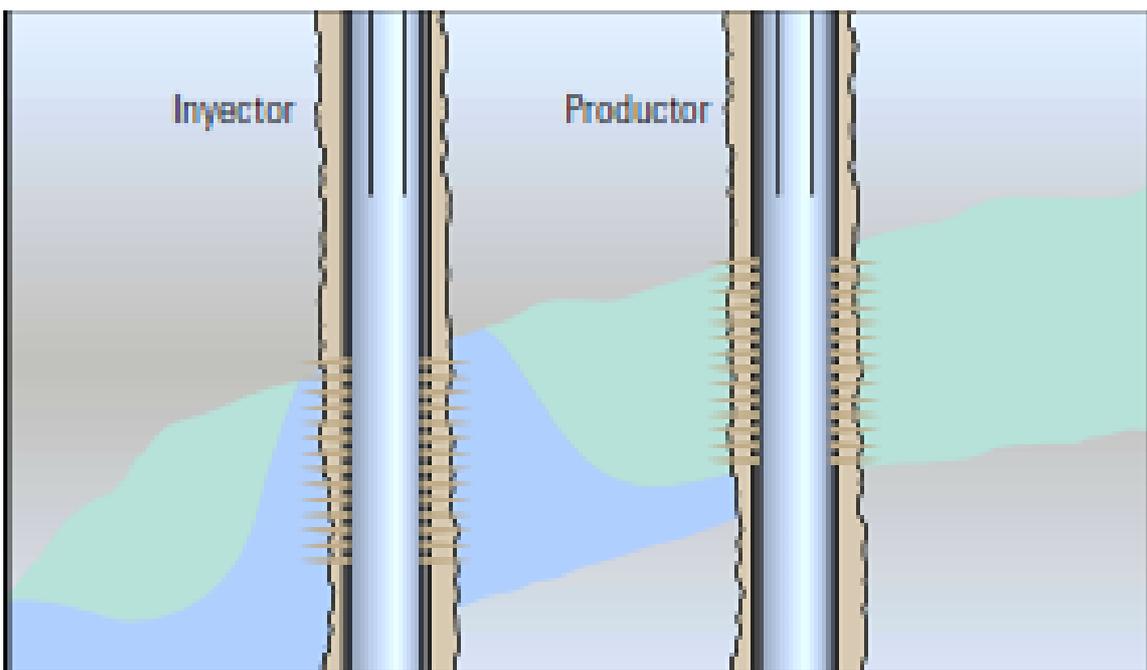


Figura 5. Capa segregada por gravedad, (Baley et al., 2000)

- Capa distribuida con flujo cruzado. Esto es difícil, si no imposible, de tratar.

El control efectivo del agua generalmente se basa en conocer la posición y el mecanismo (fuente) del agua intrusa. Estos parámetros pueden establecerse a partir de la medición directa, los registros de producción del pozo y el historial de producción.

El historial de producción se puede utilizar de varias maneras, como se menciona a continuación:

1. Está la curva de recuperación (semilog): que expresa la relación agua/petróleo (WOR) frente a la producción acumulada, que permite la extrapolación al límite económico WOR (donde la producción de agua es igual al valor del petróleo producido). Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas, el pozo está produciendo agua aceptable y no es necesario controlar el agua.
2. Está el historial de producción en sí mismo: un gráfico log-log para determinar un comportamiento lineal entre las tasas de petróleo/agua frente al tiempo. Los buenos candidatos para el control del agua muestran un aumento en la producción de agua y una disminución en la producción de petróleo aproximadamente al mismo tiempo.
3. Está el análisis de la curva de declive (semilog): que describe la producción de petróleo frente al petróleo acumulado. Un aumento repentino en la disminución puede indicar un problema de agua o un agotamiento severo de la presión causado por la acumulación de daños.
4. Finalmente, hay gráficas de diagnóstico de relación agua petróleo (log-log): que registran WOR vs. tiempo.

Tres formas básicas (patrones) distinguen entre diferentes mecanismos de penetración de agua (Figura 6)

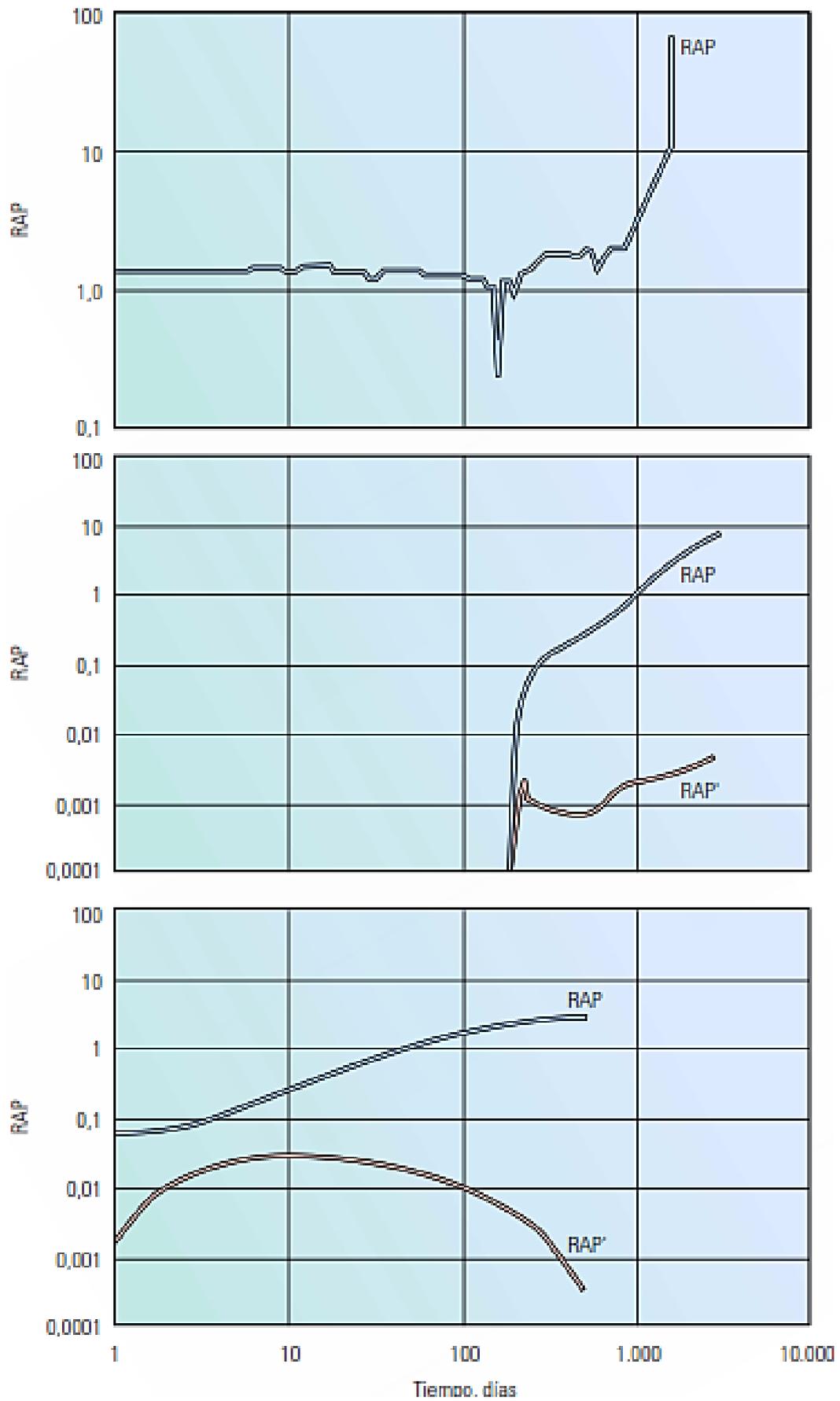


Figura 6. Perfiles idealizados que caracterizan el mecanismo de ruptura del agua, (Baley et al., 2000).

Acerca de la Figura 4, (arriba) una trayectoria de flujo abierta muestra un avance muy rápido (p. ej., a través de una fractura de falla, canal detrás del revestimiento). El flujo de límite (centro) generalmente muestra un rápido aumento en el avance, seguido de una curva en línea recta. Un aumento gradual en el agua (abajo) indica la acumulación de un cono de agua al principio de la vida del pozo (las curvas WOR son las derivadas temporales de las gráficas WOR).

El análisis de cierre y estrangulamiento por los datos WOR fluctuantes puede proporcionar pistas sobre el tipo de problema. Los problemas de entrada de agua, como la conificación o una sola fractura que intercepta una capa de agua más profunda, darán lugar a un WOR más bajo durante el estrangulamiento o el cierre. Las fracturas o fallas que intersecan una capa de agua suprayacente tienen el efecto contrario (Baley et al., 2000).

2.3 MODELOS O CORRELACIONES PARA PERFILAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA

La producción de petróleo y el corte de agua (Ershaghi y Omoregie, 1978) son índices de desarrollo importantes en los yacimientos de hidrocarburos que inundan con agua. Es de gran importancia pronosticar con precisión, pero es una tarea difícil para los ingenieros de yacimientos (K. Li y Horne, 2007; P. Liu y Zhang, 2015; Reyes et al., 2004). Ahora, el modelo de predicción de producción de petróleo y las curvas características de inundaciones de agua son dos métodos importantes para predecir los índices de desarrollo.

El proceso de crecimiento (naturaleza que explica las curvas de producción) es una característica común en muchos campos de aplicación (Banks, 1994; Klie, 2015). El modelo de crecimiento es un tipo de modelo de predicción de producción (Can y Kabir, 2012; Klie, 2015). Está comprobado que el proceso de desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos es muy similar al crecimiento biológico; por lo que, el modelo de crecimiento se puede aplicar para predecir índices de desarrollo como la producción de petróleo y la producción acumulada de petróleo, entre otros. De hecho, los modelos de crecimiento han sido ampliamente aplicados en el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos.

Los modelos de crecimiento más comúnmente aplicados en yacimientos de hidrocarburos son los modelos Gompertz (Gompertz, 1825; Klie, 2015; Trappey y Wu, 2008), Logistic (Blumberg, 1968; Chen et al., 2011; Clark et al., 2011; Trappey y Wu, 2008), Weibull (Bilir et al., 2015; F. Liu et al., 2013), Usher (Guofei1 et al., 2019) y Morgan-Mercer-Flodin (MMF) (Morgan et al., 1975), entre otros.

La curva característica de inundación de agua también se usa comúnmente para pronosticar el corte de agua y la producción acumulada de petróleo en la ingeniería de yacimientos de hidrocarburos (CRAFT et al., 1991; Craig, 1971; R. R. Wang et al., 2013; Zhaojie et al., 2013). Pero los modelos de crecimiento y las curvas características de inundación de agua tienen, respectivamente, algunos límites e inconvenientes (WJ Gao, 2007; Zhang et al., 2013). El modelo de crecimiento puede predecir la producción de petróleo y la producción acumulada de petróleo, pero no puede predecir el corte de agua. Las curvas características de inundación de agua pueden predecir el corte de agua y la producción acumulada de petróleo, pero no pueden establecer la relación entre los índices de producción y el tiempo de desarrollo. Afortunadamente, estos dos métodos son complementarios.

En muchos casos, un aumento en el corte de agua suele estar asociado con una disminución de la producción de petróleo (Fetkovich MJ, 1971; Y. Li et al., 2008). Hay varios modelos en la literatura dedicados a ajustar el corte de agua con la producción de petróleo durante la declinación del petróleo. (Cunningham y Lecompte, 2005) recomendaron ajustar curvas de declinación independientes al corte de petróleo y la tasa de producción de petróleo y luego usar ambas, simultáneamente para establecer la relación entre la variación de la producción total de líquido (o agua) y el tiempo. Como ha sido señalado por (Lawal et al., 2007), el ajuste de curvas independiente no tiene respaldo teórico y, en varios casos, puede no ser confiable. (Ershaghi y Omoregie, 1978) correlacionaron el corte de agua y la producción acumulada de petróleo. Más tarde, Liu (1989) sustituyó el corte de agua con la relación entre la producción acumulada de petróleo y la producción acumulada de agua en el modelo propuesto por (Ershaghi y Omoregie, 1978). Warren (1998) reportó una relación lineal entre el flujo fraccional acumulado y la producción de petróleo acumulada.

