

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**IMPACTO DE LOS MÉTODOS APLICADOS PARA LA
DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y SU INFLUENCIA EN EL
GERENCIAMIENTO DEL RESERVORIO EN EL CAMPO
SHUSHUFINDI**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO EN PETRÓLEOS**

OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO

CARLOS JAVIER GUAMIALAMÁ MAZA

carlos.j2009@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. RAÚL VALENCIA MSc.

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, mayo 2019

DECLARACIÓN

Yo, Carlos Javier Guamialamá Maza, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

CARLOS JAVIER GUAMIALAMÁ MAZA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Javier Guamialamá Maza, bajo mi supervisión.

Ing. RAÚL VALENCIA Mg.
DIRECTOR DE TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Mis agradecimientos a la Escuela Politécnica Nacional, a la Facultad de Geología y Petróleos, a mis profesores quienes con la enseñanza de sus valiosos conocimientos hicieron que pueda crecer día a día como profesional y persona, gracias a cada uno de ustedes por su paciencia, dedicación, apoyo incondicional y amistad.

Mi más grande y sincero agradecimiento al Ing. José Luis Freire, principal colaborador durante todo este proceso, quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo. Muchas Gracias José por tu apoyo y grandes enseñanzas.

De manera especial a mi tutor de tesis, por haberme guiado, no solo en la elaboración de este trabajo de titulación, sino a lo largo de mi carrera universitaria y haberme brindado el apoyo para desarrollarme profesionalmente y seguir cultivando mis valores.

A Richard, Ángel, Pancho y Kathy gracias por su amistad.

A las amistades que hice en las aulas de la poli de manera especial Kathy, y Daysi por sus consejos y sobre todo por su amistad incondicional.

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

A mi padres Tarcila y Rodrigo, por su amor, sus oraciones intercesoras, trabajo, sacrificio y por llenar mi vida con sus valiosos consejos en todos estos años, nada de esto hubiera sido posible sin su constante apoyo, son los mejores padres.

A mi hermana Erika por apoyarme en cada decisión que tomo.

A toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona, realmente han sido el mejor ejemplo a seguir durante mi vida y de una u otra forma me acompaña en todos mis sueños y metas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	VI
RESUMEN	X
ABSTRACT.....	XI
INTRODUCCIÓN	1
PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....	3
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
ALCANCE.....	3
1 REFERENCIAL TEÓRICO.....	4
1.1 ANÁLISIS DE NÚCLEOS	4
1.1.1 Efecto Klinkenberg.....	5
1.1.2 Coeficiente de determinación (R2)	5
1.1.3 Regla de Sturges.....	5
1.2 ANÁLISIS DE REGISTROS ELÉCTRICOS	5
1.2.1 Métodos para la estimación de la permeabilidad a través de registros ...	6
1.3 ANÁLISIS CON PROBADORES DE FORMACIÓN CON CABLE.....	9
1.3.1 Factores que afectan el cálculo de la movilidad	10
1.4 ANÁLISIS TRANSIENTE DE PRODUCCIÓN.....	11
1.4.1 Problemas comunes en el RTA	12
1.4.2 Relación entre PTA y RTA.....	12
1.5 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	13
1.5.1 Factores que afectan en el diagnóstico de pruebas de restauración de presión 15	
1.6 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FORMACIONES PRODUCTORAS.....	17
1.7 ANÁLISIS VARIOGRÁFICO.....	17
2 ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	19
3 RESULTADOS	22
3.1 PERMEABILIDAD DE NÚCLEOS.....	22
3.1.1 Efecto Klinkenberg.....	22
3.1.2 Análisis de permeabilidades de núcleos.....	22
3.2 PERMEABILIDAD DE REGISTROS.....	24
3.2.1 Comparación permeabilidades de núcleos y registros	24

3.3	PERMEABILIDAD DE PRUEBAS DE POZOS	27
3.3.1	Evaluación de pozos pre y post Workover.....	27
3.3.2	Distribución de permeabilidades de las areniscas U y T	27
3.4	PERMEABILIDAD CON PROBADORES DE FORMACIÓN CON CABLE (XPT)	28
3.4.1	Distribución de permeabilidades de las areniscas U y T	28
3.4.2	Comparación permeabilidades de registros y probadores de formación con cable	29
3.5	ANÁLISIS TRANSIENTE DE PRODUCCIÓN (RTA)	30
3.5.1	Distribución de permeabilidades de las areniscas U y T	30
3.5.2	Comparación permeabilidades de build up y análisis transiente de producción	31
3.6	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	32
3.6.1	Curvas IPR	32
3.6.2	Datos de tasa de producción calculados	33
3.7	VARIOGRAMAS	33
4	DISCUSIÓN	35
4.1	NÚCLEOS.....	35
4.2	REGISTROS ELÉCTRICOS.....	35
4.3	PRUEBAS DE PRESIÓN.....	36
4.4	PROBADORES DE FORMACIÓN CON CABLE	36
4.5	SENSIBILIDADES	37
4.6	VARIOGRAMAS	37
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	39
5.1	CONCLUSIONES.....	39
5.2	RECOMENDACIONES	41
6	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	42
	ANEXOS	44

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Escala de medición para la obtención de la permeabilidad	2
Figura 2. Radio de investigación herramientas de registros	6
Figura 3. Datos permeabilidad registros CRM y datos de núcleos	8
Figura 4. Volumen de investigación de núcleos y registros	9
Figura 5. Configuración herramienta XPT	9
Figura 6. Drawdown y BUP tomado con probadores de formación	10
Figura 7. Curvas análisis RTA	11
Figura 8. Tipos de pruebas de pozos	14
Figura 9. Efecto de almacenamiento	15
Figura 10. Efecto de segregación de Fases	16
Figura 11. Efecto de ruido	16
Figura 12. Variograma experimental	18
Figura 13. Permeabilidad al aire vs la permeabilidad corregida por efecto klinkenberg.....	22
Figura 14. Relación permeabilidad porosidad para la arena U _i del campo Shushufindi	23
Figura 15. Relación permeabilidad porosidad para la arena T _i del campo Shushufindi	23
Figura 16. Permeabilidad de Coates y núcleos del pozo Shushufindi-151D de la arena U _s	24
Figura 17. Permeabilidad de Coates y núcleos del pozo Shushufindi-151D de la arena U _i	25
Figura 18. Permeabilidad de Coates vs permeabilidad de núcleos del pozo Shushufindi 151D de la arena U.....	25
Figura 19. Permeabilidad de Coates vs permeabilidad de núcleos del pozo Shushufindi 151D de la arena T	26
Figura 20. Permeabilidad de Coates vs permeabilidad de núcleos de la arena T _i del pozo Shushufindi 012B	26
Figura 21. Pruebas de restauración de presión de pozos de desarrollo.....	27
Figura 22. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena U inferior del campo Shushufindi.....	27
Figura 23. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena T _i del campo Shushufindi.....	28
Figura 24. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena U _i del campo Shushufindi.....	28
Figura 25. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena T _i del campo Shushufindi.....	29
Figura 26. Comparación permeabilidades arena U _i de registros y probadores de formación.....	29
Figura 27. Comparación permeabilidades arena T _i de registros y probadores de formación.....	30

Figura 28. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena U _i del campo Shushufindi.....	30
Figura 29. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena T _i del campo Shushufindi.....	31
Figura 30. K _{PTA} vs K _{RTA} de las arenas U _i T _i	31
Figura 31. Curvas IPR de la arenisca U pozo SSF-151	32
Figura 32. Curvas IPR de la arenisca T pozo SSF-12B	32
Figura 33. Variograma arena U campo Shushufindi.....	33
Figura 34. Variograma arena T campo Shushufindi	34

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores de coeficiente y exponentes métodos empíricos.....	7
Tabla 2. Problemas Comunes en el RTA.....	12
Tabla 3. Comparación PTA-RTA.....	13
Tabla 4. Rangos de permeabilidades absolutas de la arena U _i	23
Tabla 5. Rangos de permeabilidades absolutas de la arena T _i	24
Tabla 6. Análisis de sensibilidad arena U del pozo SSF-151	33
Tabla 7. Análisis de sensibilidad arena T del pozo SSF-12B	33

RESUMEN

Permeabilidad es una de las principales propiedades en la caracterización de yacimientos, así como para la estimación de la productividad de un pozo. Existen diversos métodos para su determinación durante diferentes etapas de desarrollo de un campo. Todos estos métodos difieren en algunos aspectos como el tipo de permeabilidad que determinan ya sea absoluta o efectiva, radio de investigación, tecnología utilizada, fundamentos teóricos y desventajas encontradas durante la adquisición y estimación de esta propiedad.

En este trabajo se determinó las distribuciones de permeabilidad y se comparó entre los métodos núcleos-registros eléctricos, registros eléctricos-probadores de formación y pruebas de presión-análisis transiente de producción. A partir de estas comparaciones, se identificaron las diferencias en los valores de permeabilidad así como las diferencias en las escalas de medición.

Una vez establecido los valores de permeabilidad a partir de cada método, se realizó un análisis e interpretación determinando una productividad teórica de cada uno de ellos, y comparándola con datos de producción real se estableció el mejor método para la estimación de esta propiedad para el campo Shushufindi.

Palabras Clave: Permeabilidad, núcleos, registros, probadores de formación, pruebas de presión.

ABSTRACT

Permeability is one of the main properties in reservoir characterization, as well as for the estimation of the productivity of a well. There are several methods for its measurement or calculation during different stages of development of a field. All these methods differ in some aspects such as the type of permeability that they determine whether absolute or effective, volume of observation, technology used, theoretical foundations and inconveniences encountered during the acquisition and estimation of this property.

In this work, permeability distributions were determined, and the methods were compared core-well logs, well logs-wireline formation testers and pressure transient analysis - rate transient analysis. From these comparisons, it was possible to identify the differences in the permeability values as well as the differences in the measurement scales.

Once the permeability values were established from each method, an analysis and interpretation were made to determine a theoretical productivity of each of them, then they were compared with real production data in order to establish the best method for estimating this property for Shushufindi field.

Key Words: Permeability, core, well logs, formation testers, well test.

IMPACTO DE LOS MÉTODOS APLICADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y SU INFLUENCIA EN EL GERENCIAMIENTO DEL RESERVORIO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

INTRODUCCIÓN

El campo Shushufindi está ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador (López et al., 2015), fue descubierto en 1969 con la perforación del pozo Shushufindi 1. La producción del campo arrancó en Agosto de 1972 alcanzando su pico en Agosto de 1986 con un promedio diario para ese mes de 126 400 barriles.

Shushufindi es considerado uno de los campos gigantes del Ecuador y la perfección de su sistema le ha permitido entregar a Ecuador la mayor riqueza natural, sobrepasando en los primeros meses del año 2002 los 1000 millones de barriles de producción acumulada de alrededor de 42 años. Para el año 2013, sobrepasaba ya los 1200 millones de barriles provenientes en orden de importancia del reservorio T (65%), U (35%) y Tena Basal (<1%).

Históricamente este campo no ha dado mayores problemas en su operación gracias a la nobleza de los reservorios y a la perfección de sus mecanismos de empuje, sin embargo, en la actualidad plantea un reto mayor, determinar cuál es el régimen óptimo de producción y recuperación mejorada para su etapa de madurez, lo cual constituye a la permeabilidad como una de las propiedades más importantes en la determinación del potencial de producción de un pozo, caracterización del reservorio, así como para la simulación de modelos dinámicos.

La permeabilidad medida típicamente en milidarcies, la cual es la milésima parte de un Darcy. Un Darcy describe la permeabilidad de un medio poroso a través del cual se produce el pasaje de un centímetro cúbico de fluido que tiene un centipoise de viscosidad y fluye en un segundo bajo una presión diferencial de una atmósfera, donde el medio poroso expone un área en sección transversal de un centímetro cuadrado y una longitud de un centímetro (Schlumberger, 2019); esta propiedad ha llegado a ser percibida por la industria como una de las propiedades más desafiantes de determinar. Las dificultades pueden ser atribuidas fundamentalmente a su naturaleza, la cual es una función de la dirección, volumen de investigación, así como de las interacciones roca-fluido y fluido-fluido. La principal influencia de la permeabilidad se evidencia en el movimiento de fluidos, además es uno de los datos de entrada utilizados para los modelos de simulación usados en la predicción de producción.

Se han definido tres conceptos de permeabilidad: absoluta, propiedad intrínseca de la roca cuando está saturada al cien por ciento por un fluido de una sola fase; efectiva,

medida en referencia a un fluido cuando la roca está saturada por un fluido multifásico, y relativa, relación entre la permeabilidad absoluta y efectiva (Sullivan et al, 2008).

Cuanto más real sean los modelos de simulación, esto permitirá la integración de los datos de permeabilidad obtenidos a partir de diferentes métodos, el grado de confiabilidad puede ser situado en la habilidad para predecir la producción de un pozo, así como el comportamiento de un reservorio.

Ninguno de los métodos disponibles para determinar la permeabilidad, sean estos análisis de núcleos, registros eléctricos, probadores de formación con cable, pruebas de pozos, y análisis transiente de producción, pueden trabajar individualmente (Al-Harbi A et al, 2007).

Se podría afirmar que nunca se sabrá lo suficiente acerca del valor de la permeabilidad. Para estimar la permeabilidad, lo podemos hacer a diferentes escalas como se puede apreciar en la figura 1; mediante pruebas de laboratorio efectuadas en núcleos. Se la infiere a gran escala través de pruebas de pozos y datos de producción. También se la cuantifica a una escala intermedia mediante los probadores de formación operados a cable. (Schlumberger, 2002).

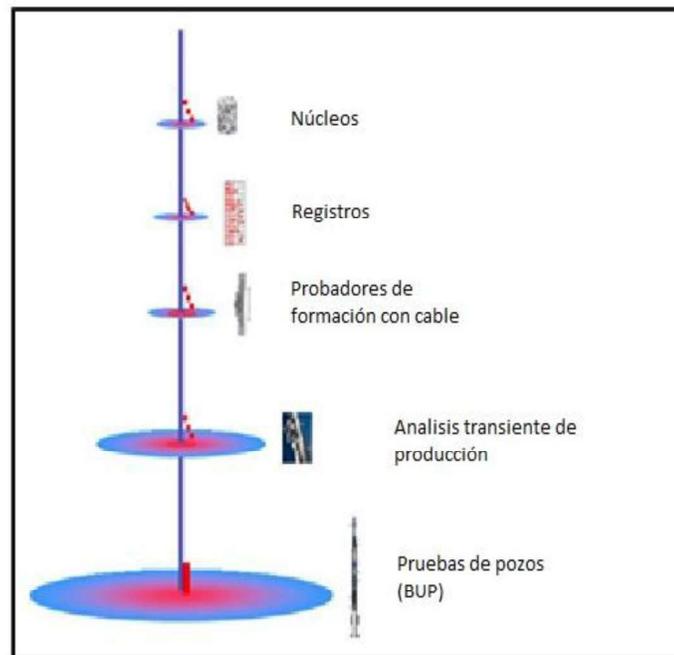


Figura 1. Escala de medición para la obtención de la permeabilidad
Elaborado por: Guamialamá, 2019

Este estudio se enfoca en identificar la incidencia de los métodos de adquisición de la permeabilidad en el gerenciamiento del reservorio, con este propósito se utilizará

valores obtenidos de este parámetro a través de diferentes fuentes y se comparará con el valor más próximo determinado durante el proceso de producción.

Se ha considerado de suma importancia desarrollar un criterio adecuado para la selección del valor de permeabilidad, dependiendo del momento del gerenciamiento del reservorio en el que se esté haciendo énfasis, a fin de determinar el potencial, las ventajas y desventajas de cada método, y la forma en que se puede minimizar la incertidumbre del valor de permeabilidad para así maximizar la producción del reservorio.

Pregunta de Investigación

¿Cuáles son los desafíos en la determinación de la permeabilidad y por qué es importante la estimación precisa de esta propiedad?

Objetivo general

Analizar la incidencia del parámetro de permeabilidad, desde el desarrollo del reservorio hasta el gerenciamiento del campo, a través de la evaluación y comparación de los métodos analíticos y experimentales utilizados en el campo Shushufindi.

