

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN
HISTÓRICA DE LA ARENA “T” MEDIANTE LA
APLICACIÓN DE UN MODELO NUMÉRICO EN
UN CAMPO MADURO.**

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

CHRISTIAN PAÚL BARAHONA PAREDES

paul160892@hotmail.com

**DIRECTOR:
BLADIMIR CERÓN, Msc.**

ignacio.ceron@epn.edu.ec

Quito, Agosto 2018

DECLARACIÓN

Yo, Christian Paúl Barahona Paredes, 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 incluye 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 normativa institucional vigente.

Christian Paúl Barahona Paredes

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Christian Paúl Barahona Paredes, bajo mi supervisión.

Msc. Bladimir Ignacio Cerón
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

A mis padres quienes han sido el pilar fundamental en mi vida, quienes con su ejemplo me han demostrado que en un hombre se puede superar en cualquier meta que se proponga, teniendo como valores primordiales la honestidad, la tolerancia y el respeto hacia los demás.

A todos mis profesores que desde la educación básica hasta la educación superior, se han convertido en guías, amigos y han aportado no solo en el desarrollo académico si no también personal, muchísimas gracias.

A los Ingenieros de la Escuela Politécnica Nacional, que han sabido guiarme y lograr que lo académico se pueda conjugar con lo ético.

Al ingeniero Bladimir Cerón y Gonzalo Cerón por haberme ayudado en la realización de este trabajo de titulación.

Finalmente, a todos mis amigos durante todas las etapas de mi instrucción académica que han sabido hacer llevaderos tantos momentos que hemos compartido.

DEDICATORIA

Sin duda se lo dedico a la persona más importante en mi vida, quien me ha sabido guiar, aconsejar, animar, motivar y sin duda con su amor muchas veces no le han hecho falta decir palabras, mamita muchísimas gracias.

A mi padre y hermana que siempre han estado conmigo, apoyándome y alentándome a que siga adelante.

Índice general

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA	IV
CONTENIDO	VI
Lista de figuras	VII
Lista de tablas	VIII
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1 Introducción	3
1.1 Descripción del Problema	3
1.2 Definición de Campo Maduro	4
1.3 Características de los Campos Maduros	6
2 Estudio de los pozos seleccionados	6
2.1 Situación actual del Campo	6
2.2 Producción Acumulada	7
2.2.1 Reservorio T	7
2.2.2 Reservorio Ti	8
2.2.3 Reservorio Ts	8

2.3	Pozos seleccionados	9
2.3.1	A-4	9
2.3.2	A-9	11
3	Herramientas y Procedimiento	13
3.1	Herramientas	13
3.1.1	LATEX	13
3.1.2	Well-Insight	14
3.1.3	Rubis - Kappa	14
3.2	Procedimiento	16
3.2.1	¿Qué es simulación?	16
3.2.2	Estudio PVT	16
3.2.3	Datos petrofísicos	17
3.2.4	Construcción del modelo en Rubis Kappa	21
3.2.5	Ajuste Histórico de Producción	24
3.2.6	Resultados	27
4	Conclusiones y Recomendaciones	31
4.1	Conclusiones	31
4.2	Recomendaciones	32
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	34
	Anexos	37
	A Anexo I: Mapa de espesores de la arena T	38
	B Anexo II: W.O. del pozo A-4	40
	C Anexo III: W.O. del pozo A-9	44
	D Anexo IV: Inserción de datos en Rubis-Kappa	47
	E Anexo V: Resultados mensuales de los pozos A-4 y A-9	50

Índice de figuras

Figura 1	Gráfico ilustrativo de un Campo Maduro	5
Figura 2	Producción de agua y petróleo acumulada del pozo A - 4	10
Figura 3	Producción Histórica del pozo A-4	11
Figura 4	Produccion de agua y petróleo acumulada del pozo A - 9	12
Figura 5	Producción Histórica del pozo A-9	13
Figura 6	Gráfico de porosidad efectiva	18
Figura 7	Gráfico permeabilidad vs porosidad efectiva	20
Figura 8	Construcción del contorno del área de interés de estudio	21
Figura 9	Fechas de intervalos productores	23
Figura 10	Mapa en 3D y cross section de permeabilidad	24
Figura 11	Ajuste histórico de producción realizado con Rubis - Kappa	25
Figura 12	Curvas de permeabilidad relativa obtenidas de Rubis - Kappa	26
Figura 13	Histórico de presiones del Campo maduro estudiado	26
Figura 14	Aporte de T_i y T_s dentro de la producción total de la arena T	29
Figura 15	Distribución de la arena T en porcentaje de petróleo del pozo A - 4	30
Figura 16	Aporte de T_i y T_s dentro de la producción total de la arena T	30
Figura 17	Distribución de la arena T en porcentaje de petróleo del pozo A - 9	31
Figura A.1	Mapa de espesores de la arena T	39
Figura D.1	Análisis de porosidad del pozo A-4	48
Figura D.2	Análisis de porosidad del pozo A-9	49

Índice de tablas

Tabla 1	Producción y Reservas de la arena T	8
Tabla 2	Producción y Reservas de la arena Ti	8
Tabla 3	Producción y Reservas de la arena Ts	8
Tabla 4	Pozos candidatos a estudio	9
Tabla 5	Producción del pozo A - 4	10
Tabla 6	Producción del pozo A - 9	12
Tabla 7	Datos del análisis PVT	17
Tabla 8	Datos de Porosidad efectiva del pozo A-4 y A-9 tomados de Well Insight	19
Tabla 9	Datos de Permeabilidad del pozo A-4 y A-9 introducidos en Rubis- Kappa	20
Tabla 10	Topes y Bases del pozo A-4 y A-9	21
Tabla 11	Datos de Porosidad y Permeabilidad del pozo A-4 introducidos en Rubis-Kappa	22
Tabla 12	Datos de Porosidad y Permeabilidad del pozo A-9 introducidos en Rubis-Kappa	22
Tabla 13	Aporte de cada capa del reservorio T en porcentaje	27
Tabla 14	Aporte de cada capa del reservorio T en barriles	28
Tabla 15	Aporte de Ti y Ts en el total de la producción del pozo A - 4 . . .	29
Tabla 16	Aporte de Ti y Ts en el total de la producción del pozo A - 9 . . .	30
Tabla B.1	Pruebas iniciales	40
Tabla B.2	W.O. # 1 del pozo A-4	41
Tabla B.3	W.O. # 2 del pozo A-4	41

Tabla B.4	W.O. # 3 del pozo A-4	41
Tabla B.5	W.O. # 4 del pozo A-4	42
Tabla B.6	W.O. # 5 del pozo A-4	42
Tabla C.1	Pruebas iniciales	44
Tabla C.2	W.O. # 1 del pozo A-9	44
Tabla C.3	W.O. # 3 del pozo A-9	45
Tabla C.4	W.O. # 4 del pozo A-9	45
Tabla C.5	W.O. # 5 del pozo A-9	45
Tabla C.6	W.O. # 6 del pozo A-9	46
Tabla E.1	Distribución de Producción mensual de la arena T para la arena Ti y Ts del pozo A - 4 en barriles	51
Tabla E.2	Distribución de Producción mensual de la arena T para la arena Ti y Ts del pozo A - 9 en barriles	52

DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE LA ARENA “T” MEDIANTE LA APLICACIÓN DE UN MODELO NUMÉRICO EN UN CAMPO MADURO

Paúl Barahona y Bladimir Cerón

RESUMEN

La importancia de trabajar con campos petroleros maduros ha sido satisfactoria debido al progreso de la tecnología, al comienzo de la producción especialmente en pozos durante los años 70, 80, en algunos pozos se tenía registros de producción de la arena completa (producción en conjunto), en años previos no era necesario , pero hoy tenemos que tratar con bajas producciones, un campo maduro no solo proporciona información de producción confiable y creible, sino que también permite reducir la incertidumbre y brindará precisión sobre la distribución de la producción. Se han analizado todos los datos de producción para elegir los pozos que permitan aplicar el método descrito en este documento, luego se validarán las propiedades petrofísicas, los resultados se obtuvieron utilizando el software Well Insight y la información brindada durante varios años de producción . La simulación se realizó con Rubis-Kappa, el resultado fue un modelo tridimensional que dio un mayor porcentaje de producción histórica a la arena "T inferior" que a la arena "T superior", los cuales se consideran válidos debido a la información obtenida previamente. Con el entendimiento del funcionamiento del software se puede validar nuestro estudio, con este método se ha podido separar la producción de una arena con la producción mezclada, con el uso adecuado del software.

Palabras clave: Simulación, Métodos Numericos, Rubis-Kappa, Producción en conjunto, Ley de Darcy, Balance de Masas, Ecuación de Difusividad

ABSTRACT

The importance of deal with mature oil fields has been increasingly due to the progress of technology, at the beginning of production specially in wells during 70s, 80s was common to register production of a whole sand (commingled production), was need not in previous years, but today we have to managed with drastically dropped production, a mature field not only provides of reliable and confident production information, but also allows to reduce the uncertainty and will give accuracy about distribution of production. The whole data of production have been analysed to choose wells, which allows to apply the method described in this paper, then the validation of petrophysicals properties have to be confident, the results were obtained using the software Well Insight and information provided during several years of production.

The simulation was made with Rubis-Kappa, the result was a three dimensional model which gave a higher percentage of historical production to “T inferior” sand than “T superior” sand.

The uncertainty must be considered to approaching the results and contrast it, to validate our study, with this method had been possible to separate the production of a sand with commingled production, with the adequate use of software.

Key words: Simulation, Numerical Methods, Rubis-Kappa, Commingled Production, Diffusivity equation, Darcy Law, Conservation of Mass

1. Introducción

1.1. Descripción del Problema

Alrededor de un 70 % del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de longevidad, un campo al haber producido por un largo periodo de tiempo, necesita que le aporten energía, ya que su propia energía, es decir su presión, va declinando y se vuelve insuficiente para llevar los fluidos desde el reservorio a superficie, lo que hace indispensable contar con estudios para posteriores proyectos de optimización. (Gandulay y Tapia, 2007.)

La producción en conjunto (commingled production) (flujo mezclado) describe la producción de fluido de dos o más zonas independientes a través de un solo conducto.

(Drilling Lexicon, 2013) (Schlumberger, 2018.)

La mezcla puede ocurrir en cualquier punto de la vida de un pozo, desde el diseño inicial hasta posteriores trabajos que se realizan en la vida de un pozo. La producción en conjunto es un método para maximizar la recuperación total de hidrocarburos de un pozo, la producción en conjunto brinda la oportunidad de producir zonas que pueden ser individualmente antieconómicas para producir, ya sea inicialmente o después de haber disminuido su producción a tasas marginales.

Existen diferentes razones por las que la distribución de las cantidades que aporta individualmente cada arena es importante, es útil para obtener una comprensión clara de cómo está funcionando el campo de acuerdo al número de pozos que se analice, también dará una indicación de cómo se comportan los pozos y cuánto petróleo pueden entregar.

La asignación de las cantidades que aporta cada arena también ayuda a la administración del yacimiento y puede tener un impacto en la planificación estratégica futura.

Esto se debe a que las cantidades estimadas que se obtienen del proceso de distribución suele ser la estimación de producción más confiable que hay para saber cuánto ha contribuido cada arena en el pozo. Conociendo esto ayudará a la estimación de las reservas restantes en el reservorio lo que es especialmente importante porque esto ayuda a determinar el valor del activo del campo. (Saeten, 2015.)

Durante su etapa productiva que empezó en los años 80, el campo presentado, ha tenido como su principal arena productora a la arena “T”, sus registros de producción fueron declarados como provenientes de la arena “T” (sin dividirla como Ti y Ts), declarada de forma general. Después de registrar su producción durante un largo tiempo de “T”, su producción actualmente está caracterizada en “Ti” y “Ts”, razón por la cual no se sabe el aporte histórico que cada arena caracterizada como “Ti” y “Ts”, ha tenido en el petróleo total que ha sido registrado de la arena T.

(Petroamazonas EP, 2017.)

1.2. Definición de Campo Maduro

No existe una definición estandarizada de Campo Maduro, sin embargo ciertas empresas dan una idea clara de su significado.

El estudio propuesto se realizó en un campo maduro del Oriente ecuatoriano, sin embargo existen varias definiciones aceptadas a nivel mundial, a continuación se presentan algunas definiciones según algunas de las más importantes compañías, según Halliburton un campo maduro no hace referencia a su edad, más bien se refiere a su pico de producción. En otras palabras es aquel campo donde la producción ha alcanzado su pico y ha empezado su declinación.

Halliburton presenta una ilustración de Campo maduro (Figura 1) en la que el eje “Y” representa la producción y en el eje “X” la fecha durante la cual produjo el Campo.

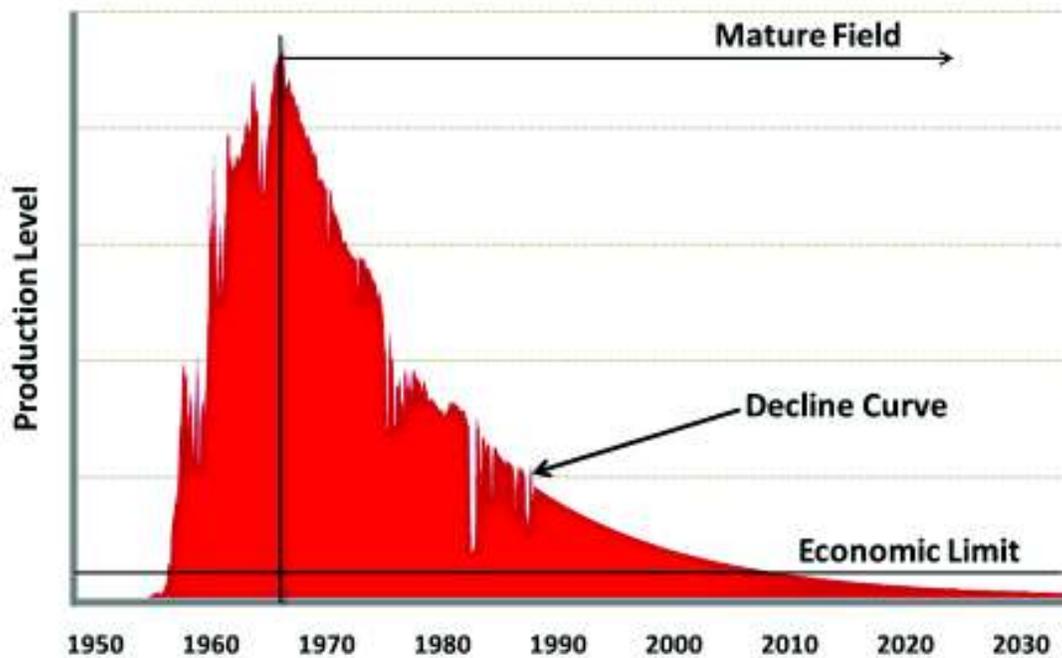
Se puede apreciar que la producción empezó a mediados de 1950, hasta alcanzar su pico de producción en 1968. En este punto la producción empezó a declinar y se movió este campo a la categoría de campo maduro.

