

**MODELO PROBABILÍSTICO PARA LA REACTIVACIÓN CÍCLICA DE POZOS
CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL**

DAVID AUGUSTO GARCÍA NAVARRO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2019

**MODELO PROBABILÍSTICO PARA LA REACTIVACIÓN CÍCLICA DE POZOS
CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL**

DAVID AUGUSTO GARCÍA NAVARRO

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas**

Director

**MAIKA KAREN GAMBÚS ORDAZ
Ph.D. en Ingeniería de Petróleos y Geociencias**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

A mi padre, a mi madre, a mi hermano y a mi novia.

AGRADECIMIENTOS

A los familiares, compañeros, amigos, profesores, administrativos y directivos que siempre contribuyeron de manera positiva a la culminación de este proyecto.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN.....	15
1. COMPORTAMIENTO HISTORICO DE REACTIVACIÓN DE POZOS.....	15
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	15
1.2 OBJETIVOS	17
1.2.1 Objetivo General.....	17
1.2.2 Objetivos Específicos.....	17
2. MARCO DE REFERENCIA.....	18
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	18
2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL	25
2.2.1 Segregación gravitacional de fluidos.	25
2.2.2 Intrusión de agua.	27
2.2.3 Límite económico.	30
2.2.4 Esquema de producción cíclica.	31
2.2.5 Modelo matemático.....	33
2.3 MARCO LEGAL	34
2.4 MARCO FINANCIERO.....	35
3. IDENTIFICACIÓN DEL EFECTO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.....	39
3.1 ESTADO DE POZOS INACTIVOS.....	39
3.2 REVISIÓN DE HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN	40
3.3 ANALISIS INICIAL DE LA PRESENCIA DEL FENÓMENO.....	41
3.4 COMPARACIÓN DE HISTÓRICOS CON MAPAS	42
3.4.1 Mapa de Ubicación Geográfica de Superficie.....	42
3.4.2 Mapa de Espesor de Yacimiento.	44
3.4.3 Mapa de Espesor de sello de arcillas (shale).	45
3.5 SELECCIÓN DE VARIABLES.....	47
3.6 EVALUACIÓN DE LA INTRUSIÓN DEL AGUA.....	49
3.6.1 Curvas de Chan.....	50

3.6.2	Pendiente del WOR.	50
3.7	DURACIÓN PARA CICLOS DE APERTURA Y CIERRE.....	52
4.	MODELO LOGIT Y PROBIT	55
4.1	ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LA INFORMACIÓN	55
4.1.1	Periodos Productivos.....	56
4.1.2	Periodos de cierre.....	64
4.2	DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS LOGIT Y PROBIT	74
4.2.1	Regresión logística.	76
4.2.2	Modelo Probit.....	77
4.3	CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS.....	79
4.4	ELECCIÓN DEL MODELO PROBABILÍSTICO A APLICAR.....	87
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
6.	RECOMENDACIONES	94
	BIBLIOGRAFIA	95

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1: Normatividad para pozos inactivos	34
Tabla 2. Resumen Estadístico de Pruebas de Producción.	58
Tabla 3. Coeficientes de correlación para pruebas de producción	60
Tabla 4. Resumen estadístico para datos de cierres.	66
Tabla 5. Coeficientes de correlación para variables de cierres.....	71
Tabla 6. Resultados Probit para WOR <0 con todas las variables de cierres.....	80
Tabla 7. Resultados Logit para WOR <0 con todas las variables de cierres	81
Tabla 8. Probit para WOR <0 con variables significativas	82
Tabla 9. Resultados Logit para WOR <0 con variables significativas	82
Tabla 10. Análisis de una variable para valores de cambio de WOR negativos. ...	83
Tabla 11. Probit para WOR <-5.288 con todas las variables para cierres.	84
Tabla 12. Logit para WOR <-5.288 con todas las variables para cierres.	85
Tabla 13. Resultados Probit para WOR <-5.288 con variables significativas.	86
Tabla 14. Resultados Logit para WOR <-5.288 con variables significativas.	87

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Distribución inicial de Fluidos en yacimiento (Izq.) y Empuje gravitacional en yacimiento de alto buzamiento (Der.)	26
Figura 2. Geometrías de Acuíferos (a) Empuje en frontera o borde (b) Empuje de Fondo (c) Empuje linear o lateral.	28
Figura 3. Formas de Intrusión de Agua (a) Canalización detrás del Casing (b) Estratos de Alta permeabilidad (c) Conificación del Acuífero	29
Figura 4. Efecto esperado de segregación sobre caudal de crudo y agua.	33
Figura 5: Comportamiento de EBITDA esperado con ciclos de segregación.	36
Figura 6: WOR Límite Económico para diferentes precios Brent.....	37
Figura 7: Comportamiento Precio Brent y WOR Límite Económico 2017-2018.....	38
Figura 8. Cambio en rentabilidad por disminución de WOR vs caudal de crudo ...	38
Figura 9: Estado de Pozos en el campo a abril 2017.....	39
Figura 10: Ejemplos de Pozos de Producción	40
Figura 11. Mapa Geográfico del Campo – 17 pozos.....	43
Figura 12. Mapa Geográfico del Campo – 78 Pozos.	43
Figura 13. Mapa de contornos de Net Pay del Campo de Estudio – 17 pozos.....	44
Figura 14. Mapa de contornos de Net Pay del Campo de Estudio – 78 pozos.....	45
Figura 15. Mapa de espesor total de arcilla – 17 pozos.....	46
Figura 16. Mapa de espesor total de arcilla – 78 pozos.....	46
Figura 17. Análisis de Curvas de Chan para diagnosticar intrusión de agua.	50
Figura 18. Identificación de cierres y comportamiento del WOR – Pozo 8.	51
Figura 19. Identificación de cierres y comportamiento del WOR – Pozo 3.	52
Figura 20. Duración de los cierres en días vs cambio en el WOR	53
Figura 21. Tiempo Efectivo de Separación.	54
Figura 22. Producción promedio trimestral.	57
Figura 23. Histogramas para periodos productivos.....	59
Figura 24. Q-Q plot para Caudales y BSW.	61

Figura 25. Gráficos de dispersión entre variables de pruebas de producción.	62
Figura 26. Histogramas para datos de cierres.	67
Figura 27. Q-Q plot para WOR previo y Cambio WOR en cierres.	70
Figura 28. Gráficos de dispersión entre variables de cierres.	72
Figura 29. Gráficos de dispersión de variables de cierres vs Cambio WOR.....	73
Figura 30. Función Sigmoide.	76
Figura 31. Funciones de densidad acumulada y de probabilidad Logit y Probit	88
Figura 32. Comparación gráfica funciones Logit y Probit.....	89

RESUMEN

TITULO: MODELO PROBABILÍSTICO PARA LA REACTIVACIÓN CÍCLICA DE POZOS CON SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

AUTOR: DAVID AUGUSTO GARCÍA NAVARRO

PALABRAS CLAVE: Pozo Inactivo, Regresión Logística, Modelo Probit, Límite Económico, Segregación Gravitacional.

DESCRIPCIÓN:

En un campo petrolero colombiano existen más de 1000 pozos productores. Actualmente existen más de 300 inactivos. El fluido producido por estos pozos es una emulsión de agua y petróleo. El porcentaje promedio de agua en la emulsión es mayor al 90%. Cuando este porcentaje supera el límite económico, se decide cerrar el pozo temporalmente, pues la cantidad de petróleo no compensa el costo de producción y separación de la emulsión. Algunos de los pozos inactivos se han vuelto a abrir aleatoriamente por diversas razones operacionales y al medir el porcentaje de agua se observa que ha disminuido con respecto al porcentaje de agua previo al cierre y vuelven a ser rentables. El objetivo del proyecto es establecer asociaciones entre variables a partir de la información disponible, que permitan estimar la probabilidad de que se presente el fenómeno para aprovecharlo mejor. A partir de los históricos de producción, se desarrolla una comparación entre modelos probabilísticos que permitan estimar la probabilidad de que un pozo inactivo por alto corte de agua pueda recuperar o incrementar su rentabilidad operándolo por reaperturas que se valgan de la acomodación de las fases de fluidos agua y petróleo presentes en yacimiento que ocurre durante los cierres, la cual se atribuye al efecto de la segregación gravitacional. Se halla que el modelo Logit se ajusta mejor a la información suministrada. El presente trabajo es útil para reducir el número de pozos inactivos en el campo y tomar decisiones sobre cuáles se operan con cierres periódicos y cuáles deben destinarse a trabajos de reacondicionamiento o abandono. Así mismo, permite eliminar el aumento innecesario de producción de agua generado por las reactivaciones aleatorias y evitar en lo posible la pérdida de reservas por abandonarlos prematuramente.

ABSTRACT

TITLE: PROBABILISTIC MODEL FOR CYCLIC REACTIVATION OF WELLS WITH GRAVITY SEGREGATION.

AUTHOR: DAVID AUGUSTO GARCÍA NAVARRO.

KEYWORDS: Shut-in Well, Logistic Regression, Probit Model, Economic Limitation, Gravity Segregation.

DESCRIPTION:

In a Colombian oil field there are more than 1000 producing wells. Currently there are more than 300 shut-in wells. The fluid produced by these wells is an emulsion of water and oil. The average percentage of water in the emulsion is greater than 90%. When this percentage exceeds the economic limit, it is decided to temporarily shut-in the well, because the amount of oil does not compensate the cost of production and separation of the emulsion. Some of these shut-in wells have been reopened randomly for various operational reasons and the percentage of water is measured, it is observed that it has decreased with regard to the percentage of water before the closure and the wells return to be profitable. The objective of the project is to establish associations between variables with the available information, that allow to estimate the probability of appearance of the phenomenon in order to harness it better. From the wells production history, a comparison between probabilistic models Logit and Probit that allow to estimate the probability that a shut-in well due to high water cut may recover or increase its profitability by being operated through reopenings that employ the re-accommodation of the oil and water fluid phases present in the reservoir, that occurs during closures, which is attributed to the effect of gravity segregation. The Logit model is found to adjust better to the data provided. The present document is useful to reduce the number of shut-in wells in the oilfield and to make decisions about which wells are operated with periodic closures and which should be prepared for workover or abandonment jobs. Likewise, it allows to remove the unnecessary increase in water production generated by random reactivations and avoid as much as possible the loss of reserves due to premature abandonment.

INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos produce más de 250 millones de barriles de agua al día y debido a esto se cierran miles de pozos por año en el mundo¹. Estos pozos se cierran cuando dejan de ser rentables porque la venta por un barril de crudo no compensa el costo de producirlo junto a una gran cantidad de agua. En Colombia, hay campos petroleros con características especiales en los que la reacomodación por segregación gravitacional de las fases de fluidos presentes en los yacimientos permite que los pozos vuelvan a ser rentables cuando son cerrados durante cierto tiempo. Por razones operacionales, algunas compañías reabren estos pozos ocasionalmente, de manera empírica y aleatoria por algunos días, extraen el petróleo que los pozos permitan y posteriormente se vuelven a cerrar. Lo anterior puede ocasionar que varias veces no se obtengan los resultados esperados y por el contrario, se produzca más agua de la esperada.

Este trabajo presenta una metodología que permite estimar la probabilidad de éxito que pueda tener aplicar esta práctica mediante un análisis estadístico de los históricos de producción para aprovechar el fenómeno observado que presenta el yacimiento del campo colombiano que reduce la producción de agua y aumenta la de crudo, aumentando su rentabilidad. Si ya ha superado el límite económico, es probable que vuelva a ser rentable. El proyecto no requiere inversiones adicionales pues únicamente utiliza información histórica de los pozos y usa como recurso el tiempo entre el cierre y la reapertura de pozos para que se presente el fenómeno.

El método plantea disminuir el riesgo y la incertidumbre inherente a la reactivación aleatoria de pozos con alto corte de agua, además de reducir la cantidad de pozos inactivos para una administración más eficiente del campo.

¹ International Journal of Low-Carbon Technologies, Volume 9, Issue 3, 1 September 2014, Pages 157–177, <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts049>

1. COMPORTAMIENTO HISTORICO DE REACTIVACIÓN DE POZOS

Inicialmente se realiza la descripción del problema en cuestión y una revisión de los históricos de producción a nivel del campo para comprender su estado.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La operación de explotación de hidrocarburos usualmente va acompañada de la producción de agua de formación. Generalmente, los pozos que tienen un acuífero actuando como método de empuje primario en el yacimiento suelen tener un alto corte de agua en la corriente de producción. En campos maduros este caudal de agua tiende a aumentar con el tiempo, mientras que la producción de hidrocarburos tiende a disminuir. Actualmente en el campo analizado se encuentran cerrados más de 300 pozos que han alcanzado el límite económico por seguir esta tendencia.

La problemática descrita se atribuye principalmente a la conificación del acuífero unida a la cercanía de los perforados de los pozos al contacto agua-aceite, el uso de altas tasas de producción y la prioridad que se le da en las facilidades a la producción de pozos recientemente perforados que producen con menor corte de agua que los pozos antiguos. Sin embargo, se ha observado que en los pozos cerrados que han sido reactivados, la fracción de agua en la corriente de producción disminuye y a la vez la producción de petróleo retorna a niveles rentables por un breve periodo de tiempo. Se presume que esto se debe a la segregación gravitacional de las fases en el yacimiento.

Con base en lo anterior, se busca aprovechar de la mejor manera este fenómeno natural para organizar un esquema de reactivación que permita extraer en mayor proporción las reservas descubiertas en estos pozos. La principal contrariedad radica en que no existe por ahora una manera de predecir si en los pozos que poseen las condiciones que favorecen este fenómeno va a tener o no éxito la aplicación de este método para aumentar su rentabilidad.

La persistencia del panorama descrito puede traer como consecuencia el aumento en la producción de agua, la disminución del recobro de las reservas por pozo y por ende, menores utilidades para la empresa. Además, puede conllevar a que los pozos inactivos sean declarados como marginales y les sean retirados los equipos de producción, pues resultan innecesarios en un pozo cerrado; o que ordenen su abandono, lo cual ocasionaría la pérdida definitiva de las reservas encontradas.

El manejo de tasas de producción superiores al potencial del pozo con el uso de bombas electrosumergibles a alta frecuencia ocasionan el aumento acelerado del agua por generar altos diferenciales de presión, lo cual unido a la mayor movilidad que generalmente posee el agua en yacimiento frente al crudo, ocasiona cierres más frecuentes de lo que se obtendría con tasas acordes al potencial del pozo.

La única información disponible para este proyecto son los históricos de producción y los mapas de contornos presentados. Está fuera del alcance de este proyecto realizar un análisis desde yacimiento, principalmente por la limitante que existe en la disponibilidad de la información, aunque se recomienda pues podría ayudar a entender mejor las causas de este fenómeno.

Dentro de la información que fue reportada como no disponible se solicitaron a la Empresa Operadora información de Registros de Producción PLT para identificar la profundidad del contacto agua aceite y la saturación de agua alrededor de los pozos, así como identificar la calidad de la cementación para descartar flujos detrás del *casing*. Se asume que los pozos no tienen problemas de cementación.

También se reportó que no existía un modelo de simulación del yacimiento que permita comparar varios escenarios de operación por reactivaciones estableciendo tasas de producción y tiempos de producción y cierre constantes. Cuando se encuentre disponible el modelo, se recomienda llevar a cabo una simulación del flujo por ciclos a condiciones constantes para reducir la incertidumbre de la

reapertura y observar cómo afecta la producción de los pozos vecinos, sin necesidad de depender del tiempo y de los resultados de una prueba piloto que no se ha podido realizar de manera adecuada, tal como lo realizó Al-Mutairi (2008).

Otra de las alternativas planteadas de información fueron los resultados de trabajos de *water shutoff* (Cierre de agua) realizados en el campo para extraer lecciones aprendidas, sin embargo, los resultados de dispositivos de fondo o polímeros para control de agua en el campo han sido insatisfactorios. Es por lo anterior, que se plantea en los siguientes capítulos, con los recursos e información disponibles, aportar herramientas analíticas basadas en la teoría al presente problema.

1.2 OBJETIVOS

A continuación, se describen los objetivos planteados para el desarrollo del proyecto.

1.2.1 Objetivo General.

Desarrollar un modelo probabilístico para la reactivación cíclica de pozos con segregación gravitacional.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar la presencia de segregación gravitacional en yacimiento mediante la revisión del historial de producción de los pozos inactivos de un campo colombiano.
- Evaluar mediante el modelo Probit y el modelo Logit la probabilidad de éxito o fracaso de la reapertura de pozos.
- Elegir el modelo de regresión para variable binomial que más se ajuste a la información de las pruebas de producción comparando los modelos evaluados.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

El control, tratamiento y disposición del agua de producción generada por la explotación de hidrocarburos ha sido uno de los desafíos más grandes en el desarrollo de campos petroleros, especialmente en los campos maduros. Entre los métodos para controlar la producción excesiva de agua de formación, se encuentran tratamientos químicos, térmicos, completamientos especiales y fenómenos naturales que ayudan a mitigar este problema. Dentro de la última categoría se encuentra la segregación gravitacional, la cual se manifiesta debido a la diferencia de densidades que existen entre los diferentes fluidos almacenados en los estratos porosos del subsuelo, así como a la acción de las fuerzas capilares y viscosas, el tiempo de separación, las propiedades del medio poroso y la fuerza ejercida por el campo gravitacional de la Tierra.

Por su parte, la operación de pozos por medio de ciclos de apertura y cierre es utilizada generalmente para aumentar la eficiencia de barrido en operaciones de recobro secundario y terciario. Su desarrollo como estrategia de producción viable se encuentra sujeto a las condiciones petrofísicas y de operación junto a la eficiencia que demuestre frente a otros métodos de recobro de hidrocarburos y de control de producción de agua del campo en el que se desee aplicar.

No obstante, es poco común encontrar aplicaciones del uso en conjunto de estos procedimientos como método de control de agua en yacimientos que aún se encuentran en recobro primario. A continuación, se presentan publicaciones referentes a este fenómeno natural y a las estrategias para prevenir o controlar un alto corte de agua producida, al igual que publicaciones sobre experiencias obtenidas de la producción por ciclos y el uso de modelos Logit y Probit para el análisis estadístico de información histórica y predicción de probabilidades.

Levi y Shvidler (1968) estudiaron la distribución de las fases inmiscibles agua y petróleo debido a la acción de las fuerzas capilares y gravitacionales en estratos de subsuelo durante el periodo inicial de segregación de fases, esto es, desde la migración y depositación de los hidrocarburos en estructuras saturadas de agua hasta el inicio de su extracción, utilizando ecuaciones diferenciales y variables adimensionales para calcular el tiempo de segregación de las fases agua y aceite en un medio poroso a partir de información de yacimiento como relaciones de viscosidad, permeabilidad y espesor de capas.

Por su lado, Hawthorne (1969) desarrolló una fórmula matemática para calcular las tasas máximas de producción de petróleo, agua y gas para evitar la conificación del acuífero o la capa de gas a partir de variables como el caudal de la corriente de producción, la relación entre caudales de cada fase y la posición de la entrada de fluidos en el pozo. Posteriormente, Butler y Jiang (1996) desarrollaron ecuaciones para predecir el movimiento de la interfaz agua aceite en pozos horizontales, integrando los efectos de la viscosidad y densidad de las fases, así como el efecto de la gravedad para evitar la formación de canales y crestas de agua en los estratos perforados. En consonancia con lo anterior, Ling (2012) incluyó dentro de estos cálculos el efecto de la presión capilar para mitigar las desviaciones observadas en yacimientos de baja permeabilidad y predecir con menor incertidumbre las tasas críticas de producción.

En contraste con lo anterior, para aquellos pozos en que la aplicación de las correlaciones para prevenir una alta producción de agua no fue exitosa, se implementaron métodos de control como el que documentaron Dunlap y Novotny (1986) relativo al uso de poliacrilamidas para alterar la permeabilidad relativa al agua o Harrison y Blount (1986) en lo concerniente al uso de cementaciones remediales (*squeezes*) con tubería flexible (*coiled tubing*). De manera semejante, Swisher y Wojtanowicz (1995) llevaron a cabo el método de producción de drenaje de agua en donde se produce en conjunto agua y petróleo de zonas adyacentes

con un completamiento doble por tuberías distintas para prevenir la conificación de agua hacia el pozo; así mismo, lograron reducir el proceso de mezcla de las fases para reducir costos de tratamiento. En consonancia con estos artículos, Bailey et al. (2000) realizaron una compilación de causas del alto volumen de agua en la explotación de hidrocarburos, así como de tecnologías y técnicas de control de agua desarrolladas hasta la fecha.

Continuando con el tema en consideración, Lv Jin y Li Wei (2013) establecieron en un proyecto de inyección de agua que el intercambio vertical en la relación agua-petróleo depende principalmente a factores como las fuerzas capilares, la gravedad, la presión de arranque y el área transversal de flujo presente en un proceso de inyección de agua. Igualmente, el orden ascendente o descendente de la permeabilidad con respecto a la profundidad en el yacimiento afectan la migración de agua hacia capas inferiores, el desplazamiento de petróleo e inclusive la efectividad del aumento en la densidad del agua para hacer el barrido. Formularon un modelo matemático que podría ser aplicable a un análisis de yacimiento de la segregación gravitacional, puesto que relaciona en un reservorio heterogéneo el movimiento vertical entre las fases agua y petróleo sin la presencia de gas con variables como la permeabilidad absoluta y relativa, la viscosidad, la humectabilidad de la roca, la presión capilar entre los fluidos y la diferencia de densidades que ocasiona el movimiento por acción de la gravedad.

Abordando un enfoque distinto al manejo de la producción de agua, Al-Mutairi (2006) documentó la estrategia exitosa de control de agua utilizada en el campo Ghawar en Arabia, la cual incluyó técnicas como la producción cíclica de pozos, trabajos de control de agua (*Water shutoff*), ejecución de desviaciones horizontales en los pozos (*sidetrack*) y pozos parcialmente perforados. La implementación de la producción cíclica inició en el año 2000 con 13 pozos productores y al 2004 se habían incluido 27 pozos más con alto corte de agua, utilizando ciclos repetitivos para producir el pozo que consistieron en seis meses de producción y seis meses

de cierre para los pozos. El autor atribuye los buenos resultados obtenidos con esta práctica a la acumulación de la fase ligera (petróleo) en la parte superior del estrato perforado, gracias a la ubicación en la parte inferior de la fase más pesada (agua). Lo anterior permite que el hidrocarburo llegue primero a los perforados durante el periodo de flujo produciendo a caudales moderados. En consecuencia, se logró disminuir la producción de agua del campo en cerca de 200.000 barriles de agua por día.

De igual modo, Al-Mutairi et al. (2008) estudiaron el efecto de un escenario extendido de producción de pozos cíclica, del cual infirieron que la implementación de esta técnica en otros pozos puede resultar en un aumento en la recuperación de petróleo a la vez que reduce considerablemente la producción de agua, a partir de los datos obtenidos de varios casos de simulación que mostraron beneficios por encima de los escenarios simulados de producción continua. Adicionalmente, mencionan que la disminución del caudal de agua producido evita el hecho de tener que expandir las facilidades de manejo de fluidos en superficie. Conjuntamente, analizaron los parámetros a tener en cuenta al implementar un esquema de producción por ciclos, resultados favorables y recomendaciones de utilidad para la estrategia de producción con periodos fijos y caudales estables.

Avanzando en esta línea de investigación, Al-Zahrani (2012) mediante ajustes históricos y simulaciones numéricas del comportamiento del yacimiento pudo concluir que un esquema de producción cíclica en el yacimiento tendría un gran impacto en la recuperación de la producción de petróleo junto a la disminución de la producción de agua de estos pozos el cual es un factor significativo en la administración del campo. Llegado a este punto, fue capaz de establecer que obtendría mejores resultados si la duración de los periodos de apertura y cierre era de ocho y cuatro meses respectivamente. En particular, este trabajo muestra la viabilidad y algunas de las ventajas de utilizar simulaciones de yacimiento durante la planeación previa a la ejecución de un esquema de producción cíclica con

presencia fuerte de un acuífero. El autor responsabiliza por la efectividad de esta práctica al efecto de la gravedad, permitiendo conservar la energía del yacimiento y reducir la producción de agua.

Para contextualizar las características de un campo colombiano ubicado en la cuenca de los llanos orientales, Ramírez y Peralta (2012) realizaron una evaluación para aplicar una tecnología que permitiera reducir el corte de agua y aumentar la producción de crudo en el corto plazo en un campo de empuje por acuífero altamente activo, a pesar de que la tendencia es que el corte de agua incremente con el tiempo. En este trabajo reposa información correspondiente a la geología, propiedades petrofísicas, sistemas de levantamiento artificial y mecanismos de empuje que se pueden encontrar en la zona. Mencionan que para uno de los campos más representativos de esta cuenca, la profundidad se encuentra entre 2500 y 3000 ft; la porosidad varía entre 10% y 38%; la permeabilidad entre 0.25 y 7 Darcies; presión estática inicial de 1140 psia y temperatura de 142°F a 2780 ft de profundidad; la gravedad API promedio del crudo es de 12,5°, con una presión de punto de burbuja de 165 psia a 145°F y viscosidad de 103cP a 145°F y 1145 psi.

Con el propósito de ilustrar la aplicación de nuevos métodos con la búsqueda de tecnologías de baja inversión y bajos costos operativos, Sales y Ribero (2013) realizaron un estudio técnico económico de facilidades de producción móviles como una de las alternativas para incrementar el factor de recobro que no resultaría económicamente viable si se emplearan tecnologías convencionales. Con miras a obtener mejores resultados, recomiendan definir cuáles pozos son elegidos para implementar las facilidades móviles según un análisis de productividad, según factores como pronósticos de producción, mapas de grilla, gráficos de comportamiento de presiones, el estado mecánico, el corte de agua, los trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento realizados y el factor de recobro de cada pozo. Concluyeron mediante un análisis económico y una comparación con otras alternativas de recobro, que el proyecto a desarrollar en los pozos inactivos elegidos

resultaba rentable con un retorno de inversión relativamente rápido y una producción incremental inicial de cerca de 130 barriles por día, con los cuales no se contaba previo a la evaluación de este tipo de soluciones.