Objetivos específicos

- Evaluar cada uno de los métodos involucrados para la determinación de ventajas y desventajas que presenta cada uno de los métodos dentro del campo Shushufindi y obtener los valores de permeabilidad.
- Evaluar las condiciones del reservorio para elegir el método que arroje resultados más cercanos al valor real de permeabilidad.
- Establecer parámetros para la comparación de los métodos de permeabilidad.
- Relacionar los valores de permeabilidad absoluta obtenidos de registros de pozos y núcleos.
- Identificar cómo la permeabilidad incide sobre los parámetros de perforación, cañoneo, completación, recuperación secundaria y simulación.
- Evaluar la incidencia de la población de datos para un exitoso modelamiento del reservorio.
- Determinar el impacto que presenta la permeabilidad sobre la producción del campo.

Alcance

En esta investigación se pretende identificar la incidencia de los métodos de adquisición de la permeabilidad en el gerenciamiento del reservorio, con este propósito se utilizará valores obtenidos de este parámetro a través de diferentes fuentes y se comparará con el valor más próximo determinado durante el proceso de producción.

1 REFERENCIAL TEÓRICO

1.1 Análisis de núcleos

Los datos de permeabilidad de núcleos son obtenidos de varios pozos, a medida que se perfora la zona de interés, estas constituyen una pequeña muestra en comparación al tamaño del yacimiento, es una manera directa de medir la permeabilidad de un medio poroso, esto independientemente del volumen de la muestra en relación al yacimiento en análisis (Al-Harbi et al., 2007).

Los análisis de rutina de núcleos proveen la permeabilidad absoluta o intrínseca, tanto horizontal como vertical, mientras que un análisis especial determina propiedades como las permeabilidades relativas (Schlumberger, 2002).

Un aspecto importante a considerar son las anomalías en los datos, esto debido a inconvenientes que ocurren durante el corte del núcleo en el laboratorio, la mayor parte de la muestra es invadida por el agua utilizada para su corte, la presencia de agua y la cortadora causan ciertos daños en las caras de los núcleos. El alisado del tope y la base del núcleo utilizando la cortadora causa reposicionamiento de los granos, estos granos causan la reducción de la permeabilidad, por otra parte si el agua utilizada para el corte del núcleo es incompatible con la estabilidad de las arcillas del núcleo, estas arcillas pueden hincharse causando cambios en la permeabilidad (Talabani et al., 1999).

La permeabilidad puede medirse en el laboratorio a partir de varios métodos, uno de los más sencillos consiste en medir el tiempo que tarda un volumen calibrado de fluido (gas o líquido) en pasar a través de una muestra rocosa cuando una presión constante actúa sobre la superficie del fluido (Torbelló, 2012).

Otro método consiste en medir la cantidad de fluido que pasa a través de una muestra cuando se aplica un diferencial de presión a lo largo de la misma, los instrumentos utilizados para este fin se denominan permeámetros. Los permeámetros cuentan con una cámara en la cual se ubica una muestra, usualmente un núcleo (que puede ser horizontal o vertical). La permeabilidad es medida haciendo pasar un fluido de viscosidad μ conocida a través de núcleos, al cual se le han medido las dimensiones (A y L). Luego se determina la tasa de flujo q y la caída de presión ΔP . Resolviendo la ecuación de Darcy se tiene:

$$k = \frac{q\mu L}{A \Delta P} \quad \text{Ec. 1}$$

Durante las mediciones de la permeabilidad se deben cumplir las siguientes condiciones: flujo laminar, no reacción entre la roca y el fluido, presencia de una sola fase saturando el 100% del espacio poroso.

Usualmente, se utilizan gases secos como N_2 , He o aire para determinar la permeabilidad, con la finalidad de minimizar las reacciones entre el fluido y la roca (Torbelló, 2012).

1.1.1 Efecto Klinkenberg

Las mediciones de permeabilidad se restringen a regiones de bajas tasas de flujo (flujo laminar). En casos de altas tasas de flujo, la ecuación de Darcy no es adecuada para describir la relación entre la tasa de flujo y la caída de presión (Torbelló, 2012).

1.1.2 Coeficiente de determinación

Es una medida utilizada en análisis se define como la proporción de la varianza total de la variable explicada por la regresión. El coeficiente de determinación, también llamado R cuadrado (R^2), refleja la bondad del ajuste de un modelo a la variable que pretender explicar.

Es importante saber que el resultado del coeficiente de determinación oscila entre 0 y 1. Cuanto más cerca de 1 se sitúe su valor, mayor será el ajuste del modelo a la variable que estamos intentando explicar. De forma inversa, cuanto más cerca de cero, menos ajustado estará el modelo y, por tanto, menos fiable será (López, 2019).

1.1.3 Regla de Sturges.

La regla de Sturges es un método muy utilizado en estadística que permite realizar una distribución de frecuencias a través del cálculo del número de clases (k), así como la longitud de cada una de estas, conocida también como amplitud. (Borrór et al., 2006)

Donde el número de clases (k) viene expresado por:

$$K = 1 + \log_2(N) \quad \text{Ec. 2}$$

Donde N es el número total de observaciones de la muestra.

La amplitud es la diferencia del límite superior e inferior de la clase, dividido entre el número de clases, y se expresa por:

$$a = \frac{(\text{Límite superior} - \text{Límite inferior})}{K} \quad \text{Ec. 3}$$

1.2 Análisis de registros eléctricos

Los registros se han convertido en una herramienta fundamental, para la evaluación de formaciones, los registros son corridos una vez culminada la etapa de perforación de un pozo. Los registros se basan en la medición de propiedades físicas, con una amplia variedad de herramientas, no existe un registro geofísico específico para la determinación directa de la permeabilidad, pero es posible su determinación mediante el análisis de registros convencionales (Shokir et al, 2006).

Los registros calculan la porosidad y otros parámetros que se relacionan con el tamaño de los poros, por ejemplo la saturación de agua irreducible y parámetros de resonancia magnética nuclear (Pickup et al, 1994). La permeabilidad absoluta se puede estimar a partir de estas mediciones utilizando una relación empírica adecuada. El principal uso

de la permeabilidad derivada de registros es proporcionar estimaciones continuas en todos los pozos (Schlumberger, 2002).

Los registros tienen un radio de investigación muy limitado como se muestra en la figura 2, debido a la resolución de las herramientas empleadas para la toma de datos, además son influenciados por el factor de laminación y el filtrado de la zona invadida, pero con el principal beneficio de ser una medida continua (Cantini et al., 2013).

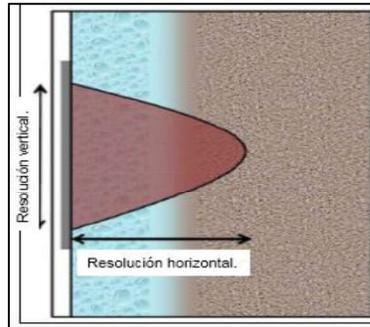


Figura 2. Radio de investigación herramientas de registros
Fuente: Serra, 1984

1.2.1 Métodos para la estimación de la permeabilidad a través de registros

El cálculo de la permeabilidad a partir de registros de pozos tiene varios métodos aplicables como *métodos empíricos*, *registros de resonancia magnética* también se puede calcular mediante la aplicación de *métodos estadísticos*, *medidas virtuales*, y haciendo uso de ecuaciones empíricas, múltiples regresiones variables y redes neuronales artificiales respectivamente (Mohaghegh et al., 1997).

La estimación de la permeabilidad con *métodos empíricos* se la realiza mediante la aplicación de una variedad de ecuaciones como Coates, Tixier, Salazar, Timur, entre otros. Todas estas ecuaciones pueden ser simplificadas en la fórmula (Bazara & Salman, 2009):

$$k = \left(\frac{a\phi^b}{S_{wi}^c} \right)^d \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

- K = permeabilidad [mD]
- ϕ = porosidad
- S_{wi} = saturación de agua irreductible
- a, b,c,d = coeficientes y exponentes estimados con múltiples regresiones lineales, los cuales se detallan en la tabla 1.

Tabla 1. Valores de coeficiente y exponentes métodos empíricos

Método	Coeficiente y exponentes			
	a	b	c	d
Coates	100	2	1	2
Tixier	250	3	1	2
Salazar	4.22X10 ⁶	7.5	0.09	1
Timur	0.136	4.4	2	1

Las múltiples regresiones variables son un *método estadístico*, el cual busca una relación entre la permeabilidad de los núcleos con otros parámetros de los registros.

Las *redes neuronales* son una inteligencia artificial que se basa en un proceso secuencial y algorítmico, utiliza una amplia gama de procesos simples en lugar de utilizar un solo proceso complejo. Este consiste en un entrenamiento que se va propagando en la red neuronal, durante este entrenamiento se le proporciona problemas previamente resueltos que incrementan el conocimiento de la red, una vez finalizado este entrenamiento la red neuronal sea capaz de procesar datos de registros y dar como resultado el cálculo de la permeabilidad (Mohaghegh et al., 1997).

Los *registros de resonancia magnética nuclear* (RMN) son superiores a otras técnicas de adquisición de registros. Estos registros modernos miden la porosidad independiente de la mineralogía y proveen una estimación continua de la permeabilidad, cuenta con una resolución vertical obtenida es de 7 a 9 pulgadas para la herramienta CMR (Schlumberger, 2001).

Una de las aplicaciones más importantes obtenidas de los registros RMN, es la capacidad que poseen para generar un perfil de permeabilidad en tiempo real. Para estimar la permeabilidad con estos registros es necesario aplicar métodos que básicamente son una combinación de modelos y relaciones experimentales y teóricas (Schlumberger, 2003).

En la determinación de la permeabilidad se hace uso de transformaciones, las dos transformaciones de permeabilidad más utilizados hoy en día basadas en mediciones RMN son las ecuaciones Timur-Coates y la ecuación de Schlumberger-Doll Research (SDR). La ecuación de Timur-Coates calcula la permeabilidad utilizando la porosidad total y la relación entre el volumen de fluido libre (FFV) y el volumen de fluido adherido (BFV), mientras la ecuación SDR hace uso de la porosidad total, pero utiliza una media logarítmica T_2 (T_{2LM}) en lugar de la relación entre FFV y BFV. Los exponentes típicos son $n=4$ y $m=2$, pero pueden variar de acuerdo con las condiciones locales (Schlumberger, 2001).

$$K_{Tim} = a\theta^m \left(\frac{FFV}{BFV} \right)^n \quad \text{Ec. 5}$$

$$K_{SDR} = b\theta^m(T_2)^n \quad \text{Ec. 6}$$

Para el campo Shushufindi la transformación Timur-Coates no ajusta adecuadamente, Sin embargo la permeabilidad a partir de la transformación SDR como muestra la figura 3 muestra los resultados de calibración de la permeabilidad K_{SDR} con datos de núcleos con los siguientes exponentes y coeficiente $m=2$, $n=4$, $b=5,64$ (mD/ms^2), que es mayor que el valor predeterminado de 4 (mD/ms^2) para areniscas típicas (Lafournère et al, 2014).

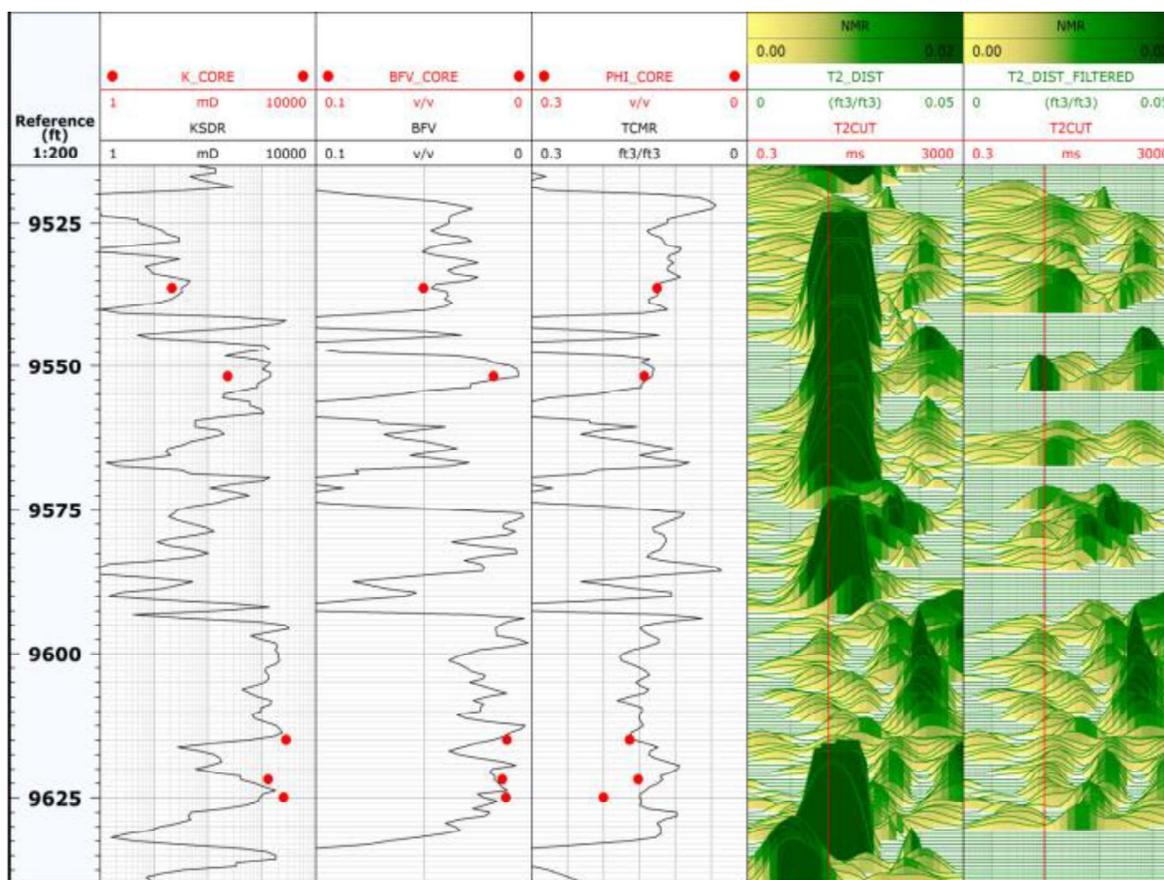


Figura 3. Datos permeabilidad registros CRM y datos de núcleos
Fuente: Lafournère et al, 2014

Los datos medidos a partir de registros tienen un volumen de investigación mayor en comparación al análisis puntual que se obtiene de los núcleos como se muestra en la figura 4, además por esta razón el ajuste a efectuar entre la permeabilidad calculada a partir de registros y la permeabilidad de núcleos no será 100% efectiva, pero sus valores y tendencia deben ser lo más próximo posible.

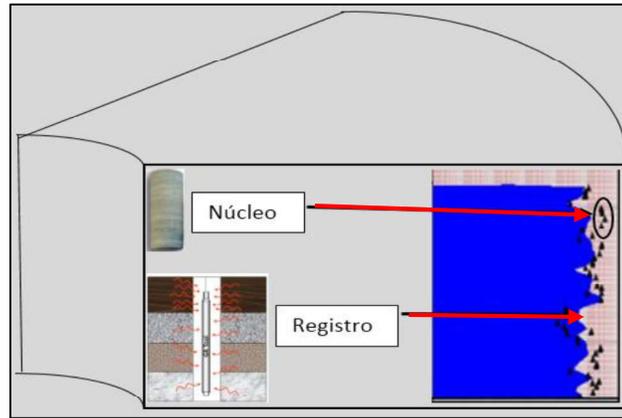


Figura 4. Volumen de investigación de núcleos y registros
Elaborado por: Guamialamá, 2019

1.3 Análisis con probadores de formación con cable

Los probadores de formación con cable figura 5, son utilizados principalmente en pozos recién perforados durante la corrida de registros convencionales; para obtener parámetros de los intervalos de interés, como presión de la formación, movilidad, así como para recuperar muestras de fluidos de la formación. Previamente a la toma de presiones puntuales con los probadores de formación se debe seleccionar los puntos con el apoyo de registros (aún sin interpretar) SP, GR y resistivos a fin de encontrar la zona de arena de interés a evaluar. Este tipo de herramientas cuentan con un bloque que contiene un empaque sellador, opuesto a un brazo que abre a la profundidad de interés, forzando al bloque y al empaque sellador para que entren en contacto firme con la formación. Se obtiene información de la pre-prueba y de la presión tomada correspondientes a un decremento e incremento de presión de la formación en el intervalo de interés (Pérez, 2012).

