

Evaluación de la variabilidad en la capacidad de flujo de diferentes unidades identificadas dentro de una misma formación productora mirador en un campo de crudo pesado.

Juan Andrés Cárdenas Oycatá

**Trabajo De Grado Presentado Como Requisito Para Optar Por El Título De
Especialista En Ingeniería De Yacimientos**

Director

**Hugo Alejandro García Duarte
Magister En Ingeniería De Petróleos**

**Universidad Industrial De Santander
Facultad De Ingenierías Físicoquímicas
Escuela De Ingeniería De Petróleos
Especialización en Ingeniería de Yacimientos
Bucaramanga**

2021

Tabla de Contenido

	PAG.
Introducción	10
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo general	12
1.2 Objetivos Específicos	12
2. Metodología	13
3. Marco Teórico.....	13
3.1 Modelo Petrofísico.....	14
3.1.1 Modelo de Arcillosidad.....	15
3.1.2 Modelo de porosidades	15
3.1.3 Modelo de permeabilidad.....	16
3.2 Relación de comportamiento de flujo - IPR.....	18
4. Caracterización de unidades de flujo de la formación productora	18
4.1 Modelo de arcilla	20
4.2 Modelo de porosidad.....	27
4.3 Modelo de permeabilidad	29
4.4 Graficas de IPR por unidad.....	36
4.5 Magnitud de AOF por unidad de flujo.....	45
4.6 Revisión de posibles zonas de flujo para cierre	47

5. Conclusiones 50

Referencias Bibliográficas 52

Apéndices..... 54

Lista de Tablas

Tabla 1 Inventario de registros e información por pozo.	19
Tabla 2. Unidades de flujo abiertas para cada pozo productor.	36
Tabla 3. Resumen de gráficas de flujo fraccional para cada unidad de flujo de la formación Mirador	49

Lista de Figuras

Figura 1. Estimación de volumen de arcilla para cada uno de los pozos del campo en evaluación, con base en la ecuación de Larianov.....	21
Figura 2 Estimación de volumen de arcilla para cada uno de los pozos del campo en evaluación, con base en la ecuación de Stieber.....	22
Figura 3. Estimación de volumen de arcilla para cada uno de los pozos del campo en evaluación, con base en la ecuación de Clavier.	22
Figura 4. Estimación del volumen de arcilla para la zona Mirador, de todos los pozos del campo.	23
Figura 5. Estimación del volumen de arcilla para la zona Mirador A1, de todos los pozos del campo en evaluación.....	24
Figura 6. Estimación del volumen de arcilla para el lóbulo Mirador B, de todos los pozos del campo en evaluación.....	25
Figura 7. Estimación del volumen de arcilla para la zona Mirador C, de todos los pozos del campo en evaluación.....	26
Figura 8. Correlación entre estimación de porosidad versus datos de porosidad medidos en muestras de pared.....	28
Figura 9. Correlación entre estimación de permeabilidad por ecuación de Timur versus datos de permeabilidad medidos en muestras de pared.	30
Figura 10. Correlación entre estimación de permeabilidad por ecuación de Wyllie and Rose versus datos de permeabilidad medidos en muestras de pared.	31
Figura 11. Crossplot entre estimación de permeabilidad por ecuación de Timur versus cálculos de porosidad total por registros eléctricos.	32

Figura 12. Crossplot entre RQI y Porosidad normalizada (PHIz) para cada una de las zonas de flujo identificadas en la formación Mirador.	34
Figura 13. Cálculo de probabilidad de FZI versus probabilidad de ocurrencia para una distribución normal de datos.	35
Figura 14. Cálculo de IP para los pozos productores de la zona Mirador	38
Figura 15. Cálculo de IP para los pozos productores de la zona Mirador A1	39
Figura 16. Cálculo de IP para los pozos productores de la zona Mirador B.....	40
Figura 17. Cálculo de IP para los pozos productores de la zona Mirador C.....	41
Figura 18. Cálculo de IP para los pozos de las unidades Mirador B y Mirador C en conjunto....	42
Figura 19. Análisis de indicadores RQI y FZI para las unidades Mirador y Mirador A1 del campo y las presentes en el pozo 16.....	44
Figura 20. Grafica IPR para la unidad de flujo Mirador.....	45
Figura 21. Grafica IPR para la unidad de flujo Mirador A1	46
Figura 22. Grafica IPR para la unidad de flujo Mirador B	46
Figura 23. Curva de flujo fraccional de la Unidad Mirador	48
Figura 24. Curva de flujo fraccional de la Unidad Mirador A1.....	48
Figura 25. Curva de flujo fraccional de la Unidad Mirador B.....	49

Lista de Apéndices

Apéndice A - Correlación Estructural - Formación Mirador..... 54

Apéndice B - Tablas Con Cálculos De Propiedades Petrofísicas Estimadas..... 56

Resumen

Título: evaluación de la variabilidad en la capacidad de flujo de diferentes unidades identificadas dentro de una misma formación productora mirador en un campo de crudo pesado*

Autor: Juan Andres Cardenas Oycata**

Palabras Clave: Unidades hidráulicas de flujo, Indicadores de zona de flujo, índice de calidad de yacimiento

Descripción: En un campo en producción que tiene diferentes unidades de flujo identificadas geológicamente durante la etapa de perforación y desarrollo, se evidenció durante una corrida de registros de producción que, la productividad esperada en una de las unidades no correlacionaba con los datos petrofísicos o de producción histórica del campo. Se llevó a cabo una evaluación petrofísica de todos los pozos del campo con base en modelos de arcilla, porosidad y permeabilidad sin obtener una explicación a las diferencias de potencial de flujo observadas. Por tal razón, se utilizó la teoría de indicadores de zona de flujo e índices de calidad de yacimiento, con lo cual se evidenció que, a pesar de tener buenas características petrofísicas a lo largo de la arena productora, y de observar similitud en las interpretaciones petrofísicas y los respectivos modelos entre los pozos productores, existen áreas dentro del campo que difieren en su potencial de flujo. Finalmente se procedió a identificar las zonas que deberían ser cerradas para mejorar la relación crudo-agua del campo, usando para tal fin las curvas de flujo fraccional de la arena productora, para así conocer que zona tiene la menor saturación de crudo disponible y a su vez aporta la menor cantidad de fluido.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Hugo Alejandro García Duarte. Magister en Ingeniería de Petróleos.

Abstract

Title: variability evaluation of flowing capacity for different flow units identified in a producer formation mirador from a heavy oil field*

Author: Juan Andres Cardenas Oycata**

Key Words: hydraulic flow units, flow zone indicator, reservoir quality index.

Description: In a field in production that has different geologically identified flow units during the drilling and development stage, it was evidenced during a production log run that the expected productivity in one of the units did not correlate with the petrophysical or historical production data. from the field. A petrophysical evaluation of all wells in the field was carried out based on clay, porosity, and permeability models without obtaining an explanation for the differences in flow potential observed. For this reason, the theory of flow zone indicators and reservoir quality indices was used, which showed that, despite having good petrophysical characteristics along the producing sand, and observing similarity in the interpretations petrophysics and the respective patterns between producing wells, there are areas within the field that differ in their flow potential. Finally, we proceeded to identify the areas that should be closed to improve the oil-water ratio of the field, using for this purpose the fractional flow curves of the producing sand, in order to know which area has the least saturation of oil available and in turn provides the least amount of fluid.

* Degree work

** Physicochemical Engineering School. Petroleum Engineering School. Director: Hugo Alejandro García Duarte. Master in Petroleum Engineering.

Introducción

El campo de estudio fue descubierto mediante la perforación de un pozo en el año 2013, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales. El descubrimiento mostró evidencia de hidrocarburos en la formación Mirador (Oligoceno), la cual se caracterizó en el área con propiedades petrofísicas tales como: porosidades totales mayores al 30%, volúmenes de arcilla entre el 5% al 10% y permeabilidades entre 1D y 4D. A partir de su descubrimiento, el campo se desarrolló mediante la perforación de 12 pozos hasta la actualidad, teniendo como sistema de levantamiento el bombeo electro sumergible. Con base en la información obtenida mediante registros eléctricos obtenidos durante las etapas de perforación y desarrollo del campo, se identificaron dentro de la formación productora 4 unidades o secciones que diferían en sus capacidades de flujo, salinidad de agua de formación y saturación de hidrocarburo.

Al pertenecer a la misma formación geológica estas zonas de flujo fueron puestas a producción en commingle, en algunos pozos, desde el inicio del campo, pero fue en el año 2017 que se adelantó una campaña de evaluación de formaciones mediante la corrida de un registro de producción – PLT, con el cuál se observó que a pesar de haber identificado y mapeado diferentes unidades / capas de arena dentro del yacimiento productor, las propiedades de flujo de estas unidades no eran las mismas a lo largo del área del campo. Con base en la información recopilada durante 7 años de producción, los registros corridos durante las etapas de perforación y producción, un corazón tomado de la formación productora y sus análisis petrofísicos especiales llevados a cabo se torna importante, poder analizar las razones por las cuales se evidencian diferencias de

capacidad de flujo en las unidades productoras pertenecientes a una misma formación Mirador-productora de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta que en la actualidad el factor de recobro del campo supera el 30%, alcanzado en su totalidad mediante método de recobro primario, e influenciado por el mecanismo de producción por acuífero activo, que a su vez aumenta exponencialmente los índices de productividad de la formación, el llevar a cabo un análisis de las causas de variabilidad en el potencial de flujo de las unidades identificadas dentro de la formación productora, genera la posibilidad de identificación de posibles zonas productivas que puedan aportar una mejor relación agua-petróleo. Lo anterior puede adicionar volúmenes de reservas a las estimadas para la vigencia 2020 cuantificadas en menos de 1 millón de barriles, que por el mecanismo de producción pudieron ser dejadas de producir, teniendo como resultado poder aumentar la vida económica del campo.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Evaluar la variabilidad del potencial de flujo de las diferentes unidades productoras dentro de la formación Mirador a partir de la integración, caracterización y análisis de información tanto petrofísica como de producción.

1.2 Objetivos Específicos

Caracterizar cada unidad de flujo de la formación productora, a partir de registros eléctricos y evaluación de núcleos, para entender las probables diferencias de regímenes de flujo.

Examinar la información disponible de datos históricos de producción de cada unidad y registros eléctricos de producción de pozo para comparar las diferentes magnitudes de índices de productividad (IPR) y flujos abiertos absolutos (AOF) de cada unidad.

Proponer el cierre de unidades de flujo que permitan reducir el aporte de agua y mejorar la producción de crudo del campo en evaluación.

2. Metodología

Con el fin de evaluar la variabilidad del potencial de flujo de las diferentes unidades interpretadas en la formación Mirador del campo en estudio, se propuso seguir la siguiente metodología:

Realizar control de calidad a interpretaciones de registros eléctricos mediante la elaboración de modelos de arcillosidad, porosidad y permeabilidad y con esta información caracterizar cada unidad de flujo identificada. Validar cada modelo con la información de análisis petrofísicos especiales realizados al núcleo del campo.

Realizar control de calidad a información de producción y registros eléctricos disponibles. Crear graficas de IPR para cada una de las unidades de flujo.

Con base en el análisis de propiedades petrofísicas y de producción, proponer nuevas zonas de flujo o cierre de estas para mejorar la relación agua-crudo del campo.

3. Marco Teórico

El campo objeto de estudio de este documento se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Fue descubierto en el año 2013 y a finales del año 2019 reportó una producción acumulada de más de 6 millones de barriles de crudo.

Como estrategia de desarrollo dentro del campo se han perforado 12 pozos productores desde el año de su descubrimiento, en un área de 600 acres aproximadamente. A partir de los

registros eléctricos corridos a cada uno de los pozos se interpretaron excelentes propiedades petrofísicas de la roca productora, en este caso una arenisca cuarzosa con permeabilidades entre 1 a 4 Darcies, porosidades totales entre 30% y 32%, y volumen de arcilla menor al 10%.

Los espesores saturados encontrados a lo largo del área del campo están entre 10 pies y 30 pies con saturaciones de agua iniciales del 30% en promedio. El ambiente depositacional de la roca productora es intermareal predominado por la presencia de un alto paleozoico sobre el cual las arenas se van pinchando, razón predominante para encontrar espesores variables a lo largo del campo. El fluido de producción es un black oil – crudo negro, con gravedad de 21° API, con GOR cercano a 0 y viscosidad de 60cP a temperatura y presión de superficie. Por otro lado, con base en datos de registros eléctricos, pruebas de restauración de presión y datos de producción durante la etapa de explotación del campo se ha determinado una presión de yacimiento inicial de 1980psi y una temperatura del yacimiento de 190 grados Fahrenheit a una profundidad de 5300 pies en profundidad vertical verdadera.

Con el objetivo de conocer a mayor profundidad las características petrofísicas de la roca productora, a finales del año 2013 se tomó un núcleo de todo el espesor encontrado de la arena en el pozo perforado. Posterior a ello, se llevaron a cabo análisis especiales para obtener información tal como permeabilidad relativa, saturaciones iniciales del yacimiento, condiciones de mojabilidad, y presiones capilares.

3.1 Modelo Petrofísico

El modelo petrofísico de un campo petrolero recopila datos como modelos de porosidad, permeabilidad, arcillosidad y saturación de fluidos los cuales permiten dimensionar la capacidad de flujo de la roca productora y el posible aporte de crudo mediante el cálculo del POES. Dicha información junto con el modelamiento de facies y los tipos de roca, juegan un papel protagónico

durante la realización de modelos estáticos (Cannon, 2018). Así las cosas, se mencionan los modelos que influyen de manera directa en el potencial de flujo de la formación productora:

3.1.1 Modelo de Arcillosidad

Para cuantificar la calidad de roca de la formación productora como primera medida se debe conocer el porcentaje de arcilla y minerales de arcilla presentes. El petróleo crudo se encuentra principalmente en rocas sedimentarias (Ursin & Zolotukhin, 1997) y la roca productora del campo de estudio, la formación Mirador, pertenece a un ambiente siliciclástico y por tal motivo, el efecto del volumen de arcilla presente impacta propiedades como la porosidad y permeabilidad, bases de la capacidad de flujo de cualquier sistema petrolífero. Las rocas de yacimiento son una mezcla de matriz (silicio, mayor componente de la arena), arcilla y fluidos que en su totalidad suman un valor de 1 en volumen. Los registros litológicos (rayos gamma) adquiridos durante la etapa de perforación del campo serán usados para calcular los volúmenes de arcilla presentes en las unidades de flujo de la arena productora.

3.1.2 Modelo de porosidades

Las porosidades en sistemas petrolíferos varían entre 5% y 40%, y dicha magnitud está relacionada con características como la uniformidad del tamaño de grano, el grado de cementación o consolidación, el empaquetamiento, y el nivel de compactación durante y después de la depositación (Ursin & Zolotukhin, 1997). Para el campo en estudio se tienen datos de registros de Densidad-Neutrón, que son la información de partida para calcular la porosidad total de la roca. El volumen de arcilla será utilizado para conocer el porcentaje de porosidad efectiva de la roca, entendiéndose como porosidad efectiva la porosidad total de la roca menos la porosidad ligada al volumen de arcilla calculado.

3.1.3 Modelo de permeabilidad

La capacidad de flujo (kh) de un medio poroso interconectado se denomina permeabilidad y depende de su porosidad efectiva, por lo cual, todos los factores que afectan la porosidad se deben tener en cuenta en el estudio de la permeabilidad de la roca productora (Escobar, 2005).

Con base en la información recopilada de los modelos de arcillosidad, porosidad y permeabilidad, se pueden caracterizar cada una de las unidades de flujo dentro de la formación productora. Esta información será validada con registros y análisis especiales realizados a un núcleo obtenido durante la etapa de desarrollo del campo, con el objetivo de entender las propiedades del medio poroso que rigen cada zona de flujo identificada (Tavakoli, 2018).

De igual manera, los datos de producción del campo son una información vital para evidenciar los diferentes regímenes de flujo de cada zona identificada. La relación de comportamiento de flujo o IPR, por sus siglas en inglés, es la relación que existe entre la tasa de flujo de fluidos y la presión de fondo fluyente del pozo (Ahmed T. , 2005). Esta relación da una hoja de ruta para conocer cuál puede ser el mayor aporte de fluido de la formación con base en cierta caída de presión. Con la información de producción del campo se podrá caracterizar cada zona y así validar su capacidad de flujo con las propiedades petrofísicas interpretadas.