La investigación hecha por Darischev et al. (2016), retoman en su investigación el modelamiento matemático de los procesos de ondas de filtración de aceite entre capas en un yacimiento estratificado no uniforme con heterogeneidad en la permeabilidad bajo condiciones cíclicas de presión de fondo variable entre 50 y 250 atm en periodos cortos de decenas de minutos en un pozo productor de petróleo. Al calcular el efecto sobre la distribución de aceite en las fases productivas y de cierre durante 25 días, concluyen que esta operación cíclica después del influjo de agua, aumenta el flujo cruzado del aceite hacia los flancos de zonas de alta permeabilidad, lo cual puede también ayudar a mejorar la recuperación de petróleo. Sin embargo, aclaran que este tipo de operación no siempre resulta en un aumento de petróleo, debido a que, por ejemplo, a ciclos de presión oscilantes entre 100 y 300 atm, se obtuvo la misma declinación de producción que si se hubiera conservado abierto el pozo. Menciona igualmente que en su estudio no fueron incluidos los efectos de fuerzas capilares, las cuales constituyen otro factor que influencia esta redistribución de fluidos y que se requieren más estudios sobre este fenómeno.

La regresión Logit y el modelo Probit son modelos predictivos muy utilizados en estudios e investigaciones en farmacología, mercadeo, administración y econometría. En cuanto al uso del modelo Logit, Llano y Mosquera (2006) usaron el modelo Logit para construir un modelo para estimar la probabilidad de permanencia estudiantil en una universidad colombiana a partir del promedio académico del estudiante y el semestre en que se encontraba. En ingeniería de petróleos, Jongkittinarukorn, K., & Kitcharoen, T. (2010) aplicaron el acercamiento estadístico de la regresión logística binaria en un campo offshore en Tailandia para predecir la probabilidad de éxito de que las herramientas de registros de producción

detectaran las arenas que generaban la entrada de agua en un yacimiento de alta complejidad geológica. A partir de la identificación del impacto que tenía la tasa de agua, gas y petróleo junto al número de arenas que perforaba el pozo, se generó una ecuación para determinar en determinado momento cuales pozos tenían más probabilidad de detectar la entrada de agua basados en la información de detección/no-detección de la herramienta. De acuerdo a la probabilidad de detección, era posible coordinar el traslado y logística de los equipos entre las distintas plataformas para programar los trabajos y disminuir las corridas de PLT infructuosas. Fajardo y Mejía (2017) utilizaron el modelo Logit para analizar los procesos de inestabilidad de ladera en algunos municipios de Santander a partir de variables como la morfogénesis, la resistencia y la pendiente de la ladera, determinando cuáles de estas variables tenían mayor influencia estadísticamente sobre el fenómeno analizado. Lograron integrar el modelo a un software de geolocalización para establecer probabilidades para cada ubicación del área analizada.

Con respecto al modelo Probit también surgen diversas investigaciones. Boroughs (2010) utilizó el modelo probit para determinar a partir de datos de redes sociales que la participación electoral aumentaba en 1 voto por cada 11 a 25 personas que ingresaban a contenido político en redes sociales. Talley et al. (2008) lo usó para estimar una ecuación para predecir a partir de información histórica entre 1991 y 2001 el costo de los daños y lesiones de los accidentes de barcos ferry a partir de variables nominales y concluyó que el error humano conlleva a casualidades de mayor magnitud y que los accidentes de colisiones intencionales contra objetos estacionarios y colisiones no intencionales, así como aquellas que incluían fuego de navíos incurrían en mayores daños de los barcos, de la mercancía y de estructuras de puerto entre otras. Jin D. (2014) utilizó el modelo probit para investigar las causas de la severidad en accidentes de barcos pesqueros y los resultados mostraron que está positivamente asociada con varios factores como la velocidad del viento durante el día, la edad del barco y la distancia hasta la costa.

De juicio de expertos se conoce que la operación por reactivaciones es una práctica común en los pozos cerrados por alto corte de agua en países como Colombia, Argentina y Estados Unidos. Se considera tradicionalmente que la operación cíclica reduce la producción de petróleo del pozo debido a la disminución del diferencial de presión (*drawdown*) promedio del yacimiento por la variación en la presión de fondo. Sin embargo, otro punto de vista se ha vuelto popular al mostrar que cierres periódicos ocasionan que el petróleo se mueva hacia zonas de agua, lo que reduce los efectos negativos de la conificación y como consecuencia, cambia la permeabilidad de la fase y mejora la recuperación de petróleo²

2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL

Se realiza una descripción de los términos de mayor relevancia que intervienen en el desarrollo del problema descrito.

2.2.1 Segregación gravitacional de fluidos. También conocida como separación por gravedad, es el principio que utilizan la mayoría de equipos de tratamiento de fluidos para separar las fases petróleo y agua utilizando la fuerza gravitacional. Debido a que las partículas de petróleo son menos densas que el volumen de agua que desplazan, existe una fuerza de flotación ejercida sobre ellas que agrupa las partículas livianas como una fase continua, ubicada encima de la fase del fluido más densa, dando como resultado dos estratos o columnas de fluido.

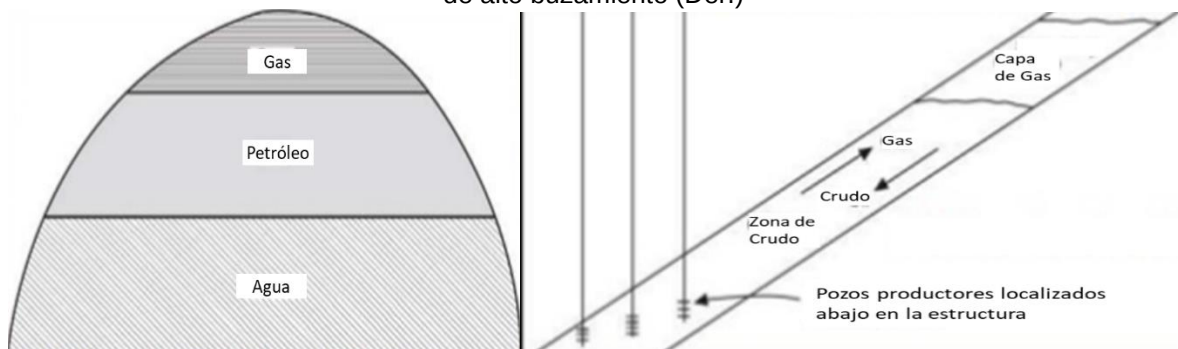
Sin embargo, la gravedad debe vencer una fuerza contraria de arrastre determinada por el tamaño de partícula, la diferencia de densidades y de viscosidades entre los fluidos y la temperatura a la que se encuentren. Entre mayores sean estos valores, más rápido ocurre la separación de las fases.

² DARISCHEV V.I.; et al. Modeling Filtration Processes during the cyclic Operation of an Oil Production Well. En: Mathematical Models and Computer Simulation, Vol. 8, No. 6. 2016. p. 725

La ley de Stokes permite calcular la velocidad de ascenso o descenso de una partícula dispersa en una fase continua. Sin embargo, para aplicar este fenómeno en yacimiento es importante incluir otros factores como la presión capilar, las fuerzas viscosas, el flujo vertical de fluidos en medios porosos determinado inicialmente por la Ley de Darcy y la permeabilidad vertical del medio, entre otros. Hoy en día la literatura presenta diversas ecuaciones para modelar el flujo bifásico gas-líquido bajo condiciones cada vez más específicas como la inclusión de obstáculos en el medio poroso.

Uno de los ejemplos más conocidos de este fenómeno es la separación de fases cuando existe gas libre en un medio poroso, dado que los fluidos en fase gaseosa como vapor de agua, dióxido de carbono o gas natural, permiten visualizar de manera más explícita el efecto de segregación vertical por su baja densidad, especialmente en yacimientos de alto buzamiento y gran espesor con permeabilidad vertical considerable. Se aclara que la producción de gas en el campo colombiano analizado es 0 scfd. La distribución inicial de fluidos, es decir, el orden de las capas de gas, petróleo y agua en los yacimientos convencionales se da gracias a este fenómeno, e inclusive se puede observar con claridad la acción de las fuerzas gravitacionales en aquellos yacimientos explotados por el mecanismo de empuje por gravedad. La Figura 1 permite ilustrar estos ejemplos.

Figura 1. Distribución inicial de Fluidos en yacimiento (Izq.) y Empuje gravitacional en yacimiento de alto buzamiento (Der.)



Fuente: Presentación "Primary Drive Mechanisms". Patrick Kusiima – China University of Petroleum, 2016, p.14. <https://goo.gl/kgxgy>. Modificada por el autor.

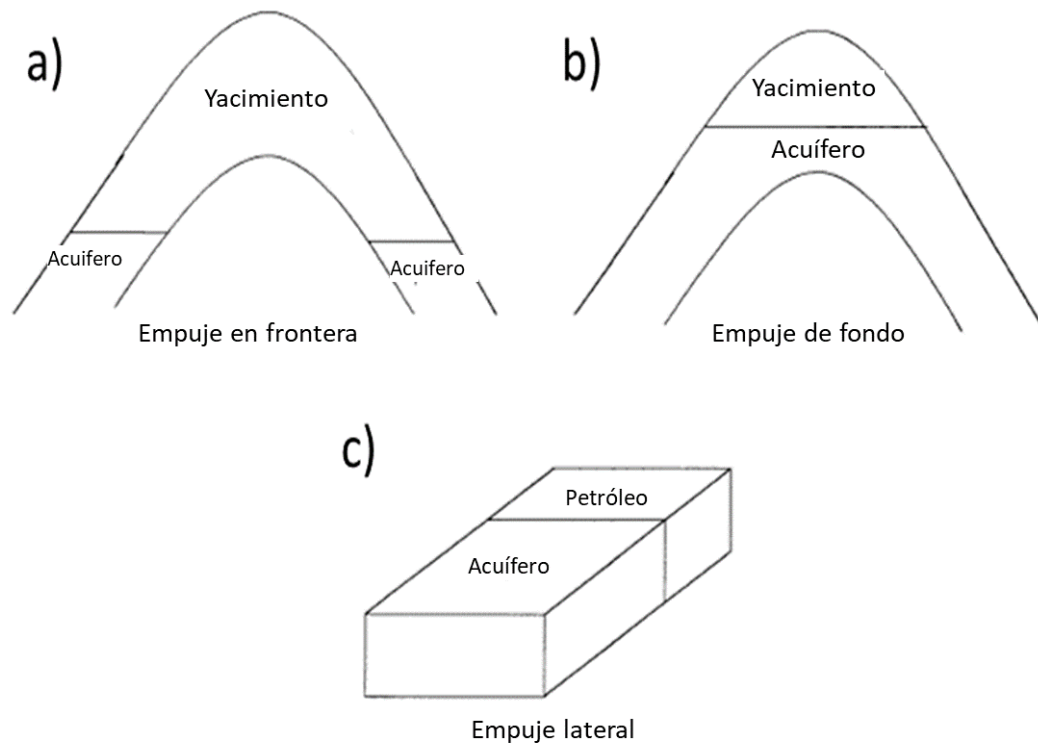
El mecanismo de empuje por gravedad, en ocasiones denominado segregación gravitacional, se ve favorecido y se da en caso a mayor permeabilidad vertical, alto buzamiento de los estratos, mayor espesor y mayor diferencia de densidades entre los fluidos en el reservorio. Se aclara que el término segregación gravitacional en el presente documento no hace referencia al mecanismo de empuje por gravedad sino al fenómeno que ocurre in-situ durante un cierre temporal de un pozo por alto corte de agua, que ocasiona que al reabrirlo ocurra un mejoramiento en la productividad de crudo y una disminución en la producción de agua de formación, debido a una redistribución de fluidos de las fases agua y petróleo que componen la columna de líquido que se encuentra en la proximidad de la zona completada del pozo.

2.2.2 Intrusión de agua. Casi todos los yacimientos se encuentran rodeadas por rocas y estratos que almacenan agua denominadas acuíferos³, los cuales de acuerdo a su tamaño tienen un efecto sobre los depósitos de hidrocarburos. Si el acuífero es lo suficientemente grande, permite conservar la presión en el yacimiento y a la vez ocupar el volumen de roca desocupado por los hidrocarburos producidos, de manera que el yacimiento no pierda energía tan rápido. En estos casos, el acuífero actúa como mecanismo de producción en el yacimiento.

Cuando se perfora un pozo productor, se genera una diferencia de presión entre la formación y el pozo que eventualmente forzará una deformación de la interfaz existente entre el agua y el gas o petróleo, denominada contacto agua-petróleo o contacto agua-gas según corresponda. Si la permeabilidad efectiva al agua es lo suficientemente alta, a medida que se explota el yacimiento, el agua del acuífero puede alcanzar la cara del pozo y ocurre una intrusión de agua. La Figura 2 muestra la clasificación de los acuíferos según la geometría del mismo. También suelen clasificarse como infinitos o finitos de acuerdo con el tamaño que tengan en comparación con el yacimiento de hidrocarburos.

³ AHMED, Tarek. RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK. Cuarta Edición. Oxford: Elsevier, 2010. p. 650.

Figura 2. Geometrías de Acuíferos (a) Empuje en frontera o borde (b) Empuje de Fondo (c) Empuje lineal o lateral.



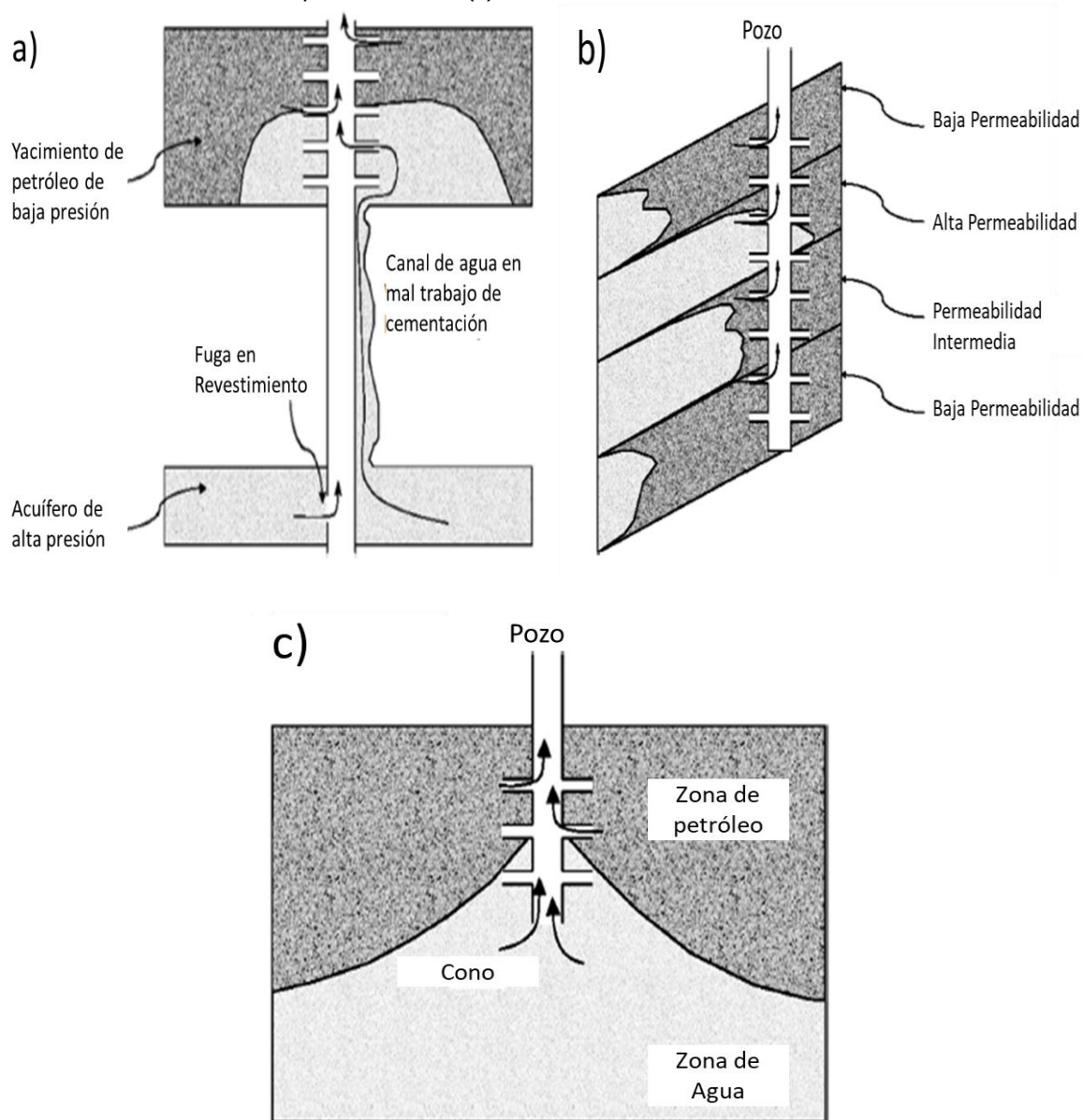
Fuente: Ahmed, 2010, p.653. Modificada por el autor.

Cuando ocurre esta intrusión de agua, la cantidad de agua presente en la corriente de producción de los pozos aumenta de manera drástica y constante. De acuerdo al patrón que forme el agua por el diferencial de presión en su recorrido hacia la cara del pozo, el origen de la intrusión se clasifica como conificación, canalización y digitación⁴. Existen otras causas comunes del problema de intrusión no deseada de agua como cañonear por error una zona de agua, que la cementación del pozo tenga fallas y no aísle adecuadamente una zona produciendo canalización de agua por detrás del *casing*, estratos de alta permeabilidad, fracturamiento hidráulico en zonas de agua o fugas en el *casing*⁵. Se muestran algunos ejemplos de esto en la Figura 3.

⁴ Ibíd., p. 583.

⁵ GUO, B.; LYONS, W.C. y GHALAMBOR, A. Petroleum Production Engineering- A computer assisted approach. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing, 2007. p. 231.

Figura 3. Formas de Intrusión de Agua (a) Canalización detrás del Casing (b) Estratos de Alta permeabilidad (c) Conificación del Acuífero



Fuente: Guo, 2007, p.238. Modificada por el autor

La canalización o conificación ocurre cuando las fuerzas viscosas y capilares son superiores a la fuerza gravitacional lo cual se evita produciendo a tasas menores a la tasa crítica⁶.

⁶ PetroWiki. Water and Gas Coning. 2015. https://petrowiki.org/Water_and_gas_coning#cite_ref-r1_1-0

La conificación se ve afectada por:

- La diferencia de densidad entre agua y aceite (fuerzas gravitacionales)
- Viscosidades y permeabilidades relativas
- Permeabilidad vertical y horizontal
- Distancia entre los contactos entre fases a los perforados

Diversos autores han desarrollado correlaciones para calcular el volumen de agua del acuífero y su movimiento hacia el pozo durante la producción, los cuales resultan de utilidad puesto que generalmente los pozos no se perforan por debajo del contacto con el agua y hay que estimar las propiedades petrofísicas de esta zona. También la tasa de penetración y velocidad de digitación del agua en un medio poroso ha sido estudiada.⁷

La conificación es difícil de modelar matemáticamente y usualmente los modelos contienen muchas asunciones. También hay ocasiones en que no resulta económicamente rentable producir por debajo de la tasa crítica puesto que en ocasiones resultan muy bajas las tasas calculadas debido a que están debajo de una tasa rentable o debajo de una tasa mínima posible para producir según las condiciones de cada pozo. En estos casos hay que tomar una decisión y es producir a tasas mayores de la tasa crítica conociendo y manejando el riesgo de conificación y el agua de producción asociada, tal como sucede actualmente en el campo analizado.

2.2.3 Límite económico. Los límites económicos (*economic limitations*) ocurren cuando un proyecto no es capaz de otorgar beneficios mayores al costo de inversión⁸, o de operación en caso de que el proyecto ya esté implementado.

⁷ Xie, Y.,; Simmons, C.T. y Werner, A.D. Speed of free convective fingering in porous media, En: *Water Resources Research*, Edición en línea, No. 11, Vol. 47, 2011. <https://goo.gl/CJjU42>

⁸ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *Petroleum engineering handbook Volume II*. Texas. SPE, 2006. p. 524

En el caso de un pozo productor, cuando indicadores como la relación agua petróleo (WOR) alcanzan valores muy altos, la compañía operadora normalmente opta por una de dos alternativas: la primera es evaluar y ejecutar un trabajo de reacondicionamiento del pozo para cambiar el completamiento o estimular el yacimiento, entre otros. Si esta opción conlleva un alto riesgo de inversión por el grado de incertidumbre, la compañía considera la otra opción que consiste en cerrar el pozo temporalmente o abandonarlo definitivamente con tres tapones de cemento.

El abandono temporal es usualmente preferido debido a que es posible que en el corto plazo se ejecuten proyectos que permitan recuperar la rentabilidad de ese pozo, con el objetivo de no perder definitivamente las reservas encontradas, tales como la implementación de nuevas tecnologías o métodos, recuperación mejorada o inclusive su conversión a pozo inyector para proyectos de recuperación secundaria.

2.2.4 Esquema de producción cíclica. Es un concepto relativamente nuevo que consiste en operar un pozo productor con alto corte de agua bajo periodos consecutivos de producción y cierre de duración predeterminada⁹, bajo condiciones estables y fijas de caudal y tiempo.

Es contrario a la operación continua de un pozo, es decir, mantener el pozo fluyendo desde su arranque sin periodos de cierre mayores a unos cuantos días durante su vida útil. Los ciclos son utilizados en métodos de recuperación mejorada como el drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD) o inyección cíclica de vapor que son métodos térmicos, o también algunos métodos químicos como inyección de dióxido de carbono, que necesitan un periodo de cierre de los pozos productores para que se expanda el efecto a lo largo del yacimiento y la recuperación de petróleo

⁹ AL-MUTAIRI, S., et al. Cyclic Production Scheme: Innovative Application in Reducing Water Production and Increasing Ultimate Recovery from Mature Areas. Alkhobar, Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineers, 2008. 7 p. SPE-120818.

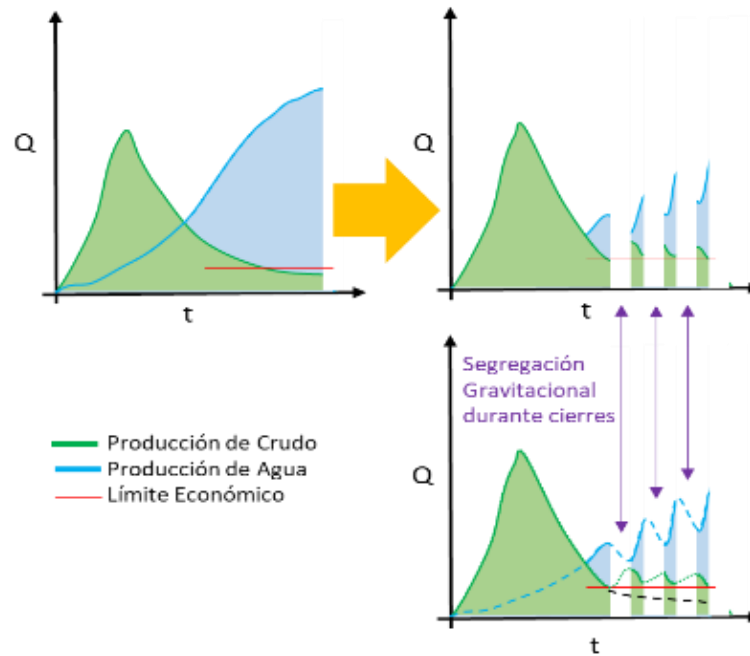
sea mayor. Así mismo, se utilizan ciclos de inyección en recuperación secundaria para controlar el frente de inyección dentro del yacimiento. De juicio de expertos se conoce que la reactivación de pozos se ejecuta en recuperación primaria generalmente de forma aleatoria, sin necesidad de instalar métodos de control de agua o aislar zonas selectivamente, basados únicamente en el límite económico.

Normalmente un pozo debe atravesar por tres etapas: La primera corresponde a la producción inicial continua posterior a la perforación que suele tener un incremento constante. Cuando el pozo ha pasado su máximo de producción, entra en la etapa de conservación de productividad con la aplicación de trabajos de reacondicionamiento para no permitir que la producción descienda. Por último, el pozo procedería a ser abandonado una vez deje de ser rentable por el bajo volumen de crudo producido. Sin embargo, con la inclusión de la producción por ciclos, existiría una ventaja sobre la producción continua tradicional y es una cuarta etapa previa al abandono para extraer el petróleo remanente que reposa en yacimiento.

La segregación gravitacional observada en el campo entre las fases agua y petróleo en yacimiento, tiene como ventajas la restauración de un caudal rentable de producción de crudo y la disminución en la producción de agua por un periodo de tiempo bajo una estrategia de producción periódica o cíclica. Por lo tanto, conviene aprovechar de la mejor manera este efecto natural que no implica aumentar los costos de extracción y beneficia la producción y operación del campo, postergando la ampliación periódica de facilidades de tratamiento, a la vez que reduce los costos de tratamiento y disposición por el agua.

Otra de las ventajas de producir por ciclos es que disminuye el consumo de energía y la periodicidad de servicios para el pozo, lo cual ayuda aumentar su rentabilidad. El comportamiento que se espera obtener con el procedimiento por ciclos es ilustrado en la Figura 4.

Figura 4. Efecto esperado de segregación sobre caudal de crudo y agua.



2.2.5 Modelo matemático. Los modelos matemáticos son descripciones en lenguaje simbólico matemático de un sistema de la vida real para realizar predicciones correctas con respecto al comportamiento o evolución del sistema bajo distintas circunstancias de interés¹⁰. Pueden ser de tipo determinístico cuando se tiene total certeza de los datos, o de tipo probabilístico (estocástico) si existe incertidumbre y variabilidad en los parámetros incluidos en el modelo. Los modelos probabilísticos pueden ser utilizados para determinar la probabilidad de éxito o de fracaso de que ocurra un evento o de que en una situación se cumplan determinadas condiciones simultáneamente.

Se pueden construir a partir de datos históricos para predecir eventos futuros o sugerir decisiones, mediante el análisis de las tendencias importantes que presentan los datos. Esto se conoce como análisis predictivo y ha tomado relevancia recientemente gracias a los avances tecnológicos y la capacidad para almacenar y procesar grandes cantidades de datos.

¹⁰ HUMI, M. Introduction to Mathematical Modeling. Florida, US: CRC Press, 2017. p. 1.