Un aspecto muy importante es entender el concepto de límite económico, en el que se convierte en un desafío encontrar y aplicar tecnología y conocimientos que permitan extraer los recursos a un costo que logre el umbral económico.

(Halliburton, 2012.)

A continuación se presenta la ilustración de Campo Maduro según Halliburton. Ver figura 1.

Figura 1: Gráfico ilustrativo de un Campo Maduro



Fuente: Halliburton

La definición de PEMEX (Petróleos Mexicanos), un Campo Maduro es aquel al que no se le asignan recursos suficientes por tener bajos índices de rentabilidad, altos costos de producción, así como requerimientos de tecnología especializada. (PEMEX, 2015.)

También se mantienen conceptos estandarizados de acuerdo a cada país, por ejemplo:

Colombia: Un campo pasa a la categoría de maduro cuando comienza a declinar el máximo de producción que ha alcanzado y para mantener sus niveles se requiere aplicar métodos, como la inyección de agua que mantenga la presión desplazando los hidrocarburos hacia los pozos, minimizando su declinación.

Argentina: Aquellos yacimientos que han caído por debajo del límite económico de rentabilidad luego de transcurridos los períodos de recuperación primaria y secundaria y requieren de un proceso de re-inversión.

En Ecuador, PETROECUADOR considera un Campo maduro a aquellos de baja prioridad operacional o económica considerados así, por encontrarse lejanos a la infraestructura de PETROECUADOR, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado), o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas. (PETROECUADOR, 2018.)

1.3. Características de los Campos Maduros

- Vida de producción mayor a 30 años.
- Bajos factores de recuperación.
- Avanzado estado de agotamiento.
- Altos porcentajes de declinación de producción.
- Pozos inactivos, y los activos presentan problemas para producir.
- No se han realizado nuevas perforaciones, ni reparaciones de pozos en los últimos años, o se han realizado muy pocos.
- Limitado uso de nuevas tecnologías.
- Muy baja o casi nula asignación de recursos.
- Grandes cortes de agua.
- Distribuciones complejas de fluidos y presiones.

De acuerdo a las características de Campo Maduro y a la definición, el Campo que será estudiado cumple satisfactoriamente con las condiciones y puede ser considerado como un Campo Maduro y se enfatizó en este concepto debido a que en el Ecuador este problema se presenta solo en campos maduros.

2. Estudio de los pozos seleccionados

2.1. Situación actual del Campo

El campo tiene un acumulado de producción de petróleo de 37,89 [MMbbl] al 30 de abril del 2018, en total se han perforado 30 pozos de los cuales 11 son productores, 14 se encuentran cerrados, 3 son reinyectores y 2 se han abandonado completamente.

Su producción actual es de 1859 [BPPD] con una producción de agua del 88 % (BSW).

El campo tiene un Api ponderado de 29,3° de sus cuatro arenas productoras.

Debido a su larga etapa productiva el Campo solo produce por Levantamiento Artificial, de los cuales 8 pozos producen por Bombeo Electrosumergible, 2 pozos producen por Bombeo Hidráulico y 1 pozo produce por Bombeo Mecánico. (Petroamazonas EP, 2017.)

Zonas productoras

Las areniscas con crudo en este campo son “T” y “U” , como reservorios principales, siendo “Ti” y “Ui” las que mayor cantidad de crudo aportaron durante todo su historial de producción. Para la realización de este estudio solo se tomó en cuenta la arena “T”, debido a que su producción en algunos pozos no ha sido separada en “Ti” y “Ts”, mientras que se desestimó la arena U, ya que su producción si ha sido declarada como proveniente de “Ui” y “Us”.

Arenisca T

Corresponde a un ciclo deposicional entre la base de la caliza C (Napo Basal), y la base de la caliza B de la secuencia de Napo Inferior, en donde se diferencian dos niveles clásticos principales: T inferior o principal y T superior o secundaria. La arenisca T superior presenta pequeños espesores de arenisca con intercalaciones de lutita calcárea, lo cual hace que su desarrollo sea pobre y secundario. La arenisca T inferior es una arenisca limpia glauconítica saturada de hidrocarburo, aunque presenta potenciales irregulares. La arenisca “T” presenta hidrocarburos de 22,4° API a 29,5° API. (Informe interno, PAM, 2014)

2.2. Producción Acumulada

2.2.1. Reservorio T

El presente estudio se enfocó en la arena “T”. Con este estudio se pretende identificar el aporte de cada arena con el fin de contar con información confiable para posteriores proyectos que se puedan realizar en el campo. A continuación se presenta un resumen de la etapa productiva del Reservorio T y sus reservas. Ver Tabla 1.

En el Anexo I se presenta el mapa de espesores de la arena T. Ver figura A.1.

Reservorio T	
Producción acumulada de petróleo	11,07 [MMbbl]
Producción actual de petróleo	630[BPPD]
POES	80,7 [MMbbl]
Reservas 1P	2,73 [MMbbl]
Reservas 2P	4,45 [MMbbl]
Reservas 3P	5,17 [MMbbl]

Tabla 1: Producción y Reservas de la arena T

2.2.2. Reservorio Ti

Entre los reservorios considerados como productores, Ti presentó un mayor desarrollo que Ts. A continuación se presenta un resumen de la etapa productiva del Reservorio Ti y sus reservas. Ver Tabla 2.

Reservorio Ti	
Producción acumulada de petróleo	7,7 [MMbbl]
Producción actual de petróleo	530[BPPD]
POES	65,9 [MMbbl]
Reservas 1P	2,3 [MMbbl]
Reservas 2P	4,1 [MMbbl]
Reservas 3P	4,82 [MMbbl]

Tabla 2: Producción y Reservas de la arena Ti

2.2.3. Reservorio Ts

El reservorio Ts ha sido considerado como secundario, su producción y sus reservas son inferiores a las que presenta Ti. A continuación se presenta un resumen de la etapa productiva del Reservorio Ts y sus reservas. Ver Tabla 3.

Reservorio Ts	
Producción acumulada de petróleo	3,37 [MMbbl]
Producción actual de petróleo	100[BPPD]
POES	14,8 [MMbbl]
Reservas 1P	350906 [bbl]
Reservas 2P	350906 [bbl]
Reservas 3P	350906 [bbl]

Tabla 3: Producción y Reservas de la arena Ts

2.3. Pozos seleccionados

Los pozos seleccionados, fueron debido al análisis del historial de producción y el análisis del historial de Workover que tuvo cada pozo, al analizar en conjunto estos dos parámetros se pudo constatar que existió producción en conjunto, y también se desestimó los que simplemente hayan sido mal declarados en el historial de producción y su producción no sea considerada como producción en conjunto (commingled production). A continuación se presenta un resumen de los pozos candidatos a estudio de acuerdo a como fue declarada su producción. Ver Tabla 4.

Pozo	Ti [bl]	Ts [bl]	T [bl]	Ts + Ti [bl]	Total
A-1	-	-	52405	-	52405
A-4	4168	-	46682	10917	61767
A-9	-	-	18707	-	18707
A-11	-	-	19800	-	19800
A-12	-	-	43780	-	43780

Tabla 4: Pozos candidatos a estudio

De acuerdo a los datos de producción existen cinco pozos que podrían ser estudiados, lo que se convalidó con un análisis del historial de Workover que tuvo cada pozo, con lo que se puede descartar tres de los cinco pozos que fueron preseleccionados, ya que al analizar las intervenciones que tuvo cada pozo se puede desestimar, debido a que simplemente hubo una mala declaración de donde el petróleo es proveniente en los pozos A - 1, A - 11 y A - 12. De acuerdo a esto el estudio se enfocó en los pozos A-4 y A-9. (Petroamazonas EP, 2017.)

En el anexo B y C se detallan los W.O de los pozos que fueron seleccionados para ser estudiados.

2.3.1. A-4

El pozo A-4, empezó su vida productiva el 28 de julio de 1984, fecha en la cual se perforaron intervalos de la arena T y se registraron sus primeros datos de producción. A continuación se presenta un resumen de la producción acumulada del pozo A - 4 y de los intervalos productores. Ver Tabla 5 y Ver figura 2.

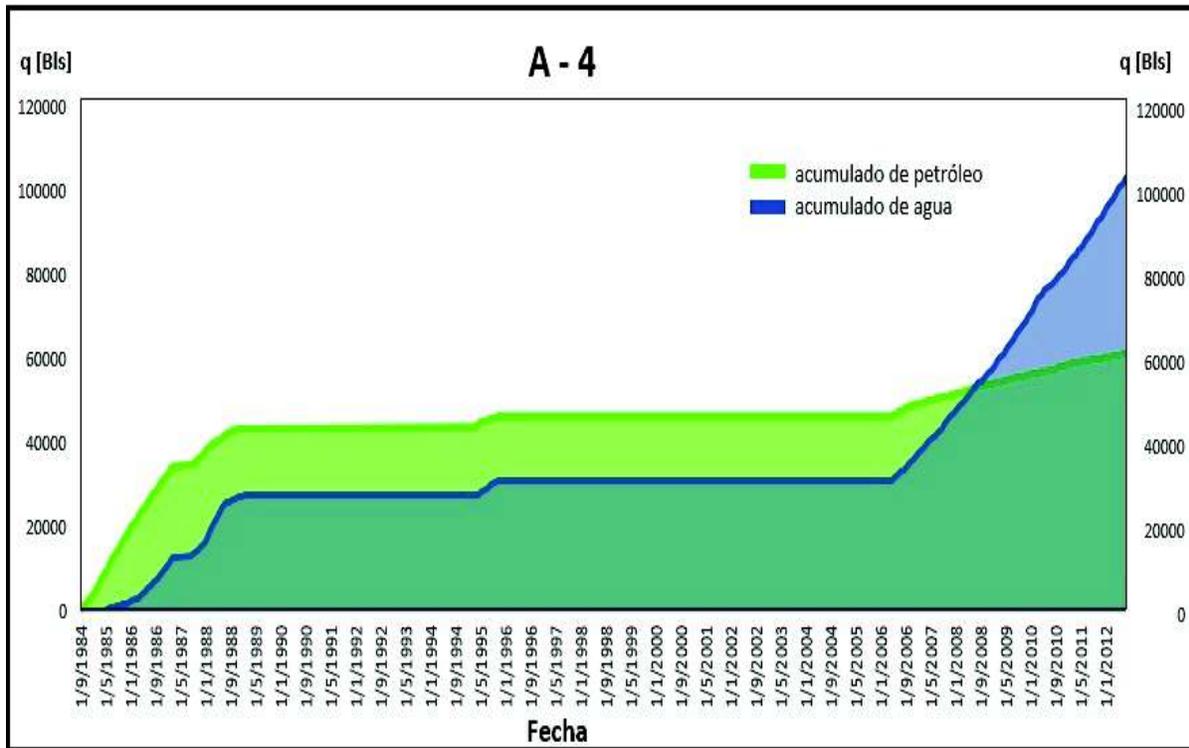


Figura 2: Producción de agua y petróleo acumulada del pozo A - 4

Producción del pozo A - 4	
Producción acumulada de petróleo	61767 [Bls]
Producción acumulada de agua	104138 [Bls]

Tabla 5: Producción del pozo A - 4

Durante su vida productiva se han realizado 7 intervenciones en las que se han perforado los siguientes intervalos:

- Arena "T" (9226'-9244') (18').
- Arena "T" (9203'-9207') (4').
- Arena "T" (9210'-9216') (6').
- Arena "T" (9203'-9216') (13').
- Arena "T" (9226'-9236') (10').

En el anexo B se detallan los W.O del pozo A - 4.

A continuación se presenta la producción histórica del pozo A - 4. Ver figura 3.