Cabe la pena resaltar que durante los últimos años se ha venido evidenciando la necesidad de definir compartimientos o zonas de flujo dentro de una misma formación que tienen diferentes características petrofísicas, las cuales no permiten evaluar la formación productora de manera uniforme. Para esto se definió un término llamado Unidades Hidráulicas de Flujo o HFU por sus siglas en inglés, que a su vez son el resultado de ambientes depositacionales y procesos diagenéticos. Bear en el año 2013 definió las HFU como un volumen representativo del total de la roca de yacimiento dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas son las mismas. Estas

propiedades son similares en la misma unidad de flujo, pero difieren de una unidad de flujo a otra (Khalid, Desouky, Rashed, Shazly, & Sediek, 2020). Por otro lado, y como lo comenta (Redha, Djebbar Tiab, & Jalal, 2006) la definición de unidad de flujo en la industria de hidrocarburos es bien conocida, empezando desde 1972 con la definición de unidad hidráulica como un volumen elemental representativo del total de una roca reservorio, dentro de la cual las características petrofísicas y geológicas que afectan el flujo de fluidos son, internamente consistentes y predeciblemente diferentes a propiedades de otros volúmenes de roca reservorio. Este concepto tan importante será evaluado en el campo de estudio, con base en la información petrofísica y de producción disponible, para explicar las diferencias de productividades de zonas productoras dentro de una misma formación.

Dicha evaluación se ha realizado usando el concepto de índice de calidad de yacimiento o RQI por sus siglas en inglés (Oluwatosin, Bankole, & Zhenli, 2014) el cual muestra que no es posible obtener buenas descripciones de yacimiento sin introducir parámetros de garganta de poro y enlazar propiedades microscópicas con los atributos y caracterización macroscópica derivada de registros. Otras evaluaciones realizadas por Marwa, Z. El Sawy, et al 2020, muestran a su vez que cada unidad de flujo tiene un rango de indicadores de zona de flujo (FZI por sus siglas en inglés) y RQI únicos, por lo cual se puede caracterizar de una mejor forma el yacimiento, siempre y cuando se posea información microscópica de la roca. En el caso de estudio no se cuenta con información de tamaño de garganta de poro, información que puede ser usada, por ejemplo, para ajustar aún más modelos para el flujo de fluidos en la roca. Este fue el caso de Larry, O. Ajana et al 2016, quienes usando funciones matemáticas y correlaciones basadas en el concepto de FZI realizaron ejercicios de estimación de permeabilidad en yacimientos con información microscopía de su roca reservorio.

3.2 Relación de comportamiento de flujo - IPR

La relación de comportamiento de flujo o IPR, por sus siglas en inglés, es una relación entre la tasa de producción de crudo o gas de un pozo y la presión de fondo fluyente del mismo, la cual, a su vez representa la presión del yacimiento en la interfaz pozo-yacimiento (Azim, Ramirez, & Mohammad, 2018).

El IPR es una herramienta de excelente uso para llevar a cabo análisis de productividad y predecir el rendimiento en términos de flujo de los pozos en un área en producción. Con base en la producción acumulada de 7 años de operación del campo, se pretende analizar las diferentes graficas de IPR para cada uno de los pozos y de las unidades que fueron puestas a producción de manera independiente. Esto con el fin de poder caracterizar tanto litológicamente como petrofísicamente cada unidad de flujo y con esto, evidenciar si existe alguna relación entre algunas zonas y su capacidad de flujo.

4. Caracterización de unidades de flujo de la formación productora

Los 12 pozos perforados dentro del campo en estudio tienen información de registros eléctricos básicos (Triple combo), adicional a ello todos cuentan con su historia de producción de fluidos, desde el año 2013 hasta diciembre 2019. A continuación, se detalla la cantidad de información en lo que respecta a registros eléctricos, registros especiales y muestras de pared (SWC) tomados de la formación productora;

Tabla 1*Inventario de registros e información por pozo.*

No Pozos productores del campo	12
No Pozos con registros eléctricos	12
<hr/>	
Tipo de Registro	Cantidad de registros
Rayos Gamma (GR)	12
Neutrón	12
Densidad	12
Potencial Espontáneo (SP)	12
Sónico	1
Resistivos	12
Resonancia Magnética Nuclear	2
Muestras de pared (SWC)	11
<hr/>	
Información proveída por la operadora	

Cabe resaltar que, durante el desarrollo del campo se perforó y se recuperó un núcleo de la formación productora, al cual se le desarrollaron diferentes análisis especiales, tales como cuantificación de valores de porosidad y permeabilidad, determinación de permeabilidades relativas de la roca y saturación de fluidos. Esta información será de carácter relevante al momento de validar los diferentes modelos para cada una de las propiedades y así poder clasificar y caracterizar cada una de las unidades abiertas a producción. Por otro lado, y como se observa en la correlación estructural de los pozos del campo (anexo – 1) las unidades de flujo fueron definidas

inicialmente a partir de respuestas similares de registros litológicos (rayos gamma, potencial espontaneo, densidad de grano) y registros de resistividad.

Se debe tener en cuenta que, cada uno de los pozos del campo tuvieron la misma técnica de completamiento, la cual consistió en la perforación de intervalos no mayores a 10 pies de espesor, usando técnicas de cañoneo convencional mediante el uso de cañones de 4 ¾” de diámetro, que detonaron cargas de tipo penetración profunda o “DP” por sus siglas en inglés, con una densidad de disparos de 5 tiros por pie. Lo anterior con el objetivo de descartar posibles diferencias en completamiento que afecten las características de flujo de los pozos en el campo.

4.1 Modelo de arcilla

El volumen de arcilla de una roca productora de hidrocarburos es un parámetro básico del análisis de registros de pozo. Como lo menciona (Szabo, 2011) el método determinístico más usado para la estimación del volumen de arcilla está basado en la información medida por el registro de rayos gamma, con base en la siguiente ecuación de carácter lineal:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

De igual manera, y con base en la anterior relación, se han desarrollado otras ecuaciones y correcciones para estimar el volumen de arcilla, tales como:

$$V_{sh} = 0.33 \times [2 \times (2^{2X} - 1)] \quad (\text{Larianov, 1969, rocas terciarias})$$

$$V_{sh} = \frac{X}{A - BX} \quad (\text{Stieber, 1970})$$

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (X + 0.7)^2]^{0.5} \quad (\text{Clavier et al., 1977})$$

Debido a la falta de información sobre el volumen de arcilla de la formación mediante medición directa en núcleos, se decidió evaluar la ecuación que tuviera un mayor coeficiente de correlación con el cálculo linear del volumen de arcilla. El resultado mostró que la correlación de Clavier mostraba un coeficiente de correlación R2 más cercano a 1.

Figura 1.

Estimación de volumen de arcilla para cada uno de los pozos del campo en evaluación, con base en la ecuación de Larianov

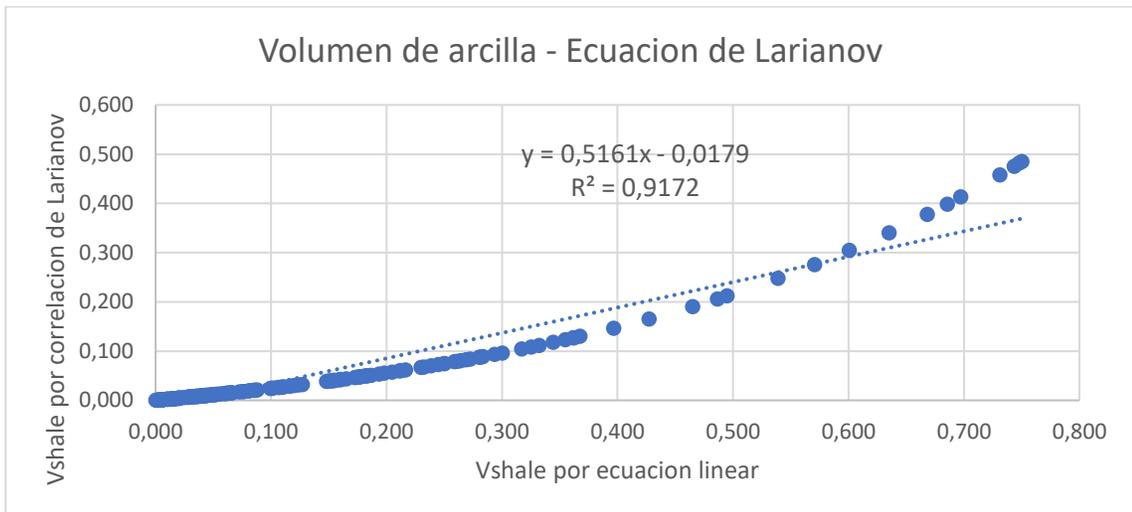


Figura 2

Estimación de volumen de arcilla para cada uno de los pozos del campo en evaluación, con base en la ecuación de Stieber.

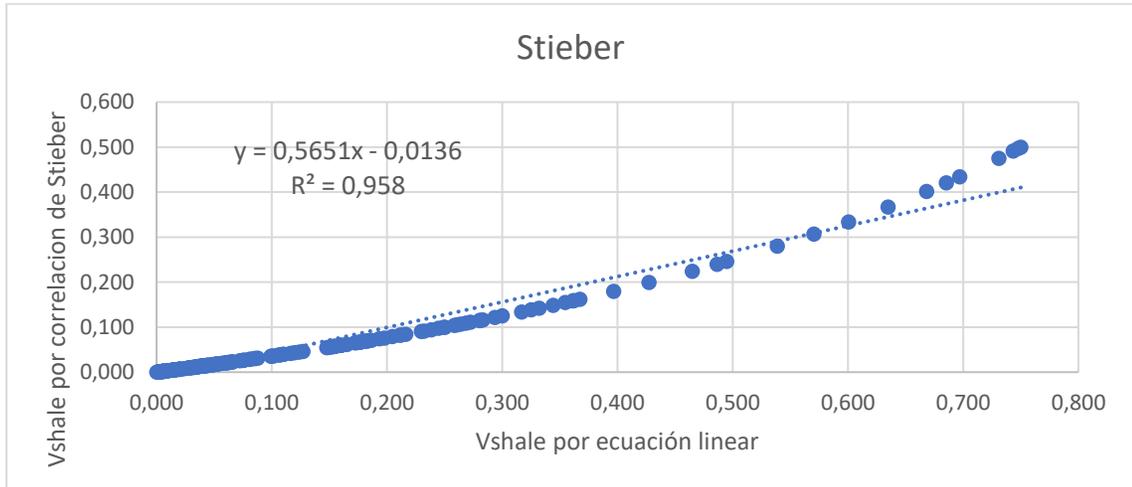
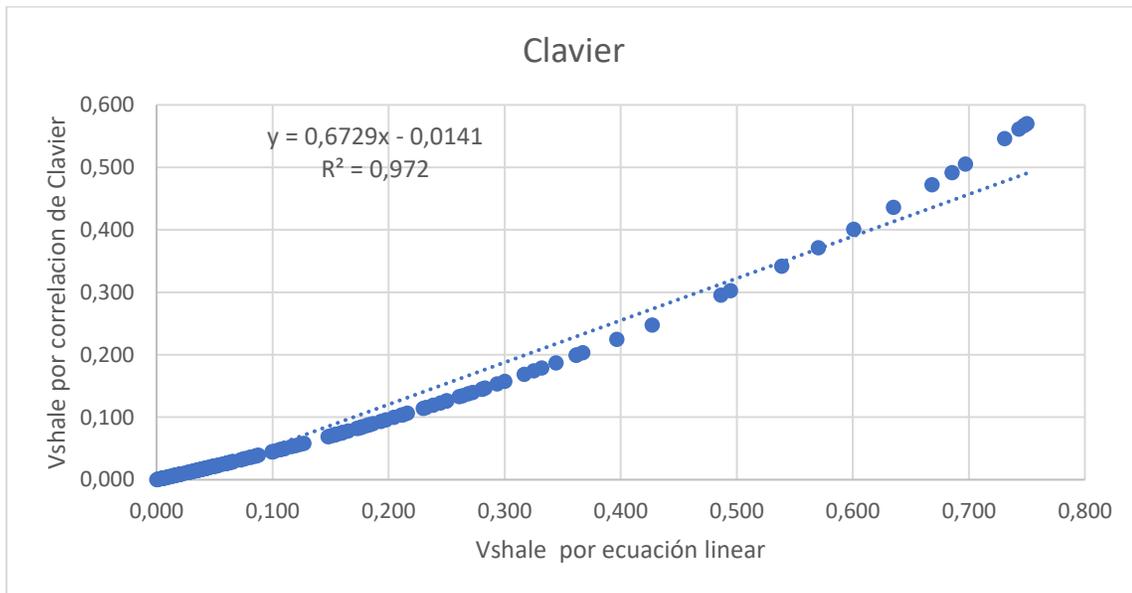


Figura 3.

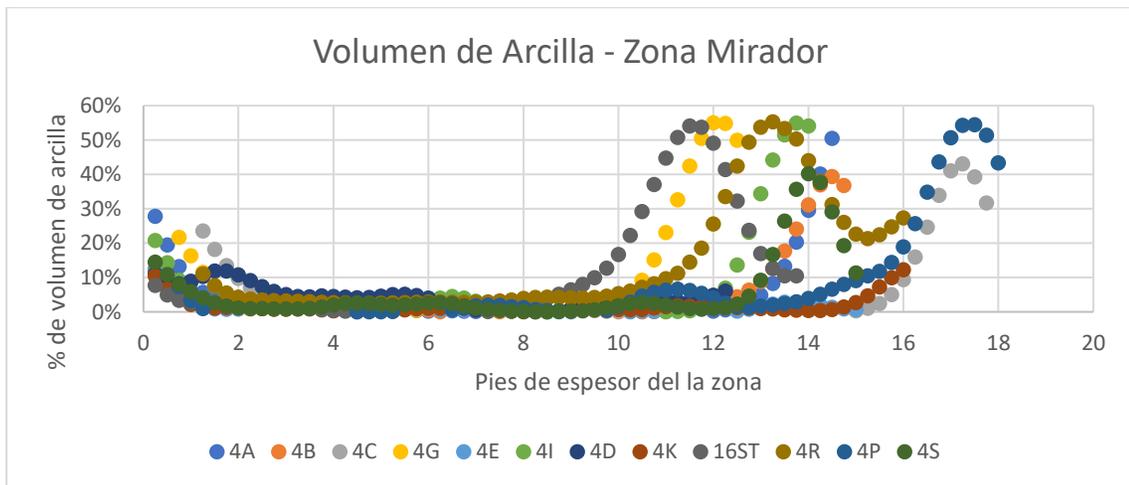
Estimación de volumen de arcilla para cada uno de los pozos del campo en evaluación, con base en la ecuación de Clavier.



Con base en lo anterior, se realizaron los cálculos de volumen de arcilla usando la estimación de Clavier, para cada una de las zonas de flujo en los pozos del campo. A continuación, los resultados para cada zona:

Figura 4.