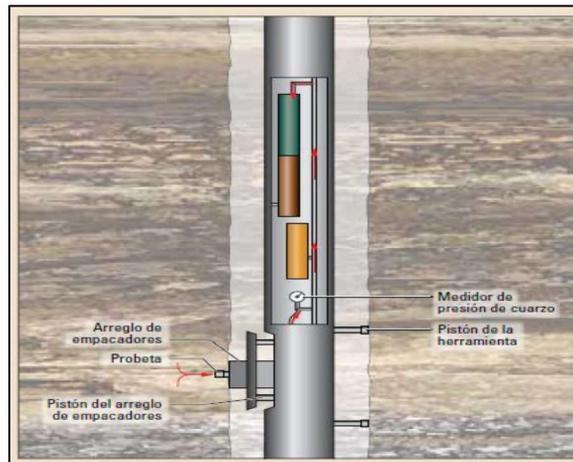


Figura 5. Configuración herramienta XPT
Fuente: Pérez, 2012

Inicialmente con los datos de probadores de formación con cable, se obtiene la movilidad a partir de los decrementos de presión. Estas pruebas se basan en la variación de presión que resulta de tomar la muestra de fluido e introducir en la probeta del probador de formación, determinándose la permeabilidad a una escala intermedia entre la de los núcleos y las pruebas de presión.

La interpretación de los datos de esta fuente puede ser categorizada en análisis de decrementos de presión en estado estacionario y análisis de restauración de presión en estado transitorio figura 6. En el análisis de decremento de presión, la permeabilidad es estimada usando la ecuación de Darcy modificada. Mientras para el análisis de incremento de presión existen dos técnicas el método clásico de la línea recta y el modelo de interpretación mediante las curvas tipo.

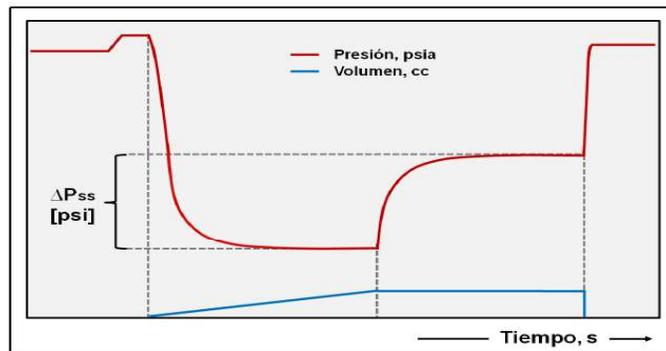


Figura 6. Drawdown y BUP tomado con probadores de formación
Fuente: Pérez, 2012

Debido a que el disturbio de presión ocasionado por un probador de formación con cable tiene un radio de investigación muy corto, normalmente dicho disturbio se da dentro de la región donde es más probable que ocurra invasión de filtrado de lodo ya que la mayor parte de estas pruebas se realizan en pozos recién perforados (Schlumberger, 1996). Por lo tanto, la movilidad determinada con el análisis de los decrementos e incrementos de presión permite calcular la permeabilidad efectiva al filtrado de lodo en la zona de invasión. Sin embargo, se puede considerar como indicador cualitativo de productividad.

1.3.1 Factores que afectan el cálculo de la movilidad

El cálculo de movilidad es muy sensible a la selección de los tiempos de inicio y final de la caída y restauración de presión. Algunas de las limitaciones incluyen formaciones de alta o baja permeabilidad, daño a la formación e invasión de filtrado hacia la formación. Algunos casos donde se puede ver afectado el valor de movilidad incluyen:

- La movilidad es muy sensible a los tiempos de inicio y final de la caída y restauración de presión.

- Ligeras fugas durante la restauración de presión.
- Caída de presión insuficiente.
- Restauración de presión con perfil descendente.
- Daño a la formación.

1.4 Análisis transiente de producción

Es una técnica relativamente nueva que permite determinar las características del yacimiento, sustentada en métodos empíricos básicos como Arps, Fetkovich, hasta el actual y moderno Blasingame. El análisis de estas curvas facilita la obtención de las propiedades como la permeabilidad efectiva del reservorio sin detener la producción de un pozo. Este método recopila datos diarios de pruebas de tasas de flujo y presión.

Las curvas de declinación de producción tienen dos funciones principales, la primera de ellas es la de determinar la permeabilidad efectiva mediante el empate de la curva de declinación de producción con las curvas tipo, otra función es la de en base a un diagnóstico realizar una predicción de la producción (Sun, 2015).

En la actualidad uno de los métodos tradicionales consiste en la aplicación de las curvas tipo de Blasingame.

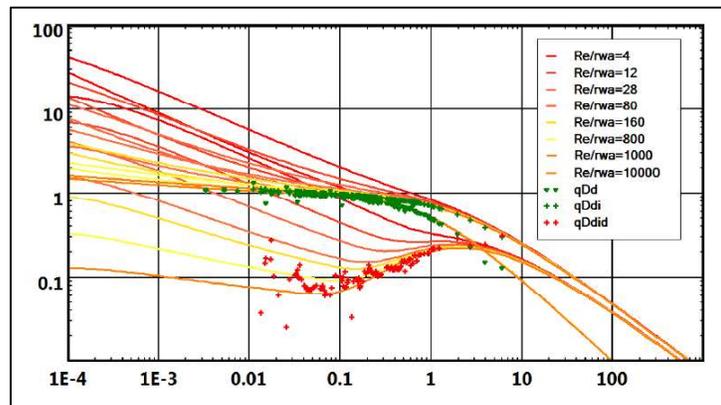


Figura 7. Curvas análisis RTA

Fuente: Dynamic Date analysis, Kappa workstation

Para la determinación de la permeabilidad, se debe realizar el match point con la tasa de producción, una vez obtenido este punto, se aplica la fórmula para estimar la permeabilidad:

$$k = \frac{\left(\frac{q}{\Delta p_p}\right)_M \mu \beta}{(q_{Dd})_M 2\pi h} \left(\ln r_{eD} - \frac{1}{2}\right) \quad \text{Ec. 7}$$

Esta fuente de análisis hace uso de datos de flujo, es decir de baja frecuencia/baja resolución, por lo que se puede tener diferencias significativas tanto en la calidad de datos como en la interpretación de los mismos (Houzé et al., 2016).

1.4.1 Problemas comunes en el RTA

El análisis de producción es considerado más un arte que una ciencia, es por esto que la experiencia constituye una herramienta valiosa y crucial para estos análisis.

Una muestra de los retos y problemas más comunes en el análisis e interpretación del RTA se presenta en la tabla 2.

Tabla 2. Problemas Comunes en el RTA.

PROBLEMA	INFLUENCIA
Sin medidas de presión	Alta
Estimación incorrecta P_i	Alta
Incorrecta ubicación P	Muy alta
Asignación de tasas	Moderada
Ubicación del líquido: efecto del gas	Moderada
Zonas de cambio: nuevos/antiguos perforados	Muy alta
Cambio de tubería	Alto
Cambio de equipos de superficie	Alto
Estimulación ácida	Moderada
Fracturamiento hidráulico	Alto
Propiedades del reservorio	Moderada
Propiedades del petróleo	Moderada
Propiedades del gas	Moderada

Fuente: Mattar et al, 2010

1.4.2 Relación entre análisis transiente de presión y producción

Teóricamente, el análisis de los datos de producción transiente (RTA) es el mismo que se realiza en el análisis de presión transiente (PTA). Los métodos RTA y PTA comparten las mismas asunciones en términos de uso de la ecuación de la difusividad y condiciones de límite. La mayor parte de los modelos desarrollados para análisis PTA pueden ser utilizados en el análisis RTA.

La tabla 3 es una comparación de diferentes aspectos relacionados al análisis mediante los métodos PTA y RTA.

Tabla 3. Comparación PTA-RTA.

	Análisis transiente de presión.	Análisis transiente de producción.
Bases Teóricas.	Mismas ecuaciones, superposición, y los mismos modelos numéricos y analíticos.	
Rango de tiempo.	Horas, días.	Semanas, meses, años.
Periodos de interés.	Principalmente en cierre de pozos.	Fases de producción.
Datos requeridos.	Medidas de pruebas de pozos. Pruebas de formación.	Datos de producción. Presión en superficie.
Área de interés del yacimiento.	Cualquier volumen e investigación alcanzada durante la prueba.	Área de drenaje del pozo.
Diagnósticos modernos.	Log-Log derivada de Bourdet.	Log-Log y Blasingame
Régimen de flujo de interés.	Flujo radial infinito.	Estado pseudo estacionario.
Resultados principales.	Kh y daño.	Kh y daño.
Capacidad de diagnóstico.	Alta a muy alta	Baja en promedio.

Fuente: Dynamic Data analysis, Kappa workstation
Modificado: Guamialamá, 2019

1.5 Análisis de pruebas de presión

Las pruebas de presión son una herramienta que se desarrolla a partir de la necesidad de conocer la dinámica del movimiento de los fluidos dentro del reservorio. A través del tiempo, fueron evolucionando, y adquiriendo técnicas que permitieron dar respuestas simples a problemas complejos.

Existen diferentes tipos de pruebas de presión, y cada una fue desarrollada de acuerdo a la necesidad, y recursos con los que se contaban. Así mismo, cada tipo de prueba necesita cierta cantidad de datos, y entrega resultados según corresponda. Sin embargo, el factor común entre todas ellas es el método de aplicación e interpretación.

La mayoría de las pruebas de presión son tomadas después de realizar un trabajo de reacondicionamiento en el reservorio, y observar la respuesta de presión después de dicho trabajo. Por lo tanto, es necesario poder medir: tiempo, presión, y controlar la tasa de flujo. Los tipos de pruebas de presión se presentan en la figura 8.

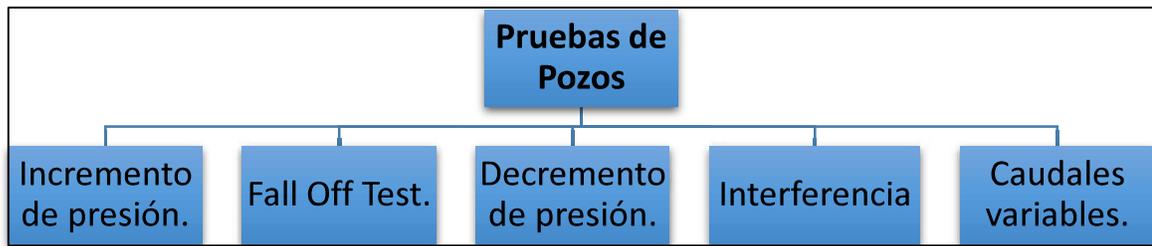


Figura 8. Tipos de pruebas de pozos
Fuente: Valencia, 2011

Llevar a cabo una prueba de presión es imprescindible para un adecuado desarrollo del campo. Con esta, podemos estimar parámetros como: la capacidad de flujo ($k \cdot h$), daño de formación, presión estática, cambios estructurales o sedimentológicos a lo largo del camino de flujo, distancia del límite más cercano. De acuerdo a la necesidad de información se realiza el diseño de prueba que se llevará a cabo (Sullivan et al., 2008).

Definir el lugar donde se llevará a cabo la prueba de presión es uno de los puntos vitales en el proceso. El pozo debe ser seleccionado con cuidado, en función de la información que se necesite estimar y de la logística para realizar la prueba. En superficie, los equipos necesarios para llevar a cabo la prueba deben ser fácilmente movilizables al lugar; se debe conocer el estado mecánico del pozo en el cual se llevará a cabo la prueba; y, finalmente, es necesario saber cómo está conformado el reservorio, estructural y sedimentológicamente. Los registros geofísicos, y la sísmica, son de gran utilidad para llevar a cabo esta tarea.

El cuándo es otra cuestión a definir, ya que dependerá de las condiciones del pozo. Cada pozo tiene condiciones necesarias para llevar a cabo la prueba, de tal manera que los resultados obtenidos no sean discutibles al menos por ese aspecto. Así mismo, la prueba tiene que ser planeada, es decir, una logística que defina los pasos a seguir para obtener la información, dependerá de las necesidades y recursos, tanto tecnológicos como económicos.

La permeabilidad determinada de las pruebas de presión corresponde a la permeabilidad efectiva; la misma que representa un promedio de la permeabilidad en el área de drenaje, además tiene una escala significativamente mayor que las obtenidas de núcleos o registros. Sin embargo los valores calculados a partir de estas pruebas no son medidas directas de permeabilidad como las medidas tomadas de los núcleos. El dato estimado de estas pruebas, es el promedio de la capacidad de flujo del reservorio, más no el cálculo directo de permeabilidad (Sullivan et al., 2008):

$$kh = 141.2q\beta\mu \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{PC} \quad \text{Ec. 8}$$

La permeabilidad es calculada a partir de esta ecuación conociendo el dato de espesor de la arena que se encuentra en el área de influencia de la prueba.

1.5.1 Factores que afectan en el diagnóstico de pruebas de restauración de presión
Los problemas más comunes durante una interpretación los cuales ocasionan estimaciones erróneas de propiedades del reservorio tal como la permeabilidad son:

- Efecto de almacenamiento.
- Segregación de fases.
- Ruido en la adquisición de datos.

El *efecto de almacenamiento* tiene una influencia directa sobre los datos obtenidos de las pruebas de restauración de presión.

El problema de almacenamiento observado en la figura 9 ocurre especialmente cuando el cierre del pozo se lo realiza desde superficie, ya que no se tiene control inmediato del flujo en fondo, es decir, el cambio de la tasa al frente de la arena cambia más lento que la tasa en superficie. Cuando el efecto de almacenamiento es significativo, éste debe ser considerado en los datos y análisis del período transiente, de tal manera que la permeabilidad determinada de estos análisis sea lo más representativa posible (Houzé et al., 2016).

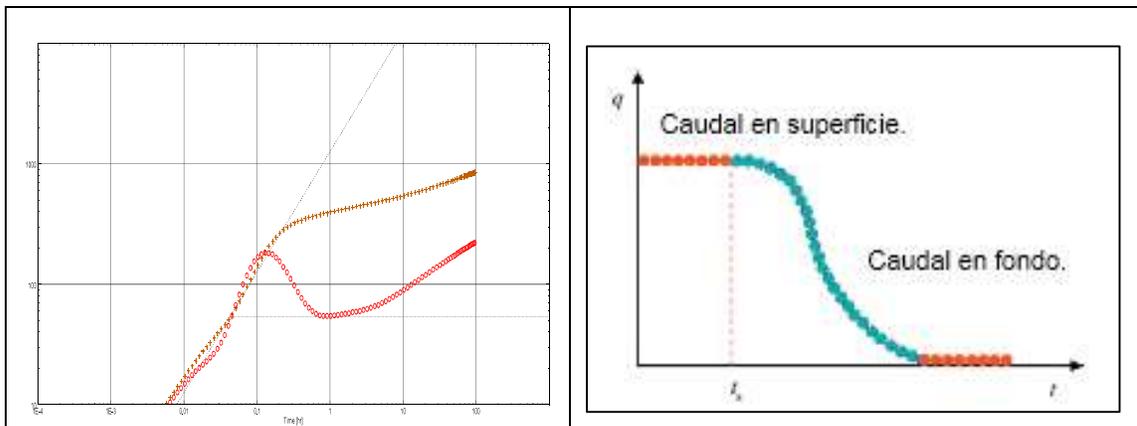


Figura 9. Efecto de almacenamiento
Fuente: Dynamic Date analysis, Kappa workstation

Para disminuir el efecto de almacenamiento, se debe considerar realizar cierres en fondo, con el fin de minimizar cambios por *segregación de fases* durante las pruebas de restauración de presión.

En la figura 10 se puede evidenciar problemas como segregación de fases la cual ocasiona una distorsión de la derivada, ocasionando una elección e interpretación errónea del modelo.