Dentro de las técnicas de análisis predictivo se encuentran las técnicas de regresión, las técnicas de aprendizaje computacional (*Machine Learning*) entre otras. A su vez, las técnicas de regresión se subdividen en diferentes modelos entre los cuales destacan modelos de regresión lineal, análisis de supervivencia, árboles de clasificación, curvas de regresión adaptativa multivariables, modelos de elección discreta, modelos probit, modelos de regresión logística binaria, modelos de regresión logística multinomial y modelos de series de tiempo.

Los modelos de regresión analizan la relación existente entre variables independientes o predictoras y una variable dependiente o de respuesta¹¹. Los modelos que son aplicables al análisis de variables con distribución binomial destacan especialmente el modelo logit y el modelo probit (también llamado normit), los cuales son descritos con mayor profundidad en los capítulos 4 y 5.

2.3 MARCO LEGAL

La normatividad vigente para la presente investigación establece los lineamientos a seguir en cuanto a límites de tiempo y permisos para aquellos pozos que son cerrados temporalmente por las compañías operadoras, por condiciones como el límite económico por corte de agua, como ocurre en este caso particular. La muestra un resumen de las contribuciones de los documentos legales que principalmente tienen relación directa con el objeto de estudio.

Tabla 1: Normatividad para pozos inactivos

Norma	Aporte
Decreto 181495 del 02 de septiembre de 2009	“Pozo Inactivo: Pozo que no está realizando ninguna función en el momento, pero que puede ser reutilizado posteriormente con algún fin o abandonarlo definitivamente.” “el Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o terminados, por un periodo hasta de 180 días calendario, prorrogables por otro tanto con la debida justificación. “

¹¹ Espino Timón, C. Análisis predictivo: Técnicas y modelos utilizados y aplicaciones del mismo- herramientas Open Source que permiten su uso. Tesis para grado en ingeniería informática Business Intelligence Universitat Oberta de Catalunya, España, 2017. 61 p.

Continuación Tabla 1. Normatividad para pozos inactivos

Resolución 0048 del 16 de enero de 2015, Artículo 5	“un pozo que permanezca inactivo por más de 6 meses sin justificación aprobada por el Ministerio de Minas y Energía, debe ser debidamente taponado y desmantelado (el abandono puede ser temporal)”
Resolución 0048 del 16 de enero de 2015, Artículo 6	(Modifica Artículo 32 de la Resolución 18 1495 de 2009) “Suspensión temporal de pozos perforados o terminados: ...los pozos pueden ser suspendidos previa autorización del Ministerio de Minas y Energía por un periodo de 1 año.”

Fuente: <https://www.minminas.gov.co/normatividad>

2.4 MARCO FINANCIERO

La inactividad de un pozo depende de que alcance su límite económico. A su vez, este límite establecido en términos de %BSW (*Basic Sediment and Water*: Porcentaje de agua y sedimento básico) o su equivalencia en unidades de WOR (*Water-Oil Ratio*: Relación Agua-Petróleo), depende del precio del barril de referencia y del costo de producción. Estas dos últimas variables se pueden relacionar a través del indicador financiero EBITDA¹² o flujo de caja operacional. Este indicador es llamado así por sus siglas en inglés provenientes de *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*, que significan Utilidad Antes de Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización. Su fórmula se indica en la ecuación 1.

$$\begin{aligned}
 EBITDA &= \text{Utilidad de operación} + \text{depreciaciones y amortizaciones} \\
 &= \text{Ventas} - \text{Costos y Gastos} + \text{Depreciaciones y amortizaciones}
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Fuente: FRANKLIN, E. Auditoria administrativa: gestión estratégica del cambio Segunda Edición. Pearson Prentice-Hall, México, 2007, p. 143.

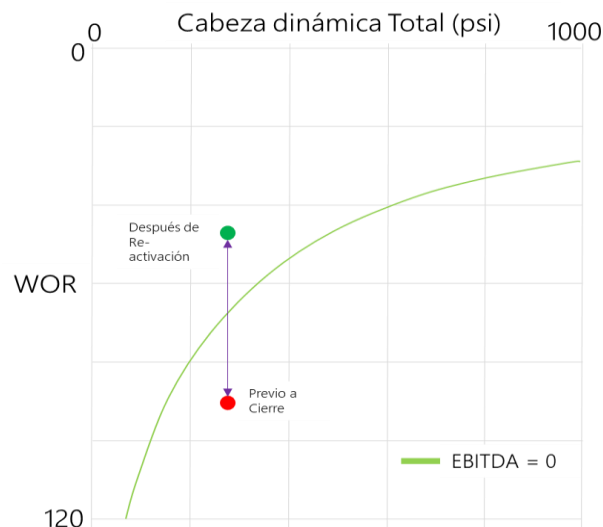
En el campo analizado, este indicador se calcula a partir de los ingresos generados por la producción de crudo menos los costos de levantamiento, tratamiento y transporte. Si este indicador es igual o menor a cero (\$0) para algún pozo, significa que no es operativamente viable mantenerlo abierto. Los siguientes son los rubros

¹² Cornejo, E. y Días D. Medidas de Ganancias. Facultad de Economía y Negocios. Universidad de Chile. Revista N ¼, p. 36-40. <https://goo.gl/a4ohYZ>

con los que se compara el caudal de cada pozo para estimar el EBITDA y verificar si es suficiente la ganancia durante el cierre:

- El 32% de la producción que debe ser entregada por concepto de regalías por ser un campo con contrato de asociación.
- El costo de levantamiento de \$12 USD/Bbl: Incluye el costo energético por pozo medido en Cabeza dinámica total, único para cada pozo y ligado al sistema de levantamiento artificial instalado. De acuerdo con la Figura 5, un pozo inactivo del campo puede recuperar su rentabilidad con una disminución de WOR que suceda por la operación cíclica. Otra opción es disminuir el consumo energético del pozo con alternativas como facilidades móviles llevadas hasta su locación u otro tipo de sistemas de levantamiento tal como el bombeo tipo pistón o *plunger lift* que consuman menos energía y estén diseñados para caudales de producción bajos.

Figura 5: Comportamiento de EBITDA esperado con ciclos de segregación.



Fuente: Empresa Operadora. Modificada por el Autor.

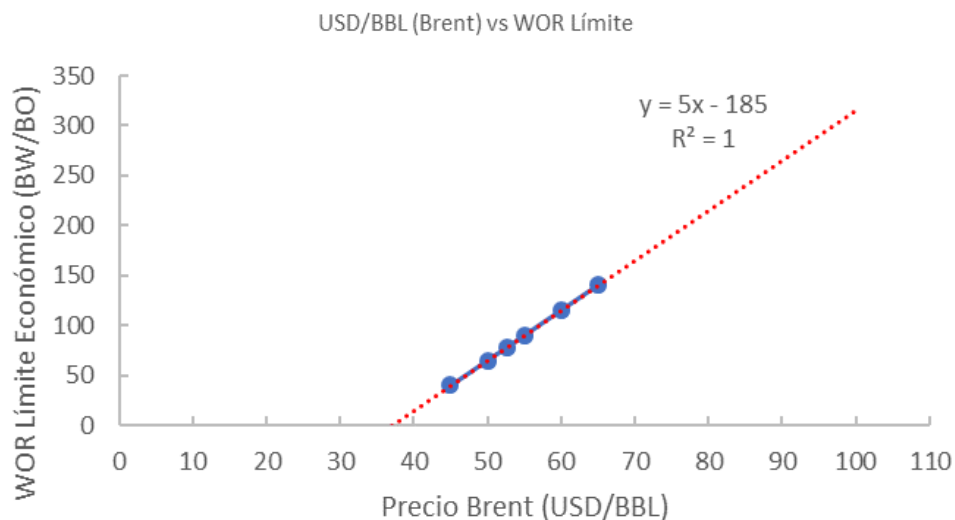
- El castigo por calidad del crudo \$13 USD/Bbl. El Crudo es de 13 °API a 60°F.
- El costo de transporte por el oleoducto establecido en \$12 USD/Bbl.
- El costo de tratamiento y disposición del agua de \$0,2 USD/BW: Directamente dependiente del WOR que tenga. Entre mayor sea la Relación

Agua-Petróleo mayor será el costo de tratamiento y por tanto se reducirá el EBITDA generado por un pozo, además de ocasionar que la eficiencia de las facilidades disminuya por manejar %BSW mayor al de su diseño.

Igualando el EBITDA a \$0 para diferentes relaciones WOR y precios del barril se obtuvo una relación lineal y una ecuación para hallar el WOR para el límite económico en función del precio del barril para el campo colombiano analizado. La tendencia se muestra en la Figura 6 y la fórmula obtenida se encuentra en la ecuación 2.

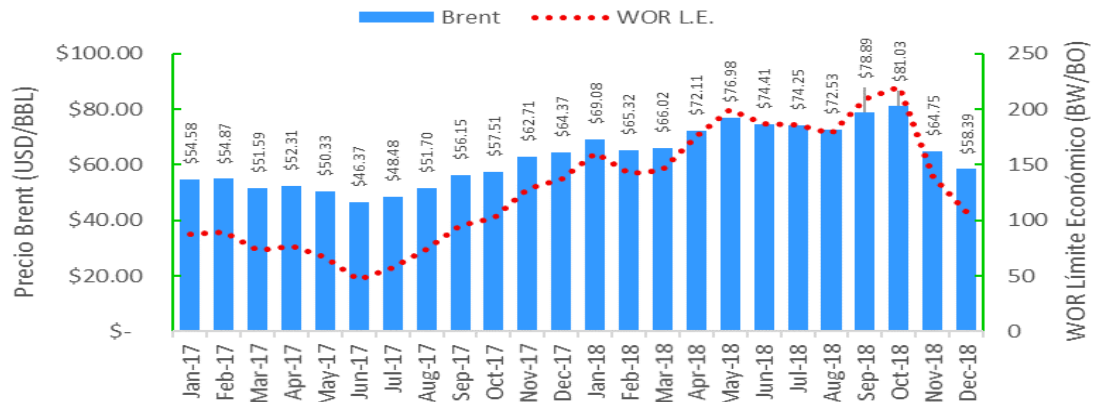
$$WOR \text{ Limite Económico} = 5 * (\text{Precio Brent}) - 185 \quad (2)$$

Figura 6: WOR Límite Económico para diferentes precios Brent



Con esta fórmula se determina que, por ejemplo, el WOR del límite económico para diciembre de 2018, que tuvo un precio promedio para la referencia Brent de \$58.39 USD/BBL, es 106.95 BW/BO. En la Figura 7, se presenta el historial de comportamiento mensual del WOR del límite económico con respecto al promedio mensual del precio de referencia Brent para el barril de petróleo durante el 2017 y 2018.

Figura 7: Comportamiento Precio Brent y WOR Límite Económico 2017-2018

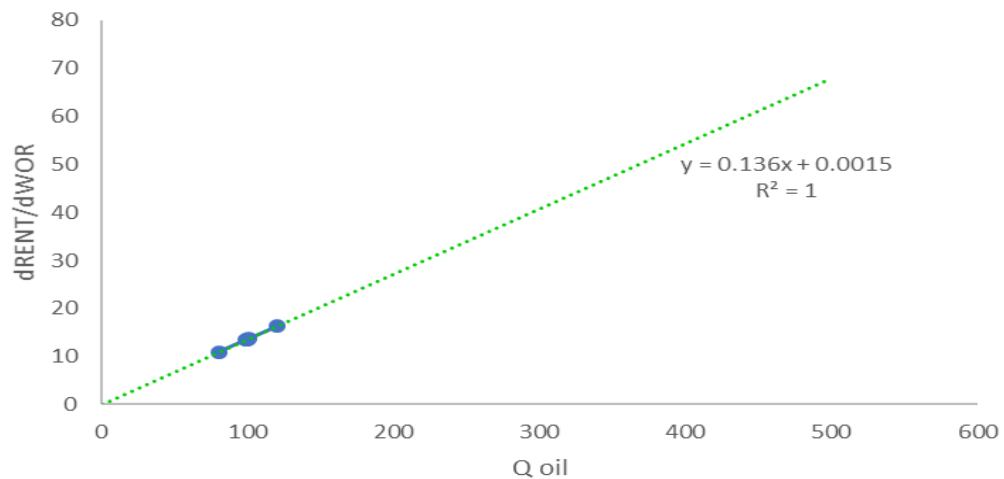


Fuente: Datos tomados de COUNTRYECONOMY, Crude Oil Brent US Dollars per Barrel [en línea] (Recuperado en Enero 5 de 2019. Disponibles en: <https://goo.gl/VSovdL>)

Según el caudal de petróleo que tenga el pozo, varía la ganancia incremental que se obtenga por cada punto de WOR que disminuya durante un cierre según la ecuación 3 y la Figura 8. Esto indica que, por ejemplo, para un pozo que produzca 100 BOPD, así sea 1 punto de WOR que disminuya el pozo durante el cierre, bien sea conservando el caudal de petróleo constante con menos agua o conservando el mismo caudal de agua con una producción incremental de crudo, representa una ganancia de 13,6 USD diarios.

$$\left(\frac{\text{Cambio Rentabilidad Diaria}}{\text{Unidad de cambio de WOR}} \right) = 0.136(Q_{oil}) + 0.0015 \quad (3)$$

Figura 8. Cambio en rentabilidad por disminución de WOR vs caudal de crudo



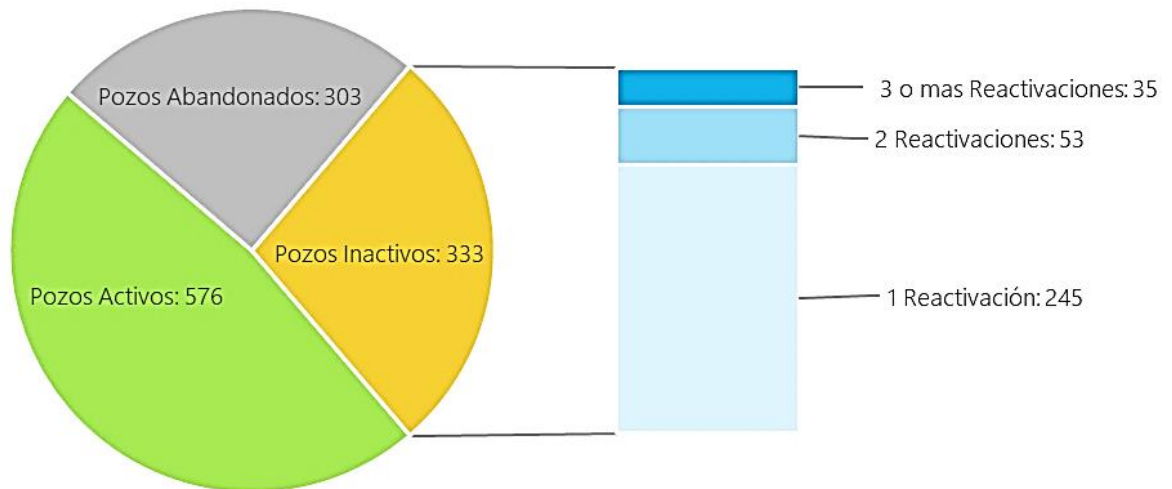
3. IDENTIFICACIÓN DEL EFECTO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

El primer paso para aprovechar el efecto observado en el campo, corresponde a ubicar aquellos pozos donde se manifieste el fenómeno en mayor magnitud. Para esto se realiza una revisión del histórico de producción de los pozos inactivos.

3.1 ESTADO DE POZOS INACTIVOS

Al obtener la información histórica de producción del campo a abril de 2017, se seleccionaron los históricos correspondientes a los pozos que se encontraran inactivos, es decir cerrados mas no abandonados, a dicha fecha. En la Figura 9 se resume el estado de los pozos del campo a la fecha de inicio del proyecto.

Figura 9: Estado de Pozos en el campo a abril 2017

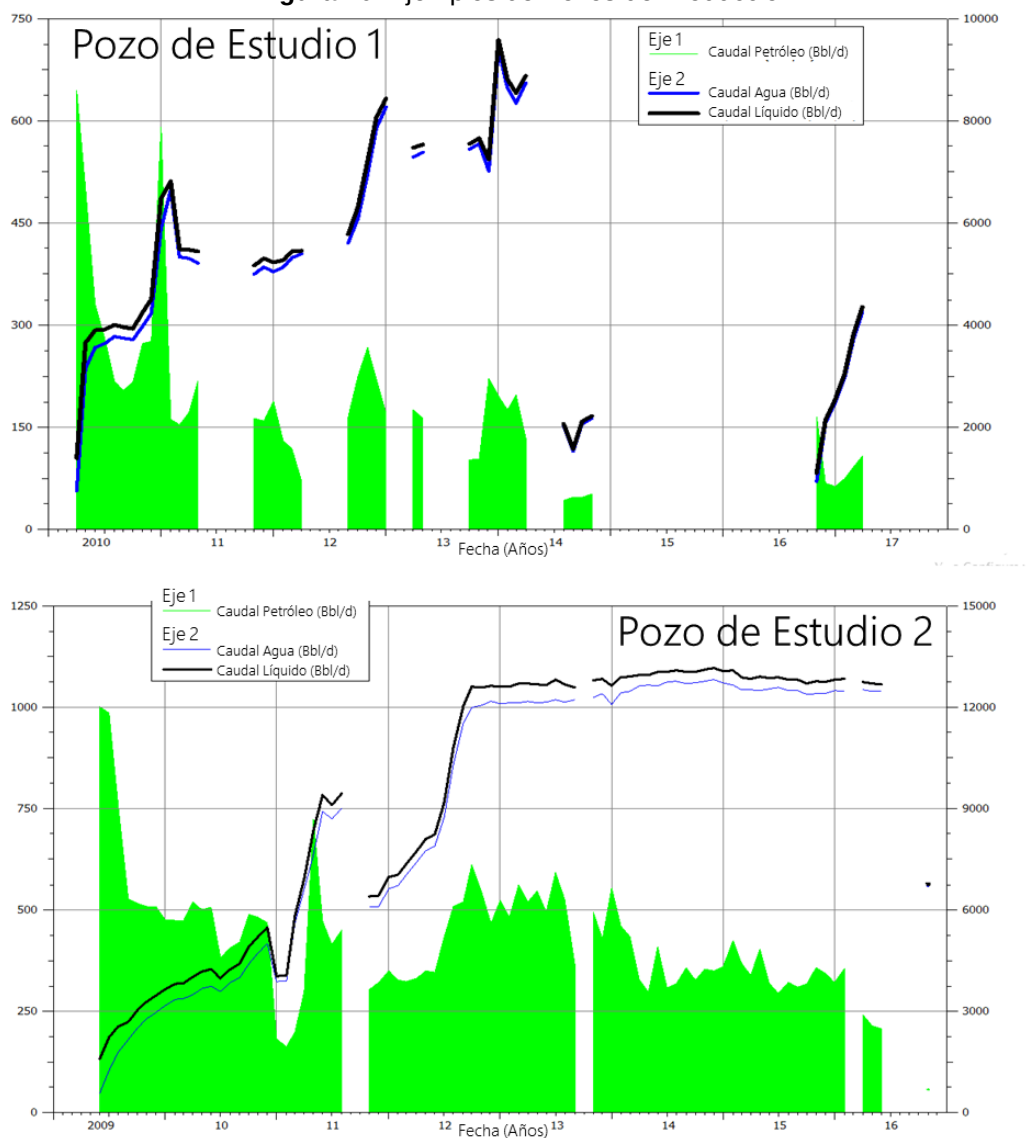


A partir de esta primera clasificación de los pozos se determinó que inicialmente para el estudio se realizaría un primer filtro enfocando el análisis hacia los 88 pozos inactivos que han tenido 2 o más reactivaciones, puesto que de estos pozos se puede obtener la información necesaria para analizar el efecto de disminución de la proporción de agua en la producción durante algunos cierres de pozo.

3.2 REVISIÓN DE HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN

Una vez escogidos los grupos de pozos con mayor número de interrupciones durante su historial de producción debido al alto corte de agua, se procedió a hacer la revisión del histórico de producción de cada historial. Para mostrar los comportamientos encontrados durante la revisión, en la Figura 10 se pueden observar dos ejemplos de la historia de producción de pozos inactivos. Los demás pozos presentan un comportamiento similar a los ejemplos mostrados.

Figura 10: Ejemplos de Pozos de Producción



Como denominador común a lo largo de todos los históricos de producción se observa el aumento de agua simultáneo con la declinación de petróleo propia de un yacimiento con acuífero activo, junto a la variación en las tasas de producción de líquido a las que se colocaban a producir los pozos por parte de la anterior operadora, así como el alto corte de agua que se maneja en el campo, superior al 90% de BSW.

3.3 ANALISIS INICIAL DE LA PRESENCIA DEL FENÓMENO

Inicialmente para comparar el comportamiento de cada cierre, se usó el promedio aritmético de los caudales de líquido, crudo, agua y del %BSW registrados de tres pruebas de producción cercanas al mismo, tanto antes como después, con el fin de obtener una aproximación del comportamiento de la producción de cada periodo productivo.

Los criterios para la selección de las pruebas fueron los siguientes:

1. Que no fueran valores extremos (*outliers*) dados por cambios repentinos de aumento o disminución en el caudal de producción de líquido.
2. Que las fechas en que se realizaron las pruebas se encontraran dentro de los 15 días previos y posteriores a los cierres ejecutados.

Al aplicar el mismo análisis a los periodos de cierre, se encontró que: de 298 periodos de cierre en 88 pozos analizados, en 158 (56,22%) periodos de cierre hubo disminución en alguna medida del %BSW en las muestras de crudo de las pruebas de producción, en 3 (1,07%) cierres no varió, y en 120 (42,71%) casos de cierre de pozo el BSW aumentó. Estos resultados se convierten en un indicio favorable para la recuperación de rentabilidad de estos pozos.

Al mismo tiempo que se desea extender la vida útil de estos pozos, se plantea aumentar la cantidad extraída de reservas desarrolladas por medio de estos pozos. También se busca cumplir con la normatividad vigente para verificar si se puede dar

uso a estos pozos inactivos o si definitivamente no tienen las condiciones técnicas para ser explotados cíclicamente y deben ser abandonados para llevar la administración del campo. De esta manera se disminuye la cantidad de pozos en estado indeterminado y se pueden tomar decisiones justificadas al respecto.

Como dato adicional se verificó con respecto a las fechas de inicio de producción de cada pozo que no necesariamente los que han tenido más cierres y reactivaciones son los pozos de mayor antigüedad. Esto se debe a que los pozos perforados en las campañas de los últimos años se han puesto a producir a mayores tasas en menor tiempo que los pozos antiguos que tenían un arranque más gradual.

3.4 COMPARACIÓN DE HISTÓRICOS CON MAPAS

El segundo filtro realizado a la lista es seleccionar de los 88 pozos iniciales, aquellos que durante alguno de sus periodos de cierre hayan presentado disminución de WOR en las pruebas de producción. De este filtro resultaron 78 pozos que cumplieron con esta condición, de los cuales 17 pozos presentaron disminución en la producción de agua posterior a todos sus periodos de cierre.

Utilizando tres mapas disponibles del campo, se compara el comportamiento de producción de estos 17 pozos en los que con este análisis inicial se observó segregación en todos sus ciclos con los 78 pozos que alguna vez segregaron:

- Mapa de Ubicación Geográfica Superficial.
- Mapa de Espesor de Yacimiento.
- Mapa de Espesor de sello de arcillas (*shale*).

3.4.1 Mapa de Ubicación Geográfica de Superficie. Cómo se observa en la Figura 11 y la Figura 12, al ubicar los pozos que segregan en todos sus periodos sobre un mapa geográfico de superficie se observa una tendencia de aglomeración de los pozos hacia la zona centro del área delimitada del campo.

Figura 11. Mapa Geográfico del Campo – 17 pozos.



Fuente: Empresa Operadora. Modificada por el Autor.

Figura 12. Mapa Geográfico del Campo – 78 Pozos.



Fuente: Empresa Operadora. Modificada por el Autor.

3.4.2 Mapa de Espesor de Yacimiento. De la misma manera se ubicaron las mismas coordenadas de los pozos analizados. sobre un mapa de contornos de espesor de *Net Pay* o arena neta petrolífera acumulada.

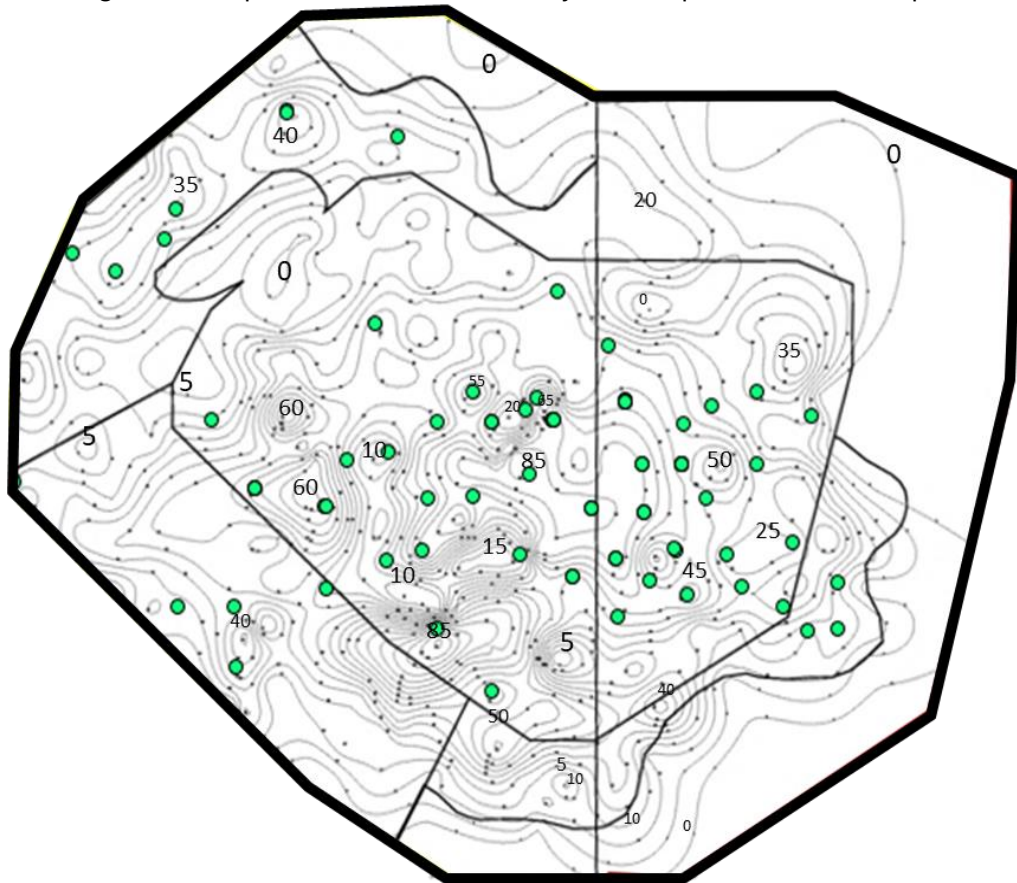
La tendencia principal que se aprecia según los espesores de las arenas productoras es que la mayoría de los pozos que segregan se encuentran ubicados en las zonas o flancos donde se encuentran los contornos muy juntos, es decir, donde existen cambios rápidos del espesor de yacimiento y un buzamiento marcado, como se puede apreciar en la Figura 13 y la Figura 14. Los contornos varían desde espesores de 0ft localizados en la zona derecha del mapa, hasta zonas donde se encuentran espesores de 85ft de *net pay*.