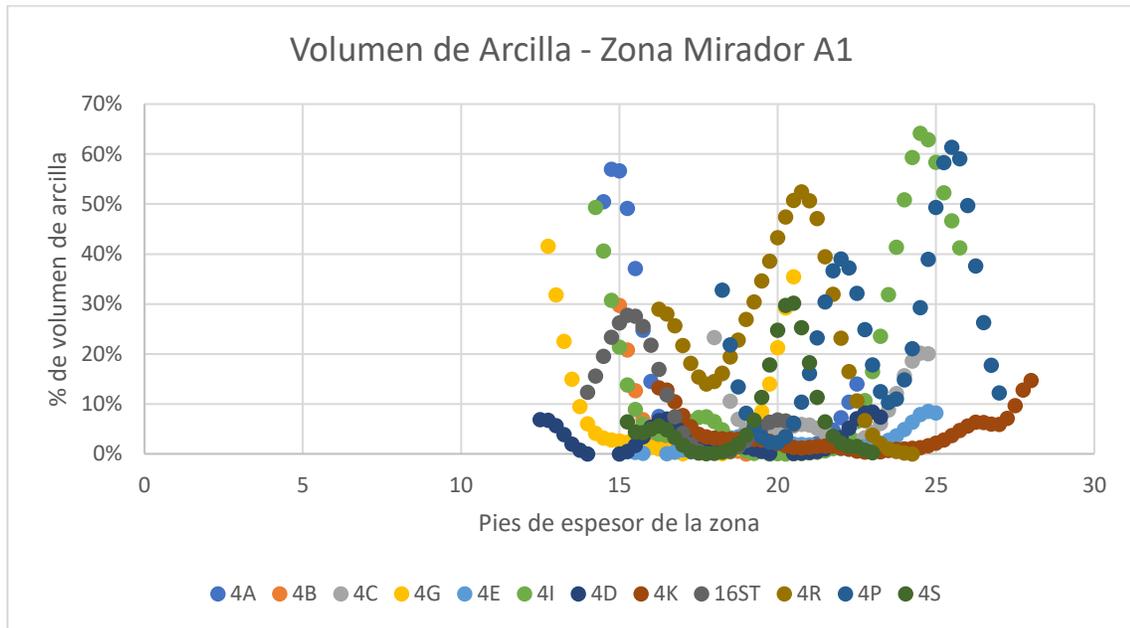
Estimación del volumen de arcilla para la zona Mirador, de todos los pozos del campo.



Se observa que, a lo largo del espesor de la zona de flujo Mirador, se tienen aproximadamente 10 pies de arena con un porcentaje de volumen menor al 10%, mostrando que es una arena bastante limpia. De igual forma se puede apreciar que el espesor de esta zona, al estar ubicado en el tope de la formación, tiene presencia en todos los pozos evaluados y tiene una magnitud similar en todos los registros.

Figura 5.

Estimación del volumen de arcilla para la zona Mirador A1, de todos los pozos del campo en evaluación.

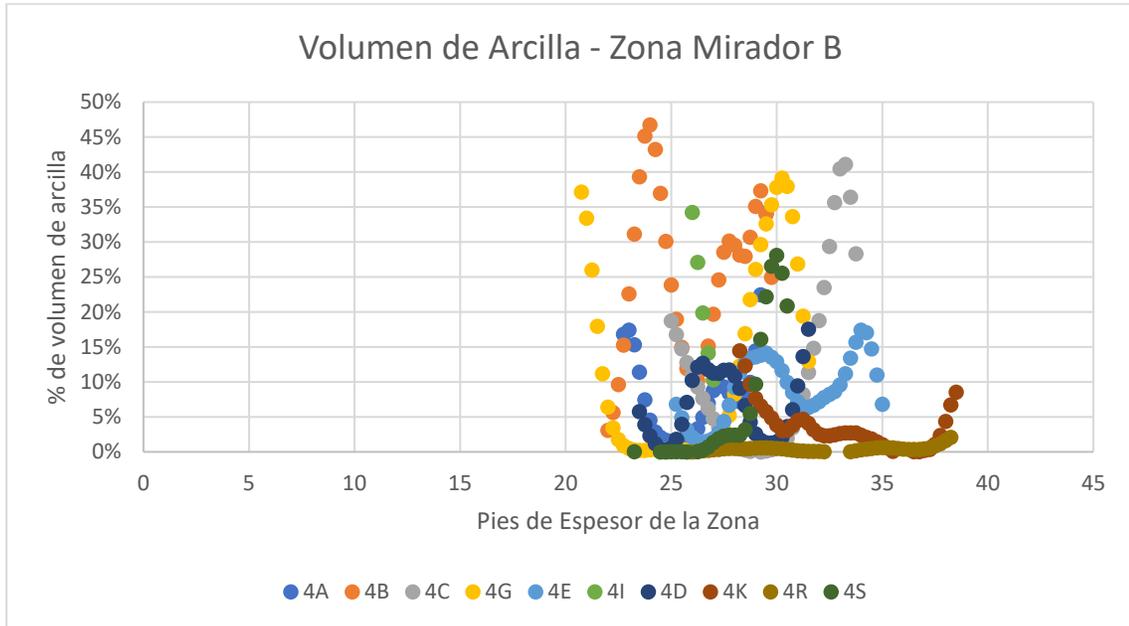


Para la zona de flujo Mirador A1, se observa que no existe uniformidad y baja heterogeneidad característica de una arena limpia en comparación con el lóbulo superior. Los porcentajes de volumen de arcilla crecieron y muestran un promedio entre un 10% y 20%. De igual manera el espesor de este lóbulo se reduce a un promedio de 10pies, como máximo.

Se observa que la zona evaluada no muestra uniformidad respecto al volumen de arcilla a lo largo de los pozos del campo. Para algunos pozos la unidad muestra un volumen de arcilla por encima del 20%, siendo que el promedio está por debajo del 10%.

Figura 6.

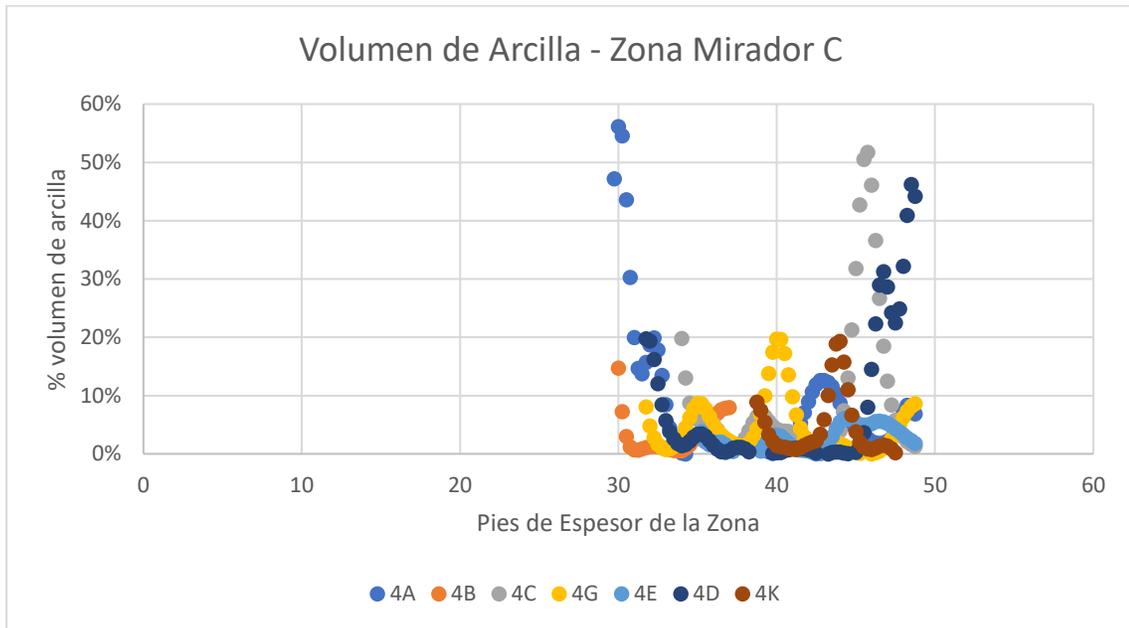
Estimación del volumen de arcilla para el lóbulo Mirador B, de todos los pozos del campo en evaluación.



La figura 6 muestra el comportamiento de la estimación del volumen de arcilla en los diferentes pozos que tienen presencia de la unidad Mirador B, donde se observa que el volumen de arcilla es altamente variable, registrando valores entre un 5% y un 30%. De esta figura se puede observar que esta unidad muestra la mayor concentración de arcillas respecto a las otras 3 zonas de flujo productoras dentro de la formación Mirador.

Figura 7.

Estimación del volumen de arcilla para la zona Mirador C, de todos los pozos del campo en evaluación.



La zona inferior de la formación productora, el Mirador C, muestra un promedio de espesor mayor al de otras zonas. Además, no está presente en todos los pozos (7 de 12 pozos del campo). Sin embargo, el volumen de arcilla promedio evidenciado es del orden de 10%, mostrando algunos valores puntuales por encima del 30%.

Así las cosas, con base en lo evidenciado durante el cálculo del modelo de arcilla usado para el campo en evaluación, no es clara la diferenciación de las zonas de flujo y este modelo no se puede considerar como un factor que pueda esclarecer las diferencias de flujo.

4.2 Modelo de porosidad

Para la creación del modelo de porosidad, es necesario tener dos de los registros eléctricos corridos en todos los pozos: el valor medido de densidad y la porosidad por neutrón adquirida por la herramienta de registros eléctricos.

En primera instancia, se debe calcular la porosidad por densidad, conociendo la densidad de la matriz. En este caso se usará la matriz de arenisca, la cual posee una densidad de 2,65 g/cm³, siguiendo la ecuación:

$$\Phi_{densidad} = \frac{\rho - \rho_{matrix}}{\rho_{matrix} - \rho_{fluido}}$$

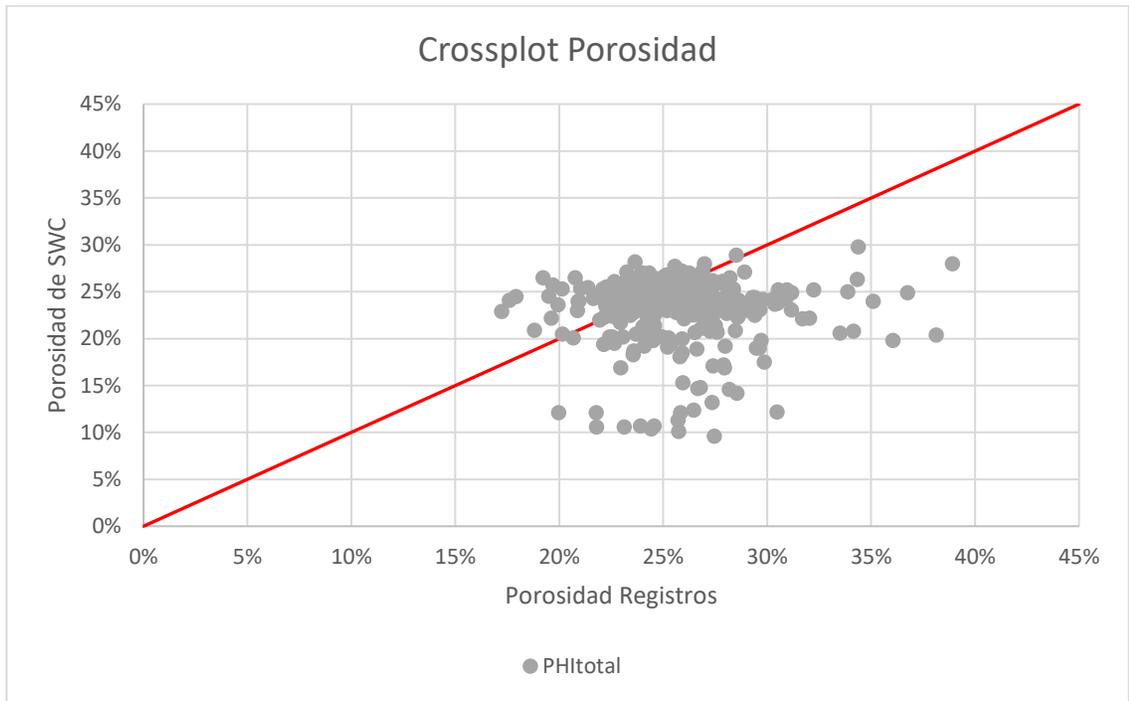
Oluwatosin et al, 2014

$$\Phi_T = \frac{(\Phi_{densidad} + \Phi_{neutron "matriz caliza"})}{2}$$

Adicional al cálculo anterior y teniendo en cuenta lo mencionado sobre las muestras de pared para cada uno de los pozos, se elaboró un crossplot de correlación entre los valores calculados de porosidad mediante los datos de registros eléctricos versus los datos de porosidad total obtenidos a partir de las muestras de pared de cada pozo.

Figura 8.

Correlación entre estimación de porosidad versus datos de porosidad medidos en muestras de pared.



Con base en la información mostrada por la figura 8, se puede evidenciar que la estimación de porosidad y el modelo usado tienen una correlación aceptable con los valores medidos por laboratorio de cada muestra de pared.

Sin embargo, no se observan diferencias considerables en las magnitudes de porosidad de los pozos del campo. Es por esto que, la porosidad como propiedad petrofísica evaluada individualmente, no es un diferenciador claro que permita identificar las razones por las cuales existe diferencia en la capacidad de flujo de cada unidad.

4.3 Modelo de permeabilidad

Es de vital importancia cuantificar la permeabilidad de cada una de las zonas productoras del campo en evaluación, dado que la permeabilidad es una característica inherente a la capacidad de flujo de una roca. Teniendo en cuenta que, para tener una medida real de la permeabilidad de la roca, se deben realizar análisis de laboratorio a muestras obtenidas de un pozo, a lo largo del tiempo se han venido desarrollando correlaciones y estudios donde se relacionen la porosidad de la roca y la saturación irreducible de la misma con el objetivo de estimar valores de permeabilidad. Dos de las correlaciones más aplicadas para obtener estimaciones de permeabilidad son las ecuaciones de Timur y la de Wyllie and Rose, (Redha, Djebbar Tiab, & Jalal, 2006)

$$k = 8,58102 * \frac{\varnothing^{4,4}}{S_{wirr}^2}$$

Ecuación de Timur (1968)

$$k = \left[250 * \frac{\varnothing^3}{S_{wirr}} \right]^2$$

Ecuación de Wyllie y Rose (1950)

Las anteriores ecuaciones tienen como base de cálculo la porosidad (\varnothing) y la saturación de agua irreducible de la roca (S_{wirr}). Para efectos de la estimación del valor de permeabilidad (k), se utilizaron los valores de porosidad total obtenidos en el modelo de porosidad, calculado en el aparte anterior, y el valor de saturación de agua irreducible, que fue tomado de la información obtenida de los análisis especiales realizados al corazón del campo.

Con el objetivo de validar cuál de las dos estimaciones se ajustaba mejor, se generaron crossplot entre los valores estimados por las 2 ecuaciones anteriores y, la permeabilidad medida en cada una de las muestras de pared adquiridas para cada pozo durante su perforación.

Figura 9.

Correlación entre estimación de permeabilidad por ecuación de Timur versus datos de permeabilidad medidos en muestras de pared.