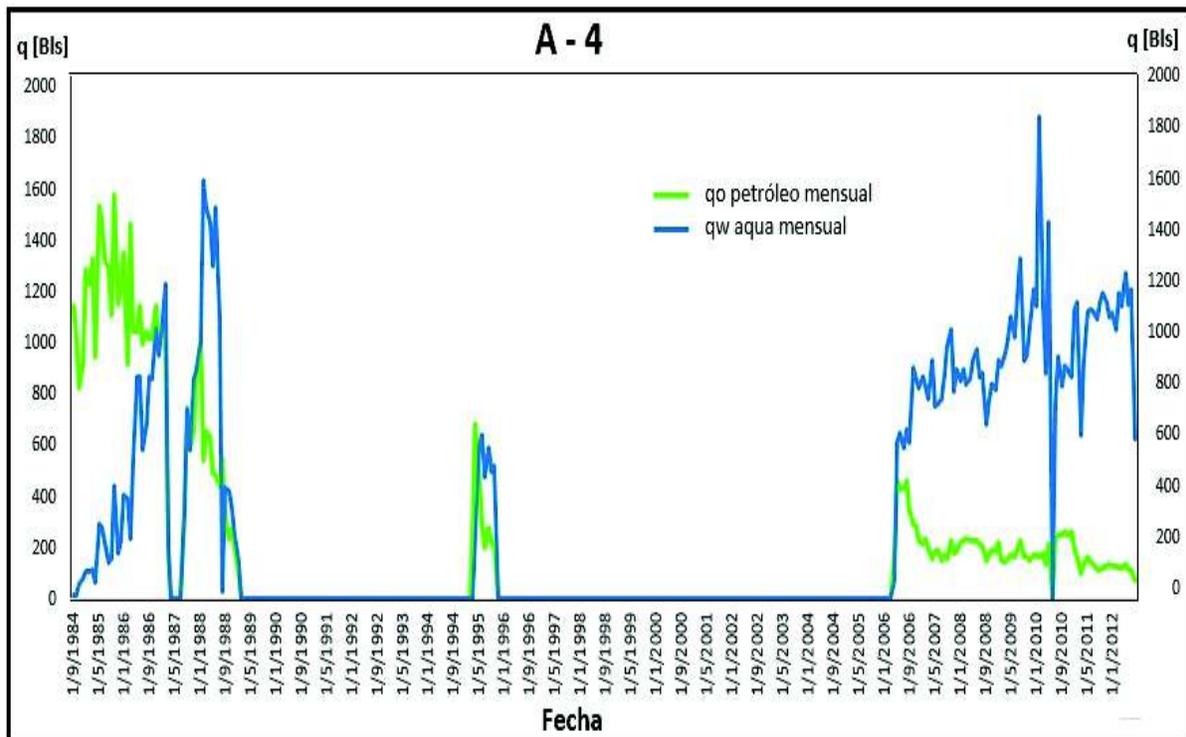


Figura 3: Producción Histórica del pozo A-4

La figura 3 y el análisis de los W.O. (Anexo B) indicó que la producción fue declarada proveniente de T desde 1984 hasta 1989. Se cambió de intervalo productor a Ui, razón por la cuál durante este tiempo no registra datos de producción desde 1989 hasta 1995 de la arena T, en 1995 el pozo registra datos de producción de T. El pozo vuelve a producir de T desde el 2006 hasta el último dato de producción que se registró en junio del 2012.

2.3.2. A-9

El pozo A-9, empezó su vida productiva el 20 de abril de 1987, en la que se perforaron intervalos de la arena T, durante toda su etapa productiva el pozo solo se ha enfocado en 2 intervalos de la arena T, lo que se constató de acuerdo a la información que otorgaron los registros eléctricos, W.O. y datos de producción.

A continuación se presenta un resumen de la producción acumulada del pozo A - 9. Ver Tabla 6 y figura 4.

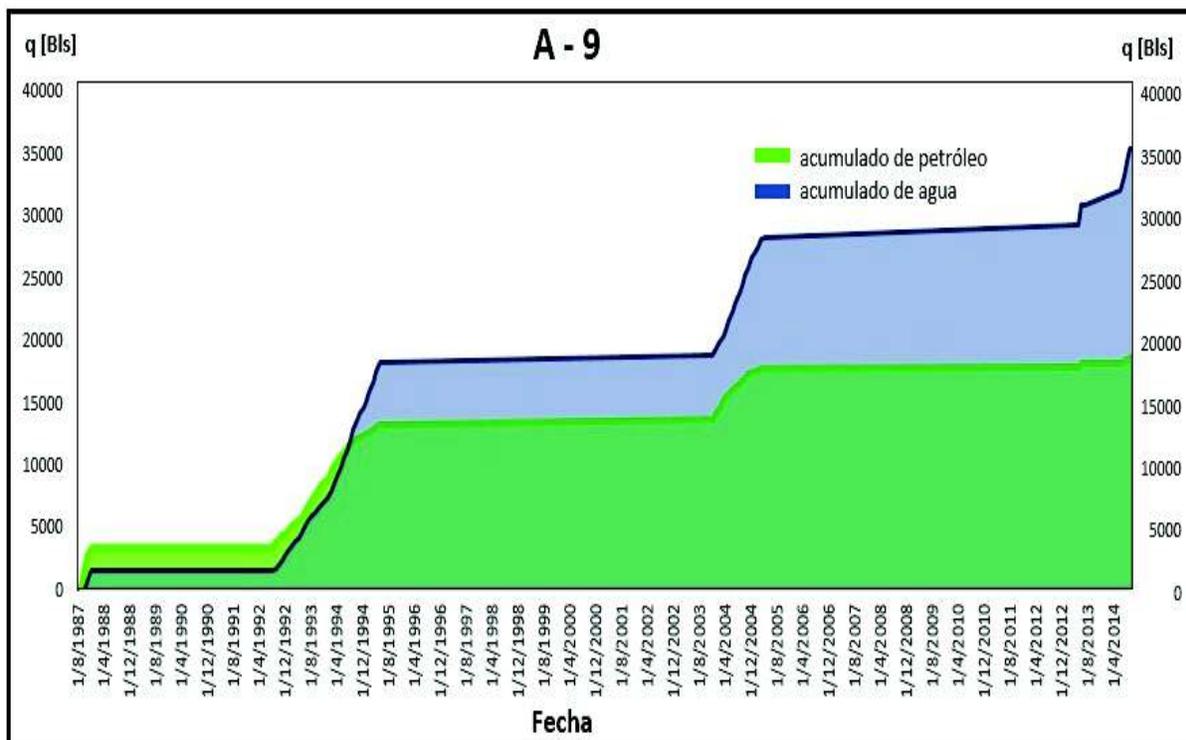


Figura 4: Produccion de agua y petróleo acumulada del pozo A - 9

Producción del pozo A - 9	
Producción acumulada de petróleo	18707 [Bls]
Producción acumulada de agua	35414 [Bls]

Tabla 6: Producción del pozo A - 9

Durante su vida productiva se han realizado 10 intervenciones, pero de las cuales 6 se centraron en trabajos realizados en la arena T, por lo que solo esas intervenciones serán tomadas en cuenta. En el pozo A - 9, se han perforado los siguientes intervalos:

Arena "T" (9118'–9132') (14').

Arena "T" (9078'–9090') (12').

En el anexo B se detallan los W.O del pozo A-9.

A continuación se presenta la producción histórica del pozo A-9. Ver figura 5.

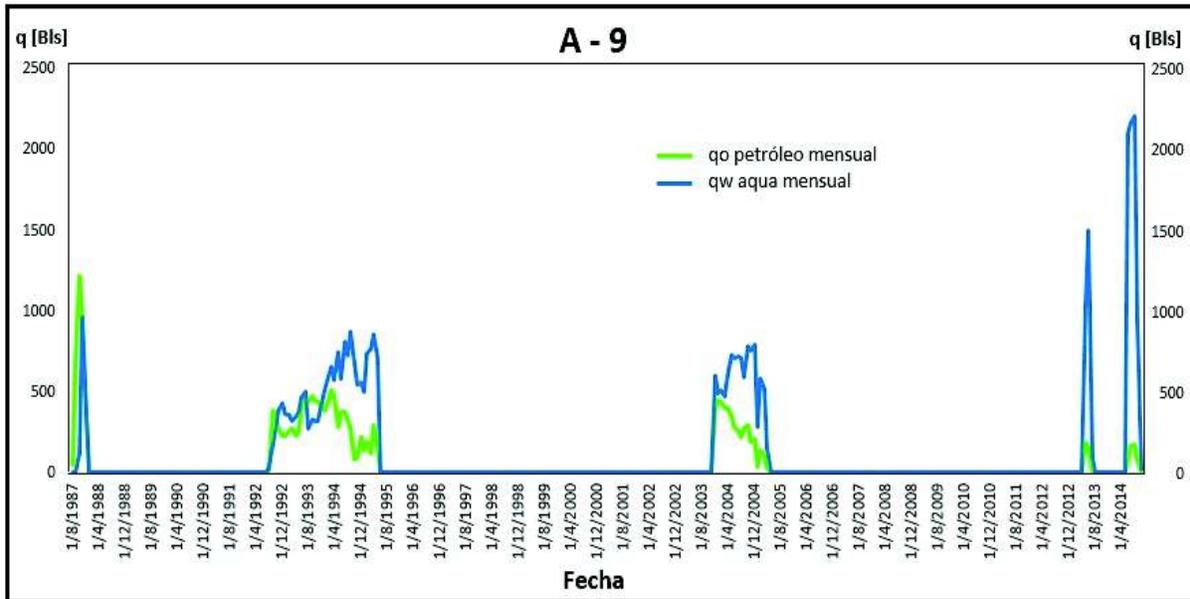


Figura 5: Producción Histórica del pozo A-9

La producción siempre fue declarada proveniente de T, de sus dos únicos intervalos productores. Existen varios cierres de producción, los cuales se deben a que el pozo se encontraba produciendo de U_i y esa producción no se tomó en cuenta para este estudio.

3. Herramientas y Procedimiento

3.1. Herramientas

3.1.1. LATEX

Es un sistema de composición de textos, orientado a la creación de documentos escritos que presenten una alta calidad tipográfica. Por sus características y posibilidades, es usado de forma especialmente intensa en la generación de artículos y libros científicos que incluyen, entre otros elementos, expresiones matemáticas. Está formado por un gran conjunto de macros de TeX, escrito por Leslie Lamport en 1984, con la intención de facilitar el uso del lenguaje de composición tipográfica. Es muy utilizado para la composición de artículos académicos, tesis y libros técnicos, dado que la calidad tipográfica de los documentos realizados en LaTeX, se la considera adecuada a las necesidades de una editorial científica de primera línea, muchas de las cuales ya lo emplean. (LATEX, 2018.)

3.1.2. Well-Insight

Es un software diseñado por EastSea Star Software Co. Ltd, organización pionera en el desarrollo exitoso de software para la Industria Hidrocarburífera en la cual se puede destacar la calidad profesional de sus desarrolladores, incluyendo un magnífico enlace entre Petrofísicos, Ingenieros Reservoiristas y Geólogos. Well-Insight ha sido considerado como uno de los mejores software para interpretación de Registros Eléctricos y su uso ha sido ampliamente aceptado por Compañías de Servicios, Operadoras y por Consultores. (EASTSEA STAR, 2017.)

3.1.3. Rubis - Kappa

Rubis es un modelador numérico multipropósito 3D que presenta resultados de un software que se basa en el uso de balance de materiales de celda única y los modelos masivos de simulación de campo completo. No reemplaza a ninguno, pero hace gran parte del trabajo de ambos. Permite construir modelos numéricos simples de manera intuitiva sin entrenamiento especial. La geometría se puede construir de forma interactiva o se puede importar desde un geomodeler u otro simulador.

Entre sus ventajas frente al uso de otro software, es que el Ingeniero se concentra en el problema, mantiene el modelo actualizado, ejecuta múltiples pronósticos, reservas e investigación de posibles oportunidades de intervención en un período de tiempo muy corto, sin preocuparse por la mecánica de “manejar” un simulador complejo. La conexión es perfecta entre otros módulos de KAPPA. (KAPPA, 2012)

La realidad de lo que está pasando en el reservorio es extremadamente compleja en términos de geometría y de condiciones termodinámicas, sin embargo existen herramientas que brindan una idea del comportamiento del reservorio, jamás se conocerá la verdad completa de como se encuentra el reservorio, sin embargo estas herramientas aproximan a conocer como se encuentra el pozo. Las ecuaciones que son utilizadas para la creación de modelos numéricos ayudan a saber que datos se necesitaran para su uso.

Kappa se basa en la utilización de la la Ley de Darcy (ecuación 1), la Ecuación de Difusividad y el Balance de Materiales.

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (1)$$

La Ley de Darcy es la ley fundamental utilizada para el análisis de flujo.

Para utilizar la Ecuación de Difusividad se asumirá lo siguiente:

- El reservorio es homogéneo e isotrópico.
- Se ignoran los efectos de la gravedad.
- Se aplica la Ley de Darcy
- Las propiedades del fluido y del reservorio son independientes de la presión.

Bajo estas condiciones la ecuación de difusividad se deriva de la combinación de la ecuación de la conservación de la masa (ecuación 2, conservación de la masa), la Ley de Darcy (ecuación 3, Ley de Darcy en la dirección x) y de la ecuación de flujo ligeramente compresible (ecuación 4).

Se considerará el flujo en la dirección x de un fluido a través de una pequeña área A.

A partir de estas consideraciones se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$-0,23394 \frac{\delta \rho q_x}{\delta x} = A \frac{\delta(\rho \phi)}{\delta t} \quad (2)$$

$$q_x = - \frac{k_x 887,2A}{\mu} \frac{\delta \rho}{\delta x} \quad (3)$$

$$c_t = c_f + c_{fluido} = constante \quad (4)$$

Finalmente se obtiene la ecuación de la difusividad (ecuación 5) a partir de las ecuaciones de conservación de la masa (ecuación 2), la Ley de Darcy (ecuación 3) y la ecuación de flujo ligeramente compresible (ecuación 4).

$$\frac{\delta p}{\delta t} = 0,0002637 \frac{k_x}{\phi \mu c_t} \frac{\delta^2 p}{\delta x^2} \quad (5)$$

3.2. Procedimiento

Se realizó la recopilación ordenada de la información de producción y trabajos realizados en los pozos, con lo que se pudo conocer como se desarrolló el Campo a lo largo de su etapa productiva. Después de constatar el histórico de producción del Campo y las intervenciones que se han realizado en cada pozo, se discriminó entre los pozos candidatos a estudio. Posteriormente se analizaron las propiedades PVT y petrofísicas de los pozos que fueron estudiados, también se puso énfasis en el tiempo que produjo cada intervalo. Con esta información se procedió a introducir los datos en Rubis - Kappa, empezando con la incursión de los datos PVT, posteriormente se analizó mapas de espesores para la creación del contorno, después se crearon capas en las que se introdujeron los datos petrofísicos. El análisis de las intervenciones que tuvo cada pozo fueron necesarias para introducir que intervalos sistemáticamente produjeron. Finalmente se realizó un ajuste a historia, que se explica posteriormente, para que los resultados sean cercanos a la realidad y puedan ser tomados como válidos.

3.2.1. ¿Qué es simulación?

La simulación de yacimientos es una vía para poder predecir cómo se comportara un yacimiento, con lo que se podrá analizar el comportamiento que tendrán los fluidos con respecto al tiempo.

(Schlumberger, 2018.)

3.2.2. Estudio PVT

El estudio PVT se lo tomó del pozo vecino A-7 (Ver Anexo I, mapa de espesores), fue realizado por Schlumberger en el año 2012. A continuación se presenta los resultados del análisis PVT. Ver Tabla 7.