Figura 13. Mapa de contornos de Net Pay del Campo de Estudio – 17 pozos



Fuente: Empresa Operadora. Modificada por el Autor.

Figura 14. Mapa de contornos de Net Pay del Campo de Estudio – 78 pozos

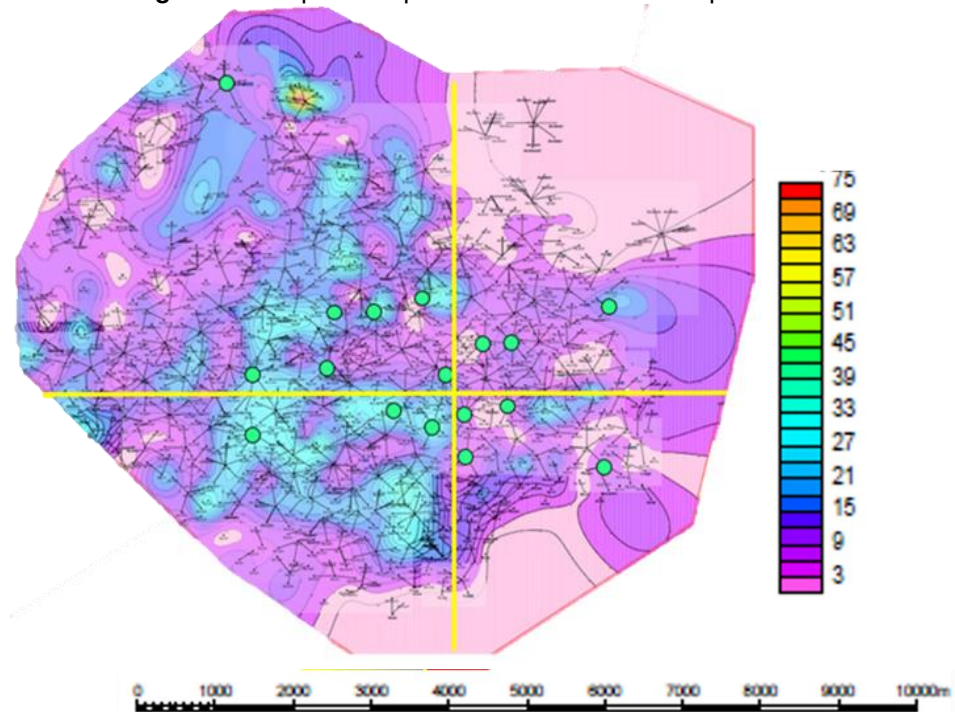


Fuente: Empresa Operadora. Modificada por el Autor.

3.4.3 Mapa de Espesor de sello de arcillas (shale). De manera similar, fueron localizados los mismos pozos sobre un mapa de espesor de sellos de shale pertenecientes a los estratos suprayacentes de los estratos productores, debido a que se ha observado en el campo la tendencia de que los pozos que se encuentran en zonas con presencia de sello arcilloso de espesor mayor a 5 ft, generan una mayor producción de petróleo acumulada en comparación con aquellos pozos localizados en zonas de shale con espesor menor a 5 ft o sin presencia del sello de shale en el mismo periodo de tiempo.

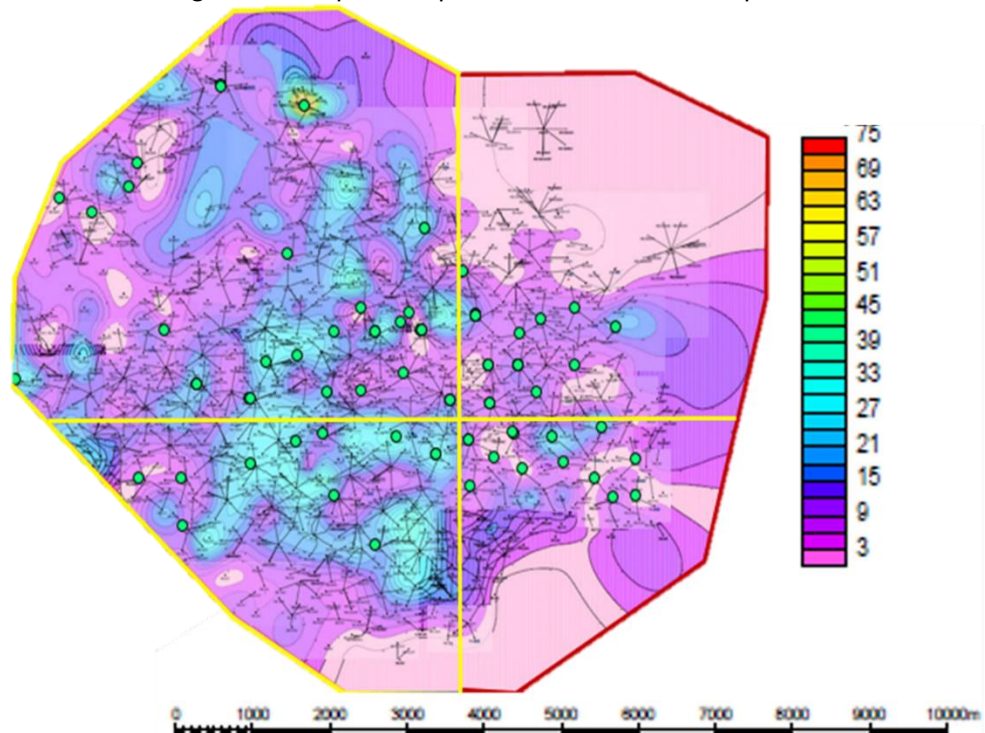
El mapa presentado en la Figura 15 y la Figura 16 toma en cuenta únicamente los shale de arenas basales ubicados en la zona suprayacente al contacto agua–aceite localizado en la zona productora.

Figura 15. Mapa de espesor total de arcilla – 17 pozos.



Fuente: Empresa Operadora. Modificada por el Autor.

Figura 16. Mapa de espesor total de arcilla – 78 pozos.



Fuente: Empresa Operadora. Modificada por el Autor.

Según la escala del mapa que varía entre 0 ft y 75 ft de espesor shale y teniendo en cuenta la división según características geológicas, se observa que en el cuadrante suroccidental los pozos que segregan se encuentran ubicados cerca a los sectores de mayor espesor shale. (27ft-33ft). En el sector noroccidental la ubicación de la segregación tiende hacia los flancos de las zonas de mayor espesor shale (9ft-24ft). En la parte oriental la tendencia es a segregar en los flancos de las zonas con menor acumulación de arcillas cercana a donde el sello se tiende a tener espesor=0ft.

Se observa que al ubicar los pozos en los que se presenta segregación sobre los mapas, estos se localizan en las regiones del campo donde hay cambios de espesor shale y de espesor de arena productora sucesivos en áreas pequeñas que indican buzamiento presente del estrato por lo que se estima que puede existir una estrecha relación del fenómeno de segregación con la manera como fueron depositados los sedimentos en un ambiente de tipo fluvial con dirección noroeste.

3.5 SELECCIÓN DE VARIABLES

A parte de los caudales de agua y petróleo, los criterios descritos a continuación se han identificado como características que pueden ser influyentes para el efecto de recuperación de caudales rentables de petróleo por segregación de fluidos en yacimiento.

- Producción acumulada: Cantidad de reservas de petróleo que se han recuperado por la explotación hasta la fecha de los estratos con hidrocarburos que contacta el pozo. Entre mayor cantidad de reservas existan alrededor de un pozo, resulta de mayor interés aplicar técnicas para extender su vida útil.
- Espesor de arena productora: Entre mayor sea el espesor acumulado de yacimiento, existe mayor probabilidad de que se dé segregación de las fases agua y aceite en el estrato permeable. Este valor es extraído a partir del mapa elaborado por el área de Yacimientos de la empresa.

- Cantidad de Periodos: A mayor cantidad de periodos de reapertura posteriores a los cierres, se estima que la magnitud del efecto de recuperación tendería a disminuir.
- Espesor del Shale: Estratos de sedimentos arcillosos impermeables ubicados intercaladamente sobre las areniscas productoras. Se ha observado por parte de la empresa que en los pozos con mayor espesor de shale, se presenta de manera más pronunciada el efecto. Este valor es obtenido a partir del mapa elaborado por el área de Yacimientos de la empresa.
- WOR previo: Es el valor de la relación entre el caudal de agua y el caudal de aceite al momento de cerrar el pozo. Entre más bajo sea este valor, se estima que es mayor la cantidad de crudo que se produce por pozo.
- Porcentaje de cambio del Caudal de Líquido: La diferencia de tasas entre la reapertura y la etapa previa al cierre.
- Días de Cierre: Duración del periodo de inactividad del pozo desde el cierre hasta la siguiente reactivación.

Algunas aclaraciones a resaltar a partir este proceso inicial de revisión de históricos e identificación de la presencia de segregación de fases in-situ son:

- Las variaciones hechas a partir de los promedios de 3 pruebas de producción son muy sensibles a los valores de BSW de cada prueba.
- En periodos de flujo mayores a 180 días existen eventos como mantenimientos en bombas PCP y estimulaciones orgánicas, que pueden influir en el %BSW obtenido durante un periodo de días o meses. Estos eventos pueden afectar el análisis realizado, porque no ocurren de la misma manera en todo el campo. Al ser pozos de bajo interés para trabajos de reacondicionamiento, la cantidad de eventos de esta naturaleza es baja. Esta información no está disponible por lo tanto no se incluye en el modelo desarrollado. De haber estado disponible, los cierres afectados por estos eventos hubiesen sido excluidos del análisis.

- En los pozos reactivados donde no se presenta segregación ocurre un fenómeno contrario en donde se observa al inicio de un periodo de flujo que el WOR aumenta por un periodo breve de tiempo (días) para luego disminuir y estabilizarse, lo cual se puede atribuir a la acumulación de agua y presión en la cercanía del pozo durante el cierre.
- Se observa que la duración de los periodos de flujo y cierre es muy desigual. Igualmente, las tasas de producción por lo regular varían considerablemente mientras el pozo está abierto. No se evidencia tasas constantes para ningún periodo productivo de los históricos revisados. Debido a esto, no es posible hacer una comparación directa del comportamiento de la declinación de un pozo a condiciones estables de caudal y tiempo de producción frente a la declinación presentada por la operación por reactivaciones observada en los históricos.

La compañía operadora planteó realizar una prueba piloto donde se reactiven los pozos seleccionados de manera organizada bajo parámetros constantes y verificar si efectivamente resulta mejor esta operación por ciclos. Lo anterior con el propósito de mejorar la productividad del campo y tomar determinaciones frente al estado de cierre temporal de estos pozos. A la fecha de publicación de este trabajo no se tiene conocimiento de que esta prueba piloto haya sido llevada a cabo y los intentos realizados se han visto interrumpidos por condiciones operacionales, por lo cual no se han obtenido resultados con los cuales se podría realizar un análisis estable del fenómeno de segregación durante los cierres.

3.6 EVALUACIÓN DE LA INTRUSIÓN DEL AGUA

Para continuar examinando el problema existente de intrusión de agua alrededor de los pozos y su comportamiento durante los cierres se aplicó la metodología de las Curvas de Chan y se elaboraron representaciones semilogarítmicas de WOR vs N_p para algunos de los pozos analizados con el fin de observar la tendencia incremental del agua según las pruebas de producción.

3.6.1 Curvas de Chan. A continuación, se presentan tres de los pozos analizados para ejemplificar el resultado generalizado de canalización hacia los perforados dada la tendencia ascendente de al WOR y la derivada de la Relación Agua Petróleo. Los resultados se presentan en la Figura 17. Se observa según los gráficos de Chan que se presenta canalización multicapa del acuífero hacia los pozos con cambios de producción, lo cual resulta congruente con los caudales registrados en los históricos de producción revisados.

Figura 17. Análisis de Curvas de Chan para diagnosticar intrusión de agua.

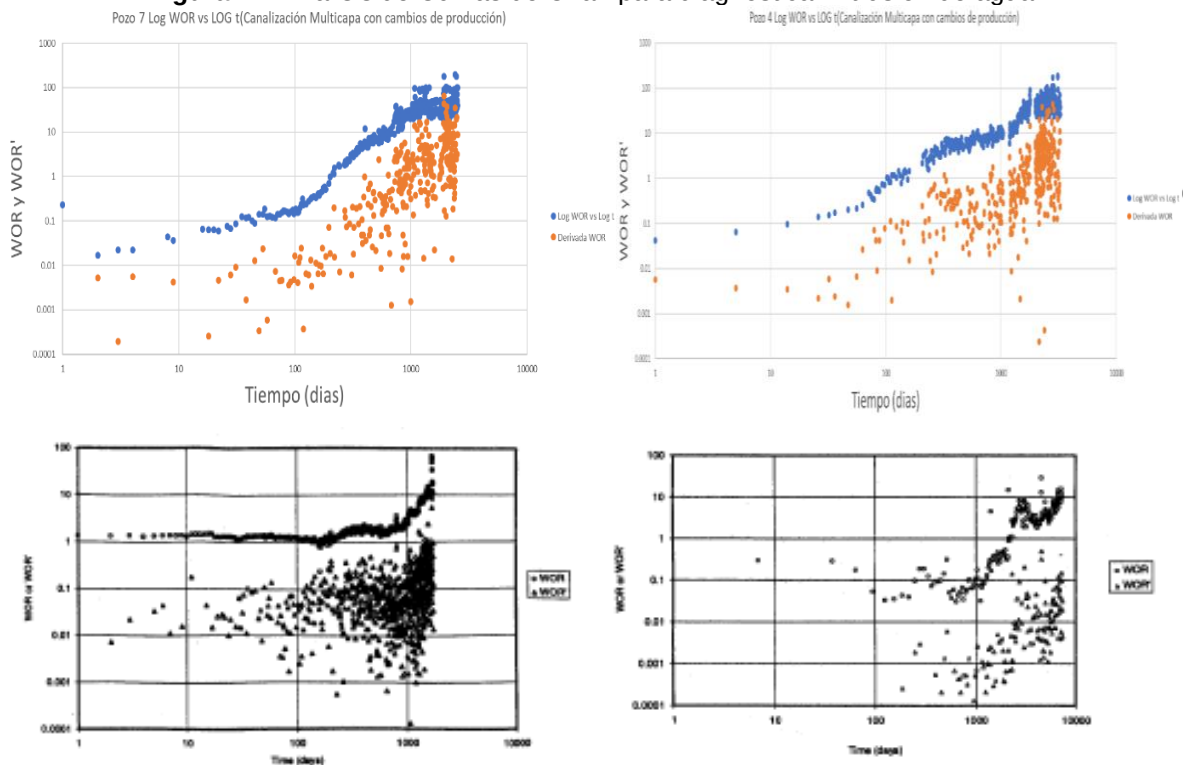


Figure 14—Field Example 6: Near Wellbore Water Channeling.

Figure 10—Field Example 2: Multilayer Channeling With Production Changes.

Fuente: Chan, K. S. Water control diagnostic plots. Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. USA, 1995, p. 8. SPE 30775.

3.6.2 Pendiente del WOR. En una curva de Log WOR vs. N_p (Producción Acumulada) se utiliza la pendiente para monitorear la velocidad con que incrementa la relación agua-aceite. Entre menor sea la pendiente, más lento el aumento.

Al hacer una comparación con las fechas registradas en los históricos de producción, se logran identificar en las gráficas elaboradas la Producción acumulada (N_p) al final de cada uno de los periodos de cierre para poder diferenciar entre 2 tipos de valles. Los valles observados causados por una disminución en la tasa de producción durante un periodo de producción y aquellos valles que son generados por la segregación durante los cierres.

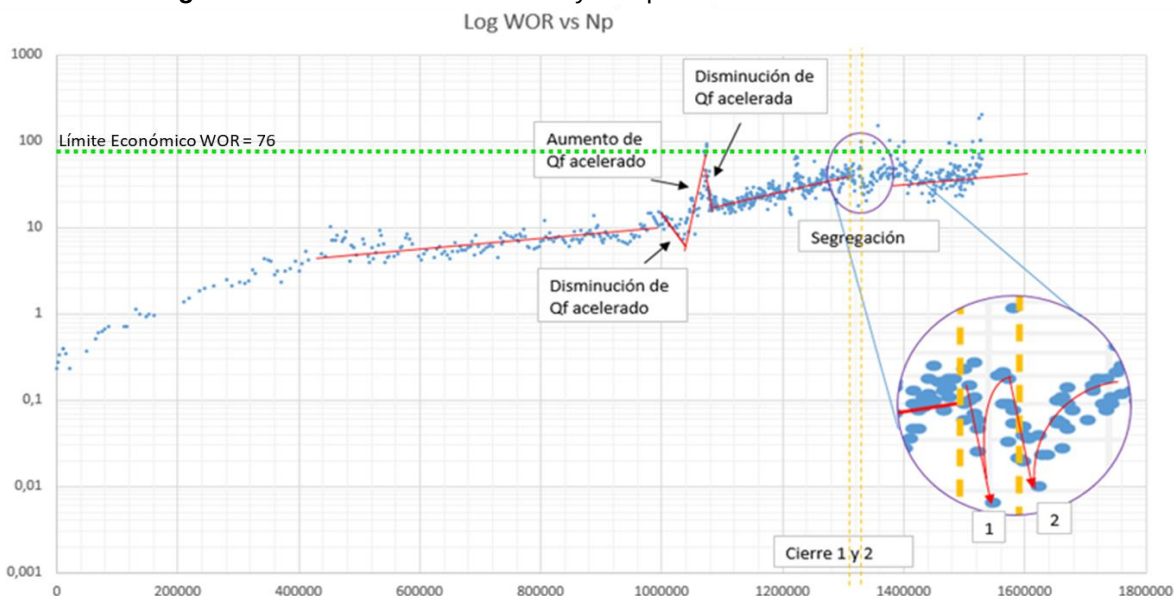
Se presentan en la Figura 18 y la Figura 19 las gráficas de Log WOR vs N_p correspondientes a otros dos pozos con cierres. En estas se señalan con líneas amarillas los cierres identificados debido que a estas gráficas son independientes del tiempo. En el Eje X se ubica la producción acumulada y en el Eje Y se localiza el cálculo del Logaritmo de la relación Agua – Petróleo.

En los valles identificados en rojo se observa el efecto de segregación gravitacional o reacomodación de fluidos. También se observa que este efecto no es duradero y que el comportamiento de la relación agua-petróleo a pesar de la variabilidad de las tasas de producción conserva una tendencia a estabilizarse a cierta tasa de crecimiento, la cual se indica con las líneas rectas rojas en las gráficas anteriores.

Figura 18. Identificación de cierres y comportamiento del WOR – Pozo 8.



Figura 19. Identificación de cierres y comportamiento del WOR – Pozo 3.



Encima de estas gráficas se puede trazar el valor del límite económico. En la Figura 19 se observa el valor límite para abril de 2017, (fecha de entrega de la información). establecido en $WOR=76$, equivalente a 98,7%BSW.

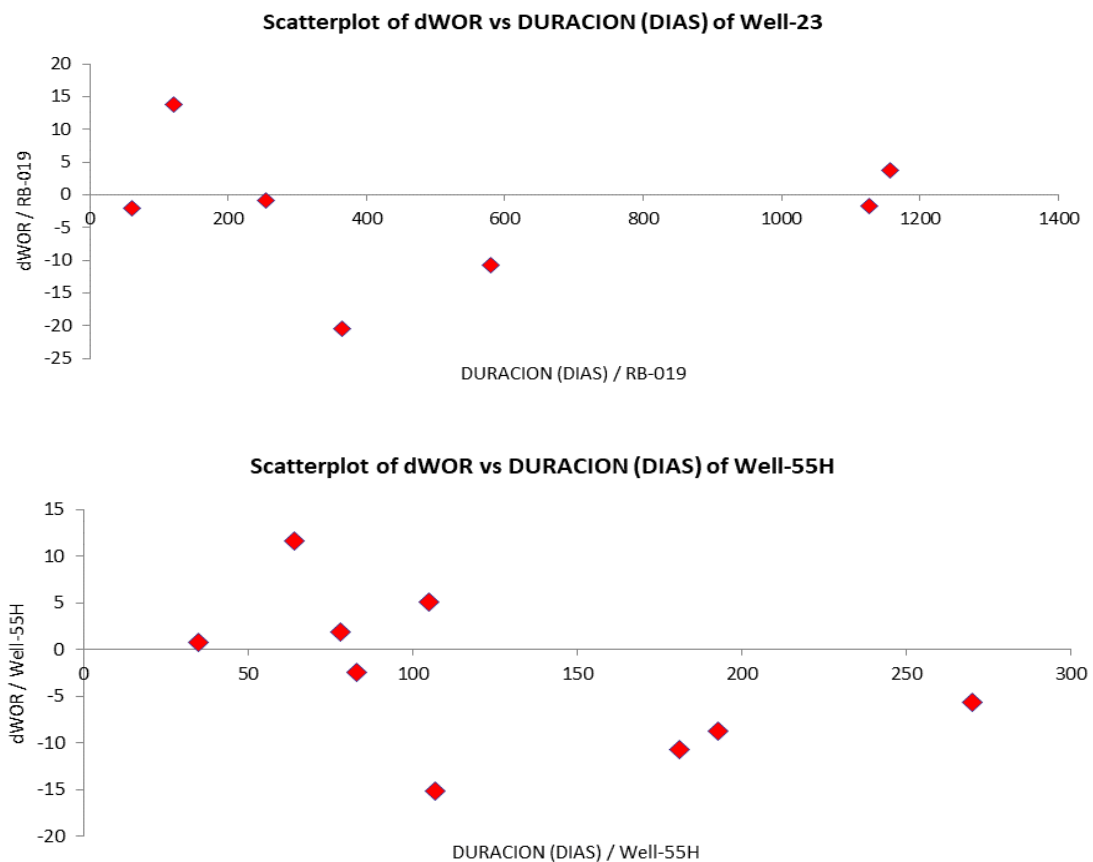
Teniendo en cuenta el límite económico, se recomienda que, si el cierre resulta exitoso en disminuir el WOR, el efecto ganado en la reactivación se prolongue utilizando una tasa de líquido límite que genere una baja pendiente de incremento de WOR según la tendencia natural del pozo y que se conserve constante para evitar incrementos innecesarios en el WOR. De esta manera lograr extender la producción acumulada hasta donde el pozo lo permita aumentando la recuperación de reservas remanentes por este método de producción.

3.7 DURACIÓN PARA CICLOS DE APERTURA Y CIERRE

A manera de muestra, se presenta en la Figura 20 la relación entre la variación del WOR y el número de días que estuvieron inactivos 2 de los pozos analizados que presentan mayor número de cierres con más de un éxito en la disminución de WOR registrado. Como se puede observar, la duración del cierre donde se presentó la

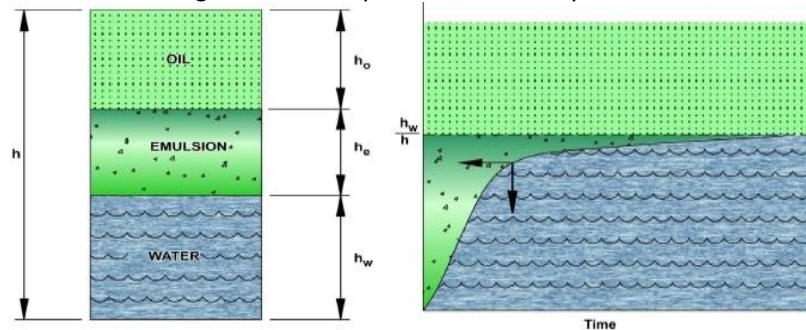
mayor caída de WOR es distinta para cada pozo, pero en general se observa que existe un rango de días en los cuales sí mejora la producción de petróleo con respecto al caudal de agua mientras que fuera de ese rango se presenta en menor magnitud o incluso se presenta el fenómeno contrario. Debido a esto, se estima que el tiempo de cierre es una variable dependiente de otros factores, principalmente geológicos, de los cuales no se posee información disponible en el momento.

Figura 20. Duración de los cierres en días vs cambio en el WOR



La curva de duración de los periodos de cierre contra la caída en WOR construida a partir de una curva de tiempo se asemeja la separación líquido-líquido que ocurre en los separadores de superficie. Como se observa en la Figura 21, en estos últimos la eficiencia de separación del asentamiento por fuerzas gravitacionales y viscosas después de cierto tiempo no resulta tan eficaz.

Figura 21. Tiempo Efectivo de Separación.



Fuente: ARNOLD, K. y STEWAR, M. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Surface Production Operation. Volumen 1, 3ra Edición. Gulf Publishin, Houston, Texas, 2008. Modificada.

De acuerdo con los datos suministrados, de manera análoga a como sucede en los separadores, después de cierto tiempo de cierre el efecto observado de segregación de fases o acumulación de energía en la cercanía del pozo deja de ser igual de eficiente. Es decir, no porque se deje más tiempo cerrado un pozo se recuperará más petróleo cuando se reabra.

El efecto del cierre tiene un límite práctico que puede ser establecido hasta que el aumento en WOR alcance la tendencia natural del pozo establecida en las gráficas de WOR vs N_p , el cual es distinto para cada pozo que y está relacionado por factores que existan en yacimiento como las fuerzas viscosas, gravitacionales y también fuerzas capilares para el caso del medio poroso, así como la permeabilidad vertical que exista, el buzamiento, el diferencial de presión, la presión del yacimiento, la distancia del acuífero a los perforados y el efecto de los pozos productores o inyectores cercanos, entre otros.