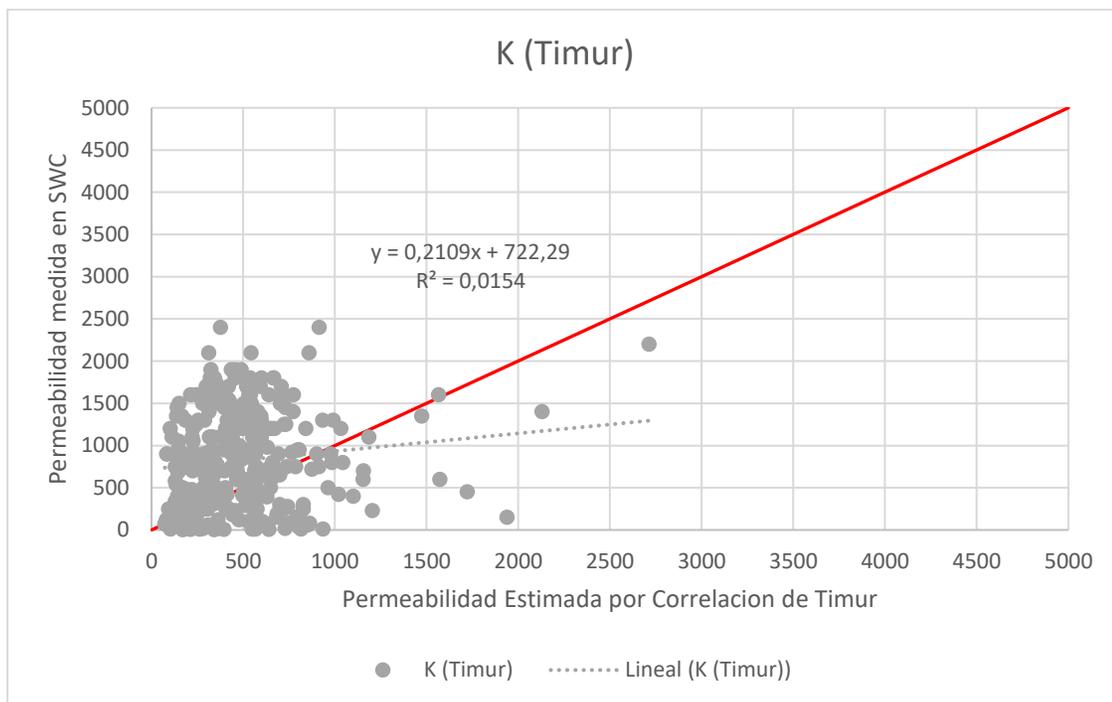
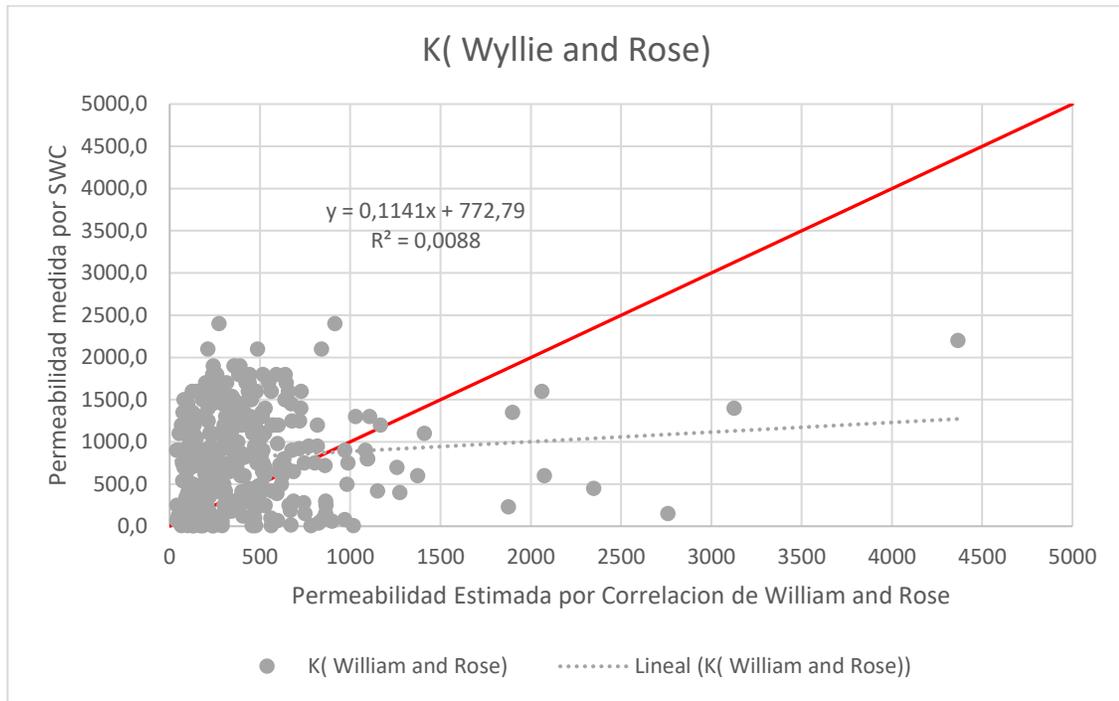


Figura 10.

Correlación entre estimación de permeabilidad por ecuación de Wyllie and Rose versus datos de permeabilidad medidos en muestras de pared.

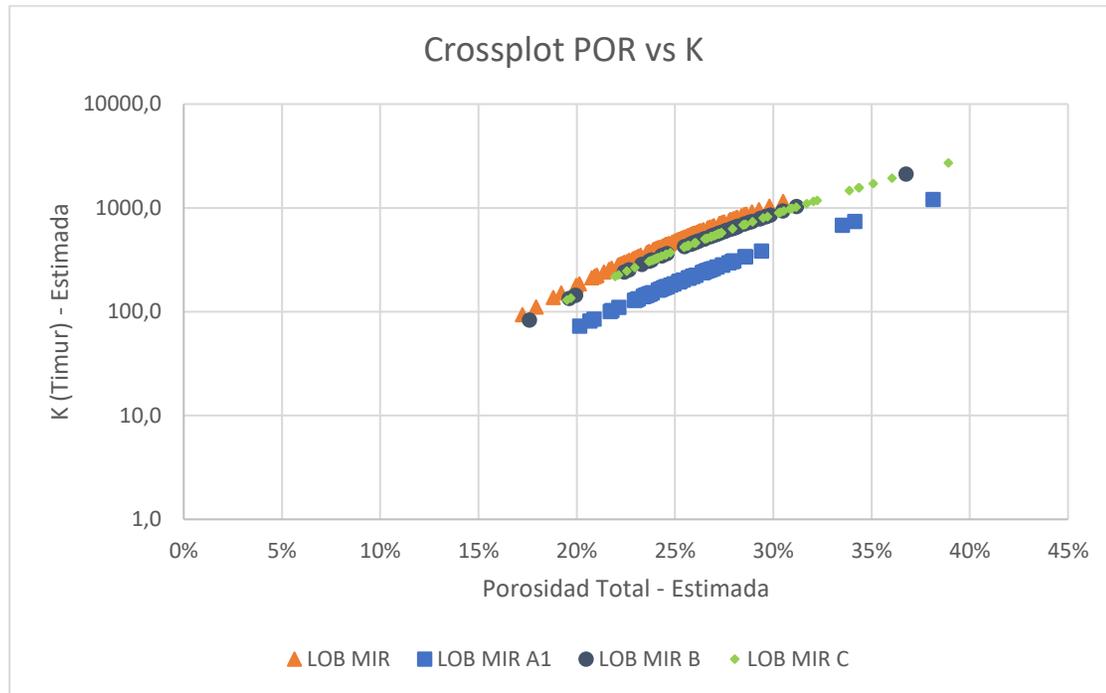


Con base en lo evidenciado en las figuras 9 y figura 10, se observa que la correlación más aceptable para la estimación de permeabilidad es la ecuación de Timur, debido a que la dispersión de los datos es menor y su coeficiente de regresión es mayor, con respecto a los resultados de la estimación mediante la ecuación de Willye and Rose.

Teniendo definida la correlación para la estimación de permeabilidad, se elaboró un crossplot porosidad total por registros versus permeabilidad estimada por correlación para conocer e identificar patrones de flujo dentro de la formación productora que pudiera correlacionarse con cada unidad de flujo identificada.

Figura 11.

Crossplot entre estimación de permeabilidad por ecuación de Timur versus cálculos de porosidad total por registros eléctricos.



Como se observa en la figura 11, las 4 unidades productoras identificadas en el campo tienen permeabilidades y porosidades totales en un rango de 100mD a 2700mD y 17% y 32% respectivamente (Los cálculos de porosidad total y permeabilidad para cada unidad se encuentran en el anexo 2 del documento). A pesar de que las unidades son interpretadas geológicamente como independientes, conforme como se puede observar en la correlación estructural de los pozos del campo – ver Apéndice A, las propiedades de flujo y almacenamiento de fluido muestran que tienen una importante similitud. También cabe resaltar que según lo evidenciado en la figura 11, existe una diferencia entre la unidad Mirador y Mirador A1 y que las unidades B y C pudieran unificarse en 1 sola, toda vez que sus parámetros tienen magnitudes muy similares.

Teniendo en cuenta lo mencionado, la identificación de diferencias de flujo para cada unidad con base en la evaluación independiente de la permeabilidad no muestra resultados claros ni concluyentes que sugieran que dicha propiedad pueda ser usada como diferenciador de cada unidad.

Así las cosas, la evaluación convencional del yacimiento mediante la elaboración de modelos de propiedades petrofísicas (volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad) no arrojó resultados concluyentes, razón por la cual se aborda una segunda metodología para la identificación de unidades hidráulicas de flujo. Dicha metodología relaciona los términos de índice de calidad de roca o RQI por sus siglas en inglés, la razón de volúmenes de porosidad o PHI_z y el indicador de zona de flujo o FZI por sus siglas en inglés.

Los anteriores parámetros se calculan según las siguientes expresiones:

$$RQI = 0,0314 * \sqrt{\frac{K}{\theta_e}}$$

$$\theta_z = \left(\frac{\theta_e}{1 - \theta_e} \right)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\theta_z}$$

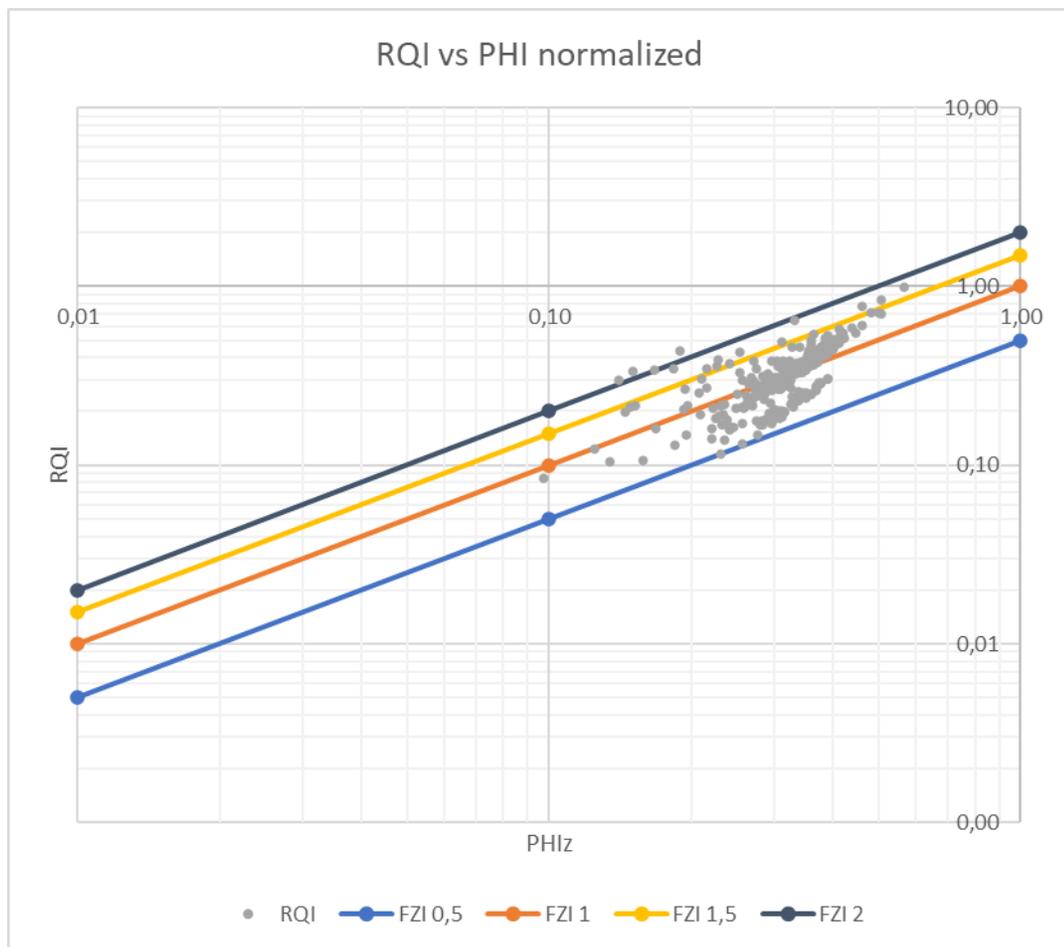
Teniendo en cuenta los datos de permeabilidad estimada y la porosidad efectiva que puede ser calculada a partir de los modelos de volumen de arcilla y porosidad, se calcularon los

parámetros de índice de calidad de roca e indicador de zona de flujo. Con los parámetros calculados se llevó a cabo el siguiente procedimiento:

Se generó un crossplot log-log entre los valores de RQI y la PHIZ donde se evalúa cada uno de los comportamientos de las unidades inicialmente identificadas.

Figura 12.

Crossplot entre RQI y Porosidad normalizada (PHIZ) para cada una de las zonas de flujo identificadas en la formación Mirador.



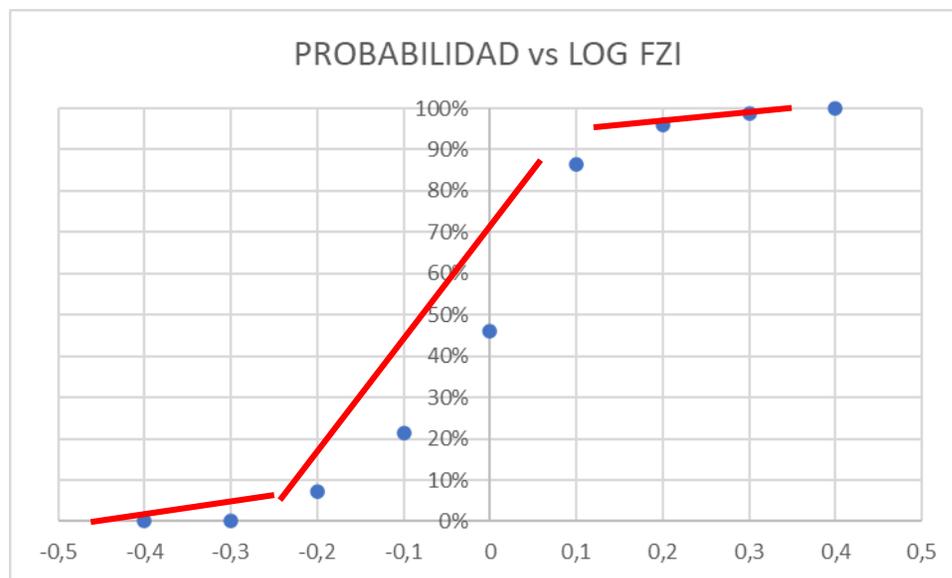
Como se observa en la figura 12, se llevó a cabo una comparación entre indicadores FZI calculados para cada una de las zonas de flujo de la formación mirador junto con indicadores FZI

constantes para poder caracterizar las diferencias de flujo entre cada zona. La densidad de datos se concentra entre los indicadores 0,5 y 1,5. Así las cosas, se puede hablar preliminarmente de 3 unidades hidráulicas de flujo, lo que reduciría de 4 unidades, interpretadas al inicio de esta evaluación, a 3 unidades de flujo.

Para reforzar la hipótesis anterior y dentro de la metodología de identificación de unidades hidráulicas de flujo se llevó a cabo el cálculo del logaritmo del indicador FZI con el objetivo de calcular la probabilidad de ocurrencia, siguiendo un comportamiento de distribución normal como se puede evidenciar en la figura 13. Nuevamente se observa que, a partir de la gráfica generada, los datos se agrupan en 3 comportamientos fácilmente diferenciables, con lo cual se puede corroborar que con base en el análisis de unidades hidráulicas de flujo se puede clasificar la arena productora dentro de 3 unidades.

Figura 13.

Cálculo de probabilidad de FZI versus probabilidad de ocurrencia para una distribución normal de datos.



4.4 Graficas de IPR por unidad

La etapa de producción del campo ha acumulado más de 7 años de datos de fluidos en superficie y presiones de cabeza y fondo. Durante todo este tiempo cada uno de los pozos han tenido trabajos de re-completamiento donde se han abierto o cerrado zonas a producción, y en algunos pozos se ha tenido la oportunidad de probar y poner en producción unidades de flujo por separado. Teniendo en cuenta lo anterior se compiló la información de cuáles son las unidades de flujo que están abiertas actualmente en la siguiente tabla:

Tabla 2.

Unidades de flujo abiertas para cada pozo productor.