Análisis PVT del pozo A - 7	
Pozo	A - 7
Fecha	25 de julio de 2014
Empresa que realiza	Schlumberger
Intervalo productor	T inferior
Tipo de muestra	Hueco entubado
Profundidad muestreo	9100 [pies]
Temperatura del Yacimiento	217 [F]
Presión inicial	3624 [psia]
Presión de burbuja	400 [psia]
Factor volumétrico del petróleo a Pb	1.17 [bbl/STB]
Relación Gas - Petróleo en solución	99.4 [ft3/STB]

Tabla 7: Datos del análisis PVT

3.2.3. Datos petrofísicos

Aquí se analizaron los datos de porosidad y permeabilidad. Para este estudio se utilizaron los datos de porosidad efectiva, a continuación se explica el método de obtención de estos datos, sin ahondar demasiado en el procedimiento. A través del software Well Insight, se empezó con el cálculo del volumen de arcilla (V_{sh}), el método que se seleccionó fue el método de Gamma Ray o Método Lineal. Con este método se leen los valores de la curva Gamma Ray en la zona de interés, después se seleccionó una zona limpia y libre de arcilla para leer el valor de Gamma Ray limpio, finalmente se seleccionó la zona que tuvo la mayor cantidad de arcilla para leer el valor del GR de arcilla (GR_{sh}). El software Well Insight usa la ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR_{arena} - GR_{limpio}}{GR_{sh} - GR_{limpio}} \quad (6)$$

También fue necesario realizar el cálculo de la porosidad total, que fue calculado a partir del registro Neutrón y Density, se definió la matriz de roca predominante como arenisca ya que va a ser analizada en este estudio, para la arenisca la densidad de la matriz es $\rho_{matriz} = 2,65 \frac{g}{cm^3}$. Una vez definida la matriz con la siguiente ecuación el software realiza

el calculo de la porosidad de la densidad:

$$\phi_{densidad} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{registro}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (7)$$

Una vez calculado $\phi_{densidad}$ con la siguiente ecuación se calculó la porosidad total o absoluta:

$$\phi_{total} = \frac{\phi_{Neutron} - \phi_{Density}}{2} \quad (8)$$

Finalmente se calcula la porosidad efectiva ($\phi_{efectiva}$) a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_{efectiva} = \phi_{total}(1 - V_{sh}) \quad (9)$$

A continuación se presenta los datos de porosidad efectiva introducidos en Rubis-Kappa para el pozo A-4 y A-9. Ver Figura 6 y Tabla 8

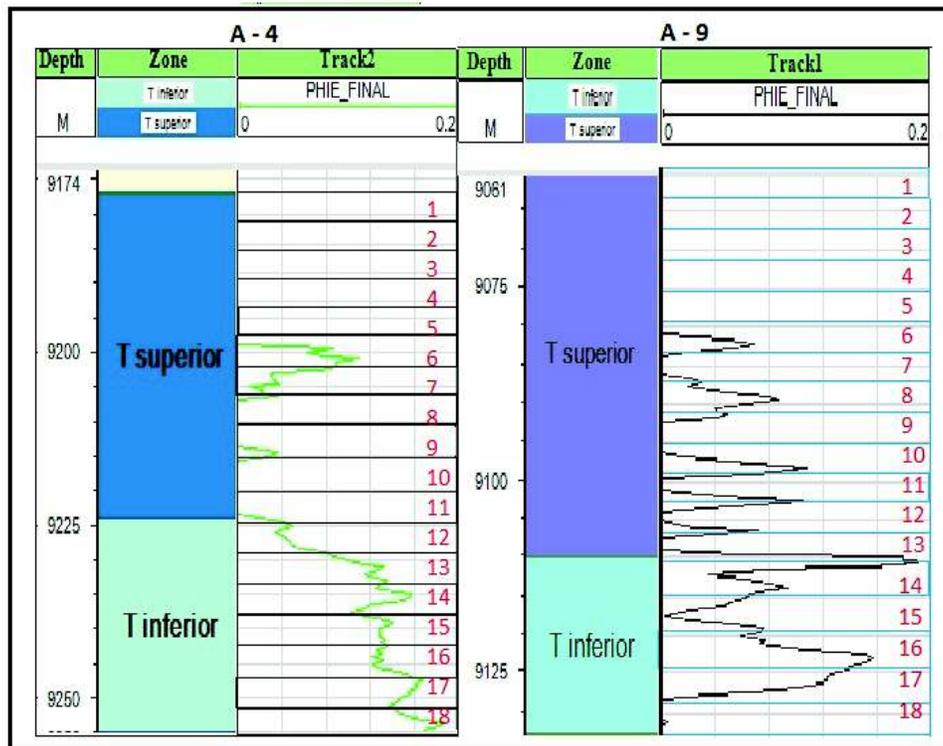


Figura 6: Gráfico de porosidad efectiva

Si bien los datos de porosidad efectiva en ciertas capas son nulos el software Rubis-Kappa toma como referencia valores mínimos de 0.01.

Datos de porosidad efectiva		
Número de capa	Porosidad pozo A-4 [%]	Porosidad pozo A-9 [%]
1	0.01	0.01
2	0.01	0.01
3	0.01	0.01
4	0.01	0.01
5	0.01	0.01
6	0.08	0.05
7	0.04	0.03
8	0.04	0.06
9	0.04	0.04
10	0.01	0.08
11	0.01	0.09
12	0.05	0.06
13	0.12	0.08
14	0.14	0.16
15	0.12	0.07
16	0.13	0.15
17	0.16	0.08
18	0.17	0.01

Tabla 8: Datos de Porosidad efectiva del pozo A-4 y A-9 tomados de Well Insight

Los datos de permeabilidad se obtuvieron a través del análisis de núcleos convencionales del pozo vecino A-7, para toda la arena T, una vez ya conocidos los datos de porosidad efectiva, con esto se pudo generar una ecuación general de permeabilidad, para tomar los datos necesarios requeridos para la simulación.

Si bien los datos de permeabilidad se los pueden considerar con un alto grado de incertidumbre, estos pueden ser ajustados en el ajuste a historia. Ver figura 7.

(Andrade, 2018) (García, 2017)

La ecuación de la permeabilidad para la arena T es:

$$K = 0,0185e^{0,6205x} \quad (10)$$

En esta ecuación K representa la permeabilidad y x la porosidad efectiva. A continuación se presenta el gráfico de permeabilidad vs porosidad efectiva (Ver Figura 7) y los datos de permeabilidad que fueron introducidos en Rubis-Kappa (Ver Tabla 9).

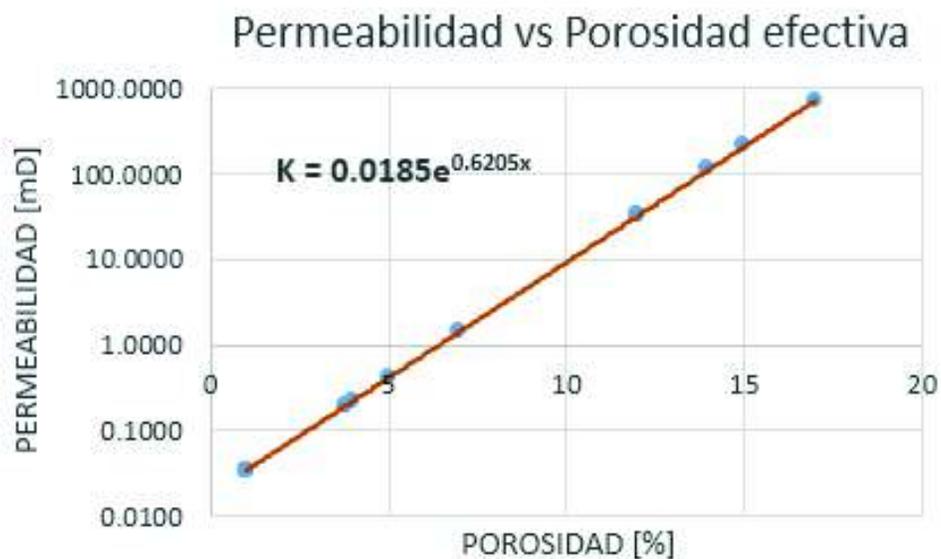


Figura 7: Gráfico permeabilidad vs porosidad efectiva

Datos tomados del análisis de núcleos y del software Well Insight		
Número de capa	Permeabilidad pozo A-4 [mD]	Permeabilidad pozo A-9 [mD]
1	0.034	0.034
2	0.034	0.034
3	0.034	0.034
4	0.034	0.034
5	0.034	0.034
6	2.003	0.4117
7	0.196	0.1190
8	0.196	0.7657
9	0.221	0.2214
10	0.034	2.6486
11	0.034	4.9259
12	0.412	0.7657
13	31.690	2.6486
14	109.620	379.1817
15	23.237	1.4241
16	43.218	203.8767
17	278.040	2.6486
18	705.224	0.034

Tabla 9: Datos de Permeabilidad del pozo A-4 y A-9 introducidos en Rubis-Kappa

3.2.4. Construcción del modelo en Rubis Kappa

- Construcción del contorno.

Se seleccionó una imagen en la que se pudo observar las estructuras del Campo, preferiblemente un mapa de espesores (Anexo 1), en el cual se delimitó el área en la que se enfocó el estudio. Se introdujeron en la ventana Spatial Data los datos de profundidad, indicados por el mapa. Construcción del contorno en Rubis-Kappa (Figura 8).

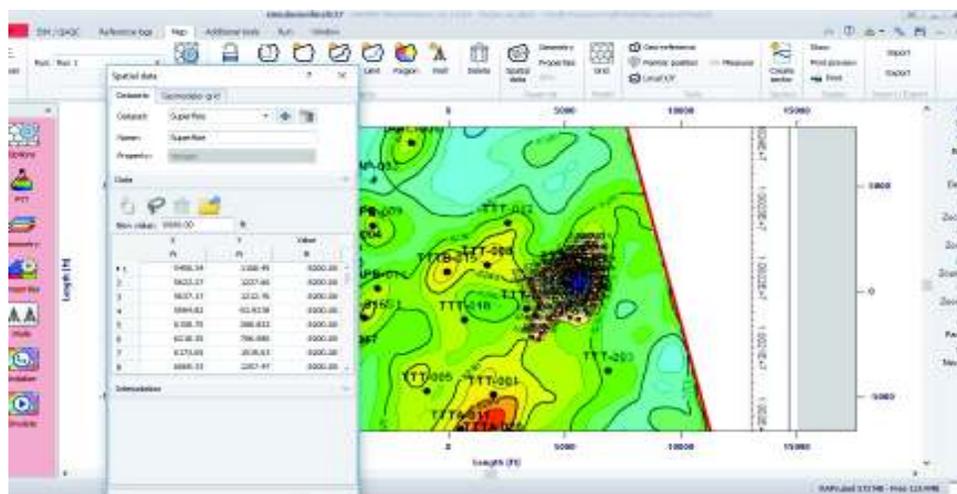


Figura 8: Construcción del contorno del área de interés de estudio

- Creación del número de capas e Introducción de Datos Petrofísicos.

El número correcto de la selección de capas se lo consideró de acuerdo a la precisión que se desee tener, en el Oriente ecuatoriano debido al espesor de las arenas se recomienda escoger entre 10 y 20 capas, con lo que se garantiza que los datos tomados por cada capa brindarán precisión en los resultados. Se seleccionó 18 capas de alrededor de 4 ft. A continuación se presentan los topes y bases del pozo A-4, A-9 y los datos ordenados que serán introducidos en Rubis-Kappa (Tabla 11 y 12).

Pozo	Arena	Base [ft]	Tope [ft]
A-4	T superior	9224	9177
A-4	T inferior	9254	9224
A-9	T superior	9111	9057
A-9	T inferior	9133	9111

Tabla 10: Topes y Bases del pozo A-4 y A-9

Datos tomados del análisis de núcleos y del software Well Insight					
Número de capa	espesor	Profundidad [ft]	Porosidad	Porosidad [%]	Permeabilidad [mD]
1	4.278	9181.3	0.01	1	0.034
2	4.278	9185.6	0.01	1	0.034
3	4.278	9189.8	0.01	1	0.034
4	4.278	9194.1	0.01	1	0.034
5	4.278	9198.4	0.01	1	0.034
6	4.278	9202.7	0.08	8	2.003
7	4.278	9206.9	0.04	4	0.196
8	4.278	9211.2	0.04	4	0.196
9	4.278	9215.5	0.04	4	0.221
10	4.278	9219.8	0.01	1	0.034
11	4.278	9224.1	0.01	1	0.034
12	4.278	9228.3	0.05	5	0.412
13	4.278	9232.6	0.12	12	31.690
14	4.278	9236.9	0.14	14	109.620
15	4.278	9241.2	0.12	12	23.237
16	4.278	9245.4	0.13	13	43.218
17	4.278	9249.7	0.16	16	278.040
18	4.278	9254.0	0.17	17	705.224

Tabla 11: Datos de Porosidad y Permeabilidad del pozo A-4 introducidos en Rubis-Kappa

Datos tomados del análisis de núcleos y del software Well Insight					
Número de capa	espesor	Profundidad [ft]	Porosidad	Porosidad [%]	Permeabilidad [mD]
1	4.2	9061.2	0.01	1	0.0344
2	4.2	9065.4	0.01	1	0.0344
3	4.2	9069.7	0.01	1	0.0344
4	4.2	9073.9	0.01	1	0.0344
5	4.2	9078.1	0.01	1	0.0344
6	4.2	9082.3	0.05	5	0.4117
7	4.2	9086.6	0.03	3	0.1190
8	4.2	9090.8	0.06	6	0.7657
9	4.2	9095.0	0.04	4	0.2214
10	4.2	9099.2	0.08	8	2.6486
11	4.2	9103.4	0.09	9	4.9259
12	4.2	9107.7	0.06	6	0.7657
13	4.2	9111.9	0.08	8	2.6486
14	4.2	9116.1	0.16	16	379.1817
15	4.2	9120.3	0.07	7	1.4241
16	4.2	9124.6	0.15	15	203.8767
17	4.2	9128.8	0.08	8	2.6486
18	4.2	9133.0	0.01	1	0.0344

Tabla 12: Datos de Porosidad y Permeabilidad del pozo A-9 introducidos en Rubis-Kappa

- Detallar eventos y producción que ha tenido cada pozo.