También existe un límite legal a partir de 2009 de 180 días permitidos por la normatividad vigente, el cual sobrepasan poco más del 50% de los cierres registrados en la historia del campo. Los cierres cuya duración supera el límite establecido por la Resolución 18 1495 ocurrieron antes de su expedición o con la correspondiente justificación aprobada por el Ministerio de Minas y Energía para extender el periodo de inactividad.

4. MODELO LOGIT Y PROBIT

A partir de la historia de producción del campo y de los éxitos y fracasos que se han experimentado al reabrir los pozos inactivos, se toma la determinación de realizar un análisis estadístico y formular un modelo probabilístico para disminuir la incertidumbre de que se presente el efecto observado. A partir de la tabulación de la información de 298 cierres aplicados en 88 pozos estudiados con 39.147 pruebas de producción que conforman las observaciones del fenómeno y el uso de software estadístico como StatTools de la empresa Palisade para resúmenes estadísticos y gráficos, así como SPSS 19 de la empresa IBM para los análisis de Regresión Logística Binaria y el modelo Probit, se aplicará un método que permita estimar la probabilidad de éxito del fenómeno, generando así un modelo con predictibilidad a partir de las pruebas de producción y las condiciones que se conozcan del pozo.

4.1 ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LA INFORMACIÓN

Como muestra para el análisis se tomaron 60 pozos que cumplieran con la condición de tener cierres en su histórico con mínimo 30 pruebas de producción o más, tanto antes como después de cada cierre. De estos se obtuvieron 198 periodos productivos con 26,079 pruebas de producción en total y 99 cierres que cumplen con estas características.

Como se mencionó anteriormente, el problema consiste en elaborar y elegir a partir de los datos de producción registrados en la historia del campo analizado, un modelo probit o logit para saber cuál se ajusta mejor a los datos y por ende tiene mejor poder predictivo para evaluar la probabilidad de éxito en la disminución de WOR durante un cierre. El primer paso entonces consiste en revisar los datos que se tienen y para esto se ejecuta un análisis estadístico descriptivo de las variables de las pruebas de producción, así como de aquellas que se pueden estimar indirectamente a partir de la producción previa y posterior para obtener información de los cierres.

La estadística descriptiva analiza características de conjuntos de datos con el objetivo de establecer deducciones, tendencias y correlaciones entre ellos. Para la construcción de las ilustraciones y datos que se muestran en el presente capítulo se utilizaron programas para el manejo de datos como Excel de Microsoft junto a la licencia para la versión educativa de uno de los softwares que posee la Universidad Industrial de Santander del complemento para Microsoft Excel denominado **STATTOOLS**, el cual hace parte de la familia del software estadístico @RISK de la empresa PALISADE.

La precisión de las herramientas estadísticas de Excel ha sido cuestionada a menudo y StatTools no usa ninguna de ellas. Los cálculos estadísticos de StatTools satisfacen las mal altas pruebas de precisión, con desempeño optimizado mediante el uso de C++.DLLs, y no cálculos con macros¹³.

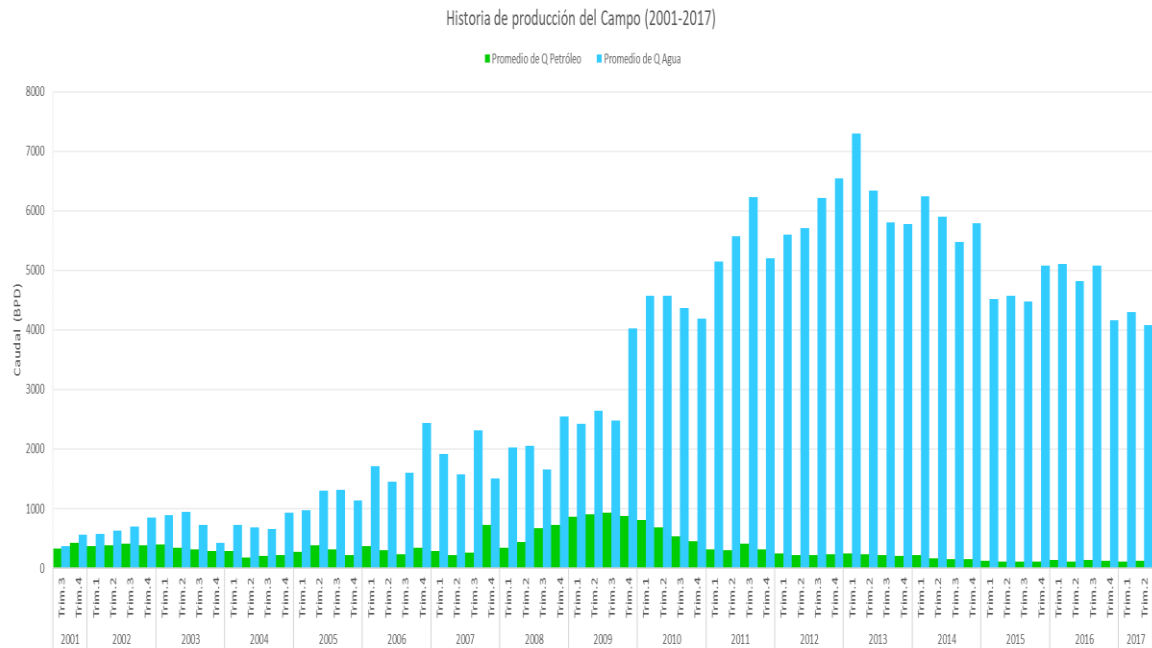
4.1.1 Periodos Productivos. En esta sección se aprovechará el poder de la herramienta estadística para realizar un estudio general en el campo con la información disponible de las siguientes variables que se considera que influyen en el efecto durante los cierres. Para periodos productivos se cuenta con las siguientes variables:

- Fechas
- Caudal de agua
- Caudal de petróleo
- Caudal de líquido.
- %BSW

Para mirar el comportamiento de los datos de las 39.147 pruebas de producción con respecto al tiempo, se grafica la información agrupada trimestralmente en la Figura 22.

¹³ ALBRIGHT, S.C. Learning Statistics with StatTools. Ithaca, Nueva York, Estados Unidos de América. Palisade Corporation. 2009. 199 p.

Figura 22. Producción promedio trimestral.



Se observa claramente cómo estos 88 pozos siguen la tendencia típica de un campo maduro. Desde 2008 ocurrió un evento que ocasionó un incremento de producción de crudo que alcanzó su punto máximo de 925 BOPD en el tercer trimestre del 2009. A partir de allí, la declinación de crudo ha sido constante hasta llegar a los 118 BOPD promedio en el segundo trimestre de 2017.

Todo lo anterior a costa de un incremento de agua considerable que alcanzó su punto máximo en el primer trimestre de 2013 donde llegó a 7291 BWPD con sólo 253 BOPD, lo cual corresponde a 96,6%BSW o WOR de 28,77BW/BO. La tendencia se muestra irreversible pues desde entonces, a pesar de que la producción de agua ha disminuido a 4081 BWPD al segundo trimestre de 2017, el WOR promedio trimestral se encontraba en 34,39 BW/BO, equivalente a 97.17%BSW.

Los resultados de este resumen estadístico son parámetros que permiten hacer una lectura numérica de parámetros como la media aritmética, la desviación estándar, la varianza, la amplitud del rango y el máximo y mínimo de cada variable. Por su

parte, los histogramas permiten observar gráficamente la distribución de la frecuencia de los valores observados de una variable, agrupados en intervalos de clase respecto a una característica. De esta manera muestran si existe una tendencia hacia cierto intervalo de valores o si por el contrario, la dispersión de los valores es tal que no existe tendencia.

En la Tabla 2 se muestra el resumen de la información de las 26.080 pruebas de los periodos productivos con más de 30 pruebas cada uno junto a los histogramas de cada variable, ambos elaborados con el software StatTools.

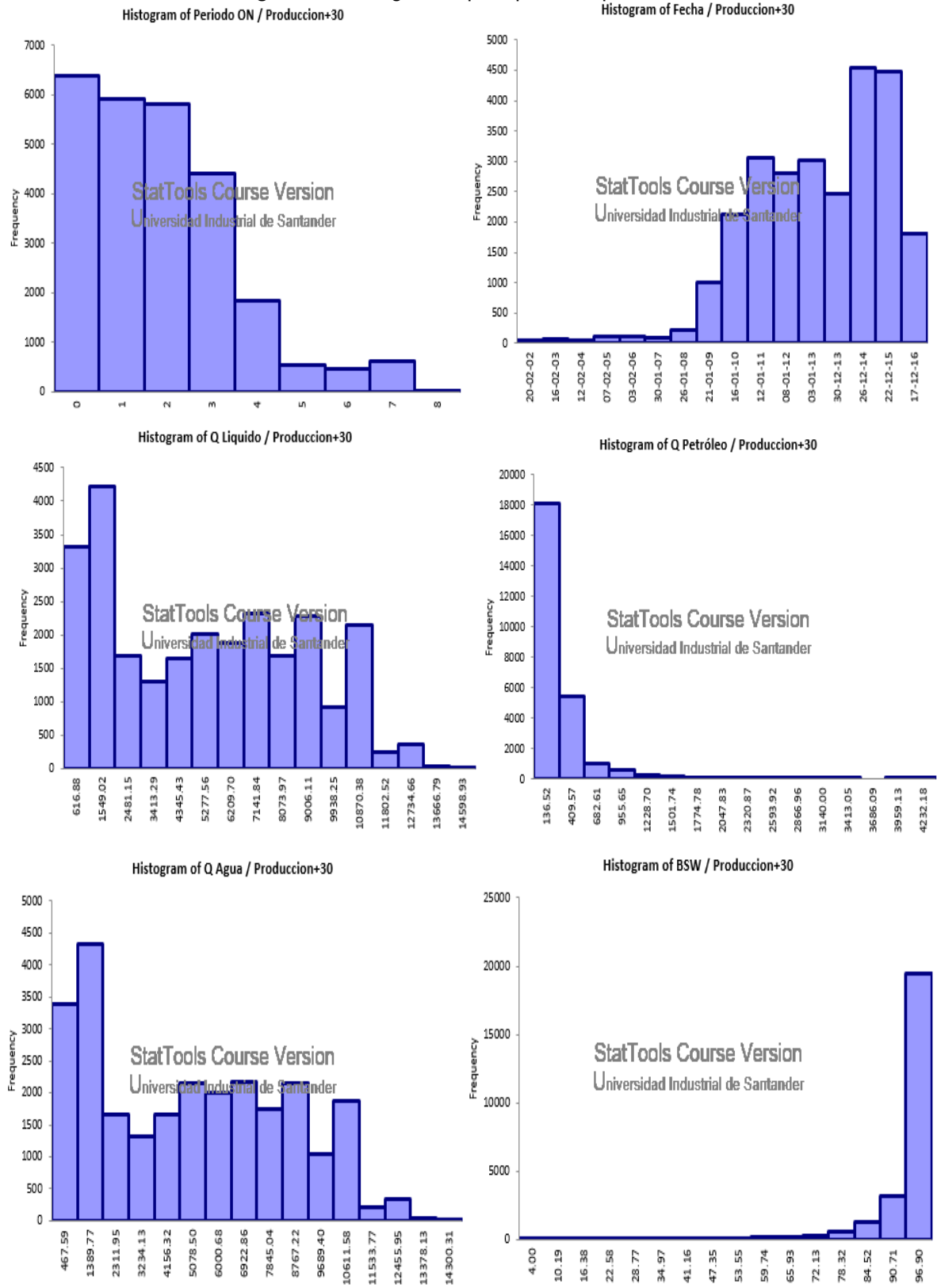
Tabla 2. Resumen Estadístico de Pruebas de Producción.

	Periodo ON	Fecha	Q Liquido	Q Petróleo	Q Agua	BSW
<i>One Variable Summary</i>	Produccion+30	Produccion+30	Produccion+30	Produccion+30	Produccion+30	Produccion+30
Mean	1.858	28-04-13	5274.08	273.33	5000.76	92.33
Variance	2.769	885069.44	12582062.91	131969.14	12004665.90	173.27
Std. Dev.	1.664	940.78	3547.12	363.28	3464.78	13.16
Skewness	1.0303	-0.7889	0.2221	4.1134	0.2496	-4.2476
Kurtosis	4.0221	3.8179	1.8191	26.3822	1.8506	23.1331
Median	2.000	06-09-13	5278.20	178.77	4978.90	96.59
Mean Abs. Dev.	1.300	782.34	3097.63	207.63	3016.78	7.01
Mode	0.000	06-06-15	1416.00	0.00	1400.00	97.50
Minimum	0.000	24-08-01	150.81	0.00	6.50	0.90
Maximum	8.000	16-06-17	15065.00	4368.70	14761.40	100.00
Range	8.000	5775.00	14914.19	4368.70	14754.90	99.10
Count	26079	26079	26079	26079	26079	26079
Sum	48446.000	1079482308.00	137542856.55	7128141.02	130414716.17	2407951.22
1st Quartile	1.000	40684.00	1552.60	80.70	1468.26	93.70
3rd Quartile	3.000	42169.00	8245.70	311.61	7875.20	97.60
Interquartile Range	2.000	1485.00	6693.10	230.91	6406.94	3.90

Del resumen estadístico se observa que:

- Aproximadamente el 70% de las pruebas de producción se encuentran ubicadas entre los periodos productivos 0, 1 y 2, es decir que estos periodos son mas prolongados que los posteriores y que la mayoría de pozos no cuentan con mas de 2 cierres, según la mediana de los datos.
- Han llegado a ocurrir hasta 8 reactivaciones en un mismo pozo.

Figura 23. Histogramas para periodos productivos



- Hacia el 2015 se presenta la mayor cantidad de pruebas de producción en un mismo periodo lo que indica que fue el periodo donde estuvieron mas pozos abiertos, sin embargo no se obtuvo la mayor producción de petróleo obtenida en el 2013.
- Tanto la producción de líquido como de agua tienen un rango extenso de 14.914,19 BW con una distribución relativamente pareja para todos los caudales y una varianza considerable de 3547.12 BW, lo cual contrastado con la mediana de la producción de petróleo de 178.77 BOPD indica que de manera generalizada en el campo se obtienen tasas bajas de petróleo indistintamente del caudal de líquido al que se produzca.
- La mediana del BSW ubicada en 96.59% y su distribución confirman que es más fácil de interpretar la cantidad de agua en unidades de WOR, por su distribución tan sesgada, debido a que menos del 14% de las pruebas tienen BSW por debajo de 90%.

Para mirar cómo influyen las distintas variables entre sí, se realiza una tabla de coeficientes de correlación lineal, con el fin de comprobar si existe una proporcionalidad lineal directa entre las variables, la cual se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Coeficientes de correlación para pruebas de producción

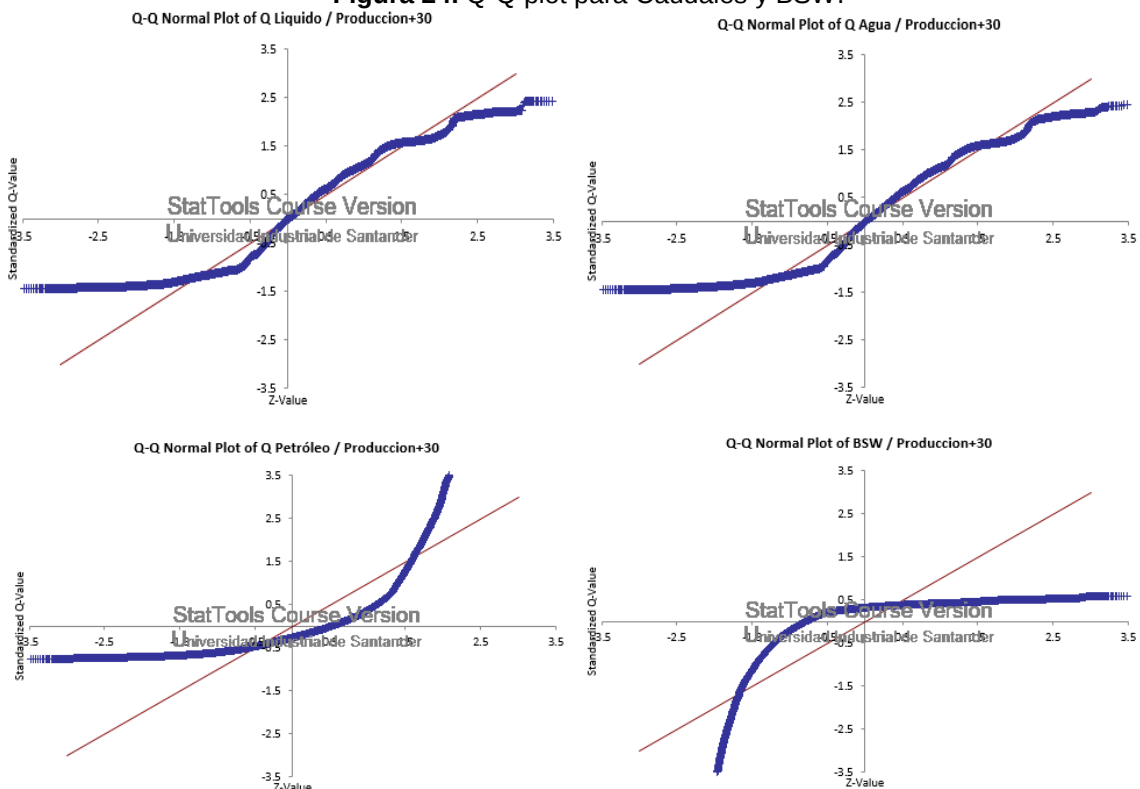
	Periodo ON	Fecha	Q Líquido	Q Petróleo	Q Agua	BSW
<i>Linear Correlation Table</i>	Produccion+30	Produccion+30	Produccion+30	Produccion+30	Produccion+30	Produccion+30
Periodo ON	1.000	0.460	-0.094	-0.324	-0.062	0.220
Fecha	0.460	1.000	0.081	-0.448	0.130	0.497
Q Líquido	-0.094	0.081	1.000	0.275	0.995	0.277
Q Petróleo	-0.324	-0.448	0.275	1.000	0.177	-0.538
Q Agua	-0.062	0.130	0.995	0.177	1.000	0.340
BSW	0.220	0.497	0.277	-0.538	0.340	1.000

Existe correlación positiva entre las fechas y el número de periodo y el BSW, es decir que a medida que pasaba el tiempo se fueron incrementando las reactivaciones y el porcentaje de agua en la producción. El alto porcentaje BSW manejado explica la fuerte correlación positiva entre el caudal de agua y de líquido.

Por el contrario existe correlación negativa entre el caudal de petróleo y el número de periodos, es decir que a mayor numero de reactivaciones menos petróleo se puede esperar en la siguiente.

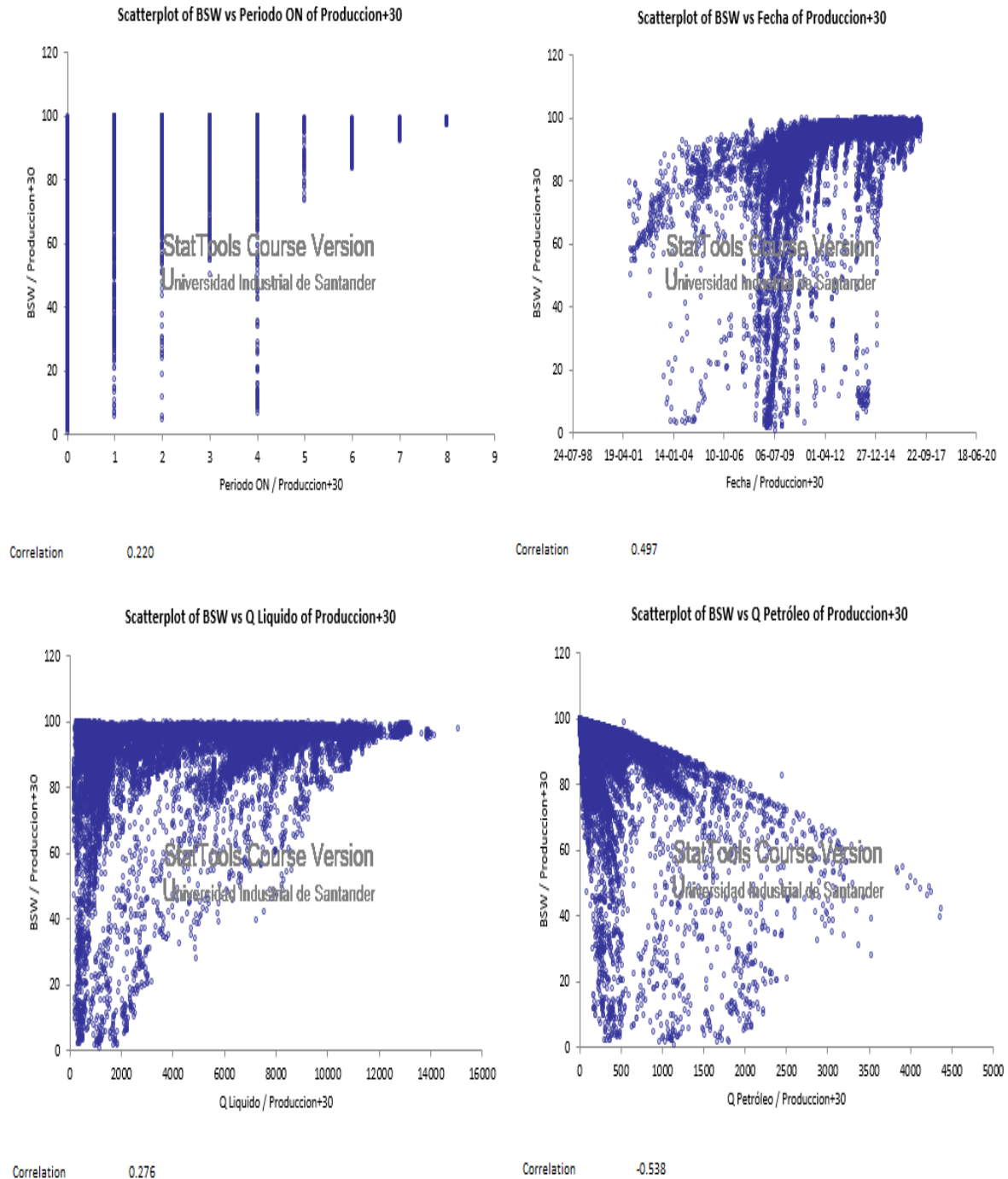
Para evaluar la normalidad de los datos se elaboraron con StatTools, gráficos Cuantil-Cuantil, también llamados *Q-Q plot*, para evaluar que tan cerca se encuentra la distriución de los datos a una distribución Normal ideal. Como se observa en la Figura 24 el caudal de líquido y de agua presentan algún de normalidad por ajustarse a la linea base de la distribución ideal (roja) hacia los valores positivos del parámetro Z, pero hacía los datos se acumulan bastante hacia las colas de la distribución. Los datos de Caudal de petróleo y BSW no presentan ningún grado de ajuste a la distribución normal. Estas gráficas junto a los histogramas corroboran que no es correcto utilizar la media aritmética como medida de tendencia central.

Figura 24. Q-Q plot para Caudales y BSW.

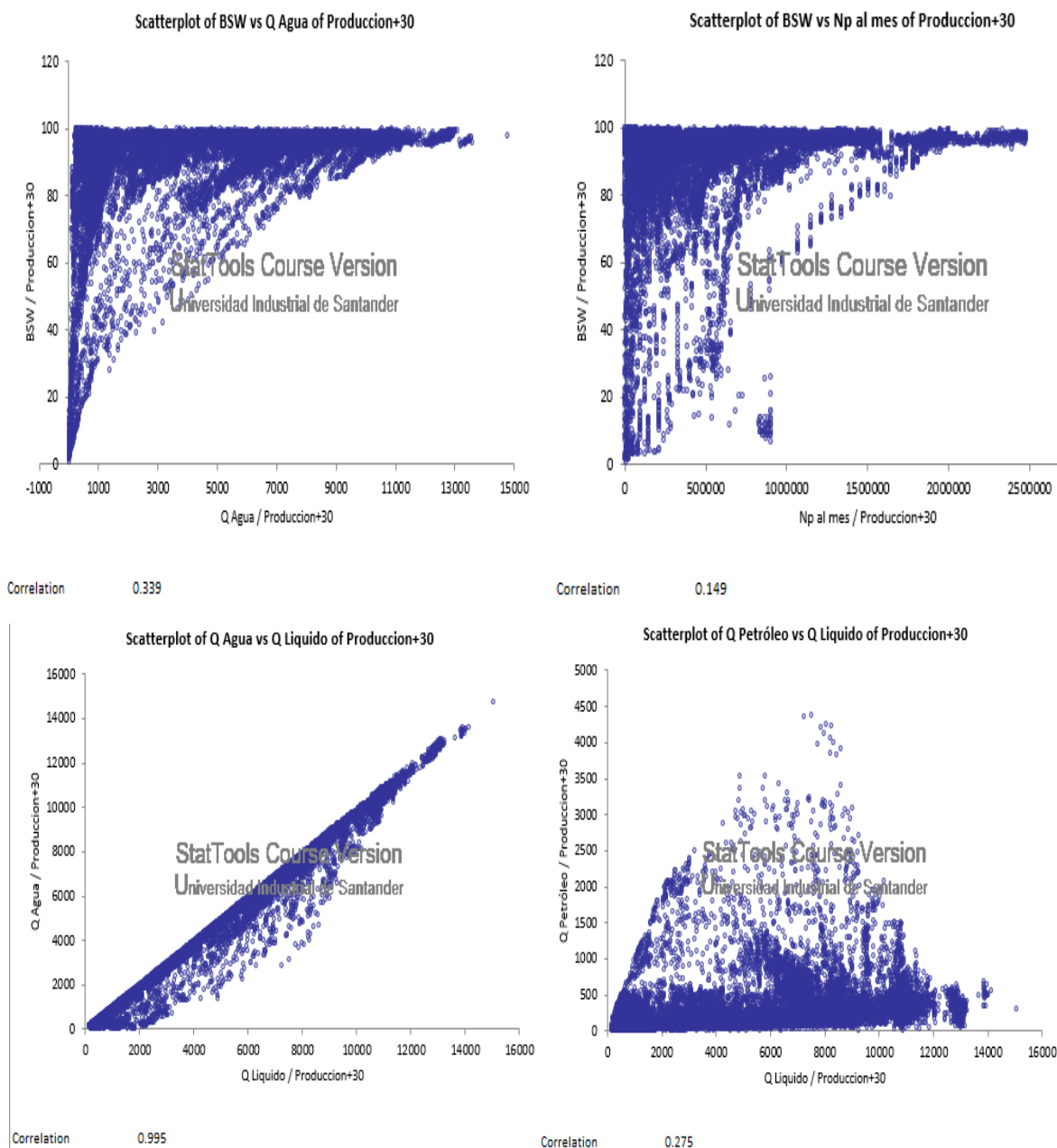


Adicionalmente, se elaboraron gráficos de dispersión para corroborar lo establecido por los coeficientes de correlación, y comparar visualmente si existe algún tipo de tendencia visible, principalmente con respecto al BSW de las pruebas como se observa en la Figura 25.