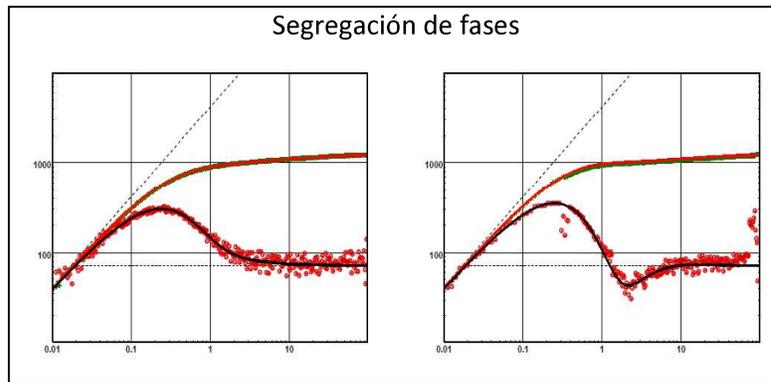


Figura 10. Efecto de segregación de Fases
Fuente: Dynamic Date analysis, Kappa workstation

Cuando el *efecto de ruido* afecta la derivada de la presión como se observa en la figura 11, el reconocimiento de los regímenes de flujo se vuelve complejo, lo que lleva a la elección errónea del modelo para la interpretación.

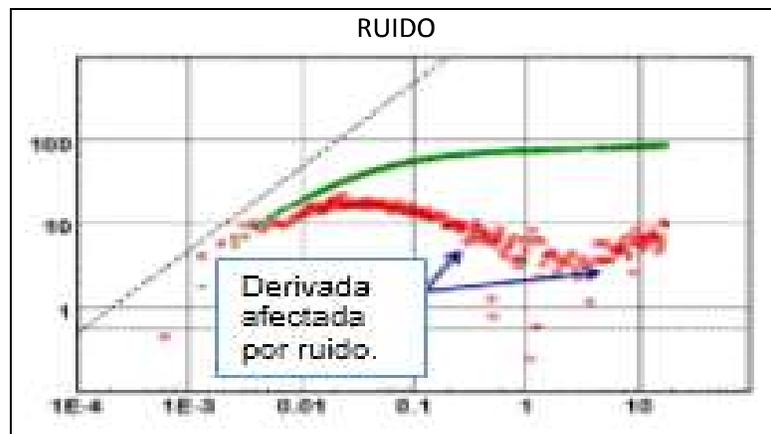


Figura 11. Efecto de ruido
Fuente: Dynamic Date analysis, Kappa Workstation

Si se tiene una variación anisotrópica a gran escala en el reservorio, la estimación de la permeabilidad por medio de pruebas de pozos, será un promedio geométrico de la permeabilidad.

$$k_G = \sqrt{k_{min} * k_{max}} \quad \text{Ec. 9}$$

Esto podría ocasionar grandes variaciones en comparación con las permeabilidades estimadas de núcleos (Sullivan et al., 2008). Con las pruebas de presión convencionales se puede detectar el grado de heterogeneidad, pero no se puede determinar la distribución de la permeabilidad y adicionalmente esta fuente carece de resolución vertical (Schlumberger, 2002).

Como se mencionó anteriormente, la estimación de la permeabilidad es un paso vital dentro del proceso de caracterización del reservorio. El valor que se estime impactará directamente sobre las decisiones dirigidas hacia el manejo del campo, y sobre todo en la economía del proyecto.

En los pozos exploratorios comúnmente se efectúan las pruebas DST, las cuales tienen como objetivo principal de reconocer si el descubrimiento de crudo es de valor comercial, así como obtener información que permita la caracterización del reservorio entre ellas la permeabilidad (Houzé et al., 2016).

En los pozos de desarrollo, estas pruebas se efectúan con el objetivo de evaluar el daño, así como establecer la necesidad de recañoneo o extensión del intervalo perforado. Mediante el análisis de productividad de las nuevas zonas de interés, la permeabilidad promedio efectiva medida con esta fuente es fundamental, puesto que esta influye en la productividad y en el diseño de completación de cada uno de los pozos (Schlumberger, 2002).

1.6 Comportamiento de afluencia de formaciones productoras

La determinación de las Curvas IPR para pozos de petróleo es extremadamente importante en el análisis de sistemas de producción. Estas curvas son conocidas como la representación gráfica de las presiones fluyentes con la cual el yacimiento entrega en el fondo del pozo distintas tasas de producción. Es decir para cada Pwf existe una tasa de producción de líquido (Nind, 2010).

Cuando se dispone de la suficiente información se puede hacer uso de la ecuación de Darcy para la elaboración de las curvas:

$$J = \frac{0.00708 K_o h}{\mu_o \beta_o [Ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + s]} \quad \text{Ec. 10}$$

1.7 Análisis variográfico

La distribución espacial de las propiedades de la roca es un aspecto fundamental en el proceso de caracterización del reservorio. La geoestadística es una rama de las "estadísticas aplicadas" que intenta describir la distribución de una propiedad en el espacio, también se la conoce como estadísticas espaciales. Se supone que una propiedad distribuida espacialmente exhibe algún grado de continuidad. La porosidad y la permeabilidad son ejemplos de espacialidad.

El modelado geoestadístico se refiere al procedimiento para determinar un conjunto de realizaciones del reservorio. Las realizaciones dependen tanto de las relaciones espaciales entre los puntos de datos como de su correlación estadística en función del espacio de separación.

Las relaciones espaciales asociadas con los datos se calculan y luego se modelan. Los puntos trazados forman el semivariograma experimental, y la línea que se ajusta a los puntos de datos se denomina modelo de semivariograma, la figura 12 ilustra un ajuste a los datos por un modelo de semivariograma (Fanchi, 2018).

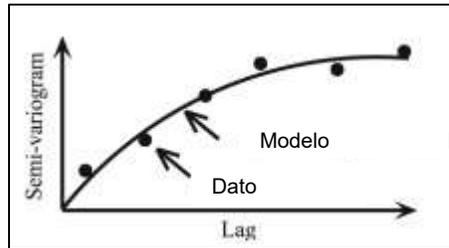


Figura 12. Variograma experimental
Fuente: Fanchi, 2018

Un semivariograma es una gráfica de semivarianza versus rango. Semivarianza es una medida del grado de disimilitud entre los valores de un parámetro Z en dos ubicaciones diferentes, o puntos en el espacio. La semivarianza $\gamma(h)$ es una función del intervalo h , o la distancia de separación, entre dos observaciones $Z(x)$ y $Z(x+h)$ del parámetro Z , y se tiene:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_1) - Z(x_2 + h)]^2 \quad \text{Ec. 11}$$

Donde $N(h)$ es el número de pares que están separados a la distancia h .

El estimador así definido lleva el nombre de variograma experimental. No se trata de una función propiamente tal, sino que de una serie de valores, pues sólo se puede calcular para vectores h tales que $N(h)$ no es vacío (Xavier, 2013).

2 ASPECTOS METODOLÓGICOS

El análisis de las permeabilidades por el método de pruebas de núcleo, se realizó a partir de reportes de análisis de rutina de núcleos (RCA) existentes, dichos reportes corresponden a archivos escaneados y guardados en formato PDF, se tomó la información necesaria para analizar los datos de diferentes núcleos cortados de diferentes pozos a diferentes profundidades, pero a las mismas condiciones de presión en laboratorio (800 psi), con el fin de lograr obtener conjuntos de datos más representativos. Entre los datos obtenidos se tiene: fecha, nombre del pozo, arena, intervalo de estudio, permeabilidad medida. Adicionalmente se graficó datos de permeabilidades que tenían corrección por efecto klinkenberg versus datos que fueron medidos utilizando aire, con el fin de establecer que valores de permeabilidad podrían tener desajustes al haber sido medidas con aire. Los datos de los núcleos se ingresaron a excel para el análisis de la permeabilidad, elaboración de tablas y gráficas necesarias en el desarrollo de este trabajo. Se tomó los datos de cada uno de los pozos disponibles con núcleos, se separó los datos por arenas de interés (U-T). Posteriormente para cada una de estas arenas se realizó un gráfico semilogarítmico con la relación permeabilidad-porosidad; con la relación entre estas propiedades se procedió a la separación en grupos o categorías de datos que muestren comportamiento homogéneo, estableciendo rangos de porosidad donde se tuvo una mejor relación permeabilidad-porosidad, la cuantificación de una mejor relación se determina con el coeficiente de determinación (R^2), la cual muestra el mejor ajuste posible del conjunto de datos obtenidos de los núcleos tomados para las respectivas arenas de este campo, luego se agrupó todos los datos que corresponden a un mismo rango de porosidades y de esta manera se obtuvo valores de permeabilidades más representativos.

Los resultados de permeabilidad mediante el método de registros de pozos, se obtuvieron usando el programa Techlog, se seleccionó los pozos para los cuales se cuenta con datos de permeabilidad tanto de registros como de núcleos. Para el campo Shushufindi la permeabilidad ha sido calculada usando el método empírico mediante la ecuación de Coates. Esta ecuación fue aplicada con sus respectivos exponentes y coeficientes acorde a las características de este campo. Se analizó los registros disponibles de cada pozo necesarios para el cálculo de las variables que intervienen en la ecuación empírica de Coates. Posteriormente, con estos datos de las dos fuentes se procedió a establecer si efectivamente existía una calibración, la cual permita realizar la interpretación correcta y lo más precisa de los datos de registro de pozos, aplicada a pozos con datos de fuente tanto de núcleo como de registros. Una vez constatada la calibración, se procedió a la elaboración de gráficas comparativas entre la permeabilidad obtenida de registros versus los datos de núcleos, con los respectivos registros de cada pozo analizado con el fin de establecer los parámetros que generan dispersión de datos en los gráficos comparativos entre las fuentes de registros y núcleos.

Los cálculos de permeabilidades mediante el método de pruebas de pozos se realizó utilizando el programa Saphir. Se tomó la información de pruebas de restauración de presión, se procedió a su clasificación por año en que fueron realizadas las pruebas. Las pruebas que se analizó son lo mas actuales posibles, a fin de evaluar el estado actual de las arenas. El análisis de las pruebas de presión transitoria, basado en la derivada de la presión vs tiempo, permitió estimar la permeabilidad efectiva. Finalmente se elaboró gráficos de distribución de permeabilidad para las arenas U_i y T_i utilizando la regla de Sturges para la determinación del tamaño de clases y agrupación de datos.

En el análisis de la permeabilidad mediante los probadores de formación (XPT) se clasificó los pozos con esta fuente de información por el año en el que fueron realizadas las pruebas y simultáneamente por las arenas donde se las realizó. La información con la que se contaba en estos reportes corresponde al nombre de pozo, arena, profundidad a la cual fue llevada a cabo la prueba y un control de calidad de dicha prueba con el fin de validar o descartar las pruebas, así como la movilidad obtenida en la zona de interés. Esta etapa consistió en el análisis de las pruebas realizadas con probadores de formación para los 21 pozos con los que se cuenta con esta fuente de estudio. Todos estos datos fueron ingresados a excel, donde del total de las pruebas analizadas se procedió a la validación o exclusión de las mismas haciendo uso del control de calidad con el que cuenta cada una de las pruebas realizadas, las pruebas validas fueron aquellas que presentaron una buena estabilización de presión, mientras que aquellas pruebas excluidas correspondieron a malas o cuestionables restauraciones de presión. Posteriormente se convirtió la movilidad (k/μ) para las pruebas válidas en permeabilidad asumiendo una viscosidad de filtrado de lodo de 1cp. Luego se elaboró gráficos de distribución de permeabilidad para las arenas U_i y T_i utilizando la regla de Sturges para la determinación del tamaño de clases y agrupación de datos. Finalmente una vez estimada la permeabilidad a partir de los probadores de formación y la que se obtuvo a partir de la correlación de Coates, se realizó la comparación de estas dos permeabilidades para dos pozos de estudio.

El analisis de permeabilidad determinada mediante al análisis transiente de producción se la realizó haciendo uso de datos de archivos de excel, se clasifíco los datos por pozo, y luego por arenisca a la cual pertenecía el dato de permeabiliad, se elaboró gráficos de distribución de permeabilidad para las arenas U_i y T_i utilizando la regla de Sturges para la determinación del tamaño de clases y agrupación de datos. Finalmente, se realizó una comparación de los resultados obtenidos entre el analisis transiente de producción y las pruebas de restauración de presión.

Se eleaboró un analisis de sensiblidad con el programa Pipesim elaborando curvas IPR mediante la ecuación de Darcy, donde se utilizó los valores de permeabilidad determinado por cada fuente estudiada. Se graficó datos reales de producción con el fin de realizar una comparacion de productividades y determinar de esta manera cual

es el método más efectivo para el campo. Adicionalmente haciendo uso de la presión de fondo fluyente de una prueba de producción tanto para la arenisca U como la arenisca T, se procedió determinar la tasa de producción estimada por cada método y se comparó con la tasa de producción real a la presión de fondo fluyente analizada.

Finalmente con la población de datos de permeabilidad de pruebas de pozos del campo Shuhufindi se procedió a la elaboración de variogramas experimentales con el fin de evaluar la incidencia de la población de datos. Se graficó los pozos en un mapa para tener una idea más clara de la distribución espacial de los valores de permeabilidad tanto para la arenisca U como la T. Con esta distribución se estableció direcciones y distancias de separación (h) para la elaboración de los variogramas; con estos variogramas se determinó la máxima distancia hasta la cual los datos guardan una correlación aceptable y hasta la cual es posible estimar un nuevo valor de permeabilidad.

3 RESULTADOS

3.1 Permeabilidad de núcleos

3.1.1 Efecto Klinkenberg

La figura 13 representa un grupo de muestras de núcleos donde la permeabilidad absoluta fue medida utilizando aire, a la vez estas muestras tuvieron la respectiva corrección en laboratorio por el efecto Klinkenberg. Cabe notar que los valores de las permeabilidades medidas al aire son muy similares a las permeabilidades corregidas por el efecto Klinkenberg, especialmente a valores altos de permeabilidad se tiene un mejor ajuste a la línea de tendencia, pero para rangos bajos de permeabilidad los datos presentan un desajuste de la tendencia, con un coeficiente de determinación de 0.991. La corrección por efecto de Klinkenberg se vuelve necesaria para valores donde la permeabilidad sea menor a 100 md, donde se puede apreciar un desajuste de los datos respecto a la tendencia de esta relación.

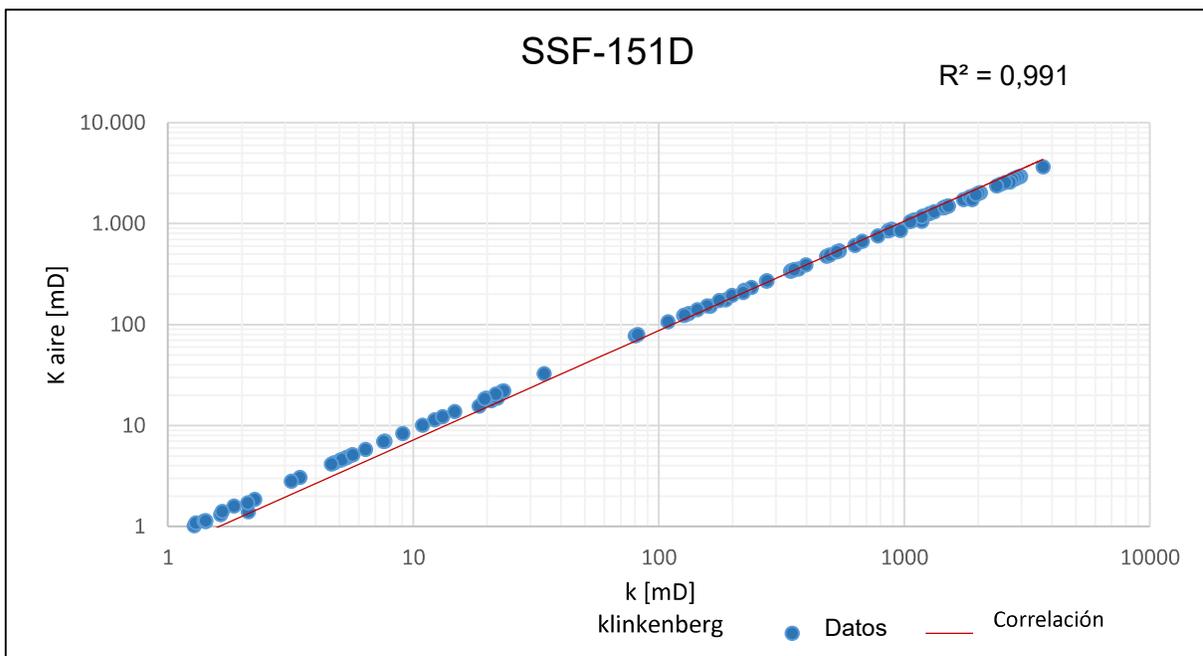


Figura 13. Permeabilidad al aire vs la permeabilidad corregida por efecto klinkenberg
Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.1.2 Análisis de permeabilidades de núcleos

La figura 14 corresponde a la relación de permeabilidad-porosidad de 4 pozos, definida en tipos de roca para la arena U_i del campo Shushufindi. Una relación distintiva porosidad-permeabilidad es fácil de evidenciar en unidades de roca que fueron depositadas bajo las mismas condiciones. Los resultados de permeabilidades obtenidos se muestran en la tabla 4.