Pozo	Unidades de flujo abiertas			
	Mirador	Mirador	Mirador	Mirador C
		A1	B	
Pozo A	X		X	X
Pozo B	X	X		X
Pozo C		X	X	
Pozo G			X	
Pozo E	X	X		X
Pozo I	X			
Pozo D		X		
Pozo K				X
Pozo P	X			
Pozo R			X	X

Pozo S	X
Pozo16	X

La información de producción para cada pozo contiene variables como presión de fondo, volúmenes de fluidos fiscalizados en superficie y presiones iniciales de yacimiento. Con base en esta información, se puede llevar a cabo el cálculo de índices de productividad (IP) para cada pozo (Ahmed T. H., 2010), teniendo en cuenta que, dependiendo del pozo, se podría evaluar unidades por separado. El cálculo del índice de productividad se lleva a cabo siguiendo la ecuación:

$$IP = \frac{Q_{total}}{P_{yacimiento} - P_{wf}} \quad (\text{Ahmed T. H., 2010})$$

Donde:

IP = Índice de productividad

Q_{total} = caudal total de fluido producido por pozo y medido en superficie

$P_{yacimiento}$ = presión del yacimiento productor

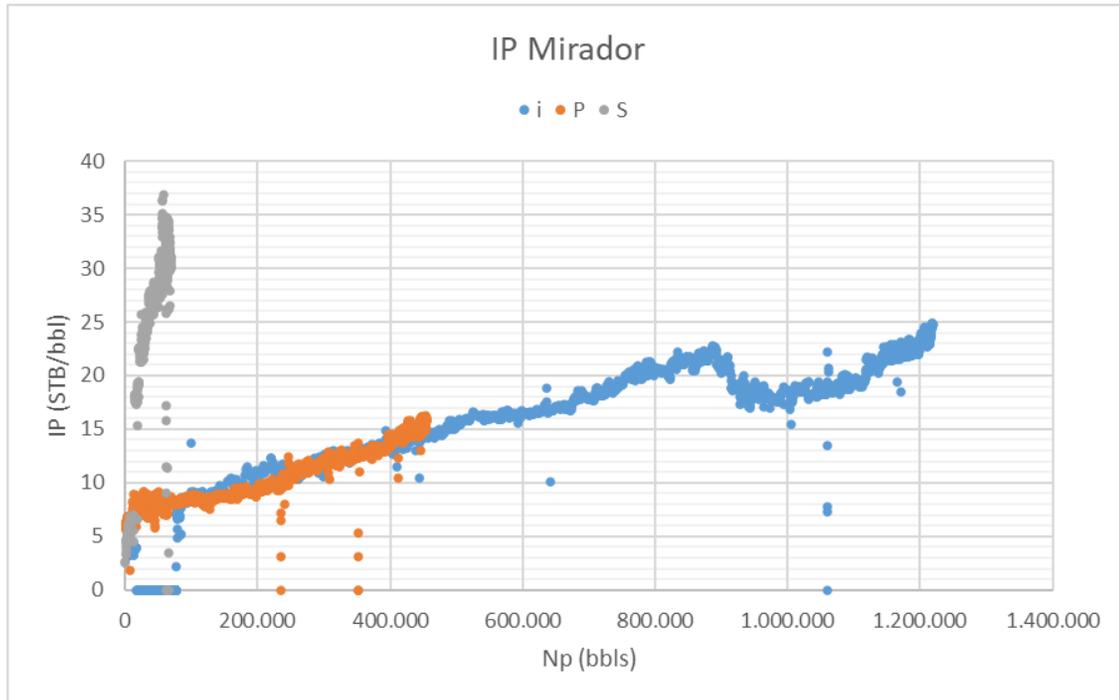
P_{wf} = presión del fondo fluyente

Con base en la información de producción, se llevó el cálculo del IP para cada pozo. Teniendo en cuenta la información suministrada en la tabla 2, existen varios pozos que acumularon días de operación produciendo de varias zonas al mismo tiempo, y por otro lado hay pocos pozos que han producido de cada unidad de flujo de manera independiente.

A continuación, se muestran las gráficas de IP para cada unidad de flujo con los pozos que han producido de forma independiente en cada una de ellas:

Figura 14.

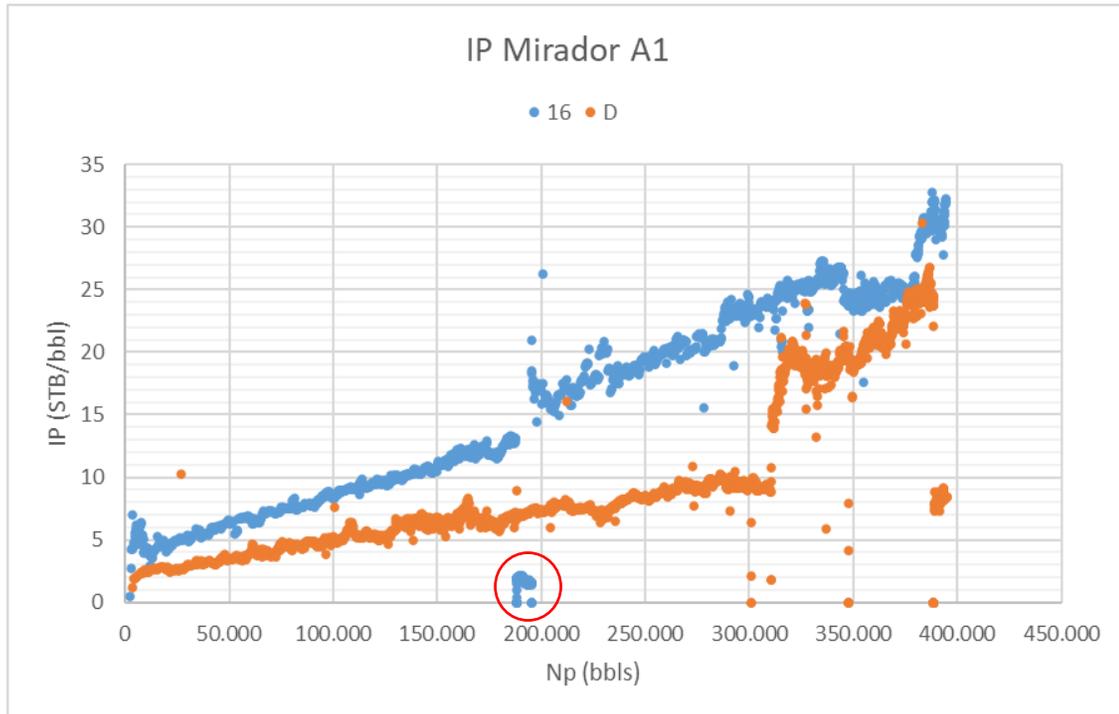
Cálculo de IP para los pozos productores de la zona Mirador



En la figura 14 se muestran 3 pozos que producen de manera independiente de la zona Mirador: se observa que el pozo S tienen un comportamiento diferente en cuanto a magnitud de IP a recobros de crudo bajos (menor a 50.000 barriles). Sin embargo, los pozos i y P muestran una magnitud de IP similar durante su etapa de recobro por encima de los 400.000 barriles.

Figura 15.

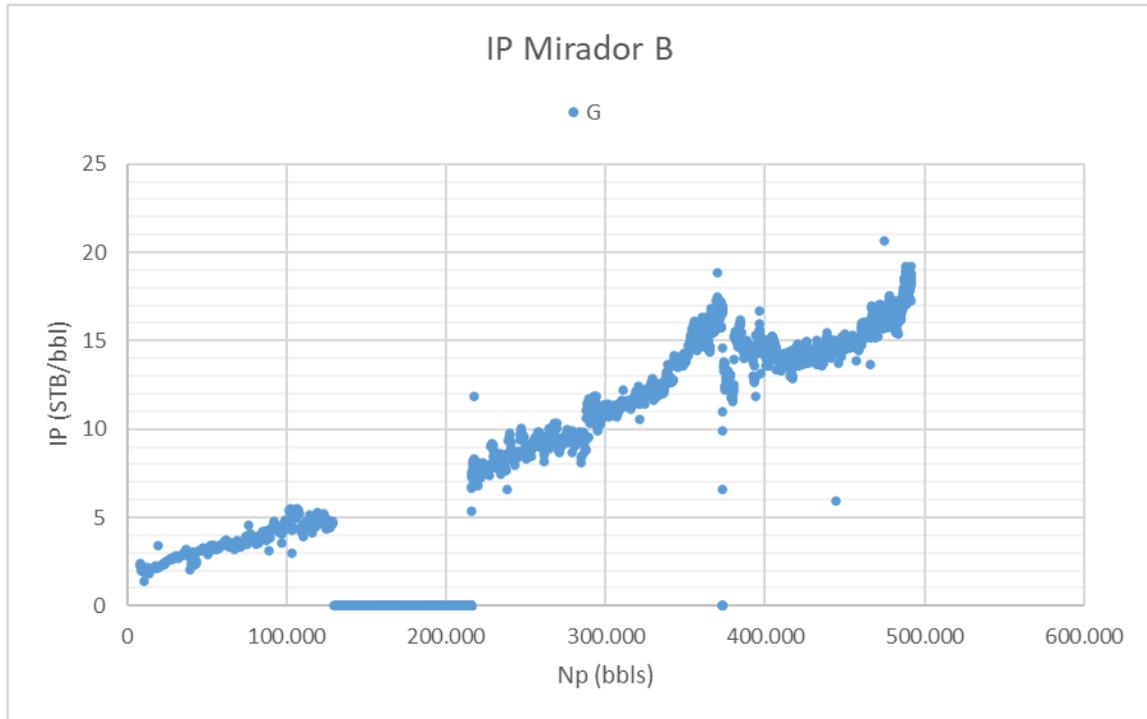
Cálculo de IP para los pozos productores de la zona Mirador A1



Para el caso de la zona Mirador A1, se cuenta con dos pozos produciendo independientemente de dicha zona, con magnitudes diferentes de IP. También es importante resaltar el periodo de producción resaltado por un círculo rojo en la figura, dado que se observa una caída drástica de la IP. Este comportamiento fue durante un cambio de completamiento del pozo 16, el cual pasó a producir de la zona Mirador. Este cambio de productividad y su respectivo análisis se abordará más adelante en este documento.

Figura 16.

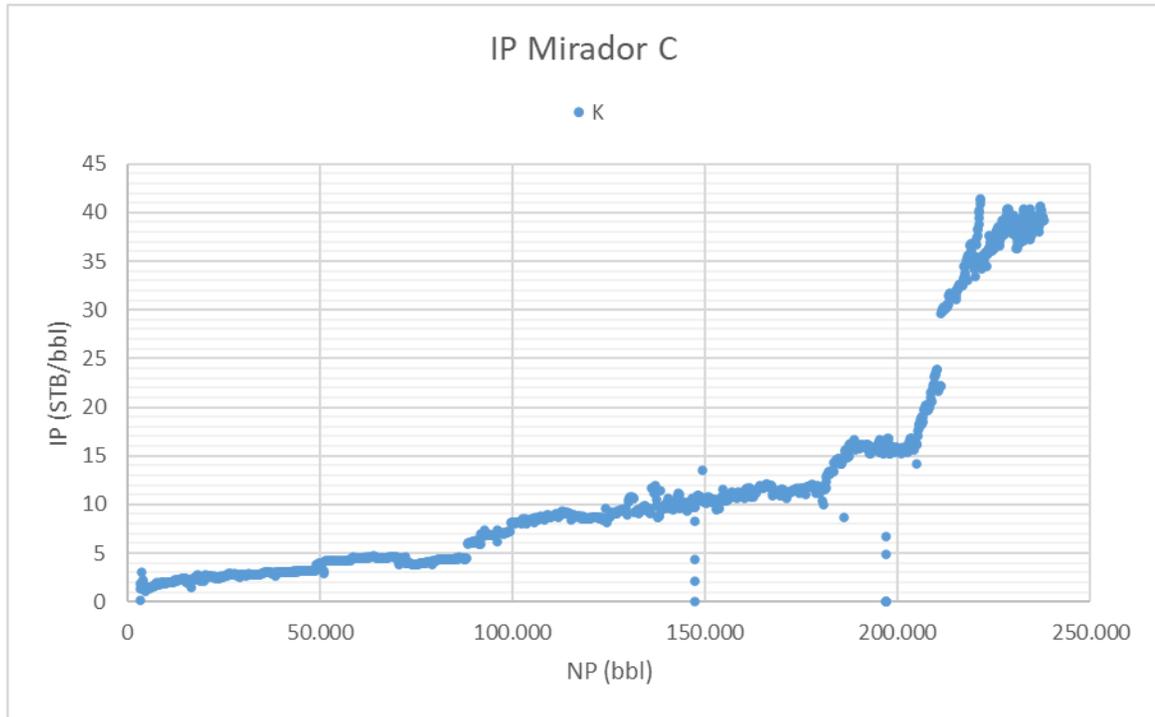
Cálculo de IP para los pozos productores de la zona Mirador B



En este caso, la zona Mirador B sólo cuenta con 1 pozo produciendo de manera independiente de esta zona. Se evidencia un periodo de producción (entre 120.000 barriles y 210.000 barriles) sin datos de IP, debido a la pérdida del sensor de fondo de la bomba electrosumergible del pozo. Sin embargo, posterior a dicho periodo, la magnitud de IP continua con la tendencia establecida en los periodos iniciales de producción.

Figura 17.

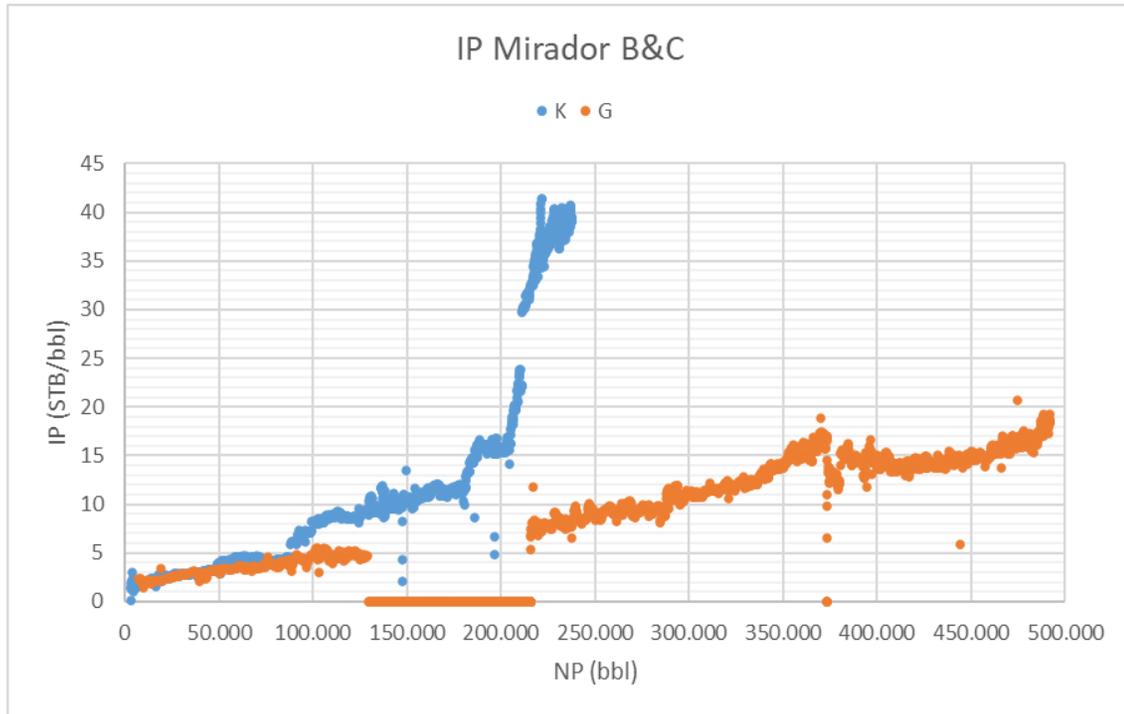
Cálculo de IP para los pozos productores de la zona Mirador C



Realizando una revisión a las gráficas de IP, se evidencia que las unidades Mirador B y Mirador C tienen un comportamiento muy similar, lo que puede seguir corroborando lo evidenciado mediante la estimación de FZI, dado que, con base en el análisis de yacimiento mediante la identificación de unidades hidráulicas de flujo, se identificó la posibilidad de tener sólo 3 unidades diferentes a lo largo del campo. Dicho lo anterior, se muestra el gráfico de IP combinado con los pozos tipo para las unidades Mirador B y Mirador C:

Figura 18.

Cálculo de IP para los pozos de las unidades Mirador B y Mirador C en conjunto.



La figura muestra que hasta los 90.000 barriles de crudo producidos los pozos tenían un comportamiento de productividad con diferencias menores al 5% en magnitud. El pozo K muestra un cambio de tendencia luego de la marca de los 100.000 barriles, el cual no se identifica como un cambio natural de la formación, y que por su parte fue resultado de una intrusión descontrolada de agua en el intervalo productor. Sin embargo, el pozo G sigue una tendencia clara respetando la pendiente inicial de aumento de productividad, hecho que confirma la hipótesis, generada a partir del análisis de zonas hidráulicas de flujo, de tener 3 unidades de flujo en lugar de 4.