Según (Lawal et al., 2007), estas correlaciones podrían dividirse en tres clases principales:

- Utilizando la teoría del flujo fraccional, en la que las funciones de permeabilidad relativa se aproximan para establecer la variación del corte de agua (o relación agua-petróleo) con la recuperación de petróleo (Ershaghi y Omoregie, 1978; Lo et al., 1990; Sitorus et al., 2006).
- Usando el modelo de Arps (Arps, 1945) y sus modificaciones, por ejemplo, corte de agua semilogarítmico versus recuperación de petróleo; y
- Tendencias observadas, por ejemplo, corte lineal de agua versus recuperación de petróleo. Si bien estos métodos se han aplicado ampliamente, se ha encontrado que pocos son lo suficientemente sólidos.

Además, en los modelos tradicionales de corte de agua solo se establece la relación entre el corte de agua y la producción acumulada de petróleo. Desafortunadamente, la propia producción acumulada de petróleo debe estimarse. Considerando los problemas antes mencionados, se debe derivar nuevos modelos que correlacionan directamente el corte de agua y el tiempo de producción.

2.3.1 Modelo Ershaghi-Omoregie.

En 1978, Ershaghi y Omoregie propusieron una relación entre el corte de agua y la producción acumulada de petróleo. Este modelo se expresa de la siguiente manera:

$$\left[\frac{1}{f_w} - \ln \left(\frac{1}{f_w} - 1 \right) \right] \propto N_p \quad (1)$$

donde, f_w es corte de agua; N_p es la producción acumulada (ecuación 1), como lo señalan Ershaghi y Omoregie (1978), es aplicable cuando el corte de agua es superior a 0,5.

2.3.2 Modelo de Liu.

Sobre la base del Modelo Ershaghi-Omoregie, Liu (1989) sustituyó el corte de agua por la relación entre la producción acumulada de petróleo y la producción acumulada de agua y propuso el siguiente modelo:

$$\left[\ln \left(\frac{N_p}{W_p} \right) - \frac{N_p}{W_p} \right] \propto N_p \quad (2)$$

Donde W_p es la producción acumulada de agua.

2.3.3 Modelo de Warren.

De acuerdo con Warren (1998), una gráfica de flujo fraccional acumulado, frente a la producción de petróleo acumulada debería ser lineal. El modelo se expresa como:

$$\left(\frac{N_p}{W_p + N_p} \right) \propto N_p \quad (3)$$

2.3.4 Modelo de Purvis.

Debido a la falta de fiabilidad de la gráfica semilogarítmica convencional WOR frente a N_p con un WOR < 1,0. Purvis (1985) sugirió graficar (WOR+1) frente a N_p , es decir, una relación lineal entre WOR+1 y N_p .

$$WOR + 1 \propto N_p \quad (4)$$

Donde WOR es la relación agua/petróleo:

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o} \quad (5)$$

Aquí Q_w es la tasa de producción de agua y Q_o es la tasa de producción de petróleo.

2.3.5 Modelo de Lawal.

En 2007, basándose en el modelo de producción de Arps, (Lawal et al., 2007) propuso el siguiente modelo para igualar y predecir el corte de agua:

$$f_{wt} = 1 - f_{oi}e^{-\alpha t} \quad (6)$$

Donde f_{wt} es el corte de agua al tiempo de producción t ; f_{oi} es el corte inicial de petróleo; α es una constante de declinación de petróleo. La suposición de Lawal que realizó para la derivación de la ecuación 6 fue que la tasa de producción total de líquido (petróleo y agua) también obedece a la disminución exponencial:

$$Q_t = Q_{ti}e^{-wt} \quad (7)$$

Donde Q_t es la tasa de producción de líquido total y Q_{ti} la tasa de producción de líquido total inicial. Como este modelo es exponencial, la tasa de producción líquida total puede no disminuir en absoluto o puede no disminuir exponencialmente en muchos casos.

2.3.6 Modelo de 1 de Kewen Li.

Excepto por la ecuación 6, todos los modelos de predicción de corte de agua mencionados anteriormente son funciones de la producción acumulada de petróleo. Esto es inconveniente para aplicaciones prácticas. Tenga en cuenta que la suposición de la ecuación 6 puede no ser cierto como se discutió anteriormente.

(K. Li et al., 2011) derivó los nuevos modelos de predicción de corte de agua como funciones del tiempo de producción en lugar de la producción acumulada de petróleo.

El modelo de declinación exponencial Arps puede ser expresado como:

$$Q_o = Q_{oi}e^{-Dt} \quad (8)$$

Donde D es la tasa de declinación; Q_{oi} es la tasa inicial de producción total de petróleo:

$$N_p = \int_0^t Q_{oi}e^{-Dt} dt \quad (9)$$

Se podría obtener:

$$N_p = \frac{Q_{oi}(1 - e^{-Dt})}{D} \quad (10)$$

El modelo de Purvis (ecuación 4) puede ser escrita como:

$$\frac{Q_w}{Q_o} + 1 = aN_p + b \quad (11)$$

Reordenando la ecuación 11 según la definición de corte de agua, se puede obtener:

$$f_w = 1 - \frac{1}{aN_p + b} \quad (12)$$

Sustituyendo la ecuación 10 dentro de la ecuación 12,

$$f_w = 1 - \frac{1}{a \frac{Q_{oi}(1 - e^{-Dt})}{D} + b} \quad (13)$$

Ecuación 13 podría ser reducida como:

$$f_w = 1 - \frac{1}{c(1 - e^{-Dt}) + b} \quad (14)$$

Este es el primer modelo que correlaciona el corte de agua con el tiempo de producción en lugar de la producción acumulada de petróleo, que se denomina modelo de corte de agua I (WCM I) para este autor.

2.3.7 Modelo 2 de Kewen Li.

La derivación del segundo modelo de corte de agua se presenta a continuación.

El modelo de Warren (ecuación 3) puede ser escrito como:

$$\frac{N_p}{W_p + N_p} = aN_p + b \quad (15)$$

Reordenando la ecuación 15 se obtiene;

$$W_p = N_p \left[\frac{1}{aN_p + b} - 1 \right] \quad (16)$$

Sustituyendo la ecuación 10 dentro de la ecuación 16:

$$W_p = Q_{oi}(1 - e^{-Dt}) \left[\frac{1}{aQ_{oi}(1 - e^{-Dt}) + bD} - \frac{1}{D} \right] \quad (17)$$

De acuerdo a la definición del corte de agua, a un tiempo de producción t_i , se aplica la siguiente ecuación:

$$f_w^i = \frac{W_p^i - W_p^{i-1}}{(N_p^i + W_p^i) - (N_p^{i-1} + W_p^{i-1})} \quad (18)$$

Donde f_w^i , N_p^i y W_p^i son el corte de agua, producción acumulada de petróleo y agua al tiempo de producción t_i , respectivamente; N_p^{i-1} y W_p^{i-1} son el corte de agua, producción acumulada de petróleo y agua al tiempo de producción t_{i-1} , respectivamente.

Sustituyendo la ecuación 10 y 17 en la ecuación 18:

$$f_w^i = \frac{Q_{oi}(1 - e^{-Dt_i}) \left[\frac{1}{aQ_{oi}(1 - e^{-Dt_i}) + bD} - \frac{1}{D} \right] - Q_{oi}(1 - e^{-Dt_{i-1}}) \left[\frac{1}{aQ_{oi}(1 - e^{-Dt_{i-1}}) + bD} - \frac{1}{D} \right]}{\frac{Q_{oi}(1 - e^{-Dt_i})}{aQ_{oi}(1 - e^{-Dt_i}) + bD} - \frac{Q_{oi}(1 - e^{-Dt_{i-1}})}{aQ_{oi}(1 - e^{-Dt_{i-1}}) + bD}} \quad (19)$$

Este es el segundo modelo que correlaciona el corte de agua con el tiempo de producción en lugar de la producción acumulada de petróleo, que se denomina modelo de corte de agua II (WCM II) para este autor.

2.4 ANÁLISIS DE REGRESIÓN MÚLTIPLE, ANÁLISIS MULTICRITERIO

(Moore et al., 2006), establecieron que la regresión múltiple es una técnica estadística que se utiliza para analizar la relación entre una sola variable dependiente y varias variables independientes. El objetivo del análisis de regresión múltiple es utilizar las variables independientes cuyos valores se conocen para predecir el valor del valor dependiente único. Cada valor predictor se pesa, los pesos indican su contribución relativa a la predicción general.

(Petchko, 2018), determinó que el Análisis de Regresión Múltiple (ARM) es un procedimiento estadístico que evalúa la relación entre una variable dependiente y varias variables predictoras. Las estimaciones generadas por ARM se denominan coeficientes. Usando ARM, podemos calcular la cantidad de variación en la variable dependiente que se explica por la variación en cada una de las variables independientes. Este cálculo muestra la importancia relativa de cada variable independiente en la relación.

En un estudio ARM, generalmente se informa la siguiente información generada por cualquier software de regresión (Petchko, 2018):

- El tamaño y el signo de los coeficientes de regresión. El tamaño de los coeficientes de regresión muestra cuánto contribuye cada variable predictora por sí sola a la varianza de la variable dependiente, después de eliminar estadísticamente los efectos de todas las demás variables predictoras del modelo. En su forma estandarizada, los coeficientes de regresión son una medida de la importancia de cada variable, lo que permite a los investigadores comparar la importancia relativa de los predictores.
- Significancia estadística para cada coeficiente estimado, que se determina comparando el valor p (o probabilidad de significancia) asociado con un coeficiente con el nivel de significancia elegido. Si el valor p es menor, el coeficiente se interpreta como estadísticamente significativo; si es mayor, el coeficiente se interpreta como no significativo.

- Estadísticas de “bondad de ajuste”. Estas estadísticas muestran qué tan bien el modelo que se está probando explica los datos: ¿Cuánta variación en la variable dependiente se explica por la combinación de los predictores? La estadística F se usa para determinar si todos los coeficientes del modelo son estadísticamente significativos, mientras que R^2 (o R^2 ajustado) se usa para determinar la cantidad total de varianza en la variable dependiente que se explica por todas las variables predictoras en combinación.

Los resultados de la regresión siempre se presentan en forma de tabla. Una tabla de regresión típica incluye la siguiente información: coeficientes de regresión, errores estándar (entre paréntesis), estadísticas que indican la importancia y estadísticas de bondad de ajuste.

La ecuación de regresión lineal simple se puede adaptar para acomodar múltiples variables dependientes de la siguiente manera (Henke, 2020):

$$Y = a + b_1X_1 + b_2X_2 + \dots + b_nX_n \quad (20)$$

Aquí Y es la variable dependiente, y X_1, \dots, X_n son las n variables independientes. Al calcular los pesos, a, b_1, \dots, b_n el análisis de regresión asegura la predicción máxima de la variable dependiente del conjunto de variables independientes. Esto generalmente se hace mediante la estimación de mínimos cuadrados (Moore et al., 2006).

Este enfoque se puede aplicar para el análisis de datos de series temporales multivariantes cuando una de las variables depende de un conjunto de otras variables. Podemos modelar la variable dependiente Y sobre el conjunto de variables independientes. En cualquier instante de tiempo cuando se nos dan los valores de las variables independientes, podemos predecir el valor de Y a partir de la ecuación 20.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

La metodología del estudio se basa en las siguientes etapas (Figura 7): 1) Selección de pozos petroleros. 2) Análisis de variables. 3) Modelo Matemático para el control de producción de agua en pozos productores. 4) Validación del modelo matemático y 5) comparación del modelo matemático con otros existentes.

3.1 SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS DEL ESTUDIO

Para controlar la producción de agua en un campo es necesario identificar que pozos tienen un elevado corte de agua como también el análisis de la data de cada pozo a intervenir. Toda la información recopilada permitirá justificar el modelo matemático a desarrollar y, por ende, nos ayudará a un mejor control de la producción de agua. Cabe mencionar que no todos los pozos presentan los mismos problemas, de allí la importancia del estudio de cada variable a considerar.