De acuerdo a la información de producción y de intervenciones que tuvo cada pozo se detalló cuando se abrió y se cerró cada pozo, lo que indicó el tiempo que produjo cada intervalo y el aporte de cada capa al historico de producción. (Anexo II Y III)

A continuación se presenta como insertar intervalos productores en Rubis-Kappa. Ver figura 9.

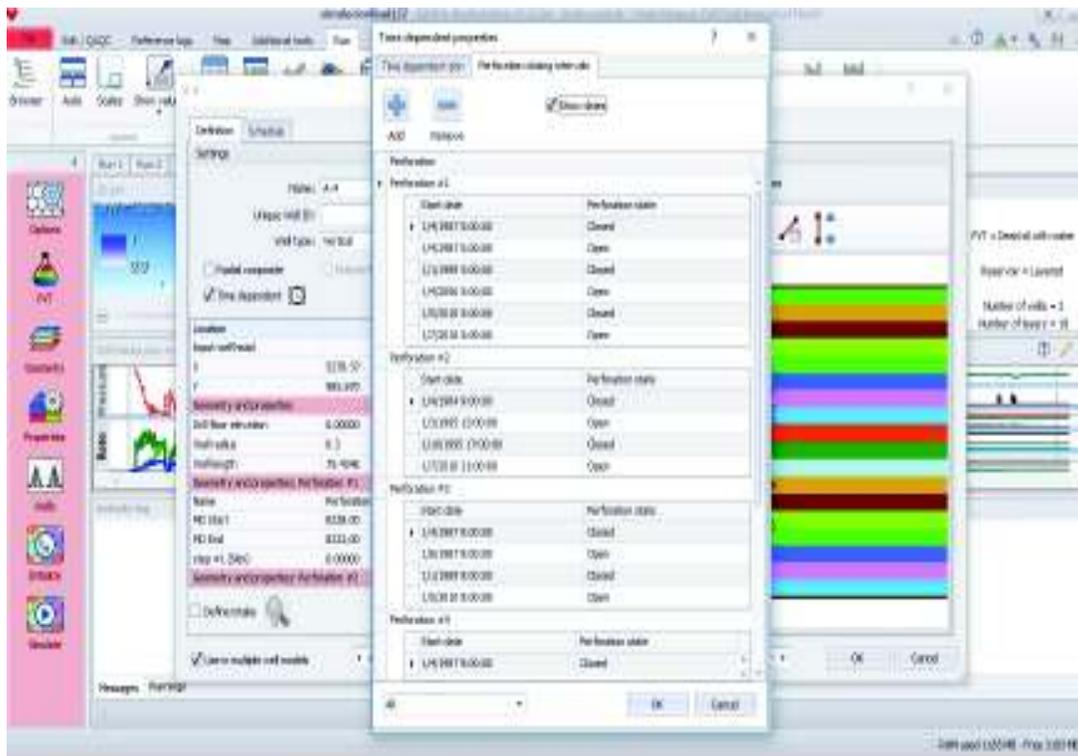


Figura 9: Fechas de intervalos productores

- Inicializar.

Al inicializar permite seleccionar parámetros como la producción y los resultados globales. También permite introducir la fecha desde la cual la simulación va a empezar y hasta que fecha se estimen necesarios los resultados.

- Simular.

Finalmente, se procede a la simulación en la que todos los gráficos en 3D se crearán y se podrán ver los resultados globales, mientras la simulación vaya avanzando. Ver figura 10.

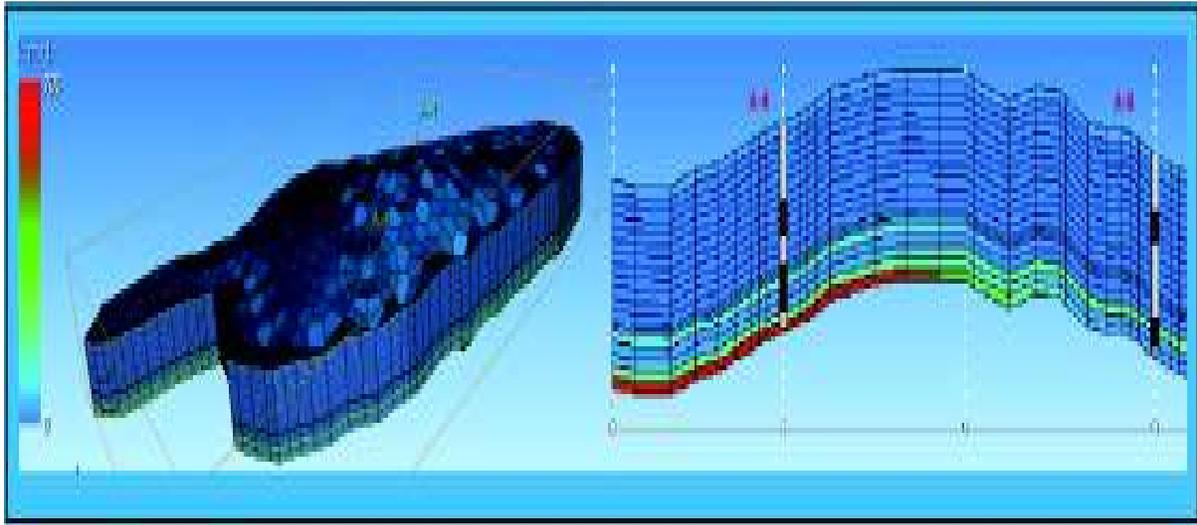


Figura 10: Mapa en 3D y cross section de permeabilidad

3.2.5. Ajuste Histórico de Producción

Los modelos de yacimientos precisos son de gran ayuda cuando se toman decisiones relacionadas con la administración del Campo. Pueden reducir el riesgo de inversión en el desarrollo del Campo y predecir el comportamiento del yacimiento bajo diversas condiciones operativas. Será necesario que sea conceptualmente similar a la vida real, es decir se simula el rendimiento pasado del yacimiento y se actualiza el modelo para que coincida con el rendimiento histórico real. Para probar y validar que el modelo de simulación es similar al reservorio se realiza un ajuste histórico de producción en el que se asume que el modelo final es preciso y representa al reservorio con el que se puede predecir el rendimiento del reservorio garantizando sus resultados. (Lorentzen K, 2014)

Los parámetros que se pueden modificar para lograr ajustar el modelo son:

- Permeabilidad y espesor del yacimiento.
- Datos de permeabilidad relativa.
- Porosidad
- Contacto Agua - Petróleo

A continuación se presenta el ajuste histórico del pozo A - 9, realizado con Rubis - Kappa. Ver figura 11.

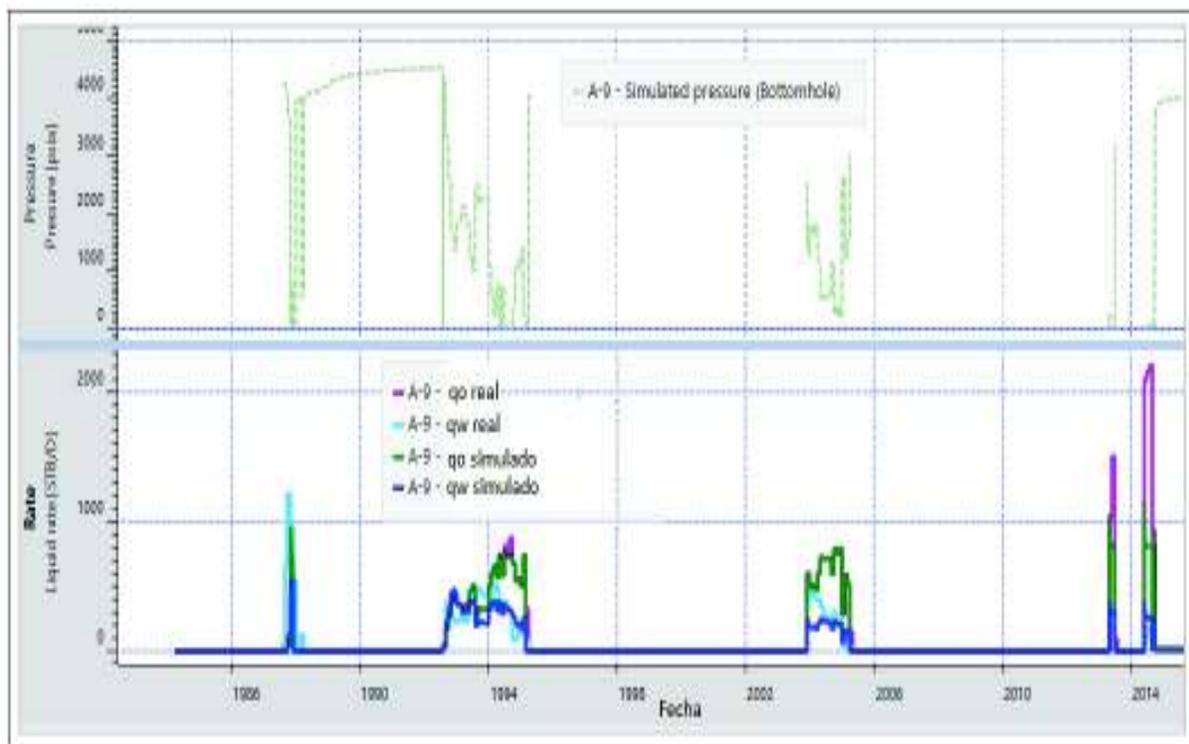


Figura 11: Ajuste histórico de producción realizado con Rubis - Kappa

Casi todos los reservorios de hidrocarburos se encuentran rodeados por una barrera de agua llamada acuífero, estos pueden ser en tamaño mas grande que el reservorio de hidrocarburo o tan pequeños que podrían ser considerados como despreciables. A lo largo del desarrollo de la Ingeniería en Petróleos se han ido desarrollando múltiples modelos de flujo de agua, basados en asunciones que describen las características del acuífero. Se confirmó la presencia de un acuífero a través del mantenimiento de las presiones y del comportamiento histórico de la producción de agua. Luego de varias corridas de incertidumbre el que produjo mejores resultados para un mejor ajuste histórico fue el modelo de flujo de agua numérico, confirmando la presencia de acuíferos provenientes del lado Norte y Este del Campo. (Izurieta, 2012) (Cerón y Chango, 2009)

El contacto agua-petróleo fue definido para el pozo vecino A-3 en -8298 [ft], luego de varias corridas de incertidumbre se logró establecer el contacto agua-petróleo en -8295 [ft], con lo que se logró desacelerar la ruptura del agua y ajustar la tasa de agua del modelo con la registrada históricamente.

También fue necesario modificar las curvas de permeabilidad relativa, estas se caracte-

rizan por tener un alto grado de incertidumbre, ya que los parámetros de medición en laboratorio son diferentes a los parámetros a condiciones del yacimiento, aumentando la relación agua-petróleo con lo que se pudo ralentizar la llegada del agua y lograr ajustar la tasa de agua en el modelo. (Cerón y Chango, 2009)

Ver figura 12.

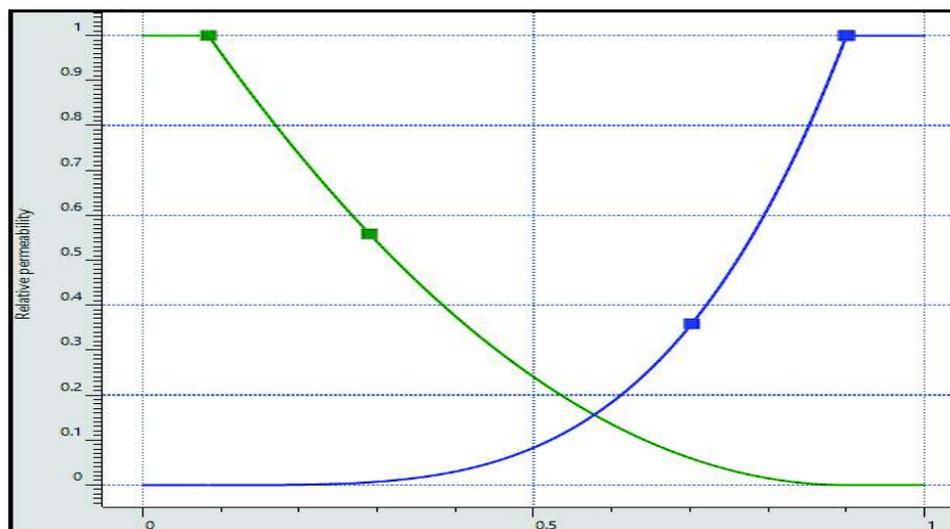


Figura 12: Curvas de permeabilidad relativa obtenidas de Rubis - Kappa

Los datos de presiones que fueron registrados son de la arena T y se puede constatar que las presiones del modelo y las registradas son altas, razón por la que se confirma la presencia de acuíferos y se valida el ajuste histórico. A continuación se presenta el histórico de presiones de la arena T de los pozos A-4, A-9 y aledaños. Ver figura 13.