Figura 25. Gráficos de dispersión entre variables de pruebas de producción.



Continuación Figura 25. Gráficos de dispersión entre variables de pruebas de producción.



A medida que progresan las reactivaciones, el rango de BSW que maneja cada una es mas estrecho y cercano al 100%. En 2009 se puede apreciar que aumentó el número de pruebas de producción con respecto a los años anteriores, y que estas pruebas tienen valores de BSW desde 5% hasta 95%, lo que indicaría que la entrada de muchos de los pozos analizados iniciaron su producción en este año.

También se puede apreciar cómo desde 2001 hasta 2007, el BSW incrementó lentamente de 60% a 85% a lo largo de los años mencionados, pero a partir de la entrada de los nuevos pozos hacia el 2011 y a medida que se acercaba la fecha de finalización del contrato de asociación se nota como la mayoría de pruebas no bajan del 90% BSW en el caudal y que las campañas de perforación no volvieron a ser tan intensas.

En el gráfico de BSW vs Q líquido se resalta que a mayores caudales es mayor la presencia de valores para el BSW mayores a 80%, además de que se presenta una agrupación de observaciones con BSW menores a 80% en caudales inferiores a los 1000 BPD de fluido. A caudales de petróleo mayores a 500 BOPD casi siempre el BSW adopta valores mayores al 80%, sin embargo a caudales menores de 500 BOPD se dispersan más los valores de BSW a lo largo de toda la escala porcentual. En su mayoría los caudales de petróleo de menos de 500 BPD se presentan para todo el rango de caudal de líquido, desde valores de caudal de fluido menores a 100 BPD hasta los 14.000 BPD.

4.1.2 Periodos de cierre. Para complementar el análisis de la información, se realizó un resumen estadístico para cada una de las variables en los cierres reportados con valores obtenidos de sustracciones efectuadas entre la mediana de los 30 datos posteriores al cierre y la mediana de los 30 datos el periodo productivo inmediatamente anterior al cierre.

Se utilizan 30 datos para que la distribución resultante sea representativa y que permiten apreciar el efecto del cierre al ser datos cercanos al mismo cronológicamente. No se utilizan todos los datos de los periodos productivos debido a que no se puede apreciar el efecto del cierre, pues la comparación entre todo el periodo productivo antes y después genera un aumento de BSW en el 100% de los casos debido a la tendencia natural del campo con acuífero activo.

De acuerdo al sesgo que presentan los histogramas se observa que en su mayoría no tienen una distribución normal y por lo tanto no es correcto utilizar el promedio aritmético como medida de tendencia central para representar la población que conforma el comportamiento del caudal. Se opta por utilizar la mediana, la cual se recomienda para distribuciones que no son simétricas, como es el caso observado.

La mediana es un valor mayor que la mitad inferior de los datos y menor que la mitad superior a la vez. Una de las razones para su uso es que las muestras no son homogéneas, porque existen valores alejados de los demás o se concentran hacia solo una parte de la distribución de frecuencia como se observa en los histogramas y resulta más representativa en estos casos que la media aritmética utilizada en el análisis inicial. Igualmente se descartó la moda debido a que son bastante escasos los valores que se repiten, tanto así que con una frecuencia de 2 o 3 un valor llega a ser moda, así fuese un valor extremo (*outlier*).

Como se había mencionado para el caso anterior, debido a que el BSW en el campo presenta valores que varían solo por cifras decimales, para los cierres se decide utilizar el WOR para cuantificar la cantidad de agua frente a la cantidad de petróleo en la producción, debido a que maneja números enteros y es posible observar de forma más directa la diferencia en la cantidad de agua y definir un cierre como exitoso o no para los modelos predictivos.

Las variables atribuidas a los cierres que se pueden determinar o controlar antes de un cierre y se consideran afectan la segregación fueron obtenidas indirectamente para los cierres de la manera anteriormente descrita.

Estas variables son:

- Cambio porcentual en la tasa de líquido.
- Duración del cierre en días.
- WOR previo al cierre
- Producción acumulada de petróleo previa al cierre

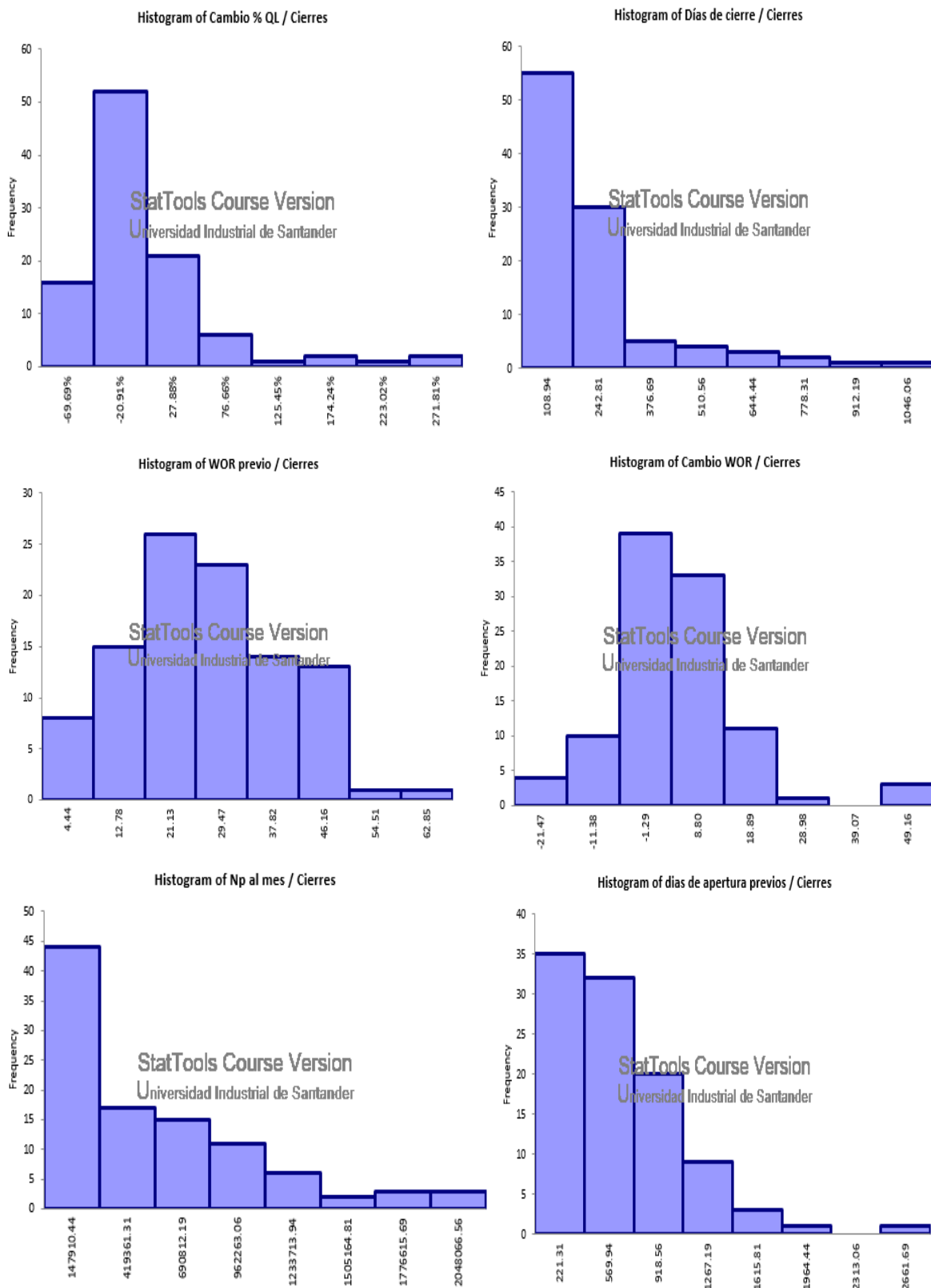
- Días de apertura del periodo productivo previo
- Espesor de Shale
- Espesor de arena productora.
- Cantidad de cierres previos.

En la Tabla 4 y la Figura 26 se presenta el resumen estadístico y los histogramas para los 99 cierres que cumplen con 30 pruebas entre periodos productivos de manera consecutiva, pues los cierres restantes resultaban de corta duración y algunos no tenían más de tres pruebas de producción antes de que se volvieran a cerrar. Si bien esta información no permite observar tendencias como los gráficos de dispersión, sí da idea de la calidad de la información registrada y los valores que pueden tomar las variables del modelo.

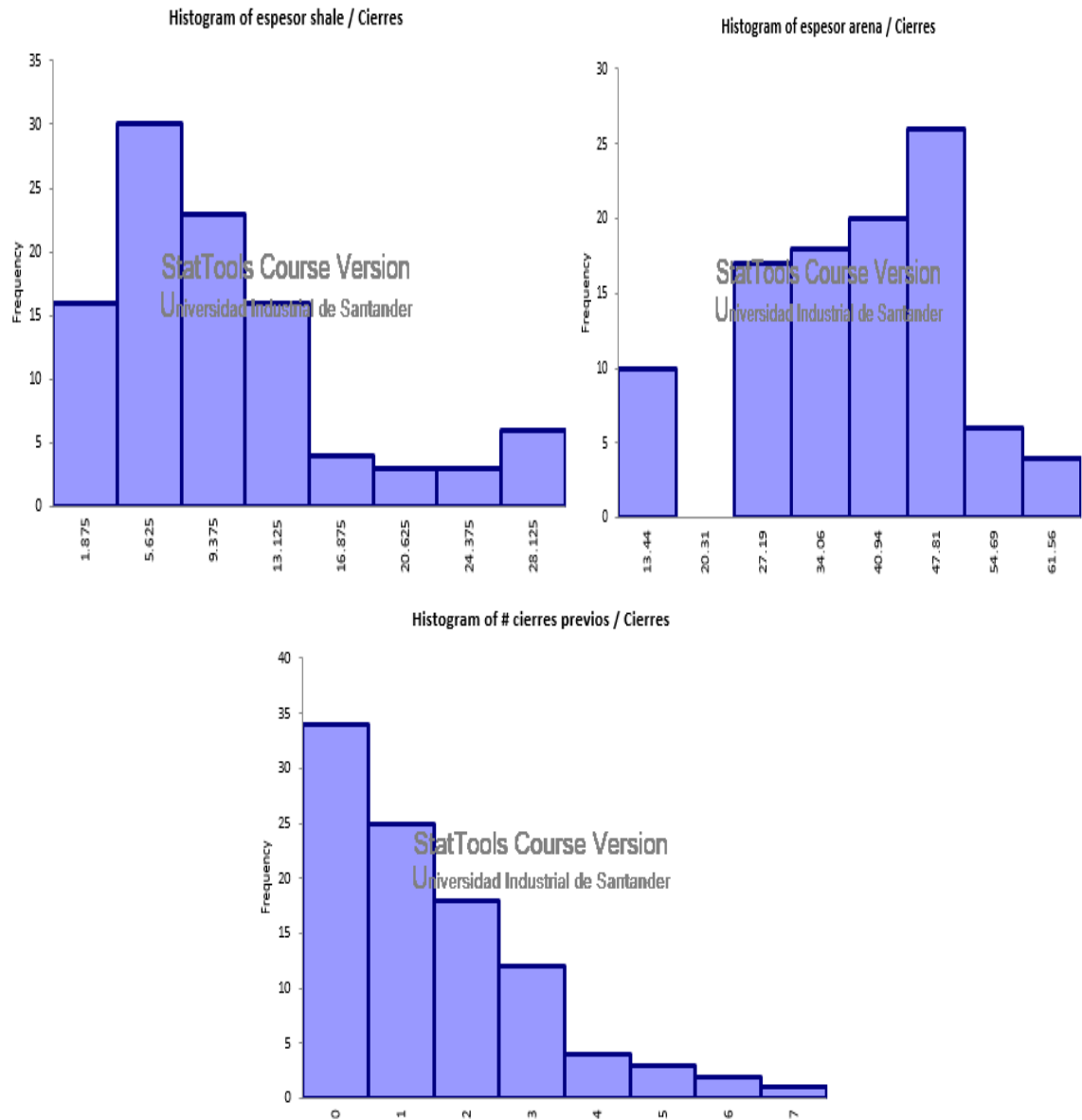
Tabla 4. Resumen estadístico para datos de cierres.

	Cambio % QL	Días de cierre	WOR previo	Cambio WOR	Np al mes	días de apertura previos	espesor shale	espesor arena	#cierres previos
<i>One Variable Summary</i>	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres
Mean	4.47	215.40	26.78	4.55	545853.95	648.40	10.030	38.23	1.485
Variance	4077.78	36906.35	181.39	154.27	271319034522.21	217045.51	48.703	155.26	2.518
Std. Dev.	63.86	192.11	13.47	12.42	520882.94	465.88	6.979	12.46	1.587
Skewness	2.4377	2.3145	0.1510	1.0699	1.2128	1.6960	1.2406	-0.3332	1.2405
Kurtosis	10.8339	9.3033	2.7767	7.2820	3.9474	7.5312	4.0318	3.0119	4.3656
Median	-2.04	158.00	25.87	3.06	401821.00	548.00	9.000	40.00	1.000
Mean Abs. Dev.	38.24	129.65	10.68	8.24	413165.07	343.28	5.273	9.68	1.265
Mode	0.21	61.00	24.48	0.17	87338.67	246.00	6.000	40.00	0.000
Minimum	-94.08	42.00	0.27	-26.51	12185.00	47.00	0.000	10.00	0.000
Maximum	296.20	1113.00	67.03	54.20	2183792.00	2836.00	30.000	65.00	7.000
Range	390.28	1071.00	66.76	80.71	2171607.00	2789.00	30.000	55.00	7.000
Count	99	99	99	99	99	99	99	99	99
Sum	442.96	21325.00	2651.54	450.76	54039541.00	64192.00	993.000	3785.00	147.000
1st Quartile	-26.66	92.00	17.63	-0.73	108057.00	290.00	6.000	30.00	0.000
3rd Quartile	10.12	261.00	36.17	9.88	848906.00	856.00	12.000	45.00	2.000
Interquartile Range	36.78	169.00	18.55	10.60	740849.00	566.00	6.000	15.00	2.000

Figura 26. Histogramas para datos de cierres.



Continuación Figura 26. Histogramas para datos de cierres.



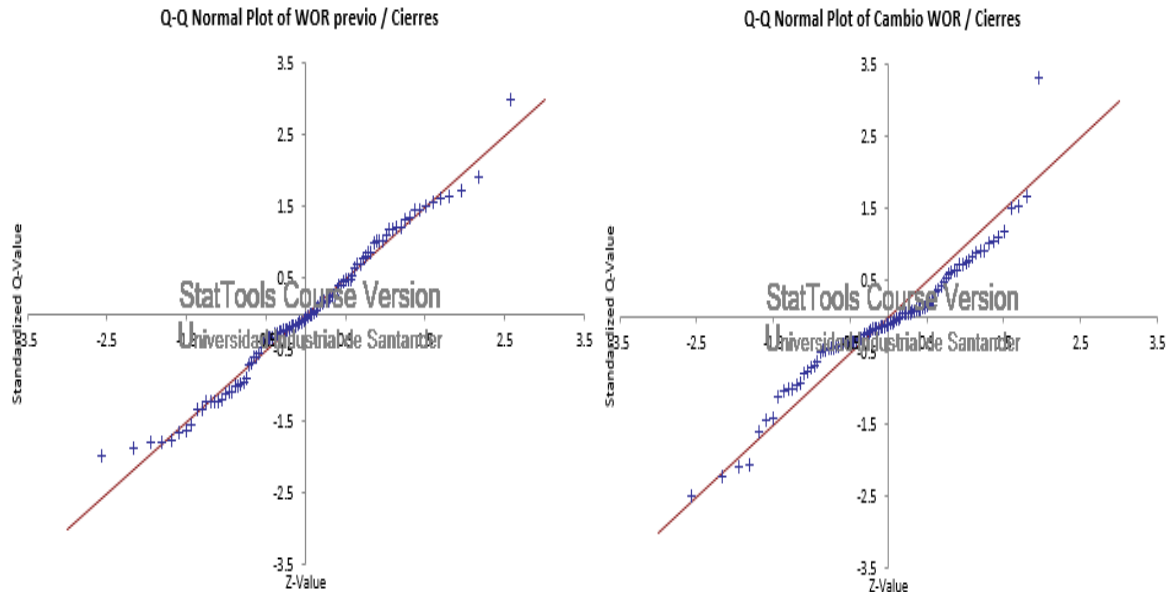
De los datos de cierre se puede decir que:

- El 60% de los cambios de tasa de líquido fueron negativos, es decir que los caudales al inicio de las reactivaciones fueron menores que los caudales al momento de cierre. En el 45% disminuyó el caudal de líquido entre 0 y -45%. En el 6% de los casos se duplicó o triplicó el caudal que traía el pozo antes del cierre.

- El comportamiento en periodos de cierre de menor duración que 180 días muestra resultados tanto positivos como negativos, por lo que se debe tener en cuenta la acción de las demás variables, pues la duración por sí sola no asegura que el WOR vaya a disminuir. La mediana de la duración de los cierres es de 158 días, cumpliendo con la normatividad vigente, pero se observa que hubo pozos de los más antiguos que duraron cerrados poco más de 3 años (1113 días), mientras que el cierre más corto duró apenas 42 días. El 85% de los cierres tuvo una duración inferior a un año.
- El WOR previo a cada cierre muestra una mediana de 25.87 y un máximo de 67,03 unidades, lo cual indica que a diciembre 2018 los cierres registrados estarían por debajo del límite económico (106,95BW/BO). También indica que para los meses en las que el precio Brent estuvo por encima de \$50.04 USD/BBL, los cierres no se efectuaron principalmente por alcanzar el límite económico sino por la preferencia hacia pozos nuevos o existentes de menor WOR en la producción.

Tanto la variable “WOR previo” como la variable “Cambio en WOR” tienen sus valores de mediana y media cercanos y los histogramas muestran indicios de distribución Normal. Al realizar Q-Q plots como prueba de normalidad para ambas, se observa que tienen un buen grado de ajuste a una distribución normal como se muestra en la Figura 27 lo cual soporta el modelo Probit a desarrollar, sin embargo, las distribuciones de las demás variables se alejan de la distribución normal estándar lo cual apoya el modelo Logit. Lo anterior es una razón más para realizar la comparación confrontando los resultados de ambos modelos.

Figura 27. Q-Q plot para WOR previo y Cambio WOR en cierres.



- El 85% de los cierres ocurrieron antes de que el pozo acumulara 1.097.988,50 barriles de petróleo y el 60% antes de los 555.086,75 Barriles.
- Por su parte la duración de los periodos productivos previos a los cierres tiene una mediana de 548 días con una desviación estándar de +/- 465 días. Aproximadamente sólo el 14,14% de los periodos productivos alcanzó una duración de más de 1093 días (aproximadamente 3 años).
- En cuanto a los espesores de shale y arena productora, cuyos datos fueron estimados a partir de los mapas de contorno, se ve que el 83% de los cierres ocurrió en pozos que tienen un espesor shale menor a 15 ft y para el espesor de arena el 80% de los cierres ocurrieron en pozos con espesores entre 23 y 51 ft con una distribución relativamente pareja con un aumento leve hacia los valores superiores de este rango.
- También se observa que es más común que se apliquen cierres a pozos que han tenido menor cantidad de cierres en su historial, probablemente a causa de los resultados no exitosos.

En el análisis de correlación para la información de los cierres presentado en la Tabla 5 , se observa que existe correlación positiva entre el numero de cierres previos y la producción acumulada de petróleo. En cuanto a las correlaciones negativas se observa una relación inversa entre el WOR previo y el cambio porcentual en el caudal de líquido. Sin embargo su magnitud está mas cercana a 0 que a +/-1, por lo que en general no existe una fuerte correlación entre las variables.

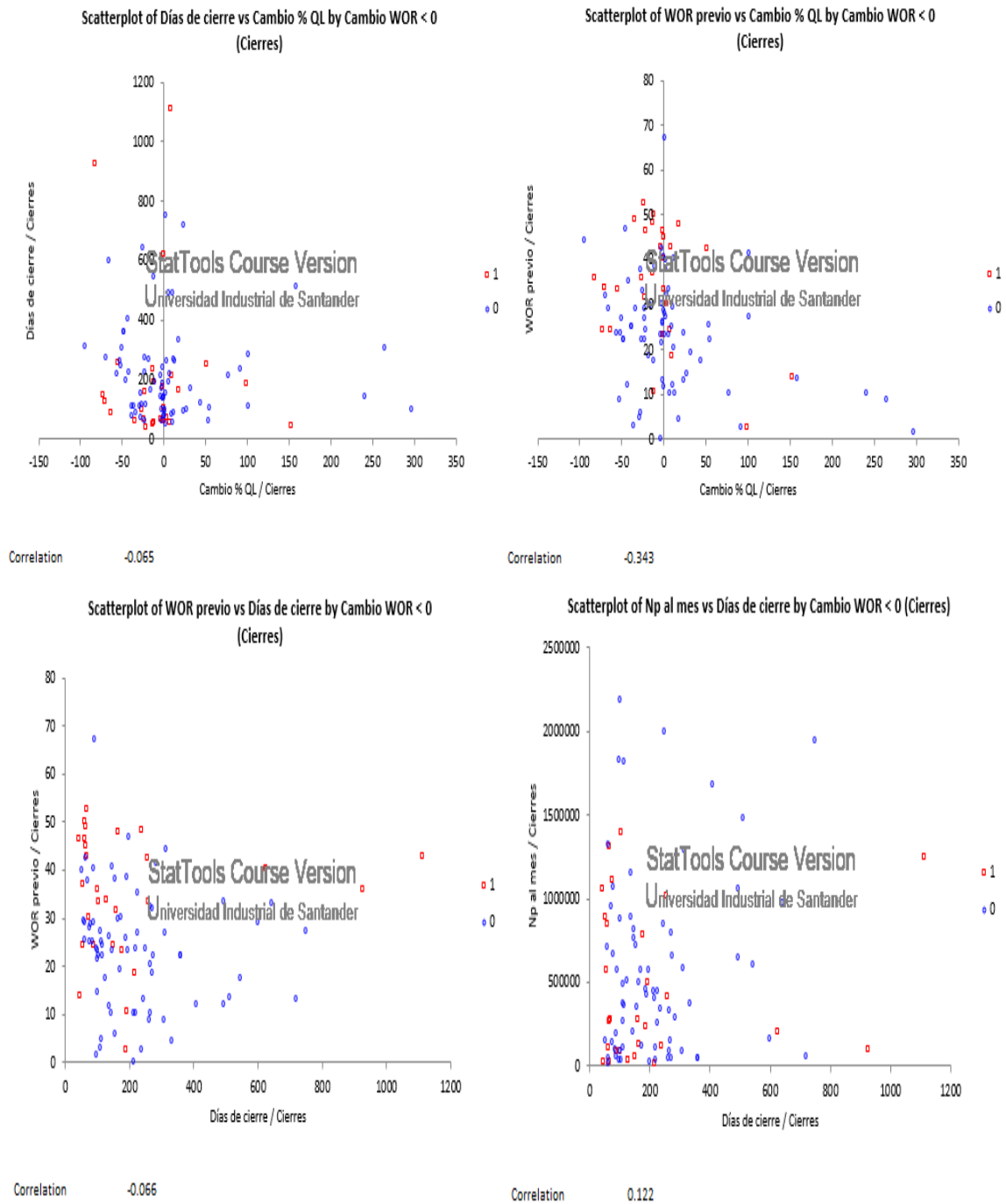
Tabla 5. Coeficientes de correlación para variables de cierres.

	Cambio % QL	Días de cierre	WOR previo	Cambio WOR	Np al mes	días de apertura previos	espesor shale	espesor arena	# cierres previos
<i>Linear Correlation Table</i>	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres	Cierres
Cambio % QL	1.000	-0.065	-0.344	0.022	-0.115	0.117	-0.198	0.110	-0.207
Días de cierre	-0.065	1.000	-0.062	0.081	0.126	0.004	0.086	0.056	0.170
WOR previo	-0.344	-0.062	1.000	-0.175	0.035	-0.146	0.025	-0.173	0.122
Cambio WOR	0.022	0.081	-0.175	1.000	0.134	0.060	0.054	0.047	0.067
Np al mes	-0.115	0.126	0.035	0.134	1.000	0.146	-0.071	-0.173	0.340
días de apertura previos	0.117	0.004	-0.146	0.060	0.146	1.000	0.021	0.136	0.100
espesor shale	-0.198	0.086	0.025	0.054	-0.071	0.021	1.000	-0.213	0.029
espesor arena	0.110	0.056	-0.173	0.047	-0.173	0.136	-0.213	1.000	-0.261
#cierres previos	-0.207	0.170	0.122	0.067	0.340	0.100	0.029	-0.261	1.000

Para la elaboración de las gráficas de dispersión, el programa StatTools permite discriminar visualmente los resultados exitosos de los no exitosos por medio de una variable clasificatoria. Para esto se definió la variable binomial a partir de los valores de la variable Cambio de WOR. Los resultados negativos, cambios menores a 0 en WOR, fueron etiquetados como 0 (fracasos) y los resultados positivos, cambios mayores a 0 en WOR, fueron etiquetados como 1 (éxitos). Aparecen en los gráficos de dispersión los éxitos en rojo y los fracasos en azul.

En los gráficos de dispersión de la Figura 28 se observa que las observaciones exitosas se presentan en condiciones muy similares a los que se dan los fracasos en las reactivaciones, dados que en las nubes de puntos rojos y azules se ven mezcladas en todos los valores y no se observan tendencias claramente interpretables a simple vista.