Para este estudio se tomó en cuenta 6 pozos productores activos del sector Santa Paula pertenecientes al campo Gustavo Galindo de la empresa Pacifpetrol S.A. La fuente de información proporcionada data desde que inició la vida productiva hasta el año 2016, período donde detalla las intervenciones y las condiciones mecánicas de los pozos, aclarando que los datos solo fueron otorgados hasta el 2016 por parte de la empresa Pacifpetrol S.A. debido a derechos de privacidad de esta.

El presente estudio se basa en los siguientes indicadores como son:

- Selección de los 6 pozos a analizar: ANC1940, PET0101, SPA0221, SPA0235, SPA0247, SPA1002.
- Historial de cada pozo.
- Historial de producción tanto de petróleo como agua.

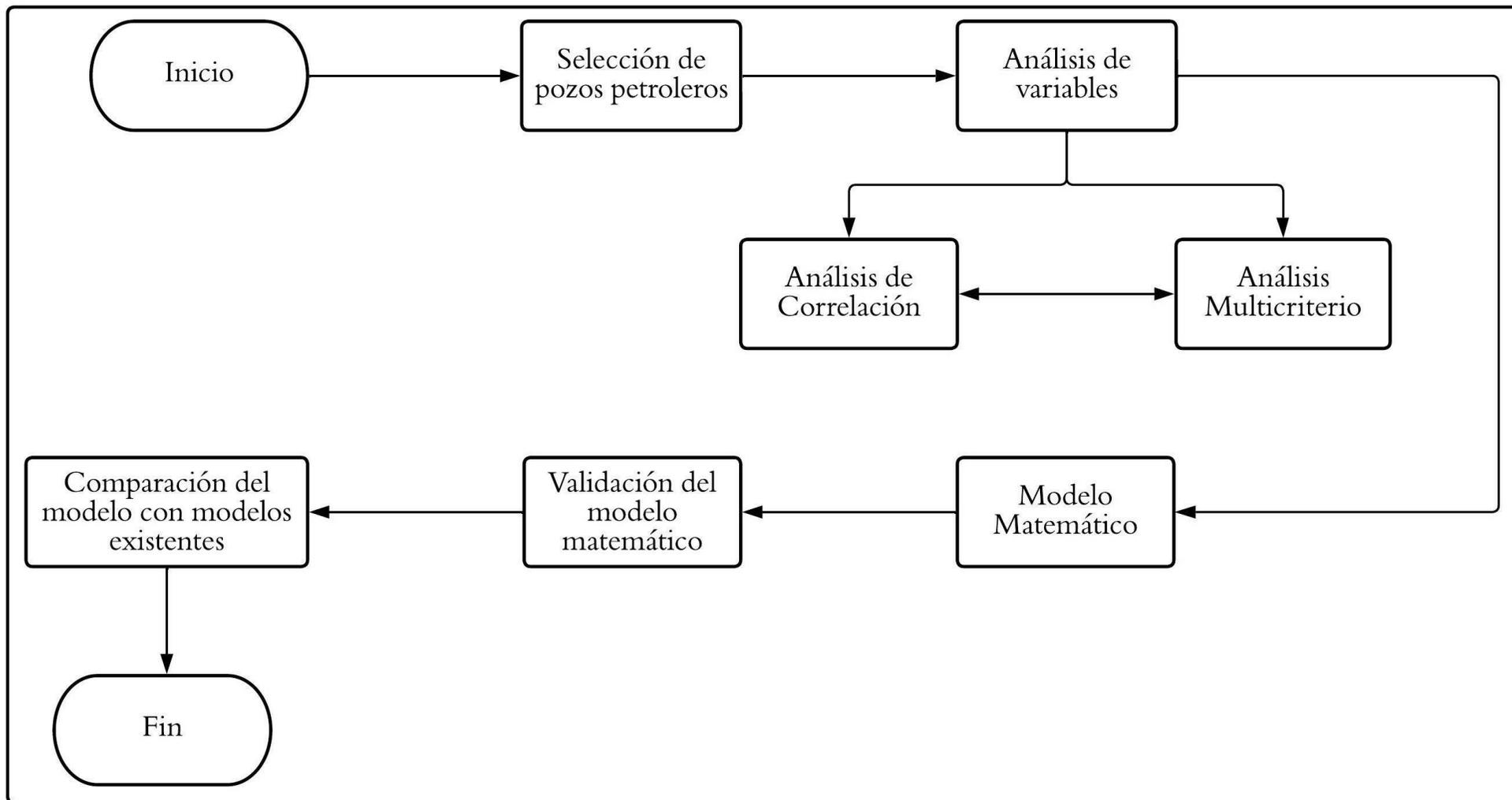


Figura 7. Metodología del estudio.

La particularidad entre los pozos ANC1940, PET0101, SPA0221, SPA0235 y SPA0247 es que empezaron a producir agua en 1996, año en el cual se realizaron trabajos de pulling. En el caso del pozo SPA1002 se punzó y fracturó al iniciar su vida productiva (1997). Para todos los pozos hubo una mejora en su producción de petróleo como también un aumento en el corte de agua.

Tabla 2. Producción acumulada de petróleo y agua.

		Producción acumulada de petróleo (bbl)	Producción acumulada de agua (bbl)
	1965	1481,04	0
ANC1940	1996	24325,8	149,8
	2016	38668,89	2295,2
	1951	417	0
PET0101	1996	23017,44	733,19
	2016	36325,32	53628,14
	1953	8277,96	0
SPA0221	1996	39287,04	11,49
	2016	73768,23	6070,73
	1954	97,33	0
SPA0235	1996	109002,36	6,9
	2016	143500,75	5809,22
	1995	4013,04	0
SPA0247	1996	129079,2	934,4
	2016	169074,1	5972,76

SPA1002	1997	8396,4	914,5
	2016	43514.62	6086,7

3.2 ANÁLISIS DE VARIABLES SIGNIFICATIVAS

En esta etapa se determina la significancia de las variables que intervienen en el modelo matemático para el control de producción de agua en pozos productores. Se realizó el análisis en base a dos métodos: i) Análisis multicriterio de las variables y ii) Análisis de correlación de variables.

3.2.1 Análisis multicriterio de variables

Para la determinación de criterios y selección de variables se utilizó un juicio de expertos a través de un grupo focal (Duerlund et al., 2019). Según (Escobar-Pérez y Cuervo-Martínez, 2008), el juicio de expertos establece una opinión basada en personas con trayectoria en el tema, experiencia en toma de decisiones, reputación en la comunidad, disponibilidad y motivación para participar, imparcialidad y confianza en sí mismo. Bajo este contexto, el juicio de expertos de este estudio se realizó con cuatro ingenieros en petróleo con alta experiencia profesional en el área de hidrocarburos. Los mismos que analizaron las variables consideradas de mayor importancia para el control de producción de agua en pozos petroleros productores, según la ponderación de valores de cada variable. Las variables que se utilizaron son: 1) propiedades petrofísicas, 2) producción de petróleo, 3) producción acumulada de petróleo, 4) precio del barril del petróleo, 5) producción de agua, 6) producción acumulada de agua y 7) tiempo de producción (meses o años).

El análisis multicriterio de variables a través del juicio de expertos permitió el análisis y selección de las variables que intervienen en el modelo matemático para control de producción de agua. La figura 8 muestra los pasos que implica el análisis multicriterio: 1) Objetivo a conseguir, en este caso el modelo matemático de control de producción de agua en pozos productores. 2) Determinación de diversos criterios para conseguir el objetivo y 3) Selección de las mejores variables.

Finalmente, se jerarquizó las variables a través del juicio de expertos. Para aquello se realizó una entrevista digital, una encuesta y dos grupos focales que definieron la importancia y relación entre las variables mediante las ponderaciones otorgadas por los expertos (Anexo A). El nivel de importancia de las variables se determinó a través de una escala de valores, de 1 a 5, tal como 1: No es importante, 2: Poco Importante, 3: Neutralmente importante, 4: Importante y 5: Muy importante (Bodart y Cauwerts, 2017).

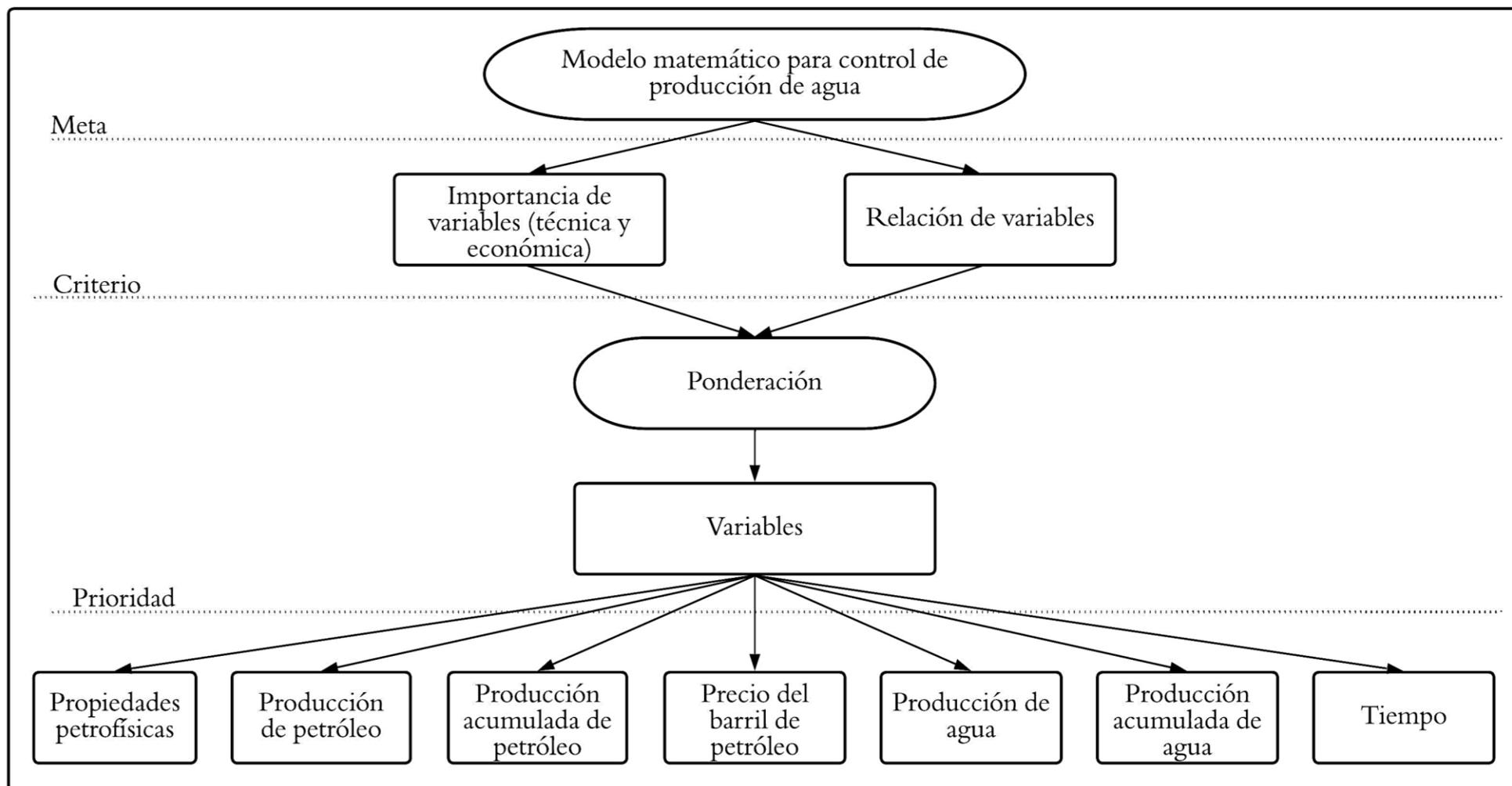


Figura 8. Análisis Multicriterio.

3.2.2 Análisis de correlación de variables

Este análisis contribuye con una forma alternativa de demostrar la significancia de las variables que intervienen en el modelo matemático. Para aquello se realizó un análisis estadístico con las variables utilizadas en el análisis multicriterio. El análisis de correlación encontró la relación más significativa entre la variable dependiente (control de producción de agua) y las variables explicativas. La tabla 3 muestra la distribución de variables.

Tabla 3. Distribución de variables para el control de producción de agua en pozos productores.