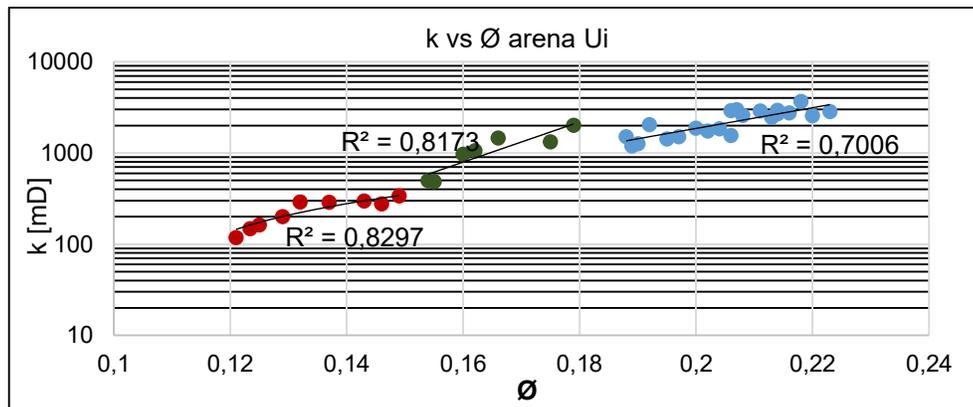


Figura 14. Relación permeabilidad porosidad para la arena Ui del campo Shushufindi
Elaborado por: Guamialamá, 2019

En la tabla 4 se observa que las permeabilidades registradas en los tres rangos de porosidades, aumentan a medida que incrementa la porosidad de los datos que componen la muestra analizada. Adicionalmente se determinó el coeficiente de determinación (R^2).

Tabla 4. Rangos de permeabilidades absolutas de la arena Ui

\emptyset	k [mD]	R^2
0.12-0.15	118-340	0.83
0.15-0.18	483-2007	0.82
0.18-0.22	1192-3683	0.70

Elaborado por: Guamialamá, 2019

La figura 15 corresponde a la relación de permeabilidad-porosidad de 5 pozos de la arena Ti del campo Shushufindi. Los resultados de permeabilidades obtenidos se muestran en la tabla 5.

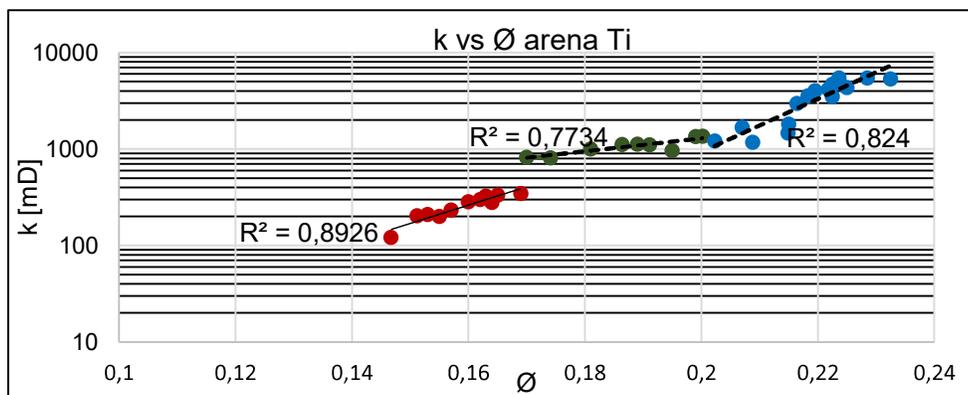


Figura 15. Relación permeabilidad porosidad para la arena Ti del campo Shushufindi
Elaborado por: Guamialamá, 2019

En la tabla 5 se observa las permeabilidades registradas en los tres rangos de porosidades con sus respectivos coeficientes de correlación.

Tabla 5. Rangos de permeabilidades absolutas de la arena Ti

\emptyset	k [mD]	R ²
0.14-0.17	121-347	0.89
0.17-0.20	808-1360	0.77
0.20-0.23	1178-5463	0.82

Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.2 Permeabilidad de registros

3.2.1 Comparación permeabilidades de núcleos y registros

En las figuras 16 y 17 se tiene el registro eléctrico del pozo SSF-151D con la evaluación de la permeabilidad para la arena U superior y U inferior respectivamente mediante la correlación de Coates, además se presenta la permeabilidad de núcleos con el fin de establecer que la calibración al modelo de Coates ha sido ajustada lo mejor posible y que esta puede aplicarse al campo Shushufindi.

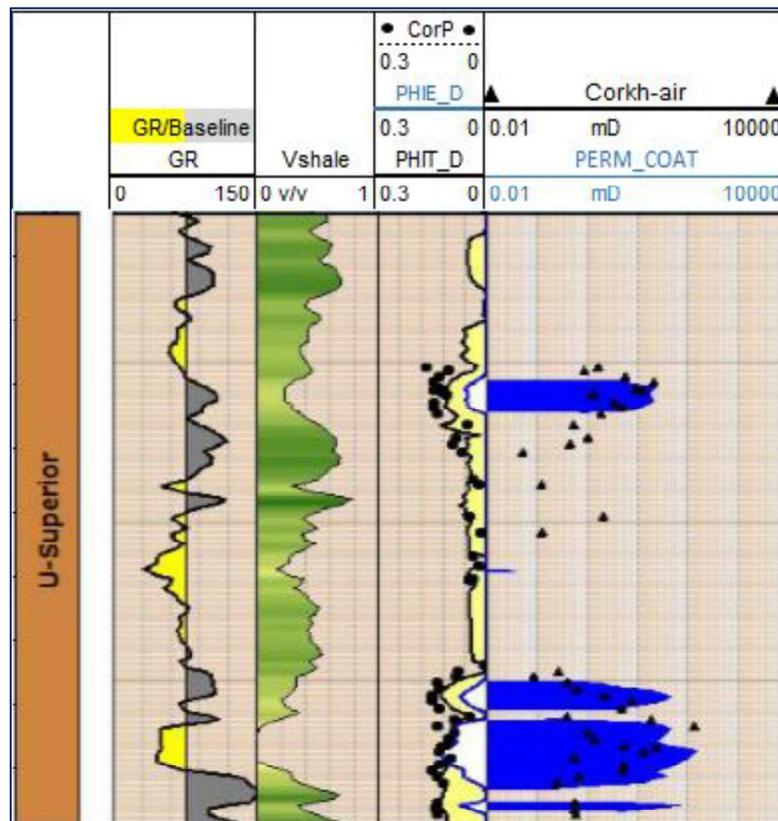


Figura 16. Permeabilidad de Coates y núcleos del pozo Shushufindi-151D de la arena Us
Elaborado por: Guamialamá, 2019

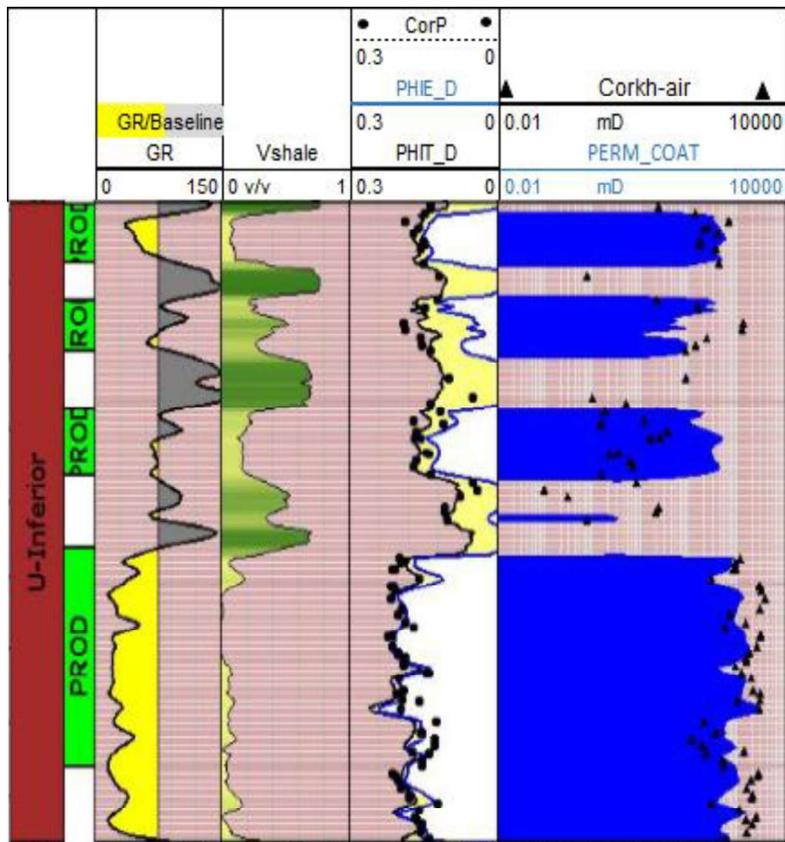


Figura 17. Permeabilidad de Coates y núcleos del pozo Shushufindi-151D de la arena Ui
Elaborado por: Guamialamá, 2019

La figura 18 es una comparación de los resultados utilizando las permeabilidades calculadas con registros vs las permeabilidades de núcleos para las arenas U superior e inferior del pozo SSF-151D.

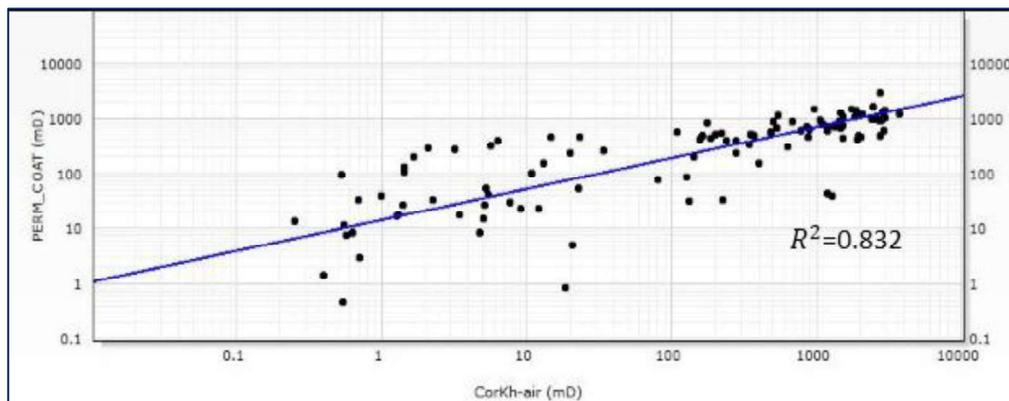


Figura 18. Permeabilidad de Coates vs permeabilidad de núcleos del pozo Shushufindi 151D
de la arena U
Elaborado por: Guamialamá, 2019

Las figuras 19 y 20 son una comparación de valores de permeabilidad de la arena Ti del pozo SSF-012b obtenidos por registros vs la permeabilidad de los núcleos.

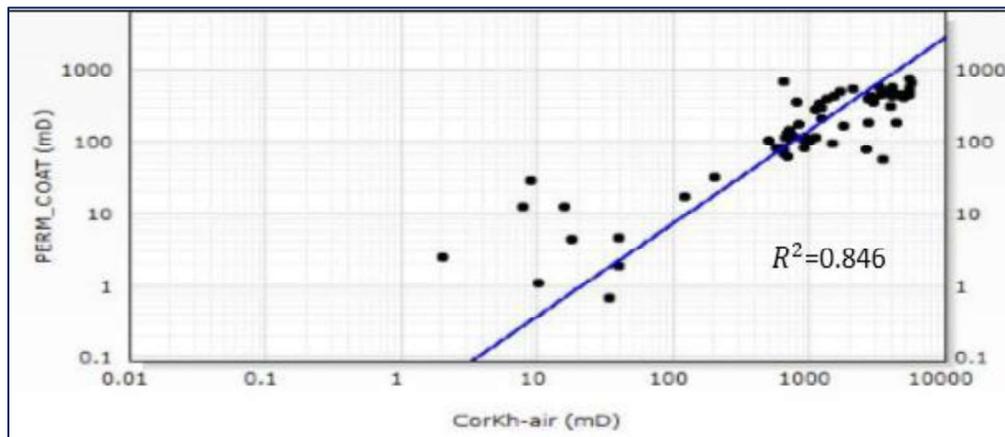


Figura 19. Permeabilidad de Coates vs permeabilidad de núcleos del pozo Shushufindi 151D de la arena T
Elaborado por: Guamialamá, 2019

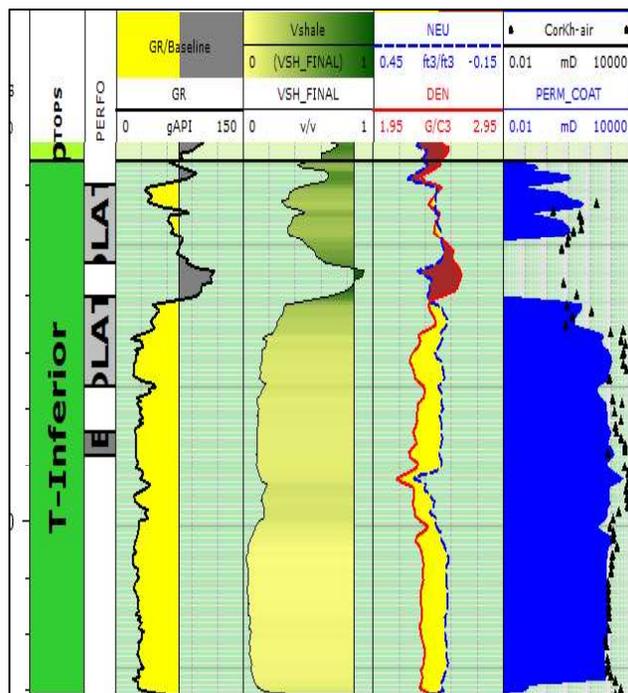


Figura 20. Permeabilidad de Coates vs permeabilidad de núcleos de la arena Ti del pozo Shushufindi 012B
Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.3 Permeabilidad de pruebas de pozos

3.3.1 Evaluación de pozos pre y post Workover

La figura 21 presenta periodos diferentes durante los cuales se tomó las pruebas de presión pre y post Workover de un mismo pozo.

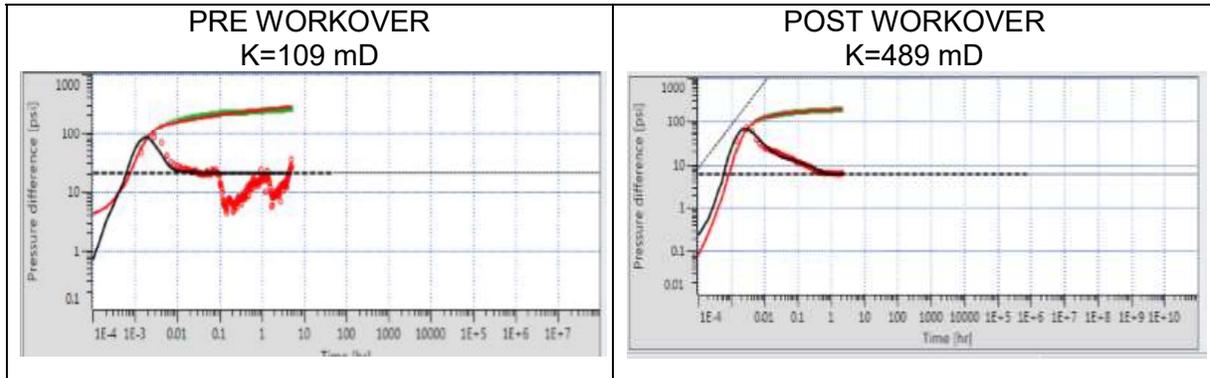


Figura 21. Pruebas de restauración de presión de pozos de desarrollo
Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.3.2 Distribución de permeabilidades de las areniscas U y T

La figura 22 muestra un histograma con la distribución de permeabilidad de 50 pozos para los datos obtenidos con pruebas de restauración de presión en la arena U_i del campo Shushufindi. En este gráfico se observa que el 46% de las permeabilidades son menores a 148 mD.