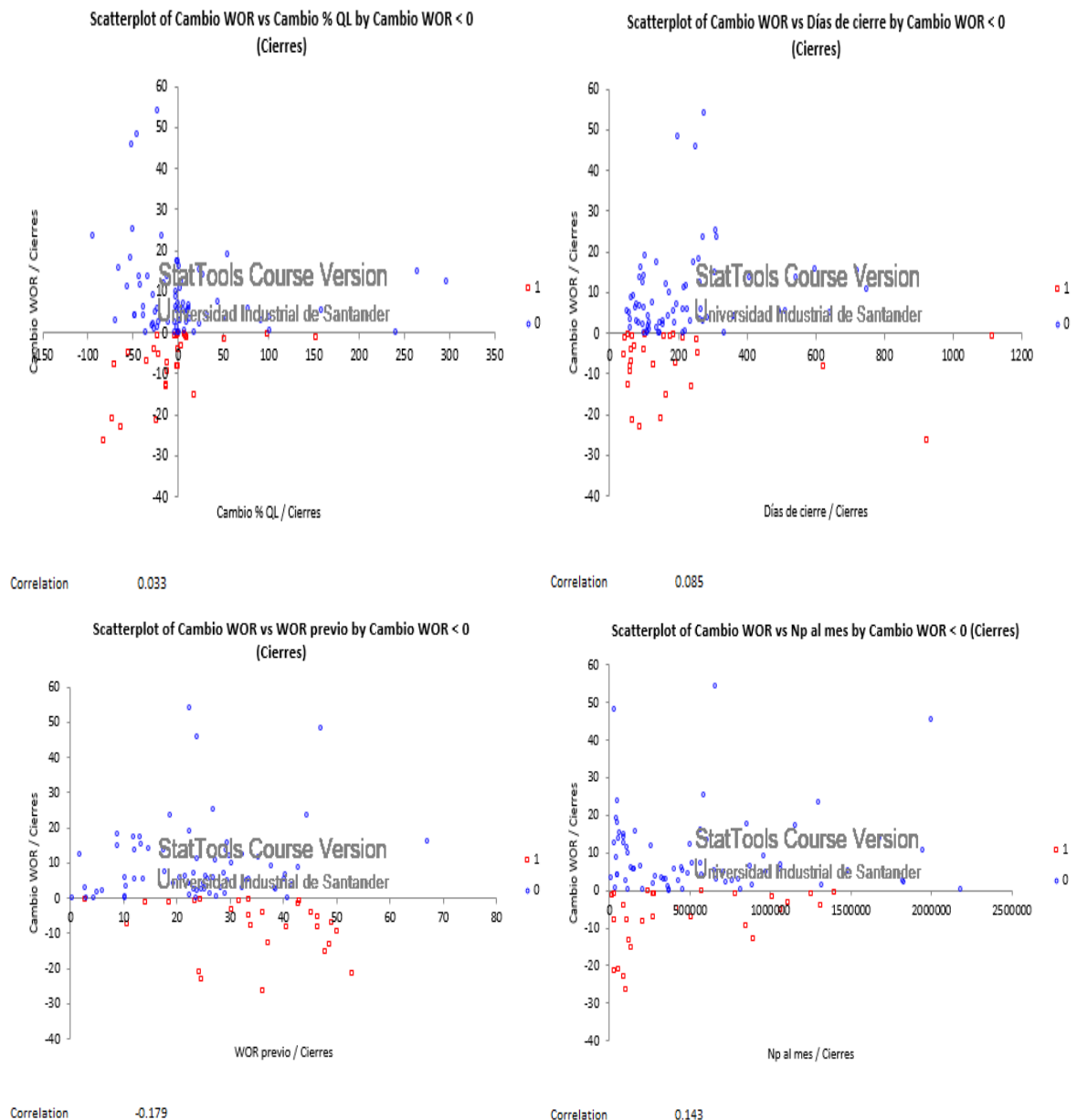
Figura 28. Gráficos de dispersión entre variables de cierres.



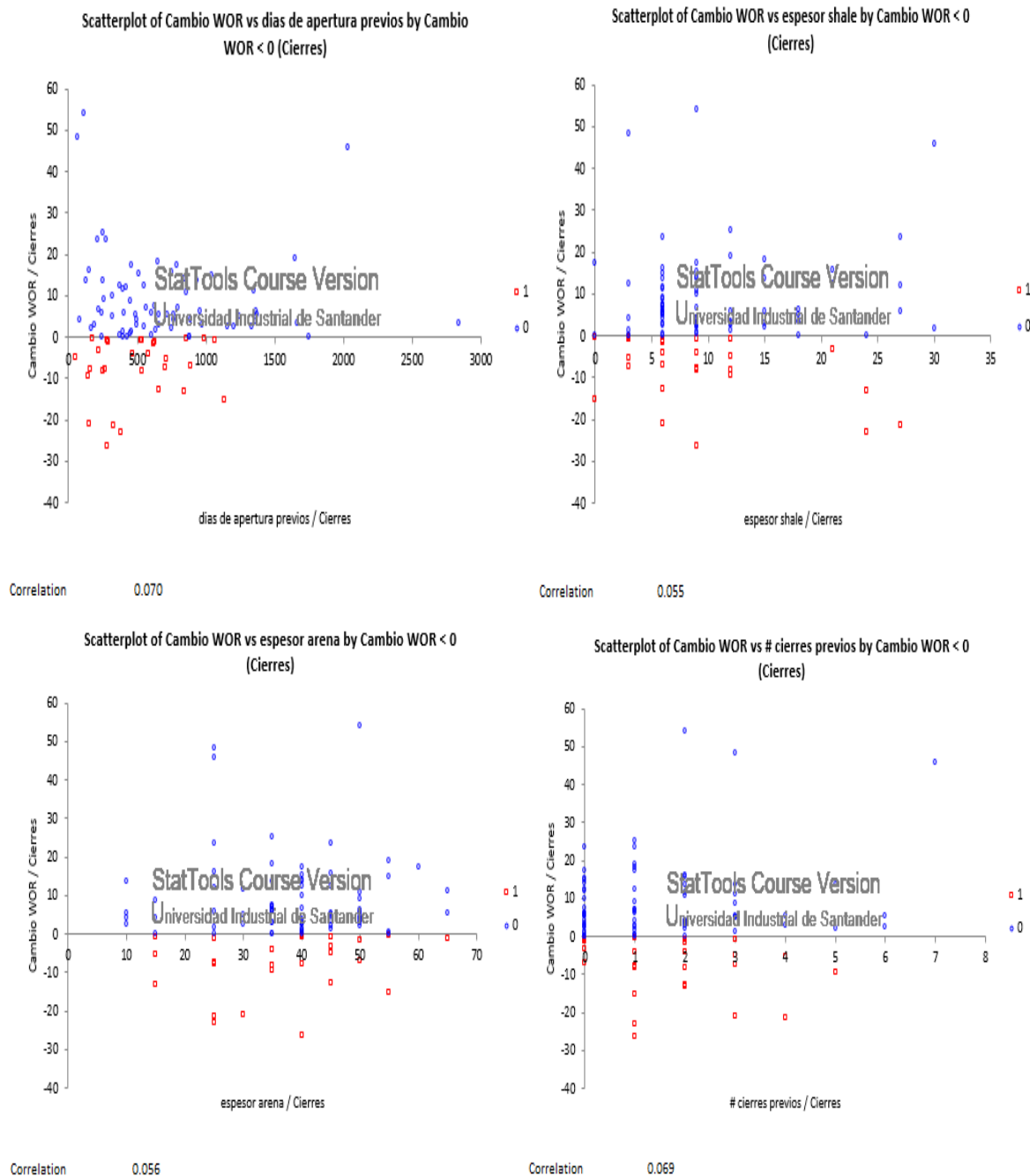
Al elaborar los mismos gráficos incluyendo como variable dependiente el “Cambio de WOR” en el eje de las ordenadas se observa como la nube de puntos se distribuye de manera similar tanto arriba como debajo del eje de las abcisas que

actúa a manera de espejo. Sin embargo se puede ver que existen algunas agrupaciones. Las reactivaciones exitosas se observan más en cierres a los cuales el caudal de líquido se reduce en la reactivación posterior con WOR mayores a 30 BW/BO. Para las demás variables la distribución de los éxitos es similar a la de los fracasos y se encuentran a lo largo de todo el rango de la misma, como se puede observar en la Figura 29.

Figura 29. Gráficos de dispersión de variables de cierres vs Cambio WOR



Continuación Figura 29. Gráficos de dispersión de variables de cierres vs Cambio WOR



4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS LOGIT Y PROBIT

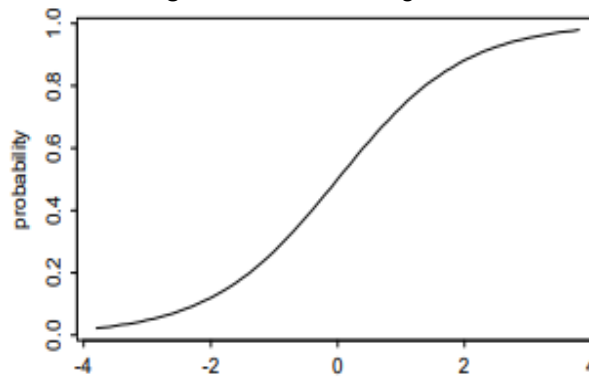
Al identificar las variables que se estima que se relacionan con el fenómeno, se hace necesario buscar un método que permita predecir y clasificar, diferenciar o discriminar las observaciones exitosas al aumentar el caudal de petróleo, de

aquellas que resultan improductivas. Es así como mediante la búsqueda en la literatura se encuentran la regresión logística y la regresión probit como dos de los métodos existentes para clasificar datos a partir del impacto multivariable de diversos parámetros sobre el hecho de que se presente o no una situación que solo tiene dos opciones (blanco/negro, 1/0, Si/No), para este caso concreto que la WOR disminuya o no.

Ambos modelos son formas que puede adoptar el Modelo Linear Generalizado (GLM por sus siglas en inglés), el cual a su vez proviene de la regresión lineal y se utiliza para variables de respuesta de diversas distribuciones cuyos errores se pueden distribuir de formas diferentes a la distribución normal. Los modelos Probit y Logit son modelos no-lineales de estimación que utilizan funciones matemáticas de enlace como logaritmos (Logit) o integrales (Probit) para relacionar el resultado de los predictores con el valor buscado. Permiten transformar una respuesta discreta categórica binaria como la binomial (0 ó 1) a una escala continua que no esté limitada numéricamente. Ambas permiten obtener valores que se pueden transformar en probabilidades y gráficamente tienen forma sigmoide o de “S”.

A partir de funciones enlace y la dicotomía de una variable, dependiente de una o varias variables independientes se puede realizar una regresión similar a la regresión lineal. Sin embargo, una regresión lineal no siempre permite clasificar de la mejor manera una nube de puntos que toman solo dos valores. Es por esto que se realiza el ajuste a la nube de puntos con base en una función sigmoide como la que se presenta en la Figura 30.

Figura 30. Función Sigmoide.



Fuente: RODRÍGUEZ, G. Lecture Notes on Generalized Linear Models: Chapter 3: Logit Models for Binary Data. Modificada por el autor.

4.2.1 Regresión logística. La regresión logística es uno de los análisis de regresión apropiados cuando la variable dependiente es binaria o dicótoma, es decir, que solo puede tomar dos valores. Para la regresión logística actúa como función de enlace la función logit, la cual es el logaritmo de la relación de probabilidad. Para utilizarla se puede obtener a partir de la probabilidad (*probability*), la relación de probabilidad (*odds ratio*) mediante la división entre la probabilidad de que suceda el hecho y la probabilidad de que no suceda el hecho. Por ejemplo, desde una probabilidad de éxito del 75%, la división sería 75/25, lo cual equivale a una razón de probabilidad de 3:1 de que suceda el hecho. A este nuevo valor en números enteros, se le aplica el logaritmo natural para que pueda tomar valores negativos o positivos y eliminar la restricción que tenía la probabilidad expresada en porcentaje de 0% a 100%. La ecuación 4 muestra la forma general de la función logística.

$$\ln\left(\frac{p_i}{(1 - p_i)}\right) = \sum_{k=0}^{k=n} \beta_k x_{ik} = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_{ik} \quad (4)$$

Fuente: HOSMER D.W.; LEMESHOW, S. Applied Logistic Regression, 2000, p. 31. Modificada por el autor.

Donde:

- β_n es cada uno de los coeficientes correspondientes a cada variable X_n .

- B_0 es la constante obtenida de la simulación.
- P es la probabilidad de que ocurra el suceso deseado.
- $1-P$ constituye la probabilidad de que no ocurra el suceso deseado.
- $P/(1-P)$ es la relación de probabilidades
- $\ln(P/(1-P))$ es la función denominada Logit.

Los coeficientes en esta regresión indican que por cada unidad que incremente la variable independiente correspondiente, el logaritmo de la relación de probabilidad (Logit) incrementará en la proporción del coeficiente (si fuera una sola variable independiente), mas no lo hará en esta proporción la probabilidad del suceso.

Para los casos cuando existe más de una variable independiente es el coeficiente exponencial el que indica la magnitud del cambio en el logit, El signo del coeficiente indica si el aumento en el valor de la variable es directa o inversamente proporcional al logit de la variable objetivo. Es decir, si el coeficiente es negativo, un aumento en la variable disminuirá la probabilidad de éxito de la variable dependiente.

4.2.2 Modelo Probit. El modelo de regresión Probit utiliza la función probit como función de enlace, la cual se define como la inversa de la función de distribución de probabilidad acumulada producida por la distribución normal, representada matemáticamente en la ecuación 5. En la ecuación 6 se muestra la función de distribución de probabilidad acumulada producida por la distribución normal.

$$\Phi^{-1}(p_i) = \sum_{k=0}^{k=n} \beta_k x_{ik} \quad (5)$$

$$\Phi = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} = \int_{-\infty}^{a+\beta x} \exp\left(-\frac{1}{2}Z^2\right) dZ \quad (6)$$

Fuente: MOORE, C. An introduction to logistic and Probit Regresión Models. 2013.

Donde:

- B_k es cada uno de los coeficientes correspondientes a cada variable X_{ik}
- P es la probabilidad de que ocurra el suceso deseado.
- X_{ik} es cada una de las variables incluidas en el modelo
- Z es el valor de posición de la observación con respecto a la media de una distribución normal, medida en unidades de desviación estándar.

Los coeficientes de una regresión logística o probit, también llamados estimadores o regresores mantienen ciertas diferencias con respecto a los coeficientes de una regresión lineal. En primer lugar, se encuentran mediante el método iterativo de máxima verosimilitud¹⁴ y no con el método de mínimos cuadrados. Puesto que la función es no lineal, la magnitud del coeficiente de cada variable no indica la correlación o proporción directa que guarda con el suceso deseado.

También hay que fijarse en los valores- p (*p-value*). Un valor P es el nivel de significancia más bajo donde es significativo el valor observado del estadístico de prueba. Aquellas variables en las que este valor sea mayor a 0,05 significa que no tienen un impacto estadístico significativo sobre la variable de respuesta sobre si baja o no el BSW durante un cierre, tal como sucede con la mayoría de las variables. Esto quiere decir que el resultado observado con respecto a estas variables se puede deber a la casualidad. Para las que son menores a 0,05 son las variables que tienen relación directa para el resultado, es decir que son altamente significativos y permite rechazar la hipótesis nula o modelo donde estas variables no fuesen incluidas ya que demuestran evidencia en contra de la hipótesis nula. La hipótesis nula consiste en que la variable no contribuye a que el modelo se ajuste a los datos y no tiene ningún efecto explicativo, esto equivale a decir que el o los coeficientes son iguales a 0.

¹⁴ WALPOLE, R.; MYERS, R., et. Al. Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. Octava Edición. Pearson Educación, México, 2007, p. 501.

El resultado de los modelos de regresión será una ecuación mediante la cual se puede calcular la probabilidad de que disminuya el WOR. Los modelos clasifican como 1 o exitosas aquellas observaciones de los cierres recolectados que tengan probabilidad mayor a 50%, valor por defecto usado como valor de corte (*cutoff*). Los 1 y 0 obtenidos por la ecuación los compara con las observaciones reales y estima un porcentaje de observaciones correctamente clasificadas por el modelo respecto a las observaciones reales. Esto se traduce finalmente en el porcentaje en el que se reduce la incertidumbre de reactivar un pozo.

4.3 CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS

Una vez se ha construido y analizado la base de datos con información de los cierres, se procede a utilizar la herramienta SPSS v.19 de la empresa IBM a través de un servicio externo para utilizar las herramientas de análisis que ofrece la herramienta para Regresión Logística Binaria y Regresión Probit. En el software se importan los datos tabulados y posteriormente se selecciona la variable dependiente, en este caso una variable auxiliar binaria fabricada a partir del Cambio en el WOR si era negativo (1) o no (0). Luego se seleccionan las variables independientes y se corre el modelo respectivo. En la Tabla 6 se muestran los resultados para el análisis probit considerando éxito (1) un cambio negativo de WOR.

Una vez se obtienen los coeficientes correspondientes, se procedió a construir la fórmula antes vista en Excel y se aplicó dicha ecuación a cada observación de los 99 cierres incluidos en el análisis descriptivo. Posteriormente se construye la matriz de clasificación para evaluar el poder predictivo del modelo, la cual indica cuantos valores de las filas coinciden con los valores de las columnas. Una clasificación correcta es predecir los éxitos como 1 y viceversa. El análisis probit arroja los coeficientes para cada variable obtenidos por el método de máxima verosimilitud, utilizados para obtener a partir de la ecuación construida los valores Z de la inversa de la distribución normal.

Tabla 6. Resultados Probit para WOR <0 con todas las variables de cierres

Parameter Estimates							
Parameter		Estimate	Std. Error	Z	Sig.	95% Confidence Interval	
						Lower Bound	Upper Bound
PROBIT ^a	Cambio % QL	-.00025067	.003	-.086	.931	-.006	.005
	Días de cierre	.00006338	.001	.083	.934	-.001	.002
	WOR previo	.03930379	.012	3.213	.001	.015	.063
	Np al mes	-.00000033	.000	-1.006	.315	.000	.000
	días de	-.00055212	.000	-1.341	.180	-.001	.000
	espesor shale	-.03228226	.024	-1.329	.184	-.080	.015
	espesor arena	.00277346	.013	.210	.834	-.023	.029
	# cierres	.00407278	.116	.035	.972	-.223	.231
	Intercept	-1.03134112	.805	-1.281	.200	-1.836	-.226

a. PROBIT model: PROBIT(p) = Intercept + BX

Chi-Square Tests			
		Chi-Square	df ^a
PROBIT	Pearson	91.795	90
			Sig. .428

a. Statistics based on individual cases differ from statistics based on aggregated cases.

	1	0	Percent
Classification Matrix			Correct
1	7	21	25.00%
0	5	66	92.96%
Summary Classification		Percent	
Correct	73.74%		

Posteriormente se aplica la función de distribución de probabilidad acumulada, que para el caso de Excel se hace a través de la función $=DISTR.NORM.ESTAND.N(valor, VERDADERO)$ que tiene integrada el programa, reemplazando en el espacio “valor” cada uno de los valores Z calculados con la función probit para hallar la probabilidad correspondiente en la curva de función de probabilidad para distribución normal.

Así mismo, se aplica un valor de corte de 50% para clasificar como éxito o fracaso el resultado obtenido. A partir de esto se construye una matriz de clasificación que indica el porcentaje de observaciones reales que fueron correctamente clasificadas como éxitos o fracasos por el modelo construido.

De manera similar se utilizó el software SPSS v.19 de IBM para realizar el análisis Logit para las mismas variables y conservando las mismas consideraciones que el modelo probit. En la Tabla 7 se muestran los resultados obtenidos junto a la respectiva matriz de clasificación.

Tabla 7. Resultados Logit para WOR <0 con todas las variables de cierres

Model Summary				Omnibus Tests of Model Coefficients				
					Chi-square	df	Sig.	
Step	likelihood	Square	Square	Step 1	Step	18.825	8	.016
1	99.105 ^a	.173	.249		Block	18.825	8	.016
					Model	18.825	8	.016

a. Estimation terminated at iteration number 5 because parameter estimates did not change.

Variables in the Equation							
		B	S.E.	Wald	df	Sig.	Exp(B)
Step 1 ^a	CambioQL	-.00029188	.005	.003	1	.955	1.000
	Díasdecierre	.00021760	.001	.030	1	.863	1.000
	WORprevio	.06961797	.023	9.318	1	.002	1.072
	Npalmes	-.00000052	.000	.891	1	.345	1.000
	diasdeapertura	-.00089775	.001	1.601	1	.206	.999
	espesorshale	-.05450578	.043	1.601	1	.206	.947
	espesorarena	.00478547	.023	.044	1	.834	1.005
	@#cierresprevi	.00339293	.196	.000	1	.986	1.003
	Constant	-1.85975526	1.410	1.741	1	.187	.156

a. Variable(s) entered on step 1: CambioQL, Díasdecierre, WORprevio, Npalmes, diasdeapertura, espesorshale, espesorarena.

	1	0	Percent
Classification Matrix			Correct
1	9	19	32.14%
0	5	66	92.96%
Summary Classification			Percent
Correct			75.76%

Como se puede apreciar en los resultados, tanto de probit como de Logit, existen variables cuyo p-valor es mayor a 0,10. Esto quiere decir que son poco o nada significativas en relación con la respuesta de la variable dependiente y no aportan al poder predictivo del modelo. Por tanto, el siguiente paso fue eliminar las variables no significativas de acuerdo con el p-valor, y se corrió de nuevo el modelo para

obtener una nueva ecuación incluyendo únicamente las variables significativas, la cual únicamente fue el WOR previo para ambos modelos. Los resultados para modelo Probit se observan en la Tabla 8 y para el modelo Logit en la Tabla 9.

Tabla 8. Probit para WOR <0 con variables significativas

Parameter Estimates						
Parameter	Estimate	Std. Error	Z	Sig.	95% Confidence Interval	
					Lower Bound	Upper Bound
PROBIT ^a						
WOR previo	.03888147	.011	3.556	.000	.017	.060
Intercept	-1.68872694	.353	-4.786	.000	-2.042	-1.336

Chi-Square Tests

		Chi-Square	df ^a	Sig.
PROBIT	Pearson	104.958	97	.273 ^b

a. Statistics based on individual cases differ from statistics based on aggregated

	1	0	Percent Correct
Classification Matrix			
1	8	20	28.57%
0	3	68	95.77%

	Percent
Summary Classification	
Correct	76.77%

Tabla 9. Resultados Logit para WOR <0 con variables significativas

Model Summary				Omnibus Tests of Model Coefficients				
					Chi-square	df	Sig.	
Step	likelihood	Square	Square	Step 1	Step	14.164	1	.000
					Block	14.164	1	.000
1	103.766 ^a	.133	.191		Model	14.164	1	.000

a. Estimation terminated at iteration number 5 because parameter estimates did not change

Variables in the Equation

		B	S.E.	Wald	df	Sig.	Exp(B)
Step 1 ^a	WORprevio	.069	.020	11.475	1	.001	1.072
	Constant	-2.949	.678	18.893	1	.000	.052

a. Variable(s) entered on step 1: WORprevio.

	1	0	Percent Correct
Classification Matrix			
1	11	17	39.29%
0	4	67	94.37%

	Percent
Summary Classification	
Correct	78.79%

Como se puede observar, al eliminar las variables poco significativas que le estaban generando ruido al modelo, el poder predictivo aumentó aproximadamente 3% en ambos tipos de regresión. El modelo Logit presenta mayor poder predictivo.

Con el propósito de obtener un mejor ajuste de los datos y una recuperación de la rentabilidad mayor se realizaron más corridas para los análisis sobre los datos, modificando el valor de corte para identificar éxitos/fracasos para cada nueva corrida. De las distintas ecuaciones generadas, se encontró que el mejor ajuste de la variable de respuesta a los datos se produce cuando se ubica como valor de corte para definir éxitos y fracasos la mediana de los valores negativos de la variable “Cambio en WOR”. En la Tabla 10 se puede apreciar el resumen estadístico de este conjunto de datos arrojado por el software StatTools.

Tabla 10. Análisis de una variable para valores de cambio de WOR negativos.

<i>One Variable Summary</i>	Negacierre
Mean	-7.518
Variance	59.759
Std. Dev.	7.730
Skewness	-1.1535
Kurtosis	3.3498
Median	-5.288
Mean Abs. Dev.	6.015
Mode	-0.828
Minimum	-26.510
Maximum	-0.286
Range	26.223
Count	28
Sum	-210.518
1st Quartile	-12.881
3rd Quartile	-1.077
Interquartile Range	11.804

A pesar de que para esta variable la distribución podía ser considerada como normal, se tomó la mediana de -5.288 BW/BO como referencia para realizar el nuevo cutoff, pues a valores negativos de mayor magnitud, (como la media aritmética de -7.518 BW/BO), los modelos disminuyen su poder predictivo. Se

presume que esto se debe principalmente a que la cantidad de éxitos resulta cada vez más baja en comparación con los cierres.

Los resultados de los análisis Probit y Logit con variable auxiliar clasificatoria que considera los cambios de WOR menores a -5.288 BW/BO como éxitos utilizando todas las variables para nuevamente evaluar una a una su significancia, se muestran en la Tabla 11 y la Tabla 12 respectivamente.

Tabla 11. Probit para WOR <-5.288 con todas las variables para cierres.

Parameter Estimates							
Parameter		Estimate	Std. Error	Z	Sig.	95% Confidence Interval	
						Lower Bound	Upper Bound
PROBIT ^a	Cambio % QL	-.01322879	.007	-1.814	.070	-.028	.001
	Días de cierre	-.00008685	.001	-.083	.934	-.002	.002
	WOR previo	.04695835	.017	2.758	.006	.014	.080
	Np al mes	-.00000113	.000	-2.166	.030	.000	.000
	dias de apertura	.00018318	.001	.351	.726	-.001	.001
	espesor shale	-.01159793	.031	-.380	.704	-.071	.048
	espesor arena	-.00947564	.018	-.529	.597	-.045	.026
	# cierres previos	.22872720	.157	1.461	.144	-.078	.536
	Intercept	-2.30206908	1.180	-1.951	.051	-3.482	-1.122

a. PROBIT model: PROBIT(p) = Intercept + BX

Chi-Square Tests

	Chi-Square	df ^a	Sig.
PROBIT Pearson Goodness-of-fit	64.299	90	.981

a. Statistics based on individual cases differ from statistics based on aggregated cases.