Variables	Nombres
Y	Control de producción de agua en pozos productores
X ₁	Propiedades petrofísicas
X ₂	Producción de petróleo
X ₃	Producción acumulada de petróleo
X ₄	Precio del barril del petróleo
X ₅	Producción de agua
X ₆	Producción acumulada de agua
X ₇	Tiempo de producción

El coeficiente de correlación establece la fuerza de relación que existe entre las variables. Una relación nula se encuentre en el rango de 0 a 0.1; una relación débil entre 0.1 y 0.3; una relación moderada entre 0.3 y 0.5; y una relación fuerte entre 0.5 y 1 (Korun et al., 2020).

3.3 ANÁLISIS PARA EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA (MODELO MATEMÁTICO)

La principal tarea es maximizar la producción de petróleo al menor costo posible. Aunque el costo de procesamiento del agua de producción en superficie no es un problema, si lo son las implicaciones indirectas de un inadecuado control.

Los problemas de producción excesiva de agua se supondría inicialmente que son efectos directos del a) ambiente del reservorio, pero pueden ser por otros problemas como; b) mecánicos (integridad mecánica deficiente en la tubería de revestimiento, tubería de producción y empacadores por la corrosión o el desgaste, presión excesiva o deformación de la formación), c) de completación (una mala cementación cerca de una zona de agua o por los intentos de estimulación de capas contenedoras de hidrocarburos) (Elphick y Seright, 1997).

Aunque se podría inferir en ciertas particularidades del campo GGV sobre los problemas de producción de agua, no sería factible porque no se cuenta con esa información. Acerca de los problemas relacionados al reservorio, la disponibilidad de esta data es limitada, existen informes de trabajos de fracturamiento de algunos pozos (información que no les es permitido liberar) pero aun así no serían de aporte porque no son del área cercana de los pozos que han sido tomados para este estudio.

Si el análisis de la excesiva producción de agua se aborda desde posibles problemas del reservorio, estos deberían ser; la canalización de agua a través de capas de alta permeabilidad (heterogeneidad) o por fractura (naturales o inducidas) y fallas, y desde zonas de agua adyacente (Elphick y Seright, 1997). La variedad de escenarios en esta índole como se observan es numerosa, aunque hubiera la disponibilidad de aquello, los resultados de buscar una correlación no serían los esperados, pero si serían complementarios para un mejor diagnóstico. Esto es porque existe una variable sensible e independiente que modela la producción de fluidos la cual es el tiempo.

Los gráficos de la relación agua/aceite (WOR) en función del tiempo pueden proporcionar una indicación valiosa de cuándo se desarrolla un problema de exceso de agua (Seright et

al., 2003). Junto con otra información, estos gráficos también pueden ayudar a identificar la causa del problema. Sin embargo, estos “gráficos de diagnóstico” (de WOR o derivado de WOR versus tiempo) no deben usarse solos para diagnosticar problemas y mecanismos de producción excesiva de agua (Seldal, 1997; Seright, 1997).

Se supone que este método era capaz de distinguir si un pozo de producción está experimentando una irrupción prematura de agua causada por la conificación o canalización del agua a través de capas de alta permeabilidad (Chan, 1995). De acuerdo con este método, las curvas WOR que aumentan gradualmente con pendientes derivadas negativas son únicas para los problemas de conificación, y las curvas WOR que aumentan rápidamente con pendientes derivadas positivas son indicativas de un problema de canalización. Hasta donde sabemos, este método no se ha utilizado para distinguir entre flujo lineal (fractura o flujo detrás de la tubería) y flujo radial para canalización o conificación.

3.4 COMPROBACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

La validación del modelo matemático se realizó mediante el coeficiente de determinación (R^2) que establece el porcentaje de validación o bondad de ajuste de las variables explicativas frente al control de producción de agua en pozos petroleros productores (N. Wang et al., 2021).

3.5 COMPARACIÓN CON MODELOS EXISTENTES

Un modelo de correlación ideal para este tema de estudio sería el que incluya tanto las consideraciones mecánicas como las propias del reservorio y fluidos, pero como ya se expuso la limitación de la información, se planteó como variable principal, el tiempo. Hay muy pocos modelos en la literatura que solo se basan en esta variable como los modelos 1 y 2 de Kewen Li.

Estos modelos parten desde el modelo de Arps y luego toman asunciones de los modelos de Purvis y Warren, considerando la producción acumulada de fluidos, el perfil de declinación y el tiempo.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 VARIABLES SIGNIFICATIVAS DEL MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO

El análisis de variables significativas para el modelo matemático se realizó mediante dos técnicas estadísticas que son: el Análisis Multicriterio y el Análisis de Correlación, ambas reportaron resultados similares en los criterios de significancia (importancia y relación de las variables).

4.1.1 Resultados de significancia del Análisis Multicriterio

La cuantificación de las ponderaciones de los criterios importancia y relación de variables (Figura 8), según el juicio de expertos fue ingresada en el programa estadístico RStudio.

Se realizó una conexión que almacena las ponderaciones (Anexo B). Por lo que, se identificó el orden de prioridad de las variables según la importancia de cada una de ellas.

La figura 9 muestra los resultados de la tabulación de las encuestas, donde las variables significativas son: la producción acumulada de petróleo, producción de petróleo, producción de agua, producción acumulada de agua, tiempo de producción y precio de barril del petróleo. Siendo las variables más ponderadas, producción acumulada de petróleo y producción de petróleo. Las mismas que comprobarán si un pozo de petróleo puede ser sometido a un proceso de control de producción de agua.

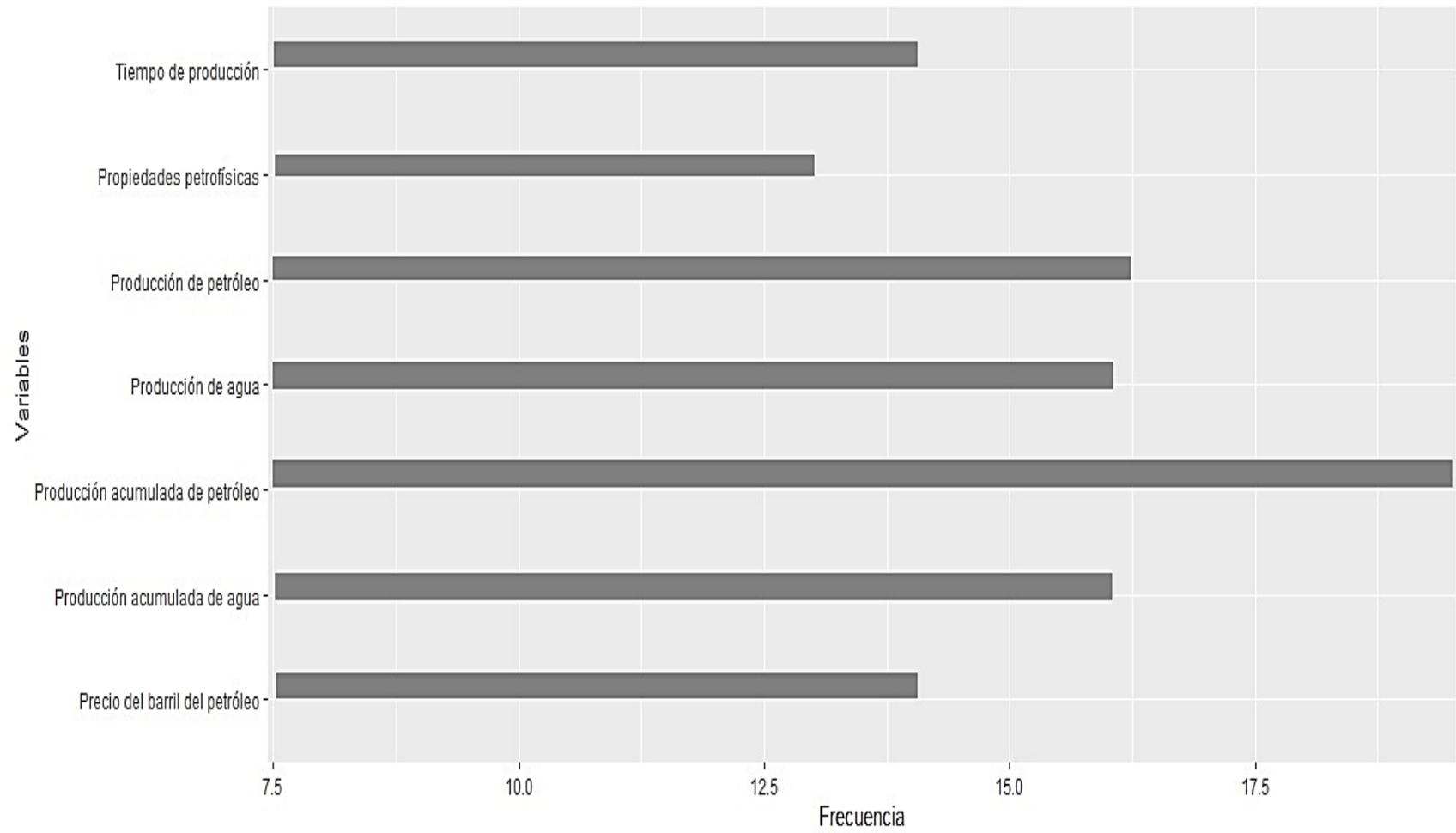


Figura 9. Jerarquía de variables según el análisis multicriterio.

Por otro lado, mediante el criterio relación entre variables se identificaron las variables que se analizarán en conjunto, debido a la dependencia que existe entre ellas. Esta interacción de variables se presenta a través de una matriz.

La Tabla 4 presenta la relación máxima ponderada entre la producción de agua, producción de petróleo y producción acumulada de petróleo. Esta relación podría estar soportada por la variable BSW. Además, esta matriz muestra una ponderación aceptable para la relación entre la producción acumulada de petróleo con el precio del barril, debido a la factibilidad financiera de la gestión petrolera.

Tabla 4. Matriz de interacción, según el criterio relación entre variables para el control de producción de agua en pozos productores.

	Producción de agua	Producción acumulada de petróleo	Precio del barril del petróleo
Producción de agua	-	4,5	3,2
Producción acumulada de petróleo	4,5	-	3,4
Precio del barril del petróleo	3,4	3,6	-

4.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

El análisis estadístico encontró una relación fuerte (coeficiente de correlación $R=0.75$), entre la producción de agua (variable respuesta) y las variables producción de petróleo (X_2), producción acumulada de petróleo (X_3) y tiempo de producción (X_7).

La tabla 5 presenta los coeficientes de estimación de los diferentes pozos petroleros, con su respectivo error estándar. Se resalta el nivel de significancia ($p<0.05$) lo que justifica estadísticamente la explicación de la producción de agua mediante estas variables. Estos coeficientes permitirán predecir el control de producción de agua en pozos productores, debido a que, multiplicarlos por las variables predictoras (X_2 , X_3 y X_7) estima la producción de agua.

Tabla 5. Coeficientes de estimación para el control de producción de agua en pozos productores.

Pozo	Variables	Coeficientes de estimación	Error Estándar	Nivel de significancia (p)	R ²
SPA1002	Intercepto	-7,29E+02	3,39E+01	0,032	0,52
	X ₇	2,05E-07	5,45E-08	0,000	
	X ₂	3,03E-02	2,13E-02	0,001	
	X ₃	5,01E+00	1,01E+00	0,000	
PET0101	Intercepto	-2,26E+02	3,09E+01	0,000	0,62
	X ₇	8,79E-09	4,25E-08	0,000	
	X ₂	7,84E-01	2,13E-02	0,002	
	X ₃	1,35E+01	1,01E+00	0,031	
SPA0221	Intercepto	1,37E+01	2,39E+01	0,000	0,61
	X ₇	4,25E-08	2,45E-08	0,000	
	X ₂	7,18E-02	1,13E-02	0,005	
	X ₃	-8,53E-01	1,01E+00	0,003	
ANC1940	Intercepto	1,17E+02	1,39E+01	0,000	0,53
	X ₇	1,09E-07	1,45E-08	0,000	
	X ₂	-2,04E-01	1,13E-02	0,000	
	X ₃	-5,97E+00	1,00E-02	0,005	
SPA0235	Intercepto	-3,55E+01	4,39E+01	0,001	0,52
	X ₇	1,27E-08	3,45E-08	0,004	
	X ₂	9,05E-02	2,13E-02	0,002	
	X ₃	2,22E-01	2,01E+00	0,005	
SPA0247	Intercepto	-7,09E+00	4,39E+01	0,000	0,61
	X ₇	2,03E-08	4,10E-08	0,000	
	X ₂	2,87E-02	2,20E-02	0,000	
	X ₃	-1,54E-02	3,01E+00	0,010	

4.3 MODELO MATEMÁTICO PARA EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA

La regresión lineal múltiple permitió definir el modelo predictivo para el control de producción de agua (ecuación 20). Se consideraron las variables más significativas ($p < 0.05$) para la formulación del modelo.