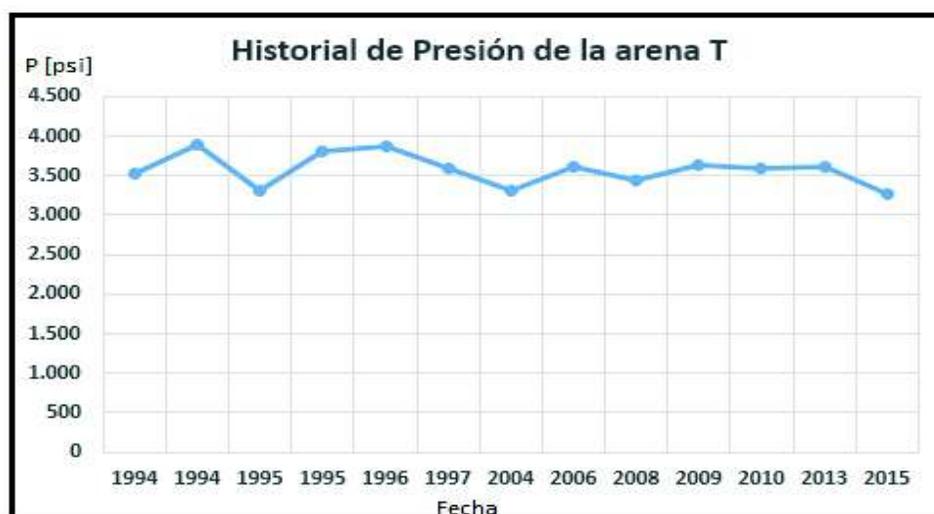


Figura 13: Histórico de presiones del Campo maduro estudiado

3.2.6. Resultados

De acuerdo a la metodología planteada, el seguir ordenadamente los pasos descritos anteriormente puede validar el método de distribución de la producción a través del uso de métodos numéricos. La distribución del total de producción se la realizó de acuerdo a los resultados arrojados por rubis-kappa, esta distribución se realizó por capas que tienen un espesor definido de acuerdo a la precisión requerida, aquí se puso énfasis en cuando se abrió un intervalo y su tiempo de producción, por lo que es de suma importancia conocer el espesor de T inferior y T superior, para conocer hasta que número de capa representa T_i y T_s .

La importancia de realizar el ajuste a historia permite conocer como está el reservorio y disminuir la incertidumbre de los resultados, se puede realizar el ajuste a una importante base de datos históricos, para este estudio se realizó el ajuste histórico de la producción.

Aporte en el histórico de producción [%]		
Número de capa	A - 4	A - 9
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0.2
5	0	3.6
6	4.8	3.2
7	6.7	3.7
8	6.8	0
9	4.9	0
10	0	0
11	0	0
12	1.6	0
13	22.4	0
14	23.6	0
15	21.9	15.3
16	7.3	30.2
17	0	40.8
18	0	0

Tabla 13: Aporte de cada capa del reservorio T en porcentaje

Resultados		
Aporte en el histórico de producción [Bls]		
Número de capa	A - 4	A - 9
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	38
5	0	6783
6	2965	603
7	4138	697
8	4200	0
9	3027	0
10	0	0
11	0	0
12	988	0
13	13836	0
14	14577	2731
15	13527	5687
16	4509	7683
17	0	716
18	0	0

Tabla 14: Aporte de cada capa del reservorio T en barriles

El pozo A - 4 tiene un espesor de 77 pies, el espesor de Ts es de 47 pies y Ti 30 pies, se ha dividido la arena T en 18 capas iguales de 4.27 pies de espesor cada una, el aporte que se obtenga hasta la capa 11 es proveniente de Ts y el resto de capas darán su aporte a Ti.

El pozo A - 9 tiene un espesor de 76 pies, el espesor de Ts es de 54 pies y Ti 22 pies, se ha dividido la arena T en 18 capas iguales de 4.2 pies de espesor cada una, el aporte que se obtenga hasta la capa 13 es proveniente de Ts y el resto de capas darán su aporte a Ti.

En la Tabla 13 y 14 se presentó la asignación que cada capa de la arena T ha aportado en el total de la producción.

El método planteado brindó resultados de acuerdo a la producción introducida mensualmente, estos valores fueron conocidos y se asignó un porcentaje en las capas que se indicaron que fueron perforados los intervalos durante el tiempo que produjeron (ver Tabla E.1 y E.2), la incursión de los datos petrofísicos (Ver Tabla 11 y 12) y características

de la arenisca Ti hacían preveer una mayor distribución favorable a Ti para el pozo A-4 y A-9. Para el pozo A-4 en total otorgó el 76,8 [%] para Ti del total de la producción y mientras que el 23,2 [%] a Ts. Para el pozo A-9 la diferencia fue aún mayor, el intervalo productor de Ts es de apenas 2 pies y sus características Se realizó la distribución en porcentaje ya que el total de la producción es conocido y con un simple cálculo se puede obtener los resultados en barriles (ver Tabla 14).

A continuación se presenta la distribución de petróleo de la arena T del pozo A - 4, en barriles y en porcentaje de Ti y Ts . Ver figura 14 y figura 15.

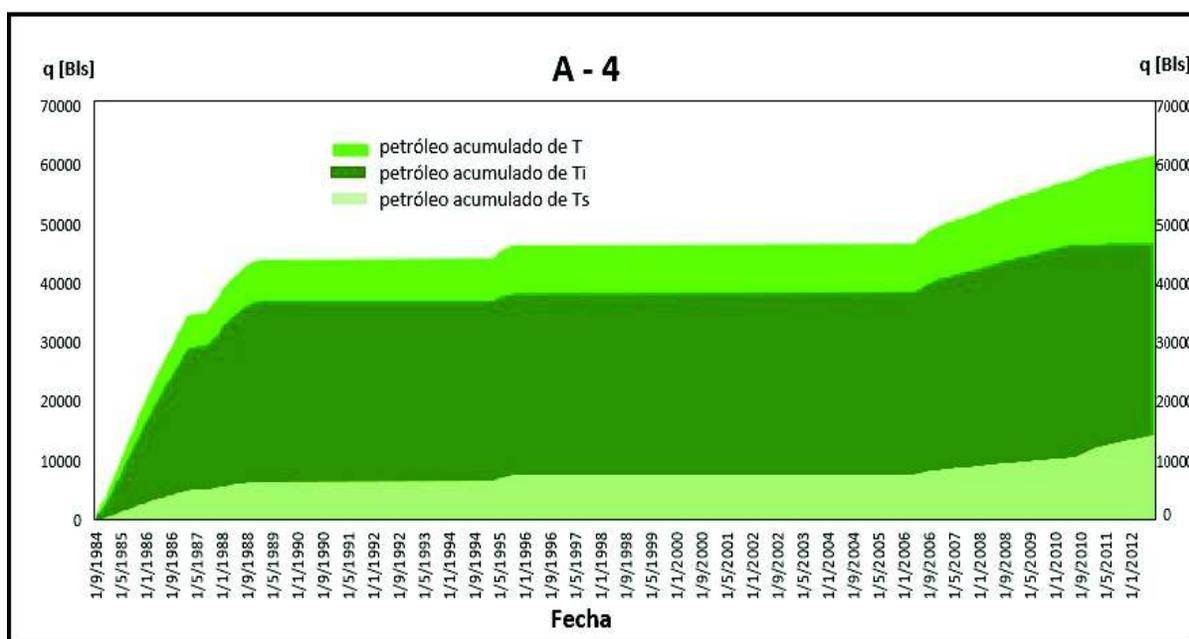


Figura 14: Aporte de Ti y Ts dentro de la producción total de la arena T

Aporte de Ti y Ts [Bls]		
T	Ti	Ts
61767	47225	14542

Tabla 15: Aporte de Ti y Ts en el total de la producción del pozo A - 4

Los datos de producción fueron conocidos y al obtener el porcentaje de asignación de cada capa se le dio un valor en el total de la producción en barriles.

PRODUCCIÓN DE LA ARENA T DEL POZO A - 4

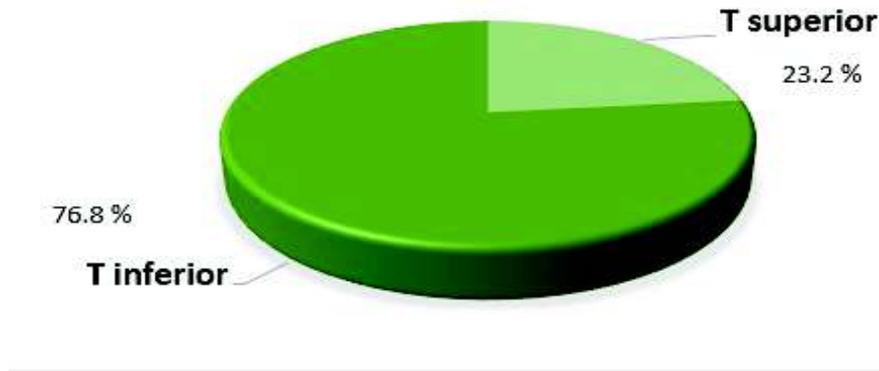


Figura 15: Distribución de la arena T en porcentaje de petróleo del pozo A - 4

A continuación se presenta la distribución de petróleo de la arena T del pozo A - 9, en barriles y en porcentaje de Ti y Ts. Ver figura 16 y ver figura 17.

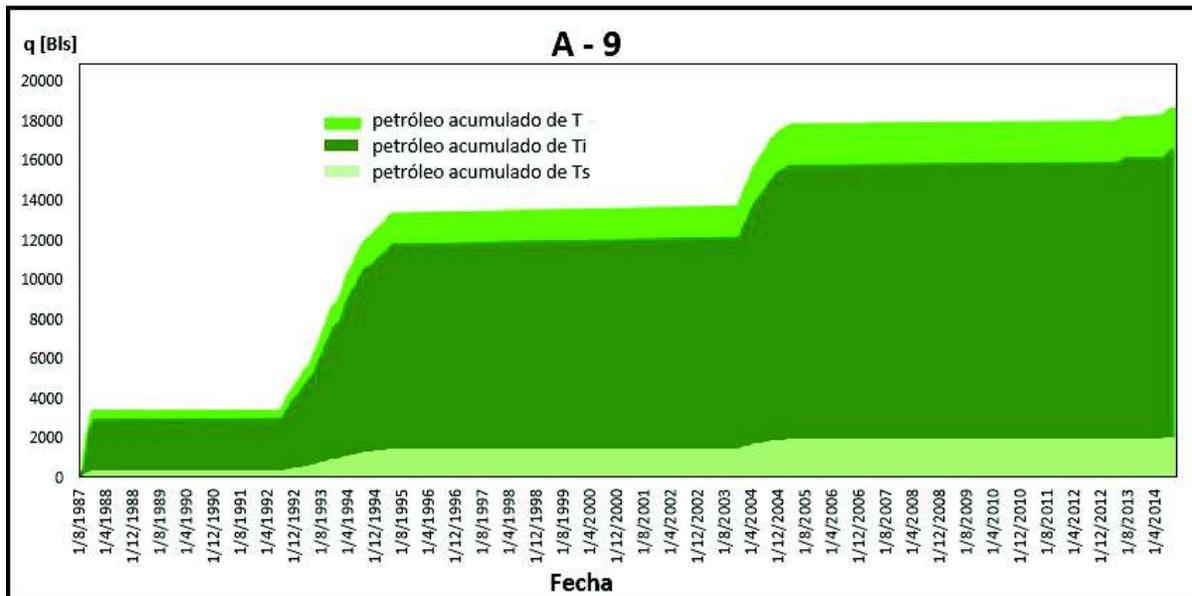


Figura 16: Aporte de Ti y Ts dentro de la producción total de la arena T

Aporte de Ti y Ts [BlS]		
T	Ti	Ts
18707	16649	2058

Tabla 16: Aporte de Ti y Ts en el total de la producción del pozo A - 9



Figura 17: Distribución de la arena T en porcentaje de petróleo del pozo A - 9

4. Conclusiones y Recomendaciones

4.1. Conclusiones

- A través del simulador Rubis - Kappa, se ha podido determinar la distribución que cada intervalo de arena ha tenido en el total de la producción, se ha podido conocer detalladamente el valor exacto en tiempo que cada intervalo ha producido, logrando así determinar la cantidad exacta que ha aportado durante toda su etapa productiva.
- Con un análisis de la producción y de las intervenciones que se detallaron en el presente trabajo se pudo escoger finalmente dos pozos que presentaron las condiciones ideales para poder realizar la simulación y aplicar la metodología descrita en el trabajo.
- Las propiedades que se introdujeron en el software pronosticaban una tendencia a que la mayor parte del caudal de petróleo sería aportado por T_i , se corroboró con los resultados de la simulación y se los puede tomar como válidos.
- Para lograr el ajuste histórico de producción se modificaron ciertos parámetros que son permitidos, nos enfocamos en el contacto agua - petróleo, el cual se estableció a

-8295 pies. También en la presencia de acuíferos que se encuentran localizados en el Norte y Este del Campo y las curvas de permeabilidad relativa, que son parámetros que presentaron mayor grado de incertidumbre y se recomienda su modificación para lograr un adecuado ajuste a historia.

- Los datos que arroja el software son caudal de acuerdo al tiempo que se detalla la producción de cada intervalo, con lo que se debe armar un registro de producción de forma mensual, para que pueda ser cotejado con la información disponible.
- Los resultados de la simulación indicaron que la arena T inferior es la que mas aporte ha brindado, mientras que la arena T superior ha aportado en menor cantidad.

4.2. Recomendaciones

- Se recomienda analizar de manera exhaustiva los datos que serán introducidos en el software, el Campo presenta la información que se va a utilizar, pero no se puede constatar su validez debido a que solo existe un estudio por pozo.
- Se recomienda utilizar el software Rubis - Kappa porque ofrece un estudio a detalle por pozo y debido a su manejo no complejo, se puede mantener actualizado el modelo simplemente realizando pequeños ajustes.
- La producción en conjunto (commingled production) se ha dado en la mayoría de campos maduros del Ecuador, resultando obligatorio la utilización de un software complejo para determinar el aporte de cada arena y siendo necesario una realización completa del modelo para futuras actualizaciones, por lo que se recomienda utilizar este método en otros campos maduros.
- Para que nuestros resultados sean tomados como válidos es necesario lograr un ajuste histórico de producción, con lo que se recomienda empezar a variar las propiedades que se detallaron en este estudio, con lo que se lograría un ajuste de la producción.

- El aporte que cada arena ha tenido, son arrojados en tiempo con lo que se recomienda realizar una comparación de la producción real con la producción que ha arrojado el software.
- Con la información que poseen estos campos se recomienda el uso de técnicas de simulación numerica debido al grado de confiabilidad que brinda tener una data ideal.