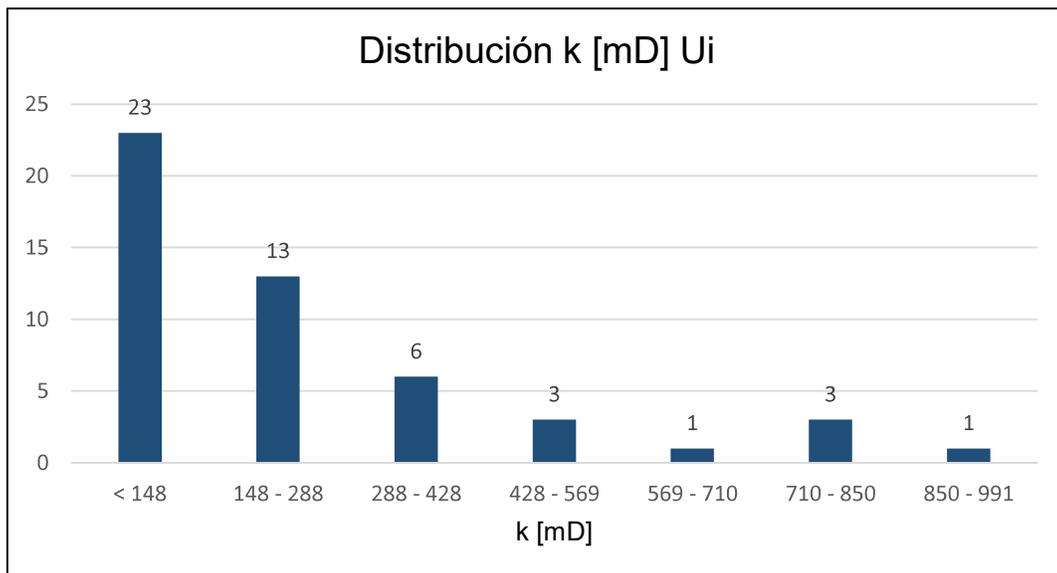


Figura 22. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena U_i del campo Shushufindi
Elaborado por: Guamialamá, 2019

La figura 23 muestra un histograma con la distribución de permeabilidad de 23 pozos para los datos obtenidos con las pruebas de restauración de presión de la arena Ti del campo Shushufindi. En este gráfico se observa que el 52% de las permeabilidades son menores a 236 mD.

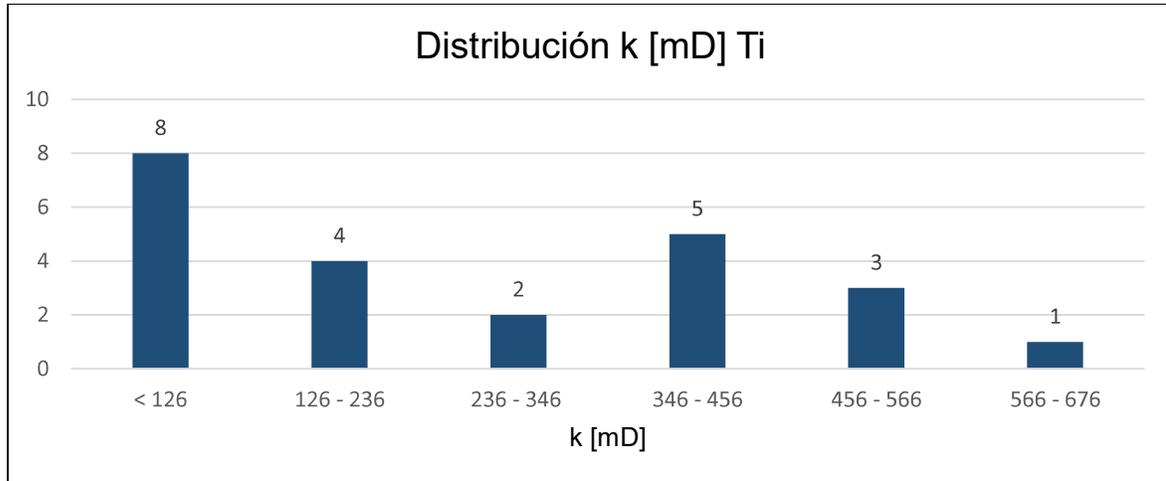


Figura 23. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena Ti del campo Shushufindi
Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.4 Permeabilidad con probadores de formación con cable (xpt)

3.4.1 Distribución de permeabilidades de las areniscas U y T

La figura 24 muestra un histograma con la distribución de permeabilidad de 15 pozos para los datos obtenidos con probadores de formación en la arena Ui del campo Shushufindi. En este gráfico se observa que el 73,4% de las permeabilidades son menores a 214 mD.

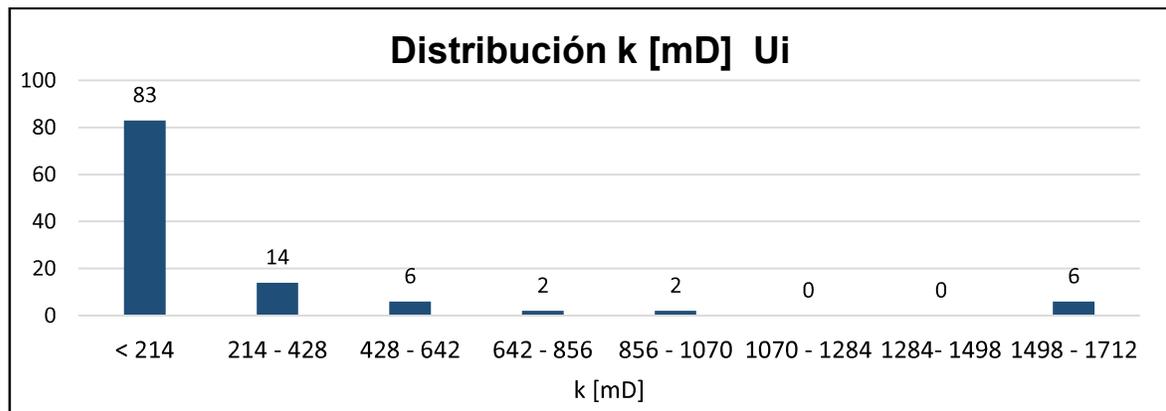


Figura 24. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena Ui del campo Shushufindi
Elaborado por: Guamialamá, 2019

La figura 25 muestra un histograma con la distribución de permeabilidad de 19 pozos para los datos obtenidos con probadores de formación en la arena Ti del campo Shushufindi. En este gráfico se observa que el 79,6% de las permeabilidades son menores a 279mD.

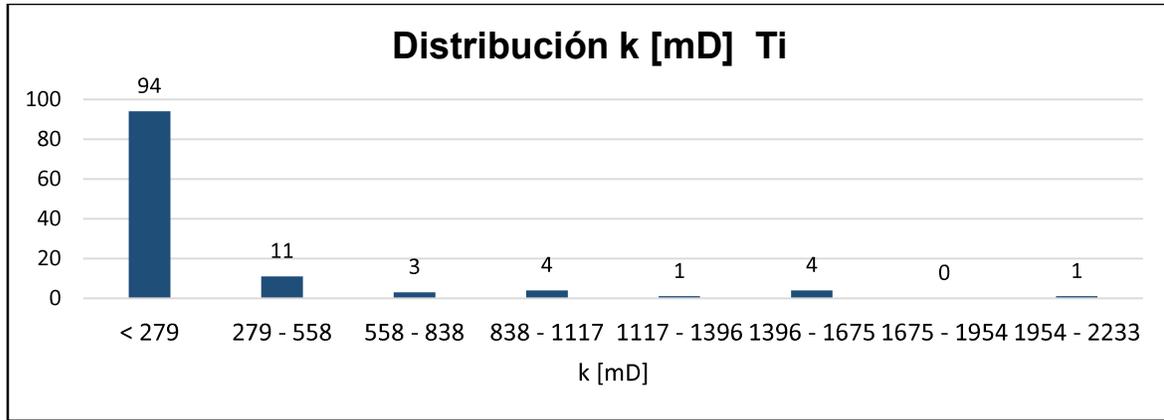


Figura 25. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena Ti del campo Shushufindi
Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.4.2 Comparación permeabilidades de registros y probadores de formación con cable

Las figuras 26 y 27 son una comparación de las permeabilidades obtenidas con los registros eléctricos y las que se obtiene con los probadores de formación.

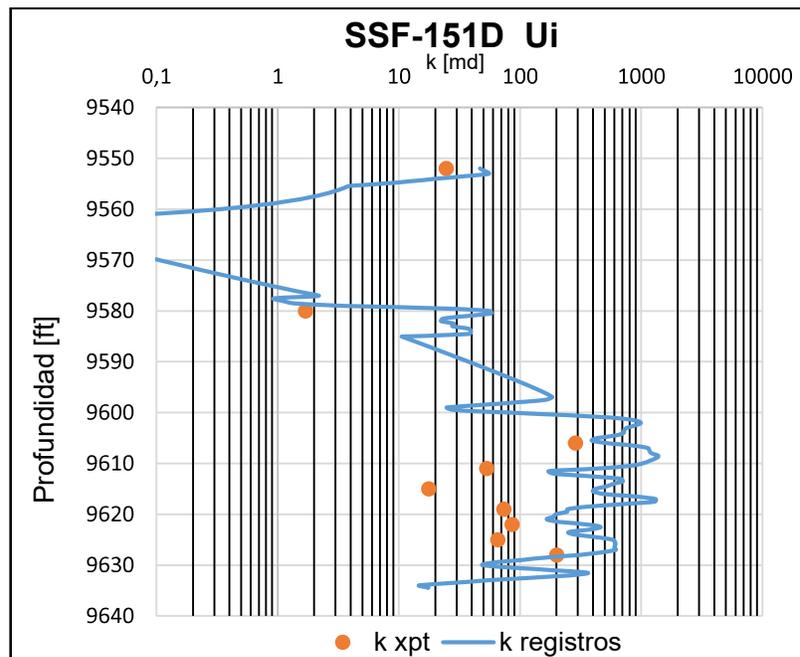


Figura 26. Comparación permeabilidades arena Ui de registros y probadores de formación
Elaborado por: Guamialamá, 2019

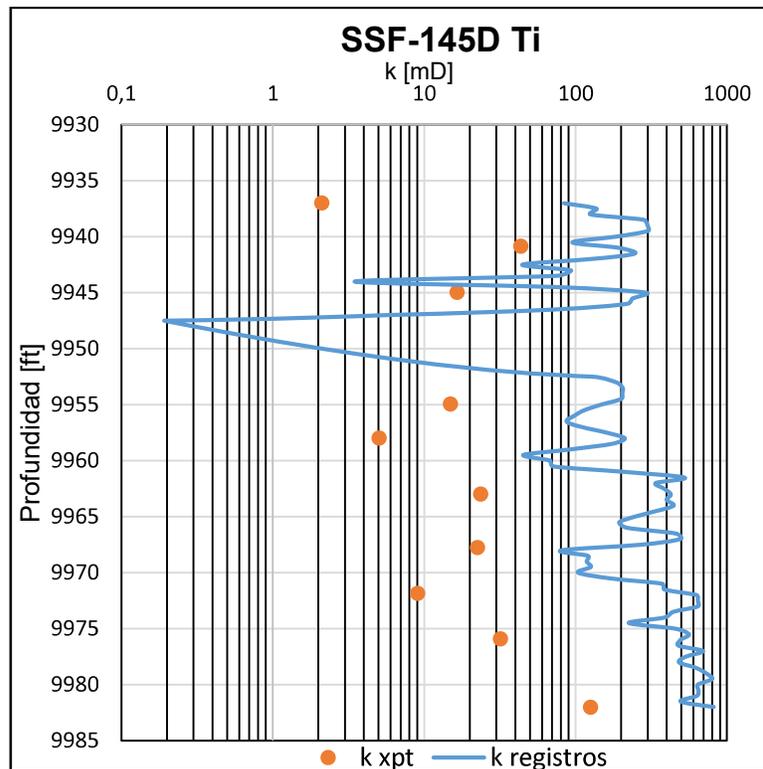


Figura 27. Comparación permeabilidades arena Ti de registros y probadores de formación
Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.5 Análisis transiente de producción (RTA)

3.5.1 Distribución de permeabilidades de las areniscas U y T

La figura 28 muestra un histograma con la distribución de permeabilidad de 77 pozos para los datos obtenidos con el análisis transiente de producción en la arena Ui del campo Shushufindi. En este gráfico se observa que el 55% de las permeabilidades son menores a 133 mD.

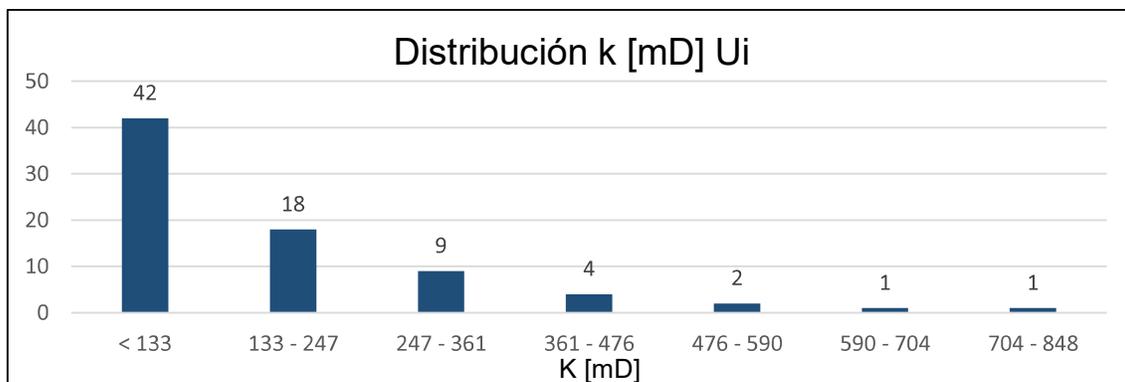


Figura 28. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena Ui del campo Shushufindi
Elaborado por: Guamialamá, 2019

La figura 29 muestra un histograma con la distribución de permeabilidad de 47 pozos para los datos obtenidos con el análisis transiente de producción de la arena Ti del campo Shushufindi. En este gráfico se observa que el 63% de las permeabilidades son menores a 100 mD.

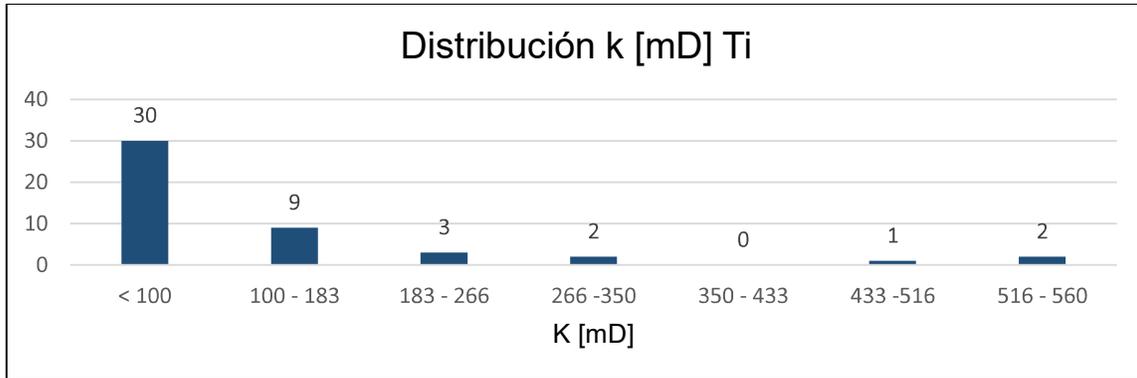


Figura 29. Distribución de permeabilidad efectiva para la arena Ti del campo Shushufindi
Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.5.2 Comparación permeabilidades de pruebas de pozos y análisis transiente de producción

La figura 30 compara datos de permeabilidad obtenidos de pruebas de pozos y análisis transiente de producción tanto para la arena Ui como para la arena Ti del campo Shushufindi. La región amarilla corresponde al lugar donde las permeabilidades de pruebas de pozos son mayores a las determinadas con análisis transiente de producción, mientras la región celeste es lo contrario.