La tabla 6 presenta el modelo de estimación para cada pozo productivo, con las variables explicativas que determinan la varianza de la producción de agua. Cabe recalcar que son valores predictivos que dependen de las características de producción de los pozos petroleros.

4.4 VALIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

El coeficiente de determinación (R^2) establece la bondad de ajuste aceptable del modelo de predicción. Además, determina que tanto la producción de petróleo, producción acumulada de petróleo y el tiempo de producción explican el 57% de variabilidad del control de producción de agua, en pozos petroleros productores pertenecientes a este campo.

Tabla 6. Modelos de estimación del control de producción de agua en pozos productores.

Pozo	Y=	A	+	b ₁	X ₁	+	b ₂	X ₂	+	b ₃	X ₃
SPA1002		-7,29E+02		2,05E-07			3,03E-02			5,01E+00	
PET0101		-2,26E+02		8,79E-09			7,84E-01			1,35E+01	
SPA0221	Producción de agua	1,37E+01		4,25E-08			7,18E-02			-8,53E-01	
ANC1940		1,17E+02		1,09E-07	X ₇		-2,04E-01	X ₂		-5,97E+00	X ₃
SPA0235		-3,55E+01		1,27E-08			9,05E-02			2,22E-01	
SPA0247		-7,09E+00		2,03E-08			2,87E-02			-1,54E-02	
<p>Donde X₂: producción de petróleo. X₃: producción acumulada de petróleo. X₇: tiempo de producción.</p>											
	y=	-1,44E+02	+	6,64E-08	X₇	+	1,34E-01	X₂	+	1,98E+00	X₃

4.5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Por fines prácticos, se realizó la comparación del modelo propuesto con el modelo I de Kewen Li, que están enfocados con respecto al tiempo.

El modelo I de Kewen Li parte de la declinación de Arps para determina el coeficiente D que es la tasa de declinación nominal, esto se hace mediante la determinación de una tendencia exponencial de una gráfica Q_o (log) vs tiempo, los valores de D fueron los siguientes (Tabla 7). Se estableció un valor promedio de D y Q_{oi} de aquellos pozos que tienen similar tendencia (Figura 10).

Tabla 7. Coeficientes de declinación de producción nominal en pozos productores.

Pozo	D	D (Promedio)
ANC1940	0,0001	
PET0101	0,036	
SPA0221	0,151	
SPA0235	0,038	0,038
SPA0247	0,02	
SPA1002	0,096	

Siguiendo con el modelo de Kewen Li, para determinar los coeficientes a y b del planteamiento de Purvis mediante una gráfica WOR (log) vs N_p para obtener una correlación lineal, los siguientes valores fueron determinados (Tabla 8) (Figura 11).

Tabla 8. Coeficientes del modelo de Purvis.

Pozo	A	a (Promedio)	B	b (Promedio)
ANC1940	-0,00004		2,417	
PET0101	-0,00003		5,8529	
SPA0221	0,000003		1,0193	
		0,000016		2,148
SPA0235	0,000004		0,6058	
SPA0247	-0,000005		1,8373	
SPA1002	-0,000001		1,155	

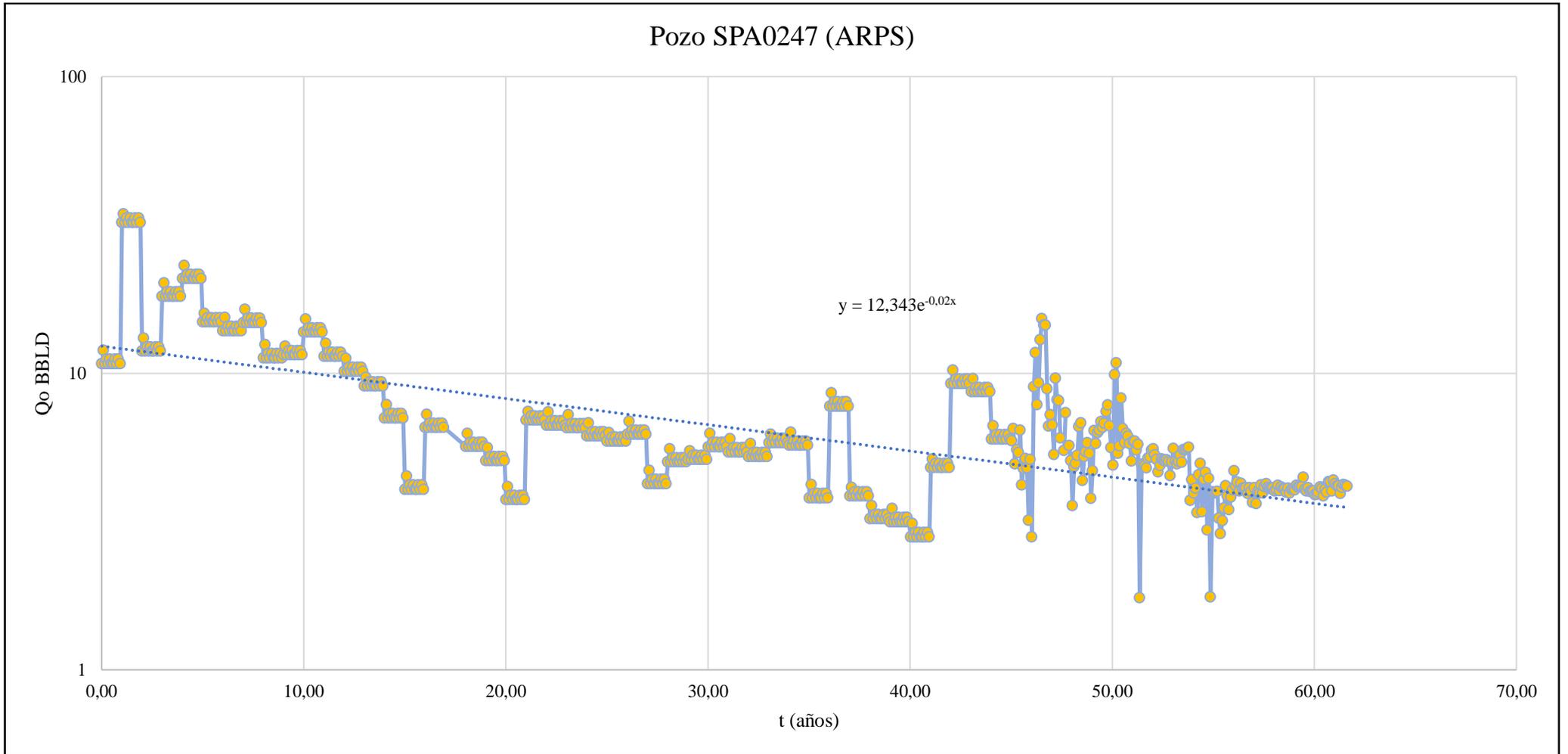


Figura 10. Declinación de Arps para el pozo SPA0247.

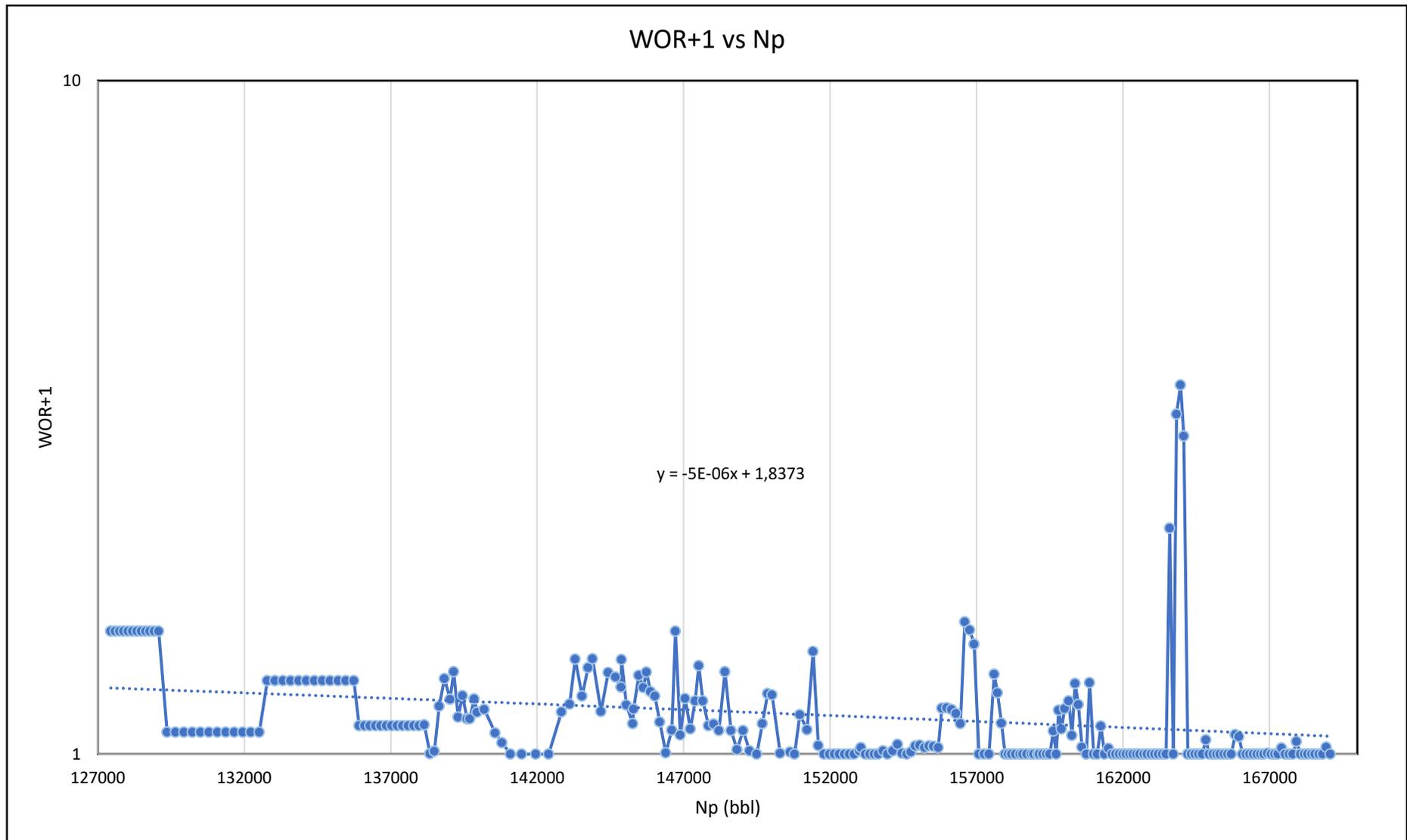


Figura 11. Modelo de Purvis para el pozo SPA0247.

Finalmente reemplazando en la ecuación 14, se obtiene el modelo de Kewen Li.

$$f_w = 1 - \frac{1}{0.1774Q_o(1 - e^{-0.038t}) + 2.148} \quad (13)$$

El modelo propuesto determina la tasa de producción de agua por mes, pero para el contraste con otro modelo y para facilidad de análisis, se requiere el flujo fraccional de agua (f_w), para eso $f_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w}$. Se mencionó que este modelo puede explicar el 57% de la variación de producción de agua con respecto al tiempo y es debido a que para este estudio no se valoraron los trabajos de fracturamiento que han sido realizados en los pozos y el modelo no logra alcanzar afinidad de correlación.

A continuación, se presentan visiblemente los pronósticos que ha obtenido el modelo frente a la información real y el modelo I de Kewen Li; para los pozos ANC1940, PET0101 y SPA0221 (Figuras 12-14).