Por otro lado, durante una campaña de re-completamiento / workover realizada en el campo de estudio, para el pozo 16 se llevó a cabo el cierre de la zona productora (unidad Mirador A1) y se procedió a cañonear y poner en producción la arena suprayacente (Mirador A). Cuando se

terminó el completamiento del pozo en su nuevo intervalo productor (Mirador A) y comenzó su etapa de producción, se evidenciaron tasas de flujo en superficie, (revisar puntuación) presión en cabeza y presión de fondo fluyente, totalmente diferentes a las esperadas por correlación con los pozos i y P, los cuales eran los análogos en el campo para producir de la zona Mirador A.

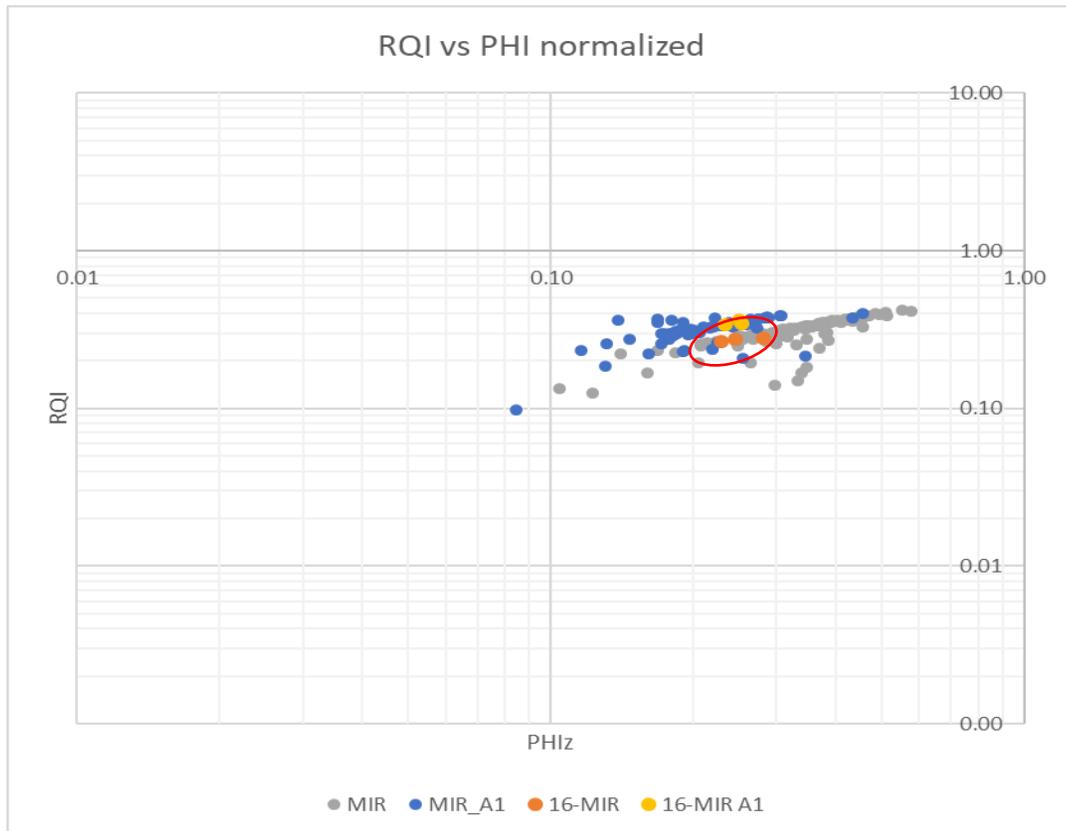
Lo condición mencionada anteriormente para el pozo 16 puede ser observada en la figura 13, donde la gráfica de color azul muestra datos de IP del pozo por debajo de 2 STB/psi cuando el volumen de crudo se acercaba a los 200.000 barriles producidos. Ese fue el periodo de tiempo durante el cual el pozo 16 estuvo produciendo de la zona Mirador A, bajo condiciones de operación diferentes a las mostradas por los pozos i y P que, comparando las figuras 12 y 13, deberían ser por lo mínimo del doble de magnitud en productividad, cerca de 5 STB/psi.

Así las cosas, el comportamiento de flujo de la unidad Mirador A no es congruente para todos los pozos en el campo, dado que durante una prueba de producción demostró que su capacidad de flujo difería entre pozos dentro del mismo campo.

Con base en los análisis realizados a partir de la evaluación de los registros eléctricos tomados, se evidencia que si bien la arena productora tiene propiedades petrofísicas dentro de rangos que no muestran diferencias considerables, la evaluación mediante el indicador FZI junto con los datos de producción soportan el hecho de que se pueden encontrar áreas dentro del campo que no seguirán el comportamiento promedio estimado mediante análisis petrofísicos. Teniendo en cuenta la anterior hipótesis, se analizaron los valores de indicadores RQI y FZI comparando los del pozo 16 versus los obtenidos para las unidades A y A1 a lo largo del campo, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 19.

Análisis de indicadores RQI y FZI para las unidades Mirador y Mirador A1 del campo y las presentes en el pozo 16



En este caso, se puede observar que los FZI, entre el pozo 16 y el campo en general, son congruentes en tendencia, pero los valores de porosidad y RQI para el intervalo perforado en la unidad Mirador del pozo 16 (datos color naranja encerrados en línea roja) se encuentran en los límites inferiores de cada propiedad, lo que demuestra que a pesar de la baja heterogeneidad evidenciada dentro de una misma unidad los resultados de flujo evidenciados en superficie se pueden ver afectados.

Por otro lado, los valores de porosidad y RQI para el intervalo perforado en la unidad Mirador A1 (datos color azul), se encuentran en el límite superior de lo observado en el campo. Razón por la cual el índice de productividad para esta unidad Mirador A1 del pozo 16 tiene congruencia con sus pares en otros pozos del campo. Comportamiento totalmente diferente a la zona Mirador, la cual difiere en productividades entre el pozo 16 y sus homólogos los pozos i y P.

4.5 Magnitud de AOF por unidad de flujo

Las gráficas IPR arrojan como resultado la magnitud del flujo abierto absoluto o AOF por sus siglas en inglés. El flujo abierto absoluto se identifica como el máximo valor de fluido producido que puede alcanzar un pozo en particular cuando su presión de fondo fluyente es igual a la presión de yacimiento. Para el caso de estudio se tomaron 3 pozos tipo para cada una de las unidades de flujo identificadas, como se muestra en las siguientes figuras:

Figura 20.

Grafica IPR para la unidad de flujo Mirador

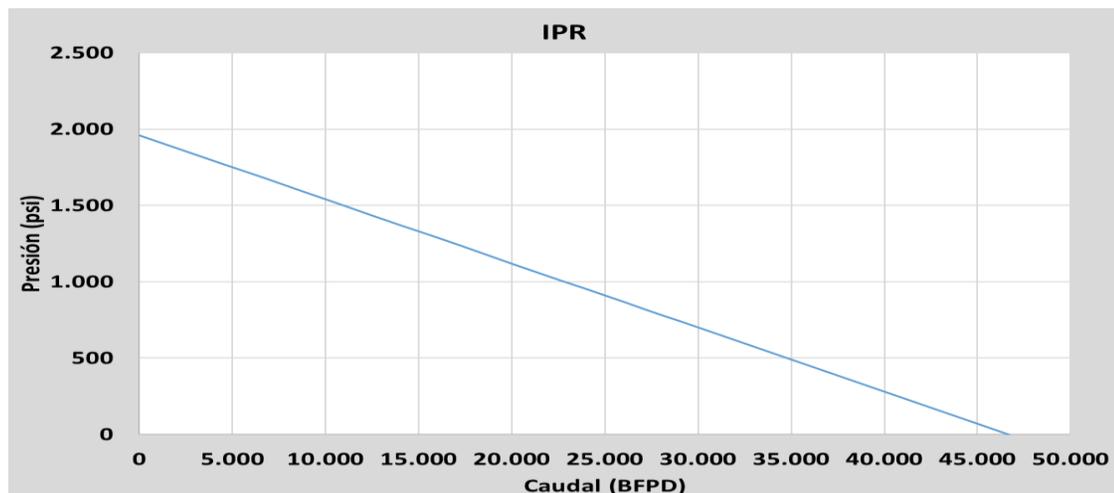


Figura 21.

Grafica IPR para la unidad de flujo Mirador A1

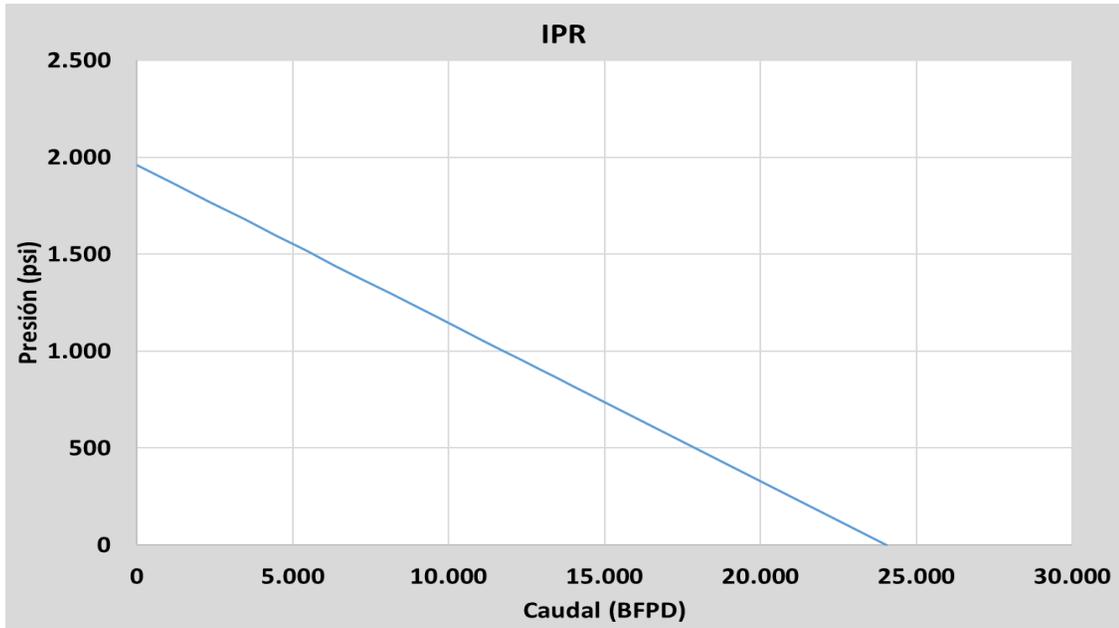
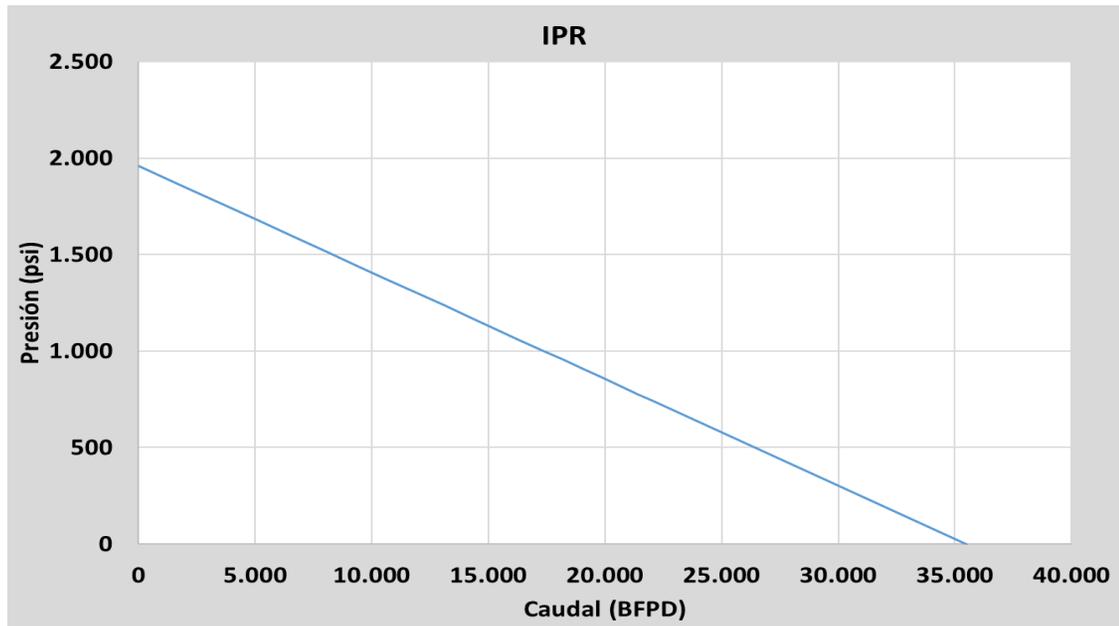


Figura 22.

Grafica IPR para la unidad de flujo Mirador B



Cada una de las figuras anteriores corrobora lo evidenciado mediante el análisis de unidades hidráulicas de flujo, dado que cada unidad arroja AOF congruentes con la calidad de roca, como sigue:

- a. Unidad Mirador con un AOF estimado en 46.700 barriles de fluido.
- b. Unidad Mirador A1 con un AOF estimado en 24.050 barriles de fluido.
- c. Unidad Mirador B con un AOF estimado en 35.500 barriles de fluido.

Las magnitudes de AOF estimadas para cada unidad tienen relación directa con las características de la roca identificadas anteriormente, así las cosas, la unidad Mirador entregaría el mejor desempeño en términos de caudal de producción, seguida de la unidad Mirador B y por último la unidad Mirador A1.

4.6 Revisión de posibles zonas de flujo para cierre

Hoy en día el campo en evaluación presenta un corte de agua por encima del 97%, comportamiento típico de los campos localizados en la cuenca de los Llanos Orientales. Así las cosas, para llevar a cabo una optimización de producción de crudo que permita reducir costos operativos, una de las variables que se deben analizar y atacar es el volumen de agua que se produce.

Teniendo en cuenta lo anterior, los pozos que serían candidatos a análisis son los que actualmente producen de más de una unidad de flujo al mismo tiempo. Retomando la información consignada en la tabla 2, los pozos objeto de análisis son: pozo A, pozo B, pozo C y pozo E.

Adicional a tener más de 2 unidades de flujo abiertas, se debe contemplar la saturación de aceite remanente, para de esa manera enfocar el resultado de optimización, a los pozos con una saturación remanente mayor. Una de las herramientas disponibles para estimar la saturación de

crudo remanente en cada una de las unidades de flujo son las curvas de flujo fraccional. Dichas curvas fueron generadas a partir de los datos obtenidos de análisis especiales realizados al corazón tomado del pozo G. A continuación, se muestran las curvas de flujo fraccional de cada unidad:

Figura 23.

Curva de flujo fraccional de la Unidad Mirador

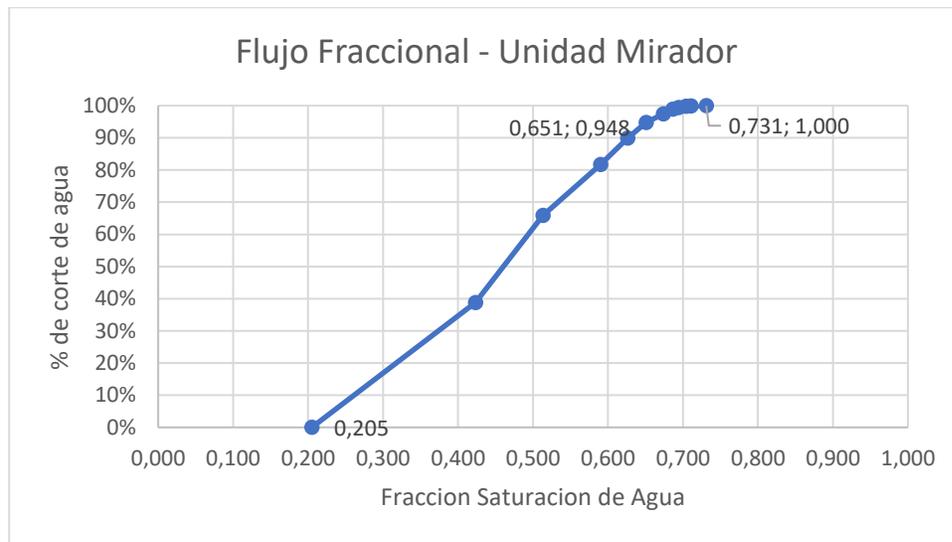


Figura 24.