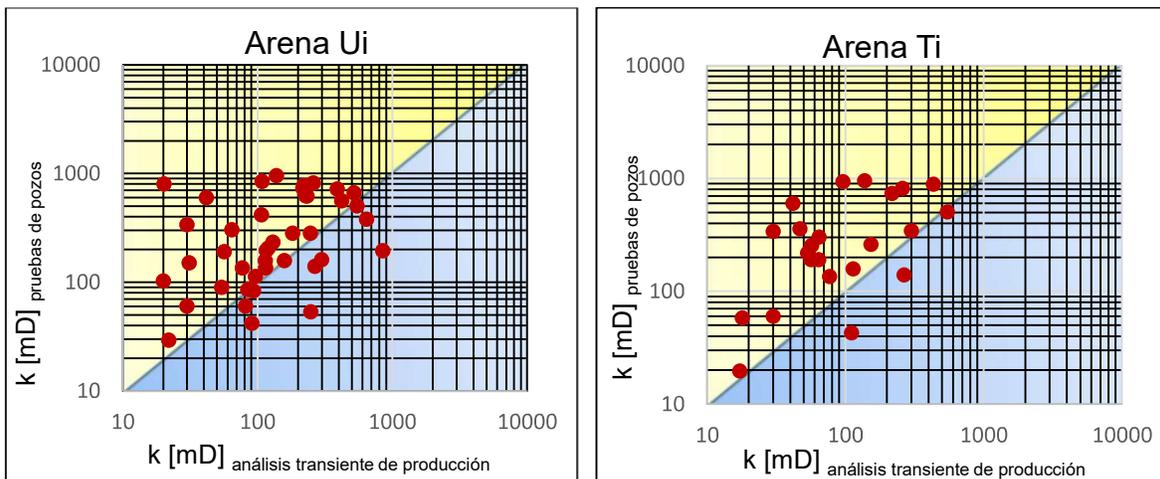


Figura 30. Comparación resultados PTA Y RTA de las arenas Ui Ti
Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.6 Análisis de sensibilidad

3.6.1 Curvas IPR

En las figuras 31 y 32 se presenta los índices de productividad de los pozos SSF151 y SSF12 respectivamente, los dos pozos cuentan con un índice de productividad calculado con el valor de permeabilidad obtenido con cada fuente estudiada, adicionalmente se puede apreciar datos de pruebas de producción.

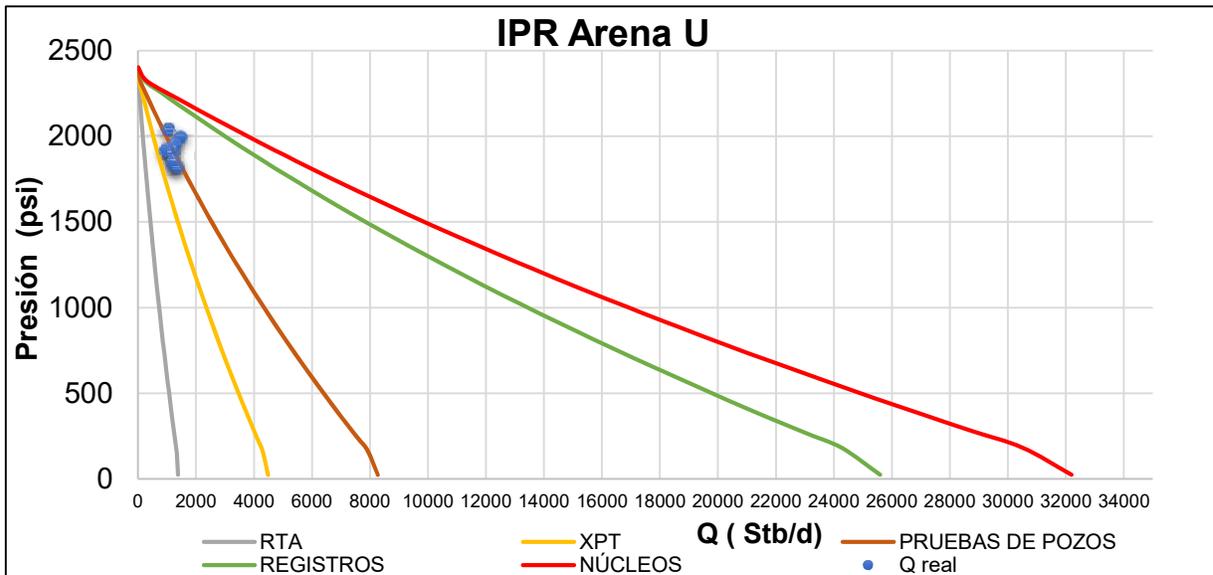


Figura 31. Curvas IPR de la arenisca U pozo SSF-151
Elaborado por: Guamialamá, 2019

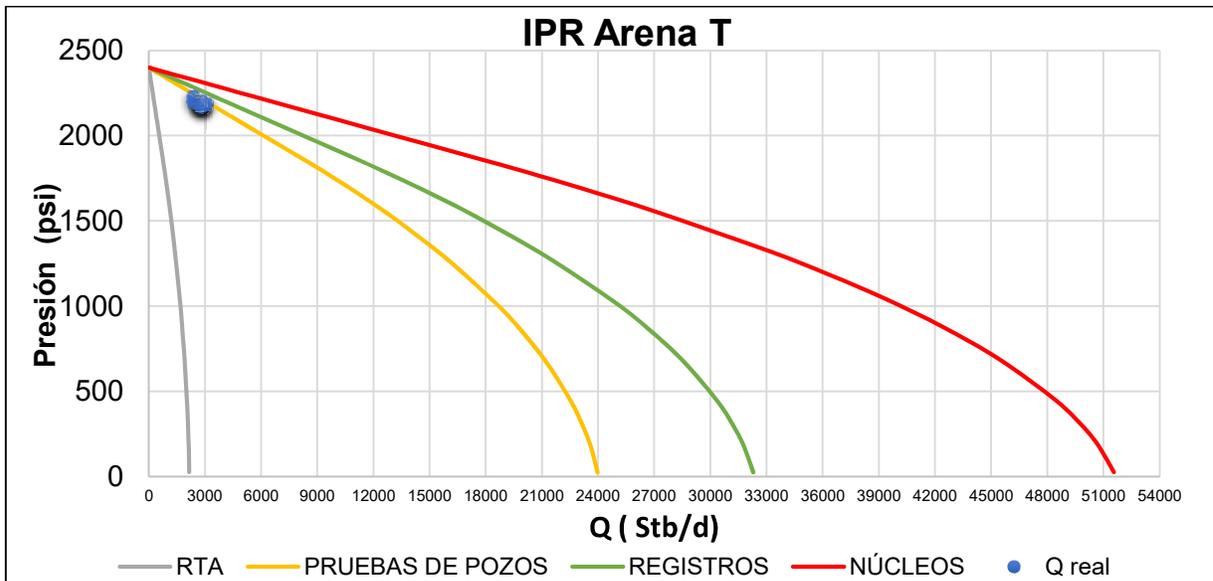


Figura 32. Curvas IPR de la arenisca T pozo SSF-12B
Elaborado por: Guamialamá, 2019

3.6.2 Datos de tasa de producción calculados

En las tablas 6 y 7 se registra tipo, valores de permeabilidad y las tasas de producción obtenidas por cada método para los pozos SSF-151 y SSF-12B, con su correspondiente dato de prueba de producción para las arenas U y T respectivamente.

Tabla 6. Análisis de sensibilidad arena U del pozo SSF-151

Q prueba =1208 BFPD Pwf=1850 psi				
Método	K_a	K_e	K [mD]	Q [BFPD]
Núcleos	X		697	5040
Registros	X		554	3880
Pruebas de pozos.(BUP)		X	179	1250
Probadores de formación con cable. (XPT)		X	97	690
Análisis transiente de producción. (RTA)		X	30	205

Elaborado por: Guamiálamá, 2019

Tabla 7. Análisis de sensibilidad arena T del pozo SSF-12B

Q prueba = 2835 BFPD Pwf=2180				
Método	K_a	K_e	K [mD]	Q [BFPD]
Núcleos	X		998	6500
Registros	X		624	4000
Pruebas de pozos.(BUP)		X	464	2820
Probadores de formación con cable. (XPT)		X	-	-
Análisis transiente de producción. (RTA)		X	42	275

Elaborado por: Guamiálamá, 2019

3.7 Variogramas

En las figuras 33 y 34 se observa los variogramas de permeabilidades para diferentes direcciones con su respectivo máximo rango de tolerancia (h max) para la interpolación de la permeabilidad tanto de la arena U como de la arena T respectivamente del campo Shushufindi.

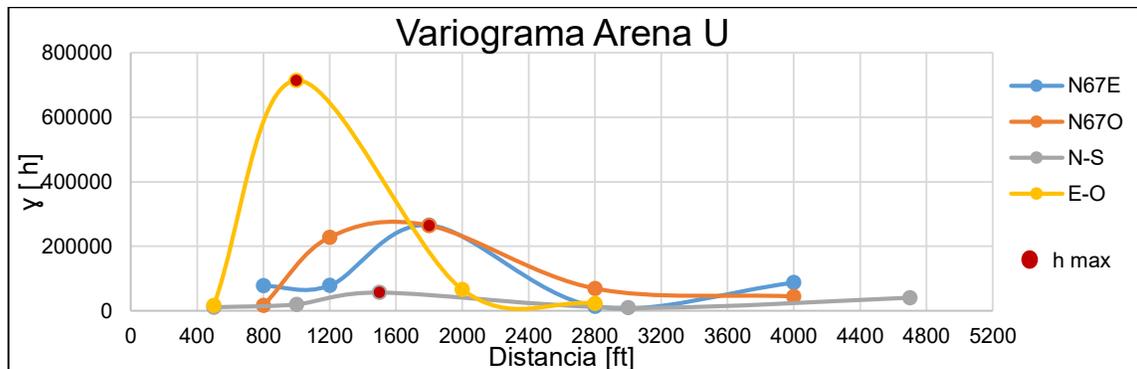


Figura 33. Variograma arena U campo Shushufindi

Elaborado por: Guamiálamá, 2019

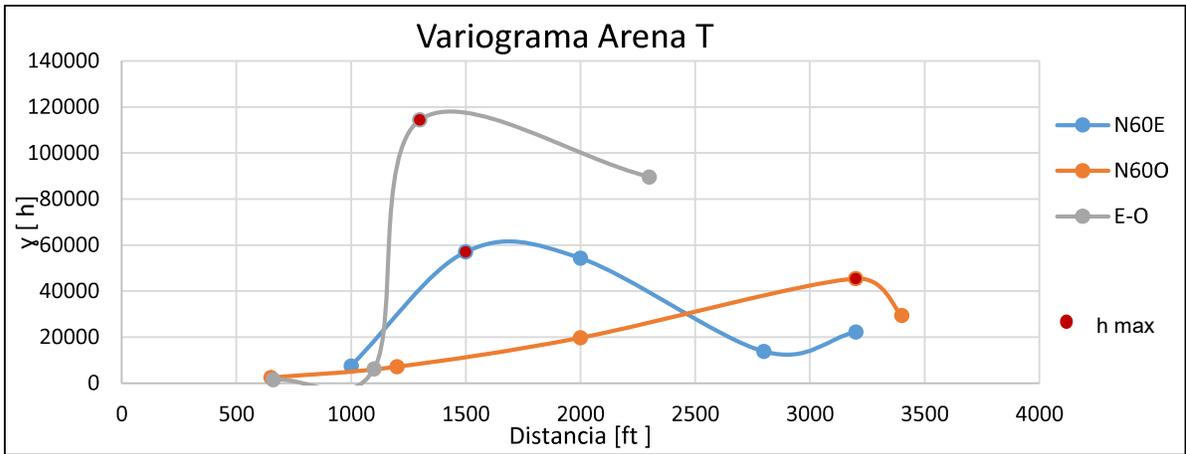


Figura 34. Variograma arena T campo Shushufindi
 Elaborado por: Guamialamá, 2019

4 DISCUSIÓN

4.1 Núcleos

Tanto la tabla 4 como la tabla 5 cuentan con el dato de coeficiente de determinación (R^2) el cual se utilizó como un control de calidad, los rangos de permeabilidad tanto de la arenisca U como T tienen coeficientes de determinación mayores a 0.7 donde los datos son aceptables; para coeficientes de determinación mayor a 0.85 son muy buenos datos. Para las tablas anteriores se tiene rangos entre 0.7 - 0.89 por lo tanto el método antes descrito es altamente confiable.

Esta fuente de información, aunque sea a una escala pequeña ayuda a caracterizar, y determinar la distribución de la permeabilidad dentro de los medios porosos, y modelar con mayor precisión el comportamiento de los yacimientos con el fin de optimizar su producción. Esta medida continuará proporcionando la información necesaria para las decisiones relacionadas con la continuación de la perforación, el abandono de sus pozos o su terminación y principalmente como una herramienta de calibración para conseguir relaciones confiables a partir de otras fuentes, que ayuden a calcular parámetros petrofísicos como la permeabilidad; sin embargo al tratarse de análisis de núcleos antiguos se tiene un grado de incertidumbre en cuanto a la representatividad de los datos, debido al control de calidad a como se efectuaron las pruebas de laboratorio; los datos de permeabilidad de núcleos son medidas que no se pueden obtener de todos los pozos de un campo, ya que el factor económico limita tanto la obtención como el estudio de los mismos.

4.2 Registros eléctricos

El reto en la determinación de la permeabilidad a partir de registros eléctricos, requiere una etapa inicial de calibración con otra fuente, usualmente dicha calibración se efectúa utilizando datos de permeabilidad medidos en núcleos, muchas ocasiones lograr un ajuste adecuado entre estos datos resulta difícil ya que no se cuenta con datos de núcleos de forma uniforme para todo el campo. El conjunto de datos de calibración es utilizado para ajustar y verificar el grado de confiabilidad de los resultados obtenidos de los registros.

La ecuación de Coates hace uso de la porosidad efectiva en su fórmula empírica, el cálculo de la porosidad tanto total (PHIT_D) como efectiva (PHIE_D) para el campo Shushufindi se la realizó con datos del registro de densidad como se puede observar en la figuras 16 y 17. Como se puede notar la porosidad de los núcleos tiene un mejor ajuste con la porosidad total calculada de los registros, pero a la vez cabe recalcar en zonas limpias existe una buena aproximación entre la porosidad total y efectiva calculada por registros y la porosidad de núcleos. Esto ha llevado a utilizar el dato de porosidad total y efectiva en arenas sucias y limpias respectivamente en el cálculo de la permeabilidad.

El esparcimiento de datos en las figuras 18 y 19 entre 100mD y 1000mD ha disminuido notablemente, mostrando un buen ajuste entre los datos de registros y núcleos. Para

permeabilidades menores a los 100mD el esparcimiento es más pronunciado esto es evidente en las zonas con presencia de arcillas y laminaciones.

El esparcimiento observado en los gráficos de permeabilidad obtenidos por registros (método de Coates) versus la permeabilidad de los núcleos es un comportamiento normal, como respuesta a la diferencia de resolución que presenta cada método.

La principal ventaja de esta fuente radica que todos los pozos cuentan con datos de registros, y la estimación de permeabilidad se la puede realizar en estos pozos proveyendo un perfil continuo de permeabilidad en un intervalo de interés; a pesar de ellos no existe un registro que determine directamente el valor de la permeabilidad, su cálculo se basa ecuaciones empíricas; necesita otra fuente de datos para su calibración y obtener propiedades representativas.

4.3 Pruebas de presión

La figura 21 muestra la variación de los resultados de análisis de pruebas de presión, ya que fueron tomados en periodos diferentes de la vida productiva del pozo, uno fue tomado previo al trabajo de reacondicionamiento y otro después del mismo. Los valores de permeabilidad obtenidos por esta fuente son susceptibles a cambios a través del tiempo influenciados por trabajos que se realicen en el pozo.

La distribución de valores de permeabilidad indica que los rangos más típicos de esta propiedad son menores a 148mD para la arena U, mientras que la arena T las permeabilidades son menores a 236mD.