A pesar de que el modelo propuesto describió el 57% de los datos, se observa que tiene mejor ajuste para los datos reales que el modelo experimental de Kewen Li, validando parcialmente el modelo que puede aún optimizarse.

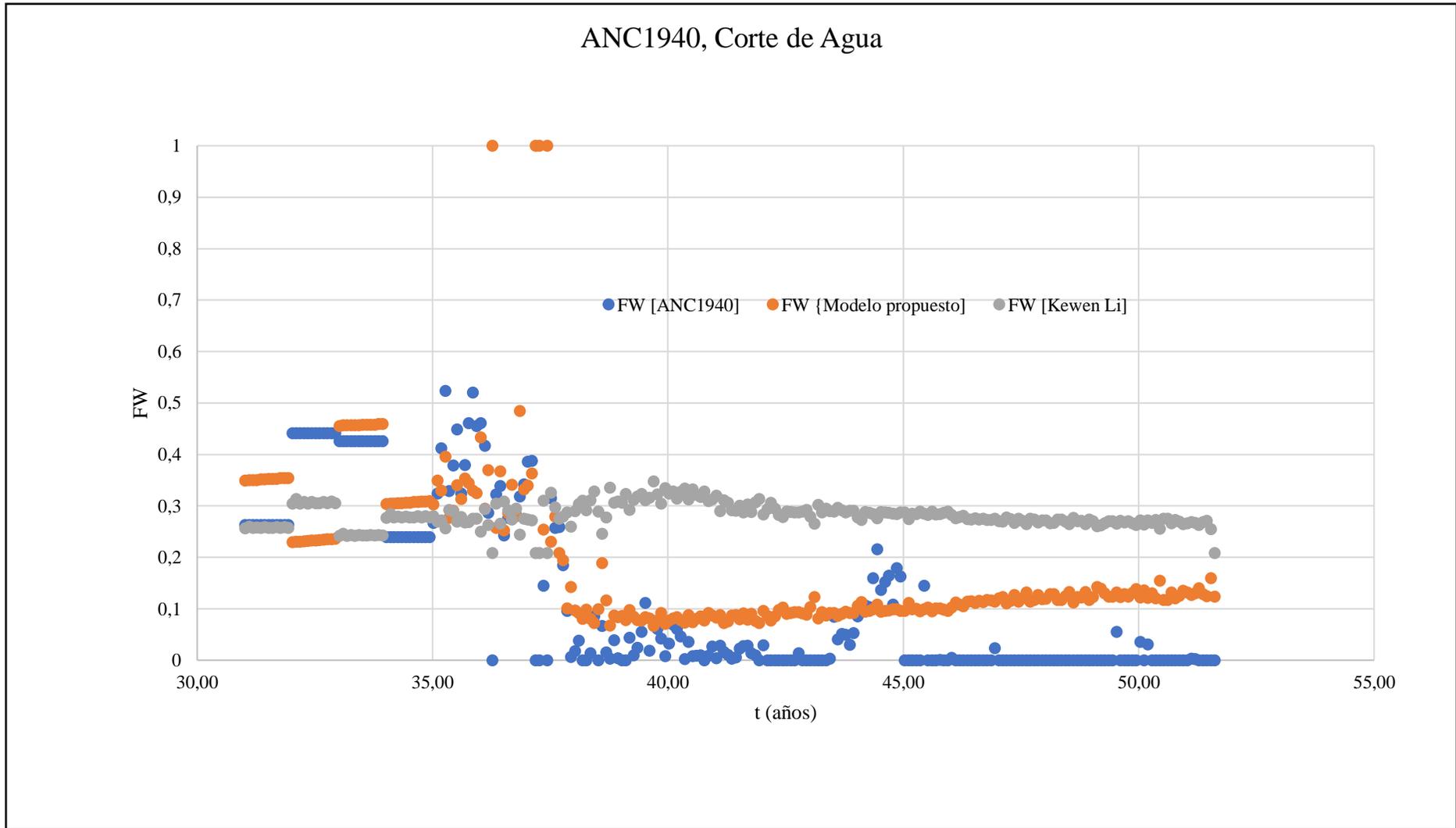


Figura 12. Perfiles de flujo fraccional de agua (fw) del pozo ANC1940.

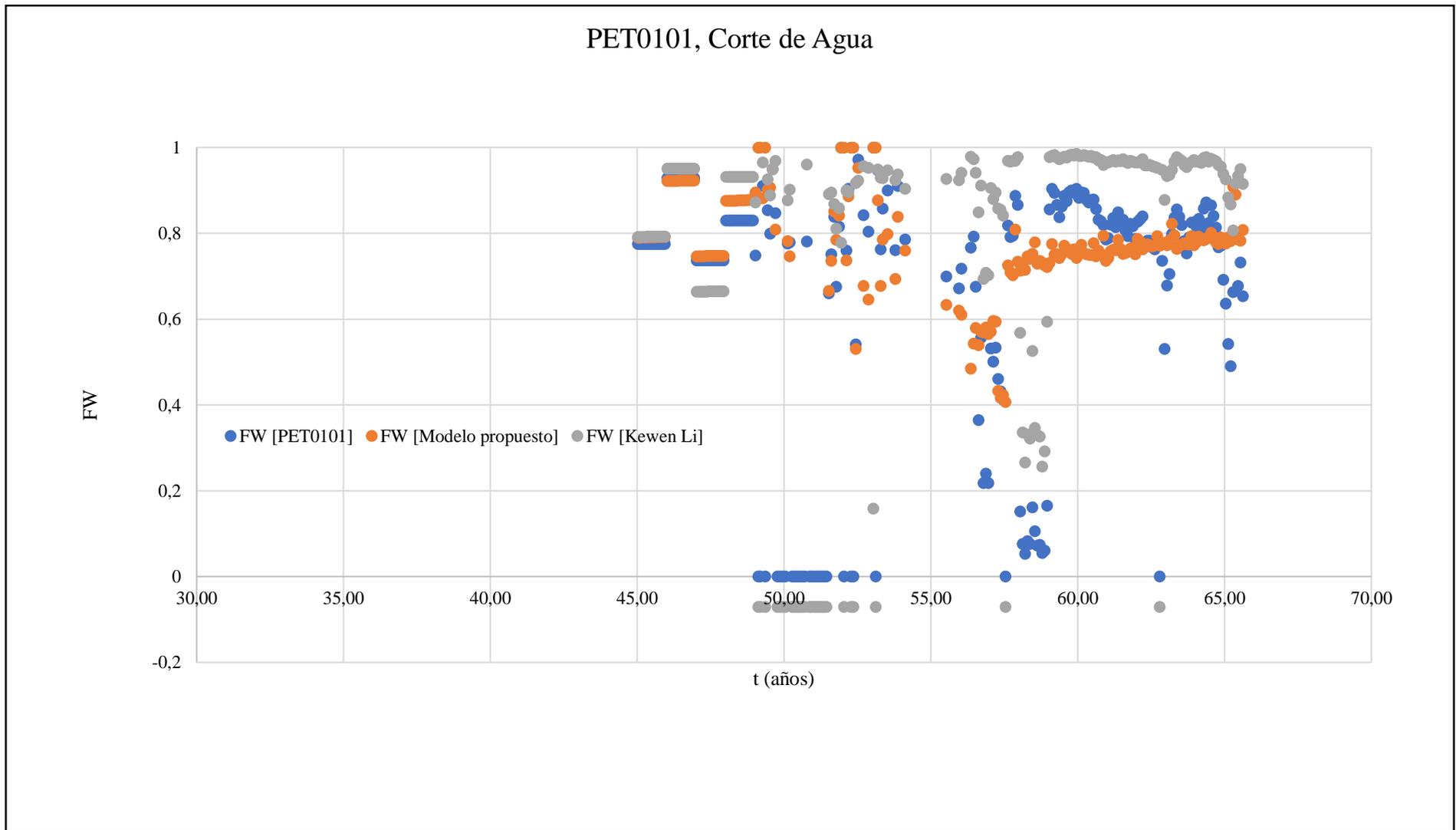


Figura 13. Perfiles de flujo fraccional de agua (fw) del pozo PET0101.

SPA0221, Corte de Agua

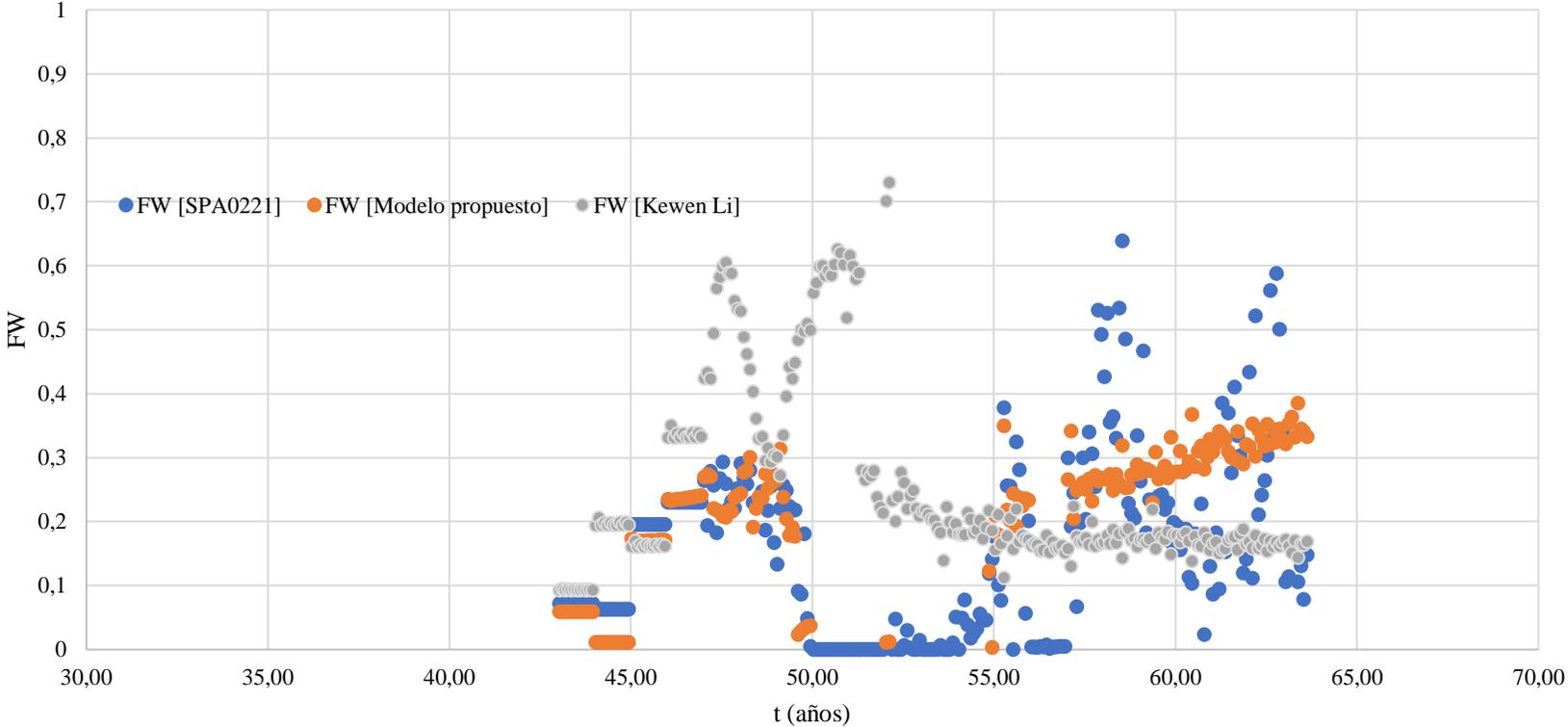


Figura 14. Perfiles de flujo fraccional de agua (fw) del pozo SPA0221.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

La producción de agua está influenciada por algunos aspectos desde el tipo de estratigrafía, saturaciones, condiciones de pozo, entre otras, hasta su variabilidad en el tiempo. Si toda la información se logra incorporar, los modelos no sólo de producción de agua sino de otras variables tendrán un nivel de confianza mayor para describir o pronosticar la producción de fluidos.