REFERENCIAS

BIBLIOGRÁFICAS

- ANDRADE, RONNY D. (2017). Caracterización de los reservorios principales del Campo Lago Agrio para optimización de producción. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos.
- ANSAH, J., AL-SHEBAB, M. A., AL-BANI, F. A., AL-QUAIMI, B. I., JACOB, S. (2009, January 1). Two-Zone Commingled Production Using Intelligent Well Completion Coupled With ESP Through a Hydraulic Disconnect Tool. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/120303-MS
- BABY, RIVADENEIRA, BARRAGÁN, (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito, Ecuador. Institucional.
- CANSINO, MARITZA A. (2017). Modelo de simulación de alta y baja resolución para la caracterización de la arenisca “U” de un campo X del oriente ecuatoriano. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos.
- CASTRO, ESTEBAN A. (2017). Simulación del campo MDC (Región Norte) para evaluar la recuperación mejorada por inyección de agua. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos.

- CERÓN, GONZALO. CHANGO, MARIO. (2009). Alternativas de producción mediante la simulación matemática de los yacimientos U y T del Campo Yuca. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos.
- DRILLING LEXICON (2013). Consulting Commingled Production Recuperado de: <http://www.iadclexicon.org/commingled-production/>
- EASTSEA STAR CO.LTD. (2016). WELL INSIGHT - PETROPHYSICAL ANALYSIS. Recuperado de: <http://esstar.com.vn/>
- GANDULAY, CÉSAR. TAPIA, SUSANA. (2012). Gestión y Optimización de proyectos para la explotación de campos maduros: caso México. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. México. Facultad de Ingeniería.
- HALLIBURTON. (2012). Consulting. Mature Fields. Recuperado de: <https://halliburtonblog.com/what-is-a-mature-field/>
- LORENTZEN, KJETIL. (2014). History Matching a Full Field Reservoir Simulation Model. Norwegian University of Science and Technology. Norway. Department of Petroleum Geoscience and Engineering.
- PETROAMAZONAS EP. (2017). Ronda de Campos Menores 2017 Tetete Tapi. Quito, Ecuador. Recuperado de: <http://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/06/Brochure-Campos-Menores.pdf>
- PETROECUADOR. (2018). Plan general de negocios, expansión e inversión. Quito, Ecuador. Recuperado de: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/02/Plan20de20Negocios20201820Aprobado.pdf>
- REYES, DANES. LYN, EMILY. (2017). Desarrollo de un simulador para la toma de decisiones en la implementación de recuperación secundaria en campos maduros. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos.

- SANDOVAL, JUAN C. (2013). Metodología para la identificación de pozos con oportunidades de incremento de producción en campos maduros. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central del Ecuador. Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental
- SCHLUMBERGER. (2017). Oilfield Glossary. Commingled flow. Recuperado de: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/commingledflow.aspx>.
- SIMEN, SAETEN. (2015). Production Allocation of Oil and Gas: A case Study of the Skarv Field. Norwegian University of Science and Technology. Norway. Department of Petroleum Geoscience and Engineering.
- SPIVEY, J. P. (2007, January 1). Production Data Analysis for Commingled Multilayer Gas Reservoirs—Graphical Aides for Flow Regime Identification and History Matching. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/106305-MS
- VYP CONSULTORES S.A. (2009). Interpretación de la Historia de Producción de un Yacimiento. Recuperado de: <http://www.vyp.com.ar/servepdesa8.html>
- ZÚÑIGA, BRYAN G. (2013). Estudio de pre-ingeniería como sustento para la posterior construcción del modelo geológico y de simulación del reservorio U y T del campo Colibrí. Trabajo Especial de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

Anexos

Anexos A

Anexo I: Mapa de espesores de la arena T

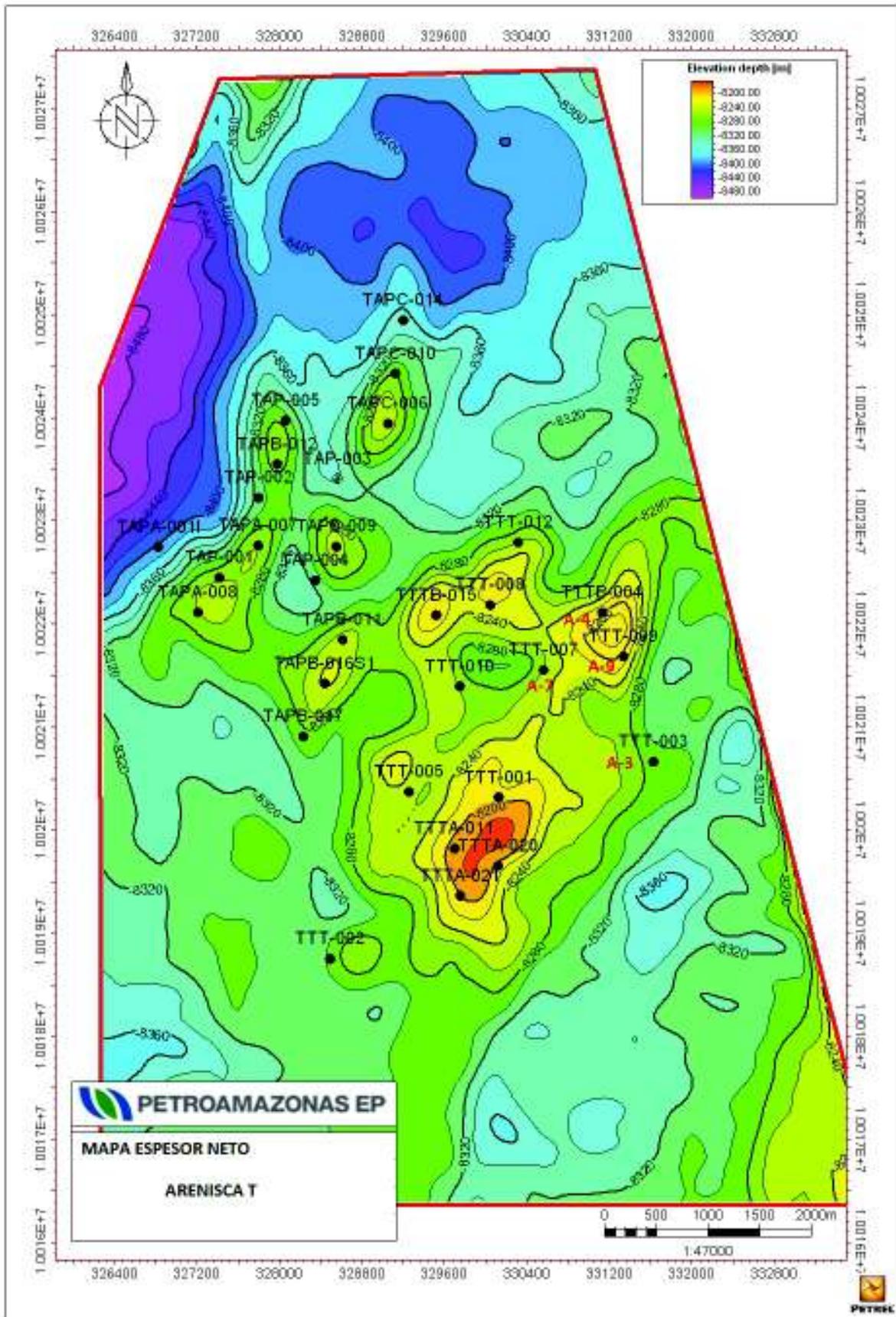


Figura A.1: Mapa de espesores de la arena T

Anexos B

Anexo II: W.O. del pozo A-4

Historial de Reacondicionamientos

Completación original: 28 – Julio – 1984

Intervalos perforados:

Arena “T” (9226’-9244’) (18’).

Arena “T” (9203’-9207’) (4’).

Arena “T” (9210’-9216’) (6’).

Arena “U” (9090’-9115’) (25’).

Arena “U” (9017’-9021’) (4’).

Pruebas iniciales:

Fecha	Zona	Profundidad [pies]	BPPD	%BSW
07/07/1984	T	9226 - 9244	2450	2
13/07/1984	U	9090 - 9115	2321	0,8

Tabla B.1: Pruebas iniciales

W.O. # 1 (06/08/1988)

Aislar entrada de agua con cementación forzada en arena “T”. Mejorar cemento en “Ui” y recañonear arena “T”. Evaluar arenas “T” y “Ui”.

Repunzonan los siguientes intervalos:

Arena "T" (9203' - 9216') (13').

Arena "T" (9226' - 9236') (10').

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	16/07/1988	T	Flujo Natural	957	8
Después	04/08/1988	Ui	Flujo Natural	1792	6,7

Tabla B.2: W.O. # 1 del pozo A-4

W.O. # 2 (31/01/1989)

Cambiar arena productora "T" a "Ui".

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	01/12/1988	T	Flujo Natural	98	50
Después	31/01/1989	Ui	Flujo Natural	1600	20,2

Tabla B.3: W.O. # 2 del pozo A-4

W.O. # 3 (13/10/1991)

Evaluar con bombeo hidráulico tipo jet las arenas "T" y "Ui". Cambio de completación para levantamiento artificial con bombeo hidráulico.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	01/12/1988	T	Flujo Natural	447	65.5
Después	10/10/1991	Ui	Bombeo Hidráulico	1282	54

Tabla B.4: W.O. # 3 del pozo A-4

W.O. # 4 (24/04/2006)

Cambio de completación por pescado a 9190'. Evaluar arena "T". Completar para Bombeo Hidráulico.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	01/02/1996	Ui	Bombeo Hidráulico	248	86,6
Después	04/04/2006	Ti + Ts	Bombeo Hidráulico	469	57,2

Tabla B.5: W.O. # 4 del pozo A-4

*El pozo A-4 se cierra en febrero de 1996.

W.O. # 5 (07/07/2010)

Cambio de completación por comunicación tubing - casing para optimización de fluido motriz. Repunzonar Ts. Completar para Bombeo Hidráulico para evaluar por separado las arenas “Ts” y “Ti”.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	26/04/2010	Ts + Ti	Bombeo Hidráulico	0	0
Después	04/06/2010	Ti	Bombeo Hidráulico	288	0,2

Tabla B.6: W.O. # 5 del pozo A-4

W.O. # 6 (26/10/2012)

Tomar registro de saturación de T y U, punzonar de acuerdo a registros. Evaluar y diseñar sistema de levantamiento.

*Intentan pescar por varias ocasiones sin éxito.

*Suspenden operaciones el 26-octubre-2012.

Trabajo sin torre (18/11/2014)

Se realiza registro de evaluación de cemento y corrosión, se determina:

- Leve desgaste interno del casing hasta 2350’.
- Cemento de buena calidad entre: 2675’-3215’.
- Deformación del casing en varios puntos.

- Observa liquido detrás del casing entre: 5400'-6185'.
- Posible rotura de casing en: 6325' y 6365'.

Bajan y asientan CIBP a 5200'. Prueban hermeticidad del tapón y del cabezal, OK.

Taponamiento y abandono temporal el día 18 de Noviembre del 2014.

Anexos C

Anexo III: W.O. del pozo A-9

Historial de Reacondicionamientos

Completación original: 20 – abril – 1987

Intervalos perforados:

Arena “T” (9118’ – 9132’) (14’)

Arena “T” (9078’ – 9090’) (12’)

Pruebas iniciales:

Fecha	Zona	Profundidad [pies]	BPPD	%BSW
12/4/1987	T	9118 - 9132; 9078 – 9090	1607	1

Tabla C.1: Pruebas iniciales

W.O. # 1 (24/03/1989)

Se aísla U y baja completación definitiva para producir de arena “T” a flujo natural.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	06/11/1993	U + T	Flujo Natural	526	28
Después	15/01/1993	T	Bombeo Hidráulico	1300	1

Tabla C.2: W.O. # 1 del pozo A-9

W.O. # 2 (21/11/1989)

El pozo produce de Ui, por lo que no es de nuestro interés ahondar en lo que se realizó en el W.O. # 2.

W.O. # 3 (01/08/1992)

Se cambia de intervalo productor y el pozo empieza a producir de T.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	01/07/1992	Ui	Flujo Natural	10	75
Después	05/08/1992	T	Bombeo Hidráulico	381	30

Tabla C.3: W.O. # 3 del pozo A-9

W.O. # 4 (31/12/1993)

Cambio de completación.

Bajan completación definitiva para producir por bombeo hidráulico tipo jet de la arena T.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	31/12/1993	T	Bombeo Hidráulico	380	57.4
Después	31/01/1993	T	Bombeo Hidráulico	450	57.3

Tabla C.4: W.O. # 4 del pozo A-9

- El pozo se cierra en marzo de de 1995.

W.O. # 5 (17/12/2003)

Se realiza un cambio de completación.

El pozo continua produciendo de la arena T.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	12/01/2004	T	-	-	-
Después	17/02/2004	T	Bombeo Hidráulico	436	53.8

Tabla C.5: W.O. # 5 del pozo A-9

W.O. # 6 (01/12/2004)

Se realiza un cambio de completación.

El pozo continua produciendo de la arena T.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	%BSW
Ántes	15/01/2005	T	-	36	88.7
Después	01/02/2005	T	Bombeo Hidráulico	141	80.7

Tabla C.6: W.O. # 6 del pozo A-9

- El pozo se cierra en abril de 2005.

Los W.O. # 7, 8 y 9 se enfocan en la arena U, por lo que no es de nuestro interés analizar estas intervenciones.

Finalmente el pozo registra datos de producción en el año 2013 y 2014 como provenientes de la arena T.