Las ventajas que puede brindar este método son la de determinar permeabilidades y otras propiedades del reservorio para cualquier pozo; realizar estas pruebas de pozos en cualquier etapa de la vida productiva del pozo. Así mismo se encuentran desventajas como la pérdida de producción del pozo durante el cierre del mismo para su evaluación; datos de presión pueden no ser representativos debido a problemas durante la prueba, por lo que se estimaría de manera incorrecta las propiedades.

4.4 Probadores de formación con cable

Las figuras 24 y 25 muestran un conjunto de datos mayor a los presentados por las pruebas de presión, el comportamiento de la permeabilidad reflejado en estos gráficos permite establecer que la permeabilidad está mayoritariamente distribuida en rangos menores a 214mD y 279mD para las arenas U y T respectivamente.

Las figuras 26 y 27 muestran los resultados obtenidos en los pozos SSF-151D y el pozo SSF-145D para las arena Ui y Ti respectivamente. En estos gráficos se representa la permeabilidad obtenida tanto de registros como la permeabilidad obtenida con probadores de formación con cable (k_{xpt}). Como se puede observar la permeabilidad obtenida de registros es mayor a la obtenida con los probadores de formación, esta diferencia de permeabilidades es común esperarse ya que la escala de medición de estas dos fuentes varía significativamente, adicionalmente la primera

de ellas corresponde a una permeabilidad absoluta, mientras la otra es una permeabilidad efectiva.

Los probadores de formación con cable permiten realizar evaluaciones a diferentes profundidades en una misma corrida; las herramientas (xpt) pueden ser bajadas simultáneamente con otras herramientas de registros, por lo que esta técnica es relativamente rápida en cuanto a sus tiempos de evaluación de una zona de interés; no obstante cuentan con un corto radio de investigación, lo que produce la determinación de la permeabilidad donde ocurre la invasión de filtrado de lodo; se puede tomar únicamente a hueco abierto.

4.5 Análisis transiente de producción

La distribución de la permeabilidad a partir del análisis transiente de producción da como resultado los valores más bajos de esta propiedad en comparación con los demás métodos. Siendo mayor la población de permeabilidad cuando esta es menor a 133mD para la arena U, y menor a 100mD para la arena T.

En la figura 30 se tiene el 76% y 87% de los datos de pruebas de pozos son mayores a los datos de RTA, para la arena Ui y la arena Ti respectivamente. Esta diferencia de medidas es de esperarse ya que la escala de medición de estas dos fuentes difiere, ya que el RTA tiene como volumen de análisis el área de drenaje del pozo, mientras que la pruebas de pozos dan como resultado un promedio entre el valor máximo y mínimo de permeabilidad medido.

La principal ventaja del método se basa en la disponibilidad del historial de producción de todos los pozos, y la no necesidad de detener la producción de un pozo para realizar la evaluación; a pesar de ello este método no se puede aplicar a inicios de la vida productiva del pozo.

4.5 Sensibilidades

En las figuras 29 y 30 claramente se evidencia las diferencias en las curvas IPR de cada método, siendo las curvas determinadas con núcleos y registros las de más alto IP, justificado por tratarse de permeabilidades absolutas. Los datos de producción que mejor muestran un ajuste con una curva IPR es la determinada con la permeabilidad de pruebas de pozos tanto para la arena U como la arena T.

En las tablas 5 y 6 se puede apreciar de una mejor manera como se ve afectada la estimación de la productividad comparándola con un dato de producción, variando la propiedad de la permeabilidad obtenida por cada método y se observa que las pruebas de pozos determinan el valor de permeabilidad más exacto para estimar la productividad en el campo Shushufindi.

4.6 Variogramas

En la figura 33 se aprecia la distancia máxima en cada dirección, hasta la cual existe una buena correlación entre los datos de permeabilidad de los pozos evaluados de la

arenisca U. Estableciéndose una distancia máxima de correlación de 1800 pies para las direcciones N67°E y N67°O; mientras para las direcciones N-S y E-O las distancias máximas son 1500 y 1000 pies respectivamente. La figura 34 muestra la distancia máxima de correlación de la arenisca T de 1500 y 3200 pies para las direcciones N60°E y N60°O respectivamente, así mismo se estableció una distancia máxima de 1300 pies para la dirección N-E; para la dirección N-S no se encontró una población de datos suficiente para el análisis del comportamiento espacial de la permeabilidad.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- La permeabilidad medida de núcleos es virtualmente la medida más representativa del reservorio a pesar de tratarse de una parte muy pequeña del mismo; es una pieza fundamental en la evaluación de registros eléctricos como una fuente de calibración para la selección adecuada de una correlación predictora de la permeabilidad.
- Los histogramas muestran una distribución de permeabilidad entre 133-214 mD para la arena U inferior, mientras que la arena T inferior esta distribución se halla entre 100-279 mD que corresponden a los rangos de permeabilidad más comunes a encontrar en el campo Shushufindi.
- Se identificó la estrecha relación que existe en los análisis de presión y producción transitoria, ya que comparten fundamentos teóricos muy similares, pero al estimar la permeabilidad se puede apreciar grandes diferencias como se observó en la figura 30, que se deben ya que el RTA aún es un método relativamente nuevo respecto al PTA.
- Para el Campo Shushufindi el método más apropiado para la estimación de la permeabilidad es a partir de las pruebas de restauración de presión tal como se puede apreciar en el empate de los datos de producción reales con la curva IPR a partir de la permeabilidad generada con esta fuente.
- La permeabilidad es un dato que se toma durante diferentes etapas de la vida productiva de un pozo, sin embargo tres métodos son aplicados previo a la vida productiva del pozo: núcleos, registros y los probadores de formación con cable que son tomados durante la etapa de perforación de un pozo, mientras que las pruebas de pozos y el análisis transiente de producción se realiza durante la vida productiva del pozo.
- Los datos de permeabilidad obtenidos con los probadores de formación con cable son medidas puntuales y no brindan una medida continua como lo pueden hacer los registros eléctricos.

- La estimación de la productividad de un pozo es muy sensible a las variaciones de permeabilidad y esta estimación de productividad tiene un mayor contraste aún mayor cuando se la determina con permeabilidades absolutas.
- Todos los métodos en el cálculo de la permeabilidad son de gran importancia en diferentes etapas del desarrollo del campo con diferentes funciones ya sea como un dato de calibración, un indicador de evaluación petrofísica o una fuente adecuada de estimación de la productividad de un pozo.
- El cañoneo de zonas de mayor permeabilidad favorecen la penetración de los disparos de los cañones; la completación de pozos, así como el dimensionamiento de las bombas, están acorde a la capacidad de producción de una zona de interés, y la estimación de esta productividad es muy sensible con la variación de la permeabilidad.
- Las zonas de mayor permeabilidad favorecen la tasa de perforación; adicionalmente la permeabilidad se debe tener en cuenta el diseño del fluido de perforación en formaciones muy permeables con el fin de controlar la filtración o pérdidas de circulación.
- Una de las propiedades fundamentales en un modelo de simulación es la permeabilidad y su distribución, ya que de esta dependerá la transmisibilidad de los fluidos dentro del reservorio y permitirá la predicción de la producción futura del mismo.
- La movilidad de los fluidos es uno de los parámetros claves en los proyectos de recuperación secundaria en la estimación del desplazamiento de petróleo cuando se inyecta agua de las zonas.
- Una amplia población de datos de permeabilidad con una distribución geográfica uniforme serían los datos ideales para la identificación de heterogeneidades y la generación de un modelo más robusto.

5.2 Recomendaciones

- Identificar correctamente el tipo y la utilidad de permeabilidad que se obtiene a partir de cada método.
- Realizar pruebas de laboratorio a fin de determinar nuevos datos a partir de núcleos, pero esta vez asegurarse de tener un control de calidad de los datos que se obtiene.
- La estimación correcta de permeabilidad por medio de registros se puede obtener siempre y cuando se realice una selección y calibración apropiada de registros con mediciones directas de los núcleos.
- La selección de los puntos para la evaluación con probadores de formación con cable deben ser seleccionados cuidadosamente con ayuda de los registros convencionales.

6 REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- Al-Harbi , A., Gringarten, A., & Akkurt, R. (2007). A Practical Approach to Determine Permeability from Wireline Measurements. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/111221-MS
- Baby, P., Rivadeneira , M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito, Ecuador.
- Bazara, M., & Salman, S. (2009). Permeability Stimation Using Log Data, Abu Dhabi Offshore Field, UAE. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/118741-MS
- Borrór, C., Goldsman, D., Hines, W., & Montgomery, D. (2006). *Probabilidad y Estadística para Ingeniería*. México D.F.: Continental.
- Cantini, S., Baldini, D., Beretta, E., Loi , D., & Mazzoni, S. (2013). Reservoir Permeability from Wireline Formation Testers. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/164924-MS
- Fanchi, J. (2018). *Principles of Applied Reservoir Simulation*. Cambridge: Elsevier.
- Houzé, O., Viturat, D., & Fjaere, O. (2016). *The Theory and practice of Pressure Transient Analysis, Rate transient Analysis, Formation Testing, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauges*. Kappa.
- Lafournère, J., Dutan, J., Hurtado, J., Suter, A., Bringer, F., Naranjo , M., . . . Gozalbo, E. (2014). Selection of Optimum Completion Intervals Based on NMR Calibrated Lithofacies. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/169372-MS
- Lopes, F., Biedma, D., & Suter, A. (2015). Optimizing the Reservoir Management of a Mature Oil Field: The Challenge of Shushufindi. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/177197-MS
- López, J. (2019). *Economipedia*. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/r-cuadrado-coeficiente-determinacion.html>
- Mattar, L., Rushing, J., & Anderson , D. (2010). Production Data Analysis - Challenges, Pitfalls, Diagnostics. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/102048-MS
- Mohaghegh, S., Balan, B., & Armeri, S. (1997). Permeability Determination From Well Log Data. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/30978-PA
- Nind, T. (2010). *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*. Limusa.
- Pérez, W. (2012). *Evaluación del Cálculo de la Movilidad Obtenida de Probadores de Formación con Wireline Usando Información de Registros Convencionales*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.

- Pickup, G., Ringrose, P., Corbett, P., Jensen, J., & Sorbie, K. (1994). *Geology, Geometry, and Effective Flow*. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/28374-MS
- Schlumberger (2001). Registros de Resonancia Magnética. *Oilfield Review*.
- Schlumberger (2002). Mejoramiento de Nuestra Comprensión acerca de la permeabilidad. *Oilfield Review*.
- Schlumberger (2003). Registros de Resonancia Magnética Nuclear Adquiridos durante la Perforación. *Oilfield Review*.
- Schlumberger. (1996). Wireline Formation Testing and Sampling. *Schlumberger Wireline & Testing*.
- Schlumberger (2019). *Oilfield Glossary*. Obtenido de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/darcy.aspx>
- Serra, O. (1984). *Fundamentals of well-log interpretation*.
- Shokir, E., Alsughayer, A., & Al-Ateeq, A. (2006). Permeability Estimation From Well Log Responses. *Petroleum Society of Canada*. doi:10.2118/06-11-05
- Stewart, G., & Jamiolahmady, M. (2013). *Well Test Analysis*. Heriot Watt University.
- Sullivan, T., Beliveau, D., Kumar, P., & Tandon, R. (2008). Mangala Field Permeability Measurements: Comparison of Core, Wireline, and Well Test Data. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/113164-MS
- Sun, H. (2015). *Advanced Production Decline Analysis and Application*. ELSEVIER.
- Talabani, S., Thamir, F., & Islam, M. (1999). Rock Permeability Measurements Using Drilling Cutting. *Petroleum Society of Canada*. doi:10.2118/99-127
- Torbello Ramírez, O. P. (2012). *Predicción de Permeabilidad en Yacimientos Altamente Heterogéneos Aplicando Métodos no Convencionales*. Quito: Universidad Simón Bolívar.
- Valencia, R. (2011). *Fundamentos de Pruebas de Presión*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Walpole, & Myers. (2012). *Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias*. México: PEARSON EDUCACIÓN.

ANEXOS

Anexo No 1 Resultados de interpretación pruebas de presión.

RESERVORIO	POZO	COORDENADAS		PERMEABILIDAD (md)
		X	Y	
U	SSF-153	316050,66	9984255,68	229,9
	SSF-159	316066,66	9985697,4	819,9
	SSF-072	316108,32	9979752,11	791,0
	SSF-082	315869,32	9973782,45	356,0
	SSF-041	313521,56	9969183,91	133,9
	SSF-247	315649,88	9986623,35	13,3
	SSF-165	316722,19	9967761,51	223,8
	SSF-020B	315597,39	9975110,11	2178,0
	SSF-046	315719,08	9985077,5	13,4
	SSF-067	316508,97	9975053,53	625,0
	SSF-151	316066,66	9985697,4	179,0
	SSF-154D	316203,96	9982717,14	23,5
	SSF-225	313932,45	9973997,85	489,0
	SSF-204	315555,15	9983604,87	69,0
	SSF-205	316248,07	9984687,39	262,0
	SSF-212	315956,86	9969161,06	71,3
	SSF-162	314508,16	9975051,45	22,0
	SSF-137	316429,48	9968806,66	410,0
	SSF-155	317159,69	9982225,23	800,0
	SSF-070	316732,63	9987100,08	132,0
	SSF-036	316599,53	9984242,82	40,5
	SSF-141	315256,86	9978761,06	15,0
	SSF-202	317548,17	9982810,08	81,0
	SSF-226	314050,51	9974685,78	55,7
	SSF-234	316098,04	9981221,75	545,0
	SSF-011	314585,11	9978174,71	40,0
	SSF-041	313521,56	9969183,91	106,5
	SSF-046	315719,08	9985077,5	5,5
	SSF-057	316670,2	9988191,98	16,8
	SSF-066	317633,22	9984254,04	6,3
	SSF-090	317125,02	9978692,93	106,0
	SSF-139	316175,16	9979227,05	186,3
	SSF-175	314428,8	9969305,98	224,0
	SSF-118	317310,37	9976595,64	84,8
	SSF-162	314508,16	9975051,45	35,6
	SSF-010	315595,32	9979162,96	259,0
	SSF-091	317126,77	9975599,5	221,0
	SSF-109	317680,54	9980581,9	407,0
	SSF-110	317362,78	9977778,03	162,0
	SSF-111	318120,98	9988697,29	100,0
SSF-109	317680,54	9980581,9	940,0	
SSF-037	311571	9979177,98	209,0	
SSF-084	315780,03	9977944,58	29,0	
SSF-111	318120,98	9988697,29	148,0	
SSF-035	314874,75	9968308,29	157,0	
SSF-110	317362,78	9977778,03	124,0	
SSF-098	317128,87	9981714,99	311,0	
SSF-110	317362,78	9977778,03	275,0	
SSF-063	316627,4	9983174,22	372,0	
SSF-078	317160,23	9982656,23	261,0	
SSF-003	316831,16	9985990,02	470,0	

RESERVORIO	POZO	COORDENADAS		PERMEABILIDAD (md)
		X	Y	
T	SSF-119D	317682,7	9983191,58	152,7
	SSF-245	316791,04	9986480,1	109,3
	SSF-139	316175,16	9979227,05	42,2
	SSF-162	314508,16	9975051,45	15,8
	SSF-191	314845,53	9979249,64	623,3
	SSF-119D	315054,68	9976820,31	560,3
	SSF-211	318342,67	9990176,28	63,6
	SSF-095	316127,87	9970661,08	34,0
	SSF-162	314508,16	9975051,45	85,0
	SSF-133	315351,52	9976094,73	322,0
	SSF-014	317682,7	9983191,58	352,0
	SSF-090	317125,02	9978692,93	200,0
	SSF-109	317680,54	9980581,9	138,0
	SSF-104	316972,13	9971939,21	533,0
	SSF-106	317531,55	9974400,26	95,0
	SSF-119D	315054,68	9976820,31	410,0
	SSF-104	316972,13	9971939,21	344,0
	SSF-118	317310,37	9976595,64	363,0
	SSF-057	316670,2	9988191,98	90,0
	SSF-097	315240,84	9973715,67	346,0
SSF-118	317310,37	9976595,64	385,0	
SSF-019	316685,33	9980099,35	141,0	
SSF-023	315507,96	9973143,56	562,0	
SSF-012B	315537,24	9977283,24	464,0	

x