A lo anterior explicado, el modelo propuesto en este trabajo pudo explicar o modelar el 57% de la producción de agua real de los pozos estudiados. Esto puede ser desfavorable por no superar el 70% de confiabilidad en primera instancia, pero se enfatiza que la variable en que se basó el estudio es el tiempo, la cual explica con mejor perfil las tasas de producción. Este tipo de modelos basados en el tiempo son los que inicialmente se plantean y se van optimizando con la incorporación de más información de otras disciplinas como la de reservorio y fluidos.

El análisis multicriterio evidenció lo que ya se esperaba, que el tiempo era una variable predominante y que debe incluirse en este tipo de modelos. Además, demostró una correspondencia con las variables de petróleo recuperado (N_p) y tasa de producción; variables que han sido tomadas en innumerables estudios de pronóstico de fluidos de producción en la industria petrolera, lo que infiere en que este trabajo tiene soporte.

Son pocos los modelos basados en la variabilidad del tiempo porque suelen ser muy sensibles al área o campo (pozos) donde se aplican, mucho más los modelos para producción de agua, porque por lo general no registran para los de este fluido. Se analizaron los perfiles de resultados entre el modelo propuesto, demostrando un mejor a

juste que el de referencia de Kewen Li, obviamente porque los datos que se incorporaron en el modelo propuesto son de un campo específico y el de Kewen Li es experimental en búsqueda de explicar a todos los campos.

5.2 RECOMENDACIONES

Como el modelo propuesto es la sección inicial para alcanzar un modelo mejor construido, es de vital importancia que se incluyan y analicen las demás características o propiedades que influyen la producción de agua, recordando que uno de los desafíos de la producción de petróleo no es en sí la producción de agua, sino la producción en exceso de agua.

Podría realizarse un análisis con respecto a los trabajos de fracturamiento y como estos podrían incluirse en modelos de producción de agua, porque al estar involucrado la inyección de fluidos y alteración del subsuelo, reduce la confiabilidad del modelo.

Por lo general, los modelos de producción de agua no tienen la relevancia del caso, puesto que la tarea principal es la producción de petróleo, pero debería tomarse como tal porque esto ayuda a planificar las medidas correctivas para evitar fallas mecánicas, y un hecho importante es que el agua producida forma parte del empuje o energía natural del pozo, y debe ser administrada lo más eficientemente posible.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera V., y Malagón M. (2021). Implementación de modelos proxy que representen el proceso de inyección de agua como método de recobro mejorado para predecir la producción de crudo y agua de un campo petrolero con base a las variables operacionales de los pozos productores e inyectores. *Universidad de Los Andes*.
- Arps, J. J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Transactions of the AIME*, 160(01), 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
- Azetsu-Scott, K., Yeats, P., Wohlgeschaffen, G., Dalziel, J., Niven, S., y Lee, K. (2007). Precipitation of heavy metals in produced water: Influence on contaminant transport and toxicity. *Marine Environmental Research*, 63(2), 146–167. <https://doi.org/10.1016/J.MARENRES.2006.08.001>
- Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., y Roodhart L. (2000). *Control del agua*.
- Baley, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., y Roodhart, L. (2000). Water Control. *Oilfield Review*, 12(PA), 30–51.
- Banks, R. B. (1994). *Growth and Diffusion Phenomena*. 14. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-03052-3>
- Bilir, L., Imir, M., Devrim, Y., y Albostan, A. (2015). Seasonal and yearly wind speed distribution and wind power density analysis based on Weibull distribution function. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(44), 15301–15310. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2015.04.140>
- Blumberg, A. A. (1968). Logistic growth rate functions. *Journal of Theoretical Biology*, 21(1), 42–44. [https://doi.org/10.1016/0022-5193\(68\)90058-1](https://doi.org/10.1016/0022-5193(68)90058-1)

- Bodart, M., y Cauwerts, C. (2017). Assessing daylight luminance values and daylight glare probability in scale models. *Building and Environment*, 113, 210–219. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2016.08.033>
- Bustos, M. (2018). Selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico en el campo Gustavo Galindo Velasco. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(1), 81–86. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n1-2018007>
- Can, B., y Kabir, C. S. (2012). Simple Tools for Forecasting Waterflood Performance. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1, 360–370. <https://doi.org/10.2118/156956-MS>
- Chan, K. S. (1995). Water Control Diagnostic Plots. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Sigma, 755–763. <https://doi.org/10.2118/30775-MS>
- Chen, Y. H., Chen, C. Y., y Lee, S. C. (2011). Technology forecasting and patent strategy of hydrogen energy and fuel cell technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(12), 6957–6969. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2011.03.063>
- Clark, A. J., Lake, L. W., y Patzek, T. W. (2011). Production Forecasting with Logistic Growth Models. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1, 184–194. <https://doi.org/10.2118/144790-MS>
- CRAFT, B. C., HAWKINS, M. F., y revised by TERRY, E. R. (1991). Applied Petroleum Reservoir Engineering Second Edition. *Prentice Hall PTR*, 432.
- Craig, F. F. (1971). *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. 134.
- Cunningham, P. R. P., y Lecompte, M. N. (2005). C-Curve and Independent Oil-Rate and Oil-Cut Decline Analysis. *Society of Petroleum Engineers - SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition and Conference 2005, OE 2005*. <https://doi.org/10.2118/96092-MS>
- Díaz J., y Chulde S. (2021). *Análisis de alternativas para disminuir la producción de agua de formación asociada a la producción del petróleo*.

- Duerlund, M., Andersen, B. V., Grønbeck, M. S., y Byrne, D. V. (2019). Consumer reflections on post-ingestive sensations. A qualitative approach by means of focus group interviews. *Appetite*, 142. <https://doi.org/10.1016/j.appet.2019.104350>
- Ebrahimi, P., y Vilcáez, J. (2018). Petroleum produced water disposal: Mobility and transport of barium in sandstone and dolomite rocks. *Science of The Total Environment*, 634, 1054–1063. <https://doi.org/10.1016/J.SCITOTENV.2018.04.067>
- Elphick, J., y Seright, R. S. (1997). A Classification Of Water Problem Types. *In 3rd International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water and Gas Shut Off*.
- EP Petroecuador. (2013). *El petróleo en el Ecuador, La Nueva Era*.
- Ershaghi, I., y Omoregie, O. (1978). A Method for Extrapolation of Cut vs Recovery Curves. *Journal of Petroleum Technology*, 30(02), 203–204. <https://doi.org/10.2118/6977-PA>
- Escobar-Pérez, J., y Cuervo-Martínez, Á. (2008). *Validez de contenido y juicio de expertos: Una aproximación a su utilización*. (Vol. 6).
- Fetkovich MJ. (1971). A Simplified Approach to Water Influx Calculations-Finite Aquifer Systems. *Journal of Petroleum Technology*, 23(07), 814–828. <https://doi.org/10.2118/2603-PA>
- Gompertz, B. (1825). On the Nature of the Function Expressive of the Law of Human Mortality, and on a New Mode of Determining the Value of Life Contingencies. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, 115, 513–583.
- Grupo Synergy. (2011). *Memorias E&P Ecuador*.
- Guofei1, C., Aiyin1, S., Hai1, T., L Dongliang1, y Yi2, L. (2019). A Comprehensive Prediction Model Based on Usher Model and Water Drive Characteristic Curves. *Xinjiang Petroleum Geology*, 37(2), 1. <https://doi.org/10.7657/XJPG20160220>

- Henke, J. (2020). Regression Analysis. *Life Course Research and Social Policies*, 11, 275–286. https://doi.org/10.1007/978-3-030-36323-9_26
- Kaur, G., Mandal, A. K., Nihlani, M. C., y Lal, B. (2009). Control of sulfidogenic bacteria in produced water from the Kathloni oilfield in northeast India. *International Biodeterioration and Biodegradation*, 63(2), 151–155. <https://doi.org/10.1016/J.IBIOD.2008.07.008>
- Klie, H. (2015). Physics-based and data-driven surrogates for production forecasting. *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Simulation Symposium 2015*, 1, 297–314. <https://doi.org/10.2118/173206-MS>
- Korun, M., Petrovič, T., Vodenik, B., y Zorko, B. (2020). Empirical determination of the correlation coefficient between the number of counts in a peak in a gamma-ray spectrum and the number of counts in the continuum where the peak is superimposed. *Applied Radiation and Isotopes*, 158. <https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2020.109063>
- Lawal, K. A., Utin, E., y Langaas, K. (2007). *A Didactic Analysis of Water Cut Trend During Exponential Oil-Decline*. <https://doi.org/10.2118/111920-MS>
- Li, K., y Horne, R. N. (2007). Comparison and verification of production prediction models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 55(3–4), 213–220. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2006.08.015>
- Li, K., Ren, X., Li, L., y Fan, X. (2011). A new model for predicting water cut in oil reservoirs. *73rd European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2011: Unconventional Resources and the Role of Technology. Incorporating SPE EUROPEC 2011*, 5(2), 3506–3514. <https://doi.org/10.2118/143481-ms>
- Li, Y., Lin, T., Li, X., Liu, B., Ren, X., y Li, K. (2008). Oil Production and Water-Cut in Naturally-Fractured and Vuggy Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2008*, 1, 307–317. <https://doi.org/10.2118/115042-MS>
- Liu, F., Du, Z., y Chen, X. (2013). Combining water flooding type-curves and Weibull prediction model for reservoir production performance analysis.

- Journal of Petroleum Science and Engineering*, 112, 220–226.
<https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2013.11.007>
- Liu, P., y Zhang, X. (2015). *Enhanced oil recovery by CO₂ eCH₄ flooding in low permeability and rhythmic hydrocarbon reservoir.*
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.07.013>
- Lo, K. K., Warner, H. R., y Johnson, J. B. (1990). *A Study of the Post-Breakthrough Characteristics of Waterflood.* 419-428 20064. <https://doi.org/10.2118/20064-MS>
- Moore, A. W., Anderson, B., Das, K., y Wong, W. K. (2006). Combining Multiple Signals for Biosurveillance. In *Handbook of Biosurveillance*. Elsevier Inc.
<https://doi.org/10.1016/B978-012369378-5/50017-X>
- Morgan, P. H., Mercer, L. P., y Flodin, N. W. (1975). General model for nutritional responses of higher organisms. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 72(11), 4327–4331.
<https://doi.org/10.1073/PNAS.72.11.4327>
- Petchko, K. (2018). Results, Discussion, and Conclusion. *How to Write About Economics and Public Policy*, 271–300. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813010-0.00014-4>
- Ramírez, A. T. O., Maldonado, D. F. M., y Rodríguez, E. D. O. (2019). General Review of High-Water Production in Petroleum Industry. In *Fuentes el Reventon Energetico* (Vol. 17, Issue 2, pp. 39–50). Universidad Industrial de Santander. <https://doi.org/10.18273/REVFUE.V17N2-2019005>
- Reyes, J. L. P., Li, K., y Horne, R. N. (2004). *Application of a New Mechanistic Decline Curve Method to Kern County Oil Fields.*
<https://doi.org/10.2118/90212-MS>
- Rodríguez R. (2011). *Factibilidad de incremento de reservas en la Arenisca Santo Tomás en el campo petrolero “Ing. Gustavo Galindo Velasco.”*
- Schovsbo, N. H., Gottfredsen, S. N., Schmidt, K. G., y Jørgensen, T. M. (2018). *Oil production monitoring and optimization from produced water analytics; a case*