Curva de flujo fraccional de la Unidad Mirador A1

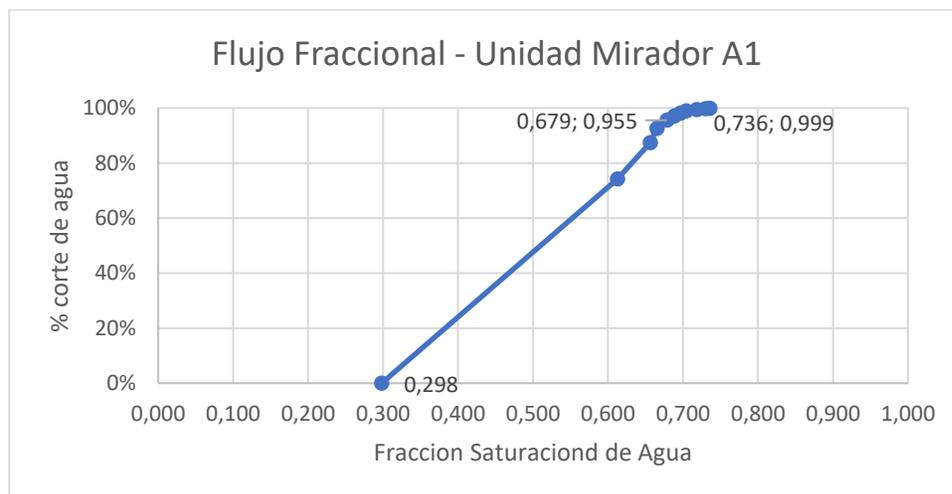
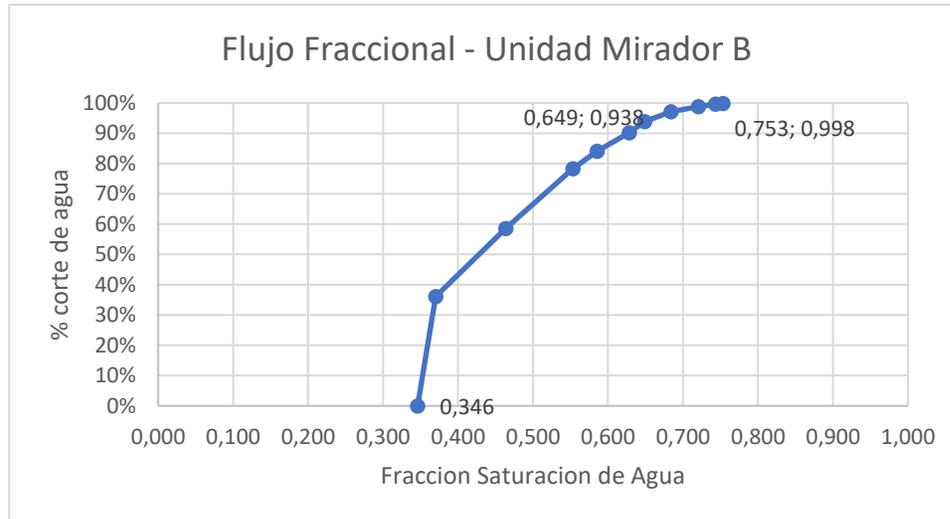


Figura 25.

Curva de flujo fraccional de la Unidad Mirador B



Las anteriores figuras muestran que por encima de un corte de agua de 90%, la saturación de aceite por drenar se reduce en las 3 unidades objeto de estudio. Para un mejor entendimiento, la siguiente tabla resume los dos últimos puntos de cada una de las gráficas de flujo fraccional:

Tabla 3.

Resumen de gráficas de flujo fraccional para cada unidad de flujo de la formación Mirador

	Fracción Saturación Agua	% corte de agua	Dif fracción de saturación agua
Mirador	65,1	94,8	8,0
	73,1	100,0	
Mirador A1	67,9	95,5	5,7

	73,6	99,9	
Mirador B	64,9	93,8	10,4
	75,3	99,8	

Con base en la información de la tabla 3, la unidad A1 muestra una fracción de saturación disponible menor a las de las otras dos unidades, por lo cual esta unidad debe ser escogida para ser aislada.

Así las cosas, de los pozos escogidos inicialmente, se propone cerrar la unidad A1 para reducir la producción de agua y dar preferencia a las unidades con mayor saturación de aceite.

Son embargo, el cierre de la unidad propuesta debe ser confirmado mediante la corrida de un registro de producción, que identifique el aporte de cada una de las 3 zonas abiertas a flujo, toda vez que dicha información es de importante valor, para conocer cual sería el impacto cuantificado en barriles al momento de cerrar la zona propuesta.

5. Conclusiones

Se realizó un análisis petrofísico que incluyó la creación de modelos de porosidad, arcillosidad y permeabilidad para identificar las posibles razones de las diferencias en capacidad de flujo de las unidades. Dicho análisis no fue concluyente y se procedió a usar índices de calidad de yacimiento e indicadores de zonas de flujo. Con ello se demostró con la existencia de zonas con propiedades de flujo específicas.

Por otro lado, se analizó la información de producción, con lo cual se clasificaron cada una de las unidades de flujo según las diferentes productividades, mostrando que la unidad A1 es la de

menor aporte de flujo dentro de la formación productora. Además, esta misma unidad se identificó como la de menor fracción de saturación de aceite remanente, con base en la información de curvas de flujo fraccional.

Finalmente, conociendo las capacidades de flujo de cada unidad y la estimación de la saturación de crudo remanente para cada una de ellas, se propuso un plan de cierre de unidades de flujo que permitan disminuir el aporte de agua del campo, impactando en la economía del área y permitiendo ofrecer una posible extensión de la vida operativa del campo en evaluación.

Referencias Bibliográficas

Ahmed, T. (2005). Reservoir Engineering Handbook.

Ahmed, T. H. (2010). Reservoir Engineering Handbook (Vol. 4th). Gulf Professional Publishing.

Azim, R. A., Ramirez, M., & Mohammad, R. (2018). Determination of Inflow Performance Relationship for a Vertical Well in Naturally Fractured Oil Reservoirs: Numerical Simulation Study. *Petroleum & Coal*, 60(2), 294-304.

Cannon, S. (2018). Reservoir Modelling. A Practical Guide (Vol. First Edition). Wiley-Blackwell.

Darling, T. (2005). Registros de pozo y evaluación de formaciones. Gulf Professional Publishing.

Escobar, F. (2005). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos (Vol. Primera Edición). Universidad Surcolombiana.

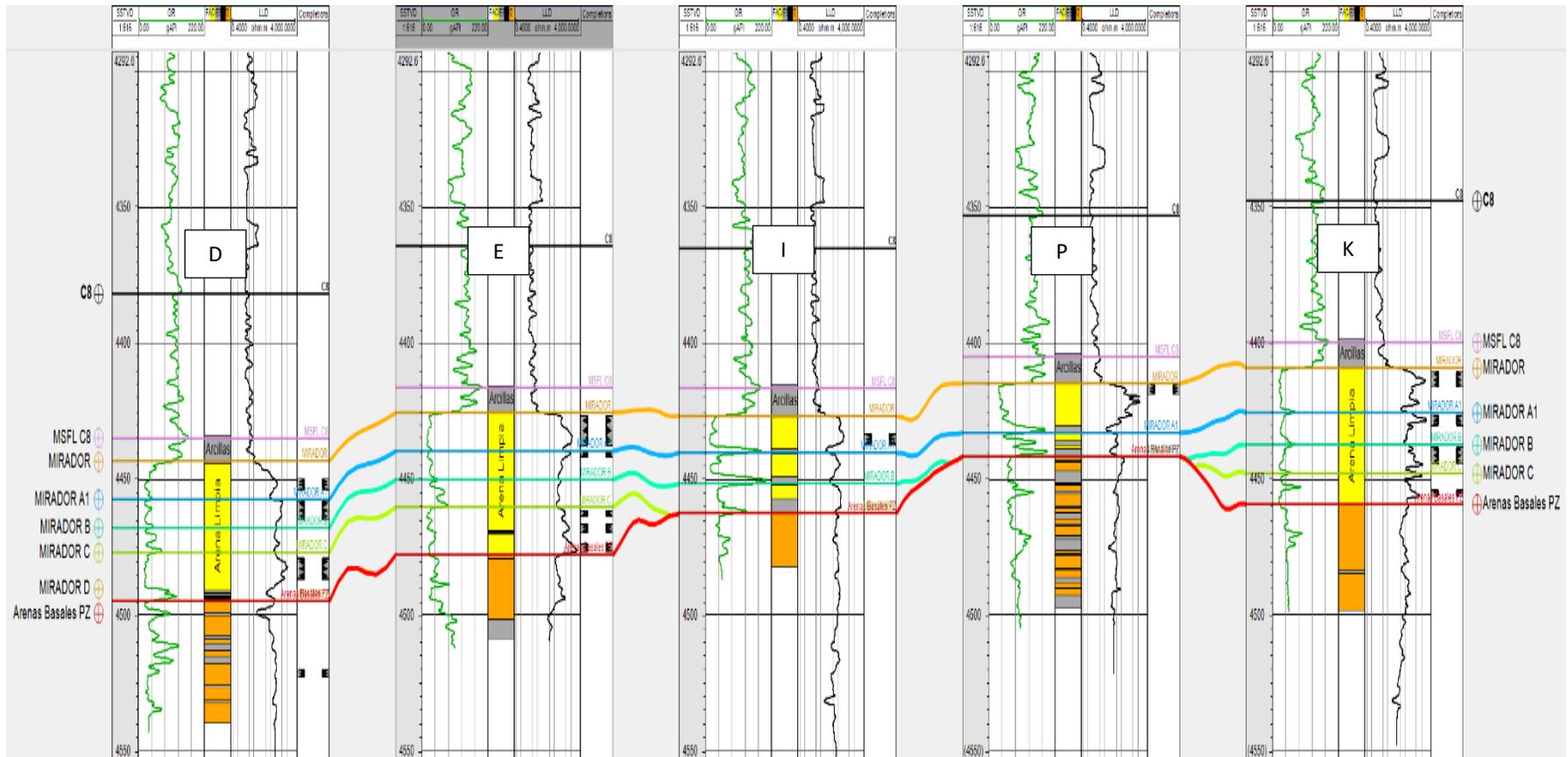
Gaji, A. A., Nzerem, P., Ogolo, O., Okafor, I., & Chior, T. J. (n.d.). A comparative analysis of the well performance of vertical, horizontal and multi-lateral wells. *Petroleum and Coal*, 62(1), 27-34.

Khalid, M., Desouky, S. E.-D., Rashed, M., Shazly, T., & Sediek, K. (2020). Application of hydraulic flow unit's approach for improving reservoir characterization and predicting permeability. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(2), 467.

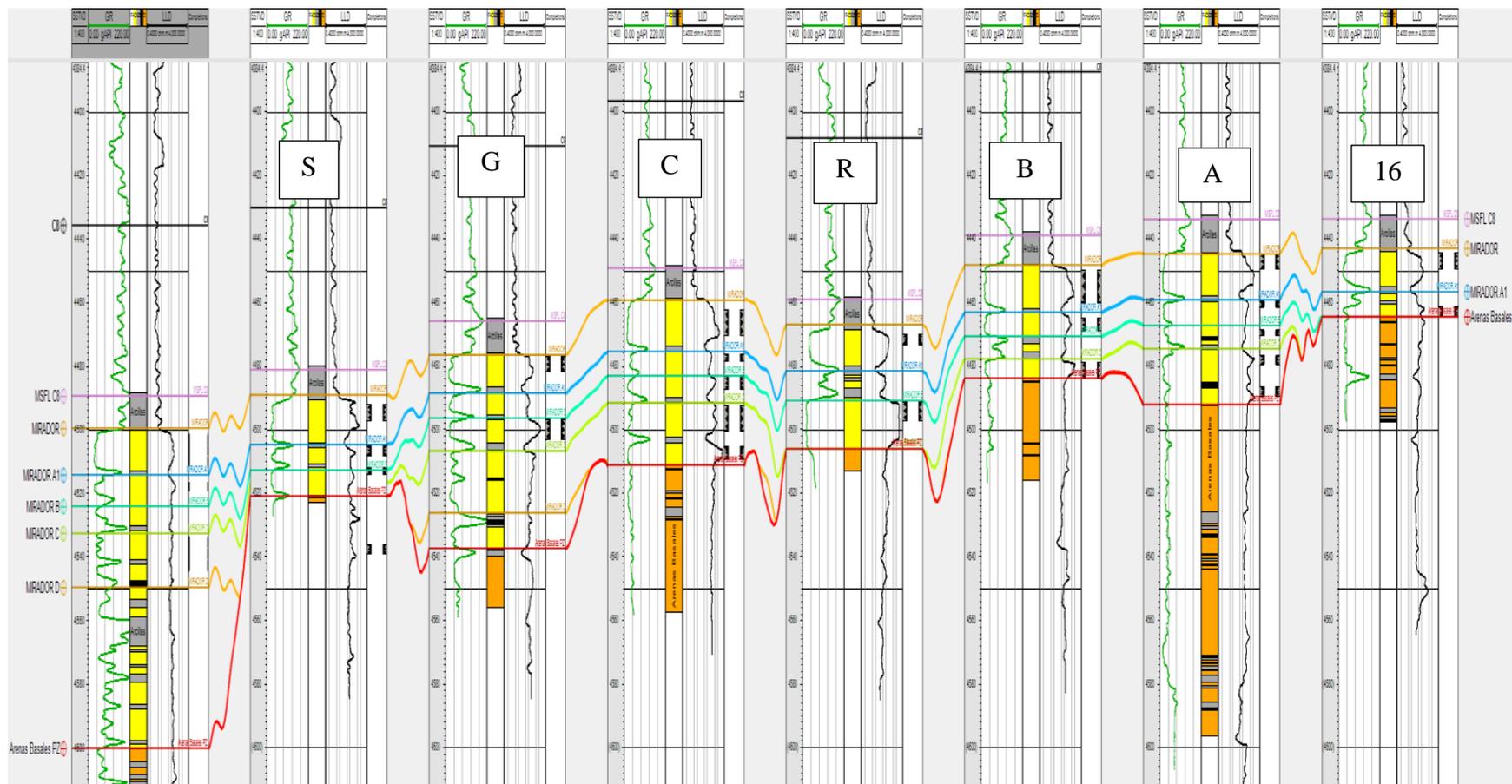
- Larry, O. A., Efeoghene Enaworu, & Oyinkepreye, D. O. (2016). PERMEABILITY PREDICTION IN WELLS USING FLOW ZONE INDICATOR (FZI). *Petroleum and Coal*, 58(6), 640-645.
- Marwa, Z. E., Abeer, A. A., Bassem, S. N., & Aref, L. (2020). Rock typing and hydraulic flow units as a successful tool for reservoir characterization of Bentiu-Abu Gabra sequence, Muglad basin, southwest Sudan. *Journal of African Earth Sciences*.
- Oluwatosin, J. R., Bankole, D. A., & Zhenli, W. (2014). Reservoir characterization and modeling of lateral heterogeneity using multirate analysis. *ENERGY EXPLORATION & EXPLOTATION* , 32(3), 527-552.
- Redha, C. A., Djebbar Tiab, & Jalal, F. O. (2006). Characterization of flow units in shaly sand reservoirs — Hassi R'mel Oil Rim, Algeria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50, 211-226.
- Szabo, N. P. (2011). Shale volume estimation based on the factor analysis of well-logging data. *Acta Geophysical*, 59(5), 935-953. Retrieved from <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2478/s11600-011-0034-0>
- Tavakoli, V. (2018). *Geological Core Analysis: Application to Reservoir Characterization*. Springer.
- Ursin, J. R., & Zolotukhin, A. B. (1997). *Reservoir Engineering*.