Anexos D

Anexo IV: Inserción de datos en Rubis-Kappa

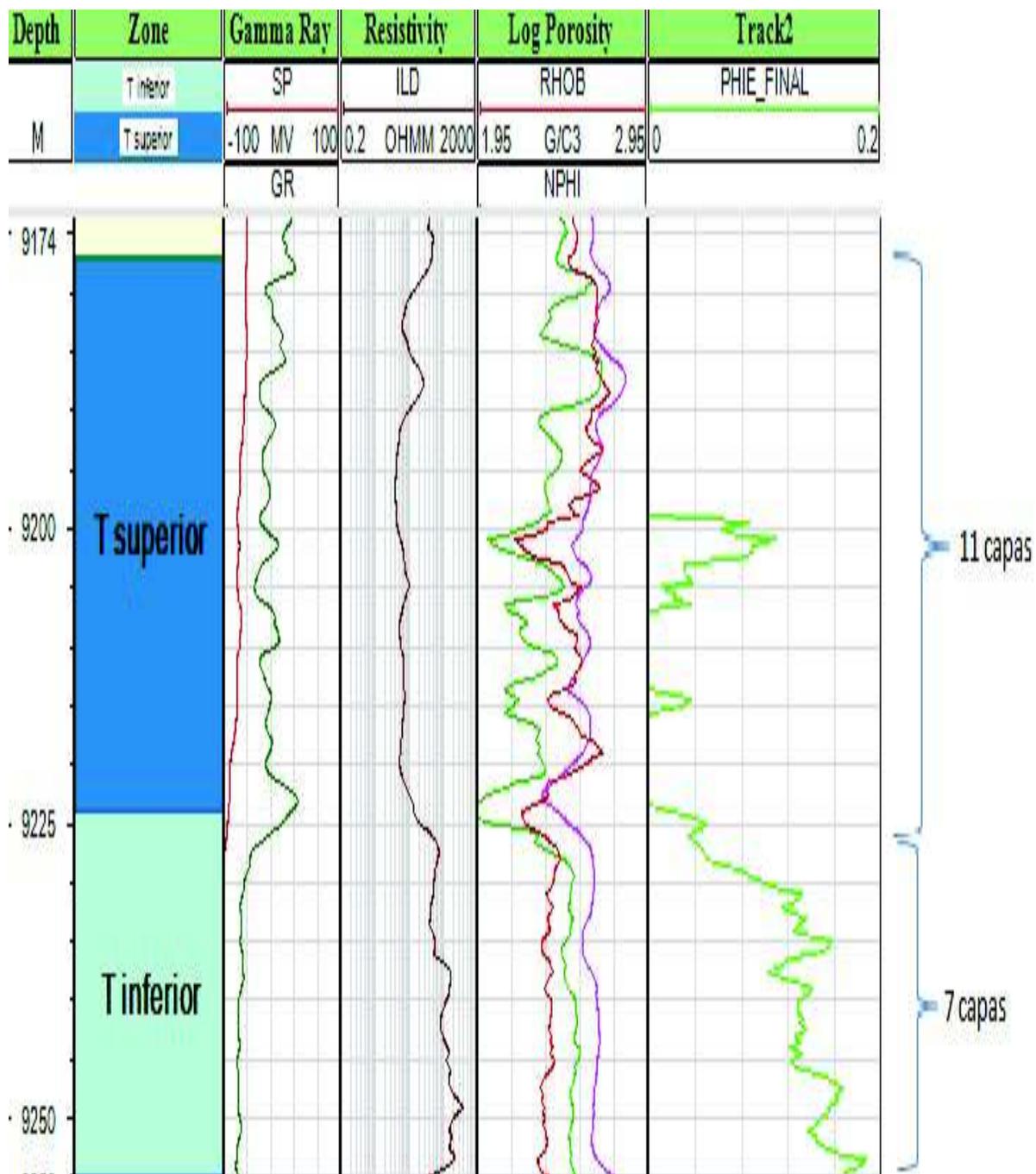


Figura D.1: Análisis de porosidad del pozo A-4
 Autor: Paúl Barahona

Depth	Zone	Gamma Ray	Resistivity	Log Porosity	Track1
	T inferior	PA_GR	PA_MSFL	PA_RHO	PHIE_FINAL
M	T superior	0 API 200	0.2 ohm.m 2000	1.95 g/cm3 2.95	0 0.2

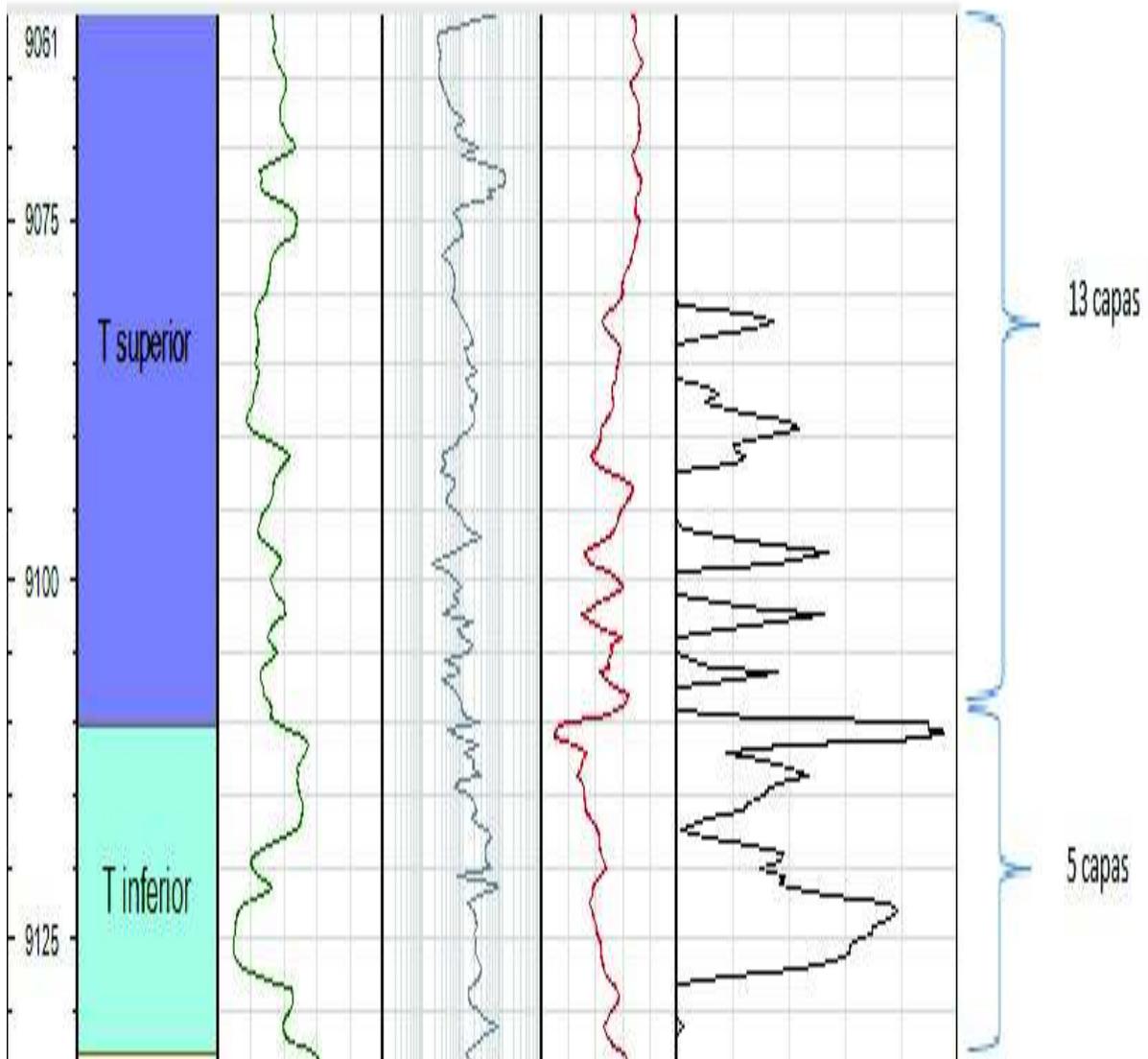


Figura D.2: Análisis de porosidad del pozo A-9
 Autor: Paúl Barahona

Anexos E

Anexo V: Resultados mensuales de los pozos A-4 y A-9

Distribución de Producción mensual de la arena T para la arena Ti y Ts [Bls]											
Fecha	T	Ti	Ts	Fecha	T	Ti	Ts	Fecha	T	Ti	Ts
1/9/1984	1149	977	172	1/9/1988	327	278	49	1/11/2008	196	145	51
1/10/1984	1026	872	154	1/10/1988	237	201	36	1/12/2008	190	141	49
1/11/1984	826	702	124	1/11/1988	270	230	40	1/1/2009	220	163	49
1/12/1984	929	790	139	1/12/1988	205	174	31	1/2/2009	152	112	40
1/1/1985	1290	1097	194	1/1/1989	98	83	15	1/3/2009	148	110	38
1/2/1985	1228	1044	184	1/3/1995	252	131	121	1/4/2009	162	120	42
1/3/1985	1328	1129	199	1/4/1995	688	358	330	1/5/2009	174	129	45
1/4/1985	945	803	142	1/5/1995	479	249	230	1/6/2009	166	123	43
1/5/1985	1537	1306	231	1/6/1995	295	153	142	1/7/2009	198	147	51
1/6/1985	1473	1252	221	1/7/1995	199	103	96	1/8/2009	229	169	60
1/7/1985	1321	1123	198	1/8/1995	283	147	136	1/9/2009	165	122	43
1/8/1985	1295	1101	194	1/9/1995	222	115	107	1/10/2009	170	126	44
1/9/1985	1113	946	167	1/10/1995	208	108	100	1/11/2009	153	113	40
1/10/1985	1581	1344	237	1/4/2006	164	121	43	1/12/2009	177	131	46
1/11/1985	1154	981	173	1/5/2006	462	342	120	1/1/2010	175	130	46
1/12/1985	1225	1041	184	1/6/2006	427	316	111	1/2/2010	169	125	44
1/1/1986	1355	1152	203	1/7/2006	437	323	114	1/3/2010	179	132	47
1/2/1986	922	784	138	1/8/2006	464	343	121	1/4/2010	139	103	36
1/3/1986	1464	1244	220	1/9/2006	353	261	92	1/7/2010	235	19	216
1/4/1986	1045	888	157	1/10/2006	293	217	76	1/8/2010	251	20	231
1/5/1986	1044	887	157	1/11/2006	285	211	74	1/9/2010	249	20	229
1/6/1986	1143	972	171	1/12/2006	227	168	59	1/10/2010	267	21	246
1/7/1986	999	849	150	1/1/2007	216	160	56	1/11/2010	254	20	234
1/8/1986	1045	888	157	1/2/2007	239	177	62	1/12/2010	267	21	246
1/9/1986	1019	866	153	1/3/2007	204	151	53	1/1/2011	202	16	186
1/10/1986	1018	865	153	1/4/2007	163	121	42	1/2/2011	167	13	154
1/11/1986	1147	975	172	1/5/2007	189	140	49	1/3/2011	101	8	93
1/12/1986	1004	853	151	1/6/2007	194	144	50	1/4/2011	140	11	129
1/1/1987	1066	906	160	1/7/2007	153	113	40	1/5/2011	169	14	155
1/2/1987	1008	857	151	1/8/2007	175	130	46	1/6/2011	147	12	135
1/3/1987	176	150	26	1/9/2007	162	120	42	1/7/2011	137	11	126
1/8/1987	339	288	51	1/10/2007	230	170	60	1/8/2011	116	9	107
1/9/1987	747	635	112	1/11/2007	182	135	47	1/9/2011	114	9	105
1/10/1987	582	495	87	1/12/2007	188	139	49	1/10/2011	125	10	115
1/11/1987	666	566	100	1/1/2008	225	167	59	1/11/2011	130	10	120
1/12/1987	900	765	135	1/2/2008	232	172	60	1/12/2011	139	11	128
1/1/1988	1007	856	151	1/3/2008	235	174	61	1/1/2012	130	10	120
1/2/1988	546	464	82	1/4/2008	228	169	59	1/2/2012	132	11	121
1/3/1988	655	557	98	1/5/2008	227	168	59	1/3/2012	127	10	117
1/4/1988	632	537	95	1/6/2008	231	171	60	1/4/2012	127	10	117
1/5/1988	493	419	74	1/7/2008	216	160	56	1/5/2012	135	11	124
1/6/1988	483	411	72	1/8/2008	209	155	54	1/6/2012	118	9	109
1/7/1988	441	375	66	1/9/2008	151	112	39	1/7/2012	116	9	107
1/8/1988	553	470	83	1/10/2008	176	130	46	1/8/2012	73	6	67

Tabla E.1: Distribución de Producción mensual de la arena T para la arena Ti y Ts del pozo A - 4 en barriles

Distribución de Producción mensual de la arena T [Bls]							
Fecha	T	Ti	Ts	Fecha	T	Ti	Ts
1/8/1987	45	40	5	1/11/1994	95	85	10
1/9/1987	672	598	74	1/12/1994	224	199	25
1/10/1987	1218	1084	134	1/1/1995	140	125	15
1/11/1987	966	860	106	1/2/1995	192	171	21
1/12/1987	545	485	60	1/3/1995	123	109	14
1/8/1992	10	9	1	1/4/1995	295	263	32
1/9/1992	381	339	42	1/5/1995	145	129	16
1/10/1992	346	308	38	1/12/2003	399	355	44
1/11/1992	279	248	31	1/1/2004	444	395	49
1/12/1992	230	205	25	1/2/2004	436	388	48
1/1/1993	229	204	25	1/3/2004	405	360	45
1/2/1993	256	228	28	1/4/2004	402	358	44
1/3/1993	278	247	31	1/5/2004	346	308	38
1/4/1993	227	202	25	1/6/2004	282	251	31
1/5/1993	257	229	28	1/7/2004	253	225	28
1/6/1993	397	353	44	1/8/2004	222	198	24
1/7/1993	457	407	50	1/9/2004	276	246	30
1/8/1993	440	392	48	1/10/2004	295	263	32
1/9/1993	479	426	53	1/11/2004	192	171	21
1/10/1993	452	402	50	1/12/2004	213	190	23
1/11/1993	439	391	48	1/1/2005	36	32	4
1/1/1994	380	338	42	1/2/2005	141	125	16
1/2/1994	449	400	49	1/3/2005	108	96	12
1/3/1994	514	457	57	1/4/2005	30	27	3
1/4/1994	476	424	52	1/5/2013	185	165	20
1/5/1994	289	257	32	1/6/2013	162	144	18
1/6/1994	379	337	42	1/7/2013	10	9	1
1/7/1994	375	334	41	1/6/2014	73	65	8
1/8/1994	331	295	36	1/7/2014	169	150	19
1/9/1994	279	248	31	1/8/2014	175	156	19
1/10/1994	85	76	9	1/9/2014	79	70	9

Tabla E.2: Distribución de Producción mensual de la arena T para la arena Ti y Ts del pozo A - 9 en barriles