- study from the Halfdan chalk oil field, Danish North Sea. 51(8), 203–210.*
<https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.06.378>
- Seldal, M. (1997). *Using water/oil ratios to diagnose excessive water production mechanisms* /. New Mexico Institute of Mining and Technology.
- Seright, R. S. (1997). Improved Methods for Water Shutoff. Annual Report. In *Other Information: PBD: Nov 1997*. New Mexico Petroleum Recovery Research Center. <https://doi.org/10.2172/555333>
- Seright, R. S., Lane, R. H., y Sydansk, R. D. (2003). A Strategy for Attacking Excess Water Production. *SPE Production and Facilities*, 18(03), 158–169.
<https://doi.org/10.2118/84966-PA>
- Sitorus, J. H. H., Sofyan, A., y Abdulfatah, M. Y. (2006). *Developing A Fractional Flow Curve from Historic Production to Predict Performance of New Horizontal Wells, Bekasap Field, Indonesia*. <https://doi.org/10.2118/101144-MS>
- SPE 138935 A Reliability-Based Systemic Method for Water Production Analysis, Diagnosis and Solution Design*. (2010).
- Tigse, F. (2018). *Optimización de la producción del campo Gustavo Galindo Velasco por medio del método de fracturamiento hidráulico*.
- Trappey, C. V., y Wu, H. Y. (2008). An evaluation of the time-varying extended logistic, simple logistic, and Gompertz models for forecasting short product lifecycles. *Advanced Engineering Informatics*, 22(4), 421–430.
<https://doi.org/10.1016/J.AEI.2008.05.007>
- Wang, J., Liu, H., Liu, Y., Jiao, Y., Wu, J., y Kang, A. (2016). Mechanism and sensitivity analysis of an inflow control devices (ICDs) for reducing water production in heterogeneous oil reservoir with bottom water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 971–982.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.007>
- Wang, N., Guan, Q., Sun, Y., Wang, B., Ma, Y., Shao, W., y Li, H. (2021). Predicting the spatial pollution of soil heavy metals by using the distance

- determination coefficient method. *Science of the Total Environment*, 799.
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.149452>
- Wang, R. R., Hou, J., Li, Z. Q., Bing, S. X., Wu, H. J., y Wang, H. (2013). A New Water Displacement Curve for the High Water-cut Stage. *Http://Dx.Doi.Org/10.1080/10916466.2012.756015*, 31(13), 1327–1334.
<https://doi.org/10.1080/10916466.2012.756015>
- WJ Gao, J. X. (2007). Theoretical study on common water-drive characteristic curves. *Acta Petrolei Sinica*, 28(3), 89–92.
- Yang, Z., Stigkær, J. P., y Løhndorf, B. (2013). Plant-wide control for better de-oiling of produced water in offshore oil and gas production. *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, 3(PART 1), 45–50.
<https://doi.org/10.3182/20130902-3-CN-3020.00143>
- Zhang, H. H., Yin, H. J., Fu, C. Q., y Wang, M. N. (2013). A combined solution model for predicting development performance of low permeability reservoirs. *Advanced Materials Research*, 734–737, 1324–1327.
<https://doi.org/10.4028/WWW.SCIENTIFIC.NET/AMR.734-737.1324>
- Zhaojie, S., Zhiping, L., Fengpeng, L., Gang, L., y Huohua, G. (2013). *Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfields*. 40(2), 216–223.

ANEXOS

ANEXO A

Control de Producción de agua en pozos petroleros productores

Esta encuesta está dirigida a un grupo de expertos en Ingeniería de Petróleos. Su objetivo es determinar el grado de importancia y relación que existen entre las variables que se utilizan en un control de producción de agua de pozos petroleros productores.

payjo0502@gmail.com (no compartidos) [Cambiar de cuenta](#)

*Obligatorio



Elija su profesión *

Elige

En que área del conocimiento se basa su experiencia? *

Yacimientos

Producción

Refinación

Determine la importancia de la variable según su intervención en el proceso de control de producción de agua. *

1: No es importante

2: Poco importante

3: Neutralmente importante

4: Importante

5: Muy importante

Determine la relación más significativa entre las variables que intervienen en el proceso de control de producción de agua. *

Producción de agua vs Precio del barril

Producción de agua vs. Producción acumulada del petróleo

Precio del barril vs Producción acumulada del petróleo

Producción de agua vs Producción de agua

Producción acumulada del petróleo vs Producción acumulada del petróleo

Precio del barril vs Precio del barril

Enviar

Borrar formulario

Figura 15. Formulario electrónico para recolección de información del juicio de expertos.

ANEXO B

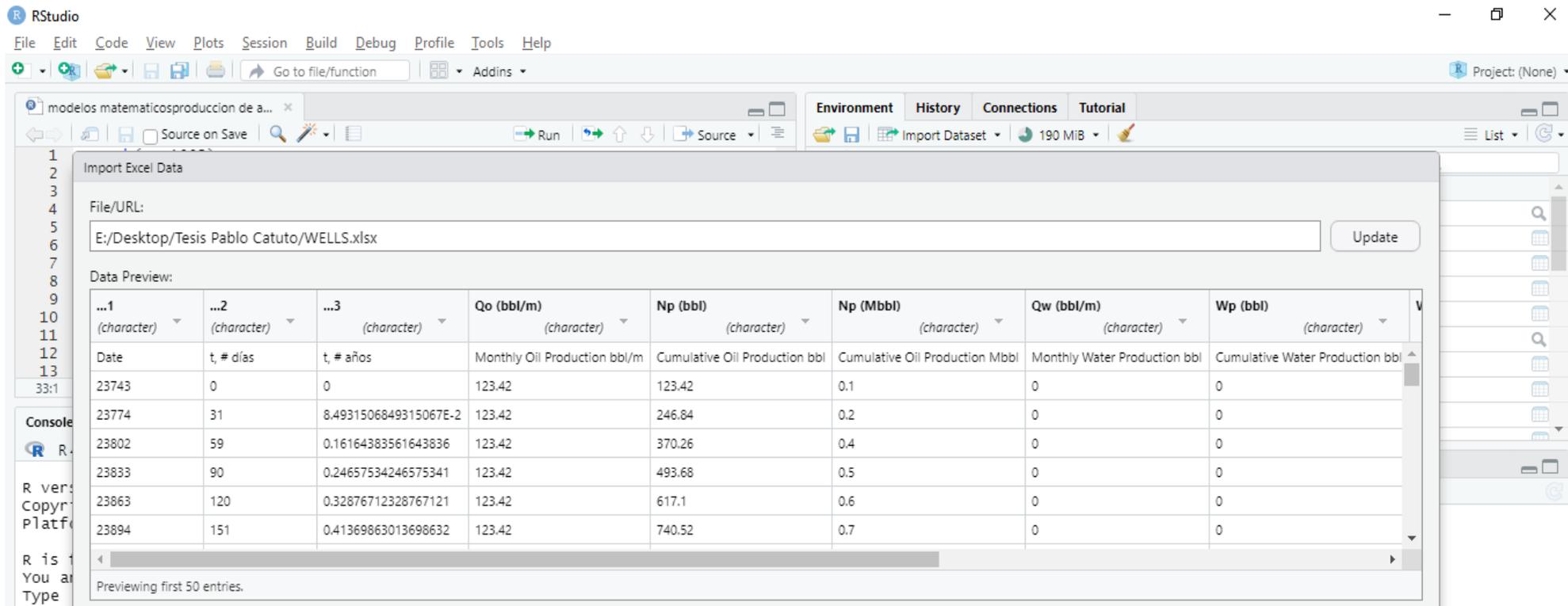
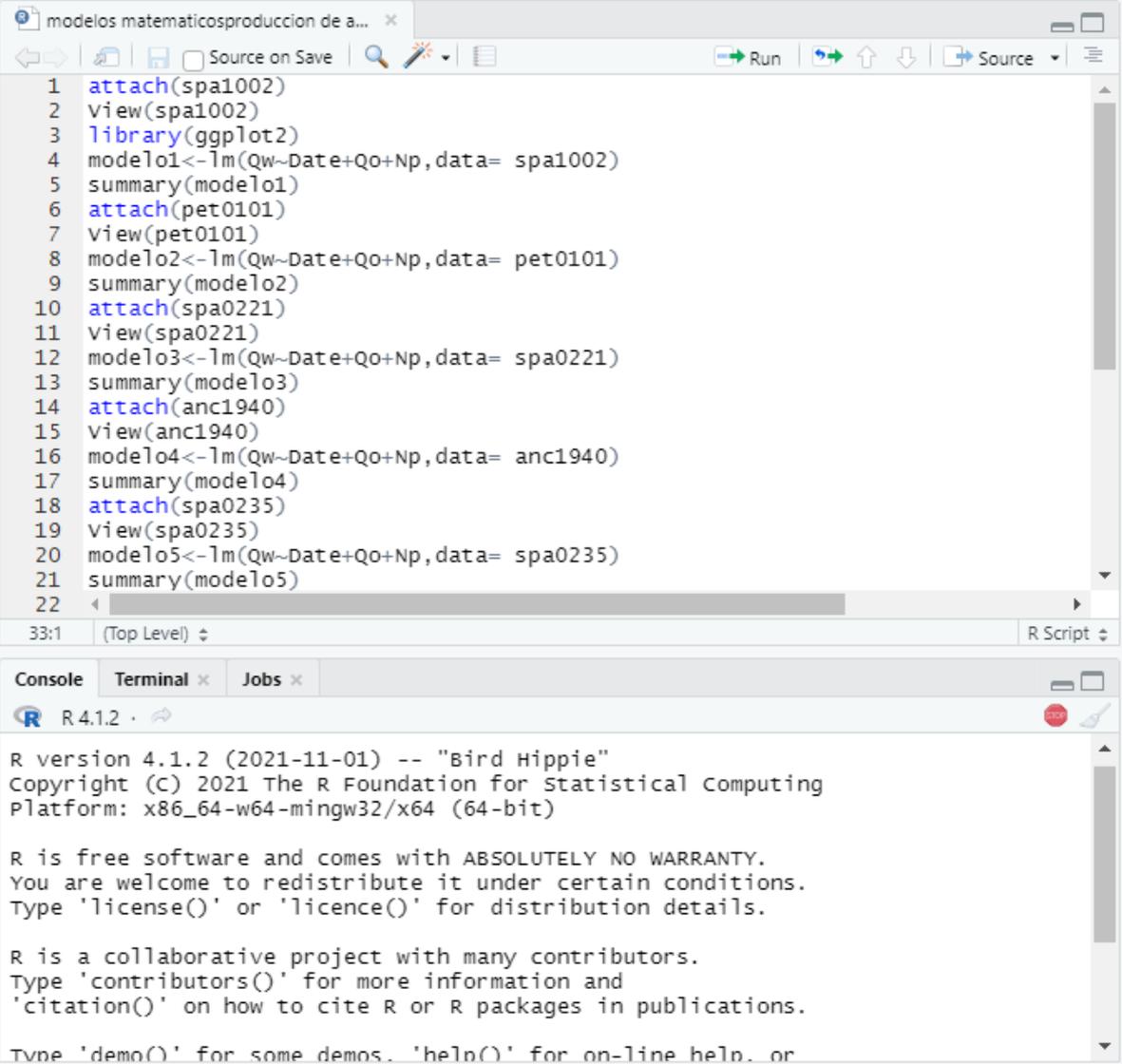


Figura 16. Enlace de base de datos al programa RStudio.

ANEXO C



```
1 attach(spa1002)
2 view(spa1002)
3 library(ggplot2)
4 modelo1<-lm(Qw~Date+Qo+Np,data= spa1002)
5 summary(modelo1)
6 attach(pet0101)
7 view(pet0101)
8 modelo2<-lm(Qw~Date+Qo+Np,data= pet0101)
9 summary(modelo2)
10 attach(spa0221)
11 view(spa0221)
12 modelo3<-lm(Qw~Date+Qo+Np,data= spa0221)
13 summary(modelo3)
14 attach(anc1940)
15 view(anc1940)
16 modelo4<-lm(Qw~Date+Qo+Np,data= anc1940)
17 summary(modelo4)
18 attach(spa0235)
19 view(spa0235)
20 modelo5<-lm(Qw~Date+Qo+Np,data= spa0235)
21 summary(modelo5)
22
```

33:1 (Top Level) R Script

Console Terminal Jobs

R 4.1.2

R version 4.1.2 (2021-11-01) -- "Bird Hippie"
Copyright (C) 2021 The R Foundation for Statistical Computing
Platform: x86_64-w64-mingw32/x64 (64-bit)

R is free software and comes with ABSOLUTELY NO WARRANTY.
You are welcome to redistribute it under certain conditions.
Type 'license()' or 'licence()' for distribution details.

R is a collaborative project with many contributors.
Type 'contributors()' for more information and
'citation()' on how to cite R or R packages in publications.

Type 'demo()' for some demos. 'help()' for on-line help. or

Figura 17. Codificación para obtener los modelos matemáticos del estudio.