Apéndices

Apéndice A - Correlación Estructural - Formación Mirador



Correlación Estructural – Formación Mirador



Apéndice B - Tablas Con Cálculos De Propiedades Petrofísicas Estimadas

	PHItotal Estimada	PHItotal SWC	K SWC	K (Timur)	K(William and Rose)
4a	0,200	0,121	10,0	179,2	99,17
	0,223	0,255	1300,0	289,4	190,60
	0,233	0,271	1750,0	349,9	246,97
	0,236	0,282	2400,0	376,7	273,13
	0,256	0,262	1700,0	535,2	440,88
	0,259	0,250	1200,0	563,9	473,44
	0,261	0,242	1050,0	581,8	494,10
	0,263	0,250	1300,0	598,3	513,28
	0,265	0,124		617,8	536,17
	0,269	0,272	1800,0	663,4	590,94
	0,275	0,214	1250,0	732,5	676,38
	0,207	0,201	120,0	81,4	47,59
	0,252	0,191	250,0	195,1	156,72
	0,257	0,249	900,0	211,5	174,96
	0,243	0,257	1350,0	165,9	125,62
	0,196	0,222	540,0	134,5	72,36
	0,259	0,272	1800,0	456,1	382,40
	0,288	0,230	1250,0	724,0	718,19
	0,368	0,249	1400,0	2129,2	3126,52

	0,294	0,244	950,0	795,6	816,73
	0,245	0,222	500,0	354,3	271,91
	0,255	0,232	250,0	419,8	342,71
	0,271	0,233	450,0	551,4	497,00
	0,243	0,270	1800,0	342,7	259,85
	0,268	0,246	950,0	529,0	469,71
	0,237	0,240	800,0	304,5	221,15
	0,226	0,224	350,0	246,2	165,53
	0,241	0,241	560,0	332,2	249,08
	0,239	0,268	1450,0	318,3	234,95
	0,257	0,271	1900,0	435,4	360,13
	0,389	0,280	2200,0	2713,5	4366,00
	0,361	0,198	150,0	1938,1	2759,31
	0,274	0,230	600,0	575,6	527,01
	0,266	0,247	860,0	511,4	448,49
	0,270	0,280	2100,0	541,8	485,28
4b	0,267	0,147	8,0	639,6	562,21
	0,222	0,223	250,0	283,3	185,17
	0,208	0,265	1600,0	212,8	125,37
	0,192	0,265	1500,0	151,1	78,60
	0,239	0,265	1500,0	394,0	290,37
	0,243	0,250	1100,0	428,5	325,56
	0,245	0,253	1050,0	444,0	341,78

	0,250	0,265	1250,0	485,3	385,85
	0,257	0,264	1300,0	539,1	445,30
	0,262	0,255	1050,0	590,4	504,01
	0,256	0,277	1600,0	530,2	435,29
	0,201	0,253	1300,0	185,6	104,06
	0,172	0,229	250,0	93,5	40,86
	0,221	0,194	180,0	110,3	71,98
	0,237	0,251	900,0	149,9	109,41
	0,234	0,260	1450,0	140,1	99,82
	0,235	0,244	950,0	143,8	103,40
	0,235	0,237	750,0	144,1	103,69
	0,237	0,233	1050,0	148,9	108,43
	0,217	0,246	1200,0	100,9	63,81
	0,199	0,236	700,0	144,2	79,56
	0,176	0,241	900,0	83,3	37,63
	0,238	0,240	1100,0	315,8	231,69
	0,312	0,249	1200,0	1033,1	1166,20
	0,255	0,247	1150,0	425,3	347,70
	0,233	0,233	500,0	287,1	203,48
	0,268	0,237	900,0	530,2	469,64
	0,297	0,198	250,0	827,5	864,53
	0,240	0,257	1800,0	321,2	237,84
	0,240	0,270	1900,0	324,6	241,29

	0,248	0,258	1100,0	371,6	290,13
	0,273	0,248	900,0	566,4	515,49
	0,260	0,244	800,0	458,5	386,46
	0,221	0,251	1050,0	226,1	147,40
4c	0,273	0,254	1700,0	707,8	645,42
	0,240	0,266	1200,0	404,4	300,84
	0,239	0,260	1450,0	395,9	292,31
	0,251	0,267	1900,0	488,5	389,32
	0,258	0,121	10,0	556,2	464,59
	0,188	0,209	150,0	137,5	69,10
	0,236	0,187	70,0	145,6	105,18
	0,246	0,237	900,0	174,0	134,12
	0,237	0,240	700,0	148,5	108,02
	0,235	0,253	900,0	143,1	102,67
	0,224	0,202	90,0	241,7	160,84
	0,260	0,232	600,0	465,0	392,66
	0,257	0,253	900,0	436,8	361,71
	0,230	0,169	10,0	266,2	184,12
	0,237	0,233	400,0	308,4	224,99
	0,246	0,107	1600,0	358,4	276,17
	0,273	0,132	1100,0	574,4	525,46
4g	0,273	0,220	700,0	704,5	641,37
	0,226	0,202	250,0	305,9	205,60

	0,229	0,231	950,0	329,7	227,77
	0,231	0,259	1500,0	340,0	237,51
	0,179	0,245	1100,0	111,4	51,83
	0,294	0,225	350,0	383,6	394,09
	0,274	0,234	700,0	282,5	259,68
	0,296	0,190	90,0	824,2	856,99
	0,285	0,225	300,0	698,9	684,45
	0,305	0,122	10,0	934,7	1017,41
	0,273	0,208	250,0	566,9	520,82
	0,257	0,259	1400,0	435,0	362,95
	0,241	0,263	1550,0	327,5	246,45
	0,305	0,252	1300,0	934,1	1029,12
	0,219	0,220	450,0	218,2	141,71
	0,197	0,257	1350,0	135,6	74,06
	0,289	0,230	750,0	737,4	745,44
	0,320	0,222	600,0	1154,0	1372,89
	0,241	0,236	900,0	328,4	247,35
4e	0,239	0,233	950,0	393,9	290,28
	0,210	0,254	1200,0	224,7	135,05
	0,221	0,253	1500,0	279,4	181,72
	0,214	0,255	1600,0	242,1	149,49
	0,210	0,240	1100,0	221,3	132,27
	0,240	0,232	500,0	403,5	299,95

	0,260	0,221	350,0	572,7	483,54
	0,262	0,229	450,0	589,6	503,05
	0,260	0,236	750,0	571,2	481,77
	0,264	0,240	700,0	609,8	526,78
	0,272	0,252	1500,0	702,2	638,48
	0,255	0,243	1200,0	523,3	427,62
	0,253	0,252	1350,0	508,5	411,20
	0,265	0,264	900,0	241,5	209,70
	0,242	0,244	800,0	161,7	121,30
	0,234	0,225	400,0	140,8	100,42
	0,245	0,216	300,0	172,2	132,23
	0,252	0,241	480,0	194,3	155,84
	0,238	0,234	850,0	152,6	112,08
	0,209	0,230	900,0	85,1	50,54
	0,246	0,214	120,0	362,9	279,99
	0,272	0,246	750,0	568,5	516,51
	0,282	0,232	800,0	659,3	632,06
	0,262	0,226	120,0	476,1	405,54
	0,276	0,207	100,0	603,2	559,96
	0,293	0,244	750,0	785,6	802,73
	0,271	0,227	400,0	556,3	501,44
	0,227	0,195	30,0	253,2	171,44
	0,322	0,252	1100,0	1184,2	1409,46

	0,344	0,298	600,0	1572,4	2074,70
	0,339	0,250	1350,0	1473,7	1899,25
	0,310	0,252	1300,0	991,4	1106,07
	0,309	0,243	900,0	976,7	1083,78
	0,309	0,243	800,0	983,4	1093,95
	0,303	0,242	900,0	899,7	969,06
4i	0,267	0,252	1600,0	639,9	562,57
	0,268	0,241	1200,0	652,0	577,05
	0,254	0,262	1700,0	518,6	422,37
	0,250	0,242	1000,0	477,5	377,42
	0,245	0,240	1100,0	440,5	338,03
	0,259	0,251	1200,0	561,5	470,69
	0,305	0,238	700,0	1155,4	1259,13
	0,298	0,242	800,0	1043,5	1095,82
	0,274	0,262	1600,0	716,9	656,79
	0,263	0,260	1800,0	600,3	515,61
	0,258	0,251	1100,0	551,2	458,95
	0,262	0,270	1350,0	596,3	510,91
	0,285	0,289	2100,0	859,0	840,53
	0,237	0,205	100,0	148,2	107,74
	0,234	0,247	900,0	140,5	100,18
	0,250	0,202	100,0	186,4	147,28
	0,261	0,230	700,0	225,6	191,05

	0,248	0,245	900,0	180,7	141,22
	0,246	0,226	380,0	175,1	135,25
4d	0,244	0,229	1300,0	432,3	329,51
	0,227	0,247	1400,0	313,3	212,45
	0,224	0,241	1700,0	298,2	198,57
	0,209	0,240	710,0	219,0	130,32
	0,252	0,231	410,0	498,3	399,95
	0,293	0,240	500,0	962,5	981,58
	0,252	0,268	1200,0	496,0	397,46
	0,248	0,251	700,0	468,2	367,38
	0,256	0,255	1800,0	537,0	442,87
	0,236	0,228	410,0	373,6	270,08
	0,246	0,206	200,0	451,0	349,07
	0,264	0,225	180,0	240,7	208,70
	0,286	0,230	650,0	339,1	333,09
	0,270	0,234	450,0	261,7	233,94
	0,274	0,226	500,0	282,2	259,28
	0,271	0,233	450,0	269,5	243,48
	0,254	0,231	420,0	202,3	164,64
	0,257	0,232	350,0	211,9	175,45
	0,270	0,219	480,0	548,4	491,66
	0,279	0,172	70,0	632,8	597,69
	0,299	0,175	60,0	853,9	899,40

		0,281	0,231	600,0	652,7	623,46
		0,237	0,239	740,0	307,4	223,34
		0,268	0,232	450,0	527,6	467,93
		0,272	0,234	470,0	565,4	514,34
		0,260	0,245	870,0	463,4	392,05
		0,274	0,239	250,0	576,4	527,96
		0,272	0,243	700,0	561,7	509,67
		0,286	0,223	650,0	698,2	685,71
		0,238	0,233	580,0	314,2	230,80
		0,256	0,228	1500,0	430,9	355,12
		0,268	0,211	100,0	528,8	469,41
		0,351	0,240	450,0	1721,5	2347,45
	4k	0,247	0,264	1900,0	457,2	355,61
		0,226	0,261	2100,0	311,4	210,69
		0,221	0,243	800,0	280,9	183,09
		0,223	0,246	620,0	293,8	194,62
		0,263	0,255	1100,0	598,3	513,23
		0,270	0,263	1200,0	671,6	600,81
		0,270	0,242	650,0	674,4	604,27
		0,286	0,241	720,0	874,0	860,55
		0,284	0,253	1200,0	841,3	816,99
		0,281	0,253	950,0	805,6	770,08
		0,278	0,261	1400,0	771,5	725,91

	0,273	0,257	1500,0	708,0	645,65
	0,278	0,242	920,0	764,1	716,43
	0,278	0,261	1600,0	773,1	727,96
	0,289	0,271	2400,0	913,6	914,11
	0,275	0,258	1450,0	729,9	673,14
	0,236	0,240	850,0	145,9	105,47
	0,265	0,255	1250,0	244,8	213,56
	0,280	0,241	920,0	309,5	294,08
	0,267	0,231	350,0	250,2	220,06
	0,279	0,240	750,0	304,9	288,10
	0,277	0,232	530,0	297,4	278,55
	0,242	0,223	250,0	164,1	123,82
	0,230	0,231	580,0	130,2	90,29
	0,231	0,243	880,0	133,8	93,71
	0,252	0,246	770,0	195,5	157,17
	0,235	0,232	680,0	143,6	103,19
	0,244	0,235	500,0	169,5	129,43
	0,279	0,234	390,0	630,0	594,13
	0,297	0,231	300,0	828,2	862,69
	0,289	0,233	280,0	742,0	742,58
	0,238	0,235	480,0	314,6	230,52
	0,244	0,247	800,0	349,2	265,72
	0,243	0,254	680,0	346,0	262,43

	0,262	0,240	820,0	482,6	413,04
	0,280	0,243	730,0	641,8	609,37
	0,276	0,239	420,0	607,9	565,87
	0,272	0,241	650,0	566,7	514,17
	0,343	0,263	1600,0	1564,4	2060,37
	0,285	0,240	900,0	691,5	676,77
	0,265	0,207	450,0	502,1	437,46
	0,255	0,261	1540,0	421,5	344,55
	0,312	0,231	420,0	1020,8	1151,05
	0,317	0,221	400,0	1099,7	1274,06
	0,304	0,237	750,000	911,6	986,50
	0,295	0,190	40,000	799,1	824,25
	0,285	0,209	190,000	685,3	668,51
	0,279	0,259	980,000	631,0	597,32
	0,266	0,255	1250,000	511,8	448,98
	0,195	0,245	750,000	129,7	69,08
16st	0,236	0,183	20,000	370,1	266,59
	0,221	0,194	18,000	282,0	184,04
	0,216	0,243	1300,000	254,9	160,33
	0,237	0,250	1600,000	379,9	276,23
	0,240	0,230	700,000	399,2	295,55
	0,228	0,247	1100,000	323,3	221,76
	0,222	0,235	800,000	287,5	188,89

	0,222	0,241	900,000	282,8	184,73
	0,224	0,250	1650,000	297,8	198,22
	0,230	0,243	1100,000	335,3	233,04
	0,245	0,198	180,000	442,2	339,86
	0,280	0,192	150,000	789,2	748,78
	0,282	0,146	10,000	814,5	781,63
	0,259	0,153	10,000	566,2	476,09
	0,280	0,169	60,000	307,2	291,11
	0,253	0,201	220,0	196,8	158,55
	0,266	0,189	180,0	248,0	217,35
	0,268	0,148	70,0	254,4	225,05
	0,264	0,233	800,0	238,8	206,49
	0,259	0,200	100,0	220,2	184,90
	0,201	0,205	70,0	72,8	40,85
4r	0,239	0,107	8,0	394,8	291,21
	0,241	0,244	1300,0	413,0	309,59
	0,231	0,106	5,0	341,5	238,95
	0,237	0,242	1100,0	379,1	275,49
	0,257	0,247	1500,0	544,9	451,79
	0,253	0,238	600,0	508,6	411,23
	0,246	0,240	900,0	445,1	342,92
	0,242	0,262	1700,0	418,6	315,40
	0,240	0,213	250,0	404,8	301,22

	0,245	0,232	750,0	437,6	335,04
	0,275	0,096	18,0	728,0	670,65
	0,258	0,101	10,0	548,1	455,49
	0,268	0,256	1600,0	256,8	227,92
	0,335	0,206	150,0	682,3	864,22
	0,342	0,208	80,0	742,1	968,96
	0,286	0,224	310,0	338,0	331,58
	0,259	0,230	280,0	220,4	185,09
	0,259	0,228	230,0	455,6	381,91
	0,261	0,248	1450,0	468,2	396,30
	0,269	0,262	1600,0	538,3	479,42
	0,265	0,260	1500,0	504,4	438,69
	0,265	0,243	1300,0	503,5	437,70
	0,273	0,247	1400,0	578,6	529,04
	0,275	0,260	1700,0	593,2	547,30
	0,282	0,265	1800,0	665,2	639,81
	0,281	0,227	500,0	649,3	619,01
	0,258	0,228	700,0	447,2	372,28
4p	0,262	0,255	1100,0	595,1	509,46
	0,259	0,185	200,0	563,3	472,74
	0,241	0,192	270,0	408,8	305,38
	0,252	0,230	850,0	496,3	397,77
	0,267	0,252	1200,0	643,4	566,73

	0,274	0,171	250,0	720,4	661,19
	0,258	0,181	380,0	553,8	461,90
	0,241	0,206	420,0	412,2	308,82
	0,254	0,194	290,0	513,0	416,13
	0,218	0,121	10,0	262,1	166,56
	0,285	0,142	80,0	862,6	845,28
	0,257	0,113	8,0	213,0	176,69
	0,231	0,202	300,0	131,8	91,78
	0,229	0,217	340,0	128,8	88,95
	0,218	0,106	10,0	102,7	65,33
	0,244	0,104	5,0	169,6	129,44
	0,381	0,204	230,0	1204,5	1875,78
	0,259	0,232	480,0	219,7	184,24