	1	0	Percent
Classification Matrix			Correct
1	4	10	28.57%
0	4	81	95.29%
Summary Classification			Percent
Correct			85.86%

Tabla 12. Logit para WOR <-5.288 con todas las variables para cierres.

Model Summary				Omnibus Tests of Model Coefficients				
						Chi-square	df	Sig.
				Step 1	Step	27.635	8	.001
					Block	27.635	8	.001
Step	likelihood	Cox & Snell R Square	Square		Model	27.635	8	.001
1	53.054 ^a	.244	.437					

a. Estimation terminated at iteration number 7 because parameter estim

Variables in the Equation							
		B	S.E.	Wald	df	Sig.	Exp(B)
Step 1 ^a	CambioQL	-.02465621	.013	3.528	1	.060	.976
	Díasdecierre	-.00016167	.002	.007	1	.931	1.000
	WORprevio	.09067417	.035	6.775	1	.009	1.095
	Npalmes	-.00000194	.000	4.281	1	.039	1.000
	diasdeapertura	.00033635	.001	.133	1	.715	1.000
	espesorshale	-.01065702	.055	.037	1	.847	.989
	espesorarena	-.01107902	.033	.116	1	.734	.989
	@#cierresprevi	.37400849	.275	1.846	1	.174	1.454
	Constant	-4.61742660	2.359	3.830	1	.050	.010

a. Variable(s) entered on step 1: CambioQL, Díasdecierre, WORprevio, Npalmes, diasdeaperturaprevios, espesorshale, espesorarena, @

	1	0	Percent
Classification Matrix			Correct
1	5	9	35.71%
0	4	81	95.29%
Summary Classificc			Percent
Correct			86.87%

El poder predictivo de los modelos aumentó cerca de 9 puntos porcentuales para el modelo Probit y aproximadamente 8 puntos porcentuales para el modelo Logit. Igualmente, a parte del WOR previo, las variables altamente significativas (p-valor <0,05) ahora incluyen el cambio porcentual del caudal de líquido en la reactivación y la producción acumulada al mes del cierre.

Cabe aclarar que a pesar de que el cambio en caudal de líquido en ambos casos posee un p-valor mayor a 0.05, este sigue siendo menor que 0.10, y que, aunque no sea altamente significativo, sigue siendo significativo y su eliminación ocasiona

una disminución en el poder predictivo de los modelos. Igualmente resalta que estadísticamente, la duración de los cierres no es significativa para que ocurra la disminución de WOR durante un cierre, pues para distintas duraciones se obtuvieron resultados tanto exitosos como no-exitosos. Finalmente se ejecuta nuevamente el análisis de regresión Probit y Logit para éxitos definidos como valores menores a -5.288 BW/BO en Cambio de WOR durante los cierres registrados con las variables estadísticamente significativas. Los resultados se muestran en la Tabla 13 y Tabla 14 correspondientes.

Tabla 13. Resultados Probit para WOR <-5.288 con variables significativas.

Parameter Estimates							
Parameter		Estimate	Std. Error	Z	Sig.	95% Confidence Interval	
						Lower Bound	Upper Bound
PROBIT ^a	WOR previo	.04669563	.016	2.925	.003	.015	.078
	Cambio % QL	-.01269599	.006	-2.032	.042	-.025	.000
	Np al mes	-.00000117	.000	-2.102	.036	.000	.000
	Intercept	-2.30084477	.628	-3.665	.000	-2.929	-1.673

a. PROBIT model: PROBIT(p) = Intercept + BX

Chi-Square Tests

	Chi-Square	df ^a	Sig.
PROBIT Pearson Goodness-of-fit	120.634	95	.039

a. Statistics based on individual cases differ from statistics based on aggregated cases.

	1	0	Percent
Classification Matrix			Correct
1	4	10	28.57%
0	2	83	97.65%
Summary Classification			Percent
Correct			87.88%

Tabla 14. Resultados Logit para WOR <-5.288 con variables significativas.

Model Summary				Omnibus Tests of Model Coefficients				
					Chi-square	df	Sig.	
Step	likelihood	Square	Nagelkerke R Square	Step 1	Step	24.696	3	.000
					Block	24.696	3	.000
1	52.301 ^a	.221	.408		Model	24.696	3	.000

a. Estimation terminated at iteration number 7 because parameter estimation did not converge.

Variables in the Equation							
		B	S.E.	Wald	df	Sig.	Exp(B)
Step 1 ^a	WORprevio	.09312779	.032	8.270	1	.004	1.098
	CambioQL	-.02402086	.011	4.412	1	.036	.976
	Npalmes	-.00000234	.000	4.630	1	.031	1.000
	Constant	-4.39229320	1.304	11.346	1	.001	.012

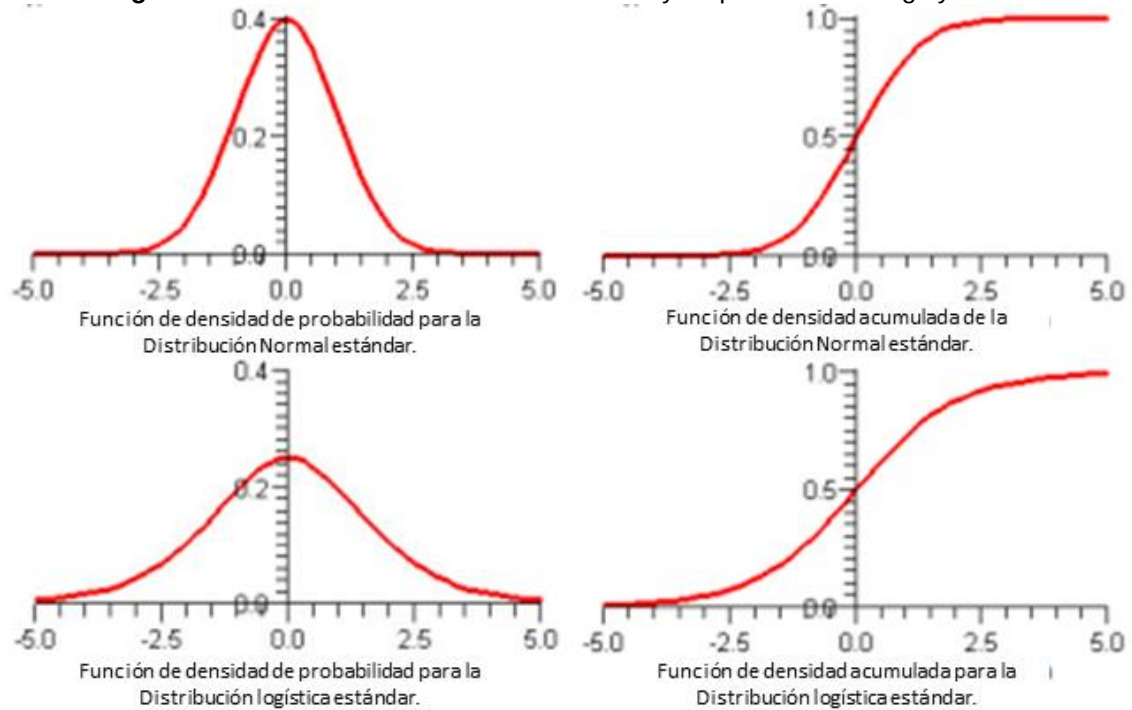
a. Variable(s) entered on step 1: WORprevio, CambioQL, Npalmes.

	1	0	Percent Correct
Classification Matrix			
1	5	9	35.71%
0	2	83	97.65%
Summary Classification			
Correct	88.89%		

4.4 ELECCIÓN DEL MODELO PROBABILÍSTICO A APLICAR

La principal diferencia entre los modelos probit y logit radica en la distribución que se asuma tienen los errores. Probit asume una distribución normal de los errores mientras que Logit asume una distribución logística estándar de los mismos. Gráficamente la Figura 31 muestra estas distribuciones.

Figura 31. Funciones de densidad acumulada y de probabilidad Logit y Probit

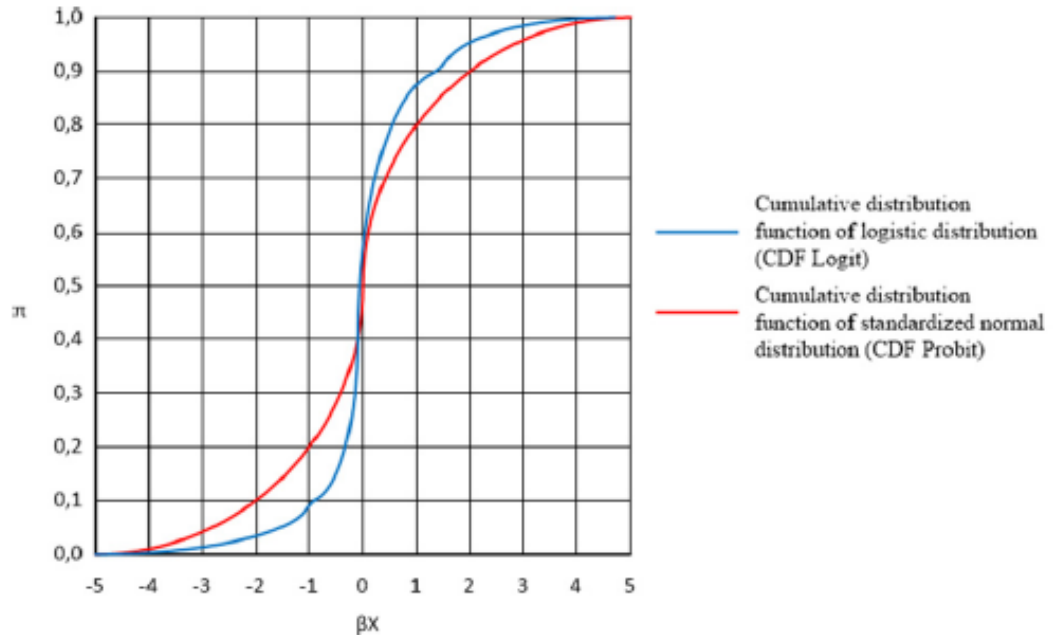


Fuente: MOORE, C. An introduction to logistic and Probit Regression Models. 2013. Modificada por el autor

A diferencia del modelo Logit que no tiene asunciones, el modelo Probit asume que las variables independientes en el modelo presentan una distribución normal. Son modelos muy similares entre sí como se puede apreciar en la Figura 32. Gráficamente las colas de la función logit son menos planas que el modelo probit. El modelo Logit tiene como ventaja su simplicidad en la función de enlace y que su interpretación es mucho mas sencilla al no depender de integrales¹⁵.

¹⁵ KLIESTIK, T. KOČIŠOVÁ, K. Y MIŠANKOVÁ, M. Logit and probit model used for prediction of financial health of company. Publicada en: Procedia Economics and Finance Vol.23, 2015. p. 850-855.

Figura 32. Comparación gráfica funciones Logit y Probit.



Fuente: KLIESTIK, T. KOČIŠOVÁ, K. Y MIŠANKOVÁ, M. Logit and probit model used for prediction of financial health of company. Publicada en: Procedia Economics and Finance Vol.23, 2015. p. 850-855.

Por la similitud en los resultados de los modelos para estimar las probabilidades por la forma de las funciones de probabilidad de cada uno, se procede a elegir el modelo que mejor se ajusta según la correcta clasificación de los resultados. Al comparar las matrices de clasificación se observa que el modelo con mayor poder predictivo es el modelo Logit, aunque fue por 1% de las clasificaciones frente al modelo Probit. Específicamente los mejores resultados se obtuvieron para la regresión logística elaborada con las variables significativas y con el *cutoff* (valor de corte) de -5.288 BW/BO establecido para determinar como éxitos las observaciones de cierres que presentaron estas variaciones. Como se mencionó previamente, los resultados de ambos modelos son muy similares y su diferencia depende principalmente de la distribución que presenten los errores, bien sea Normal o Logística Estándar, que para este caso es la última mencionada.

La interpretación de los resultados de la regresión logística muestra que es capaz de predecir el 88,89% de los éxitos y fracasos en las observaciones, logrando así

un buen grado de confiabilidad y una reducción en la incertidumbre en la predicción de la presencia del fenómeno de segregación gravitacional observado en campo durante los cierres de pozos.

El hecho de reducir el valor de cutoff ocasionó una mejoría en el poder predictivo del modelo de 13,13% desde el 75.76% inicial. Idealmente los modelos deberían estar por encima del 90% de certeza en la identificación tanto de éxitos como de fracasos. Es posible incluir nueva información al modelo para aumentar su poder predictivo, tanto variables como más observaciones de éxito o fracaso. Las variables a incluir deberán tener una influencia significativa estadística sobre el resultado, pues de no ser así, pueden generar ruido y disminuir el poder predictivo del modelo.

La función logística completa que permitirá predecir la probabilidad de que un pozo disminuya durante un cierre su WOR en por lo menos -5.288 unidades, formulada a partir de los coeficientes obtenidos se presenta en la ecuación 7.

$$\begin{aligned} \ln\left(\frac{P}{1-P}\right) = & (-4.39229320120733) \\ & + (-0.0240208555129381) * \text{Cambio \% } Q_{\text{Líquido}} \\ & + 0.0931277902241767 * WOR_{\text{previo}} \\ & + (-2.33630947158739E^{-06}) * Np_{\text{@cierre}} \end{aligned} \quad (7)$$

El valor tan pequeño del coeficiente para la producción acumulada de petróleo se debe a las magnitudes que maneja esta variable del orden de millones. El signo de los coeficientes indica que si se disminuye la tasa de líquido a la hora de hacer la reapertura aumenta la relación de probabilidad y por tanto la probabilidad de que un cierre resulte en una disminución del WOR, equivalente a un aumento en la rentabilidad. Lo mismo ocurre entre mayor sea el WOR previo al cierre y menor cantidad de petróleo haya acumulado el pozo en su historia.

A partir de esta función Logit se puede utilizar la ecuación 8 para obtener la probabilidad de éxito que tendrá el cierre y calcularla para una nueva observación con los valores o magnitudes de cada variable dentro de los rangos que conserven un sentido lógico dictado por los análisis estadísticos realizados.

$$P = \frac{e^{Logit}}{e^{Logit} + 1} \quad (8)$$

Fuente: HOSMER D.W.; LEMESHOW, S. Applied Logistic Regression, 2000, p. 6.

Para aplicar el modelo, este cálculo se debe realizar antes de la reactivación de un pozo para determinar qué probabilidad existe de que recupere su rentabilidad. Aunque no se puede asegurar que resulte, pues por tratarse de probabilidades no se puede afirmar con total certeza que ocurra el suceso, la decisión se puede tomar con menor incertidumbre utilizando el modelo planteado.

Una vez sea reactivado el pozo y si resulta exitoso el fenómeno de segregación de fluidos in situ, la duración del periodo productivo y su tasa de producción recomendable puede ser maximizada individualmente y debe ser monitoreada utilizando la pendiente de la tendencia lineal en una gráfica de WOR vs Np específica para cada pozo.

Mediante esta metodología y con los parámetros brindados puede operarse rentablemente un pozo inactivo por alta producción de agua en un esquema por ciclos de producción y cierre aprovechando un fenómeno natural presente en yacimiento, sin inversión adicional, pudiendo prolongar su vida útil y aumentar el recobro de las reservas descubiertas remanentes.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La revisión de los históricos de producción muestra que sí se presenta en el campo la disminución de WOR debido a los cierres, lo cual se atribuye a la reacomodación de la distribución de los fluidos en la zona cercana al pozo debido al efecto de las fuerzas gravitacionales, capilares, viscosas, la acumulación de energía por la presión del acuífero y las propiedades petrofísicas del yacimiento.
- La geo-referenciación de los pozos que segregan en zonas de rápidos cambios de espesor, tanto en las arenas productoras como en el sello de arcillas superior demuestran que el gradiente de estos espesores y el buzamiento marcado que en estas zonas se presenta junto a la permeabilidad vertical son factores importantes para que se presente el fenómeno estudiado.
- El análisis financiero muestra que los pozos que se encuentran inactivos se han cerrado principalmente por la presencia de pozos nuevos con menor %BSW en su caudal de producción, pues el WOR límite para los meses del 2018 con los costos indicados que se manejan en el campo ha sido superior al WOR máximo reportado previo a los cierres. Por tanto, el fenómeno aportaría más a un aumento en la rentabilidad de estos pozos que en la recuperación de rentabilidad desde su límite económico.
- Los modelos de regresión Probit y Logit comparados arrojan resultados muy similares tal y como indica la bibliografía consultada y la elección entre uno y otro principalmente depende del ajuste a los datos que tenga y de la distribución Normal o Logística tanto de las variables como de los errores asociados; por tanto, el modelo Logit es aplicable para mayor diversidad de situaciones, pues maneja menos asunciones de normalidad de la información
- El modelo que mejor se ajusta a la información suministrada para los cierres es la regresión logística binaria con un poder predictivo de 78,79% para predecir disminuciones en WOR durante un cierre y de 88,89% para predecir cambios en WOR inferiores a -5.288 unidades de WOR a pesar de la distribución normal de

la variable que se transformó en binaria y de una de las variables con alta significancia estadística en los modelos.

- Las variables que son estadísticamente más significativas para predecir por los métodos evaluados la variable dependiente son el WOR previo al cierre, la cantidad de petróleo acumulada al cierre y el cambio porcentual del caudal de fluido total de la reapertura con respecto al cierre. Las demás variables no fueron incluidas en el modelo final debido a que no resultaban estadísticamente significativas y generaban ruido en el modelo disminuyendo su poder predictivo.
- Una mayor duración de los periodos de cierre no es directamente proporcional a una mayor disminución de la relación agua petróleo. Es necesario que se realicen cierres temporales para que se presente el fenómeno aunque las duraciones de los periodos de producción previos y de los periodos de inactividad de manera general en el campo no son variables estadísticamente significativas para la estimación de la probabilidad de la presencia del fenómeno de segregación como variable dependiente, pues tienen baja correlación con la disminución del WOR, dado que se presentan tanto éxitos como fracasos por igual para duraciones similares y por tanto el análisis de la duración de los cierres debe realizarse individualmente para cada pozo.

6. RECOMENDACIONES

- Aplicar el modelo probabilístico predictivo desarrollado con pruebas de campo para tomar decisiones sobre los pozos inactivos y de esta manera mejorar la gestión del campo.
- Una vez se tenga información de variables complementarias a los caudales de fluido, estudiar la posibilidad de correlacionarlas con el fenómeno observado o de aplicar modelos de predicción o clasificación para variable continua de mayor complejidad para pronosticar la magnitud con que se presentará el fenómeno en las reaperturas posteriores a los cierres.
- Cuando se encuentre disponible el modelo de yacimiento, ejecutar simulaciones del flujo por ciclos a condiciones constantes para reducir la incertidumbre de la reapertura y observar cómo afecta la producción de los pozos vecinos, sin necesidad de depender del tiempo y de los resultados de una prueba piloto que no se ha podido realizar de manera adecuada, tal como lo realizó Al-Mutairi (2008).
- Llevar a cabo la prueba piloto conservando constantes las duraciones de los cierres y los caudales de producción y acordes a la tendencia de aumento de WOR que presenta cada pozo para obtener una respuesta bajo condiciones controladas que permitan evaluar de forma más directa el comportamiento del yacimiento.
- Utilizar la tendencia que muestra el incremento del corte de agua en las gráficas de Log WOR vs N_p para realizar seguimiento individual y determinar para cada pozo el caudal de la reactivación y la duración del cierre con el fin de aumentar el recobro máximo de reservas.

7. BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK. Cuarta Edición. Oxford: Elsevier, 2010. 1454 p.

AL-MUTAIRI, S., et al. Cyclic Production Scheme: Innovative Application in Reducing Water Production and Increasing Ultimate Recovery from Mature Areas. Alkhobar, Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineers, 2008. 7 p. SPE-120818.

AL-ZAHRANI, T. Appraising the Performance of Cyclic Production Scheme through reservoir simulation, a Case Study. Doha, Qatar: Society of Petroleum Engineers, 2012. 7 p. SPE- 152151.

ARNOLD, K. y STEWART, M. Surface Production Operations: Design of Oil-Handling systems and facilities Volume 1. Segunda Edición. Houston: Gulf Publishing Company, 1999. 462 p.

ÁVILA RAMÍREZ, Efraín; CASTRO PERALTA, José Bernardo. Experiencia Técnico-Económica del cambio de sistema de levantamiento en crudo pesado campo Rubiales. Bucaramanga, 2012, 95p. Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander.

BAILEY B.; et al. Water Control. En: Oilfield Review. Spring, 2000. p. 30-51.

BOROUGHES, B. Social networking websites and voter turnout. Tesis para optar al título de Master of Public Policy. Georgetown University, Washington DC, EEUU. 2010. 30 p.

BUTLER R.M.; JIANG Q. Effect of Gravity on movement of water-oil interface for bottom water driving upwards to a horizontal well. En: The Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol. 35, No. 7. Sept. 1996. p. 47-56.

CHAN, K. S. Water control diagnostic plots. Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. USA, 1995, p. 8. SPE 30775.

DARISCHEV V.I.; et al. Modeling Filtration Processes during the cyclic Operation of an Oil Production Well. En: Mathematical Models and Computer Simulation, Vol. 8, No. 6. 2016. p. 725-733.

DUNLAP, D.D.; BOLES J.L. y NOVOTNY R.J. Method for Improving Hydrocarbon/Water Ratios in Producing Wells. Lafayette: Society of Petroleum Engineers, 1986. 8 p. SPE 14822.

ESPINO TIMÓN, C. Análisis predictivo: Técnicas y modelos utilizados y aplicaciones del mismo-herramientas Open Source que permiten su uso. Tesis para grado en ingeniería informática Business Intelligence Universitat Oberta de Catalunya, España, 2017. 61 p.

ESPINOLA, O., GUZMAN, J. D., et al. An Integrated and Reliable Workflow to Determine Critical Rates for Gas and Water Coning in Oil and Gas Reservoirs-A Multi Well Approach, Case Study Pemex, Mexico. Section Energy Resources Conference. SPE, Trinidad y Tobago, 2016, 14 p. SPE 180775-MS

FAJARDO GOMEZ Natalia; MEJIA MENDEZ, Lenny. Zonificación de la susceptibilidad a movimientos en masa, escala 1:10.000 para el municipio de Suratá, Santander, aplicando métodos estadísticos multivariados (regresión logística) Bucaramanga, 2017, 75p. Trabajo de grado para optar al título de Geólogo. Universidad Industrial de Santander.

FRANKLIN, E. Auditoria administrativa: gestión estratégica del cambio Segunda Edición. Pearson Prentice-Hall, México, 2007, 825 p.

GUO, B.; LYONS, W.C. y GHALAMBOR, A. Petroleum Production Engineering- A computer assisted approach. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing, 2007. 287 p.

HARRISON T.W. y BLOUNT C.G. Coiled Tubing Cement Squeeze Technique at Prudhoe Bay, Alaska. Oakland: Society of Petroleum Engineers, 1986. 10 p. SPE 15104.

HAWTHORNE, R.G. Estimating the effect of production rate and tubing intake depth on water/oil or gas/oil ratios. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1969. 12 p. SPE 274.

HOSMER D.W.; LEMESHOW, S. Applied Logistic Regression. Segunda Edición. John Wiley & Sons Inc., Estados Unidos de América, 2000, 375 p.

HUMI, M. Introduction to Mathematical Modeling. Florida, Estados Unidos de América: CRC Press, 2017. 500 p.

JIN, D. The determinants of fishing vessel accident severity. Accident Analysis & Prevention, 66, 1-7. 2014.

JIN, L.; WEI, L. Study on Water-Oil Flow Characteristics in Low Permeability Porous Media. Qingdao, China: Fourth International Conference on Digital Manufacturing & Automation, 2013; p. 1350-1353.

JONGKITTINARUKORN, K.; KITCHAROEN, T. (2010, January 1). When Should We Run Production Logging Tool? Society of Petroleum Engineers. Beijing, China, 2010. P. 9. SPE 130354-MS

KLIESTIK, T. KOČIŠOVÁ, K. Y MIŠANKOVÁ, M. Logit and probit model used for prediction of financial health of company. Publicada en: Procedia Economics and Finance Vol.23, 2015. p. 850-855.

LEVI, B.I.; SHVIDLER, M.I. Capillary-Gravitational Separation of Immiscible Fluids in Porous Media. Mekhanika Zhidkosti i Gaza. Vol. 3, No. 1, Moscow, 1968. p. 162-166.

LING, K. Including the effect of capillary pressure to estimate critical rate in water coning well. Cairo, Egypt: Society of Petroleum Engineers, 2012. 11 p. SPE 152131.

LLANO DÍAZ, Laura Rosa; MOSQUERA CAICEDO, Viardin. El modelo logit una alternativa para medir probabilidad de permanencia estudiantil. Manizales, 2006, 35p. Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Ingeniería Financiera. Universidad Nacional de Colombia.

MOORE, Chelsea. An introduction to logistic and probit regression models. Notas de clase, University of Texas at Austin. Texas, EEUU. 2013. 20 p.

PETROWIKI. Water and Gas Coning. 2015. [en línea]. Disponible en: https://petrowiki.org/Water_and_gas_coning#cite_ref-r1_1-0

RODRÍGUEZ, G. Lecture Notes on Generalized Linear Models: Chapter 3: Logit Models for Binary Data. Princeton University. Nueva Jersey, USA, 2007, 50 p. URL: <http://data.princeton.edu/wws509/notes/>

SALES BASTOS Paola Andrea; RIBERO RANGEL, Edward Alfonso. Estudio de Factibilidad Técnico Financiera para la aplicación de Facilidades Móviles de Producción en Pozos Inactivos y Marginales de los campos Llanito y Gala de Ecopetrol S.A. Bucaramanga, 2013, 86p. Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Petroleum engineering handbook Volume II. Texas. SPE, 2006. 771 p.

SWISHER M.D.; HUNT PETROLEUM CORP y WOJTANOWICZ A.K. In Situ segregated production of oil and water – a production method with environmental merit: Field Application. Houston: SPE, 1995. SPE 29693.

TALLEY, W. K., JIN, D., & KITE-POWELL, H. Determinants of the severity of cruise vessel accidents. Transportation research part D: transport and environment, 13(2), 86-94. 2008.

WALPOLE, R.; MYERS, R., et. Al. Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. Octava Edición. Pearson Educación, México, 2007, 840 p.

XIE, Y.; SIMMONS, C.T. Y WERNER, A.D. Speed of free convective fingering in porous media, Water Resources Research, Edición en línea, Vol. 47 (11), 2011.